

## **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 do Módulo II do Campo de Golfinho para escoamento dos fluidos (petróleo e gás) da área do campo localizada na porção central da Bacia do Espírito Santo, a 50 km do continente. Neste estudo também foi contemplado o *ring fence* do Campo de Canapu, situado ao leste do Campo de Golfinho, na porção centro-sul da Bacia do Espírito Santo.

Foram investigados para as atividades operacionais, os sistemas e subsistemas da unidade de produção do FPSO Cidade de Vitória (tipo *Spread Mooring*), as atividades de apoio marítimo, além dos procedimentos de operação, que apresentam potenciais perigos de interferir no sistema ambiental.

O projeto consiste na exploração dos fluidos do reservatório através de quatro poços produtores de óleo, dois poços produtores de gás e três poços injetores de água. O FPSO Cidade de Vitória possui capacidade de processamento de 100.000 bbl/d de óleo e 3.500.000 m<sup>3</sup>/d de gás natural. O óleo obtido dos reservatórios, após processamento, será escoado através de navios aliviadores, enquanto o gás natural será exportado para o continente até a UTGC-II – Unidade de Tratamento de Gás de Cacimbas, localizada no município de Linhares – ES, através de um gasoduto de 10 polegadas de diâmetro e 10,6 km de extensão que se interligará com o gasoduto FPSO Capixaba/UTGC-II.

A metodologia utilizada para diagnóstico dos perigos nas atividades previstas no Módulo II do Campo de Golfinho e Canapu, será APP (Análise Preliminar de Perigos), 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 Cidade de Vitória, incluindo a exportação de gás e óleo, 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 APP (Análise Preliminar de Perigos) 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) Instalação do Sistema Submarino de Produção**

Para a instalação do sistema submarino de produção foram realizados levantamentos batimétricos e amostragens do solo marinho na região da área dos Campos de Golfinho e de Canapu. 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 uma embarcação 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.

#### **A1) Descrição Geral do Empreendimento e dos Sistemas de Produção**

As etapas do empreendimento que contemplam as instalações e processos foram descritas, considerando os limites de sistemas e subsistemas, a fase de extração de fluidos do reservatório, as operações de transferência e estocagem de óleo, e os principais equipamentos e tipos de produtos ou substâncias, além de sistemas de apoio operacional à atividade.

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 Golfinho**

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

**A2) Descrição das Etapas de Operação do Empreendimento**

As etapas do empreendimento que contemplam as instalações e as operações foram descritas considerando os sistemas e subsistemas, as operações de transferência e estocagem de óleo, e os principais equipamentos e tipos de produtos ou substâncias, além de sistemas de apoio operacional à atividade.

Foram detalhadas etapas que subsidiaram a 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.

**A3) Extração e Operações de Processamento de Fluidos**

As operações de superfície (*topside*) da unidade de produção marítima contemplarão o recebimento de fluidos dos 4 poços produtores de óleo e 2 poços produtores de gás, a separação das correntes de processo e posterior o

tratamento de óleo, gás e água, e a fase de exportação do excedente ao utilizado na unidade para o gasoduto.

Considerando a corrente de óleo, linhas de processo, o produto será estabilizado e devidamente tratado para ser armazenado nos tanques de carga e em seguida ser bombeado para o navio aliviador para o transporte do óleo 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 oriundo das diversas fases do processo será comprimido, desidratado, e usado como gás lift, gás combustível e o excedente exportado, através do gasoduto até o PLEM que interligará ao gasoduto FPSO Capixaba/UTGC-II II. Adicionalmente às atividades de processamento primário e utilidades do processo, será utilizada a água do mar para injeção nos poços específicos após captação, filtração e distribuição, tendo a função de facilitar a extração de fluidos do reservatório de óleo.

A etapa operacional do empreendimento, portanto, compreende as atividades de exploração dos fluidos, separação do óleo e gás com posterior processamento e exportação, que consiste na principal etapa de Processamento Primário dos fluidos, contemplado no estudo de Análise de Riscos Ambientais, além das etapas de captação, tratamento de água e injeção nos poços, e os processos de tratamento de gás, compressão e exportação.

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 Cidade de Vitória:

- Sistema de Extração de fluidos
- Sistema de Injeção de água do mar
- Sistema de Processamento de fluidos (óleo/gás/água) da Plataforma FPSO Cidade de Vitória
- Sistema de Armazenagem e Transferência de Petróleo
- Sistema de Exportação de gás
- Sistemas Secundários (Utilidades)

- Sistema de Segurança da Plataforma *FPSO*

O sistema de extração e processamento será realizado por unidade de produção tipo FPSO e o projeto concebe a utilização de navios aliviadores, que periodicamente atracarão junto à unidade de produção para recebimento da carga de óleo armazenada na unidade estacionária de produção.

O sistema de extração de fluidos (óleo e gás) será realizado por meio de 4 poços produtores de óleo e 2 de gás, distribuídos no campo, junto com 3 poços horizontais injetores de água para favorecer o aumento de energia para elevação dos fluidos até a superfície. Os poços apresentam surgência natural conforme medições de avaliação para o início e posterior entrada em operação, mas também são equipados com dispositivos de estimulação (BCSS – bombeio centrífugo submarino e *gas lift*), para atender as necessidades e as demandas do projeto ao longo do tempo.

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 conectado ao PLEM do gasoduto do Módulo I de desenvolvimento do Campo de Golfinho, seguindo até a UTGC-II (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 Golfinho, Módulo II.**

<b>Sistema de produção do Campo de Golfinho</b>	
Nº de poços produtores de óleo horizontais	4
Nº de poços produtores de gás	2
Nº de poços injetores horizontais	3
Esquema de completção	<i>Gravel pack</i>
Comprimento médio do trecho horizontal em metros	900 m
Mecanismo de elevação	BCSS ou Gas Lift Contínuo
Vazão de óleo - Máx.	100.000 bbl/d
Vazão de gás - Máx.	3.500.000 Nm <sup>3</sup> /d
Método de exportação do óleo	<i>Offloading</i>
Destino do gás excedente	Exportação para o continente
Dimensões do Gasoduto – trecho FPSO Vitória/PLEM	Diâmetro: 10 pol
	Extensão: 10,6 km

#### **A4) Sistema de Extração de Fluidos**

A extração de hidrocarbonetos no Módulo II do Campo de Golfinho será realizada inicialmente através de quatro poços produtores de óleo e um poço produtor de gás, prevendo-se ainda, durante a Fase de Produção, a interligação de três poços injetores de água no reservatório, para favorecer o processo de exploração de óleo.

No Campo de Canapu a extração de gás será realizada através de um único poço com a interligação da Árvore de Natal a um flowline até um PLET e deste até a plataforma de produção por meio de linha de coleta rígida e riser.

A Tabela II.8.1.1-3 apresenta a identificação dos poços produtores e injetores caracterizando o tipo do sistema de elevação com as respectivas vazões previstas no projeto, para os Campos de Golfinho e Canapu. Com relação aos métodos de elevação, todos os 4 poços produtores de óleo apresentarão surgência natural no início da produção, e com a perda natural das pressões do

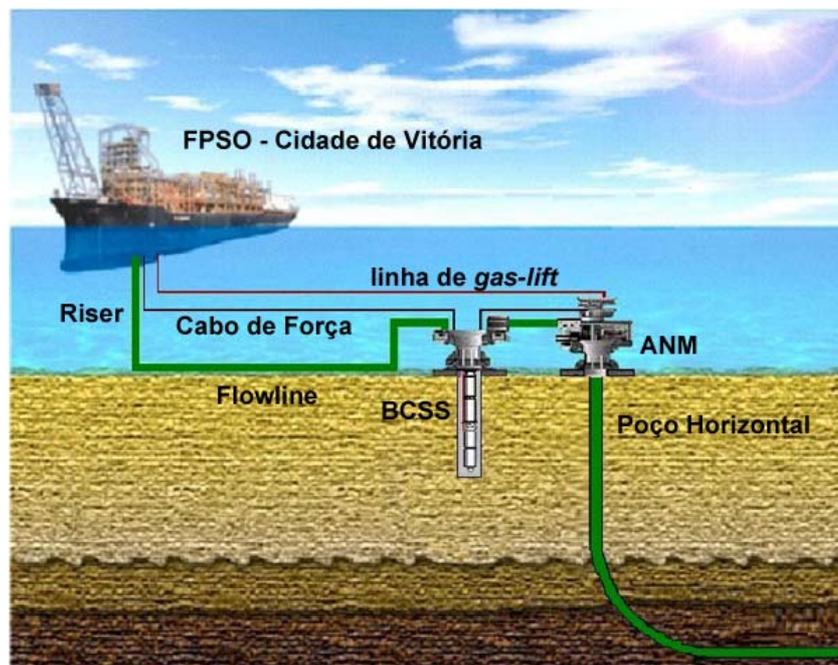
reservatório serão elevados artificialmente através de bombeio centrífugo submerso submarino (BCSS) ou *gás lift*.

**Tabela II.8.1.1-3 – Caracterização Técnica dos poços do Módulo II do Campo de Golfinho**

Poço a ser interligado	Método de Elevação	Vazão m <sup>3</sup> /dia
PROD. 07 (7-GLF-01H)	Surgente + BCSS + gás lift	4.000
PROD. 08	Surgente + BCSS + gás lift	4.000
PROD. 09	Surgente + BCSS + gás lift	4.000
PROD. 10	Surgente + BCSS + gás lift	4.000
4-ESS-132 (gás)	Surgente	400.000
4-ESS-138 (gás)	Surgente	2.000.000
INJ. 03	NA	6.000
INJ. 04	NA	6.000
INJ. 05	NA	6.000

NA – Não aplicável.

A figura II.8.1.1-1 ilustra o esquema de sistema de extração apresentando as linhas e método de elevação para os poços produtores de óleo. As linhas de extração dos fluidos do reservatório, com os detalhamentos de engenharia são descritos na Tabela II.8.1.1-4 com os respectivos diâmetros e comprimentos de cada tipo de trecho de linha, até a interligação no FPSO.



**Figura II.8.1.1-1** – Representação esquemática do sistema de extração de fluidos para o FPSO.

**Tabela II.8.1.1-4** -Características técnicas do sistema de produção do Campo de Golfinho, Módulo II, Linha de fluxo e elevação de óleo

Identificação da linha (extração de óleo)	Diâmetro (pol)	Extensão (m)	Tipo de Trecho de Linha / Conexões
Extração de óleo poço P-7	6	2000	riser
Extração de óleo poço P-7	6	2170	flowline
Extração de óleo poço P-7	6	265	jumper da linha de produção
Extração de óleo poço P-8	6	2000	riser
Extração de óleo poço P-8	6	965	flowline
Extração de óleo poço P-8	6	230	jumper da linha de produção
Extração de óleo poço P-9	6	2000	riser
Extração de óleo poço P-9	6	3140	flowline
Extração de óleo poço P-9	6	250	jumper da linha de produção
Extração de óleo poço P-10	6	2000	riser

---

Extração de óleo poço P-10	6	1025	flowline
Extração de óleo poço P-10	6	260	jumper da linha de produção

---

As linhas de extração de gás do reservatório, com os detalhamentos de engenharia são descritos na Tabela II.8.1.1-5 onde são apresentados os diâmetros e comprimentos de cada tipo de trecho de linha, até a interligação ao FPSO.

**Tabela II.8.1.1-5 - Características técnicas do sistema de produção do Campo de Golfinho, Módulo II – Linha de fluxo e elevação de gás**

Identificação da linha (extração de gás)	Diâmetro (pol)	Extensão (m)	Tipo de Trecho de Linha Conexões
extração de gás poço ESS-132	6	2000	riser
extração de gás poço ESS-132	6	1890	flowline
extração de gás poço ESS-138	6	2200	riser
extração de gás poço ESS-138	6	2100	flowline
	6	18800	linha rígida

*Obs: esta informação da extração de gás no poço ESS-138 foi enviada no capítulo de caracterização da atividade enviado em 20/10.*

Com relação à configuração das linhas de injeção, os diâmetros e os comprimentos para cada poço produtor de óleo, do Campo de Golfinho, a Tabela II.8.1.1-6 apresenta as principais características técnicas.

**Tabela II.8.1.1-6 - Principais características do sistema de injeção gás-lift do Campo de Golfinho, Módulo II**

Identificação da linha (injeção de <i>gas-lift</i> )	Diâmetro (pol)	Extensão (m)	Tipo de Trecho de Linha
Injeção de gás poço P-7	4	2000	riser
Injeção de gás poço P-7	4	2495	flowline
Injeção de gás poço P-8	4	2000	riser
Injeção de gás poço P-8	4	1280	flowline
Injeção de gás poço P-9	4	2000	riser
Injeção de gás poço P-9	4	3795	flowline
Injeção de gás poço P-10	4	2000	riser
Injeção de gás poço P-10	4	1500	flowline

Além dos poços produtores e de injeção e das linhas de fluxo, este sistema possui a árvore de natal, tipo molhada (ANM), para controle da vazão. A ANM será instalada na cabeça de cada poço produtor, sendo constituída por um conjunto de válvulas, com a finalidade de permitir, de forma controlada, o fluxo de óleo e gás dos poços por acionamento elétrico-hidráulico. O sistema submarino de controle da produção será por meio de um sistema hidráulico multiplexado 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 terminando em um conjunto de terminação umbilical (UTA) 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 uma válvula *choke* de produção, 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 a corrosão e incrustação.

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 gás lift 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.

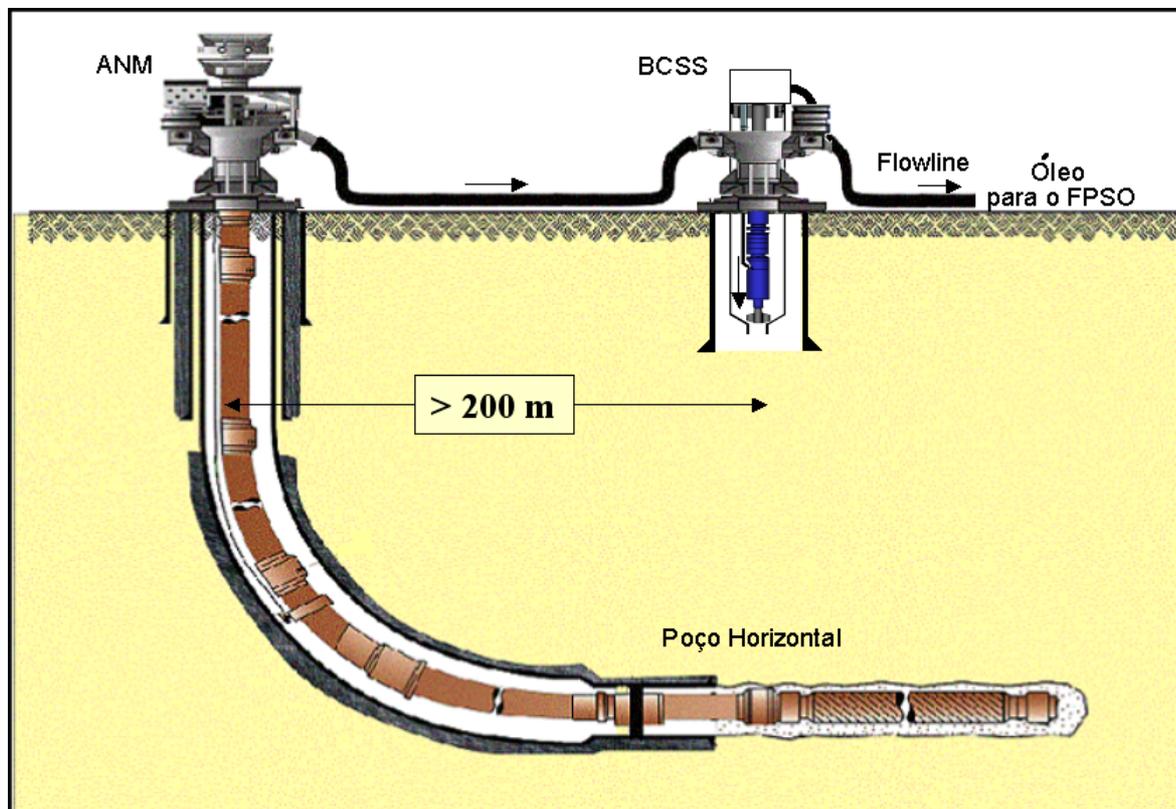
Todas as árvores possuirão seis válvulas - M1, W1, M2, W2, XO e PXO - válvulas principais de produção e laterais e *cross-over* que poderão ser acionadas pela unidade de produção através do painel de controle para controle da pressão na cabeça do poço e interrupção do fluxo. As demais válvulas das árvores - 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 mergulho.

Para aumentar a capacidade de produção também será instalado a BCSS a uma distância média de 200 metros da cabeça de cada poço (ANM) para garantir a vazão de fluidos especificada de projeto para o FPSO. A Figura II.8.1.1-2 mostra um desenho esquemático do poço e do posicionamento do BCSS em

relação à ANM que será instalada para manter a vazão de extração de óleo dos poços produtores.



**Figura II.8.1.1-2** – Desenho esquemático do arranjo de instalação dos poços produtores com BCSS.

Os poços do Campo de Golfinho irão produzir por surgência e BCSS (bombeio centrífugo submerso submarino). Estão previstas linhas de acesso ao anular destes poços, que deverão ser utilizadas para injeção de gás *lift* para o método de elevação artificial (como back up da BCSS) e para passagem de *pig* quando se fizer necessário, para limpezas das linhas cujas características estão representadas na Tabela II.8.1.1-6.

O arranjo submarino previsto para a fase atual de produção no Módulo II do Campo de Golfinho e em Canapu incluirá 4 poços produtores de óleo, 3 poços injetores de água e dois poços produtores de gás, perfurados em profundidade d'água entre 1414 m e 1500 metros. No Campo de Golfinho, a interligação

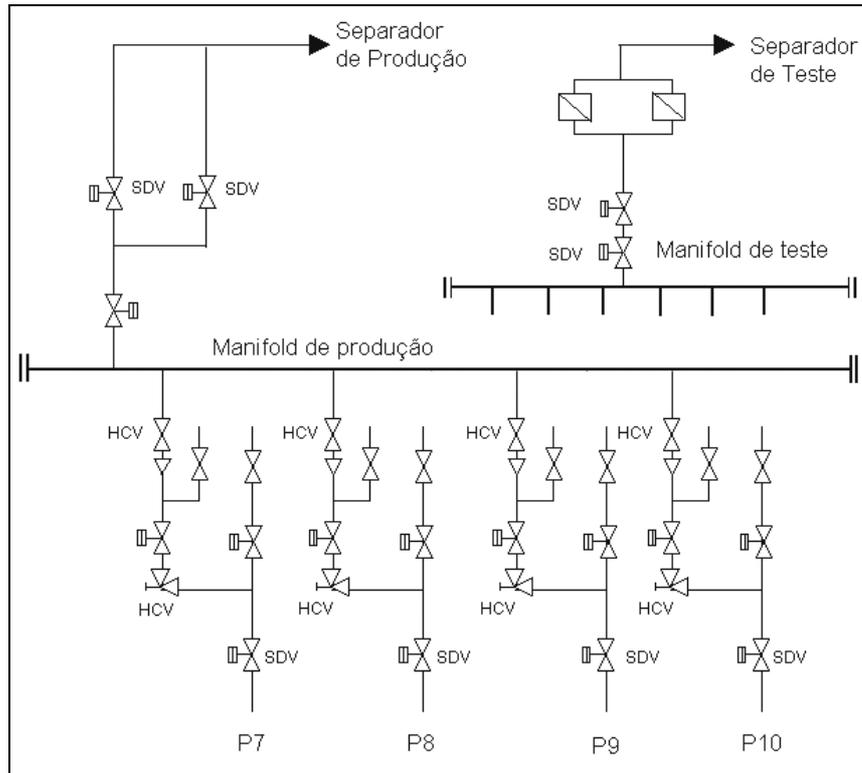
individual dos poços à UEP se dará através de linhas flexíveis assentadas no assoalho oceânico. O arranjo que será instalado no assoalho marinho para o Campo de Canapu permitirá o fluxo do gás até a UEP por meio de uma linha de coleta mista (trecho rígido e trecho flexível)

Um aspecto operacional a ser considerado no projeto é o efeito da baixa temperatura em águas profundas, pois o petróleo tende a acumular parafina nas paredes internas das linhas de escoamento e para promover sua limpeza são instaladas câmaras de lançamento e recebimento de pigs (raspadores), no *top side* da unidade de produção para remoção de inscrustações.

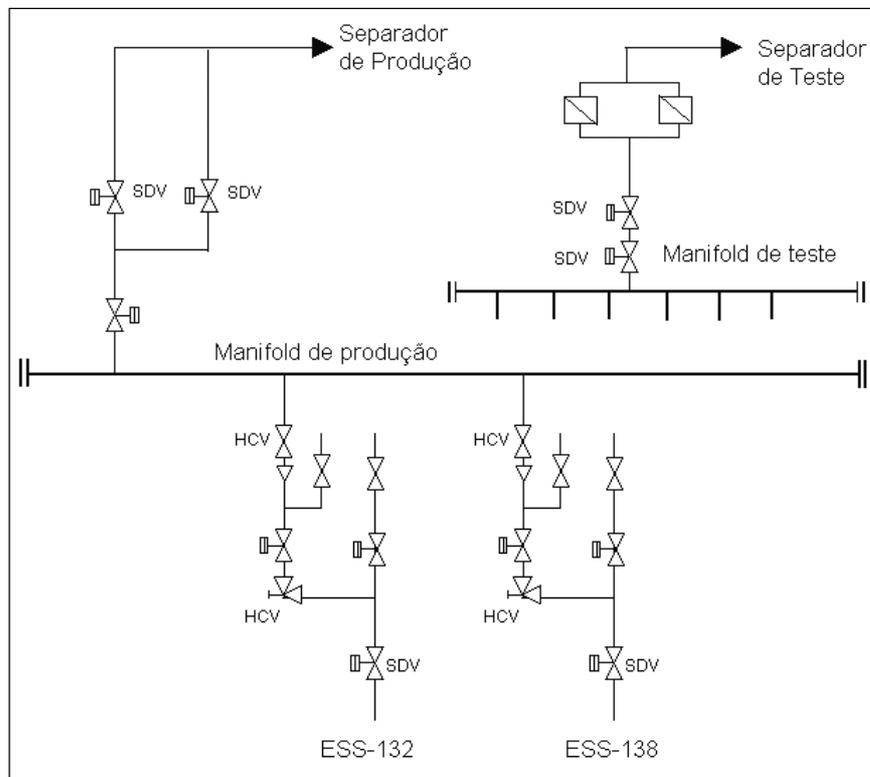
Todos os poços produtores do Campo de Golfinho e o poço do Campo de Canapu têm como característica o fato de serem horizontais no interior do reservatório, alternativa que representa uma excelente opção em contrapartida à utilização de poços verticais, pois otimiza a produtividade. A vantagem na utilização desse tipo de projeto de poço é a maior exposição da zona produtora, a qual é maximizada, devido ao aumento do comprimento efetivo do poço dentro da zona objetivo (acumulação de hidrocarbonetos). Para os poços direcional e horizontal são então utilizadas técnicas de desvio e perfuração direcional através de diversos equipamentos de orientação e controle de direção da trajetória, até atingir as zonas maior acúmulo de óleo.

Após o processo de extração, as linhas de produção dos poços serão conectadas ao FPSO Cidade de Vitória através de *riser balcony*, localizado no convés a meia-nau, lado bombordo, onde estão instalados os coletores denominados *manifolds* de produção, os quais recebem o fluxo proveniente da linha de produção de cada poço. Há ainda um *manifold* para teste individual de produção dos poços. A Figura II.8.1.1-3 apresenta o fluxograma dos *risers* de chegada dos poços à unidade marítima com o detalhe dos *manifolds*.

a)



b)



**Figura II.8.1.1-3 – Coletor de óleo (a) e gás (b) dos poços.**

## A5) Sistema de Extração de Fluidos

O sistema de separação e tratamento de óleo na planta de processo do FPSO Cidade de Vitória possui as facilidades para promover a estabilização e separação dos fluidos extraídos pelos poços (óleo, gás e água) em dois estágios de separação trifásica e um tratador eletrostático, com capacidade operacional de processar 100.000 bpd, tratamento de água de 8.000 m<sup>3</sup>/dia e compressão de gás de 3.500.000 Nm<sup>3</sup>/dia. Um vaso separador de teste também será instalado para efetuar testes de avaliação de produção dos poços.

Os equipamentos de processos que serão utilizados para o processamento de fluidos no *top side* do FPSO são apresentados na tabela II.8.1.1-7:

**Tabela II.8.1.1-7:** Equipamentos de processos dos sistemas de tratamento de óleo

Sistema de Separação e Tratamento de Óleo		
Número de Controle	Equipamento de Processo	TAG
01	Manifold de Produção	-
02	Pré-Aquecedor	
03	Separador Horizontal Trifásico HP (Alta Pressão)	
04	Trocador de Calor	
05	Trocador de Calor	
06	Separador Horizontal Trifásico LP (Baixa Pressão)	
07	Bomba de Óleo	
08	Tratador Eletrostático	
09	Manifold de Teste	
10	Aquecedor de Teste	
11	Vaso Separador de Teste Horizontal	
12	Resfriador de Óleo	

Os fluidos oriundos dos poços são recebidos no manifold de produção a uma temperatura média de 40 °C sendo aquecidos até a temperatura de 47°C nos pré-aquecedores e até 55°C nos aquecedores e direcionados para o separador horizontal trifásico HP (alta pressão), cujo propósito é promover a primeira separação gás, óleo e água, a uma pressão de operação de 9 a 11 bar. O aumento da temperatura do óleo reduz a viscosidade e ajuda na quebra da

emulsão da mistura óleo/água. Também é prevista a injeção química de desemulsificante e inibidor de espuma antes do separador HP para ajudar na estabilização do óleo.

Após a separação do 1º Estágio de alta pressão, o óleo é direcionado para um separador horizontal bifásico LP (baixa pressão), com a finalidade de reduzir a pressão de vapor do óleo cru a um nível seguro para armazenagem nos tanques de carga do navio, de forma a reduzir emissões de frações voláteis de hidrocarbonetos. Antes de entrar no separador LP o óleo é reaquecido nos trocadores de calor até alcançar a temperatura de aproximadamente 81°C.

O óleo oriundo do separador trifásico LP é alinhado para o tratador eletrostático onde é removido praticamente todo restante de resíduos 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.

Devido à baixa pressão de fluxo do óleo após o separador LP, a vazão desta corrente na planta é garantida através do bombeio para o tratador eletrostático efetuado.

Concebe-se neste projeto que após o recebimento da produção no *top side* da unidade, e processamento nos separadores a corrente de óleo devidamente estabilizada é armazenada nos tanques de carga da plataforma; a água produzida será separada e tratada para recuperação de parte de óleo presente em emulsão e devidamente condicionada para descarte no mar. A corrente gasosa obtida após a separação será comprimida, com posterior desidratação do gás e utilização como *gas lift*, gás combustível, e o excedente será exportado através de uma linha de escoamento para o PLEM, que interligará ao gasoduto FPSO Capixaba/UTGC-II para envio até a UTGC-II – Unidade de Tratamento de Gás de Cacimbas, por um gasoduto de 10 polegadas de diâmetro e 10,66 km de extensão, como mencionado anteriormente.

A planta de processo também contempla 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 podem ser direcionados para esse vaso através do *manifold* de teste localizado próximo à chegada dos poços à meia-nau.

O óleo estabilizado e livre de água é resfriado e medido em uma estação de medição fiscal, antes de ser enviado para os tanques de estocagem do navio, cuja capacidade de estocagem é de 1.881.000 barris de óleo.

O sistema de processamento de fluidos é formado pelos seguintes subsistemas em função das principais operações que serão descritas ao longo da seção:

- Subsistema Separação e Tratamento de Óleo
- Subsistema Tratamento e Disposição da água produzida
- Subsistema Compressão e Tratamento de gás
- Subsistema Drenagem e Tratamento de Efluentes

Os fluidos da mistura trifásica (óleo/água/gás) provenientes dos *risers* dos 4 poços produtores de óleo são coletados no *header* de produção e enviados para o separador de primeiro estágio, onde ocorre a separação do líquido e do gás. Para teste e medição, o fluxo de um dos poços é alinhado para o *header* de teste, onde os fluidos passarão pelo aquecedor e separador de teste.

Este separador de teste é utilizado para avaliar e medir a produção de fluidos de qualquer um dos poços produtores de forma independente, com retorno ao fluxo de produção a montante do separador de baixa pressão e opera na pressão entre de 2 Kgf/cm<sup>2</sup> e 10 Kgf/cm<sup>2</sup>, a uma temperatura entre 25 °C e 90 °C.

Os separadores trifásicos HP e LP (1<sup>o</sup> e 2<sup>o</sup> Estágio), são câmaras horizontais através da qual a fase líquida é obtida por meio da separação da fase gasosa a uma pressão de operação de 10 Kgf/cm<sup>2</sup> e na faixa de temperatura, variando entre 25 °C e 70 °C. A corrente de gás obtida neste equipamento é destinada ao sistema de tratamento e compressão, antes de ser utilizada na plataforma para utilidade ou para a exportação por meio de gasoduto.

O líquido (mistura de óleo e gás) proveniente da separação de fluidos produzido será pré-aquecido à temperatura de 65 °C em trocadores de calor, conforme mencionado anteriormente. Os fluidos serão novamente aquecidos em

trocadores de calor cujo fluido quente é proveniente do sistema fechado de água produzida permitindo reduzir a viscosidade do fluido, minimizar a formação de espuma e facilitando, desta forma, a separação água.

O sistema de Separação e Tratamento de óleo é composto pelos seguintes equipamentos descritos na Tabela II.8.1.1.8 com as respectivas variáveis operacionais.

**Tabela II.8.1.1-8: Condições Operacionais dos equipamentos de tratamento de óleo**

Equipamento	Temperatura de operação (°C)		Pressão de operação (kgf/cm <sup>2</sup> )	Vazão de líquido (m <sup>3</sup> /dia)	Vazão de gás (Nm <sup>3</sup> /dia)	Volume Máximo (m <sup>3</sup> )
	entrada	saída				
Aquecedor de teste	25	90	10	4.500	500.000	-
Pré- aquecedor de fluidos	25	65	10	16.000	2.500.000	-
Aquecedor de Produção	65	90	10	16.000	2.500.000	-
Separador de teste	25 a 90		2 a 10	4.500	500.000	42
Separador de produção do 1 <sup>o</sup> Estágio (HP)	25-70		10	16.000	2.500.000	109
Separador de Produção do 2 <sup>o</sup> estágio (LP)	90		4	16.000	250.000	64
Tratador eletrostático	90		2	16.000	10000	124

O controle do processo de tratamento de óleo será realizado por sensores de pressão, no nível líquido das interfaces óleo/gás e óleo/água e indicadores de temperatura, que são posicionados nos separadores, no tratador eletrostático da plataforma e nas correntes de entradas e nas saídas das mesmas, fornecendo informações das variáveis operacionais de processo em tempo real, com total acompanhamento na sala de controle da plataforma FPSO Cidade de Vitória.

O fluxograma de separação e tratamento de óleo, na Figura II.8.1.1-4, apresenta as principais correntes de entrada e saída, assim como os equipamentos de processo e utilidades para as operações discutidas anteriormente, até a fase de armazenamento nos tanques de carga da plataforma, armazenamento temporário.

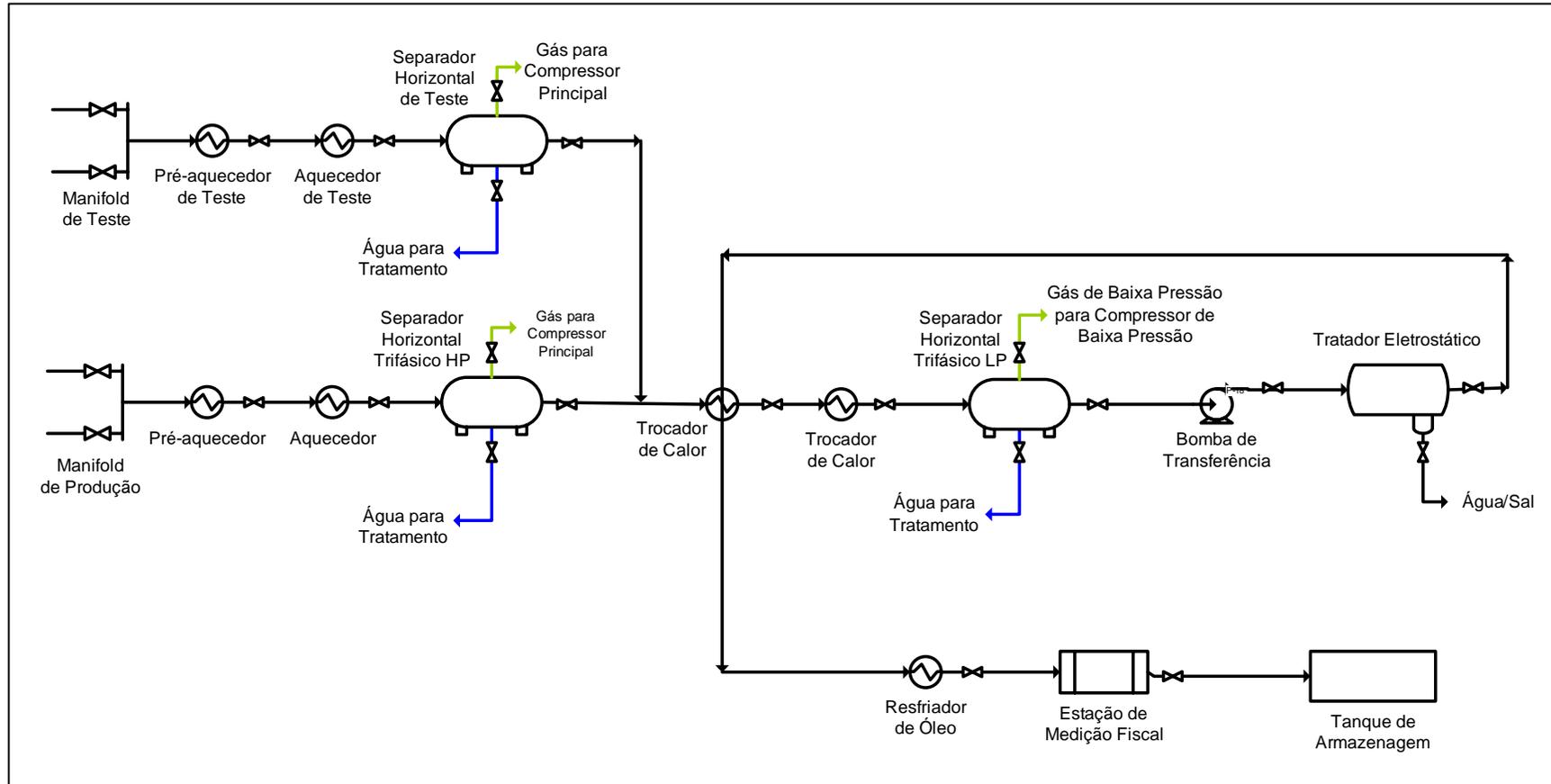


Figura II.8.1.1-4 – Fluxograma do Processamento de Separação e Tratamento de óleo

Quanto ao sistema de escoamento da produção de óleo, a concepção do projeto do Módulo II, considera a utilização de navios aliviadores, que periodicamente atracarão junto à unidade de produção para recebimento da carga armazenada no FPSO. O gás produzido pelo FPSO terá uma parte consumida internamente nos diversos equipamentos da unidade, a exemplo dos turbo geradores e caldeiras para geração de energia, sendo o excedente exportado pelo continente através de um gasoduto conectado ao PLEM do gasoduto do Módulo I de desenvolvimento do Campo de Golfinho, seguindo até a UTGC-II (Unidade de Tratamento de Gás de Cacimbas). Ressalta-se que a unidade de produção será equipada com um *flare* que deverá ser utilizado em casos de emergência.

Por outro lado, a utilização de poços produtores horizontais no interior dos reservatórios vem permitindo, além de uma maior capacidade de produção, uma análise mais detalhada do comportamento e das características técnicas de diversas partes do reservatório através de um único poço produtor, possibilitando tanto a obtenção de respostas mais precisas em relação ao comportamento dos reservatórios quando colocado sob produção, quanto à otimização do sistema de produção.

### ***Sistema de separação de gás não associado***

A planta de processo do FPSO Cidade de Vitória também possui facilidades para promover a estabilização e separação dos fluidos produzidos pelos poços produtores de gás não associado em um estágio de separação bifásico sendo que para este sistema não há separador de teste.

Os fluidos recebidos no manifold dos poços de produção de gás a uma temperatura média de 22°C são aquecidos até 47°C e direcionados para o separador onde as frações mais pesadas em fase líquida são conduzidas ao separador HP (alta pressão). O gás separado, dependendo da pressão, pode ser conduzido à unidade de desidratação de gás ou à sucção do segundo estágio dos compressores principais ou ainda para a sucção do terceiro estágio dos compressores principais.

## **Sistema de compressão e desidratação do Gás**

O gás liberado no separador de alta pressão e teste é 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 para tornar possível a injeção de gás *lift* nos poços, permitir o consumo como gás combustível e exportar o excedente para terra.

O sistema de compressão principal pode ainda receber correntes de gás conforme mencionado no Sistema de separação de gás não associado acima descrito.

A planta de compressão possui dois conjuntos de turbo-compressores em paralelo, cada um com capacidade de comprimir 3.500.000 Nm<sup>3</sup>/dia. Os compressores são acionados por turbinas a gás *dual fuel* e comprimem o gás em três estágios de compressão. No primeiro estágio de compressão o gás atinge a pressão de 28 bar. Em seguida, o segundo estágio eleva a pressão até 68 bar e no último estágio de compressão, a pressão de saída atinge o valor final de 200 bar.

Antes de cada estágio de compressão, o gás é resfriado em trocadores de calor e retirado condensado em vasos verticais (*scrubbers*). Ao sair do terceiro estágio de compressão o gás é resfriado até 37,5°C nos dois antes de seguir para o sistema de desidratação.

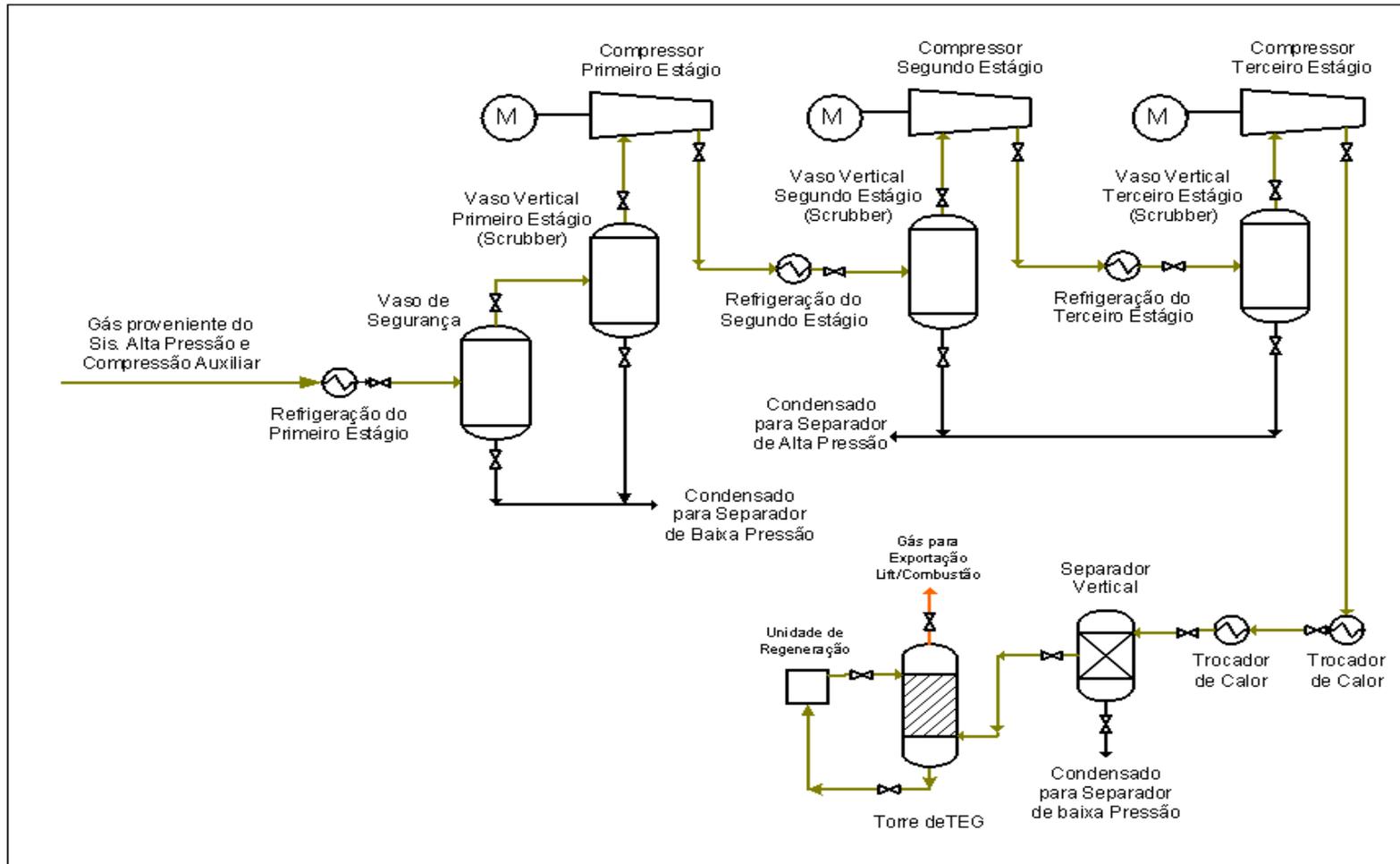
O compressor auxiliar (*flash gas compressor*) possui capacidade de comprimir até 307.000 Nm<sup>3</sup>/dia de gás liberado no separador de baixa pressão LP (baixa pressão). O gás recuperado nesse compressor é encaminhado para a sucção dos compressores principais.

O gás comprimido à alta pressão será desidratado antes de ser consumido, injetado e exportado. A principal finalidade da fase de desidratação do gás é reduzir 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 é realizado através do contato físico com a substância higroscópica trietilenoglicol (TEG), durante a passagem em contra corrente de fluxo dos dois produtos em bandejas especiais dentro da torre. A umidade do gás é absorvida pelo TEG devido ao poder absorção de água desse produto. Ao sair da torre, o TEG é encaminhado para uma unidade de regeneração onde é 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, completando o ciclo de compressão e desidratação do gás.

O gás seco ao sair da torre é enviado para os consumidores internos 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 Nm<sup>3</sup>/dia. O gás também é utilizado para a injeção de gás lift nos poços produtores com vazão máxima de 1.500.000 Nm<sup>3</sup>/dia e para a exportação para terra através de gasoduto para conexão a linha de exportação do Módulo I como mencionado na descrição e caracterização da atividade. A Figura II.8.1.1-5 apresenta um fluxograma mostrando a planta de compressão e tratamento de gás com os principais equipamentos.



**Figura II.8.1.1-5** – 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.

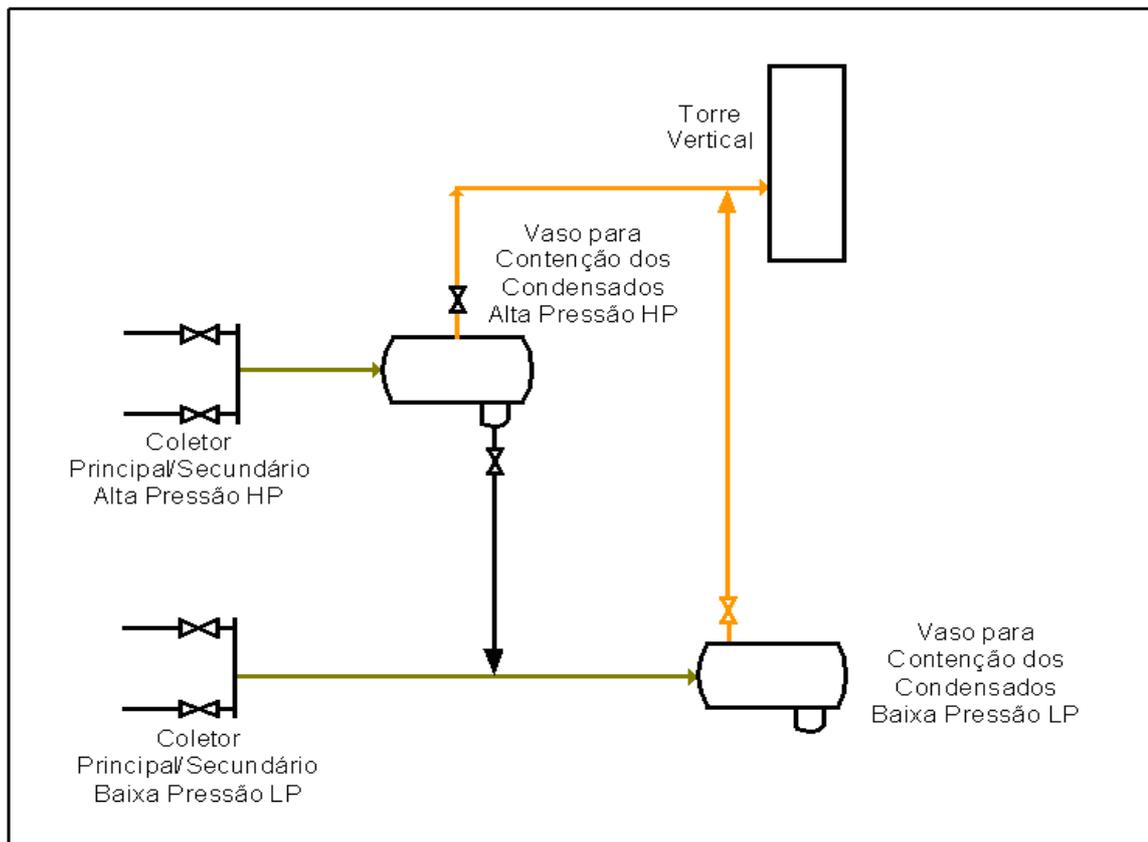
O sistema HP permite queimar rapidamente e de forma segura todo o gás do inventário dos vasos e linhas de alta pressão da planta de processo quando necessário, sendo formado por um coletor principal interligado a vários coletores secundários, que permite o alinhamento do gás de todos os pontos de interesse 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<sub>x</sub>, 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 m<sup>3</sup>/dia no de alta e cerca de 330.000 m<sup>3</sup>/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.8.1.1-6 apresenta o fluxograma do sistema de *flare*

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



**Figura II.8.1.1-6** – Fluxograma do sistema de flare de alta e baixa pressão.

## Sistema de Tratamento de Água Produzida

O sistema de tratamento de toda água produzida na planta de processo prevista na concepção do projeto foi dimensionado para atender uma capacidade de até 8.000 m<sup>3</sup>/d de fluido oleoso, considerando os processos de decantação, desaeração e coagulação.

Primeiramente a água oleosa passa por um processo de separação centrífuga nos hidrociclones de onde é conduzida para o flotador. Em seguida, a corrente é resfriada, e uma vez atendidas as especificações mínimas do teor de óleo e graxa, a mesma é descartada no mar, ou caso a água de descarte não esteja dentro dos limites de concentração vigentes em lei, o fluxo é desviado para tanques de *slop* tornando possível o retratamento até atingir o padrão de concentração. A Figura II.8.1.1-7 apresenta um fluxograma mostrando o sistema de tratamento de água produzida na unidade FPSO Cidade de Vitória.

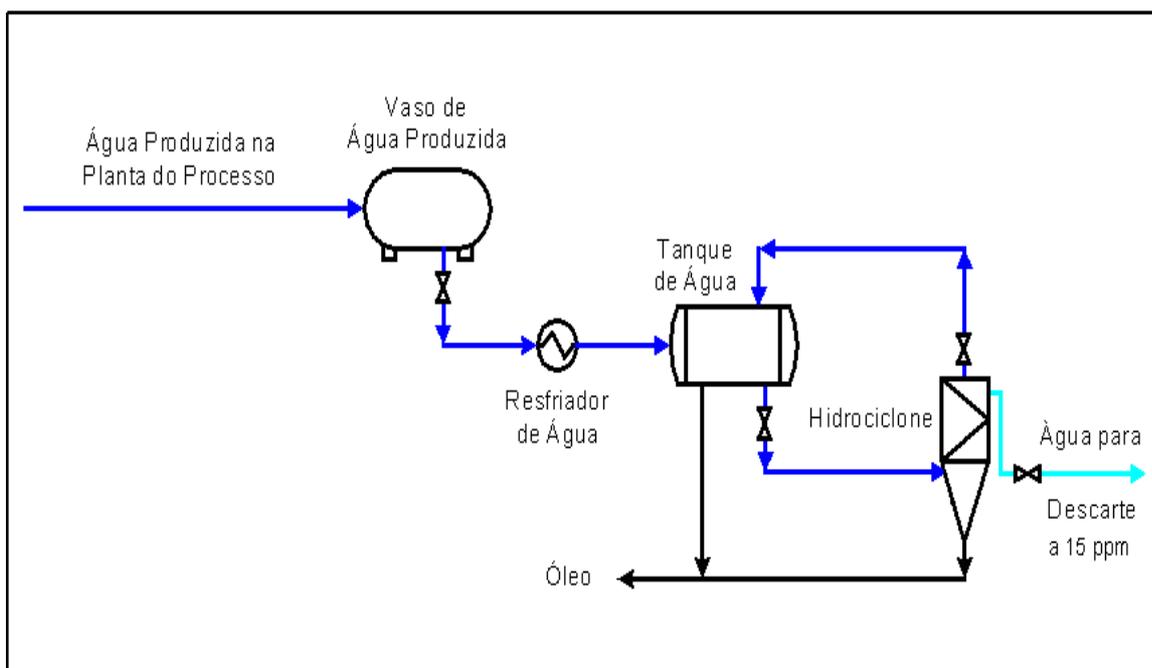


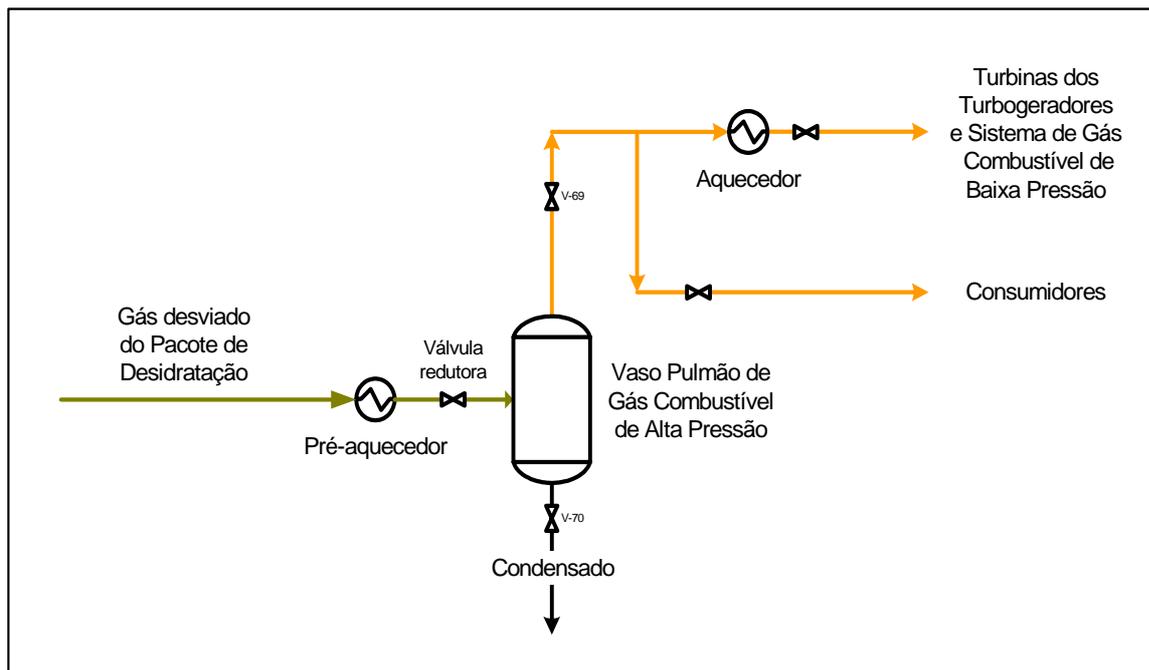
Figura II.8.1.1-7 – Fluxograma do Sistema de Tratamento de Água Produzida

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

O gás oriundo da desidratação do gás terá parte do fluxo desviado, passando por um pré-aquecedor e por uma válvula redutora de pressão onde a pressão é reduzida de 200,0 kgf/cm<sup>2</sup> para 30 kgf/cm<sup>2</sup> e entra no vaso depurador do sistema de gás combustível.

Neste depurador o condensado formado ou carregado é removido de maneira a condicionar o gás para ser utilizado como combustível. Na saída do depurador sofre novo aquecimento, com parte do gás sendo direcionada para queima nas turbinas dos turbogeradores e a outra para o sistema de gás combustível de baixa pressão. A vazão de gás combustível de alta pressão é estimada em torno de 230.000 m<sup>3</sup>/dia. O gás combustível explotado dos poços será usado principalmente para geração elétrica, compressores principais e vapor das caldeiras do navio.

O gás combustível de baixa pressão é usado em menor escala em consumidores como piloto do *flare*, aquecedores e regeneração de glicol. Parte do gás na saída do depurador é desviado, passa por uma válvula redutora de pressão onde a pressão é reduzida de 29,5 kgf/cm<sup>2</sup> para 7 kgf/cm<sup>2</sup> e é direcionado para os consumidores (caldeiras, purga do *flare*, piloto do *flare* e gás de *stripping* da unidade de regeneração de glicol). A vazão de gás combustível de baixa pressão está estimada em 200.000 m<sup>3</sup>/dia. O fluxograma ilustrativo do processo da planta de gás combustível na unidade é apresenta na Figura II.8.1.1-8, ressaltando as principais etapas de transformação do gás combustível.



**Figura II.8.1.1-8** – Sistema de Gás Combustível de Alta e Baixa Pressão

## ***Sistema de Injeção de Água***

O sistema de água de injeção possui capacidade operacional para transferir para os poços até 22.000 m<sup>3</sup>/dia de água tratada, após a captação da água do mar, tratamento e filtragem. A captação é realizada através de bombas e direcionada para a unidade de tratamento, onde passa por processos de filtração grossa para remover sólidos maiores do que 80µm, e nesta etapa é realizado o tratamento químico com injeção de biocida e seqüestrante de oxigênio, desaeração a vácuo e dessulfatação, onde o teor de sulfatos é reduzido de 2800 mg/l para valor menor que 100 mg/l. A água após a fase de tratamento será bombeada à alta pressão para 3 poços injetores para favorecer a pressão estática do reservatório promovendo a elevação dos fluidos.

A finalidade do tratamento da água de injeção é evitar corrosão na tubulação dos poços de injeção, formação de incrustação por deposição nas tubulações dos poços de produção de óleo, obstrução do meio poroso da rocha reservatório e a proliferação de bactérias sulfato-redutoras presentes nas rochas reservatório. A Figura II.8.1.1-9 apresenta as principais etapas da planta de tratamento de água de injeção a partir da captação até a injeção para os poços.

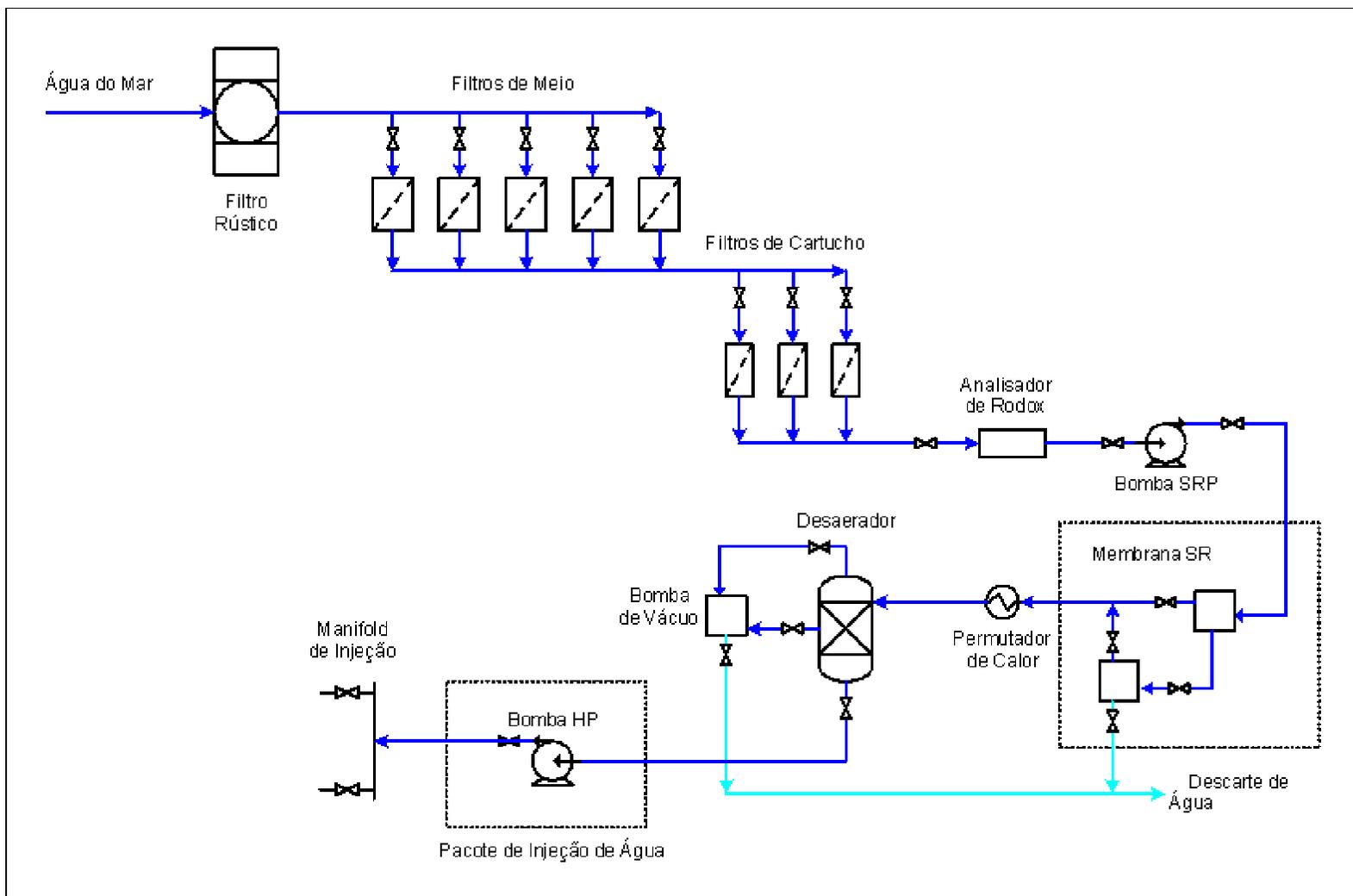


Figura II.8.1.1-9 – Fluxograma do Sistema de Água de Injeção.

## ***Subsistema de Injeção Química***

O sistema de injeção química constitui um conjunto de equipamentos que tem a função adicionar diferentes produtos em pontos específicos da planta de processo e instalações submarinas para reduzir a formação de hidratos e 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 de gás no fundo do mar, caso a unidade de desidratação de gás apresente baixa eficiência. É armazenado em tanque de 24.000 litros, sendo esta capacidade adequada à vazão de injeção de até 3.000 litros por dia durante uma semana.

**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). É armazenado em tanque com capacidade de 36.000 litros

**Solvente (Xileno) para as BCSS:** Utilizado para lavagem e dissolução de goma e borra nas BCSS em caso de baixa eficiência das mesmas e/ou remoção para manutenção. É armazenado em tanque com capacidade de 21.000 litros

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. O produto será armazenado em tanque com capacidade para 5.400 litros.

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

Desemulsificante: Utilizado para facilitar a separação óleo/água no processo. É armazenado em tanque de 10.800 litros. 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. Será armazenado em tanque de 6.600 litros de capacidade.

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. Serão armazenados em média 3.000 litros deste produto, de modo a permitir sete dias de consumo.

- ***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 e a unidade prevista em projeto terá capacidade de armazenar 3.000 litros desse produto.

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. Será armazenado em tanque de 4.000 litros;

- biocida de choque aplicado a uma taxa de 200 a 1.000 ppm durante uma hora, duas vezes por semana. Será armazenado em tanque de 4.000 litros;

- biocida para as membranas de dessulfatação: será aplicado a uma taxa de 2 ppm e será armazenado em tanque de 250 litros.

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. Será estocado em tanque de 5.000 litros.

Inibidor de Incrustação: Será injetado na concentração de 4 ppm para evitar incrustação nas membranas de dessulfatação e será estocado em tanque de 750 litros.

Limpeza ácida: Será utilizado produto de pH ácido específico para limpeza das membranas de dessulfatação. Uso não contínuo. A capacidade de armazenagem para este produto ainda se encontra na fase de especificação e será informada oportunamente para completar o estudo, mas conforme características técnicas do sistema não deverá exceder a um inventário de 2.000 litros.

Limpeza alcalina: Será utilizado produto de pH básico específico para limpeza das membranas de dessulfatação de modo esporádico. Da mesma forma que a armazenagem da limpeza ácida, a capacidade de estocagem para este produto ainda se encontra na fase de especificação e será informada oportunamente para completar o estudo.

### ***Sistema de Drenagem***

O sistema de drenagem do FPSO Cidade de Vitória 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 Elétrica**

O sistema de geração de energia elétrica 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 Vitória possuirá uma capacidade de geração de energia elétrica instalada de 49.370 kW, assim distribuídos:

- 01 gerador, potência 11.000 kW, acionado por turbina a vapor, instalados na Praça de Máquinas;
- 03 geradores, potência 10.300 kW cada, acionados por turbina a gás, *dual fuel*, instalados no *deck* de produção;
- 02 geradores reserva, potência 1.800 kW cada, acionados por turbina a vapor, instalados na Praça de Máquinas;
- 01 gerador de cargas essenciais, potência 3.000 kW, acionado por motor diesel, instalado na Praça de Máquinas;
- 01 gerador de emergência, potência 870 kW, acionado por motor diesel, instalado na sala do gerador de emergência no *deck* principal.

O sistema foi projetado para operar continuamente com o turbo-gerador a vapor e com dois dos três turbo-geradores a gás, 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 Vitória.

### ***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 dos turbo-geradores a gás. Neste sistema existem três bombas, sendo uma reserva, que distribuem a água de aquecimento para os aquecedores.

### ***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. Neste sistema existem três bombas, sendo uma reserva, que distribuem a água de resfriamento para os resfriadores.

### ***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-geradores e turbo-compressores;
- Moto-bombas de incêndio
- Serviço eventual de partida de poços

O óleo diesel será transportado por embarcações de apoio, até o FPSO e a transferência será realizada por meio de bombeamento através de mangueiras flutuantes a uma vazão de 80 m<sup>3</sup>/h.

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 composição do sistema de diesel terá sua capacidade definida na época do detalhamento do projeto, mas a estrutura prevista é composta com os seguintes equipamentos:

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

## A.6) Sistema de Armazenagem e Transferência de Petróleo

A transferência de petróleo do FPSO Cidade de Vitória (*offloading*) 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 250 m 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.

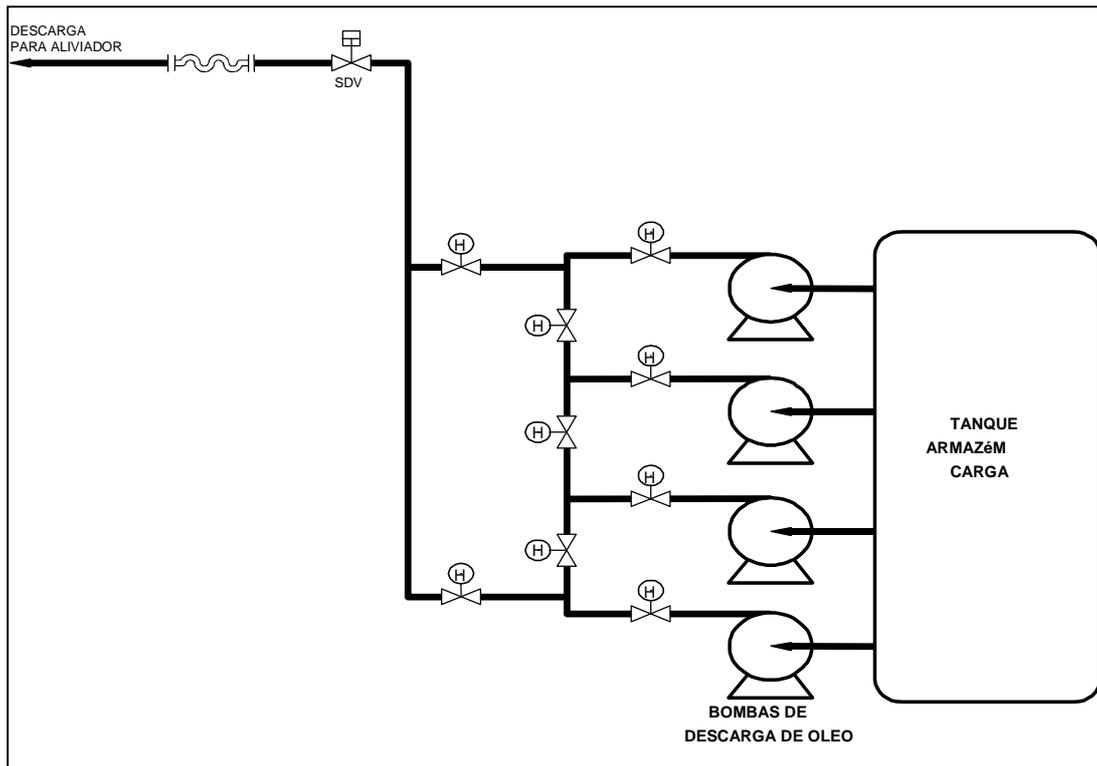
A estocagem de petróleo no FPSO Cidade de Vitória será realizada em 19 tanques da embarcação, sendo 5 centrais e 14 laterais (7 em cada bordo), que juntos perfazem uma capacidade total de 1,881 milhões de barris.

Os tanques de carga são 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 Vitória para os navios aliviadores deverá ser de acordo com a quantidade de óleo produzida podendo chegar a ser semanal na fase inicial de produção. O sistema de transferência contempla 4 bombas centrífugas acionadas a vapor com vazão máxima de 6625 m<sup>3</sup>/h e o tempo máximo previsto para a operação é de 24 horas.

Ao final da operação de *offloading*, o mangote será recolhido para a embarcação onde será inspecionado para análise de possíveis perdas de contenção e furos para realizar operações futuras com segurança.

A Figura II.8.1.1-10 ilustra o sistema de *offloading* indicando as 4 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.

### **A.3) Sistema de Escoamento de Gás**

O escoamento de gás após tratamento e a compressão será realizado através de um gasoduto com 10,6 km de extensão e 10 polegadas de diâmetro, que interligará a unidade de produção ao PLEM do Módulo I do Desenvolvimento do Campo de Golfinho, seguindo a partir deste para a estação de tratamento em terra (UTGC-II II). O PLEM permitirá a conexão ao gasoduto que corresponde ao trecho de linha para o escoamento da produção oriunda da plataforma FPSO.

Este gasoduto submarino é composto, a partir do ponto de referência do FPSO Vitória até a sua extremidade das seguintes linhas de exportação e dispositivos:

- Riser flexível de 10” de diâmetro e 1900 m de extensão;
- Válvula Submarina de Bloqueio de Emergência (SSSV) que será instalada na base do *riser* flexível;
- Tramo flexível de *flowline* de 10” de diâmetro e 8755 m de extensão ligando o riser ao *Pipeline End Manifold* ( PLEM-GLF-01).

A válvula submarina de bloqueio de emergência (*Emergency Shut Down Valve - ESDV*) será atuada remotamente a partir da sala de controle do FPSO, através de um umbilical eletro-hidráulico, para isolamento do gás no gasoduto em caso de emergência.

O gás exportado será tratado na UTGC-II-II, de onde será comprimido no gasoduto já existente, visando seu consumo industrial e residencial na região da Grande Vitória, enquanto a fração correspondente ao GLP será escoada para os centros consumidores em caminhões. As características do projeto de exportação de gás são apresentadas na Tabela II.8.1.1-9.

**Tabela II.8.1.1-9 - Características do projeto de exportação de gás de interligação da produção (FPSO Cidade de Vitória e FPSO Capixaba).**

Parâmetro de Processo	Valor / Condições Operacionais
Vazão Máxima de Exportação	400.000 Nm <sup>3</sup> /dia
Pressão Máxima de Operação do Gasoduto de Exportação	200 kgf/cm <sup>2</sup>
Pressão de teste do Gasoduto de Exportação	300 kgf/cm <sup>2</sup>
Temperatura de exportação (condição operacional normal)	40 °C
Riser de saída	1900 m e 10”
Comprimento do flowline	8755 m e 10”
Vida útil previsto para o duto	30 anos
Tipo de duto a ser utilizado	Linha flexível
Extensão total do duto	10.655 m

## **Sistemas de Segurança da Plataforma FPSO Cidade de Vitória**

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 Cidade de Vitória:

- 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 depressurização 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 Vitória, 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 Vitória, e as operações de exportação de fluidos.

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.8.1.1-10.

**Tabela II.8.1.1-10 – 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 em toda planta de processo com revisão 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 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 para projeto de processo e sistemas.  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 e óleo 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 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*:

- 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 óleo e gás no Campo de Golfinho.

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, levando em conta o Sistema de Extração de Fluidos e os Processos de Produção na plataforma FPSO Cidade de Vitória, unidade móvel:

- Vazamento de óleo diesel combustível;
- Vazamentos de gás e óleo;
- Descontrole da 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.**

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

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.

<b>Data do Acidente</b>	27/10/1994
<b>Área Geográfica</b>	Mar do Norte
<b>Campo / Bloco</b>	Campo de Hudson
<b>Nome da Unidade</b>	Petrojarl 1
<b>Tipo da Unidade</b>	FPSO
<b>Função</b>	Produção
<b>Ano de Construção</b>	1986
<b>Proprietário</b>	GOLNOR
<b>Contratante</b>	GOLNOR
<b>Operador</b>	AMHESS
<b>Evento Principal</b>	Perda de ancoragem (amarras).
<b>Causas</b>	Condições climáticas adversas
<b>Causas Humanas</b>	
<b>Tempo de Duração</b>	03 dias
<b>Fatalidades</b>	Nenhuma
<b>Lesões</b>	Nenhuma
<b>Danos (materiais)</b>	Danos severos
<b>Liberação</b>	Nenhuma
<b>Reparo</b>	-
<b>Condições do Tempo</b>	-
<b>Vento</b>	27 m/s
<b>Altura da Onda</b>	10 m
<b>Condições de Iluminação</b>	-
<b>Visibilidade</b>	Irrelevante
<b>Temperatura Ambiente</b>	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.

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

<b>Data do Acidente</b>	Outubro de 1996
<b>Área Geográfica</b>	Sul da Ásia
<b>Campo / Bloco</b>	Campo de <i>Ljuhua</i>
<b>Nome da Unidade</b>	<i>Nanghai Sheng Li</i>
<b>Tipo da Unidade</b>	FPSO
<b>Função</b>	Produção
<b>Ano de Construção</b>	-
<b>Proprietário</b>	AMOCO
<b>Contratante</b>	-
<b>Operador</b>	AMOCO
<b>Evento Principal</b>	Ruptura das estruturas principal ou secundárias
<b>Causas</b>	Condições climáticas adversas
<b>Causas Humanas</b>	-
<b>Tempo de Duração</b>	-
<b>Fatalidades</b>	Nenhuma
<b>Lesões</b>	Nenhuma
<b>Danos (materiais)</b>	Irrelevante
<b>Liberação</b>	Nenhuma
<b>Reparo</b>	Local
<b>Condições do Tempo</b>	
<b>Vento</b>	57 m/s
<b>Altura da Onda</b>	27 m
<b>Condições de Iluminação</b>	-
<b>Visibilidade</b>	Irrelevante
<b>Temperatura Ambiente</b>	+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.8.1.1-15.

**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/10<sup>4</sup> ano) de Perda de Conteúdo para Risers.*

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

**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 <sup>4</sup> ano)		
		Limite Inferior	Melhor Estimativa	Limite Superior
Perda de ancoragem ou impacto mecânico dentro da zona de segurança da plataforma (raio de 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	
		Risers no interior de estruturas de concreto inundadas (mar)	
		Mar de águas quentes	
		Riser 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			
Diminui		Rota de navegação dentro do raio de 5km da plataforma	
		Aproximação de embarcações de apoio do mesmo lado do riser	
		Riser dentro do alcance do guindaste	
		Posição do riser interno à plataforma	
		Linhas enterradas	
		Espessura das linhas	
Defeitos mecânicos	Aumenta	Defensas / encamisamento de risers externos à plataforma	
		Não é área para navegação comercial	
	Diminui	Restrições operacionais em condições climáticas adversas	
		Aço inoxidável	
		Espessura das linhas > 25 mm	
		Riser 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, completção, mobilização, desmobilização, carregamento; Prod. = Atividade principal relacionada à Produção; Cons. = Construção da unidade; Supor. = Atividade de Suporte (apoio); Trans. = Transporte da unidade; Outro = Outras atividades.*

Período	Perf.	Inat	Oper	Prod	Cons	Supor	Trans	Outro	TOTAL
1970-79	76	-	26	14	-	-	-	-	116
1980-95	120	-	38	21	-	-	-	3	182
<b>TOTAL</b>	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 freqüências estimadas estão listadas na tabela II.8.1.2-12.

*Tabela II.8.1.2-12 – Freqüência 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, completção), que é a fase mais da atividade que apresenta maior risco considerando a hipótese acidental da ocorrência de *blowout*, isto justifica a maior freqüência 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 e 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.8.1.2-33 – 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); Trans. = Transporte da unidade; Outro = Outras atividades.*

Período	Perf.	Inat.	Oper.	Prod.	Cons.	Supor.	Trans.	Outro	TOTAL
1970-79	9	-	4	3	5	1	-	-	22
1980-95	35	3	4	37	3	15	2	-	99
<b>TOTAL</b>	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.8.1.2-124.

*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); Trans. = Transporte da unidade; Outro = Outras atividades.*

Período	Perf.	Inat.	Oper.	Prod.	Cons.	Supor.	Trans.	Outro	TOTAL
1970-79	10	-	5	5	5	1	-	-	26
1980-95	49	4	11	44	7	7	5	1	128
<b>TOTAL</b>	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 propulsado

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); Trans. = Transporte da unidade; Outro = Outras atividades.

Período	Perf.	Inat.	Oper.	Prod.	Cons.	Supor.	Trans.	Outro	TOTAL
1970-79	7	4	1	27	4	3	15	1	52
1980-95	8	6	-	58	3	-	11	5	91
<b>TOTAL</b>	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); Trans. = Transporte da unidade; Outro = Outras atividades.

Período	Perf.	Inat.	Oper.	Prod.	Cons.	Supor.	Trans.	Outr.	TOTAL
1970-79	44	-	1	10	4	5	10	-	74
1980-95	53	13	12	36	5	17	23	6	165
<b>TOTAL</b>	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
<b>Capotagem:</b> perda de estabilidade resultando em tombamento da unidade, revirando ou envergando a unidade.	9,38	0,17	7,39	0,52
<b>Explosão</b>	7,44	0,65	3,30	1,60
<b>Incêndio</b>	12,29	1,98	11,93	7,48
<b>Afundamento:</b> perda de flutuação ou unidade indo a pique	9,70	0,17	5,68	0,19
<b>Encahamento:</b> instalação flutuante em contato com fundo do mar.	6,14	-	3,30	-
<b>Acidente com Helicóptero:</b> acidente com helicóptero tanto no heliporto quanto em contato com a instalação.	0,65	0,30	0,68	0,14
<b>Vazamento:</b> vazamento de água para dentro da unidade causando perda de flutuação ou problemas de estabilidade.	9,06	0,09	3,52	0,05
<b>Adernamento:</b> inclinação descontrolada da unidade.	4,85	0,13	6,36	0,08
<b>Falha de Máquina:</b> falha dos equipamentos / máquinas de propulsão.	2,91	-	1,59	-
<b>Fora de posição:</b> 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
<b>Liberação:</b> 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
<b>Dano Estrutural:</b> 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
<b>Acidentes no Reboque:</b> ruptura ou falha nos cabos/linhas de reboque.	5,82	-	6,36	-
<b>Problemas com poço:</b> 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
<b>Outros:</b> outros eventos não especificados acima.	1,94	0,22	2,50	0,45

### 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.8.1.2-25 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. 8.1.2-25: Frequências Anuais de Falhas de Equipamentos.**

Dispositivo / Equipamentos	Pequeno vazamento	Grande vazamento
<b>Riser e Linhas</b>		
Riser	9,0E-06/m	6,0E-07/m
Linhas rígidas de aço (D ≤ 3")		2,00 x 10 <sup>-4</sup>
Linhas rígidas de aço (3" < D ≤ 11")		5,87 x 10 <sup>-5</sup>
Linhas rígidas de aço (D > 11")		5,49 x 10 <sup>-5</sup>
<b>Flanges e Válvulas de Processo</b>		
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
<b>Equipamentos de Troca Térmica</b>		
Trocador de calor	3,0E-03	2,0E-05
Trocadores de calor de placas		1,03E-02
<b>Bombas Gerais</b>		
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.8.1.2-26.

**Tabela II.8.1.2-26: Frequência anual de falhas de equipamentos da Health & Safety Executive, 1998.**

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

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.8.1.2-27 tendo como referência o banco de dados OREDA, HSE, 2001.

**Tabela II.8.1.2-27:** 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 do Campo de Golfinho, Módulo II.

## **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 Vitória. 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 freqüência de falha a partir da Análise Histórica de Acidentes. Além da avaliação da freqüência 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.
- Frequência 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 Frequência (tabela II.8.2-2) em uma Matriz de Risco (Tabela II.8.2-3), que é relação da frequência 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 óleo ou derivados de até 8 m <sup>3</sup> no mar, consideradas descargas pequenas.
III	CRÍTICA	Danos severos aos equipamentos, à propriedade e danos ao meio ambiente devido a descargas de óleo ou derivados de 8 m <sup>3</sup> até 200 m <sup>3</sup> no mar, consideradas descargas médias.
IV	CATASTRÓFICA	Danos irreparáveis aos equipamentos, à propriedade e descargas de óleo ou derivados maiores que 200 m <sup>3</sup> 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.8.2-2 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
			I	II	III	IV
FREQÜÊNCIA	Extremamente remota	A	1	1	1	2
	Remota	B	1	1	2	3
	Improvável	C	1	2	3	4
	Provável	D	2	3	4	5
	Freqüente	E	3	4	5	5
<b>RISCO:</b> 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 $0 < PV \leq 8$ m3 de óleo
Médio Vazamento - MV	Descarga no mar de $8 < MV \leq 200$ m3 de óleo
Grande Vazamento - GV	Descarga no mar de $200 \text{ m3} < GV$ de 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 ambientais 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 do Campo de Golfinho Módulo II e para o Campo de Canapu foram obtidos a partir da investigação e análise de processo, para diagnóstico das potenciais falhas com ocorrência de vazamento de 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 escoamento dos fluidos do Campo de Golfinho Módulo II e a etapa de processamento, são delineados para cada cenário acidental considerando os sistemas do Projeto e o tipo de substância. Foram construídos 8 tipos de 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.

### ***Listagem dos Cenários de Acidentes:***

#### **Cenário Acidental 1: Vazamento de Óleo e Gás**

Sistema 1.1. Extração de Fluidos

Sistema 1.2. Processamento de Fluidos do FPSO Cidade de Vitória

#### **Cenário Acidental 2: Vazamento de Gás**

Sistema 2.1. Processamento de Fluidos do FPSO Cidade de Vitória

Sistema 2.2. Injeção de gas *lift*

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 Vitória

Sistema 3.2. Armazenagem de Óleo no FPSO Cidade de Vitória

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 Vitória

#### **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**

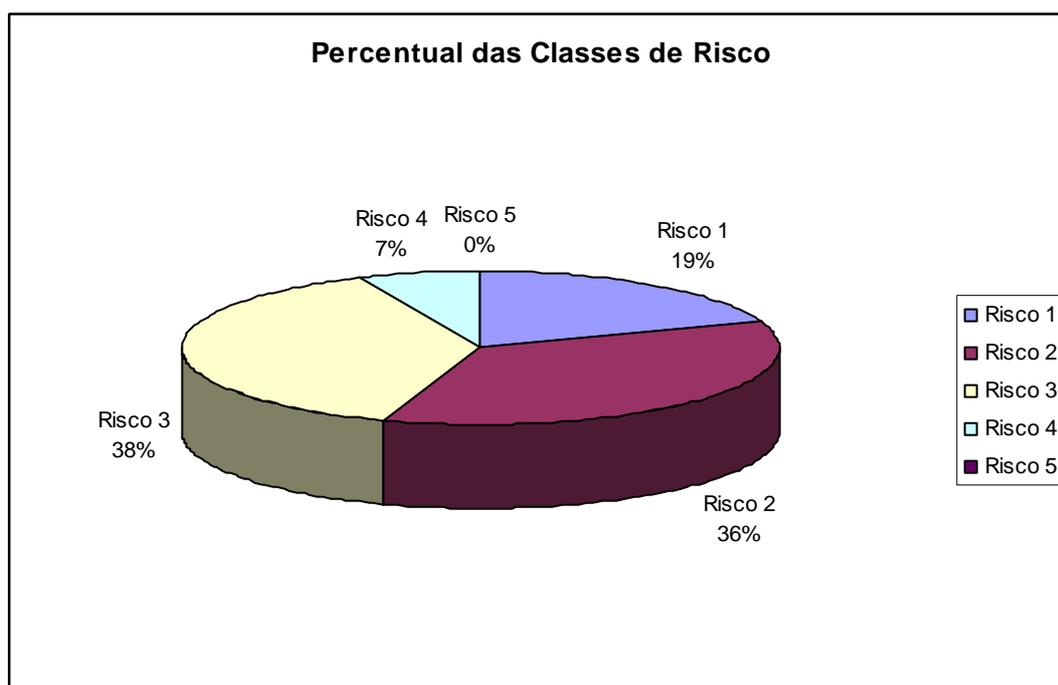
Sistema 7.1. Processamento de fluidos do FPSO Cidade de Vitória

## **Cenário Acidental 8: Vazamento de Querosene de Aviação**

Sistema 8.1: Transporte Aéreo do FPSO Cidade de Vitória

### **Resultados**

As planilhas APP são apresentadas no Anexo II.8-1 especificando os perigos que foram identificados para cada sistema e grau de risco. A tabela II.8.2-6, contém as hipóteses acidentais e respectivas classes de risco de risco, demonstrando que apenas 7% do total de 181 perigos postulados redundam em Risco 4, 38% em Risco 3, 36 % em Risco 2 e nenhum risco 5, considerando a análise de risco qualitativo utilizando a APP. A figura II.8.2-1 apresenta o percentual de distribuição.



**Figura II.8.2-1** – Percentual de distribuição das classes de risco.

**Tabela - II.8.2.6 – Tabela de distribuição da classes de acidentes e número de hipóteses acidentais.**

Classe de Risco	Hipóteses Acidentais																			
	25	106	114	121	145	146	147	148	149	155	156	157	158	159	160	161	162	163	164	165
1	166	167	168	169	170	171	172	173	174	175	176	177	178	179	181	<b>Total: 35 hipóteses</b>				
2	1	5	8	9	11	13	15	18	19	21	23	26	28	30	32	34	37	40	41	43
	45	47	49	50	52	56	57	59	60	65	68	69	71	73	75	79	82	84	87	88
	92	103	104	107	109	113	115	118	119	120	122	124	129	134	139	140	141	142	143	144
	150	151	152	153	154	<b>Total: 65 hipóteses</b>														
3	4	6	7	10	12	14	16	17	20	22	24	27	29	31	33	35	36	38	39	42
	44	46	48	51	53	54	55	58	62	63	64	66	67	70	72	74	76	77	78	81
	83	86	89	90	91	93	94	95	96	97	102	105	108	111	112	117	123	125	126	127
	128	130	131	132	133	135	136	137	138	<b>Total: 69 hipóteses</b>										
4	2	3	61	80	85	98	99	100	101	110	116	180	<b>Total: 11 hipóteses</b>							
5	<b>Total: 0 hipótese</b>																			

### **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 Módulo II de Golfinho, 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.

O Programa de Gerenciamento de Risco apresentado a seguir possui a finalidade de garantir maior 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.

#### **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 prever 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/metas 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 no Campo de Golfinho, Módulo II e para o Campo de Canapu.