

## ÍNDICE

<b>II.8.1 - ANÁLISE E GERENCIAMENTO DE RISCOS</b>	<b>2</b>
<b>II.8.1.1 - ANÁLISE DE RISCOS AMBIENTAIS</b>	<b>2</b>
II.8.1.1.1 - Fase de Instalação e Descrição das Etapas de Operação	3
II.8.1.1.2 - Descrição dos Sistemas do FPSO CIDADE DO RIO DE JANEIRO	6
II.8.1.1.3 - Localização Geo-referenciada dos Poços de Produção e da Unidade	43
II.8.1.1.4 - Critérios de Segurança	45
<b>II.8.1.2 - ANÁLISE HISTÓRICA DE ACIDENTES AMBIENTAIS</b>	<b>48</b>
II.8.1.2.1 - Acidentes com unidades FPSO e unidades semelhantes	50
II.8.1.2.2 - Taxa de Falhas de Equipamentos	69
II.8.1.2.3 - Conclusões	72
<b>II.8.1.3 - IDENTIFICAÇÃO DE EVENTOS PERIGOSOS</b>	<b>72</b>
II.8.1.3.1 - Metodologia de Análise de Risco	72
II.8.1.3.2 - Identificação dos Eventos Perigosos	80
II.8.1.3.3 - Listagem dos Cenários de Acidentes	81
II.8.1.3.4 - Resultados da Análise de Risco Ambiental	83
<b>II.8.1.4 - GERENCIAMENTO DE RISCOS AMBIENTAIS</b>	<b>83</b>
II.8.1.4.1 - Medidas para Gerenciamento dos Riscos	84

## **II.8.1 - ANÁLISE E GERENCIAMENTO DE RISCOS**

### **II.8.1.1 - ANÁLISE DE RISCOS AMBIENTAIS**

A Análise e Gerenciamento dos Riscos Ambientais apresentados nesta seção contemplam as etapas operacionais dos sistemas de exploração para escoamento dos fluidos (petróleo e gás) da área do 1-RJS-409, Concessão de Espadarte, Bacia de Campos.

Foram investigados os sistemas e subsistemas da unidade de produção *FPSO CIDADE DO RIO DE JANEIRO*, as atividades de apoio marítimo, além dos procedimentos pertinentes a fase de instalação e a fase de operação, que apresentam potenciais perigos de interferir no sistema ambiental. Também fazem parte do escopo da análise as operações de transferência de óleo (*offloading*) para navios aliviadores, que farão o transporte da carga para a região onshore e as atividades de exportação de gás.

A metodologia utilizada para diagnóstico dos perigos nas atividades previstas na área do 1-RJS-409, APP (Análise Preliminar de Perigos), permitiu a avaliação dos riscos ambientais em todas as fases do empreendimento. A aplicação da técnica foi direcionada para identificar de modo sistemático em todas as etapas as possíveis falhas mecânicas de equipamentos, dispositivos e componentes eletromecânicos, os desvios das condições normais de processo por falhas de manutenção, ou erros operacionais humanos, que possam liberar massa (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:

- Fase de Instalação e Descrição das Etapas de Operação do Empreendimento com identificação dos sistemas operacionais da unidade marítima *FPSO CIDADE DO RIO DE JANEIRO* 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 critérios para execução das atividades nos casos de segurança.
- Análise Histórica de Acidentes em empreendimentos similares de exploração de óleo e gás e em unidades marítimas comparando com tipo FPSO (*Floating Production Storage Oil*).
- Identificação dos perigos com aplicação da metodologia de APP (Análise Preliminar de Perigos) para diagnóstico dos eventos acidentais com 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 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, apresentando os possíveis acidentes e os inventários de produtos e o planejamento das ações de resposta a emergência que é descrita na seção II.8.3, Plano de Emergência Individual.

### **II.8.1.1.1 - Fase de Instalação e Descrição das Etapas de Operação**

#### **A) Fase de Instalação**

Os procedimentos de reconhecimento e escolha de locações empregados durante a fase de instalação da unidade e dos equipamentos submarinos na área do 1-RJS-409 contemplaram uma análise do tipo de solo, incluindo suas características, propriedades, inclinação (direção e sentido) e relevo com indicação de alteração acentuada de batimetria. Esta análise é importante para inferir sobre a estabilidade da região. Assim, foram levantadas informações que influenciam diretamente na

definição da locação do sistema de ancoragem, do traçado dos dutos e na definição dos procedimentos e metodologia de instalação de equipamentos no leito marinho.

### **A.1) Posicionamento e Ancoragem da Unidade *FPSO CIDADE DO RIO DE JANEIRO***

O *FPSO CIDADE DO RIO DE JANEIRO* será ancorado na área do 1-RJS-409, numa lâmina d'água de cerca de 1.370 metros, por meio de 18 linhas de ancoragem utilizando o sistema de *Spread Mooring*, de composição mista – amarra, cabo de poliéster e amarra - conectadas a 18 (dezoito) pontos de ancoragem do tipo estaca Torpedo, cravadas no solo marinho. A conexão das linhas se dará através de um conjunto de polias e mordentes instalados na proa e popa do mesmo.

Esta fase se realizará com a utilização de embarcações de manuseio de âncoras, estando a operação de ancoragem da Unidade *FPSO CIDADE DO RIO DE JANEIRO* descrita detalhadamente no item II.2.4.11.1, Sistema de Ancoragem, pertencente ao Capítulo II.2, Caracterização da Atividade.

### **A.2) Instalação do Sistema Submarino de Produção**

Para a instalação do sistema submarino de produção foi realizado um levantamento batimétrico e amostragens do solo marinho na região da área do 1-RJS-409. Neste levantamento não foram encontrados nenhum obstáculo, e nenhuma região morfológicamente 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 a 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.

## **B) Descrição das Etapas de Operação do Empreendimento**

As etapas do empreendimento que contemplam a operação, foram descritas considerando os sistemas e subsistemas, as operações de transferência e estocagem de óleo, além dos 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 as respectivas etapas de produção previstas no projeto.

### **B.1) Operação e Processamento de Fluidos**

As operações de superfície (*topside*) da unidade de produção marítima contemplarão o recebimento de fluidos dos 5 poços produtores, a separação das correntes de processo e posterior o tratamento de óleo, gás e água, e a fase de exportação de fluidos.

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. 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 da etapa de captação, tratamento de água e injeção nos poços, e os processos de tratamento de gás, compressão e exportação.

Os seguintes sistemas são discutidos e posteriormente analisados considerando as variáveis operacionais, condições de operação e processo, segurança operacional para identificação dos equipamentos e o diagnóstico dos potenciais perigos que podem originar descargas de substâncias químicas no ambiente, assim como sistemas de segurança para mitigação e redução da ocorrência de acidentes:

- Sistema de Injeção de água do mar
- Sistema de Extração de fluidos
- Sistema de Processamento de fluidos (óleo/gás/água) da Plataforma *FPSO CIDADE DO RIO DE JANEIRO*
- Sistema de Transferência de óleo para o navio aliviador
- Sistema de Exportação de gás
- Sistemas Secundários (Utilidades)
- Sistema de Segurança da Plataforma *FPSO CIDADE DO RIO DE JANEIRO*

### **II.8.1.1.2 - Descrição dos Sistemas do FPSO CIDADE DO RIO DE JANEIRO**

#### **Sistema de Injeção de água do mar**

Este sistema tem a função de injetar água na formação para facilitar o processo de extração de fluidos, com o objetivo de manter a pressão estática original do reservatório (Pe). Devido às características da tipologia da formação na área 1-RJS-409, a presença de aquífero em contato direto com o reservatório, demonstra que o influxo de água do mar tratada pelo Sistema de Injeção de Água, aumentará o potencial de produção dos poços.

O sistema é composto por equipamentos de processo para captação de água e tratamento da mesma, antes de ser injetada nos 4 poços denominados de I-1, I-2, I-3 e I-4. As operações de tratamento que serão realizadas constituem remoção de oxigênio e microorganismos e a injeção de água por meio de bombas através das

linhas de injeção. Estas etapas tornam a água adequada para a utilização no reservatório e aos fluidos nele existentes, facilitando desta forma a retirada de óleo dos poros das rochas através da ação mecânica devido ao deslocamento do mesmo para os poços produtores, garantindo a pressão elevada na zona de óleo para extração.

Para a realização destas atividades operacionais, o sistema apresenta os seguintes equipamentos: bomba de captação, unidade de eletrocloração, filtros grossos, filtros finos, subsistema de remoção de sulfato (URS), unidade de desaeração com desoxigenante e biocida e bomba de injeção de água do mar.

O processo inicia com captação da água do mar a 100 metros de profundidade por meio de um tubulão e encaminhada para a superfície da plataforma através da bomba de sucção, do tipo centrífuga, que está posicionada a 10 metros do nível da linha d'água. A capacidade operacional de sucção é 2030 m<sup>3</sup>/h e a potência da bomba é de 597 Kw.

Para controle da qualidade da água, uma solução contendo hipoclorito (biocida) será injetada automaticamente, através de uma linha de alimentação próxima à bomba lift de captação para o controle e redução microorganismos presentes na água. Diversos microorganismos, tais como bactérias, algas, fungos e outros podem gerar em seus metabolismos substâncias de caráter corrosivo, como ácidos sulfídrico e sulfúrico, podendo comprometer a integridade dos equipamentos e linhas de escoamento, e desta forma reduzir o tempo de vida útil e requerendo a manutenção periódica para consertos ou mesmo a substituição de equipamentos.

A água captada, inicialmente, é direcionada para o processo de filtragem grossa com a utilização de filtros auto-limpantes que permitem a retenção de partículas de diâmetros superiores a 80 microns. Em seguida, uma nova filtragem é feita através da utilização de membranas semipermeáveis, com taxas de filtragem de 40 m<sup>3</sup>/dia/m<sup>2</sup>, permitindo que a qualidade de água tratada alcance o teor máximo de sólidos em suspensão de 10 partículas/ml e diâmetros de partículas superiores a 5 micra.

Após este tratamento, a água é encaminhada para a Unidade de Remoção de Sulfato (URS) instalada à montante do desaerador, consistindo de bombas de alimentação e unidades de membrana para o tratamento de 18.000 m<sup>3</sup>/dia de água e redução da concentração de sulfato com um valor inferior a 100 mg/l. Este teor de sulfato na água permite prevenir a formação de incrustações evitando a ocorrência de processos corrosivos nas linhas de injeção dos poços injetores.

A partir da URS a água é direcionada para o desaerador, onde o teor de oxigênio na água do mar é reduzido de 7,0 para 0,05 ppm, antes de ser enviada para os poços de injeção. A água do mar desaerada é coletada em um vaso de retenção (integrado à torre do desaerador) onde são adicionados um desoxigenante reduzindo o teor de oxigênio para 10 ppb e um biocida que junto com o anti-incrustante biológico é automaticamente injetado na linhas à montante e à jusante do desaerador. A água do mar filtrada, desaerada e com baixa concentração de sulfato é transferida para os poços de injeção de água através das bombas de injeção com pressão de descarga de 15.000 Kpsig, completando o ciclo do processo do sistema de injeção. O fluxograma apresentado na Figura II.8.1-1 ilustra os principais equipamentos e as principais correntes de entradas e saídas, com o descritivo da captação da água do mar no tubo até a bomba de injeção para os poços injetores.

A Tabela II.8.1-1 apresenta as linhas de injeção de água com os comprimentos dos *rises* e linhas de fluxo (*flowline*) para os 4 poços injetores.

**Tabela II.8.1-1:** Comprimentos dos dutos de injeção da área do 1-RJS-409.

POÇOS	Dutos de Injeção de Água		
	Comprimento dos risers: 1800m		
	Diâmetro Interno (")	Flowlines (m)	Total (m) Riser + Flowline
I-1	6	1.690	6.175
I-2	6	3.195	6.655
I-3	6	2.395	6.115
I-4	6	1.865	5.345



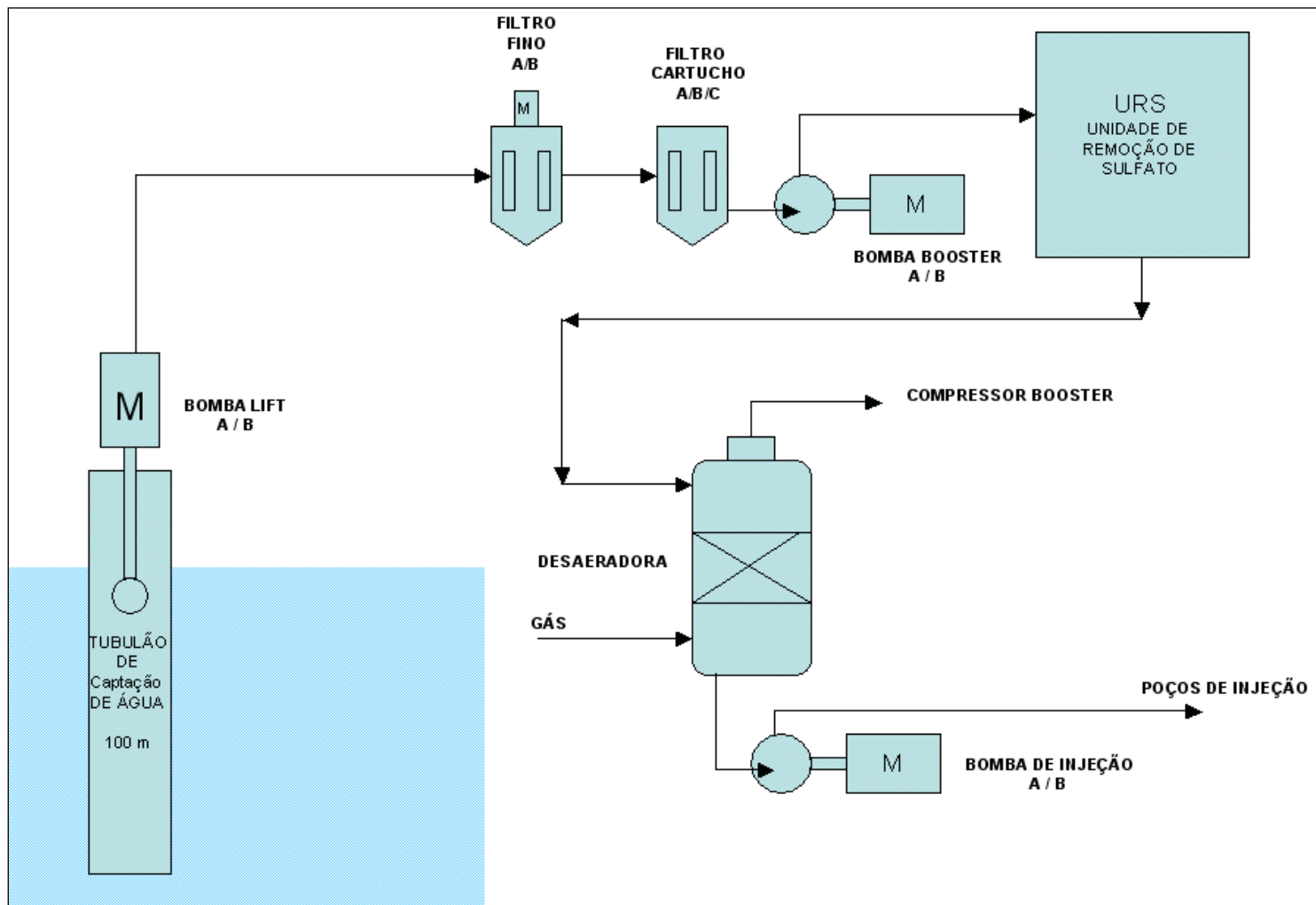


Figura II.8.1-1: Sistema de Tratamento e Injeção de água nos poços I1, I2, I3 e I4.

## Sistema de Extração de Fluidos

O sistema de extração de fluidos é composto por um conjunto de equipamentos e acessórios, cuja finalidade é conduzir os fluidos produzidos da cabeça do poço até a plataforma, bem como controlar o fluxo da produção. A extração dos fluidos será realizada através de 5 poços (P1-H, P2-H, P3-H, P4-H, P5-H) não convencionais (horizontais) e pelos seguintes equipamentos de processo: árvore de natal, coluna de produção e riser de produção.

### Coluna de produção

A coluna de produção de diâmetro de 6 5/8" para os cinco poços de produção se estende da zona produtora até a cabeça de produção do poço, onde se localiza a árvore de natal molhada (ANM) para controle do fluxo dos fluidos extraídos. A coluna é constituída por uma série de equipamentos e instrumentos de sensores, como sensores de pressão e temperatura, que permitem o monitoramento da produção, para controle e extração de óleo e gás. Os principais equipamentos instalados na coluna de produção e as suas respectivas funções considerando a operacionalidade, são descritas a seguir:

**Packer ou obturador** - Dispositivo que tem a função principal de isolar os intervalos produtores do espaço anular ente a coluna e o revestimento. Além disso o packer estabiliza a extremidade inferior da coluna de produção evitando que se choque com as paredes do poço ou com o revestimento durante a extração dos fluidos.

**Válvula de retenção** - Tem a finalidade de garantir que a coluna de produção esteja completamente cheia de fluido evitando o fluxo da coluna para o espaço anular do poço.

**Bomba centrífuga** - Dispositivo composto de uma bomba centrífuga submersa submarina (BCSS) e um motor elétrico (conjunto de fundo), acionado por um cabo elétrico e instalada nos poços produtores P2-H, P3-H e P5-H para gerar energia suficiente para atender a vazão de produção especificados em projeto. O poço produtor P3-H explorará os fluidos para um *skid* assentado no fundo do mar contendo uma bomba elevação até o *topside* da unidade de produção.

Apesar de todos os poços produtores da área do 1-RJS-409 serem surgentes, o projeto de desenvolvimento desta área foi concebido de forma a maximizar a produção de óleo e gás. Assim, como citado anteriormente, todos os poços terão métodos de elevação artificial. Para os poços produtores P2-H, P5-H serão instaladas BCSS (Bombeio Centrífugo Submerso Submarino) no interior de cada poço, enquanto a produção do poço P3-H será auxiliada pela S-BCS (*Skid* com Bombas Centrífugas Submersas), montado no assoalho marinho para bombear os fluidos até a plataforma.

O S-BCS é um sistema composto por dois conjuntos BCS dispostos fisicamente e eletricamente em paralelo, e hidraulicamente em série, instalados numa inclinação de 5° em relação à horizontal, no interior de uma estrutura, denominada de Módulo de Bombas, que é apoiada sobre uma base no leito submarino.

Os demais poços terão como método de elevação artificial o *gas lift*, técnica que consiste em injetar gás à alta pressão na base da coluna de produção (através da linha que dá acesso ao anular dessa) com o objetivo de gaseificar o fluido desde o ponto de injeção até a superfície. É importante ressaltar que os poços P2-H, P5-H e P3-H também serão equipados com dispositivos para injeção de *gas lift*, que poderão acionados para o caso da falha das bombas, pois a pressão do reservatório não possui energia suficiente para atender as especificações de produção de fluidos.

Desta forma, a extração de fluidos será mantida pelo sistema de bombeamento para os poços P2-H, P3-H e P5-H, e para os poços P1-H e P4-H, a elevação artificial será realizada por meio da injeção de gás comprimido (*gas lift*), através de um linha de 4" de diâmetro facilitando a elevação dos fluidos até a superfície da plataforma. Contudo, para aumentar a confiabilidade do projeto de exploração, está prevista a instalação da injeção de *gas lift* para todos poços através do duto de acesso ao anular da coluna de produção. Desta forma, o projeto de desenvolvimento da área do 1-RJS-409 prevê a instalação de 07 dutos para injeção de *gas lift* (sendo 02 esperas reservas), um para cada poço de produção conforme o arranjo de linha e riser apresentado na Tabela II.8.1-2.

**Tabela II.8.1-2: Comprimentos dos dutos de gas lift.**

POÇOS	Dutos de Gas Lift		
	Comprimento dos risers: 1800m		
	Diâmetro Interno (")	Flowlines (m)	Total (m) Riser + Flowline
P1-H	4	2.785	4.585
P2-H	4	1.580	3.380
P3-H	4	2.085	3.385
P4-H	4	1.730	3.530
P5-H	4	2.265	4.065

O projeto de extração de fluidos que está associado a este sistema também contempla o influxo de água no reservatório através dos 4 poços injetores (I-1, I-2, I-3 e I-4) que faz parte do Sistema de Injeção de Água, como mencionado anteriormente. Este mecanismo convencional de recuperação contribuirá para o deslocamento de óleo para os poços de produção, além de manter a pressão elevada na zona de óleo em condições ótimas de produção.

### **Riser de produção**

Os *risers* de produção que serão utilizados tem diâmetro de 6" e comprimento de 1.800 metros, são flexíveis, e interligam a árvore de natal de cada poço produtor.

O material que constitui os *risers* é o *crossflex* ou o PVDF (Polifluoreto de Vinilideno), além de um isolamento térmico, que é projetado para suportar pressões internas de até 3000 psi e temperaturas da ordem de 90°C, no caso da operação dos 3 poços em BCSS e os 2 poços com injeção de *gas lift*. Na Tabela II.8.1-3 são apresentadas as vazões médias esperadas durante a vida útil dos poços produtores, considerando a curva de produção e o sistema de elevação artificial. A tabela também apresenta a capacidade de produção sem estimulação, isto é, com interrupção automática do sistema de elevação artificial provocando a redução imediata da vazão de extração dos fluidos dos 5 poços produtores.

O cálculo da vazão foi obtido considerando a produção em condições de surgência, utilizando dados que proporcionariam a melhor condição de fluxo insto é maior Pe Pressão Estática Original do Reservatório, maior Índice de Produtividade , maior RGO e menor BSW, além da com a interrupção de fluxo de *gas lift* e com pressão hidrostática na cabeça de cada um dos poços para LDA da locação igual a 143,9 kgf/cm<sup>2</sup>.

**Tabela II.8.1-3:** Vazão dos poços produtos da área FPSO CIDADE DO RIO DE JANEIRO.

Poços Produtores	Sistema de Elevação Artificial	Vazão com estimulação (m <sup>3</sup> /dia)	Vazão sem estimulação (m <sup>3</sup> /dia)
P1-H	<i>Gas lift</i>	926,9	550,0
P2-H	BCSS	1705,0	486,0
P3-H	S-BCS	1475,8	565,0
P4-H	<i>Gas lift</i>	942,6	457,0
P5-H	BCSS	1402,3	394,0

### Árvore de Natal

A árvore de natal de cada poço produtor, tipo molhada (ANM) convencional e horizontal, que será instalada no leito marinho é 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 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 apresenta uma com 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 *gas lift* e o terceiro para interligação do umbilical de controle (UEH) das válvulas da ANM.

O MCV é o equipamento que fica na extremidade das linhas e possui um flange padronizado para permitir a conexão da linha, em cuja extremidade é fixado um flange compatível com o flange do MCV. Esta conexão é realizada por 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.

Neste projeto, os poços da área do 1-RJS-409 utilizarão três MCV's que serão independentes para permitir o lançamento das linhas (*gas lift*, produção e UEH) de forma independente.

O projeto de poço contempla dois tipos de árvores, ANM convencional (não horizontal) para os 3 poços que não produzirão com BCSS e as ANM's horizontais (ANMH) que utilizarão este sistema de elevação. A principal diferença é que na ANM horizontal os MCV's são conectados diretamente na árvore e ela é assentada na cabeça do poço, enquanto a ANM convencional tem uma base denominada BAP (Base Adaptadora de Produção), que assenta na cabeça do poço e que recebe os MCV's das linhas. Além disso, a ANM horizontal permite a retirada da coluna de produção para troca da BCSS, sem que seja necessário retirar a ANMH. Nos outros poços que serão equipados com ANM convencional será preciso retirar a ANM para possibilitar a retirada da coluna de produção, aumentando o tempo de execução para operações de *workover*.

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 na ANM.

### **Lançadores de pig**

Os poços produtores P1-H, P2-H, P3-H, P4-H e P5-H serão providos por lançadores de pig localizados no *riser balcony*, localizado a bombordo da plataforma para permitir a remoção de acúmulos de depósitos (sulfato de bário, parafina e asfaltenos) nas linhas de produção e de fases líquidas, ocasionando a diminuição da ocorrência de processos corrosivos e redução do fluxo de produção.

A manobra operacional de deslocamento do pig prevista com realização da injeção de gás até a árvore de natal através da linha de *gas lift*. Neste ponto, a válvula pigging *crossover* efetua um redirecionamento do pig para a linha de produção e retorna ao recebedor de pig com as impurezas contidas no interior da linha. Os resíduos remanescentes na câmara do recebedor de pig são raspados para uma bacia sendo a fase líquida direcionada para o sistema de drenagem aberta de hidrocarbonetos na plataforma.

### **Sistema de Processamento de fluidos da Plataforma FPSO CIDADE DO RIO DE JANEIRO**

O processamento de fluidos que será realizado na plataforma tem a função de coletar e tratamentos dos fluidos, mistura trifásica (óleo/gás/água) originada dos poços produtores P1-H, P2-H, P3-H, P4-H e P5-H. Os fluidos são enviados através dos risers de produção, conectados às árvores de natal molhadas (ANM), para o *header* de produção.



Após o recebimento da produção no *top side* da unidade, o óleo será enviado para o processo de separação do 1º e 2º Estágio, estabilizado e devidamente tratado, e armazenado 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 (*Pipeline end Manifold*) e deste para a Plataforma P-XV.

O sistema de processamento de fluidos contempla os seguintes subsistemas em função das principais operações que serão descritos a seguir:

- 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

#### **- Subsistema Separação e Tratamento de Óleo**

O subsistema engloba os processos e equipamentos de separação dos fluidos enviados através da árvore de natal e pelo riser visando a produção de óleo nas especificações técnicas para a sua medição, armazenagem e transferência para os navios aliviadores. O sistema possui os seguintes equipamentos de processo:

- Aquecedor de teste
- Separador de Teste
- Pré-Aquecedor de produção
- Aquecedor de produção (Trocador de Calor)
- Separador de Produção de Alta Pressão do 1º estágio
- Separador de Produção de Baixa Pressão do 2º Estágio
- Tratador Eletrostático
- Resfriador de óleo estabilizado



A Tabela II.8.1.4 apresenta as condições operacionais com os dados de vazão, pressão e temperatura de trabalho dos equipamentos citados com os respectivos TAG's.

**Tabela II.8.1-4:** 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)
	entrada	saída			
Separador de teste (MDB-1016)	25 a 90		2 a 10	4.500	500.000
	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 produção do 1º Estágio (MDB-1015)	25-70		10	16.000	2.500.000
Separador de Produção do 2º estágio (MDB-1125)	90		4	16.000	250.000
Tratador eletrostático (MBK-1140)	90		2	16.000	10000-
Vaso de Flash	90		2	16.000	10000

Os fluidos da mistura trifásica (óleo/água/gás) provenientes dos risers dos 5 poços 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 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. Este equipamento também é destinado para processo de separação dos fluidos (mistura de gás, óleo e água) nas condições normais de produção. Assim, a corrente de gás é destinada para o compressor de alta pressão do 1º Estágio e para sistema de compressão auxiliar do 2º Estágio, no caso de ter quando há baixa pressão no separador de teste. A corrente de água é direcionada para o trocador de calor, e a corrente de óleo para o tratador eletrostático para remoção de gás.

O separador primário (1º Estágio) de alta pressão da mistura gás e óleo consistirá em uma câmara horizontal 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 onde os fluidos quentes são a água produzida e o óleo estabilizado. 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 óleo proveniente do separador de produção de alta pressão, após o aquecimento no trocador de calor será encaminhado para o separador de baixa pressão que opera a 4 kgf/cm<sup>2</sup> e com temperatura na corrente de saída da ordem de 90 °C, para manter a pressão de vapor e o teor de água do óleo produzido nos limites operacionais de processo. Deste separador, o óleo segue por intermédio de bombas para o tratador eletrostático para que neste equipamento, mantida a mesma temperatura, remova as últimas frações de água, de tal forma que o óleo contenha no máximo 1% de BSW (relação entre o volume de água e sedimentos e o volume de emulsão). O óleo então será resfriado, medido e encaminhado para os tanques de cargas da plataforma para armazenamento temporário, e depois enviado ao FSO através da operação de *offloading*.

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 DO RIO DE JANEIRO*.

O diagrama de separação e tratamento de óleo, Figura II.8.1-2, 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.

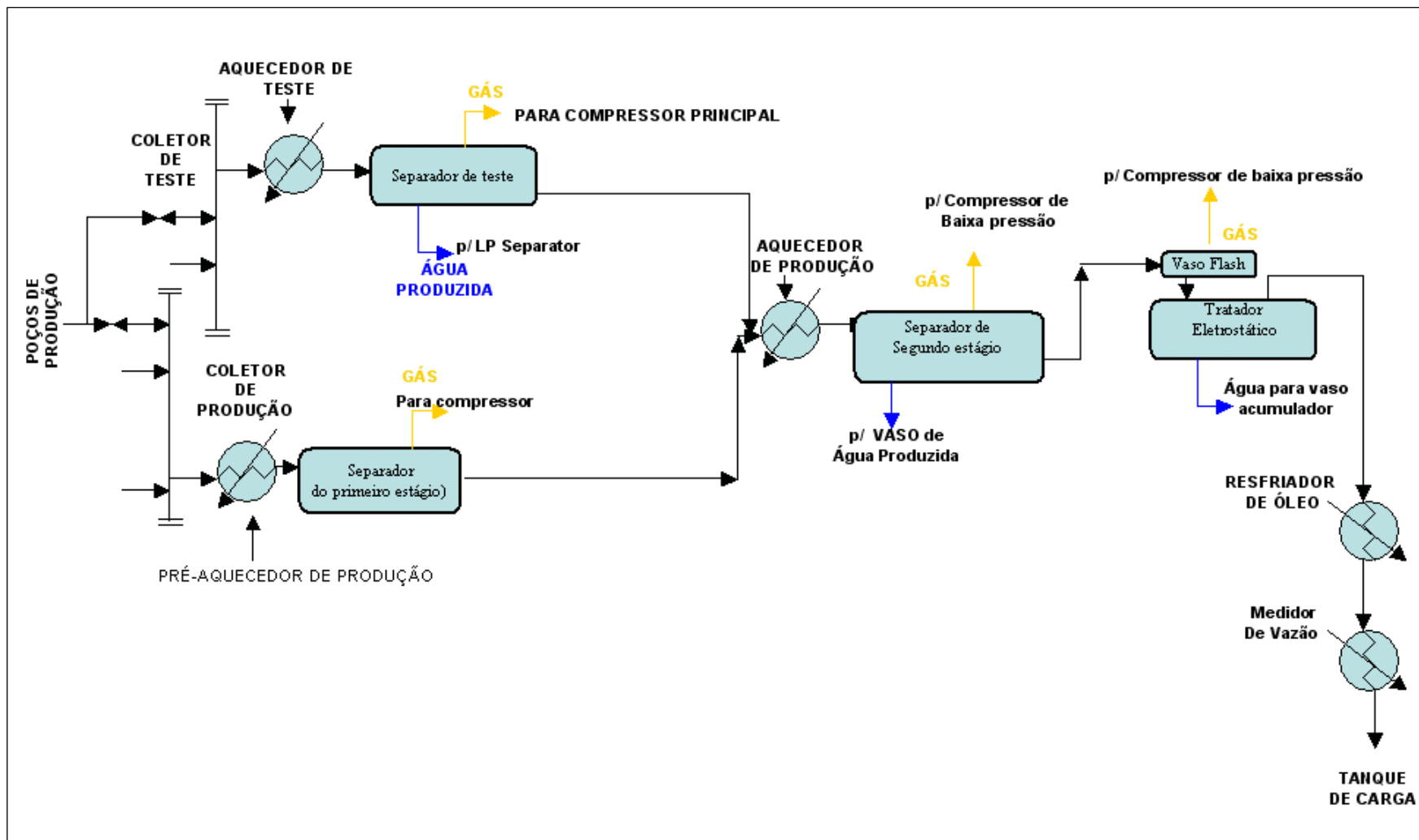


Figura II.8.1-2: Subsistema de Separação e Tratamento de Óleo.

### - Subsistema Tratamento e Disposição da Água Produzida

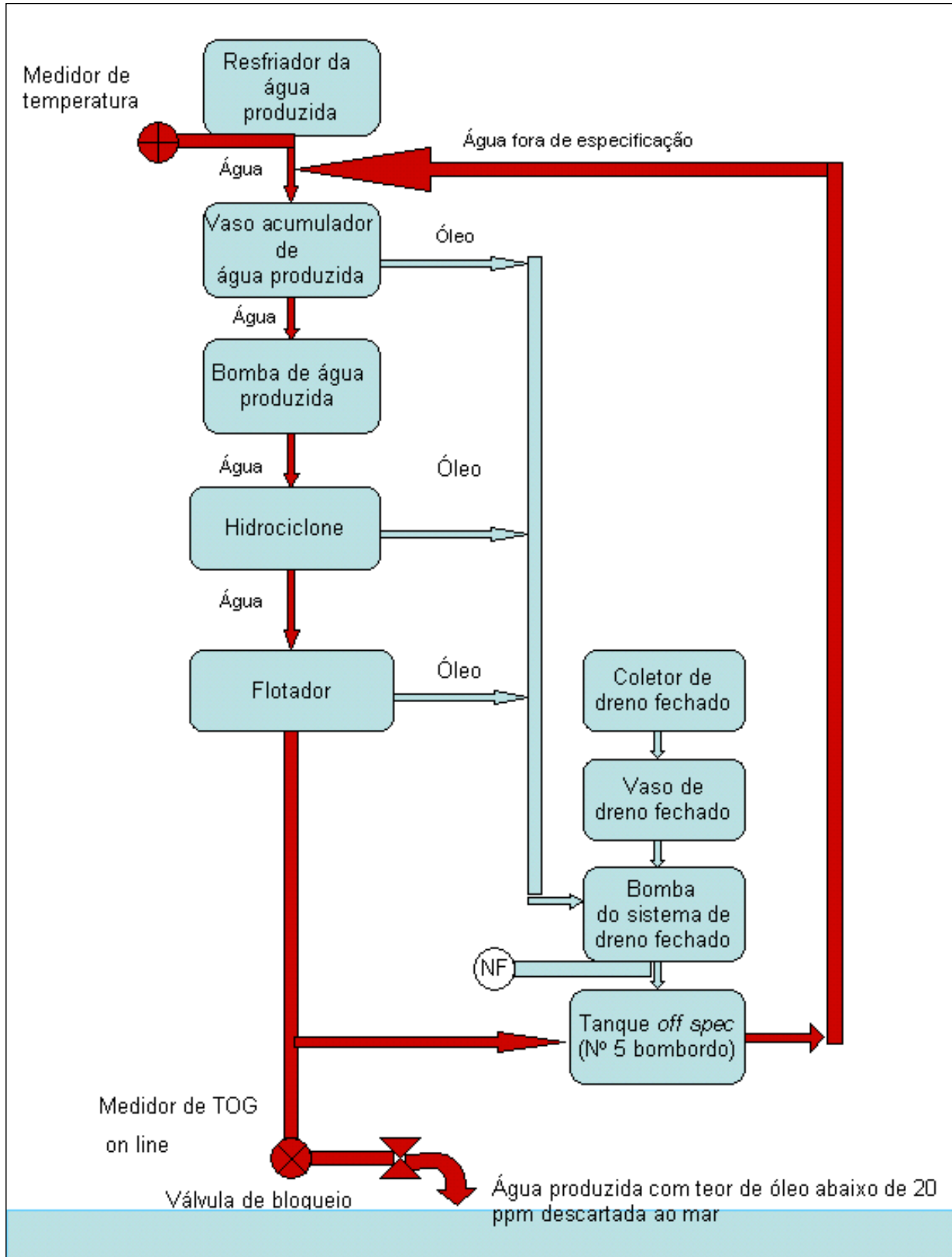
A corrente de água oleosa produzida proveniente do separador de teste, separador de produção do primeiro estágio, separador de produção de baixa pressão e o tratador eletrostático que compõe o sistema de tratamento de óleo é resfriada em pré-aquecedores de fluidos, seguindo deste ponto para o vaso acumulador de água produzida (Skim Vessel). Neste equipamento, gás e o resíduo oleoso são recuperados através de separação gravitacional, retornando o óleo e o gás para os respectivos processos de tratamento.

A corrente principal de água oleosa proveniente do vaso acumulador é direcionada para o hidrociclone, através da bomba centrífuga de baixo cisalhamento, onde são injetadas soluções de polieletrólitos que promovem a aglutinação das partículas de óleo sendo direcionados para o flotador.

O rejeito que contém ainda cerca de 50% óleo é retornado para o sistema de processamento de óleo, enquanto a água é direcionada para o flotador de gás induzido. Neste equipamento os gases dissolvidos por indução fluem ascendentemente através da água, gerando bolhas de gás que arrastam o óleo dentro da massa líquida e que combinam com outras bolhas de gás, contribuindo desta forma para uma maior eficiência de separação das duas fases líquidas na parte superior do equipamento de separação.

A qualidade da água tratada proveniente do flotador será monitorada continuamente por uma malha de controle que compara o teor de óleo na água medindo concentração na corrente de saída do equipamento conforme especificações de projeto, comparando com o *set-point* estabelecido de 20 ppm de teor de óleo e graxas (TOG). Para valores inferiores a esta condição de operacional de projeto (*set-point* de 20 ppm), a corrente de água é descartada no mar; para valores superiores, esta mesma corrente é direcionada para o tanque *off spec*, tanque específico de armazenamento temporário para a recirculação no sistema de tratamento de água e novo *pass* de tratamento até atingir as condições de operação.

O diagrama de blocos de separação e tratamento de água produzida, Figura II.8.1-3, apresenta as principais correntes de entrada e saída assim como os principais equipamentos de processo.



**Figura II.8.1-3:** Diagrama do Subsistema Tratamento e Disposição de Água Produzida.

### - Subsistema Compressão e Tratamento de gás

O gás removido do processo de tratamento e separação de óleo é comprimido e desidratado para três finalidades previstas no projeto: elevação artificial do petróleo (*gas lift*), consumo interno de gás combustível (motores, turbinas, caldeiras) e exportação do excedente através de gasoduto.

O sistema de compressão e tratamento de gás consiste nos seguintes sistemas:

- Sistema de Compressão de Baixa Pressão (*booster*);
- Sistema de Compressão Principal de Gás;
- Sistema de Desidratação de Gás;e
- Tratamento de gás combustível.

O primeiro componente do sistema de compressão de gás, o compressor de baixa pressão (*booster*), é um compressor alternativo do 1º e 2º estágios acionado por motor elétrico. O compressor *booster* comprime principalmente gases do separador de baixa pressão e de outros vasos de processo (Tratador eletrostático, vaso acumulador de água e desaeradora de água do mar). Este gás é comprimido em uma pressão suficiente para entrar na sucção do compressor principal.

O gás do Separador de Produção (separador de 1º estágio), do Separador de Teste e da descarga do compressor de baixa pressão é resfriado à 40 °C. Um vaso depurador de gás é provido à montante do Sistema de Compressão. O Compressor Principal consiste de 2x100% máquinas centrífugas de 2 estágios que comprime o gás da pressão de separação de 10 kgf/cm<sup>2</sup> até 200 kgf/cm<sup>2</sup>, pressão necessária para *gas lift*. Os compressores são acionados por motores elétricos.

Antes de exportar e fazer *gas lift* o gás a alta pressão é enviado para o Sistema de Desidratação de Gás para reduzir a temperatura de condensação da água. A remoção da água será realizada utilizando o produto com propriedade higroscópica, o Trietilenoglicol, denominado de “TEG” ou simplesmente “glicol” que é posteriormente regenerado através do aquecimento e retornando ao processo, para nova absorção de umidade. O sistema consiste de depurador de gás, torre de absorção e sistema de regeneração de glicol. Depois da desidratação, o gás será usado com *gas lift*, gás combustível, e o excedente é

exportado pelo gasoduto para a plataforma P-XV, através do gasoduto, passando antes pelo PLEM. O sistema de exportação de gás foi projetado para também permitir a importação de gás para consumo no final da operação da plataforma, quando necessidade de gás combustível for superior ao gás produzido.

As correntes gasosas após o resfriamento com as correntes de gás do separador de produção, do separador de teste e da descarga do compressor de baixa pressão são comprimidas de forma que a pressão de operação seja suficiente para entrar na sucção do compressor principal, a jusante do vaso depurador de gás.

Nesta unidade serão controladas a temperatura de condensação da água e a remoção de umidade, que também será utilizada o produto químico o TEG para absorção.

A Tabela II.8.1-5, apresenta as condições de processo e operação, principais variáveis de processo, para a compressão de gás, compressão em baixa pressão e desidratação.

**Tabela II.8.1-5: Características Operacionais de compressão e tratamento de gás.**

Sistemas	Capacidade/ Compressão (Nm <sup>3</sup> /dia) (20°C e 1 atm)	Temperatura de sucção (°C)	Temperatura de descarga (°C)	Pressão sucção (Kgf/cm <sup>2</sup> )	Pressão descarga (Kgf/cm <sup>2</sup> )
Sistema de Compressão de gás	2.500.000	40	40	10	200
Sistema de Compressão de baixa pressão (booster)	2.500.000	70	40	0,2	10
Capacidade Operacional do Sistema de Desidratação de Gás	2.500.000	40	40	200	200



No diagrama de separação e tratamento de gás, Figura II.8.1-4 são ilustradas as principais correntes de entrada e saída do Subsistema de Compressão e Tratamento de gás apresentando os principais equipamentos de processo como o compressor de 1º e 2º Estágio, os compressores alternativos do 1º e 2º Estágio (Compressores Auxiliares) e o desidratador de gás e depurador (*scrubber*).

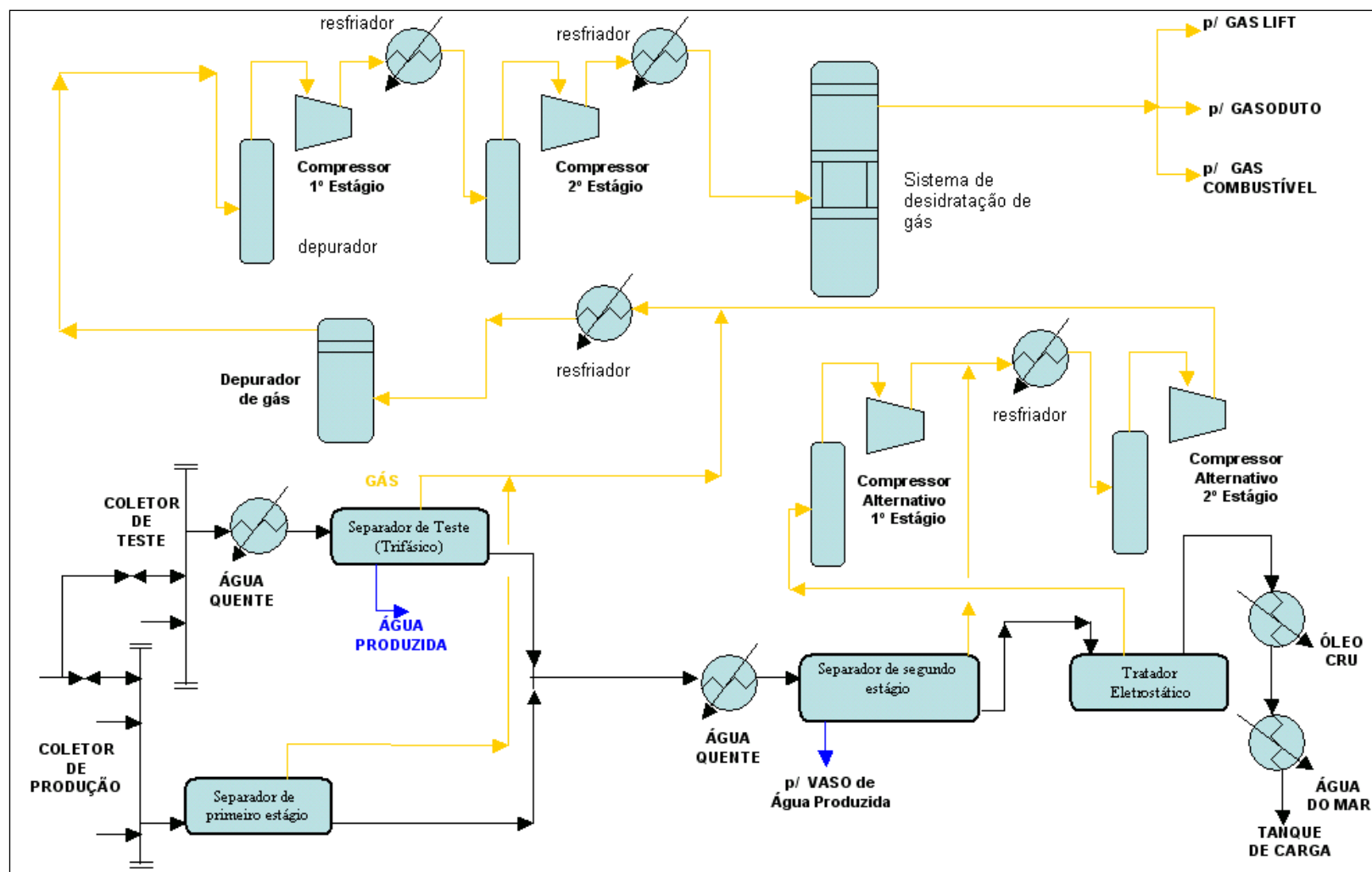


Figura II.8.1-4: Subsistema de Compressão e Tratamento de gás.

## Subsistema de Drenagem e Tratamento de Efluentes

A plataforma terá um sistema de drenagem, coleta e tratamento de águas oleosas para gerenciamento e controle de todos efluentes (resíduos oleosos) gerados durante as atividades operacionais da unidade marítima.

O sistema de drenagem será projetado para coletar os líquidos provenientes da drenagem aberta e fechada nos diferentes pontos de emissão da unidade marítima.

A drenagem fechada foi dimensionada em projeto para receber cargas de hidrocarbonetos líquidos de vasos de processos durante as fases da atividade de manutenção, que compreende os resíduos oleosos oriundos do sistema de tratamento de água produzida e de tambores de *flare* de alta e baixa pressão. A água oleosa coletada destas áreas será então encaminhada para o sistema de tratamento instalado dentro do tanque séptico (*sump*) com capacidade volumétrica de 3.358,90 m<sup>3</sup>, e também para o vaso separador que promove a separação do líquido do gás. A fase gasosa, oriunda do vaso, é destinada para queima no *header* de baixa pressão do *flare* e a fase líquida direcionada para o tanque *off spec* cuja capacidade volumétrica de projeto é de 14308,85 m<sup>3</sup>.

As contribuições de derramamentos internos de óleo, água de dilúvio, água de chuva de áreas classificadas e não classificadas do sistema de drenagem fechada são direcionadas, através de tubulações e *headers* para o tanque de drenagem aberta, sendo as águas oleosas posteriormente encaminhadas para o *Slop Tank* que tem a capacidade volumétrica de 3.358,90 m<sup>3</sup>.

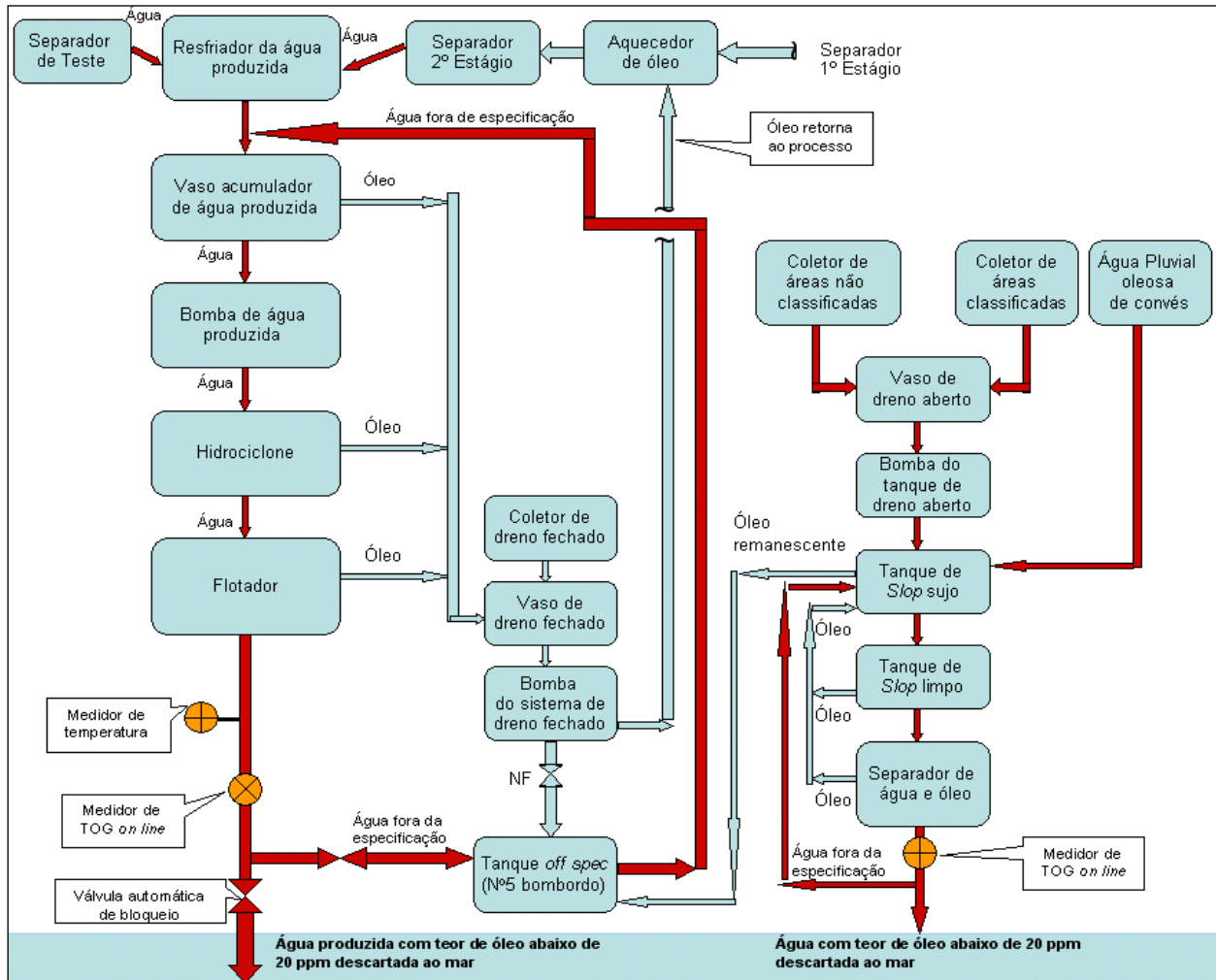
O descarte no mar de água produzida com teores de óleos e graxas inferiores a 20 ppm deverá também obedecer ao limite máximo de 40°C para a temperatura de descarte, conforme estabelecido pela Resolução CONAMA 357/2005. A Tabela II.8.1-6 apresenta os tanques do sistema de tratamento com os respectivos volumes.

**Tabela II.8.1-6:** Tanques do sistema de tratamento.

Tanque	Tipo de óleo	Volume (m <sup>3</sup> )	Função
<i>Slop tank</i> sujo (bombordo)	Água oleosa	3358,9	Armazenagem e circulação
<i>Slop tank</i> limpo (boreste)	Água oleosa	3358,9	Armazenagem e circulação
Tanque <i>off spec</i>	Água oleosa	14308,85	Recebimento de óleo fora de especificação

O *FPSO CIDADE DO RIO DE JANEIRO* também terá um sistema sanitário que coletará as águas oriundas dos banheiros, lavanderias e cozinha. O volume gerado de efluentes é variável em função do número de pessoas a bordo da plataforma que é estimado em torno de 100 pessoas. Considerando o uso médio de 200 l diários por pessoa (limpeza, higiene, gasto geral das lavanderias), a carga gerada pode chegar a 20 m<sup>3</sup>/dia, e este sistema estará dimensionado para atender a esta capacidade.

O diagrama do sistema de Drenagem e Tratamento de Efluentes, representado na Figura II.8.1-5, mostra as principais correntes de entrada e saída assim como os principais equipamentos de processo, e, adicionalmente, também são apresentadas as correspondentes correntes de processo para os efluentes oleosos.



**Figura II.8.1-5:** Sistema de Drenagem e Tratamento de Efluentes, e as correspondentes correntes de processo para efluentes oleosos.

### Sistema de Transferência de Óleo para o Navio Aliviador

O óleo originado nos 5 poços da Área 1-RJS-409 após separação e tratamento, é medido de acordo com o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás da ANP- Portaria nº 1 de 2000-ANP/INMETRO, para o posterior armazenamento em 13 tanques na unidade marítima com capacidade total de carga de 1.600.000 barris. A capacidade total de tancagem de óleo cru da unidade, referente ao volume total de cada tanque é apresentada na Tabela II.8.1-7.

**Tabela II.8.1-7:** Capacidade de tancagem de óleo cru da unidade FPSO - RIO DE JANEIRO.

Identificação do tanque	Volume (m <sup>3</sup> )
Nº 1 Central	32.634,70
Nº 2 Central	36.028,30
Nº 3 Central	22.517,70
Nº 4 Central	22.517,70
Nº 5 Central	36.028,30
Nº 6 Central	35.597,40
Nº 1 Bombordo	19.115,50
Nº 1 Boreste	17.814,00
Nº 3 Bombordo	26.296,90
Nº 3 Boreste	28.032,30
Nº 5 Boreste	14.627,50

A transferência do óleo armazenado no *FPSO CIDADE DO RIO DE JANEIRO* para os navios tanques aliviadores (NT) será por meio de bombas centrífugas cuja vazão de operação prevista em projeto é de 6.500 m<sup>3</sup>/h, e utilizando linhas flutuantes.

A operação de transferência (*offloading*) será realizada em um período de até 24 horas, sob condições meteoceanográficas adequadas para garantia da realização da operação em condições de segurança utilizando mangotes flutuantes com 20 polegadas de diâmetro e 250 metros de comprimento. Para a transferência serão utilizadas três bombas acionadas por turbinas a vapor, sendo uma reserva.

O mangote de transferência previsto no projeto possui dupla carcaça, classe # 300, com sensor de rompimento da carcaça interna, com raio mínimo de 4D e DI de 20" x 35', recolhíveis e armazenados em carretéis. O FPSO possui ainda duas estações de alívio: uma à popa boreste e outra à bombordo. Ao final da operação de transferência de óleo, o mangote será tratado para remoção do óleo interior por meio de lavagem de água. Esse processo consiste no bombeamento de água salgada pelo mangote num regime de fluxo turbulento, no sentido do FPSO para o navio aliviador. A operação de lavagem será concluída com o

bombeio da água proveniente do *slop tank* para o *slop tank* do navio aliviador e após o recolhimento do mangote flutuante para o FPSO.

Os Navios Aliviadores têm uma capacidade em torno de 100.000 TPB (Tonelagem de Peso Bruto) e operarão atracados *in tandem* com o FPSO em posicionamento dinâmico, terão um sistema de detecção de vazamentos de óleo e gás.

### Sistema de Exportação de Gás

Este sistema é composto por um gasoduto que tem como finalidade o transporte de gás produzido na área 1-RJS-4009, após o tratamento e a compressão na plataforma *FPSO CIDADE DO RIO DE JANEIRO*, até o *Pipeline end Manifold* (PLEM). O PLEM permitirá a conexão ao gasoduto que corresponde ao trecho de linha para o escoamento da produção oriunda da plataforma FPSO Espadarte para a plataforma P-XV.

A conexão entre estes dois gasodutos será realizada pelos equipamentos que consistem em um MCV (Módulo de Conexão Vertical), painéis para intervenção com ROV, com interface para acionamento mecânico e indicação da posição das válvulas esferas posicionadas horizontalmente no topo da estrutura.

O riser que conduzirá o gás ao gasoduto será flexível e os trechos estáticos entre a ESDV (*Emergency Shut Down Valve*) do *FPSO CIDADE DO RIO DE JANEIRO* e o PLEM terão 6" de diâmetro. O riser flexível terá a extremidade interligada a ESDV através de *swivel* para lançamento "em linha". Na extremidade final será então instalado o PLEM para prover a conexão do gasoduto do novo *FPSO CIDADE DO RIO DE JANEIRO* com o gasoduto existente ESPF Espadarte a plataforma P-XV.

O duto para exportação de gás a ser instalado terá um diâmetro de 6", 22 km de comprimento que corresponde da área do *FPSO CIDADE DO RIO DE JANEIRO* até o PLEM, e operará a uma vazão de 0,40 MMm<sup>3</sup>/dia de gás. Na extremidade do duto, próximo ao *FPSO CIDADE DO RIO DE JANEIRO*, a válvula de bloqueio automático (ESDV) dimensionada para trabalhar a pressão de 200 bar, atuará em caso de ocorrência de desvios operacionais (pressão e vazão) reduzindo a perda de estanqueidade devido a possíveis vazamentos de gás para o ambiente.

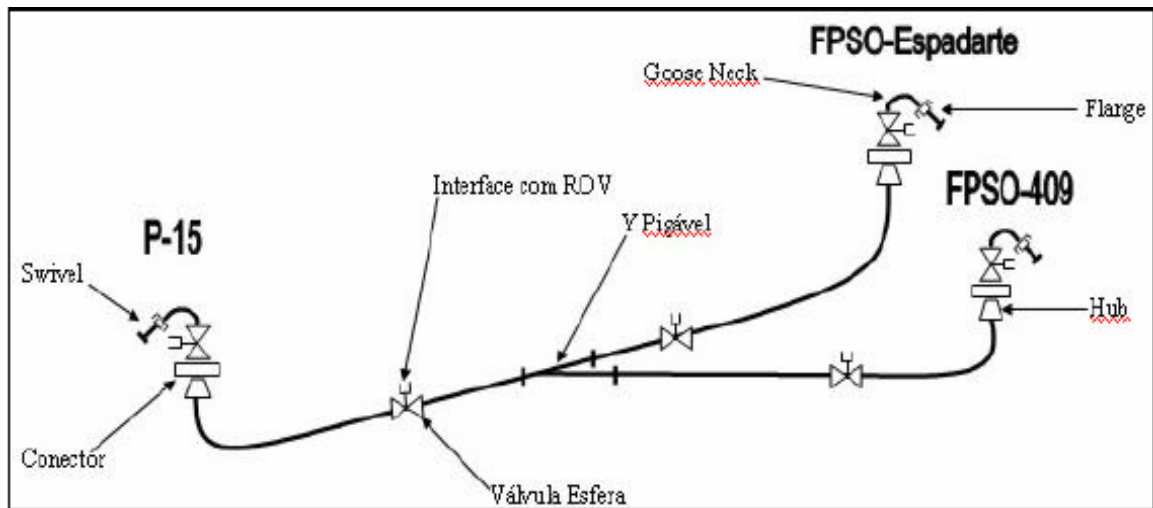
O sistema de escoamento de gás apresenta ainda uma câmara que permite a passagem de “pig” convencional, lançado a partir do *FPSO CIDADE DO RIO DE JANEIRO* e recolhido em um receptor instalado na plataforma P-XV para a limpeza do duto de exportação.

A Tabela II.8.1-8 apresenta as condições operacionais de escoamento do gás em relação à Unidade Estacionária de Produção (UEP). Para análise deste sistema, também é apresentado o diagrama da estrutura na Figura II.8.1-6 onde são ilustrados os principais dispositivos com a tubulação de transferência de gás, os trechos entre *FPSO CIDADE DO RIO DE JANEIRO* – Espadarte e a plataforma P-XV.

**Tabela II.8.1-8:** Características de projeto e operação do escoamento do gás.

<b>Parâmetro de Processo</b>	<b>Valor / Condições Operacionais</b>
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>
Temperatura de exportação (condição operacional normal)	40 °C
Temperatura de exportação (condição operacional anormal)	60 °C
Temperatura de exportação (na base do riser condição operacional anormal)	60 °C
Tempo estimado de operação em condição anormal de umidade	0,2% do tempo de vida operacional da UEP.
Tempo estimado de operação em condição anormal de temperatura	1% do tempo de vida operacional da UEP
	2% do tempo de vida operacional da UEP (1 parada de 10 dias a cada 2 anos de operação + tempos estimados de SD - 3h/semana)
Tempo total estimado de parada operacional	
Ponto de Orvalho especificado	-15 °C @ 200 kgf/cm <sup>2</sup>
Riser de saída	1800 m
Diâmetro do duto	6”
Comprimento do duto	22.055 m





**Figura II.8.1-6:** Desenho esquemático dos componentes do Pipeline End Manifold – PLEM.

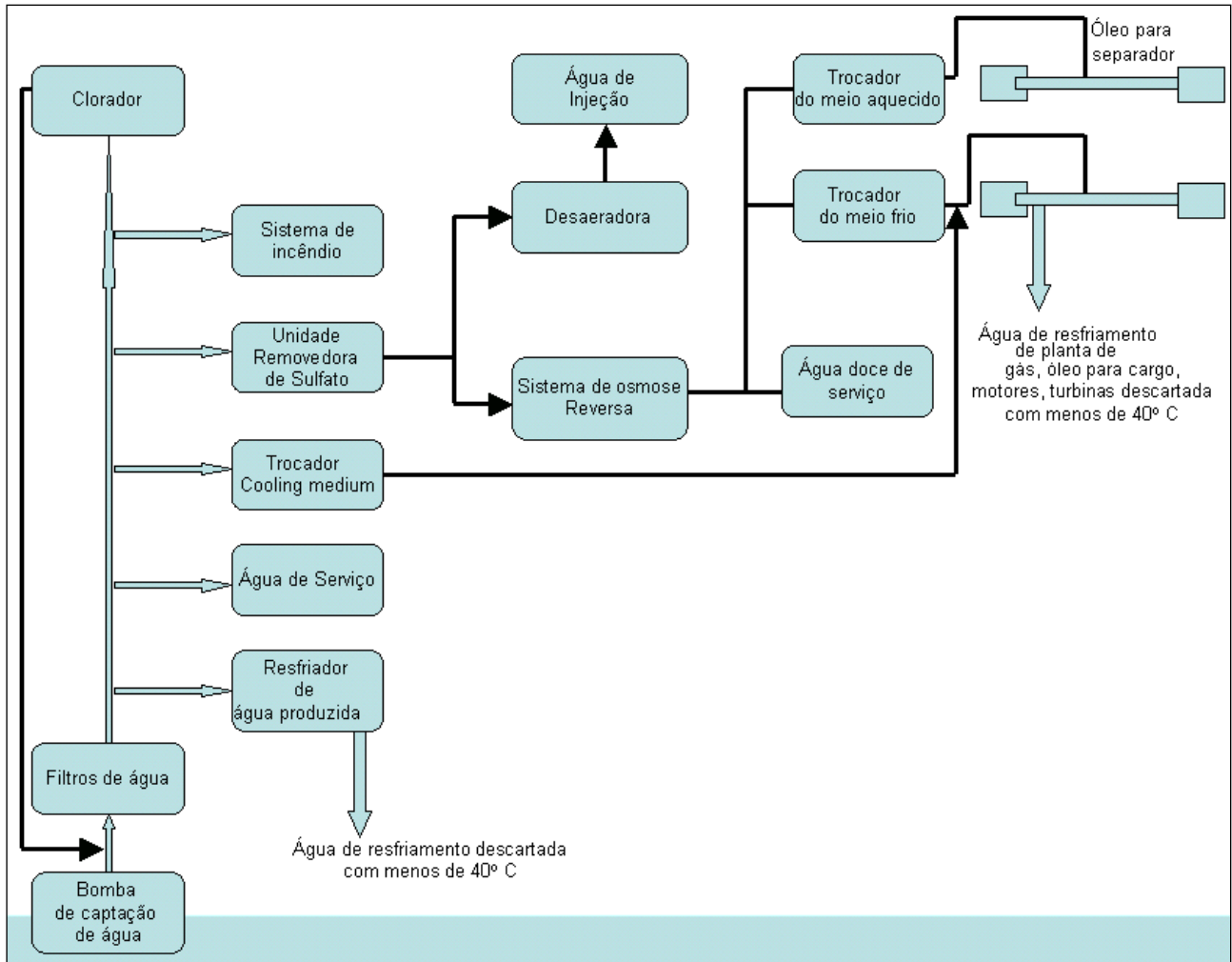
### - Sistemas Secundários

Os sistemas secundários correspondem às atividades de apoio, utilidades, segurança e as funções de controle que serão realizadas na plataforma de produção e que estão relacionadas à disposição de água industrial, suprimento de energia elétrica, sistemas de segurança e controle operacional dos equipamentos e processo de produção. Os principais subsistemas são descritos para a caracterização dos modos de operação, formas de controle e funcionamento.

### - Subsistema de Disposição de água industrial

A água industrial utilizada no *FPSO CIDADE DO RIO DE JANEIRO* será captada do mar visando atender aos equipamentos de processo da unidade, utilidades e usuários finais (acomodação, convés e sistema de reposição da água de aquecimento do óleo produzido) para o fornecimento de água potável através de tratamento requerido.

A água do mar será encaminhada para a unidade de osmose reversa (OR) para a remoção de contaminantes e impurezas por meio da filtração seletiva e difusão em membranas semi-permeável. Deste ponto, a água será transferida para um tanque de armazenagem de água industrial e distribuída para a rede de coleta. O diagrama apresentado na Figura II.8.1-7 ilustra as etapas do processo de disposição a partir da etapa de inicial de captação.



**Figura II.8.1-7:** Sistema de captação e disposição de água industrial.

### - Subsistema Geração de Energia elétrica

A geração de energia para a plataforma será realizada por meio de turbogeradores e Geradores auxiliar a diesel, além de possuir um sistema de emergência e caldeiras que são descritos a seguir:

### - Turbogeneradores

A geração de energia para o *FPSO CIDADE DO RIO DE JANEIRO* será feita através de quatro turbogeradores a gás e óleo diesel de 11 MW de potência, sendo um gerador de reserva. As turbinas serão do tipo dual, isto é, poderão funcionar tanto queimando gás como óleo diesel e estarão acopladas a geradores elétricos. Em condições normais de operação, três turbogeradores serão suficientes para atender a todos os consumidores do *FPSO CIDADE DO RIO DE*

*JANEIRO*. Na fase inicial de produção, os turbogeradores serão movidos a óleo diesel. Nesta fase, o consumo de óleo diesel deverá ser de 80t/dia. Uma vez atingida a estabilização da produção de gás combustível, o sistema gerador de energia passará a utilizar este, com consumo máximo previsto de 3 x 69,014 Nm<sup>3</sup>/dia, pois são três geradores e um reserva.

Os turbogeradores alimentam os seguintes sistemas: sistema de compressão principal, sistema de compressão de gás de baixa pressão, bombas de captação de água do mar, bombas de alimentação da unidade removedora de sulfato, bombas de injeção de água, transformadores dos tratadores eletrostáticos, aquecedor do sistema de regeneração de glicol, bombas de alimentação do hidrociclone e bomba do sistema de flotação, bomba de circulação de água de resfriamento, bomba de circulação de água quente, dentre outros subsistemas.

#### **- Geradores auxiliares a diesel**

O sistema gerador de energia do *FPSO CIDADE DO RIO DE JANEIRO* terá ainda dois geradores auxiliares à diesel de 1,1 MW de potência cada um, que deverão alimentar o sistema da plataforma durante o período pré-operacional, previsto para durar cerca de dois meses e também para partidas a frio (*black start*). O consumo estimado para cada gerador é de 8t/dia de diesel.

#### **- Gerador de Emergência**

O *FPSO CIDADE DO RIO DE JANEIRO* terá ainda um gerador de emergência a diesel de 260 KW de potência, que deverá alimentar os sistemas críticos que necessitam estar operacionais durante o processo de emergência. O consumo estimado é de 2t/dia de diesel.

#### **- Caldeiras**

O *FPSO CIDADE DO RIO DE JANEIRO* terá ainda duas caldeiras (uma reserva) de 40t/horas de vapor operados a diesel ou a gás. Estas caldeiras produzirão vapor para o acionamento das bombas de *offloading* e bombas dos tanques de carga. Cada caldeira, quando operada a diesel *terá* o consumo de 2,9 t/hora. Quando operada a gás, terá o consumo de 69.936 Nm<sup>3</sup>/dia. É importante

ressaltar que as caldeiras serão operadas apenas eventualmente, nas operações de *offloading* e durante manobras dos tanques de carga.

As emissões atmosféricas vão variar de acordo com as condições de operação da Plataforma. As principais emissões atmosféricas, em operação normal, serão oriundas do conjunto dos turbogeradores. O *flare*, a princípio, somente produzirá emissões significativas em situações de emergência ou no caso de interrupção do escoamento da produção de gás natural.

Foram identificados três cenários distintos de emissão atmosférica: o primeiro refere-se à fase pré-operacional (Cenário I), em que estará em funcionamento o gerador diesel auxiliar; o segundo cenário (Cenário II) refere-se à fase inicial de operação, quando o sistema ainda não tiver atingido a estabilização de produção; e o terceiro cenário (Cenário III) contempla a fase estável de produção, quando os turbogeradores passarem ao consumo de gás natural.

Os principais poluentes atmosféricos emitidos pelos turbogeradores e pelos motores do *FPSO CIDADE DO RIO DE JANEIRO* serão os óxidos de nitrogênio (NO<sub>x</sub>) e de enxofre (SO<sub>x</sub>), monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), material particulado (MP), e hidrocarbonetos totais de petróleo (THP). Os valores horários das emissões podem ser vistos na Tabela II.8.1-9 abaixo:

**Tabela II.8.1-9:** Principais poluentes atmosféricos emitidos. ND= Não disponível.

Cenário	Combustor	Unidade	NO <sub>x</sub>	CO	SO <sub>x</sub>	MP	THP	CO <sub>2</sub>
I	Motogerador auxiliar	Kg/h	24,10	5,52	8,12	0,704	0,707	1.144
II	Turbogerador a diesel	Kg/h	55,75	0,21	63,82	0,760	0,245	9.950,09
III	Turbogerador a gás natural	Kg/h	46,5	11,89	0,707	0,95	1,590	15.940,72
-	<i>Flare</i>	Kg/h	0,175	0,956	0	ND	0,3587	142,43
	Caldeira diesel (uso eventual)	Kg/h	ND	ND	37,74	ND	ND	9.109,30
	Caldeira à gás (uso eventual)	Kg/h	ND	ND	0	ND	ND	6.368,092

## - Sistemas de segurança e manutenção

### Sistemas de segurança

O sistema de Segurança e Controle do FPSO foi desenvolvido com base no API RP 14C (7ª edição, Março de 2001), o qual foi utilizado para determinar os requerimentos mínimos de segurança para os sistemas de superfície da unidade. Fazem parte do processo de execução desse sistema a implementação de uma série de estudos de análise de riscos, como HAZOP e HAZID. O sistema de segurança e controle consiste dos seguintes sistemas integrados:

- Sistema de incêndio e gás;
- Sistema Emergencial de Bloqueio (ESD);
- Sistema Lógico (*Logic Solver System*);
- Interface da Operação (HMI interface).

Fazem parte do Sistema Instrumentado de Segurança (SIS) os equipamentos transmissores, sensores e interruptores manuais, o sistema lógico, as válvulas solenóides de bloqueio, o starter motor e a interface operacional. Todos os elementos do SIS são completamente dissociados, tanto do ponto de vista físico como elétrico, dos elementos utilizados no Sistema de Controle de Processamento (SCP).

O sistema foi desenvolvido à prova de falhas e de maneira que o SCP não reinicie automaticamente qualquer equipamento quando o iniciador de bloqueio retorne ao modo normal ou a energia seja restaurada. A energia do SIS é proveniente de duas fontes independentes de energia, sendo uma sobressalente.

O sistema de gás e incêndio (SGI) atende a todo o FPSO e foi desenvolvido obedecendo à critérios da certificadora ABS e SOLAS. De uma maneira geral, o sistema de incêndio e gás compreende no monitoramento de todas as áreas onde misturas explosivas e/ou inflamáveis possam ocorrer.

A detecção desses eventos irá, então, iniciar o alerta dos tripulantes através do sistema de público de informação e iniciar uma série de ações visando minimizar as conseqüências do evento. Ações de controle encontradas no sistema de gás e incêndio têm interface direta com o sistema de ESD e permitem a evacuação dos tripulantes com segurança. O SIS consiste de:

- Detecção automática de fogo ou presença de mistura combustível;

- Iniciação de alarmes visuais e sonoros para aviso de perigo a todos os tripulantes;
- Ativação do sistema de dilúvio na área afetada e em áreas adjacentes;
- Ativação do sistema de bloqueio automático para fechar os poços e plantas de processo e utilidades, caso necessário;
- Inundação de áreas afetadas com CO<sub>2</sub> de maneira a extinguir o fogo;
- Ativação manual do bloqueio e sistema de proteção de incêndio, caso necessário;
- Permitir imediata e exclusiva operação;
- Efetua extensos diagnósticos de fornecimento de energia e circuitos elétricos devido a perda de energia ou falhas;
- Alarma imediatamente no painel de controle quando da detecção de incêndio;

O SGI é composto dos seguintes equipamentos:

- Um painel central de SGI para o FPSO localizado na sala de controle, que contempla toda a área de processo e recebe informações consolidadas dos sub-painéis localizados em outras áreas do FPSO;
- Um sub-painel localizado na E-House;
- Um sub-painel que atende as acomodações localizados na sala de controle;
- Estação operadora de interface, localizada na sala de controle;
- Dispositivos de detecção de calor, fumaça, gases combustíveis;
- Dispositivos sensíveis à radiação ultravioleta (UVIR);
- Alarmes visuais e sonoros.

O FPSO possui um fluxograma de ações a serem tomadas caso ocorram sinistros e consiste de 4 níveis de bloqueio. Os agentes motivadores que determinam o status do FPSO e, conseqüentemente, a escolha de um dentre os quatro níveis de emergência são claramente apresentados no fluxograma. Os níveis de bloqueio são os abaixo apresentados, em ordem crescente de prioridade:

- Nível 1- Bloqueio e abandono do FPSO;

- Nível 2- Bloqueio de algumas ou todas as áreas;
- Nível 3- Bloqueio de processo;
- Nível 4- Bloqueio da unidade.

### **Sistema Emergencial de Bloqueio**

O sistema emergencial de bloqueio tem como função intervir em um dado processo ou em um equipamento específico do processo durante uma ocorrência insegura. Esse sistema é acionado sempre que ocorra uma situação que possa resultar na emissão de materiais tóxicos, inflamáveis ou explosivos. Os componentes do sistema emergencial de bloqueio são identificados e documentados diferenciá-los de outros sistemas, e podem proporcionar o seguinte:

- Bloqueio automático de equipamentos para proteção da tripulação e facilidades;
- Redundância de softwares e hardwares;
- Auto teste;
- Permite fácil manutenção, reparo e identificação de falhas;

O sistema permite ser acionado manualmente através de botoeiras localizadas na sala de controle, área de processo, área de compressores, *helideck* e área de botes salva vidas.

### **Sistema de incêndio**

O *FPSO CIDADE DO RIO DE JANEIRO* é protegido por sistemas de incêndio convenientemente localizados em diversas áreas da unidade. Os sistemas localizados no *deck* são do tipo dilúvio, automaticamente ativados por fusíveis ou manualmente na sala de controle.

O heliponto, a área de cargo e a área de *offloading* são protegidos por sistema de extintores de espuma. A área de cargo abaixo dos módulos superiores é protegida por sistemas fixos de extintores de espuma. O maquinário existente no FPSO, bem como espaços entre os equipamentos são equipados com extintores fixos de CO<sub>2</sub>.

O sistema de extintores à água inclui 2 x 100% bombas de incêndio (bombas hidráulicas com motores a diesel), localizadas na popa e no *fore peak space*. É



apresentado na Tabela II.8.1-10 os equipamentos referentes à combate a incêndio no FPSO:

**Tabela II.8.1-10:** Equipamentos utilizados no sistema de combate à incêndio.

Equipamento	Observações
Bomba de incêndio #1	1500 m <sup>3</sup> /h x 120m
Bomba de incêndio #2	1500 m <sup>3</sup> /h x 120m
Bomba jockey #1	30 m <sup>3</sup> /h x 100 m
Bomba jockey #2	30 m <sup>3</sup> /h x 100 m
Tanque de espuma	6000 litros
Tanque de espuma (teste)	100 litros
Equipamento de CO <sub>2</sub>	Distribuídos na sala de máquinas, sala de bombas, etc.

O sistema de combate à incêndio consiste dos seguintes sistemas, que foram apresentados na seção da caracterização da atividade, item II.2.4.11.4- Sistemas de segurança e manutenção, que completam a segurança.

- 1- Água;
- 2-Sistema de espuma;
- 3-Sistema a gás de combate à incêndio;
- 4-Extintores portáteis

#### - 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 2 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 do escoamento para gasoduto do FPSO CIDADE DO RIO DE JANEIRO ao PLEM.

Os gases serão coletados através dos ventos e queimados continuamente em 2 vasos de flares independentes que operam a alta pressão (HP) e em baixa



pressão (LP) com capacidade de máxima de consumo de gás de 2.200.000 Nm<sup>3</sup>/dia e 500.000 Nm<sup>3</sup>/dia respectivamente, 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 DO RIO DE JANEIRO*, estando a uma altura de 75 metros, 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 as pessoas e equipamentos.

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

Durante operações de carregamento de óleo e alívio (*offloading*), um sistema de distribuição e coleta serão utilizados para fornecimento de gás inerte e ventilação, definido como sistema de gás inerte (SGI). Durante o alívio, gás inerte é fornecido a partir de uma das caldeiras de operação para cada tanque de carga, tanque de slop e tanque *offspec*. Uma válvula de controle e uma válvula de *bypass* do sistema de distribuição e coleta controlam a pressão do gás inerte, cujo teor de oxigênio é monitorado e registrado na sala de controle. Como redundância, é prevista uma válvula de segurança (PSV) independente na linha de ventilação, visando proteger cada tanque de óleo, tanques de slop e tanque *offspec* de qualquer sobre pressão.

Todas as atividades de purga e de liberação de gás podem ser feitas sem que haja interrupção das atividades de carregamento e *offloading*. O sistema de gás inerte consiste dos seguintes elementos listados na Tabela II.8.1-11:

**Tabela II.8.1-11: Componentes do sistema.**

<b>Componentes</b>	<b>Componentes</b>
Vaso de Gás Inerte (IG <i>scrubber</i> ).	Linha de gás inerte para os tanques de carga, <i>Slop sujo</i> , <i>Slop limpo</i> e tanque <i>offspec</i> .
Dispensador de gás inerte (IG <i>vans</i> ).	PSVs
Vaso de selagem.	<i>Vent Post</i>
Válvulas de não-retorno, de controle e de isolamento.	Linha de ventilação de gás inerte com válvula P/V independente a válvula de <i>bypass</i> para cada tanque de carga, de <i>slop</i> e tanque <i>offspec</i> .
Coletor principal de gás inerte.	
<i>Distribuidor</i> principal de gás inerte com válvula de controle remoto ( <i>bypass</i> ) e válvula P/V.	

### **Apoio Logístico da embarcação de Apoio**

As atividades relacionadas às funções de apoio à plataforma durante o abastecimento, estocagem e navegação na área de influência direta do empreendimento estão associadas ao apoio operacional a atividade.

### **Apoio Operacional à plataforma de produção**

O apoio operacional referente às atividades de produção da plataforma *FPSO CIDADE DO RIO DE JANEIRO* compreende as atividades de manutenção, inspeção e reparos de equipamentos e linhas. Estas ações possibilitam aumentar a integridade estrutural e a execução das operações de suporte para a exploração de óleo, escoamento de gás e transferência de óleo da Área 1-RJS-409 do Campo de Espadarte, conforme as diretrizes da Petrobras. São previstas visitas periódicas de equipes de manutenção às unidades por meio de embarcações de apoio para a realização das inspeções de equipamentos, revisão e substituição e o transporte de materiais, além de outras atividades para verificar e assegurar os

padrões com a finalidade de atender as normas de operação e segurança da empresa.

### **II.8.1.1.3 - Localização Geo-referenciada dos Poços de Produção e da Unidade**

A plataforma de produção *FPSO CIDADE DO RIO DE JANEIRO* será instalada no Campo de Espadarte, Área *FPSO CIDADE DO RIO DE JANEIRO*, Bacia de Campos na coordenada geográfica apresentada na Tabela II.8.1-12.

**Tabela II.8.1-12:** Coordenadas da plataforma *FPSO CIDADE DO RIO DE JANEIRO*.

<b>COORDENADAS GEOGRÁFICAS</b>	
<b>DATUM SAD69</b>	
<b>Plataforma <i>FPSO CIDADE DO RIO DE JANEIRO</i></b>	
<b>LATITUDE</b>	<b>LONGITUDE</b>
22°51'26,9"S	40°21'37,1"W

Fonte: PETROBRAS.

A Figura II.8.1-8 apresenta o mapa de localização, geo-referenciada em base cartográfica referente à unidade de produção *FPSO CIDADE DO RIO DE JANEIRO*, os poços produtores e injetores e o sistema de escoamento dos fluidos.



#### **II.8.1.1.4 - Critérios de Segurança**

Os critérios de segurança que fazem parte da implantação do empreendimento consideram as fases de planejamento, instalação da unidade marítima *FPSO CIDADE DO RIO DE JANEIRO*, o navio de lançamento de linhas 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 visa 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 são implementados 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 de forma detalhada no item II.8.4, 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 com as respectivas ações são apresentados a seguir:

<b>Critério de Segurança</b>	<b>Descritivo</b>
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>backup</i> para falhas de envio de sinal para a operação e controle.
Garantia de Segurança Operacional	Projeto atendendo as boas práticas de segurança e as normas da Petrobras, revisão do projeto de processo 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.
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 Sistemas físicos de contenção para equipamentos críticos em razão de vazamento de óleo e resíduos oleosos nas atividades de manutenção, abertura de equipamentos para inspeção, ou operações com desvios das condições normas de processo

---

Responder a acidentes com vazamento de Instalação de equipamentos de detecção de substâncias gasosas ou líquidas com alta pressão de vapor para o ambiente - atendendo a logística para projeto de processo Combate imediato com a disponibilidade e sistemas.

de recursos (Evitar a propagação de Instalação de sistema de detecção de perda eventos básicos de acidentes) 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:

- 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 FPSO RIO DE JAANEIRO, sendo apresentado discutido as normas e procedimentos.

### **II.8.1.2 - ANÁLISE HISTÓRICA DE ACIDENTES AMBIENTAIS**

A análise histórica de acidentes ambientais para este empreendimento foi realizada com base na pesquisa desenvolvida em bancos de dados internacionais de acidentes, enfocando principalmente acidentes ocorridos em plataformas móveis do tipo *Floating Production Storage Offloading* (FPSO) em atividades semelhantes às que serão executadas no projeto de exploração de óleo e gás na área do 1-RJS-409. Os bancos de dados utilizados para identificação e avaliação dos potenciais acidentes abordados nesta análise foram:

- MHIDAS - *Major Hazard Data Service* (UKAEA)
- *Quantitative Risk Assessment Datasheet Directory* (OGP)
- WOAD – *Worldwide Offshore Accident Database*;

- PARLOC 1994 – *The Update of Loss of Containment Data for Offshore Pipelines (Health and Safety Executive, UK)*;
- HSE - *Health and Safety Executive* – 2001;
- OREDA 1992 – *Offshore Reliability Data*.

As informações extraídas dos bancos de dados contemplam os riscos de acidentes ambientais oriundos de atividades petrolíferas desenvolvidas no mundo inteiro, principalmente no Mar do Norte, que possui características ambientais mais severas do que as encontradas na Bacia de Campos, a exemplo das condições meteoceanográficas. Desta forma, a Análise Histórica, que foi elaborada a partir de dados estatísticos de acidentes ocorridos principalmente no Mar do Norte, apresenta resultados conservativos, quando utilizados para identificar e avaliar os possíveis acidentes e suas respectivas freqüências, que podem ocorrer durante a atividade de produção e escoamento de óleo e gás em áreas da costa brasileira.

A pesquisa de âmbito geral foi desenvolvida considerando toda a experiência (tempo de observação) disponível da indústria offshore, não somente aquela relacionada com unidades FSPO. 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.

Na Análise Histórica de Acidentes Ambientais foram abordados os desvios operacionais que resultassem, principalmente em:

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

### **II.8.1.2.1 - Acidentes com unidades FPSO e unidades semelhantes**

Como o MHIDAS não registra nenhum acidente com FPSO, enquanto que o *Worldwide Offshore Accident Databank* - 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 banco de dados *Worldwide Offshore Accident Databank* - WOAD apresenta os 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 do tipo FPSO, são descritos 11 acidentes, 4 envolvendo unidades FPSO e 7 envolvendo unidades semelhantes.

Os 7 acidentes envolvendo unidades semelhantes estão relacionados a diferentes tipos de unidades, como: FSU (*Floating Storage Unit*), FPU (*Floating Production Unit*), *Barge* (barcaças) e *Diving* (sistemas de mergulho). A seguir é apresentada a descrição resumida do relato de cada um dos 7 acidentes:

***Wilchief Diving (1985)*** – Explosão na câmara hiperbárica de sobrevivência. O técnico da manutenção que estava no interior da câmara morreu. A explosão provavelmente foi causada pela mistura hidrogênio/oxigênio liberada pelas baterias, e ignitada por um contactor/interruptor defeituoso. Sem liberação externa, sem lesões, 1 fatalidade.

***Fulmar FSU (1986)*** – Vazamento de óleo devido a 4 trincas no tanque lateral dianteiro. A produção não foi interrompida, mas foram necessários 3 meses sucessivos para serviços de manutenção. Sem lesões ou fatalidades.

***Lan Shui Processing Vessel (1990)*** – Incêndio na sala de máquinas e na área de acomodação devido a liberação de óleo diesel. A área foi evacuada. A produção foi interrompida por 2 meses. Sem lesões ou fatalidades.

***Jabiru FPU (1991)*** – Vazamento de óleo durante preparativos para desconexão do riser, devido a aproximação de um ciclone tropical. O óleo foi disperso devido 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 as condições adversas do tempo. Sem liberações, sem lesões ou fatalidades.

### Descrição dos Acidentes com unidades FPSO:

Neste item estão descritos os 4 acidentes registrados no banco de dados e que envolveram unidades móveis do tipo FPSO. Foram transcritas para cada acidente, o relato disponível na publicação do *Worldwide Offshore Accident Databank* – WOAD, bem como a tabela resumo com as principais características de cada evento acidental.

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

O navio aliviador *Petroskald* perdeu um de seus motores principais durante o carregamento de óleo do *Petrojarl 1*, fazendo com que o mesmo navegasse rumo ao FPSO. A colisão foi evitada (um “quase” acidente). Com a falha de um dos motores principais, seguiram o procedimento de emergência (Tabela II.8.1-13).

**Tabela II.8.1-13:** Características do evento acidental envolvendo o *Petrojarl 1*.

<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 à 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. A produção foi interrompida.

O navio estava impossibilitado de substituir a amarrara devido às péssimas condições do tempo. Em 30 de janeiro às 13:58h, o navio foi atingido por uma onda de 20-25m causando perda das amarras nº 2 e 3. Condições do tempo: ventos de 50-55 nós (com rajada de 65 nós) e ondas de 10-12m em média (máximo 15-18m).

O navio manteve a posição utilizando as 5 amarras remanescentes (ventos de 30-40 nós, ondas 7-8m em média e máximo de 12-13m). O navio foi mantido na posição e os riser não foram liberados. Não foi feita a evacuação da unidade. Às 17:55h de 02 de fevereiro todas as amarras foram conferidas e testadas e a produção reiniciada (Tabela II.8.1-14).

**Tabela II.8.1-14:** Características do evento acidental envolvendo o Petrojarl 1.

---

<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. Não há nenhuma informação adicional disponível (Tabela II.8.1-15).

*Tabela II.8.1-15: Características do evento acidental envolvendo o Griffin Venture.*

---

<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 (BP)</i>
<b>Contratante</b>	
<b>Operador</b>	<i>British Petroleum (BP)</i>
<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 Nanhai Sheng Li (10/1996)**

A unidade de propriedade da AMOCO, instalada no campo de *Ljuhua* no Mar da China, sofreu apenas algumas avarias quando o tufão *Sally* varreu toda a região. A monobóia permanentemente ancorada foi projetada para permanecer conectada para as condições da “onda centenária”. O centro da tempestade com ventos e ondas que excediam 57m/s (111 nós) e 27m (88 pés), respectivamente, passou a 16km de distância do navio. Estas condições superam em muito o critério da onda centenária. Os danos ao navio foram limitados a duas estruturas para antenas VHF e alguma isolação nas tubulações de processo (Tabela II.8.1-16).

**Tabela II.8.1-16:** Características do evento acidental envolvendo o Nanhai Sheng Li.

<b>Data do Acidente</b>	out/1996
<b>Área Geográfica</b>	Sul da Ásia
<b>Campo / Bloco</b>	Campo de <i>Ljuhua</i>
<b>Nome da Unidade</b>	Nanhai Sheng Li
<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

## Condições de Iluminação

<b>Visibilidade</b>	Irrelevante
<b>Temperatura Ambiente</b>	+10 a +20 °C

### Outros Eventos Acidentais Relevantes na Atividade *Offshore*

Neste item estão concentrados os eventos primários ou externos que potencialmente podem conduzir a uma seqüência acidental durante as atividades *offshore*.

Na investigação foram consultados dois bancos de dados específicos: o *Worldwide Offshore Accident Databank - 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)*. Estes bancos de dados fornecem uma seleção das causas que mais contribuem para os acidentes *offshore* e revela a freqüência de ocorrência associada a cada causa.

### Sistema de Ancoragem

Os dados da publicação 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.8.1-17.

**Tabela II.8.1-17: Freqüência de Falha de Ancoragem (ocorrência / 1.000 unidade-ano).**

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

### Risers/Linhas

O banco de dados da OGP abrange as perdas de conteúdo dos risers. 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 nas Tabelas II.8.1-18 e II.8.1-19 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 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.8.1-18:** 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	Melhor	Limite
		Inferior	Estimativa	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.8.1-19:** Freqüência (ocorrência/10<sup>4</sup> ano) de Perda de Conteúdo para Risers, categorizada por causa.

Causas	Observação (riser-km-ano)	Freqüência de Perda de Conteúdo (ocorrência/10 <sup>4</sup> ano)		
		Limite	Melhor	Limite
		Inferior	Estimativa	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

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 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

*Risers flexíveis: observação e frequência de falha categorizada por causa.*

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 a escassez de dados para a amostragem e tempos de observação limitados. Visando estabelecer algumas relações para estes parâmetros, uma avaliação qualitativa dos efeitos é apresentada na Tabela II.8.1-20.

*Tabela II.8.1-20: Relações e parâmetros.*

Modo de Falha / Eventos Iniciadores	Efeito na Taxa de Falhas	Parâmetros
Corrosão (supondo a existência de pintura externa e proteção catódica)	Aumenta	Umidade no CO2 em tubulação de aço carbono <i>Risers</i> no interior de estruturas de concreto inundadas (mar) Mar de águas quentes <i>Riser</i> fixado na <i>splash zone</i> (zona próxima à superfície do mar) Encamisamento
	Diminui	Envoltório externo com liga <i>Inconel 625</i> Aço inoxidável Encamisado com liga <i>Monel</i> Inspeção <i>Pig</i> inteligente Idade 4-20 anos (efeito “curva da banheira”) Liga <i>Monel</i> revestida de aço inoxidável Projeto com coeficiente de aproveitamento 0,3 em vez de 0,6 Interior de estruturas de concreto secas.
Impacto externo	Aumenta	Posição do <i>riser</i> externo à plataforma Linha expostas ou agrupadas Rota de navegação dentro do raio de 5km da plataforma Aproximação de embarcações de apoio do mesmo lado do <i>riser</i> <i>Riser</i> dentro do alcance do guindaste

Modo de Falha / Eventos Iniciadores	Efeito na Taxa de Falhas	Parâmetros
	Diminui	Posição do riser interno à plataforma
		Linhas enterradas
		Espessura das linhas
	Aumenta	Defensas / encamisamento de risers externos à plataforma
		Não é área para navegação comercial
		Restrições operacionais em condições climáticas adversas
Defeitos mecânicos	Diminui	Aço inoxidável
		Espessura das linhas > 25 mm
		Riser sem costura
	Aumenta	Inspeção detalhada (rigorosa)
		Manual de inspeção
		Projeto com coeficiente de aproveitamento 0,3 em vez de 0,6
Perigos Naturais	Aumenta	Fixação de riser; redundância no projeto, inspeção regular, monitoramento dos movimentos do riser, etc.
		Condições locais muito severas (furacões, terremotos)

Segundo a publicação da OGP existem muitos parâmetros que influenciam a probabilidade de ignição os quais são fortemente dependentes da própria instalação (unidade), mas alguns dados genéricos foram utilizados para estimar a ordem de grandeza (Tabela II.8.1-21 e II.8.1-22).

**Tabela II.8.1-21:** Probabilidade de ignição típica (plataforma integrada).

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

**Tabela II.8.1-22:** 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 evento acidental de *blowout* é descrito como 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). A seguir são apresentados os dados do WOAD referentes ao período de 1970-95 (Tabela II.8.1-23).

**Tabela II.8.1-23:** Dados referentes ao período de 1970-95.

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

### Abreviações:

<b>Perf.</b>	Atividade principal relacionada à Perfuração	<b>Cons.</b>	Construção da unidade
<b>Inat.</b>	Inativa	<b>Supor.</b>	Atividade de Suporte (apoio)
<b>Oper.</b>	Teste, completação, mobilização, desmobilização, carregamento	<b>Trans.</b>	Transporte da unidade
<b>Prod.</b>	Atividade principal relacionada à Produção	<b>Outr.</b>	Outras atividades

O WOAD relata 298 *blowouts*, 158 deles ocorreram em unidades móveis, 138 em unidades fixas e 2 outros tipos de unidade. As frequências estimadas estão listadas na Tabela II.8.1-24.

**Tabela II.8.1-24:** Frequência de blowout (ocorrência / 1.000 unidade-ano).

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



### **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. O WOAD fornece, separadamente, os dados para cada tipo de evento, bem como a distribuição por fase de operação (Tabela II.8.1-25).

**Tabela II.8.1-24:** Acidentes com guindastes.

Período	Perf.	Inat.	Oper.	Prod.	Cons.	Supor.	Transf.	Outr.	TOTAL
<b>1970-79</b>	9	-	4	3	5	1	-	-	22
<b>1980-95</b>	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 freqüências estimadas estão listadas na Tabela II.8.1-26:

**Tabela II.8.1-26:** Freqüência de acidentes com guindastes (ocorrência / 1.000 unidade-ano).

<b>Mundial 1970-79</b>		<b>Mundial 1980-95</b>	
<b>Unidades Móveis</b>	<b>Unidades Móveis</b>	<b>Unidades Móveis</b>	<b>Unidades Móveis</b>
4,85	0,22	4,09	0,56

Com referência à queda de cargas (Tabela II.8.1-27):

**Tabela II.8.1-27:** Acidentes com queda de cargas.

Período	Perf.	Inat.	Oper.	Prod.	Cons.	Supor.	Transf.	Outr.	TOTAL
<b>1970-79</b>	10	-	5	5	5	1	-	-	26
<b>1980-95</b>	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 freqüências estimadas estão listadas na Tabela II.8.1-28:

**Tabela II.8.1-28:** *Frequência de queda de cargas (ocorrência / 1.000 unidade-ano).*

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

Uma estatística adicional fornecida pelo WOAD, edição 1994, distribui os eventos citados anteriormente conforme descritos a seguir (Tabela II.8.1-29):

**Tabela II.8.1-29:** *Distribuição dos os eventos relacionados ao guindaste e a queda de carga.*

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 foram abordados 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 possuiu grande dependência com o local da instalação da unidade, devido ao tráfego de embarcações na área.

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

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

Colisão com navio à deriva. Colisões com navios ou outras embarcações flutuando desgovernadamente em direção à unidade, ou seja, um navio que perdeu propulsão própria ou enfrenta uma falha progressiva das linhas de

ancoragem (amarras) ou das linhas de tração do rebocador, e seu rumo está sob influência das forças da natureza (ventos e correntes marítimas).

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

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

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

Com relação a colisões externas (*OGP*), os navios mercantes são identificados como o principal perigo de colisão em plataformas, já que geralmente são de grande porte e representam considerável energia de impacto. Somando-se a isso, o tráfego pode ser muito intenso em algumas áreas e nenhuma influência pode ser exercida pelas Companhias Operadoras. Além do mais, existe um problema das incertezas nas estimativas de risco os quais são maiores do que para muitos outros grupos de navios, como navios mercantes operando com padrões variados de qualidade.

A estimativa de risco associada ao tráfego naval é um problema porque as informações sobre rotas e volumes transportados são restritas e, portanto, difíceis de obter. O tráfego pode variar a cada ano e esta variação também depende da situação política da área. Duas diferentes categorias principais devem ser consideradas: o tráfego de superfície e o submersível. Com relação ao tráfego de superfície os navios são, via de regra, altamente confiável e projetada 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 tem 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.8.1-30.

**Tabela II.8.1-30:** Dados de colisões externas.

Período	Perf.	Inat.	Oper.	Prod.	Cons.	Supor.	Transf.	Outr.	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.8.1-31.

**Tabela II.8.1-31:** *Freqüência de colisões externas (ocorrência / 1.000 unidade-ano).*

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

As colisões relativas aos campos registradas pelo WOAD são apresentadas na Tabela II.8.1-32.

**Tabela II.8.1-32:** *Dados de colisões relativas aos campos.*

Período	Perf.	Inat.	Oper.	Prod.	Cons.	Supor.	Transf.	Outr.	TOTAL
1970-79	44	-	1	10	4	5	10	-	74
1980-95	53	13	12	36	5	17	23	6	165
<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 freqüências estimadas estão listadas na Tabela II.8.1-33.

**Tabela II.8.1-33:** *Freqüência de colisões relativas ao campo (ocorrência / 1.000 unidade-ano).*

Mundial 1970-79		Mundial 1980-95	
Unidades Móveis	Unidades Móveis	Unidades Móveis	Unidades Móveis
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 freqüência desses eventos é fortemente dependente do local da instalação e não pode ser obtida por um banco de dados genérico. Por exemplo, OGP relata os seguintes dados genéricos que mostram o efeito do

“local” devido à presença de diferentes eventos da natureza (Tabela II.8.1-34 e II.8.1-35).

**Tabela II.8.1-34:** 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.8.1-35:** 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.8.1-36). .

*Tabela II.8.1-36: Freqüências estimadas por Tipologia de Acidente.*

Descrição dos Eventos	Período 1970-79		Período 1980-95	
	Unidades	Unidades	Unidades	Unidades
	Móveis	Fixas	Móveis	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>Encalhamento:</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	-



Descrição dos Eventos	Período 1970-79		Período 1980-95	
	Unidades	Unidades	Unidades	Unidades
	Móveis	Fixas	Móveis	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

### II.8.1.2.2 - 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.8.1-37 apresenta as taxas de freqüências 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, etc.

**Tabela II.8.1-37: Freqüências Anuais de Falhas de Equipamentos.**

Dispositivo / Equipamentos	Pequeno	Grande
<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 check 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.8.1-38.

**Tabela II.8.1-38:** *Freqüência anual de falhas de equipamentos da Health & Safety Executive, 1998.*

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

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.8.1-39, tendo como referência o banco de dados OREDA, HSE, 2001.

Tabela II.8.1-39: 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.

### II.8.1.2.3 - 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. Foram utilizadas informações relativas a um tipo de unidade marítima semelhante, 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 a 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 Campos, tornando os resultados mais conservativos.

## II.8.1.3 - IDENTIFICAÇÃO DE EVENTOS PERIGOSOS

### II.8.1.3.1 - 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 RIO DE JANEIRO. Desta forma, o desenvolvimento do estudo

consiste na identificação e no diagnóstico dos tipos de falhas, desvios de processo ou projeto, procedimentos operacionais e eventos acidentais com conseqüências de descargas de massa e energia no ambiente.

A técnica empregada na Análise Preliminar de Perigos (APP), para identificação e diagnóstico dos perigos consistiu na avaliação qualitativa da frequência de falha a partir da Análise Histórica de Acidentes. Além da avaliação da frequência de falha, a técnica permite uma análise quantitativa da massa de produto (inventário) contida nos limites de equipamentos e subsistemas, podendo ser produto contido em trecho de duto, tanques e vasos, linhas e risers e outros equipamentos industriais. O tipo de falha permite assim determinar o agente estressor (óleo, derivados e produtos químicos) e a quantidade de massa que pode ser liberada no ambiente contidos nos 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 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 todos 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.

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.8.1-40) e da Freqüência (Tabela II.8.1-41) em uma Matriz de Risco (Tabela II.8.1-42), que é relação da freqüência esperada do acidente e as possíveis as severidades ( $R = F \times S$ ).

**Tabela II.8.1-40: 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 grandes vazamentos, em relação às possíveis descargas de volume de

produtos, 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 dimensionar a capacidade de resposta. Portanto, a definição da severidade ambiental é relacionada ao volume de vazamento de produto que é apresentada na Tabela II.8.1-43 para posterior avaliação dos cenários de acidentes no estudo de Análise de Risco Ambiental (ARA).

**Tabela II.8.1-41: Graus de Freqüência.**

CATEGORIA	DENOMINAÇÃO	FAIXA DE FREQUÊNCIA (anual)	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.8.1-42: Matriz de Riscos.

		SEVERIDADE				
		Desprezível	Marginal	Crítica	Catastrófica	
		I	II	III	IV	
FREQUÊNCIA	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
	Frequente	E	3	4	5	5
	<b>RISCO:</b> 1-Desprezível; 2- Menor; 3- Moderado; 4- Sério; 5- Crítico					

Tabela II.8.1-43: Escalas de Vazamento utilizado na Análise de Risco para severidade.

Escala de Severidade	Definição
Pequenos danos ambientais	Descarga restrita a plataforma
Pequeno Vazamento - PV	Descarga no mar de $0 < PV \leq 8 \text{ m}^3$ de óleo
Médio Vazamento d- MV	Descarga no mar de $8 < MV \leq 200 \text{ m}^3$ de óleo
Grande Vazamento - GV	Descarga no mar de $200 \text{ m}^3 < GV$ 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 ambientes e os riscos de ocorrência de acidentes que foram identificados análise. Os resultados da APP também permitem estabelecer as diretrizes e procedimentos de resposta, em caso de ocorrência de acidentes, para a elaboração do Plano de Emergência para resposta a vazamentos óleo para o meio ambiente.

O critério adotado na Tabela II.8.1-40 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 tem como objetivo aumentar a confiabilidade dos resultados obtidos na 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.

O modelo de APP para análise dos perigos, causas e frequência e severidade é apresentado a seguir, permitindo obter a estimativa do risco através da combinação das categorias de frequências com as de severidade. A indicação qualitativa do nível de risco de cada um dos cenários identificados através da matriz de risco é apresentada.

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.8.41.

**6ª coluna: Severidade**

Os cenários acidentais foram classificados de acordo com os critérios estabelecidos na Tabela II.8.40, 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.8.42, 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

### **II.8.1.3.2 - Identificação dos Eventos Perigosos**

Os eventos perigosos identificados nos diversos sistemas do empreendimento de produção da área 1-RJS-409 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 da área do 1-RJS-409 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.

### **II.8.1.3.3 - Listagem dos Cenários de Acidentes**

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

##### **Sistema 1.1. Produção de Fluidos**

Subsistema 1.1.1: Extração de Óleo do poço produtor P1-H

Subsistema 1.1.2: Extração de Óleo do poço produtor P2-H

Subsistema 1.1.3: Extração de Óleo do poço produtor P3-H

Subsistema 1.1.4: Extração de Óleo do poço produtor P4-H

Subsistema 1.1.5: Extração de Óleo do poço produtor P5-H

##### **Sistema 1.2. Processamento de Fluidos do FPSO RIO DE JANEIRO**

Subsistema 1.2.1: Separação e Tratamento de Óleo

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

##### **Sistema 2.1. Processamento de Fluidos do FPSO RIO DE JANEIRO**

Subsistema 2.1.1: Separação e Tratamento de óleo

Subsistema 2.1.2: Tratamento e Distribuição de Gás

##### **Sistema 2.2. Injeção de *gas lift***

Subsistema 2.2.1: Injeção de gás no poço P1-H

Subsistema 2.2.2: Injeção de gás no poço P2-H

Subsistema 2.2.3: Injeção de gás no poço P3-H

Subsistema 2.2.4: Injeção de gás no poço P4-H

Subsistema 2.2.5: Injeção de gás no poço P5-H

##### **Sistema 2.3: Exportação de gás (linha de escoamento do trecho FPSO RIO DE JANEIRO ao PLEM)**

#### **Cenário Acidental 3: Vazamento de Óleo**

##### **Sistema 3.1. Processamento de Fluidos do FPSO RIO DE JANEIRO**

Subsistema 3.1.1: Separação e Tratamento de óleo

## **Sistema 3.2. Armazenagem de Óleo no FPSO RIO DE JANEIRO**

## **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**

Subsistema 4.2.1: Abastecimento para a plataforma FPSO Rio de Janeiro

Subsistema 4.2.2: Apoio operacional para a Plataforma FPSO RIO DE JANEIRO

#### **Sistema 4.3: Atividade de Instalação**

Subsistema 4.3.1: Armazenagem de combustível de uma embarcação envolvida na fase de instalação

### **Cenário 5: Vazamento de Resíduo Oleoso**

#### **Sistema 5.1. Processamento de fluidos da plataforma FPSO RIO DE JANEIRO**

Subsistema 5.1.1: Drenagem e Tratamento de efluentes

### **Cenário Acidental 6: Vazamento de fluido de Estanqueidade**

#### **Sistema 6.1: Atividade de Lançamento de Linha**

Sistema 6.1: Teste pneumático da linha

### **Cenário Acidental 7: Vazamento de Produtos Químicos**

#### **Sistema 7.1. Produção de fluidos do FPSO RIO DE JANEIRO**

Subsistema 7.1.1: Armazenagem de Produtos Químicos

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

#### **Sistema 8.1: Transporte Aéreo do FPSO RIO DE JANEIRO**



As planilhas da Análise Preliminar de Perigo (APP), que aborda os Cenários Acidentais identificados acima, estão apresentadas no Anexo II.8.1-1.

### II.8.1.3.4 - Resultados da Análise de Risco Ambiental

Os resultados dos riscos obtidos após as análises dos sistemas e subsistemas e são apresentados na Tabela II.8.1-44, referentes hipóteses acidentais extraídas da planilha APP.

**Tabela II.8.1-44:** Percentual das Classes de Risco.

	1-Desprezível	2- Menor	3- Moderado	4- Sério	5- Crítico
Numero de Hipóteses Acidentais por Classe De Risco	79	11	10	5	0
Valor Percentual (%)	75,2	10,5	9,5	4,8	0

### II.8.1.4 - GERENCIAMENTO DE RISCOS AMBIENTAIS

O gerenciamento de risco para as etapas operacionais dos sistemas de exploração para escoamento dos fluidos (petróleo e gás) da área do 1-RJS-409, será implementado através dos procedimentos adotados 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.

#### **II.8.1.4.1 - 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.

Conforme observado nas planilhas APPs, são apresentadas para cada hipótese acidental, medidas de redução dos riscos, 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.

A seguir são apresentadas informações sumarizadas dos itens definidos no Termo de Referência:

- 1) Definição de Atribuições
- 2) Inspeções Periódicas
- 3) Programas de Manutenção
- 4) Capacitação Técnica
- 5) Processo de Contratação de Terceiros
- 6) Registro e Investigação de Acidentes
- 7) Gerenciamento de Mudanças
- 8) Sistema de Permissão de Trabalho

- **Definição de Atribuições**

A definição das atribuições está contemplada no item 3.3, “Estrutura Organizacional de Resposta (EOR)”, do PEI da Unidade.

- **Inspeções Periódicas**

Na UN-BC a formulação e implementação da política de inspeções periódicas dos equipamentos das plataformas estão a cargo da Gerência de Inspeção e Manutenção do UN-BC/Suporte Técnico.

- **Política de Inspeção de Equipamentos da UN-BC**

A política de inspeção de equipamentos da UN-BC consiste em submeter todos os equipamentos estáticos 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, etc.

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. A UN-BC foi um dos primeiros setores da indústria brasileira a obter a certificação do seu Sistema Próprio de Inspeção de Equipamentos (SPIE), conforme definição do Ministério do Trabalho.

Para os demais equipamentos não incluídos no âmbito da NR-13, tais como cabos de aço, roletes e elementos estruturais, a política de inspeção da UN-BC baseia-se em estudos próprios de engenharia, nas regras das entidades classificadoras e nos resultados das inspeções realizadas. A Gerência de Manutenção e Inspeção do Suporte Técnico da UN-BC 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 se dão 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-BC, 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 da UN-BC, as necessidades de treinamento dos empregados estão alinhadas aos objetivos estratégicos da UN-BC. 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 Exploração definir as necessidades de treinamento de cada empregado em cada função. Essas necessidades são então passadas para o RH/DRH, que é o órgão encarregado de organizar os treinamentos solicitados pelas unidades operacionais da UN-BC.

- **Programas de Treinamentos**

A UN-BC/RH/DRH estabelece e divulga todos os anos o Programa de Treinamentos disponível para os empregados da UN-BC. De acordo com as necessidades identificadas, esses treinamentos são programados para cada empregado.

Este 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 UN-BC de Segurança, Meio Ambiente e Saúde.

Para empregados que irão trabalhar na área *offshore*, a Tabela II.8.1-45 apresenta os treinamentos previstos, em que casos os mesmos são aplicados e a necessidade de reciclagem.

**Tabela II.8.1-45: Treinamento para Contratadas.**

<b>Tipo de Treinamento</b>	<b>Tipo de Contrato</b>	<b>Periodicidade</b>
Treinamento Básico de Segurança Industrial para Contratadas – BSI-C	Contratos com duração superior a 14 dias	A cada 4 anos
Treinamento Básico de Segurança Industrial para Contratadas que Atendem ao Heliponto – BSI-C + Heliponto	Contratos com duração superior a 14 dias	A cada 4 anos
Treinamento para Brigada de Incêndio	Contratos com duração superior a 14 dias em área operacional	A cada ano “ <i>Briefing</i> ” de Segurança nas Unidades Marítimas
	Contratos com duração inferior a 14 dias	Em todos os embarques, no momento da chegada na Unidade

O “*Briefing*” de Segurança é uma palestra apresentada, por pessoas da área de Segurança, a todas as pessoas que embarcam em Unidades Marítimas. O objetivo 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-BC, assim como todos os ativos da Petrobras, exige que as empresas por ela 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:

- **Diretrizes para Segurança de Contratadas**

Elaborar diretrizes de segurança para confecção e gestão de contratos.

Acrescentar os dados relativos ao conjunto das contratadas nas estatísticas comparativas dos dados de acidentes da Petrobras com os de outras companhias ou associações de Companhias.

- **No nível de órgão operacional ou de obra:**

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

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

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

Negociar indicadores de segurança com a contratada.

Obrigar a contratada a apresentar a Petrobras o resumo mensal de acidentes conforme o modelo proposto pela 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:***

A avaliação sistemática dos indicadores de segurança.

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

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

- ***As Instruções de SMS Distribuídas às Contratadas antes da Assinatura do Contrato***

Ainda na fase de licitação para a contratação de serviços, a UN-BC (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-BC está indicado no item Capacitação Técnica.

- ***Registro e Investigação de Acidentes***

O Registro e Investigação de Acidentes estão estabelecidos como atribuições do Grupo Gerencial de SMS (Saúde, Meio Ambiente e Segurança).

O registro e investigação de acidentes tem 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/metapas da UN-BC.

O tratamento de uma anomalia deve ser adequada 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:

- Cumprimento do prazo para as ações contidas nos planos;
- Nível de solução efetivas; e

- 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**

No dia a dia da operação da unidade, 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, etc) 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 necessário completar-se todos 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***

O objetivo deste elemento 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 realizada a “Liberação da Área”, na qual o mesmo será executado. Para as categorias restantes são estabelecidas “Permissões de Trabalho”.