

II.8 – ANÁLISE E GERENCIAMENTO DE RISCO

II.8.1 - Análise de Riscos Ambientais

A) Objetivos da Atividade

O estudo de Análise dos Riscos Ambientais e os procedimentos operacionais para administração e gerenciamento dos riscos avaliados nesta seção, contemplam a fase de instalação do empreendimento e o projeto de operação para escoamento de gás natural e petróleo do Campo de Camarupim, Bacia do Espírito Santo.

As atividades operacionais de extração de fluidos do Campo de Camarupim, serão realizadas na porção central da Bacia do Espírito Santo, a cerca de 40km do continente e lâmina d'água de 800 m (LDA).

O projeto inicial consiste na exploração de gás do reservatório através de três poços, com uma produção estimada desta área em 3.000.000 m³/dia, enviada por meio de um gasoduto para a unidade no continente UTGC – Unidade de Tratamento de Gás de Cacimbas.

O fluido extraído do reservatório por surgência será processado, tratado para gerar o gás natural e utilizado para consumo na Unidade Estacionária de Produção (UEP) nos diversos equipamentos da plataforma de produção, a exemplo das turbo máquinas e caldeiras para geração de energia, e o excedente será exportado para a UTGC, localizada no município de Linhares – ES.

A exportação do gás excedente no Campo de Camarupim para o continente será realizada por meio de trechos de linhas do gasoduto. O primeiro trecho corresponde ao gasoduto de 5 km de extensão e 12 polegadas de diâmetro (UEP ao PLEM), e o segundo, compreende a ligação do PLEM até a UTGC, de 55 km de extensão e 24 polegadas de diâmetro.

O projeto também contempla a possibilidade de expansão para poder ser extraído óleo, e para tanto, são previstas facilidades na unidade Estacionária de Produção (UEP) para processamento, armazenamento e *offloading* de óleo de maior grau API.

B) Estrutura da Metodologia de Análise de Riscos

Foram investigados para as atividades operacionais, os sistemas e subsistemas da unidade de produção do FPSO Cidade de São Mateus as atividades de apoio marítimo, além dos procedimentos de operação, que apresentam potenciais perigos de interferir no sistema ambiental.

A metodologia utilizada para diagnóstico dos perigos nas atividades previstas no Campo de Camarupim foi a Análise Preliminar de Perigos (APP), para avaliação dos riscos ambientais em todas as fases do empreendimento. A aplicação do método permitiu identificar de modo sistemático as possíveis falhas de linhas de fluxos, equipamentos, dispositivos e componentes eletromecânicos, além dos desvios das condições normais de processo por falhas de manutenção, ou erros operacionais humanos, que possam liberar agente estressor (inventário de substâncias) e energia para o ambiente, provocando acidentes com perda ou dano do sistema ambiental.

A estrutura do estudo dos Riscos Ambientais e Gerenciamento está delineada da seguinte forma:

- Descrição das Etapas de Operação do Empreendimento com identificação dos sistemas operacionais da unidade marítima FPSO, incluindo a exportação de gás, e as atividades de suporte ao empreendimento na etapa de produção.
- Critérios de Segurança do empreendimento onde foram considerados os aspectos de confiabilidade de projeto, procedimentos e ações para execução das atividades nos casos de segurança (*safety case*).
- Análise Histórica de Acidentes em empreendimentos similares de exploração de óleo e gás e em unidades marítimas comparando com tipo FPSO (*Floating Production Storage Offloading*).
- Identificação dos perigos com aplicação da metodologia de Análise Preliminar de para diagnóstico dos eventos acidentais e avaliação

das potenciais conseqüências danosas ao ambiente para cada sistema postulado no descritivo de processo e operação.

- Plano de Gerenciamento de Risco da unidade marítima e sistemas, contemplando os critérios e os procedimentos corporativos para administração dos riscos nas fases operacionais do empreendimento.

Com base nesta estrutura foram obtidos os perigos e as formas e procedimentos que a Petrobras utiliza para manter a confiabilidade operacional, atendendo as boas práticas para redução do potencial de acidentes com descargas de produtos para o ambiente. Esta seção também é parte integrante do Plano de Emergência Individual, que apresenta os possíveis acidentes e os inventários de produtos para planejamento das ações de resposta a emergência que é descrita no Plano de Emergência Individual.

II.8.1.1 - Descrição das Instalações e do Processo

A) Sistema de Instalação – Equipamentos Submarinos, Gasoduto e Unidade de Produção

Para a instalação do sistema submarino de produção foram realizados levantamentos batimétricos e amostragens do solo marinho na região do Campo de Camarupim. Neste levantamento não foram encontrados quaisquer obstáculos e nenhuma região morfologicamente acidentada, bem como condições de solo adversas que impeçam a instalação do sistema submarino de produção.

As atividades relacionadas à instalação do sistema submarino de produção serão realizadas através da utilização de embarcações de manuseio de âncoras e uma embarcação de lançamento de linhas. As operações referentes à Instalação do Sistema Submarino de Produção são apresentadas detalhadamente no item II.2.4, Descrição das Atividades, pertencente ao Capítulo II.2, Caracterização da Atividade. Nesta seção são discutidas as atividades para instalação do empreendimento que consistem no lançamento do gasoduto, na realização de

testes hidrostáticos, na infra-estrutura de barcos de apoio e no lançamento de equipamentos e ancoragem da UEP.

A1) Descrição Geral do Empreendimento e dos Sistemas de Produção

O projeto no Campo de Camarupim consiste na extração dos fluidos provenientes dos poços, com posterior processamento no FPSO Cidade de São Mateus para separação e tratamento do gás, condensado (óleo) e água. Após o tratamento e compressão, parte do gás é utilizada na plataforma para geração de energia e outra parte (excedente) é exportada pelo gasoduto de 24" de diâmetro até a UTGC. O condensado (óleo) que poderá ser obtido nas fases posteriores do desenvolvimento do projeto, será exportado via navio aliviador e a água de produção será tratada até atingir as especificações de controle de processo em atendimento as normas ambientais para descarte.

As etapas do empreendimento compreendem as operações de instalação dos equipamentos submarinos, dutos de escoamento (gasoduto e flowlines) e o posicionamento da unidade FPSO São Mateus na locação, e também as operações de produção, que contemplam principalmente a elevação dos fluidos do reservatório e os mecanismos de controle, os processos de separação de fluidos e o tratamento destes. A fase de compressão de gás e o escoamento via gasoduto também é parte integrante do projeto de engenharia no estudo de risco, assim como as operações de armazenamento temporário de produtos, a estocagem e a transferência de óleo. Estas etapas estão relacionadas aos diferentes conjuntos de equipamentos, dispositivos mecânicos, sistemas e subsistemas previstos, além de diferentes tipos de produtos ou substâncias utilizadas, além de sistemas de apoio operacional logístico e a manutenção da atividade petrolífera.

Foram detalhadas 5 (cinco) etapas que são apresentadas na Tabela II.8.1.1-1 e que são avaliadas para análise e a identificação da tipologia das operações e condições operacionais de processo. Esta estrutura tem a função de caracterizar os principais sistemas e subsistemas para elaboração do estudo de Análise do Risco Ambiental, permitindo um diagnóstico dos perigos às respectivas etapas de produção previstas no projeto.

Tabela II.8.1.1-1 - Etapas de Operação do Empreendimento – Campo de Camarupim.

1. Extração de fluidos
 2. Processamento de fluidos
 3. Sistema de Exportação de Gás
 4. Sistema de Transferência de Óleo
 5. Apoio Logístico da embarcação de Apoio e Operacional
-

A2) Descrição das Etapas de Operação do Empreendimento

A etapa de operação do sistema inicia com a extração de fluidos por meio de três poços, com controles de fluxo utilizando árvores de natal e o envio até a superfície da plataforma de produção para o processamento de fluidos, utilizando risers flexíveis.

Os fluidos extraídos dos poços serão recebidos em um manifold de produção, que permite o alinhamento ao separador trifásico para obtenção das principais correntes do processo que serão devidamente tratadas que são gás, óleo e água.

Após a separação dos fluidos pelos separadores horizontais de alta e baixa pressão são obtidas nestes equipamentos as 3 correntes principais de fluidos como anteriormente mencionado. O gás obtido na separação será tratado por meio de scrubbers e desumidificado. Uma parcela será posteriormente comprimida para uso na geração de energia do FPSO, e a parte excedente será destinada à exportação para o continente via gasoduto. O óleo também obtido dos separadores poderá ser armazenado temporariamente na plataforma após passar pelo tratador eletrostático e pela Estação de Medição Fiscal. Após atingir a temperatura adequada será armazenado nos tanques para a operação de offloading. A água produzida obtida no estágio de separação trifásico receberá

tratamento para recuperação do óleo e será descartada conforme as normas e padrões ambientais de qualidade e com rigoroso controle de monitoramento.

As etapas operacionais do empreendimento, portanto contemplam o processo de extração, processamento e exportação do gás, assim como atividades secundárias que compõem sistemas e subsistemas, equipamentos e tipos de produtos ou substâncias, além de sistemas de apoio operacional à atividade.

As etapas e sistemas são descritas nos itens a seguir para subsidiar o estudo de análise de risco de forma mais específica, e a estrutura proposta, tem a função de caracterizar os principais sistemas e subsistemas para identificação dos desvios de processo para elaboração do estudo de Análise do Risco Ambiental, permitindo um diagnóstico dos perigos em relação às respectivas etapas de produção previstas no projeto.

A3) Extração e Operações de Processamento de Fluidos

As operações de superfície (*topside*) da unidade de produção marítima contemplarão o recebimento de fluidos, a separação das correntes de processo e o posterior tratamento de gás, condensado (óleo) e água, e a fase de exportação do excedente de gás por meio de gasoduto.

Considerando a corrente de gás, condensado (óleo) e linhas de processo, o produto gás será tratado para ser exportado para o continente. A água produzida no processo será tratada e disposta ao mar após rigoroso tratamento e controle para atender as condições de descarte no ambiente, e o gás, principal produto do processo, será comprimido, desidratado e usado como gás combustível e o excedente exportado através do gasoduto até a UTGC.

A etapa operacional do empreendimento, portanto, compreende as atividades de exploração dos fluidos, separação do condensado e gás com posterior processamento e exportação do gás, que consiste na principal etapa de Processamento Primário dos fluidos, contemplado no estudo de Análise de Riscos Ambientais.

Os seguintes sistemas, analisados considerando as variáveis operacionais, condições de operação e processo, segurança operacional para identificação dos

equipamentos e o diagnóstico dos potenciais perigos, são discutidos nesta seção do Estudo, assim como outros subsistemas que serão utilizados no FPSO:

- Sistema de Extração de fluidos
- Sistema de Processamento de fluidos (gás/condensado/água) da Plataforma FPSO
- Sistema de Armazenagem e Transferência de Óleo
- Sistema de Exportação de gás
- Sistemas Secundários (Utilidades)
- Sistema de Segurança da Plataforma *FPSO*

O sistema de extração de fluidos (gás e condensado) será constituído de 3 (três) poços produtores de gás. O gás obtido após o processo de separação na planta do FPSO será parcialmente consumido nos diversos equipamentos da unidade, a exemplo dos turbo geradores e caldeiras para geração de energia, sendo o excedente exportado para o continente através de um gasoduto até a UTGC (Unidade de Tratamento de Gás de Cacimbas).

A Tabela II.8.1.1-2 apresenta as características gerais e técnicas do empreendimento quanto ao sistema de extração que norteiam as análises de engenharia e do processo realizadas no FPSO, contendo informações para visualização do projeto.

Tabela II.8.1.1-2 - Principais características do sistema de produção do Campo de Camarupim

Sistema de produção do Campo de Camarupim

Nº de poços produtores de gás	3
Esquema de completção	Faturamento e <i>Gravel Pack</i>
Comprimento médio do trecho horizontal em metros	1.000 m
Mecanismo de elevação	Por Surgência
Vazão de Condensado em m³/d	1.000
Vazão de óleo - Máx. em bbl/d	35.000
Vazão de gás - Máx. em m³/d	3.000.000
Método de exportação do óleo	Navio aliviador
Destino do gás excedente	Exportação para o continente (UTGC)
Dimensões do Gasoduto – trecho PLEM / UTGC	Diâmetro: 24 pol Extensão: 55 km
Dimensões do Gasoduto – trecho UEP / PLEM	Diâmetro: 12 pol Extensão: 5 km

Obs: Q é o símbolo de vazão e a unidade no SI indica a variável.

A4) Sistema de Extração de Fluidos

O sistema de produção proposto, representado pela unidade FPSO Cidade de São Mateus consiste em uma unidade flutuante ancorada, capaz de produzir, tratar e exportar gás e de produzir, tratar, armazenar e transferir o óleo, caso seja necessário.

O sistema foi concebido para propiciar a interligação de poços produtores de óleo e gás de áreas que ainda estão em fase de avaliação exploratória, o que lhe confere maior dinâmica operacional e infra-estrutura de projeto.

O FPSO terá a capacidade estrutural de interligar 13 (treze) poços produtores de gás, 6 (seis) poços produtores de óleo e 2 (dois) poços injetores de água. A profundidade d'água no local previsto para instalação desta unidade é de até 800 metros sendo que a unidade será projetada para operar em lâmina d'água de até 1.500 metros.

A extração de hidrocarbonetos do Campo de Camarupim será realizada inicialmente através de 3 (três) poços produtores de gás, perfurados em

profundidade de 750 a 900m, prevendo-se ainda, para projetos futuros, a ampliação do número de poços.

A interligação individual dos poços à UEP se dará através de linhas flexíveis de 6" conectados às Árvores de Natal Molhadas (ANMs) assentadas no leito oceânico.

A Tabela II.8.1.1-3 apresenta a identificação dos poços produtores caracterizando o tipo do sistema de elevação com as respectivas vazões previstas na fase de projeto.

Tabela II.8.1.1-3 – Caracterização Técnica dos poços do Campo de Camarupim

Poço a ser interligado	Método de Elevação	Vazão milhões de m ³ /dia
PROD. 01	Surgente	1500
PROD. 02 e 03	Surgente	1500

NA – Não aplicável.

A figura II.8.1.1-1 ilustra o esquema simplificado de sistema de extração apresentando os 3 (três) poços produtores de gás, e as linhas de extração dos fluidos do reservatório e exportação com os detalhamentos de comprimento e principais equipamentos. Os detalhes dos trechos mostrados na figura são descritos na Tabela II.8.1.1-2 com os respectivos diâmetros e comprimentos de cada tipo de trecho de linha, até a interligação no FPSO e PLEM.

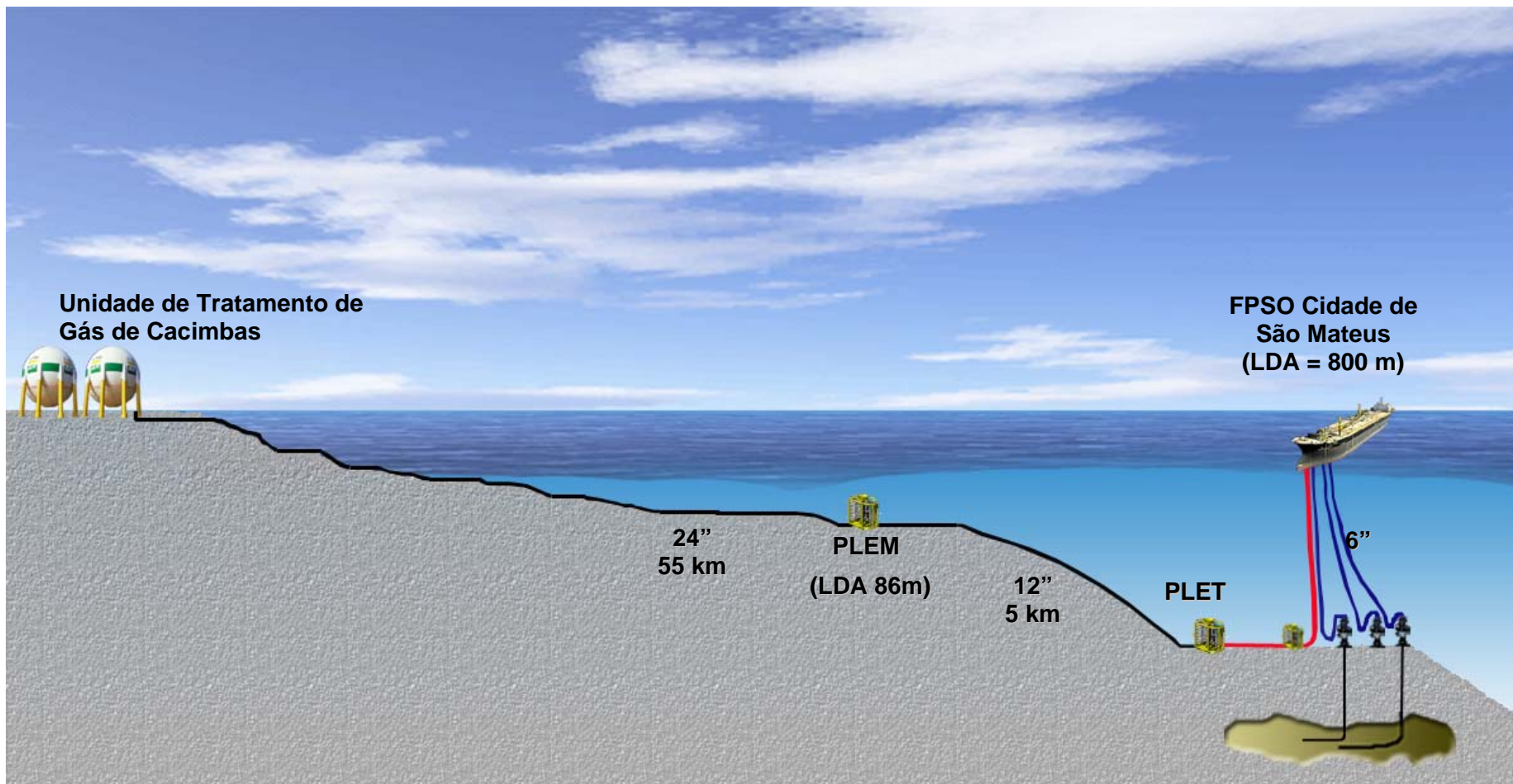


Figura II.8.1.1-1 – Representação esquemática geral do sistema de extração de fluidos para o FPSO e exportação de gás para a UTGC.

Tabela II.8.1.1-4 - Características Técnicas do Sistema de Coleta de Gás: riser, linha de fluxo (flow line) – Campo de Camarupim.

Identificação da linha (extração de óleo, injeção de gás)	Diâmetro (pol)	Diâmetro (m)	Extensão (m)	Tipo de Trecho de Linha
Extração de gás P1	6	0,15	1200	riser
Extração de gás P1	6	0,15	1400	flow
Extração de gás P2	6	0,15	1200	riser
Extração de gás P2	6	0,15	1400	flow
Extração de gás P3	6	0,15	1200	riser
Extração de gás P3	6	0,15	1400	flow

Para cada um dos poços produtores, haverá uma árvore de natal, tipo molhada (ANM), para controle da produção, que será instalada na cabeça de cada poço produtor de gás, sendo constituída por um conjunto de válvulas, com a finalidade de permitir, de forma controlada, o fluxo de fluidos dos poços por acionamento elétrico-hidráulico, e incluirá um sistema de injeção de produtos químicos. Este sistema previsto na instalação será conectado ao sistema de controle submarino (ANM) por meio de um umbilical UEH para realizar as ações de monitoramento da produção, intervenção e paradas a partir da sala de controle da plataforma.

A Árvore de Natal que compõe o sistema submarino de produção é constituída de uma base adaptadora de produção e módulo de controle submarino, e permitirá o controle por um conjunto de terminação umbilical através de guias volantes hidráulicos e elétricos. O módulo de produção da cabeça do poço será composto de sensores de pressão e temperatura, válvulas de isolamento para testes de produção e conector para injeção de produtos químicos no interior do poço para inibir corrosão, incrustação e formação de hidrato.

Devido à lâmina d'água todos os poços utilizarão ANM GLL (*Guide Line Less*) com três MCV's (Módulo de Conexão Vertical) independentes. Um MCV será para a interligação da linha de produção, outro para a interligação da linha de

serviço e o terceiro para interligação do umbilical de controle (UEH) das válvulas da ANM.

O MCV instalado na extremidade das linhas possui um flange padronizado para permitir a conexão da linha, cuja extremidade é fixada a um flange compatível com o flange do dispositivo MCV. Esta conexão é realizada no navio de lançamento de linhas, que através de cabos de aço, desce o MCV até a ANM para a interligação do poço à unidade de produção.

As árvores possuirão seis válvulas - M1, W1, M2, W2, XO e PXO - válvulas principais de produção e laterais e *cross-over* que poderão ser acionadas pela unidade de produção através do painel de controle para controle da pressão na cabeça do poço e interrupção do fluxo. As demais válvulas das árvores – S1, S2, AI - são válvulas utilizadas somente para a intervenção com sonda no poço, e, portanto só podem ser acionadas pela sonda que estiver realizando operações de acesso ao interior do poço.

As válvulas de controle da produção da ANM são fechadas e ficam abertas caso haja pressão no atuador das mesmas, pressão esta transmitida da unidade de produção até o atuador via umbilical de controle (UEH). Uma vez drenada a pressão da linha de controle a válvula fecha automaticamente, interrompendo automaticamente o fluxo de produção dos poços, constituindo, portanto um sistema de segurança para fechamento do poço pela ANM.

O bloqueio das linhas flexíveis de coleta se dará através da operação de válvulas existentes na unidade de produção e nas ANMs dos poços, tanto em situações normais de operação quanto em situações emergenciais em sincronia com o sistema de automação da unidade. Caso seja necessário, estas válvulas podem ser operadas de forma manual com auxílio de barcos especiais de *ROV* (*Remotely Operated Vehicle* – Veículo operado remotamente).

As linhas de produção dos poços que serão conectadas ao FPSO Cidade de São Mateus através de risers, fazem parte do sistema de extração, e seguem para os coletores denominados manifolds de produção na UEP, os quais receberão o fluxo proveniente da linha de extração de fluidos de cada poço. Haverá ainda um manifold para teste individual de produção dos poços. Esta configuração será prevista tanto para a produção de gás como para a produção de óleo, caso seja necessário no futuro. A Figura II.8.1.1-2 apresenta o

fluxograma da chegada dos poços na unidade com o detalhe dos *manifolds* para o caso de extração de gás – coletor de gás.

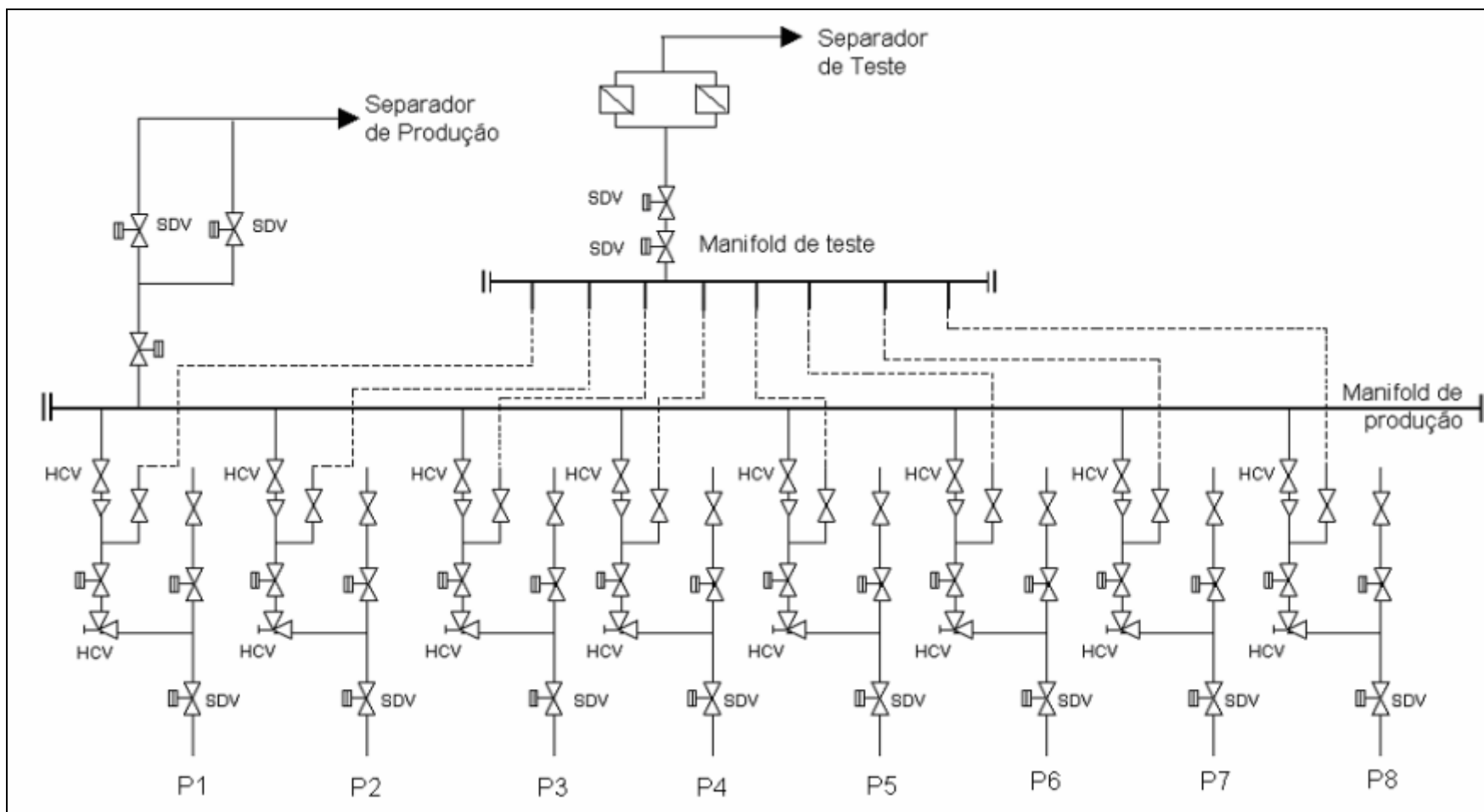


Figura II.8.1.1-2 – Coletor dos poços de gás – Manifold, apresentado 8 poços de forma ilustrativa.

A5) Sistema de Processamento de Fluidos

O sistema de processamento de hidrocarbonetos para o FPSO Cidade de São Mateus será projetado para uma capacidade de produção e processamento de 10.000.000 m³/d de gás, 25.000 barris de óleo cru por dia (bpd), 10.000 barris de condensado por dia (bpd), tratamento de até 2.000 m³/d de água produzida e injeção de até 5.000 m³/dia de água dessulfatada.

Conforme anteriormente discutido, é prevista a instalação de facilidades para o tratamento de óleo, caso sejam feitas novas descobertas e a tomada decisão de ampliação do projeto.

Sistema de separação e tratamento de óleo

A planta de processo do FPSO Cidade de São Mateus será projetada para promover a estabilização e separação dos fluidos produzidos pelos poços (óleo, gás e água) em separadores trifásicos e tratador eletrostático. Um vaso separador de teste também será instalado para efetuar testes de avaliação da produção dos poços de óleo caso seja necessário para demandas futuras.

Os fluidos recebidos no *manifold* de produção dos poços serão aquecidos e direcionados para o separador horizontal trifásico HP (alta pressão), cujo propósito é promover a primeira separação gás, condensado (óleo) e água, a uma pressão de operação de 9 a 11 bar. O aumento da temperatura da mistura de fluidos reduz a viscosidade e ajuda na quebra da emulsão óleo/água. Também está prevista a injeção química de desemulsificante e inibidor de espuma antes do separador HP (alta pressão) para ajudar na estabilização.

Após passar pelo separador HP, o condensado será direcionado para um separador horizontal bifásico LP (baixa pressão), com a finalidade de reduzir a pressão de vapor do óleo cru a níveis seguros para armazenagem nos tanques de carga do navio, de forma a diminuir a baixos níveis a emissão de frações voláteis de hidrocarbonetos. Antes de entrar no separador LP o óleo será reaquecido nos trocadores de calor até alcançar a temperatura de aproximadamente 81°C.

O óleo ao sair do separador LP será alinhado para o tratador eletrostático onde será retirado praticamente todo restante de água e sal, conferindo à corrente

de óleo um teor máximo de sal em torno de 570 mg/l e água (BSW) menor do que 1,0%. O princípio de operação desse vaso é baseado na indução de uma carga elétrica nas gotículas de água presente na corrente de óleo, provocando a coalescência dessas gotas devido às forças de atração eletrostática que passam a agir, que por sua vez formam gotas maiores que vão decantando no fundo do vaso por ação de forças gravitacionais.

A planta de processo também contemplará um vaso separador de teste horizontal com o propósito de avaliar periodicamente a produção individual dos poços, assim como as suas frações de água e razão de gás/óleo (RGO). Os fluidos poderão ser direcionados para esse vaso através do *manifold* de teste localizado próximo à chegada dos poços.

O óleo estabilizado e livre de água será resfriado e medido em uma estação de medição fiscal, antes de ser enviado para os tanques de estocagem do navio, cuja capacidade de estocagem será de 700.000 barris de óleo.

O fluxograma de separação e tratamento de óleo, Figura II.8.1.1-3, apresenta as principais correntes de entrada e saída e os equipamentos de processo para as operações discutidas anteriormente, até a fase de armazenamento nos tanques de carga da plataforma, armazenamento temporário.

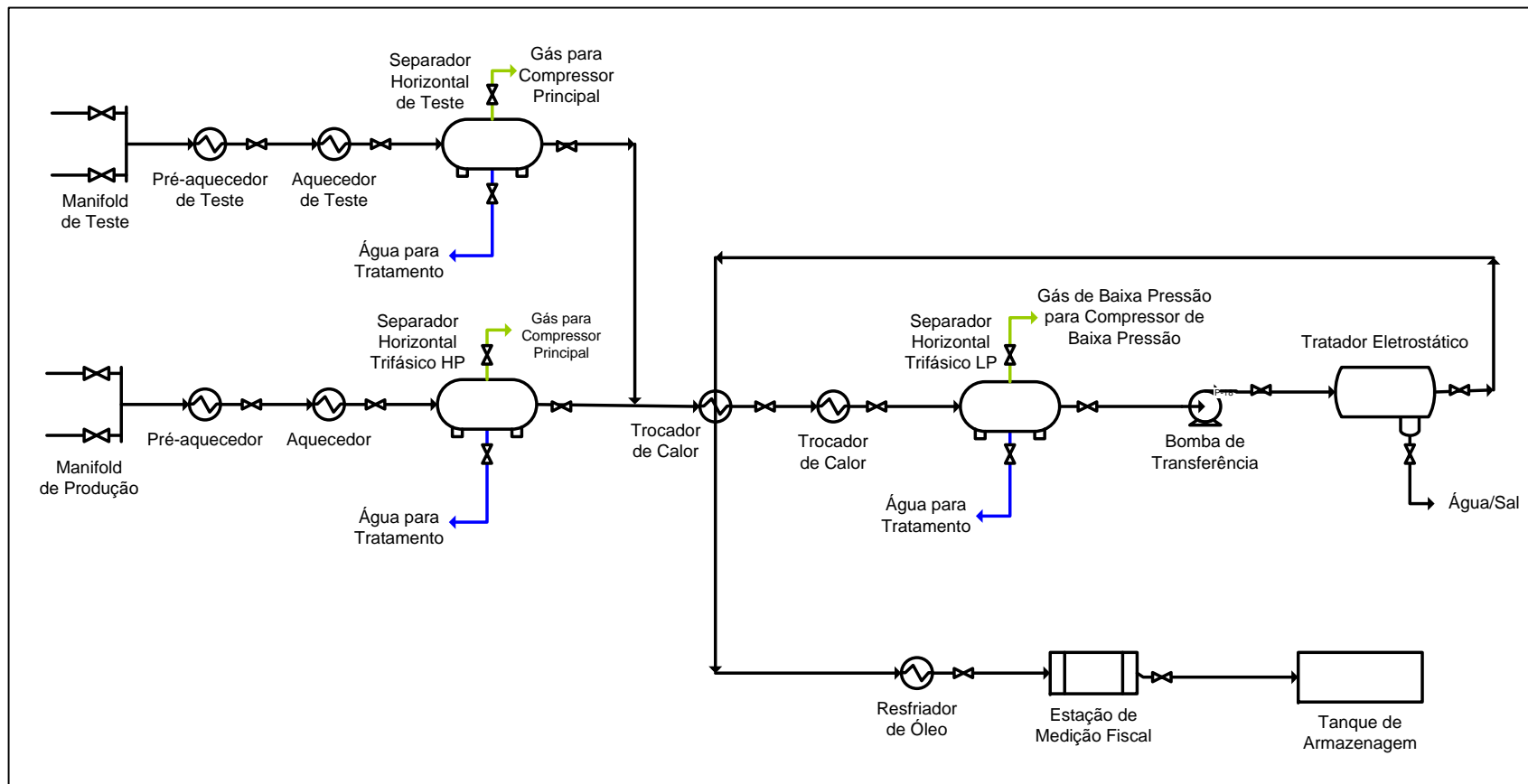


Figura II.8.1.1-3 – Fluxograma do Processamento de Separação e Tratamento de fluido com alternativa de armazenamento de óleo

Sistema de separação de gás não associado

A planta de processo do FPSO Cidade de São Mateus será projetada para promover a estabilização e separação dos fluidos produzidos pelos poços produtores de gás não associado em um trem de separação trifásico completo (gás, condensado, água + MEG). Um vaso separador de teste também será instalado para efetuar testes de avaliação de produção dos poços de gás.

O gás produzido no separador de produção e no separador de teste será enviado para o sistema de compressão, via *KO drum*, e, posteriormente, para o sistema de desidratação de gás.

Sistema de compressão e desidratação do Gás

O gás liberado no separador de alta pressão e teste será encaminhado diretamente para os compressores principais, enquanto que o gás liberado no separador de baixa pressão passa primeiro por uma compressão auxiliar, com o intuito de elevar a sua pressão até o valor necessário para ser admitido na sucção dos compressores principais, assim chamados, por serem responsáveis pela compressão de todo gás liberado nos separadores até a pressão de 200 bar. A finalidade de promover esse aumento de pressão no gás é tornar possível a exportação do gás para o continente, o consumo como gás combustível na UEP e a possível injeção de gás *lift* nos poços para o caso de ampliação do projeto.

A planta de compressão possuirá conjuntos de compressores em paralelo, com capacidade total de compressão do sistema de 10.000.000 m³/dia. Os compressores serão acionados por turbinas a gás *dual fuel*. A pressão final de compressão será de 200 bar.

Antes de cada estágio de compressão, o gás será resfriado em trocadores de calor e retirado condensado em vasos (*scrubbers*) verticais.

O compressor auxiliar (*flash gas compressor*), tipo parafuso, possuirá capacidade de comprimir o gás liberado no separador de baixa pressão. O gás recuperado neste equipamento de compressão será encaminhado para a sucção dos compressores principais, para completar o ciclo antes de ser utilizado ou exportado.

O gás comprimido a alta pressão deverá ser desidratado antes de ser consumido, injetado ou exportado e a desidratação tem a finalidade evitar a formação de cristais de hidratos (sólido semelhante ao gelo no aspecto visual cuja principal característica é manter aprisionado, entre os cristais de água, moléculas de gás) e conseqüentemente a obstrução nas linhas e dutos. O processo de desidratação do gás será realizado por meio do contato físico da substância Trietilenoglicol (TEG), durante a passagem em contra fluxo dos dois produtos em bandejas especiais dentro da torre. A umidade do gás será absorvida pelo TEG devido ao poder higroscópico desse produto. Ao sair da torre, o TEG será encaminhado para uma unidade de regeneração onde será novamente purificado por elevação da temperatura para a liberação de vapor de água, se utilizando ainda o *stripping* a gás para melhorar a eficiência do processo e, finalmente, bombeado para a torre de desidratação, fechando o ciclo.

O gás seco ao sair da torre poderá ser enviado para os seguintes consumos: consumo interno de gás combustível, principalmente na geração de energia principal, compressão principal e caldeiras de vapor do navio com previsão de consumo médio em torno de 300.000 m³/dia; injeção de gás *lift* nos poços produtores com vazão máxima de 1.200.000 Nm³/dia; exportação para terra através de gasoduto. A Figura II.8.1.1-4 representa o fluxograma da planta de compressão e tratamento de gás com as principais correntes de processo.

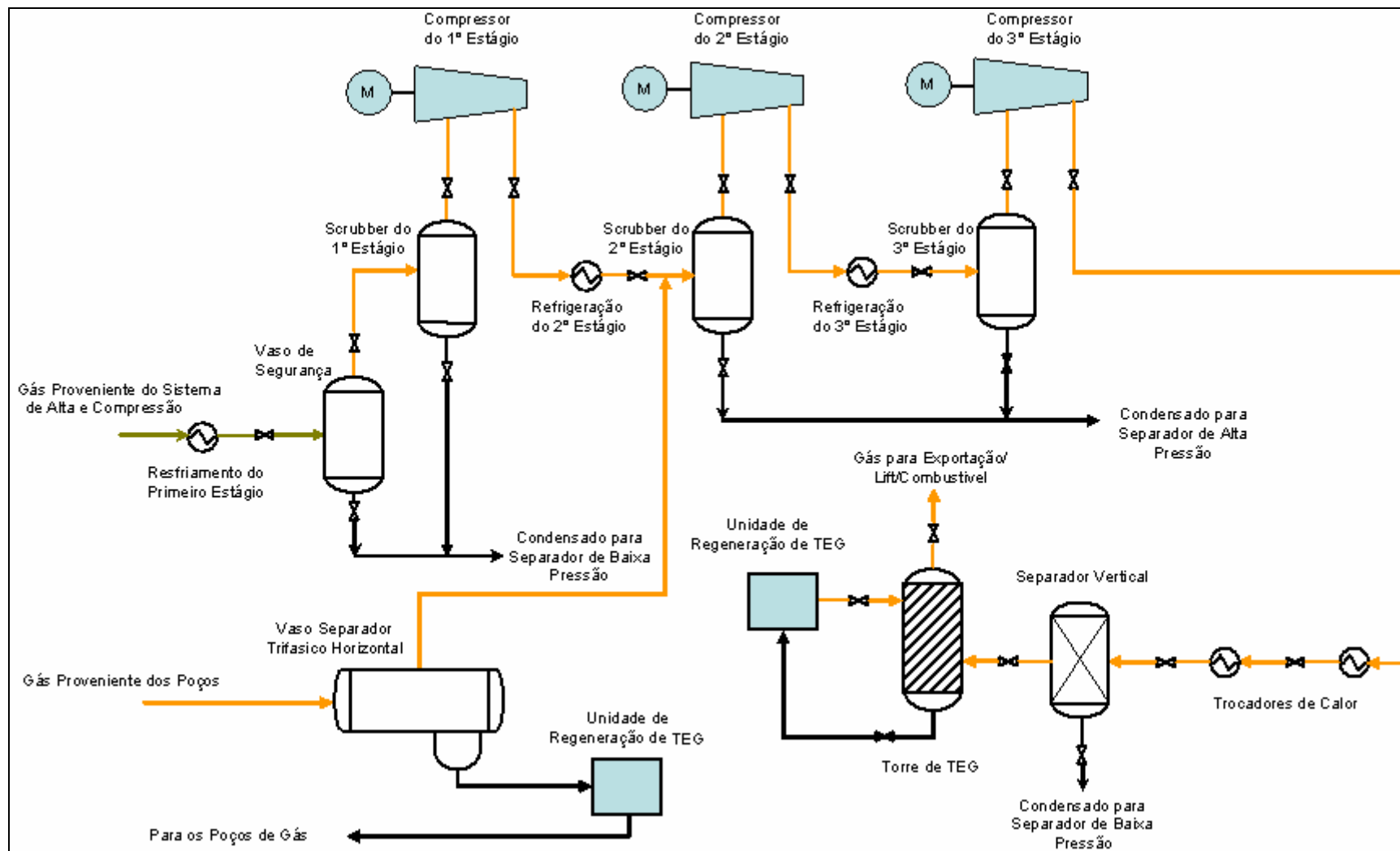


Figura II.8.1.1-4 – Fluxograma do Processamento de Compressão e Tratamento de Gás.

Sistema de gás de Flare de alta e baixa pressão (HP e LP)

O sistema é constituído por dois subsistemas independentes, um de alta (HP) e outro de baixa (LP) pressão, possuindo, cada um, um vaso para retenção de condensados e uma rede que conduz os gases para uma torre vertical, onde os queimadores de alta e baixa pressão estão instalados.

O sistema HP permite queimar rapidamente e de forma segura todo o gás do inventário dos vasos e linhas de alta pressão da planta de processo quando necessário, sendo formado por um coletor principal interligado a vários coletores secundários, que permite o alinhamento do gás de todos os pontos de interesse do processo para o vaso horizontal do *flare* HP. Desta forma todo líquido que porventura vier carregado pelo gás é separado e enviado para o separador LP (separador do segundo estágio), e o gás, direcionado para os queimadores de alta pressão.

O sistema de *flare* LP é projetado para receber todo o gás aliviado do separador do segundo estágio, compressão auxiliar e outras unidades que trabalham com gás de baixa pressão. O sistema de *flare* LP também possui um coletor principal e coletores secundários que permitem a interligação da malha de alívio de baixa pressão para o vaso horizontal LP do *flare* e deste para o bico do queimador de baixa pressão.

O queimador, planejado para baixas emissões de NO_x, é projetado de modo a garantir que os limites de exposição à radiação a curto e médio prazos não sejam ultrapassados sob todas as condições operacionais. Embora seja previsto que durante a operação normal somente o piloto dos queimadores seja mantido aceso, cada um dos sistemas do queimador operará em modo de queima contínua (2 500 000 m³/dia no de alta e cerca de 1 500 000 m³/dia no de baixa pressão) de toda a produção em caso de emergência.

Para segurança do sistema será mantida uma pequena vazão de gás para purga, a qual é queimada continuamente, suficiente apenas para manter uma pressão positiva, não permitindo a entrada de oxigênio no sistema. Durante o período de operação normal da planta de processo, apenas uma chama piloto permanece acesa no queimador para garantir a queima do sistema de *flare* quando acionado. A Figura II.8.1.1-5 apresenta o fluxograma do sistema de *flare*

de alta e baixa pressão apresentando os equipamentos mais importantes para caracterização deste de sistema.

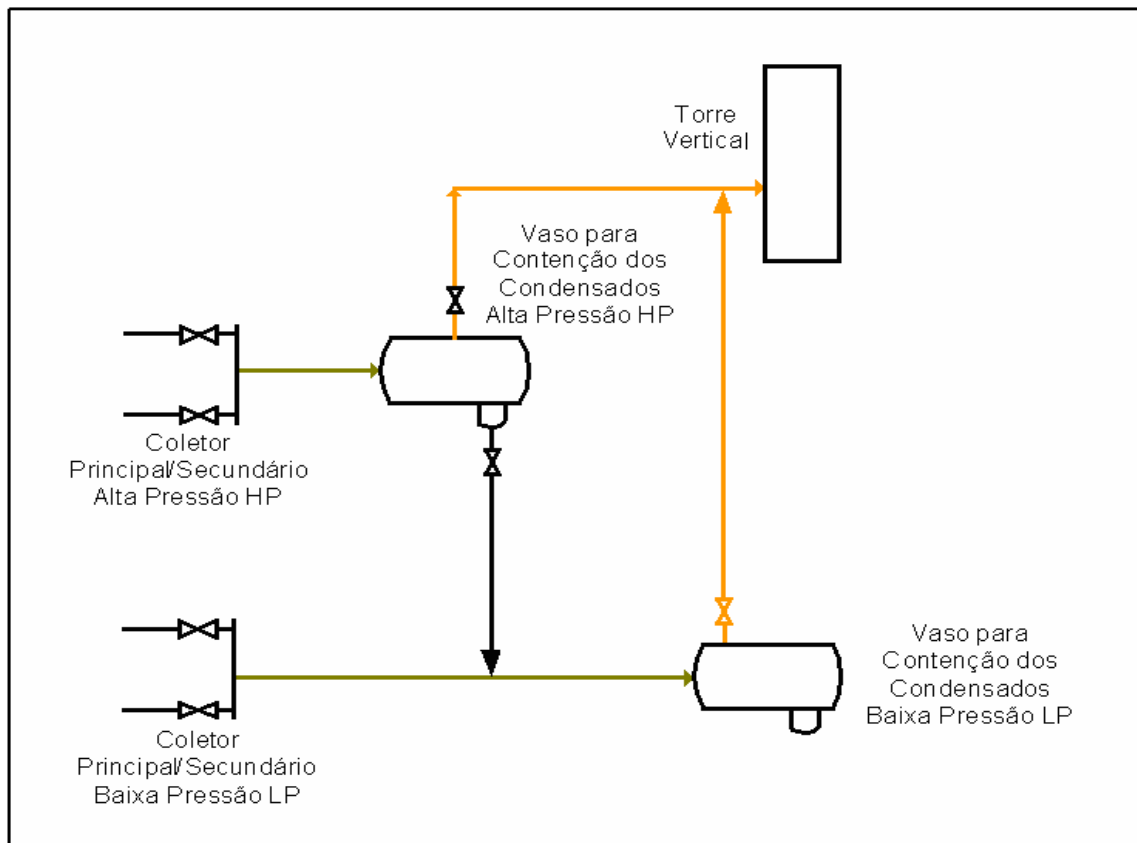


Figura II.8.1.1-5 – Fluxograma do sistema de flare de alta e baixa pressão.

Sistema de Tratamento de Água Produzida

Toda água produzida na planta de processo será encaminhada para um sistema de tratamento específico (com capacidade de até 2.000 m³/d). A água oleosa passará por um processo de separação centrífuga nos hidrociclones e em seguida será resfriada e, uma vez atendidas as especificações mínimas do teor de óleo e graxa, a mesma será descartada ao mar. Caso a água para descarte não esteja enquadrada, o fluxo será desviado para tanques de *slop* tornando possível o retratamento.

Ressalta-se que a capacidade nominal projetada da planta de processo do FPSO Cidade de São Mateus será de 35.000 bbl/dia de líquido (óleo + condensado + água) e a capacidade nominal da planta de tratamento de água produzida 13.000 bbl/dia, sendo que, caso eventualmente a produção exceda esta capacidade nominal, ficará sempre a vazão total limitada à capacidade da planta de tratamento de água produzida, garantindo um TOG de até 20 ppm para descarte.

O teor de óleo na água descartada será monitorado e registrado pelo OCM (*Oil Content Monitor* – monitor de TOG). Se o teor de óleo ultrapassar 20 ppm, a válvula de descarga do costado do FPSO fecha-se automaticamente, abrindo-se outra válvula automática que direciona o efluente aos tanques de *slop*. O monitor de TOG possuirá alarme visual e sonoro na Sala de Controle de Processo. O mesmo sinal que acionará o alarme provocará interrupção automática do descarte, com o retorno da água para novo tratamento. A água produzida poderá ser descartada e/ou utilizada para injeção nos poços.

A Figura II.8.1.1-6 apresenta um fluxograma mostrando o sistema de tratamento de água produzida.

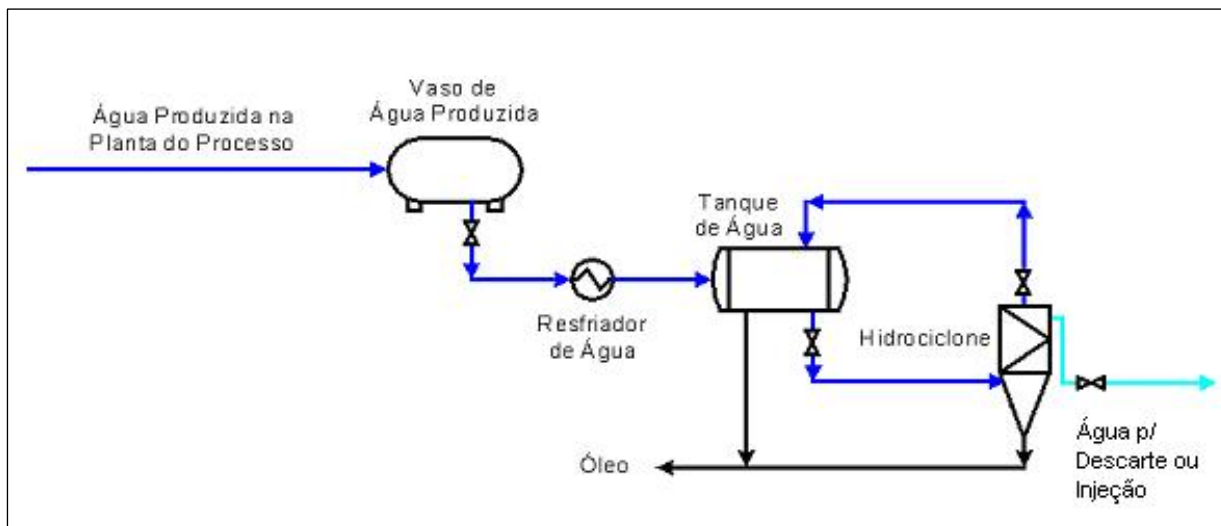


Figura II.8.1.1-6 – Fluxograma do Sistema de Tratamento de Água Produzida

SubSistema de Gás Combustível de Alta e Baixa Pressão (HP e LP)

O gás combustível poderá ser usado principalmente para geração elétrica do pacote de geração principal, compressores principais e vapor das caldeiras do navio.

Na saída do pacote de desidratação do gás, parte do fluxo será desviado, passará por um pré-aquecedor e por uma válvula redutora de pressão onde a pressão será reduzida de 200 bar para 30 bar e entrará no vaso depurador do sistema de gás combustível .

Neste depurador o condensado formado ou carregado será removido de maneira a condicionar o gás para ser utilizado como combustível.

Na saída do depurador o gás sofrerá novo aquecimento e parte será direcionada para queima nas turbo máquinas e sistema de gás combustível de baixa pressão. A outra parte do gás será desviado e passará por uma válvula redutora de pressão onde a pressão será reduzida de 29,5 bar para 7 bar e será direcionado para os consumidores de baixa pressão (caldeiras, purga do *flare*, piloto do *flare* e gás de *stripping* da unidade de regeneração de glicol). A Figura II.8.1.1-7 apresenta um fluxograma mostrando o processo na planta de gás combustível na unidade.

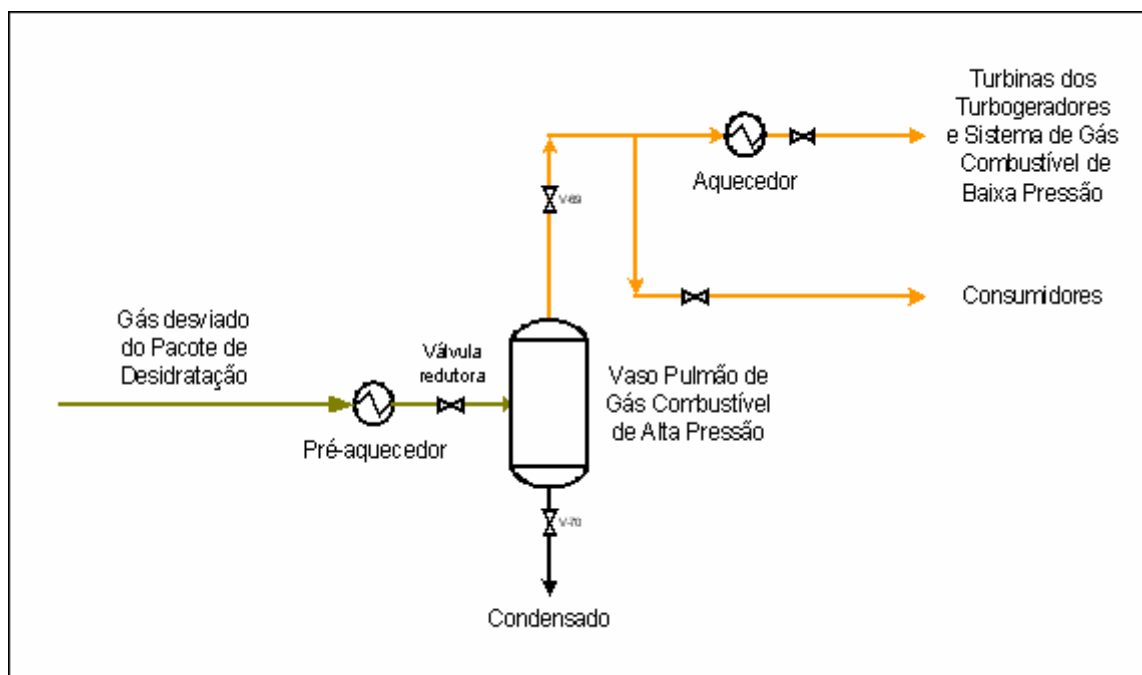


Figura II.8.1.1-7 – Sistema de Gás Combustível de Alta e Baixa Pressão.

Sistema de Injeção de Água

O sistema de água de injeção que poderá ser utilizado no caso de extração de óleo será projetado para atender a uma capacidade de geração de até 31.000 bpd de água tratada, sendo parte proveniente do sistema de água produzida. A água será captada no mar através de bombas de captação e direcionada para a unidade de tratamento, onde passará por processos de filtragem grossa para remover sólidos maiores do que 80 μm , tratamento químico com injeção de biocida e seqüestrante de oxigênio, desaeração a vácuo e dessulfatação, onde o teor de sulfatos será reduzido de 2800 mg/l para cerca de 100 mg/l. Por fim, será bombeada à alta pressão para injeção nos poços injetores.

A finalidade do tratamento da água de injeção é evitar corrosão na tubulação dos poços de injeção, formação de incrustação na tubulação dos poços de produção de óleo, obstrução do meio poroso da rocha reservatório e proliferação de bactérias sulfato-redutoras presentes nas rochas reservatório. A Figura II.8.1.1-8 apresenta o fluxograma da planta de tratamento de água de injeção.

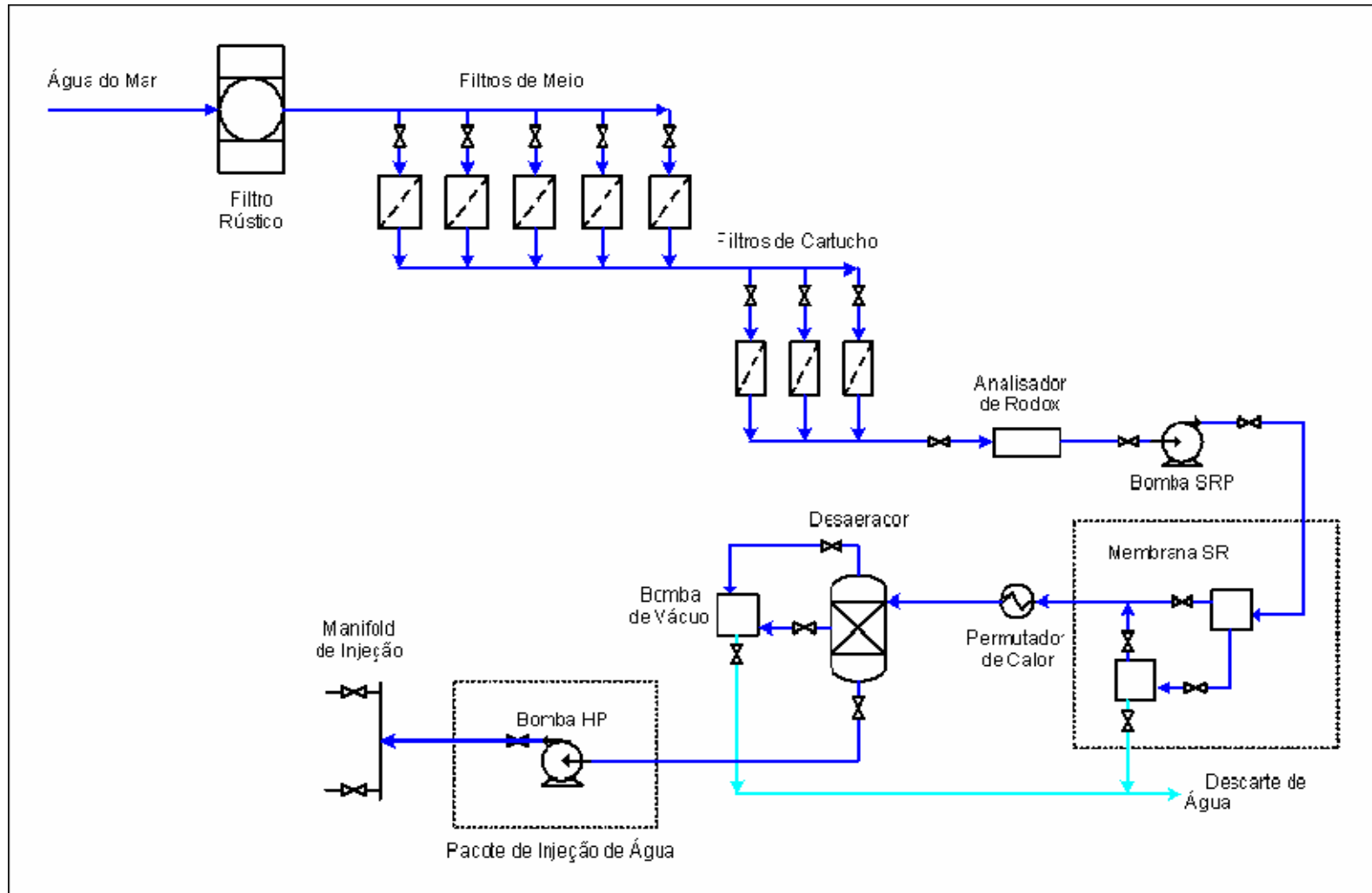


Figura II.8.1.1-8 – Fluxograma do Sistema de Água de Injeção.

SubSistema de Injeção Química

O sistema de injeção química constitui um conjunto de equipamentos que tem a função adicionar diferentes produtos químicos em pontos específicos da planta de processo e instalações submarinas para reduzir a formação de hidratos, emulsões, sulfatos, borra e outros substâncias que reduzem a eficiência e que podem ocasionar problemas operacionais.

O sistema é formado por tanques de armazenagem de produtos químicos, bombas de injeção e linhas de injetoras, instaladas em pontos específicos que pode ser realizada de forma contínua ou intermitente. O controle da dosagem será realizado através de válvulas reguladoras que permitem manter a vazão de injeção ótima de cada produto, segundo as especificidades do objetivo da manobra operacional para redução da formação do produto em linhas e equipamentos. Os principais tipos de injeção de produtos químicos que serão utilizados com as respectivas funções são listados a seguir com as principais características técnicas:

- ***Injeção de produtos nos equipamentos submarinos***

Etanol: Utilizado para inibir a formação de hidratos em dutos, tanto de óleo quanto de gás, no fundo do mar, em caso de falha ou baixa eficiência da unidade de desidratação de gás ou em caso de situações de retomada de produção após *shutdown*

Mono Etileno Glicol (MEG): Utilizado para inibir a formação de hidratos nos poços de gás. Na planta de processo está previsto o regenerador de MEG.

Solvente(Xileno): Utilizado para lavagem e dissolução de goma e borra nas linhas em caso de baixa eficiência das mesmas e/ou remoção para manutenção.

Inibidor de parafina: Utilizado para inibir a formação de cristais aglutinantes de origem parafínica em dutos de óleo no fundo do mar, caso a temperatura de escoamento fique abaixo da TIAC (ponto de formação de cristais).

Inibidor de Incrustação: Este produto será utilizado apenas quando os poços produtores começarem a produzir água. O anti-incrustante será injetado na árvore de natal de cada poço para prevenir a formação de incrustação nas linhas de produção.

- ***Injeção de produtos químicos nos equipamentos da Planta de Processo***

Desemulsificante: Utilizado para facilitar a separação óleo/água no processo. Este produto será utilizado somente quando iniciar a produção de água do reservatório.

Inibidor de espuma (Antiespumante): Este produto compreende uma solução de óleo de silicone a 12500 cSt (centistokes) em querosene, numa proporção de 1:3.

Polieletrólito: A adição deste produto tem a finalidade de evitar a formação de soluções de emulsões de água e óleo, para facilitar a separação do óleo nos vasos separadores trifásicos horizontais da planta.

- ***Injeção de produto químico no Sistema de Água de Injeção***

Seqüestrante de oxigênio: Será injetado continuamente na água a uma taxa entre 5 e 200 ppm, dependendo da eficiência operacional da torre desaeradora. Serão armazenadas na embarcação quantidades suficientes deste produto para permitir sete dias de consumo.

Biocidas 1, 2 e 3: Serão utilizados três tipos de biocida.

- biocida dispersante de bactérias para injeção contínua à montante da desaeradora a uma taxa de 5 a 20 ppm.
- biocida de choque aplicado a uma taxa de 200 a 1.000 ppm durante uma hora, duas vezes por semana.
- biocida para as membranas de dessulfatação: será aplicado a uma taxa de 2 ppm.

Seqüestrante de cloro: Será injetado na água do mar captada de modo contínuo a uma taxa de 7 ppm para proteção das membranas de dessulfatação.

Inibidor de Incrustação: Será injetado na concentração de 4 ppm para evitar incrustação nas membranas de dessulfatação.

Limpeza ácida: Será utilizado produto de pH ácido específico para limpeza das membranas de dessulfatação. Uso não contínuo.

Limpeza alcalina: Será utilizado produto de pH ácido específico para limpeza das membranas de dessulfatação após a limpeza ácida. Uso não contínuo.

A Unidade de Remoção de Sulfatos (SRP): Seu objetivo será remover sulfatos naturalmente presentes na água do mar, reduzindo o seu teor para valores menores de 100 ppm. A unidade será alimentada pelo sistema de captação de água do mar, sendo filtrada por filtros de cartuchos que permitem uma concentração máxima de 10 partículas de sólidos por ml, com tamanho maior do que 5 micra. Após o processo de filtração será feita a injeção de inibidor de incrustação (VITEC 3000 - injeção contínua a 3,0 ppm) e seqüestrante de cloro (ANTICHLOR – injeção intermitente a 3,0 ppm) com a finalidade de proteger as membranas.

A corrente de água será bombeada para os bancos de membranas onde sofrerá uma redução dos sulfatos em dois estágios de permeação. No primeiro estágio, todo o fluxo será submetido às membranas. Cerca de 50% da água será permeada e seguirá para saída da SRP, enquanto a outra metade, o rejeito, será direcionada para o segundo estágio de membranas, sofrendo o mesmo processo de permeação. Ao final dos dois estágios, a água dessulfatada, correspondente a aproximadamente 75% do fluxo inicial, seguirá para o sistema de injeção de água, sendo o restante, 25%, descartado para o mar em linha independente no costado do FPSO.

Sistema de Drenagem

O sistema de drenagem do FPSO Cidade de São Mateus será composto por três sistemas de dreno independentes, dos quais dois contemplarão os drenos das áreas classificadas, sendo um fechado e outro aberto com selagem tipo sifão. Ambos os drenos contendo hidrocarbonetos ou água oleosa são alinhados para o tanque de óleo sujo (*Slop*) do navio. Nesse tanque o óleo é separado da água, sendo recuperado e enviado novamente para a planta de processo. O sistema de dreno fechado não será dimensionado para a pressão de operação dos vasos de processo. Todas as tubulações de saída serão dotadas de bloqueios tipo figura 8 e válvulas com dispositivos de travamento para aumentar a segurança operacional.

O outro sistema de drenagem atenderá aos pontos onde não existe a possibilidade de contaminação com óleo, possibilitando desta forma a drenagem de água de chuva e do sistema de combate a incêndio serem encaminhados diretamente para o mar.

Sistema de Geração Energia Elétrica

O sistema de geração de energia elétrica é formado por turbogeradores a gás e a diesel (*dual fuel*), geradores auxiliares a diesel e um gerador de emergência para alimentar os seguintes equipamentos: compressores de gás, bombas de injeção e captação de água do mar, bomba elétrica submersível e motor da bomba da unidade removedora de sulfato e outros equipamentos.

O FPSO-Cidade de São Mateus possuirá uma capacidade de geração de energia elétrica instalada, assim distribuída:

- Geradores principais (acionados por turbina a vapor e/ou turbina a gás, dual fuel);
- Geradores reservas;
- Gerador de cargas essenciais;

- Gerador de emergência

O sistema foi projetado para operar continuamente com geração principal, mantendo sempre um de reserva. A capacidade da geração principal foi projetada para atender o consumo de pico previsto para a unidade, garantindo assim uma boa margem de segurança no fornecimento de energia para os equipamentos essenciais do FPSO-Cidade de São Mateus.

Sistema de Água de Aquecimento

Este sistema tem a finalidade de suprir energia térmica para os principais sistemas de processo. Os principais consumidores são: o sistema de separação e tratamento de óleo, o sistema de separação de gás não associado e os aquecedores do sistema de gás combustível. Este sistema é um circuito fechado de água industrial. A água é aquecida através de troca de calor com os gases de exaustão das turbomáquinas a gás.

Sistema de Água de Resfriamento

O sistema de água de resfriamento atende principalmente ao sistema de compressão, ao resfriamento da água produzida e também o óleo já tratado, caso necessário. Este sistema também é um circuito fechado de água industrial. Para resfriar a água do circuito fechado é utilizada água do mar.

Sistema de Ar de Instrumento

Ar de instrumento é suprido através de um sistema de ar comprimido localizado na sala de máquinas. O ar é seco e enviado para o vaso de ar de instrumento de onde é encaminhado para os consumidores.

Sistema de Diesel

Este sistema tem por finalidade receber, armazenar, purificar e distribuir diesel para os consumidores que são os seguintes equipamentos:

- Caldeiras;
- Moto-gerador de emergência e essencial;
- Turbo-máquinas
- Moto-bombas de incêndio
- Guindastes
- Serviço eventual de partida de poços

O sistema de diesel compreenderá os seguintes componentes:

- Tanques de armazenamento;
- Tanques de sedimentação;
- Tanques de serviço;
- Bombas de serviço para consumidores do convés;
- Bombas de transferência;
- Bombas para suprimento de diesel para as caldeiras e
- Purificadora do tipo centrífuga

O óleo diesel será transportado por embarcações de apoio, até o FPSO e a transferência será realizada por meio de bombeamento através de mangotes.

O óleo recebido a bordo será estocado em tanques, purificado e transferido aos consumidores por dutos e bombas. O processo de purificação inicia-se com a decantação, no tanque de sedimentação e a purificação será realizada através da centrifugação, condicionando o óleo apropriado para o consumo. Após esta etapa, será enviado o combustível para o tanque de serviço, de onde será distribuído para os diversos setores e consumidores para fornecimento de energia para os equipamentos.

A.2) Sistema de Armazenagem e Transferência de Petróleo

A armazenagem e transferência de óleo poderão ser realizadas somente se houver alguma nova área produtora de óleo, cujos poços vierem a ser interligados no FPSO Cidade de São Mateus. Conforme descrito, inicialmente no Estudo Ambiental e nesta seção não há previsão de produção de óleo. Caso ocorram descobertas de reservatórios de óleo na área ou próximo ao Campo de Camarupim, haverá a interligação desses poços.

Desta forma, para o caso da transferência de petróleo, a operação de *offloading* do FPSO Cidade de São Mateus para os navios aliviadores será realizada através de duas estações de *offload* pela popa ou pela proa do navio, a uma distância de cerca de 150 metros.

O navio aliviador receberá o óleo através de um mangote flexível de 20 polegadas de diâmetro e cerca de 150m de comprimento, equipado em ambas as extremidades com válvulas automáticas que só podem ser abertas para permitir o fluxo depois de estarem corretamente conectadas aos flanges fixos correspondentes. As válvulas estão localizadas uma em cada navio.

Um acoplamento de desengate rápido de alta confiabilidade é instalado em uma das extremidades do mangote para permitir a sua rápida liberação em caso de emergência. Para assegurar que quaisquer problemas eventuais sejam prontamente identificados, interrompendo-se a transferência de petróleo, a operação é acompanhada permanentemente por um operador no convés de cada navio.

Ao final do *offloading*, o mangote será recolhido, lavado e guardado no FPSO até a próxima operação, e o aliviador transportará o óleo para os terminais de recebimento de terra. A água de lavagem do mangote vai para os tanques de drenagem (*slops*) para tratamento.

A Figura II.8.1.1-9 a seguir apresenta uma operação de transferência de uma unidade tipo FPSO para um navio aliviador.



Figura II.8.1.1-9 - Vista aérea da operação de offloading de um FPSO para um navio aliviador

A estocagem de petróleo no FPSO Cidade de São Mateus será realizada nos tanques da embarcação que juntos terão uma capacidade total de 700.000 bbl.

Os tanques de carga serão mantidos permanentemente pressurizados com gás inerte monitorado quanto ao seu teor de oxigênio de modo a assegurar a inexistência de atmosfera explosiva.

A periodicidade da transferência de óleo do FPSO Cidade de São Mateus para os navios aliviadores deverá ser de acordo com a quantidade de óleo produzida. O sistema de transferência será composto por bombas centrífugas. O tempo máximo previsto para a operação será de 36h.

A Figura II.8.1.1-10 ilustra o sistema de *offloading* indicando as bombas de transferência, as linhas e a linha principal com equipada com válvula SDV para interrupção da operação em situações de emergência.

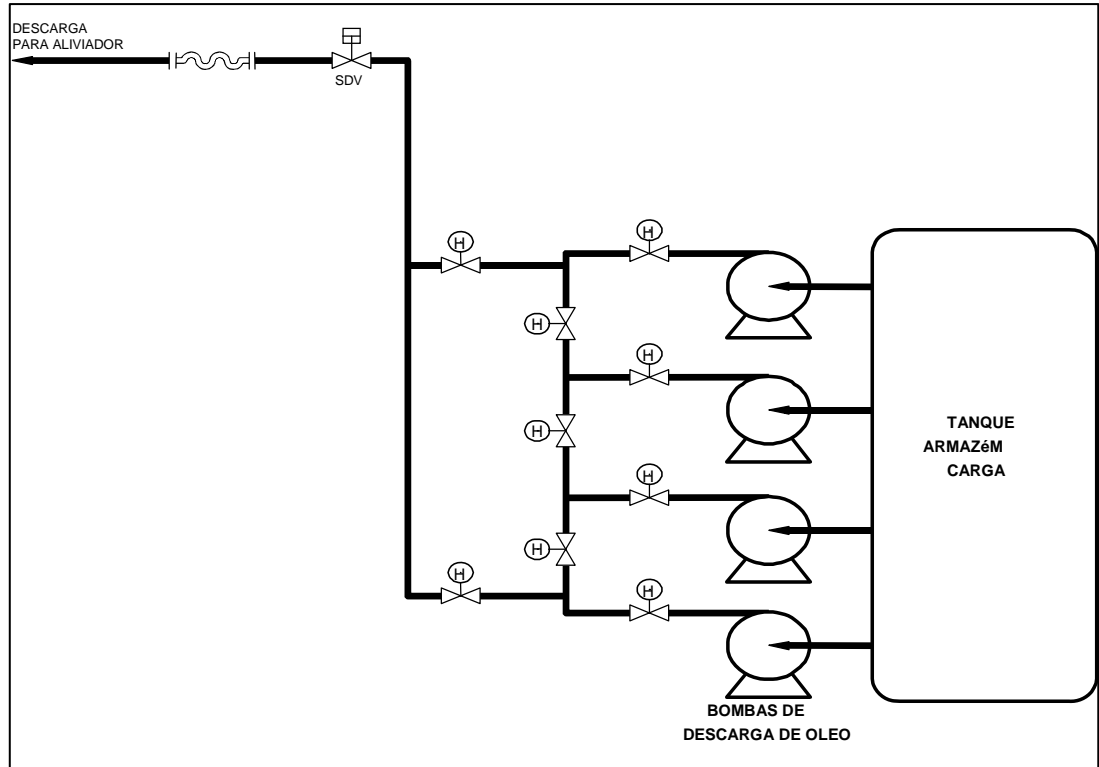


Figura II.8.1.1-10 - Sistema de Offloading para o caso de transferência de petróleo

A.3) Sistema de Exportação de Gás

O gás produzido será escoado pelo sistema de exportação, representado por um gasoduto com 5 km de extensão e 12 polegadas de diâmetro, que interligará a unidade de produção ao PLEM do gasoduto de 24 polegadas, instalado numa lâmina d'água de aproximadamente 100 m, seguindo a partir deste para a estação de tratamento em terra (UTGC).

O sistema de exportação será composto principalmente pelos seguintes componentes:

- Um *riser* flexível de 11,13 polegadas ligando a UEP à válvula ESDV – *Emergency Shtdown Valve*
- Uma Válvula Submarina de Bloqueio (ESDV– *Emergency Shutdown Valve*) que será instalada na base do *riser* flexível;
- Um tramo flexível de *flowline* de 11,13 polegadas ligando a ESDV ao *Pipeline End Terminal* (PL ET);
- PLET – Pipeline End Terminal;
- Trecho de duto rígido de 12 polegadas interligando o PLET ao PLEM;
- Gasoduto rígido de diâmetro nominal de 24 polegadas o PLEM a UTGC.

A válvula submarina de bloqueio será atuada remotamente do FPSO através de um umbilical hidráulico, para isolamento do gás no gasoduto em caso de emergência ou necessidade operacional.

Sistemas de Segurança da Plataforma FPSO Cidade de São Mateus

O subsistema de segurança referente à unidade de produção abrange os sistemas de detecção de incêndio, dispositivos de bloqueio e válvulas de segurança utilizadas no controle do fluxo de gás e óleo e equipamentos de salvatagem.

- Subsistema de Combate a incêndio

O subsistema de detecção de fogo é constituído de dispositivos instalados em locais específicos na plataforma que são compostos de *plugs* (fusíveis) intertravados com o sistema de automação e segurança para interrupção automática da produção na plataforma. Existem ainda alarmes sonoros e visuais, sensores de temperatura e ultravioleta de detecção de fogo e faísca, que podem ser detectados na sala de controle. Além destes dispositivos, a unidade possui sensores de presença de gás com capacidade de detecção a partir de 20% abaixo do limite inferior de explosão. No valor de 60%, o sistema de parada de emergência é acionado para a interrupção da produção dos poços, sistemas de

processamento e utilidades da unidade, através de ações de controle de fechamento de válvulas de segurança e de equipamentos elétricos.

- Subsistema de Salvatagem

Este subsistema visa oferecer maior segurança à tripulação embarcada na unidade quanto às alternativas de abandono da plataforma para as condições de emergência com total descontrole das atividades operacionais. A tripulação dispõe de balsas e botes para utilização durante as situações que são requeridas o abandono da mesma. Os seguintes recursos estão disponíveis para utilização e compõe o sistema de salvatagem do FPSO.

- 1 bote de resgate para 5 passageiros;
- 8 balsas infláveis cada uma com capacidade para 25 passageiros;
- 2 baleeiras cada uma com capacidade para 100 pessoas cada;
- 248 coletes salva-vidas;
- Bóias circulares, sendo 4 delas com sistema de iluminação auto-ativada e 4 com iluminação ativada e sinal fumígeno.

- Subsistema de Supervisão, Controle e Intertravamento de Segurança

O monitoramento do processo de exploração de fluidos será realizado basicamente por umbilicais de controle consistindo de um conjunto de mangueiras termoplásticas e cabos elétricos, integradas em um único cabo para transmitir sinais hidráulicos de baixa e alta pressão para as válvulas de segurança, com o objetivo de controle de fluxo dos poços nas ANM's (árvores de natal molhadas) para cada um dos poços produtores.

O sistema de controle e monitoramento da unidade será então realizado a partir da Sala de Controle Central, e também poderá ser realizado, entretanto, por meio de controles locais, em situações especiais de parada e início de operações de equipamentos específicos.

- **Subsistema Linhas de alívio**

O sistema de linhas de alívio consiste na queima adequada de gás residual liberado pelas válvulas de segurança, de controle de pressão, e de despressurização rápida, tubulações e equipamentos da planta de processo. Este subsistema terá vasos de *flares* que operam a alta e baixa pressão para realizar a combustão dos hidrocarbonetos descartados da produção e queimará todo o gás produzido, caso haja interrupção da exportação pelo gasoduto.

Os gases serão coletados através dos ventes e queimados continuamente em 2 vasos de *flares* independentes que operam em alta pressão (HP) e em baixa pressão (LP), estando eles a uma altura segura de afastamento da instalação, mesmo em situações com vento soprando na direção da unidade.

Os gases provenientes dos queimadores de alta e baixa pressão serão encaminhados para a torre vertical que está prevista para instalação na proa do FPSO-Cidade de São Mateus, suficiente para garantir que o nível de radiação em pontos específicos da unidade seja aceitável (em qualquer condição climática e operacional – vazão de gás, alta ou baixa pressão) para os funcionários a bordo e equipamentos.

Durante operações de carregamento de óleo e alívio (*offloading*), o coletor principal e o *riser* serão utilizados para fornecimento de gás inerte e ventilação. Durante o alívio, gás inerte é fornecido a partir de uma das caldeiras de operação para cada tanque de carga, tanque de *slop* através do dispersor de gás inerte, válvula de controle, tubo de descarga, selo de convés, válvula de não-retorno, válvula de isolamento, coletor principal e linhas. Uma válvula de controle e/ou uma válvula de *bypass* do *riser* controlam a pressão do gás inerte, cujo teor de oxigênio é monitorado e registrado na sala controle.

Independente na linha de ventilação é prevista a instalação uma válvula de segurança (PSV) em redundância, visando proteger cada tanque de óleo, tanque de *slop* de qualquer sobrepressão para evitar possíveis falhas na estrutura dos tanques.

Para purgar qualquer tanque, a válvula de *bypass* do tanque na linha de ventilação do gás inerte é aberta para distribuir hidrogênio para a área de

segurança através de coletor/*riser* de ventilação. O gás inerte é então fornecido para os tanques através do coletor principal de gás inerte.

B) Critérios de Segurança do Projeto

Os critérios de segurança que fazem parte da implantação do empreendimento consideram as fases de planejamento, instalação da unidade marítima FPSO-Cidade de São Mateus e as operações de exportação do gás.

As diretrizes para garantia da confiabilidade operacional e segurança são estabelecidas a partir da implementação e adoção de procedimentos de registro, amostragem e monitoração que visam garantir a segurança, o gerenciamento, à confiabilidade operacional e a integridade de equipamentos e dispositivos mecânicos, em todas as fases do processo que incluem a instalação, operação e descomissionamento do empreendimento. Para o suporte às diretrizes de segurança serão implementadas normas corporativas da empresa, direcionadas a inspeção dos equipamentos, sistemas e subsistemas, programa de manutenção preventiva e corretiva, programa para aumento da capacitação de funcionários através de treinamentos periódicos das diferentes equipes de manutenção, operação e supervisão.

As normas corporativas que estão relacionadas aos critérios de segurança, constituem os procedimentos operacionais, planos de inspeções de equipamentos e sistemas, e o programa de manutenção, contemplando o Plano de Gerenciamento de Risco (PGR), que é apresentado no item II.8.2, Gerenciamento de Riscos, após a identificação dos perigos com ocorrência de vazamento de óleo e derivados para o ambiente, ou eventos que possam ocasionar danos no ambiente como vazamentos de gás e hidrocarbonetos líquidos inflamáveis.

Durante a fase de planejamento, são considerados os aspectos da segurança operacional e preservação ambiental, como procedimentos para administração e controle das operações de processo, gerenciamento de risco, resposta a emergências, manuseio de substâncias tóxicas e perigosas, garantia da integridade estrutural de equipamentos.

Os critérios de segurança e as medidas preventivas com as respectivas ações são apresentados na Tabela II.8.1.1-5.

Tabela II.8.1.1-5 – Critérios de Segurança

Critério de Segurança	Descritivo da Medida de Prevenção
Aumento da confiabilidade de processo e garantia da disponibilidade de todos os instrumentos para monitoramento.	Instrumentação para monitoramento de variáveis críticas de processo através da instalação do Sistema Supervisório Digital de Controle Distribuído (SDCD) com <i>back-up</i> para falhas de envio de sinal para a operação e controle.
Garantia de Segurança Operacional – Fase de instalação e operação.	Projeto atendendo as boas práticas de segurança e as normas da Petrobras, revisão do projeto de processo em níveis pelo Setor de Engenharia da Petrobras (Segurança, Engenharia Submarina, Engenharia de Poços, Engenharia de Processos – <i>Top side</i> , Engenharia Elétrica e Instrumentação, Engenharia de Manutenção) Instalação de equipamentos de segurança e redundância de acordo com o padrão internacional de engenharia de confiabilidade operacional de segurança de processo e Análise de Risco. Desenvolvimento da HazOp (Análise de Perigos e Operabilidade) em toda planta de processo com revisão contínua do projeto.
Domínio e controle das atividades de operação, rotinas de inspeção e manutenção.	Treinamento e capacitação de funcionários da operação, técnicos, supervisores e contratadas seguindo as diretrizes das Normas Corporativas Petrobras e auditoria para avaliação de desempenho para empresas prestadoras de serviço.
Redução do potencial de vazamento de agentes estressores para o ambiente interno e externo das unidades utilizadas no empreendimento de instalação, operação e transporte.	Adoção de sistemas físicos de contenção para equipamentos críticos em razão de vazamento de gás, condensado, óleo, resíduos oleosos e produtos químicos para as atividades de manutenção, abertura de equipamentos para inspeção, ou operações com desvios das condições normas de processo.
Responder a acidentes com vazamento de substâncias gasosas ou líquidas com alta ou baixa pressão de vapor para o ambiente.	Instalação de equipamentos de detecção de gás e combate a incêndio em áreas críticas atendendo a logística do projeto de processo e sistemas da planta de processamento de gás. Instalação de sistema de detecção de perda de contenção de fluidos.

As informações sobre os procedimentos, planos de inspeção de equipamentos, sistema de controle e sistemas de segurança e normas são apresentados a seguir e fazem parte da segurança e gerenciamento de risco das atividades. Os critérios apresentados na Tabela II.8.1-10 anterior, remetem às atividades e aos sistemas de segurança para aumentar a confiabilidade operacional de atingir o padrão de segurança e controle.

- Atividades de instalação da Unidade de produção e de Lançamento de Linhas:
 - Sistema de Combate a Derramamentos de Óleo e fluidos;
 - Sistema de Geração de Energia de Emergência;
 - Sistema de Gerenciamento de Obstáculos.

- Atividades durante a instalação de equipamentos submarinos:
 - Sistemas de detecção de queda de pressão em linha e equipamentos;
 - Sistema de bloqueio e válvulas de segurança utilizadas no controle do fluxo de gás (ESDV) que compõe o ESD – *Emergency Shutdown System*;
 - Sistema de Supervisão, Controle e Monitoramento Remoto por Instrumentos (Sistema Supervisório);
 - Válvula DHSV – Válvula de Segurança de Subsuperfície (*Down Hole Safety Valve*).

- Atividades de segurança durante operação de exploração de fluidos e exportação de fluidos:
 - ESD - *Emergency Shutdown System* projetado para operação em fail-safe (falha-fecha) independente dos controles e monitoramento para interrupção de produção em níveis de estágios para fechamento das válvulas das cabeças dos poços.
 - Sistemas de detecção de vazamentos e incêndios em várias áreas e decks da UEP;

- Sistema de detecção de vazamento de gás com capacidade de operação no Limite Inferior de Inflamabilidade (LII) para hidrocarbonetos leves;
 - Sistema de bloqueio e válvulas de segurança utilizadas no controle do fluxo de gás e condensado (óleo);
 - Sistemas de contenção para tanques, vasos de processos, equipamentos e linhas de drenos de fluidos oleosos;
 - Sistema de Geração de Energia de Emergência;
 - Sistema de Supervisão, Controle e Monitoramento Remoto por Instrumentos (Sistema Supervisório).
- Atividades durante operação de exploração de fluidos e transferência entre unidades marítimas:
- Sistemas de detecção de vazamentos e incêndios;
 - Sistema de bloqueio e válvulas de segurança utilizadas no controle do fluxo de gás e óleo;
 - Sistema de bloqueio automático para perda de contenção durante o abastecimento de combustível.

A seção de Gerenciamento de Risco contempla os itens de segurança para as atividades de exploração e processamento de fluidos, e também a etapa de offloading de óleo e atividades de suporte ao empreendimento.

II.8.1.2 - Análise Histórica de Acidentes Ambientais

Esta análise é relativa aos acidentes envolvendo unidades do tipo *Floating Production Storage Offloading* (FPSO) e foi desenvolvida considerando os registros de acidentes relatados nos três principais bancos de dados de acidentes no mundo, sendo dois deles especializados em sistemas *offshore* para as fases de produção e escoamento considerando os produtos derivados do petróleo (gás, condensado e óleo):

- MHIDAS *Major Hazard Data Service* (UKAEA)

- *Quantitative Risk Assessment Datasheet Directory* (OGP)
- *WOAD Worldwide Offshore Accident Databank* (DNV)

A análise foi estruturada investigando acidentes envolvendo unidades do tipo FSO (*Floating, Storage and Offloading*)/FPSO. Assim, foram encontrados 4 acidentes, que serão descritos em detalhe.

Continuamos a análise para definir os principais eventos acidentais que afetam a indústria *offshore*, e que potencialmente poderiam envolver unidades FSO/FPSO. Estes eventos foram classificados e investigados até a obtenção de uma estimativa da frequência de ocorrência associada.

Esta pesquisa mais geral foi desenvolvida considerando *toda a experiência (tempo de observação) disponível da indústria offshore*, não somente aquela relacionada com unidades FSO. Em particular foram investigadas, conjuntamente, as atividades de produção, estocagem, carregamento/descarregamento e transporte, considerando os acidentes ocorridos em instalações durante suas fases de operação.

A análise histórica de acidentes ambientais para este empreendimento também foi realizada com base na pesquisa desenvolvida em bancos de dados internacionais de acidentes envolvendo atividades petrolíferas em atividades semelhantes às que serão executadas no projeto de exploração de gás natural e óleo Campo de Camarupim.

Os bancos de dados utilizados para avaliar os potenciais acidentes foram:

- PARLOC 94 – *The Update of Loss of Containment Data for Offshore Pipelines* (Health and Safety Executive, UK);
- WOAD 92 – *Worldwide Offshore Accident Database* (1999);
- OREDA 92 – *Offshore Reliability Data*.

As informações extraídas dos bancos de dados que contemplam riscos de acidentes oriundos de atividades desenvolvidas no mundo inteiro apresentam características similares.

Foram considerados os seguintes desvios operacionais para pesquisa no banco de dados considerando o Sistema de Extração de Fluidos e os Processos de Produção na plataforma FPSO Cidade de São Mateus, considerando unidade móvel:

- Vazamento de óleo diesel combustível;
- Vazamentos de gás e óleo;
- Descontrole da unidade durante a fase de produção.

Os possíveis riscos de acidentes contemplados neste banco de dados permitem identificar as origens de suas ocorrências e subsidiar o cálculo das taxas de falhas para os cenários acidentais com ocorrência de derramamento de óleo e gás, diesel ou outros produtos para o meio ambiente, considerando similaridade do empreendimento e tipo de processo.

A análise das taxas de falhas foi desenvolvida principalmente com base na publicação *Worldwide Offshore Accident Databank - WOAD*, edição 1999 que contempla a análise estatística de acidentes que ocorreram em atividades *offshore* com série temporal do período de 1970 a 1997. Os resultados da análise estatística de acidentes são apresentados para Plataformas Móveis em dois períodos: 1970-1979 e 1980-1997.

Acidentes com FSO/FPSO

A análise histórica relativa a acidentes com FSO/FPSO foi desenvolvida utilizando o MHIDAS editado pela UKAEA e o WOAD editado pela DNV.

Como o MHIDAS não registra nenhum acidente com FSO/FPSO, enquanto que o WOAD descreve com detalhes 4 acidentes envolvendo este tipo específico de instalação *offshore*, a análise foi preferencialmente desenvolvida utilizando esta segunda fonte de dados.

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 FSO/FPSO, são descritos

11 acidentes, 4 deles envolvendo unidades FPSO. Estes 4 acidentes são descritos em detalhes no próximo item.

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 à aproximação de um ciclone tropical. O óleo foi dispersado devido às 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, sem lesões ou fatalidades.

Descrição dos Acidentes com FSO/FPSO:

Neste item estão descritos os 4 acidentes registrados no banco de dados e que envolvem unidades do tipo FSO/FPSO. Foi transcrita para cada acidente, toda a descrição disponível no WOAD bem como a tabela 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 (Tabela II.8.1.2-1). A colisão foi evitada (um “quase” acidente). Com a falha de um dos motores principais, seguiram o procedimento de emergência.

Tabela II.8.1.2-1 – Informações sobre o acidente com a unidade Petrojarl 1 em 21/11/1986.

Data do Acidente	21/11/1986
Área Geográfica	Mar do Norte
Campo / Bloco	Oseberg
Nome da Unidade	<i>Petrojarl 1</i>
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	-
Condições de Iluminação	-
Visibilidade	Desconhecida
Temperatura Ambiente	-

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

O navio com 44 pessoas a bordo, usado para produção e estocagem de óleo, no campo de Hudson, perdeu a amarra nº 7 (são 8 amarras no total) numa tempestade severa (Tabela II.8.1.2-2). A produção foi interrompida. O navio estava impossibilitado de substituir a amarra devido às péssimas condições do tempo. Em 30 de janeiro, às 13h58min, 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 7-8m em média e máximo de 12-13 m). O navio foi mantido na posição e os *riser* não foram liberados. Não foi feita a evacuação da unidade. Às 17h55min de 02 de fevereiro todas as amarras foram conferidas e testadas e a produção reiniciada.

Tabela II.8.1.2-2 – Informações sobre o acidente com a unidade *Petrojarl 1* em 27/10/1994.

Data do Acidente	27/10/1994
Área Geográfica	Mar do Norte
Campo / Bloco	Campo de Hudson
Nome da Unidade	Petrojarl 1
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 (Tabela II.8.1.2-3). Não há nenhuma informação adicional disponível.

Tabela II.8.1.2-3 – Informações sobre o acidente com a unidade Petrojarl 1 em 03/01/1996.

Data do Acidente	03/01/1996
Área Geográfica	Oeste da Austrália
Campo / Bloco	-
Nome da Unidade	Griffin Venture
Tipo da Unidade	FPSO
Função	Produção
Ano de Construção	-
Proprietário	<i>British Petroleum</i> (BP)
Contratante	
Operador	<i>British Petroleum</i> (BP)
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 *Nanghai 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 57m/s (111 nós) e 27m (88 pés), respectivamente, passou a 16 km de distância do navio (Tabela II.8.1.2-4). 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.

Tabela II.8.1.2-4 – Informações sobre o acidente com a unidade *Petrojarl 1* em outubro de 1996.

Data do Acidente	Outubro de 1996
Área Geográfica	Sul da Ásia
Campo / Bloco	Campo de <i>Ljuhua</i>
Nome da Unidade	<i>Nanghai Sheng Li</i>
Tipo da Unidade	FPSO
Função	Produção
Ano de Construção	-
Proprietário	AMOCO
Contratante	-
Operador	AMOCO
Evento Principal	Ruptura das estruturas principal ou secundárias
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

Eventos Acidentais Relevantes na Atividade Offshore

Este item concentra-se nos eventos primários ou externos que poderiam potencialmente conduzir a uma seqüência acidental perigosa durante as atividades *offshore*.

A investigação considera dois bancos de dados específicos: o WOAD, já mencionado nos itens anteriores, e o *Risk Assessment Data Directory* elaborado pelo SHAPC *Commission of the OGP (International Association of Oil and Gas Producers – Londres)*. Este banco fornece uma seleção das causas que mais contribuem para os acidentes *offshore* e para cada uma delas uma freqüência de ocorrência associada. A seguir, onde não se encontra indicado o tipo de unidade, os dados apresentados neste item referem-se a todos os tipos de instalações *offshore*.

Sistema de Ancoragem

Os dados do WOAD consideram problemas com âncoras, amarras, dispositivos de amarração, equipamentos de tração ou guias (por ex: arraste da âncora, rompimento dos cabos de amarra, perda de ancoragem, falhas do guincho). 133 eventos foram registrados entre 1970 e 1995, 116 deles são relativos a unidades móveis e 17 outros tipos de unidades. O evento não é relevante para instalações fixas, por razões óbvias. A freqüência estimada está indicada na Tabela II.8.1.2-5.

Tabela II.8.1.2-5 – Informações sobre Freqüência de Falha de Ancoragem (ocorrência / 1.000 unidade-ano).

Mundial 1970-79		Mundial 1980-95	
Unidades Móveis	Outras Unidades	Unidades Móveis	Outras Unidades
12,61	-	8,75	-

Risers/Linhas

O banco de dados da OGP abrange as perdas de conteúdo dos *risers* (Tabela II.8.1.2-6). Somente acidentes envolvendo perda de conteúdo estão incluídos. A investigação abrange os vários setores do Mar do Norte. Deve-se observar que a avaliação dos efeitos das causas destacadas na Tabela II.8.1.2-7 estão baseadas em um conjunto de dados de informações para análise de acidentes e devem, conseqüentemente, ser interpretados com cuidado. No cálculo das freqüências, assumimos que o número de incidentes obedece a uma distribuição de *Poisson*: baseado nesta premissa, o intervalo de confiança (limites superior de 95% e inferior de 5%) para cada estimativa também foi calculado.

Tabela II.8.1.2-6 – Informações sobre a Freqüência (ocorrência/10⁴ ano) de Perda de Conteúdo para Risers.

Causas	Observação (riser-ano)	Freqüência de Perda de Conteúdo (ocorrência/10 ⁴ 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

Tabela II.8.1.2-7 – 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 ⁴ ano)		
		Limite Inferior	Melhor Estimativa	Limite Superior
Perda de ancoragem ou impacto mecânico dentro da zona de segurança da plataforma (raio de 500m da unidade)	550,8	-	12,7	54,5
Perda de ancoragem ou impacto mecânico dentro da zona de segurança dos poços submarinos (raio de 500m 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, uma avaliação qualitativa dos efeitos é mostrada na Tabela II.8.1.2-8. Normalmente o julgamento do especialista será utilizado para quantificar o efeito do parâmetro específico ou da taxa de falhas.

Tabela II.8.1.2-8 – Informações sobre os Risers flexíveis: observação e frequência de falha categorizada por causa.

Modo de Falha / Eventos Iniciadores	Efeito na Taxa de Falhas	Parâmetros	
Corrosão (supondo a existência de pintura externa e proteção catódica)	Aumenta	Umidade no CO2 em tubulação de aço carbono	
		<i>Risers</i> no interior de estruturas de concreto inundadas (mar)	
		Mar de águas quentes	
		<i>Riser</i> fixado na <i>splash zone</i> (zona próxima à superfície do mar)	
	Diminui	Encamisamento	
		Envoltório externo com liga <i>Inconel 625</i>	
		Aço inoxidável	
		Encamisado com liga Monel	
		Inspeção	
		<i>Pig</i> inteligente	
		Idade 4-20 anos (efeito “curva da banheira”)	
		Liga <i>Monel</i> revestida de aço inoxidável	
	Impacto externo	Aumenta	Projeto com coeficiente de aproveitamento 0,3 em vez de 0,6
			Interior de estruturas de concreto secas.
Posição do riser externo à plataforma			
Linha expostas ou agrupadas			
Rota de navegação dentro do raio de 5km da plataforma			
Diminui		Aproximação de embarcações de apoio do mesmo lado do <i>riser</i>	
		Riser dentro do alcance do guindaste	
		Posição do riser interno à plataforma	
		Linhas enterradas	
		Espessura das linhas	
Defeitos mecânicos	Aumenta	Defensas / encamisamento de <i>risers</i> externos à plataforma	
		Não é área para navegação comercial	
	Diminui	Restrições operacionais em condições climáticas adversas	
		Aço inoxidável	
		Espessura das linhas > 25 mm	
		<i>Riser</i> sem costura	
Perigos Naturais	Aumenta	Inspeção detalhada (rigorosa)	
		Manual de inspeção	
		Projeto com coeficiente de aproveitamento 0,3 em vez de 0,6	
		Fixação de riser; redundância no projeto, inspeção regular, monitoramento dos movimentos do riser, etc.	

Segundo o *OGP* existem muitos parâmetros que influenciam a probabilidade de ignição, os quais são fortemente dependentes da própria instalação (unidade), mas alguns dados genéricos podem ser utilizados para estimarmos a ordem de grandeza (Tabelas II.8.1.2-9 e II.8.1.-10).

Tabela II.8.1.2-9 – Probabilidade de ignição típica (plataforma integrada).

Local	Intensa Liberação de Gás (>20 kg/s)	Grande Liberação de Gás (2-20 kg/s)	Pequena Liberação de Gás (<2 kg/s)
Riser acima de superfície	0,168	0,026	0,05
Abaixo da superfície	0,443	0,13	0,043

Tabela II.8.1.2-10 – Probabilidade de ignição histórica para linha de gás, onshore.

Danos	Probabilidade
Pequeno furo / Trinca	0,027
Furo	0,019
Ruptura < 16"	0,099
Ruptura > 16"	0,235

Blowouts

O *blowout* é um fluxo incontrolável de gás, óleo ou outro fluido proveniente do reservatório, e ocorre quando há a perda da primeira barreira (por exemplo, a coluna hidrostática) e das seguintes (equipamentos de proteção). Ressaltamos que a liberação de óleo ou gás para os arredores da unidade proveniente de seus equipamentos/vasos/tanques, e que também podem causar poluição e/ou explosões e/ou incêndios não estão incluídos neste item, pois serão considerados no último item desta análise histórica como descontrole da produção.

Referindo-se ao período de 1970-95, o WOAD relata dados que foram divididos de acordo com a fase de operação envolvida nos acidentes (Tabela II.8.1.2-11).

Tabela II.8.1.2-11 – Dados de acordo com a fase de operação envolvida nos acidentes.
Perf. = Atividade principal relacionada à Perfuração; *Inat.* = Inativa;
Oper. = Teste, completação, mobilização, desmobilização,
 carregamento; *Prod.* = Atividade principal relacionada à Produção;
Cons. = Construção da unidade; *Supor.* = Atividade de Suporte (apoio);
Trnas. = Transporte da unidade; *Outr.* = Outras atividades.

Período	Perf.	Inat	Oper	Prod	Cons	Supor	Transf	Outro	TOTAL
1970-79	76	-	26	14	-	-	-	-	116
1980-95	120	-	38	21	-	-	-	3	182
TOTAL	196	-	64	35	-	-	-	3	298

O WOAD relata 298 *blowouts*, 158 deles ocorreram em unidades móveis, 138 em unidades fixas e 2 em outros tipos de unidade. As frequências estimadas estão listadas na Tabela II.8.1.2-12.

Tabela II.8.1.2-12 – Frequência de *blowout* (ocorrência / 1.000 unidade-ano).

Mundial 1970-79		Mundial 1980-95	
Unidades Móveis	Outras unidades	Unidades Móveis	Outras unidades
18,76	2,50	11,36	0,93

As unidades móveis são as que geralmente fazem a intervenção no poço (perfuração, completação), que é a fase mais da atividade que apresenta maior risco considerando a hipótese acidental da ocorrência de *blowout*, isto justifica a maior frequência de acidente deste tipo de unidade para este evento.

Acidentes com Guindastes e Queda de Carga

Os guindastes são largamente utilizados na instalação das cabeças de poços no nível das plataformas. Além disso, durante a fase de produção também é necessária a movimentação de cargas sobre o FPSO ou entre o mesmo a as embarcações de apoio. Uma falha no guindaste ou queda de carga pode ser muito perigosa para a planta de processo do navio, para a equipe a bordo, para os *risers* e também para os equipamentos de sub-superfície (região submarina).

O WOAD fornece, separadamente, os dados para cada tipo de evento, bem como a distribuição por fase de operação.

Na Tabela II.8.1.2-13, podem ser observados os dados relativos aos acidentes com guindastes.

Tabela II.8.1.2-13 – *Frequência de acidentes com guindastes (ocorrência / 1.000 unidade-ano). Perf. = Atividade principal relacionada à Perfuração; Inat. = Inativa; Oper. = Teste, completação, mobilização, desmobilização, carregamento; Prod. = Atividade principal relacionada à Produção; Cons. = Construção da unidade; Supor. = Atividade de Suporte (apoio); Trnas. = Transporte da unidade; Outr. = Outras atividades.*

Período	Perf.	Inat.	Oper.	Prod.	Cons.	Supor.	Transf.	Outro	TOTAL
1970-79	9	-	4	3	5	1	-	-	22
1980-95	35	3	4	37	3	15	2	-	99
TOTAL	44	3	8	40	8	16	2	-	121

O WOAD relata 121 rupturas/quebras de guindastes, 51 delas ocorridas em unidades móveis, 53 em fixas e 17 em outros tipos de unidades. As frequências estimadas estão listadas na Tabela II.8.1.2-14.

Tabela II.8.1.2-14 – *Frequência de acidentes com guindastes (ocorrência / 1.000 unidade-ano).*

Mundial 1970-79		Mundial 1980-95	
Unidades Móveis	Outras unidades	Unidades Móveis	Outras unidades
4,85	0,22	4,09	0,56

Os dados referentes à queda de cargas, podem ser vistos na Tabela II.8.1.2-15.

Tabela II.8.1.2-15 – *Frequência de acidentes de queda de cargas (ocorrência / 1.000 unidade-ano). Perf. = Atividade principal relacionada à Perfuração; Inat. = Inativa; Oper. = Teste, completação, mobilização, desmobilização, carregamento; Prod. = Atividade principal relacionada à Produção; Cons. = Construção da unidade; Supor. = Atividade de Suporte (apoio); Trnas. = Transporte da unidade; Outr. = Outras atividades.*

Período	Perf.	Inat.	Oper.	Prod.	Cons.	Supor.	Transf.	Outro	TOTAL
1970-79	10	-	5	5	5	1	-	-	26
1980-95	49	4	11	44	7	7	5	1	128
TOTAL	59	4	16	49	12	8	5	1	154

O WOAD relata 154 eventos, 67 deles ocorridos em unidades móveis, 80 em fixas e 7 em outros tipos de unidades. As frequências estimadas estão listadas na Tabela II.8.1.2-16.

Tabela II.8.1.2-16 – Frequência de queda de cargas (ocorrência / 1.000 unidade-ano).

Mundial 1970-79		Mundial 1980-95	
Unidades Móveis	Outras unidades	Unidades Móveis	Outras unidades
4,20	0,47	6,14	0,80

Uma estatística adicional fornecida pelo WOAD, edição 1994, distribui os todos os eventos citados anteriormente, que podem ser vistos na Tabela II.8.1.2-17.

Tabela II.8.1.21-17 – Frequência de queda de cargas (ocorrência / 1.000 unidade-ano).

Evento	Contribuição (%)	Frequência (ocorrência / 1000 unidade-ano)		
		Unidades Fixas	Unidades Móveis	Outras
Ruptura do guindaste	19	0,036	0,42	0,07
Ruptura da lança do guindaste	54	0,101	1,21	0,21
Queda de carga	27	0,050	0,60	0,11
Total	100	0,187	2,23	0,39

Colisões

Neste item serão investigados os acidentes que resultaram em colisões, ou seja, contato acidental entre a unidade e qualquer outro tipo de navio ou sistema de transporte (navio de armazenamento, navio de pesca, helicópteros, etc) causando danos à unidade. Este perigo possui grande dependência com o local da instalação da unidade, devido ao tráfego de embarcações na área.

Os acidentes podem ser divididos em diferentes categorias de acordo com o tipo da colisão:

Colisão com navio propulsionado

Cobre situações tais como: erro de manobra/navegação, falha técnica, falha humana, pouca visibilidade, falha do radar, etc.

Colisão com navio à deriva

Colisões com navios ou outras embarcações flutuando desgovernadamente em direção à unidade, ou seja, um navio que perdeu propulsão própria ou enfrenta uma falha progressiva das linhas de ancoragem (amarras) ou das linhas de tração do rebocador, e seu rumo está sob influência das forças da natureza (ventos e correntes marítimas).

O WOAD registra os dados, dividindo em duas outras categorias, relativas ao fato que o navio que provocou a colisão está ou não vinculado a uma atividade de uma instalação *offshore*. As duas categorias seguintes são consideradas:

Externa: contatos acidentais entre a unidade *offshore* e um navio de trânsito marítimo quando pelo menos um deles está propulsionado ou tracionado por um rebocador. Exemplos: navio-tanque, navio de carga, navio pesqueiro. Também estão incluídas as colisões com pontes, cais, etc, e navios envolvidos na atividade de óleo e gás de outras plataformas além da plataforma afetada, e entre duas instalações *offshore*.

Relacionada ao Campo: contatos acidentais entre navios envolvidos na atividade de óleo e gás da plataforma afetada, embarcações de apoio, navios de suporte, rebocador ou helicópteros, e instalações *offshore* (móvel ou fixa). Também estão incluídas colisões entre duas instalações *offshore* somente quando as mesmas são destinadas a uma locação restrita.

Com relação a colisões externas (*OGP*), os navios mercantes são identificados como o principal perigo de colisão em plataformas, já que geralmente são de grande porte e representam considerável energia de impacto. Somando-se a isso, o tráfego pode ser muito intenso em algumas áreas e

nenhuma influência pode ser exercida pelas Companhias Operadoras. Além do mais, existe um problema das incertezas nas estimativas de risco os quais são maiores do que para muitos outros grupos de navios, como navios mercantes operando com padrões variados de qualidade.

A estimativa de risco associada ao tráfego naval é um problema porque as informações sobre rotas e volumes transportados são restritas e, portanto, difíceis de obter. O tráfego pode variar a cada ano e esta variação também depende da situação política da área. Duas diferentes categorias principais devem ser consideradas: o tráfego de superfície e o submersível. Com relação ao tráfego de superfície, os navios são, via de regra, altamente confiáveis e projetados para operar sob condições adversas. Estes aspectos nos levam a considerar negligenciável o risco de colisão. São mais relevantes os riscos devido à navegação submersível de submarinos: em princípio eles são oficialmente restritos da operação nas áreas imediatamente próximas das instalações *offshore*, em tempos de paz. De qualquer modo, no passado, alguns eventos revelaram a possibilidade de colisão.

Os navios pesqueiros são dos mais variados tamanhos desde grandes navios frigoríficos até pequenas embarcações operando próximo ao litoral. Tipicamente um grande navio pesqueiro deslocará aproximadamente 1000 ton. Isto implica que a energia de colisão pode ser menor que 20 MJ, que em geral não é suficiente para ameaçar a integridade de uma plataforma típica do Mar do Norte. Entretanto, *risers* e outros equipamentos importantes apresentam uma resistência de impacto consideravelmente menor, portanto os navios pesqueiros devem ser levados em consideração.

Os navios-tanques (petroleiros) são em muitos aspectos similares aos navios mercantes, exceto quando a operação desses navios possui instalações industriais *offshore* para processo.

O tráfego *offshore* (OGP) relativo ao campo, é o responsável pela maioria das colisões/contatos. Geralmente estas colisões causam somente um pequeno dano, embora impactos significantes tenham sido relatados no passado. Geralmente, colisões de qualquer tipo relacionadas ao tráfego podem ser mais facilmente controladas porque os navios são operados pelas próprias companhias e elas podem impor restrições para este tráfego se necessário.

Os dados sobre colisões externas (WOAD) são mostrados na Tabela II.8.1.2-18.

Tabela II.8.1.2-18 – *Dados de colisões externas (WOAD). Perf. = Atividade principal relacionada à Perfuração; Inat. = Inativa; Oper. = Teste, completação, mobilização, desmobilização, carregamento; Prod. = Atividade principal relacionada à Produção; Cons. = Construção da unidade; Supor. = Atividade de Suporte (apoio); Trnas. = Transporte da unidade; Outr. = Outras atividades.*

Período	Perf.	Inat.	Oper.	Prod.	Cons.	Supor.	Transf.	Outro	TOTAL
1970-79	7	4	1	27	4	3	15	1	52
1980-95	8	6	-	58	3	-	11	5	91
TOTAL	15	10	1	85	7	3	26	6	143

Para o grupo de colisões externas o WOAD relata 143 colisões, 45 delas ocorridas em unidades móveis, 65 em unidades fixas e 33 em outros tipos de unidades. As freqüências estimadas estão listadas na Tabela II.8.1.2-19.

Tabela II.8.1.2-19 – *Freqüência de colisões externas (ocorrência / 1.000 unidade-ano).*

Mundial 1970-79		Mundial 1980-95	
Unidades Móveis	Outras unidades	Unidades Móveis	Outras unidades
6,79	0,95	2,73	0,50

As colisões relativas aos campos registradas pelo WOAD podem ser vistas, a seguir, na Tabela II.8.1.2-20.

Tabela II.8.1.2-20 - *Freqüência de colisões externas (ocorrência / 1.000 unidade-ano) relativas aos campos. Perf. = Atividade principal relacionada à Perfuração; Inat. = Inativa; Oper. = Teste, completação, mobilização, desmobilização, carregamento; Prod. = Atividade principal relacionada à Produção; Cons. = Construção da unidade; Supor. = Atividade de Suporte (apoio); Trnas. = Transporte da unidade; Outr. = Outras atividades.*

Período	Perf.	Inat.	Oper.	Prod.	Cons.	Supor.	Transf.	Outr.	TOTAL
1970-79	44	-	1	10	4	5	10	-	74
1980-95	53	13	12	36	5	17	23	6	165
TOTAL	97	13	13	46	9	22	33	6	239

Para o grupo de colisões relativas ao campo, o WOAD relata 239 colisões, 160 delas ocorridas em unidades móveis, 55 em unidades fixas e 24 em outros tipos de unidades. As frequências estimadas estão listadas na Tabela II.8.1.2-21.

Tabela II.8.1.2-21 - *Frequência de colisões relativas ao campo (ocorrência / 1.000 unidade-ano).*

Mundial 1970-79		Mundial 1980-95	
Unidades Móveis	Outras unidades	Unidades Móveis	Outras unidades
17,79	0,65	11,93	0,46

Eventos externos (Terremotos, Condições Meteorológicas extremas)

Os eventos externos são muito importantes na avaliação de riscos em instalações *offshore*. Muitas vezes, as causas primárias de uma seqüência acidental são as condições climáticas adversas ou eventos da natureza. A propósito, a estimativa da frequência desses eventos é fortemente dependente do local da instalação e não pode ser obtida por um banco de dados genérico. Por exemplo, OGP relata, nas Tabelas II.8.1.2-22 e II.8.1.2-23, dados genéricos que mostram o efeito do “local” devido à presença de diferentes eventos da natureza:

Tabela II.8.1.2-22 - *Taxa de falha calculada para plataformas fixadas com estruturas metálicas (ocorrência / 1000 anos).*

Área	1971	1972-81	1982-94	1995-
Golfo do México	20	3	1	0,1
Mar do Norte	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01

Tabela II.8.1.2-23 - *Taxa de falha calculada para plataformas fixas que atendem a prática recomendada pela indústria (ocorrência / 1000anos).*

Área	Frequência
Golfo do México	0,6
Mar do Norte	0,13

Uma análise correta deste aspecto requer uma investigação local para identificar os fenômenos perigosos (tufão, ciclones, terremotos, etc) e a avaliação

estatística dos períodos de ocorrência (retorno) do fenômeno associado a sua magnitude.

Outros Eventos Acidentais

Para completar a pesquisa sobre acidentes envolvendo instalações *offshore*, conjuntos de eventos adicionais são agrupados pelo WOAD, que apresenta as frequências estimadas associada aos mesmos. Os dados são relativos ao período de 1970-1995 e envolvem todos os tipos de instalações *offshore* (Tabela II.8.1.2-24).

Tabela II.8.1.2-24 - Conjuntos de eventos adicionais sobre acidentes envolvendo instalações *offshore*, relativos ao período de 1970-1995.

Descrição dos Eventos	Período 1970-79		Período 1980-95	
	Unidades Móveis	Unidades Fixas	Unidades Móveis	Unidades Fixas
Capotagem: perda de estabilidade resultando em tombamento da unidade, revirando ou envergando a unidade.	9,38	0,17	7,39	0,52
Explosão	7,44	0,65	3,30	1,60
Incêndio	12,29	1,98	11,93	7,48
Afundamento: perda de flutuação ou unidade indo a pique	9,70	0,17	5,68	0,19
Encalhamento: instalação flutuante em contato com fundo do mar.	6,14	-	3,30	-
Acidente com Helicóptero: acidente com helicóptero tanto no heliporto quanto em contato com a instalação.	0,65	0,30	0,68	0,14
Vazamento: vazamento de água para dentro da unidade causando perda de flutuação ou problemas de estabilidade.	9,06	0,09	3,52	0,05
Adernamento: inclinação descontrolada da unidade.	4,85	0,13	6,36	0,08
Falha de Máquina: falha dos equipamentos / máquinas de propulsão.	2,91	-	1,59	-
Fora de posição: unidade fora da posição esperada (não intencional) ou em deslocamento fora de controle (à deriva).	12,61	-	12,50	-

Tabela II.8.1.2-24 – Continuação.

Descrição dos Eventos	Período 1970-79		Período 1980-95	
	Unidades Móveis	Unidades Fixas	Unidades Móveis	Unidades Fixas
Liberação: liberação, para os arredores da unidade, de fluido (óleo ou gás) proveniente dos seus próprios equipamentos/vasos/tanques, e que também podem causar poluição e/ou explosões e/ou incêndios.	4,85	1,81	5,91	8,68
Dano Estrutural: falha de ruptura ou fadiga (muitas das falhas causadas por condições climáticas, mas não necessariamente) das estruturas de suporte e falha das estruturas diretas.	25,55	0,52	18,41	0,64
Acidentes no Reboque: ruptura ou falha nos cabos/linhas de reboque.	5,82	-	6,36	-
Problemas com poço: problemas acidentais com o poço, ou seja, perda de uma barreira (coluna hidrostática) ou outros problemas no interior do poço.	19,08	1,98	12,27	0,98
Outros: outros eventos não especificados acima.	1,94	0,22	2,50	0,45

Dados de Eventos Acidentais Nacionais

A análise histórica de incidentes ocorridos no Brasil envolvendo a atividade de produção de gás e óleo através de dados estatísticos publicados por órgãos nacionais e instituições de pesquisa constitui mais uma base de estudo. Contudo, os poucos registros disponíveis não são adequadamente detalhados, por exemplo, com relação às causas do evento, o volume vazado e as conseqüências ambientais, que confeririam maior qualidade para a análise da informação. Apesar disso, são apresentados alguns estudos de caso baseados em informações oriundas das mídias impressa e eletrônica no Brasil, que servem como fonte de dados para avaliação meramente qualitativa, além de fornecer subsídios para caracterização da tipologia de acidentes de forma geral. São, portanto apresentados os eventos que ocorreram no Brasil com sistemas *offshore*.

a) Plataforma de Enchova

Ocorreram dois acidentes na plataforma 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.

b) Plataforma 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 1360 metros. No momento do acidente, a plataforma estava produzindo cerca 84.000 barris de petróleo e 1.300.000 m³ 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 0h 22min, quando ocorreu uma primeira explosão na coluna de popa boreste, seguida 17 min depois por uma grande explosão na parte superior da coluna e em áreas próximas. No dia 20 de março de 2001, às 11h 41min, 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 a 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 m³ de óleo diesel e 350 m³ de petróleo bruto. Com o afundamento da mesma, esses fluidos começaram a vaziar no oceano, a uma distância aproximada de 150 km da costa, tendo cerca de 350 m³ 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 km² (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.

c) 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 m³) de petróleo e 81 m³ 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 m³ 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 km² de extensão, reduzira-se à cerca de 30 km². Dos 26 m³ derramados, cerca de 16 a 20 m³ já haviam sido coletados ou dispersados (Infoambiental, 2001).

O Centro de Sensoriamento Remoto da COPPE/UFRJ, em parceria com o IBAMA, ANP e MARINHA DO BRASIL, realizou uma análise integrada das feições observadas nas imagens de radar do satélite canadense RADARSAT-1 sobre a área do acidente três dias após o acidente. Os resultados demonstram que a área de influência da mancha de óleo perfazia uma extensão de aproximadamente 100

km a Sudoeste da plataforma P-7, restrita à região oceânica, sendo resultante dos efeitos combinados entre as componentes de correntes marinhas (sentido Sul a uma velocidade aproximada de 0,2 m/s) e ventos (direção Sudeste com velocidade aproximada de 4 m/s) para a região.

d) 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 15:30h, 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 (Folha Online, 2002). Não foram registradas vítimas no acidente tampouco derramamentos, incêndio ou explosão, embora tenham sido acionadas, preventivamente, 12 embarcações de resposta à emergência.

e) Plataforma P-31

A P-31, que fica no campo de Albacora, a 180 quilômetros da costa de Macaé, na Bacia de Campos, produz cerca de 58 mil barris/dia de petróleo e 1 milhão de m³ de gás/dia, armazenando ainda 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.

f) Dados próprios da Petrobras

Na Tabela II.8.1.2-25, são apresentados 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.

Tabela II.8.1.2-25 - 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 (m3)	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

B) Taxa de Falhas de Equipamentos

A identificação das falhas operacionais de dispositivos mecânicos e componentes pode ocorrer de diversas formas e modos durante a operação dos equipamentos. A taxa de falha de qualquer componente permite uma avaliação da frequência da ocorrência de um evento por unidade de tempo. Este evento é o desvio operacional da função específica de projeto do componente avaliado.

Considerando o modo de operação e produção, a Tabela II.8.1.2-26 apresenta as taxas de frequências anuais de falhas de equipamentos de processo presentes numa Unidade de Produção, obtidas através dos bancos de dados *Offshore Reliability Data Handbook* (OREDA), *American Institute of Chemical Engineers* (AIChE), *Technica, World Offshore Accident Database* (WOAD) e *Health & Safety Executive* (HSE). São apresentados os equipamentos e

dispositivos mais comuns da indústria de processo como válvulas, flanges, linhas, e outros dispositivos.

Tabela II. 8.1.2-26 - Frequências Anuais de Falhas de Equipamentos.

Dispositivo / Equipamentos	Pequeno vazamento	Grande vazamento
Riser e Linhas		
Riser	9,0E-06/m	6,0E-07/m
Linhas rígidas de aço (D ≤ 3")		2,00 x 10 ⁻⁴
Linhas rígidas de aço (3" < D ≤ 11")		5,87 x 10 ⁻⁵
Linhas rígidas de aço (D > 11")		5,49 x 10 ⁻⁵
Flanges e Válvulas de Processo		
Flange/Conexões	8,80E-05	-----
Válvula esfera	1,0E-02	3,0E-05
Válvula globo/agulha	3,0E-03	3,0E-05
Válvula de retenção	5,0E-04	2,0E-05
Válvula de alívio	3,0E-02	2,0E-04
Válvula <i>check</i> manual (D>11")		1,06E-03
Equipamentos de Troca Térmica		
Trocador de calor	3,0E-03	2,0E-05
Trocadores de calor de placas		1,03E-02
Bombas Gerais		
Bombas	5,0E-03	2,0E-05

Fonte: OREDA, AIChE, em Petrobras, 2002.

Na Plataforma de produção também existem outros equipamentos que executam funções específicas como processamento, drenagem, armazenamento e tratamento. As taxas de falhas anuais correspondentes destes tipos de equipamentos estão disponibilizadas no banco de dados, *Health & Safety Executive* e apresentados na Tabela II.8.1.2-27.

Tabela II.8.1.2-27 - *Freqüência anual de falhas de equipamentos da Health & Safety Executive, 1998.*

Equipamentos	Taxa de falhas para vazamento por ano
PIGS Lançadores / Recebedores	
Lançadores de pigs (D > 16")	8,47 x 10 ⁻³
Recebedores de pigs (D > 16")	9,93 x 10 ⁻³
Dutos	
Dutos rígidos de aço (4" < D ≤ 8")	2,75 x 10 ⁻⁶
Dutos rígidos de aço (8" < D ≤ 12")	2,51 x 10 ⁻⁶
Dutos rígidos de aço (D > 16")	1,16 x 10 ⁻⁶
Vasos de armazenagem / separação	
Tanques de armazenagem de óleo cru	2,57 x 10 ⁻³
Vaso de pressão de separação horizontal	2,21 x 10 ⁻³
Vaso de pressão de separação vertical	1,52 x 10 ⁻³
Vaso de pressão scrubber vertical	1,01 x 10 ⁻³
Filtros	3,64 x 10 ⁻³

Fonte: HSE, 2001.

O Sistema de controle, escoamento e bloqueio do sistema de extração submarino e produção são compostos por tipos de válvulas com diferentes taxas de falhas. Os principais tipos de válvulas para controle e segurança de poços e linhas são:

- *Shutdown Valve (SDV)*
- *Production Choke Valve (PCV);*
- *Production Master Valve (PMV);*
- *Down Hole Safety Valve (DHSV).*

A taxa de falha anual destes equipamentos com os respectivos tipos de vedação são apresentados na Tabela II.8.1.2-28 tendo como referência o banco de dados OREDA, HSE, 2001.

Tabela II.8.1.2-28 - Tipo de válvulas e taxas de falhas.

Válvula	Tipo de Mecanismo De Vedação	Taxa de falha	
		Pequeno Vazamento	Grande Vazamento
PMV	Gaveta	2,2E-02	
DHSV	Esfera	1,0E-02	1,0E-05
SDV	Esfera	1,0E-02	1,0E-05
PCV	Agulha	3,0E-03	3,0E-05

Fonte: Oreda, HSE 2001

C) Conclusões

A análise histórica levantada neste estudo identificou as causas mais prováveis de acidentes inerentes à atividade de produção e escoamento de fluidos para tipos de unidades móveis FPSO. Foram utilizadas informações relativas à unidade móvel, que apresenta características de produção, ancoragem e atividades de realização de processamento no *top side*. Contudo, estas informações são apenas para orientação e referências destinadas à fase de análise de risco qualitativo.

Os principais dados foram obtidos do banco de dados de acidentes WOAD para atividades *offshore*, na qual foram extraídas informações de áreas cujas condições meteoceanográficas são mais severas do que as encontradas na Bacia de Espírito Santo, tornando os resultados mais conservativos.

A diversidade de sistemas e possíveis acidentes são claros permitindo concluir que existe a variedade de hipóteses acidentais, analisando o banco de dados de *OGP, International Association of Oil and Gas Producers*.

Os dados históricos registram 11 acidentes, dos quais 7 foram descritos. A análise revela que há potencial de falha no tanque de carga, de eventos no

interior da instalação (planta de processo) ou sala das máquinas, com parada da produção, vazamento de óleo no ambiente devido a problemas no *riser*, incluindo a desconexão por mau tempo. Este breve histórico fornece informações realistas do potencial de acidentes, permitindo identificar a tipologia do acidente, de forma qualitativa, para formulação das hipóteses de acidentes.

A análise dos resultados qualitativos do histórico de acidentes permite concluir que existem riscos na fase de instalação dos equipamentos e na etapa de produção para as unidades móveis tipo FPSO com possíveis liberações de óleo e gás para o ambiente. Adicionalmente, esta seção também caracterizou que o maior percentual de acidentes ocorre na fase de perfuração, considerando todas as possíveis perdas e fases da atividade de exploração e produção de petróleo. Estas informações serão utilizadas para a formulação das hipóteses acidentais para caracterização do risco do empreendimento de produção e escoamento ao Campo de Camarupim.

II.8.2 - Identificação de Eventos Perigosos

A) Metodologia de Análise de Risco

A metodologia utilizada no estudo de Análise de Risco consiste em obter de forma sistemática todos os potenciais perigos na atividade de produção e escoamento de óleo e gás, considerando as fases do empreendimento - instalação e operação, tarefas operacionais, os subsistemas e os equipamentos utilizados no sistema de extração submarino, escoamento e o processamento no *top side* do FPSO Cidade de São Mateus. Desta forma, o desenvolvimento do estudo baseia-se na identificação e no diagnóstico dos tipos de falhas, desvios de processo ou projeto, procedimentos operacionais e eventos acidentais com conseqüências de descargas de massa e energia no ambiente.

A técnica empregada na Análise Preliminar de Perigos (APP), para identificação e diagnóstico dos perigos consistiu na avaliação qualitativa da frequência de falha a partir da Análise Histórica de Acidentes. Além da avaliação da frequência de falha, a técnica permite uma análise quantitativa da massa de

produto (inventário) contida nos limites de equipamentos e subsistemas, podendo ser produto contido em trecho de duto, tanques e vasos, linhas e *risers* e outros equipamentos industriais. O tipo de falha permite assim determinar o agente estressor (óleo, derivados e produtos químicos) e a quantidade de massa que pode ser liberada no ambiente dentro dos limites do sistema ou subsistema.

A análise dos sistemas e subsistemas foi obtida a partir do estudo crítico do projeto, discussão com a equipe técnica e análise de documentos e projeto de processos fornecidos, para diagnóstico dos eventos iniciais, intermediários e finais, que apresentam potencial de descarga de óleo e gás, e outros produtos derivados do petróleo. As premissas básicas utilizadas para conduzir o estudo de APP quanto ao tipo e frequência de falha e análise da severidade, de forma a subsidiar as justificativas da análise qualitativa do risco quanto às consequências ambientais e probabilidade de ocorrência, foram as seguintes:

- Considerados todos os produtos que apresentam maior ou menor potencial de severidade no ambiente para cada sistema e subsistema do projeto de instalação do empreendimento;
- Considerados os dados e informações da Análise de Histórica de Acidentes e a taxa de falha de cada equipamento, como procedimento de orientação, mas não se limitando apenas a esta seção do estudo;
- Considerados os sistemas, subsistemas, equipamentos e procedimentos operacionais realizados do início ao final do processo, que corresponde ao processo de extração de fluidos de cada um dos poços produtores até o sistema de produção realizado no *top side* da unidade, e os sistemas de *offloading* e exportação considerando os limites do sistema de produção e os equipamentos que compõe o projeto;
- Adotada a análise da escala de vazamento considerando a total perda de contenção do inventário de produtos para cada equipamento avaliado nos diversos sistemas de produção da Plataforma, incluindo linhas e o sistema de extração e escoamento submarino de produção.
- Severidade definida a partir de descargas de óleo e tipo de produto para o ambiente, que atinge o mar e que tem maior probabilidade permanecer nos limites da plataforma.

- Freqüência definida em função da potencial ocorrência o evento de topo do acidente, correlacionando conhecimento tático e histórico de acidentes devido ao estudo preliminar para análise qualitativa do risco.

A metodologia aplicada avaliou os riscos de vazamento de produtos decorrentes das atividades em todos os sistemas descritos neste estudo, sendo apresentada na forma de planilhas para caracterização dos perigos. Os resultados foram obtidos da combinação de informações da Severidade (Tabela II.8.2-1) e da Freqüência (Tabela II.8.2-2) em uma Matriz de Risco (Tabela II.8.2-3), que é relação da freqüência esperada do acidente e as possíveis severidades do evento acidental que representada pela relação matemática:

$$R = F \times S$$

Tabela II.8.2-1 - Classes para Avaliação Qualitativa de Severidade.

CLASSES de SEVERIDADE		
CATEGORIA	DENOMINAÇÃO	DESCRIÇÃO DAS CATEGORIAS
I	DESPREZÍVEL	Pequenos danos ou danos insignificantes aos equipamentos, à propriedade e /ou ao meio ambiente restrito aos limites da plataforma.
II	MARGINAL	Danos leves aos equipamentos, à propriedade e / ou ao meio ambiente (os danos materiais e ambientais são controláveis e/ou de baixo custo de reparo) com descargas de condensado/óleo ou derivados de até 8 m ³ no mar, consideradas descargas pequenas.
III	CRÍTICA	Danos severos aos equipamentos, à propriedade e danos ao meio ambiente devido a descargas de condensado/óleo ou derivados de 8 m ³ até 200 m ³ no mar, consideradas descargas médias.
IV	CATASTRÓFICA	Danos irreparáveis aos equipamentos, à propriedade e descargas de condensado/óleo ou derivados maiores que 200 m ³ no mar (reparação lenta ou impossível), consideradas descargas grandes.

As hipóteses de acidentes foram classificadas neste estudo em pequeno, médio e grande vazamento, em relação às possíveis descargas de volume de produtos como o principal critério, para compatibilizar com os procedimentos estabelecidos na resolução CONAMA nº 293, que estabelece o conteúdo mínimo para elaboração de Plano de Emergência Individual. Este documento aborda os

procedimentos e critérios para dimensionamento de descarga de produtos para avaliar a capacidade de resposta. Portanto, a definição da severidade ambiental é relacionada ao volume de vazamento de produto que é apresentada na Tabela II.8.2-4 para posterior avaliação dos cenários de acidentes no estudo de Análise de Risco Ambiental (ARA).

Tabela II.8.2 -2 - Categorias de Frequência de Ocorrência de Evento Acidental.

CATEGORIA	DENOMINAÇÃO	FREQÜÊNCIA (evento/Ano)	DESCRIÇÃO
A	EXTREMAMENTE REMOTA	$F < 10^{-4}$	Conceitualmente possível, mas extremamente improvável de ocorrer durante a vida útil do processo/instalação.
B	REMOTA	$10^{-4} \leq F < 10^{-3}$	Não esperado de acontecer durante a vida útil do processo / instalação.
C	IMPROVÁVEL	$10^{-3} \leq F < 10^{-2}$	Pouco provável de ocorrer durante a vida útil do processo / instalação.
D	PROVÁVEL	$10^{-2} \leq F < 10^{-1}$	Esperado acontecer até uma vez durante a vida útil do processo / instalação.
E	FREQÜENTE	$F \geq 10^{-1}$	Esperado ocorrer várias vezes durante a vida útil do processo / instalação.

Tabela II. 8.2-3 - Matriz de Riscos.

		SEVERIDADE				
		Desprezível	Marginal	Crítica	Catastrófica	
FREQÜÊNCIA		I	II	III	IV	
	Extremamente remota	A	1	1	1	2
	Remota	B	1	1	2	3
	Improável	C	1	2	3	4
	Provável	D	2	3	4	5
	Freqüente	E	3	4	5	5

RISCO: 1-Desprezível; 2- Menor; 3- Moderado; 4- Sério; 5- Crítico

Tabela II.8.2-4 - Escalas de Tipo Vazamento utilizado na Análise de Risco para Severidade Ambiental.

Escala de Severidade	Definição
Pequenos danos ambientais	Descarga restrita a plataforma
Pequeno Vazamento - PV	Descarga no mar de $0 < PV \leq 8 \text{ m}^3$ de condensado/óleo
Médio Vazamento - MV	Descarga no mar de $8 < MV \leq 200 \text{ m}^3$ de condensado/óleo
Grande Vazamento - GV	Descarga no mar de $200 \text{ m}^3 < GV$ de condensado/óleo

A partir dos resultados da Análise de Riscos Ambiental, é apresentado o Plano de Gerenciamento de Riscos (PGR), que define os procedimentos e documentos de controle das atividades implantados para estabelecer ações preventivas capazes de minimizar as condições ambientes e os riscos de ocorrência de acidentes que foram identificados análise. Os resultados da APP também permitem estabelecer as diretrizes e procedimentos de resposta, em caso de ocorrência de acidentes, para a elaboração do Plano de Emergência para resposta a vazamentos óleo para o meio ambiente.

O critério adotado na Tabela II.8.2-4 auxilia o avaliador ambiental a utilização da Matriz de Riscos, pois a objetividade na descrição das categorias visa facilitar a interpretação das denominações “desprezível”, “marginal”, “crítica” e “catastrófica”.

As faixas de frequência apresentadas são de caráter semi-quantitativo e têm como objetivo fornecer a estimativa de ocorrência do evento acidental, em relação as diversas causas básicas e intermediárias identificadas análise preliminar de perigos. A utilização de tais recursos neste estudo preliminar de análise de riscos tem como finalidade agregar maior confiabilidade na execução do estudo, em relação à determinação da frequência de falha, apesar ser considerado um ou poucos elementos do sistema. Desta forma, foi considerado que uma falha identificada no sistema poderá liberar a descarga de produto para o ambiente provocando vazamento de produto, explosão ou incêndio ou o efeito dominó, a partir de uma única causa, por exemplo: falha na válvula. Portanto, na adoção desta prerrogativa conservativa, desconsidera os eventos seqüenciais, como o alarme na planta e na sala de controle, ausência da intervenção do operador e a ação automática do equipamento de segurança, além de outros itens e normas e procedimentos de confiabilidade incorporados no projeto.

O modelo de APP para análise dos perigos, causas e frequência e severidade é apresentado na Tabela II.8.2-5, que permite obter a estimativa do risco através da combinação das categorias de frequências com as de severidade para todas as hipóteses acidentais postuladas. A indicação qualitativa do nível de risco de cada um dos cenários identificados através da matriz de risco é apresentada e depois contabilizada para a visualização do percentual de graus de risco neste empreendimento.

Tabela II.8.2-5 - Planilha – Modelo de APP.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS							
Cenário:							
Sistema:						Hipótese Acidental N°	
Subsistema:						Data:	Revisão:
Perigo	Causas	Modos de detecção	Conseqüência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.

A planilha apresentada contém 8 colunas a serem preenchidas conforme a descrição a seguir.

1ª coluna: Perigo

Esta coluna contém os potenciais perigos identificados em uma análise preliminar. Neste estudo foram considerados apenas perigos que tenham potencial de causar danos ao meio ambiente, sendo definidos em pequeno, médios e grandes descargas de produtos para o ambiente.

2ª coluna: Causas

As causas de cada evento forma discriminadas nesta coluna. Estas causas podem envolver tanto falhas intrínsecas dos equipamentos (rupturas, falhas de instrumentação, equipamentos, rompimentos de vasos, etc.) e também erros humanos de operação e de manutenção.

3ª coluna: Modos de detecção

Nesta coluna são apresentados os possíveis modos de detecção de acidentes, através dos sentidos humanos ou por instrumentos.

4ª coluna: Conseqüência

Os possíveis danos ao meio ambiente e instalações para cada evento são identificados e estimados nesta coluna. São incluídas a fauna, flora e instalações e outros possíveis recursos ambientais.

5ª coluna: Freqüência

Os cenários de acidentes são classificados em categorias de freqüência, as quais fornecem uma indicação qualitativa da freqüência esperada de ocorrência, conforme indicado na tabela II.8.2-2.

6ª coluna: Severidade

Os cenários acidentais foram classificados de acordo com os critérios estabelecidos na tabela II.8.2-1, auxiliando assim o avaliador na análise dos danos ao meio ambiente e instalações. Esta coluna através das denominações de

severidade “desprezível”, “marginal”, “crítica” e “catastrófica” visa obter a magnitude do dano.

7ª coluna: Risco

A coluna risco é obtida através da combinação entre a frequência e a severidade como é apresentado na tabela II.8.2-3, Matriz de Risco, a qual fornece uma indicação qualitativa do grau de risco para cada hipótese acidental identificada e avaliada neste estudo.

8ª coluna: Recomendações / Observações

Esta coluna apresenta as recomendações para prevenir e minimizar o perigo assim como medidas de correções e procedimentos que devem ser tomadas em casos de emergência para gerenciamento do risco. Além destas recomendações também são incluídos nesta coluna alguns comentários relevantes à hipótese acidental

B) Identificação dos Eventos Perigosos

Os eventos perigosos identificados nos diversos sistemas do empreendimento de produção na área do Campo de Camarupim foram obtidos a partir da investigação e análise de processo, para diagnóstico das potenciais falhas com ocorrência de vazamento de gás, condensado/óleo e derivados para o ambiente.

Os resultados obtidos na identificação dos eventos estão baseados na análise histórica de acidentes e na análise das potenciais falhas considerando as características de dispositivos ou equipamentos dos sistemas discutidos anteriormente.

Os perigos identificados na fase de instalação e de operação, incluindo a etapa de extração e exportação dos fluidos, a etapa de processamento, são delineados para cada cenário acidental considerando os sistemas do Projeto e o tipo de substância. Foram construídos os cenários de acidentes contemplando as substâncias químicas, óleo e derivados de petróleo para cada um dos sistemas e subsistemas discutidos no projeto que são apresentados a seguir.

Fase de Instalação

A Análise de Risco Ambiental para a fase de instalação foi fundamentada no estudo da descrição das operações pertinentes a fase de instalação da Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural no Campo de Camarupim, que contempla a instalação da Unidade Estacionária de Produção (UEP) FPSO, Cidade de São Mateus.

Nesta fase foram construídos 3 tipos de cenários de acidentes que permitiram postular 20 hipóteses acidentais após análise dos procedimentos e operações para a implantação do empreendimento.

A técnica utilizada foi a Análise Preliminar de Perigos (APP), conforme recomendações do American Institute of Chemical Engineers (AIChE), sendo as hipóteses acidentais definidas pelo perigo de contaminação ambiental identificado. Os resultados dos perigos foram analisados a partir das causas básicas que levaram a ocorrência dos eventos acidentais considerando a categorias de probabilidade e a severidade decorrentes dos possíveis volumes de agentes hidrocarbonetos passíveis de serem liberados para o mar no sistema de instalação do empreendimento.

As atividades das operações pertinentes a fase de Instalação, constantes no item, “Descrição das Atividades”, subsidiaram a elaboração da planilha de hipóteses acidentais da APP.

Considerações

O planejamento prévio de toda a operação compreendeu o reconhecimento e a escolha da área na qual o FPSO Cidade de São Mateus irá ser instalado, assim como a interligação ao Gasoduto que permitirá a exportação de gás para o continente. Foi utilizado o Sistema de Gerenciamento de Obstáculos (SGO) da Petrobras, para identificar os possíveis obstáculos submersos instalados na área de interesse. A área definida para a ancoragem está livre de obstáculos e instalações submarinas (tais como poços, linhas de óleo e *manifolds*).

Haverá ainda, a inspeção visual prévia, durante e ao final da operação na área, onde se instalará o FPSO Cidade de São Mateus com auxílio de ROV (Remote Operated Vehicle). Caso ocorra choque do ROV com alguma linha existente, a energia envolvida não gera consequências às mesmas.

Além dos perigos específicos da operação da instalação da UEP, foram avaliados aqueles externos, como abalroamentos de outras embarcações com a embarcação de lançamento de linha (LSV), as embarcações de manuseio de âncoras (AHTS, no total de duas), com a embarcação para suporte do ROV (uma RSV) e com os rebocadores (no total de seis), que serão utilizados durante as atividades.

Durante as operações, nas quais serão utilizadas a LSV, as AHTS, a RSV e os seis rebocadores, não estão previstos reabastecimentos, assim como a utilização de outras embarcações.

Não há a possibilidade de ocorrência de acidentes durante o posicionamento das embarcações, na realização de suas atividades, ocasionados por ancoragem, pois as embarcações são dotadas de posicionamento dinâmico (DP) e o utilizam para realizar as atividades.

As possíveis colisões entre as AHTS, a RSV e os seis rebocadores foram contempladas, uma vez que estes operam simultaneamente durante a ancoragem do FPSO na locação.

Fase de Operação

A fase de operação do empreendimento consiste a realização das atividades operacionais prevista neste Estudo Ambiental, que representa a extração e, o processamento de fluidos e a exportação de gás e condensado (óleo). Foram delineados para cada cenário acidental os sistemas do Projeto e o tipo de substância permitindo a construção 8 tipos de cenários de acidentes e 160 hipóteses acidentais, contemplando as substâncias químicas, óleo e derivados de

petróleo para cada um dos sistemas e subsistemas discutidos no projeto que são apresentados a seguir.

Considerações

Para a análise dos perigos foi utilizada a técnica de Análise Preliminar de Perigos considerando os potenciais perigos de descarga de gás e condensado (óleo) no ambiente e na plataforma para os seguintes tipos de fluidos e substâncias químicas: mistura de gás e condensado, gás e somente condensado, derivado de hidrocarbonetos (óleo diesel / lubrificante) e substância química.

II.8.2.1 - Listagem dos Cenários de Acidentes

Fase de Instalação do Empreendimento

Cenário Acidental 1: Vazamento de Fluido Hidráulico

Sistema. Instalação

Cenário Acidental 2: Vazamento de Óleo

Sistema. Instalação

Cenário Acidental 3: Vazamento de diesel, lubrificante e outros derivados

Sistema. Instalação

Fase de Operação do Empreendimento

Cenário Acidental 1: Vazamento de Óleo e Gás

Sistema 1.1. Extração de Fluidos

Sistema 1.2. Processamento de Fluidos do FPSO Cidade de São Mateus.

Cenário Acidental 2: Vazamento de Gás

Sistema 2.1. Processamento de Fluidos do FPSO Cidade de São Mateus.

Sistema 2.3: Exportação de gás (linha de escoamento do trecho FPSO ao PLEM)

Cenário Acidental 3: Vazamento de Óleo

Sistema 3.1. Processamento de Fluidos do FPSO Cidade de São Mateus.

Sistema 3.2. Armazenagem de Óleo no FPSO Cidade de São Mateus.

Sistema 3.3. Transferência de Óleo para o Navio Aliviador

Cenário Acidental 4: Vazamento de Óleo Diesel/Lubrificante

Sistema 4.1: Armazenagem do FPSO

Sistema 4.2: Atividade de Logística da embarcação de apoio

Sistema 4.3: Atividade de Instalação

Cenário 5: Vazamento de Resíduo Oleoso

Sistema 5.1. Processamento de fluidos da plataforma FPSO-Cidade de São Mateus.

Cenário Acidental 6: Vazamento de fluido de Estanqueidade

Sistema 6.1: Atividade de Lançamento de Linha

Sistema 6.2: Teste pneumático da linha.

Cenário Acidental 7: Vazamento de Produtos Químicos

Sistema 7.1. Processamento de fluidos do FPSO Cidade de São Mateus.

Cenário Acidental 8: Vazamento de Querosene de Aviação

Sistema 8.1: Transporte Aéreo do FPSO-Cidade de São Mateus.

II.8.2.2 - Resultados da Análise de Risco Ambiental

Os resultados dos riscos obtidos após as análises dos sistemas e subsistemas são apresentados na Tabela II.8.2.2-1 e II.8.2.2-2, referentes às

hipóteses acidentais extraídas da planilha APP. Foram formuladas 20 hipóteses acidentais para a fase de instalação e 160 hipóteses acidentais para a fase de operação (produção) gerando um total de 180 hipóteses de acidentes. As Figuras II.8.2.2-1, II.8.2.2-2, apresentam os percentuais das classes de risco na forma de gráfico de setores para a visualização da distribuição das categorias de riscos por fases executivas do empreendimento.

Tabela II.8.2.2-1 - Percentual das Classes de Risco – Fase de Instalação.

	Risco 1	Risco 2	Risco 3	Risco 4	Risco 5
Quantitativo do Número de Hipóteses Acidentais por Classe de Risco	1	15	4	0	0
Valor Percentual das classes de risco (%)	5,00%	75,00%	20,00%	0,00%	0,00%

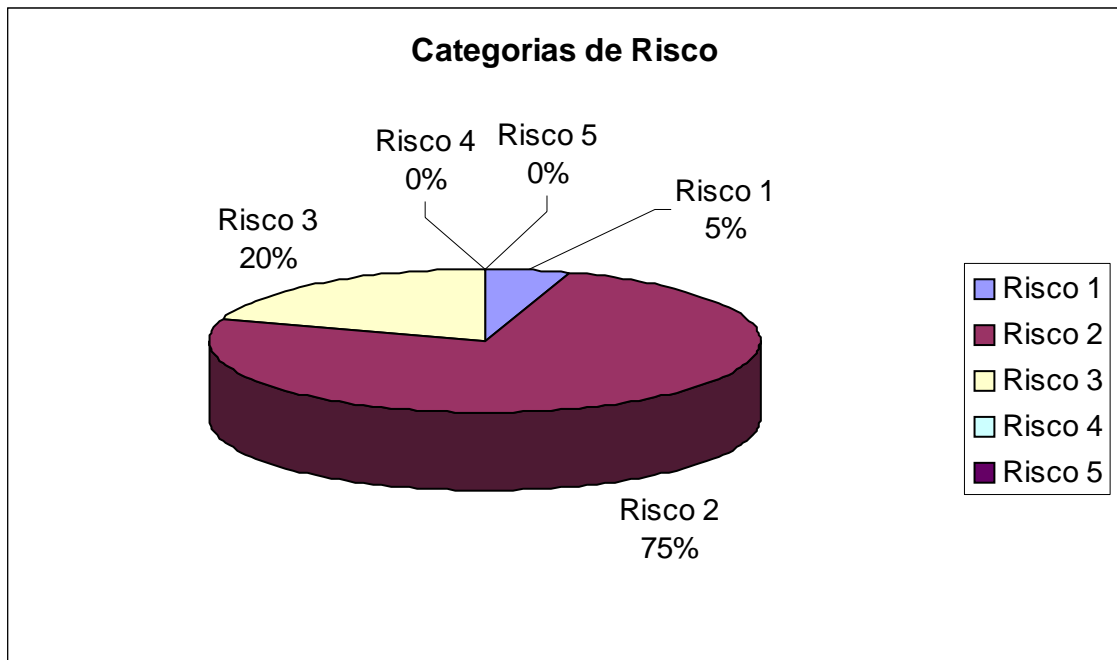


Figura II.8.2.2-1 - Resultados percentuais por classe de risco de ambiental - Instalação

Tabela II.8.2.2-2 - Percentual das Classes de Risco – Fase de Instalação e Produção.

	Risco 1	Risco 2	Risco 3	Risco 4	Risco 5
Quantitativo do Número de Hipóteses Acidentais por Classe de Risco	8	101	63	8	0
Valor Percentual das classes de risco (%)	4,44%	56,11%	35,00%	4,44%	0,00%

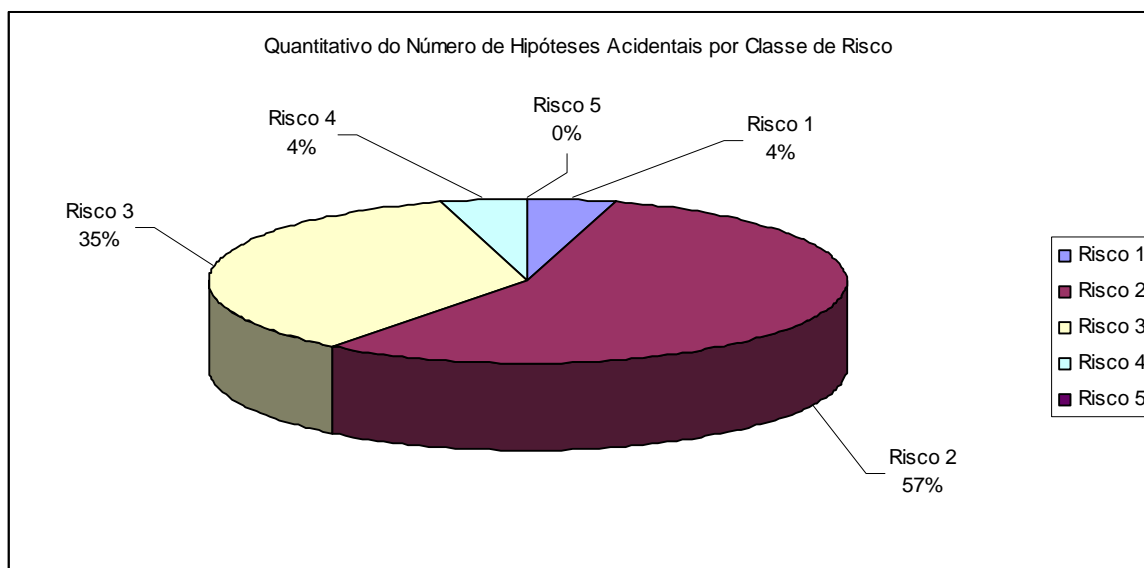


Figura II.8.2.2-2 - Resultados percentuais por classe de risco de ambiental – Fase de Instalação e Produção.

II.8.3 - Gerenciamento de Riscos Ambientais

O gerenciamento de risco para as etapas operacionais dos sistemas de exploração para escoamento dos fluidos (petróleo e gás) para o Campo de Camarupim será implementado através dos procedimentos adotados e controlados pela Petrobras, para garantia operacional e confiabilidade durante as atividades de instalação, de produção, suporte e fornecimento de suprimentos.

Os riscos obtidos no estudo de Análise Preliminar de Riscos (APR) foram classificados como Residuais, ou seja, após a análise do projeto e processos foram avaliados os potenciais perigos, os quais incluem as operações de extração de óleo, os procedimentos de manutenção em dois níveis, treinamentos de funcionários, normas de segurança da empresa, procedimentos de combate e investigação de acidentes, além das tecnologias para auferir a confiabilidade das operações para redução de perdas e descontrole. As medidas preventivas fazem parte do Programa de SMS e da Política de Segurança da Petrobras. Desta forma, as medidas mitigadoras e preventivas foram apresentadas para garantir a classe de risco ambiental para cada uma das hipóteses acidentais postuladas no estudo.

O Programa de Gerenciamento de Risco apresentado a seguir possui a finalidade de garantir a confiabilidade operacional e administração dos riscos postulados neste estudo, para fase de instalação e operação.

Os objetivos do PGR são focados para minimizar e controlar os riscos para os trabalhadores e para o meio ambiente, através da aplicação de um conjunto de práticas modernas de gestão, as quais abrangem todos os aspectos importantes para a segurança das atividades, e estão em consonância com padrões e normas internacionais de gestão de segurança em instalações de exploração de óleo e gás em alto mar.

Medidas para Gerenciamento dos Riscos:

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

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

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

Tabela II.8.3-1 – Lista de Medidas Preventivas/Mitigadoras

Número da Medida	Hipóteses Acidentais	Descrição
M1	1	Executar os programas de manutenção dos equipamentos submarinos, linhas e risers.
M2	1 a 114, 117 a 122, 124 a 180.	Executar os programas de manutenção dos sistemas de segurança (válvulas, sensores, alarmes, etc.).
M3	Todas as HA'S	Cumprir os procedimentos de registro e investigação das causas do acidente
M4	1, 2, 3, 4, 109, 111, 116, 119, 120,127 a 180	Acionar o Plano de Contingência da unidade
M5	1 a 4, 84, 89, 110 a 112, 114, 117, 119, 121, 122, 124,125	Acionar o PEI – <i>Plano de Emergência Individual</i> ,

Tabela II.8.3-1 – Lista de Medidas Preventivas/Mitigadoras (continuação)

Número da Medida	Hipóteses Acidentais	Descrição
M6	2 a 5, 7 a 26, 28, 30, 32, 34, 36, 37 a 96, 101, 102, 103, 104, 106, 107, 108, 110, 111, 112, 114, 117, 118, 119, 121, 122, 124 a 180.	Executar os programas de manutenção dos equipamentos e linhas
M7	4, 5	Cumprir os procedimentos para compra, inspeção, Instalação e teste hidrostático.
M8	5 a 17, 64 a 87, 90, 91, 93, 96 a 100, 103, 104, 109, 112 a 117, 120, 121, 123.	Acionar o Kit SOPEP (Ship Oil Pollution Emergency Plan).
M9	5, 6, 7, 9 a 15, 17 a 19, 21 a 41, 43 a 50, 52 a 60, 64 a 74, 76, 78 a 80, 83, 84, 86, 87, 92, 96 a 107, 109, 112 a 117, 120, 121, 123 a 180.	Seguir procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema
M10	6, 7, 10, 12, 14, 15, 22, 27, 28, 30, 32, 33, 34, 35, 36, 38, 39, 41, 42, 44, 46, 48, 50, 51, 53, 54, 56, 58, 61, 65, 66, 69, 71, 73, 74, 82, 90, 93, 101, 104, 107, 108	Seguir os procedimentos de movimentação de cargas
M11	6, 7, 10, 12, 14, 16, 17, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 26 a 40, 44 a 49, 57 a 60, 65 a 67, 69 a 71, 73, 75 a 80, 85, 95, 97, 103, 104, 123	Acionar o Plano de Contingência da unidade em caso de ignição do produto

Tabela II.8.3-1 – Lista de Medidas Preventivas/Mitigadoras (continuação)

Número da Medida	Hipóteses Acidentais	Descrição
M12	6, 12, 81, 85 a 88, 91 a 93	Acionar o PEI - Plano de Emergência Individual, se o produto atingir o mar.
M13	6, 7, 10, 12, 14, 22, 27, 33, 35 a 40, 44, 46, 48, 61 a 63, 65, 66, 69, 71, 73, 79, 103, 104	Seguir programa de treinamento para situações de emergência
M14	24 a 26, 28 a 32, 34, 59	Executar o programa de treinamento e atualização dos operadores
M15	61	Solicitação a inclusão das instalações em cartas náuticas
M16	61 a 63	Acionar o Plano de Ação de Emergência - PAE
M17	61	Seguir as normas de construção dos dutos submarinos
M18	79, 80, 84	Observar constantemente o radar
M19	84, 88, 89, 94, 95, 97, 98, 110 a 114, 117 a 121	Atender aos procedimentos de segurança para transferências de produtos entre embarcações.
M20	85, 86	Inspeção do Sistema de transferência de óleo

Tabela II.8.3-1 – Lista de Medidas Preventivas/Mitigadoras (continuação)

Número da Medida	Hipóteses Acidentais	Descrição
M21	100, 109, 115	Atender os procedimentos de navegação (consultar cartas náuticas)
M22	116, 123	Executar os Procedimentos de segurança de voo (relativo condições climáticas)
M23	116, 122, 123	Cumprir o programa de treinamento em situação de emergência
M24	116, 122, 123	Contratar mão de obra qualificada
M25	123	Restringir o uso de guindaste durante as operações aéreas (aterrissagem /decolagem)

Matriz de Gerenciamento de Riscos

A tabela a seguir apresenta as medidas mitigadoras e preventivas relacionadas ao Programa de gerenciamento de riscos do FPSO Cidade de São Mateus.

Tabela II.8.3-2 – Matriz de gerenciamento de Riscos

Nº	Descrição	Situação	Item do PGR
M1	Executar os programas de manutenção dos equipamentos submarinos, linhas e risers.	Procedimentos de inspeção e manutenção (preventiva / preditiva) é parte da Política de Segurança da Petrobras	Inspeção e Manutenção
M2	Executar os programas de manutenção dos sistemas de segurança (válvulas, sensores, alarmes, etc.).	Procedimentos de inspeção e manutenção (preventiva / preditiva) é parte da Política de Segurança da Petrobras	Inspeção e Manutenção
M3	Cumprir os procedimentos de registro e investigação das causas do acidente	A equipe de segurança terá capacitação técnica para registro e investigação dos acidentes. Treinamento faz parte da Política de Segurança da Petrobras	Capacitação Técnica Treinamento Aplicação e Reciclagem Registro e Investigação do Acidente
M4	Acionar o Plano de Contingência da unidade	O plano de emergência já está elaborado e estará implantado no FPSO Cidade de São Mateus de acordo com as melhores práticas de resposta a acidentes.	Plano de Ação de Emergência - Plano de Contingência
M5	Acionar o PEI – Plano de Emergência Individual,	O plano de emergência já está elaborado e estará implantado no FPSO Cidade de São Mateus de acordo com as normas e critérios da Resolução CONAMA 296.	Plano de Ação de Emergência - PEI

Tabela II.8.3-2 – Matriz de gerenciamento de Riscos

Nº	Descrição	Situação	Item do PGR
M6	Executar os programas de manutenção dos equipamentos e linhas	Procedimentos de inspeção e manutenção (preventiva / preditiva) é parte da Política de Segurança da Petrobras	Inspeção e Manutenção
M7	Cumprir os procedimentos para compra, inspeção, instalação e teste hidrostático.	Procedimentos de operação e revisão da Petrobras são normalmente empregados e fazem parte da Política e dos procedimentos de Segurança da Petrobras	Capacitação Técnica Treinamento Aplicação e Reciclagem
M8	Acionar o Kit SOPEP (Ship Oil Pollution Emergency Plan).	O plano faz parte dos procedimentos normais da Petrobras e conforme as diretrizes da MARPOL 73/78 para atender melhores práticas de resposta a acidentes com descarga de óleo na unidade.	Plano de Ação de Emergência - SOPEP
M9	Seguir procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema	Procedimentos de inspeção e manutenção (preventiva / preditiva) é parte da Política de Segurança da Petrobras Treinamento realizado periodicamente pela equipes da unidade de produção.	Capacitação Técnica Treinamento Aplicação e Reciclagem Executar os programas de manutenção dos equipamentos e linhas Inspeção e Manutenção
M10	Seguir os procedimentos de movimentação de cargas	Treinamento realizado periodicamente pela equipes da unidade de produção	Capacitação Técnica Treinamento Aplicação e Reciclagem
M11	Acionar o Plano de Contingência da unidade em caso de ignição do produto	O plano de emergência já está elaborado e estará implantado no FPSO Cidade de São Mateus de acordo com as melhores práticas de combate e resposta a emergência	Plano de Ação de Emergência - Plano de Contingência

Tabela II.8.3-2 – Matriz de gerenciamento de Riscos (continuação)

Nº	Descrição	Situação	Item do PGR
M12	Acionar o PEI – Plano de Emergência Individual, se o produto atingir o mar.	O plano de emergência já está elaborado e estará implantado no FPSO Cidade de São Mateus de acordo com as normas e critérios da Resolução CONAMA 296.	Plano de Ação de Emergência - PEI
M13	Seguir programa de treinamento para situações de emergência	Treinamento realizado periodicamente pela equipes da unidade de produção	Capacitação Técnica Treinamento Aplicação e Reciclagem
M14	Executar o programa de treinamento e atualização dos operadores	Treinamento realizado periodicamente pela equipes da unidade de produção	Capacitação Técnica Treinamento Aplicação e Reciclagem
M16	Acionar o Plano de Ação de Emergência – PAE	O plano de emergência já está elaborado e estará implantado no FPSO Cidade de São Mateus de acordo com as melhores práticas de resposta a acidentes.	Plano de Ação de Emergência - PAE
M17	Seguir as normas de construção dos dutos submarinos	Os procedimentos elaboração de projeto e outras atividades de engenharia construtiva do empreendimento são revisados e avaliados, para auferir a garantia operacional e atender as normas de segurança nacionais e internacionais. Estas ações visam atender os procedimentos da indústria petrolífera <i>offshore</i> , com relação à segurança, adotada pela Petrobras	Contratação de Terceiros Normas de contrato

Tabela II.8.3-2 – Matriz de gerenciamento de Riscos (continuação)

Nº	Descrição	Situação	Item do PGR
M18	Observar constantemente o radar	Os procedimentos operacionais e outras atividades pertinentes ao empreendimento são revisados e avaliados para treinamento de funcionários.	Capacitação Técnica Treinamento Aplicação e Reciclagem
M19	Atender aos procedimentos de segurança para transferências de produtos entre embarcações.	Treinamento realizado periodicamente pela equipes da unidade de produção e das embarcações que efetuam as operações de transferência de produtos	Capacitação Técnica Treinamento Aplicação e Reciclagem
M20	Inspeção do Sistema de transferência de óleo	Procedimentos de inspeção e manutenção (preventiva / preditiva) é parte da Política de Segurança da Petrobras	Inspeção e Manutenção
M21	Atender os procedimentos de navegação (consultar cartas náuticas)	Treinamento realizado periodicamente pela equipes da unidade de produção	Capacitação Técnica Treinamento Aplicação e Reciclagem
M22	Executar os Procedimentos de segurança de vôo (relativo condições climáticas)	Os procedimentos de segurança de vôo fazem parte das normas da empresa e da contratação de prestadores de serviço.	Capacitação Técnica Treinamento Aplicação e Reciclagem Contratação de Terceiros
M23	Cumprir o programa de treinamento em situação de emergência	Treinamento realizado periodicamente pela equipes da unidade de produção	Capacitação Técnica Treinamento Aplicação e Reciclagem

Tabela II.8.3-2 – Matriz de gerenciamento de Riscos (continuação)

Nº	Descrição	Situação	Item do PGR
M24	Contratar mão de obra qualificada	Todos os empregados de empresas contratadas pela PETROBRAS para prestar serviço nas plataformas recebem treinamentos em segurança industrial, com objetivo de atender à política da PETROBRAS de Segurança, Meio Ambiente e Saúde.	Contratação de Terceiros
M25	Restringir o uso de guindaste durante as operações aéreas (aterrissagem /decolagem)	Treinamento realizado periodicamente pela equipes da unidade de produção	Capacitação Técnica Treinamento Aplicação e Reciclagem

Inspeções Periódicas

A formulação e a implantação da política de inspeções periódicas dos equipamentos das plataformas estão a cargo da Gerência de Inspeção e Manutenção.

Política de Inspeção de Equipamento

A política de inspeção de equipamentos consiste em submeter todos os equipamentos das plataformas a inspeções periódicas utilizando as técnicas de inspeção que mais se adequam aos mecanismos de danos característicos de cada tipo de equipamento: corrosão sob tensão, afinamento, fadiga, vibração, e outros itens físicos que acarretem redução da vida útil do equipamento / dispositivo.

A periodicidade das inspeções dos equipamentos está baseada nos preceitos da Norma Regulamentadora NR-13 do Ministério do Trabalho, a qual estabelece os prazos máximos entre inspeções para diferentes categorias de vasos e tubulações.

Para os demais equipamentos não incluídos no âmbito da NR-13, tais como cabos de aço, roletes e elementos estruturais, a política de inspeção está baseada nos estudos próprios de engenharia, nas regras das entidades classificadoras e nos resultados das inspeções realizadas. A Gerência Engenharia de Manutenção, Inspeção e Automação do Suporte Técnico possui um sistema de registro e planejamento das inspeções que permite o acompanhamento temporal da evolução da integridade de cada equipamento e a previsão da necessidade de inspeções adicionais dentro do intervalo previsto para a inspeção de cada equipamento da plataforma. Esse sistema está descrito na próxima seção deste relatório.

Programa de Manutenção

A manutenção dos equipamentos é realizada durante todo o tempo e envolve uma grande variedade de atividades. Realizada com a finalidade de conservar, melhorar ou restituir a instalação, sistema ou equipamento às condições que lhe permitam realizar sua função. Conforme as condições especificadas, a manutenção na Unidade é dividida em 4 níveis:

Manutenção corretiva

Manutenção efetuada após a ocorrência de falha para recolocar uma instalação, sistema ou equipamento em condições de executar suas funções requeridas.

Manutenção preventiva

São assim chamadas as intervenções de manutenção realizadas visando corrigir defeitos antes de ocorrer a falha.

Manutenção preventiva periódica ou sistemática

São as intervenções de manutenção preventiva que ocorrem em intervalos de tempo pré-determinados e constantes, sendo baseadas em experiência empírica, catálogos ou manuais, ou ainda no histórico de vida do equipamento ou sistema.

Manutenção preditiva

São as intervenções de manutenção preventiva que ocorrem baseadas na análise dos parâmetros de operação (pressão, vazão, temperatura, vibração), os quais predizem o melhor momento para intervir no equipamento ou sistema. São tarefas de manutenção que visam acompanhar a operação da instalação, sistema ou equipamento por monitoramento, medições ou controle estatístico para tentar prever ou predizer a proximidade da ocorrência de uma falha. Incluem-se como manutenção preditiva as tarefas de ferrografia, termografia, análise de óleo lubrificante, monitoramento de vibração, dentre outras. A intervenção efetuada em decorrência do conhecimento do estado operacional, obtido através de manutenção preditiva, denomina-se Manutenção Preventiva sob Condição.

As principais atividades de manutenção nesta unidade são descritas adiante.

Capacitação Técnica

Este item do Programa de Gerenciamento de Riscos tem como objetivo principal apresentar a política de capacitação técnica dos trabalhadores das unidades, isto é, os programas de treinamentos atualmente existentes na UN-ES,

indicando os mecanismos para identificação das necessidades de treinamento do pessoal para o exercício das suas atividades com segurança.

Identificação da Necessidade de Treinamento:

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

.

Programas de Treinamentos

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

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

Treinamento para Contratadas

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

Para empregados que irão trabalhar na área *offshore*, a Tabela a seguir apresenta os treinamentos previstos, em que casos os mesmos são aplicados e a necessidade de reciclagem.

Treinamento Aplicação e Reciclagem

Os treinamentos realizados para trabalhadores das empresas que irão trabalhar na área *offshore* são:

- 1) Treinamento Básico de Segurança do Trabalho – BST, com os contratos de duração superior a 14 dias;
- 2) Treinamento Básico de Segurança do Trabalho para as empresas contratadas que atendem ao Heliponto – BST + Heliponto – e com contratos de duração superior a 14 dias;
- 3) Treinamento para Brigada de Incêndio com contratos com duração superior a 14 dias em área operacional,

4) “Briefing” de Segurança nas Unidades Marítimas, realizado em todos os embarques, no momento da chegada nas unidades.

O *Briefing* de Segurança é uma palestra apresentada, por pessoas da área de Segurança, a todas as pessoas que embarcam em Unidades Marítimas. O objetivo desta palestra é dar noções básicas sobre a segurança na unidade, indicando procedimentos de emergência, pontos de encontro, localização de baleeiras e rotas de fuga.

Processo de Contratação de Terceiros

A UN-ES, assim como todos os ativos da Petrobras, exige que as empresas contratadas para a prestação de serviços nas plataformas, sigam uma rigorosa política de segurança, meio ambiente e saúde ocupacional. Esta exigência baseia-se nas “Diretrizes para Segurança de Contratadas”, emitida pela Diretoria da Petrobras, cujo texto está integralmente reproduzido a seguir.

Diretrizes para Segurança de Contratadas

A cada dia, a utilização de mão-de-obra externa pela Petrobras tem proporcionado maior interação entre empregados da Companhia e de outras empresas. Contudo, devido ao despreparo observado em algumas dessas empresas para a função Segurança, a Petrobras elaborou as Diretrizes para Segurança de Contratadas. Todos os órgãos da Companhia são orientados para seguir com rigor cada um de seus itens:

No nível de órgão operacional ou de obra:

- Avaliar o impacto da atividade contratada sobre o órgão, e vice-versa, antes da assinatura do contrato.

- Fazer constar do contrato os padrões de segurança desejados, informando os riscos e definindo as condições especiais relativas à segurança e saúde ocupacional.

- Obrigar a contratada a apresentar o seu plano de segurança previamente à assinatura do contrato e a instruir toda a sua equipe sobre os riscos das atividades e sobre os procedimentos relacionados à obtenção de permissões para trabalho e respectivo atendimento.

Negociar indicadores de segurança com a contratada:

- Obrigar a contratada a apresentar a Petrobras o resumo mensal de acidentes conforme o modelo proposto pela NB-18 - Cadastro de Acidentes - da Associação Brasileira de Normas Técnicas.

- Manter os fiscais informados quanto aos aspectos de responsabilidade civil e criminal que decorrem dos acidentes do trabalho e quanto às normas regulamentadoras do Ministério do Trabalho.

- Acrescentar os dados relativos ao conjunto das contratadas nas estatísticas comparativas dos dados de acidentes do órgão com os de outras companhias ou associações de companhias.

- Avaliar o desempenho de gerentes e fiscais, levando em conta o desempenho, em segurança, das contratadas sob sua responsabilidade.

- Incentivar as contratadas a utilizar os programas de treinamento disponíveis, tais como os do SENAI/ Sesi/ SENAC/ SESC e outros.

- Incentivar a criação de comissões, como as CIPAS das próprias contratadas, para discussão dos procedimentos que envolvem segurança no trabalho.

Manter, durante a vigência do Contrato:

- Avaliação sistemática dos indicadores de segurança.

- Avaliação sistemática do atendimento às exigências contratuais relativas à segurança, registrando as não-conformidades.

- O estabelecimento de prazos para correção das não-conformidades e a aplicação de penalidades no caso de não atendimento, que poderão incluir o cancelamento do contrato.

Instruções de SMS Distribuídas às Contratadas antes da Assinatura do Contrato:

Ainda na fase de licitação para a contratação de serviços, a UN-ES (assim como toda a Petrobras) distribui aos licitantes um documento contendo as instruções de SMS que deverão ser seguidas durante a execução dos serviços.

Programas de Treinamento Exigidos das Contratadas

O programa de treinamentos exigidos para os empregados de todas as contratadas que prestam serviços nas plataformas da UN-ES está indicado no item Capacitação Técnica.

Recursos para o Processo de Recrutamento

O documento que formaliza as fases principais que compõem as atividades de recrutamento e definem as ferramentas usadas para conduzir o processo de recrutamento de pessoal brasileiro operacional é o processo de recrutamento que é apresentado no Anexo II.8 -2.

A diretriz é disponibilizar os recursos para seleção de profissionais qualificados, para esta finalidade são utilizadas ferramentas apropriadas para verificar a presença de todas as exigências necessárias para atender o perfil de trabalho desejado.

Registro e Investigação de Acidentes

O Registro e Investigação de Acidentes estão estabelecidos como atribuições dos profissionais de SMS (Saúde, Meio Ambiente e Segurança).

O registro e investigação de acidentes têm por objetivo:

- Identificar as causas dos acidentes a fim de que possam ser realizadas ações para evitar recorrência;
- Estabelecer os fatos envolvidos no acidente;

- Cumprir com os requerimentos de registro estatutários e da companhia, determinando a mudança que causou o erro que ocasionou o acidente.

Todos os acidentes devem ser registrados e investigados de maneira apropriada. As medidas a serem tomadas após o resultado da investigação devem ser propostas no relatório de tratamento de anomalias. Os registros de acidentes devem conter informações sobre a operação em progresso, o lugar, hora e natureza do acidente, o número de pessoas feridas e equipamentos danificados, a natureza dos danos e a estimativa da severidade, além da assistência necessária.

O Tratamento de Anomalias buscará de forma ampla, para as dimensões qualidade, atendimento, custo, segurança, meio ambiente e saúde ocupacional, através da correção/prevenção das anomalias relacionadas com estas dimensões, contribuir com os objetivos/metasp da UN-ES.

O tratamento de uma anomalia deve ser adequado à magnitude dos problemas e proporcional ao impacto gerado tanto para os indicadores de Qualidade ou Produtividade, como para os de Segurança, Saúde ou Meio Ambiente (Anomalias ligadas ao SMS).

As funções responsáveis pelo tratamento da anomalia no RTA (Relatório de Tratamento de Anomalia), por cada etapa (registro, análise, aprovação, implementação e verificação de eficácia) devem ser definidas nas Gerências Setoriais pelas gerências - recomenda-se que esta definição seja feita por função.

As ações corretivas ou preventivas têm como responsável um empregado designado pelo gerente do órgão gestor do RTA. O prazo para a verificação de eficácia deverá ser definido pelo órgão gestor com base no tempo de ciclo do processo e nas características da ocorrência da anomalia em questão.

A eficiência e eficácia do Tratamento de Anomalias devem ter indicadores que possibilitem levantar:

- a) Cumprimento do prazo para as ações contidas nos planos;
- b) Nível de soluções efetivas;
- c) Ganhos reais (melhoria nos indicadores de Segurança/meio ambiente / redução de retrabalho, etc) advindos dos RTA' s

A responsabilidade da investigação de acidentes envolvendo sub-contratados também recai sobre a companhia contratante. As conclusões da investigação e as recomendações são discutidas entre os sub-contratados e a gerência da companhia.

• **Gerenciamento de Mudanças**

Durante as operações na unidade de produção e sistemas, várias modificações são efetuadas pelo pessoal de operação e manutenção visando aumentar a eficiência, melhorar a operabilidade e a segurança, acomodar inovações tecnológicas e implementar melhorias mecânicas. Por sua vez, existem inúmeros exemplos históricos de acidentes que ocorreram devido a modificações realizadas em processos e equipamentos, as quais foram feitas sem serem submetidas a um processo de análise dos possíveis riscos que poderiam estar sendo introduzidos pela modificação.

Portanto, é essencial que se assegure que modificações em processos e equipamentos não causem desvios que resultem na operação insegura dos equipamentos, ou seja, não aumentem o risco operacional dos processos e equipamentos das áreas. Para isto, é importante que, antes de serem executadas, passem por um processo de análise e aprovação que busque identificar todos os fatores de risco que poderiam estar sendo introduzidos com a modificação.

O objetivo deste elemento de gestão consiste em prover um procedimento ordenado e sistemático de análise dos possíveis riscos introduzidos por modificações, de identificação de medidas para a redução dos riscos e de aprovação formal antes que as mesmas sejam efetivamente realizadas no sistema.

O que Constitui uma Modificação

No âmbito do PGR, uma modificação acontece sempre que alguma característica de engenharia do processo ou equipamento (mecânica, elétrica, de

fluido de processo, instrumentação e controle, estrutural, e outros sistemas) ou das suas condições operacionais (temperatura, pressão, vazão, limites de segurança de variáveis de processo, quantidades produzidas, etc) é alterada. Por exemplo, a substituição de uma bomba por outra de maior potência representa uma modificação, pois provoca uma alteração em parâmetros operacionais do processo (maior pressão, maior vazão, etc), sendo, portanto, considerada como uma modificação. Por outro lado, a troca de uma bomba que falhou, por outra com exatamente as mesmas características não se configura com uma modificação no âmbito do PGR, sendo referida apenas como uma “substituição por igual”. Portanto, uma “substituição por igual” refere-se a qualquer substituição de equipamento mecânico, elétrico, de instrumentação, ou componente em geral, por outro idêntico ou equivalente aprovado e especificado por códigos de engenharia.

Tipos de Modificação: Permanentes e Temporárias

Dois tipos distintos de modificação são considerados neste elemento: as modificações permanentes e as modificações temporárias. Ambos os tipos podem ser responsáveis por grandes acidentes, de modo que ambos devem ser submetidos aos procedimentos especificados neste elemento de gestão. No entanto, para uma modificação temporária pode não ser necessária completar os passos requeridos para uma modificação permanente. Por exemplo, no caso de uma modificação temporária, a documentação do equipamento ou processo (fluxogramas de engenharia, fluxogramas de processo, etc) não precisa ser alterada.

Para uma modificação temporária, deve ser especificada a data em que a modificação será desfeita e que o processo ou equipamento voltará à condição normal (anterior à modificação). A renovação do período de validade de uma modificação temporária deve ser analisada para se verificar se as medidas de proteção estão sendo mantidas conforme recomendadas na aprovação inicial.

Sistema de Permissão para Trabalho (PT)

O objetivo deste item do PGR é estabelecer e implementar “práticas de trabalho seguro” que deverão ser cumpridas para todas as atividades que não fazem parte da rotina e que, por este motivo, possam representar um acréscimo de risco para os trabalhadores da plataforma. Para as seguintes atividades, que representam um potencial significativo de risco para os referidos trabalhadores, deverão ser cumpridos os procedimentos pertinentes para que as mesmas possam ser classificadas como atividades seguras, fazendo com que acidentes passíveis de ocorrer nas instalações analisadas tenham suas freqüências e conseqüências minimizadas:

- Trabalho a frio;
- Trabalho a quente;
- Trabalho em equipamentos elétricos;
- Trabalho em gamagrafia ou radiografia;
- Trabalhos submarinos;
- Trabalho em áreas confinadas;
- Abertura de equipamentos ou tubulações que contenham materiais perigosos.

Para a realização do último tipo de serviço mencionado, deve ser feita a “Liberação da Área”, na qual o mesmo será executado. Para as categorias restantes são estabelecidas “Permissões de Trabalho”.

Matriz de Responsabilidade

As responsabilidades para a realização das diversas atividades e operações que serão executadas no FPSO requerem um conjunto de requisitos e foram definidos atender a qualidade dos serviços e a segurança, no âmbito das boas normas e práticas consideradas no Petrobras.

O documento que estabelece diretrizes e procedimentos que contemplam as

responsabilidades está estruturado da seguinte forma:

- i. Título do cargo
- ii. Qualificações Profissionais e Requisitos de Experiência
- iii. Principais Atividades e Responsabilidades Típicas
- iv. Jornada de Trabalho
- v. Cursos de Segurança

As informações são apresentadas no Anexo II.8 - 3, com os diversos cargos, atribuições e responsabilidades operacionais que permeiam os aspectos da gestão de segurança, atendendo os requisitos do gerenciamento do risco previstos para o projeto de ampliação do sistema de escoamento de petróleo e gás do Campo de Camarupim, Bacia do Espírito Santo para a Unidade de Tratamento de Gás de Cacimbas UTGC.