

II.10.8. Plano de Gerenciamento de Riscos

II.10.8.1. Introdução

As recomendações e medidas resultantes da aplicação da Análise Preliminar de Perigos - APP para a redução das probabilidades de eventuais acidentes e mitigação das respectivas consequências devem ser consideradas como partes integrantes do Plano de Gerenciamento de Riscos - PGR. Entretanto, independentemente da adoção dessas medidas, uma instalação que manipule ou trabalhe com substâncias ou processos perigosos deve ser operada dentro de padrões considerados toleráveis, razão pela qual um Plano de Gerenciamento de Riscos deve ser implantado pela Contratada responsável pela operação dos FPSOs, e considerado nas atividades rotineiras ou não.

Embora as ações previstas no PGR devam contemplar todas as operações e equipamentos, o programa deve considerar principalmente os aspectos críticos identificados na Análise e Gerenciamento de Riscos Ambientais - AGR, a partir de critérios estabelecidos com base nas Hipóteses Acidentais.

A empresa responsável pela operação dos FPSOs, deverá integrar os aspectos de Segurança, Meio Ambiente e Saúde – SMS à sua estratégia empresarial, e deverá evidenciar o compromisso de toda sua força de trabalho com a busca da excelência nessas áreas, a ser manifestado expressamente na sua política de SMS.

II.10.8.2. Objetivo

O objetivo deste PGR é prover a sistemática voltada para o estabelecimento de requisitos contendo as orientações gerais na gestão de riscos, com vistas à prevenção de acidentes nos FPSO-1 e FPSO-2 do Projeto de Revitalização e sistemas associados, durante a sua operação nos Campos de Marlim e Voador, Bacia de Campos, e de mitigação das respectivas consequências, caso estes venham a ocorrer.

II.10.8.3. Definições

Auditoria Interna do Sistema de Gestão de SMS – Exame sistemático para determinar se as atividades e seus resultados estão de acordo com as disposições planejadas, se estas foram efetivamente implantadas com eficácia e se são adequadas à consecução dos objetivos.

AGR - Análise e Gerenciamento de Riscos.

APP - Análise Preliminar de Perigos.

DDSMS - Diálogo Diário de Segurança, Meio Ambiente e Saúde.

DP - *Dynamic Positioning* - Posicionamento Dinâmico.

EPI - Equipamento de Proteção Individual.

FPSO - *Floating, Production, Storage and Offloading Unit* – Unidade Flutuante de Produção, Estocagem e Transferência.

Palestra de Integração - Treinamento de SMS para empregados recém-contratados da força de trabalho.

PEVO-BC - Plano de Emergência de Vazamento de Óleo da Bacia de Campos.

Política de Gestão de SMS - Declaração da organização expondo suas intenções e princípios em relação à SMS, que provê uma estrutura para ação e definição de objetivos e metas de SMS.

PRE - Plano de Resposta às Emergências.

PT - Permissão de Trabalho.

SOPEP - *ShipBoard Oil Pollution Emergency Plan* – Plano de Emergência de Navios contra Poluição por Óleo.

II.10.8.4. Referências

Normas de Gestão: NBR ISO 14001:2004; OHSAS 18001:1999;

Padrões, normas e requisitos legais internacionais (OCIMF, MARPOL, etc.);

Resolução CONAMA nº 398/2008 - Dispõe sobre o Plano de Emergência Individual para incidentes de poluição por óleo em águas sob jurisdição nacional.

II.10.8.5. Descrição da UEP e Operações Principais

Após as suas ancoragens, o FPSO-1 será interligado à 26 poços produtores, sendo 22 poços remanejados e 4 poços novos e o FPSO-2 será interligado à 23 poços produtores, sendo 16 poços remanejados e 7 poços novos e ambos aos dutos de exportação de gás.

Os FPSOs serão projetados para receber a produção, processar, estocar o óleo produzido, realizar a transferência da carga para navios aliviadores (DP) e exportar o gás via sistema de escoamento (gasodutos).

O processo de produção nos campos de Marlim e Voador através dos FPSOs 1 e 2 será efetuado através das seguintes operações:

1. Recebimento: recebimento da produção dos 26 poços no FPSO 1 e dos 23 poços no FPSO2, via sistema submarino de coleta;
2. Processamento: processamento da produção (óleo e gás) nas plantas de processo;
3. Estocagem: armazenamento do óleo produzido, nos tanques de carga dos FPSOs;
4. Offloading: transferência da carga para navios aliviadores, através do Sistema de *offloading*;

5. Exportação de gás: exportação do gás produzido para terra via sistema de escoamento (gasodutos).

Para execução das operações acima, as UEP 1 e 2 contarão ainda com os seguintes sistemas principais:

- ★ Sistema de ancoragem;
- ★ Sistema de conexão com as linhas de coleta e escoamento;
- ★ Sistemas de controle e segurança;
- ★ Sistema de lastro;
- ★ Sistema de tratamento e compressão de gás;
- ★ Sistema de injeção de produtos químicos;
- ★ Sistema de separação e processamento de óleo;
- ★ Sistema de captação de água e tratamento de água de injeção;
- ★ Sistema de resfriamento;
- ★ Sistema de tratamento de água produzida;
- ★ Sistema de *offloading*;
- ★ Sistema de tocha (com vasos de alta e baixa pressão) e *vent*;
- ★ Sistema de detecção, contenção e bloqueio de vazamentos;
- ★ Sistema de lançamento e recebimento de *pigs*;
- ★ Sistemas de manutenção;
- ★ Sistema de geração de energia;
- ★ Sistema de geração de energia de emergência;
- ★ Sistema de coleta, tratamento e descarte/destinação de fluidos;
- ★ Outros sistemas:
 - ↪ Sistema de geração e fornecimento de água industrial;
 - ↪ Sistema de geração e fornecimento de água doce;
 - ↪ Sistema de recebimento de óleo diesel;
 - ↪ Sistema de geração de vapor;
 - ↪ Sistema de comunicação;
 - ↪ Sistema de medição e monitoramento;
 - ↪ Sistema de gás inerte;
 - ↪ Sistema de detecção de gás, fogo e fumaça;
 - ↪ Sistema de combate a incêndio.

II.10.8.6. Gerenciamento dos Riscos Ambientais

II.10.8.6.1. Riscos Ambientais Envolvidos

A identificação de todos os cenários acidentais de vazamento de óleo e/ou derivados, em função das atividades dos FPSOs acima descritas, foi realizada através da técnica de Análise Preliminar de Perigos - APP.

Foram identificadas 113 Hipóteses Acidentais (HA) para cada FPSO, sendo que destas, 69 foram relacionadas a vazamentos de produto para o mar (sendo que deste total 7 HAs (HAs 69, 71, 72, 100, 101, 111 e 112) relacionam-se com o vazamento de produtos químicos ou biodegradáveis ao mar) e 44 foram relacionadas apenas a perdas de contenção para o ambiente (sem vazamento para o mar, restritas aos FPSOs).

A Tabela II.10.8.6.1-1 a seguir apresenta o agrupamento, por faixa de volume, das causas primárias principais das 69 Hipóteses Acidentais relacionadas a vazamentos de produto para o mar.

Tabela II.10.8.6.1-1 - Agrupamento das causas por faixa de volume das hipóteses acidentais relacionadas a vazamentos no mar.

FASE	VOLUME*	FAIXA DE VOLUME (m³)	HIPÓTESES ACIDENTAIS RELACIONADAS	CAUSAS PRIMÁRIAS PRINCIPAIS
Instalação	Pequeno	até 8	5	<ul style="list-style-type: none"> • Queda da aeronave no mar durante o transporte de carga ou passageiros para o FPSO; • Colisão de aeronave com o FPSO seguido de queda ao mar.
	Médio	8 a 200	2	<ul style="list-style-type: none"> • Colisão de embarcações (ex.: PLSVs, apoio, rebocadores etc.) com danos estruturais.
	Grande	V>200	3	<ul style="list-style-type: none"> • Perda da estabilidade/ afundamento da embarcação por colisão.
Operação	Pequeno	até 8	6, 8, 12, 13, 15, 17, 18, 21, 25, 28, 69, 71, 72, 73, 74, 76, 84, 86 e 87	<ul style="list-style-type: none"> • Falhas/rupturas de flanges, soldas, gaxetas e acessórios por desgaste de material e/ou sobrepressão; • Furos/rupturas de linhas, válvulas e acessórios por corrosão; • Falhas em conectores do duto e MCV devido a danos em componentes de vedação; • Ruptura de linhas, vasos e acessórios e equipamentos devido ao choque mecânico; • Queda de contentores de produto químico no mar; • Ruptura das mangueiras, <i>tubings</i> ou falha das conexões na TUTU <i>plate</i> (<i>Topside Umbilical Terminal Unit</i>); • Falha fabricação e/ou montagem; • Ruptura das mangueiras ou de conexões submersas por falhas na instalação, envelhecimento, sobrepressão; • Falhas em flanges, soldas, gaxetas e acessórios do mangote devido ao desgaste de material / vedação ou por sobrepressão. • Furos por corrosão no mangote e acessórios • Ruptura do mangote devido ao choque mecânico ou à falha de material. • Ruptura do mangote devido à sobrepressão. • Transbordamento de diesel por falha operacional. • Falha do sistema de alívio do vaso do <i>flare</i> de baixa pressão e do vaso do <i>flare</i> de alta pressão; • Queda da aeronave no mar; • Colisão de aeronave com o FPSO seguido de queda ao mar; • Furos por corrosão no gasoduto, válvulas e acessórios.

Tabela II.10.8.6.1-1 - Agrupamento das causas por faixa de volume das hipóteses acidentais relacionadas a vazamentos no mar.

FASE	VOLUME*	FAIXA DE VOLUME (m³)	HIPÓTESES ACIDENTAIS RELACIONADAS	CAUSAS PRIMÁRIAS PRINCIPAIS
Operação	Médio	8 a 200	7, 9, 30, 39, 41, 45, 51, 53, 54, 55 e 65	<ul style="list-style-type: none"> • Ruptura de linhas, vasos e acessórios e equipamentos devido ao choque mecânico ou à falha de material; • Danos na ANM ou Manifold por impacto mecânico; • Ruptura da linha causada por perda de posição do FPSO ou abalroamento com equipamentos ou embarcações. • Falhas em flanges, soldas, gaxetas e acessórios devido ao desgaste de material / vedação, sobrepressão, etc.; • Furos por corrosão nas linhas, válvulas e acessórios; • Descontrole operacional; • Transbordamento por excesso de carga (carregamento além da capacidade do tanque); • Ruptura de linhas, vasos, acessórios e equipamentos devido à sobrepressão; • Falhas em flanges, soldas, gaxetas e acessórios do mangote devido ao desgaste de material / vedação ou por sobrepressão; • Furos por corrosão no mangote, e acessórios; • Ruptura do mangote devido ao choque mecânico (ex.: abalroamento, perda de posicionamento do navio aliviador, etc.) ou à falha de material. • Ruptura do mangote, devido à sobrepressão.

Tabela II.10.8.6.1-1 - Agrupamento das causas por faixa de volume das hipóteses acidentais relacionadas a vazamentos no mar.

FASE	VOLUME*	FAIXA DE VOLUME (m³)	HIPÓTESES ACIDENTAIS RELACIONADAS	CAUSAS PRIMÁRIAS PRINCIPAIS
Operação	Grande	V > 200	10, 14, 16, 43, 46, 47, 48, 49, 56, 88,	<ul style="list-style-type: none"> • Descontrole do poço (<i>blowout</i>); • Ruptura de linhas, vasos e acessórios e equipamentos devido ao choque mecânico ou à falha de material; • Danos na ANM ou no Manifold por impacto mecânico; • Ruptura da linha causada por perda de posição do FPSO ou abalroamento com equipamentos ou embarcações; • Explosões e incêndios no <i>settling tank</i>; • Explosões e incêndios nos tanques de lastro; • Explosões e incêndios nos tanques de carga; • Afundamento do FPSO por sobretensão e consequente ruptura do casco por falha do sistema de lastro; • Ruptura do mangote devido ao choque mecânico ou à falha de material. • Ruptura do mangote devido à sobrepressão. • Ruptura do gasoduto ou equipamentos devido ao choque mecânico ou à falha de material. • Ruptura do gasoduto, acessórios e equipamentos devido à sobrepressão

Tabela II.10.8.6.1-1 - Agrupamento das causas por faixa de volume das hipóteses acidentais relacionadas a vazamentos no mar.

FASE	VOLUME*	FAIXA DE VOLUME (m³)	HIPÓTESES ACIDENTAIS RELACIONADAS	CAUSAS PRIMÁRIAS PRINCIPAIS
Desinstalação	Pequeno	até 8	93, 95, 96, 97, 99, 100, 101, 102, 103, 104, 105, 106, 108, 109, 110, 111, 112 e 113	<ul style="list-style-type: none"> • Queda da aeronave no mar; • Colisão de aeronave com o FPSO seguido de queda ao mar; • Furo ou ruptura de linhas por corrosão ou por choque mecânico durante a operação de lavagem (Fase 2 – Limpeza das linhas e equipamentos submarino); • Furo de linhas dos poços de produção por corrosão ou choque mecânico durante a operação (Fase 2 – Limpeza das linhas e equipamentos submarino); • Furo no umbilical por corrosão durante a operação de <i>flushing</i> (Fase 2 – Limpeza das linhas e equipamentos submarino); • Ruptura do umbilical por choque mecânico (Fase 2 – Limpeza das linhas e equipamentos submarino); • Falhas nas conexões dos MCVs (Fase 3 – Desconexão das linhas submarinas nas ANMs e nos Manifolds); • Ruptura de linha por choque mecânico (Fase 4 – <i>Pull out</i> e abandono temporário dos <i>risers</i>); • Abalroamento de embarcações envolvidas na operação (Fase 4 – <i>Pull out</i> e abandono temporário dos <i>risers</i>); • Queda da linha por falha na operação do guindaste e guincho da unidade (Fase 4 – <i>Pull out</i> e abandono temporário dos <i>risers</i>); • Falhas de contenção da unidade (Fase 5 – Despressurização, drenagem, limpeza e inertização de equipamentos e tubulações da planta de processamento de óleo e gás da plataforma); • Perda de estanqueidade nos vasos ou tanques de carga (Fase 6 – Limpeza dos vasos e tanques de carga); • Rompimento de cabo de aço do guindaste (Fase 7 – Remoção e transporte de produtos químicos); • Rompimento do container de produto químico (Fase 7 – Remoção e transporte de produtos químicos); • Dano na ANM por impacto mecânico (Fase 8 – Desconexão do sistema de ancoragem e destinação da plataforma).
	Médio	8 a 200	90, 94 e 98.	<ul style="list-style-type: none"> • Colisão de embarcações (ex.: PLSVs, apoio, rebocadores etc.) com danos estruturais • Rompimento de linhas de poços de produção por corrosão ou choque mecânico (Fase 1 – Fechamento dos poços e parada de produção da plataforma); • Ruptura de linha por choque mecânico (Fase 2 – Limpeza das linhas e equipamentos submarino).
	Grande	V>200	91	<ul style="list-style-type: none"> • Perda da estabilidade/ afundamento por colisão de embarcação.

II.10.8.6.2. Medidas para o Gerenciamento dos Riscos

Em função das causas de vazamentos de óleo e/ou derivados no mar, foi feito levantamento de todas as medidas preventivas e mitigadoras, salvaguardas já consideradas na fase de planejamento (projeto) de Revitalização dos Campos de Marlim e Voador, Bacia de Campos, e relacionadas a cada uma das Hipóteses Acidentais.

Todas as medidas relacionadas às causas primárias principais das 69 Hipóteses Acidentais relacionadas a vazamentos de produto para o mar, estão descritas nas Tabelas II.10.8.6.2-1 (Fase de Instalação), II.10.8.6.2-2 (Fase de Operação) e II.10.8.6.2-3 (Fase de Desinstalação) a seguir. As medidas contemplam ações para redução das probabilidades de ocorrências e ações para a redução das consequências dos eventuais vazamentos acidentais. A Tabela II.10.8.6.2-4 apresenta a correlação entre as medidas preventivas e mitigadoras com os elementos deste plano.

Nos itens subsequentes deste PGR são descritas detalhadamente as ações relacionadas aos planos, programas e procedimentos específicos que serão adotados.

Tabela II.10.8.6.2-1 – Medidas preventivas e mitigadoras das causas primárias principais relacionadas às hipóteses acidentais de vazamentos no mar – Fase de Instalação.

FASE	VOLUME	FAIXA DE VOLUME (m³)	CAUSAS PRIMÁRIAS PRINCIPAIS	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS RELACIONADAS
Instalação	Pequeno	Até 8	<ul style="list-style-type: none"> Queda da aeronave no mar durante o transporte de carga ou passageiros para o FPSO; Colisão de aeronave com o FPSO seguido de queda ao mar. 	<ul style="list-style-type: none"> Procedimento de aproximação de aeronaves. Programa de treinamento e atualização dos operadores da plataforma e das aeronaves. PE-3UBC-00108 - PRE - UO-BC – Plano de Resposta a Emergências PE-3UBC-00144 - Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da Bacia de Campos (PEVO-BC). Plano de Emergência individual da unidade (PEI) Plano de Resposta a Emergência da Unidade (PRE)
	Médio	8 a 200	<ul style="list-style-type: none"> Colisão de embarcações (ex.: PLSVs, apoio, rebocadores etc.) com danos estruturais. 	<ul style="list-style-type: none"> Embarcações certificadas por Sociedade Classificadora. Posicionamento Dinâmico (DP-2) de embarcações Procedimento de interrupção das operações em condições ambientais adversas Programa de treinamento para as situações de emergência Sistema de monitoramento das condições ambientais Sistemas de contenção/ drenagem das embarcações e FPSOs Procedimento de contratação de mão de obra qualificada. Plano de Emergência individual da unidade (PEI) Planos de Emergência das Embarcações contratadas de acordo com requisitos contratuais que são suportados com os planos de suporte e resposta à emergência da Petrobras. PE-3UBC-00144 - Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da Bacia de Campos (PEVO-BC).
	Grande	V > 200	<ul style="list-style-type: none"> Perda da estabilidade/ afundamento por colisão devido à perda de controle da embarcação. 	<ul style="list-style-type: none"> Procedimento de interrupção das operações em condições ambientais adversas Programa de inspeção, manutenção e testes das instalações (linhas, equipamentos, tanques e vasos) Programa de manutenção e testes dos sistemas de segurança (Elementos finais de controle e intertravamentos) Programa de treinamento e atualização dos operadores Sistema de monitoramento das condições ambientais Sistemas de detecção e combate à emergência Sistemas de referência e posicionamento Sistemas navais de detecção e controle PE-2LMS-00016 - Manual para Operação de Contenção e Recolhimento de Óleo no mar. PP-3UBC-00534 - Plano de Proteção à Fauna da Bacia de Campos.

Tabela II.10.8.6.2-2 – Medidas preventivas e mitigadoras das causas primárias principais relacionadas às hipóteses acidentais de vazamentos no mar – Fase de Operação.

FASE	VOLUME	FAIXA DE VOLUME (m³)	CAUSAS PRIMÁRIAS PRINCIPAIS	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS RELACIONADAS
Operação	Pequeno	até 8	<ul style="list-style-type: none"> Falhas/rupturas em flanges, soldas, gaxetas e acessórios, etc. devido ao desgaste de material / vedação, sobrepressão, etc.; Furos por corrosão nas linhas, válvulas e acessórios; Falhas em flanges, soldas, gaxetas e acessórios, etc. devido ao desgaste de material / vedação, sobrepressão (amassamento de linha, incrustação, hidrato, bloqueio de válvulas ANM ou Manifolds), etc.; Falhas em conectores do duto e MCV devido a danos em componentes de vedação; Furos/ruptura por corrosão nas linhas, válvulas e acessórios; Ruptura de linhas, vasos e acessórios e equipamentos devido ao choque mecânico (ex.: queda de material, Abalroamento ou perda de posicionamento); Queda de contentores de produto químico no mar durante manuseio devido a falhas nos sistemas de manuseio de cargas Ruptura em linhas, acessórios e equipamentos; Ruptura das mangueiras, <i>tubings</i> ou falha das conexões na TUTU <i>plate</i> (<i>Topside Umbilical Terminal Unit</i>); Falha fabricação, montagem; Ruptura das mangueiras ou falha das conexões submersas: - falha na instalação, envelhecimento, sobrepressão; Falhas em flanges, soldas, gaxetas e acessórios do mangote devido ao desgaste de material / vedação ou por sobrepressão. Furos por corrosão no mangote, e acessórios Ruptura do mangote devido ao choque mecânico (ex.: abalroamento, perda de posicionamento da embarcação de fornecimento de diesel, etc.) ou à falha de material. Ruptura do mangote, devido à sobrepressão. Transbordamento de diesel migrando para o sistema de <i>vent</i> do tanque (local seguro). Potencial enchimento e transbordamento do vaso do <i>flare</i> de baixa pressão e do vaso do <i>flare</i> de alta pressão causados por falha do sistema de alívio; Queda da aeronave no mar; Colisão de aeronave com o FPSO seguido de queda ao mar; Furos por corrosão no gasoduto, válvulas e acessórios. 	<ul style="list-style-type: none"> Programa de inspeção, manutenção e testes das instalações dos trechos emersos e submersos (linhas, UEH, válvulas, ANM ou Manifolds, equipamentos, etc.) Programa de manutenção e testes dos sistemas de segurança (Elementos finais de controle e intertravamento) Programa de monitoramento da corrosão PE-1ED-00084 / PE-2ED-00836 / PE-4ED-00105 (Inspeção de Dutos Flexíveis-PIDF1/2/3); PE-3ED-03456-D (Inspeção Periódica em Válvulas Submarinas). PE-5ED-00490-C (Inspeção Periódica em Manifolds e PLEMs); PG-1E1-00270-D (Diretrizes para Atividade de Inspeção e Monitoramento de Dutos e Umbilicais Flexíveis Instalados); Programa de treinamento e atualização dos operadores da plataforma e das aeronaves Procedimento de aproximação de aeronaves Procedimentos de elevação e movimentação de carga. Teste de estanqueidade (teste de selo) das conexões com N₂ a partir do PLSV Testes de estanqueidade nas linhas de produção e serviço, mangotes e gasodutos antes de entrar em operação; Válvulas de alívio e segurança (PSVs, PRVs, Discos de ruptura) Contentores de produtos químicos e eslingas de transporte certificadas Plano de manutenção dos equipamentos de içamento Fluido hidráulico biodegradável Sistemas críticos redundantes Sinal de alarme independentes e distintos para fechamento das ESDVs Sistema de contenção / drenagem das embarcações e FPSOs Sistema emergencial de bloqueio automático de equipamentos, processos e utilidades Sistemas detecção de gás e fogo com bloqueios automáticos Programa de treinamento para as situações de emergência Sistemas de detecção e combate à emergência Plano de Emergência individual da unidade (PEI) Plano de Resposta a Emergência da Unidade (PRE) PE-3UBC-00108 - PRE - UO-BC – Plano de Resposta a Emergências PE-3UBC-00144 - Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da Bacia de Campos (PEVO-BC) Ship Oil Pollution Emergency Plan (SOPEP)

Tabela II.10.8.6.2-2 – Medidas preventivas e mitigadoras das causas primárias principais relacionadas às hipóteses acidentais de vazamentos no mar – Fase de Operação.

FASE	VOLUME	FAIXA DE VOLUME (m ³)	CAUSAS PRIMÁRIAS PRINCIPAIS	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS RELACIONADAS
Operação	Médio	8 a 200	<ul style="list-style-type: none"> • Ruptura de linhas, vasos e acessórios e equipamentos devido ao choque mecânico (ex.: queda de carga, abalroamento, perda de posicionamento, etc.) ou à falha de material. • Danos na ANM ou Manifold por impacto mecânico com equipamentos • Ruptura da linha causada por perda de posição do FPSO associada à falha no sistema de ancoragem ou abalroamento com equipamentos ou embarcações. • Falhas em flanges, soldas, gaxetas e acessórios, etc. devido ao desgaste de material / vedação, sobrepressão, etc.; • Furos por corrosão nas linhas, válvulas e acessório; • Descontrole operacional; • Transbordamento por excesso de carga (carregamento além da capacidade do tanque); • Ruptura de linhas, vasos, acessórios e equipamentos devido à sobrepressão; • Falhas em flanges, soldas, gaxetas e acessórios do mangote devido ao desgaste de material / vedação ou por sobrepressão; • Furos por corrosão no mangote, e acessórios; • Ruptura do mangote devido ao choque mecânico (ex.: abalroamento, perda de posicionamento do navio aliviador, etc.) ou à falha de material. • Ruptura do mangote, devido à sobrepressão. 	<ul style="list-style-type: none"> • Sistema emergencial de bloqueio automático de equipamentos, processos e utilidades • Sistemas de referência e posicionamento. • Sistema de contenção / drenagem das embarcações e FPSOs • Sistema de monitoramento contínuo das tensões das amarras e posição da UEP. • Sistema de monitoramento das condições ambientais • Sistemas de contenção em cada estação de <i>offloading</i> com possibilidade de drenagem para o tanque de <i>slop</i> • Sistemas de detecção e combate à emergência; • Sistemas detecção de gás e fogo com bloqueios automáticos • Testes de estanqueidade nas linhas de produção e serviço antes de entrarem em operação. • Testes de estanqueidade nas linhas e mangotes antes de entrarem em operação conforme o procedimento e Manual de Operações para Transferência de Carga • Válvulas de alívio e segurança (PSVs, PRVs, Discos de ruptura).

(continua)

Tabela II.10.8.6.2-2 – Medidas preventivas e mitigadoras das causas primárias principais relacionadas às hipóteses acidentais de vazamentos no mar – Fase de Operação.

FASE	VOLUME	FAIXA DE VOLUME (m ³)	CAUSAS PRIMÁRIAS PRINCIPAIS	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS RELACIONADAS
Operação	Médio	8 a 200	<ul style="list-style-type: none"> • Ruptura de linhas, vasos e acessórios e equipamentos devido ao choque mecânico (ex.: queda de carga, abalroamento, perda de posicionamento, etc.) ou à falha de material. • Danos na ANM ou Manifold por impacto mecânico com equipamentos • Ruptura da linha causada por perda de posição do FPSO associada à falha no sistema de ancoragem ou abalroamento com equipamentos ou embarcações. • Falhas em flanges, soldas, gaxetas e acessórios, etc. devido ao desgaste de material / vedação, sobrepressão, etc.; • Furos por corrosão nas linhas, válvulas e acessório; • Descontrole operacional; • Transbordamento por excesso de carga (carregamento além da capacidade do tanque); • Ruptura de linhas, vasos, acessórios e equipamentos devido à sobrepressão; • Falhas em flanges, soldas, gaxetas e acessórios do mangote devido ao desgaste de material / vedação ou por sobrepressão; • Furos por corrosão no mangote, e acessórios; • Ruptura do mangote devido ao choque mecânico (ex.: abalroamento, perda de posicionamento do navio aliviador, etc.) ou à falha de material. • Ruptura do mangote, devido à sobrepressão. 	<ul style="list-style-type: none"> • Sistemas de bloqueio manual das operações • Mangotes com válvula automática para fechamento das extremidades. • Monitoramento <i>online</i> da especificação da salinidade e do BSW • Procedimento de interrupção das operações em condições ambientais adversas • Procedimentos de elevação e movimentação de cargas • Procedimentos Mútuos de Operações (PMO) entre o FPSO e as embarcações aliviadoras. • Programa de inspeção, manutenção e testes das instalações (linhas, equipamentos e vasos). • Programa de inspeção, manutenção e testes dos mangotes • Programa de inspeção, manutenção e testes dos sistemas de ancoragem (linhas, equipamentos, etc.). • Programa de manutenção e testes dos sistemas de segurança (Elementos finais de controle e intertravamento) • Programa de monitoramento da pressão do espaço anular entre as camadas do <i>riser</i>. • Programa de treinamento e atualização dos operadores • Programa de treinamento para as situações de emergência

(continua)

Tabela II.10.8.6.2-2 – Medidas preventivas e mitigadoras das causas primárias principais relacionadas às hipóteses acidentais de vazamentos no mar – Fase de Operação.

FASE	VOLUME	FAIXA DE VOLUME (m ³)	CAUSAS PRIMÁRIAS PRINCIPAIS	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS RELACIONADAS
Operação	Médio	8 a 200	<ul style="list-style-type: none"> • Ruptura de linhas, vasos e acessórios e equipamentos devido ao choque mecânico (ex.: queda de carga, abalroamento, perda de posicionamento, etc.) ou à falha de material. • Danos na ANM ou Manifold por impacto mecânico com equipamentos • Ruptura da linha causada por perda de posição do FPSO associada à falha no sistema de ancoragem ou abalroamento com equipamentos ou embarcações. • Falhas em flanges, soldas, gaxetas e acessórios, etc. devido ao desgaste de material / vedação, sobrepressão, etc.; • Furos por corrosão nas linhas, válvulas e acessório; • Descontrole operacional; • Transbordamento por excesso de carga (carregamento além da capacidade do tanque); • Ruptura de linhas, vasos, acessórios e equipamentos devido à sobrepressão; • Falhas em flanges, soldas, gaxetas e acessórios do mangote devido ao desgaste de material / vedação ou por sobrepressão; • Furos por corrosão no mangote, e acessórios; • Ruptura do mangote devido ao choque mecânico (ex.: abalroamento, perda de posicionamento do navio aliviador, etc.) ou à falha de material. • Ruptura do mangote, devido à sobrepressão. 	<ul style="list-style-type: none"> • Proteção contra sobrepressão e vácuo nos tanques (PV Breakers) • Restrição de aproximação de embarcações na zona de segurança (500m) • PE-2LMS-00016 - Manual para Operação de Contenção e Recolhimento de Óleo no mar. • PE-3UBC-00108 - PRE - UO-BC – Plano de Respostas a Emergência • PE-3UBC-00144 - Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da Bacia de Campos (PEVO-BC) • Plano de Emergência individual da unidade (PEI) • Plano de Resposta a Emergência da Unidade (PRE) • PP-3UBC-00534 - Plano de Proteção à Fauna da Bacia de Campos.

(continua)

Tabela II.10.8.6.2-2 – Medidas preventivas e mitigadoras das causas primárias principais relacionadas às hipóteses acidentais de vazamentos no mar – Fase de Operação.

FASE	VOLUME	FAIXA DE VOLUME (m ³)	CAUSAS PRIMÁRIAS PRINCIPAIS	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS RELACIONADAS
Operação	Grande	V > 200	<ul style="list-style-type: none"> • Descontrole do poço (<i>blowout</i>) com ruptura total de linha do poço; • Ruptura de linhas, vasos e acessórios e equipamentos devido ao choque mecânico (ex.: queda de carga, abalroamento, perda de posicionamento, etc.) ou à falha de material; • Danos na ANM ou no Manifold por impacto mecânico com equipamentos; • Ruptura da linha causada por perda de posição do FPSO associada à falha no sistema de ancoragem ou abalroamento com equipamentos ou embarcações; • Explosões e incêndios no <i>settling tank</i>, com danos ao sistema de carregamento; • Explosões e incêndios nos tanques de lastro, com danos aos tanques de carga adjacentes; • Explosões e incêndios nos tanques de carga, com danos ao sistema de carregamento; • Afundamento do FPSO por sobretensão e consequente ruptura do casco por falha do sistema de lastro; • Ruptura do mangote devido ao choque mecânico (ex.: abalroamento, perda de posicionamento do navio aliviador, etc.) ou à falha de material. • Ruptura do mangote, devido à sobrepressão. • Ruptura do gasoduto ou equipamentos devido ao choque mecânico (ex.: queda de material, arraste de âncora, perda de posicionamento, etc.) ou à falha de material. • Ruptura do gasoduto, acessórios e equipamentos devido à sobrepressão. 	<ul style="list-style-type: none"> • FPSOs com Casco Duplo. • Mangotes com válvula automática para fechamento das extremidades. • Sistema de contenção transversal e trincaniz ao longo do navio. • Sistema de drenagem direta pelas válvulas de topo/superfície do slop tanque. • Sistema emergencial de bloqueio automático de equipamentos, processos e utilidades • Sistema de monitoramento contínuo das tensões das amarras e posição da UEP • Sistema de monitoramento das condições ambientais • Sistemas de detecção de fogo e gás. • Sistemas de detecção e combate à emergência; • Sistemas de referência e posicionamento. • Procedimento de interrupção das operações em condições ambientais adversas. • Procedimentos de elevação e movimentação de carga

(continua)

Tabela II.10.8.6.2-2 – Medidas preventivas e mitigadoras das causas primárias principais relacionadas às hipóteses acidentais de vazamentos no mar – Fase de Operação.

FASE	VOLUME	FAIXA DE VOLUME (m ³)	CAUSAS PRIMÁRIAS PRINCIPAIS	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS RELACIONADAS
Operação	Grande	V > 200	<ul style="list-style-type: none"> • Descontrole do poço (<i>blowout</i>) com ruptura total de linha do poço; • Ruptura de linhas, vasos e acessórios e equipamentos devido ao choque mecânico (ex.: queda de carga, abalroamento, perda de posicionamento, etc.) ou à falha de material; • Danos na ANM ou no Manifold por impacto mecânico com equipamentos; • Ruptura da linha causada por perda de posição do FPSO associada à falha no sistema de ancoragem ou abalroamento com equipamentos ou embarcações; • Explosões e incêndios no <i>settling tank</i>, com danos ao sistema de carregamento; • Explosões e incêndios nos tanques de lastro, com danos aos tanques de carga adjacentes; • Explosões e incêndios nos tanques de carga, com danos ao sistema de carregamento; • Afundamento do FPSO por sobretensão e consequente ruptura do casco por falha do sistema de lastro; • Ruptura do mangote devido ao choque mecânico (ex.: abalroamento, perda de posicionamento do navio aliviador, etc.) ou à falha de material. • Ruptura do mangote, devido à sobrepressão. • Ruptura do gasoduto ou equipamentos devido ao choque mecânico (ex.: queda de material, arraste de âncora, perda de posicionamento, etc.) ou à falha de material. • Ruptura do gasoduto, acessórios e equipamentos devido à sobrepressão. 	<ul style="list-style-type: none"> • Procedimentos Mútuos de Operações (PMO) entre o FPSO e as embarcações aliviadoras. • Procedimentos Operacionais para evitar a formação de atmosfera explosivas e sobrepressão nos equipamentos e sistemas. • Programa de inspeção, manutenção e testes das instalações (linhas, equipamentos e vasos). • Programa de inspeção, manutenção e testes de <i>risers</i> e UEH (trecho emerso). • Programa de inspeção, manutenção e testes de Tanques de Carga, Lastro e Armazenamento diverso. • Programa de inspeção, manutenção e testes dos mangotes • Programa de inspeção, manutenção e testes dos sistemas de ancoragem (linhas, equipamentos, etc.) • Programa de inspeção, manutenção e testes dos sistemas submarinos (linhas, UEH, válvulas, ANM, equipamentos, etc) • Programa de manutenção e testes dos sistemas de controle e segurança (Elementos finais de controle e intertravamento); • Programa de monitoramento da corrosão • Programa de monitoramento da pressão do espaço anular entre as camadas do riser. • Programa de treinamento e atualização dos operadores • Programa de treinamento para as situações de emergência • Programa específico de tratamento e pintura interior e exterior de tanques de processo, lastro e carga. • Proteção contra sobrepressão e vácuo nos tanques (PV Breakers). • Teste de estanqueidade (teste de selo) das conexões com N₂ a partir do PLSV. • Testes de estanqueidade nas linhas de produção e serviço antes de entrarem em operação.

(continua)

Tabela II.10.8.6.2-2 – Medidas preventivas e mitigadoras das causas primárias principais relacionadas às hipóteses acidentais de vazamentos no mar – Fase de Operação.

FASE	VOLUME	FAIXA DE VOLUME (m ³)	CAUSAS PRIMÁRIAS PRINCIPAIS	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS RELACIONADAS
Operação	Grande	V > 200	<ul style="list-style-type: none"> • Descontrole do poço (<i>blowout</i>) com ruptura total de linha do poço; • Ruptura de linhas, vasos e acessórios e equipamentos devido ao choque mecânico (ex.: queda de carga, abalroamento, perda de posicionamento, etc.) ou à falha de material; • Danos na ANM ou no Manifold por impacto mecânico com equipamentos; • Ruptura da linha causada por perda de posição do FPSO associada à falha no sistema de ancoragem ou abalroamento com equipamentos ou embarcações; • Explosões e incêndios no <i>settling tank</i>, com danos ao sistema de carregamento; • Explosões e incêndios nos tanques de lastro, com danos aos tanques de carga adjacentes; • Explosões e incêndios nos tanques de carga, com danos ao sistema de carregamento; • Afundamento do FPSO por sobretensão e consequente ruptura do casco por falha do sistema de lastro; • Ruptura do mangote devido ao choque mecânico (ex.: abalroamento, perda de posicionamento do navio aliviador, etc.) ou à falha de material. • Ruptura do mangote, devido à sobreprensão. • Ruptura do gasoduto ou equipamentos devido ao choque mecânico (ex.: queda de material, arraste de âncora, perda de posicionamento, etc.) ou à falha de material. • Ruptura do gasoduto, acessórios e equipamentos devido à sobreprensão. 	<ul style="list-style-type: none"> • Testes de estanqueidade nas linhas e mangotes conforme o procedimento e Manual de Operações para Transferência de Carga • Testes de estanqueidade no gasoduto antes de entrar em operação • PE-1ED-00084 / PE-2ED-00836 / PE-4ED-00105 (Inspeção de Dutos Flexíveis-PIDF1/2/3); • PE-3ED-03456-D (Inspeção Periódica em Válvulas Submarinas). • PE-5ED-00490-C (Inspeção Periódica em Manifolds e PLEMs); • PG-1E1-00270-D (Diretrizes para Atividade de Inspeção e Monitoramento de Dutos e Umbilicais Flexíveis Instalados); • Válvulas de alívio e segurança (PSVs, PRVs, Discos de ruptura) instaladas no sistema • Sistemas de bloqueio manual das operações • <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan</i> - SOPEP • PE-2LMS-00016 - Manual para Operação de Contenção e Recolhimento de Óleo no Mar. • PE-3UBC-00108 - PRE - UO-BC – Plano de Resposta a Emergências • PE-3UBC-00144 - Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da Bacia de Campos (PEVO-BC). • Plano de Emergência individual da unidade (PEI) • Plano de Resposta a Emergência da Unidade (PRE) • PP-3UBC-00534 - Plano de Proteção à Fauna da Bacia de Campos.

(continua)

Tabela II.10.8.6.2-3 – Medidas preventivas e mitigadoras das causas primárias principais relacionadas às hipóteses acidentais de vazamentos no mar – Fase de Desinstalação.

FASE	VOLUME	FAIXA DE VOLUME (m³)	CAUSAS PRIMÁRIAS PRINCIPAIS	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS RELACIONADAS
Operação	Pequeno	até 8	<ul style="list-style-type: none"> • Queda da aeronave no mar; • Colisão de aeronave com o FPSO seguido de queda ao mar; • Furo ou ruptura de linhas por corrosão ou por choque mecânico durante a operação de lavagem e limpeza (Fase 2 – Limpeza das linhas e equipamentos submarino); • Furo no umbilical por corrosão durante a operação de <i>flushing</i> (Fase 2 – Limpeza das linhas e equipamentos submarino); • Ruptura do umbilical por choque mecânico (Fase 2 – Limpeza das linhas e equipamentos submarino); • Falhas nas conexões dos MCVs (Fase 3 – Desconexão das linhas submarinas nas ANMs e nos Manifolds); • Ruptura da linha por choque mecânico (Fase 4 – <i>Pull out</i> e abandono temporário dos <i>risers</i>); • Abalroamento de embarcações envolvidas na operação (Fase 4 – <i>Pull out</i> e abandono temporário dos <i>risers</i>); • Queda da linha por falha na operação do guindaste e guincho da unidade (Fase 4 – <i>Pull out</i> e abandono temporário dos <i>risers</i>); • Falhas de contenção da unidade (Fase 5 – Despressurização, drenagem, limpeza e inertização de equipamentos e tubulações da planta de processamento de óleo e gás da plataforma); • Perda de estanqueidade nos vasos ou tanques de carga (Fase 6 – Limpeza dos vasos e tanques de carga); • Rompimento de cabo de aço do guindaste (Fase 7 – Remoção e transporte de produtos químicos); • Rompimento do container de produto químico (Fase 7 – Remoção e transporte de produtos químicos); • Dano na ANM por impacto mecânico (Fase 8 – Desconexão do sistema de ancoragem e destinação da plataforma). 	<ul style="list-style-type: none"> • Embarcação de costado duplo • Fluido hidráulico de base aquosa • Heliponto com sistema de drenagem • Procedimento de aproximação de aeronaves • Procedimentos operacionais • Procedimentos operacionais de movimentação de carga • Programa de inspeção, manutenção e testes das instalações (linhas, equipamentos, vasos e tanques de carga) • Programa de treinamento e atualização dos operadores da plataforma e das aeronaves • Programa de treinamento para as situações de emergência • Sistemas de detecção e combate à emergência. • PE-3UBC-00108 - PRE - UO-BC – Plano de Resposta a Emergências. • PE-3UBC-00144 - Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da Bacia de Campos (PEVO-BC). • Plano de Emergência Individual (PEI); • Plano de Resposta a Emergência da Unidade (PRE)

Tabela II.10.8.6.2-3 – Medidas preventivas e mitigadoras das causas primárias principais relacionadas às hipóteses acidentais de vazamentos no mar – Fase de Desinstalação.

FASE	VOLUME	FAIXA DE VOLUME (m³)	CAUSAS PRIMÁRIAS PRINCIPAIS	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS RELACIONADAS
	Médio	8 a 200	<ul style="list-style-type: none"> • Colisão de embarcações (ex.: PLSVs, apoio, rebocadores etc.) com danos estruturais • Rompimento de linhas de poços de produção por corrosão ou choque mecânico (Fase 1 – Fechamento dos poços e parada de produção da plataforma); • Ruptura de linha por choque mecânico (Fase 2 – Limpeza das linhas e equipamentos submarino). 	<ul style="list-style-type: none"> • Embarcações certificadas por Sociedade Classificadora. • Posicionamento Dinâmico (DP-2) nas embarcações de apoio • Procedimento de contratação de mão de obra qualificada. • Procedimento de fechamento dos poços e parada de produção das plataformas; • Procedimento de interrupção das operações em condições ambientais adversas • Procedimentos operacionais • Programa de inspeção, manutenção e testes das instalações (linhas, equipamentos e vasos) • Programa de treinamento para as situações de emergência • Sistema de monitoramento das condições ambientais • Sistemas de contenção/ drenagem das embarcações e FPSOs • Sistemas de detecção e combate à emergência. • PE-3UBC-00144 - Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da Bacia de Campos (PEVO-BC). • Plano de Emergência individual da unidade (PEI) • Planos de Emergência das Embarcações contratadas de acordo com requisitos contratuais que são suportados com os planos de suporte e resposta à emergência da Petrobras.

(continua)

Tabela II.10.8.6.2-3 – Medidas preventivas e mitigadoras das causas primárias principais relacionadas às hipóteses acidentais de vazamentos no mar – Fase de Desinstalação.

FASE	VOLUME	FAIXA DE VOLUME (m³)	CAUSAS PRIMÁRIAS PRINCIPAIS	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS RELACIONADAS
	Grande	V > 200	<ul style="list-style-type: none"> Perda da estabilidade/ afundamento por colisão de embarcação. 	<ul style="list-style-type: none"> Embarcações certificadas por Sociedade Classificadora. Procedimento de contratação de mão de obra qualificada. Procedimento de interrupção das operações em condições ambientais adversas Programa de inspeção, manutenção e testes das instalações (linhas, equipamentos, tanques e vasos) Programa de manutenção e testes dos sistemas de segurança (Elementos finais de controle e intertravamentos); Programa de treinamento e atualização dos operadores Sistema de monitoramento das condições ambientais Sistemas de detecção e combate à emergência; Sistemas de referência e posicionamento Sistemas navais de detecção e controle; PE-2LMS-00016 - Manual para Operação de Contenção e Recolhimento de Óleo no mar. PE-3UBC-00144 - Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da Bacia de Campos (PEVO-BC). Plano de Emergência individual da unidade (PEI); Planos de Emergência das Embarcações contratadas de acordo com requisitos contratuais que são suportados com os planos de suporte e resposta à emergência da Petrobras. PP-3UBC-00534 - Plano de Proteção à Fauna da Bacia de Campos.

(continua)

Tabela II.10.8.6.2-4 - Medidas preventivas e mitigadoras x elementos do plano.

MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS RELACIONADAS	ELEMENTO RELACIONADO
<ul style="list-style-type: none"> • Monitoramento online da especificação da salinidade e do BSW • Procedimento de aproximação de aeronaves • Procedimento de contratação de mão de obra qualificada. • Procedimento de fechamento dos poços e parada de produção das plataformas; • Procedimento de interrupção das operações em condições ambientais adversas • Procedimentos Mútuos de Operações (PMO) entre o FPSO e as embarcações aliviadoras. • Procedimentos operacionais • Procedimentos operacionais de movimentação de carga • Procedimentos operacionais para evitar a formação de atmosfera explosivas e sobrepressão nos equipamentos e sistemas. • Restrição de aproximação de embarcações na zona de segurança (500m) • Sistema de monitoramento das condições ambientais • Teste de estanqueidade (teste de selo) das conexões com N₂ a partir do PLSV • Testes de estanqueidade nas linhas de produção e serviço, mangotes e gasodutos antes de entrar em operação. 	<p>Procedimentos Operacionais</p>

Tabela II.10.8.6.2-4 - Medidas preventivas e mitigadoras x elementos do plano.

MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS RELACIONADAS	ELEMENTO RELACIONADO
<ul style="list-style-type: none"> • PE-1ED-00084 / PE-2ED-00836 / PE-4ED-00105 (Inspeção de Dutos Flexíveis-PIDF1/2/3); • PE-3ED-03456-D (Inspeção Periódica em Válvulas Submarinas). • PE-5ED-00490-C (Inspeção Periódica em Manifolds e PLEMs); • PG-1E1-00270-D (Diretrizes para Atividade de Inspeção e Monitoramento de Dutos e Umbilicais Flexíveis Instalados); • Programa de inspeção, manutenção e testes das instalações (linhas, equipamentos, tanques e vasos) • Programa de inspeção, manutenção e testes das instalações dos trechos emersos e submersos (linhas, UEH, válvulas, ANM ou Manifolds, equipamentos, etc.) • Programa de inspeção, manutenção e testes de risers e UEH (trecho emerso). • Programa de inspeção, manutenção e testes de Tanques de Carga, Lastro e Armazenamento diverso. • Programa de inspeção, manutenção e testes dos mangotes • Programa de inspeção, manutenção e testes dos sistemas de ancoragem (linhas, equipamentos, etc.). • Programa de inspeção, manutenção e testes dos sistemas submarinos (linhas, UEH, válvulas, ANM, equipamentos, etc) • Plano de manutenção dos equipamentos de içamento • Programa de manutenção e testes dos sistemas de controle e segurança (Elementos finais de controle e intertravamentos); • Programa de monitoramento da corrosão • Programa de monitoramento da pressão do espaço anular entre as camadas do riser. • Programa específico de tratamento e pintura interior e exterior de tanques de processo, lastro e carga. 	Inspeções Periódicas / Programas de Manutenção
<ul style="list-style-type: none"> • Programa de treinamento e atualização dos operadores da plataforma e das aeronaves. • Programa de treinamento para as situações de emergência 	Programa de Capacitação Técnica
<ul style="list-style-type: none"> • Procedimento de contratação de mão de obra qualificada 	Processo de Contratação de Terceiros

(continua)

Tabela II.10.8.6.2-4 - Medidas preventivas e mitigadoras x elementos do plano.

MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS RELACIONADAS	ELEMENTO RELACIONADO
<ul style="list-style-type: none"> • PE-2LMS-00016 - Manual para Operação de Contenção e Recolhimento de Óleo no mar. • PE-3UBC-00108 - PRE - UO-BC – Plano de Resposta a Emergências • PE-3UBC-00144 - Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da Bacia de Campos (PEVO-BC). • Plano de Emergência individual da unidade (PEI) • Plano de Resposta a Emergência da Unidade (PRE) • Planos de Emergência das Embarcações contratadas de acordo com requisitos contratuais que são suportados com os planos de suporte e resposta à emergência da Petrobras. • PP-3UBC-00534 - Plano de Proteção à Fauna da Bacia de Campos • <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan - SOPEP</i> 	<p>Planos de Resposta às Emergências</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	<p>Registro e Investigação de Acidentes</p>

(continua)

II.10.8.6.3. Definição de Atribuições

O gerenciamento dos riscos durante a Fase de Instalação é de responsabilidade das empresas contratadas, onde são feitas as Identificações dos Riscos das Tarefas e elaborados os Planos de Gerenciamento de Riscos para as atividades. Depois de elaborados, os documentos pertinentes são entregues para aprovação da Petrobras, sendo ainda mantida fiscalização durante a execução das atividades.

Para a Fase de Operação dos FPSOs, a Tabela II.10.8.6.3-1 apresenta as funções responsáveis pelos elementos do Plano de Gerenciamento de Riscos, presentes numa unidade de produção similar.

Tabela II.10.8.6.3-1 - Gerenciamento dos Riscos – Elementos e Responsáveis.

ELEMENTOS	RESPONSÁVEL
Definição de Atribuições	<ul style="list-style-type: none"> Gerente da Unidade Marítima (OIM)
Procedimentos Operacionais	<ul style="list-style-type: none"> Gerente de Operações Gerente da Unidade Marítima (OIM)
Inspeções Periódicas	<ul style="list-style-type: none"> Gerente da Unidade Marítima (OIM)
Programas de Manutenção	<ul style="list-style-type: none"> Gerente da Unidade Marítima (OIM)
Programa de Capacitação Técnica	<ul style="list-style-type: none"> Gerente de Operações Gerente de Pessoal <i>Offshore</i> Gerente da Unidade Marítima (OIM)
Processo de Contratação de Terceiros	<ul style="list-style-type: none"> Gerente de Qualidade Gerente de Compras Compradores
Sistemática de Permissão de Trabalho	<ul style="list-style-type: none"> Gerente da Unidade Marítima (OIM)
DDSMS	<ul style="list-style-type: none"> Gerente de Operações Gerente da Unidade Marítima (OIM)
Gerenciamento de Mudanças	<ul style="list-style-type: none"> Gerente da Unidade Marítima (OIM)
Planos de Resposta às Emergências	<ul style="list-style-type: none"> Gerente da Unidade Marítima (OIM)
Comunicação de Riscos	<ul style="list-style-type: none"> Gerente da Unidade Marítima (OIM)
Registro e Investigação de Acidentes	<ul style="list-style-type: none"> Gerente da Unidade Marítima (OIM)
Auditorias	<ul style="list-style-type: none"> Gerente da Unidade Marítima (OIM)

OIM – Offshore Installation Manager

II.10.8.6.4. *Descrição dos Procedimentos, Planos e Programas*

a) Informações sobre a Segurança do Processo

Esta atividade contempla o levantamento das informações de segurança, uma vez que as mesmas constituem-se em elementos fundamentais do PGR, pois sem o conhecimento adequado das instalações, das características e riscos das substâncias químicas e das operações realizadas, os perigos não podem ser identificados apropriadamente, não permitindo, conseqüentemente, a sua mitigação. Dessa forma, o desenvolvimento e a manutenção de informações técnicas de segurança constituem a base na qual o PGR será constituído.

✓ Informações das Substâncias Químicas do Processo

As informações referentes às substâncias químicas que serão movimentadas e/ou utilizadas nos FPSOs estão descritas nas Fichas de Informação de Segurança de Produtos Químicos (FISPQs), que contêm informações técnicas, propriedades físico-químicas, características de risco, medidas de proteção, orientações e demais recomendações para o manuseio seguro das substâncias.

As FISPQs ficam disponíveis para consulta por toda a força de trabalho e são mantidas nos locais de estocagem e/ou manuseio.

✓ Informações da Tecnologia do Processo

Toda a documentação técnica referente às instalações e aos processos dos FPSOs, tais como plantas, especificações técnicas de materiais e equipamentos, fluxogramas de processo e de engenharia, diagramas de processo e instrumentação (P&IDs), projetos de classificação de áreas/elétrica, de sistemas de alívio e de segurança, serão mantidos arquivados eletronicamente.

✓ *Informações sobre o Gerenciamento de Resíduos Sólidos Perigosos*

Todos os resíduos sólidos serão gerenciados conforme procedimentos específicos para os vários tipos de resíduos e deverão contemplar todos os resíduos perigosos (borras oleosas, contaminados com óleo, etc.) previstos para serem gerados nos FPSOs 1 e 2 nos Campos de Marlim e Voador.

Todos os resíduos perigosos serão acondicionados e armazenados temporariamente de forma adequada nos FPSOs (cobertos, área impermeabilizada e contida, etc.), respeitando as compatibilidades entre os mesmos.

b) Revisão da Avaliação de Riscos

As APPs serão revisadas sempre que houver mudanças em equipamentos, processos ou condições operacionais que representem uma modificação na condição de risco das UEPs.

c) Procedimentos de Comissionamento

Este processo consistirá em uma série de atividades tais como checagem, testes, avaliação de performance, etc. para os ajustes individuais das condições operacionais dos sistemas para atuação segura, conforme projeto.

As atividades serão executadas durante a fase de instalação até o início da fase de operação.

d) Procedimentos Operacionais

Os procedimentos operacionais serão efetuados por escrito para cada tarefa a ser executada, sendo estabelecidos em Instruções de Trabalho específicas, contendo, necessariamente:

- ★ As pessoas responsáveis pela área operacional;
- ★ Instruções claras para uma operação segura que devem ser compatíveis com as informações de segurança de processo;
- ★ Condições operacionais e etapas que contenham as seguintes fases da operação:
 - ↪ Partida inicial;
 - ↪ Operação normal;
 - ↪ Operações temporárias;
 - ↪ Operações de emergência, incluindo parada de emergência e o procedimento que a(s) pessoa(s) envolvida(s) deve(m) seguir;
 - ↪ Parada normal;
 - ↪ Partida seguida de parada parcial.
- ★ Os limites operacionais contendo as consequências de desvios, as etapas necessárias para corrigi-los ou evitá-los e sistema de segurança com suas respectivas funções;
- ★ Considerações de saúde e segurança ocupacional, incluindo propriedades e perigos presentes em cada material usado no processo, precauções especiais necessárias para prevenir a exposição, incluindo controles e equipamentos de proteção individual (EPI) e proteção coletiva (EPC), medidas de controle que devem ser tomadas caso ocorra contato físico ou exposição e qualquer outro perigo inerente ao processo.

Os procedimentos operacionais deverão ser periodicamente atualizados, de forma a assegurar que os mesmos forneçam instruções precisas, claras e objetivas para a condução das atividades na área de interesse.

Além dos requisitos da Petrobras e das empresas responsáveis pela operação das UEPs, todas as operações no âmbito dos FPSOs dos Módulos 1 e 2 seguirão os requisitos das Portarias Técnicas, Normas e Procedimentos da ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis), da Capitania dos Portos da Marinha do Brasil e de demais órgãos reguladores competentes.

Para a realização das transferências de óleo, os FPSOs deverão seguir procedimentos específicos objetivando o controle desde antes do início até o término para cada uma das operações: recebimento da produção, estocagem e *offloading*.

Para exemplificar, a seguir elencamos os principais procedimentos previstos para serem seguidos nas operações de *offloading*:

- ★ Procedimentos antes do início da operação;
- ★ Procedimentos de comunicação das condições das movimentações estabelecidas;
- ★ Procedimentos após início da operação de transferência de óleo produzido;
- ★ Procedimentos do regime permanente (operação de transferência estabilizada);
- ★ Procedimentos em situações anormais;
- ★ Procedimentos para finalização das operações;
- ★ Procedimentos para as medições.

Além dos procedimentos das operações de *offloading*, os FPSOs ainda contarão com os seguintes procedimentos:

- ★ Procedimento Mútuo de Operações – PMO;
- ★ Procedimento de monitoramento das condições ambientais (sistema de aquisição de dados em tempo real e previsões meteorológicas) e interrupção das operações em condições adversas;
- ★ Procedimento de movimentação de cargas por guindastes;
- ★ Procedimento das operações de abastecimento de combustíveis;
- ★ Procedimento de verificação da estanqueidade das linhas e acessórios do sistema de bombeamento antes das transferências (*offloading*);
- ★ Procedimento de inspeção visual das conexões dos mangotes antes e no início das transferências;
- ★ Procedimento de monitoramento do posicionamento (sistemas de referência de posição);

- ★ Procedimento de aproximação de aeronaves;
- ★ Procedimento de restrição de navegação ou atividades não autorizadas (área de segurança de 500 m / região do mangote de *offloading*), inclusive de embarcações a serviço dos próprios FPSOs.

e) *Inspeções Periódicas*

Os FPSOs contarão com um Plano de Inspeções, segundo requisitos da Sociedade Classificadora, requisitos legais e regulamentos internacionais. Deverão ser realizadas inspeções periódicas nos diversos sistemas, equipamentos, casco do navio e demais instalações das Unidades.

Em relação ao casco dos FPSOs, as inspeções serão:

- ★ Anuais: inspeções gerais de ano em ano;
- ★ Intermediárias: inspeções de 2,5 em 2,5 anos;
- ★ Especiais: inspeções completas de 5 em 5 anos (inspeções internas do casco e tanques carga e lastro).

Em relação aos sistemas de máquinas, equipamentos e vasos, as inspeções serão:

- ★ Contínuas: inspeções visuais diárias do comportamento operacional dos equipamentos e máquinas;
- ★ Anuais: inspeções gerais de ano em ano;
- ★ Especiais: inspeções completas de 5 em 5 anos (inspeções internas dos equipamentos, tanques e vasos).

O gerenciamento das inspeções bem como da manutenção preventiva deverá ser realizado por sistema informatizado, que deverá ser dotado de um banco de dados das manutenções, inspeções e falhas.

Os FPSOs deverão contar ainda, após início das operações, com inspeções mensais submarinas para verificação de conexões, instrumentos, mangotes, ancoragem, etc.

Além dos requisitos normativos, o Plano de Inspeções deverá ser elaborado e detalhado com base nos manuais dos equipamentos, requisitos de projeto e demais recomendações dos fabricantes e/ou empresas de montagem.

f) Programas de Manutenção

Os programas de manutenção a serem adotados pelas empresas responsáveis pela operação dos FPSOs dos Módulos 1 e 2 dos Campos de Marlim e Voador terão como objetivo garantir disponibilidade, confiabilidade, eficiência operacional e eficiência energética aos seus equipamentos e instalações, contribuindo assim para o atendimento das metas de produção, segurança, meio ambiente, saúde e custo e buscando os melhores resultados nas visões de curto, médio e longo prazo.

Dentre as melhores práticas disponíveis adotadas, inclui-se a esta filosofia, a busca da evolução técnica na área de engenharia de manutenção de equipamentos mecânicos, elétricos e eletrônicos.

As falhas deverão ser prevenidas com uma estratégia de inspeção, manutenção preventiva e corretiva. Informações dos fabricantes serão fundamentais para planejamento destas manutenções. Todas as manutenções e eventuais falhas dos equipamentos deverão ser registradas em banco de dados digital que permitirá melhorias nas manutenções a serem realizadas, evitando assim novas falhas.

Todos os equipamentos relacionados com segurança industrial, saúde ocupacional e prevenção e controle de poluição deverão ser caracterizados como críticos para a priorização das ações de manutenção.

Serão executadas auditorias periódicas nos serviços executados por empresas contratadas, cuja qualificação e certificação de pessoal deverão ser baseadas no Programa Nacional de Qualificação e Certificação (PNQC), quando aplicável, ou em outra qualificadora e certificadora pertinente ao tipo de mão de obra envolvido.

g) Programa de Capacitação Técnica

O objetivo do Programa de Capacitação de Recursos Humanos é garantir que os funcionários das empresas responsáveis pela operação dos FPSOs estejam plenamente capacitados para desempenharem suas funções e estejam permanentemente atualizados para o desenvolvimento das suas atividades.

A capacitação de recursos humanos é considerada uma etapa fundamental do PGR. O treinamento adequado é uma exigência básica para a realização de operações eficientes e seguras.

As empresas responsáveis pela operação dos FPSOs deverão adotar procedimentos administrativos para Competência e Treinamento nos quais serão definidos escolaridade, atribuições e conhecimentos específicos para cada cargo de cada carreira. Desta forma, deverão ser preenchidos os cargos nos FPSOs, dentre eles, o de Gerente da Unidade Marítima (OIM) e dos grupos de operação e manutenção.

Além disto, todos os empregados e subcontratados das empresas deverão ser submetidos a um abrangente plano de Treinamento de Segurança Industrial (Prevenção e Combate a Incêndios, Prevenção de Acidentes, Segurança Industrial e Salvatagem).

h) Processo de Contratação de Terceiros

A contratação de serviços de terceiros será desenvolvida com base em procedimentos internos de contratação (Procedimento Administrativo de Pré-Qualificação de Fornecedores e Contratados).

Em todos os contratos firmados, deverão ser estabelecidas exigências quanto à capacitação profissional para as atividades a serem exercidas. Para todos os empregados que trabalhem em instalações marítimas serão exigidas certificações e treinamentos em Segurança Industrial (Prevenção e Combate a Incêndios, Prevenção de Acidentes, Segurança Industrial e Salvatagem).

Todos os terceirizados deverão ser avaliados, com apresentação de currículo e dos certificados de treinamentos, e realizarão treinamentos e deverão seguir todos os procedimentos da mesma forma que os funcionários das empresas responsáveis pela operação dos FPSOs.

Previamente à execução dos serviços, todos os profissionais das contratadas deverão receber palestras de Integração visando o conhecimento do ambiente de trabalho, dos riscos envolvidos e de todos os demais aspectos de SMS, por conseguinte, das medidas de segurança a serem cumpridas durante toda a estadia a bordo das unidades marítimas, inclusive quando fora das atividades laborais.

i) Sistemática de Permissão de Trabalho

As empresas responsáveis pela operação dos FPSOs deverão adotar uma sistemática para a liberação de serviços através da emissão da Permissão de Trabalho (PT) com a finalidade de preservar a saúde e a segurança da força de trabalho, o meio ambiente, a comunidade (quando aplicável), a integridade das instalações e dos equipamentos e a continuidade operacional, garantindo que:

- ★ o trabalho seja autorizado e controlado apropriadamente;
- ★ os riscos associados ao trabalho sejam identificados e controlados;
- ★ as medidas de controle dos riscos estejam devidamente implementadas;
- ★ após o trabalho realizado, o ambiente do trabalho seja deixado em condições adequadas de segurança, arrumação e limpeza.

A PT deverá ser específica para um determinado trabalho e restrita a um único equipamento ou sistema. O trabalho não deverá ser iniciado sem que tenha sido feito um planejamento com participação de representantes das áreas envolvidas. Durante o planejamento deverá ser preenchida a lista de verificação (LV) correspondente ao trabalho a ser realizado, como por exemplo:

- ★ mergulho;
- ★ movimentação e elevação de cargas;
- ★ obras civis;
- ★ trabalhos com andaimes;
- ★ trabalhos em equipamentos elétricos;
- ★ serviços de soldagem;
- ★ serviços elétricos;
- ★ trabalhos em espaços confinados.

Para cada trabalho deverá ser realizada uma análise de risco. Antes da emissão da PT, tanto o emitente quanto o executante do trabalho devem afixar etiquetas de advertência nos equipamentos e em seus dispositivos de bloqueio, cuja operação possa interferir com o trabalho a ser executado. A PT deverá permanecer afixada de forma visível no local de trabalho.

j) Diálogo Diário de Segurança, Meio Ambiente e Saúde

As empresas responsáveis pela operação dos FPSOs deverão adotar diretrizes corporativas de SMS, sendo os diálogos diários de SMS (DDSMS) uma das ferramentas de gestão dos riscos envolvidos nas suas atividades.

O DDSMS deverá ser realizado diariamente com a força de trabalho visando sempre à comunicação e debate sobre as recomendações das avaliações de risco inerentes às tarefas a serem desenvolvidas.

k) Gerenciamento de Mudanças

As instalações de interesse estão sujeitas a mudanças contínuas (de caráter temporário ou permanente), visando aumentar a eficiência das operações e os aspectos de segurança, bem como para a adequação de eventuais necessidades dos clientes. Assim, faz-se necessária a realização de reparos e/ou adaptações, temporárias ou não, as quais podem introduzir novos riscos ou mesmo comprometer os sistemas de segurança projetados para operar em outras condições. Portanto, estas mudanças só podem ser aplicadas após minuciosa e detalhada análise das possíveis implicações que possam acarretar sobre a segurança das operações.

De modo geral, as mudanças são classificadas em:

1. **Mudança na Tecnologia:** mudança nas características de insumos e produtos (inclusive resíduos) de um processo e/ou nas condições na qual o processo é desenvolvido (incluindo *software* e procedimentos);
2. **Mudança na Instalação:** mudança ou inclusão de itens nas instalações, edificações, sistemas, equipamentos e componentes, arranjo físico, durante todo o seu ciclo de vida, sem a modificação da tecnologia;
3. **Mudança de Pessoas:** mudança advinda de: admissão, transferência, substituição temporária ou permanente, redução ou aumento de contingente, promoção com mudança de função ou retorno às atividades após afastamento, que possa caracterizar alteração no risco, ou no modo de operação, ou na forma de intervenção no processo, inclusive em emergências.

A gestão de mudanças contempla qualquer modificação nos sistemas e estruturas. A mudança é precedida de estudo de engenharia, que se inicia com a emissão de documento de Solicitação de Estudos e Projetos. Após estudos de viabilidade técnica e do projeto executivo, o mesmo deverá ser submetido à Sociedade Classificadora das UEPs, cuja aprovação é condição obrigatória para execução da modificação. Feita a modificação, os documentos da nova situação são submetidos à Sociedade Classificadora das UEPs para certificação e atualização da documentação de cada Unidade.

l) Planos de Resposta às Emergências

Caso algum acidente venha a ocorrer de fato, é necessário que sejam tomadas medidas de resposta para mitigação das suas consequências. Assim, serão elaborados Planos de Resposta às Emergências (PREs) com o objetivo de propiciar as condições necessárias para o desencadeamento de ações rápidas e eficientes, com vista a minimizar eventuais danos às pessoas, ao patrimônio e ao meio ambiente, através de procedimentos integrados e coordenados entre os diversos setores das empresas responsáveis pela operação dos FPSOs e as demais entidades envolvidas em situações de emergência.

No caso dos FPSOs dos Módulos 1 e 2 dos Campos de Marlim e Voador, todo o processo de resposta às emergências associadas aos vazamentos de óleos e/ou derivados será feito através dos Planos de Emergência Individual (PEI) das Unidades e de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da Bacia de Campos (PEVO/BC).

m) Comunicação de Riscos

O processo de Comunicação de Riscos tem por objetivo a conscientização dos públicos-alvos prioritários, sejam integrantes da força de trabalho envolvida no projeto ou representantes de comunidades que podem ser afetadas num eventual acidente.

As dinâmicas de comunicação aplicadas visam divulgar conceitos de prevenção de acidentes, informando as possíveis causas dos cenários acidentais identificados e mostrando as medidas mitigadoras de risco adotadas no projeto, incluindo as ações de resposta previstas em caso de emergência.

Para as ações voltadas para a força de trabalho serão utilizados os recursos proporcionados pelo Projeto de Educação Ambiental dos Trabalhadores - PEAT dos FPSOs dos Módulos 1 e 2 dos Campos de Marlim e Voador e também através dos diálogos diários de SMS (DDSMS). Para os demais grupos de interesse (comunidades, poder público, etc.) serão utilizados os recursos das empresas responsáveis pela operação dos FPSOs e do Programa de Comunicação Social Regional – PCSR da Petrobras.

n) Registro e Investigação de Acidentes

Todos os acidentes, falhas, emergências e não conformidades deverão ser registrados. Estas informações serão de vital importância para a investigação de causas, responsáveis e possíveis melhorias nos procedimentos operacionais e nos equipamentos.

o) Auditorias

As auditorias terão por objetivo identificar situações de não conformidade (NC) que possam influenciar na segurança das atividades industriais, buscando de forma preventiva, identificar situações que possibilitem alguma ocorrência indesejável.

Os itens que compõem o PGR serão periodicamente auditados tendo por objetivo a verificação da conformidade e efetividade dos procedimentos previstos no Programa.

As empresas responsáveis pela operação dos FPSOs deverão dispor de procedimentos específicos para a realização de auditorias internas do seu Sistema de Gestão de SMS visando determinar a eficácia e o cumprimento dos seus requisitos e procedimentos, inclusive dos elementos previstos no PGR.

Para cada auditoria será emitido um relatório pelo auditor líder, independentemente do fato de terem sido ou não identificadas não-conformidades. Este relatório será enviado para conhecimento do responsável pela área auditada.

Aos auditores, caberá indicar as não-conformidades identificadas, sendo de responsabilidade da área auditada, a indicação e implementação das ações corretivas.

Todas as auditorias realizadas nas instalações e atividades correlatas serão documentadas para o devido acompanhamento da implementação e eficácia das ações corretivas sugeridas.

O programa de auditorias internas será mantido e executado com base na criticidade das atividades e dos resultados de auditorias anteriores.

Os FPSOs dos Módulos 1 e 2 dos Campos de Marlim e Voador também contarão com esta Sistemática de Auditorias.

II.10.8.7. Cronograma de Execução

O cronograma de execução das ações do PGR será elaborado e apresentado na fase de obtenção da Licença de Operação - LO.