

## ÍNDICE

II.8 -	Análise e Gerenciamento de Riscos Ambientais .....	1/174
II.8.1 -	Descrição da Atividade .....	1/174
II.8.1.1 -	Identificação das Unidades de Produção .....	1/174
II.8.1.2 -	Descrição Geral das Unidades de Produção.....	2/174
II.8.2 -	Análise Histórica de Acidentes Ambientais.....	47/174
II.8.2.1 -	Registros de Acidentes com FPSO's .....	48/174
II.8.2.2 -	Registros de Acidentes em Operações Offshore de Produção de Óleo e Gás Natural.....	53/174
II.8.2.3 -	Acidentes com Plataforma do Tipo Wellhead (WHP) por Tipo de Cenário .....	58/174
II.8.2.4 -	Acidentes com Plataforma do Tipo FPSO por tipo de cenário .....	59/174
II.8.2.5 -	Acidentes durante Transferência de Óleo Diesel e Produtos Líquidos.....	60/174
II.8.2.6 -	Registros Envolvendo Acidentes no Brasil (Unidades PETROBRAS) ...	61/174
II.8.2.7 -	Análise da Frequência de Acidentes com Unidades FPSO no Golfo do México (MMS, 2001).....	66/174
II.8.2.8 -	Eventos Acidentais nas Atividades de Produção Offshore Resultando em Poluição por Vazamento Petróleo .....	69/174
II.8.3 -	Identificação dos Cenários Acidentais .....	73/174
II.8.3.1 -	Avaliação dos Riscos Identificados .....	79/174
II.8.3.2 -	Planilhas APP Ancoragem e Instalação das Linhas .....	80/174
II.8.3.3 -	Planilhas APP Sistema Definitivo .....	82/174
II.8.3.4 -	Avaliação das Frequências de Ocorrência dos Cenários Acidentais ...	114/174
II.8.4 -	Avaliação das Consequências.....	125/174

II.8.4.1 -	Modelagem da Dispersão de Óleo .....	125/174
II.8.4.2 -	Análise de Vulnerabilidade e Identificação dos Componentes de Valor Ambiental. ....	125/174
II.8.4.2.1 -	Tempo de Recuperação dos Componentes Ambientais.....	126/174
II.8.5 -	Cálculo dos Riscos Ambientais .....	135/174
II.8.5.1 -	Levantamento dos Dados .....	138/174
II.8.5.1.1 -	Identificação dos Componentes Ambientais.....	138/174
II.8.5.1.2 -	Identificação dos Cenários Acidentais.....	139/174
II.8.6 -	Tolerabilidade dos Riscos Ambientais.....	146/174
II.8.7 -	Revisão do Estudo de Análise de Riscos Ambientais .....	151/174
II.8.8 -	Plano de Gerenciamento de Riscos Ambientais .....	151/174
II.8.8.1 -	Medidas para Gerenciamento dos Riscos.....	151/174
II.8.8.2 -	Riscos Residuais .....	153/174
II.8.8.2.1 -	Plano de Gerenciamento de Riscos da OSX.....	153/174
II.8.9 -	Bibliografia .....	166/174
II.8.10 -	Equipe Técnica .....	169/174
II.8.11 -	Cadastros Técnicos Federal - CTF .....	170/174
II.8.12 -	Mapas de Risco Ambiental .....	174/174

## Legendas

Quadro II.8-1 - Características básicas do FPSO OSX-1. ....	3/174
Quadro II.8-2 - Tanques de óleo cru e de <i>slop</i> . ....	5/174
Quadro II.8-3 - Capacidades dos tanques de óleo diesel e lubrificante. ....	6/174
Quadro II.8-4 - Capacidades dos tanques de miscelânea. ....	6/174
Figura II.8-1 - Desenho esquemático da bóia STP em acoplamento ao <i>turret</i> . ....	8/174
Quadro II.8-5 - <i>Paths</i> das linhas de escoamento. ....	9/174
Quadro II.8-6 - Equipamentos do sistema de separação do óleo. ....	9/174
Figura II.8-2 - Diagrama esquemático do sistema de processamento primário de fluidos. ....	11/174
Quadro II.8-7 - Parâmetros de trabalho dos equipamentos de produção. ....	12/174
Quadro II.8-8 - Características do sistema de compressão de baixa pressão. ....	13/174
Quadro II.8-9 - Parâmetros de compressão do gás de alta pressão. ....	14/174
Figura II.8-3 - Diagrama esquemático do sistema de compressão de gás de alta e baixa pressão. ....	15/174
Quadro II.8-10 - Identificação dos equipamentos de compressão de gás. ....	16/174
Quadro II.8-11 - Equipamento do sistema de <i>flare</i> e <i>vent</i> . ....	16/174
Quadro II.8-12 - Condições de operação do sistema de <i>flare</i> . ....	18/174
Figura II.8-4 - Diagrama esquemático do sistema de queima de gás de alta e baixa pressão. ....	19/174
Quadro II.8-13 - Sistema de energia do FPSO OSX-1. ....	20/174
Quadro II.8-14 - Características dos turbogeradores. ....	21/174
Quadro II.8-15 - Características dos geradores a diesel. ....	21/174
Quadro II.8-16 - Características do gerador de emergência. ....	22/174

Quadro II.8-17 - Produtos químicos utilizados na URS. ....	25/174
Quadro II.8-18 - Resultado típico de teste de toxicidade dos efluentes da URS.....	25/174
Quadro II.8-19 - Características dos guindastes. ....	27/174
Figura II.8-5 - Esquema de ancoragem da FPSO OSX-1.....	29/174
Figura II.8-6 - Detalhe da Bóia STP .....	30/174
Quadro II.8-20 - Sistemas remotos de controle .....	33/174
Quadro II.8-21 - Detectores de incêndio, indicadores e alarmes .....	33/174
Quadro II.8-22 - Bombas e válvulas .....	33/174
Quadro II.8-23 - Equipamentos de combate ao incêndio .....	34/174
Quadro II.8-24 - Equipamentos de salvatagem.....	35/174
Quadro II.8-25 - Serviços críticos mantidos pelo UPS .....	40/174
Quadro II.8-26 - Volumes Vasos - Sistema de Tratamento de Água Produzida .....	41/174
Figura II.8-7 - Sistema de Tratamento de Água Produzida .....	42/174
Quadro II.8-27 - Identificação dos vasos de drenagem .....	43/174
Figura II.8-8 - Diagrama esquemático do sistema de drenagem.....	44/174
Quadro II.8-28 - Identificação dos vasos de drenagem .....	45/174
Figura II.8-9 - Sistema Submarino Projeto Piloto Waimea .....	45/174
Figura II.8-10 - Sistema desenho esquemático de uma BCSS no interior do poço. ....	46/174
Quadro II.8-29 - Principais Acidentes em Operações Offshore de Produção de Óleo e Gás Natural.....	53/174
Quadro II.8-30 - Número de eventos e frequências por tipo de eventos nas unidades do tipo WHP na região da UKCS entre 1980 e 2005. ....	58/174

Quadro II.8-31 - Número de eventos e frequências por tipo de eventos nas unidades do tipo FPSO e FSO na região da UKCS entre 1980 e 2005. ....	59/174
Quadro II.8-32 - Tipo de Produto Liberado versus Volume Liberado Unidades Móveis (1980 a 1993) .....	60/174
Quadro II.8-33 - Valores Históricos de Vazamentos durante Transbordo - Campo de Girassol .....	61/174
Quadro II.8-34 - Dados de acidentes envolvendo unidades do tipo FPSO/FSO de produção no período de 1996 a 2000. ....	61/174
Figura II.8-11 - Acidente na FPSO P-34. ....	63/174
Quadro II.8-35 - Frequências de acidentes nos sistemas de produção dos FPSOs no Golfo do México. ....	66/174
Quadro II.8-36 - Frequências de acidentes nos sistemas de produção dos FPSOs no Golfo do México por tipo de acidente e volume vazado; .....	67/174
Quadro II.8-37 - Eventos de <i>Blowout</i> resultando em vazamento de óleo, por área geográfica, no período de 1970 a 2007. ....	69/174
Quadro II.8-38 - Eventos de Vazamento de petróleo provenientes de plataformas no Golfo do México entre 1970 e 2007. ....	69/174
Quadro II.8-39 - Informações sobre a Frequência (ocorrência/10 <sup>4</sup> ano) de Perda de Conteúdo para Risers. ....	71/174
Quadro II.8-40 - Informações sobre os Risers flexíveis: observação e frequência de falha categorizada por causa. ....	71/174
Quadro II.8-41 - Frequência Calculada para possíveis vazamentos no sistema submarino do piloto de produção do FPSO OSX-1. ....	72/174
Quadro II.8-42 - Categorias de Frequência .....	75/174
Quadro II.8-43 - Categoria de Severidade .....	75/174
Quadro II.8-44 - Matriz de Riscos.....	76/174

Quadro II.8-45 - Matriz de Riscos da Atividade .....	114/174
Quadro II.8-46 - Símbolos empregados na construção da árvore de falhas .....	115/174
Quadro II.8-47 - Taxa de falha por unidade de hora, parâmetro de cálculo e descrição dos eventos adotados na árvore de falha.....	120/174
Figura II.8-12 - Árvore de Falha para evento acidental de offloading.....	121/174
Quadro II.8-48 - Taxa de falha por unidade de hora, parâmetro de cálculo e descrição dos eventos adotados na árvore de falha.....	123/174
Figura II.8-13 - Árvore de Falha para evento acidental de abastecimento de diesel .....	124/174
Figura II.8-14 - Relação entre Energia da Praia e Tempo de Recuperação da Comunidade Biológica (Fonte: IPIECA, 2000) .....	134/174
Figura II.8-15 - Etapas realizadas .....	138/174
Componente Ambiental Baleia Jubarte - Cenários Integrados 200 m <sup>3</sup> .....	141/174
Componente Ambiental Franca - Cenários Integrados 200 m <sup>3</sup> .....	142/174
Componente Ambiental Cetáceos Costeiros - Cenários Integrados 200 m <sup>3</sup> .....	143/174
Componente Ambiental Peixes Costeiros - Cenários Integrados 200 m <sup>3</sup> .....	143/174
Componente Ambiental Peixes Pelágicos - Cenários Integrados 200 m <sup>3</sup> .....	144/174
Componente Ambiental Pesca Regional - Cenários Integrados 200 m <sup>3</sup> .....	144/174
Componente Ambiental Plâncton - Cenários Integrados 200 m <sup>3</sup> .....	145/174
Componente Ambiental Quelônios - Cenários Integrados 200 m <sup>3</sup> .....	145/174
Quadro II.8-49 - Classificação quanto ao Tempo de Recuperação e Categoria de Consequência.....	147/174
Quadro II.8-50 - Classificação de cada componente ambiental segundo o Tempo de Recuperação e respectivo tempo médio e Volume de óleo Derramado Considerado. ....	147/174

Quadro II.8-51 - Limites de Frequência Aceitável para as categorias de consequência, segundo uma taxa de recuperação média considerando um índice de aceitabilidade de 5% (NORSOK, 1998).....	148/174
Quadro II.8-52 - Componentes marinhos e costeiros (Somatório de Frequências = $2,02 \times 10^{-2}$ ).....	149/174
Quadro II.8-53 - Tabela ALARP - Limites de Tolerabilidade para taxa de 5% de Danos Ambientais nas Atividades de Produção Marítima na Área Geográfica dos Blocos BM-C-39, BM-C-40, BM-C-41, BM-C-42 e BM-C-43.....	150/174
Figura II.8-16 - Diagrama Padrão ALARP. ....	150/174
Quadro II.8-54 - Medidas para o Plano de Gerenciamento de Risco .....	151/174





## II.8 - ANÁLISE E GERENCIAMENTO DE RISCOS AMBIENTAIS

Está previsto para o desenvolvimento integrado da produção e escoamento de óleo e gás dos Blocos BM-C-39, BM-C-40, BM-C-41, BM-C-42 e BM-C-43 a utilização de FPSOs, WHPs, ou, dependendo de resultados técnicos e econômicos, plataformas semi-submersíveis ou plataformas fixas de produção. Inicialmente, a OGX pretende testar o prospecto de Waimea localizado no Bloco BM-C-41, com a realização de um Teste de Longa Duração (TLD) no poço produtor W1. Em caso de sucesso, a OGX implantará um projeto piloto de produção como parte do sistema definitivo, que, além do poço produtor W1 (TLD), contará com a contribuição de mais dois poços produtores horizontais, W2 e W3 e de dois poços injetores horizontais, I1 e I2, também interligados à FPSO OSX-1. A presente análise de riscos não aborda a fase do projeto definitivo de produção uma vez que, para a execução deste estudo, faz-se necessária informação técnica das WHPs bem como detalhes sobre a elevação e escoamento do petróleo das WHPs para a FPSO.

Desta forma, a presente Análise de Riscos Ambientais tem como objetivo identificar os cenários acidentais encontrados na atividade do Teste de Longa Duração e no Projeto Piloto de Produção. Os riscos de cada novo sistema de produção serão acessados a medida que forem sendo instalados e, suas respectivas análises de riscos, apresentadas à esta CGPEG/IBAMA.

### II.8.1 - Descrição da Atividade

São apresentadas a seguir informações da FPSO OSX-1. Tão logo a WHP seja contratada, as informações técnicas e especificações das mesmas serão encaminhadas à esta CGPEG/IBAMA. Vale relembrar que a intenção da OGX é poder utilizar as UEPs apresentadas em qualquer um dos nove projetos no âmbito deste licenciamento ambiental. Portanto, toda e qualquer informação de UEPs serão formalmente inseridas no processo administrativo de forma a tangenciar todos os projetos.

#### II.8.1.1 - Identificação das Unidades de Produção

O Certificado Internacional de Prevenção de Poluição por Hidrocarbonetos, o Certificado Internacional de Poluição por Efluentes Sanitários, o Certificado Internacional de Prevenção à Poluição do Ar e o Certificado de Conformidade emitido pela Marinha do Brasil do FPSO OSX-1,

bem como de qualquer outra UEP a ser utilizada na atividade serão encaminhados à CGPEG/IBAMA tão logo os mesmos estejam disponíveis.

## II.8.1.2 - Descrição Geral das Unidades de Produção

O desenvolvimento da produção de óleo e gás nos projetos prevê, inicialmente, a utilização de um FPSO que fará a produção dos fluidos do reservatório e o processamento dos mesmos com a separação do óleo e do gás da água de formação. O óleo será tratado e, depois de enquadrado ao limite máximo aceitável de teor de água (BS&W - *Base Sediment & Water*), será armazenado nos tanques de carga e transferido para navios aliviadores. O gás será comprimido e especificado de acordo com os parâmetros para uso como fornecimento de energia para a UEP e usado como método de recuperação secundária de óleo. A água de formação será tratada e descartada no mar dentro dos padrões estabelecidos pela legislação.

O FPSO NEXUS foi construído em 2009 pela empresa Samsung Heavy Industries Ltda. e modificado em 2010/2011 para atender às necessidades do mercado. Após ser adquirido pela empresa OSX, braço da construção naval do grupo EBX, o FPSO foi renomeado para FPSO OSX-1. É importante mencionar que as especificações do FPSO OSX-1 fazem referência a sua configuração atual. Previsões sobre a expansão e descrição sobre equipamentos que a OGX pretende instalar futuramente para atender às demandas de produção serão apresentadas em momento oportuno.

A construção do FPSO OSX-1 obedeceu a rigorosos critérios de segurança e confiabilidade dos sistemas que o compõe. A embarcação propriamente dita, os equipamentos de superfície, o *turret*, bem como demais equipamentos foram construídos em consonância com as regras da classificadora *Det Norsk Veritas* (DNV). Dentre as inúmeras resoluções da *International Maritime Organization* (IMO) que o FPSO precisa adquirir, destacam-se os Certificados de Prevenção e Poluição por Esgotos, de Prevenção à Poluição do Ar e o de Prevenção de Poluição por Hidrocarbonetos, que serão apresentados à CGPEG/IBAMA tão logo estejam disponíveis.

O FPSO é composto da embarcação propriamente dita, dos equipamentos de superfície (*topsides*), do *turret*, composto do sistema de ancoragem e de chegada das linhas de escoamento do óleo através de um *moon pool*, que possui 17 metros de diâmetro. A produção é distribuída para seis pares de tanques de óleo cru. Além destes doze tanques, o FPSO possui dois tanques de *slop*, tanques de água de lastro, de óleo diesel, de óleo lubrificante, além de tanques

secundários. Os tanques de cargo (óleo cru, de *slop* e de água de lastro) são construídos com fundo e costados duplo. O Quadro II.8-1 apresenta as principais características do FPSO OSX-1.

Quadro II.8-1 - Características básicas do FPSO OSX-1.

CARACTERÍSTICAS	DESCRIÇÃO
Identificação	FPSO OSX-1
Comprimento	271,8 m
Boca moldada	46,0 m
Calado	18,2 m
Notação de Classe	DNV +1A1 <i>Floating Production Storage and Offloading</i> (FPSO)
Acomodações	Capacidade para 80 pessoas (seis cabines simples e 37 cabines duplas)
Sistema de geração de energia	2 turbogeradores duplo combustível (diesel e gás) Solar Modelo TITAN 130 capacidade de geração de energia de 12.844 kW (gás) e 11.847 kW (diesel). 2 geradores a diesel MAN, HSJ7 803-8P de 2250 kW de potência. 1 gerador de emergência Caterpillar a diesel de 1500 kW.
Sistema de propulsão	Dois motores de quatro tempos 2 x 7960 BHP x Max 750 RPM
Sistema de movimentação de cargas	3 guindastes - 15 Mt @ 45 m e 30 Mt @ 45 m
Capacidade máxima de produção de óleo	60.000 barris/dia (9.554,14 m <sup>3</sup> /dia)
Capacidade máxima de água produzida	60.000 barris/dia (9.554,14 m <sup>3</sup> /dia)
Capacidade de máxima de tratamento de gás	1.500.000 m <sup>3</sup> /dia
Armazenamento óleo	157.250,6 m <sup>3</sup> em 12 tanques de óleo cru e 2 tanques de <i>slop</i> .
Tanques de água de lastro	72.516,9 m <sup>3</sup> em 18 tanques
Tanques de óleo diesel	4.344,2 m <sup>3</sup> em 4 tanques
Tanques de óleo lubrificante	98.5 m <sup>3</sup> em 6 tanques
Unidade de Tratamento de Esgotos	RW05
Capacidade de tratamento de água produzida	2 x 409 m <sup>3</sup> /h - hidrociclones 1 degaseificador
Ancoragem	<i>Turret - Submerged Turret Platform</i> com capacidade para até 12 linhas de ancoragem
Caldeiras	Duas caldeiras com capacidade para gerar 25.000 kg/h de vapor d'água
Transferência de óleo para os tanques	Capacidade máxima de 8.000 m <sup>3</sup> /h
Heliponto	Licenciado para helicópteros do EH 101 ou S61N. 22,8 m x 22,8 m de formato octogonal.
<i>Offloading</i>	Por um mangote de 120 m de comprimento com 20" de diâmetro. Vazão de 6.250 m <sup>3</sup> /h.

Fonte: OGX.

O arranjo geral do FPSO OSX-1 encontra-se no capítulo II.2.4 deste EIA.

## Planta de Processamento de Produção do FPSO OSX-1

O princípio geral da planta de processamento do FPSO OSX-1 consiste no recebimento do fluido oriundo da formação nos *manifolds* de produção e de teste e separação do óleo, do gás e da água produzida. O processo se desenvolve através da elevação de temperatura e diminuição da pressão do fluido processado ao longo das diversas etapas de separação de forma a obter teor de água no óleo inferior a 0,5% e separar o gás de maneira apropriada. A planta possui somente um trem composto de 1º estágio de separação, 2º estágio de separação e separação atmosférica / tratador de óleo, permitindo ainda a compressão e desidratação do gás para uso nas caldeiras e motores do FPSO ou exportação. Se necessário, o gás poderá ser queimado na unidade marítima.

A água produzida separada durante o processamento é tratada de forma a garantir que o teor de óleo na água esteja dentro dos parâmetros estabelecidos pela Resolução CONAMA nº 393/2007 e, portanto, adequadas para descarte no mar.

Para auxiliar no processamento do óleo e garantir a estabilização química do processo, é necessário que produtos químicos sejam utilizados nas diversas fases da separação, como, por exemplo, produtos desemulsificantes, antiespumantes, inibidores de incrustação, inibidores de corrosão e polieletrólitos. Os vasos componentes na planta de processamento são certificados pela classificadora *Det Norsk Veritas* e projetados para operar sob ambiente agressivo, além de terem vida útil de 15 anos.

O sistema de processamento de óleo do FPSO OSX-1 foi projetado de forma a trabalhar em circuito fechado, ou seja, todo o óleo recuperado nos sistemas de tratamento de água produzida, tratamento do gás, entre outros, é retornado para o processamento ao ser redirecionado para o separador de segundo estágio. As contribuições vêm dos drenos abertos e fechados, dos vasos de *flash*, vasos do *flare (flare knock out drum pumps)*, resfriadores de alta pressão (*high pressure suction coolers*), *surge* do compressor de baixa pressão, dos hidrociclones, dentre outros equipamentos.

## Sistema de Tancagem

O sistema de tancagem do FPSO OSX-1 compreende tanques de armazenamento de óleo, água de lastro, tanques de água potável, tanques de óleo diesel e lubrificante além de tanques de diversos produtos. Os tanques de armazenamento de óleo, de *slop* e de água potável são distribuídos ao longo da subestrutura da embarcação. O Quadro II.8-2 apresenta a identificação

e os volumes dos tanques de óleo cru, bem como os volumes dos dois tanques de armazenamento de óleo sujo (tanques de *slop*), que possuem fundo duplo.

Quadro II.8-2 - Tanques de óleo cru e de *slop*.

IDENTIFICAÇÃO DO TANQUE	PRODUTO ARMAZENADO	CAPACIDADE DE USO	
		m <sup>3</sup>	BARRIS
nº 1 P	Óleo	7239,1	45.532,56
nº 1 S	Óleo	7239,1	45.532,56
nº 2 P	Óleo	12.702,6	79.896,95
nº 2 S	Óleo	12.702,6	79.896,95
nº 3 P	Óleo	13.974,6	87.897,58
nº 3 S	Óleo	13.974,6	87.897,58
nº 4 P	Óleo	13.974,6	87.897,58
nº 4 S	Óleo	13.974,6	87.897,58
nº 5 P	Óleo	13.974,6	87.897,58
nº 5 S	Óleo	13.974,6	87.897,58
nº 6 P	Óleo	13.840,0	87.050,98
nº 6 S	Óleo	13.840,0	87.050,98
SLOP P	Água oleosa	2.919,9	18.359,95
SLOP S	Água oleosa	2.919,9	18.359,95
TOTAL		157.250,6	989.066,36

Fonte: OGX.

O bombeamento do óleo produzido para os tanques de carga é feito por meio duas bombas de transferência, localizadas na sala de bombas, com capacidade de transferência de 4.000 m<sup>3</sup>/dia cada uma. Todo o sistema de transferência de óleo é monitorado pela sala de controle (CCR) e está incluso nos procedimentos de segurança operacional do FPSO. Os sistemas de abertura e fechamento de válvulas e as linhas de sucção e descarga são operados remotamente da sala de controle. Os tanques de SLOP de bombordo (SLOP P) e boreste (SLOP S) podem receber o resíduo oleoso do tratamento da água produzida, do sistema aberto de drenagem de áreas classificadas e não classificadas e do sistema fechado de drenagem. Toda a drenagem converge para os tanques de *slop* de forma a conferir um sistema fechado e ambientalmente seguro de tratamento de águas oleosas geradas nas atividades do FPSO. O sistema de tratamento de águas oleosas é apresentado em detalhes no item 2.4. C - Descrição dos Sistemas de Segurança e Proteção Ambiental. Os tanques de armazenamento e de serviço de óleo diesel, óleo lubrificante e hidráulico possuem as capacidades de armazenamento conforme descrito no Quadro II.8-3.

Quadro II.8-3 - Capacidades dos tanques de óleo diesel e lubrificante.

IDENTIFICAÇÃO DO TANQUE	PRODUTO QUE ARMAZENA	CAPACIDADE (m <sup>3</sup> )
MGO STOR T (P)	Óleo diesel	1.834,2
MGO STOR T (S)	Óleo diesel	2.238,5
nº 1 MGO SERV T (P)	Óleo diesel	141,8
nº 2 MGO SERV T (S)	Óleo diesel	129,7
M/E L.O SUMP T (P)	Óleo lubrificante	10,2
M/E L.O SUMP T (S)	Óleo lubrificante	10,2
M/E L.O SETT T (P)	Óleo lubrificante	34,7
M/E L.O STOR T (P)	Óleo lubrificante	34,7
HYD OIL SETT T (P)	Óleo hidráulico	4,6
HYD OIL SETT T (S)	Óleo hidráulico	4,1
<b>TOTAL</b>		<b>4.442,70</b>

Fonte: OGX.

O Quadro II.8-4 apresenta demais tanques de relevância encontrados a bordo do FPSO.

Quadro II.8-4 - Capacidades dos tanques de miscelânea.

IDENTIFICAÇÃO DO TANQUE	PRODUTO QUE ARMAZENA	CAPACIDADE (m <sup>3</sup> )
GREYWATER HOLD T (P)	Águas cinzas	114,0
SEP BILGE OIL T (P)	Óleo lubrificante	69,8
BILGE HOLDING T (P)	Óleo lubrificante	112,6
S/T L.O. DRAIN T (P)	Óleo lubrificante	4,8
S/T L.O. DRAIN T (S)	Óleo lubrificante	4,8
L.O DRAIN T (S)	Óleo lubrificante	5,8
MGO DRAIN T(P)	Óleo diesel	1,5
MGO OVERFLOW T (C)	Óleo diesel	33,5
S/T C.W.T (P)	Óleo cru	88,5
S/T C.W.T (S)	Óleo cru	88,5
L.O SLUDGE T (P)	Óleo lubrificante	8,4
MGO SLUDGE T (S)	Óleo Diesel	4,8
<b>TOTAL</b>		<b>537</b>

Fonte: OGX.

## Sistema de Lastro

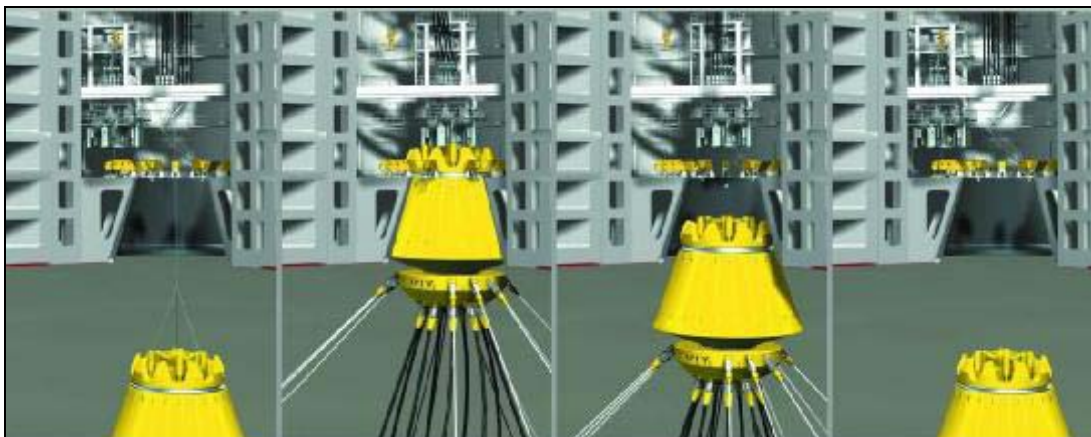
O escoamento da produção para os navios aliviadores determina um imediato reajuste do calado da embarcação. Para que isso ocorra, o FPSO possui um sistema de transferência de água entre os 20 tanques de lastro, totalizando 72.516,9 m<sup>3</sup>. A captação da água do mar é feita por meio de duas bombas verticais com 2.000 m<sup>3</sup>/h localizadas na sala de bombas na popa. O sistema de lastro é operado remotamente da sala de controle (CCR).

### *Turret - STP*

O *Turret* do FPSO OSX-1 é interno ao casco da embarcação e possui uma bóia que recebe as linhas de produção, de teste, de injeção de água, de gás, os umbilicais eletro-hidráulicos e as linhas de serviço. Além desta função, a bóia também recebe as terminações das linhas de ancoragem do FPSO. O sistema cônico da bóia permite sua desconexão da parte interna do *turret* mediante rolamentos que fazem com que a bóia deslize para baixo e deixe o FPSO apto para navegar caso necessário. Este sistema, chamado de *Submerged Turret Production (STP)*, está localizado num compartimento cilíndrico, denominado compartimento STP situado na proa do FPSO, a ré da torre do *flare* e com, aproximadamente, 13,50 metros de altura e 17 metros de diâmetro, o *moon pool*.

O compartimento STP é composto, dentre vários equipamentos, do módulo cônico STP, da bóia, do *swivel* STP e do sistema de travamento da bóia.

O módulo cônico STP localiza-se na parte inferior do compartimento STP e possui um anel de vedação que, além de proporcionar proteção contra a água do mar, suporta a bóia propriamente dita. O sistema de travamento do módulo cônico no compartimento do STP é feito por doze travas individuais dispostas no topo da bóia. A Figura II.8-1 apresenta um esquema do acoplamento e desacoplamento da bóia STP do FPSO. Pode-se notar as linhas de ancoragem e as linhas de fluxo. Logo acima da bóia, está a representação do *swivel*.



Fonte: OGX.

Figura II.8-1 - Desenho esquemático da bóia STP em acoplamento ao *turret*.

### *Turret - Swivel*

As entradas das linhas de produção e teste estão localizadas a jusante do *turret*, o qual está localizado na proa do FPSO. As correntes (os fluxos de hidrocarbonetos) dos dois poços serão misturadas no *swivel*, montadas no *turret* e direcionadas para os separadores via aquecedor de entrada da produção / aquecedor de entrada do teste.

O projeto do *topside* contempla duplo bloqueio e dreno intermediário nas linhas de urgências e uma Válvula de Emergência (EV - *Emergency Valve*) com válvula de sentido único (*Check Valve*) montado em cada *riser*. O projeto do arranjo de entrada foi baseado no fechamento antecipado na pressão máxima de 200 bar.

Os coletores de entrada de produção e teste são equipados com Válvulas de Controle Manual (HCV - *Height Control Valve*) para regulagem das vazões e pressões para o *topside*. Válvulas de Fechamento de Emergência (SDV - *Shut Down Valve*) estão instaladas a jusante das HCV. Válvulas de alívio total (PSV - *Pressure Safety Valve*) estão instaladas para limitar a pressão em 150 psi no sistema de separação.

A montante da HCV existe uma linha de interligação entre as linhas de entrada de produção e de teste para flexibilizar a produção em caso de haver algum dos *swivel* fora de operação.



## Swivel

O *swivel* é instalado no topo do módulo cônico STP e tem como principal objetivo receber as linhas de produção e distribuir o fluido da formação para os *manifolds* de produção e teste, além das linhas de injeção de água, de serviço e dos umbilicais eletro-hidráulicos, que são divididas em blocos (*paths*). A chegada das linhas é feita em blocos (*paths*), dimensionados conforme indicado no Quadro II.8-5.

Quadro II.8-5 - *Paths* das linhas de escoamento.

SWIVELS	PATHS	LINHAS DE PRODUÇÃO	LINHAS DE TESTE	LINHAS DE ÁGUA DE INJEÇÃO	LINHAS DE INJEÇÃO DE GÁS	SERVIÇO
Número de <i>Swivels</i>		2	1	1	1	1
Pressão operacional (bar)		20	20	200	300	300
Pressão de projeto (bar)		200	300	≤220	290	100 - 200
Temperatura de projeto (°C)		90	<60	90	40	<60
Flow path size through swivel stack (mm)		2 x diam 200	Diam 125	2 x diam 220	Diam 125	Diam 125
Barreiras selantes		2	2	2	2	2
Deteção e recuperação de vazamentos		sim	Sim	Sim	sim	Sim
Conexões flangeadas lado <i>turret</i>		2 x 10" Flange compacta Classe 1500	6" Flange compacta Classe 1500	2 x 10" Flange compacta Classe 1500	6" Flange compacta Classe 2500	6" Flange compacta Classe 2500
Conexões flangeadas lado embarcação		2 x 10" Flange compacta Classe 1500	6" Flange compacta Classe 1500	2 x 10" Flange compacta Classe 1500	6" Flange compacta Classe 2500	6" Flange compacta Classe 2500

Fonte: OGX.

## Sistema de Separação do Óleo

O sistema de processamento de óleo, água e gás do FPSO OSX-1 possui os seguintes componentes principais, conforme apresentado no Quadro II.8-6.

Quadro II.8-6 - Equipamentos do sistema de separação do óleo.

MANIFOLD DE PRODUÇÃO	MANIFOLD DE TESTE
Pré-aquecedor de teste	Pré-aquecedor de produção
Aquecedor de óleo - água quente	Aquecedor de óleo - elétrico
Separador de primeiro estágio	Separador de segundo estágio
Separador de teste	Bombas de transferência de óleo
Resfriadores de óleo	Coalescedor Eletrostático de Óleo

Fonte: OGX.

Os fluidos recuperados do reservatório chegam às instalações de superfície do FPSO nos *manifolds* de teste e de produção a uma temperatura de 40°C. Enquanto este último encaminha os fluidos ao pré-aquecedor de produção, o primeiro é direcionado ao pré-aquecedor de teste. O processo de aquecimento do fluido é em circuito fechado proveniente do sistema de aquecimento. Esta etapa é importante para facilitar a separação da água, do óleo e do gás.

Em seguida, os fluidos são encaminhados ao separador de primeiro estágio e de teste, onde se processa a separação primária do óleo, gás e água. Os gases oriundos destes dois vasos são misturados e encaminhados à planta de compressão de gás de alta pressão e desidratação. A água é direcionada à planta de tratamento de água produzida para retirada do óleo residual e posterior descarte.

O fluxo de óleo do separador de 1º estágio é direcionado ao separador de 2º estágio, que opera a 3,14 BarA e 117 °C, bifásico, onde a última parte do gás é removida, a fim de alcançar a especificação desejada do óleo (RVP / TVP).

O fluxo de óleo do separador de 2º estágio é encaminhado para as bombas de óleo bruto para elevação da pressão. O fluxo de petróleo, que ainda contém até 5% da água produzida, é diluído com água doce. Isso é necessário para atingir a especificação de salinidade do óleo. O gás separado nesta fase é direcionado para o compressor de recuperação de vapor.

Após a diluição com água fresca, o fluxo de óleo é aquecido até 140 °C antes de entrar no coalescedor eletrostático. O aquecimento é realizado em dois aquecedores de forma sequencial. O primeiro aquecedor troca calor com o sistema de água quente (HM) e o segundo, um aquecedor elétrico, aquece o fluxo de óleo / água para a temperatura ideal de separação, de 140 °C.

No coalescedor eletrostático a pressão de operação é de 9 BarA e a temperatura de 140 °C. Neste estágio, também ocorre a separação de água do óleo, que, da mesma maneira que a água separada no separador de 1º estágio e de teste, é direcionada para tratamento nos hidrociclones.

O óleo já tratado com no máximo 0,5% de BSW e teor de sal de 285 mg/l é resfriado no trocador de calor de entrada e em seguida nos resfriadores de óleo bruto para 50 °C. Posteriormente, a pressão é reduzida em uma válvula de estrangulamento e o óleo é, então, encaminhado para os tanques de carga.

Com intuito de apropriação dos fluidos produzidos, periodicamente se direciona individualmente cada poço para o separador de teste.



Quadro II.8-7 - Parâmetros de trabalho dos equipamentos de produção.

EQUIPAMENTOS	TEMPERATURA DE OPERAÇÃO (°C)	PRESSÃO DE OPERAÇÃO (BarA)	VAZÃO DE ÓLEO	VAZÃO DE GÁS	TAG	VOLUME DO TANQUE (m <sup>3</sup> )
Trocador de calor óleo/óleo	40-90	11	-----	-----	20-HA-002	-----
Aquecedor de teste	40-90	11	-----	-----	20-HA-001	-----
Aquecedor de entrada de óleo / água quente	88-120	9	-----	-----	20-HA-004	-----
Separador de primeiro estágio	120	9	40.000 bdp	6,74 MMScfd (0,19 MM <sup>3</sup> /d)	20-VA-001	94,1
Separador de segundo estágio	117	3,14	40.000 bdp	-----	20-VA-002	70,7
Aquecedor interestágio óleo / água quente	117-130	9	-----	-----	20-HA-003	-----
Aquecedor elétrico	130-140	9	-----	-----		40,4
Separador de teste	90	10	-----	-----	20-VA-004	40,4
Coalescedor eletrostático	140	9	40.000 bdp	-----	20-VJ-003	132
Bombas <i>booster</i> de óleo	-----	9	-----	-----		-----
Resfriadores de óleo	90-60	-----	-----	-----		

Fonte: OGX.

### Sistema de Compressão de Gás

O gás é separado na planta de processamento do FPSO OSX-1 em sistemas de compressores de alta e de baixa pressão. A finalidade do sistema de compressão é, em etapas de resfriamento, desidratação e compressão, enquadrar os parâmetros do gás em níveis tais que permitam sua exportação, seu uso como gás combustível na própria unidade para a geração de energia em motores, turbina ou caldeiras ou como método de elevação artificial dos hidrocarbonetos (*gás lift*).

### Sistema de Compressão de Gás de Baixa Pressão

O principal objetivo do sistema de compressão de baixa pressão é comprimir todo o gás separado no separador de segundo estágio e do gás recuperado nos vasos de *flare*. Este sistema consiste de resfriador, condensador e compressor e está projetado para comprimir cerca de 147.000 m<sup>3</sup>/d de gás.

O gás oriundo do separador de segundo estágio é enviado ao resfriador de baixa pressão e, em seguida, encaminhado ao condensador e comprimido no compressor de baixa, que tem uma pressão de descarga e de sucção de, respectivamente, 12 (1200 kN/m<sup>2</sup>) e 1,3 barg (1300 kN/m<sup>2</sup>).

O gás é, então, encaminhado ao sistema de compressão de alta pressão. A água oleosa separada no condensador é redirecionada para o separador de segundo estágio. Este sistema possui duas bombas de transferência de água oleosa.

O Quadro II.8-8 apresenta as características do sistema de compressão de gás de baixa pressão.

Quadro II.8-8 - Características do sistema de compressão de baixa pressão.

CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA DE COMPRESSÃO DE BAIXA PRESSÃO	
Vazão de sucção	147.000 m <sup>3</sup> /d
Pressão de sucção	0,3 barg
Pressão de descarga	11 barg
Temperatura de descarga	112°C
Potência demandada no sistema	2168 kW

Fonte: OGX.

### Sistema de Compressão de Gás de Alta Pressão

O objetivo principal deste sistema de compressão é conferir ao gás oriundo do separador de produção de primeiro estágio e do compressor de baixa pressão de gás uma pressão de 250 barg (2500 kN/m<sup>2</sup>) para utilização como gás *lift*, exportação ou utilização como gás combustível nos turbogeradores do FPSO para fornecimento de energia elétrica. Este sistema tem capacidade para comprimir 1.500.000 m<sup>3</sup>/d de gás.

O sistema consiste em dois trens 2x 50% de compressão de gás com três estágios de separação, cada estágio composto de etapas de resfriamento, desidratação e compressão do gás.

O gás separado no separador de produção de primeiro estágio é encaminhado ao *manifold* de entrada do compressor de gás de alta pressão onde é misturado ao gás vindo do compressor de baixa pressão. O gás é, então, enviado ao resfriador de primeiro estágio onde é resfriado até 40 °C. Após, o gás entra no condensador de primeiro estágio que separa a água residual, encaminhando-a ao separador de produção de segundo estágio. Em seguida, o gás, é comprimido de 9,3 barg até 37 barg e entra no segundo estágio de resfriamento de gás de alta pressão.

Após o resfriamento, o gás vindo dos dois trens é enviado ao sistema de desidratação de gás. Inicialmente, a água encontrada no gás é removida no vaso de entrada da contadora de glicol e, em seguida, secado na torre de contato com glicol, onde atinge o ponto de orvalho: -14° C a 70 bar de pressão. Após o sistema de glicol, o gás segue para o segundo estágio de condensação de

gás de alta pressão. Em seguida, o gás, é direcionado para o segundo estágio de compressão, passando de 36 barg (3600 kN/m<sup>2</sup>) a 98 barg (9800 kN/m<sup>2</sup>) de pressão.

Antes de encaminhar o gás para o segundo estágio de compressão, uma parcela é direcionada para fornecimento de gás combustível, enquanto o restante segue no processo de resfriamento, condensação e compressão. No terceiro estágio, a pressão do gás atinge 250 barg (2.500 kN/m<sup>2</sup>) e está pronto para exportação ou como auxílio na recuperação secundária de hidrocarbonetos (gás *lift*).

O excesso de água retirado no condensador de primeiro estágio de alta pressão é encaminhado ao separador de segundo estágio de produção, enquanto que a condensação ocorrida no vaso de entrada da contadora de glicol, e nos condensadores de segundo e terceiro estágio é redirecionada ao pré-aquecedor de produção. Ao longo das linhas do sistema de compressão de alta e baixa bem como nos vasos separadores existem válvulas de *blow down* (BDV - Blowdown Valves) e saídas para os *flares* de alta e baixa pressão. O Quadro II.8-9 apresenta as características do sistema de compressão de alta pressão.

Quadro II.8-9 - Parâmetros de compressão do gás de alta pressão.

PARÂMETROS	ESTÁGIOS DE COMPRESSÃO DO GÁS DE ALTA PRESSÃO (BARG)		
	PRIMEIRO ESTÁGIO	SEGUNDO ESTÁGIO	TERCEIRO ESTÁGIO
Pressão de sucção (barg)	9,3	36	97
Pressão de descarga (barg)	37	98	250
Temperatura de sucção (0C)	40	40	40
Temperatura de descarga (0C)	142	130	130

Fonte: OGX.

A capacidade total de tratamento de gás no FPSO OSX-1 é de 1.500.000 m<sup>3</sup>/d e estima-se que as caldeiras e turbinas consumam cerca de 240.000 m<sup>3</sup>/d de gás combustível. A Figura II.8-3 apresenta o diagrama de blocos do sistema de compressão de alta e baixa pressão.

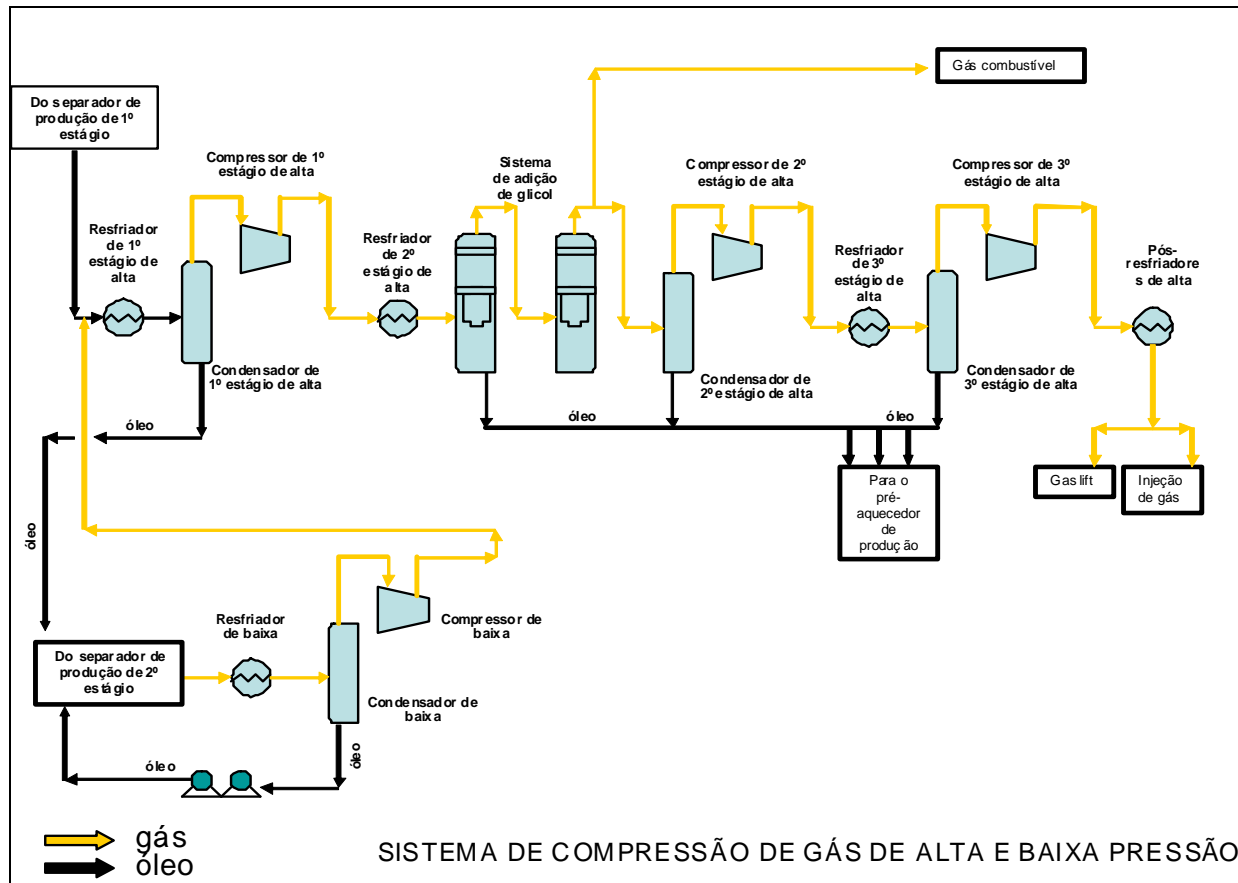


Figura II.8-3 - Diagrama esquemático do sistema de compressão de gás de alta e baixa pressão.

O Quadro II.8-10 apresenta as identificações (TAG's) dos equipamentos que compõem o sistema de compressão de baixa e alta pressão de gás.

Quadro II.8-10 - Identificação dos equipamentos de compressão de gás.

EQUIPAMENTO	TAG (IDENTIFICAÇÃO)
Resfriador de baixa pressão	23-HB-001
Condensador de baixa pressão	23-VG-001
Compressor de baixa pressão	23-KC-001
Bomba de baixa pressão	23-PA-001A/B
Resfriador de 1º estágio de alta pressão	26-HE-001A/B
Condensador de 1º estágio de alta pressão	26-VG-001A/B
Compressor de 1º estágio de alta pressão	26-KA-001A/B
Resfriador de 2º estágio de alta pressão	26-HE-002A/B
Vaso de entrada da contadora de glicol	24-VG-001
Contadora de glicol	24-VB-001
Condensador de 2º estágio de alta pressão	26-VB-002A/B
Compressor de 2º estágio de alta pressão	26-KA-002A/B
Resfriador de 3º estágio de alta pressão	26-HE-003 A/B
Condensador de 3º estágio de alta pressão	26-VG-003 A/B
Compressor de 3º estágio de alta pressão	26-KA-003 A/B
Pós-resfriador de alta	26-HE-004 A/B

Fonte: OGX.

### Sistema de flare e vent

O objetivo principal do sistema de *flare* e *vent* é promover, de forma segura, a queima e/ou eliminação de líquidos ou gases gerados durante o processo de separação de óleo, gás e água, seja em condições de operação ou manutenção da unidade marítima. Os principais equipamentos que compõem este sistema são apresentados no Quadro II.8-11.

Quadro II.8-11 - Equipamento do sistema de *flare* e *vent*.

EQUIPAMENTOS	TAG
Coletor de alta pressão ( <i>header</i> )	-
Vaso do <i>flare</i> de alta pressão	43-VD-001
Aquecedor do vaso do <i>flare</i> de alta	43-FE-001
Bombas do <i>flare</i> de alta	43-PA-001 A/B
Medidor de vazão do <i>flare</i> de alta	43-II-001
<i>Flare</i> de alta pressão	43-FD-001
Sistema de recolhimento de VOCs	-
Coletor de baixa pressão ( <i>header</i> )	-



EQUIPAMENTOS	TAG
Coletor de alta pressão ( <i>header</i> )	
Vaso do <i>flare</i> de baixa pressão	43-VD-002
Aquecedor do vaso do <i>flare</i> de baixa	43-FE-002
Bombas do <i>flare</i> de baixa	43-PA-002 A/B
Medidor de vazão do <i>flare</i> de baixa	43-II-002
<i>Flare</i> de baixa pressão	43-FD-002
Sistema de ignição dos <i>flares</i>	43-IZ-001

Fonte: OGX.

Os coletores do sistema de *flare* recolhem o gás e líquidos de válvulas de alívio, válvulas *spill-off* dos separadores e válvulas de despressurização (BDV) dos diversos vasos que compõem os sistemas da unidade (separação de óleo, compressão de gás, etc). Válvulas com pressão de abertura acima de 6 barg são conectadas ao sistema de *flare* de alta pressão, enquanto que as com abertura abaixo de 6 barg, encaminham gases e líquidos para o sistema de *flare* de baixa. Os sistemas de alta e de baixa possuem seu sistema de *flare* independentes.

Os coletores de gás de alta e baixa pressão encaminham os gases, respectivamente, para os vasos do *flare* de alta e baixa pressão. Nestes vasos, o gás é encaminhado para queima nos queimadores de alta e baixa pressão, antes passando pelo sistema de medição. Qualquer resíduo oleoso ainda remanescente é removido e enviado ao separador de produção de segundo estágio. Tanto o vaso do *flare* alta quanto o de baixa pressão são dimensionados de forma a evitar acúmulo de líquidos em seu interior e comprometer a queima contínua de gases no *flare*. O sistema de *flare* é purgado com nitrogênio e gás combustível, de forma a evitar uma mistura explosiva no queimador.

O sistema de *flare* e *vent* do FPSO OSX-1 permite a recuperação de gases formados nos tanques de armazenamento de óleo, que são enviados a uma unidade de recuperação de gás de selagem dos tanques. Durante a produção, o recebimento contínuo de óleo nos tanques gera uma capa de gás e de componentes voláteis orgânicos (VOC - *Volatic Organic Compounds*), que precisam ser retirados para controlar a pressão interna dos tanques. Para que isso ocorra, o sistema de recuperação de VOC do sistema de *flare* reconduz este gás para o separador de produção de segundo estágio.

Ao contrário, durante *offloading* é preciso que a capa de gás seja recuperada para os tanques. Desta maneira, o gás faz o caminho inverso, vindo do sistema de produção para os tanques,

através dos *vents*. O gás retirado do condensador de primeiro estágio de alta pressão também é encaminhado ao *skid* sob controle de pressão.

O sistema de *flare* e *vent* possui válvulas de abertura rápida de isolamento (EV) instaladas nas linhas entre os vasos de *flare* de alta e baixa e os queimadores, possibilitando o aproveitamento deste gás, que é direcionado para a sucção do compressor de baixa pressão. Em situações em que a pressão destes vasos atingirem 2 barg, esta EV é demandada enviando o gás para os queimadores. Por segurança, estes sistemas também possuem um disco de ruptura que garantirá a não pressurização acima dos 2 barg, em caso de falha da EV. Todas as válvulas deste sistema são certificadas segundo os padrões API RP 520 e 521..

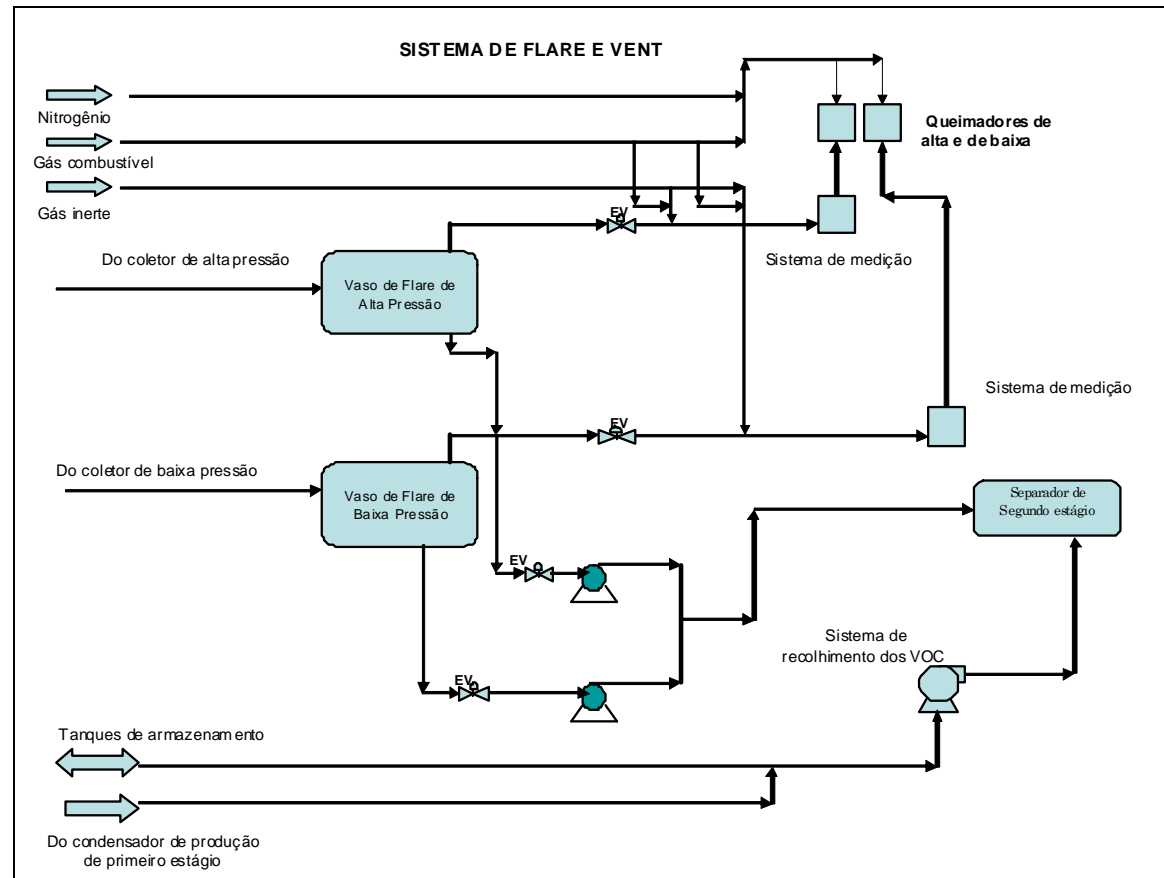
O Quadro II.8-12 apresenta as quantidades de queima de gás em condições operacionais e emergenciais.

Quadro II.8-12 - Condições de operação do sistema de *flare*.

GÁS	CONDIÇÃO OPERACIONAL DE QUEIMA (Nm <sup>3</sup> /DIA)	
	CONTÍNUA	EMERGENCIAL
Alta pressão	100 mMscfd (2831684,66 m <sup>3</sup> /d)	2.832.000
Baixa pressão	10 mMsdfd (283168,466 m <sup>3</sup> /d)	283.200

Fonte: OGX.

A Figura II.8-4 apresenta um diagrama esquemático do sistema de queima de gás de alta e baixa pressão do FPSO OSX-1.



Fonte: OGX.

Figura II.8-4 - Diagrama esquemático do sistema de queima de gás de alta e baixa pressão.

Coordenador:

Técnico:

## Sistema de Geração de Energia

A energia gerada no FPSO OSX-1 é originária de duas redes interligadas: a do sistema de energia de superfície (*topside*) e a do sistema de energia do sistema do casco do FPSO (*hullside*). Cada uma destas redes é composta por um painel trifásico de alta voltagem de 11 kV e frequência de 50 Hz, cuja energia é reduzida por meio de transformadores até 230 V, conforme apresentado no Quadro II.8-13.

Quadro II.8-13 - Sistema de energia do FPSO OSX-1.

PAINÉIS DE DISTRIBUIÇÃO	SISTEMAS DE ENERGIA	
	NORMAL	EMERGÊNCIA
AC 11.000 V, 3 Ph, 50 Hz	X	
AC 690 V, 3 Ph, 50 Hz;	X	X
AC 400 V, 3 Ph + N, 50 Hz	X	X
AC 230 V, 1 Ph, 50 Hz	X	X
DC 24V	X	X

Fonte: OGX.

O fornecimento de energia de alta voltagem de 11 kV é feito por dois turbogeradores (*topside*) e dois geradores a diesel (*hullside*), que alimentam os seguintes consumidores:

### Topside

- Bombas dos sistemas de injeção de água do mar: 1.990 kW cada (este sistema será instalado futuramente);
- Trens de compressão de gás de alta pressão: 5.834 kW cada;
- Trem de compressão de gás de baixa pressão: 550 kW;
- Thrusters nº 1 e 2: 1000 kW cada.

### Hullside

- Três bombas de água do mar: 650 kW cada;
- Duas bombas de transferência de óleo: 1.800 kW cada.

As características destes turbogeradores e dos geradores a diesel são apresentadas no Quadro II.8-14.

Quadro II.8-14 - Características dos turbogeradores.

TURBO GERADORES - TOPSIDE	
Quantidade	2
Marca	Solar
Modelo	Titan 130
Voltagem	11KV
Frequência	50 HZ
Fases	3 fases
Potência aparente	15,6 MVA
Fator de correção	0,8
Geração de energia com gás natural	12.844 MW
Geração de energia com diesel	11847 MW

Fonte: OGX.

Os turbogeradores operam tanto com diesel como com gás natural, sendo que durante a fase de *black start*, os turbogeradores consumirão essencialmente diesel, uma vez que a produção de gás não será suficiente para fornecer gás para alimentar os turbogeradores. Nesta fase, espera-se consumir cerca de 3 t/dia de diesel. Assim que a produção de gás estiver estabilizada, espera-se que o consumo de diesel e de gás seja de, respectivamente, 0 t/dia e 85.132 Nm<sup>3</sup>/dia.

Os geradores auxiliares de energia a diesel fornecem 2.250 kW (cada). O Quadro II.8-15 apresenta as especificações destes equipamentos:

Quadro II.8-15 - Características dos geradores a diesel.

GERADORES A DIESEL - HULLSIDE	
Quantidade	2
Marca	MAN
Modelo	HSJ7 803-8P
Voltagem	11 kV
Frequência	50 HZ
Fases	3 fases
Potencia aparente	2.812,5 kVA
Fator de correção	0,8
Geração de energia	2.250 kW

Fonte: OGX.

O consumo diário de diesel nos geradores acima descritos é de 0,17 t/dia de diesel (por máquina). Há ainda um gerador de emergência que é alimentado a partir de 690 V, acionado 45 segundos após *black out* dos sistemas normais de fornecimento de energia. O Quadro II.8-16 apresenta as especificações do gerador de emergência:

Quadro II.8-16 - Características do gerador de emergência.

GERADOR DE EMERGÊNCIA	
Quantidade	1
Marca	CATERPILLAR
Modelo	3516B DITA
Voltagem	690 V
Frequência	50 HZ
Fases	3 fases
Potencia aparente	1.875 kVA
Fator de correção	0,8
Geração de energia	1500 kW

Fonte: OGX.

Os seguintes sistemas são atendidos pelo gerador de emergência:

- Sistema de automação e segurança (SAS);
- Bomba de abastecimento de diesel (número 2 Ess. G/E);
- Sistema de ventilação de aquecimento, ventilação e ar condicionado;
- Carregamento do sistema ininterrupto de fornecimento de energia (UPS - *Uninterrupted Power Supply*);
- Luzes de emergência;
- Sistema de luzes de emergência;
- Bombas do *bilge* de E/R;
- Bombas de óleo lubrificante e ventiladores de resfriamento das turbinas e geradores que precisam ficar ativos após um *shut down*;
- Um dos três guindastes;

- Sistemas de purga;
- Sistemas de combate a incêndio (água e espuma);
- Sistemas críticos de segurança do *helideck*;
- Sistemas de comunicação (rádio, sistema de PA, comunicação via rádio, e sistema de intercom);
- Sistema de controle de processos;
- Sistema de fechamento de válvulas do tipo PSV (*Pressure Safety Valve*);
- Sistema de fechamento de emergência ESD (*Emergency Shut Down*);
- Áreas destinadas aos pontos de encontro e enfermaria;
- Bombas de transferência de diesel.

Além do gerador de emergência, a alimentação de 690 V atende a dois geradores para sistemas MC3C (*Master Control Console*), distribuídos em diferentes áreas do FPSO OSX-1.

A operação, controle e monitoramento dos sistemas de fornecimento de energia do *topside* e do *hullside* ficam localizados na sala de controle (*CCR - Central Control Room*), na ponte do FPSO.

Adicionalmente ao gerador de emergência, o FPSO conta com duas unidades chamadas de UPS (*Uninterrupted Power Supply*). Este sistema é alimentado pelo painel de 690 V e tem como função operacionalizar os sistemas críticos de segurança, como os abaixo listados:

- Detectores de chamas, gás e sistemas de alarme;
- Sistemas de *shut down* e de despressurização (ESD e EDP);
- Sistemas de controle e monitoramento de processos;
- Sistemas de *intercom* e alarme;
- Sistemas de comunicação (PABX);
- Luzes de emergência e evacuação;

- Sistemas de navegação;
- Luzes do helideck.

### Caldeiras

O FPSO conta com duas caldeiras verticais com capacidade de 25 t/hora de fornecimento de vapor operados a diesel ou a gás. As caldeiras produzirão vapor para acionamento das bombas de *offloading*, aquecimento do óleo lubrificante, aquecimento das acomodações e dos pisos do FPSO. Quando acionadas com óleo diesel, as caldeiras consumirão cerca de 41,42 t/dia de diesel e, quando operadas a gás, consomem 77.520 Nm<sup>3</sup>/dia.

### Compressão de ar

O FPSO OSX-1 possui um sistema de compressão de ar para dar partida nos turbogeradores e geradores de emergência, instrumentação e serviços gerais.

Mangueiras de ar comprido são disponíveis na sala de máquinas, áreas onde máquinas são disponíveis, sala de bombas, oficinas e demais áreas onde se faça necessário qualquer tipo de manutenção.

As capacidades são 2 x 90 m<sup>3</sup>/h com 30 kg/cm<sup>2</sup> para o compressor de ar principal e 3 x 1.800 m<sup>3</sup>/h com 10 kg/cm<sup>2</sup> para instrumentos e serviços gerais de ar comprimido.

### Unidade de Remoção de Sulfatos (URS)

A injeção de água do mar em reservatórios requer cuidados para se evitar processos de incrustação prejudicar a extração de óleo dos poços de produção. Para isto, é necessário que a água do mar a ser injetada seja tratada em uma Unidade de Remoção de Sulfatos (SRU), visando a redução do teor de sulfatos na água do mar. Esta redução é necessária para se evitar a precipitação de sais insolúveis como BaSO<sub>4</sub>, SrSO<sub>4</sub> e CaSO<sub>4</sub>.

O processo redução de sulfatos parte de valores aproximadamente 2700 mg/L (concentração típica da água do mar) para valores em torno de 100 mg/L. O efluente gerado neste processo é basicamente constituído de água do mar com altos teores de íons bivalentes comumente encontrados na água do mar.



O sistema do FPSO OSX 1 será dimensionado para uma vazão aproximada de 400 m<sup>3</sup>/h. O rejeito principal é a água do mar com alta concentração de sulfato, que corresponde a 25% da vazão total que entra no sistema de remoção, ou seja, algo em torno de 100 m<sup>3</sup>/h de efluente com alto teor de SO<sub>4</sub>.

Para manutenção da SRU e proteção das membranas da unidade de remoção de sulfatos é necessária a injeção de substâncias como inibidor de incrustação, sequestrante de cloro e o biocida, conforme descrito em EIAs de produção de Óleo e Gás na Bacia de Campos (Quadro II.8-17 e Quadro II.8-18).

Quadro II.8-17 - Produtos químicos utilizados na URS.

PRODUTO QUÍMICO- FUNÇÃO	CONCENTRAÇÃO (PPM)
Inibidor de incrustação	3
Seqüestrante de cloro	15
Biocida	100

Fonte: Petrobras/ICF (EIA de Tupi-2008)

Quadro II.8-18 - Resultado típico de teste de toxicidade dos efluentes da URS

LIMIAR	EFLUENTE COM BIOCIDA	EFLUENTE SEM BIOCIDA
CENO	4.22%	46.08%
CEO	3.12%	25.00%
CL50	1.56%	12.50%

Fonte: Petrobras-ICF (EIA de Tupi-2008 /)EIA FPSO Brasil

Ressalta-se, entretanto que a Unidade de Remoção de Sulfatos a ser instalada no OSX1 assim que entrar em funcionamento irá informar as substâncias, suas concentrações e o procedimento adotado para manutenção do sistema, bem como proceder a caracterização físico-química e toxicológica do efluente a ser gerado.

### Sistema de Resfriamento

O sistema de resfriamento (meio frio) tem como objetivo resfriar o sistema de processamento de óleo e gás, equipamentos mecânicos, óleo lubrificante para os compressores dos motores dos separadores de gás de alta e baixa pressão, bombas e geradores. O meio frio circula num sistema fechado e é projetado para uma temperatura de entrada de 30° C e de saída de 45° C. O FPSO OSX-1 conta com três bombas de captação de água do mar com capacidade individual de 1.680 m<sup>3</sup>/h. O sistema, instalado na sala de máquinas, funciona com duas bombas em operação e

a terceira em *stand by*. A água é resfriada ao passar pelo trocador de calor permutador água do mar x água de resfriamento e em seguida distribuída aos consumidores, como, por exemplo, as bombas de transferência de óleo, os resfriadores de 1º, 2º e 3º estágio de compressão de gás de alta pressão e os resfriadores dos vasos de *flare* de alta e baixa pressão.

Parte da água, depois de resfriar os consumidores, é enviada ao sistema de aquecimento do FPSO OSX-1, apresentado a seguir.

### Sistema de Aquecimento

O sistema de aquecimento de água do FPSO OSX-1 tem como objetivo a distribuição de calor para os aquecedores de teste e de produção, o aquecedor de interestágio e o aquecedor de gás. O sistema é em circuito fechado e é dimensionado para permitir a entrada da água para os consumidores a 150° C e sair com 100° C. A água oriunda do sistema de resfriamento vai ao tanque de expansão do sistema de aquecimento, onde é aquecida e elevada a temperaturas ideais, sendo encaminhada aos consumidores acima indicados.

### Sistemas de Movimentação de Cargas

O FPSO OSX-1 possui três guindastes idênticos de acionamento eletro-hidráulico, montados em pedestais. São usados para movimentação de cargas, arreamento de botes de resgate e transporte de tripulantes, sendo que somente o guindaste de bombordo está certificado para transportar pessoas. Os guindastes são certificados pelo Padrão Europeu EN - 13852-1, pelas regras da DNV para Certificação de Equipamentos de Movimentação de Cargas 1994 e pela Regulação NMD 2003.

A utilização dos guindastes obedecerá a critérios de segurança, estabelecidos em padrões pré-definidos pela OGX e alinhados com o operador do FPSO OSX-1, bem como com as empresas de navegação que prestarão apoio marítimo à atividade de produção de óleo de gás da OGX. O Quadro II.8-19 apresenta as especificações dos guindastes.

Quadro II.8-19 - Características dos guindastes.

GUINDASTES	
Capacidade de içamento	15 t a 45 m de raio de ação
	30 t a 26 m de raio de ação
Máxima capacidade de lança	45 m
Mínima capacidade de lança	5-8 m
Velocidades de içamento	22 m/min para 30 t
	120 m/min 5 t
Máxima condição operacional de vento	25 m/s

Fonte: OGX.

### Sistema de *Offloading*

A transferência de óleo produzido é feita para navios aliviados por bateladas em operações periódicas. Devido à opção de ancoragem pelo sistema turret, que permite alinhamento com a resultante de ventos e correntes marinhas, os navios tanque que recebem a produção são amarrados na popa da unidade. A transferência é feita usando mangote flexível de 120 m de comprimento com 20" de diâmetro e vazão de 6.250 m<sup>3</sup>/h, que é acomodado em carretel na FPSO e para as operações é distendido e conectado ao aliviadores. Esse mangote possui válvula de segurança em sua extremidade que só permite fluxo quando devidamente acoplada na outra embarcação.

O acoplamento permite rápida liberação em caso de emergência. Em caso de liberação do mangote, a válvula de sua extremidade é automaticamente fechada. A operação de transferência é permanentemente monitorada e é imediatamente interrompida em caso de superações dos limites de suas variáveis de controle. Durante toda a operação, há acompanhamento visual do mangote, por pessoa no convés, para detecção de algum vazamento para o mar.

### Área de Armazenamento de Produtos Químicos

O FPSO OSX-1 possui uma área específica para armazenamento de produtos químicos. Este local é guarnecido e devidamente sinalizado, possuindo sistema de ventilação adequada, além de sistema de drenagem de áreas classificadas. As FISPQs de todos os produtos químicos estarão disponibilizadas no local, de forma a auxiliar na eventualidade de qualquer procedimento de emergência.

### Well Head Platform

A OGX ainda não dispõe das informações técnicas suficientes da WHP a ser utilizada no projeto de desenvolvimento integrado dos Blocos BM-C-39, 40, 41, 42 e 43, para serem apresentadas neste EIA. Tão logo a OGX obtenha informações técnicas sobre a WHP a ser utilizada, as mesmas serão encaminhadas à CGPEG/IBAMA.

### FPSO OSX-2

Para o desenvolvimento da produção dos projetos citados neste EIA, a OGX poderá utilizar, além do FPSO OSX-1, um FPSO de maior capacidade, inicialmente denominado de OSX-2. Ressalta-se que tão logo as informações desta UEP estejam disponíveis, serão apresentadas à CGPEG/IBAMA.

### Sistema de Ancoragem

O sistema de ancoragem do FPSO OSX-1 é do tipo Turret que adota um sistema desconectável onde o elemento central é a bóia de ancoragem. Este sistema, conhecido por STP (*Submerged Turret Production*), consta de uma bóia que recebe as linhas de ancoragem e que é posteriormente acoplada mecanicamente ao FPSO. Em caso de desconexão, a bóia é desacoplada da unidade, permanecendo presa ao sistema de ancoragem e liberando o FPSO para navegação.

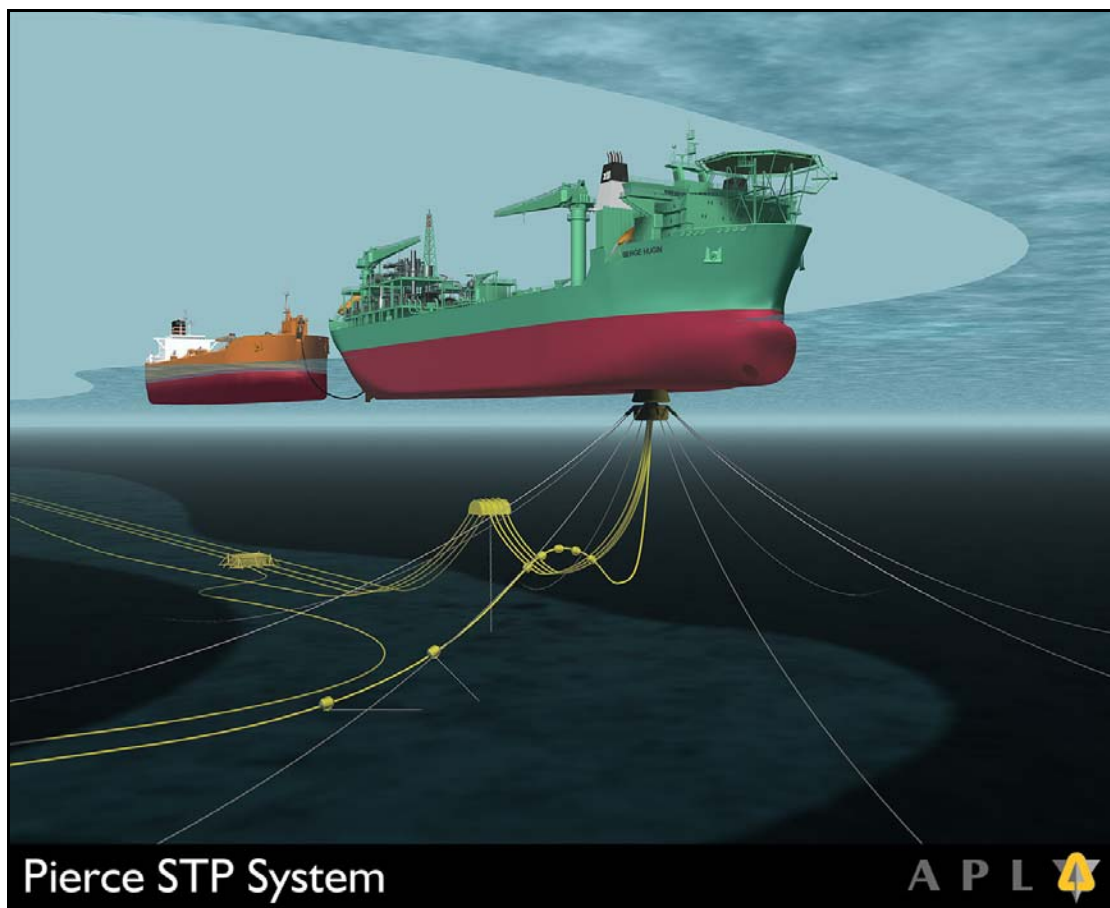
O sistema de ancoragem se completa com dez linhas de ancoragem compostas de amarras e cabos de aço e igual número de estacas metálicas cravadas no solo marinho. As linhas são distribuídas em três conjuntos sendo um composto por quatro unidades e os demais com três unidades. As dimensões aproximadas dos elementos da ancoragem são as seguintes:

- Estacas de ancoragem
  - ▶ Comprimento: ..... 25 metros
  - ▶ Diâmetro: ..... 1.524 mm (60")
  - ▶ Peso seco aprox.: ..... 75 toneladas
- Linhas de ancoragem
  - ▶ Seção de amarras inferior: ..... 160 metros
  - ▶ Seção de amarras superior: ..... 540 metros
  - ▶ Seção de Cabo de aço: ..... 240 metros

▪ Bóia STP completa

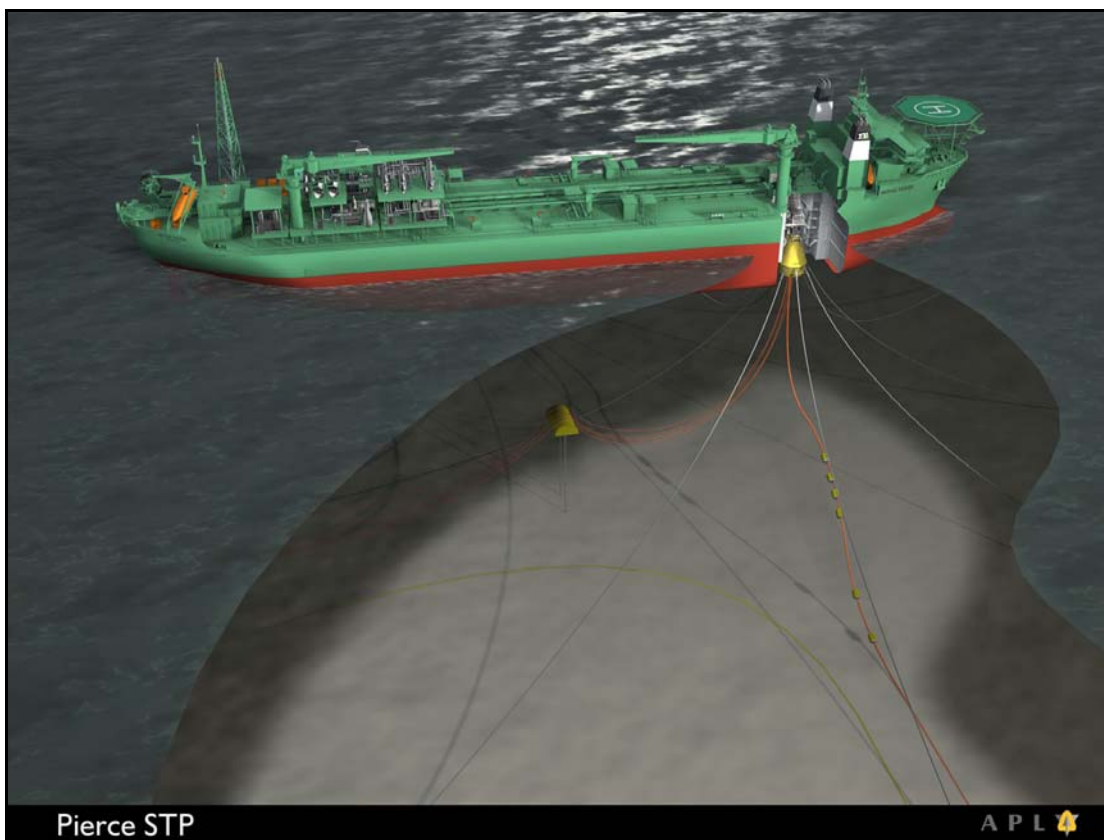
- ▶ Diâmetro: ..... 13,5 metros
- ▶ Altura: ..... 18,2 metros
- ▶ Peso: ..... 650 toneladas

A Erro! Fonte de referência não encontrada. e a Figura II.8-7 apresentam, respectivamente, um esquema da composição de uma linha de ancoragem conectada à estaca fixa ao leito marinho e a bóia STP.



(Fonte: APL, 2010)

Figura II.8-5 - Esquema de ancoragem da FPSO OSX-1



(Fonte: APL, 2010)

Figura II.8-6 - Detalhe da Bóia STP

### Sistemas de Segurança

O FPSO OSX-1 foi construído segundo as determinações regulatórias estabelecidas pela autoridade marítima internacional (IMO) e suas convenções internacionais, como a SOLAS, que estabelece critérios de salvaguardas de vidas humanas no mar e MARPOL, que estabelece diretrizes de controle de poluição. Adicionalmente, critérios de segurança do Norwegian Continental Shelf (NCS), códigos e normas da classificadora Det Norsk Veritas e códigos da Agência Americana de Proteção contra Incêndio (NFPA) como as abaixo listadas:

- DNV-OS-D301- proteção contra incêndio;
- DNV-OS-E201 - sistemas de processamento de óleo e gás;
- DNV-OS-D201- instalações elétricas;

- DNV-OS-D202- sistemas de telecomunicações e instrumentação;
- IEC 60079-10 - Instalações elétricas em áreas classificadas;
- IEC 60079-13 - Segurança em sistemas instrumentados para a indústria;
- IEC 61508 - Sistemas elétrico-eletrônicos programáveis;
- IEC 61511 - Sistema de fornecimento interrupto de energia (UPS);
- ISO 13702 - Mitigação de explosão e incêndio em instalações offshore;
- NFPA 10 - Padrões para extintores de incêndio portáteis;
- NFPA 11 - Padrões para líquido gerador de espuma de baixa, média e alta expansão.
- NFPA 13 - Padrões de instalação de sprinklers;
- NFPA 750 - Sistema de proteção de nuvem;
- NORSK S-003 - Segurança ambiental;
- NORSK Z-013 - Análise de risco e emergência;

Além destas normas e padrões, os seguintes projetos foram desenvolvidos:

- NEX-1-ROG-S-TA-0001 - Programa de Saúde, Meio Ambiente e Segurança;
- NEX-1-ROG-S-FD-0001 - Plano de Saúde, Meio Ambiente e Segurança;
- NEX-1-ROG-S-CA-0021 - Disponibilidade e vulnerabilidade do sistema de combate a incêndio com água;
- NEX-1-ROG-S-CA-0023 - Disponibilidade e vulnerabilidade do sistema de ESD e blowdown;
- NEX-1-ROG-I-FD-0004 - Conceito do ESD;
- NEX-1-ROG-S-CA-0002 - Simulação de incêndio;
- NEX-1-ROG-I-FD-0005 - Conceito de incêndio e gás;

- NEX-1-ROG-S-SA-0006 - Análise de quedas de material;
- NEX-1-ROG-S-FD-0002 - Estratégia de proteção contra incêndio, evacuação e escape;

### Sistema de Proteção Contra Explosão e Incêndio

O início da elaboração da estratégia de proteção contra explosão e incêndio do FPSO OSX-1 deu-se inicialmente com a elaboração de uma análise de riscos (HAZID). Por esta metodologia, todos os possíveis riscos de explosão e incêndio foram levantados e critérios de tolerância foram estabelecidos de forma a reduzi-los. Os resultados da análise de riscos permitiram estabelecer prioridades na elaboração dos sistemas de proteção, que identificaram os seguintes sistemas como os mais relevantes.

### Sistemas de detecção de CH<sub>4</sub> e H<sub>2</sub>S

O sistema de detecção de gás está incluído no sistema de segurança da unidade. Este sistema consiste de detectores de gás instalados em vários locais do FPSO, monitorado pelo sistema de F&G. Em todos os locais possíveis de ocorrência de presença de gás, entrada de ventilação para salas de máquinas e centro de controles são equipados com detectores.

Para a área de acomodações, os detectores estão localizados na sala de controle central e nas entradas de ar. A resposta ao alarme de detecção de gás será em função da planilha de causa e efeitos do FPSO. A ativação do detector de gás terá como resultado um imediato alarme sonoro e visual na sala de controle.

O sistema está projetado para:

- Detectar gás combustível de vazamentos o mais cedo possível.
- Detectar acumulação de gás combustível perto de potenciais fontes de ignição.
- Possibilitar que ações possam ser tomadas antecipando operações para reduzir vazamentos e eliminar fontes de ignição.
- Monitoramento constante dos detectores quanto a sua integridade e comunicação com a rede.



O sistema de proteção contra incêndio conta com os seguintes itens:

Quadro II.8-20 - Sistemas remotos de controle

SISTEMAS REMOTOS DE CONTROLE		
QT.	DESCRIÇÃO	LOCALIZAÇÃO
2	Sistema remoto das bombas de incêndio	Estação de controle de incêndio, deck de navegação
2	Sistema remoto das bombas de incêndio e de bombas de incêndio acionadas pelo sistema de emergência	Estação de controle de incêndio
3	Sistema remoto de ventilação ou sistema de bloqueio para ventilação da área de ACC e de E/R	Estação de controle de incêndio
1	Sistema remoto para bombas de óleo diesel e lubrificante	Estação de controle de incêndio
1	Sistema remoto das bombas de incêndio	Castelo da proa

Fonte: Documento NEX1-SHI-S-XF-S-74-0002

Quadro II.8-21 - Detectores de incêndio, indicadores e alarmes

DETECTORES DE INCÊNDIO, INDICADORES E ALARMES		
QT.	DESCRIÇÃO	LOCALIZAÇÃO
63	Intercomm operados manualmente	Convés superior à vante e nas acomodações, convés A, B, C e D. Convés de navegação, helideck, dentre outras áreas do FPSO.
4	Painéis de controle para detecção e alarme	Acomodações do convés A, acomodações do convés de navegação e estação de controle de incêndio
274	Detectores de sobreaquecimento, fumaça e chamas	Acomodações do convés superior, convés A, B, C, D, dentre outras áreas do FPSO.
45	Detectores de gás	Acomodações do convés superior, a vante do convés superior, decks A, B, C e D, dentre outras áreas críticas e operacionais do FPSO.
1	Alarme geral	Estação de controle de incêndio
5	Botão do sistema de ESD (emergency shut down)	Convés D (E/C) e helideck
2	Bomba de incêndio	Convés D (E/R)
2	Bomba de emergência de incêndio (1500 m <sup>3</sup> /h x 140 m.c.a)	Escritório do bosun
17	Luzes sinalizadoras	Convés A, B (E/C), segundo e terceiro conveses e piso.
30	Buzinas elétricas e pneumáticas	Conveses A e B (E/C), acomodações do convés superior, convés superior, segundo e terceiro conveses.

Fonte: Documento NEX1-SHI-S-XF-S-74-0002

Quadro II.8-22 - Bombas e válvulas

BOMBAS E VÁLVULAS		
QT.	DESCRIÇÃO	LOCALIZAÇÃO
36	hidrantes	Convés superior, acomodações do convés superior, conveses A, B, C e D, convés de navegação, helideck, castelo a vante, dentre diversas áreas críticas do FPSO.
22	Caixa de hidrante	Convés superior, acomodações do convés superior, conveses A, B, C e D, convés de navegação, helideck, castelo a vante, dentre diversas áreas críticas do FPSO.

BOMBAS E VÁLVULAS		
QT.	DESCRIÇÃO	LOCALIZAÇÃO
15	Carretel	Convés superior, acomodações do convés superior, conveses A, B, C e D, convés de navegação, helideck, castelo a vante, dentre diversas áreas críticas do FPSO.
5	Canhão de espuma	Helideck e convés C (E/C)
1	Sistema de aspersão de água	Acomodações do convés D
3	Tanque de líquido gerador de espuma	Sala de espuma na popa, proa e no deck
DAMPERS DE "SHUT-OFF"		
142	Sistemas de fechamento de ventilação	Castelo da proa, acomodações do convés A, e E/C acomodações do convés B, convés de navegação.
6	Sistemas de fechamento remoto	Estação de controle de incêndio e acomodações do convés de navegação.
1	Gerador de gás inerte	Convés A (E/C)
1	Painel de emergência	Sala do gerador de emergência

Fonte: Documento NEX1-SHI-S-XF-S-74-0002

#### Quadro II.8-23 - Equipamentos de combate ao incêndio

EQUIPAMENTOS DE COMBATE AO INCÊNDIO		
QT	DESCRIÇÃO	LOCALIZAÇÃO
1	Painel de emergência	Sala do gerador de emergência
2	Gerador de emergência (bateria)	Acomodações do convés de navegação.
1	Gerador de emergência	Sala do gerador de emergência
17	Extintores de CO2	Acomodações deck superior, acomodações do convés A, convés de navegação e helideck.
59	Extintores de pó químico	Convés superior a vante, acomodações do convés superior, conveses A, B, C e D. Convés de navegação, dentre outras áreas críticas de segurança do FPSO segundo o plano de segurança e incêndio.
26	Extintores de espuma	Acomodações do convés superior, conveses A, B, C e D, dentre outras áreas críticas de segurança do FPSO segundo o plano de segurança e incêndio
29	Proteção com aspersor de água	Salas de oxigênio e acetileno no convés A, convés D.
112	Proteção com aspersor de espuma	Acomodações do convés superior, segundo e terceiro conveses, dentre outras áreas críticas de segurança do FPSO segundo o plano de segurança e incêndio.
6	Armários de incêndio	Sala de controle de incêndio, sala de espuma, e acomodações do convés A.

Fonte: Documento NEX1-SHI-S-XF-S-74-0002

## Sistema de salvatagem

Quadro II.8-24 - Equipamentos de salvatagem

EQUIPAMENTOS DE SALVATAGEM		
QT	DESCRIÇÃO	LOCALIZAÇÃO
16	Lanternas de mão	Acomodações no convés D, convés de navegação e segundo convés (E/R)
1	Armário de emergências médicas	Acomodações do convés de navegação.
8	Aparato de respiração de emergência para escape (EEBD)	Acomodações do convés A, convés de navegação, segundo convés (E/R), terceiro convés e piso.
3	Maca	Hospital
1	Lançadores de linha	ACC.NAN-DK
1	Lançadores de sinalizadores (12 unidades)	ACC.NAN-DK
126	Roupa de imersão	Conveses A, B, C e D, área dos botes salva vidas, botes de resgate e convés de navegação.
89	Colete salva-vidas	Acomodações do convés D, área dos botes salva vidas, convés de navegação e escritório do bosun.
4	Escada quebra-peito ou escada similar certificada	Convés superior e acomodações do convés A.
5	Bóias salva-vidas	Convés do castelo de proa, Acomodações do convés A.
5	Bóias salva-vidas com sinalizadores	Convés superior, convés superior a vante, acomodações do convés A.
4	Bóia salva-vidas com luz e fumígeno	Acomodações do convés de navegação.
2	Bóia salva vidas com retinida	Acomodações do convés A
8	Balsa salva vidas. Duas com capacidade para 20 pessoas, quatro com capacidade para 25 pessoas e duas com capacidade para 35 pessoas.	A vante do deck superior, Acomodações do deck A
4	Baleeiras do tipo DAVIT. Duas com capacidade para 20 pessoas e Duas com capacidade para 25 pessoas.	A vante do deck superior, Acomodações do deck A
4	Baleeiras com capacidade para 40 pessoas cada um.	Acomodações do convés D
1	Botes de resgate com capacidade para seis pessoas.	Acomodações do convés D
1	Compressor de ar para aparatos de respiração	Estação de controle de incêndio
1	Ponto de encontro	Acomodações do convés D e área do bote de resgate
3	Manual SOLAS	Acomodações dos conveses A e C
15	Detector de chamas	Convés superior
48	Detectores de gás openpath	Convés superior
10	Botão de ESD (Emergency Shut Down Valve)	Convés superior
10	Extintor de incêndio (12 kg)	Convés superior
10	Intercom manualmente operado	Convés superior
13	Carretel com mangueira e bocal	Convés superior
3	Válvula de dilúvio	Convés superior

Fonte: Documento NEX1-SHI-S-XF-S-74-0002

O FPSO OSX-1 foi totalmente concebido, projetado e construído para ser uma unidade integrada de produção. Tanto a embarcação como a planta de processo foram construídos tendo como

origem um único projeto de forma que os sistemas de monitoramento, controle e de segurança são totalmente integrados.

Para atender as exigências de controle dos processos operacionais e de segurança, o Sistema Integrado de Controle e Segurança (SICS) é baseado em uma arquitetura modular que consiste dos seguintes subsistemas:

### Sistemas de Segurança

#### *ESD - Sistema de Parada em Emergência*

Visa proteção da Unidade, dos tripulantes e do meio ambiente em situações de emergência promovendo a parada em condição segura de toda Unidade ou de sistemas selecionados;

#### *F&G - Sistema Detecção e Alarme de Fogo e Gás;*

Atua na detecção automática de gás, chama, fumaça, calor, alarmes manuais e também no acionamento, monitoramento e controle dos dispositivos de combate a incêndio tais como: água de combate a incêndio, espuma, dilúvio, spray de água, gases de combate a incêndio e abafadores. O sistema atua de forma prioritária em relação aos demais.

#### *PSD - Sistema de Parada do Processo.*

Atua em nível superior ao PCS e visa manter os riscos do processo em níveis aceitáveis. O Loop de PSD detecta ameaças e atua de modo a colocar os sistemas de processos em condição segura.

### Sistema de Automação

#### *PCS - Sistema de Controle de Processo.*

Atua no controle de variáveis do processo em condições normais e medição de fluidos movimentados pela Unidade.

- Sistemas controlados e monitorados:
- Módulo de Ancoragem (Turret);
- Módulo de Injeção de Produtos Químicos;

- Módulo de Separação e Tratamento;
- Módulo de Compressão;
- Módulos de Tratamento de Gás
- Módulos de Aquecimento e Resfriamento;
- Modulo de Geração;
- Módulo de Movimentação de Gás.

#### Sistema de Informações para Gerenciamento

##### *IMS - Sistema de Informações para Gerenciamento;*

Seleciona informações disponíveis na sala de controle central e as resume em forma de relatórios para acompanhamento e avaliação. Entre os relatórios possíveis estão:

- Resumo de Alarmes e Eventos;
- Relatórios de Paradas em Emergência Automáticas;
- Relatórios de Acompanhamento de Variáveis.
- Verificações de Válvulas;
- Monitoramento de Instrumentos;
- Interface de Medição;
- Históricos.

#### RDS - Sistema de Diagnóstico Remoto

Esse sistema permite:

- Suporte remoto
- Mudança remota de configuração

- Download de histórico de eventos;
- Download de arquivos de configuração;
- Monitoramento de status;
- Monitoramento de redes;
- Verificação de logs de falhas;
- Diagnósticos de Turbinas.

O SICS monitora toda a instalação conforme a matriz causa-efeito. Isso permite ao operador atuar de modo seguro tomando as ações necessárias quando da necessidade de intervenção humana. A interface homem-máquina é centralizada na sala de controle central. A unidade monitora automaticamente os efluentes de modo a evitar a contaminação do meio ambiente por óleos e graxas.

#### Sistema de geração de energia de emergência

O sistema de geração de emergência da FPSO OSX-1 é composto por um gerador Caterpillar a diesel com potência de 1500 kW. Este equipamento é destinado a manter ativos os seguintes sistemas essenciais de segurança e emergência do FPSO OSX-1:

- Sistema de automação e segurança (SAS);
- Bomba de abastecimento de diesel (número 2 Ess. G/E);
- Sistema de ventilação de aquecimento, ventilação e ar condicionado;
- Carregamento da UPS (sistema de fornecimento de energia ininterrupto);
- Luzes de emergência;
- Sistema de luzes de emergência;
- Bombas do bilge do E/R;

- Bombas de óleo lubrificante e ventiladores de resfriamento das turbinas e geradores que precisam ficar ativos após um shut down;
- Um dos três guindastes;
- Sistemas de purga;
- Sistemas de combate ao incêndio (água e espuma);
- Sistemas críticos de segurança do helideck;
- Sistemas de comunicação (rádio, sistema de PA, comunicação via rádio, e sistema de intercom);
- Sistema de controle de processos;
- Sistema de fechamento de válvulas do tipo PSV (pressure safety valve);
- Sistema de fechamento de emergência ESD (emergency shut down);
- Áreas destinadas aos pontos de encontro e enfermaria;
- Bombas de transferência de diesel;
- Bombas de transferência de água do mar;
- Compressores;
- Demais áreas onde seja necessária energia para manter a estabilidade dos sistemas críticos de segurança;

O sistema de emergência do FPSO OSX-1 foi desenvolvido de forma a acionar o gerador de emergência assim que for detectada perda de energia nos geradores principais de energia. No entanto, caso seja indicado níveis críticos de gás na sala do gerador de emergência, na tomada de ar do gerador ou mesmo na sala do painel de controle, o gerador será desligado.

## Sistema ininterrupto de fornecimento de energia (UPS)

O sistema de segurança do FPSO OSX-1 prevê que seja instado um sistema ininterrupto de fornecimento de energia para os sistemas de topside.

O Quadro II.8-25 apresenta os serviços críticos de segurança mantidos pelo UPS e os respectivos períodos de funcionamento:

Quadro II.8-25 - Serviços críticos mantidos pelo UPS

SERVIÇO	PERÍODO SUGERIDO
Detectores de chamas, gás e sistemas de alarme	60 minutos
Sistemas de shut down e de despressurização (ESD e EDP)	60 minutos
Sistemas de controle e monitoramento de processos	30 minutos
Sistemas de intercom e alarme	18 horas
Sistemas de comunicação (PABX)	60 minutos
Luzes de emergência e evacuação	60 minutos
Sistemas de navegação	96 horas
Luzes do helideck	60 minutos

Fonte: Documento NEX1-SHI-S-XF-S-74-0002

## Sistema de tratamento de água produzida

O processo de recuperação de hidrocarbonetos dos reservatórios de petróleo demanda a separação da água do óleo e do gás. Esta água associada, e não desejada, necessita ser tratada e descartada ao mar obedecendo aos parâmetros de níveis de metais pesados e óleo, determinados, respectivamente, pelas Resoluções CONAMA 357/2005 e 393/2007. Para tal, o FPSO OSX-1 dispõe de um sistema de tratamento de água produzida, que consiste dos seguintes equipamentos: bombas de transferência de água produzida, hidrociclones e vaso degassificador.

A água produzida separada no coalescedor eletrostático, do separador de teste e do separador de produção de primeiro estágio é direcionada para os hidrociclones.

Neste equipamento, a “água oleosa é introduzida sob pressão tangencialmente no trecho de maior diâmetro do hidrociclone, sendo direcionada internamente em fluxo espiral em direção ao trecho de menor diâmetro. Este fluxo é acelerado pelo contínuo decréscimo de diâmetro, criando uma força centrífuga que força os componentes mais pesados (água e sólidos) contra as paredes. Devido ao formato cônico do hidrociclone e ao diferencial de pressão existente entre as paredes e o centro, ocorre, na parte central do equipamento, um fluxo axial reverso. Esta fase



líquida central contendo óleo em maior proporção é redirecionada ao separador de segundo estágio e a água, encaminhada para o vaso degaseificador de água produzida” (Thomas, 2001, p.p 264-265).

Neste vaso, qualquer gás remanescente ainda em solução na água é retirado e encaminhado para o sistema de queima de gás de baixa pressão. A água passa, então, por um medidor on line de teor de óleo na água, pois a água produzida é descartada somente quando o limite médio de descarte diário esteja abaixo de 29 ppm, com pico máximo diário de 42 ppm conforme preconiza a resolução CONAMA 393/2007. Caso seja detectado teor de óleo acima deste limite, um alarme sonoro e visual é acionado, o sistema de descarte é interrompido e a água é encaminhada aos tanques de slop. O FPSO possui um tanque de slop sujo e um limpo, cada um com capacidade para reter até 2.919,9 m<sup>3</sup> de água oleosa.

Inicialmente a água é encaminhada ao tanque de óleo sujo onde a separação água-óleo ocorre por gravidade e é intensificada devido ao tempo de residência. A água isenta do óleo que fica na superfície, é direcionada ao tanque de slop limpo, que também possuirá sistema de aferição de TOG antes de permitir o descarte da água no mar.

A Figura II.8-7 apresenta o diagrama simplificado do sistema de tratamento da água produzida. O Quadro II.8-26 apresenta as identificações e os volumes dos vasos que compõe o sistema de tratamento de água de produção.

Quadro II.8-26 - Volumes Vasos - Sistema de Tratamento de Água Produzida

EQUIPAMENTO	TAG	VOLUME
Hidrociclone A	44-CE-001A	205 m3/h
Hidrociclone B	44-CE-001B	205 m3/h
Degaseificador	44-VA-001	60000 bbl

Fonte: NEX1-ROG-P-XA-44-0001-01Z

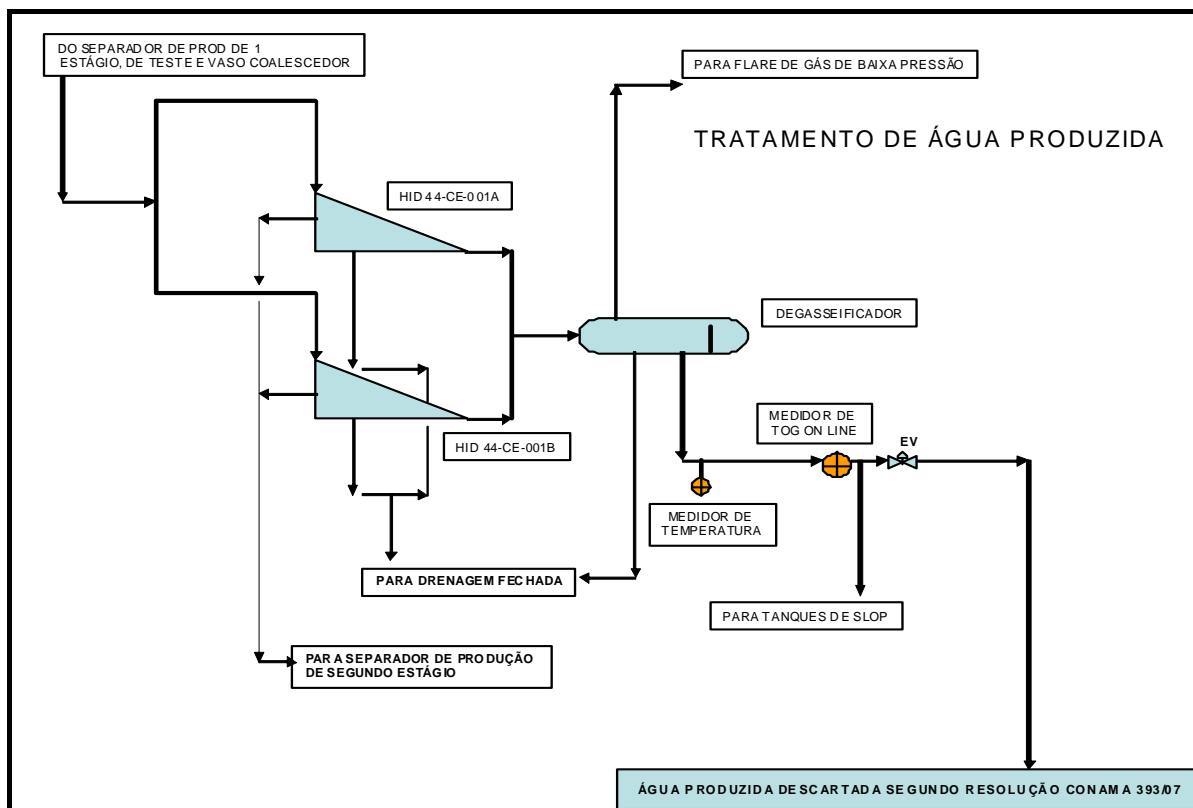


Figura II.8-7 - Sistema de Tratamento de Água Produzida

### Sistema de drenagem de convés e de águas oleosas

O sistema de drenagem do FPSO OSX-1 pode ser dividido em drenagem fechada e aberta. O sistema de drenagem aberta atende às áreas classificadas e áreas não-classificadas. Enquanto este último recebe contribuições das áreas abertas para a atmosfera que não entram em contato com gases, o primeiro recebe contribuições de áreas onde é provável a presença de gases inflamáveis.

Já o sistema de drenagem fechada é aquele que coleta todo e qualquer resíduo oleoso proveniente de sistemas fechados de caldeiras, motores, vasos ou demais sistemas mecânicos que eventualmente permitam qualquer tipo de vazamento contido.

O sistema de drenagem fechada encaminha os resíduos oleosos para o vaso de drenagem fechada. Deste vaso, os gases são encaminhados ao flare de baixa pressão enquanto o resíduo oleoso retorna ao processo através do separador de produção de segundo estágio. Ainda existe a

possibilidade de, por meio de abertura e fechamento de válvulas, encaminhar o resíduo oleoso ao tanque de slop.

O resíduo oleoso retirado no vaso degaseificador do sistema de tratamento da água produzida também é encaminhado ao sistema de drenagem fechada.

O sistema de drenagem aberta de áreas classificadas drena os resíduos oleosos através de bombas para o vaso de drenagem aberta de áreas classificadas. Os gases são enviados ao vent atmosférico.

O sistema de drenagem aberta de áreas não-classificadas drena os resíduos oleosos para o tanque de resíduo (slop tank) e o gás é eliminado por vent para local seguro. Todas as áreas críticas do FPSO OSX-1 são contidas com anteparas metálicas (tricanizes), que evitam que qualquer vazamento de óleo interno vá para o mar.

É importante mencionar que, o FPSO OSX-1 possui KITS SOPEP dispostos em áreas estratégicas da embarcação. Os KITS possuem equipamentos de limpeza que podem ser utilizados caso ocorram um vazamento de óleo a bordo da plataforma. O conteúdo destes KITS serão apresentados no capítulo II.9 - Plano de Emergência Ambiental, deste EIA/RIMA. A Figura II.8-8 apresenta o diagrama de blocos do sistema de drenagem do FPSO OSX-1. O Quadro II.8-27 apresenta as identificações (tag) e os volumes dos equipamentos que compõe o sistema de drenagem do FPSO OSX-1.

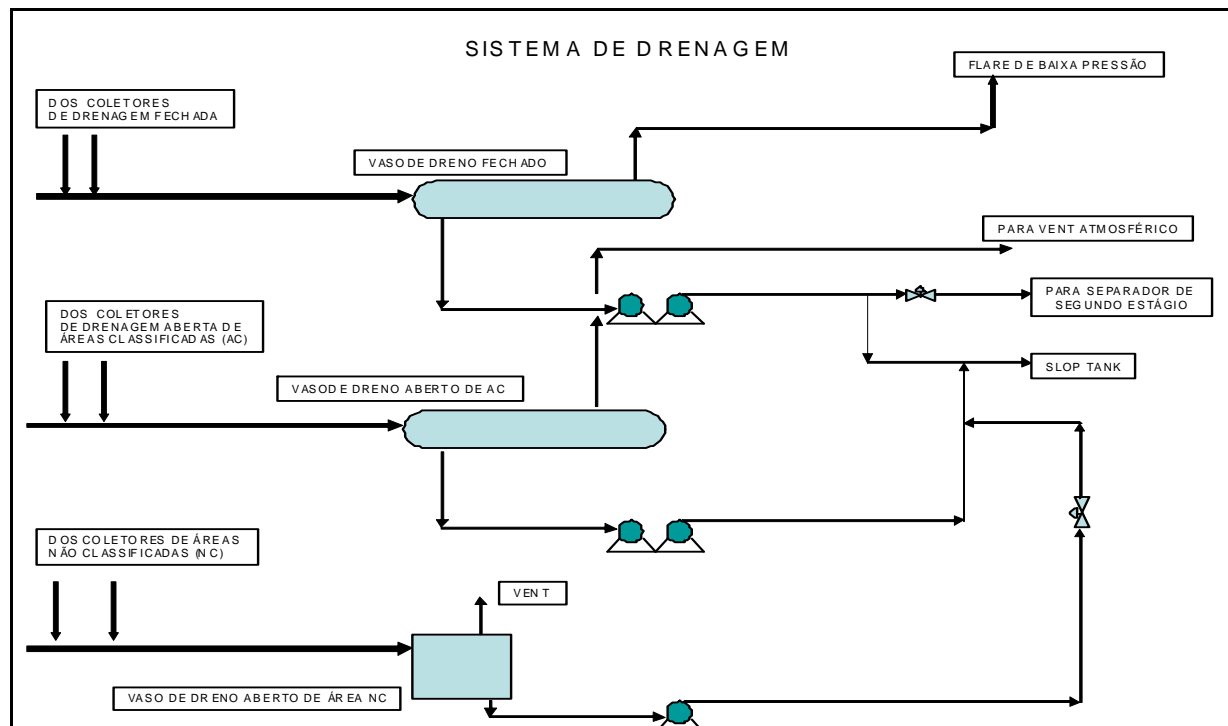
Quadro II.8-27 - Identificação dos vasos de drenagem

EQUIPAMENTO	TAG	VOLUME
Vaso de drenagem aberta (área classificada)	57-VD-001	
Vaso de drenagem aberta (área não classificada)		
Bombas do dreno fechado	57-VD-001 A/B	50 m3/h
Vaso de drenagem fechada	56-VD-001	
Bomba de dreno aberto	56-PA-001 A/B	20 m3/h

Fonte: NEX1-ROG-P-XA-57-0001-01-Z

Independentemente dos resíduos oleosos gerados e tratados no sistema de processamento, o FPSO OSX-1 necessita tratar os resíduos oleosos gerados na sala de máquinas, nos turbo geradores *dual fuel*, nos geradores a diesel e no gerador de emergência, bem como em demais equipamentos. Para tal, o FPSO OSX-1 conta com um separador água e óleo, com capacidade para tratar 120 m<sup>3</sup>/d de óleo. O sistema conta com um medidor de TOG online ajustado para detectar teores de óleo na água acima de 15 ppm, conforme determinado pelo Anexo I da

MARPOL. Caso isso aconteça, o descarte da água oleosa no mar é imediatamente interrompido e a água desenquadrada retorna ao separador.



Fonte: NEX1-ROG-P-XA-57-0001-01-Z

Figura II.8-8 - Diagrama esquemático do sistema de drenagem.

### Sistema de escoamento

O escoamento da produção do projeto piloto possuirá duas saídas de 6" (150 mm) de injeção de água e duas de 4" (100 mm) de umbilical eletro-hidráulico para os poços I1 e I2, três entradas de 6" (150 mm) para recebimento de óleo, três saídas de 4" (100 mm) de serviço e três saídas de 4" (100 mm) com umbilicais eletro hidráulicos para os poços W1, W2 e W3. O Quadro II.8-28 apresenta informações sobre as linhas de escoamento que compõe o projeto piloto do Waimea.

Quadro II.8-28 - Identificação dos vasos de drenagem

SLOT	Piloto		
	Aplicação	Diâmetro (pol)	Comprimento (m)
1	Poço produtor W1	6"	2116
2	Poço produtor W2	6"	4541
3	Poço produtor W3	6"	2844
4	Linha de serviço W1	4"	2141
5	Linha de serviço W2	4"	4522
6	Linha de serviço W3	4"	2866
7	Umbilical eletro hidráulico W1	-	3289
8	Umbilical eletro hidráulico W2	-	4934
9	Umbilical eletro hidráulico W3	-	4935
10	Poço Injetor I1	6"	5687
11	Poço Injetor I2	6"	3320
12	Umbilical eletro hidráulico I1	-	7156
13	Umbilical eletro hidráulico I2	-	3429

A Figura II.8-9 mostra, esquematicamente, a concepção do piloto de Waimea, consistindo de três poços produtores (W1, W2 e W3) e dois poços injetores (I1 e I2) de água interligados, ao FPSO OSX-1.

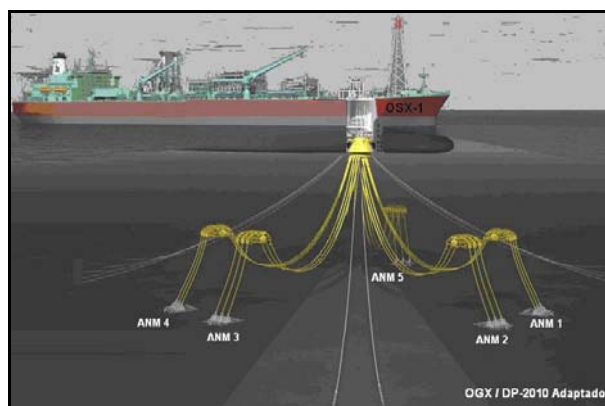


Figura II.8-9 - Sistema Submarino Projeto Piloto Waimea

### Elevação do óleo

Na fase do projeto piloto, os poços produtores W1, W2 e W3 serão completados com árvore de natal molhada e utilizarão bombas elétricas submersas, como método de recuperação secundária. O método de elevação de Bombeio Centrífugo Submerso (BCSS) utiliza uma bomba multi-estágio, alimentada por um motor elétrico de fundo (Figura II.8-10). Sua principal função

é imprimir um aumento, relativamente constante, no diferencial de pressão sobre o fluxo. O número de estágios da bomba e a frequência de operação do sistema determinam as taxas de fluxo e pressão necessárias para enviar líquidos à superfície. A energia elétrica necessária para o funcionamento do motor é provida por um cabo elétrico.

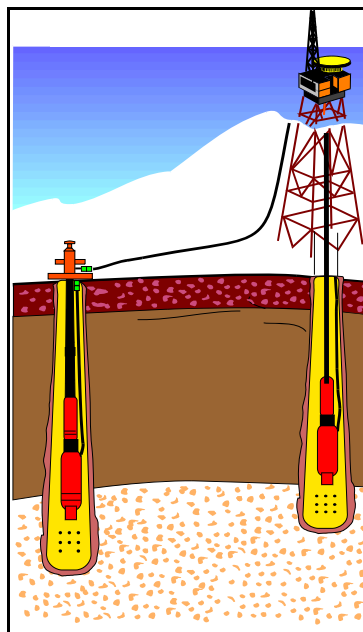


Figura II.8-10 - Sistema desenho esquemático de uma BCSS no interior do poço.

As linhas dos poços de produção W1, W2 e W3 são organizadas por conjuntos, chamados de *bundle*. *Bundles* são arranjos compostos, além do duto de produção, por uma linha de serviço e por um umbilical eletro-hidráulico. Enquanto este último conjuga as funções de controle da árvore de natal molhada e do acionamento do motor da BCSS, a linha de serviço será utilizada para passagem de óleo diesel que, com o contato com o óleo, fará o aquecimento do mesmo e facilitando sua elevação. Da mesma maneira, os poços injetores de água I1 e I2 são compostos por bundles de um duto de injeção de água e de um umbilical eletro hidráulico. Cada linha dos bundles de produção e de injeção de água que chega ao FPSO OSX-1 é conectada às terminações da bóia STP, os *slots*.

Qualquer tipo de óleo vazado no *swivel* será direcionado para dois tanques de dreno dedicados, localizados próximos ao *turret*, de onde, posteriormente, serão bombeados para o sistema de dreno fechado da FPSO.

## II.8.2 - Análise Histórica de Acidentes Ambientais

A análise histórica foi realizada buscando-se informações sobre acidentes envolvendo sistemas de produção associados a unidades do tipo *Floating Production Storage Offloading* (FPSO), com base nos principais bancos de dados de acidentes no mundo, além de compilações de instituições especializadas nestas informações:

- OGP - Risk Assessment Data Directory;
- HSE - Health and Safety Executive 2007;
- WOAD - Worldwide Offshore Accident Databank;
- OREDA - Offshore Reliability Data - 2nd Edition, 1992;
- Relatório de Acidentes com FPSO's;
- MMS 2001 - Frequency Analysis of Accidental Oil Releases from FPSO Operations in the Gulf of Mexico - Ecology and Environment INC - DNV Texas.

Através da análise destes eventos históricos, foram definidos os principais cenários passíveis de evoluir para situações com vazamento de óleo para o ambiente marinho envolvendo FPSO/FSO e seus sistemas de produção de petróleo e gás, resultando em uma estimativa da frequência de ocorrência de cada cenário acidental, consolidados em uma planilha de Análise Preliminar de Perigos.

## II.8.2.1 - Registros de Acidentes com FPSO's

O *WOAD* 1996 coleta dados de acidentes *offshore* desde 1970 até 1996. A classificação dos acidentes permite selecioná-los de acordo com o tipo de unidade envolvida. Considerando a categoria contendo *FPSO*, são descritos 11 acidentes, 4 deles envolvendo unidades *FPSO*. Estes 4 acidentes serão descritos mais adiante. Os 7 acidentes restantes são relacionados a diferentes tipos de unidades, ou seja:

- FSU (Floating Storage Unit), FPU (Floating Production Unit), Barge (barcaças) e Diving (sistemas de mergulho). Segue uma descrição resumida de cada um dos 7 acidentes:
  - ▶ *Wilchief Diving* (1985) - Explosão na câmara hiperbárica de sobrevivência. O técnico da manutenção que estava no interior da câmara morreu. A explosão provavelmente foi causada pela mistura hidrogênio / oxigênio liberada pelas baterias, e ignitada por um contactor / interruptor defeituoso. Sem liberação externa, sem lesões, 1 fatalidade;
  - ▶ *Fulmar FSU* (1986) - Vazamento de óleo devido a 4 trincas no tanque lateral dianteiro. A produção não foi interrompida, mas foram necessários 3 meses sucessivos para serviços de manutenção. Sem lesões ou fatalidades;
  - ▶ *Lan Shui Processing Vessel* (1990) - Incêndio na sala de máquinas e na área de acomodação devido a liberação de óleo diesel. A área foi evacuada. A produção foi interrompida por 2 meses. Sem lesões ou fatalidades;
  - ▶ *Jabiru FPU* (1991) - Vazamento de óleo durante preparativos para desconexão do *Riser* devido a aproximação de um ciclone tropical. O óleo foi disperso devido as condições severas do mar. Sem lesões ou fatalidades;
  - ▶ *Jabiru FPU* (1993) - Problemas mecânicos com a linha que controla o fluxo de condensado. A produção foi reduzida por 2 meses. Sem liberação, sem lesões ou fatalidades;
  - ▶ *Alba 16/26 FSU* (1994) - Falha na rede elétrica do navio causada pelas condições adversas do tempo e intervenção do sistema de desligamento automático de emergência (*emergency shut-down system*). A Produção foi interrompida por 6 dias. Sem liberações externas, sem lesões ou fatalidades;



- ▶ *Titan 2 Barge (1994)* - Danos estruturais na lança do guindaste devido às condições adversas do tempo. Sem liberações, lesões ou fatalidades.

#### Descrição dos Acidentes com FPSO:

Neste item estão descritos os 4 acidentes registrados no banco de dados e que envolvem unidades do tipo FPSO. Foram transcritas, para cada acidente, toda a descrição disponível no WOAD, bem como o quadro resumo com as principais características do evento.

#### *FPSO Petrojarl 1 (21/11/1986)*

O navio aliviador Petroskald perdeu um de seus motores principais durante o carregamento de óleo do Petrojarl 1, fazendo com que o mesmo navegasse rumo ao FPSO. A colisão foi evitada (um “quase” acidente). Com a falha de um dos motores principais, seguiram o procedimento de emergência.

Data do Acidente	21/11/1986
Área Geográfica	Mar do Norte
Campo/ Bloco	Oseberg
Nome da Unidade	Petrojarl 1
Tipo da Unidade	FPSO
Função	Produção
Ano de Construção	1986
Proprietário	GOLNOR
Contratante	GOLNOR
Operador	HYDRO
Evento Principal	Colisão ou contato entre navios e instalações <i>offshore</i> durante atividades com óleo.
Causas	Falha de máquina: perda do motor principal
Causas Humanas	
Tempo de Duração	
Fatalidades	Nenhuma
Lesões	Nenhuma
Danos (materiais)	Irrelevante
Liberação	Nenhuma
Reparo	Não necessário
Condições do Tempo	
Vento	
Altura da Onda	Desconhecida
Condições de Iluminação	Desconhecida
Visibilidade	Desconhecida
Temperatura Ambiente	Desconhecida

### FPSO Petrojarl 1 (27/10/1994)

O navio com 44 pessoas à bordo, usado para produção e estocagem de óleo, no campo de Hudson, perdeu a amarra nº 7 (são 8 no total) numa tempestade severa. A produção foi interrompida. O navio estava impossibilitado de substituir a amarrara devido às péssimas condições do tempo. Em 30 de janeiro às 13h58m, o navio foi atingido por uma onda de 20-25 m causando perda das amarras nº 2 e 3. Condições do tempo: ventos de 50-55 nós (com rajada de 65 nós) e ondas de 10-12 m em média (máximo 15-18 m). O navio manteve a posição utilizando as 5 amarras remanescentes (ventos de 30-40 nós, ondas 7-8 m em média e máximo de 12-13 m). O navio foi mantido na posição e os risers não foram liberados. Não foi feita a evacuação da unidade. Às 17h55m, de 02 de fevereiro, todas as amarras foram conferidas e testadas e a produção reiniciada.

Data do Acidente	27/10/1994
Área Geográfica	Mar do Norte
Campo/ Bloco	Campo de Hudson
Nome da Unidade	Petrojarl1
Tipo da Unidade	FPSO
Função	Produção
Ano de Construção	1986
Proprietário	GOLNOR
Contratante	GOLNOR
Operador	AMHESS
Evento Principal	Perda de ancoragem (amarras).
Causas	Condições climáticas adversas
Causas Humanas	
Tempo de Duração	03 dias
Fatalidades	Nenhuma
Lesões	Nenhuma
Danos (materiais)	Danos severos
Liberação	Nenhuma
Reparo	
Condições do Tempo	
Vento	27 m/s
Altura da Onda	10 m
Condições de Iluminação	
Visibilidade	Irrelevante
Temperatura Ambiente	0 a +5° C

### *FPSO Griffin Venture (03/01/1996)*

Uma válvula falhou resultando numa liberação substancial de gás no FPSO. O Governo Australiano iniciou uma grande investigação sobre o acidente em Abril de 1996. A BP (British Petroleum) argumentou que a liberação do gás foi causada pela falha do Técnico por não seguir os procedimentos estabelecidos. Não há nenhuma informação adicional disponível.

Data do Acidente	03/01/1996
Área Geográfica	Oeste da Austrália
Campo/ Bloco	
Nome da Unidade	Griffin Venture
Tipo da Unidade	<i>FPSO</i>
Função	Produção
Ano de Construção	
Proprietário	<i>British Petroleum (BP)</i>
Contratante	
Operador	<i>British Petroleum (BP)</i>
Evento Principal	Liberação de óleo e gás na área em volta da unidade: poluição ambiental e risco de incêndio e explosões.
Causas	
Causas Humanas	Ação perigosa, desrespeito a procedimentos estabelecidos
Tempo de Duração	
Fatalidades	Nenhuma
Lesões	Nenhuma
Danos (materiais)	Irrelevante
Liberação	Gás
Reparo	Reparo não necessário
Condições do Tempo	
Vento	Calmo
Altura da Onda	0 m
Condições de Iluminação	
Visibilidade	Irrelevante
Temperatura Ambiente	+10 a +20 °C

### FPSO Nanhai Sheng Li (10/1996)

A unidade de propriedade da AMOCO, instalada no campo de *Ljuhua* no Mar da China, sofreu apenas algumas avarias quando o tufão *Sally* varreu toda a região. A monobóia permanentemente ancorada foi projetada para permanecer conectada para as condições da “onda centenária”. O centro da tempestade com ventos e ondas, que excediam 205 km/h (111 nós) e 27 m (88 pés), respectivamente, passou a 16 km de distância do navio. Estas condições superam em muito o critério da onda centenária. Os danos ao navio foram limitados a duas estruturas para antenas VHF e alguma isolação nas tubulações de processo.

Data do Acidente	10/1996
Área Geográfica	Sul da Ásia
Campo / Bloco	Campo de <i>Ljuhua</i>
Nome da Unidade	Nanhai Sheng Li
Tipo da Unidade	FPSO
Função	Produção
Ano de Construção	
Proprietário	AMOCO
Contratante	
Operador	AMOCO
Evento Principal	Ruptura das estruturas principal ou secundária
Causas	Condições climáticas adversas
Causas Humanas	
Tempo de Duração	
Fatalidades	Nenhuma
Lesões	Nenhuma
Danos (materiais)	Irrelevante
Liberação	Nenhuma
Reparo	Local
Condições do Tempo	
Vento	57 m/s
Altura da Onda	27 m
Condições de Iluminação	
Visibilidade	Irrelevante
Temperatura Ambiente	+10 a +20 °C

## II.8.2.2 - Registros de Acidentes em Operações Offshore de Produção de Óleo e Gás Natural

Uma compilação dos principais acidentes já registrados nos bancos de dados existentes e disponíveis é apresentada na Quadro II.8-29.

Quadro II.8-29 - Principais Acidentes em Operações Offshore de Produção de Óleo e Gás Natural

Nome da Unidade Marítima ou do Poço	Ano	Local	Tipo de Unidade Marítima	Tipo de Acidente
60 Yrs of Azerbaijan	1983	Mar Cáspio	Jack-up	Afundamento
Actinia	1993	Vietnam	Semi-submersível	Blowout
Adriatic IV	2004	Mar Mediterrâneo, Egito	Jack-up	Blowout
Adriatic VII	2005	Golfo do México	Jack-up	Furacão
Al Baz	1989	Nigéria	Jack-up	Blowout
Alexander L. Kielland	1980	Noruega	Semi-submersível	Colapso
Ali Baba	1984	Reino Unido	Semi-submersível	Encalhe
Al Mariyah	2000	Golfo Pérsico	Jack-up	Colapso
AMDP-1	1975	Golfo Pérsico	Jack-up	Afundamento
Arabdrill-19	2002	Arábia Saudita	Jack-up	Blowout
Baku 2	1976	Mar Cáspio	Jack-up	Afundamento
Banzala	1982	Angola	Jack-up	Afundamento
Bigfoot 2	1987	Golfo do México	Jack-up	Colapso
Blake IV	1992	Golfo do México	Jack-up	Blowout
Bohai 2	1979	China	Jack-up	Afundamento
Bohai 3	1980	-	Jack-up	Blowout
Bohai 6	1981	Oceano Pacífico	Jack-up	-
Bombay High North	2005	Oceano Índico	Plataforma	Incêndio
Bourbon Dolphin	2007	Oceano Atlântico	Navio	Afundamento
Byford Dolphin	1983	Noruega	Semi-submersível	Explosão
Cerveza	1983	-	Plataforma	Blowout
Chevron Typhoon	2005	Golfo do México	Plataforma	Furacão
Constellation	1969	Reino Unido	Jack-up	Afundamento
Cormorant A	1989	Reino Unido	Plataforma	Explosão
C. P. Baker	1964	Golfo do México	Navio de Perfuração	Blowout
Dan Prince	1980	Alaska	Jack-up	Afundamento
Deep Sea Driller	1976	Noruega	Semi-submersível	Encalhe
Deep Water Explorer	1957	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Dixilyn Field 81	1980	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Dixilyn Field 82	1985	Oceano Índico	Jack-up	Afundamento
Dixilyn Field 83	1986	Oceano Índico	Jack-up	Afundamento

Nome da Unidade Marítima ou do Poço	Ano	Local	Tipo de Unidade Marítima	Tipo de Acidente
Dixilyn (8) Julie Ann	1968	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Dolphin Titan 143	1977	-	Jack-up	Afundamento
Dresser 2	1968	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
D m Saunders	1993	Golfo Árabe	Jack-up	Afundamento
Ekofisk A	1975	Noruega	Plataforma	Incêndio
Ekofisk B	1977	Noruega	Plataforma	Blowout
Ekofisk P	1989	Noruega	Plataforma	Incêndio
Enchova Central	1984	Brasil	Plataforma	Blowout
Enchova Central	1988	Brasil	Plataforma	Blowout
Ensko 51	2001	Golfo do México	Jack-up	Blowout
Ensko 64	2004	Golfo do México	Jack-up	Furacão
Estrellita	1969	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Five Sisters	1989	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Fulmar A	1991	Reino Unido	Plataforma	Explosão
Funiwa Platform	1980	Nigéria	Plataforma	Blowout
Gatto Selvatico	1976	-	Jack-up	Afundamento
Gemini	1974	-	Jack-up	-
Getty Platform A	1984	Golfo do México	Plataforma	Explosão
Glomar Arctic II	1985	Reino Unido	Semi-submersível	Explosão
Glomar Arctic IV	1998	-	Semi-submersível	Explosão
Glomar Baltic I	2001	Golfo do México	Jack-up	Blowout
Glomar Grand Isle	1983	Indonésia	Navio de Perfuração	Blowout
Glomar Java Sea	1983	China	Navio de Perfuração	Afundamento
Glomar Labrador I	1988	-	Jack-up	Colisão
Harvey Ward	1980	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Hasbah Platform	1980	Golfo Pérsico	Plataforma	Blowout
Hercules 25	2005	Golfo do México	Jack-up	Furacão
High Island III	2005	Golfo do México	Jack-up	Furacão
Interocean II	1989	Reino Unido	Jack-up	Afundamento
IXTOC-1	1979	México	Jack-up	Blowout
Jalapa	1996	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Key Biscayne	1983	Austrália	Jack-up	Afundamento
Keyes Marine 302	1988	Golfo do México	Jack-up	-
Keyes Marine 303	1990	Golfo do México	Jack-up	Blowout
Liberacion	1974	América do Sul	Jack-up	Afundamento
Little Bob	1968	-	Jack-up	Blowout
Maersk Endurer	1980	Golfo de Suez	Jack-up	Blowout
Maersk Giant	2006	Noruega	Jack-up	Blow-out
Maersk Victory	1996	Austrália	Jack-up	Colapso
Main Pass Block 41	1970	Golfo do México	Plataforma	Incêndio

Nome da Unidade Marítima ou do Poço	Ano	Local	Tipo de Unidade Marítima	Tipo de Acidente
Marine IV	2001	Golfo do México	Jack-up	Blowout
Marlin 3	1992	Golfo do México	Jack-up	Furacão
Marlin 4	1980	América do Sul	Jack-up	Colapso
Medusa Spar	2004	Golfo do México	Plataforma	Furacão
Mighty Servant 2	1999	Indonésia	Navio	Afundamento
Mighty Servant 3	2006	Angola	Navio	Afundamento
Mississippi Cany 311A	1987	Golfo do México	Plataforma	Blowout
Mr Bice	1998	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Mr Gus 1	1957	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Mr Louie	1963	Alemanha	Jack-up	Blowout
Mumbai High North	2005	Oceano Índico	Plataforma	Incêndio
Nabors Dolphin 105	2002	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Nabors Rig 269	1998	Golfo do México	Plataforma	Colapso
Nabors Workhorsel X	1980	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
NFX Platform A	1999	Golfo do México	Plataforma	Blowout
Noble Max Smith	2005	Golfo do México	Jack-up	Furacão
Nowruz Platforms	1983	Golfo Pérsico	Plataforma	Incêndio
Ocean Champion	1980	Egito	Jack-up	Encalhe
Ocean Developer	1995	Angola	Semi-submersível	Afundamento
Ocean Express	1976	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Ocean King	2002	Golfo do México	Jack-up	Blowout
Ocean Master II	1977	África	Jack-up	Afundamento
Ocean Odyssey	1988	Reino Unido	Semi-submersível	Blowout
Ocean Prince	1968	Reino Unido	Semi-submersível	Colapso
Ocean Ranger	1982	Atlântico Norte	Semi-submersível	Afundamento
Ocean Warwick	2005	Golfo do México	Jack-up	Furacão
Offshore Bahram	1996	Suez	Jack-up	Afundamento
Okha	1980	Oceano Ártico	Jack-up	Encalhe
Orion	1978	Reino Unido	Jack-up	Encalhe
Oseberg B	1988	Noruega	Plataforma	Colisão
Parker 14-J	2003	Golfo do México	Jack-up	Colapso
Penrod 52 / Petrel	1965	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Penrod 52	1983	Golfo do México	Jack-up	Blow-out
Penrod 61	1985	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Perforadora Zacateca	1986	México	Jack-up	Blowout
Petrobras P 7	2001	Brasil	Plataforma	Blowout
Petrobras P 36	2001	Brasil	Plataforma	Afundamento
Petromar V	1981	China	Navio de Perfuração	Blowout
Petronius A	1998	Golfo do México	Plataforma	Afundamento
Piper Alpha	1988	Reino Unido	Plataforma	Incêndio

Nome da Unidade Marítima ou do Poço	Ano	Local	Tipo de Unidade Marítima	Tipo de Acidente
Placid L 10a	1983	Mar do Norte	Plataforma	Blowout
Pool 55	1987	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Pride 1001E	1997	Golfo do México	Plataforma	Blowout
PSS Chemul	2005	Golfo do México	Semi-submersível	Furacão
Qatar I	1956	Golfo Árabe	Jack-up	Afundamento
Ranger 1	1979	Golfo do México	Jack-up	Colapso
Ranger 4	1997	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Rigmar 151 Trans Texas	1998	Oceano Atlântico	Jack-up	Afundamento
Roger Buttin 3	1966	África	Jack-up	Afundamento
Ron Tappmeyer	1980	Arábia Saudita	Jack-up	Blowout
Rowan Fort Worth	2005	Golfo do México	Jack-up	Furacão
Rowan Gorilla I	1988	Oceano Atlântico	Jack-up	Afundamento
Rowan Halifax	2005	Golfo do México	Jack-up	Furacão
Rowan Houston	2002	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Rowan Louisiana	2005	Golfo do México	Jack-up	Furacão
Rowan New Orleans	2005	Golfo do México	Jack-up	Furacão
Rowan Odessa	1994	Golfo do México	Jack-up	Incêndio
Rowan Odessa	2005	Golfo do México	Jack-up	Furacão
Saipem Paguro	1965	Itália	Jack-up	Blowout
Scan Sea	1977	Oceano Pacífico	Jack-up	Afundamento
Seacrest	1989	Golfo da Tailândia	Navio de Perfuração	Afundamento
Sea Gem	1965	Reino Unido	Jack-up	Colapso
Sea Quest	1980	Nigéria	Semi-submersível	Blowout
Sedco Nº 8 Rig 22	1956	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Sedco 135F	1979	México	Jack-up	Blowout
Sedco 252	1989	Índia	Jack-up	Blowout
Sedco J	1989	África do Sul	Semi-submersível	Afundamento
Shell Mars	2005	Golfo do México	Plataforma	Furacão
Ship Shoal 246b	1980	Golfo do México	Plataforma	Blowout
Sleipner A	1991	Noruega	Plataforma	Afundamento
Snorre A	2004	Noruega	Plataforma	Blowout
South Timbalier 26	1970	Golfo do México	Plataforma	Blowout
Stellhead Platform	1987	Alaska	Plataforma	Blowout
Sundowner 15	1996	Golfo do México	Plataforma	Blowout
Teledyne Movable 16	1989	Golfo do México	Jack-up	Blowout
Thunderhorse	2005	Golfo do México	Semi-submersível	Furacão
Topper 1	1980	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Transgulf Rig 10	1959	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Transocean 3	1974	Reino Unido	Semi-submersível	Colapso
Treasure Seeker	1984	Noruega	Semi-submersível	Blowout



2429-00-EIA-RL-0001-00  
Julho de 2010 - Rev. nº 0

DESENVOLVIMENTO INTEGRADO DA PRODUÇÃO E ESCOAMENTO DE ÓLEO E GÁS NATURAL  
NA ÁREA ABRANGIDA PELOS BLOCOS BM-C-39, BM-C-40, BM-C-41, BM-C-42 E BM-C-43,  
BACIA DE CAMPOS

Estudo de Impacto Ambiental - EIA

Nome da Unidade Marítima ou do Poço	Ano	Local	Tipo de Unidade Marítima	Tipo de Acidente
Trinimar Marine W327	1973	Venezuela	Plataforma	Blowout
Ubit Plataforma	1996	Nigéria	Plataforma	Incêndio
Union Oil Platform A	1969	Estados Unidos	Plataforma	Blowout
Viking Explorer	1988	Borneo	Navio de Perfuração	Blowout
Vinland	1984	Oceano Atlântico	Semi-submersível	Blowout
W.D. Kent	1976	Dubai	Jack-up	Afundamento
West Gamma	1990	Mar do Norte	Jack-up	Afundamento
West Vanguard	1985	Mar do Norte	Semi-submersível	Blowout
Zapata Enterprize	1985	Indonésia	Jack-up	Blowout
Zapata Lexington	1984	Golfo do México	Jack-up	Blowout
Zapata Maverick I	1965	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Zapata Scorpion	1969	Ilhas Canárias	Jack-up	Afundamento
Zapata Topper III	1975	Golfo do México	Jack-up	Blowout

Coordenador:

Técnico:

## II.8.2.3 - Acidentes com Plataforma do Tipo Wellhead (WHP) por Tipo de Cenário

A seguir são apresentadas as informações obtidas no documento *Accidents statistic for fixed offshore unit on the UK Continental Shelf 1980 - 2005*, preparado pela DNV para o UK Health and Safety Executive (HSE) em 2007.

No Quadro II.8-30 apresentamos as informações do número de eventos ocorridos e suas respectivas frequências para as atividades de produção de petróleo e gás em plataformas do tipo WHP.

Quadro II.8-30 - Número de eventos e frequências por tipo de eventos nas unidades do tipo WHP na região da UKCS entre 1980 e 2005.

Tipo de Evento	1980 - 1989		1990 - 2003		1980 - 2003	
	N	F	N	F	N	F
Falha de Ancoragem	-	-	-	-	-	-
Blowout	1	$6,6 \times 10^{-3}$	-	-	1	$8,0 \times 10^{-4}$
Emborcamento	-	-	-	-	-	-
Colisão	-	-	6	$5,5 \times 10^{-3}$	6	$4,8 \times 10^{-3}$
Abaloamento	1	$6,6 \times 10^{-3}$	14	0,013	15	0,012
Acidente com Guindaste	3	0,020	45	0,041	48	0,038
Explosão	-	-	-	-	-	-
Queda de Objeto	4	0,027	58	0,053	62	0,050
Incêndio	4	0,027	29	0,026	33	0,026
Naufrágio	-	-	-	-	-	-
Encalhe	-	-	-	-	-	-
Acidente com Helicóptero	-	-	-	-	-	-
Alagamento / Inundação	-	-	-	-	-	-
Adernamento	-	-	-	-	-	-
Falha de Motores	-	-	-	-	-	-
Perda de Posicionamento	-	-	-	-	-	-
Vazamento	4	0,027	223	0,203	227	0,182
Dano Estrutural	-	-	-	-	-	-
Acidente no Rebocamento	-	-	-	-	-	-
Problemas com poço produtor	1	$6,6 \times 10^{-3}$	14	0,013	15	0,012

## II.8.2.4 - Acidentes com Plataforma do Tipo FPSO por tipo de cenário

A seguir são apresentadas as informações obtidas no documento *Accidents statistic for floating offshore unit on the UK Continental Shelf 1980 - 2005*, preparado pela DNV para o UK Health and Safety Executive (HSE) em 2007.

Na Quadro II.8-31 apresentamos as informações do número de eventos ocorridos e suas respectivas frequências para as atividades de produção de petróleo e gás em plataformas do tipo flutuantes (FPSO e FSO).

Quadro II.8-31 - Número de eventos e frequências por tipo de eventos nas unidades do tipo FPSO e FSO na região da UKCS entre 1980 e 2005.

Tipo de Evento	1980 - 1989		1990 - 2003		1980 - 2003	
	N	F	N	F	N	F
Falha de Ancoragem	58	0,099	164	0,132	222	0,121
Blowout	2	$3,4 \times 10^{-3}$	17	0,014	19	0,010
Emborcamento	2	$3,4 \times 10^{-3}$	1	$8,0 \times 10^{-4}$	3	$1,6 \times 10^{-3}$
Colisão	4	$6,9 \times 10^{-3}$	15	0,012	19	0,010
Abalroamento	64	0,110	146	0,117	210	0,115
Acidente com Guindaste	282	0,483	1159	0,930	1441	0,787
Explosão	13	0,022	14	0,011	27	0,015
Queda de Objeto	290	0,497	1436	1,152	1726	0,943
Incêndio	48	0,082	221	0,177	269	0,147
Naufração	1	$1,7 \times 10^{-3}$	1	$8,0 \times 10^{-4}$	2	$1,1 \times 10^{-3}$
Encalhe	3	$5,1 \times 10^{-3}$	1	$8,0 \times 10^{-4}$	4	$2,2 \times 10^{-3}$
Acidente com Helicóptero	4	$6,9 \times 10^{-3}$	5	$4,0 \times 10^{-3}$	9	$4,9 \times 10^{-3}$
Alagamento / Inundação	6	0,010	19	0,015	25	0,014
Adernamento	3	$5,1 \times 10^{-3}$	12	$9,6 \times 10^{-3}$	15	$8,2 \times 10^{-3}$
Falha de Motores	-	-	5	$4,0 \times 10^{-3}$	5	$2,7 \times 10^{-3}$
Perda de Posicionamento	16	0,027	25	0,020	41	0,022
Vazamento	58	0,099	709	0,569	767	0,419
Dano Estrutural	33	0,057	39	0,031	72	0,039
Acidente no Rebocamento	14	0,024	14	0,011	28	0,015
Problema de poço	32	0,055	290	0,233	322	0,176
Outros	10	0,017	65	0,052	75	0,041

## II.8.2.5 - Acidentes durante Transferência de Óleo Diesel e Produtos Líquidos

Os bancos de dados consultados não mencionam explicitamente ou não permitem a extração de dados específicos sobre liberações durante operações de transferência de óleo diesel para plataformas ou FPSO's. O WOAD (*World Offshore Accident Database*) apresenta dados genéricos sobre liberações, onde determinados tipos de produtos são relacionados com o tamanho das liberações, conforme o Quadro II.8-32.

Quadro II.8-32 - Tipo de Produto Liberado versus Volume Liberado Unidades Móveis (1980 a 1993)

Tipo de Produto	Volume Liberado						
	Pequeno	Menor	Signif.	Grande	Muito Grande	Desconhecido	Total
Óleo cru	1	-	2	-	-	3	6
Óleo + gás	1	-	2	2	5	13	23
Gás	23	-	3	1	1	58	86
Óleo leve	6	1	3	-	-	4	14
Produtos Químicos	1	-	-	-	-	1	2
Outros	1	-	-	-	-	-	1
<b>Total</b>	<b>33</b>	<b>1</b>	<b>10</b>	<b>3</b>	<b>6</b>	<b>79</b>	<b>132</b>

Legenda:

Produtos:

Óleo cru - Petróleo e óleo lubrificante / Óleo + gás - Óleo e gás associados para a atmosfera / Gás - Gases em geral, incluindo hidrocarbonetos e gás sulfídrico (H<sub>2</sub>S) / Óleo leve - Óleo combustível, condensados, diesel, metanol, glicol ou lama com base oleosa / Produtos Químicos - Produtos químicos em geral, lama com base aquosa / Outros - Água salgada, água doce, etc.

Volumes:

Pequeno - 0 a 9 toneladas / Menor - 10 a 100 toneladas / Signif. - 101 a 1000 toneladas / Grande - 1001 a 10.000 toneladas / Muito Grande - Maior que 10.001 toneladas / Desconhecido - Não precisado

Observa-se que há 14 acidentes associados à liberação de óleo combustível / diesel em instalações flutuantes, dos quais 3 classificados como liberações envolvendo volumes significativos, ou seja, cujos volumes situam-se entre 101 e 1.000 toneladas, ou seja, entre cerca de 120 e 1.250 m<sup>3</sup>. Os dados fornecidos não permitem relacionar os vazamentos com óleo diesel ou combustível associados especificamente ao transbordo. Portanto, são apresentados para possibilitar uma visão geral, dos tipos de acidentes e grandezas envolvidas. Entretanto, a Análise de Risco relativa ao Campo de Girassol, na África, cuja produção também utiliza um FPSO (Quadro II.8-33), relaciona os seguintes valores históricos, obtidos com base na experiência:

Quadro II.8-33 - Valores Históricos de Vazamentos durante Transbordo - Campo de Girassol

Causa	Tipo de Liberação	Frequência (Eventos Ano/Unidade)	Tamanho Provável da Liberação
- Derrame durante a transferência entre o barco de apoio e a plataforma; - Vazamento ou ruptura do mangote flexível.	Óleo diesel ou lubrificante	0,66	0.25 m <sup>3</sup>

Fonte: Dados estatísticos da TotalFinaElf- Projeto Girassol, Angola

Verifica-se nestes dados históricos que os potenciais volumes de diesel a serem liberados tendem a ser de pequeno porte.

### II.8.2.6 - Registros Envolvendo Acidentes no Brasil (Unidades PETROBRAS)

No Quadro II.8-34, são apresentados os dados relativos a acidentes com unidades do tipo FPSO e FSO de produção. Observa-se que dos sete eventos ocorridos, no período de 1996 a 2000, cinco envolvem derrame de óleo e apenas dois estão relacionados ao derrame de óleo diesel e de água oleosa.

Quadro II.8-34 - Dados de acidentes envolvendo unidades do tipo FPSO/FSO de produção no período de 1996 a 2000.

Data	Tipo de Ocorrência	Volume de Óleo Liberado (m <sup>3</sup> )	Causa Imediata
02/03/99	Derrame de óleo no mar	*	*
12/03/99	Derrame de água oleosa no mar	*	Falha de sinalização no painel ECOS
20/04/99	Derrame de óleo no mar	*	Nível muito alto no tanque 3BC
06/05/99	Derrame de óleo no mar	*	Nível alto no tanque de despejo
19/05/99	Derrame de óleo no convés na planta de processo	*	Falha na atuação da bomba de drenagem
16/06/99	Derrame de óleo diesel no convés a partir do tanque de diesel	*	Válvula de recebimento deixada aberta
20/08/99	Derrame de óleo ao mar a partir do tanque de carga 05BB	0,35	Válvula deixada indevidamente aberta

Fonte: Petrobras Obs.: \* Desconhecido

Os registros da Petrobras relativos a vazamentos de diesel durante operações de transferência não apresentam caráter quantitativo, sendo assim não é possível calcular a frequência de liberação. Entretanto, para esse caso, podem ser destacadas algumas causas de acidentes, na Bacia de Campos, como: a falha operacional do equipamento ou humana, a falha de manobra, a ruptura do mangote devido ao tensionamento excessivo do cabo e defeitos observados na conexão ou no próprio mangote.

São apresentados alguns estudos de caso baseados em informações oriundas das mídias impressa e eletrônica.

### Plataforma de Enchova

A plataforma sofreu dois acidentes sendo o primeiro em 1984 quando uma liberação de gás provocou incêndio e a morte de 37 pessoas. No segundo acidente, em 1988, a mesma plataforma teve o seu convés e torre totalmente destruídos por um *blowout* seguido de incêndio que somente pode ser controlado após 27 dias.

### Plataforma P-7

A plataforma semi-submersível P-7 está situada na Bacia de Campos, no campo de Bicudo, e opera numa profundidade d'água de 210 metros, produzindo cerca de 16 mil barris (2.500 m<sup>3</sup>) de petróleo e 81 m<sup>3</sup> de gás por dia. O acidente ocorreu aproximadamente às 04:45h do dia 12 de abril de 2001 durante a realização de testes do poço da plataforma devido a uma perda de controle momentânea do mesmo, vazando 26 m<sup>3</sup> de óleo para o mar além de uma grande quantidade de gás. Reportou-se também, falha nas válvulas que usualmente controlam a expansão do gás nesse tipo de situação. Dos 147 trabalhadores da P-7, 37 permaneceram no local cuidando do problema (Folha Online, 2001).

Três dias após o acidente, 14 embarcações operavam no local realizando os procedimentos de resposta à emergência, sendo 6 realizando três cercos de contenção e 5 para lançamento de dispersante. A mancha, que apresentava 50 km<sup>2</sup> de extensão, reduziu-se à cerca de 30 km<sup>2</sup>. Dos 26 m<sup>3</sup> derramados, cerca de 16 a 20 m<sup>3</sup> já haviam sido coletados ou dispersados (Infoambiental, 2001).

### Plataforma P-34

A plataforma P-34, petroleiro convertido a FPSO, estava ancorada entre os campos de Barracuda e Caratinga, a 120 km da costa numa lâmina d'água de 860 metros, quando, no dia 13 de outubro de 2002 às 15h30m, houve uma abertura indevida das válvulas provocada por uma pane elétrica. A abertura das válvulas permitiu que o óleo que estava nos 17 tanques da unidade, cerca de 11 mil metros cúbicos, fosse deslocado para o lado esquerdo da plataforma causando o desequilíbrio e a inclinação Figura II.8-11 (Folha Online, 2002). Não foram registradas vítimas no acidente

tampouco derramamentos, incêndio ou explosão, embora tenham sido acionadas, preventivamente, 12 embarcações de combate à emergência.



Figura II.8-11 - Acidente na FPSO P-34

### Plataforma P-31

A P-31, que fica no campo de Albacora, a 180 km da costa de Macaé, na Bacia de Campos, produz cerca de 58 mil barris/dia de petróleo e 1 milhão m<sup>3</sup> de gás/dia armazenando ainda os 70 mil barris diários de óleo extraídos pela plataforma P-25, que fica na mesma área. No dia 25 de abril de 2004 às 23h20m, um incêndio ocorrido em um gerador de energia movido a diesel na praça de máquinas da plataforma interrompeu durante todo o dia a produção da unidade (SINDIPETRO, 2004). O incêndio foi controlado em meia hora pela brigada de incêndio da própria plataforma não causando feridos nem derramamentos para o mar.

### Acidente com a P-36

A plataforma de produção semi-submersível P-36 encontrava-se instalada no Campo de Roncador, na Bacia de Campos, em lâmina d'água de 1.360 metros. No momento do acidente, a plataforma estava produzindo cerca 84.000 barris de petróleo e 1.300.000 m<sup>3</sup> de gás, por dia, oriundos de 6 poços interligados à mesma.

O acidente com a plataforma P-36 teve início em 15 de março de 2001, às 0h22m, quando ocorreu uma primeira explosão na coluna de popa BORESTE, seguida 17 minutos depois por uma grande explosão na parte superior da coluna e em áreas próximas. No dia 20 de março de 2001, às 11h41m, a plataforma submergiu completamente e afundou em seguida.

De acordo com a comissão conjunta de investigação constituída pela Agência Nacional do Petróleo (ANP) e a Diretoria de Portos e Costa (DPC) da Marinha do Brasil, o acidente foi causado por uma série de fatores que, isoladamente, não seriam suficientes para determiná-lo. A análise realizada pela comissão apontou a operação de esgotamento do tanque de drenagem de emergência da coluna de popa a bombordo como o fator crítico diretamente relacionado com as explosões ocorridas na plataforma P-36 (ANP, 2001). Devido as dificuldades operacionais para dar partida na bomba de esgotamento, houve um fluxo reverso indesejado de hidrocarbonetos para as linhas de escoamento dos tanques de drenagem de emergência causado por uma falha mecânica da válvula de admissão do tanque de BORESTE, o que levou a pressurização e ao colapso do tanque, dando início ao escalonamento de eventos que culminou com o afundamento da plataforma.

A comissão concluiu, ainda, que defeitos de manutenção, de operação e de projeto também colaboraram para o afundamento da plataforma. À época do acidente, a plataforma P-36 tinha estocado a bordo em suas linhas e vasos de produção cerca de 1.200 m<sup>3</sup> de óleo diesel e 350 m<sup>3</sup> de petróleo bruto. Com o afundamento da mesma, esses fluidos começaram a vazar no oceano, a uma distância aproximada de 150 km da costa, tendo cerca de 350 m<sup>3</sup> de óleo aflorado nas primeiras 24h após o afundamento. Este derramamento foi combatido através do recolhimento de parte do óleo e dispersão química e mecânica da outra parte.

O óleo que vazou da plataforma formou uma mancha com extensão de até 48 km<sup>2</sup> (Folha Online, 2001). No entanto, acredita-se que os danos ambientais puderam ser reduzidos em função da realização de procedimentos de combate ao derramamento, pelo deslocamento da mancha em direção ao alto-mar e pelo fato da área local não ser prioritária em termos de biodiversidade.

O Relatório de Investigação das Causas do Acidentes da P-36 realizado pela Petrobras e divulgado para público externo apresentou, além da descrição da seqüência que culminou no afundamento da unidade, as causas identificadas do acidente. São elas:



- Pressurização da linha de entrada do TDE-BE (tanque de drenagem de emergência de BORESTE) em decorrência da válvula esfera da linha de comunicação do tanque com o exterior estar dando passagem enquanto se tentava partir a bomba do TDE-BB;
- A pressão interna do tanque TDE-BE aumentou porque havia um bloqueio na linha de vent do mesmo;
- Quando a bomba do TDE-BB parte, ela pressuriza o tanque que não foi projetado para suportar a pressão de 19 bar, resultando no rompimento de seu costado;
- O rompimento do costado (interpretado como primeira explosão pelos tripulantes) provoca o derrame da água, óleo e gás para a Sala do 4º nível da coluna BE, além de romper as linhas de captação de água do suspiro dos tanques de lastro e a conexão entre o TDE-BE e os separadores;
- O rompimento das linhas de captação de água fez com que o alarme de pressão baixa na linha de incêndio fosse acionado, dando partida às bombas de combate a incêndio que começam a bombear água para dentro da Sala do 4º nível da coluna BE já que a linha de incêndio está rompida.
- Além da água, ocorre o vazamento de óleo que libera o gás nele dissolvido. O gás liberado dispersa-se por outros locais através dos dutos de ventilação;
- A água injetada alcança os dutos de ventilação e começa a escoar para o interior dos pontões cujos compartimentos estanque não estavam isolados; Assim, o processo de inundação continua, levando ao adernamento da embarcação;
- Aproximadamente 17 min após a primeira explosão, ocorre a explosão dos gases no interior da coluna de BE de grande intensidade e que vitimou os componentes da Brigada de Incêndio;
- O processo de alagamento, agravado pela impossibilidade do fechamento das válvulas das linhas de captação, resultou no afundamento da P-36.

## II.8.2.7 - Análise da Frequência de Acidentes com Unidades FPSO no Golfo do México (MMS, 2001)

Esta análise foi realizada como subsídio para a elaboração de um estudo de impacto ambiental no Golfo do México para o Minerals Management Service (MMS), realizado pela Ecology and Environmet INC - Texas. As frequências dos acidentes foram calculadas pela DNV utilizando-se da ferramenta de árvores de falhas, tomando como base os principais bancos de dados sobre o assunto.

O Quadro II.8-35 apresenta estas frequências dos acidentes ocorridos no sistema de produção associado as unidades FPSO no Golfo do México, considerando inclusive o navio aliviador como parte deste sistema, por faixa de volume derramado. Notar que a frequência total por ano é uma somatória das frequências de acidentes com o FPSO, operações de offloading e acidentes com navios aliviadores, apresentando informações bastantes conservativas.

Quadro II.8-35 - Frequências de acidentes nos sistemas de produção dos FPSOs no Golfo do México.

Barris de óleo vazado	Metros Cúbicos (m <sup>3</sup> )	FPSO	Offloading	Navio Aliviador	Frequência (por ano)
< 10	<1,5	1,3*10 <sup>-2</sup>	2,4*10 <sup>-1</sup>	0	2,6*10 <sup>-1</sup>
10 - 100	1,5 - 15	1,7*10 <sup>-2</sup>	1,2*10 <sup>-1</sup>	0	1,4*10 <sup>-1</sup>
100 - 1000	15 - 150	7,9*10 <sup>-5</sup>	1,2*10 <sup>-1</sup>	0	1,2*10 <sup>-1</sup>
1000 - 10000	150 - 1500	6,9*10 <sup>-5</sup>	0	2,5*10 <sup>-2</sup>	2,5*10 <sup>-2</sup>
10000 - 50000	1500 - 7500	6,7*10 <sup>-4</sup>	0	2,3*10 <sup>-2</sup>	2,3*10 <sup>-2</sup>
50000 -100000	7500 - 15000	6,1*10 <sup>-4</sup>	0	9,7*10 <sup>-3</sup>	1,0*10 <sup>-2</sup>
100000 - 500000	15000 - 75000	5,9*10 <sup>-4</sup>	0	9,1*10 <sup>-3</sup>	9,7*10 <sup>-3</sup>
> 500000	> 75000	1,6*10 <sup>-5</sup>	0	0	1,6*10 <sup>-5</sup>

Quadro II.8-36 - Frequências de acidentes nos sistemas de produção dos FPSOs  
no Golfo do México por tipo de acidente e volume vazado;

Cenário Acidental	Número de vazamentos por ano								Total
	< 10	10 - 100	100 - 1K	1k - 10k	10k - 50k	50k - 100k	100k - 500k	> 500k	
Vaz. do navio aliviador próximo ao Porto	0	0	0	1,4*10 <sup>-2</sup>	1,3*10 <sup>-2</sup>	5,6*10 <sup>-3</sup>	5,3*10 <sup>-3</sup>	0	3,8*10 <sup>-2</sup>
Vaz. do navio aliviador no mar	0	0	0	1,0*10 <sup>-2</sup>	9,5*10 <sup>-3</sup>	4,1*10 <sup>-3</sup>	3,8*10 <sup>-3</sup>	0	2,8*10 <sup>-2</sup>
Vaz. no processo	0	0	0	0	4,4*10 <sup>-4</sup>	4,4*10 <sup>-4</sup>	3,4*10 <sup>-4</sup>	0	1,2*10 <sup>-3</sup>
Vaz. no mangote de transf.	2,4*10 <sup>-1</sup>	1,2*10 <sup>-1</sup>	1,2*10 <sup>-1</sup>	0	0	0	0	0	4,9*10 <sup>-1</sup>
Navio Mercante passando	0	0	0	6,9*10 <sup>-5</sup>	1,3*10 <sup>-4</sup>	7,1*10 <sup>-5</sup>	1,2*10 <sup>-4</sup>	1,1*10 <sup>-5</sup>	4,0*10 <sup>-4</sup>
Vaz. pelo riser de produção	0	0	0	0	5,4*10 <sup>-5</sup>	5,4*10 <sup>-5</sup>	4,3*10 <sup>-5</sup>	0	1,5*10 <sup>-4</sup>
Afundamento	0	0	0	0	4,5*10 <sup>-6</sup>	4,5*10 <sup>-6</sup>	3,6*10 <sup>-5</sup>	5,0*10 <sup>-6</sup>	5,0*10 <sup>-5</sup>
Explosão no tanque de carga	0	0	0	0	3,0*10 <sup>-5</sup>	3,0*10 <sup>-5</sup>	2,3*10 <sup>-5</sup>	0	8,3*10 <sup>-5</sup>
Vaz. pelo "swivel"	1,0*10 <sup>-3</sup>	1,3*10 <sup>-2</sup>	0	0	2,3*10 <sup>-5</sup>	2,3*10 <sup>-5</sup>	1,8*10 <sup>-5</sup>	0	1,4*10 <sup>-2</sup>
Vaz. pela tubulação de carga no deck	1,2*10 <sup>-2</sup>	3,4*10 <sup>-3</sup>	7,9*10 <sup>-5</sup>	0	3,6*10 <sup>-6</sup>	3,6*10 <sup>-6</sup>	2,8*10 <sup>-6</sup>	0	1,6*10 <sup>-2</sup>
Rompimento no processo de gás	0	0	0	0	3,3*10 <sup>-6</sup>	3,3*10 <sup>-6</sup>	2,6*10 <sup>-6</sup>	0	9,2*10 <sup>-6</sup>
Vaz. pela tubulação	0	0	0	0	1,1*10 <sup>-6</sup>	1,1*10 <sup>-6</sup>	9,1*10 <sup>-7</sup>	0	3,2*10 <sup>-6</sup>
Falha na amarração	0	0	0	0	8,3*10 <sup>-7</sup>	8,3*10 <sup>-7</sup>	7,0*10 <sup>-7</sup>	0	2,3*10 <sup>-6</sup>
Explosão no turret	0	0	0	0	2,3*10 <sup>-7</sup>	2,3*10 <sup>-7</sup>	1,8*10 <sup>-7</sup>	0	6,4*10 <sup>-7</sup>
Explosão no tanque de lastro	0	0	0	0	1,6*10 <sup>-7</sup>	1,6*10 <sup>-7</sup>	1,3*10 <sup>-7</sup>	0	4,5*10 <sup>-7</sup>
Vaz. pelo riser de exportação de gás	0	0	0	0	1,4*10 <sup>-7</sup>	1,4*10 <sup>-7</sup>	1,1*10 <sup>-7</sup>	0	3,8*10 <sup>-7</sup>

Coordenador:

Técnico:

Cenário Acidental	Número de vazamentos por ano								
	< 10	10 - 100	100 - 1K	1k - 10k	10k - 50k	50k - 100k	100k - 500k	> 500k	Total
Vaz. pela tubulação de exportação de gás	0	0	0	0	1,3*10 <sup>-8</sup>	1,3*10 <sup>-8</sup>	9,9*10 <sup>-9</sup>	0	3,5*10 <sup>-8</sup>
Navio aliviador	0	0	0	5,0*10 <sup>-9</sup>	7,8*10 <sup>-9</sup>	3,5*10 <sup>-9</sup>	5,8*10 <sup>-9</sup>	5,2*10 <sup>-10</sup>	2,3*10 <sup>-8</sup>
Incêndio no sistema de metanol	0	0	0	0	3,0*10 <sup>-9</sup>	3,0*10 <sup>-9</sup>	2,3*10 <sup>-9</sup>	0	8,3*10 <sup>-9</sup>
Embarcação a deriva	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Blowout	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Vaz. pela cabeça do poço ou pelo manifold	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transbordamento no tanque de carga	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	2,6*10 <sup>-1</sup>	1,4*10 <sup>-1</sup>	1,2*10 <sup>-1</sup>	2,5*10 <sup>-2</sup>	2,3*10 <sup>-2</sup>	1,0*10 <sup>-2</sup>	9,7*10 <sup>-3</sup>	1,6*10 <sup>-5</sup>	5,9*10 <sup>-1</sup>

## II.8.2.8 - Eventos Acidentais nas Atividades de Produção Offshore Resultando em Poluição por Vazamento Petróleo

Este item concentra-se nos eventos apresentados pela OGP (International Association of Oil and Gas Producers - Londres) em sua série Risk Assessment Data Directory - Major Accidents, que resultaram em acidentes com vazamento de óleo no mar. Este banco fornece uma seleção dos principais eventos de vazamento de óleo no mar nas regiões produtoras de petróleo do Golfo do México e Mar do Norte, incluindo as informações sobre eventos de *blowout* catalogados pelo banco de dados do SINTEF.

O Quadro II.8-37 apresenta as informações sobre os eventos de *blowout* por categoria de volume ao longo das áreas geográficas mapeadas pela SINTEF.

Quadro II.8-37 - Eventos de *Blowout* resultando em vazamento de óleo, por área geográfica, no período de 1970 a 2007.

Área Geográfica	Número de <i>Blowouts</i>	Faixas de Volume (m <sup>3</sup> )				
		> 150 m <sup>3</sup>	15 a 150 m <sup>3</sup>	< 15 m <sup>3</sup>	Desconhecido	Total
UK	30	0	0	0	0	0
Noruega	34	1	0	1	1	3
D/DK/NL	2	0	0	0	0	0
Mar do Norte	66	1	0	1	1	3
Golfo do México	273	5	9	40	9	63
Mundial	498	22	11	56	39	128

Fonte: OGP, 2010 Report No 434-17.

Já o Quadro II.8-38 apresenta as informações sobre os eventos com vazamentos com volume superior a 150 m<sup>3</sup> (> 1000 bbl) na região do Golfo do México no período entre 1970 e 2007, apresentando a fase de operação, os volumes envolvidos e o produto vazado.

Quadro II.8-38 - Eventos de Vazamento de petróleo provenientes de plataformas no Golfo do México entre 1970 e 2007.

Data	Volume Vazado (m <sup>3</sup> )	Material	Operação
01/12/1970	7950	Óleo	Completação / <i>Workover</i>
10/02/1970	4500	Óleo	Produção
17/04/1974	2974,95	Óleo	Linha de Produção
07/02/1988	2336,4	Óleo	Linha de Produção

Data	Volume Vazado (m³)	Material	Operação
24/01/1990	2163,45	Condensado	Linha de Produção
09/01/1973	1490,25	Óleo	Produção
29/09/1998	1231,8	Óleo	Linha de Produção
26/01/1973	1050	Óleo	Produção
11/12/1981	765	Óleo	Linha de Produção
24/09/2005	759,93	Condensado	Produção / Perfuração
12/05/1973	750	Óleo	Linha de Produção
06/05/1990	685,35	Óleo	Linha de Produção
16/11/1994	679,95	Condensado	Linha de Produção
18/12/1976	600	Óleo	Linha de Produção
11/09/1974	525	Óleo	Linha de Produção
23/07/1999	480	Óleo	Linha de Produção
01/03/2002	450	Lama Sintética	Perfuração
21/01/2000	336	Óleo	Linha de Produção
31/08/1992	300	Óleo	Linha de Produção
23/11/1979	225	Diesel	Perfuração
19/01/2000	216	Lama Sintética	Perfuração
21/05/2003	213,15	Lama Sintética	Perfuração
14/11/1980	218,4	Óleo	Produção
26/01/1998	181,65	Condensado	Linha de Produção
21/10/2007	159,15	Lama Sintética	Perfuração
11/04/2004	155,1	Lama Sintética	Perfuração
Número de Acidentes	Volume Total (m³)	Produto Vazado	Volume Médio (m³)
16	26193,15	Óleo	1637,1
1	225	Diesel	225
3	3025,05	Condensado	1008,3
5	1193,4	Lama Sintética	238,65
25	30636,6	Todos	1225,5

Fonte: OGP, 2010 Report No 434-17

## Risers/Linhas

Para o caso dos risers e linhas de produção os acidentes catalogados no banco de dados da OGP abrangem somente os acidentes envolvendo a perda do conteúdo de petróleo em seu interior, para as atividades de produção de petróleo e gás do Mar do Norte (Quadro II.8-39). Deve-se observar que a avaliação dos efeitos das causas destes acidentes (Quadro II.8-40) estão baseadas em um conjunto de dados de informações para análise de acidentes e devem, consequentemente, ser interpretados de forma técnica.

Quadro II.8-39 - Informações sobre a Frequência (ocorrência/10<sup>4</sup>ano) de Perda de Conteúdo para Risers.

Causas	Observação (riser-ano)	Frequência de Perda de Conteúdo (ocorrência/10 <sup>4</sup> ano)		
		Limite Inferior	Melhor Estimativa	Limite Superior
Linha de Aço (2" a 8")	2083	0,24	4,8	22,8
Linha de Aço (> 10")	5249,2	3,75	9,53	20
Linha de Aço (10" a 16")	1995,9	6,86	20	45,8
Linha de Aço (18" a 24")	2047,1	0,244	4,88	23,2
Linha de Aço (26" a 36")	1206,2	-	5,8	24,9
Linhas Flexíveis (todas)	404,1	8,91	49,5	156

Quadro II.8-40 - Informações sobre os Risers flexíveis: observação e frequência de falha categorizada por causa.

Causas	Observação (riser-km-ano)	Frequência de Perda de Conteúdo (ocorrência/10 <sup>4</sup> ano)		
		Limite Inferior	Melhor Estimativa	Limite Superior
Perda de ancoragem ou impacto mecânico dentro da zona de segurança da plataforma (raio de 500 m da unidade)	550,8	-	12,7	54,5
Perda de ancoragem ou impacto mecânico dentro da zona de segurança dos poços submarinos (raio de 500 m das instalações submarinas)	657	12,5	45,7	118
Impacto mecânico em linhas submarinas (ponto médio)	808,8	0,618	12,4	58,6
Corrosão e defeito de material em risers menores que 2 km de comprimento	298,5	66	168	352
Corrosão e defeito de material em risers de 2-5 km de comprimento	609,3	5,91	32,8	103
Corrosão e defeito de material em risers maiores que 5 km de comprimento	340,4	-	20,6	88,1

Os mecanismos de falha e a taxa de falhas de linhas/risers dependerão do número de parâmetros técnicos, operacionais e ambientais. Os dados de observação apresentados anteriormente justificam, até certo ponto, esta dependência estatística. Entretanto, a quantificação da influência e importância de todos esses parâmetros não é estatisticamente possível devido à escassez de dados para amostra e tempos de observação limitados.

Para estabelecermos alguma relação para estes parâmetros e as atividades a serem desenvolvidas pela OGX, utilizaremos as taxas de frequência calculadas para as operações com FPSO no Golfo de México através do método de árvores de falha para o Mineral Management Service (DNV, 2001). As frequências resultantes são eventos de topo que devem ser associadas com as informações da distribuição estatísticas dos volumes de vazamentos considerados, tendo

em vista sempre um universo de cenários complementares, e levando-se em consideração o quantitativo de linhas e seus respectivos comprimentos, tendo em vista o sistema piloto de produção envolvendo três poços produtores (W1, W2 e W3) e dois poços injetores (I1 e I2) ligados ao FPSO OSX-1, como apresentado na Quadro II.8-41.

Quadro II.8-41 - Frequência Calculada para possíveis vazamentos no sistema submarino do piloto de produção do FPSO OSX-1.

Frequência Calculada Vazamentos Sistema Submarino Piloto Produção FPSO OSX-1)			
Cenário (m <sup>3</sup> )	Menor (8 m <sup>3</sup> )	Média (<200 m <sup>3</sup> )	Crítica (>200 m <sup>3</sup> )
Riser de Produção	1,2 x 10 <sup>-3</sup>	8,1 x 10 <sup>-4</sup>	2,8 x 10 <sup>-4</sup>
Linha Flexível W1	8,82 x 10 <sup>-4</sup>	2,43 x 10 <sup>-4</sup>	3,95 x 10 <sup>-4</sup>
Linha Flexível W2	1,85 x 10 <sup>-3</sup>	5,11 x 10 <sup>-4</sup>	8,31 x 10 <sup>-4</sup>
Linha Flexível W3	1,17 x 10 <sup>-3</sup>	3,24 x 10 <sup>-4</sup>	5,26 x 10 <sup>-4</sup>

Para o cálculo da frequência das linhas foram levadas em consideração diferentes taxas de frequência de impacto para a zona de segurança, ou seja até 500 metros ao redor do FPSO, apresentando taxas mais conservadoras devido a interação com os principais agentes externos, quais sejam barcos de apoio, navios aliviadores e o próprio FPSO OSX-1 e taxas menores para os trechos além dos 500 metros da zona de segurança do FPSO. Estes trechos possuem uma variabilidade de frequências diretamente relacionadas com o comprimento de suas linhas flexíveis. Para o sistema piloto do OSX-1, a linha W2 com maior comprimento, apresentou a maior frequência acidental dentre todas as linhas consideradas (ocasional para acidentes com volume pequeno e remota para os demais). Além desses atributos, a taxa de corrosão é outro elemento importante considerado para o cálculo da frequência de falha/acidente dos componentes do sistema submarino avaliado.



## II.8.3 - Identificação dos Cenários Acidentais

### a) Metodologia

A identificação dos eventos perigosos passíveis de ocorrência durante a atividade teve início com a análise histórica dos acidentes ocorridos em atividades e instalações similares. Dessa forma buscou-se apresentar uma lista de eventos acidentais e as tipologias resultantes.

Para a elaboração da análise dos riscos ambientais, foi utilizada a técnica denominada Análise Preliminar de Perigos - APP.

Uma vez identificados os eventos com maior potencial de danos ao meio ambiente, como por exemplo, os eventos com risco alto tendo como consequência derramamento de óleo no mar, a probabilidade de falha foi avaliada pelo método da Árvore de Falha.

Inicialmente foram definidos os objetivos e a abrangência da análise, e as fronteiras das instalações analisadas, sendo realizada uma coleta de dados e informações relativas às instalações e das características previstas para as unidades de apoio, substâncias perigosas e processos envolvidos, bem como informações da região onde será efetuada a operação.

Também foram coletados dados contendo maior detalhamento do arranjo geral dos equipamentos dos diferentes sistemas. Os desenhos e esquemas de sistemas de processamento e equipamentos foram utilizados para a elaboração de árvores de falha. Os cálculos de probabilidade de falha dos eventos mais complexos utilizaram como base as referências de taxas de falhas de cada equipamento, subsistema ou evento básico envolvido.

Através da aplicação da APP, são identificados os eventos acidentais capazes de originar danos ao meio ambiente a partir da liberação de hidrocarbonetos, os perigos. Em seguida, são identificadas as causas de cada um destes eventos e suas possíveis consequências, formando um conjunto que se considera como um “Cenário Acidental”.

Para os perigos identificados através da Análise Histórica buscou-se a identificação das principais causas de liberação de hidrocarbonetos que possam acarretar danos ao meio ambiente.

Em termos de riscos de liberação de hidrocarbonetos, estas causas dividem-se em 3 (três) grupos principais, quais sejam:

- ▶ Falhas de processo (dispositivos de controle e segurança dos processos envolvidos na operação).
- ▶ Falhas mecânicas (erosão ou corrosão de equipamentos, linhas e demais componentes).
- ▶ Falhas externas ao processo (erro humano, colisão, fatores naturais, etc.).

Na elaboração da APP são estabelecidas categorias de frequência e de severidade dos cenários acidentais, visando à avaliação qualitativa dos riscos, através de uma matriz combinatória destes fatores, conforme descrito a seguir.

#### b) Descrição do Método da APP

A APP é realizada através do preenchimento de uma planilha padrão para cada subsistema de um dado sistema ou de uma dada instalação envolvidos com a operação. A planilha utilizada nesta APP possui 9 colunas, as quais devem ser preenchidas conforme indicado.

##### 1ª coluna: Perigos

Essa coluna contém os perigos identificados no subsistema em questão. Os perigos são os eventos acidentais que têm potencial para causar danos diretos ao meio ambiente.

##### 2ª coluna: Causas

As causas de cada evento são discriminadas nessa coluna. Essas causas podem envolver falhas de processo, mecânicas ou externos ao processo.

##### 3ª coluna: Modo de detecção

As formas através das quais o perigo analisado é detectado.

##### 4ª coluna: Efeitos

Os possíveis efeitos danosos de cada hipótese de acidente identificada são listados nessa coluna, inclusive alguns indiretos no que se refere a impactos secundários que possam afetar igualmente o meio ambiente, como incêndios ou explosões.

### 5ª coluna: Categoria de Frequência

As hipóteses de acidente foram classificadas em categorias de frequência, as quais fornecem uma indicação qualitativa da frequência esperada de ocorrência de cada hipótese acidental identificada, de acordo com as informações coletadas em bancos de dados. Nessa coluna foram indicados valores comumente correlacionados às categorias de frequência quando relacionados ao derramamento de óleo em operações *offshore*. O Quadro II.8-42 relaciona as categorias de frequência consideradas neste estudo.

Quadro II.8-42 - Categorias de Frequência

Categoria	Descrição	Probabilidade
A - Frequente	Esperado ocorrer pelo menos uma vez durante a vida útil da instalação.	$F \geq 10^{-1}$
B - Provável	Provável de ocorrer durante a vida útil da instalação.	$10^{-1} > F \geq 10^{-2}$
C - Ocasional	Improvável de ocorrer durante a vida útil da instalação.	$10^{-2} > F \geq 10^{-3}$
C - Remota	Não esperado ocorrer durante a vida útil da instalação.	$10^{-3} > F \geq 10^{-4}$
D - Extremamente Remota	Não deverá ocorrer durante a vida útil da instalação. Não há registro anterior de ocorrência para as condições operacionais da análise.	$10^{-4} > F$

### 6ª coluna: Categoria de Severidade

As hipóteses de acidente foram classificadas em categorias de severidade, as quais fornecem uma indicação qualitativa do grau de severidade das consequências de cada cenário identificado. Na coluna “volume vazado” (Quadro II.8-43) foram indicados valores comumente correlacionados às categorias de severidade quando relacionados ao derramamento de óleo em operações *offshore*.

Quadro II.8-43 - Categoria de Severidade

Categoria	Volume Vazado
I - Menor	Vazamentos de até 8 m <sup>3</sup>
II - Média	Vazamentos entre 8 m <sup>3</sup> e 200 m <sup>3</sup>
III - Crítica	Vazamentos entre 200 m <sup>3</sup> e 11.200 m <sup>3</sup>
IV - Catastrófica	Vazamentos acima de 11.200 m <sup>3</sup>

### 7ª coluna: Risco

A combinação das categorias de frequência com as de severidade através da Matriz de Riscos (Quadro II.8-44) fornece uma indicação qualitativa do nível de risco de cada hipótese identificada na análise.

### 8ª coluna: Recomendações

Esta coluna contém as recomendações com vistas a reduzir a frequência de ocorrência da hipótese acidental.

### 9ª coluna: Cenário

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

O modelo de Matriz de Riscos apresentada no Quadro II.8-44, fornece uma qualificação dos riscos em 3 (três) categorias, Risco Alto, Risco Médio e Risco Baixo, para as diferentes possíveis combinações de categorias de frequência e severidade, servindo como instrumento para tomada de decisões no gerenciamento de riscos e adoção de medidas mitigadoras.

Quadro II.8-44 - Matriz de Riscos

	Catastrófica	Crítica	Média	Menor
Frequente $F \geq 10^{-1}$				
Provável $10^{-1} > F \geq 10^{-2}$				
Ocasional $10^{-2} > F \geq 10^{-3}$				
Remota $10^{-3} > F \geq 10^{-4}$				
Extremamente Remota $10^{-4} > F$				

■ Risco Alto    ■ Risco Médio    □ Risco Baixo

Os dados estatísticos analisados contemplam causas diretas, como descarga de óleo devido a uma falha mecânica de um componente da instalação, e indiretas, quando estas falhas são provocadas por incêndio, impacto físico ou explosão.

As planilhas de APP preenchidas de acordo com a atividade de produção pleiteada encontram-se ao final deste documento. As seguintes instalações/sistemas, e subsistemas correspondentes, foram considerados na sua confecção:

#### Unidade de Produção FPSO

Instalação da Unidade	Sistema do Flare
Sistemas Submarinos	Bombeamento
Sistema de Processamento de Óleo	Abastecimento Diesel
Blowout	Offloading

#### Unidades de Apoio

Estabilidade da Embarcação	Integridade da Aeronave
----------------------------	-------------------------

Considerando que as frequências decorrentes de falhas de equipamentos e componentes, remetiam a mesma categoria probabilística, e na dificuldade dos especialistas em correlacionar causas, frequências e consequências, adotou-se neste estudo a indicação de diferentes causas numa mesma hipótese acidental, porém segregando-as de forma a permitir que as medidas preventivas sejam indicadas discriminadamente.

Quando da possibilidade de pequenos ou grandes derramamentos para causas semelhantes, cujas medidas preventivas são idênticas, adotou-se a severidade das consequências de maior significância.

Além dos perigos específicos relacionados às atividades de instalação e operação do FPSO OSX-1, foram avaliados aqueles externos, como abalroamentos de outras embarcações com o navio aliviador e com os rebocadores, que serão utilizados durante as atividades.

Para a realização dos cálculos dos volumes liberados para o mar, as seguintes considerações foram feitas:

- No caso de ruptura das linhas nos trechos sobre o mar, considerou-se que 100% do volume contido, em cada linha (de produção e offloading), seria liberado no mar;
- No caso de vazamento das linhas nos trechos sobre o mar, considerou-se que 3 a 5% do volume contido, em cada linha, seria liberado no mar;

- No caso de vazamentos nos equipamentos e linhas no convés, considerou-se que os pequenos vazamentos estariam contidos pelo sistema de contenção. No caso dos grandes vazamentos, 30% do volume liberado poderia atingir o mar;
- No caso de danos aos tanques de carga, considerou-se o volume do maior tanque para a estimativa de dano e que apenas 90% estaria cheio;
- Na colisão com o Navio Aliviador considerou-se que o dano seria resultante do vazamento de 70% do volume total do tanque central;
- Nos casos de grandes acidentes como emborcamento ou afundamento do FPSO, considerou-se que todo o volume dos tanques poderia ser liberado, mesmo sabendo-se que está possibilidade é extremamente remota;
- No caso de danos às linhas de exportação, considerou-se o tempo de fechamento de 2 minutos das válvulas de bloqueio e interrupção, além do volume da linha. Os demais tempos de bloqueio foram estimados considerando 1.5 s por polegada de diâmetro, associado a 10 s para detecção automática (Sensores de gás ou fogo);
- No caso dos cenários envolvendo Barcos de apoio, considerou-se os tanques de diesel com 1.000 m<sup>3</sup>, sendo a liberação de 0,5% em caso de pequeno vazamento, 30% no caso de colisão com o FPSO ou outra embarcação;
- No caso dos cenários envolvendo vazamento de diesel no sistema de transferência, foi considerada uma vazão de transferência de 250 m<sup>3</sup>/h, tendo sido considerado o tempo de 2 minuto para fechamento das válvulas e interrupção do fluxo.
- No caso de *Blowout* considerou-se que 100% da produção do poço mais surgente seria liberada, durante 30 dias.
- No caso do cenário envolvendo Helicóptero, a liberação do combustível foi estimada, de forma conservadora, em 4 m<sup>3</sup>.

### II.8.3.1 - Avaliação dos Riscos Identificados

As hipóteses acidentais avaliadas neste estudo foram formuladas a partir da análise dos sistemas de produção e auxiliares, e das características definidas para as unidades de apoio envolvidas na operação, e que possam gerar danos ao meio ambiente.

As Planilhas de Análise Preliminar de Perigos do Sistema Definitivo de Produção Marítima de Óleo e Gás nos Blocos BM-C-39, 40, 41, 42 e 43 são apresentadas a seguir.

## II.8.3.2 - Planilhas APP Ancoragem e Instalação das Linhas

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP			
EMPRESA: OGX	FOLHA: 01		<u>Ancoragem e Linhas Produção FPSO OSX-1</u>
DEPARTAMENTO: SMS	REVISÃO: 00		
SISTEMA: Equipamentos Submarinos	SUBSISTEMA: Instalação Sistema Submarino	DATA: 06/2010	

PERIGOS	CAUSAS	MODO DE DETECÇÃO	EFEITOS	CAT. FREQ.	CAT. SEVER.	RISCO	RECOMENDAÇÕES	CENÁRIO
<ul style="list-style-type: none"> <li>Perda de Estabilidade das Embarcações de Apoio AHTS e LSV</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Falha no sistema de posicionamento dinâmico;</li> <li>Erro de manobra;</li> <li>Condições oceanográficas extremas.</li> <li>Erro de operação na distribuição de lastro</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Visual</li> <li>Monitoramento do sistema de posicionamento dinâmico da embarcação de lançamento</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Perda dos equipamentos em instalação;</li> <li>Vazamento de Fluido Hidráulico</li> <li>Danos ao casco e tanques de combustível com vazamento de diesel no mar</li> </ul>	REMOTA	MÉDIA	RISCO BAIXO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Manter operação assistida</li> <li>Seguir o Plano de Manutenção Preventiva e Inspeção Periódica.</li> <li>Operar com condições climáticas da Bacia de Campos não muito severas</li> <li>Treinamento da tripulação</li> <li>Seguir os procedimentos operacionais de instalação e operação dos equipamentos</li> </ul>	1
<ul style="list-style-type: none"> <li>Perda de Estabilidade das Embarcações de Apoio AHTS e LSV</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Falha no sistema de posicionamento dinâmico;</li> <li>Erro de manobra;</li> <li>Condições oceanográficas extremas.</li> <li>Erro de operação na distribuição de lastro</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Visual</li> <li>Monitoramento do sistema de posicionamento dinâmico da embarcação de lançamento</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Perda dos equipamentos em instalação;</li> <li>Vazamento de Fluido Hidráulico</li> <li>Danos ao casco e tanques de combustível com vazamento de diesel no mar</li> </ul>	REMOTA	CRÍTICA	RISCO MÉDIO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Manter operação assistida</li> <li>Seguir o Plano de Manutenção Preventiva e Inspeção Periódica.</li> <li>Operar com condições climáticas da Bacia de Campos não são muito severas</li> <li>Treinamento da tripulação</li> <li>Seguir os procedimentos operacionais de instalação e operação dos equipamentos</li> </ul>	2

Coordenador:

Técnico:



ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP			
EMPRESA: OGX		FOLHA: 01	
DEPARTAMENTO: SMS		REVISÃO: 00	
SISTEMA: Equipamentos Submarinos	SUBSISTEMA: Instalação Sistema Submarino	DATA: 06/2010	
<u>Instalação Ancoragem e Linhas Produção FPSO OSX-1</u>			

PERIGOS	CAUSAS	MODO DE DETECÇÃO	EFEITOS	CAT. FREQ.	CAT. SEVER.	RISCO	RECOMENDAÇÕES	CENÁRIO
<ul style="list-style-type: none"> <li>Colisão entre embarcações</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Erro de Manobra</li> <li>Erro de operação</li> <li>Condições Oceanográficas extremas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Visual</li> <li>Alarme do Sistema</li> <li>Monitoramento do Sistema de posicionamento dinâmico do FPSO.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Danos nas embarcações</li> <li>Vazamento de óleo Diesel no mar</li> </ul>	REMOTA	MENOR	RISCO BAIXO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Manter operação assistida</li> <li>Seguir o Plano de Manutenção Preventiva e Inspeção Periódica.</li> <li>Manutenção do Sistema de Posicionamento Dinâmico do FPSO</li> <li>Operar com condições de mar favoráveis na Bacia de Campos</li> <li>Realizar todos os treinamento e garantir a experiência da equipe</li> </ul>	3
<ul style="list-style-type: none"> <li>Afundamento das Embarcações de Apoio</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Colisão entre embarcações;</li> <li>Queda de objeto</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Visual</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamento de diesel no mar</li> </ul>	EXTREMAMENTE REMOTA	CRÍTICA	RISCO BAIXO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Manter operação assistida</li> <li>Seguir programa de contratação de mão de obra qualificada.</li> <li>Seguir o Plano de Manutenção Preventiva e Inspeção Periódica.</li> <li>Utilizar como fluido de teste a própria água do mar</li> <li>Realizar o treinamento e garantir a experiência da equipe ra</li> </ul>	4

Coordenador:

Técnico:

## II.8.3.3 - Planilhas APP Sistema Definitivo

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP			
EMPRESA: OGX		FOLHA: 01	
DEPARTAMENTO: SMS		REVISÃO: 00	
SISTEMA: Equipamentos Submarinos	SUBSISTEMA: Conexão com ANM	DATA: 06/2010	
<u>Instalação FPSO OSX-1</u>			

PERIGOS	CAUSAS	MODO DE DETECÇÃO	EFEITOS	CAT. FREQ.	CAT. SEVER.	RISCO	RECOMENDAÇÕES	CENÁRIO
<ul style="list-style-type: none"> <li>Deslocamento da Árvore de Natal Molhada (ANM) durante a conexão</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Falha no sistema de posicionamento;</li> <li>Erro de manobra;</li> <li>Condições oceanográficas extremas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Visual</li> <li>Monitoramento do sistema de posicionamento dinâmico da embarcação de lançamento</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Perda do equipamento</li> <li>Vazamento de Fluido Hidráulico</li> </ul>	REMOTA	MENOR	RISCO BAIXO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Manter operação assistida</li> <li>Seguir o Plano de Manutenção Preventiva e Inspeção Periódica.</li> <li>Operar com condições climáticas da Bacia de Campos não são muito severas</li> <li>Treinamento da tripulação</li> <li>Seguir os procedimentos operacionais de instalação e operação dos equipamentos</li> </ul>	5
<ul style="list-style-type: none"> <li>Liberação de produto durante teste hidrostático das linhas de produção, serviço e umbilicais</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Erro de montagem</li> <li>Falha de material</li> <li>Erro de operação</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Visual</li> <li>Alarme do Sistema</li> <li>Monitoramento da pressão de trabalho das linhas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Risco de liberação de fluido de teste no mar</li> </ul>	OCASIONAL	MENOR	RISCO BAIXO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Manter operação assistida</li> <li>Seguir programa de contratação de mão de obra qualificada.</li> <li>Seguir o Plano de Manutenção Preventiva e Inspeção Periódica.</li> <li>Utilizar como fluido de teste a própria água do mar</li> <li>Realizar o treinamento e garantir a experiência da equipe de montagem</li> <li>Equipamento deve ser pré-testado em terra</li> </ul>	6

Coordenador:

Técnico:

2429-00-EIA-RL-0001-00  
Julho de 2010 - Rev. nº 0

DESENVOLVIMENTO INTEGRADO DA PRODUÇÃO E ESCOAMENTO DE ÓLEO E GÁS NATURAL  
NA ÁREA ABRANGIDA PELOS BLOCOS BM-C-39, BM-C-40, BM-C-41, BM-C-42 E BM-C-43,  
BACIA DE CAMPOS

Estudo de Impacto Ambiental - EIA

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP			
EMPRESA: OGX		FOLHA: 01	
DEPARTAMENTO: SMS		REVISÃO: 00	
SISTEMA: Equipamentos Submarinos	SUBSISTEMA: Conexão com ANM	DATA: 06/2010	
<u>Instalação FPSO OSX-1</u>			

PERIGOS	CAUSAS	MODO DE DETECÇÃO	EFEITOS	CAT. FREQ.	CAT. SEVER.	RISCO	RECOMENDAÇÕES	CENÁRIO
<ul style="list-style-type: none"> <li>Desposicionamento do FPSO OSX-1 na fase de Instalação</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Falha de Material</li> <li>Erro de Manobra</li> <li>Erro de operação</li> <li>Condições Oceanográficas extremas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Visual</li> <li>Alarme do Sistema</li> <li>Monitoramento do Sistema de posicionamento dinâmico do FPSO.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Dano aos equipamentos submarinos (linhas e ANM)</li> </ul>	REMOTA	MENOR	RISCO BAIXO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Manter operação assistida</li> <li>Seguir o Plano de Manutenção Preventiva e Inspeção Periódica.</li> <li>Manutenção do Sistema de Posicionamento Dinâmico do FPSO</li> <li>Operar com condições de mar favoráveis na Bacia de Campos</li> <li>Realizar todos os treinamento e garantir a experiência da equipe</li> </ul>	7

Coordenador:

Técnico:

DESENVOLVIMENTO INTEGRADO DA PRODUÇÃO E ESCOAMENTO DE ÓLEO E GÁS NATURAL  
NA ÁREA ABRANGIDA PELOS BLOCOS BM-C-39, BM-C-40, BM-C-41, BM-C-42 E BM-C-43,  
BACIA DE CAMPOS

2429-00-EIA-RL-0001-00  
Julho de 2010 - Rev. nº 0

Estudo de Impacto Ambiental - EIA

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP			
EMPRESA: OGX		FOLHA: 01	
DEPARTAMENTO: SMS		REVISÃO: 00	
SISTEMA: Equipamentos Submarinos	SUBSISTEMA: Linhas de Produção	DATA: 06/2010	
<u>Linhas do Sistema Submarino</u>			

PERIGOS	CAUSAS	MODO DE DETECÇÃO	EFEITOS	CAT. FREQ.	CAT. SEVER.	RISCO	RECOMENDAÇÕES	CENÁRIO
<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamento de óleo produzido nas linhas de produção de 6" nos trechos dos poços satélites até as Unidades de Produção (FPSO OSX-1).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamento em conexões, instrumentos e válvulas</li> <li>Furos nas linhas</li> <li>Queda de Objetos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sensores de Pressão Baixa</li> <li>Medidores de Vazão</li> <li>Alarme do sistema</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Parada da produção da linha atingida.</li> <li>Liberação de óleo no mar</li> </ul>	OCASIONAL	MENOR	RISCO BAIXO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Manter operação assistida</li> <li>Seguir o Plano de Manutenção Preventiva e Inspeção Periódica.</li> <li>Válvulas de bloqueio com fechamento remoto</li> <li>Proteção Catódica</li> <li>Desligamento da BCS, interrompendo o fluxo e reduzindo o inventário</li> <li>Acionar Plano de Emergência Individual (PEI) da OGX.</li> </ul>	8

Coordenador:

Técnico:

2429-00-EIA-RL-0001-00  
Julho de 2010 - Rev. nº 0

DESENVOLVIMENTO INTEGRADO DA PRODUÇÃO E ESCOAMENTO DE ÓLEO E GÁS NATURAL  
NA ÁREA ABRANGIDA PELOS BLOCOS BM-C-39, BM-C-40, BM-C-41, BM-C-42 E BM-C-43,  
BACIA DE CAMPOS

Estudo de Impacto Ambiental - EIA

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP		
EMPRESA: OGX	FOLHA: 01	
DEPARTAMENTO: SMS	REVISÃO: 00	
SISTEMA: Equipamentos Submarinos	SUBSISTEMA: Linhas de Produção	DATA: 06/2010

Linhas do Sistema Submarino

PERIGOS	CAUSAS	MODO DE DETECÇÃO	EFEITOS	CAT. FREQ.	CAT. SEVER.	RISCO	RECOMENDAÇÕES	CENÁRIO
<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamento médio de óleo produzido nas linhas de produção de 6" nos trechos dos poços satélites até as Unidades de Produção (FPSO OSX-1).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamento devido a ruptura em conexões, linhas submarinas, instrumentos e válvulas</li> <li>Queda de Objetos</li> <li>Perda de Posicionamento Dinâmico.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sensores de Pressão Baixa</li> <li>Medidores de Vazão</li> <li>Alarme do Sistema</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Parada de produção da linha atingida</li> <li>Liberação de óleo no Mar</li> </ul>	OCASIONAL	MÉDIA	RISCO MÉDIO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Manter operação assistida</li> <li>Seguir o Plano de Manutenção Preventiva e Inspeção Periódica.</li> <li>Válvulas de bloqueio com fechamento remoto</li> <li>Proteção Catódica</li> <li>Desligamento da BCS, interrompendo o fluxo e reduzindo o inventário</li> <li>Acionar Plano de Emergência Individual (PEI) da OGX.</li> </ul>	9
<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamento crítico de óleo produzido nas linhas de produção de 6" nos trechos dos poços satélites até as Unidades de Produção (FPSO OSX-1).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamento devido a ruptura em conexões, linhas submarinas, instrumentos e válvulas</li> <li>Queda de Objetos</li> <li>Perda de Posicionamento Dinâmico.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sensores de Pressão Baixa</li> <li>Medidores de Vazão</li> <li>Alarme do Sistema</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Parada de produção da unidade.</li> <li>Liberação de óleo no Mar</li> </ul>	OCASIONAL	CRÍTICA	RISCO MÉDIO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Manter operação assistida</li> <li>Seguir o Plano de Manutenção Preventiva e Inspeção Periódica.</li> <li>Válvulas de bloqueio com fechamento remoto</li> <li>Proteção Catódica</li> <li>Desligamento da BCS, interrompendo o fluxo e reduzindo o inventário</li> <li>Acionar Plano de Emergência Individual (PEI) da OGX.</li> </ul>	10

Coordenador:

Técnico:

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP			
EMPRESA: OGX		FOLHA: 01	
DEPARTAMENTO: SMS		REVISÃO: 00	
SISTEMA: Equipamentos Submarinos	SUBSISTEMA: Linhas de Serviço	DATA: 06/2010	
<u>Linhas do Sistema Submarino</u>			

PERIGOS	CAUSAS	MODO DE DETECÇÃO	EFEITOS	CAT. FREQ.	CAT. SEVER.	RISCO	RECOMENDAÇÕES	CENÁRIO
<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamento de óleo diesel nas linhas de serviço de 4" nos trechos dos poços satélites até as Unidades de Produção (FPSO OSX-1).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamento devido furos nas linhas submarinas, falha nas conexões ou válvulas.</li> <li>Queda de Objetos</li> <li>Perda de Posicionamento Dinâmico.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sensores de Pressão Baixa</li> <li>Medidores de Vazão</li> <li>Alarme do Sistema</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Parada de injeção de óleo diesel pela linha atingida.</li> <li>Parada de produção do poço atingido.</li> <li>Liberação de óleo diesel no mar</li> </ul>	OCASIONAL	MENOR	RISCO BAIXO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Manter operação assistida</li> <li>Seguir o Plano de Manutenção Preventiva e Inspeção Periódica.</li> <li>Válvulas de bloqueio com fechamento remoto;</li> <li>Proteção Catódica;</li> <li>Interrupção da injeção de óleo diesel;</li> <li>Desligamento da BCS, interrompendo o fluxo de óleo produzido do poço.</li> <li>Acionar Plano de Emergência Individual (PEI) da OGX.</li> </ul>	11
<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamento médio de óleo diesel nas linhas de serviço de 4" nos trechos dos poços satélites até as Unidades de Produção (FPSO OSX-1).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamento devido a ruptura em conexões, linhas submarinas, instrumentos e válvulas</li> <li>Queda de Objetos</li> <li>Perda de Posicionamento Dinâmico.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sensores de Pressão Baixa</li> <li>Medidores de Vazão</li> <li>Alarme do Sistema</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Parada de injeção de óleo diesel pela linha atingida.</li> <li>Parada de produção do poço atingido.</li> <li>Liberação de óleo diesel no mar</li> </ul>	OCASIONAL	MÉDIA	RISCO MÉDIO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Manter operação assistida</li> <li>Seguir o Plano de Manutenção Preventiva e Inspeção Periódica.</li> <li>Válvulas de bloqueio com fechamento remoto</li> <li>Proteção Catódica</li> <li>Desligamento da BCS, interrompendo o fluxo e reduzindo o inventário</li> <li>Acionar Plano de Emergência Individual (PEI) da OGX.</li> </ul>	12

Coordenador:

Técnico:

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP			
EMPRESA: OGX	SUBSISTEMA: Linhas de Serviço		FOLHA: 01
DEPARTAMENTO: SMS			REVISÃO: 00
SISTEMA: Equipamentos Submarinos			DATA: 06/2010

Linhas do Sistema Submarino

PERIGOS	CAUSAS	MODO DE DETECÇÃO	EFEITOS	CAT. FREQ.	CAT. SEVER.	RISCO	RECOMENDAÇÕES	CENÁRIO
<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamento de óleo diesel nas linhas de serviço de 4" nos trechos dos entre as Unidades de Produção FPSO OSX-1 e poços piloto.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamento devido furos nas linhas submarinas, falha nas conexões ou válvulas.</li> <li>Queda de Objetos</li> <li>Perda de Posicionamento Dinâmico.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sensores de Pressão Baixa</li> <li>Medidores de Vazão</li> <li>Alarme do Sistema</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Parada de injeção de óleo diesel pela linha atingida.</li> <li>Parada de produção do poço atingido.</li> <li>Liberação de óleo diesel no mar</li> </ul>	OCASIONAL	MENOR	RISCO BAIXO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Manter operação assistida</li> <li>Seguir o Plano de Manutenção Preventiva e Inspeção Periódica.</li> <li>Válvulas de bloqueio com fechamento remoto;</li> <li>Proteção Catódica;</li> <li>Interrupção da injeção de óleo diesel;</li> <li>Desligamento da BCS, interrompendo o fluxo de óleo produzido do poço.</li> <li>Acionar Plano de Emergência Individual (PEI) da OGX.</li> </ul>	13
<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamento médio de óleo diesel nas linhas de serviço de 4" nos trechos entre as Unidades de Produção FPSO OSX-1 e poços pilotos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamento devido a ruptura em conexões, linhas submarinas, instrumentos e válvulas</li> <li>Queda de Objetos</li> <li>Perda de Posicionamento Dinâmico.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sensores de Pressão Baixa</li> <li>Medidores de Vazão</li> <li>Alarme do Sistema</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Parada de injeção de óleo diesel pela linha atingida.</li> <li>Parada de produção do poço atingido.</li> <li>Liberação de óleo diesel no mar</li> </ul>	OCASIONAL	MÉDIA	RISCO MÉDIO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Manter operação assistida</li> <li>Seguir o Plano de Manutenção Preventiva e Inspeção Periódica.</li> <li>Válvulas de bloqueio com fechamento remoto</li> <li>Proteção Catódica</li> <li>Desligamento da BCS, interrompendo o fluxo e reduzindo o inventário</li> <li>Acionar Plano de Emergência Individual (PEI) da OGX.</li> </ul>	14

Coordenador:

Técnico:

DESENVOLVIMENTO INTEGRADO DA PRODUÇÃO E ESCOAMENTO DE ÓLEO E GÁS NATURAL  
NA ÁREA ABRANGIDA PELOS BLOCOS BM-C-39, BM-C-40, BM-C-41, BM-C-42 E BM-C-43,  
BACIA DE CAMPOS

2429-00-EIA-RL-0001-00  
Julho de 2010 - Rev. nº 0

Estudo de Impacto Ambiental - EIA

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP			
EMPRESA: OGX		FOLHA: 01	
DEPARTAMENTO: SMS		REVISÃO: 00	
SISTEMA: Equipamentos Submarinos	SUBSISTEMA: Linhas Umbilicais	DATA: 06/2010	
<u>Linhas de Produção - Sistema Submarino</u>			

PERIGOS	CAUSAS	MODO DE DETECÇÃO	EFEITOS	CAT. FREQ.	CAT. SEVER.	RISCO	RECOMENDAÇÕES	CENÁRIO
<ul style="list-style-type: none"> <li>Liberação do Fluido de Controle Hidráulico nas Linhas dos Umbilicais</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamento em conexões, instrumentos e válvulas</li> <li>Perda de posicionamento dinâmico</li> <li>Incêndios externos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sensores de pressão hidráulica (D)</li> <li>Válvulas normalmente fechadas (D)</li> <li>Fluido é à base d'água (C)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Liberação de fluido hidráulico no mar</li> <li>Válvulas da ANM são normalmente fechadas</li> </ul>	OCASIONAL	MENOR	RISCO BAIXO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Manter operação assistida</li> <li>Seguir programa de contratação de mão de obra qualificada.</li> <li>Seguir o Plano de Manutenção Preventiva e Inspeção Periódica.</li> <li>Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.</li> </ul>	15

Coordenador:

Técnico:



ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP			
EMPRESA: OGX	FOLHA: 01		<u>Swivel STP</u>
DEPARTAMENTO: SMS	REVISÃO: 00		
SISTEMA: Equipamentos Submarinos	SUBSISTEMA: TURRET	DATA: 06/2010	

PERIGOS	CAUSAS	MODO DE DETECÇÃO	EFEITOS	CAT. FREQ.	CAT. SEVER.	RISCO	RECOMENDAÇÕES	CENÁRIO
<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamento de óleo no Swivel STP do Turret</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Falha / ruptura nas conexões e válvulas;</li> <li>Defeitos estruturais;</li> <li>Queda de objeto;</li> <li>Falta de Manutenção;</li> <li>Fogo;</li> <li>Falha Humana;</li> <li>Formação de Hidratos nas Linhas;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sensores de Incêndio e gás;</li> <li>Alarme do sistema de produção;</li> <li>Sala de Controle do Processo;</li> <li>Visual.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamento de óleo no mar;</li> <li>Vazamento de óleo no Turret;</li> <li>Incêndio no swivel;</li> <li>Explosão no Swivel.</li> <li>Parada da produção</li> </ul>	OCASIONAL	MENOR	RISCO BAIXO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Manter operação assistida;</li> <li>Manutenção dos sensores de gás e incêndio;</li> <li>Seguir programa de contratação de mão de obra qualificada.</li> <li>Seguir o Plano de Manutenção Preventiva e Inspeção Periódica.</li> <li>Treinamento continuada da tripulação;</li> <li>Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.</li> </ul>	16
<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamento médio de óleo no Swivel STP do Turret</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Falha / ruptura nas conexões e válvulas;</li> <li>Defeitos estruturais;</li> <li>Queda de objeto;</li> <li>Falta de Manutenção;</li> <li>Incêndio;</li> <li>Falha Humana;</li> <li>Formação de Hidratos nas Linhas;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sensores de Incêndio e gás;</li> <li>Alarme do sistema de produção;</li> <li>Sala de Controle do Processo;</li> <li>Visual.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamento de óleo no mar;</li> <li>Vazamento de óleo no Turret;</li> <li>Incêndio no swivel;</li> <li>Explosão no Swivel.</li> </ul>	OCASIONAL	MÉDIA	RISCO MÉDIO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Manter operação assistida;</li> <li>Manutenção dos sensores de gás e incêndio;</li> <li>Seguir programa de contratação de mão de obra qualificada.</li> <li>Seguir o Plano de Manutenção Preventiva e Inspeção Periódica.</li> <li>Treinamento continuada da tripulação;</li> <li>Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.</li> </ul>	17

Coordenador:

Técnico:

DESENVOLVIMENTO INTEGRADO DA PRODUÇÃO E ESCOAMENTO DE ÓLEO E GÁS NATURAL  
NA ÁREA ABRANGIDA PELOS BLOCOS BM-C-39, BM-C-40, BM-C-41, BM-C-42 E BM-C-43,  
BACIA DE CAMPOS

2429-00-EIA-RL-0001-00  
Julho de 2010 - Rev. nº 0

Estudo de Impacto Ambiental - EIA

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP			
EMPRESA: OGX		FOLHA: 01	
DEPARTAMENTO: SMS		REVISÃO: 00	
SISTEMA: Equipamentos Submarinos	SUBSISTEMA: TURRET	DATA: 06/2010	
<u>Swivel STP</u>			

PERIGOS	CAUSAS	MODO DE DETECÇÃO	EFEITOS	CAT. FREQ.	CAT. SEVER.	RISCO	RECOMENDAÇÕES	CENÁRIO
<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamento crítico de óleo no Swivel STP do Turret</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Falha / ruptura nas conexões e válvulas;</li> <li>Defeitos estruturais;</li> <li>Queda de objeto;</li> <li>Falta de Manutenção;</li> <li>Explosão ou Incêndio;</li> <li>Falha Humana;</li> <li>Formação de Hidratos nas Linhas;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sensores de Incêndio e gás;</li> <li>Alarme do sistema de produção;</li> <li>Sala de Controle do Processo;</li> <li>Visual.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamento de óleo no mar;</li> <li>Vazamento de óleo no Turret;</li> <li>Incêndio no swivel;</li> <li>Explosão no Swivel.</li> </ul>	OCASIONAL	CRÍTICA	RISCO MÉDIO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Manter operação assistida;</li> <li>Manutenção dos sensores de gás e incêndio;</li> <li>Seguir programa de contratação de mão de obra qualificada.</li> <li>Seguir o Plano de Manutenção Preventiva e Inspeção Periódica.</li> <li>Treinamento continuada da tripulação;</li> <li>Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.</li> </ul>	18

Coordenador:

Técnico:

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP			
EMPRESA: OGX	FOLHA: 01		<u>Sistema de Separação e Processamento Óleo FPSO OSX-1</u>
DEPARTAMENTO: SMS	REVISÃO: 00		
SISTEMA: Planta de Processo FPSO OSX-1	SUBSISTEMA: Processamento Óleo	DATA: 06/2010	

PERIGOS	CAUSAS	MODO DE DETECÇÃO	EFEITOS	CAT. FREQ.	CAT. SEVER.	RISCO	RECOMENDAÇÕES	CENÁRIO
<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamento nas linhas de processo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Corrosão</li> <li>Falha de Material</li> <li>Choque Mecânico (Queda de carga pesada)</li> <li>Furo nas linhas de processo</li> <li>Falha nas conexões ou flanges</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alarme do sistema de produção</li> <li>Visual</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Derrame de óleo no FPSO</li> <li>Danos Materiais</li> </ul>	OCASIONAL	MENOR	RISCO BAIXO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Executar os programas de manutenção dos equipamentos e linhas</li> <li>Executar os programas de manutenção dos sistemas de segurança (válvulas, sensores, alarmes, etc)</li> <li>Cumprir os procedimentos de registro e investigação das causas do acidente</li> <li>Acionar o Kit SOPEP (Ship Oil Pollution Emergency Plan)</li> <li>Contratar mão de obra especializada e capacitada</li> <li>Seguir procedimentos e realizar treinamentos para situações de emergência</li> </ul>	19
<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamento nas linhas de processo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Falha de Material</li> <li>Choque Mecânico (Queda de carga pesada)</li> <li>Rompimento das linhas</li> <li>Problemas de pressão nas válvulas de segurança localizadas ao longo das linhas de processo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alarme do sistema de produção</li> <li>Visual</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Derrame de óleo no FPSO</li> <li>Danos Materiais</li> <li>Possibilidade de Incêndio ou Explosão</li> </ul>	OCASIONAL	MÉDIA	RISCO MÉDIO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Executar os programas de manutenção dos equipamentos e linhas</li> <li>Executar os programas de manutenção dos sistemas de segurança (válvulas, sensores, alarmes, etc)</li> <li>Cumprir os procedimentos de registro e investigação das causas do acidente</li> <li>Acionar o Kit SOPEP (Ship Oil Pollution Emergency Plan)</li> <li>Contratar mão de obra especializada e capacitada</li> <li>Seguir procedimentos e realizar treinamentos para situações de emergência</li> </ul>	20

Coordenador:

Técnico:

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP		
EMPRESA: OGX	FOLHA: 01	<u>Sistema de Separação e Processamento Óleo FPSO OSX-1</u>
DEPARTAMENTO: SMS	REVISÃO: 00	
SISTEMA: Planta de Processo FPSO OSX-1	SUBSISTEMA: Separadores Trifásicos	

PERIGOS	CAUSAS	MODO DE DETECÇÃO	EFEITOS	CAT. FREQ.	CAT. SEVER.	RISCO	RECOMENDAÇÕES	CENÁRIO
<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamento nos Separadores Trifásicos (Teste, Primeiro Estágio, Segundo Estágio)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Corrosão</li> <li>Falha de Material</li> <li>Choque Mecânico (Queda de carga pesada)</li> <li>Furo no vaso dos separadores trifásicos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alarme do sistema de produção</li> <li>Visual</li> <li>Fechamento das válvulas de segurança</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Derrame de óleo no deck do FPSO</li> <li>Danos Materiais</li> </ul>	OCASIONAL	MENOR	RISCO BAIXO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Executar os programas de manutenção dos equipamentos e linhas</li> <li>Executar os programas de manutenção dos sistemas de segurança (válvulas, sensores, alarmes, etc)</li> <li>Cumprir os procedimentos de registro e investigação das causas do acidente</li> <li>Acionar o Kit SOPEP (Ship Oil Pollution Emergency Plan</li> <li>Contratar mão de obra especializada e capacitada</li> <li>Seguir procedimentos e realizar treinamentos para situações de emergência</li> </ul>	21
<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamento nos Separadores Trifásicos (Teste, Primeiro Estágio, Segundo Estágio)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fadiga de Material</li> <li>Choque Mecânico (Queda de carga pesada)</li> <li>Rompimento dos vasos dos separadores trifásicos</li> <li>Problemas de pressão nas válvulas de segurança localizadas ao longo das linhas de processo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alarme do sistema de produção</li> <li>Visual</li> <li>Sensores de Gás</li> <li>Fechamento das válvulas de segurança.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Derrame de óleo no deck do FPSO</li> <li>Danos Materiais</li> <li>Possibilidade de Incêndio ou Explosão</li> <li>Parada de Produção</li> </ul>	OCASIONAL	MÉDIA	RISCO MÉDIO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Executar os programas de manutenção dos equipamentos e linhas</li> <li>Executar os programas de manutenção dos sistemas de segurança (válvulas, sensores, alarmes, etc)</li> <li>Cumprir os procedimentos de registro e investigação das causas do acidente</li> <li>Acionar o Kit SOPEP (Ship Oil Pollution Emergency Plan</li> <li>Contratar mão de obra especializada e capacitada</li> <li>Seguir procedimentos e realizar treinamentos para situações de emergência</li> </ul>	22

Coordenador:

Técnico:

2429-00-EIA-RL-0001-00  
Julho de 2010 - Rev. nº 0

DESENVOLVIMENTO INTEGRADO DA PRODUÇÃO E ESCOAMENTO DE ÓLEO E GÁS NATURAL  
NA ÁREA ABRANGIDA PELOS BLOCOS BM-C-39, BM-C-40, BM-C-41, BM-C-42 E BM-C-43,  
BACIA DE CAMPOS

Estudo de Impacto Ambiental - EIA

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP			
EMPRESA: OGX	FOLHA: 01		<u>Sistema de Separação e Processamento Óleo FPSO OSX-1</u>
DEPARTAMENTO: SMS	REVISÃO: 00		
SISTEMA: Planta de Processo FPSO OSX-1	SUBSISTEMA: Aquecedores da Produção	DATA: 06/2010	

PERIGOS	CAUSAS	MODO DE DETECÇÃO	EFEITOS	CAT. FREQ.	CAT. SEVER.	RISCO	RECOMENDAÇÕES	CENÁRIO
<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamento nos Pré-Aquecedores e Aquecedores de Teste e Sistema de Produção</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Falha de Material</li> <li>Choque Mecânico (Queda de carga pesada)</li> <li>Furo no sistema dos aquecedores</li> <li>Corrosão</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alarme do sistema de produção</li> <li>Visual</li> <li>Fechamento das válvulas de segurança</li> <li>Detector de gás</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Derrame de óleo no deck do FPSO</li> <li>Danos Materiais</li> </ul>	OCASIONAL	MENOR	RISCO BAIXO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Executar os programas de manutenção dos equipamentos e linhas</li> <li>Executar os programas de manutenção dos sistemas de segurança (válvulas, sensores, alarmes, etc)</li> <li>Cumprir os procedimentos de registro e investigação das causas do acidente</li> <li>Acionar o Kit SOPEP (Ship Oil Pollution Emergency Plan)</li> <li>Contratar mão de obra especializada e capacitada</li> <li>Seguir procedimentos e realizar treinamentos para situações de emergência</li> </ul>	23
<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamento nos Pré-Aquecedores e Aquecedores de Teste e Sistema de Produção</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fadiga de Material</li> <li>Choque Mecânico (Queda de carga pesada)</li> <li>Ruptura de linhas dos aquecedores dos sistema de produção.</li> <li>Problemas de pressão nas válvulas de segurança localizadas ao longo das linhas de processo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alarme do sistema de produção</li> <li>Visual</li> <li>Sensores de Gás</li> <li>Fechamento das válvulas de segurança.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Derrame de óleo no deck FPSO</li> <li>Danos Materiais</li> <li>Possibilidade de Incêndio e/ou Explosão</li> <li>Parada de Produção</li> </ul>	OCASIONAL	MÉDIA	RISCO MÉDIO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Executar os programas de manutenção dos equipamentos e linhas</li> <li>Executar os programas de manutenção dos sistemas de segurança (válvulas, sensores, alarmes, etc)</li> <li>Cumprir os procedimentos de registro e investigação das causas do acidente</li> <li>Acionar o Kit SOPEP (Ship Oil Pollution Emergency Plan)</li> <li>Contratar mão de obra especializada e capacitada</li> <li>Seguir procedimentos e realizar treinamentos para situações de emergência</li> </ul>	24

Coordenador:

Técnico:

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

EMPRESA: OGX	FOLHA: 01	<u>Sistema de Separação e Processamento Óleo FPSO OSX-1</u>
DEPARTAMENTO: SMS	REVISÃO: 00	
SISTEMA: Planta de Processo FPSO OSX-1	SUBSISTEMA: Trocadores de Calor	

PERIGOS	CAUSAS	MODO DE DETECÇÃO	EFEITOS	CAT. FREQ.	CAT. SEVER.	RISCO	RECOMENDAÇÕES	CENÁRIO
<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamento nas linhas dos trocadores de calor</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Falha de Material</li> <li>Choque Mecânico (Queda de carga pesada)</li> <li>Furo nas linhas dos trocadores de calor</li> <li>Corrosão</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alarme do sistema de produção</li> <li>Visual</li> <li>Fechamento das válvulas de segurança</li> <li>Detector de gás</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Derrame de óleo no deck do FPSO</li> <li>Danos Materiais</li> </ul>	OCASIONAL	MENOR	RISCO BAIXO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Executar os programas de manutenção dos equipamentos e linhas</li> <li>Executar os programas de manutenção dos sistemas de segurança (válvulas, sensores, alarmes, etc)</li> <li>Cumprir os procedimentos de registro e investigação das causas do acidente</li> <li>Acionar o Kit SOPEP (Ship Oil Pollution Emergency Plan)</li> <li>Contratar mão de obra especializada e capacitada</li> <li>Seguir procedimentos e realizar treinamentos para situações de emergência</li> </ul>	25
<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamento nas linhas dos trocadores de calor</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fadiga de Material</li> <li>Choque Mecânico (Queda de carga pesada)</li> <li>Ruptura de linhas dos trocadores de calor das linhas de produção.</li> <li>Problemas de pressão nas válvulas de segurança localizadas ao longo das linhas de processo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alarme do sistema de produção</li> <li>Visual</li> <li>Sensores de Gás</li> <li>Fechamento das válvulas de segurança.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Derrame de óleo no deck FPSO</li> <li>Danos Materiais</li> <li>Possibilidade de Incêndio e/ou Explosão</li> <li>Parada de Produção</li> </ul>	OCASIONAL	MÉDIA	RISCO MÉDIO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Executar os programas de manutenção dos equipamentos e linhas</li> <li>Executar os programas de manutenção dos sistemas de segurança (válvulas, sensores, alarmes, etc)</li> <li>Cumprir os procedimentos de registro e investigação das causas do acidente</li> <li>Acionar o Kit SOPEP (Ship Oil Pollution Emergency Plan)</li> <li>Contratar mão de obra especializada e capacitada</li> <li>Seguir procedimentos e realizar treinamentos para situações de emergência</li> </ul>	26

Coordenador:

Técnico:

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP			
EMPRESA: OGX		FOLHA: 01	
DEPARTAMENTO: SMS		REVISÃO: 00	
SISTEMA: Planta de Processo FPSO OSX-1	SUBSISTEMA: Resfriador de Óleo	DATA: 06/2010	
<u>Sistema de Separação e Processamento Óleo FPSO OSX-1</u>			

PERIGOS	CAUSAS	MODO DE DETECÇÃO	EFEITOS	CAT. FREQ.	CAT. SEVER.	RISCO	RECOMENDAÇÕES	CENÁRIO
<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamento nas linhas do resfriador de óleo produzido</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Falha de Material</li> <li>Choque Mecânico (Queda de carga pesada)</li> <li>Furo nas linhas dos resfriadores de óleo</li> <li>Corrosão</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alarme do sistema de produção</li> <li>Visual</li> <li>Fechamento das válvulas de segurança</li> <li>Detector de gás</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Derrame de óleo no deck do FPSO</li> <li>Danos Materiais</li> </ul>	OCASIONAL	MENOR	RISCO BAIXO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Executar os programas de manutenção dos equipamentos e linhas</li> <li>Executar os programas de manutenção dos sistemas de segurança (válvulas, sensores, alarmes, etc)</li> <li>Cumprir os procedimentos de registro e investigação das causas do acidente</li> <li>Acionar o Kit SOPEP (Ship Oil Pollution Emergency Plan)</li> <li>Contratar mão de obra especializada e capacitada</li> <li>Seguir procedimentos e realizar treinamentos para situações de emergência</li> </ul>	27
<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamento no sistema de resfriamento de óleo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fadiga de Material</li> <li>Choque Mecânico (Queda de carga pesada)</li> <li>Dano estrutural no resfriador de óleo</li> <li>Problemas de pressão nas válvulas de segurança localizadas ao longo das linhas de processo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alarme do sistema de produção</li> <li>Visual</li> <li>Sensores de Gás</li> <li>Fechamento das válvulas de segurança.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Derrame de óleo no deck FPSO</li> <li>Danos Materiais</li> <li>Possibilidade de Incêndio e/ou Explosão</li> <li>Parada de Produção</li> </ul>	OCASIONAL	MÉDIA	RISCO MÉDIO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Executar os programas de manutenção dos equipamentos e linhas</li> <li>Executar os programas de manutenção dos sistemas de segurança (válvulas, sensores, alarmes, etc)</li> <li>Cumprir os procedimentos de registro e investigação das causas do acidente</li> <li>Acionar o Kit SOPEP (Ship Oil Pollution Emergency Plan)</li> <li>Contratar mão de obra especializada e capacitada</li> <li>Seguir procedimentos e realizar treinamentos para situações de emergência</li> </ul>	28

Coordenador:

Técnico:

DESENVOLVIMENTO INTEGRADO DA PRODUÇÃO E ESCOAMENTO DE ÓLEO E GÁS NATURAL  
NA ÁREA ABRANGIDA PELOS BLOCOS BM-C-39, BM-C-40, BM-C-41, BM-C-42 E BM-C-43,  
BACIA DE CAMPOS

2429-00-EIA-RL-0001-00  
Julho de 2010 - Rev. nº 0

Estudo de Impacto Ambiental - EIA

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

EMPRESA: OGX	FOLHA: 01	<u>Sistema de Separação e Processamento Óleo FPSO OSX-1</u>
DEPARTAMENTO: SMS	REVISÃO: 00	
SISTEMA: Planta de Processo FPSO OSX-1	SUBSISTEMA: Bombas de Transferência	

PERIGOS	CAUSAS	MODO DE DETECÇÃO	EFEITOS	CAT. FREQ.	CAT. SEVER.	RISCO	RECOMENDAÇÕES	CENÁRIO
<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamento no sistema de bombas de transferência do óleo produzido</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Falha de Material</li> <li>Choque Mecânico (Queda de carga pesada)</li> <li>Furo nas linhas dos trocadores de calor</li> <li>Corrosão</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alarme do sistema de produção</li> <li>Visual</li> <li>Fechamento das válvulas de segurança</li> <li>Detector de gás</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Derrame de óleo no deck do FPSO</li> <li>Danos Materiais</li> </ul>	OCASIONAL	MENOR	RISCO BAIXO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Executar os programas de manutenção dos equipamentos e linhas</li> <li>Executar os programas de manutenção dos sistemas de segurança (válvulas, sensores, alarmes, etc)</li> <li>Cumprir os procedimentos de registro e investigação das causas do acidente</li> <li>Acionar o Kit SOPEP (Ship Oil Pollution Emergency Plan)</li> <li>Contratar mão de obra especializada e capacitada</li> <li>Seguir procedimentos e realizar treinamentos para situações de emergência</li> </ul>	29
<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamento no sistema de bombas de transferência do óleo produzido</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fadiga de Material</li> <li>Choque Mecânico (Queda de carga pesada)</li> <li>Dano estrutural nas bombas de transferência de óleo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alarme do sistema de produção</li> <li>Visual</li> <li>Sensores de Gás</li> <li>Fechamento das válvulas de segurança.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Derrame de óleo no deck FPSO</li> <li>Danos Materiais</li> <li>Possibilidade de Incêndio e/ou Explosão</li> <li>Parada de Produção</li> </ul>	OCASIONAL	MÉDIA	RISCO MÉDIO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Executar os programas de manutenção dos equipamentos e linhas</li> <li>Executar os programas de manutenção dos sistemas de segurança (válvulas, sensores, alarmes, etc)</li> <li>Cumprir os procedimentos de registro e investigação das causas do acidente</li> <li>Acionar o Kit SOPEP (Ship Oil Pollution Emergency Plan)</li> <li>Contratar mão de obra especializada e capacitada</li> <li>Seguir procedimentos e realizar treinamentos para situações de emergência</li> </ul>	30

Coordenador:

Técnico:



2429-00-EIA-RL-0001-00  
Julho de 2010 - Rev. n° 0

DESENVOLVIMENTO INTEGRADO DA PRODUÇÃO E ESCOAMENTO DE ÓLEO E GÁS NATURAL  
NA ÁREA ABRANGIDA PELOS BLOCOS BM-C-39, BM-C-40, BM-C-41, BM-C-42 E BM-C-43,  
BACIA DE CAMPOS

Estudo de Impacto Ambiental - EIA

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP			
EMPRESA: OGX	FOLHA: 01		<u>Sistema de Separação e Tratamento de Gás</u>
DEPARTAMENTO: SMS	REVISÃO: 00		
SISTEMA: Planta de Processo FPSO OSX-1	SUBSISTEMA: Compressão Gás - Resfriadores	DATA: 06/2010	

PERIGOS	CAUSAS	MODO DE DETECÇÃO	EFEITOS	CAT. FREQ.	CAT. SEVER.	RISCO	RECOMENDAÇÕES	CENÁRIO
<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamentos nas linhas dos resfriadores de 1°, 2° e 3° estágios de alta pressão.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Falha de Material</li> <li>Falha Operacional</li> <li>Choque Mecânico (Queda de carga pesada)</li> <li>Furo nas linhas dos resfriadores de alta pressão.</li> <li>Corrosão</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alarme do sistema de produção</li> <li>Visual</li> <li>Fechamento das válvulas de segurança</li> <li>Detector de gás</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamento de gás</li> <li>Possibilidade de incêndio devido a explosão</li> <li>Danos Materiais</li> <li>Parada de produção</li> </ul>	OCASIONAL	MÉDIA	RISCO MÉDIO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Executar os programas de manutenção dos equipamentos e linhas</li> <li>Executar os programas de manutenção dos sistemas de segurança (válvulas, sensores, alarmes, etc)</li> <li>Cumprir os procedimentos de registro e investigação das causas do acidente</li> <li>Acionar o Kit SOPEP (Ship Oil Pollution Emergency Plan)</li> <li>Contratar mão de obra especializada e capacitada</li> <li>Seguir procedimentos e realizar treinamentos para situações de emergência</li> </ul>	31
<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamentos nas linhas dos resfriadores de 1°, 2° e 3° estágios de alta pressão.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fadiga de Material</li> <li>Choque Mecânico (Queda de carga pesada)</li> <li>Dano estrutural nas bombas de transferência de óleo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alarme do sistema de produção</li> <li>Visual</li> <li>Sensores de Gás</li> <li>Fechamento das válvulas de segurança.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamento de gás</li> <li>Danos Materiais</li> <li>Possibilidade de Incêndio e/ou Explosão</li> <li>Parada de Produção</li> </ul>	OCASIONAL	CRÍTICA	RISCO MÉDIO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Executar os programas de manutenção dos equipamentos e linhas</li> <li>Executar os programas de manutenção dos sistemas de segurança (válvulas, sensores, alarmes, etc)</li> <li>Cumprir os procedimentos de registro e investigação das causas do acidente</li> <li>Acionar o Kit SOPEP (Ship Oil Pollution Emergency Plan)</li> <li>Contratar mão de obra especializada e capacitada</li> <li>Seguir procedimentos e realizar treinamentos para situações de emergência</li> </ul>	32

Coordenador:

Técnico:

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP			
EMPRESA: OGX	FOLHA: 01		<u>Sistema de Separação e Tratamento de Gás</u>
DEPARTAMENTO: SMS	REVISÃO: 00		
SISTEMA: Planta de Processo FPSO OSX-1	SUBSISTEMA: Linhas de Exportação	DATA: 06/2010	

PERIGOS	CAUSAS	MODO DE DETECÇÃO	EFEITOS	CAT. FREQ.	CAT. SEVER.	RISCO	RECOMENDAÇÕES	CENÁRIO
<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamentos nas linhas do processo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Falha de Material</li> <li>Falha Operacional</li> <li>Choque Mecânico (Queda de carga pesada)</li> <li>Furo nas linhas dos resfriadores de alta pressão.</li> <li>Corrosão</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alarme do sistema de produção</li> <li>Visual</li> <li>Fechamento das válvulas de segurança</li> <li>Detector de gás</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamento de gás</li> <li>Possibilidade de incêndio devido a explosão</li> <li>Danos Materiais</li> <li>Parada de produção</li> </ul>	OCASIONAL	MÉDIA	RISCO MÉDIO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Executar os programas de manutenção dos equipamentos e linhas</li> <li>Executar os programas de manutenção dos sistemas de segurança (válvulas, sensores, alarmes, etc)</li> <li>Cumprir os procedimentos de registro e investigação das causas do acidente</li> <li>Acionar o Kit SOPEP (Ship Oil Pollution Emergency Plan)</li> <li>Contratar mão de obra especializada e capacitada</li> <li>Seguir procedimentos e realizar treinamentos para situações de emergência</li> </ul>	33
<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamentos nas linhas do processo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fadiga de Material</li> <li>Choque Mecânico (Queda de carga pesada)</li> <li>Dano estrutural nas linhas de exportação</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alarme do sistema de produção</li> <li>Visual</li> <li>Sensores de Gás</li> <li>Fechamento das válvulas de segurança.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamento de gás</li> <li>Danos Materiais</li> <li>Possibilidade de Incêndio e/ou Explosão</li> <li>Parada de Produção</li> </ul>	OCASIONAL	CRÍTICA	RISCO MÉDIO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Executar os programas de manutenção dos equipamentos e linhas</li> <li>Executar os programas de manutenção dos sistemas de segurança (válvulas, sensores, alarmes, etc)</li> <li>Cumprir os procedimentos de registro e investigação das causas do acidente</li> <li>Acionar o Kit SOPEP (Ship Oil Pollution Emergency Plan)</li> <li>Contratar mão de obra especializada e capacitada</li> <li>Seguir procedimentos e realizar treinamentos para situações de emergência</li> </ul>	34

Coordenador:

Técnico:

2429-00-EIA-RL-0001-00  
Julho de 2010 - Rev. nº 0

DESENVOLVIMENTO INTEGRADO DA PRODUÇÃO E ESCOAMENTO DE ÓLEO E GÁS NATURAL  
NA ÁREA ABRANGIDA PELOS BLOCOS BM-C-39, BM-C-40, BM-C-41, BM-C-42 E BM-C-43,  
BACIA DE CAMPOS

Estudo de Impacto Ambiental - EIA

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP						
EMPRESA: OGX			FOLHA: 01		<u>Sistema de Separação e Tratamento de Gás</u>	
DEPARTAMENTO: SMS			REVISÃO: 00			
SISTEMA: Planta de Processo FPSO OSX-1		SUBSISTEMA: Sistema de Compressores	DATA: 06/2010			

PERIGOS	CAUSAS	MODO DE DETECÇÃO	EFEITOS	CAT. FREQ.	CAT. SEVER.	RISCO	RECOMENDAÇÕES	CENÁRIO
<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamentos nos vasos dos compressores (1º, 2º e 3º estágios).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Falha de Material</li> <li>Falha Operacional</li> <li>Choque Mecânico (Queda de carga pesada)</li> <li>Furo nos vasos dos compressores de gás.</li> <li>Corrosão</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alarme do sistema de produção</li> <li>Visual</li> <li>Fechamento das válvulas de segurança</li> <li>Detector de gás</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamento de gás</li> <li>Possibilidade de incêndio devido a explosão</li> <li>Danos Materiais</li> </ul>	OCASIONAL	MÉDIA	RISCO MÉDIO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Executar os programas de manutenção dos equipamentos e linhas</li> <li>Executar os programas de manutenção dos sistemas de segurança (válvulas, sensores, alarmes, etc)</li> <li>Cumprir os procedimentos de registro e investigação das causas do acidente</li> <li>Acionar o Kit SOPEP (Ship Oil Pollution Emergency Plan)</li> <li>Contratar mão de obra especializada e capacitada</li> <li>Seguir procedimentos e realizar treinamentos para situações de emergência</li> </ul>	35
<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamentos nos vasos dos compressores (1º, 2º e 3º estágios)..</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fadiga de Material</li> <li>Choque Mecânico (Queda de carga pesada)</li> <li>Dano estrutural nos vasos dos compressores de gás.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alarme do sistema de produção</li> <li>Visual</li> <li>Sensores de Gás</li> <li>Fechamento das válvulas de segurança.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamento de gás</li> <li>Danos Materiais</li> <li>Possibilidade de Incêndio e/ou Explosão</li> <li>Parada de Produção</li> </ul>	OCASIONAL	CRÍTICA	RISCO MÉDIO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Executar os programas de manutenção dos equipamentos e linhas</li> <li>Executar os programas de manutenção dos sistemas de segurança (válvulas, sensores, alarmes, etc)</li> <li>Cumprir os procedimentos de registro e investigação das causas do acidente</li> <li>Acionar o Kit SOPEP (Ship Oil Pollution Emergency Plan)</li> <li>Contratar mão de obra especializada e capacitada</li> <li>Seguir procedimentos e realizar treinamentos para situações de emergência</li> </ul>	36

Coordenador:

Técnico:

DESENVOLVIMENTO INTEGRADO DA PRODUÇÃO E ESCOAMENTO DE ÓLEO E GÁS NATURAL  
NA ÁREA ABRANGIDA PELOS BLOCOS BM-C-39, BM-C-40, BM-C-41, BM-C-42 E BM-C-43,  
BACIA DE CAMPOS

2429-00-EIA-RL-0001-00  
Julho de 2010 - Rev. nº 0

Estudo de Impacto Ambiental - EIA

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP			
EMPRESA: OGX		FOLHA: 01	
DEPARTAMENTO: SMS		REVISÃO: 00	
SISTEMA: Planta de Processo FPSO OSX-1	SUBSISTEMA: Sistema de Compressores	DATA: 06/2010	
<u>Sistema de Separação e Tratamento de Gás</u>			

PERIGOS	CAUSAS	MODO DE DETECÇÃO	EFEITOS	CAT. FREQ.	CAT. SEVER.	RISCO	RECOMENDAÇÕES	CENÁRIO
<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamentos de gás nos compressores (1º, 2º e 3º estágios).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fadiga de Material</li> <li>Choque Mecânico (Queda de carga pesada)</li> <li>Dano estrutural nos compressores de gás.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alarme do sistema de produção</li> <li>Visual</li> <li>Sensores de Gás</li> <li>Fechamento das válvulas de segurança.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamento de gás</li> <li>Danos Materiais</li> <li>Possibilidade de Incêndio e/ou Explosão</li> <li>Parada de Produção</li> </ul>	OCASIONAL	MÉDIA	RISCO MÉDIO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Executar os programas de manutenção dos equipamentos e linhas</li> <li>Executar os programas de manutenção dos sistemas de segurança (válvulas, sensores, alarmes, etc)</li> <li>Cumprir os procedimentos de registro e investigação das causas do acidente</li> <li>Acionar o Kit SOPEP (Ship Oil Pollution Emergency Plan)</li> <li>Contratar mão de obra especializada e capacitada</li> <li>Seguir procedimentos e realizar treinamentos para situações de emergência</li> </ul>	37

Coordenador:

Técnico:

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP			
EMPRESA: OGX	FOLHA: 01		<u>Sistema de Separação e Tratamento de Gás</u>
DEPARTAMENTO: SMS	REVISÃO: 00		
SISTEMA: Planta de Processo FPSO OSX-1	SUBSISTEMA: Sistema de Resfriadores	DATA: 06/2010	

PERIGOS	CAUSAS	MODO DE DETECÇÃO	EFEITOS	CAT. FREQ.	CAT. SEVER.	RISCO	RECOMENDAÇÕES	CENÁRIO
<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamentos nos sistemas resfriadores de gás.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Falha de Material</li> <li>Falha Operacional</li> <li>Choque Mecânico (Queda de carga pesada)</li> <li>Furo nos vasos dos compressores de gás.</li> <li>Corrosão</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alarme do sistema de produção</li> <li>Visual</li> <li>Fechamento das válvulas de segurança</li> <li>Detector de gás</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamento de gás</li> <li>Possibilidade de incêndio devido a explosão</li> <li>Danos Materiais</li> </ul>	OCASIONAL	MÉDIA	RISCO MÉDIO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Executar os programas de manutenção dos equipamentos e linhas</li> <li>Executar os programas de manutenção dos sistemas de segurança (válvulas, sensores, alarmes, etc)</li> <li>Cumprir os procedimentos de registro e investigação das causas do acidente</li> <li>Acionar o Kit SOPEP (Ship Oil Pollution Emergency Plan)</li> <li>Contratar mão de obra especializada e capacitada</li> <li>Seguir procedimentos e realizar treinamentos para situações de emergência</li> </ul>	38
<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamentos nos sistema de injeção de glicol</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fadiga de Material</li> <li>Choque Mecânico (Queda de carga pesada)</li> <li>Dano estrutural nos vasos dos compressores de gás.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alarme do sistema de produção</li> <li>Visual</li> <li>Sensores de Gás</li> <li>Fechamento das válvulas de segurança.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamento de gás</li> <li>Danos Materiais</li> <li>Possibilidade de Incêndio e/ou Explosão</li> <li>Parada de Produção</li> </ul>	OCASIONAL	CRÍTICA	RISCO MÉDIO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Executar os programas de manutenção dos equipamentos e linhas</li> <li>Executar os programas de manutenção dos sistemas de segurança (válvulas, sensores, alarmes, etc)</li> <li>Cumprir os procedimentos de registro e investigação das causas do acidente</li> <li>Acionar o Kit SOPEP (Ship Oil Pollution Emergency Plan)</li> <li>Contratar mão de obra especializada e capacitada</li> <li>Seguir procedimentos e realizar treinamentos para situações de emergência</li> </ul>	39

Coordenador:

Técnico:

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP			
EMPRESA: OGX	FOLHA: 01		<u>Sistema de Separação e Tratamento de Gás</u>
DEPARTAMENTO: SMS	REVISÃO: 00		
SISTEMA: Planta de Processo FPSO OSX-1	SUBSISTEMA: Sistema de Flare e Vent	DATA: 06/2010	

PERIGOS	CAUSAS	MODO DE DETECÇÃO	EFEITOS	CAT. FREQ.	CAT. SEVER.	RISCO	RECOMENDAÇÕES	CENÁRIO
<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamentos nas linhas dos sistemas de Flare e Vent.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Falha de Material</li> <li>Falha Operacional</li> <li>Choque Mecânico (Queda de carga pesada)</li> <li>Furo nos vasos dos compressores de gás.</li> <li>Corrosão</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alarme do sistema de produção</li> <li>Visual</li> <li>Fechamento das válvulas de segurança (EV)</li> <li>Detector de gás</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamento de gás</li> <li>Possibilidade de incêndio devido a explosão</li> <li>Danos Materiais</li> </ul>	OCASIONAL	MÉDIA	RISCO MÉDIO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Executar os programas de manutenção dos equipamentos e linhas</li> <li>Executar os programas de manutenção dos sistemas de segurança (válvulas, sensores, alarmes, etc)</li> <li>Cumprir os procedimentos de registro e investigação das causas do acidente</li> <li>Acionar o Kit SOPEP (Ship Oil Pollution Emergency Plan)</li> <li>Contratar mão de obra especializada e capacitada</li> <li>Seguir procedimentos e realizar treinamentos para situações de emergência</li> </ul>	40
<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamentos no Sistema de Alta Pressão (Aquecedores, Bombas, Recolhimento)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fadiga de Material</li> <li>Choque Mecânico (Queda de carga pesada)</li> <li>Dano estrutural nos vasos dos compressores de gás.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alarme do sistema de produção</li> <li>Visual</li> <li>Sensores de Gás</li> <li>Fechamento das válvulas de segurança (EV).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamento de gás</li> <li>Danos Materiais</li> <li>Possibilidade de Incêndio e/ou Explosão</li> <li>Parada de Produção</li> </ul>	OCASIONAL	CRÍTICA	RISCO MÉDIO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Executar os programas de manutenção dos equipamentos e linhas</li> <li>Executar os programas de manutenção dos sistemas de segurança (válvulas, sensores, alarmes, etc)</li> <li>Cumprir os procedimentos de registro e investigação das causas do acidente</li> <li>Acionar o Kit SOPEP (Ship Oil Pollution Emergency Plan)</li> <li>Contratar mão de obra especializada e capacitada</li> <li>Seguir procedimentos e realizar treinamentos para situações de emergência</li> </ul>	41

Coordenador:

Técnico:

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP			
EMPRESA: OGX		FOLHA: 01	
DEPARTAMENTO: SMS		REVISÃO: 00	
SISTEMA: Planta de Processo FPSO OSX-1	SUBSISTEMA: Sistema de Flare e Vent	DATA: 06/2010	
<u>Sistema de Separação e Tratamento de Gás</u>			

PERIGOS	CAUSAS	MODO DE DETECÇÃO	EFEITOS	CAT. FREQ.	CAT. SEVER.	RISCO	RECOMENDAÇÕES	CENÁRIO
<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamentos no Sistema de Baixa Pressão (Aquecedores, Bombas, Recolhimento)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fadiga de Material</li> <li>Choque Mecânico (Queda de carga pesada)</li> <li>Dano estrutural nos vasos dos compressores de gás.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alarme do sistema de produção</li> <li>Visual</li> <li>Sensores de Gás</li> <li>Fechamento das válvulas de segurança (EV).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamento de gás</li> <li>Danos Materiais</li> <li>Possibilidade de Incêndio e/ou Explosão</li> <li>Parada de Produção</li> </ul>	OCASIONAL	CRÍTICA	RISCO MÉDIO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Executar os programas de manutenção dos equipamentos e linhas</li> <li>Executar os programas de manutenção dos sistemas de segurança (válvulas, sensores, alarmes, etc)</li> <li>Cumprir os procedimentos de registro e investigação das causas do acidente</li> <li>Acionar o Kit SOPEP (Ship Oil Pollution Emergency Plan)</li> <li>Contratar mão de obra especializada e capacitada</li> <li>Seguir procedimentos e realizar treinamentos para situações de emergência</li> </ul>	42

Coordenador:

Técnico:

DESENVOLVIMENTO INTEGRADO DA PRODUÇÃO E ESCOAMENTO DE ÓLEO E GÁS NATURAL  
NA ÁREA ABRANGIDA PELOS BLOCOS BM-C-39, BM-C-40, BM-C-41, BM-C-42 E BM-C-43,  
BACIA DE CAMPOS

2429-00-EIA-RL-0001-00  
Julho de 2010 - Rev. nº 0

Estudo de Impacto Ambiental - EIA

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP			
EMPRESA: OGX		FOLHA: 01	
DEPARTAMENTO: SMS		REVISÃO: 00	
SISTEMA: Planta de Processo FPSO OSX-1	SUBSISTEMA: Sistema de Gás Lift	DATA: 06/2010	
<u>Sistema de Separação e Tratamento de Gás</u>			

PERIGOS	CAUSAS	MODO DE DETECÇÃO	EFEITOS	CAT. FREQ.	CAT. SEVER.	RISCO	RECOMENDAÇÕES	CENÁRIO
<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamentos no Sistema de Injeção de Gás Lift</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fadiga de Material</li> <li>Choque Mecânico (Queda de carga pesada)</li> <li>Dano estrutural nos vasos dos compressores de gás.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alarme do sistema de produção</li> <li>Visual</li> <li>Sensores de Gás</li> <li>Fechamento das válvulas de segurança (EV).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamento de gás</li> <li>Danos Materiais</li> <li>Possibilidade de Incêndio e/ou Explosão</li> <li>Parada de Produção</li> </ul>	OCASIONAL	MÉDIA	RISCO MÉDIO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Executar os programas de manutenção dos equipamentos e linhas</li> <li>Executar os programas de manutenção dos sistemas de segurança (válvulas, sensores, alarmes, etc)</li> <li>Cumprir os procedimentos de registro e investigação das causas do acidente</li> <li>Acionar o Kit SOPEP (Ship Oil Pollution Emergency Plan)</li> <li>Contratar mão de obra especializada e capacitada</li> <li>Seguir procedimentos e realizar treinamentos para situações de emergência</li> </ul>	43

Coordenador:

Técnico:



ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP			
EMPRESA: OGX	FOLHA: 01		<u>Sistema de Geração de Energia</u>
DEPARTAMENTO: SMS	REVISÃO: 00		
SISTEMA: Planta de Processo FPSO OSX-1	SUBSISTEMA: Sistema de Geração de Energia	DATA: 06/2010	

PERIGOS	CAUSAS	MODO DE DETECÇÃO	EFEITOS	CAT. FREQ.	CAT. SEVER.	RISCO	RECOMENDAÇÕES	CENÁRIO
<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamentos nos sistemas Turbo Geradores no Top Side.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Falha de Material</li> <li>Falha Operacional</li> <li>Choque Mecânico (Queda de carga pesada)</li> <li>Furo nas linhas de transporte de diesel ou gás combustível.</li> <li>Corrosão</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alarme do sistema combustível (diesel e gás)</li> <li>Visual</li> <li>Fechamento das válvulas de segurança (EV)</li> <li>Detector de gás</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamento de gás</li> <li>Vazamento de óleo diesel a bordo da Unidade.</li> <li>Possibilidade de incêndio devido e/ou explosão</li> <li>Danos Materiais</li> </ul>	REMOTA	MENOR	RISCO BAIXO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Executar os programas de manutenção dos equipamentos e linhas</li> <li>Executar os programas de manutenção dos sistemas de segurança (válvulas, sensores, alarmes, etc)</li> <li>Cumprir os procedimentos de registro e investigação das causas do acidente</li> <li>Acionar o Kit SOPEP (Ship Oil Pollution Emergency Plan)</li> <li>Contratar mão de obra especializada e capacitada</li> <li>Seguir procedimentos e realizar treinamentos para situações de emergência</li> </ul>	44
<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamentos no Sistema de Geradores Diesel no Hull Side.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fadiga de Material</li> <li>Falha Operacional</li> <li>Choque Mecânico (Queda de carga pesada)</li> <li>Dano estrutural nos vasos dos compressores de gás.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alarme do sistema de produção</li> <li>Visual</li> <li>Sensores de Gás</li> <li>Fechamento das válvulas de segurança (EV).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamento de gás</li> <li>Vazamento de óleo diesel a bordo da Unidade.</li> <li>Danos Materiais</li> <li>Possibilidade de Incêndio e/ou Explosão</li> </ul>	REMOTA	MENOR	RISCO BAIXO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Executar os programas de manutenção dos equipamentos e linhas</li> <li>Executar os programas de manutenção dos sistemas de segurança (válvulas, sensores, alarmes, etc)</li> <li>Cumprir os procedimentos de registro e investigação das causas do acidente</li> <li>Acionar o Kit SOPEP (Ship Oil Pollution Emergency Plan)</li> <li>Contratar mão de obra especializada e capacitada</li> <li>Seguir procedimentos e realizar treinamentos para situações de emergência</li> </ul>	45

Coordenador:

Técnico:

DESENVOLVIMENTO INTEGRADO DA PRODUÇÃO E ESCOAMENTO DE ÓLEO E GÁS NATURAL  
NA ÁREA ABRANGIDA PELOS BLOCOS BM-C-39, BM-C-40, BM-C-41, BM-C-42 E BM-C-43,  
BACIA DE CAMPOS

2429-00-EIA-RL-0001-00  
Julho de 2010 - Rev. nº 0

Estudo de Impacto Ambiental - EIA

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP			
EMPRESA: OGX		FOLHA: 01	
DEPARTAMENTO: SMS		REVISÃO: 00	
SISTEMA: Planta de Químicos	SUBSISTEMA: Injeção Química Submarina	DATA: 06/2010	
<u>Processamento de Químicos</u>			

PERIGOS	CAUSAS	MODO DE DETECÇÃO	EFEITOS	CAT. FREQ.	CAT. SEVER.	RISCO	RECOMENDAÇÕES	CENÁRIO
<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamento de Produtos químicos dos tanques de armazenagem</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Falha de Material</li> <li>Falha Operacional</li> <li>Choque Mecânico (Queda de carga pesada)</li> <li>Corrosão</li> <li>Explosão</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Visual</li> <li>Monitoramento dos Níveis dos tanques;</li> <li>Alarme do Sistema de Controle Central;</li> <li>Detector de gás</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamento de Produtos Químicos (Etanol, Inibidores, Solventes, Sequestrantes, Biocidas) a bordo das Unidades de Produção</li> <li>Possibilidade de incêndio devido e/ou explosão</li> <li>Danos Materiais</li> </ul>	REMOTA	MÉDIA	RISCO BAIXO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Executar os programas de manutenção dos equipamentos e linhas</li> <li>Executar os programas de manutenção dos sistemas de segurança (válvulas, sensores, alarmes, etc)</li> <li>Cumprir os procedimentos de registro e investigação das causas do acidente</li> <li>Acionar o Kit SOPEP (Ship Oil Pollution Emergency Plan)</li> <li>Contratar mão de obra especializada e capacitada</li> <li>Seguir procedimentos e realizar treinamentos para situações de emergência</li> </ul>	46
<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamentos nas linhas de Injeção de Químicos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fadiga de Material</li> <li>Falha Operacional</li> <li>Choque Mecânico (Queda de carga pesada)</li> <li>Corrosão</li> <li>Furos ou ruptura das linhas de injeção de químicos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alarme do sistema de produção</li> <li>Visual</li> <li>Sensores de Gás</li> <li>Monitoramento da pressão operacional das linhas de injeção de químicos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamento de Produtos Químicos (Etanol, Inibidores, Solventes, Sequestrantes, Biocidas) a bordo das Unidades de Produção</li> <li>Possibilidade de incêndio devido e/ou explosão</li> <li>Danos Materiais</li> </ul>	REMOTA	MÉDIA	RISCO BAIXO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Executar os programas de manutenção dos equipamentos e linhas</li> <li>Executar os programas de manutenção dos sistemas de segurança (válvulas, sensores, alarmes, etc)</li> <li>Cumprir os procedimentos de registro e investigação das causas do acidente</li> <li>Acionar o Kit SOPEP (Ship Oil Pollution Emergency Plan)</li> <li>Contratar mão de obra especializada e capacitada</li> <li>Seguir procedimentos e realizar treinamentos para situações de emergência</li> </ul>	47

Coordenador:

Técnico:

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP			
EMPRESA: OGX		FOLHA: 01	
DEPARTAMENTO: SMS		REVISÃO: 00	
SISTEMA: Planta de Químicos	SUBSISTEMA: Injeção Química Submarina	DATA: 06/2010	
<u>Processamento de Químicos</u>			

PERIGOS	CAUSAS	MODO DE DETECÇÃO	EFEITOS	CAT. FREQ.	CAT. SEVER.	RISCO	RECOMENDAÇÕES	CENÁRIO
<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamento de Produtos químicos nas bombas de transferência</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Falha de Material</li> <li>Falha Operacional</li> <li>Choque Mecânico (Queda de carga pesada)</li> <li>Corrosão</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Visual</li> <li>Monitoramento da pressão de operação das bombas;</li> <li>Alarme do Sistema de Controle Central;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamento de Produtos Químicos (Etanol, Inibidores, Solventes, Sequestrantes, Biocidas) a bordo das Unidades de Produção</li> <li>Possibilidade de incêndio devido e/ou explosão</li> <li>Danos Materiais</li> </ul>	REMOTA	MÉDIA	RISCO BAIXO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Executar os programas de manutenção dos equipamentos e linhas</li> <li>Executar os programas de manutenção dos sistemas de segurança (válvulas, sensores, alarmes, etc)</li> <li>Cumprir os procedimentos de registro e investigação das causas do acidente</li> <li>Acionar o Kit SOPEP (Ship Oil Pollution Emergency Plan)</li> <li>Contratar mão de obra especializada e capacitada</li> <li>Seguir procedimentos e realizar treinamentos para situações de emergência</li> </ul>	48
<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamentos nas válvulas, juntas e conexões das linhas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fadiga de Material</li> <li>Falha Operacional</li> <li>Choque Mecânico (Queda de carga pesada)</li> <li>Corrosão</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alarme do sistema de produção</li> <li>Visual</li> <li>Sensores de Pressão</li> <li>Monitoramento da pressão operacional das linhas de injeção de químicos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamento de Produtos Químicos (Etanol, Inibidores, Solventes, Sequestrantes, Biocidas) a bordo das Unidades de Produção</li> <li>Possibilidade de incêndio devido e/ou explosão</li> <li>Danos Materiais</li> </ul>	REMOTA	MÉDIA	RISCO BAIXO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Executar os programas de manutenção dos equipamentos e linhas</li> <li>Executar os programas de manutenção dos sistemas de segurança (válvulas, sensores, alarmes, etc)</li> <li>Cumprir os procedimentos de registro e investigação das causas do acidente</li> <li>Acionar o Kit SOPEP (Ship Oil Pollution Emergency Plan)</li> <li>Contratar mão de obra especializada e capacitada</li> <li>Seguir procedimentos e realizar treinamentos para situações de emergência</li> </ul>	49

Coordenador:

Técnico:

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

EMPRESA: OGX	FOLHA: 01	<u>Sistema de Armazenamento - Tancagem</u>
DEPARTAMENTO: SMS	REVISÃO: 00	
SISTEMA: Tancagem FPSO OSX-1	SUBSISTEMA: Sistema de Tancagem	

PERIGOS	CAUSAS	MODO DE DETECÇÃO	EFEITOS	CAT. FREQ.	CAT. SEVER.	RISCO	RECOMENDAÇÕES	CENÁRIO
<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamentos nos Tanques de Armazenagem de Óleo Produzido</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Implosão dos tanques (falha na admissão de gás (ex.: bloqueio a montante da saída de gás)</li> <li>Sobrepresão nos tanques (falha no sistema de alívio de gás)</li> <li>Colisão com outras embarcações</li> <li>Falha no sistema de inertização (criação de atmosfera explosiva no interior dos tanques)</li> <li>Rompimento dos tanques de armazenagem</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alarme do sistema de monitoramento das tanques;</li> <li>Visual</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Danos materiais</li> <li>Possibilidade de ocorrência de incêndio sujeito a explosão</li> <li>Possibilidade de afundamento da unidade (ruptura do casco e derrame de óleo no mar)</li> </ul>	REMOTA	CATASTRÓFICA	RISCO MÉDIO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Executar os programas de manutenção dos sistemas de segurança (válvulas, sensores, alarmes, etc)</li> <li>Acionar o Plano de Emergência (PEI) do FPSO OSX-1;</li> <li>Seguir programa de treinamento para situações de emergência</li> <li>Executar os programas de manutenção dos equipamentos e linhas</li> <li>Contratar mão de obra especializada e capacitada</li> <li>Observar constantemente o radar;</li> <li>Observar os avisos do sistema de controle central;</li> </ul>	50
<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamentos nos Tanques de Armazenagem de Óleo Produzido</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Corrosão</li> <li>Falha Estrutural</li> <li>Colisão com outras embarcações</li> <li>Colisão com outras embarcações</li> <li>Furo nos tanques de armazenagem</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alarme do sistema de monitoramento das tanques;</li> <li>Visual</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Danos materiais</li> <li>Possibilidade de ocorrência de incêndio sujeito a explosão</li> <li>Derrame de Óleo na Unidade de Produção;</li> </ul>	REMOTA	CRÍTICA	RISCO MÉDIO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Executar os programas de manutenção dos sistemas de segurança (válvulas, sensores, alarmes, etc)</li> <li>Acionar o Plano de Emergência (PEI) do FPSO OSX-1;</li> <li>Seguir programa de treinamento para situações de emergência</li> <li>Executar os programas de manutenção dos equipamentos e linhas</li> <li>Contratar mão de obra especializada e capacitada</li> <li>Observar constantemente o radar;</li> <li>Observar os avisos do sistema de controle central;</li> </ul>	51

Coordenador:

Técnico:

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP			
EMPRESA: OGX	FOLHA: 01		<u>Offloading</u>
DEPARTAMENTO: SMS	REVISÃO: 00		
SISTEMA: Exportação e Importação Óleo	SUBSISTEMA: Offloading	DATA: 06/2010	

PERIGOS	CAUSAS	MODO DE DETECÇÃO	EFEITOS	CAT. FREQ.	CAT. SEVER.	RISCO	RECOMENDAÇÕES	CENÁRIO
<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamentos nas Linhas entre os Tanques de Carga e o Carretel de Offloading</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Furos nas Linhas de transferência;</li> <li>Sobrepessão no sistema de transferência;</li> <li>Ruptura nas Linhas de transferência;</li> <li>Corrosão</li> <li>Falha Estrutural;</li> <li>Falha nas conexões, flanges e válvulas do sistema de transferência dos tanques até o carretel de offloading</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Queda de pressão no sistema de transferência;</li> <li>Alarme do sistema de monitoramento das linhas;</li> <li>Visual</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Danos materiais</li> <li>Possibilidade de ocorrência de incêndio sujeito a explosão</li> <li>Derrame de óleo na Unidade;</li> <li>Possibilidade de derrame de óleo no mar</li> </ul>	OCASIONAL	MÉDIA	RISCO MÉDIO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Executar os programas de manutenção dos sistemas de segurança (válvulas, sensores, alarmes, etc)</li> <li>Acionar o Plano SOPEP;</li> <li>Acionar o Plano de Emergência (PEI) do FPSO OSX-1;</li> <li>Seguir programa de treinamento para situações de emergência</li> <li>Executar os programas de manutenção dos equipamentos e linhas</li> <li>Contratar mão de obra especializada e capacitada</li> <li>Observar constantemente o radar;</li> <li>Observar os avisos do sistema de controle central;</li> </ul>	52
<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamento médio nos mangotes de offloading</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Falha Estrutural do mangote</li> <li>Colisão com outras embarcações</li> <li>Furo nos mangotes de offloading;</li> <li>Rompimento do mangote de offloading;</li> <li>Problemas durante a lavagem dos mangotes de offloading;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Visual</li> <li>Alarme do sistema de pressão do offloading do navio aliviador e/ou do FPSO;</li> <li>Medidor de pressão no mangote de offloading;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Danos materiais no mangote</li> <li>Derrame de óleo no mar;</li> <li>Parada do Offloading</li> </ul>	PROVÁVEL	MÉDIA	RISCO MÉDIO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Executar os programas de manutenção dos sistemas de segurança (válvulas, sensores, alarmes, etc)</li> <li>Acionar o Plano de Emergência (PEI) do FPSO OSX-1;</li> <li>Seguir programa de treinamento para situações de emergência</li> <li>Executar os programas de manutenção dos equipamentos e linhas</li> <li>Contratar mão de obra especializada e capacitada</li> <li>Observar constantemente o radar e impedir o tráfego de embarcações durante o offloading;</li> <li>Observar os avisos do sistema de controle central;</li> <li>Manter a inspeção dos mangotes em dia e realizar os devidos testes hidrostáticos;</li> </ul>	53

Coordenador:

Técnico:

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP			
EMPRESA: OGX		FOLHA: 01	
DEPARTAMENTO: SMS		REVISÃO: 00	
SISTEMA: Exportação e Importação Óleo	SUBSISTEMA: Offloading	DATA: 06/2010	<u>Offloading</u>

PERIGOS	CAUSAS	MODO DE DETECÇÃO	EFEITOS	CAT. FREQ.	CAT. SEVER.	RISCO	RECOMENDAÇÕES	CENÁRIO
<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamento crítico durante a manobra de offloading</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Falha Estrutural do mangote</li> <li>Colisão com outras embarcações</li> <li>Rompimento do mangote de offloading;</li> <li>Desconexão do mangote de offloading;</li> <li>Falha nas juntas e conexões dos mangotes de offloading</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Visual</li> <li>Alarme do sistema de pressão do offloading do navio aliviador e/ou do FPSO;</li> <li>Medidor de pressão no mangote de offloading;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Danos estruturais no mangote</li> <li>Derrame de óleo no mar;</li> <li>Parada do Offloading</li> </ul>	PROVÁVEL	CRÍTICA	RISCO ALTO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Executar os programas de manutenção dos sistemas de segurança (válvulas, sensores, alarmes, etc)</li> <li>Acionar o Plano de Emergência (PEI) do FPSO OSX-1;</li> <li>Seguir programa de treinamento para situações de emergência</li> <li>Executar os programas de manutenção dos equipamentos e linhas</li> <li>Contratar mão de obra especializada e capacitada</li> <li>Observar constantemente o radar e impedir o tráfego de embarcações durante o offloading;</li> <li>Observar os avisos do sistema de controle central;</li> <li>Manter a inspeção dos mangotes em dia e realizar os devidos testes hidrostáticos;</li> </ul>	54
<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamento devido a colisão do navio aliviador com FPSO.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Falha no Sistema de Posicionamento do navio aliviador;</li> <li>Falha de manobra (Erro Humano);</li> <li>Falha nas manobras de lastreamento</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Visual</li> <li>Radar;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Danos materiais nas embarcações;</li> <li>Derrame de óleo no mar;</li> <li>Possibilidade de Afundamento do Navio Aliviador ou Plataforma de Produção FPSO;</li> </ul>	REMOTA	CATASTRÓFICA	RISCO MÉDIO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Executar os programas de manutenção dos sistemas de segurança (válvulas, sensores, alarmes, etc)</li> <li>Acionar o Plano de Emergência (PEI) do FPSO OSX-1;</li> <li>Seguir programa de treinamento para situações de emergência</li> <li>Executar os programas de manutenção dos equipamentos e linhas</li> <li>Contratar mão de obra especializada e capacitada</li> <li>Observar constantemente o radar e impedir o tráfego de embarcações durante o offloading;</li> <li>Observar os avisos do sistema de controle central;</li> <li>Manter a inspeção dos mangotes em dia e realizar os devidos testes hidrostáticos;</li> </ul>	55

Coordenador:

Técnico:

2429-00-EIA-RL-0001-00  
Julho de 2010 - Rev. nº 0

DESENVOLVIMENTO INTEGRADO DA PRODUÇÃO E ESCOAMENTO DE ÓLEO E GÁS NATURAL  
NA ÁREA ABRANGIDA PELOS BLOCOS BM-C-39, BM-C-40, BM-C-41, BM-C-42 E BM-C-43,  
BACIA DE CAMPOS

Estudo de Impacto Ambiental - EIA

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP			
EMPRESA: OGX		FOLHA: 01	
DEPARTAMENTO: SMS		REVISÃO: 00	
SISTEMA: Exportação e Importação Óleo	SUBSISTEMA: Transferência de Diesel	DATA: 06/2010	

Transferência de Diesel

PERIGOS	CAUSAS	MODO DE DETECÇÃO	EFEITOS	CAT. FREQ.	CAT. SEVER.	RISCO	RECOMENDAÇÕES	CENÁRIO
<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamento nos mangotes durante a manobra de transferência de diesel;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Falha Estrutural do mangote</li> <li>Colisão com outras embarcações</li> <li>Rompimento do mangote de diesel</li> <li>Desconexão do mangote de diesel;</li> <li>Falha nas juntas e conexões dos mangotes de transferência de diesel;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Visual</li> <li>Alarme do sistema de pressão da transferência de diesel;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Danos estruturais no mangote</li> <li>Derrame de óleo diesel no mar;</li> <li>Parada da transferência de diesel;</li> </ul>	PROVÁVEL	MÉDIA	RISCO MÉDIO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Executar os programas de manutenção dos sistemas de segurança (válvulas, sensores, alarmes, etc)</li> <li>Acionar o Plano de Emergência (PEI) do FPSO OSX-1;</li> <li>Seguir programa de treinamento para situações de emergência</li> <li>Executar os programas de manutenção dos equipamentos e linhas</li> <li>Contratar mão de obra especializada e capacitada</li> <li>Observar constantemente o radar e impedir o tráfego de embarcações durante o offloading;</li> <li>Observar os avisos do sistema de controle central;</li> <li>Manter a inspeção dos mangotes em dia e realizar os devidos testes hidrostáticos;</li> </ul>	56

Coordenador:

Técnico:

DESENVOLVIMENTO INTEGRADO DA PRODUÇÃO E ESCOAMENTO DE ÓLEO E GÁS NATURAL  
NA ÁREA ABRANGIDA PELOS BLOCOS BM-C-39, BM-C-40, BM-C-41, BM-C-42 E BM-C-43,  
BACIA DE CAMPOS

2429-00-EIA-RL-0001-00  
Julho de 2010 - Rev. nº 0

Estudo de Impacto Ambiental - EIA

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

EMPRESA: OGX	FOLHA: 01	<u>Aeronave de Apoio</u>
DEPARTAMENTO: SMS	REVISÃO: 00	
SISTEMA: Transporte Aéreo	SUBSISTEMA: Aeronave de Apoio	

PERIGOS	CAUSAS	MODO DE DETECÇÃO	EFEITOS	CAT. FREQ.	CAT. SEVER.	RISCO	RECOMENDAÇÕES	CENÁRIO
<ul style="list-style-type: none"> <li>Vazamentos de Querosene de Aviação</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Erro Operacional ou do equipamento (aterrissagem / decolagem)</li> <li>Choque com guindaste ou estruturas elevadas</li> <li>Adversidade climática</li> <li>Colisão / queda de helicóptero com a unidade de produção de gás.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Visual</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Danos materiais</li> <li>Possibilidade de queda da aeronave no mar</li> <li>Possibilidade de incêndio sujeito a explosão</li> </ul>	REMOTA	MÉDIA	RISCO BAIXO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Executar os programas de manutenção dos equipamentos e linhas</li> <li>Executar os programas de manutenção dos sistemas de segurança (válvulas, sensores, alarmes, etc)</li> <li>Cumprir os procedimentos de registro e investigação das causas do acidente</li> <li>Acionar o Kit SOPEP (Ship Oil Pollution Emergency Plan)</li> <li>Contratar mão de obra especializada e capacitada</li> <li>Seguir procedimentos e realizar treinamentos para situações de emergência</li> <li>Acionar o Plano de Emergência (PEI);</li> <li>Seguir as normas de segurança de voo e condições climáticas;</li> <li>Restringir o uso de guindastes durante as operações de aterrissagem e decolagem da aeronave.</li> </ul>	57

Coordenador:

Técnico:



2429-00-EIA-RL-0001-00  
Julho de 2010 - Rev. nº 0

DESENVOLVIMENTO INTEGRADO DA PRODUÇÃO E ESCOAMENTO DE ÓLEO E GÁS NATURAL  
NA ÁREA ABRANGIDA PELOS BLOCOS BM-C-39, BM-C-40, BM-C-41, BM-C-42 E BM-C-43,  
BACIA DE CAMPOS

Estudo de Impacto Ambiental - EIA

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP			
EMPRESA: OGX	FOLHA: 01		<u>Blowout</u>
DEPARTAMENTO: SMS	REVISÃO: 00		
SISTEMA: Árvore de Natal / Cabeça de Poço	SUBSISTEMA: Blowout	DATA: 06/2010	

PERIGOS	CAUSAS	MODO DE DETECÇÃO	EFEITOS	CAT. FREQ.	CAT. SEVER.	RISCO	RECOMENDAÇÕES	CENÁRIO
<ul style="list-style-type: none"> <li>Blowout</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Falha na Árvore de Natal Molhada e/ou Cabeça de Poço</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Visual</li> <li>Sensores de Pressão</li> <li>Falha nas válvulas da ANM e/ou Cabeça de Poço</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Danos materiais</li> <li>Liberção de Óleo no fundo do mar</li> </ul>	REMOTA	CATASTRÓFICA	RISCO MÉDIO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Executar os programas de manutenção dos equipamentos e linhas</li> <li>Executar os programas de manutenção dos sistemas de segurança (válvulas, sensores, alarmes, etc)</li> <li>Cumprir os procedimentos de registro e investigação das causas do acidente</li> <li>Contratar mão de obra especializada e capacitada</li> <li>Seguir procedimentos e realizar treinamentos para situações de emergência</li> <li>Acionar o Plano de Emergência (PEI);</li> <li>Fazer as inspeções submarinas de acordo com os procedimentos operacionais;</li> </ul>	58

Coordenador:

Técnico:

Com base nas planilhas de APP, foram avaliadas as consequências e as frequências de ocorrência das causas de contaminação previstas nas planilhas, resultando nas seguintes Matrizes de Risco.

Quadro II.8-45 - Matriz de Riscos da Atividade

	Catastrófica	Crítica	Média	Menor
Frequente $F \geq 10^{-1}$				
Provável $10^{-1} > F \geq 10^{-2}$		1	2	
Ocasional $10^{-2} > F \geq 10^{-3}$		8	18	12
Remota $10^{-3} > F \geq 10^{-4}$	3	2	6	5
Extremamente Remota		1		

Risco Alto    
 Risco Médio    
 Risco Baixo

Nota-se que segundo os resultados da avaliação, existem apenas 1 perigo classificado como de Alto Risco na operação, relacionado a eventos de transferência de inventário de óleo produzido. Além disso, verifica-se que das 58 hipóteses acidentais levantadas, 33 foram classificadas como risco médio e 24 como risco baixo.

#### II.8.3.4 - Avaliação das Frequências de Ocorrência dos Cenários Acidentais

Uma avaliação quantitativa da frequência de ocorrência dos cenários considerados como de Risco Alto pela APP foi realizada conforme a metodologia descrita a seguir:



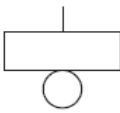


##### a) Descrição do Método da Árvore de Falha

A análise de árvore de falha, ou FTA (*fault tree analysis*), é uma técnica dedutiva que foca em um sistema de eventos em particular e proporciona um método para determinar causas para o evento. Uma análise básica é conduzida através da definição do problema e de condições de contorno, construção da árvore de falhas e análise quantitativa, ou seja, cálculo da não-confiabilidade ou indisponibilidade do sistema.

A árvore de falha é um modelo gráfico que mostra as várias combinações de defeitos, erros, falhas de equipamentos ou de operação humana que resultam em uma indesejável falha do

sistema. Ela mostra a inter-relação entre falhas de equipamentos e o evento específico indesejável, chamado de evento topo. Alguns símbolos (Quadro II.8-46) são usados para expressar estas relações por combinações lógicas (porta E, porta OU), eventos de entrada, descrição de estados e símbolos de transferência.

Quadro II.8-46 - Símbolos empregados na construção da árvore de falhas

Portas Lógicas		Porta OU indica que o evento de saída ocorre se qualquer um dos eventos de entrada ocorrer
		Porta E indica que o evento de saída ocorre se ambos os eventos de entrada ocorrerem
Eventos de entrada		O evento básico representa a falha de equipamento ou de operação e não necessita de desenvolvimento adicional
Símbolos de transferência	<p>de saída </p> <p>de entrada </p>	O símbolo de transferência de saída indica que o evento será desenvolvido depois, quando o símbolo de transferência de entrada for apresentado

Neste caso, o início da FTA será feito com base na APP e nos diagramas ou desenhos esquemáticos de sistemas fornecidos pelo cliente. A construção da árvore de falhas sempre começa com o evento topo e continua até que todos os eventos de falha tenham se desenvolvido até um evento básico. O evento topo poderá ter causas básicas imediatas, mas normalmente terá causas intermediárias que necessitarão de desenvolvimento para alcançar o topo. Se qualquer um dos eventos imediatos causa falha direta do evento topo, as causas estarão ligados a ele por uma porta lógica “OU”. Se todas as causas imediatas necessitam ocorrerem juntas para chegar ao evento topo, então estarão ligadas a ele por uma porta lógica “E”.

Assumindo que os eventos básicos são estatisticamente independentes e que temos conhecimento da probabilidade de ocorrência de cada um deles, podemos calcular a frequência de ocorrência do evento topo.

O procedimento de cálculo da árvore de falha será indicado a seguir, o qual foi utilizado para obtenção dos resultados apresentados nas hipóteses acidentais de risco alto.

Assume-se um sistema com somente uma porta E, e sendo  $B_i(t)$  indicador de que o evento  $B_i$  ocorre no tempo  $t$ , para  $i = 1, 2, 3, \dots, n$ . O evento  $B_i$  é normalmente uma falha de componente. A probabilidade de que o evento esteja ocorrendo no tempo  $t$  é definida por:

$$q_i(t) = \Pr(B_i(t))$$

E, conseqüentemente,  $q_i(t)$  é a não-confiabilidade do componente.

A probabilidade do evento topo do sistema ocorrer no tempo  $t$ ,  $Q_s(t)$ , é então:

$$Q_s(t) = \Pr(B_1(t) \cdot \Pr(B_2(t)) \dots \Pr(B_n(t)))$$
$$Q_s(t) = q_1(t) \cdot q_2(t) \dots q_n(t)$$

Assumindo-se que o sistema seja composto de uma porta OU, temos o que se chama de sistema em série. Neste caso, a falha de qualquer um dos eventos básicos irá fazer o evento topo ocorrer, ou seja, todos os componentes devem funcionar para o sistema estar em funcionamento. A probabilidade de ocorrência do evento topo no tempo  $t$  será:

$$Q_s(t) = 1 - ((1 - q_1(t)) \cdot (1 - q_2(t)) \dots (1 - q_n(t)))$$

A avaliação de falha do *Cut-Set* mínimo identifica o menor número de componentes básicos em falha simultânea que faz o evento topo ocorrer. Em outras palavras, é a menor combinação de falhas que causa o evento topo. Se um dos eventos no *Cut-Set* não ocorrer, o evento topo não ocorre. Desta forma, identifica-se também o modo de falha. A probabilidade de que o *Cut-Set* mínimo ocorra no tempo  $t$  é dado por:

$$Q_j(t) = \prod_{i=1}^r q_{j,i}(t)$$

Onde assumimos que todos os eventos básicos  $r$  no *Cut-Set* mínimo  $j$  são independentes.

A avaliação do conjunto de eventos identificados pelo mínimo *Cut-Set* indica os pontos críticos do sistema analisado.

O cálculo da frequência de falha do evento topo é entendido facilmente se tivermos um evento de causa ou iniciação de falha do tipo frequência (por exemplo: clima extremo ou colisão) combinado em paralelo com outro componente de barreira (por exemplo: válvula ou sensor) do tipo reparável ou sob demanda. A frequência de falha é calculada por:

$$Freq(TOPO) = fA \cdot qB$$

Sendo  $fA$  a frequência do evento iniciador e  $qB$  a probabilidade de falha do componente de segurança. Note que este cálculo somente funciona se existir um evento iniciador do tipo frequência por mínimo cut-set. Se não houver frequência de ocorrência de iniciação de falha não faz sentido calcular a frequência do evento topo.

Os tipos de eventos básicos empregados são: unidades não reparáveis e probabilidade sob demanda.

Se a falha é não-reparável, a probabilidade do evento básico será:

$$q_i(t) = 1 - e^{-\lambda_i t} \approx \lambda_i t$$

Sendo  $\lambda_i$  a taxa de falha do evento.

No caso de falha sob demanda, a unidade não está ativa durante operação normal, mas pode ser acionada esporadicamente, como é o caso das válvulas de segurança. Também pode ser usado para modelar erros humanos, pois os operadores podem falhar sob a demanda de uma emergência.

A montagem das árvores e os cálculos de frequência de ocorrência do evento topo foram feitos empregando-se o programa *CARA-FaultTree Application Version 4.2*. O programa é reconhecido mundialmente, sendo empregado por algumas das maiores empresas de engenharia, estaleiros e classificadoras do ramo, inclusive a DNV.

## b) Aplicação dos Métodos

Devido à complexidade de disposição e de operação do sistema completo, a análise foca nas possibilidades de falha comuns aos equipamentos envolvidos com base nos dados de entrada de taxas de falha, independentemente de estado operacional. A quantidade de equipamentos

envolvidos nas análises pode ser mais facilmente descrita para os elementos como tanques, bombas e unidades de controle. O erro humano está presente em praticamente todos os sistemas de tanques, uma vez que o controle de válvulas e bombas pode ser erroneamente operado. Contudo, a falha crítica do equipamento associado também deverá ocorrer, uma vez que somente o erro de operação não deve causar vazamento imediato devido às redundâncias e os sistemas de segurança.

O parâmetro calculado é a frequência anual do evento topo ocorrer. É empregado o método do cálculo exato. Como a frequência de falha tende a aumentar com o tempo a análise torna-se conservadora em demasia se os cálculos forem feitos para o tempo de 1 ano quando as operações são realizadas em períodos curtos de tempo com repetições semanais ou mensais. A base de tempo de cálculo será informada em cada hipótese de acidente.

#### *Hipótese Acidental 54 - VAZAMENTO DO SISTEMA DE OFFLOADING*

Os eventos de transferência de óleo cru do navio FPSO para navios aliviadores são fonte de riscos para o meio ambiente. A transferência ocorre em bateladas periodicamente para transportar o óleo armazenado a bordo do FPSO para o continente. Esta periodicidade foi estimada em 15 dias e as operações levam em torno de 24 horas para serem concluídas, ou seja, desde a conexão, passando pelo carregamento, até a desconexão do mangote de transferência. O mangote empregado pelo FPSO OSX-1 é de 20 polegadas de diâmetro e tem 120 metros de comprimento. Ambas as extremidades apresentam válvulas de segurança com abertura feita somente após conexão dos flanges fixos. Em caso de emergência, como por exemplo, por perda de posição de um das unidades flutuantes, a desconexão é rápida e a válvula fecha, confinando o fluido no interior do mangote. A operação de transferência é permanentemente monitorada e é imediatamente interrompida em caso de superações dos limites de suas variáveis de controle. Durante toda a operação, há acompanhamento visual do mangote, por pessoa no convés, para detecção de algum vazamento para o mar.

A hipótese acidental de vazamento durante a transferência de óleo diesel para o navio FPSO é analisada por meio de árvore de falhas, apresentada na Figura II.8-12.

A análise de falha avalia as possibilidades de vazamento no mangote, nas conexões ou válvulas, no sistema de controle de vazão e pressão e o erro humano. A falha de bombas e de fornecimento de energia não foi incluída, pois não foram considerados como causas de vazamento. A descrição de cada hipótese é apresentada abaixo:

**Falha do sistema mangote e sensor:** Os sensores monitoram os parâmetros de vazão e pressão na linha. No caso de um vazamento por ruptura ou falha de integridade do mangote os sensores detectarão desvio dos valores de operação segura e acionarão alarme para que seja seguido o procedimento de desativação do bombeamento para a linha. Para ocorrer um vazamento de volume significativo, o mangote e os sensores devem falhar simultaneamente. As causas de falha do mangote podem ser a falha do próprio mangote, a perda de posição do navio aliviador, a falha na ancoragem do FPSO e a falha no sensor.

**Falha do sistema conector/válvula e sensor:** Como a conexão é associado à válvula de segurança, este sistema foi considerado como um subsistema. Tanto a falha do conector ou da válvula poderão acarretar vazamento se o sensor também não funcionar adequadamente. A falha do sensor é imprescindível para que ocorra vazamento, pois o bombeamento é desativado caso os parâmetros de pressão e vazão indiquem falha de operação.

**Falha do sensor e erro humano:** O erro humano está considerado nas tarefas de montagem das conexões e operação dos equipamentos. O erro humano somado a falha dos sensores poderá causar vazamento de grandes proporções.

Uma vez que as falhas simultâneas ocorram, estima-se que o operador interromperá o bombeamento e/ou realizará o fechamento das válvulas no tempo de até dois minutos (0,033 h). A vazão dada por duas bombas em paralelo do FPSO OSX-1 é de 6250 m<sup>3</sup>/h (Q2). Nestes casos, o volume vazado será calculado abaixo:

$$V = (\text{tempo de interrupção}) * Q2$$
$$V = 0,033 \text{ h} * 6250 \text{ m}^3/\text{h} = 208,3 \text{ m}^3$$

O volume de derramamento adotado para o cálculo de risco quantitativo é classificado, de forma bastante conservadora, como de severidade crítica, já que o volume ultrapassa o limite de 200 m<sup>3</sup> para a categoria de severidade média.

A árvore de falhas está apresentada na Figura II.8-12.

As taxas de falha dos equipamentos foram obtidas do banco de dados Offshore Reliability - Data Handbook, OREDA, 2002, com exceção dos eventos perda de posição e falha de ancoragem, os

quais são derivados de análises históricas. Os valores adotados nos cálculos são apresentados na Quadro II.8-47.

Quadro II.8-47 - Taxa de falha por unidade de hora, parâmetro de cálculo e descrição dos eventos adotados na árvore de falha

Evento	Tipo	Parâmetro	Valor	Descrição
Conexão	Não reparável	Lambda	0,00001	Falha na Conexão
Humano	Sob demanda	q	0,00004	Erro Humano
Mangote	Não reparável	Lambda	0,000032	Falha no Mangote
Sensor	Não reparável	Lambda	0,000007	Falha no sensor
Válvula	Não reparável	Lambda	0,000011	Falha na válvula de segurança
Posição	Não reparável	Lambda	0,00027	Perda de Posição do navio aliviador
Ancoragem	Não reparável	Lambda	0,00835	Falha na ancoragem do FPSO

A frequência de falha calculada para o evento em análise é de  $2,02 \times 10^{-2}$  ocorrências por ano. O resultado é derivado da multiplicação da frequência por unidade de hora calculada pelo programa, de  $3,507 \times 10^{-5} \text{ h}^{-1}$ , pela quantidade de horas de operação por ano da atividade. O tempo de cálculo é o número de horas total de operações por ano, ou seja, 48 horas por mês durante 12 meses, resultando em 576 horas por ano. Considerou-se 24 h como o tempo por operação e a realização de um abastecimento a cada 2 semanas. A classificação de frequência deste resultado é de ocorrência provável, ou seja, provável de ocorrer durante a vida útil da instalação. O resultado da avaliação quantitativa é de risco alto.

A referência *Frequency Analysis of Accidental Oil Releases from FPSO Operations in the Gulf of Mexico*, preparado para a Ecology & Environment Inc, pela DNV, indica que para o Golfo do México, podemos ter a ocorrência de até 4 vazamentos a cada 1000 operações de *offloading*. Na distribuição de volumes do cálculo da referência a faixa de vazamentos críticos (maiores de  $200 \text{ m}^3$ ) é de 0,25, ou seja, somente um quarto das ocorrências, portanto, o valor para comparação seria de 1 vazamento a cada 1000 operações. No presente trabalho estima-se que ocorrerão 24 operações de *offloading* por ano. Logo, a taxa de vazamentos da referência aplicada ao nosso trabalho seria de  $2,4 \times 10^{-2}$ , o que é bastante próximo ao valor calculado.

A análise de mínimos *cut-sets* indica que o sensor e a ancoragem do FPSO são os componentes/eventos críticos neste sistema. Este cálculo mostra que a operação de transferência é relativamente segura e que somente vazamentos pequenos poderão ocorrer se as medidas de segurança operacionais forem seguidas. É importante salientar que os equipamentos são revisados, testados antes de cada operação e passam por testes de qualificação e inspeção



periodicamente, portanto o cálculo é conservador ao admitir que os equipamentos não são reparáveis ou não são testados.

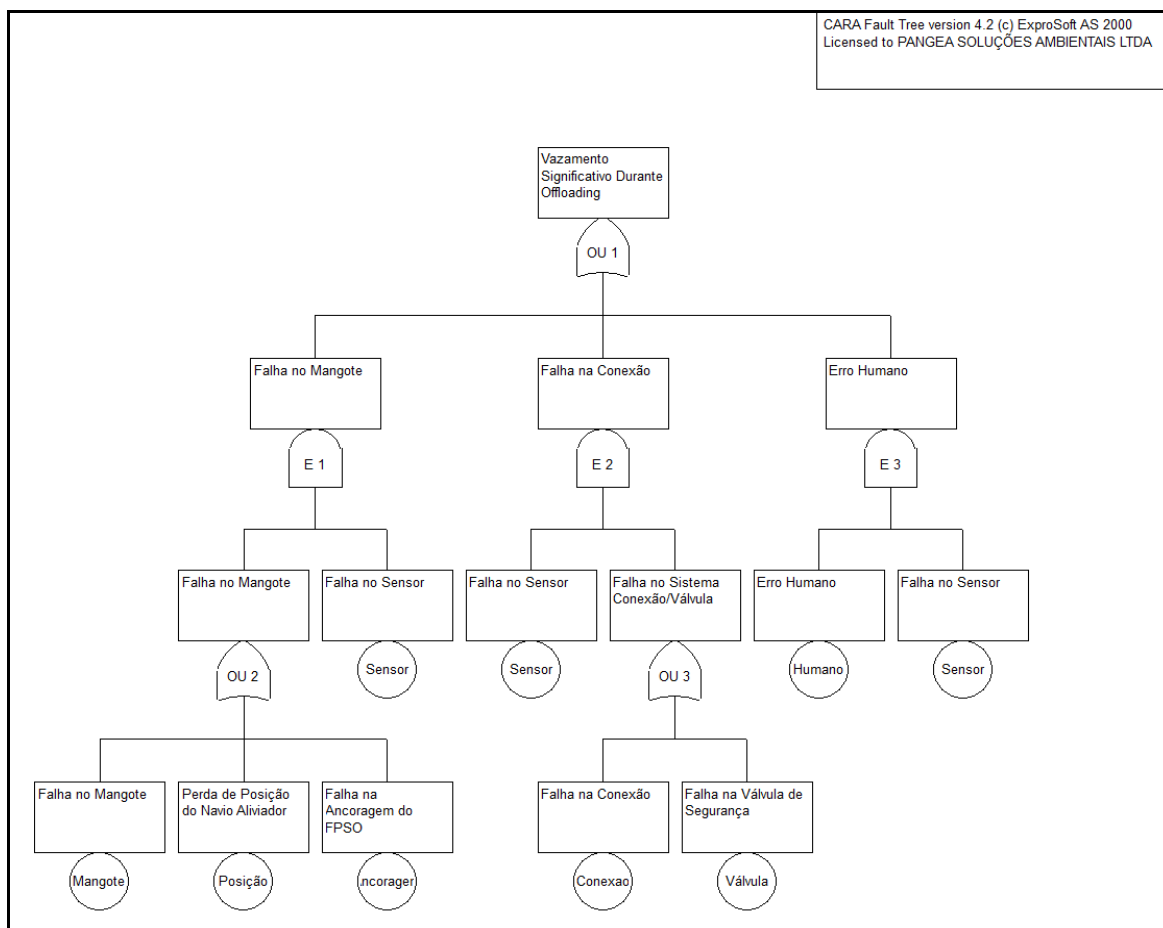


Figura II.8-12 - Árvore de Falha para evento acidental de offloading.

### Hipótese Acidental 56 - VAZAMENTO DO SISTEMA DE ÓLEO DIESEL

O evento acidental com derramamento de diesel não se apresenta com a classificação de risco alto, devido principalmente a severidade de seus danos. Contudo, no intuito de quantificar eventos com as maiores frequências encontradas e considerando que a operação de transferência ocorre entre as embarcações de suprimento e apoio para a unidade de produção periodicamente, a hipótese acidental de vazamento durante a transferência de óleo diesel para o navio FPSO é analisada a seguir.

A hipótese acidental de vazamento durante a transferência de óleo diesel foi caracterizada pela perda de contenção do mangote de transferência. Para estimativa do volume de descarga, no caso de ocorrência desta hipótese, foi considerada uma vazão média de transferência de 250 m<sup>3</sup>/h (Q1) e o somatório dos tempos de detecção e interrupção do derramamento, sendo desprezado o volume remanescente contido no interior do mangote, por ser insignificante quando comparado com o volume da descarga. Para calcular o volume do derramamento (V) correspondente, os tempos de detecção visual e interrupção do fluxo foram estimados em 2 minutos (0,033 horas).

$$V = (\text{tempo de interrupção}) * Q1$$
$$V = 0,033 \text{ h} * 250 \text{ m}^3/\text{h} = 8,25 \text{ m}^3$$

O volume de derramamento adotado para o cálculo quantitativo de risco tem severidade classificada como de categoria média.

A análise quantitativa avalia as possibilidades de falha no mangote, nas conexões e no sistema de controle de vazão e pressão, assim como o erro humano. O mangote é flutuante, para evitar contato com hélices do navio de apoio e o procedimento é acompanhado visualmente pelo operador, que pode solicitar via rádio a interrupção da operação em caso de vazamento. Existem sistemas de medição de vazão e pressão em ambas as extremidades do mangote, de forma que, ao analisar o diferencial entre os valores medidos um eventual vazamento possa ser detectado. Considerou-se que apenas as falhas simultâneas do mangote e do sensor, da conexão e do sensor ou do sensor combinada com erro humano são causadoras de vazamentos. O erro humano não foi incluído nas combinações individuais de mangote e conexão, pois o vazamento pode não depender de qualquer atitude de pessoas. O erro humano na montagem e inspeção do sistema foi considerado, combinado com falha do sensor. Somente a falha simultânea dos eventos citados poderá causar vazamento com tempo próximo a dois minutos, pois a ação dos sensores de pressão permitirá apenas vazamentos muito pequenos. Uma vez que as falhas simultâneas ocorram, acredita-se que o operador deverá interromper o bombeamento e/ou realizar o fechamento das válvulas no tempo de até dois minutos.

A árvore de falhas está apresentada na Figura II.8-13.

As taxas de falha dos eventos empregados nesta análise são apresentadas no Quadro II.8-48.

Quadro II.8-48 - Taxa de falha por unidade de hora, parâmetro de cálculo e descrição dos eventos adotados na árvore de falha

Evento	Tipo	Parâmetro	Valor	Descrição
Conexão	Não reparável	Lambda	0,00001	Falha na Conexão
Humano	Sob demanda	q	0,00004	Erro Humano
Mangote	Não reparável	Lambda	0,000032	Falha no Mangote
Sensor	Não reparável	Lambda	0,000002	Falha no sensor

A frequência de falha do evento em análise é de  $1,63 \times 10^{-4}$  ocorrências por ano, considerando 4h como o tempo de abastecimento e a realização de um abastecimento a cada 1,5 semanas, totalizando 128 horas por ano. A frequência de  $1,273 \times 10^{-6} \text{ h}^{-1}$  é o resultado inicial do cálculo, que empregou a base de tempo de 8760 h (horas por ano) para tornar a análise mais conservadora. Assume-se que o mangote é armazenado na embarcação de abastecimento, também atende outras unidades flutuantes e opera continuamente. A classificação de frequência deste resultado é de ocorrência remota.

A análise dos mínimos *cut-sets* mostra que o mangote e o sensor são os componentes críticos neste sistema, mas mesmo que estes componentes sejam modelados como não reparáveis, a frequência de falha continua baixa, mostrando que o risco de falha nesta operação é baixo. Além disso, o tempo empregado no cálculo superestima o tempo real de operação dos equipamentos, tornando a análise mais conservadora.

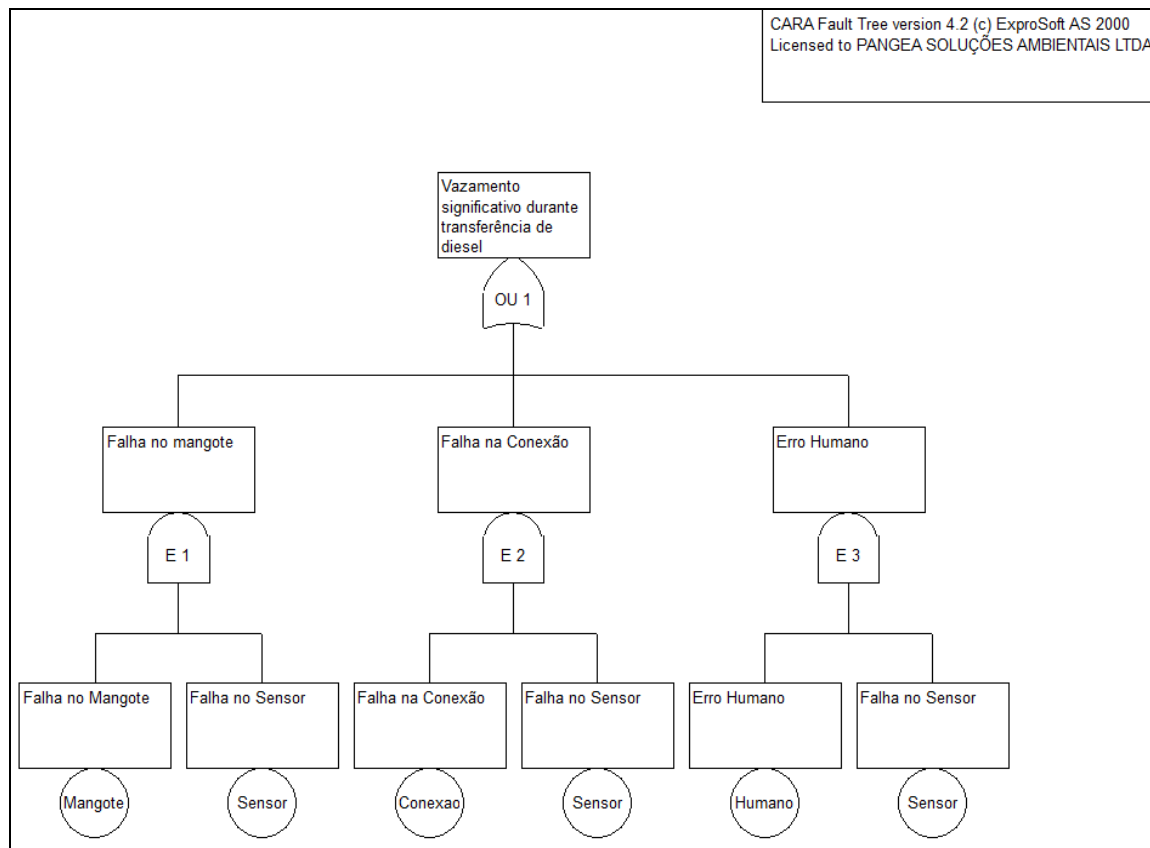


Figura II.8-13 - Árvore de Falha para evento acidental de abastecimento de diesel

## II.8.4 - Avaliação das Consequências

### II.8.4.1 - Modelagem da Dispersão de Óleo

Os estudos de modelagem de dispersão de óleo foram elaborados por faixa de volume, como proposto a seguir:

- Cenários acidentais com volume entre 0 e 8 m<sup>3</sup>;
- Cenários acidentais entre 8 e 200 m<sup>3</sup>
- Volume de Pior Caso (254.379 m<sup>3</sup>), segundo CONAMA 398/08.

Não foram realizadas modelagens com volumes intermediários para subsidiar a elaboração desta Análise de Riscos Ambientais.

Os resultados destes estudos estão apresentados no item II.6.1.

### II.8.4.2 - Análise de Vulnerabilidade e Identificação dos Componentes de Valor Ambiental.

A Análise de Vulnerabilidade para o cenário de pior caso (afundamento do VLCC) é apresentada dentro do Plano de Emergência Individual (PEI) no item II.9.3.

Com base em seus resultados foram identificados os Componentes com Valor Ambiental com presença significativa na área afetada, vulneráveis à poluição por óleo, respeitando-se os critérios definidos no TR N° 003/10:

- Serem importantes para a população local;
- Ter um interesse nacional ou internacional;
- Ter importância ecológica.

Para uma melhor avaliação dos riscos ambientais a que estes componentes estão sujeitos, podemos classificar como Componentes Marinhos e Componentes Costeiros. Esta divisão é

necessária devido aos processos sócio-ecológicos e físico-químicos importantes na magnificação do possível impacto ambiental serem muito diferentes.

#### Componentes Marinhos

- Plâncton
- Nécton
  - ▶ Cetáceos
  - ▶ Quelônios
  - ▶ Peixes Pelágicos
- Pesca

#### Componentes Costeiros

- Peixes Costeiros
- Costões Rochosos
- Praias Arenosas
- Manguezais
- Estuários

#### II.8.4.2.1 - Tempo de Recuperação dos Componentes Ambientais

Os impactos de um vazamento de óleo podem variar desde mínimos até catastróficos (morte de organismos e ameaças de ecossistemas) para a comunidade biológica local e regional. Seguimos esta linha de raciocínio quando comparamos o impacto causado em um ecossistema como o planctônico, em águas oceânicas, por um vazamento de diesel (impacto mínimo) e o impacto causado por uma mancha de óleo atingindo um manguezal ou um estuário fechado, envolvendo diversas comunidades da fauna e da flora (impacto catastrófico).

Assim, o tempo de recuperação de cada componente pode variar de alguns dias a décadas, dependendo da complexidade ecológica deste componente e das características físico-químicas que regem a sua dinâmica. Para que um risco seja tolerável, o tempo de recuperação do componente ambiental deverá ser insignificante em comparação com o tempo de ocorrência do dano.

### Componentes Ambientais

**Plâncton** - As comunidades planctônicas apresentam uma taxa de mortalidade natural muito alta devido a sua natureza ecológica. Esta estratégia natural permite que este componente ambiental apresente uma grande tolerabilidade a acidentes com derrames de petróleo no mar, principalmente em regiões oceânicas. Entretanto, uma vez que o plâncton ocorre caracteristicamente na camada mais superficial do oceano, é justamente a fração mais susceptível ao óleo, com alto risco de exposição ao produto (API, 1985).

Não há nenhum registro que qualquer vazamento de óleo ocorrido possa ter eliminado um número suficiente de exemplares adultos em fase de pesca ou seus estágios larvais ou juvenis em ambientes oceânicos (*offshore*) que pudesse afetar de maneira significativa as populações adultas diretamente (IPIECA, 2000a). Isto se dá principalmente devido ao fato da concentração do óleo na superfície das águas ser pequena, variando de algumas partes por milhão (ppm) a menos de 0,1 ppm, e a concentração química do óleo em dispersão pelas correntes oceânicas decresce rapidamente com o tempo e com a profundidade (IPIECA, 1993a). Como exemplo, podemos citar que não foi constatado nenhum efeito adverso sobre a população de peixes adultos nos acidentes do *blowout* do Ekofisk e do vazamento do *Argo Merchant*.

Um importante aspecto diretamente relacionado aos possíveis danos sobre as populações planctônicas, particularmente o ictioplâncton, é aquele relacionado a época de reprodução dos estoques pesqueiros. Caso um acidente com vazamento de óleo ocorra em épocas de desova, os danos para as populações pesqueiras podem ser mais intensos.

Ovos e estágios larvais são mais vulneráveis a poluição por óleo do que a população adulta. Em muitos peixes, moluscos e crustáceos estes estágios são planctônicos e podem ser encontrados nas superfícies dos oceanos mundiais, podendo ser afetados pelos vazamentos diretamente. Acontece que muitas das espécies pelágicas importantes comercialmente desovam em grandes e diversas áreas. Um exemplo que podemos utilizar é o caso do bacalhau, que em estágio de maturação recente pode produzir cerca de 3 a 7 milhões de ovos em uma única desova. Uma

pequena porção destes chega a forma adulta, sendo que o restante entra na cadeia trófica dos oceanos ou simplesmente morre. Além disso, o número de juvenis recrutados varia a cada ano, e dessa variação depende o quantitativo do estoque a ser explorado pelas pescarias. Vários fatores afetam o recrutamento, dentre eles condições oceanográficas e ecológicas.

Estudos realizados durante o acompanhamento de vários vazamentos de óleo reportados em IPIECA (2001), foram verificados efeitos diretos sobre as populações planctônicas, incluindo a mortalidade de organismos na área afetada pelo vazamento. Contudo, devido às características ecológicas deste componente ambiental, o tempo de recuperação do componente ambiental plâncton pode variar de meses a alguns anos, dependendo do tamanho do vazamento, da coincidência com as épocas de desova e de características físicas das áreas de desova afetadas, no caso de áreas costeiras.

Em águas oceânicas há rápida diluição e dispersão do óleo. Da mesma forma, o plâncton encontra-se irregularmente distribuído na massa d'água. Conseqüentemente não se espera um efeito significativo aos organismos planctônicos dessas regiões do oceano (ITOPF, 1987).

Já em áreas costeiras, por outro lado, o plâncton é vulnerável a derrames, tendo em vista a menor circulação e renovação das águas, principalmente em baías e estuários. Além do contato com o produto, de sua fração hidrossolúvel ou mesmo pela ingestão no caso do zooplâncton, as manchas mais espessas de óleo impedem a incidência de luz nas camadas inferiores da coluna d'água, ocasionando mortalidade dos organismos fotossintetizantes (Lopes, 2007).

Porém, em geral o plâncton tende a se recuperar em curto prazo, visto sua elevada taxa reprodutiva. Em certos casos, ovos e larvas de peixes podem ser afetados, reduzindo temporariamente o número de recrutas no estoque pesqueiro. Entretanto, não tem sido evidenciado efeito em longo prazo nas populações adultas (IMO, 1997).

Assim, levando em consideração as informações da bibliografia o tempo de recuperação do componente ambiental plâncton foi classificado com de conseqüência menor a moderada.

Quelônios: A bibliografia sobre os efeitos dos vazamentos de óleo sobre as populações de quelônios é escassa, porém, estudos indicam que os impactos dos vazamentos de óleo nos quelônios variam de letais até subletais (IPIECA 2000a). Em regiões oceânicas estes efeitos são de pequena intensidade devido ao hábito destes animais, mas podem vir a tomar grande proporção



caso afete as áreas costeiras, em especial as regiões de alimentação e desova ao longo de praias da área de influência do empreendimento.

Ressalta-se que estes impactos tem sua dimensão diretamente relacionadas com as épocas do ano e sobreposição das áreas geográficas delimitadas como de desova. De forma conservativa, classificou-se como tempo de recuperação para os eventos relacionados ao cenário de risco alto com provável vazamento de óleo proveniente de operações de *offloading*, entre 1 e 3 anos com categoria de consequência moderada. Esta classificação tomou como base que os eventos de impacto estarão concentrados na região oceânica, a qual possui alta capacidade de dispersão de médios volumes de óleo, além da inexistência de impacto sobre áreas costeiras delimitadas como áreas de desova com consequência acima de moderada.

**Cetáceos:** A bibliografia sobre os efeitos dos vazamentos de óleo sobre as populações de cetáceos é escassa. Levando-se em consideração a ecologia destes animais, é difícil para baleias, golfinhos serem afetados por um vazamento de óleo. Os efeitos nestes animais estão ligados à ingestão de óleo pelo animal ou à inalação de vapores quando sobem à tona para respirar (IMO, 1997).

Caso estes organismos sejam afetados por um vazamento de óleo, o tempo de recuperação deste componente ambiental depende do número de indivíduos afetados, para então sabermos se este impacto pode ou não afetar a sua população, tornando o dano muito menos tolerável.

Se impactadas, as populações de mamíferos marinhos apresentam recuperação lenta, pois são formadas normalmente por pequeno número de indivíduos. Além disso, a maturidade sexual só é alcançada tardiamente. Os poucos indivíduos das populações que estão aptos a reproduzir, quando o fazem, têm prole de poucos exemplares (Lopes, 2007).

De forma conservativa, devido a localização da região e da sensibilidade do componente ambiental analisado foi considerado, de forma conservativa, um tempo de recuperação de até 10 anos (considerável) para o componente cetáceos. Ressaltamos que o período de migração das baleias também foi considerado para realizar esta classificação.

**Peixes Pelágicos:** Seguindo a mesma lógica utilizada para a pesca (socioeconomia), os peixes pelágicos possuem mecanismos que podem auxiliar na sua recuperação relativamente rápida, devido ao simples fato de estarem em diversos lugares ao mesmo tempo. Assim, devido à sua elevada mobilidade, os peixes de água oceânica, exibem baixa vulnerabilidade ao óleo porque deixam as áreas contaminadas em busca de locais livres de poluentes (IPIECA, 1991). Sendo assim, caso tenhamos uma área afetada, somente alguns exemplares da população estarão

sujeitos ao impacto, não afetando desta forma a população e as atividades pesqueiras que delas dependem. Dessa forma podemos considerar que o tempo de recuperação dos peixes pelágicos pode ser considerado moderado.

**Peixes Costeiros:** A maioria dos vazamentos de óleo já registrado ocorreu nas proximidades da costa e não em áreas oceânicas como nesta atividade de exploração de petróleo. Quando o óleo aproxima-se das regiões costeiras o potencial de impacto sobre a ictiofauna é potencializado, particularmente devido às espécies demersais, geralmente com pequenos estoques e áreas de desova e reprodução restritas. Os peixes de águas costeiras, sobretudo os que vivem associados a fundos consolidados - corais, rochas, que exibem comportamento territorial são mais vulneráveis, pois têm maior oportunidade de contato com as frações hidrossolúveis do poluente ou através da ingestão do produto pela contaminação de seus recursos alimentares (Lopes, 2007). Dessa forma podemos considerar que o tempo de recuperação dos peixes pelágicos pode ser considerado considerável.

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

De acordo com IPIECA, 1991, a recuperação de população depende tanto da existência de reservatórios de indivíduos jovens não-reprodutores a partir da qual colônias reprodutivas podem ser refeitas quanto de uma alta taxa de reprodução das espécies. Não há nenhuma evidência de que um vazamento de óleo danificou permanentemente uma população de aves marinhas, entretanto as populações de espécies com distribuição muito local podem estar em risco em circunstâncias excepcionais. Dessa forma podemos considerar que o tempo de recuperação das aves marinhas pode ser considerado moderado.

**Pesca (Socioeconomia):** Os vazamentos de óleo de grande porte geralmente causam perdas para as atividades pesqueiras de um modo geral. Considerando que as atividades serão realizadas em área oceânica, onde a principal atividade é a pesca de espécies pelágicas, as quais não são

afetadas de forma catastrófica para a sua população devido a sua natureza ecológica, as atividades pesqueiras teriam um impacto maior somente se o vazamento atingisse as regiões costeiras.

Quando de um acidente ambiental de vazamento de óleo ocorre em proporções que possam afetar as atividades de pesca, poderão ser criadas zonas de exclusão de pesca devido a contaminação das áreas, gerando desta forma perda financeira para as atividades industriais e dificuldades de subsistência para populações artesanais afetadas.

Considerando que as atividades ocorrerão em área oceânica e que a recuperação dos estoques pesqueiros pelágicos é considerada boa, considerou-se que o tempo de recuperação deste parâmetro ambiental é moderado.

Manguezais: No Brasil os manguezais são considerados os ambientes costeiros mais sensíveis e vulneráveis a vazamentos de óleo. Essa sensibilidade está refletida nas Especificações e Normas Técnicas para Elaboração de Cartas de Sensibilidade Ambiental para Derramamentos de Óleo - Cartas SAO (BRASIL, 2004a), onde estão incluídos no ISL 10, na categoria de máxima sensibilidade (Lopes, 2007). As manchas de óleo provenientes de vazamentos que possam alcançar a costa podem atingir os manguezais com o auxílio das marés altas, depositando-se nas raízes aéreas e na superfície dos sedimentos quando a maré retorna (baixa-mar). A atuação das marés é o principal veículo de dispersão dos contaminantes em áreas de manguezais e afetam diretamente na distribuição do óleo e seus possíveis efeitos para as comunidades de manguezais. Os níveis de maré podem levar as manchas de óleo a locais de difícil acesso, sendo o trabalho de dimensionamento da área afetada dificultado pela densidade das florestas de mangue, sendo geralmente necessária a realização de mapeamento aéreo para perceber a real dimensão dos impactos (IPIECA, 2000b).

Segundo API (2001) e IPIECA (1993), os manguezais são classificados como altamente vulneráveis pela sua diversidade, extensão dos bosques de mangue, elevada sensibilidade aos poluentes, longo período para a recuperação de suas comunidades e dificuldade de remoção do óleo dos extensos sistemas de raízes-escora e pneumatóforos associados ao sedimento.

Michel e Hayes (1992) e Kathiresan e Bingham (2001), entre outros, alertam que a regeneração desses ecossistemas pode levar décadas. Atividades ligadas à indústria petroquímica, na produção, armazenamento e transporte têm gerado eventos de contaminação de manguezais com óleo, causando efeitos negativos sobre esses ecossistemas.

Diante de todas estas dificuldades os ecossistemas dos manguezais podem sofrer sérios danos caso sejam afetados por vazamentos de óleo, possuindo uma baixa tolerabilidade a este tipo de impacto. Os organismos que vivem nos manguezais podem ser afetados de duas formas distintas. Primeiramente sofrem impacto direto com a exposição ao óleo, podendo levar a mortalidade de diversas espécies. Por exemplo, o óleo pode penetrar nos canais das tocas dos crustáceos e moluscos nos sedimentos, levando estes organismos a morte. Em um segundo momento, a mortalidade da vegetação pode causar perda de habitats de determinadas espécies que possuem seu ciclo de vida diretamente relacionado a esta vegetação (IPIECA, 2000b).

Por outro lado, vários fatores podem reduzir a toxicidade do óleo que venha a se depositar nos manguezais. A lixiviação do solo causada pelas chuvas e pelo próprio ciclo de maré auxilia na limpeza natural dos manguezais. Trabalhando em conjunto com estes agentes naturais temos os processos físico-químicos como a evaporação, a quebra das cadeias de carbono e a oxidação faz com que o óleo residual fique menos tóxico.

A degradação do óleo nas regiões tropicais pode ser bastante rápida, tendo sido verificado o crescimento natural de plantas de mangue em áreas afetadas por derramamento de óleo após 1 ano do impacto ter ocorrido (IPIECA, 2000 b). Este processo pode ser lento caso a degradação do óleo seja inibida pelas condições anaeróbicas do solo. Outra possibilidade são as altas concentrações de tanino atuarem como inibidoras de bactérias que degradam o óleo.

Estudos de reabilitação em manguezais foram realizados após o vazamento de óleo bruto da Refinaria do Panamá ocorrido em 1986, através da plantação de propágulos de mangue vermelho em áreas onde a vegetação havia sido morta pelo óleo vazado. Os propágulos plantados de três a seis meses após a mortalidade da vegetação não sobreviveram. Contudo, alguns propágulos plantados cerca de nove meses ou mais, obtiveram sucesso e sobreviveram em grande parte das áreas. Estas situações mostram que o processo de reabilitação das áreas afetadas por vazamentos de óleo bruto é possível, mas requer acompanhamento constante e medidas de limpeza das áreas afetadas (Teas, 1989).

O tempo necessário para o sedimento recuperar-se de um vazamento de óleo, tornando-se não tóxico o suficiente para que os propágulos naturais ou plantados possam sobreviver, depende de fatores tais como o tipo de óleo, o tipo de solo, dinâmica da maré local e regime de chuvas. Verificou-se que para que os manguezais comecem a se recuperar não é necessário que todo o óleo tenha sido eliminado do sedimento, já que o manguezal conseguiu se reestabelecer e aparentemente crescer normalmente em áreas ainda afetadas por derrames de óleo no acidente da Refinaria do Panamá, onde encontrava-se um solo com forte cheiro de óleo e filme *rainbow*

*sheen* na superfície d'água. Alguns registros de acidentes passados mostram que o óleo persiste no manguezal a cerca de uma década (Teas, 1989).

**Estuários:** Os estuários seguem praticamente a mesma linha de raciocínio utilizada para os ecossistema dos manguezais. São especialmente sensíveis devido ao fato de servirem como berçário de muitas espécies de peixes, crustáceos e invertebrados em geral, muitos dele base da cadeia produtiva. Assim, classificou-se como tempo de recuperação para os estuários, de forma conservativa, o horizonte de uma década, sendo considerado dentro da categoria de consequência considerável, tendo em vista o volume de óleo associado ao evento de risco alto.

**Praias:** As praias sedimentares ao longo do litoral do estado do Rio de Janeiro variam de moderadamente expostas a expostas, possuindo na sua maioria areia na sua composição. As comunidades bentônicas associadas às praias arenosas suportam uma cadeia de organismos muito rica, a qual pode ser afetada por um vazamento de óleo que chegue a costa. Esta comunidade abriga exemplares de moluscos, crustáceos e invertebrados em geral que são a base da cadeia trófica de vários organismos. As praias arenosas também são utilizadas pelos quelônios para sua reprodução e pela população humana para lazer e extrativismo (IPIECA 2000 c). Eventualmente esses ambientes são colonizados temporariamente por espécies visitantes, migratórias, em períodos reprodutivos, como aves e tartarugas marinhas, as quais nidificam na franja de supralitoral de praias brasileiras, nestes períodos, as praias adquirem sensibilidade especial (Lopes, 2007). Segundo API (1985), o óleo tende a permanecer por poucas semanas nas praias de alta energia, enquanto em praias abrigadas e terraços lamosos pode permanecer durante décadas.

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

Já nas praias de areia fina, pelas condições intrínsecas desses ambientes, a penetração do óleo no sedimento é baixa, permanecendo nas camadas superficiais. Em quantidades maiores, o óleo pode recobrir grandes extensões de areia, constituindo um pavimento asfáltico sobre ela (MICHEL; HAYES, 1992). Nestes ambientes, a biota é consideravelmente rica, complexa, e sensível ao óleo, representada tanto pela epifauna como pela infauna/endofauna. A maior parte da biota concentra-se na camada superficial do sedimento (Lopes, 2007).

A Figura II.8-14 apresenta uma relação entre o tempo de recuperação da comunidade bentônica e sua relação com a exposição da praia. Como a energia da onda acaba sendo o fator físico responsável tanto pela seleção da granulometria quanto pela limpeza das áreas afetadas, temos que o tempo de recuperação variou de um a onze anos.

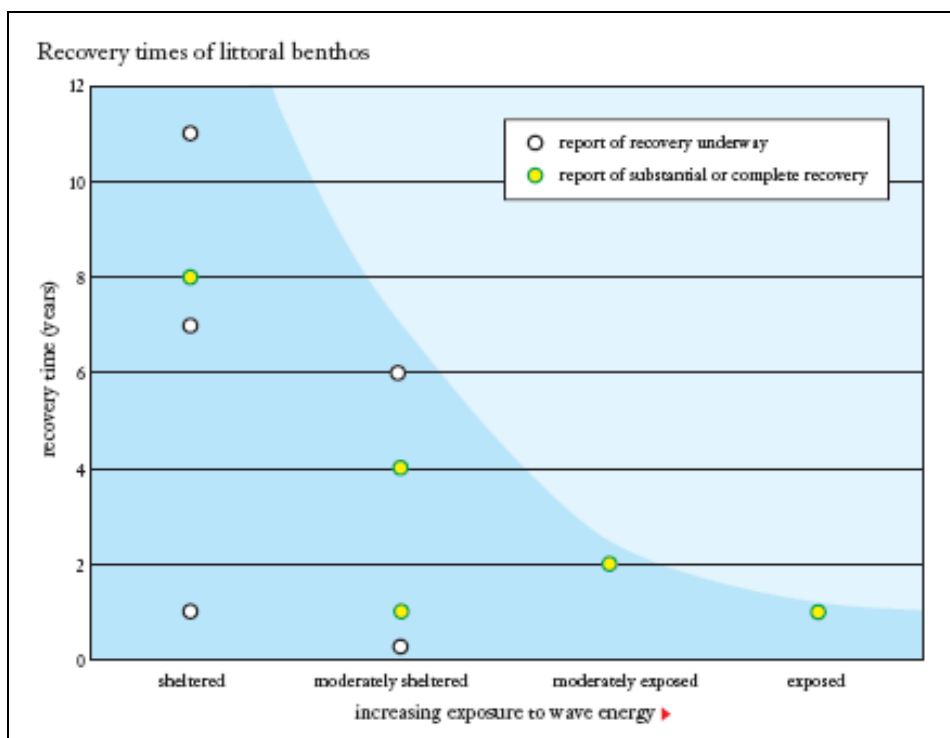


Figura II.8-14 - Relação entre Energia da Praia e Tempo de Recuperação da Comunidade Biológica (Fonte: IPIECA, 2000)

Estes resultados foram alcançados em áreas que foram limpas e monitoradas. Em estudos realizados em áreas localizadas na Nova Scotia, de acesso remoto, onde não se realizou nenhuma intervenção, foram encontradas seções de asfalto ao longo das testemunhagens realizadas 25 anos após o acidente (IPIECA 2000 c).

Desta forma, podemos ter um tempo de recuperação variando de considerável (entre 3 e 10 anos) para grave (> 10 anos), dependendo principalmente da granulometria da praia afetada, da exposição a energia de ondas e dos volumes que atingem as locações.

A recuperação de um ecossistema impactado por óleo começa tão logo a toxicidade ou outras propriedades do óleo tenham declinado, atingindo níveis toleráveis para os organismos

colonizadores (Baker et al., 1990 apud Kingston, 2002). No entanto, a condição a qual o ambiente retorna após o impacto é normalmente imprevisível (Kingston, 2002).

Kingston (2002) define como recuperação de um ecossistema o restabelecimento de uma comunidade biológica na qual os animais e vegetais característicos daquela comunidade estão presentes e funcionando normalmente.

Em ecossistemas como marismas e manguezais, os efeitos da contaminação por óleo podem permanecer por décadas. No entanto, na maioria dos casos a recuperação ambiental é relativamente rápida, estando completa num período de 2 a 10 anos. Isto porque a maior parte dos ambientes marinhos é contínua e a maioria dos animais produz um estágio larval pelágico, podendo as áreas atingidas serem restauradas através do recrutamento de populações circunvizinhas. Não havendo este estoque para recrutamento, algumas espécies podem ser extintas, justamente o que quase ocorreu em Galápagos quando do acidente com o navio Jessica onde as condições de vento e corrente durante o acidente livraram da extinção uma série de espécies que só ocorrem naquela região (cerca de 40% das espécies que ocorrem em Galápagos são endêmicas) (Kingston *et al.*, 2003). Em locais onde o óleo foi eliminado do ambiente, os impactos a longo prazo são geralmente restritos a anomalias na estrutura da comunidade, que persiste devido à longevidade das espécies componentes (Kingston, 2002).

## II.8.5 - Cálculo dos Riscos Ambientais

O risco ambiental pode ser entendido como o risco que a atividade humana impõe ao ambiente. Desta forma, as atividades humanas precisam ser avaliadas e o risco das mesmas ser calculado para que possam ser programadas antecipadamente medidas de controle, mitigação ou planos emergenciais.

Para melhor exibir os resultados dos cálculos dos riscos ambientais neste trabalho, foi utilizada a plataforma de Sistema de Informação Geográfica - SIG para poder representar graficamente o risco ambiental de cada componente ambiental possível de ser atingido em relação à probabilidade da modelagem da dispersão de óleo. O SIG foi a ferramenta utilizada na identificação das interseções entre a modelagem da dispersão de óleo e os componentes ambientais, assim como da organização das informações. A sua estrutura permite de forma facilitada e dinâmica a integração das informações e análise dos resultados.

O cálculo dos riscos ambientais foi efetuado para cada componente ambiental classificado com valor ambiental, obedecendo aos seguintes critérios (TR nº 003/10):

- presença significativa na área afetada;
- vulnerável à poluição por óleo;
- importante para a população local;
- interesse nacional ou internacional; e
- importância ecológica.

A metodologia utilizada foi baseada em estudos realizados por NORSOK, 1998 e desenvolvida em discussões multidisciplinares entre os técnicos da empresa consultora. A integração entre os estudos realizados e as discussões serviu como base para a escolha na utilização da plataforma SIG que possibilita o cruzamento entre os diversos temas e as suas informações.

#### Procedimento Metodológico

O cálculo do risco ambiental foi efetuado para cada componente ambiental ameaçado, que tenha sido classificado com valor ambiental, para cada faixa de volume da modelagem da dispersão de óleo, considerando os riscos classificados com alto. O risco ambiental é dado pelo produto do somatório das frequências de todos os cenários acidentais que tenham vazamento de volumes na faixa considerada pela probabilidade do componente ambiental ser atingido por um determinado volume de óleo. O risco ambiental é expresso pela seguinte fórmula (TR nº 003/10):

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

Onde:

- $RA_{\text{comp}(x)}$  → risco ambiental de um componente ser atingido por um determinado volume de óleo;
- $n$  → número de cenários acidentais onde o óleo vazado atinge um dado componente ambiental;
- $f$  → frequência estimada do cenário ambiental;
- $p(x)$  → probabilidade do componente ambiental ser atingido por um determinado volume de óleo.



Para efetuar o cálculo do risco ambiental de cada componente, é necessária a determinação do valor de cada variável da fórmula acima, que foram obtidas seguindo a seqüência metodológica:

- determinação dos componentes ambientais nos diversos meios através do diagnóstico ambiental e da análise de vulnerabilidade;
- seleção dos componentes ambientais classificados com valor ambiental conforme os critérios estabelecidos;
- interpolação dos quatro vértices selecionados para simulação da modelagem da dispersão de óleo no programa computacional ArcGIS 9.2, preservando o maior valor de probabilidade, nos diferentes volumes de óleo para verão e inverno, consolidando um cenário para a situação anual;
- cruzamento dos diferentes volumes de óleo interpolados com os componentes ambientais selecionados na base SIG, e delimitação da interseção entre os mesmos atribuindo a vulnerabilidade de cada componente;
- determinação das diferentes probabilidades dos componentes ambientais serem atingidos por um determinado volume de óleo, nos diferentes volumes de óleo modelados para verão e inverno;
- identificação de todos os cenários acidentais que tenham vazamento de volumes na faixa considerada e determinação de suas freqüências;
- aplicação, na base SIG, da fórmula de risco ambiental para cada componente ambiental selecionado, efetuando o produto entre do somatório das freqüências de todos os cenários acidentais que tenham vazamento de volumes na faixa considerada pela probabilidade do risco ambiental ser atingido por um determinado volume de óleo;
- determinação do risco ambiental de cada componente ambiental selecionado nos diferentes volumes considerados para verão e inverno, calculando a área para cada faixa de risco ambiental calculado;
- representação gráfica em uma base SIG de cada componente ambiental selecionado nos diferentes volumes considerados para verão e inverno, e classificação do risco ambiental de acordo com sua magnitude absoluta.

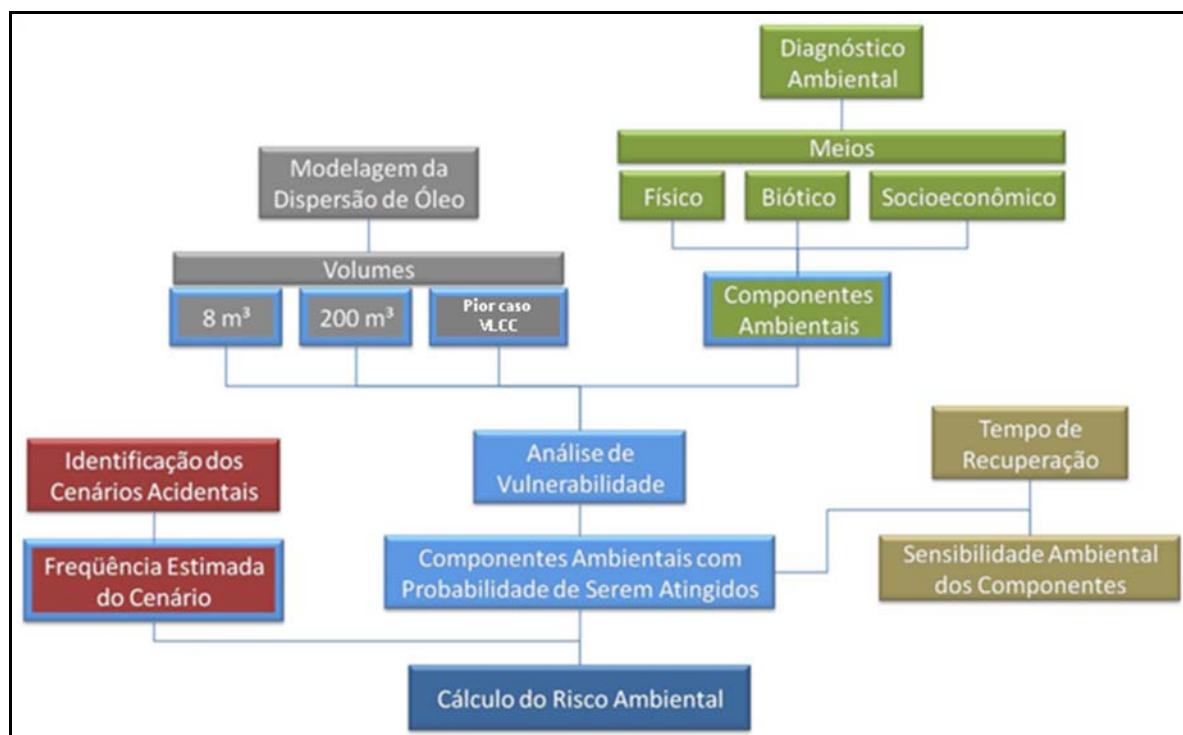


Figura II.8-15 - Etapas realizadas

## II.8.5.1 - Levantamento dos Dados

### II.8.5.1.1 - Identificação dos Componentes Ambientais

Os componentes ambientais dos meios físico, biótico e socioeconômico foram identificados no diagnóstico ambiental. Dentre todos os componentes ambientais identificados, aqueles que foram classificados com valor ambiental para o cálculo do risco ambiental foram:

Componente Ambiental	Meio
Praias arenosas	Físico e Biótico
Mangue e estuário	Físico e Biótico
Plâncton	Biótico
Cetáceos	Biótico
Quelônios	Biótico
Peixes	Biótico
Pesca	Socioeconômico

Na plataforma SIG, foram feitos polígonos para representar as áreas de maior concentração ou probabilidade de ser encontrado o componente ambiental selecionado.

## II.8.5.1.2 - Identificação dos Cenários Acidentais

Os cenários acidentais passíveis de causar derrame de óleo no mar foram identificados com base nos documentos internos da OSX para o FPSO-OSX-1 e a descrição do sistema de desenvolvimento da produção (TLD e piloto) para BM-C-39, BM-C-40, BM-C-41, BM-C-42 e BM-C-43. A partir da identificação destes cenários, foram utilizadas as árvores de falhas para o cálculo da frequência dos cenários com risco alto, conforme apresentado anteriormente neste capítulo, consolidando estes cenários nas planilhas de Análise Preliminar de Perigo (APP). Foram selecionados os cenários acidentais referentes ao projeto do TLD e do piloto de produção composto pelo FPSO OSX-1 e seus sistemas submarinos e de sua planta da produção, sempre de forma conservativa na seleção das categorias de frequência representativas para acidentes com possibilidade de derrame de óleo no mar.

Assim, o único cenário que apresentou-se com risco alto foi a HA nº 54, referente ao sistema de offloading, levando-se em consideração um volume liberado de cerca de 208 m<sup>3</sup>, bem próximo ao limite de 200 m<sup>3</sup>, tendo sido calculada uma frequência anual de  $2,02 \times 10^{-2}$  (Provável de ocorrer durante a vida útil de uma instalação de petróleo) considerando-se de forma conservativa como um risco alto, já que foi calculada uma frequência provável e o volume liberado poderá ficar acima dos 200 m<sup>3</sup>.

Cenário Acidental	Frequência/Ano
Sistema de Offloading	$2,02 \times 10^{-2}$

### Modelagem da dispersão de óleo

Para a execução do trabalho, foram utilizados os resultados dos quatro vértices modelados para a faixa de volume de 200m<sup>3</sup>, situações de verão e inverno, consolidando os mesmos em uma única área com as probabilidades de ocorrência de óleo, sempre considerando o maior valor de probabilidade resultante do modelo de dispersão. Com isso ficamos com uma dispersão probabilística consolidando os 4 vértices e seus cenários de verão e inverno, passível de ser aplicada para determinação do risco ambiental ao longo do ano, aplicando-se na fórmula do risco a frequência anual do cenário apresentado com de alto risco para a atividade em tela.

Para a realização deste trabalho foram realizadas modelagens considerando os 4 vértices do polígono da Área Geográfica dos Blocos BM-C-39, 40, 41, 42 e 43. Para a representação do risco ambiental foram utilizados apenas as representações dos cenários de 200 m<sup>3</sup>, já que os mesmos

foram gerados por pontos diferentes e abrangem uma região conservadora, não sendo dessa forma julgado necessário a realização de modelagem com volume diferente dos três cenários propostos pela CONAMA 398/08.

Desta forma, 8 polígonos que representam as dispersões das manchas de óleo foram processados na plataforma SIG, sendo quatro para o cenário de verão e quatro para o cenário de inverno, representando cada um dos vértices modelados, resultando em um mapa integrado com as probabilidades de presença acidental de óleo no mar (2429-00-ARA-DE-5001 - Mapa da Mancha Probabilística para a presença acidental de óleo e somatório de frequências para o volume de 200m<sup>3</sup> - Cenário Integrado de Verão e Inverno). Os resultados completos dos estudos de modelagem de dispersão de óleo são apresentados no capítulo II.6.1 - Modelagem da Dispersão de Óleo.

## Resultados

Cada componente ambiental selecionado teve a interseção de sua área processada na plataforma SIG entre os polígonos do componente ambiental selecionado e da modelagem da dispersão de óleo. Esta interseção gerou um polígono para cada componente ambiental selecionado, considerando a faixa de volume entre 8 e 200m<sup>3</sup>, faixa esta correspondente ao volume considerado de 208m<sup>3</sup> para um incidente de *offloading* considerado o cenário de risco alto para a atividade em tela.

O risco ambiental de cada componente ambiental selecionado foi calculado pela fórmula indicada no TR N° 03/09 e apresentada anteriormente. Para os componentes ambientais que foram detectados a presença em diferentes faixas de probabilidade da modelagem da dispersão de óleo, foram consideradas as faixa de probabilidade e as respectivas áreas (km<sup>2</sup>) afetadas pelo vazamento de óleo para o cálculo do risco, apresentando desta forma uma avaliação de risco que leva em consideração a dispersão do óleo, apresentando um decréscimo do risco ambiental em direção a sudoeste, concentrando-se na região dos Blocos BM-C-39, BM-C-40, BM-C-41, BM-C-42 e BM-C-43, entre as isóbatas de 100 a 1500 metros de profundidade, acompanhando o desenho da modelagem de dispersão de óleo. A seguir, são apresentados os resultados para cada componente ambiental selecionado.

## Cetáceos

### Baleia Jubarte

As baleias jubarte apresentam um comportamento de migração sazonal utilizando-se da região onde localizam-se os blocos da OGX na Bacia de Campos. Durante os meses de Julho a Novembro seu trânsito apresenta-se freqüente na região, ficando praticamente ausente nos outros meses do ano. Partindo-se do pressuposto de que estamos trabalhando com freqüências anuais de eventos acidentais, de forma conservativa utilizamos a integração das áreas dos cenários de verão e inverno como pano de fundo para a elaboração do mapa de risco ambiental para o componente Baleia Jubarte (2429-00-ARA-DE-5002 - Mapa de Risco para o Componente Ambiental Baleia Jubarte - Corredor Migratório - Volume de 200 m<sup>3</sup> - Cenário Integrado de Verão e Inverno) onde podem ser observadas as faixas de volume que tem contato com a rota de migração de Baleias Jubarte. As faixas encontradas para o risco ambiental calculado apresentam-se a seguir:

Componente Ambiental Baleia Jubarte - Cenários Integrados 200 m<sup>3</sup>

Faixa de probabilidade		Faixas de Risco		Área Estimada (km <sup>2</sup> )
0,45%	5%	$9,09 \times 10^{-5}$	$1,01 \times 10^{-3}$	43.819,1
5%	10%	$1,01 \times 10^{-3}$	$2,02 \times 10^{-3}$	9.976,9
10%	20%	$2,02 \times 10^{-3}$	$4,04 \times 10^{-3}$	9.596,9
20%	30%	$4,04 \times 10^{-3}$	$6,06 \times 10^{-3}$	2.377,1
30%	40%	$6,06 \times 10^{-3}$	$8,08 \times 10^{-3}$	721,2
40%	50%	$8,08 \times 10^{-3}$	$1,01 \times 10^{-2}$	280,5
50%	60%	$1,01 \times 10^{-2}$	$1,21 \times 10^{-2}$	146,4
60%	70%	$1,21 \times 10^{-2}$	$1,41 \times 10^{-2}$	91,3
70%	80%	$1,41 \times 10^{-2}$	$1,62 \times 10^{-2}$	69,1
80%	90%	$1,62 \times 10^{-2}$	$1,82 \times 10^{-2}$	43,5
90%	100%	$1,82 \times 10^{-2}$	$2,02 \times 10^{-2}$	26,5

## Franca-do-sul

A baleia Franca apresenta-se em período de migração de junho a dezembro e pode apresentar-se na região de estudo. De acordo com o mapa (2429-00-ARA-DE-5003 - Mapa de Risco Ambiental para o componente ambiental Baleia Franca-do-sul - Volume de 200 m<sup>3</sup> - Cenário Integrado de Verão e Inverno), podem ser observadas as faixas de volume que tem contato com a rota de migração de baleias Minke-anã e Franca-do-sul, apresentadas de forma conservativa considerando-se que adotamos o padrão de frequência anual para os eventos acidentais. Assim sendo, o componente ambiental Baleia Franca-do-sul aparece representado de maneira conservativa, como se ocorresse ao longo de todo o período anual na região passível de ser afetada, quando na realidade apresenta-se presente apenas na metade deste período. Também são apresentadas as possíveis áreas afetadas considerando o cenário probabilístico de deriva de óleo em caso de acidente com vazamento de óleo no mar.

Componente Ambiental Franca - Cenários Integrados 200 m<sup>3</sup>

Faixa de probabilidade		Faixas de Risco		Área Estimada (km <sup>2</sup> )
0,45%	5%	9,09 X 10 <sup>-5</sup>	1,01 X 10 <sup>-3</sup>	96.262,5
5%	10%	1,01 X 10 <sup>-3</sup>	2,02 X 10 <sup>-3</sup>	50.730,7
10%	20%	2,02 X 10 <sup>-3</sup>	4,04 X 10 <sup>-3</sup>	16.892,5
20%	30%	4,04 X 10 <sup>-3</sup>	6,06 X 10 <sup>-3</sup>	1.090,2
30%	40%	6,06 X 10 <sup>-3</sup>	8,08 X 10 <sup>-3</sup>	250,6
40%	50%	8,08 X 10 <sup>-3</sup>	1,01 X 10 <sup>-2</sup>	114,0
50%	60%	1,01 X 10 <sup>-2</sup>	1,21 X 10 <sup>-2</sup>	68,2
60%	70%	1,21 X 10 <sup>-2</sup>	1,41 X 10 <sup>-2</sup>	34,9
70%	80%	1,41 X 10 <sup>-2</sup>	1,62 X 10 <sup>-2</sup>	32,3
80%	90%	1,62 X 10 <sup>-2</sup>	1,82 X 10 <sup>-2</sup>	12,5
90%	100%	1,82 X 10 <sup>-2</sup>	2,02 X 10 <sup>-2</sup>	16,6

## Boto-cinza, toninha e mamíferos marinhos costeiros

De acordo com o mapa (2429-00-ARA-DE-5004 - Mapa de Risco Ambiental para Boto-cinza e Toninha - Volume de 200 m<sup>3</sup> - Cenário Integrado de Verão e Inverno), podem ser observadas as faixas de volume que tem contato com o grupo de cetáceos marinhos costeiros, ressaltando que estes cetáceos possuem sua distribuição próximo a região costeira, principalmente associados a desembocaduras de rios e estuários. A maior faixa para o volume considerado nesta análise é de 20% de probabilidade para um cenário no verão e 5% de probabilidade no cenário de inverno,

permanecendo de forma conservativa o pior cenário como de 20% de probabilidade para efeito de frequência anual.

#### Componente Ambiental Cetáceos Costeiros - Cenários Integrados 200 m<sup>3</sup>

Faixa de probabilidade		Faixas de Risco		Área Estimada (km <sup>2</sup> )
0,45%	5%	9,09 X 10 <sup>-5</sup>	1,01 X 10 <sup>-3</sup>	30.627,3
5%	10%	1,01 X 10 <sup>-3</sup>	2,02 X 10 <sup>-3</sup>	2.051,4
10%	20%	2,02 X 10 <sup>-3</sup>	4,04 X 10 <sup>-3</sup>	617,3

#### Peixes Costeiros

De acordo com o mapa (2429-00-ARA-DE-5005 - Mapa de Risco Ambiental para Peixes Costeiros - Volume de 200m<sup>3</sup> - Cenário Integrado de Verão e Inverno), podem ser observadas as faixas de volume que tem contato com a área de distribuição de peixes costeiros, tendo sido considerada a frequência máxima de 2,02 x 10<sup>-2</sup>.

#### Componente Ambiental Peixes Costeiros - Cenários Integrados 200 m<sup>3</sup>

Faixa de probabilidade		Faixas de Risco		Área Estimada (km <sup>2</sup> )
0,45%	5%	9,09 X 10 <sup>-5</sup>	1,01 X 10 <sup>-3</sup>	96.767,7
5%	10%	1,01 X 10 <sup>-3</sup>	2,02 X 10 <sup>-3</sup>	50.737,5
10%	20%	2,02 X 10 <sup>-3</sup>	4,04 X 10 <sup>-3</sup>	16.892,5
20%	30%	4,04 X 10 <sup>-3</sup>	6,06 X 10 <sup>-3</sup>	1.090,2
30%	40%	6,06 X 10 <sup>-3</sup>	8,08 X 10 <sup>-3</sup>	250,6
40%	50%	8,08 X 10 <sup>-3</sup>	1,01 X 10 <sup>-2</sup>	114,0
50%	60%	1,01 X 10 <sup>-2</sup>	1,21 X 10 <sup>-2</sup>	68,2
60%	70%	1,21 X 10 <sup>-2</sup>	1,41 X 10 <sup>-2</sup>	34,9
70%	80%	1,41 X 10 <sup>-2</sup>	1,62 X 10 <sup>-2</sup>	32,3
80%	90%	1,62 X 10 <sup>-2</sup>	1,82 X 10 <sup>-2</sup>	12,5
90%	100%	1,82 X 10 <sup>-2</sup>	2,02 X 10 <sup>-2</sup>	16,6

#### Peixes Pelágicos

De acordo com os mapas (2429-00-ARA-DE-5006 - Mapa de Risco Ambiental para Peixes Pelágicos - Volume de 200m<sup>3</sup> - Cenário Integrado de Verão e Inverno), podem ser observadas as faixas de volume que tem contato com a área de distribuição de peixes pelágicos.

### Componente Ambiental Peixes Pelágicos - Cenários Integrados 200 m<sup>3</sup>

Faixa de probabilidade		Faixas de Risco		Área Estimada (km <sup>2</sup> )
0,45%	5%	9,09 X 10 <sup>-5</sup>	1,01 X 10 <sup>-3</sup>	192.214,7
5%	10%	1,01 X 10 <sup>-3</sup>	2,02 X 10 <sup>-3</sup>	43.829,7
10%	20%	2,02 X 10 <sup>-3</sup>	4,04 X 10 <sup>-3</sup>	33.588,2
20%	30%	4,04 X 10 <sup>-3</sup>	6,06 X 10 <sup>-3</sup>	1.578,9
30%	40%	6,06 X 10 <sup>-3</sup>	8,08 X 10 <sup>-3</sup>	515,5
40%	50%	8,08 X 10 <sup>-3</sup>	1,01 X 10 <sup>-2</sup>	221,5
50%	60%	1,01 X 10 <sup>-2</sup>	1,21 X 10 <sup>-2</sup>	123,8
60%	70%	1,21 X 10 <sup>-2</sup>	1,41 X 10 <sup>-2</sup>	99,9
70%	80%	1,41 X 10 <sup>-2</sup>	1,62 X 10 <sup>-2</sup>	58,5
80%	90%	1,62 X 10 <sup>-2</sup>	1,82 X 10 <sup>-2</sup>	52,9
90%	100%	1,82 X 10 <sup>-2</sup>	2,02 X 10 <sup>-2</sup>	22,1

### Pesca

De acordo com os mapas (2429-00-ARA-DE-5007 - Mapa de Risco Ambiental para Pesca - Volume de 200m<sup>3</sup>- Cenário Integrado de Verão e Inverno), podem ser observadas as faixas de volume que tem contato com a área de distribuição da atividade pesqueira na região, tomada de forma conservativa:

### Componente Ambiental Pesca Regional - Cenários Integrados 200 m<sup>3</sup>

Faixa de probabilidade		Faixas de Risco		Área Estimada (km <sup>2</sup> )
0,45%	5%	9,09 X 10 <sup>-5</sup>	1,01 X 10 <sup>-3</sup>	191.776,8
5%	10%	1,01 X 10 <sup>-3</sup>	2,02 X 10 <sup>-3</sup>	92.517,4
10%	20%	2,02 X 10 <sup>-3</sup>	4,04 X 10 <sup>-3</sup>	50.480,7
20%	30%	4,04 X 10 <sup>-3</sup>	6,06 X 10 <sup>-3</sup>	2.669,1
30%	40%	6,06 X 10 <sup>-3</sup>	8,08 X 10 <sup>-3</sup>	766,1
40%	50%	8,08 X 10 <sup>-3</sup>	1,01 X 10 <sup>-2</sup>	335,5
50%	60%	1,01 X 10 <sup>-2</sup>	1,21 X 10 <sup>-2</sup>	192,1
60%	70%	1,21 X 10 <sup>-2</sup>	1,41 X 10 <sup>-2</sup>	134,8
70%	80%	1,41 X 10 <sup>-2</sup>	1,62 X 10 <sup>-2</sup>	90,8
80%	90%	1,62 X 10 <sup>-2</sup>	1,82 X 10 <sup>-2</sup>	65,4
90%	100%	1,82 X 10 <sup>-2</sup>	2,02 X 10 <sup>-2</sup>	38,7



## Plâncton

Considerando a frequência conservativa de  $2,02 \times 10^{-2}$  para acidentes com operações de *offloading*, o mapa de risco ambiental para o componente da comunidade planctônica (2429-00-ARA-DE-5008 - Mapa de Risco Ambiental para Plâncton - Volume de 200 m<sup>3</sup> - Cenário Integrado de Verão e Inverno) apresenta todas as faixas de probabilidade, os riscos ambientais calculados e respectivas áreas passíveis de serem afetadas por cada classe de frequência, como segue:

Componente Ambiental Plâncton - Cenários Integrados 200 m<sup>3</sup>

Faixa de probabilidade		Faixas de Risco		Área Estimada km <sup>2</sup>
0,45%	5%	$9,09 \times 10^{-5}$	$1,01 \times 10^{-3}$	296.035,1
5%	10%	$1,01 \times 10^{-3}$	$2,02 \times 10^{-3}$	94.628,9
10%	20%	$2,02 \times 10^{-3}$	$4,04 \times 10^{-3}$	50.481,8
20%	30%	$4,04 \times 10^{-3}$	$6,06 \times 10^{-3}$	2.671,7
30%	40%	$6,06 \times 10^{-3}$	$8,08 \times 10^{-3}$	765,8
40%	50%	$8,08 \times 10^{-3}$	$1,01 \times 10^{-2}$	338,9
50%	60%	$1,01 \times 10^{-2}$	$1,21 \times 10^{-2}$	189,6
60%	70%	$1,21 \times 10^{-2}$	$1,41 \times 10^{-2}$	137,4
70%	80%	$1,41 \times 10^{-2}$	$1,62 \times 10^{-2}$	89,7
80%	90%	$1,62 \times 10^{-2}$	$1,82 \times 10^{-2}$	65,8
90%	100%	$1,82 \times 10^{-2}$	$2,02 \times 10^{-2}$	38,3

## Quelônios

Com relação aos quelônios, foram consideradas as áreas de maior ocorrência das espécies de tartarugas marinhas presentes na área de estudo, para a elaboração do mapa de risco ambiental para este componente (2429-00-ARA-DE-5009 - Mapa de Risco Ambiental para Quelônios - Volume de 200 m<sup>3</sup> - Cenário Integrado de Verão e Inverno), onde podem ser observadas as faixas de podem ser observadas as faixas de volume que tem contato com os quelônios, como segue:

Componente Ambiental Quelônios - Cenários Integrados 200 m<sup>3</sup>

Faixa de probabilidade		Faixas de Risco		Área Estimada (km <sup>2</sup> )
0,45%	5%	$9,09 \times 10^{-5}$	$1,01 \times 10^{-3}$	191.776,8
5%	10%	$1,01 \times 10^{-3}$	$2,02 \times 10^{-3}$	92.517,4
10%	20%	$2,02 \times 10^{-3}$	$4,04 \times 10^{-3}$	50.480,7
20%	30%	$4,04 \times 10^{-3}$	$6,06 \times 10^{-3}$	2.669,1
30%	40%	$6,06 \times 10^{-3}$	$8,08 \times 10^{-3}$	766,1

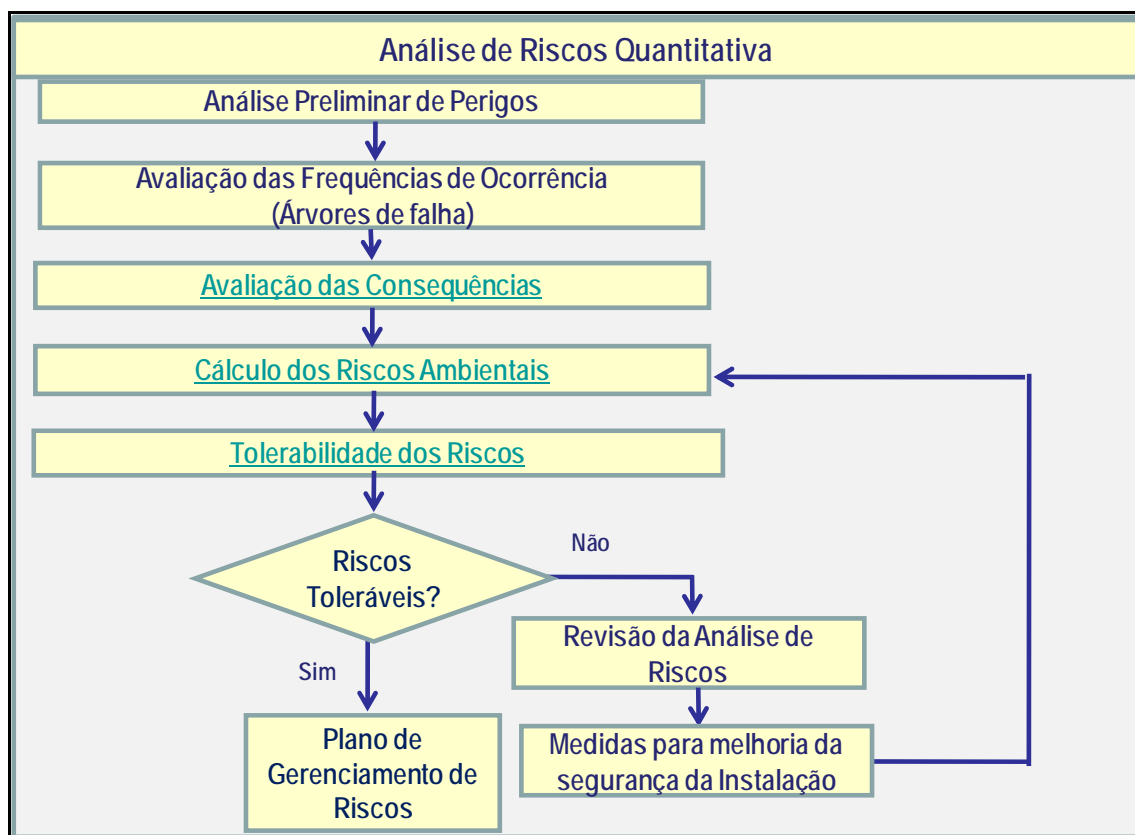
Faixa de probabilidade		Faixas de Risco		Área Estimada (km <sup>2</sup> )
40%	50%	$8,08 \times 10^{-3}$	$1,01 \times 10^{-2}$	335,5
50%	60%	$1,01 \times 10^{-2}$	$1,21 \times 10^{-2}$	192,1
60%	70%	$1,21 \times 10^{-2}$	$1,41 \times 10^{-2}$	134,8
70%	80%	$1,41 \times 10^{-2}$	$1,62 \times 10^{-2}$	90,8
80%	90%	$1,62 \times 10^{-2}$	$1,82 \times 10^{-2}$	65,4
90%	100%	$1,82 \times 10^{-2}$	$2,02 \times 10^{-2}$	38,7

### Região Costeira - Litoral

De acordo com o mapa (2429-00-ARA-DE-5010 - Mapa de Risco Ambiental Litoral - Volume de 200 m<sup>3</sup> - Cenário Integrado de Verão e Inverno), podem ser observadas as faixas de volume que tem contato com a área de distribuição dos principais ecossistemas costeiros, incluindo os manguezais, estuários, costões rochosos e praias arenosas. Para o estudo em tela podemos constatar que os ecossistemas costeiros apresentam-se com média vulnerabilidade considerando o vazamento acidental de óleo a partir dos eventos de *offloading*, com probabilidades menores do que 10% de toque na costa. Partindo-se desta premissa, espera-se que os danos ambientais provenientes deste tipo de acidente, caso ocorra, apresentem de forma conservadora, severidade considerável com possibilidade de recuperação de 3 a 10 anos. As frequências calculadas para o risco ambiental para os ecossistemas costeiros variaram de  $2,02 \times 10^{-3}$  a  $9,09 \times 10^{-5}$ , contemplando cenários de toque máximo de 10% na região costeira, compreendendo costões rochosos e praias arenosas como principais ecossistemas afetados.

### II.8.6 - Tolerabilidade dos Riscos Ambientais

O diagrama abaixo apresenta a metodologia adotada para a realização dos estudos de Análise de Riscos Quantitativa, desde a definição dos cenários acidentais até a definição da tolerabilidade dos Riscos Ambientais da atividade.



A partir da Classificação dos Componentes Ambientais (Quadro II.8-49) segundo seu tempo de recuperação, os componentes com valor ambiental identificados foram classificados (Quadro II.8-50).

Quadro II.8-49 - Classificação quanto ao Tempo de Recuperação e Categoria de Consequência

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

Quadro II.8-50 - Classificação de cada componente ambiental segundo o Tempo de Recuperação e respectivo tempo médio e Volume de óleo Derramado Considerado.

Componente Ambiental	Tempo de Recuperação	Tempo Médio (Anos) Volume de 200 m <sup>3</sup>
Plâncton	Menor	0,5
Quelônios	Moderada	2

Componente Ambiental	Tempo de Recuperação	Tempo Médio (Anos) Volume de 200 m <sup>3</sup>
Cetáceos	Moderada	2
Peixes Pelágicos	Moderada	2
Pesca (Socioeconomia)	Moderada	2
Costões Rochosos	Considerável	5
Praias Arenosas	Considerável	5
Estuários	Considerável	5
Manguezal	Considerável	5

Partindo do princípio fundamental que:

*“A recuperação seguida de um dano ambiental para os recursos mais vulneráveis deve ser insignificante em relação ao período esperado entre a ocorrência destes danos. (NORSOK Stardart, 1998, p. 82)”*

De acordo com este princípio, sabemos que um dano ambiental deve ter uma duração insignificante quando comparada ao período esperado entre a ocorrência destes danos.

Com base nas informações utilizadas pelo NORSOK Standart (1998), foram considerados como valores limites de frequência aceitáveis, considerando um índice de aceitabilidade de 5%, os valores apresentados no Quadro II.8-51.

Quadro II.8-51 - Limites de Frequência Aceitável para as categorias de consequência, segundo uma taxa de recuperação média considerando um índice de aceitabilidade de 5% (NORSOK, 1998).

Categoria de Consequência	Taxa de Recuperação Média	Limite de Frequência Aceitável
Menor	1/2 ano	< 1 evento por 10 anos
Moderada	2 anos	< 1 evento por 40 anos
Considerável	5 anos	< 1 evento por 100 anos
Grave	20 anos	< 1 evento por 400 anos

Considerando como frequências limite aquelas calculadas através do somatório de todas as frequências acidentais para cada grupo de componentes costeiros e marinhos ( $2,02 \times 10^{-2}$ ), e a área afetada pelas frequências específicas para cada classe de componente ambiental afetado, foram estabelecidos os índices limites de frequência máxima tolerável por ano para cada grupo

de componentes ambientais. Para o cálculo destes índices foram assumidos, de forma conservativa, que o limite de frequência aceitável para a categoria de consequência menor, com tempo de recuperação de 1/2 anos, é o inverso do somatório da frequência máxima esperada para esta faixa de severidade, ou seja,  $1/\Sigma f(x)$ . Com isto, foi possível elaborar os limites de frequência de aceitação para risco ambiental:

Quadro II.8-52 - Componentes marinhos e costeiros (Somatório de Frequências =  $2,02 \times 10^{-2}$ )

Categoria de Consequência	Taxa de Recuperação	Limite de frequência Calculado
Menor	1/2 ano	< 1 evento por 50 anos
Moderada	2 anos	< 1 evento por 200 anos
Considerável	5 anos	< 1 evento por 500 anos
Grave	20 anos	< 1 evento por 2000 anos

Calculando especificamente para o risco alto associado a operações de *offloading*, considerando todos os cenários que possam vir a culminar em evento de vazamento de óleo no mar para esta operação, o empreendimento apresentou-se dentro do critério de insignificância de 5% (Quadro II.8-53 e Figura II.8-16) estabelecido pelo NORSOK (NORSOK Stardart, 1998, p. 82) e adotado pela OGX para desenvolvimento integrado da produção e escoamento de óleo e gás natural na área abrangida pelos Blocos BM-C-39, BM-C-40, BM-C-41, BM-C-42 e BM-C-43, Bacia de Campos.

Quadro II.8-53 - Tabela ALARP - Limites de Tolerabilidade para taxa de 5% de Danos Ambientais nas Atividades de Produção Marítima na Área Geográfica dos Blocos BM-C-39, BM-C-40, BM-C- 41, BM-C-42 e BM-C-43.

Categoria de Conseqüência	Região Amplamente Aceitável	Região Tolerável	Região Inaceitável
Menor	$< 0,2 \times 10^{-2}$	$0,2 \times 10^{-2} - 2 \times 10^{-2}$	$\geq 2 \times 10^{-2}$
Moderada	$< 0,5 \times 10^{-2}$	$0,5 \times 10^{-2} - 5 \times 10^{-2}$	$\geq 5 \times 10^{-2}$
Considerável	$< 0,2 \times 10^{-3}$	$0,2 \times 10^{-3} - 2 \times 10^{-3}$	$\geq 2 \times 10^{-3}$
Grave	$< 0,5 \times 10^{-4}$	$0,5 \times 10^{-4} - 5 \times 10^{-4}$	$\geq 5 \times 10^{-4}$

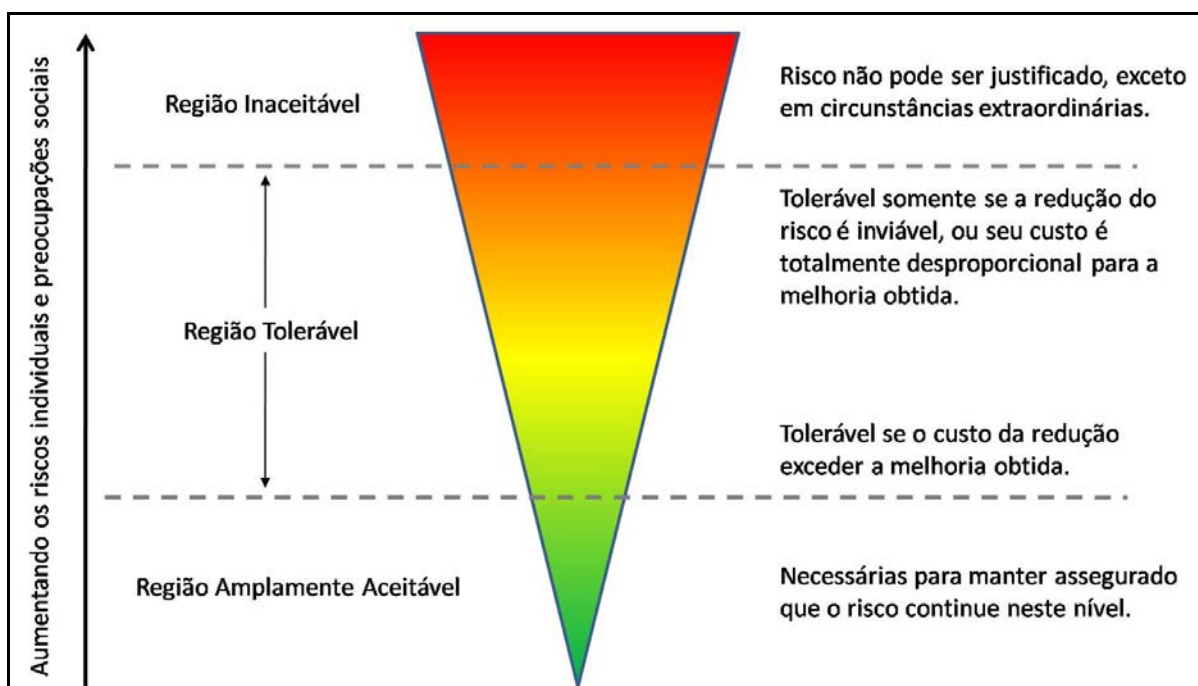
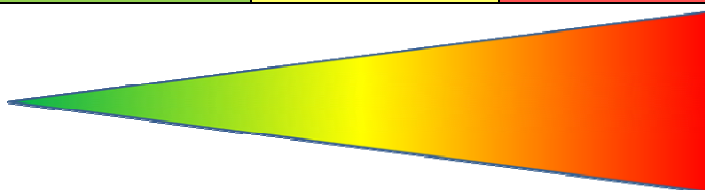


Figura II.8-16 - Diagrama Padrão ALARP.

Os efeitos provenientes dos possíveis vazamentos apresentaram-se dentro das categorias de conseqüências variando de menor a moderado, com pequena probabilidade de chegar presente estudo, terá efeito sobre o compartimento oceânico, que possui alta capacidade de tolerar o respectivo impacto, possuindo uma taxa de recuperação inferior a 2 anos, devido principalmente a alta dinâmica a que os mesmos são inerentes.

Assim sendo, considerando os resultados encontrados nos cálculos de risco ambiental quantitativo, utilizando-se uma taxa de insignificância de 5% conforme apresentado no Quadro II.8-53 e tomando-se como base o diagrama ALARP (Figura II.8-16), concluímos que todos os riscos ambientais previstos para as atividades de produção de óleo e gás na Área Geográfica dos Blocos BM-C-39, 40, 41, 42 e 43 apresentam-se na região amplamente aceitável e tolerável, não necessitando desta forma de nenhuma medida extra de gerenciamento de riscos além das já estabelecidas pela OSX e pela OGX em seus procedimentos operacionais de rotina da atividade.

## II.8.7 - Revisão do Estudo de Análise de Riscos Ambientais

Os resultados do Estudo de Análise de Riscos Ambientais apresentaram que todos os riscos apurados foram considerados toleráveis, conforme apresentado no Quadro II.8-45, não sendo necessária a realização da revisão do estudo.

## II.8.8 - Plano de Gerenciamento de Riscos Ambientais

### II.8.8.1 - Medidas para Gerenciamento dos Riscos

Nas planilhas da Análise Preliminar de Perigos (APP) estão indicadas sucintamente as medidas preventivas dos perigos identificados nas diferentes etapas das atividades de perfuração e apoio, por hipótese acidental.

Essas medidas destinam-se a redução da frequência de ocorrência dos cenários acidentais garantindo maior confiabilidade na operação. O Quadro II.8-54 apresenta as principais medidas que fazem parte do Plano de Gerenciamento de Riscos, de modo a garantir a segurança da operação, o nível de riscos ambientais previstos e a permanente busca da redução destes riscos.

Quadro II.8-54 - Medidas para o Plano de Gerenciamento de Risco

Medidas Preventivas e/ou Mitigadoras			Item Relacionado
Nº	Descrição	Situação	
P1	Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas.	Plano de manutenção, estabelecido pela OSX e informado para a OGX para a Plataforma OSX-1, sendo atualizado continuamente.	Inspeção - Manutenção
P2	Seguir programa de inspeção e manutenção e teste dos sistemas de segurança.	O Plano de Manutenção da OSX contempla estes sistemas, sendo que os itens que representam os maiores riscos, inclusive ao meio ambiente, são tratados em avaliações de risco específica.	Inspeção - Manutenção

Medidas Preventivas e/ou Mitigadoras			Item Relacionado
Nº	Descrição	Situação	
P3	Seguir procedimento de contratar de mão-de-obra qualificada.	Procedimentos de seleção e contratação de terceiros segundo critérios já estabelecidos pela OSX e apresentado para a OGX sendo comumente empregado em todas as instalações <i>offshore</i> sob sua responsabilidade.	Contratação de Terceiros
P4	Seguir os procedimentos operacionais estabelecidos para cada atividade (garantia da disponibilidade do sistema de coleta e descarte de fluidos, transferência de produtos entre embarcações, observar continuamente o radar, etc).	Procedimentos operacionais estabelecidos pela OSX e apresentados para a OGX, definindo as atribuições para cada atividade, sendo empregados em todas as instalações <i>offshore</i> sob sua responsabilidade desde o início da operação de produção de petróleo e gás.	Capacitação Técnica
P5	Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores.	Todo pessoal de operação possui capacitação e experiência, seguindo o programa de treinamento e atualização estabelecido pela OSX e apresentado para a OGX, sendo comumente empregado em todas as instalações <i>offshore</i> sob sua responsabilidade	Capacitação Técnica
P6	Interromper operações em condições climáticas ou naturais adversas.	Os procedimentos operacionais da OSX, apresentados para a OGX prevêm a interrupção das operações na ocorrência de condições desfavoráveis.	Capacitação Técnica
P7	Certificação de equipamentos, programas de manutenção, inspeção e testes	A OSX possui a bordo de cada unidade um sistema informatizado com um programa de manutenção preventiva que preconiza a certificação de seus equipamentos, periodicidade de inspeção e testes, além da realização de auditorias e vistorias realizadas pelas empresas certificadoras	Inspeção - Manutenção
P8	Cálculo das conseqüências de falha progressiva do sistema de posicionamento da unidade e respectivas linhas de ancoragem	Os procedimentos operacionais da OSX, apresentados para a OGX prevêm a interrupção das operações na ocorrência de condições desfavoráveis.	Inspeção - Manutenção
P9	Parada de produção em caso de condições críticas para o sistema de produção e seus sistemas de segurança.	Os procedimentos operacionais da OSX, apresentados para a OGX prevêm a interrupção das operações na ocorrência de condições desfavoráveis.	Capacitação Técnica
P10	Condições seguras de operação definidas em função da análise de todos os sistemas que compõem o processo de produção de óleo e gás.	Os procedimentos operacionais da OSX, apresentados para a OGX prevêm a interrupção das operações na ocorrência de condições desfavoráveis.	Capacitação Técnica
P11	Proteção contra incêndio ativa e passiva	As unidades da OSX possuem equipes de brigada de incêndio e sensores nos principais pontos identificados com risco de incêndio. Também possui um programa de capacitação técnica com reciclagem dos procedimentos de emergência.	Capacitação Técnica
P12	Medidas preventivas de perda de estabilidade	Os procedimentos operacionais da OSX, apresentados para a OGX prevêm a interrupção das operações na ocorrência de condições desfavoráveis.	Capacitação Técnica
P13	ANM e Cabeças de Poço operadas por mais de um painel de controle	Sistemas de redundância no controle da operação das ANM e Cabeças de Poços	Sistemas de Segurança
P14	Seguir os procedimentos de limitação de ângulo e parâmetros de aproximação de helicóptero	Procedimentos de Segurança na Aproximação de Aeronaves	Sistemas de Segurança
P15	Drenos de combustíveis vazados no heliporto	Certificação do Helideck	Sistemas de Segurança
P16	Equipe de acidentes de helicóptero presente durante operações no helideck	Procedimentos de Segurança na Aproximação de Aeronaves	Sistemas de Segurança
P17	Proteção e mitigação contra colisões	Procedimentos de Segurança na Aproximação das embarcações de apoio e respeito dos limites de 500 metros (NORMAM)	Capacitação Técnica



Medidas Preventivas e/ou Mitigadoras			Item Relacionado
Nº	Descrição	Situação	
P18	Swivel de rápida desconexão operável desde a sala de controle	Os procedimentos operacionais da OSX, apresentados para a OGX prevêm a interrupção das operações na ocorrência de condições desfavoráveis.	Capacitação Técnica
P19	Habilidade de reposicionamento		
P20	Conscientizar os usuários do espaço marítimo sobre o respeito a zona de exclusão e segurança operacional	Procedimento constante do Programa de Comunicação Social	Sistema de Comunicação
M1	Acionar o Plano SOPEP	O Plano SOPEP possui todos os procedimentos necessários para o combate de vazamentos a bordo da instalação, sendo inerente a instalação FPSO OSX-1 e exigência MARPOL	Plano SOPEP
M2	Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente.	Procedimento constante do Programa de Prevenção, Investigação e Remediação de Acidentes estabelecidos pela OSX e aprovado pela OGX.	Registro e Investigação de Acidentes
M3	Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI.	O Plano de Ação de Emergência já foi elaborado e estará implantado quando do início da operação de perfuração de acordo com os padrões estabelecidos pela OGX.	Plano de Ação de Emergência

O Gerenciamento dos Riscos será efetuado pela OGX, através de procedimentos que seguem os requisitos descritos no Termo de Referência nº 003/10 e de organismos internacionais.

## II.8.8.2 - Riscos Residuais

Na indústria de produção de petróleo no mar, os conceitos de gerenciamento de riscos já fazem parte das estratégias operacionais e são comumente empregados nas atividades de produção de óleo e gás, e as medidas/recomendações sugeridas já são normalmente adotadas pela OGX e pela OSX.

Os riscos avaliados já equivalem aos riscos residuais, não havendo necessidade da reavaliação dos riscos, pois a Matriz de Risco Final, considerando a adoção das medidas sugeridas, é idêntica a Matriz de Risco já apresentada.

O conteúdo do plano de gerenciamento de riscos ambientais será executado pela OSX e é apresentado a seguir.

### II.8.8.2.1 - Plano de Gerenciamento de Riscos da OSX

A seguir apresentam-se as linhas de Gestão a serem implementadas pela OSX em seu Sistema de Gestão da Segurança Operacional (SGSO), diretamente relacionados com o Plano de Gerenciamento de Riscos - PGR da OGX.

- **Cultura de Segurança, Compromisso e Responsabilidade Gerencial**

O Operador da Instalação deverá estabelecer e divulgar os valores e a política de Segurança Operacional para o pessoal envolvido nas atividades da Instalação, além de estabelecer a estrutura organizacional de gerenciamento da instalação no que concerne a Segurança Operacional.

Definirá também o sistema de comunicação para a força de trabalho visando informá-la sobre a política, valores, metas e planos para alcançar o desempenho estabelecido para a segurança operacional da instalação, estabelecendo mecanismos de comunicação recíproca e contínua entre a Gerência da Instalação e a força de trabalho.

O Operador da Instalação deverá planejar e prover os recursos necessários para a implementação e o funcionamento do sistema de gerenciamento da segurança operacional e para atendimento dos demais requisitos estabelecidos neste Regulamento Técnico.

- **Envolvimento do Pessoal;**

O Operador da Instalação será responsável por estabelecer condições para que haja participação da força de trabalho no desenvolvimento, implementação e revisão periódica do sistema de gerenciamento da segurança operacional de maneira abrangente.

Promover atividades de conscientização e informação relacionadas com a segurança operacional, bem como propiciar oportunidades para participação de toda a força de trabalho na medida de seu envolvimento.

- **Qualificação, Treinamento e Desempenho do Pessoal**

O Operador definirá a estrutura organizacional da Instalação, estabelecendo a classificação de funções e as tarefas afetas ao cargo ocupado. Baseado na classificação de funções estabelecida para a Instalação, o Operador identificará os níveis de treinamento, competência, habilidade e conhecimento específicos para a função, que habilitam o empregado a executar as tarefas afetas ao cargo por ele ocupado. Deverão ser enfatizadas as funções e tarefas consideradas perigosas ou que possam gerar impacto na Segurança Operacional e nos Elementos Críticos de Segurança Operacional.

O Operador da Instalação será responsável por estabelecer os requisitos de treinamento para que seus empregados estejam aptos a realizar as tarefas afetas ao cargo ocupado, além de dimensionar o programa de treinamento de acordo com a classificação de funções e as tarefas afetas ao cargo, garantindo que as contratadas estabeleçam os requisitos de treinamento e dimensionem os respectivos programas conforme estabelecido pelo plano de treinamentos necessários.

Estabelecer a qualificação e o treinamento necessários à realização das atividades previstas nos procedimentos operacionais, através da implementação de treinamentos modulares:

▶ **Treinamento de Conscientização**

Necessário para toda a força de trabalho, bem como para visitantes, sempre que houver ingresso em instalações cobertas por este Regulamento Técnico. Necessário para toda a força de trabalho, bem como para visitantes, sempre que houver ingresso em instalações cobertas por este Regulamento Técnico.

▶ **Treinamento Geral**

Necessário para a força de trabalho designada para realizar operações, inspeções, manutenções e atividades de engenharia de forma rotineira. Esse treinamento deverá ser conduzido como parte da implantação do sistema de gerenciamento de segurança operacional e com reciclagem periódica.

▶ **Treinamento Especializado**

Necessário para a força de trabalho designada para realizar atividades específicas relacionadas a este Regulamento Técnico. Esse treinamento deverá ser conduzido como parte da implantação do sistema de gerenciamento de segurança operacional e com reciclagem periódica.

▶ **Registro e Verificação dos Treinamentos**

O operador deverá manter evidência de que a força de trabalho tenha recebido treinamento adequado ao exercício de suas funções, e criará meios para verificar, periodicamente, o cumprimento desde requisito.

#### ▪ Ambiente de Trabalho e Fatores Humanos

Analisar os aspectos de ambiente de trabalho considerando os fatores humanos em todas as fases do ciclo de vida da Instalação e de seus sistemas, estruturas e equipamentos. Nas fases de projeto, construção, instalação e desativação, deverão ser identificados e considerados códigos e padrões relativos aos aspectos de ambiente de trabalho e de fatores humanos.

Durante a fase de operação, deverá ser promovida a conscientização da força de trabalho envolvida na operação e na manutenção, relativa às situações e condições que possam provocar incidentes.

#### ▪ Seleção, Controle e Gerenciamento de Contratadas

O Operador da Instalação deverá estabelecer critérios para seleção e avaliação de desempenho de contratadas, de acordo com o risco das atividades a serem realizadas, que considerem aspectos de segurança operacional, além de estabelecer as responsabilidades das contratadas relativas à Segurança Operacional.

Para isso deverá garantir que todas as contratadas que prestam serviços à Instalação:

- ▶ tenham empregados capacitados quanto às Práticas de Trabalho Seguro da Instalação;
- ▶ tenham empregados periodicamente instruídos a respeito dos perigos existentes na Instalação relacionados com os trabalhos por eles executados, principalmente incêndios, explosões e liberação de substâncias tóxicas;
- ▶ tenham empregados capacitados a exercer suas responsabilidades a respeito do Plano de Emergência da Instalação; e
- ▶ comuniquem ao Operador da Instalação qualquer perigo identificado na Instalação.

Deverão ser mantidas evidências de que os empregados da contratada tenham recebido treinamento adequado ao exercício de suas funções de maneira segura.

#### ▪ Monitoramento e Melhoria Contínua do Desempenho

O Operador da Instalação terá como atribuição estabelecer os objetivos e metas da Segurança Operacional para verificar o seu desempenho, definindo um conjunto de indicadores de

desempenho, pró-ativos (que permitam avaliar as condições que possam dar início ou contribuir para ocorrência de acidentes operacionais) e reativos, da Segurança Operacional.

Cabe a ele também estabelecer revisões regulares do desempenho estabelecido para a Segurança Operacional, além de um sistema de ações corretivas e preventivas quando constatado desempenho insuficiente. O Operador da Instalação será responsável por estabelecer e manter procedimentos documentados para monitorar e medir, regularmente, as características principais de suas operações e atividades que possam causar incidentes. Tais procedimentos devem incluir o registro de informações para acompanhar o desempenho, controles operacionais pertinentes e a conformidade com as metas de segurança das instalações, além de estabelecer meios para avaliação periódica do atendimento à legislação e regulamentos de segurança pertinentes.

#### ▪ Sistema de Auditorias

O Operador da Instalação se responsabilizará pela elaboração de planos de auditoria, aplicáveis às especificidades das diferentes fases do Ciclo de Vida da Instalação e definirá as equipes de auditoria. Os planos das Auditorias deverão ser elaborados de forma a considerar as práticas de gestão aplicáveis à fase do ciclo de vida em que se encontra a Instalação durante uma determinada auditoria.

O plano de auditoria deverá apresentar as áreas e atividades a serem auditadas, e poderá considerar a execução em apenas parte das instalações de um Operador, desde que, ao final de um ciclo de auditorias, todas as instalações deste operador tenham sido consideradas. Informações sobre auditorias anteriores, avaliações de desempenho, investigações de acidentes e o risco de acidentes serão consideradas na elaboração dos planos de auditoria e poderão ser utilizadas na definição do ciclo de auditorias.

A composição da equipe de auditoria será especificada, considerando:

- ▶ o Plano de Auditoria;
- ▶ o tamanho e complexidade da Instalação;
- ▶ os elementos críticos para a segurança operacional; e
- ▶ a designação de um auditor líder, que seja independente do objeto da auditoria.

O Operador da Instalação se responsabilizará pela execução das auditorias, utilizando métodos apropriados (revisão de documentos de bordo, listas de verificação, observações de campo e entrevistas), observando os prazos estabelecidos para execução e as informações que deverão constar dos relatórios a serem elaborados pela equipe de auditores.

O Operador da Instalação deverá elaborar o plano de ação para o tratamento das não-conformidades apontadas no relatório de auditoria, que deverá conter as ações corretivas e preventivas, bem como os prazos e a designação do(s) setor(es) ou funcionário(s) responsável(is) pela implementação das mesmas. As ações e respectivos prazos deverão ser compatíveis com os riscos envolvidos. O plano de ação para o tratamento das não-conformidades apontadas pelo relatório de auditoria, a implementação das ações e o acompanhamento são de responsabilidade do Operador da Instalação, que divulgará as ações em andamento à força de trabalho envolvida na atividade ou prática de gestão auditada.

#### ▪ Gestão da Informação e da Documentação

Cabe ao Operador da Instalação desenvolver um sistema de controle de documentação que considere o desenvolvimento, atualização, distribuição, controle e integridade das informações e de toda documentação necessária ao atendimento deste Regulamento Técnico. O Operador da Instalação terá como atribuição garantir o acesso adequado do pessoal às informações e à documentação da Instalação que sejam afetas a este Regulamento Técnico, considerando as necessidades de trabalho e de treinamento de cada um.

#### ▪ Investigação de Incidentes

O Operador da Instalação elaborará um procedimento para condução da investigação de incidentes com conseqüências adversas para a Segurança Operacional.

Os procedimentos de investigação deverão incluir:

- ▶ dimensionamento e composição da equipe de investigação; e
- ▶ critérios para condução da investigação no local do incidente, observando a necessidade de preservar as evidências físicas, a programação e execução de entrevistas e a necessidade de coletar e identificar os documentos, dados e registros apropriados.

A investigação de incidentes deverá ser conduzida com estrita observância das imposições legais.

O Operador da Instalação será o responsável pela execução das investigações de incidentes, de acordo com os procedimentos previamente estabelecidos conforme descrito acima, mobilizando prontamente a equipe, estabelecendo a metodologia e responsabilizando-se pelo conteúdo do relatório a ser emitido pela equipe de investigação.

A equipe de investigadores deverá elaborar o relatório de investigação do incidente, que deverá conter, além do disposto na legislação pertinente, as informações consideradas relevantes para posterior implementação de ações que visem impedir ou minimizar a possibilidade de recorrência do mesmo.

O Operador da Instalação será responsável por estabelecer, documentar e implementar as ações preventivas e corretivas necessárias, com base nas medidas apontadas no relatório de investigação. Os prazos para implementação deverão ser compatíveis com a complexidade das ações e riscos envolvidos.

▪ **Projeto, Construção, Instalação e Desativação**

O Operador da Instalação deverá atender aos critérios de projeto e considerar as normas, os padrões da indústria e boas práticas de engenharia no planejamento do projeto e de Segurança Operacional, construção, instalação e desativação da Instalação.

O Operador da Instalação deverá estabelecer um sistema de forma que:

- ▶ Todos os aspectos que possam introduzir riscos à Segurança Operacional sejam devidamente considerados no projeto da Instalação e em suas revisões subseqüentes nas fases de projeto, construção, instalação e desativação;
- ▶ Fatores humanos e relativos ao ambiente de trabalho sejam levados em consideração na fase de projeto da Instalação e em suas revisões subseqüentes nas fases de projeto, construção, instalação e desativação;
- ▶ Sejam estabelecidos meios de alteração de projeto quando da identificação, durante as fases de construção e instalação, de aspectos que possam introduzir riscos à Segurança Operacional.

#### ▪ Elementos Críticos de Segurança Operacional

O Operador da Instalação identificará e descreverá as características essenciais e as funções dos Elementos Críticos de Segurança Operacional, os quais são classificados em três categorias:

- ▶ Equipamentos Críticos de Segurança Operacional;
- ▶ Sistemas Críticos de Segurança Operacional; e
- ▶ Procedimentos Críticos de Segurança Operacional.

Os elementos são considerados críticos quando essenciais para a prevenção ou mitigação ou que, em caso de falha, possam provocar um acidente operacional. O Operador da Instalação estabelecerá procedimentos de contingência e definirá um sistema de aprovação e de controle dos mesmos, a ser utilizado quando Equipamentos ou Sistemas Críticos de Segurança Operacional estejam em condições degradadas ou fora de operação.

Tais procedimentos estabelecerão medidas temporárias que possam suprir a falta de Equipamentos ou Sistemas Críticos de Segurança Operacional, devido à falha, degradação ou fora de operação. Tais medidas deverão incluir, quando aplicável:

- ▶ Implantação de controles alternativos equivalentes;
- ▶ Redução e limitação da produção; e
- ▶ Isolamento e parada de equipamentos, sistemas, instalações.

#### ▪ Identificação e Análise de Riscos.

O Operador da Instalação se responsabilizará pela identificação e análise qualitativa ou quantitativa dos riscos, conforme aplicável, com o propósito de recomendar ações para controlar e reduzir incidentes que comprometam a segurança operacional.

A metodologia para identificação e análise de riscos deve:

- ▶ ser definida em seu escopo;
- ▶ considerar os Elementos Críticos de Segurança Operacional;



- ▶ considerar outras análises de riscos na Instalação ou em outras Instalações similares;
- ▶ considerar a análise histórica de incidentes ocorridos na Instalação ou em outras Instalações similares;
- ▶ considerar layout, fatores humanos e causas externas, conforme aplicável;
- ▶ classificar os riscos identificados; e
- ▶ identificar as ações necessárias para mitigação e prevenção dos riscos.

A identificação e análise de riscos devem ser desempenhadas por uma equipe multidisciplinar. O número de pessoas envolvidas e as características de experiência destas pessoas devem ser determinados pela dimensão e complexidade da atividade, instalação, operação ou empreendimento a ser analisado.

Os relatórios de identificação e análise de riscos deverão estar disponíveis para consulta durante a realização de auditorias, inspeções ou verificações da Instalação. O Operador da Instalação será responsável pela implementação das ações corretivas referentes às recomendações contidas nas análises de riscos. Quando aplicável, deve indicar a necessidade de revisão da lista de Elementos Críticos de Segurança Operacional.

#### ▪ Integridade Mecânica.

O Operador da Instalação terá como atribuição estabelecer planos e procedimentos para inspeção, teste e manutenção, a fim de buscar a integridade mecânica dos seus sistemas, estruturas, Equipamentos e Sistemas Críticos de Segurança Operacional. Tal documentação deverá estar alinhada com recomendações dos fabricantes, normas, padrões e boas práticas de engenharia.

Estabelecer procedimentos de inspeção, teste e manutenção que contenham instruções claras para condução segura das atividades, documentando todas as atividades relacionadas com integridade mecânica desenvolvidas a bordo. Deverá também, assegurar que os procedimentos operacionais, manuais ou qualquer outro documento referente à Instalação, aos seus sistemas, estruturas e equipamentos estejam acessíveis ao pessoal de manutenção (empregados ou contratados), quando aplicáveis.

O controle das atividades deverá criar procedimentos visando garantir que todos os Equipamentos e Sistemas Críticos de Segurança Operacional estejam cobertos pelos planos de inspeção, teste e manutenção, sendo que qualquer desvio das especificações de projeto deve ser abordada através dos requisitos da prática de gestão de Gerenciamento de Mudanças.

O monitoramento e Avaliação de Resultados deverá ser realizado pelo operador da Instalação através do gerenciamento dos resultados das inspeções e testes.

▪ Planejamento e Gerenciamento de Grandes Emergências;

O Operador da Instalação será responsável por preparar, documentar e estabelecer o Plano de Emergência da Instalação, que deverá conter os procedimentos de preparação e de resposta a emergências. O Plano de Emergência da Instalação poderá ser complementado com recursos e estrutura de resposta disponível em outra localização. O plano deverá indicar como estruturas e recursos compartilhados serão acionados, independentemente de pertencerem ao próprio operador ou a terceiros.

Estabelecer um programa de treinamento que contemple os membros da equipe de resposta à emergência. Todas as demais pessoas expostas aos cenários acidentais deverão receber, no mínimo, treinamento quanto aos procedimentos de alarme e evacuação. Deverão ser considerados requisitos de códigos e normas internacionais de resposta à emergência, bem como as práticas adotadas por outras regulamentações aplicáveis no Brasil.

O Plano deve também contemplar:

- ▶ identificação da Instalação e responsável legal;
- ▶ descrição dos acessos à Instalação;
- ▶ cenários acidentais;
- ▶ sistemas de alerta;
- ▶ comunicação do acidente;
- ▶ estrutura organizacional de resposta;
- ▶ procedimentos para resposta;

- ▶ equipamentos e materiais de resposta; e
- ▶ procedimento para acionamento de recursos e estruturas de resposta complementares, quando aplicável.

Os Cenários acidentais decorrentes da hipótese acidental “vazamento de óleo” poderão ser tratados somente em plano de emergência específico, tais como o “SOPEP - Shipboard Oil Pollution Emergency Plan” e/ou outro Plano de Emergência definido por outro regulamento específico.

O Operador da Instalação será responsável por identificar todos os recursos de resposta, incluindo os sistemas e equipamentos de emergência, bem como as empresas contratadas prestadoras de serviços de apoio na resposta a emergência, certificando-se de sua adequação e disponibilidade. Também deverá estabelecer sistemas confiáveis e eficazes de comunicação e alarme, bem como procedimentos de comunicação interna e externa, incluindo agências reguladoras e demais autoridades governamentais competentes.

O Operador da Instalação será responsável por realizar exercícios simulados periódicos abrangendo todos os cenários previstos no Plano de Emergência. Os exercícios simulados devem ser:

- ▶ coordenados com todas as organizações e autoridades reguladoras, quando aplicável;
- ▶ analisados de forma a verificar a necessidade de revisão do Plano de Emergência;
- ▶ devidamente documentados; e
- ▶ programados de forma a todos os cenários previstos no Plano de Emergência da Instalação serem contemplados.

O Plano de Emergência deve ser reavaliado nas seguintes situações:

- ▶ sempre que uma análise de risco assim o indicar;
- ▶ quando a avaliação do desempenho do Plano de Emergência, decorrente do seu acionamento por incidente ou exercício simulado, recomendar;

- ▶ sempre que a instalação sofrer modificações físicas, operacionais ou organizacionais que afetem seus procedimentos ou a sua capacidade de resposta; ou
- ▶ em outras situações a critério da ANP e ou do IBAMA.

▪ Procedimentos Operacionais.

O Operador da Instalação terá como atribuição elaborar, documentar e controlar os procedimentos operacionais para as operações que são realizadas na Instalação, com instruções claras e específicas para execução das atividades com segurança, levando em consideração as especificidades operacionais e a complexidade das atividades e assegurando que os procedimentos operacionais estejam atualizados e disponíveis a bordo, para todo o pessoal envolvido.

O Operador da Instalação estabelecerá e implementará procedimentos para operações de partida e desativação. Deverão ser assegurados mecanismos de atualização das informações relativas à pré-operação, quando aplicável.

O Operador da Instalação especificará as várias categorias e tipos de Operações Simultâneas, onde existam interfaces operacionais consideráveis e, em particular, quando as Operações Simultâneas:

- ▶ introduzem perigos novos que não foram considerados de uma forma específica na avaliação de riscos;
- ▶ requerem logísticas especiais, medidas de apoio ou procedimentos de trabalho seguro que não estão considerados especificamente nas outras Práticas de Gestão deste Regulamento Técnico; e
- ▶ comprometem a disponibilidade / funcionalidade dos Elementos Críticos de Segurança Operacional.

O Operador da Instalação estabelecerá e implementará procedimentos, para gerenciar Operações Simultâneas. Os procedimentos de controle deverão abordar os seguintes aspectos:

- ▶ identificação de novos perigos introduzidos pelas Operações Simultâneas e verificação da existência de medidas de prevenção e/ou mitigação adequadas para estes perigos;

- ▶ definição das responsabilidades, de modo a assegurar uma adequada coordenação entre todas as organizações envolvidas, incluindo resposta à emergência.
- Gerenciamento de Mudanças.

As mudanças nas operações, procedimentos, padrões, instalações ou pessoal devem ser avaliadas e gerenciadas de forma que os riscos advindos destas alterações permaneçam em níveis aceitáveis. O Operador da Instalação estabelecerá e implementará um procedimento para gerenciar mudanças que possam afetar a Segurança Operacional. O procedimento deve considerar a descrição da mudança proposta, incluindo a justificativa para a alteração e a especificação de projeto, quando aplicável.

O processo de gerenciamento de mudanças deve ser documentado, arquivado e estar disponível para consulta a bordo, por um período mínimo de 2 (dois) anos. Após este prazo, a documentação gerada pelo processo de gerenciamento de mudanças deverá ser mantida em local definido pelo operador, por um período mínimo de 5 (cinco) anos.

- Práticas de Trabalho Seguro e Procedimentos de Controle em Atividades Especiais;

O Operador da Instalação deverá estabelecer um sistema de permissão de trabalho e outros meios de controle para gerenciar atividades em áreas de risco. Na elaboração deste sistema deverá considerar:

Que o Operador da Instalação deverá estabelecer os tipos de atividade que possam constituir riscos para a Segurança Operacional e que requerem Permissão de Trabalho.

Que a Permissão de Trabalho deve incluir medidas adicionais de precaução e mitigação que possam ser requeridas para a realização da tarefa com segurança.

A necessidade da análise prévia das condições de segurança para execução de tarefas, bem como dos perigos existentes no ambiente de trabalho.

O Operador da Instalação deverá assegurar que o sistema de permissão de trabalho:

- ▶ Seja documentado e que as instruções e os formulários de autorizações sejam claros e concisos; e

- ▶ Estabeleça que os controles e as permissões de trabalho sejam aprovados em nível apropriado de gerência / supervisão da Instalação.

O Operador da Instalação será responsável por monitorar o desempenho das atividades em conformidade com os requisitos estabelecidos em procedimentos aprovados, nas permissões de trabalho e nas informações e documentação correlata, garantindo que permissões de trabalho e controles sejam utilizados até a conclusão dos trabalhos.

## II.8.9 - Bibliografia

Amante, Diogo A. Residual strength assessment of semi-submersible platform column due to supply vessel collision. Proceedings of the ASME 27 th international conference of offshore mechanics and arctic engineering, OMEA 57830. Estoril, Portugal, 2008.

Ambrose, B. D., Chlids, m. S., Leppard, S.A., Krohn, R.L. Application of a Deepwater riser risk analysis to drilling operations and riser design. OTC - Offshore technology conference held in Houston, Texas, 2001.

API. Oil spill cleanup: options for minimizing adverse ecological impacts. Washington, Tetra Tech., 1985. 580 p. (API, 4435).

Holand, Per. Reliability of subsea BOP systems for deepwater application, Phase II DW. Sintef, 118p.1997.

IMO. Field guide for oil spill response in tropical waters. London, 1997. 54 p.

IPIECA. Guidelines on biological impacts of oil pollution. London, UK, 1991. 15 p. (IPIECA Reports Series, 1).

IPIECA, 1991. International Petroleum Industry Environmental Conservation Association. Guidelines on Biological Impacts of Oil Pollution, IPIECA Report Series. V.1. [www.ipieca.org/](http://www.ipieca.org/)

IPIECA, 1991. International Petroleum Industry Environmental Conservation Association. A Guide To Contingency Planning For Oil Spills On Water. V.2. [www.ipieca.org/](http://www.ipieca.org/)

IPIECA, 1992. International Petroleum Industry Environmental Conservation Association. Biological Impacts of Oil Pollution: Coral Reefs. V.3. [www.ipieca.org/](http://www.ipieca.org/)

IPIECA, 1993. International Petroleum Industry Environmental Conservation Association. Biological Impacts of Oil Pollution: Mangroves, IPIECA Report Series. V.4. [www.ipieca.org/](http://www.ipieca.org/)

IPIECA, 1994. International Petroleum Industry Environmental Conservation Association. Guidelines on Biological Impacts of Oil Pollution: Saltmarshes, IPIECA Report Series. V.6. [www.ipieca.org/](http://www.ipieca.org/)

IPIECA, 1995. International Petroleum Industry Environmental Conservation Association. Biological Impacts of Oil Pollution: Rocky Shores, IPIECA Report Series. V.7. [www.ipieca.org/](http://www.ipieca.org/)

IPIECA, 2000. International Petroleum Industry Environmental Conservation Association. Biological Impacts of Oil Pollution: Fisheries, IPIECA Report Series. V.8. [www.ipieca.org/](http://www.ipieca.org/)

IPIECA, 2000. International Petroleum Industry Environmental Conservation Association. Biological Impacts Of Oil Pollution: Sedimentary Shores, IPIECA Report Series. V.9. [www.ipieca.org/](http://www.ipieca.org/)

IPIECA, 2000. International Petroleum Industry Environmental Conservation Association. Choosing Spill Response Options To Minimize Damage *Net Environmental Benefit Analysis*, IPIECA Report Series. V.10. [www.ipieca.org/](http://www.ipieca.org/)

IPIECA, 2004. International Petroleum Industry Environmental Conservation Association. Guidelines For Oil Spill Waste Minimization And Management, IPIECA Report Series. V.12. [www.ipieca.org/](http://www.ipieca.org/)

IPIECA, 2004. International Petroleum Industry Environmental Conservation Association. A Guide To Oiled Wildlife Response Planning, IPIECA Report Series. V.13. [www.ipieca.org/](http://www.ipieca.org/)

Lopes, Carlos Ferreira. Ambientes costeiros contaminados por óleo : procedimentos de limpeza - manual de orientação / Carlos Ferreira Lopes, João Carlos Carvalho Milanelli, Iris Regina Fernandes Poffo. - - São Paulo : Secretaria de Estado do Meio Ambiente, 2007.

MMA/CGEMA/IBAMA. 2008. Relatório Acidentes Ambientais 2006 e 2007.

MMA/CGEMA/IBAMA. 2009. Relatório Acidentes Ambientais 2008.

Melendez, J., Schubert, J.J., Amani, m.. Risk assessment of surface vs. Subsurface bop's on mobile offshore drilling units. Final project report, MMS/OTRC cooperative research agreement, 2006.

MICHEL, J.; HAYES, O. Sensitivity of coastal environments to oil. In: NOAA. An introduction to coastal habitats and biological resources for oil spill response. [S.L.], 1992. (NOAA Report, HMRAD 92-4). Available from:

<<http://www.response.restoration.noaa.gov/oilands/monterey.html>>.

Kaiser, Mark J..World offshore energy loss statistics, Energy Policy Volume 35, 3496-3525 p., 2007.

OGP. Risk Assessment Data Directory. Report No. 434 -17. Major Accidents, Internacional Association of Oil and Gas Production. 32p. 2010

Schechtman, Roberto. Análise de Risco Ambiental em atividades de Exploração (Perfuração) e Produção de Petróleo. Dissertação (Mestrado - Universidade Federal do Rio de Janeiro, EQ., Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos, 123 p. 2006.





## II.8.10 - Equipe Técnica



Nome	Formação	Empresa	Responsabilidade	Registro IBAMA	Conselho de Classe	Assinatura
Altaira Pollis	Engenheira Civil	Ecology	II.8 - Análise e Gerenciamento de Riscos Ambientais	504032	CREA 200096288-2	
Eduardo Portella	Biólogo	Ecology	II.8 - Mapas de Riscos Ambientais	617561	CRBIO 32226-02	
Ricardo Busoli	Oceanólogo	Pangea Ambiental	II.8 - Análise e Gerenciamento de Riscos Ambientais	95892	-	
Xavier Castello	Engenheiro Mecânico	Pangea Ambiental	II.8 - Análise e Gerenciamento de Riscos Ambientais	2474988	CREA RJ - 2004959010	



Coordenador:



Técnico:

## II.8.11 - Cadastros Técnicos Federal - CTF

 <p style="text-align: center;">Ministério do Meio Ambiente Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis</p>  <p style="text-align: center;"><b>CADASTRO TÉCNICO FEDERAL CERTIFICADO DE REGULARIDADE</b></p>			
Nr. de Cadastro:	CPF/CNPJ:	Emitido em:	Válido até:
504032	082.049.367-88	01/07/2010	01/10/2010
<p>Nome/Razão Social/Endereço</p> <p><b>Altaira Maia Pollis</b> <b>Rua Dona Mariana 73/306</b> <b>Botafogo</b> <b>RIO DE JANEIRO/RJ</b> <b>22280-020</b></p>			
<p>Este certificado comprova a regularidade no</p> <p style="text-align: center;"><b>Cadastro de Instrumentos de Defesa Ambiental</b></p> <p><b>Consultor Técnico Ambiental - Classe 5.0</b></p> <p>Auditoria Ambiental Controle da Poluição Educação Ambiental Gestão Ambiental Qualidade da Água Qualidade do Ar Qualidade do Solo Recuperação de Áreas Recursos Hídricos Uso do Solo</p>			
<p>Observações:</p> <p>1 - Este certificado não habilita o interessado ao exercício da(s) atividade(s) descrita(s), sendo necessário, conforme o caso de obtenção de licença, permissão ou autorização específica após análise técnica do IBAMA, do programa ou projeto correspondente;</p> <p>2 - No caso de encerramento de qualquer atividade especificada neste certificado, o interessado deverá comunicar ao IBAMA, obrigatoriamente, no prazo de 30 (trinta) dias, a ocorrência para atualização do sistema.</p> <p>3 - Este certificado não substitui a necessária licença ambiental emitida pelo órgão competente.</p> <p>4 - Este certificado não habilita o transporte de produtos ou subprodutos florestais e faunísticos.</p>		<p>A inclusão de Pessoas Físicas e Jurídicas no Cadastro Técnico Federal não implicará por parte do IBAMA e perante terceiros, em certificação de qualidade, nem juízo de valor de qualquer espécie.</p> <p style="text-align: center;">Autenticação</p> <p style="text-align: center;"><b>6a8b.s2as.9vwl.8pyv</b></p>	

 <p style="text-align: center;"><b>Ministério do Meio Ambiente</b> <b>Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis</b></p> <p style="text-align: center;"><b>CADASTRO TÉCNICO FEDERAL</b> <b>CERTIFICADO DE REGULARIDADE</b></p> 			
Nr. de Cadastro:	CPF/CNPJ:	Emitido em:	Válido até:
617561	078.304.117-94	12/07/2010	12/10/2010
<p>Nome/Razão Social/Endereço</p> <p><b>Eduardo Machado Portella</b> <b>Rua Pedro Américo, 166 / 506A</b> <b>Catete</b> <b>RIO DE JANEIRO/RJ</b> <b>22211-010</b></p>			
<p>Este certificado comprova a regularidade no</p> <p style="text-align: center;"><b>Cadastro de Instrumentos de Defesa Ambiental</b></p> <p><b>Consultor Técnico Ambiental - Classe 5.0</b></p> <p>Anilhamento de Aves Silvestres Controle da Poluição Ecossistemas Terrestres e Aquáticos Eletricidade Gestão Ambiental Recursos Hídricos Uso do Solo Auditoria Ambiental Educação Ambiental Recuperação de Áreas Serviços Relacionados À Silvicultura Qualidade da Água Qualidade do Ar Qualidade do Solo</p>			
<p>Observações:</p> <p>1 - Este certificado não habilita o interessado ao exercício da(s) atividade(s) descrita(s), sendo necessário, conforme o caso de obtenção de licença, permissão ou autorização específica após análise técnica do IBAMA, do programa ou projeto correspondente;</p> <p>2 - No caso de encerramento de qualquer atividade especificada neste certificado, o interessado deverá comunicar ao IBAMA, obrigatoriamente, no prazo de 30 (trinta) dias, a ocorrência para atualização do sistema.</p> <p>3 - Este certificado não substitui a necessária licença ambiental emitida pelo órgão competente.</p> <p>4 - Este certificado não habilita o transporte de produtos ou subprodutos florestais e faunísticos.</p>		<p>A inclusão de Pessoas Físicas e Jurídicas no Cadastro Técnico Federal não implicará por parte do IBAMA e perante terceiros, em certificação de qualidade, nem juízo de valor de qualquer espécie.</p> <p style="text-align: center;"><b>Autenticação</b></p> <p style="text-align: center;"><b>l2th.g535.ufjb.uix7</b></p>	

<p style="text-align: center;"><b>Ministério do Meio Ambiente</b> <b>Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais</b> <b>Renováveis</b></p>   <p style="text-align: center;"><b>CADASTRO TÉCNICO FEDERAL</b> <b>CERTIFICADO DE REGULARIDADE</b></p>			
Nr. de Cadastro:	CPF/CNPJ:	Emitido em:	Válido até:
95892	184.317.508-80	27/07/2010	27/10/2010
<p>Nome/Razão Social/Endereço</p> <p><b>Ricardo Ozella Busoli</b> <b>RUA JOÃO JACOB ROHWEDDER, 248</b> <b>VILA SANTANA</b> <b>SUMARE/SP</b> <b>13170-310</b></p>			
<p>Este certificado comprova a regularidade no</p> <p style="text-align: center;"><b>Cadastro de Instrumentos de Defesa Ambiental</b></p> <p><b>Consultor Técnico Ambiental - Classe 5.0</b></p> <p>Auditoria Ambiental Ecossistemas Terrestres e Aquáticos Educação Ambiental Qualidade da Água Recuperação de Áreas Qualidade do Ar Controle da Poluição Gestão Ambiental Recursos Hídricos</p>			
<p>Observações:</p> <p>1 - Este certificado não habilita o interessado ao exercício da(s) atividade(s) descrita(s), sendo necessário, conforme o caso de obtenção de licença, permissão ou autorização específica após análise técnica do IBAMA, do programa ou projeto correspondente:</p> <p>2 - No caso de encerramento de qualquer atividade especificada neste certificado, o interessado deverá comunicar o IBAMA, objetivamente,</p>		<p>A inclusão de Pessoas Físicas e Jurídicas no Cadastro Técnico Federal não implicará por parte do IBAMA e perante terceiros, em certificação de qualidade, nem juízo de valor de qualquer espécie.</p>	

<p align="center"><b>Ministério do Meio Ambiente</b> <b>Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos</b> <b>Naturais Renováveis</b></p>   <p align="center"><b>CADASTRO TÉCNICO FEDERAL</b> <b>CERTIFICADO DE REGULARIDADE</b></p>			
Nr. de Cadastro:	CPF/CNPJ:	Emitido em:	Válido até:
2474988	932.431.380-00	27/07/2010	27/10/2010
<p>Nome/Razão Social/Endereço</p> <p><b>Xavier Castello</b> <b>Rua Visconde de Pirajá, 3 apto 604</b> <b>Ipanema</b> <b>RIO DE JANEIRO/RJ</b> <b>22410-001</b></p>			
<p>Este certificado comprova a regularidade no</p> <p align="center"><b>Cadastro de Instrumentos de Defesa Ambiental</b></p> <p><b>Consultor Técnico Ambiental - Classe 5.0</b></p> <p>Auditoria Ambiental Controle da Poluição Ecossistemas Terrestres e Aquáticos Gestão Ambiental Qualidade da Água Qualidade do Ar Segurança do Trabalho</p>			
<p>Observações:</p> <p>1 - Este certificado não habilita o interessado ao exercício da(s) atividade(s) descrita(s), sendo necessário, conforme o caso de obtenção de licença, permissão ou autorização específica após análise técnica do IBAMA, do programa ou projeto correspondente;</p> <p>2 - No caso de encerramento de qualquer atividade especificada neste certificado, o interessado deverá comunicar ao IBAMA, obrigatoriamente, no prazo de 30 (trinta) dias, a ocorrência para atualização do sistema.</p> <p>3 - Este certificado não substitui a necessária licença ambiental emitida pelo órgão competente.</p> <p>4 - Este certificado não habilita o transporte de produtos ou subprodutos florestais e faunísticos.</p>		<p>A inclusão de Pessoas Físicas e Jurídicas no Cadastro Técnico Federal não implicará por parte do IBAMA e perante terceiros, em certificação de qualidade, nem juízo de valor de qualquer espécie.</p> <p align="center">Autenticação</p> <p align="center"><b>tv3y.id6c.89iu.e81c</b></p>	

## II.8.12 - Mapas de Risco Ambiental

- 2429-00-ARA-DE-5001 Mapa da Mancha Probabilística para a presença acidental de óleo e somatório de frequências para o volume de 200 m<sup>3</sup> - Cenário Integrado de Verão e Inverno;
- 2429-00-ARA-DE-5002 Mapa de Risco para o Componente Ambiental Baleia Jubarte - Corredor Migratório - Volume de 200 m<sup>3</sup> - Cenário Integrado de Verão e Inverno;
- 2429-00-ARA-DE-5003 Mapa de Risco Ambiental para o componente ambiental Baleia Franca-do-sul - Volume de 200 m<sup>3</sup> - Cenário Integrado de Verão e Inverno;
- 2429-00-ARA-DE-5004 Mapa de Risco Ambiental para Boto-cinza e Toninha - Volume de 200 m<sup>3</sup> Cenário Integrado de Verão e Inverno;
- 2429-00-ARA-DE-5005 Mapa de Risco Ambiental para Peixes Costeiros - Volume de 200m<sup>3</sup> Cenário Integrado de Verão e Inverno;
- 2429-00-ARA-DE-5006 Mapa de Risco Ambiental para Peixes Pelágicos - Volume de 200 m<sup>3</sup> Cenário Integrado de Verão e Inverno;
- 2429-00-ARA-DE-5007 Mapa de Risco Ambiental para Pesca - Volume de 200 m<sup>3</sup> Cenário Integrado de Verão e Inverno;
- 2429-00-ARA-DE-5008 Mapa de Risco Ambiental para Plâncton - Volume de 200 m<sup>3</sup> Cenário Integrado de Verão e Inverno;
- 2429-00-ARA-DE-5009 Mapa de Risco Ambiental para Quelônios - Volume de 200 m<sup>3</sup> Cenário Integrado de Verão e Inverno;
- 2429-00-ARA-DE-5010 Mapa de Risco Ambiental Litoral - Volume de 200 m<sup>3</sup> Cenário Integrado de Verão e Inverno