

**RELATÓRIO DE INVESTIGAÇÃO DO
INCIDENTE DE EXPLOSÃO OCORRIDO
EM 11/02/2015 NO
FPSO CIDADE DE SÃO MATEUS**



anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

**SUPERINTENDÊNCIA DE
SEGURANÇA OPERACIONAL E
MEIO AMBIENTE (SSM)**

AGOSTO/2015



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

Diretora Geral

Magda Maria de Regina Chambriard

Diretores

José Gutman

Waldyr Martins Barroso

Superintendente de Segurança Operacional e Meio Ambiente

Marcelo Mafra Borges de Macedo

Equipe de Investigação de Incidentes

Alex Garcia de Almeida – Investigador Líder

Bruno Felipe Silva

Caroline Pinheiro Maurieli de Moraes

Nayara Nunes Ferreira

Thiago da Silva Pires



Agradecimentos

A equipe de investigação agradece às seguintes pessoas pela participação fundamental para a condução e conclusão deste processo de investigação:

Daniela Goñi Coelho pesquisa técnica sobre as causas relativas às fontes de ignição e projeto de plataformas, revisão e elaboração de textos técnicos, discussões técnicas e organização processual.

Gabriel Saadi Rebello apoio administrativo na instrução processual, elaboração de diagramas e organização dos dados alimentados no SISO-Incidentes.

Gilclea Lopes Granada pelo apoio à atividade de fiscalização e pesquisa técnica sobre as causas relativas às fontes de ignição, revisão e elaboração de textos técnicos, discussões técnicas sobre resposta à emergência e qualificação.

Gisely Lima Costa, Guilherme Moreira Loures da Costa e Laís Palazzo Almada pelo apoio fundamental nas questões processuais administrativas, à fundamentação processual, definição de procedimentos e realização de todas as oitivas de testemunhas.

Sumário

Lista de Abreviações	9
Sumário Executivo.....	11
Sumário Executivo.....	11
1. O processo de resposta e investigação de incidentes feito pela ANP.....	16
1.1. Acompanhamento da resposta ao incidente pela ANP.....	16
1.2. Processo de Investigação do incidente	17
1.2.1. Aquisição de dados através de ações de fiscalização.....	17
1.2.1.1. Aquisição de dados do Circuito Fechado de vídeo (CFTV) e de dados do sistema supervisório da unidade	18
1.2.1.2. Aquisição de dados de detectores de gás.....	18
1.2.2. Oitivas de testemunhas.....	19
1.2.3. Análise de dados coletados e apuração de causas do acidente.....	19
2. Descrição do acidente de explosão ocorrido em 11/02/2015 no FPSO Cidade de São Mateus 20	
2.1. Perda de contenção e resposta ao cenário com a presença de atmosfera explosiva ..	20
2.2. Danos consequentes da explosão	28
2.3. Acontecimentos após a ocorrência da explosão	49
2.3.1. Abandono da unidade utilizando a baleeira de boreste	51
2.3.2. Atendimento aos feridos.....	51
2.3.3. Resgate aeromédico	53
2.3.4. Busca por desaparecidos no dia do acidente.....	56
2.3.5. Problema de Estabilidade do FPSO CDSM e abandono total da unidade.....	58
2.3.6. Busca por desaparecidos após o dia 11/02/2015.....	58
3. Contextualização - O FPSO Cidade de São Mateus	60
3.1. Características do projeto da plataforma	60
3.1.1. Características da planta de processo do FPSO CDSM	62
3.1.2. Características do sistema de armazenamento	63
3.1.3. Características do condensado produzido.....	65
3.1.4. Layout do FPSO Cidade de São Mateus	65
4. Gerenciamento da segurança operacional praticado no FPSO Cidade de São Mateus.....	67

4.1.	Aquisição da Prosafe pela BW <i>Offshore</i> e as consequentes mudanças no sistema de gerenciamento da segurança operacional.....	67
4.2.	BW <i>Offshore</i> e a estrutura para gerenciamento de riscos do FPSO CDSM.....	69
4.2.1.	Identificação de perigos, estudos de segurança, análise e gerenciamento de riscos do FPSO Cidade de São Mateus.....	70
4.2.2.	Identificação de cenários para a casa de bombas	75
4.2.3.	Acompanhamento gerencial da implementação do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional do FPSO CDSM.....	75
4.2.4.	Auditorias Internas da Resolução ANP nº 43/2007 (SGSO).....	77
5.	Operação do sistema de armazenamento e transferência de carga do FPSO Cidade de São Mateus	80
5.1.	Componentes do sistema de transferência de carga do FPSO CDSM.....	80
5.1.1.	A casa de bombas do FPSO Cidade de São Mateus	86
5.2.	Monitoramento, controle e operação do sistema de transferência de carga	92
5.3.	Análise dos registros das operações do sistema de transferência de carga	107
6.	Problemas operacionais no sistema de movimentação de carga	111
6.1.	Recomendações e salvaguardas não implementadas.....	111
6.2.	Falhas no comissionamento dos sistemas	113
6.3.	Baixa confiabilidade da informação na CCRM e vazamento de vapor.....	116
6.4.	Degradação dos selos de vedação (<i>seat rings</i>) pelo condensado.....	117
6.5.	Válvulas que permitiam a passagem de líquido mesmo quando em posição fechada e as mudanças decorrentes introduzidas no sistema de transferência de carga.....	120
6.6.	Problemas na instalação de raquetes no sistema de armazenamento de carga	132
6.7.	Execução do reparo das válvulas do sistema de armazenamento com entrada nos tanques de carga	137
7.	Fatores causais e causas raiz do acidente	149
7.1.	Linha do tempo do acidente.....	150
7.2.	Fator Causal nº 1: Estocagem inadequada de condensado	160
7.2.1.	Causa raiz nº1: [16.3] Gerenciamento de mudanças não realizado	161
7.2.2.	Causa raiz nº 2: [12.6.4] Falta de revisão de riscos.....	166
7.3.	Fator Causal nº 2: Degradação do sistema de transferência de carga do FPSO CDSM.....	174

7.3.1. Causa raiz nº 3: Restrição de alinhamentos com a instalação de raquetes / [16.3.2] Gerenciamento de mudanças não realizado.....	175
7.3.2. Causa raiz nº 4: Passagem de serviço inadequada / [8.3] Comunicação inadequada entre turnos	177
7.3.3. Causa raiz nº 5: Documentos desatualizados / [16.3.3] Falha nos registros e documentação da mudança.....	180
7.3.4. Causa raiz nº 6: Alterações sem o gerenciamento de mudanças / [16.3.2] Gerenciamento de mudanças não realizado.....	181
7.4. Fator Causal nº 3: Degradação da equipe de marinha do FPSO CDSM.....	184
7.4.1. Causa raiz nº 7: Ausência dos superintendentes de marinha / [16.2] Ausência do gerenciamento de mudança de pessoas.....	186
7.4.2. Causa raiz nº 8: Ausência de tutoria / acompanhamento / [3.3.2] Dimensionamento inadequado do programa de treinamento	188
7.4.3. Causa raiz nº 9: Ausência da função de supervisão / [1.5] Recursos não disponíveis	189
7.4.4. Causa raiz nº 10: Pessoas com mesmo cargo desempenhando funções distintas / [3.3.2] Falha na identificação de requisitos de treinamento/capacitação	194
7.4.5. Causa raiz nº 11: Falta de treinamento em procedimentos operacionais / [3.3.4] Falha na identificação de treinamento/capacitação em procedimentos operacionais	197
7.5. Fator Causal nº 4: Operar a bomba de <i>stripping</i> com sua descarga fechada	198
7.5.1. Causa raiz nº 12: Procedimento desatualizado/indisponível / [1.5] Falha na disponibilização de recursos	201
7.5.2. Causa raiz nº 13: Falha na implementação de recomendações e salvaguardas de análises de risco e estudos de segurança / [12.6.3] Falha na implementação de ações corretivas	203
7.5.3. Causa raiz nº 14: Procedimento operacional incompleto e ausência de instruções claras / [15.2.1] Procedimento incompleto.....	204
7.5.4. Causa raiz nº 15: Informação de <i>strokes</i> da bomba não disponível no sistema supervisão / [10.2.1] Não atendimento a critérios de projeto.....	210
7.6. Fator Causal nº 5: Perda de contenção primária de condensado	214
7.6.1. Causa raiz nº 16: Falta de plano para inspeções, calibração e testes para garantir confiabilidade mínima para a válvula de segurança da bomba de <i>stripping</i> / [13.2.1] Falta de plano de inspeção, calibração e testes	215

7.6.2. Causa raiz nº 17: Falta de intertravamentos na bomba de <i>stripping</i> / [10.3] Falha ao considerar aspectos que podem introduzir risco no projeto.....	217
7.6.3. Causa raiz nº 18: Falta de alarme de pressão alta na descarga da bomba de <i>stripping</i> / [10.3] Falha ao considerar aspectos que podem introduzir risco no projeto	220
7.6.4. Causa raiz nº 19: Falha no controle de peças sobressalentes / [8.2] Falha no controle de informações	221
7.6.5. Causa raiz nº 20: Sistema sem folga para a instalação de raquetes / [10.2.2] Falha ao considerar requisitos em projeto	222
7.6.6. Causa raiz nº 21: Improvisação de raquetes / [13.3.5] Falta de gerenciamento de mudanças nas alterações de requisitos de projeto	224
7.7. Fator Causal nº 6: Exposição de pessoas	227
7.7.1. Causa raiz nº 22: Falta de instruções claras no procedimento de resposta à emergência / [15.2.1] Procedimento incompleto/inadequado	229
7.7.2. Causa raiz nº 23: Cenários acidentais no PRE da operadora da instalação não contemplam os resultados dos Estudos de Risco da unidade / [14.2.3] Falha na identificação de cenários acidentais.....	234
7.7.3. Causa raiz nº 24: Desmobilização dos pontos de encontro / [4.2.1.2] Ausência de conscientização.....	237
7.7.4. Causa raiz nº 25: Falha na minimização da exposição de pessoas a riscos durante a resposta à emergência / [10.2.4] Não considerou a redução da exposição humana às consequências de eventuais falhas de sistemas e estruturas	239
7.7.5. Causa raiz nº 26: Exposição da brigada / [14.4] Recursos de resposta não identificados	242
7.7.6. Causa raiz nº 27: Exposição de demais pessoas fora da brigada à atmosfera explosiva / [14.7] Inadequação dos mecanismos para a revisão dos planos de resposta à emergência.....	244
7.8. Fator Causal nº 7: Ignição da atmosfera explosiva	245
7.8.1. Causa Raiz nº 28: Fonte de ignição introduzida pela ação de pessoas dentro de atmosfera explosiva / [15.2.1] Falta de instruções claras/específicas para a realização das tarefas	258
8. Análise das ações mitigadoras	260
8.1. Características das Estruturas Organizacionais de Resposta - BW <i>Offshore</i>	261
8.2. Características das Estruturas Organizacionais de Resposta - Petrobras	264



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

8.2.1. Socorro aeromédico.....	268
8.3. Capacitação para a resposta a acidentes	270
9. Recomendações	273
9.1. Recomendações para a indústria	274
9.2. Recomendações adicionais.....	286
10. Conclusão	288



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

Lista de Abreviações

ABS – *American Bureau of Shipping*

ALARP – tão baixo quanto praticável (*as low as reasonable practicable*)

CCR – sala de controle central (*Central Control Room*)

CCRM – sala de controle de marinha

CDSM – Cidade de São Mateus

CFD – fluidodinâmica computacional (*Computer Fluid Dynamics*)

CFTV – Circuito fechado de vídeo

CIO – Comandante de Incidente *Offshore*

CI – Comandante de Incidente (*Incident Commander*)

COW – lavagem de óleo cru (*Crude Oil Washing*)

ECR – sala de controle da praça de máquinas (*Engine Control Room*)

ERT – equipe de resposta à emergência (*Emergency Response Team*)

ESSA – Análise de Sobrevivência de Sistemas de Emergência (*Emergency Systems Survivability Analysis*)

ETRERA – Análise de Refúgio temporário para escape, Evacuação e Resgate (*Escape Temporary Refuge, Evacuation and Rescue Analysis*)

FEA – Análise de Incêndio e Explosão (*Fire and Explosion Assessment*)

FPSO – Produção, Armazenamento e Descarregamento Flutuante (*Floating Production, Storage and Offloading*)

GCE – Gestor Central de Emergência

HAZID – Identificação de Riscos (*Hazard Identification*)

HAZOP – Estudos de Operabilidade e Riscos (*Hazard Operability Studies*)

HEMP – Processo de Gerenciamento de Riscos e Efeitos (*Hazard & Effect Management Process*)

HSE – Saúde, Meio Ambiente e Segurança (SMS) (*Health, Safety and Environment*)

HVAC – aquecimento, ventilação e ar condicionado (*Heating, Ventilation and Air Conditioning*)

ICS – Sistema de Comando de Incidentes

IHM – Interface Homem Máquina



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

LIE – limite inferior de explosividade

LTI – Isolamento de Longa Duração (*Long Time Isolation*)

MCE – Matriz de Causa e Efeito

MEDVAC – resgate aeromédico

MOC – Gestão de Mudança (*Management of Change*)

NHHA – Análise de Riscos de não hidrocarbonetos (*Non-Hydrocarbon Hazard Analysis*)

OIM – gerente da instalação (*Offshore Instalation Manager*)

OSC – comandante em cena (*On scene commander*)

PA – sistema público de anúncio (*Public Address*)

P&ID – fluxograma de engenharia (*Piping and Instrumentation Diagram*)

PLEM - Coletor Final de Oleoduto (*Pipe Line End Manifold*)

POB – lista de pessoal a bordo (*people on board*)

PRE – Plano de Resposta à Emergência

PRS – Prosafe

PSV – válvula de alívio de pressão (*Pressure safety valve*)

PT – permissão de trabalho

QRA – Avaliação Quantificada de Riscos (*Quantified Risk Assessment*)

ROV – veículo submarino operado remotamente (*remote operated vehicle*)

RVP – Pressão de Vapor Reid

SCE – elemento crítico de segurança (*safety critical element*)

SGSO – Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional

SISO – Sistema Integrado de Segurança Operacional

TTRE – Time Técnico de Resposta a Emergência

UPS – fornecimento ininterrupto de energia (*Uninterruptible Power Supply*)

UTG – Unidade de tratamento de gás

UTGC – Unidade de Tratamento de Gás de Cacimbas

UTI – interface de ulagem e temperatura (*ullage-temperature-interface*)

Sumário Executivo

Aproximadamente às 11h30 do dia 11/02/2015, durante a tentativa de drenagem de resíduo líquido do tanque de carga central número 6 (6C) com o uso de bomba alternativa (bomba de *stripping*), houve o vazamento de condensado dentro da casa de bombas do FPSO Cidade de São Mateus (FPSO CDSM), operada pela BW *Offshore* do Brasil Ltda. (BW), em campo sob concessão da Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras).

Após alarme proveniente dos três detectores de gás fixos instalados no fundo da casa de bombas, três equipes diferentes foram enviadas até o local do vazamento em três momentos distintos, mesmo com a presença confirmada de atmosfera explosiva pelos detectores de gás fixos.

A primeira equipe foi enviada à casa de bombas para investigar a detecção de gás, apesar da detecção de gás confirmada através dos detectores de gás fixos instalados naquele ambiente. Esta equipe identificou o local do vazamento e o seu líder se dirigiu à sala de controle para descrever ao comando de resposta à emergência o que havia visto no local.

A segunda equipe, composta pelo líder da brigada que havia descido anteriormente com a primeira equipe e dois membros da equipe de manutenção do FPSO CDSM, tinha por finalidade a avaliação dos serviços a serem realizados para o reparo e retorno à operação normal. Durante a descida da segunda equipe, o detector portátil de um dos integrantes registrou 100% do limite inferior de explosividade (LIE).

Após a segunda equipe retornar da casa de bombas, a situação foi considerada controlada pelo comando da equipe de resposta, embora a brigada continuasse mobilizada. Os pontos de encontro do refeitório (refúgio temporário), da enfermaria e parte do ponto de encontro da sala de controle da praça de máquinas (ECR) foram desmobilizados. As pessoas foram expostas ao tomar atitudes típicas de situações normais, como utilizar o elevador e se preparar para o almoço, se dirigindo aos camarotes para trocar de roupas.

Por volta de 12h30, enquanto as pessoas se deslocavam no interior do casario, uma terceira equipe entrou na casa de bombas. Esta equipe estava munida de mantas absorventes, mangueira de incêndio, escada e ferramentas, tendo como objetivos limpar a poça de líquido e apertar os parafusos da conexão que apresentava vazamento, ainda na presença de atmosfera explosiva. Esta terceira equipe era composta por membros da equipe de brigada ERT-1 e

outras pessoas de um time técnico de resposta à emergência, constituído informalmente dias antes do acidente. Esta equipe se dirigiu ao local do vazamento, quatro andares abaixo do nível do *deck* principal. No *deck* principal, nas proximidades da entrada da casa de bombas, encontravam-se a outra equipe de brigada (ERT-2), membros do time técnico de resposta à emergência, os dois líderes de brigada e o comandante em cena, a fim de apoiar a terceira equipe.

Após a tentativa frustrada de utilizar mantas absorventes, durante o reparo da conexão e a lavagem do local com o uso da mangueira de combate a incêndio, às 12h38, uma forte explosão ocorreu. Na parte inferior da casa de bombas, uma onda de choque rompeu a antepara entre a casa de bombas e a praça de máquinas, destruindo este ambiente e ocasionando a morte de um operador de utilidades que se encontrava em seu ponto de encontro, na sala de controle da praça de máquinas (ECR).

Ainda na praça de máquinas, a sobrepressão derrubou a porta do elevador, projetando-o até o último nível do casario e causando impacto em todos os andares dentro das acomodações. Diversas pessoas foram feridas, incluindo dois membros da equipe de socorro da enfermaria que utilizavam o elevador e ficaram presos em seus destroços.

Já na parte superior da casa de bombas, a sobrepressão causou a destruição do teto de seu único acesso, se propagando nas imediações do *deck* principal e ocasionando o óbito imediato de quatro pessoas: os dois líderes de brigada (que também eram os técnicos de segurança da unidade), o comandante em cena e o bombeador.

A falta de liderança das equipes de brigada, o ferimento de membros da equipe de socorro e os danos da explosão à enfermaria da unidade ocasionaram a falência das estruturas de atendimento a feridos e de resgate de desaparecidos a bordo da unidade.

Por volta de 23h30, após a chegada de bombeiros militares, um dos desaparecidos foi resgatado, já sem vida. Os demais desaparecidos foram localizados em dias posteriores à ocorrência da explosão, todos sem vida. O acidente ocasionou a morte de nove pessoas, vinte e seis feridos, sendo sete graves, e danos à instalação.

Durante a investigação evidenciou-se que decisões gerenciais tomadas pela Petrobras, Prosafe e BW *Offshore*¹ (operadora da instalação), ao longo do ciclo de vida do FPSO Cidade de São Mateus, introduziram riscos de forma não gerenciada à operação da plataforma. Os riscos introduzidos criaram as condições necessárias para a ocorrência deste acidente maior.

Na fase de projeto, os critérios de projeto e a filosofia de segurança adotados para a planta de processamento não foram empregados no sistema de transferência de carga existente previamente à conversão da unidade.

A decisão ainda durante a conversão de estocar condensado (hidrocarboneto) nos tanques de carga foi tomada em contrariedade a requisitos mandatórios do projeto da unidade, que previa que o condensado fosse armazenado junto com óleo cru.

Na fase de instalação e comissionamento, o sistema de controle do sistema de transferência de carga não foi comissionado completamente.

Durante a fase operacional, o comissionamento não foi completado, a implementação das salvaguardas não foi finalizada, recomendações provenientes de análises de risco não foram gerenciadas e havia procedimentos desatualizados e incompletos. A empresa Prosafe foi adquirida pela BW *Offshore* (BW) em 2011 e, apesar da ação da ANP, até o acidente, recursos não haviam sido adequadamente disponibilizados para implementação do Sistema de Gestão de Segurança Operacional da BW.

A presença de hidrocarbonetos aromáticos no condensado armazenado causou ataque químico ao material dos selos de vedação das válvulas de bloqueio do sistema de transferência de carga, acelerando a degradação generalizada do sistema de transferência de carga. Na tentativa de corrigir este problema, decidiu-se manter a operação do FPSO CDSM e realizar mudanças significativas no sistema, com isolamento de tanques e linhas, alterações de direcionamento de fluxos, utilização de tubulações alternativas e a instalação de raquetes.

Enquanto as restrições operacionais resultantes da operação de um sistema degradado eram incluídas no sistema físico, a equipe de marinha, responsável pela operação dos sistemas de armazenamento, era submetida a sobrecarga de pessoal e ausência de funções chave, sendo também degradada ao longo do tempo.

¹ Inicialmente a Operadora da Instalação era a Prosafe que posteriormente foi adquirida pela BW Offshore.

Foi observado que a bomba de *stripping* foi operada com a descarga fechada em dias anteriores ao acidente. O vazamento de condensado foi supostamente ocasionado por este tipo de operação.

O vazamento ocorreu através de um flange que possuía uma raquete instalada e era localizado à montante de uma válvula diretamente ligada a um tanque de *slop*. Há evidências que a raquete instalada não atendia a requisitos de especificação e à classe de pressão da tubulação onde foi instalada.

A investigação evidenciou que a exposição de pessoas durante as ações de resposta foi oriunda de um procedimento de resposta à emergência inadequado, sem previsão de cenários identificados em estudos de risco e dos respectivos recursos de resposta.

Não foi possível determinar a fonte de ignição da explosão, no entanto, a equipe de investigação determinou uma fonte como a mais provável. Esta fonte de ignição foi introduzida no local de vazamento pela ação da equipe de resposta. O uso de mangueiras de incêndio não condutoras com jato d'água dentro de atmosfera explosiva é fato marcante da falta de entendimento dos riscos envolvidos e da possibilidade de geração de carga eletrostática, tal qual indicam normas e demais boas práticas de engenharia.

No dia do acidente, houve atraso do helicóptero de resgate aeromédico (MEDVAC), uma vez que a aeronave da base de operações de Vitória estava em manutenção e não foi substituída por outra equivalente partindo da mesma base. Assim, outras aeronaves foram destinadas ao atendimento, incluindo aeronaves regulares adaptadas e um MEDVAC dedicado a Macaé, que no momento em que foi solicitado estava em atendimento na plataforma de Garoupa-1 (PGP-01).

Os procedimentos de resposta à emergência, nos seus diferentes níveis, eram desconexos e não garantiam a disponibilidade de recursos para atendimento aos cenários acidentais descritos nos planos, como, por exemplo, o atendimento a múltiplos feridos.

As causas apontadas e as evidências encontradas pela ANP demonstram falta de estruturação da Petrobras e BW para o gerenciamento da segurança operacional do FPSO



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

CDSM. O processo de investigação do acidente identificou 28 (vinte e oito) Causas Raiz², todas correlacionadas com os requisitos já estabelecidos pela Resolução ANP nº 43/2007, de 06/12/2007 (SGSO). Além disso, 61 (sessenta e uma) recomendações, estabelecendo requisitos adicionais, foram indicadas pela equipe de investigação da ANP. Tais recomendações têm como objetivo evitar a recorrência de acidentes semelhantes e são direcionadas a toda indústria atuante no segmento de produção de petróleo e gás natural *offshore* e suas implementações são mandatórias.

² Causa Raiz é a ausência, negligência ou deficiência dos sistemas gerenciais que possibilitaram a ocorrência de falhas de equipamentos/sistemas; e/ou erros humanos determinantes para a ocorrência do incidente investigado.

1. O processo de resposta e investigação de incidentes feito pela ANP

1.1. Acompanhamento da resposta ao incidente pela ANP

No dia 11/02/2015, por volta das 13h30, a ANP recebeu da Petrobras, por telefone, informação de que por volta das 12h30 havia ocorrido uma explosão em área sob sua concessão, no navio-plataforma FPSO Cidade de São Mateus, com óbitos. O comunicado não continha mais detalhes sobre a ocorrência.

Aproximadamente às 15h00, houve novo telefonema da Petrobras com mais detalhes, trazendo a informação de que uma explosão ocorreu na casa de bombas do FPSO CDSM, ocasionando três óbitos e que havia ainda seis pessoas desaparecidas e outras seis pessoas feridas. Também foi informado que havia fumaça no casario e que trinta e três pessoas haviam desembarcado por baleeira e estavam sendo levadas para o porto de Vitória pela embarcação Astro Tupi. Acrescentaram que o Comando de Incidente foi montado na sede da Unidade Organizacional da Petrobras do Espírito Santo (UO-ES) e que outra equipe da Petrobras estava no edifício Ventura, no Rio de Janeiro, em vídeo conferência com o Comando de Incidente.

A partir desta informação a equipe da Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente da ANP (SSM) formou duas equipes para acompanhamento do incidente, com objetivo de: (i) aproximar a ANP das empresas para o pronto atendimento de qualquer demanda para o controle do evento, (ii) registrar as informações para a futura investigação do incidente e (iii) avaliar a resposta à emergência praticado pelas empresas *BW Offshore* e Petrobras.

As duas equipes formadas foram distribuídas da seguinte forma:

- a) Uma equipe se deslocou para Vitória (Espírito Santo), com o objetivo de acompanhar o Comando de Incidente como observadores, tendo chegado à sala de Comando de Incidente no fim da noite da data do acidente.
- b) Outra equipe foi no final da tarde para o Edifício Ventura da Petrobras, no Centro da cidade do Rio de Janeiro, para acompanhar os eventos junto ao pessoal em videoconferência com o Comando de Incidente, enquanto a primeira equipe se deslocava até a cidade de Vitória.

Outros servidores da ANP ficaram de prontidão para dar apoio às necessidades das equipes designadas para a resposta ao evento em tela.

A equipe da ANP permaneceu no comando do incidente no Espírito Santo nos dias 11, 12 e parte do dia 13/02/2015, e permaneceu acompanhando as atividades realizadas a bordo da unidade até que o evento fosse controlado, ou seja, que a unidade estivesse em condição segura. Cabe ressaltar que parte

das informações analisadas pela equipe de investigação do acidente em tela é oriunda dos dados coletados desde que a ANP tomou ciência da ocorrência do evento.

1.2. Processo de Investigação do incidente

Paralelamente à resposta ao acidente em questão, a ANP instaurou processo administrativo em 12/02/2015 para a investigação do evento e apuração de suas causas. Devido à impossibilidade inicial de acesso ao local do evento e às atividades de busca de desaparecidos, a primeira atividade de fiscalização *in loco* ocorreu no dia 05/03/2015. A seguir, apresentam-se sumariamente as atividades desempenhadas pela equipe de investigação.

1.2.1. Aquisição de dados através de ações de fiscalização

Além da resposta inicial ao acidente, a ANP realizou as atividades de fiscalização apresentadas na Tabela 1 abaixo.

Tabela 1 – Ações de fiscalização realizadas pela ANP na investigação e resposta ao acidente do FPSO CDSM

Data	Local	Participantes	Objetivos
11/02/2015 a 13/02/2015	Vitória (ES) e Rio de Janeiro (RJ)	ANP	Acompanhamento das ações de resposta e coleta de informações.
25/02/2015 a 29/02/2015	Macaé-RJ	ANP, Marinha do Brasil (MB), Polícia Federal (PF), Autoridade Marítima do Panamá	Coleta dos dados do sistema de CFTV e supervisão
05/03/2015	FPSO CDSM	ANP e MB	Avaliação inicial do FPSO CDSM e do local do acidente
12/03/2015	Sede da Petrobras (ES)	ANP, MB, PF e Polícia Civil / ES (PC-ES)	Coleta dos dados dos detectores portáteis
01/04/2015	Sede da Petrobras (ES)	ANP, MB, PF e PC-ES	Discussão dos fatos evidenciados pela equipe de investigação da Petrobras/BW
13/07/2015 a 17/07/2015	Sede da BW – ES e FPSO-CDSM	ANP	Auditoria do SGSO com escopo na investigação do acidente



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

1.2.1.1. Aquisição de dados do Circuito Fechado de vídeo (CFTV) e de dados do sistema supervisório da unidade

As imagens do CFTV e os dados do sistema supervisório foram extraídos e coletados pela ANP na cidade de Macaé entre os dias 25 e 29 de fevereiro de 2015, em atividade em que estavam presentes a Marinha do Brasil, a Polícia Federal e a Autoridade Marítima do Panamá. Após esta extração, os dados foram analisados na sede da ANP. Foram observados no CFTV os efeitos da explosão, sendo possível identificar o vazamento de fluido, em grande quantidade, no piso inferior do local de vazamento, além do momento em que os alarmes luminosos foram ativados.

A partir das informações coletadas, buscou-se identificar nos dados do sistema supervisório da unidade as informações das operações que eram conduzidas pelas equipes a bordo no momento do acidente e que pudessem ter sido causas do evento.

A forma pouco prática dos registros dos dados do supervisório dificultou a identificação da operação de equipamentos, o que demandou um longo trabalho de equipe da ANP. Além da análise dos dados do supervisório, a ANP realizou entrevistas e oitivas com testemunhas, além de intensa análise documental. Um fato considerado marcante pela equipe de investigação da ANP foi a ausência de registro no supervisório de dados do sistema dos níveis dos tanques de carga e de alguns outros equipamentos considerados importantes.

A avaliação das informações presentes no CFTV e nos dados do sistema supervisório permitiu o levantamento de fatos e de pontos a serem esclarecidos junto às pessoas que estavam a bordo e junto aos demais envolvidos na gestão da unidade e na resposta ao acidente.

1.2.1.2. Aquisição de dados de detectores de gás

Para entendimento do cenário criado após o vazamento e anteriormente à explosão, foram analisados os dados dos detectores de gás portáteis encontrados junto às vítimas fatais. Apenas um destes detectores foi encontrado em condições funcionais para exportação de dados. Foram também analisados os dados do detector de gás portátil utilizado no monitoramento à distância por mangueira após a explosão.

O resultado da análise dos dados dos detectores de gás portáteis permitiu verificar o nível de explosividade da atmosfera existente na casa de bombas durante a entrada das equipes de brigada, manutenção e limpeza, além de permitir o ajuste dos horários dos acontecimentos registrados entre os diferentes dispositivos e sistemas para o mesmo referencial.



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

1.2.2. Oitivas de testemunhas

Diversos representantes da Petrobras e da BW, envolvidos tanto na operação do FPSO CDSM, quanto na gestão da unidade e na resposta ao acidente foram convocadas pela ANP para contribuir com o esclarecimento dos fatos e das práticas adotadas a bordo do FPSO antes do acidente. Para tal, foram ouvidas 23 (vinte e três) testemunhas no escritório central da ANP, entre os dias 04/05/2015 e 28/08/2015.

1.2.3. Análise de dados coletados e apuração de causas do acidente

A metodologia empregada para a determinação de causas foi baseada nas práticas indicadas pelo *Guidelines for Investigating Chemical Process Incidents*, AIChE, 2003, amplamente utilizada ao redor do mundo, na investigação de acidentes de processo.

As causas raiz foram identificadas por meio da definição dos fatores causais do acidente e do emprego da metodologia de árvore de falhas em conjunção com o mapa de causas raiz do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional estabelecido pela Resolução ANP nº 43/2007, conforme indicado no Sistema Integrado de Segurança Operacional (SISO). Vasta documentação foi analisada e discutida pela equipe de investigação durante meses de trabalho e os resultados encontrados são apresentados no presente relatório.

2. Descrição do acidente de explosão ocorrido em 11/02/2015 no FPSO Cidade de São Mateus

2.1. Perda de contenção e resposta ao cenário com a presença de atmosfera explosiva

Às 11h30 do dia 11/02/2015, durante a operação de esvaziamento do tanque de carga 6C, houve o vazamento de condensado dentro da casa de bombas do FPSO CDSM. O ponto de vazamento era supostamente um flange à montante da válvula OP-068³, o qual possuía uma raquete instalada.

Conforme dados retirados do sistema supervisório da instalação⁴, a primeira detecção de gás em nível alto⁵ foi às 11h31m42s. O mesmo sensor detectou a presença de gás em nível muito alto⁵ 14 segundos após a primeira detecção. Posteriormente, outros dois detectores de gás diferentes indicaram a presença de gás às 11h36m44s, caracterizando uma detecção confirmada de gás na casa de bombas⁶. Foi possível visualizar o vazamento de condensado através da análise das imagens do CFTV ainda antes do acionamento do alarme de gás. Através da análise de dados do sistema supervisório foi possível determinar que o fechamento da válvula de vapor de alimentação da bomba de *stripping* foi comandado da sala de controle de marinha (CCRM) através do sistema supervisório do operador de marinha.

Após a detecção de gás, os alarmes sonoros e visuais de gás da plataforma foram ativados e as equipes iniciaram o deslocamento dos seus postos de trabalho para seus respectivos pontos de encontro, previamente definidos.

Neste momento, a estrutura de resposta da unidade foi acionada e as atividades técnicas funcionais normalmente exercidas pelas equipes foram substituídas por funções de resposta a emergências. Desta forma, técnicos de segurança viraram líderes de brigada, operadores de produção viraram membros das equipes de brigada e, de maneira semelhante para demais funções, uma estrutura de resposta foi formada.

³ Depoimentos coletado pela ANP

⁴ Realizado em análise técnica independente conduzida pela ANP.

⁵ Detecção de gás em nível alto é definida como detecção de concentração de 10% do LIE do gás, que conforme a Matriz de Causa e Efeito inicia ações de alarme. A detecção de gás em nível muito alto é definida como detecção de concentração de 20% do LIE (limite inferior de explosividade) do gás, que conforme a Matriz de Causa e Efeito inicia ações para reduzir o risco de incêndio ou explosão, que incluem isolamento e paralisação dos sistemas de processo, partida dos sistemas de proteção contra incêndio e fechamento das admissões de ar do sistema de ventilação e ar condicionado.

⁶ A detecção confirmada de gás é definida no Plano de Resposta à Emergência da instalação como detecção devido à ativação de mais um detector de gás numa determinada área.

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

A Figura 1 a seguir, retirada do Plano de Resposta à Emergência da unidade⁷, mostra a estrutura de resposta à emergência do FPSO Cidade de São Mateus, bem como os pontos de encontro definidos para cada uma das pessoas envolvidas na resposta à emergência. Destaca-se que, durante a investigação foi evidenciado que algumas pessoas foram designadas para funções distintas daquelas preconizadas no Plano de Respostas a Emergência (PRE) da unidade⁵, ou seja, indivíduos desempenharam funções não previstas nos procedimentos. Observou-se também que não foi designada nenhuma pessoa para a função de Comandante de Incidentes *Offshore* substituto (*Deputy Offshore Incident Commander*), apesar de previsto na estrutura de resposta à emergência definida no PRE.

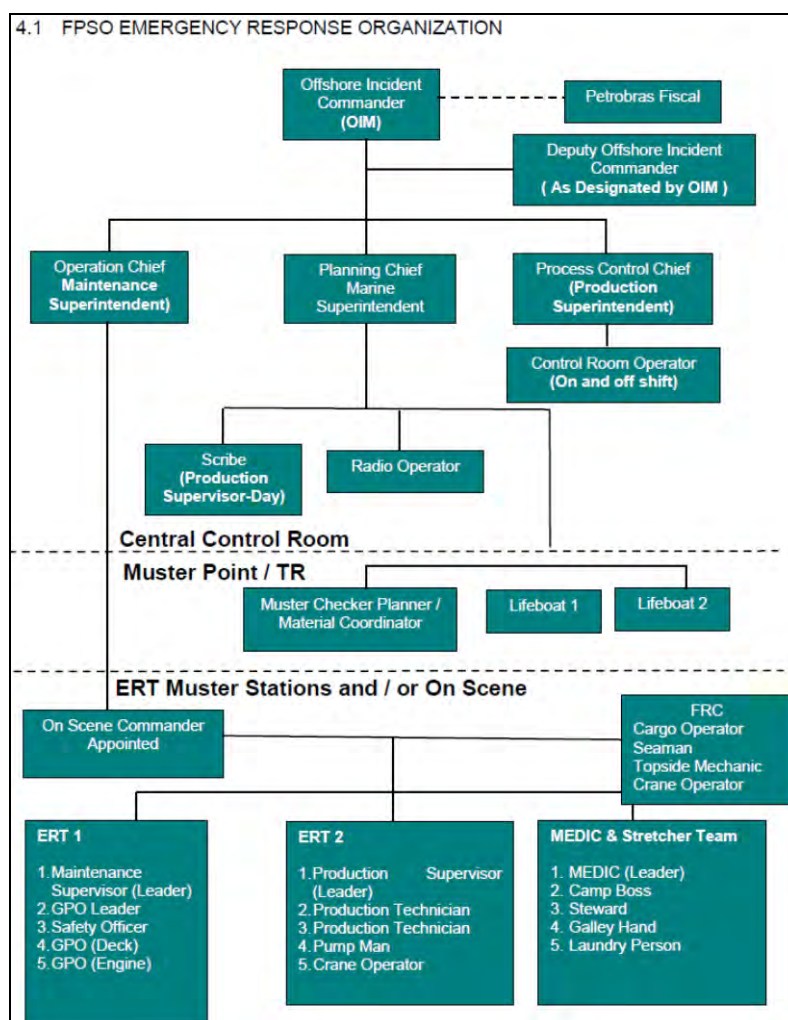


Figura 1 – Organograma e pontos de reunião da equipe de resposta à emergência

⁷ Emergency Response and Contingency Plan FPSO Cidade de São Mateus – Doc. nº MS-MP01279 Rev.1 - Emissão: 13/01/2015

Na ocasião do acidente, a sala de controle central (CCR) foi o local designado como ponto de encontro das seguintes pessoas: (i) o gerente da instalação (OIM), na função de comandante de incidente *offshore* (CIO); (ii) o fiscal da Petrobras; (iii) o superintendente de marinha, na função de chefe de planejamento (CP); (iv) o superintendente de manutenção, na função de chefe de operações (CO); (v) o superintendente de produção, na função de chefe de controle da produção (CCP); (vi) o supervisor de produção (verificador de reunião); (vii) rádio operador de folga (escriba); (viii) os operadores da sala de controle e (ix) os membros do time técnico de resposta à emergência (TTRE).

A formação do TTRE foi decidida no dia 08/02/2015 e caracterizava-se como uma das alterações frente à estrutura de resposta contida nos procedimentos da BW. Este time tinha como principal função prestar apoio técnico à equipe que tinha como ponto de encontro a CCR.

Havia outros pontos de encontro para pessoas que desempenhavam função de resposta à emergência, a saber: (i) bote de resgate rápido; (ii) sala *ERT room*, para a equipe de brigada 1 (ERT1); (iii) próximo à chaminé para a equipe de brigada 2 (ERT2); e (iv) sala de controle da praça de máquinas (ECR). As demais pessoas a bordo que não possuíam função de resposta à emergência se dirigiram para o refúgio temporário⁸, que no caso do FPSO CDSM era o refeitório da unidade, próximo à CCR.

O OIM da unidade, que havia embarcado às 8h33 daquela manhã na mesma aeronave que seu substituto utilizou para retornar à Vitória, participou de uma videoconferência entre 9h30 e 10h40³. Quando soou o alarme de gás, ele estava em seu escritório lendo a passagem de serviço e tomando ciência das atividades em curso. No momento em que soou o alarme, o OIM se dirigiu ao seu ponto de encontro, na CCR. Na CCR, o OIM foi informado da detecção de gás na casa de bombas.

O CIO informou em língua inglesa via sistema de anúncio público (PA) da unidade que havia um alarme de gás na casa de bombas sendo analisado, requisitando que todos fossem aos seus respectivos pontos de encontro. Em seguida foi emitido anúncio semelhante em língua portuguesa.

Ao se dirigir ao sistema supervisorio da equipe de marinha, o OIM requisitou informações das operações em curso na casa de bombas junto ao chefe de planejamento do incidente (função exercida pelo superintendente de marinha). Após tomar conhecimento da operação de transferência de carga entre tanques, ordenou a parada do bombeio e o fechamento de todas as válvulas do sistema³. Requisitou mais detalhes da operação de transferência para o superintendente de marinha, que o

⁸ Local (paredes e teto) com proteção contra fogo (A-60) com o objetivo de proteger as pessoas dos possíveis eventos de incêndio nos módulos de processo mais próximos.

informou sobre os problemas de transferência e a operação de mudança de *header* que estava em curso quando do momento do vazamento.

O CIO também convocou uma reunião de situação (*time out meeting*), com a participação das pessoas presentes na CCR, sem ter, no entanto, a presença dos líderes de brigada, que na ocasião eram os técnicos de segurança e dos membros das equipes de brigada (ERT1 e ERT2). A reunião de situação tinha por finalidade que a equipe do CCR atualizasse o CIO de todas as operações e condições em curso durante a emergência, bem como o *status* de reunião das pessoas a bordo.

Esta reunião teve duração de cerca de dois minutos, tendo sido iniciada aproximadamente às 11h40⁹. Neste momento, havia a detecção de gás em nível muito alto na casa de bombas por todos os três detectores localizados no fundo da casa de bombas⁴. Durante a reunião de situação, a equipe da CCR não soube precisar o tipo de substância nem a quantidade vazada, portanto, decidiu-se enviar uma equipe para investigar o problema que havia originado a detecção de gás. Adicionalmente, foi também decidido parar as bombas de lastro e fechar todas as válvulas. A equipe designada para tal tarefa deveria estar equipada com traje de brigada, equipamento autônomo de respiração e detector portátil de gás, pois já havia confirmação da presença de gás na casa de bombas. Logo após a reunião de situação, todos os três detectores de gás localizados no fundo da casa de bombas foram inibidos. A inibição dos detectores manteve o alarme visual na tela da IHM, porém impedindo a execução das ações previstas na Matriz de Causa e Efeito em caso de nova detecção.

O CIO ordenou que o operador de rádio ligasse para a base de operações da BW e passou as informações sobre o que ocorria a bordo³. Esta comunicação ocorreu por volta das 11h45⁹.

Enquanto o supervisor de produção contabilizava as pessoas nos pontos de encontro, a equipe de brigada nº 1 reportou estar pronta em seu ponto de encontro, próximo à baleeira de boreste.

Por volta de 11h49, foi ordenada a entrada da primeira equipe na casa de bombas após a ocorrência do alarme de gás mesmo com a detecção confirmada de gás naquele ambiente. Esta equipe era composta por dois brigadistas da ERT1, sendo um deles o seu líder, e um membro do TTRE (bombeador). Ao mesmo tempo, a contagem de pessoal nos outros pontos de encontro foi concluída. Os detectores e alarmes sonoros foram inibidos para não interferir na comunicação entre a equipe.

A casa de bombas do FPSO CDSM era um ambiente no qual comumente havia um procedimento de controle para a entrada de pessoas, pois era dotada de sistema fixo de CO₂, cujo acionamento demandava a ausência de pessoas neste ambiente. Todas as pessoas que entraram na casa de bombas entre o vazamento de condensado e a explosão tiveram autorização expressa do CIO para tal³.

⁹ Quadro em que foram registrados os eventos durante a emergência

Durante a descida da primeira equipe, para determinar a fonte do vazamento, os detectores portáteis portados pelos brigadistas alarmaram e indicaram a presença de gases inflamáveis. Esta detecção foi de 30% do LIE (limite inferior de explosividade) no piso acima do ponto de vazamento e de 100% do LIE próximo a este ponto³, indicando portanto concentração dentro da faixa de explosividade. Mesmo assim, eles prosseguiram e identificaram o ponto de vazamento.

O ponto de vazamento era um flange localizado à montante de uma válvula (OP-068), interligada diretamente ao tanque de *slop* de bombordo (*slop* P), no quarto nível abaixo do *deck* principal. Neste momento, o vazamento ocorria na forma de filete³ sobre uma poça de um líquido de cor escura de cerca de 2 metros quadrados no piso. A Figura 2 mostra a posição da válvula OP-068 e o local do vazamento. A Figura 3 mostra o flange onde ocorreu o vazamento, em fotografia feita antes do acidente.

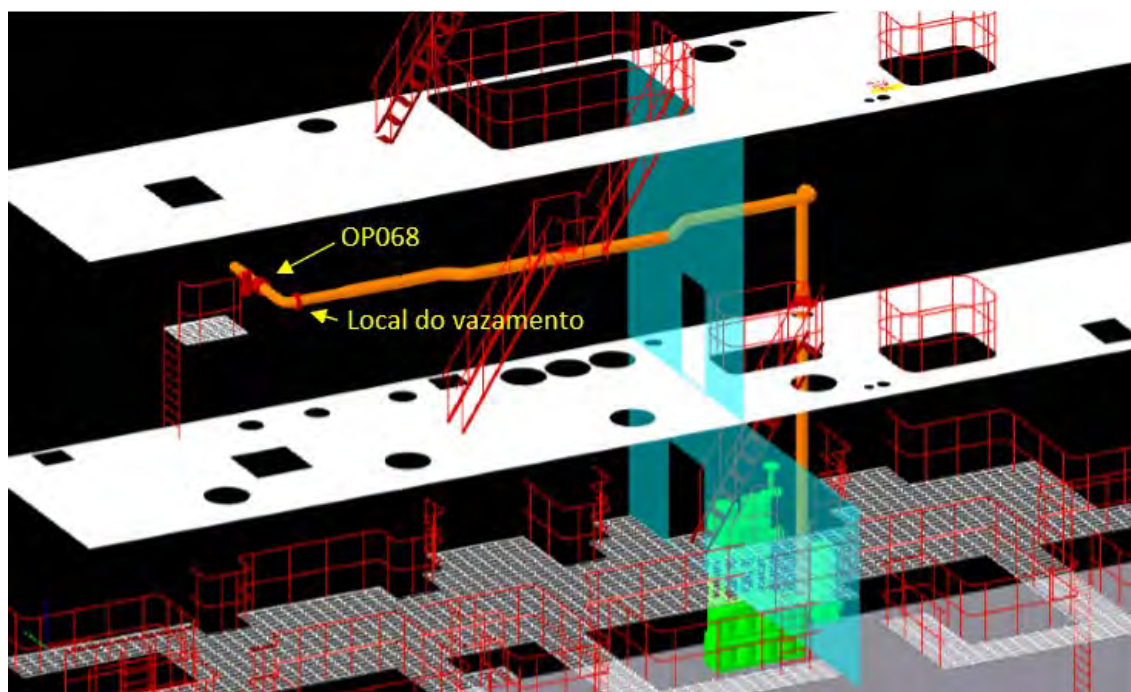


Figura 2 – Posição da válvula OP-068 e local do vazamento



Figura 3 – Fotografia tirada antes do acidente destacando o flange por onde ocorreu o vazamento

Ainda dentro da casa de bombas, o líder da ERT1 reportou em português ao comandante em cena (OSC), que se encontrava no *deck* principal nas proximidades da entrada da casa de bombas, que havia muito gás no local. Pela dificuldade de comunicação devido ao uso do equipamento autônomo de respiração utilizado pelo brigadista, o comandante em cena entendeu a informação de que havia “zero gás” no local. Esta informação foi corrigida posteriormente por outra pessoa que, saindo de seu ponto de encontro, se dirigiu até o comandante em cena e transmitiu pessoalmente a informação correta³.

Após receber as informações de dentro da casa de bombas em português, o comandante em cena, que se encontrava próximo à entrada da casa de bombas, as retransmitia em inglês para o Chefe de Operações na CCR³. O Chefe de Operações era responsável por atualizar o CIO sobre as informações oriundas de dentro da casa de bombas e repassar as ordens do CIO ao OSC.

Às 11h54, após o retorno da primeira equipe ao *deck* principal, o líder da ERT1 (que também era técnico de segurança) recolheu os detectores dos demais brigadistas que desceram à casa de bombas e se dirigiu à CCR³. Lá, reportou ao CIO as características do vazamento e foi decidido que seria feita a limpeza do local com mantas absorvedoras e a avaliação por membros da equipe de manutenção, para que fosse planejado o serviço de reparo³.

A partir das informações oriundas da primeira equipe que desceu à casa de bombas, o CIO e demais pessoas da equipe da CCR tentaram identificar o ponto de vazamento com o auxílio de fluxogramas de processo (P&IDs)³, mas tais fluxogramas não apresentavam o flange por onde acontecia a perda de contenção. Tal fato causou dúvida se o vazamento ocorrera na própria válvula OP-068³. Ressalta-se não foi possível precisar se as pessoas que respondiam ao incidente tinham conhecimento de que havia uma raquete instalada naquele flange.

Neste momento, observou-se uma pressão elevada no tanque de *slop* de bombordo (*slop P*) e foi ordenado ao operador de marinha, integrante do TTRE, que aliviasse esta pressão no *deck* principal³.

Simultaneamente, foi desfeita uma ação automática da Matriz de Causa e Efeito (MCE) para permitir a diminuição da temperatura de painéis elétricos dentro da *e-house*¹⁰. Tal situação ocorreu, pois a detecção de gás dentro da casa de bombas acarretava a ativação do modo de recirculação de ar da ventilação deste ambiente pelo fechamento das tampas das entradas de ar (*dampers*) da *e-house*. Dentro deste ambiente estavam os painéis elétricos dos sistemas de produção e geração de energia da unidade. Esta conformação acarretou o aquecimento interno destes painéis e o consequente desligamento dos sistemas. Para contornar esse problema e evitar a parada da produção, foi ordenado aos técnicos da unidade que retornassem o funcionamento do ar condicionado para a condição normal, contrariando o previamente projetado na lógica de desligamento dos sistemas em situações atípicas¹¹.

Com as informações disponíveis, uma segunda equipe foi composta e ordenada a descer no local do vazamento para avaliação dos serviços a serem realizados para o reparo e retorno à operação normal. Em paralelo, foi ordenado ao superintendente de marinha que elaborasse uma permissão de trabalho (PT) para o reparo a ser executado posteriormente³.

Às 12h00m42s, um dos três detectores do fundo da casa de bombas foi retirado de inibição, voltando a indicar nível muito alto de gás às 12h01m41s, mantendo esta mesma indicação até o momento da explosão.

Esta segunda equipe era composta pelo líder da brigada que havia descido anteriormente com a primeira equipe e dois membros do TTRE¹², que também eram integrantes da equipe de manutenção do FPSO CDSM. A segunda equipe entrou na casa de bombas às 12h07. Durante a descida da segunda equipe, o detector portátil de um dos integrantes registrou 100% do limite inferior de explosividade (LIE).

Ainda dentro da casa de bombas, a segunda equipe solicitou, via rádio, uma escada e ferramentas e saiu para tomar ar. Ao sair da casa de bombas, por volta de 12h15, dois dos três integrantes da segunda equipe foram à CCR e reportaram ao CIO o que foi verificado dentro da casa de bombas. O CIO autorizou a realização de limpeza da poça, ordenou a verificação das necessidades do serviço e se

¹⁰ Módulo contendo equipamentos de média e baixa voltagem, transformadores, inversores de frequência e equipamentos para gerenciamento de energia.

¹¹ Conforme pág. 52 do documento ESD, *Fire & Gas System Cause and Effects Matrix* – Doc. nº 384-79-DOC-003 Rev. Z0 – Emissão: 14/10/2013

¹² Tabela organizacional de Resposta de Emergência

havia disponibilidade de selos de vedação no estoque da unidade que fossem compatíveis com o flange que apresentava vazamento. Em seguida, o CIO determinou ao operador de marinha que buscasse mantas absorvedoras para a operação de limpeza a ser realizada no local do vazamento³.

Uma terceira equipe foi então mobilizada com o objetivo de conduzir a limpeza e acessar o flange que apresentava o vazamento.

Por volta de 12h20, o CIO estabeleceu contato telefônico com o gerente de operações do escritório em Vitória e informou sobre o problema e o plano de limpeza.

Pouco antes da entrada da terceira equipe na casa de bombas, o CIO desmobilizou parcialmente os pontos de reunião¹³. Esta ordem foi veiculada através de avisos no sistema público de anúncio (PA), além de avisos pessoais por telefone.

Após os avisos de desmobilização, todas as pessoas no ponto de encontro do refeitório, parte da equipe de apoio à enfermaria e parte da equipe da sala de controle da praça de máquinas (ECR) foram desmobilizadas dos seus pontos de reunião e liberadas para almoço. Por regra da unidade, as pessoas não podiam consumir refeições com macacões de serviço e, portanto, se dirigiram para os seus camarotes para trocar de roupa para o almoço.

Às 12h27 e após a desmobilização dos pontos de encontro, a terceira equipe entrou na casa de bombas, ainda com a detecção confirmada de gás neste ambiente. Para a limpeza do condensado foram destacados dois membros da ERT1 que utilizariam mantas absorvedoras. Para acessar o flange foram mobilizados três integrantes do TTRE que pertenciam à equipe de manutenção do FPSO CDSM. Os membros do TTRE portavam uma escada de alumínio e duas chaves de boca, sendo uma cromada combinada e outra de aço carbono comum³. A mangueira de incêndio, que já estava montada, foi descida já pressurizada para a casa de bombas³. Todos os membros da terceira equipe estavam paramentados com as vestimentas de equipe de brigada e detectores portáteis. Um minuto após a descida, o detector portátil de um dos membros da brigada já apresentava 100% do LIE.

Dentro da casa de bombas, a terceira equipe abandonou o plano de realizar a limpeza com as mantas absorvedoras e os brigadistas iniciaram a limpeza com o uso de mangueira. Foi então solicitado à equipe fora da casa de bombas que conectassem um novo trecho de quinze metros para tal atividade. Após montado o trecho e descido à casa de bombas, foi solicitado que a pressão de água das mangueiras fosse aumentada. Neste momento, às 12h38m05s houve a explosão que ocasionou danos a pessoas e aos equipamentos em diversas regiões da unidade. Estes danos são demonstrados a seguir. Na tentativa de avaliar o problema, reparar a conexão pela qual havia vazamento e realizar a limpeza

¹³ O CIO alega que desmobilizou apenas as pessoas do ponto de encontro do refeitório.

do fluido vazado, foram enviadas até o local do vazamento em momentos diferentes três equipes, que entraram na casa de bombas mesmo com a detecção confirmada de gás no local e detecção de gás em seus detectores portáteis.

2.2. Danos consequentes da explosão

Em decorrência da explosão, morreram imediatamente quatro pessoas que se encontravam no *deck* principal, próximo ao acesso à casa de bombas, sendo eles os dois líderes das ERT1 e ERT2 (técnicos de segurança), o comandante em cena (supervisor de eletricidade e instrumentação) e um membro do TTRE (bombeador).

A casa de bombas e a praça de máquinas eram posicionadas abaixo do casario. A localização da casa de bombas e da praça de máquinas e a identificação dos andares do casario são mostradas na Figura 4.

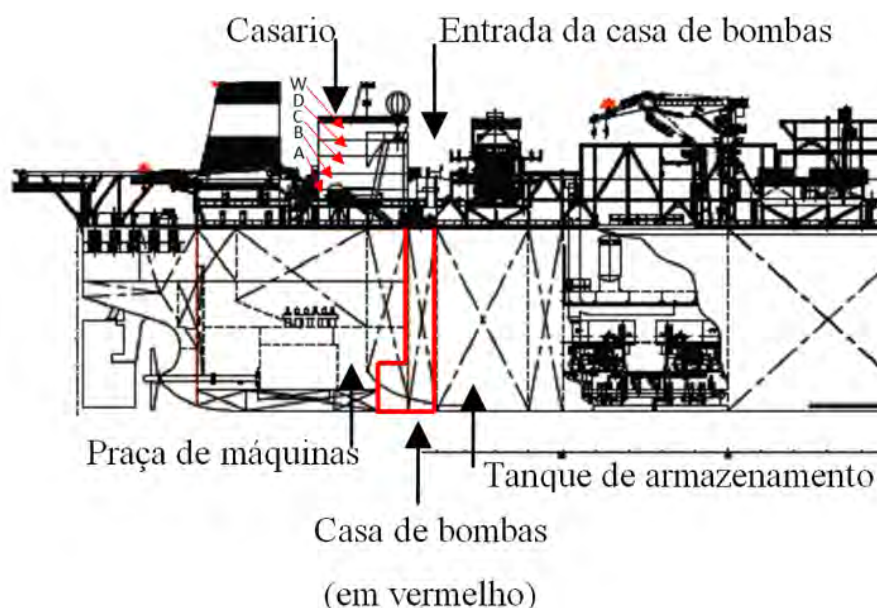


Figura 4 – Localização da casa de bombas e da praça de máquinas

No fundo da casa de bombas, a sobrepressão causada pela explosão rompeu a antepara entre a casa de bombas e a praça de máquinas, causando destruição neste ambiente. As figuras a seguir mostram os danos causados a esta área pela explosão.



Figura 5 – Antepara rompida entre sala de bombas e casa de máquinas

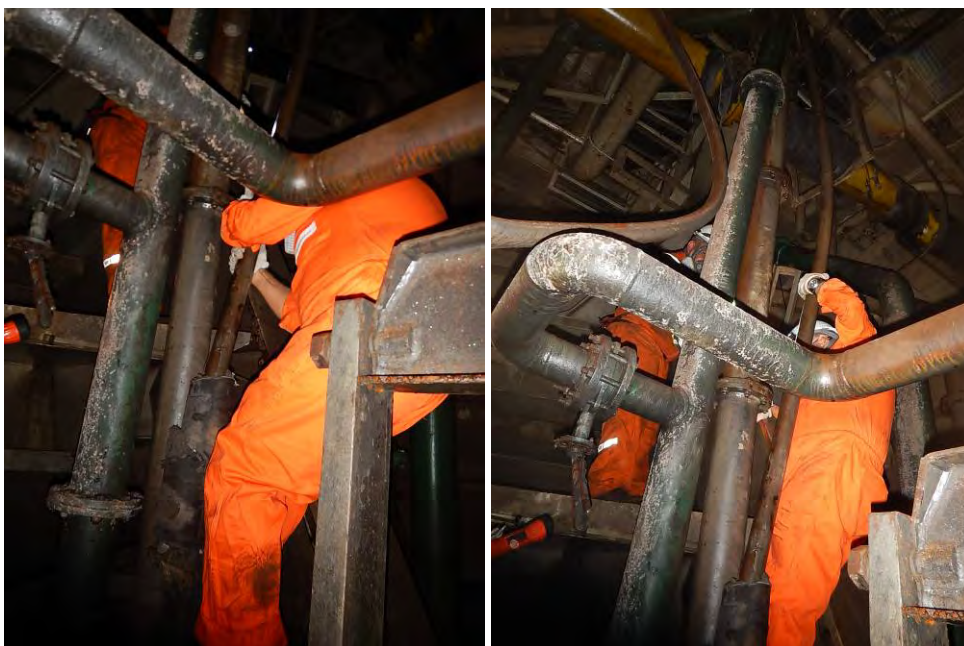


Figura 6 – Acesso à área onde, devido à explosão, houve comunicação entre a praça de máquinas e a sala de bombas

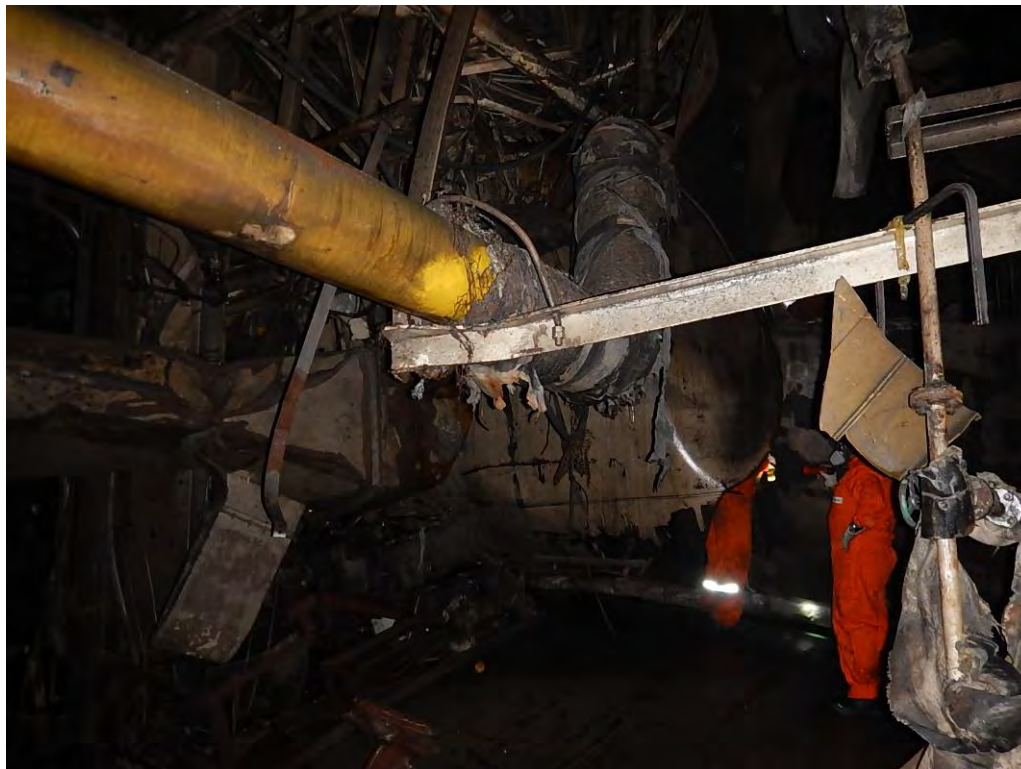


Figura 7 – Área onde, devido à explosão, houve comunicação entre a praça de máquinas e a sala de bombas



Figura 8 – Antepara entre a sala de bombas a praça de máquinas dobrada



Figura 9 – Destruição ocasionada pela explosão

O ponto de encontro da equipe da praça de máquinas era na sala de controle da praça de máquinas (ECR) e isto era necessário porque esses trabalhadores possuíam funções em situações de emergência.

A sobrepressão na praça de máquinas causou a morte de um operador de utilidades que estava em seu ponto de encontro na sala de controle de máquinas (ECR). Seu corpo só foi acessado e resgatado por volta das 0h00 do dia 12/02/2015, logo após a chegada de socorristas do Corpo de Bombeiros Militar do Espírito Santo (CBMES). As figuras a seguir mostram o estado da praça de máquinas após a explosão.

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM



Figura 10 – Sala de controle da praça de máquinas (ECR) após a explosão



Figura 11 – Porta da outra entrada da sala de controle da praça de máquinas que se encontrava do lado de fora da sala



Figura 12 – Janelas da ECR (vidros quebrados e estilhaços dentro da sala)

Após a explosão, a unidade entrou em blecaute, e tanto o sistema de geração de energia principal quanto o gerador de emergência foram afetados. Este fato pode ser atribuído à falta de previsão de proteção para esta área da unidade.



Figura 13 – Praça de máquinas após a explosão



Figura 14 – Praça de máquinas após a explosão

Na praça de máquinas foram encontradas muitas avarias, tais como motores danificados, partes soltas de equipamentos, e ainda a antepara que separava a sala de bombas e a praça de máquinas com um rasgo aberto devido ao acidente, grande o bastante para a passagem de pessoas. A sala de controle da praça de máquinas ficou com suas paredes abauladas, assim como a porta principal.



Figura 15 – Parte do piso faltando na saída de uma sala



Figura 16 – Porta da área adjacente à oficina de manutenção arremessada para trás da escada



Figura 17 – Porta estufada da oficina de manutenção



Figura 18 – Demais sistemas destruídos na sala de máquinas



Figura 19 – Objetos pendurados

Ainda na praça de máquinas, a onda de pressão atingiu o fosso do elevador que dava acesso às acomodações, sendo propagada para dentro do casario, atingindo seus ambientes, incluindo a enfermaria. O elevador foi lançado para cima e dentro de seus destroços foram posteriormente encontrados feridos gravemente dois membros da equipe de socorro da enfermaria. Estas duas pessoas haviam sido desmobilizadas de seu ponto de encontro na enfermaria para que fossem almoçar³.

2.2.1. Danos ao casario pela propagação da frente de pressão pelo fosso do elevador

No FPSO CDSM, o elevador que ligava os níveis entre a praça de máquinas e o nível “D” foi lançado contra o teto do último piso do casario. Pode-se observar através da Figura 20 que no nível da praça de máquinas a porta do elevador se deslocou para dentro do fosso do elevador, ao contrário dos outros níveis, nos quais as portas se deslocaram para fora do elevador.



Figura 20 – Porta do elevador no nível da praça de máquinas (esq.) e no nível “D” (dir.) após a explosão

Tal situação é considerada crítica, dado que o casario deveria ser o local mais seguro da unidade, prevenindo a reunião de pessoas tanto em condições normais de operação, quanto para situações de emergência. O casario era o lugar onde o maior número de pessoas estaria durante a emergência, pois concentrava pessoas dos pontos de encontro da CCR, enfermaria e refúgio temporário (refeitório). Entretanto, o casario demonstrou-se vulnerável ao cenário do acidente. A Figura 21 mostra o estado de um dos corredores do casario após a explosão.

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM



Figura 21 – Corredor do casario no nível “A” da unidade após a explosão.



Figura 22 – Porta do elevador no nível “D” da unidade após a explosão

A região próxima aos elevadores também sofreu danos relativos à explosão. A Figura 23 mostra danos em um camarote no nível “D” da unidade.

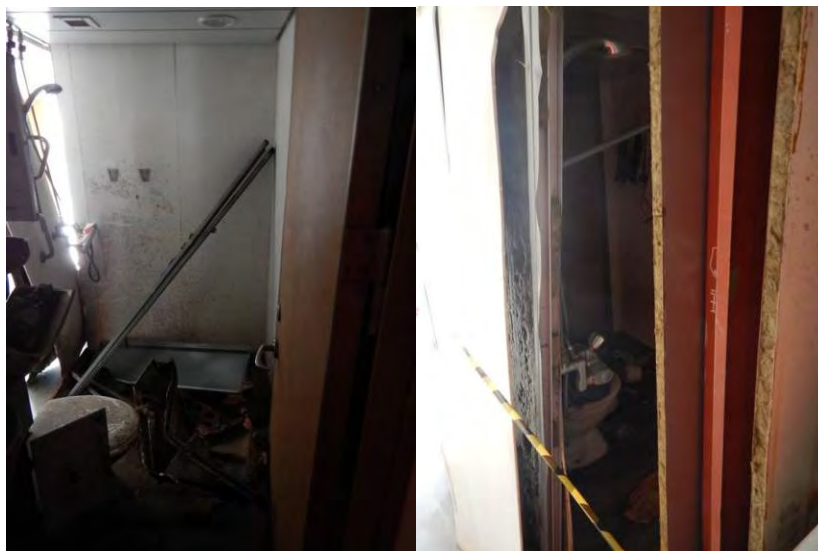


Figura 23 – Camarote em frente à porta do elevador após a explosão

2.2.2. Danos à enfermaria

Uma consequência grave sobre os danos ao casario foi a propagação da pressão para a enfermaria da unidade, localizada no *deck* principal do lado de boreste, prejudicando o atendimento aos feridos. A enfermaria era outro local utilizado como ponto de encontro durante a emergência.

De acordo com depoimentos, os danos da explosão na enfermaria deixaram este ambiente sem condições de oferecer cuidados aos feridos. O material de primeiros socorros foi contaminado pelos resíduos da explosão e pela lã de vidro que se desprende do revestimento das divisórias das acomodações. A maca da enfermaria foi projetada para o *deck* em função da explosão e foi encontrada sem o protetor de cabeça. A Figura 24 mostra como a enfermaria foi encontrada vinte e dois dias após a explosão.



Figura 24 – Enfermaria (22 dias após a explosão)

2.2.3. Danos à casa de bombas e às proximidades de sua entrada

Na entrada da casa de bombas, além dos óbitos e ferimentos e dos danos à estrutura, ocorreram também danos às linhas de incêndio de água e espuma. A perda da contenção da linha de incêndio da casa de bombas foi um dos pontos de alagamento da casa de bombas.

As figuras a seguir mostram os danos a esta região.



Figura 25 – Piso da sala de bombas

Parte do piso do *deck* principal foi rompido e deslocado para cima, conforme pode ser observado na Figura 26.



Figura 26 – Entrada da casa de bombas após a explosão.

A Figura 27 mostra os danos ocorridos nas linhas de incêndio após o acidente. Podem ser observadas as linhas danificadas e recompostas com linhas flexíveis, assim como outros equipamentos afetados pela explosão.



Figura 27 – Estado das linhas de incêndio da entrada da casa de bombas após a explosão

Durante as atividades de fiscalização realizadas pela ANP, os andares da casa de bombas apresentavam baixa iluminação, degraus faltantes ou abaulados e escadas destruídas substituídas por provisórias montadas com tubulação de andaime. Além das condições descritas, foram observados locais onde o piso de aço estava levantado por efeito da explosão e diversos equipamentos destruídos.



Figura 28 – Entrada da sala de bombas com teto e tubulações levantadas



Figura 29 – Acesso danificado e provisoriamente adaptado para a passagem de pessoas



Figura 30 – Sistema de ventilação destruído e pendurado



Figura 31 – Dutos de ventilação pendurados

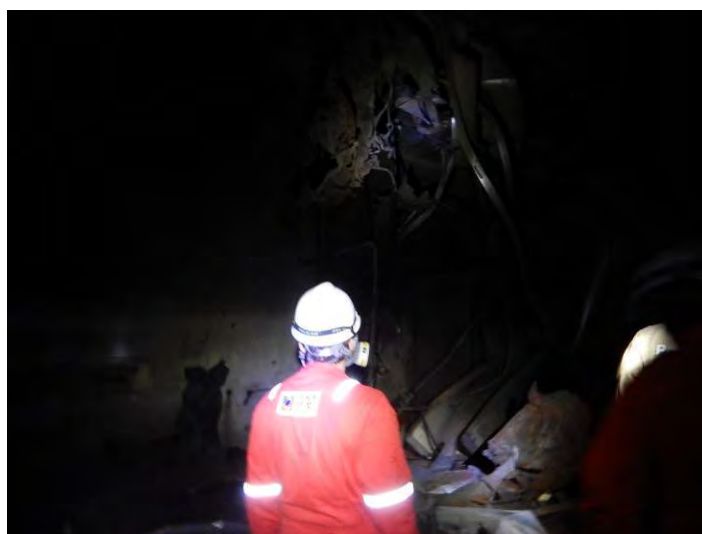


Figura 32 – Baixa luminosidade na sala de bombas



Figura 33 – Piso danificado pela explosão

2.3. Acontecimentos após a ocorrência da explosão

Após a explosão, as pessoas a bordo do FPSO CDSM ficaram desorientadas e a desordem se instalou a bordo. A produção da unidade foi paralisada, por atuação automática dos sistemas de segurança ou por comando da CCR, não sendo possível precisar a causa. O alarme de abandono da unidade passou a soar ininterruptamente.

A sobrepessão ocasionada pela explosão atingiu o casario e projetou uma nuvem de partículas de lã de vidro no ar. As pessoas que lá estavam saíram desorientadas, buscando respirar melhor e se afastar do que acreditavam serem locais potencialmente atingíveis, por temerem explosões subsequentes. Havia também muita fumaça branca vinda da praça de máquinas e da chaminé³.

A morte das lideranças das equipes de brigada, o ferimento de membros da equipe de socorro e os danos da explosão à enfermaria da unidade ocasionaram a falência das estruturas de busca de desaparecidos e atendimento aos feridos a bordo da unidade. Também havia o temor de que outras explosões pudessem ocorrer e as pessoas buscavam se afastar dos locais afetados pela explosão.

O coordenador do ponto de abandono da baleeira de boreste tentou assumir a ordem para organização das pessoas, orientando-as a se dirigirem para baixo do heliponto, mas a agitação impedia a contagem e a identificação das pessoas. O número final de desaparecidos só veio posteriormente.

Às 12h46, o Fiscal da Petrobras a bordo do FPSO CDSM informou a Central de Emergências e ao Gerente Setorial de Operações de Produção da Petrobras o agravamento da situação e solicitou o apoio aeromédico. Logo após, o OIM ligou para o Gerente de Operações da BW e solicitou o envio da

maior quantidade possível de helicópteros aeromédicos. Somente após a explosão, as equipes dos escritórios em terra iniciaram o acionamento efetivo da estrutura de resposta externa ao FPSO CDSM.

Em certo momento, a fumaça começava a sair também por um acesso abaixo do heliponto, nesse momento, foi dada a orientação para que as pessoas se dirigissem à área de movimentação de cargas à meia nau da plataforma. Este deslocamento foi realizado em grupos, nos quais as pessoas eram contadas e liberadas para o deslocamento gradativamente.

Ao chegarem à meia nau, as pessoas dos primeiros grupos visualizaram uma pessoa correndo em direção à proa e o seguiram, desorientadas, sem saber ao certo o motivo. Tratava-se de membro da equipe de produção que ia em direção à proa para parar manualmente as bombas de incêndio. Naquele momento, a água de incêndio inundava parte do *deck* principal da unidade, parte do casario e a própria casa de bombas pois a explosão havia causado o rompimento de tubulações de incêndio próximo à entrada da casa de bombas.

As pessoas se reuniram então dentro e nas proximidades do refúgio temporário de proa onde estavam também os feridos assistidos pela enfermeira. Apesar da tentativa de ordenar e comandar a tripulação para um abandono pela baleeira de boreste, algumas pessoas se recusavam a retornar para próximo ao casario e à casa de bombas por temerem novas explosões e planejavam abandonar a unidade pelas balsas infláveis na própria proa. Este grupo foi posteriormente convencido a voltar para próximo ao casario, mais especificamente o ponto de abandono na baleeira de boreste³.

As comunicações entre a plataforma e os escritórios da Petrobras foram perdidas cerca de vinte minutos após a explosão, devido ao término da carga da UPS (unidade de fornecimento ininterrupto de energia) da unidade³. Demais comunicações após este momento foram feitas através do rádio de emergência e intermediados pelo FPSO Cidade de Vitória (FPSO CVIT)³.

2.3.1. Abandono da unidade utilizando a baleeira de boreste

No ponto de abandono verificou-se que a tripulação mínima para a navegação da baleeira de boreste estava incompleta devido ao ferimento do pessoal treinado para sua operação. O chefe de planejamento (superintendente de marinha) foi então acionado para guarnecer a baleeira por possuir conhecimento para tal. Ainda havia tumulto e algumas pessoas sem função de resgate se organizavam para tentar buscar pessoas desaparecidas e outras que se recusavam a desembarcar por baleeiras.

Toda a preparação para o desembarque de feridos foi feita no sentido de utilizar os helicópteros e os demais seriam desembarcados por meio de baleeiras, com posterior transbordo para navios de apoio. Entretanto, muitos dos que não estavam feridos se negaram a utilizar as baleeiras³ e desembarcaram através do helicóptero.

Com a explosão, os cartões T¹⁴ no ponto de abandono da baleeira de boreste foram perdidos³, impossibilitando o controle de pessoas. A contagem de pessoas começou a ser feita à mão, por chamada na entrada da baleeira, uma vez que a lista de pessoas a bordo (POB) disponibilizada anteriormente para o coordenador do ponto de abandono estava desatualizada.

As pessoas então entraram na baleeira de boreste e lá permaneceram até que houvesse a recontagem utilizando POB atualizado, disponibilizado após a entrada das pessoas na baleeira, e aguardaram a ordem para descer a baleeira³.

A descida, que geralmente é comandada de dentro da baleeira, foi feita pelo pessoal na plataforma aproximadamente às 14h00. Quando a baleeira estava próxima ao mar, a sua liberação foi feita, com dificuldade, por pessoa que não tinha esta atribuição previamente definida. A pessoa que navegou a baleeira para próximo ao barco de apoio também demonstrou não ter conhecimento prático de como comandar a embarcação³.

2.3.2. Atendimento aos feridos

Pessoas ficaram feridas dentro do casario. O fluxo de ar ocasionado pela explosão projetou pó de lã de vidro utilizado nos isolamentos e no teto da acomodação, causando irritação cutânea e nos olhos de muitas pessoas. A sobrepressão também causou a destruição da enfermaria da unidade, localizada no *deck* principal do lado de boreste, prejudicando o atendimento aos feridos.

¹⁴ Cartão de identificação individual. Este cartão é entregue para cada pessoa a bordo da unidade no momento do embarque e fica armazenado no seu ponto de abandono designado. Em caso de emergência, o cartão possibilita rápida identificação das pessoas faltantes no ponto de abandono.

No *deck* principal, outras pessoas ficaram feridas, principalmente em decorrência da sobrepressão que lançou pessoas contra estruturas, além da projeção de estilhaços dos equipamentos danificados pela explosão. Além das nove vítimas fatais, houve um total de vinte e seis feridos, sendo que sete tiveram ferimentos graves¹⁵ e dezenove foram internados por período inferior a 24 horas.

A quantidade e localização das pessoas que se feriram no momento da explosão são listadas na Tabela 2.

Tabela 2 – Quantidade de feridos no momento da explosão por ambiente

Localização dos feridos	Quantidade de feridos no ambiente
Dentro da casa de bombas*	1
Deck U – Enfermaria (casario)	1
Deck U - imediações do vestiário (casario)	2
Elevador (casario)*	2
Imediações da entrada da casa de bombas*	4
Imediações da baleeira de boreste*	2
Imediações do refeitório (casario)	4
Sala de controle central (CCR) (casario)	1
Sala de controle da Praça de Máquinas (ECR)	4
Outros lugares do casario*	3
Locais não confirmados	2

(*) Locais onde houve a ocorrência de ferimentos graves

A equipe formada para o atendimento aos feridos prevista no plano de resposta a emergências era composta por um enfermeiro e quatro ajudantes, para atendimento aos feridos e para disponibilização/busca de materiais de atendimento. Na ocasião do acidente, todas as quatro pessoas de apoio ao enfermeiro pertenciam à equipe de hotelaria do FPSO CDSM³.

Duas das quatro pessoas de hotelaria responsáveis por compor a equipe do profissional de enfermagem estavam dentro do elevador no momento da explosão e ficaram feridos e presos no que restou do elevador, que foi projetado ao último piso do casario. Eles só foram resgatados de dentro do elevador após a partida do primeiro helicóptero de resgate³.

¹⁵ Conforme Resolução ANP nº 44/2009.

O atendimento inicial de primeiros socorros foi feito com o material que era encontrado à mão, uma vez que a enfermaria havia sido atingida pelo impacto da explosão e havia receio de que ocorresse uma nova explosão³ que atingisse novamente o casario.

As pessoas ajudavam os feridos que encontravam e adaptavam-se para transportá-los para onde pudessem receber os primeiros atendimentos.

O atendimento com soro e demais recursos na tentativa de estabilização das vítimas foi feito pela enfermeira já que nenhuma das pessoas a bordo tinha conhecimentos adicionais aos primeiros socorros básicos.

Houve uma tentativa do escritório em terra contatar via rádio a enfermeira a bordo para verificar a necessidade de apoio para realização de atendimento às vítimas, mas o contato não se efetivou devido à grande demanda para atendimento aos feridos³. Posteriormente nenhuma consulta adicional foi feita³.

2.3.3. Resgate aeromédico

O socorro aeromédico (MEDVAC) contratado pela Petrobras possuía uma aeronave vinculada à base de operação de Vitória¹⁶. No contrato de afretamento de aeronaves MEDVAC¹⁷ está previsto que a contratada deverá manter a aeronave disponível todos os dias do mês, 24 horas por dia, e que em caso de indisponibilidade contínua da aeronave, a contratada deverá providenciar, com a máxima brevidade, o seu retorno à condição de operação ou a sua substituição.

Com relação à referida aeronave, no dia 05/02/2015 foi informado aos representantes da Petrobras pela empresa contratada¹⁷, que esta seria trasladada para a base de Macaé no dia 08/02/2015 para execução de manutenção programada e correção de itens em acompanhamento. A previsão estimada para o cumprimento desses serviços seria de aproximadamente cinco dias, com o retorno programado para o dia 13/02/2015 à base de Vitória.

No dia 08/02/2015 a empresa fornecedora do serviço MEDVAC enviou para a Petrobras a ficha de disponibilidade¹⁸ da referida aeronave, contendo os dados da atividade de manutenção e o prazo para sua conclusão (13/02/2015), além da ressalva de que a aeronave MEDVAC da base de Macaé¹⁹ estaria cobrindo a base de Vitória durante a indisponibilidade da aeronave MEDVAC.

¹⁶ Matrícula PR-OMQ

¹⁷ E-mail do Inspetor de Helicópteros para o Fiscal de Campo da Petrobras, em 05/02/2015

¹⁸ Informe de Resgate Aeromédico nº 00120/2015

¹⁹ Matrícula PR-OMA

Nesse sentido, foi possível verificar que, embora no contrato de afretamento das aeronaves MEDVAC houvesse a previsão de substituição de aeronave por outra de mesmo modelo ou tecnicamente igual ou superior, nenhuma aeronave de mesma característica foi mantida em substituição a MEDVAC na base de Vitória.

Além disso, também foi verificado que, embora no item 2.5.5 do contrato de afretamento de aeronaves de passageiros houvesse a previsão de que a Petrobras poderia exigir que o helicóptero de passageiro permanecesse de sobreaviso em tempo integral para a execução de missões de salvatagem aeromédica, nenhuma aeronave de passageiro foi mantida em tempo integral na base de Vitória em substituição a MEDVAC previsto para aquela base.

Dessa forma, uma vez que não havia nenhuma aeronave substituta àquela em manutenção, a aeronave MEDVAC da base de Macaé seria o recurso disponível para suprir possíveis emergências no FPSO CDSM.

Contudo, no dia 11/02/2015 no momento em que a aeronave MEDVAC de Macaé foi acionada em decorrência do acidente no FPSO CDSM às 12h48, a aeronave estava efetuando um atendimento a uma ocorrência na plataforma de Garoupa (PGP-1), de acordo com o informe de resgate aeromédico¹⁸. A aeronave havia sido acionada às 11h02, tendo pousado em PGP-1 (local de resgate) às 12h07 e decolado às 12h40. Nesse sentido, essa aeronave somente pôde atender a situação de emergência do FPSO CDSM após a conclusão do atendimento à ocorrência em PGP-1. Neste contexto, a aeronave MEDVAC chegou ao FPSO CDSM às 15h25 oriunda do aeroporto de Macaé.

Como alternativa à aeronave aeromédica, foi providenciada a adaptação de uma aeronave comum de transporte de passageiros, que não possuía todos os materiais e equipamentos médico-cirúrgicos de uma aeronave ambulância. Esta aeronave adaptada pousou no FPSO às 14h53 oriunda do aeroporto de Vitória.

Na Tabela 3 estão apresentadas as informações de todos os voos que atenderam a emergência, os tipos de aeronaves e o quantitativo de pessoas que foram resgatadas. Ao total, foram utilizados seis helicópteros para o desembarque de trinta pessoas.

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

Tabela 3 – Voos de aeronaves para o FPSO CDSM após acidente

Prefixo de Aeronave	Tipo de Aeronave	Origem	Horário de Pouso no FPSO	Quantitativo de Pessoas Desembarcadas
PR-LCE	Aeronave de Passageiro Adaptada	Vitória	14:53	03
PR-OMA	MEDVAC	Macaé	15:25	04
PR-OMB	MEDVAC	Rio de Janeiro	15:44	03
PR-LCG	Aeronave de Passageiro Adaptada	Vitória	16:18	05
PR-LDG	Passageiro	Vitória	16:35	11
PR-LCK	Passageiro	Vitória	16:50	04

Considerando que, durante a emergência, que: (i) o acionamento para que a aeronave ficasse de prontidão para o resgate aeromédico foi feito às 12h48; (ii) o item 2.2.6.3 do contrato de afretamento de aeronaves aeromédicas prevê que essa aeronave esteja pronta para atender a uma evacuação aeromédica em até 25 (vinte e cinco) minutos após a notificação da Petrobras; (iii) o item 2.7 do contrato da equipe aeromédica prevê que a equipe médica esteja disponível e pronta para execução do resgate na base em até 20 (vinte) minutos a contar do momento do acionamento e (iv) o voo entre o aeroporto de Vitória e o FPSO CDSM é de, aproximadamente, 28 (vinte e oito) minutos, pode-se concluir que a aeronave MEDVAC poderia ter chegado ao FPSO às 13h41 caso a mesma estivesse disponível na base de operação de Vitória no momento do acidente.

Dessa forma, na Tabela 4 estão apresentados os atrasos no pouso das duas primeiras aeronaves que se dirigiram para o FPSO CDSM.

Tabela 4 – Voos de aeronaves para o FPSO CDSM após acidente

Prefixo de Aeronave	Tipo de Aeronave	Horário de Pouso no FPSO real (h)	Horário de Pouso no FPSO contrato (h)	Atraso no Pouso no FPSO (h)
PR-LCE	Aeronave de passageiro adaptada	14:53	13:41	01:12
PR-OMA	MEDVAC	15:25		01:44

O atraso de 01h44 da aeronave de matrícula PR-OMA da base de Macaé pode ser atribuído ao atendimento aeromédico que esta aeronave realizava em PGP-1 no momento do acidente e ao tempo de voo entre o aeroporto de Macaé e o FPSO CDSM, maior que o tempo de voo entre o aeroporto de Vitória e o FPSO CDSM. O atraso de 01h12 da aeronave de matrícula PR-LCE pode ser atribuído ao tempo necessário para adaptação da aeronave de passageiro.

Cabe destacar que ambos os atrasos poderiam ter sido evitados se a aeronave MEDVAC estivesse pronta e disponível na base de operação de Vitória ou se uma aeronave substituta tivesse sido providenciada enquanto a aeronave principal permanecia em manutenção.

2.3.4. Busca por desaparecidos no dia do acidente

Após a explosão as equipes de brigada perderam seus dois líderes, que faleceram, e não houve novo comando para que houvesse a busca de desaparecidos.

Neste momento, a desorientação era grande, não se sabia o que havia acontecido ao certo, nem quais sistemas foram impactados pela explosão, tampouco se sabia o risco de ocorrência de novas explosões e da ocorrência de incêndio. Pessoas ouviram um dos desaparecidos que estava na praça de máquinas chamar por socorro via rádio e tentaram se organizar para um resgate improvisado, mas esta tentativa foi desestimulada pelas demais pessoas a bordo por causa do risco que o resgate oferecia às pessoas que fossem efetuá-lo, devido à dificuldade de acesso seguro ao local.

Por volta de 14h00, após a verificação da lista atualizada de pessoas a bordo²⁰ e o desembarque de trinta e duas pessoas pela baleeira de boreste, foi possível constatar o número correto de

²⁰ Lista de POB do dia do acidente (anexos do SISO)



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

desaparecidos no FPSO CDSM. Enquanto era feita esta verificação, um dos brigadistas da terceira equipe conseguiu sair por meios próprios da casa de bombas com vida, porém bastante ferido.

Nesse momento, se constatou a ausência das duas pessoas que estavam presas dentro do elevador. Eles foram localizados, através de gritos vindos do último piso das acomodações, por pessoas que entravam no casario para buscar seus pertences. Apesar da dificuldade de acesso e abertura dos destroços do elevador, estas pessoas foram resgatadas pelo pessoal de bordo e atendidas pela enfermeira, junto aos demais feridos até a realização do desembarque por helicóptero.

Os integrantes da terceira equipe que desceu à casa de bombas e se encontravam nas proximidades do local de vazamento foram consideradas desaparecidos. Por volta das 15h00, o CIO foi informado de que bombeiros externos embarcariam no FPSO CDSM.

A partir das 16h50, após o desembarque das pessoas efetuado pela baleeira de boreste e por seis helicópteros, restaram três pessoas a bordo. A busca aos desaparecidos só foi iniciada após este momento, já à noite, devido à demora na chegada da equipe de resgate externo.

Tal decisão foi tomada pois a entrada de água na unidade estava sendo monitorada e, caso não fosse tomada nenhuma ação, o local onde possivelmente se encontrava um dos desaparecidos seria inundado em pouco tempo.

As pessoas fizeram então a medição de gases da praça de máquinas com o monitoramento remoto pelo detector portátil com lançamento de mangueira. Como tal detector não indicou a presença de gases, duas das três pessoas foram em busca da pessoa desaparecida tendo identificado sua posição, mas não conseguiram acesso para efetuar seu resgate.

A equipe externa de busca e salvamento, formada por bombeiros militares do estado do Espírito Santo embarcou no FPSO CDSM por volta das 23h00 e foi orientada pelo pessoal a bordo como proceder para chegar até o operador de facilidades. O local já apresentava água próximo à entrada e a equipe de bombeiros conseguiu acessar a vítima, mas constatou que esta já se encontrava sem vida. Seu corpo foi então levado para próximo ao heliponto, local para onde foram também destinados os demais corpos.

Durante o planejamento da equipe de resgate externa para acessar a casa de bombas e buscar desaparecidos, houve a ordem da sala de crise instalada no prédio da Petrobras em Vitória, para que estas pessoas abandonassem imediatamente a plataforma, pois havia risco de colapso estrutural. O abandono total da unidade pelos três tripulantes remanescentes e bombeiros ocorreu por volta de 01h00 por meio da baleeira de bombordo.

2.3.5. Problema de Estabilidade do FPSO CDSM e abandono total da unidade

Para a realização do esvaziamento do tanque 6C, a plataforma havia sido inclinada de forma que a popa da unidade ficasse mais afundada em relação à sua proa. Este fato se deve à geometria dos tanques de carga da unidade que possuíam vigas em seu interior, típico para tanques de unidades de tanque simples³.

Após a explosão foi verificada a inundação parcial do *deck* principal, casario e parte da casa de bombas, devido à entrada de água por meio do rompimento das tubulações de incêndio e, por este motivo, as bombas de combate a incêndio foram paradas. Entretanto, após algumas horas, verificou-se que a inclinação popa-proa estava aumentando e que havia entrada de água, provavelmente, por sistemas comprometidos que estavam interligados com as caixas de mar.

O comando de crise montado pela Petrobras acionou especialistas na estabilidade de embarcações que simularam os efeitos no casco do navio e, em certo momento, indicaram que havia risco estrutural para a unidade. Após horas com o aumento de nível de água dentro da casa de bombas e praça de máquinas, houve o alcance de um ponto de equilíbrio e o nível de água permaneceu inalterado.

As atividades de resposta ao acidente desenvolveram ações para fechar as entradas das caixas de mar com o uso de mergulhadores e tal atividade foi concluída em 05/03/2015 e a atividade de busca de desaparecidos foi feita em paralelo ao esvaziamento da casa de bombas e praça de máquinas.

Os danos estruturais porventura sofridos pelo FPSO CDSM que ocasionaram a entrada de água ainda são incertos e os interlocutores da BW indicam que tais danos somente serão identificados quando a unidade for colocada em estaleiro.

Na data da emissão deste relatório, a unidade ainda se encontra em situação degradada decorrente do acidente e operações estão em curso para que a unidade tenha condições de ser colocada em segurança e que possa ser transladada para um estaleiro para reparos.

2.3.6. Busca por desaparecidos após o dia 11/02/2015

Nos dias que se seguiram à explosão, houve preocupação com a condição estrutural da unidade, pois a mesma estava apresentando uma inclinação (*trim*) elevada. A fonte da entrada de água, para a casa de bombas, praça de máquinas e espaço de máquinas número 6, era desconhecida, tendo sido feita inspeção externa por ROV (veículo submarino operado remotamente), na qual não foram verificados danos na parte externa do navio.



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

Os potenciais pontos de entrada de água considerados durante a contenção da emergência foram as tubulações de incêndio (que foram rompidas), e as comunicações das caixas de mar²¹.

Em 13/02/2015, foi relatado à ANP que as análises realizadas pelo pessoal contratado pela Petrobras e pela BW indicavam que não havia risco estrutural da unidade, apesar de haver alagamento de cerca de 15 metros de água dentro da casa de bombas. Este alagamento impossibilitou o resgate de desaparecidos por um período prolongado após o acidente, sendo o último corpo resgatado somente no dia 02 de março de 2015²².

²¹ Relatório diário de 03/03/2015 enviado através do SISO

²² Relatório diário de 02/03/2015 enviado através do SISO

3. Contextualização - O FPSO Cidade de São Mateus

3.1. Características do projeto da plataforma

O FPSO Cidade de São Mateus (FPSO CDSM) é uma unidade flutuante de produção, processamento, armazenagem e transferência de petróleo. Na data do acidente, sua produção principal era de gás natural não associado²³, não havendo poços de óleo interligados à plataforma. Do processamento deste gás na plataforma, era produzida uma fração líquida: o condensado-líquido de gás natural obtido no processo de separação normal de campo, que é mantido na fase líquida nas condições de pressão e temperatura de separação²⁴. O gás, após processamento, era todo transferido por gasoduto, interligado à Unidade de Tratamento de Gás de Cacimbas (localizada em terra). O condensado por vezes era exportado junto ao gás pelo gasoduto, mas, na maioria do tempo enquanto esteve em produção, o condensado era armazenado nos tanques de carga da plataforma para posterior exportação através de navios tanque.

A unidade operava em uma lâmina d'água de 792 metros e estava localizada na Bacia do Espírito Santo, para produção dos campos de Camarupim e Camarupim Norte, conforme ilustrado na Figura 34 abaixo.

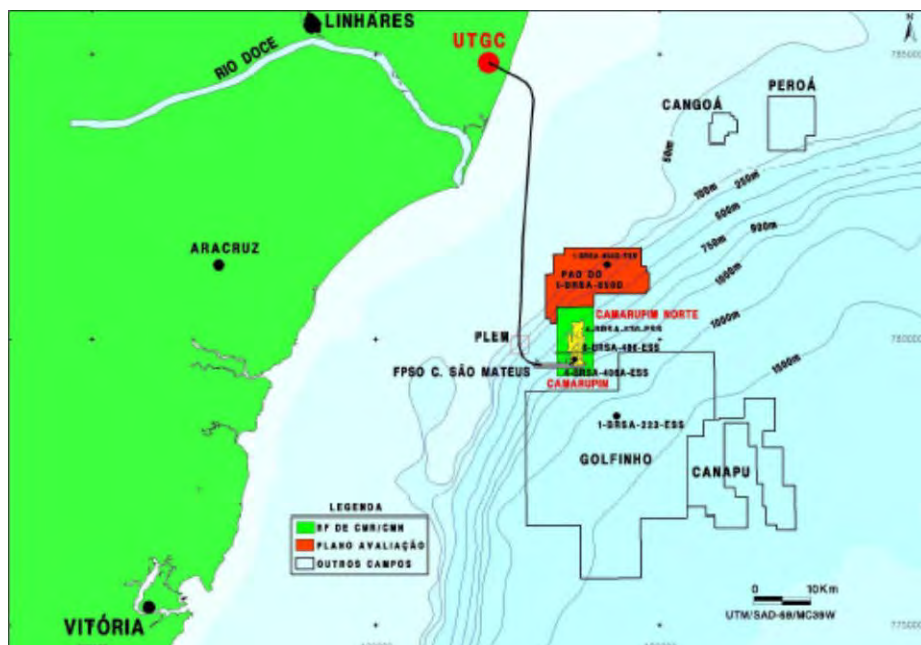


Figura 34 – Localização dos campos de Camarupim e Camarupim Norte

²³ Gás não associado a óleo

²⁴ Conforme definição da Portaria ANP nº 9, de 21/01/2000

A declaração de comercialidade dos campos de Camarupim e Camarupim Norte ocorreu, respectivamente, em dezembro de 2006 e julho de 2008²⁵, sendo que o FPSO CDSM foi contratado no ano de 2006 junto à empresa Prosafe pela Petrobras dentro de um contrato denominado “de afretamento e prestação de serviços” (O&M) que valeria por dez anos, prorrogáveis por igual período.

A descrição técnica do projeto da “FPSO Gas” foi fornecida pela Petrobras ainda no processo de licitação. Nesta modalidade de contratação, a empresa vencedora da licitação é responsável também pelo Projeto Básico.

Os campos em questão têm estimativa de reserva total de 4,4 bilhões de metros cúbicos de gás, 0,7 milhões de metros cúbicos de condensado, uma reserva provada de 3,6 bilhões de metros cúbicos de gás e 0,5 milhões de metros cúbicos de condensado. O volume de gás *in place* é da ordem de 14,3 bilhões de metros cúbicos²⁵.

A unidade foi convertida do navio petroleiro NAVARIN²⁶ em um FPSO em um estaleiro em Cingapura no período compreendido entre 2007 e 2008²⁷.

A Tabela 5 a seguir informa os principais dados da instalação, informados pelo concessionário²⁸.

Tabela 5 – Dados da instalação

Lotação de pessoas (POB)	85
Capacidade de produção de óleo	4.000 m³/d
Capacidade de produção de gás	10.000.000 m³/d
Produção de óleo em 2014	0 m³/d
Produção de Condensado (oriundo da produção de gás, em 2014)	373,2 m³/d
Produção de Gás em 2014	2.242,07M m³/d
Capacidade de processamento de óleo	4.000m³/d

²⁵ Plano de desenvolvimento – Campos de Camarupim/Camarupim Norte E&P/UO-ES, revisão 2 de setembro de 2013 (PAs n° 762 e 763/2009)

²⁶ Cabe observar que existiram e existem outros navios chamados NAVARIN. Ainda, que esse número IMO demonstra que a embarcação teve ainda outros nomes: 1989 – 1992 NICOLINE MÆRSK; 1992 – 2001 MAERSK NAVARIN e 2001 – 2007 NAVARIN.

²⁷ *Survey Report* e site da DNV_GL.

²⁸ Documentação de Unidade Marítima apresentada à ANP em outubro de 2014 (Processo n° 48610.011977/2009)

Capacidade de processamento de Gás Natural	10.000.000 Nm ³ /d
Capacidade de processamento de Gás Combustível	10.000.000 Nm ³ /d
Capacidade de armazenamento de Petróleo	160.396,20 m ³ /d

Após sua conversão e traslado para a sua locação final, em 10/06/2009²⁹ foi feita a produção de 72 horas contínuas de produção e iniciou-se o pagamento pelo afretamento da unidade.

Nenhum poço de óleo foi interligado à unidade desde o início de sua produção, sendo que na data do incidente toda produção da unidade era oriunda de quatro poços de reservatórios de gás. O gás natural produzido pelo FPSO CDSM era então escoado por um duto de 12” de diâmetro e 6 km de extensão que se conecta a um duto de 24” (PLEM) com 55 km de extensão, que recebe gás produzido de vários outros dutos e o destina para a Unidade de Tratamento de Gás de Cacimbas (UTGC).

3.1.1. Características da planta de processo do FPSO CDSM

A planta de processamento do FPSO CDSM possui um sistema de processamento de gás e um sistema de processamento de óleo.

O sistema de processamento de gás recebe do *manifold* o gás coletado dos poços de gás não-associados (ou seja, de gás que não vem associado a óleo). O gás passa então por uma série de vasos separadores com o objetivo de separar a parte mais leve do gás da sua parte mais pesada: o condensado. O fluxo de gás então segue para um módulo de desidratação, para retirar toda a água e só então seguiria para um módulo de compressão que fornece a energia necessária para que esse gás seja enviado por gasoduto para uma unidade de tratamento em terra.

O condensado, após segregado da fração mais leve do gás, seria enviado para o sistema de processamento de óleo. Caso não houvesse produção de óleo, somente após o módulo de compressão de gás, o condensado poderia ser injetado para ser exportado junto ao gás no gasoduto.

O sistema de processamento de óleo receberia de outro *manifold* o óleo coletado dos poços de óleo. Este sistema foi projetado com vasos separadores e trocadores de calor suficientes para separar óleo, gás e água. Ao final deste sistema, o óleo – livre de gás e água – seria enviado para armazenamento nos tanques de carga da plataforma, de onde só sairia quando houvesse uma operação de *offloading*, ou seja, quando houvesse um bombeamento deste conteúdo para um navio petroleiro por meio de um mangote flexível existente na plataforma.

²⁹ Informação coletada junto aos representantes da BW e Petrobras durante atividade de fiscalização realizada pela ANP no FPSO CDSM e no escritório da BW em Vitória no período entre 13 e 17/07/2015

Este sistema de processamento de óleo estava projetado para receber a corrente de condensado proveniente do sistema de processamento de gás e processá-la junto ao óleo, antes do envio aos tanques de armazenamento. De acordo com as especificações do projeto, quando não houvesse produção de óleo, este condensado não seria enviado para esse sistema de processamento de óleo – e sim encaminhado diretamente para o gasoduto, para ser exportado junto ao gás.

3.1.2. Características do sistema de armazenamento

O sistema de armazenamento do FPSO CDSM possui 33 (trinta e três) tanques, sendo 7 (sete) tanques de carga, para armazenamento dos fluidos produzidos. As principais informações sobre os tanques encontram-se listadas na Tabela 6.

Tabela 6 – Tanques do sistema de movimentação de carga

Tanque	Volume (m³)	Volume total (m³)
2C	33273	160396,2
3C	23406	
4C	35127,6	
5C	23406	
6C	35020,8	
<i>Slop sujo (P)</i>	5081,4	
<i>Slop limpo (S)</i>	5081,4	

Destes sete tanques, cinco (2C a 6C) seriam utilizados prioritariamente para o armazenamento de produto líquido pronto para o envio ao navio tanque (exportação), sendo que os tanques de *slop* seriam utilizados para armazenar temporariamente e principalmente água suja com resíduos oleosos, previamente ao seu tratamento para descarte dentro dos limites ambientalmente permitidos.

Por sua vez, a especificação técnica feita pela Petrobras para a contratação do FPSO CDSM previa que o condensado produzido poderia ser destinado de duas formas na unidade³⁰:

- 1) Havendo produção de óleo, o condensado seria separado do gás natural, e, posteriormente, enviado para a entrada do sistema de processamento de óleo;
- 2) Não havendo produção de óleo, o condensado seria separado do gás natural, e, posteriormente, após desidratação, o condensado seria bombeado dentro do gasoduto de exportação de gás natural, para posterior separação na UTG de Cacimbas.

³⁰ FPSO General Arrangement – Doc. n° 384-01-G-DWG-002_001 Rev. Z – Emissão: 12/12/2008

No momento em que houve a definição que a unidade seria instalada nos campos de gás de Camarupim e Camarupim Norte, a Petrobras questionou a Prosafe em 2007 se o sistema de processamento de óleo possuía capacidade de estabilizar o condensado em estado puro para seu posterior armazenamento nos tanques de carga, sem a produção de óleo. Esta configuração era diferente das duas opções especificadas para a unidade e, de acordo com o questionamento, para atingir esta estabilização seria necessário que o parâmetro termodinâmico “Pressão de Vapor Reid” (PVR) não ultrapassasse 10 psia a 37,8°C.

A empresa Prosafe avaliou o questionamento da Petrobras, realizou simulações computacionais do processo com os dados obtidos com a Petrobras e em agosto de 2008 informou que o condensado estaria estabilizado nas condições simuladas (PVR inferior a 10 psia), podendo ser armazenado nos tanques para posterior descarga (*offloading*) para navios tanque. Todavia, ressaltou em documento que esta avaliação era para os períodos iniciais³¹ e que era recomendado que a exportação do condensado fosse realizada por gasoduto.

Considerando que a unidade operou por 1964 dias desde seu início de atividades no campo (já excluindo os 24 dias em que esteve em parada programada), a unidade exportou condensado através do bombeio no gasoduto (segunda opção da descrição técnica do navio) durante apenas 187 dias, tendo armazenado condensado nos tanques de carga durante os demais dias de operação.

O escoamento do condensado produzido pela unidade era feito através de navios aliviadores com o uso de mangueiras flexíveis (mangotes) de 20” de diâmetro e comprimento de 235 metros, e o uso de suas bombas de carga (três), cada uma com capacidade de 5.000 m³/h³².

Desde o início da produção, foram feitos dezesseis *offloadings*, sendo que o último havia sido realizado em abril de 2014³³. O décimo sétimo *offloading* foi programado em outubro de 2014 para ocorrer entre 15 e 19 de dezembro de 2014³⁴, mas devido a um problema em um equipamento para a calibração de medidor de vazão, esta atividade foi reprogramada para fevereiro de 2015. Na data do incidente a unidade armazenava aproximadamente 70.000 metros cúbicos de condensado³⁵.

³¹ Entende-se que este estudo foi realizado devido à previsão de demora na interligação do gasoduto.

³² Documentação de Segurança Operacional da unidade

³³ Item b da carta UO-ES 356/2015, de 16/04/2015

³⁴ E-mail do dia 27/10/2014 entre o gerente setorial de operações Petrobras e o Gerente de Operações BW

³⁵ Dados informados sobre o nível dos tanques logo após o acidente. Destes 70.000, existe uma quantidade de água que a Operadora da Instalação não consegue precisar.

3.1.3. Características do condensado produzido

Após o acidente, a Petrobras coletou e analisou amostras do condensado de três tanques de armazenamento (tanques 2C, 3C e 5C) do FPSO CDSM.

Os resultados das análises de destilação, densidade e pressão de vapor, realizadas pelos laboratórios do Centro de Pesquisas da Petrobras, foram enviados para a ANP e avaliados por servidores de seu Centro de Pesquisas e Análises Tecnológicas (CPT). Pôde-se verificar que o condensado em questão é composto de uma mistura com predominância de gasolinas (naftas) e proporções menores de compostos compatíveis com Querosene ou Diesel Leve.

A fração gasosa das amostras, por sua vez, é composta de GLP (gás liquefeito de petróleo), predominantemente, e em proporção menor, gasolina natural (nafta leve) e gás natural (etano). Além disso, a pressão de vapor (PVR) média da amostra coletada nos tanques da FPSO CDSM era de 57,3 kPa (aproximadamente 8,3 psia).

Gases que se desprendem de óleos instáveis são gases mais pesados que o ar e, por isso, difíceis para se dispersar. Consequentemente, o risco de explosão é maior. Para prevenir que o gás seja desprendido durante transporte e armazenagem, a especificação para pressão de vapor é usualmente especificada para PVR de 10 a 12 psia.

Para atender a especificação de PVR, o gás dissolvido no óleo cru deve ser removido, sendo essa remoção chamada de estabilização. O óleo cru pode ser estabilizado passando-o por separadores em série, onde os componentes voláteis se vaporizam. A estabilização do óleo cru frequentemente requer adição de calor em certos pontos do trem de processamento.

3.1.4. Layout do FPSO Cidade de São Mateus

A planta de processo do FPSO Cidade de São Mateus era composta por módulos cuja disposição é demonstrada na vista superior pela Figura 35, retirada do *Safety Case* da unidade. As acomodações (*accommodation*) e *helideck* ficam na popa da unidade, os módulos de separação (M10 e M62), o *flare* e refúgio temporário alternativo (FTR) ficam mais próximos à proa. Observa-se que a casa de bombas (*pump room*) se localizava junto ao casario.

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

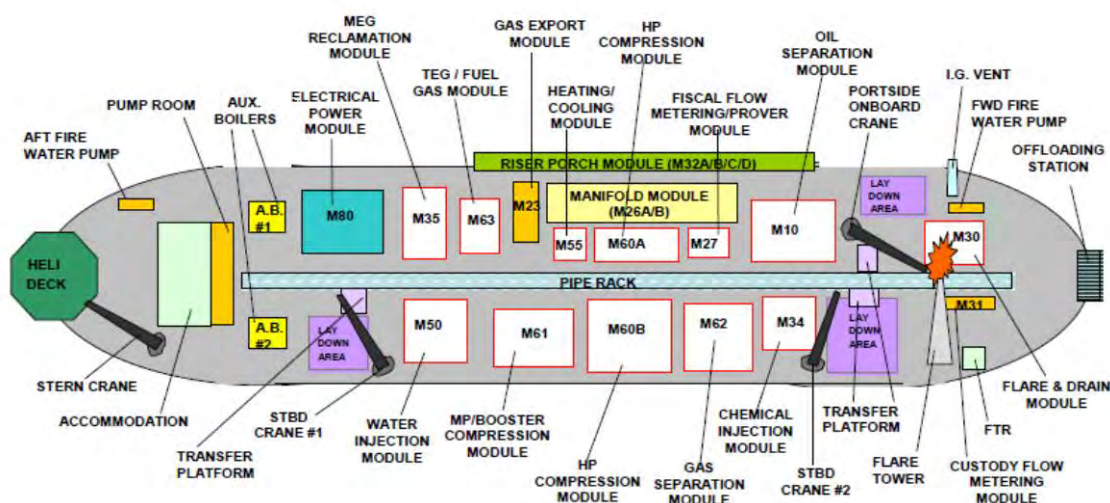


Figura 35 – Disposição dos módulos e instalações do FPSO Cidade de São Mateus

A Figura 36 a seguir, retirada do *Safety Plan* da unidade, mostra a vista lateral do lado de boreste do FPSO Cidade de São Mateus, com destaque para as áreas de interesse para esta investigação. Observa-se que a casa de bombas era contígua à praça de máquinas, aos tanques 6C, *slop* de boreste (S), *slop* de bombordo (P). Sua entrada era feita através de seu único acesso, pouco a frente da megaestrutura do casario.

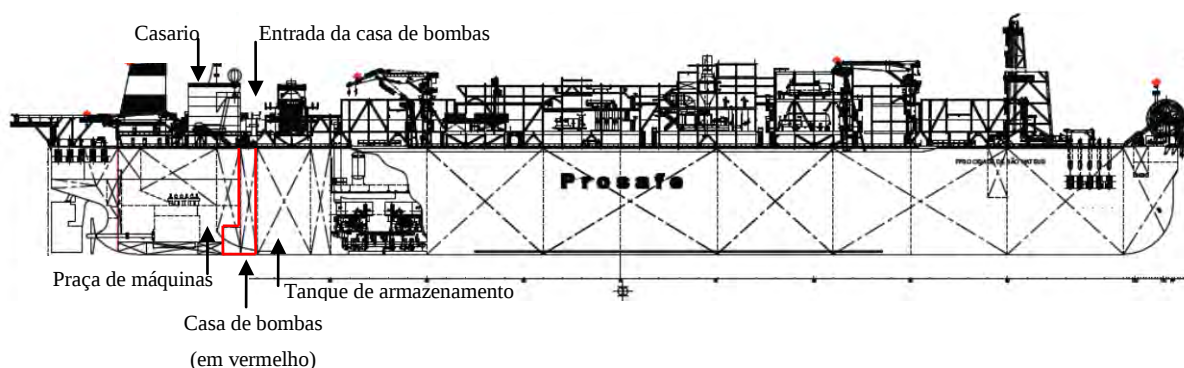


Figura 36 – Vista lateral do FPSO Cidade de São Mateus

4. Gerenciamento da segurança operacional praticado no FPSO Cidade de São Mateus

4.1. Aquisição da Prosafe pela BW Offshore e as consequentes mudanças no sistema de gerenciamento da segurança operacional

A Prosafe, empresa inicialmente contratada pela Petrobras para converter e operar o FPSO foi adquirida em 25/11/2010 pela BWGroup.

A partir de maio de 2011, foram iniciadas as mudanças no sistema de gerenciamento de segurança operacional afeto ao FPSO CDSM, e a empresa BW Offshore (BW) começou a introduzir as práticas de seu modelo de gestão. Segundo interlocutores da BW durante ação de fiscalização²⁹, a migração de práticas foi feita considerando que os procedimentos corporativos e operacionais aplicáveis ao FPSO CDSM, inicialmente, permaneceriam sendo aqueles em vigor quando a Prosafe ainda era a Operadora da Instalação. Ao longo do tempo, cada procedimento, gradativamente, seria avaliado pela equipe da BW para que fosse verificada sua aplicabilidade e/ou para que fossem indicadas as necessidades de revisão, atualização e de compatibilização com o sistema de gestão da BW.

Dessa forma, conforme a avaliação de cada procedimento, estes seriam migrados para o sistema de controle de documentos da BW (*Management System* – MS) ou excluídos do sistema de documentação da atual da empresa.

O processo de migração de procedimentos descrito acima foi iniciado em 2011 e utilizou-se inicialmente um critério de que, se um procedimento não tivesse sido acessado nos últimos dois anos, este seria extinto²⁹. Foi dada a responsabilidade para que o pessoal a bordo do FPSO Cidade de São Mateus fizesse a avaliação, tendo sido evidenciado que: (i) não foi gerido por um processo de gestão de mudanças; (ii) não foi estabelecido nenhum cronograma para implementação dessa migração; (iii) o pessoal do escritório da gerência operacional do FPSO CDSM não participava ativamente do processo de revisão dos procedimentos, sendo que tal tarefa ficava a cargo do pessoal de bordo do FPSO CDSM; e (iv) não foi estabelecida nenhuma priorização para a implementação da referida migração, como por exemplo, concluir prioritariamente os procedimentos críticos da unidade.

Nesse sentido, foi observado que:

- (i) O procedimento de gestão de mudança em vigor no dia do acidente³⁶ não contemplava em seu escopo mudanças em procedimentos, somente mudanças na unidade, em equipamentos, em sistemas e pessoas.

³⁶ *Management of Change – Operations* – Doc. n° MS-PR00157 Rev.04 – Emissão: 05/12/2014

- (ii) Não existia a definição de procedimentos críticos para a unidade FPSO Cidade de São Mateus²⁹, devido a não conclusão do processo de migração dos procedimentos iniciado em 2011.

Cabe destacar que, em 2012, a auditoria interna da BW já havia sinalizado a necessidade de atualização de todos os procedimentos operacionais, como descrito no relatório de auditoria interna em 2012³⁷:

“Corroborando, o estudo de risco (Safety Case do FPSO Cidade de São Mateus – Topsides³⁸) abordou a questão no tópico “global issues” colocando a necessidade de um sistema de gestão para documentação para evitar o uso de documentos desatualizados.”

Apenas no final de 2014 foi estabelecida como uma das metas de desempenho para o ano de 2015 a conclusão do processo de revisão e atualização dos procedimentos e sua inserção no *Management System (MS)*³⁹.

A Petrobras alegou ao longo do processo de investigação que não houve mudança de operador da instalação, mas apenas uma mudança de proprietário da empresa Prosafe⁴⁰, mantendo-se a relação jurídica firmada com a Petrobras. Conforme citado ao longo do texto, foram evidenciadas diversas mudanças em procedimentos do sistema de gestão, que foram readequados aos requisitos da gestão da BW, o que interferiu no gerenciamento de segurança operacional do FPSO CDSM, foco da Resolução ANP nº 43/2007. Estas alterações foram evidenciadas anteriormente pela ANP e a alteração de operador de instalação referente ao FPSO CDSM foi oficializada a esta Agência em 06/10/2014, somente após notificação da ANP à Petrobras e, portanto, mais de três anos após o início das mudanças.

Ao longo do texto, o operador da instalação é referenciado como BW *Offshore* (BW), pois o Sistema de Gestão de Gerenciamento de Segurança Operacional em vigor no FPSO CDSM na data do acidente era desta empresa.

³⁷ Audit Report FPSO Cidade de São Mateus – Emissão: 31/08/2012

³⁸ Hazard and Operability Study (HAZOP) Report for FPSO Cidade de São Mateus – Topsides - Doc. nº ABSG-02-3358769-RL-SMS-004-2015 Rev. A – Emissão: 09/01/2015

³⁹ KPI do Gerente de Operações coletado durante auditoria

⁴⁰ Carta UO-ES 0528/2015, de 03/06/2015

4.2. BW *Offshore* e a estrutura para gerenciamento de riscos do FPSO CDSM

Segundo o próprio site da empresa⁴¹, a BW *Offshore* (BW) é a segunda maior empresa de afretamento com representação nas principais áreas produtoras de petróleo ao redor do mundo como Europa, Ásia, África e Américas (EUA e Brasil). Possui uma frota de catorze FPSOs e um FSO e opera outros dois FPSOs. Sua *holding*, BW Group, foi estabelecida em Bermuda em 2003 após a reestruturação da empresa.

A BW autodenomina-se uma empresa pioneira por ter sido a primeira a operar um FPSO para GLP em Angola e por ter convertido e instalado o primeiro FSO no ciclo Ártico, além de, em 2007, ter convertido o maior FPSO em capacidade de processamento, maior em profundidade de lâmina d'água já instalada e primeira unidade deste tipo instalada no Golfo do México, no campo de Cascade, da Petrobras⁴².

No Brasil, a BW possui uma estrutura organizacional focada na operação de suas cinco plataformas. O tema de Segurança Operacional das plataformas operadas no Brasil era subordinado diretamente ao vice-presidente de saúde, segurança, meio ambiente e qualidade (VP HSEQ) que é lotado fora do país, em Cingapura.

Em sua estrutura organizacional no Brasil, a BW possuía um engenheiro de cumprimento de legislação⁴³ que era subordinado diretamente ao gerente geral no Brasil, mas se reportava ao vice-presidente de saúde, segurança, meio ambiente e qualidade. O engenheiro de cumprimento de legislação tinha entre suas atribuições assistir os gerentes de operação das unidades *offshore* para assegurar o atendimento de requisitos regulatórios brasileiros, incluindo os requisitos da ANP, sem nenhum grau hierárquico sobre a operação da unidade.

Dentro da estrutura organizacional, os gerentes de operações das plataformas da BW no Brasil eram subordinados diretamente ao Gerente Geral. Em seu *staff*, o Gerente Geral ainda contava com um gerente de suprimento, um administrador de sistemas sênior, um vice-presidente de finanças, um gerente de recursos humanos, um gerente comercial, um conselho legal e o vice-presidente de modificações de projeto (Brasil).

A dependência técnica da equipe local da BW em relação às equipes técnica no exterior para as operações das plataformas no Brasil era flagrante. Não havia autonomia técnica do time da BW no

⁴¹ Site da BW Offshore, acessado em 27/07/2015 - <http://www.bwoffshore.com/company/history/>

⁴² *Oil and Gas Journal*, acessado em 03/02/2012 - <http://www.ogj.com/articles/2012/03/first-gulf-of-mexico-fps-receiving-cascade-oil.html>

⁴³ *Regulatory Compliance Engineer Brazil*



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

Brasil em relação a vários temas afetos à Segurança Operacional, tais como: gerenciamento de mudanças, controle de documentação, emissão de atualizações de desenhos, traduções de documentos e investigação de acidentes²⁹.

Chamou a atenção da equipe de investigação da ANP a ausência de estrutura de suporte de engenharia e segurança locais para apoio à operação na estrutura da BW no Brasil. Durante fiscalização realizada pela ANP no escritório da BW, foi muito frequente a necessidade da equipe local recorrer a fonosferências com o escritório da BW em Cingapura para esclarecimentos relacionados a projeto e parâmetros operacionais.

A operação do FPSO CDSM era gerenciada em um escritório da BW em Vitória (ES). Neste escritório eram lotados: um engenheiro de manutenção, um engenheiro de segurança, um médico do trabalho, dois compradores, uma assistente administrativa, uma assistente de recursos humanos, um assistente de logística pessoal e um almoxarife. Um técnico de segurança foi contratado pouco antes do acidente e teria a função de apoiar a adequação dos procedimentos às práticas de gestão da BW²⁹.

4.2.1. Identificação de perigos, estudos de segurança, análise e gerenciamento de riscos do FPSO Cidade de São Mateus

A estruturação da gestão de riscos, como parte da implementação de um sistema de gestão da segurança operacional, passa pela identificação de perigos, análise e gerenciamento de riscos da instalação ao longo de sua vida útil. Exigido pela legislação de vários países, o *Safety Case* é um documento produzido pelo Operador da Instalação para demonstrar que todos os perigos foram identificados e os riscos avaliados, demonstrar que as medidas de controle foram adotadas para reduzir o nível de risco ao nível ALARP⁴⁴, assim como descrever o sistema de gestão de segurança da empresa que garanta que os controles sejam efetivamente e consistentemente aplicados.

Neste sentido, foi elaborado pela Prosafe o *Safety Case* do FPSO Cidade de São Mateus⁴⁵, composto por sete seções, conforme mostrado na Figura 37, retirada deste documento:

⁴⁴ *As low as reasonably practicable* (tão baixo quanto razoavelmente praticável), o que significa um valor de risco para o qual o custo envolvido na sua diminuição é desproporcional ao benefício gerado.

⁴⁵ *Design and Operations Safety Case for FPSO Cidade de São Mateus* – Doc. nº 384-HS-0501-RPT-015 Rev. 0 – Emissão: 12/12/2008

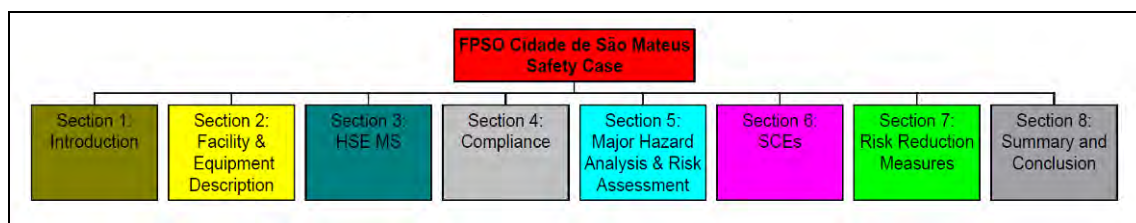


Figura 37 – Estudos de Análise Formal de Segurança

Na seção 5 (*Major Hazard Analysis & Risk Assessment*) do *Safety Case* foram descritos resumidamente os principais resultados de todos os estudos de risco elaborados para a instalação e que serviram de base para a elaboração do *Safety Case*, conforme listados na Tabela 7.

Tabela 7 – Estudos de Segurança Elaborados

Estudo de Segurança	Data da última revisão
<i>Layout Review Report</i> ⁴⁶	16/04/2007
<i>HAZID Study</i> ⁴⁷	06/07/2007
<i>Ship/Marine Systems HAZOP</i> ⁴⁸	03/09/2007
<i>Topside / Process HAZOP Study</i> ⁴⁹	15/02/2008
<i>Quantified Risk Assessment (QRA)</i> ⁵⁰	30/05/2008
<i>Exhaust Dispersion Study</i> ⁵¹	14/04/2008
<i>Non-Hydrocarbon Hazard Analysis (NHHA)</i> ⁵²	14/04/2008
<i>CFD Gas Dispersion Modeling for Gas Detector Location</i> ⁵³	16/04/2008
<i>Thermal Radiation and Gas Dispersion Study for Flare and Vent</i> ⁵⁴	24/04/2008

⁴⁶ *Layout Review Report for Cidade de São Mateus FPSO* – Doc. nº 384-HS-0501-RPT-001 Rev. 0 – Emissão: 16/04/2007

⁴⁷ *Hazard Identification (HAZID) Report* – Doc. nº 384-HS-0501-RPT-003 Rev. 0 – Emissão: 06/07/2007

⁴⁸ *Hazard and Operability Study (HAZOP) Report for Ship Systems* – Doc. nº 384-HS-RPT-004 Rev. 0 – Emissão: 03/09/2007

⁴⁹ *Topside Process HAZOP Study Report* – Doc. nº 384-HS-RPT-001 Rev. 2 – Emissão: 15/02/2008

⁵⁰ *Quantified Risk Assessment (QRA)* – Doc. nº 384-HS-RPT-017 Rev. 0 – Emissão: 30/05/2008

⁵¹ *Exhaust Dispersion Study* - Doc nº 384-HS-0501-RPT-005 Rev.0 – Emissão: 14/04/2008

⁵² *Non-Hydrocarbon Hazard Analysis Report* – Doc. nº 384-HS-0501-RPT-007 Rev.0 – Emissão: 14/04/2008

⁵³ *CFD Gas Dispersion Modeling for Gas Detector Location* – Doc. nº 384-HS-RPT-015 Rev.0 – Emissão: 16/04/2008

⁵⁴ *Thermal Radiation and Gas Dispersion Study for Flare and Vent* – Doc. nº 384-HS-RPT-009 Rev.0 – Emissão: 24/04/2008



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

Estudo de Segurança	Data da última revisão
<i>Fire and Explosion Assessment (FEA)</i> ⁵⁵	28/04/2008
<i>Escape, Temporary Refuge, Evacuation and Rescue Analysis (ETRERA)</i> ⁵⁶	22/05/2008
<i>Fire Propagation and Structural Protection Analysis</i> ⁵⁷	23/05/2008
<i>Emergency Systems Survivability Analysis (ESSA)</i> ⁵⁸	03/06/2008

O Manual de Implementação do *Safety Case*⁵⁹: (i) apresenta os requisitos necessários para sua elaboração, (ii) define que seu escopo é aplicável tanto para novos projetos e conversões quanto para modificações ou aprimoramentos na unidade e em embarcações existentes e (iii) estabelece que o *Safety Case* é baseado em estudos de análise formal de segurança que incluem: HAZOPs (Estudos de Perigo e Operabilidade), HAZID (Identificação de Perigo), HEMP (Processo de Gerenciamento de Perigos e Efeitos), FEA (Análise de Incêndios e Explosões), ETRERA (Análise de Refúgio temporário para escape, Evacuação e Resgate), ESSA (Análise de Sobrevivência de Sistemas de Emergência), QRA (Avaliação Quantificada de Riscos), entre outros.

Os estudos de segurança para o FPSO Cidade de São Mateus foram elaborados na fase de projeto da unidade e podem ser agrupados, conforme mostrado na Figura 38, em três categorias: (i) estudos de identificação de perigos e efeitos, (ii) estudos de avaliação de risco (quantitativo) e (iii) estudos de avaliação de risco (qualitativo).

⁵⁵ *Fire and Explosion Assessment* – Doc. nº 384-HS-RPT-010 Rev. 0 – Emissão: 28/04/2008

⁵⁶ *Escape, Temporary Refuge, Evacuation and Rescue Analysis* – Doc. nº 384-HS-RPT-002 Rev. 1 – Emissão: 22/05/2008

⁵⁷ *Fire Propagation and Structural Protection Analysis* – Doc. nº 384-HS-RPT-018 Rev. 0 – Emissão: 23/05/2008

⁵⁸ *Emergency Systems Survivability Analysis* – Doc. nº 384-HS-0501- RPT-008 Rev. 0 – Emissão: 03/06/2008 (anexo ao evento no SISO)

⁵⁹ Manual de Implementação do *Safety Case* – Doc. nº 000-HS-DOC-002 Rev. 1 – Emissão: 29/05/2009

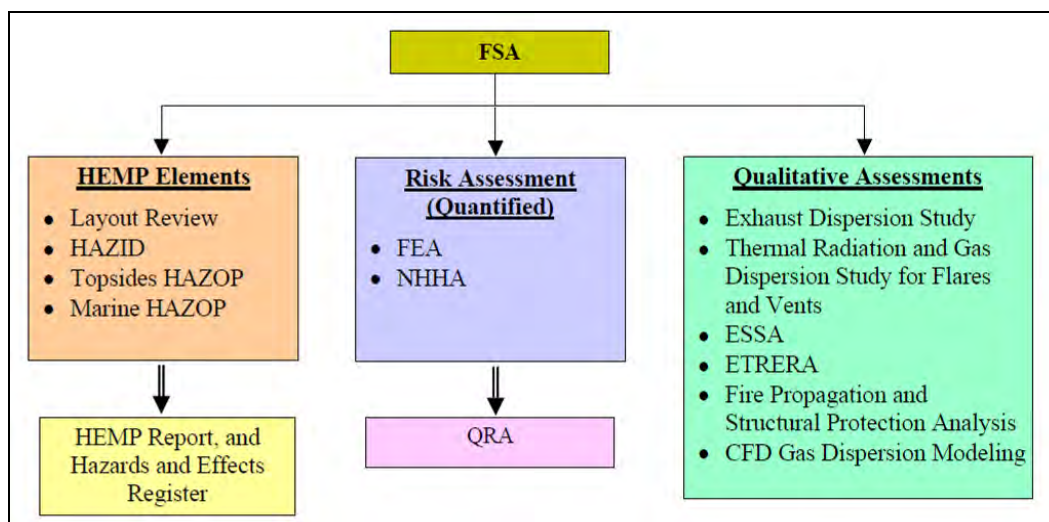


Figura 38 – Estudos de Análise Formal de Segurança (fonte: *Safety Case* da unidade)

Durante o processo de investigação²⁹, foi verificado que BW não realizava o acompanhamento da implementação das recomendações oriundas das análises de risco realizadas antes do início da operação da unidade. Foi justificado pelos representantes da BW que todas as recomendações apontadas já haviam sido concluídas ainda na fase de projeto e que, portanto, não precisariam ser gerenciadas.

Dessa forma, visando verificar a grau de implementação das recomendações, a ANP solicitou os *close-out reports* de cada uma das recomendações apontadas em análise de riscos, tendo sido apresentados, posteriormente à auditoria da Agência, dois tipos de formulários, conforme Figura 39 e Figura 40, retiradas de dois *close-out reports* (as figuras foram adaptadas para preservação das assinaturas dos funcionários).

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

 Prosafes HAZOP CLOSE-OUT SHEET			
ACTION NUMBER:	Status	Date Opened	Date Closed
ABB-2	Pending	07.06.07	03.09.07
RISK RANK = NA	Company:	Name:	Signature:
ACTIONEE:	ABB	[Redacted Signature Area]	
APPROVAL (Discipline)	PIPING ENGR		
APPROVAL (Project)	ENGR. MGR		

Figura 39 – Formulário com data de fechamento da recomendação

 P384 PETROBRAS - CLOSE-OUT SHEET			
ACTION NUMBER:	Verification Type	Date Opened	Date Responded
ABB-12	Operations	07.06.07	10.12.07 12.12.07
RISK RANK = M	Company:	Name:	Signature:
ACTIONEE:	PETROBRAS	[Redacted Signature Area]	
APPROVAL (Discipline)	PROSAFE		
APPROVAL (Project)	OIM		

Figura 40 – Formulário sem data de fechamento da recomendação

A partir da análise dos formulários, pode-se perceber que:

- (i) algumas das recomendações estavam com *status* de “pendente”, porém possuíam data de fechamento (*date closed*), o que demonstra erro no preenchimento do formulário (Figura 39);
- (ii) nem todas as recomendações possuíam data de fechamento, apenas registro de data de resposta (*date responded*), o que sugeriria que ainda permaneciam em aberto (Figura 40) e
- (iii) algumas recomendações eram endereçadas tanto ao Operador da Instalação e como para a Petrobras (Figura 39).

4.2.2. Identificação de cenários para a casa de bombas

Considerando a análise de riscos quantitativa, pode-se verificar que foram identificados dois perigos maiores (*Major Hazards*) relativos à casa de bombas e praça de máquinas dentre os onze listados no estudo, quais sejam: incêndio e explosão da casa de bombas e incêndio e explosão na praça de máquinas. Para cada um desses cenários, foi quantificado o risco relacionado à exposição de pessoas cujos resultados foram resumidos na seção 5.10.15 do *Safety Case* da unidade.

Com relação especificamente ao cenário de fogo e explosão na casa de bombas, os estudos quantitativos de avaliação de risco apontaram que: (i) existia um potencial de escalonamento para os tanques que são adjacentes a este ambiente, como por exemplo, para os tanques de carga, tanques de *slop* e tanques de combustível, (ii) a probabilidade de escalonamento seria maior para o cenário de explosão do que para o cenário de incêndio e (iii) em termos de consequência, o pessoal que estivesse presente na casa de bombas seria fatalmente ferido e que não haveria fatalidades imediatas para o pessoal que estivesse no refúgio temporário (TR) ou no *deck* principal.

O valor obtido para nível de risco médio anual associado ao cenário de fogo e explosão na casa de bombas, considerando a exposição normal de pessoas àquele cenário, foi de $6,71.10^{-6}$, que corresponde a um valor abaixo da região de ALARP, definida como sendo menor que 1.10^{-3} e maior que 1.10^{-5} .

4.2.3. Acompanhamento gerencial da implementação do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional do FPSO CDSM

O acompanhamento gerencial da segurança operacional do FPSO CDSM se confundia com as atividades necessárias para a operação. Dentre as atividades rotineiras da gerência de operações da equipe da BW do escritório de Vitória que tratam de assuntos de segurança operacional na gestão operacional do FPSO CDSM, são destacadas as seguintes²⁹:

- (i) Reunião diária (*morning call*) entre a gerência de operações e o pessoal a bordo do FPSO CDSM, com participação do OIM, superintendentes, técnico de segurança e planejador;
- (ii) Reunião mensal no escritório de Vitória, com participação do OIM e o pessoal da gerência de operações do FPSO CDSM, por vídeo ou fonoconferência;
- (iii) Reunião semanal com a Petrobras com a participação do Gerente de Operações da BW e o Gerente Setorial da Petrobras. Este tipo de reunião começou em 2014;
- (iv) Reunião Operacional de Acompanhamento (ROA), com frequência mensal e participação da gerência de Operações do FPSO CDSM (BW) e a gerência setorial e de SMS da UO-ES Petrobras;

- (v) Reunião trimestral da BW do Brasil, realizada no escritório do Rio de Janeiro; e
- (vi) Reunião de Análise Crítica (RAC) de SMS, com frequência semestral e com a participação da Gerência Operacional BW, a Gerência Setorial e a Gerência Geral da Unidade Organizacional da Petrobras no Espírito Santo (UO-ES), ambos da Petrobras.

O acompanhamento de situações mais específicas, tal como o planejamento para a correção dos problemas no sistema de transferência de carga, indicada no item 6.7 deste relatório, era feito nas reuniões internas da BW. A Petrobras acompanhava o andamento das ações corretivas mediante avaliação de cronograma das ações corretivas nas reuniões entre BW e Petrobras²⁹. A reunião semanal entre a BW e a Petrobras foi criada em 2014 e nesta reunião era acompanhado semanalmente o andamento das ações corretivas de manutenção das válvulas do sistema de transferência de carga.

Pela Petrobras, além da reunião semanal, havia ainda a reunião diária de videoconferência com o Fiscal da Petrobras a bordo do FPSO CDSM para acompanhamento do cumprimento dos contratos com o operador da instalação.

Ressalta-se que a Petrobras realizava o acompanhamento dos indicadores mensalmente e interpretava que o acompanhamento da implementação da Resolução ANP nº 43/2007 era feito pela BW. O monitoramento da implementação do SGSO era feito através da análise dos relatórios de auditoria interna realizadas pela BW e do acompanhamento da implementação do plano de ação⁶⁰.

Quando considerados os resultados das reuniões internas da BW apresentados pela empresa, verifica-se que a avaliação anual do sistema de gerenciamento implementado no FPSO CDSM ficava a cargo do pessoal a bordo da unidade. Esta avaliação apenas descrevia as falhas e não havia o acompanhamento específico de indicadores.

Por sua vez, o acompanhamento mensal de indicadores afetos à segurança era de responsabilidade do gerente de operações, manutenção e recursos humanos, dentre os quais se destacam: (i) ferimentos com afastamento, (ii) número de acidentes de alto potencial, (iii) número de vazamento de gás, (iv) número de incêndios, (v) número de incidentes de içamento, (vi) número de incidentes de queda de objeto, (vii) número de observações de segurança, (viii) atrasos em manutenção de equipamentos críticos, (ix) número de vazamentos a bordo, (x) número de emissões não planejadas, (xi) número de gerenciamento de mudanças prioridade 1 postergadas e (xii) rotatividade de pessoal a bordo.

Foi observado que ao longo dos anos alguns indicadores apresentaram desempenho aquém da meta estabelecida, entretanto não foi possível identificar ações corretivas específicas para o

⁶⁰ Carta UO-ES 0528/2015, de 03/06/2015



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

desempenho insuficiente. Quando questionada sobre a análise crítica pela gestão da BW destes indicadores, a Petrobras repassou à ANP documentação da BW *Offshore* onde não é possível evidenciar que esta análise crítica de fato ocorria.

Ao avaliar as reuniões mensais de acompanhamento feitas entre Petrobras e BW, observa-se que ao longo do ano de 2014 houve uma melhoria no monitoramento das questões afetas à segurança operacional, mas o acompanhamento dos indicadores do FPSO CDSM era ainda incipiente, sem contemplar os indicadores definidos pela BW para o monitoramento da segurança operacional⁶¹. Nas atas de reunião também não eram relatadas ou evidenciadas as ações corretivas para as situações consideradas inadequadas. Na última reunião mensal entre a Petrobras e a BW antes do acidente, a gerência da Petrobras requisitou que fossem incluídos indicadores de índice de atendimento à Resolução ANP nº 43/2007 (SGSO), o que inclui as ações mapeadas nas análises de risco e recomendações de inspeções de equipamentos.

Durante a investigação realizada pela ANP, foram identificadas diversas evidências de falhas na implementação do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional para o FPSO CDSM, a saber: (i) falta de acompanhamento da implementação de salvaguardas e recomendações dos estudos de risco; (ii) falta de revisão periódica de riscos; (iii) mudanças em procedimentos, pessoas e sistemas sem o processo de gerenciamento de mudanças; (iv) falta de treinamento em procedimentos operacionais; (v) falta de implementação de procedimentos operacionais; (vi) falha no monitoramento e melhoria contínua, dentre outros.

A Petrobras planejava realizar auditorias do SGSO em plataformas afretadas²⁹, o que incluía uma auditoria no FPSO CDSM em 2015, o que não ocorreu. Passamos a avaliar um dos demais mecanismos de monitoramento e melhoria contínua, a auditoria do SGSO.

4.2.4. Auditorias Internas da Resolução ANP nº 43/2007 (SGSO)

Desde o início de sua operação, foram feitas duas auditorias internas do SGSO no FPSO CDSM, em 2012 e 2014.

A auditoria de 2012 apontou dez não-conformidades, dentre elas se destacam:

“1- Chefe de departamento não tinha acesso ao Safety Case e seu plano de ação;

(...)

⁶¹ Item c da carta UO-ES 0528/2015, de 03/06/2015 (fls. 558 a 561)

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

7 (..) Todos os procedimentos relacionados com as operações (i.e. partida de equipamentos, parada de equipamentos, isolamento de sistemas). devem ser atualizados”

Durante a investigação foram encontradas evidências de que estas não-conformidades ainda estavam presentes, ou seja, o gerente de operações não tinha acesso ao plano de ação oriundo das recomendações do *Safety Case* e procedimentos operacionais necessitavam ser atualizados.

Na última auditoria interna realizada no FPSO Cidade de São Mateus, ocorrida em 23/10/2014, todas as não conformidades foram cadastradas no sistema interno de controle denominado Synergi. Cada não conformidade foi desmembrada em suas evidências objetivas e, por sua vez, foram cadastradas como “ações” a serem acompanhadas por meio do sistema. Para cada ação cadastrada, foi estabelecido o prazo de 18/02/2015 para sua conclusão.

Dessa forma, a partir do relatório da Auditoria Interna, foram abertas 29 (vinte e nove) ações para acompanhamento no Synergi, das quais, no momento da auditoria interna, catorze estavam com *status* de “*implementing*” e quinze com *status* de “*completed*”.

Com relação às ações com *status* de “*implementing*”, foi verificado que algumas já haviam sido concluídas, mas seu *status* não havia sido atualizado no sistema e as evidências do saneamento não estavam registradas, demonstrando falta de estruturação no acompanhamento e na atualização das informações acerca das ações preventivas/corretivas.

Dentre as ações que ainda estavam com *status* de “*implementing*”, duas merecem destaque, quais sejam:

“Ação 17: Não foi possível evidenciar no sistema de gerenciamento dos documentos da BW Offshore, dentre a relação de procedimentos do FPSO CDSM, a identificação dos procedimentos que são críticos de Segurança Operacional, conforme descrito no Safety Case 384-HS-0501-RPT-015 Rev.0, de 12/12/08, item 6.4 Safety Critical Tasks”

“Ação 18: Foram apresentados os registros Manual de Implementação do Safety Case 000-HS-DOC-002 Rev.1 de 29/05/2019 e Relatório 384-HS-0501-RPT-015 Rev. 0 de 12/12/08 referente à análise de risco da unidade que se encontra desatualizada, conforme de revisão quinquenal”.

Com relação à ação número 17, como o processo de migração dos procedimentos da Prosafe para a BW, embora iniciado em 2011, ainda não havia sido concluído, os procedimentos críticos para o

FPSO CDSM não haviam sido identificados²⁹. Dessa forma, o saneamento da não conformidade identificada na auditoria interna permanecia pendente da conclusão da migração dos procedimentos para o sistema de documentação da Operadora da Instalação.

Com relação à ação 18, foi estabelecido um cronograma de revisão do *Safety Case* da unidade, tendo sido iniciada a elaboração dos estudos de segurança, HAZID (concluído em outubro de 2014) e HAZOP do *topside* da unidade (concluído em novembro de 2014). Essa revisão iniciou em outubro de 2014 e possuía prazo de vinte semanas para sua conclusão.

Com relação às quinze ações com *status* de “*completed*”, foi observado que, para doze delas, as ações tomadas foram somente pontuais no sentido de dar tratamento a evidência objetiva, sem ter sido tomada nenhuma medida abrangente e preventiva para evitar recorrência do desvio apontado na não conformidade. Esse fato, alinhado ao entendimento demonstrado pelos representantes da equipe de terra da BW durante a apresentação do saneamento das não conformidades²⁹, demonstrou a falta de compreensão do propósito do Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional (SGSO) da ANP, que estabelece a necessidade de adoção de ações corretivas para eliminar a causa de não conformidades identificadas e de ações preventivas para eliminar a causa de não conformidades para prevenir sua ocorrência. Ademais, tal fato reforça a perpetuação de uma prática já observada na auditoria de 2012, que não resultou em ações corretivas que eliminassem a causa das não-conformidades identificadas.

Adicionalmente, a BW publicou uma diretriz para toda a frota da empresa no país para que as auditorias do SGSO incluíssem o fechamento das não conformidades de auditorias anteriores. Se por qualquer razão a ação corretiva não estivesse concluída na auditoria, ela seria reaberta no sistema BW e ações corretivas adequadas seriam definidas.



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

5. Operação do sistema de armazenamento e transferência de carga do FPSO Cidade de São Mateus

5.1. Componentes do sistema de transferência de carga do FPSO CDSM

Os principais componentes relativos ao sistema de transferência de carga no FPSO CDSM podem ser observados nos diagramas de tubulação e instrumentação (P&ID – *Piping and Instrumentation Diagram*) abaixo, adaptados de documentos do projeto da unidade^{62,63}:

⁶² P&ID *Cargo System in Pump Room* – Doc. nº 384-33-W-DWG-100_001 Rev. Z – Emissão: 03/03/2009

⁶³ P&ID *Cargo System in Vessel* – Doc. nº 384-33-W-DWG-100_002 Rev. Z – Emissão: 03/03/2009

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

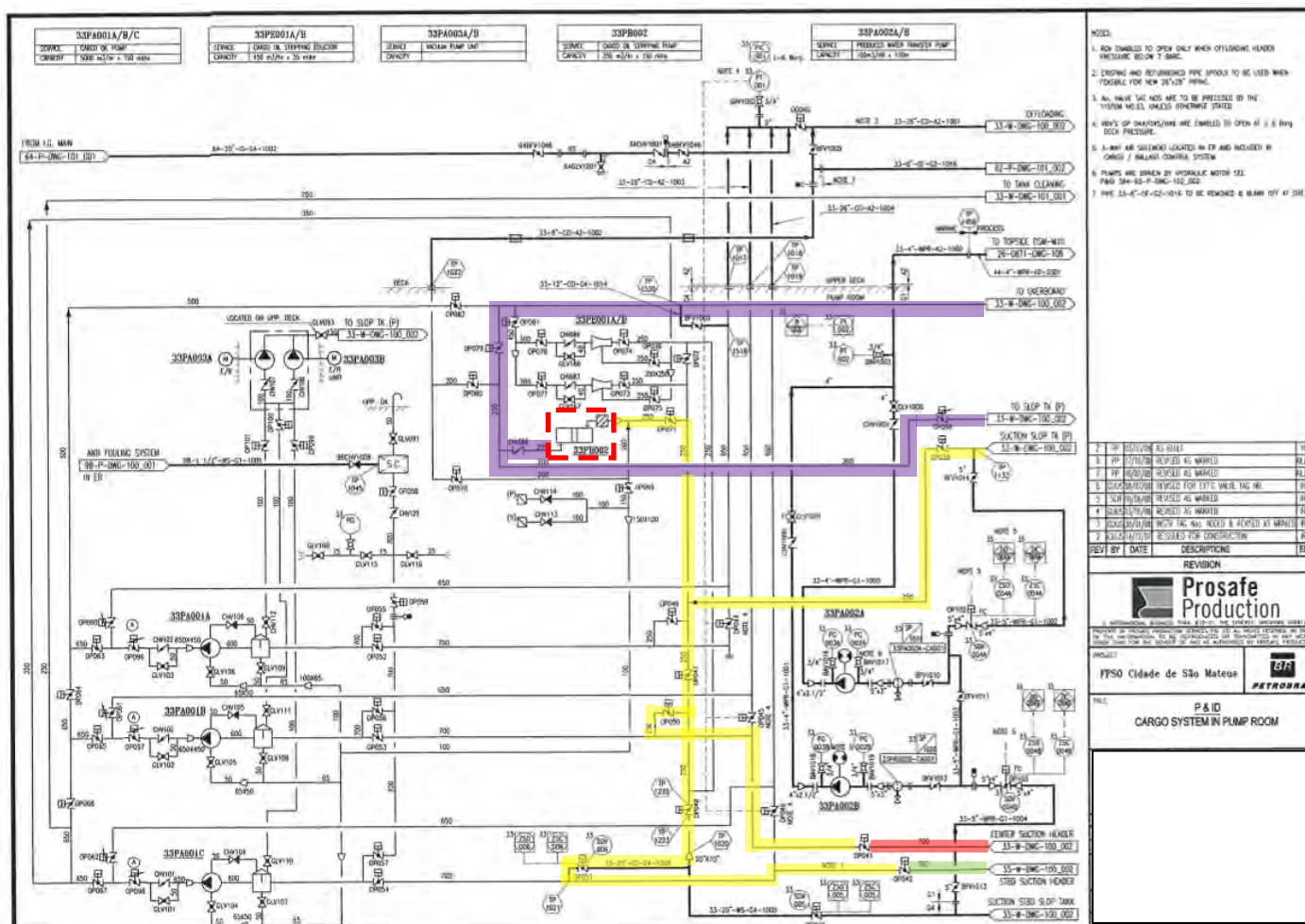


Figura 41 – P&ID da Casa de Bombas e Upper Deck

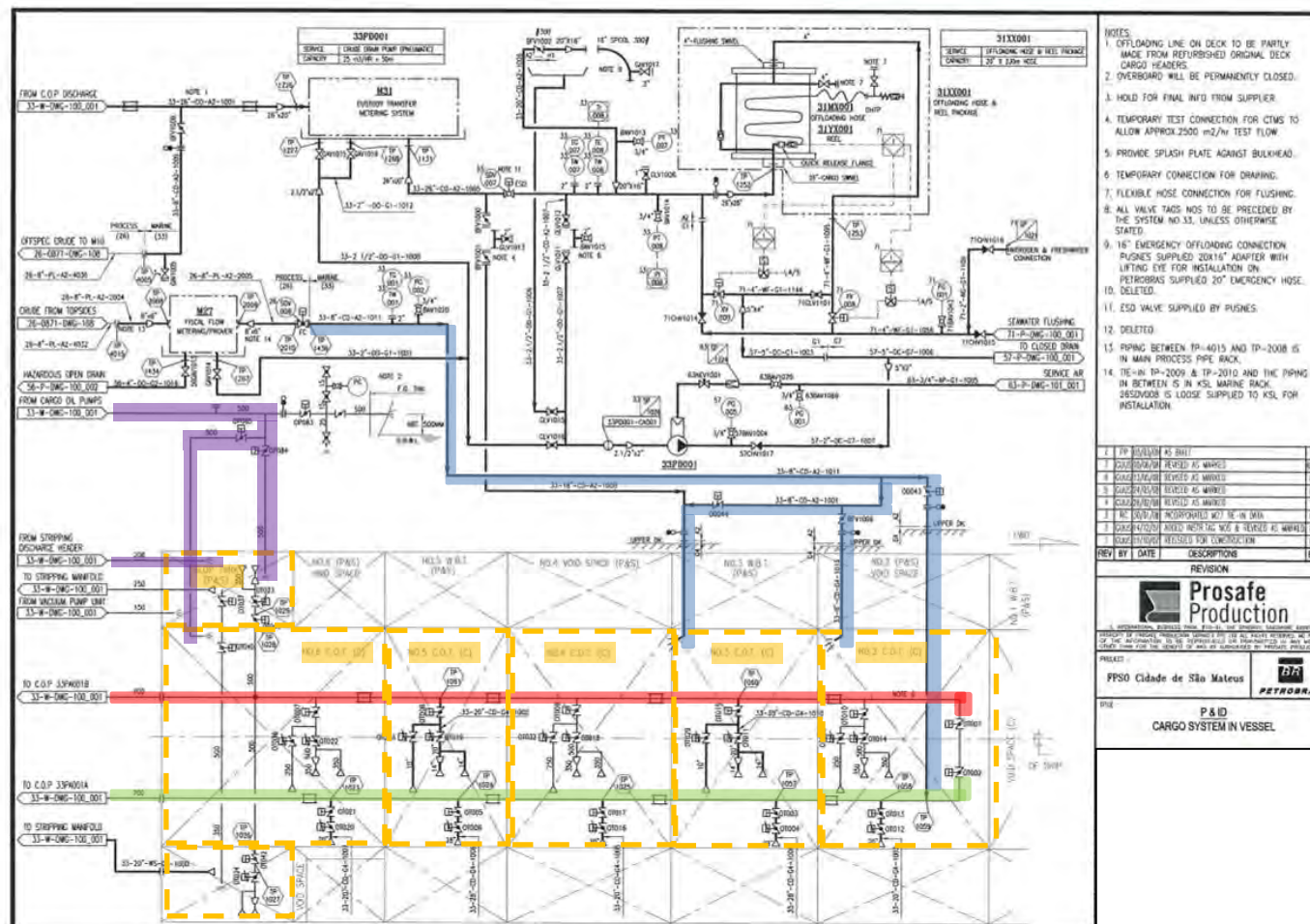


Figura 42 – P&ID do Upper Deck e Tanques de Armazenamento

O sistema de transferência de carga em questão não abrange o sistema de lastro nem o sistema de gás. Os principais componentes do sistema de transferência de carga a serem observados neste relatório são:

- a) A linha de chegada da produção nos tanques de armazenamento (*run down line*): cor azul;
- b) Os coletores (*headers*) de fundo dos tanques de armazenamento, o *central header* (cor vermelha) e *starboard header* (cor verde);
- c) Os cinco tanques de armazenamento (2C, 3C, 4C, 5C e 6C): tracejado laranja;
- d) Os dois tanques *slop*, de bombordo e de boreste: tracejado laranja;
- e) A bomba de drenagem 33PB002 (bomba de *stripping*): tracejado vermelho;
- f) As válvulas OP (localizadas na casa de bombas);
- g) As válvulas OT (localizadas dentro dos tanques de carga);
- h) As válvulas OD (localizadas no *upper deck*);
- i) As válvulas BFV (*butterfly valves*) manuais;
- j) Alinhamentos de interesse de sucção para a bomba de *stripping*: cor amarela;
- k) Alinhamentos de interesse de descarga da bomba de *stripping*: cor violeta.

A seguir encontram-se fotografias de alguns componentes que se localizam no *upper deck*.

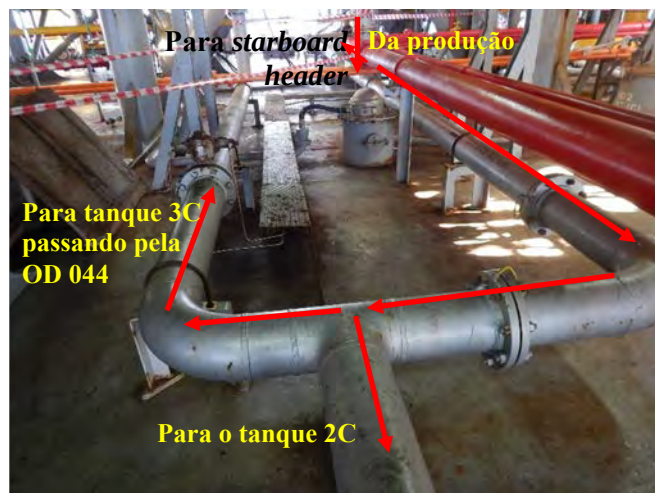


Figura 43 – Divisão da *run down line* para o tanque 2C, o tanque 3C e o *starboard header*

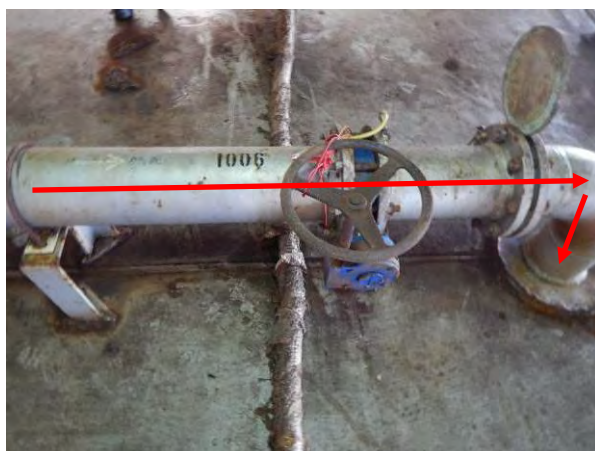


Figura 44 – Ramo da *run down line* para o tanque 2C, passando pela BFV-1006



Figura 45 – Ramo da *run down line* para o tanque 3C

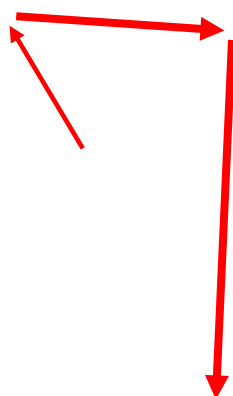


Figura 46 – Ramo da *run down line* para o tanque 3C, passando por uma “figura 8”

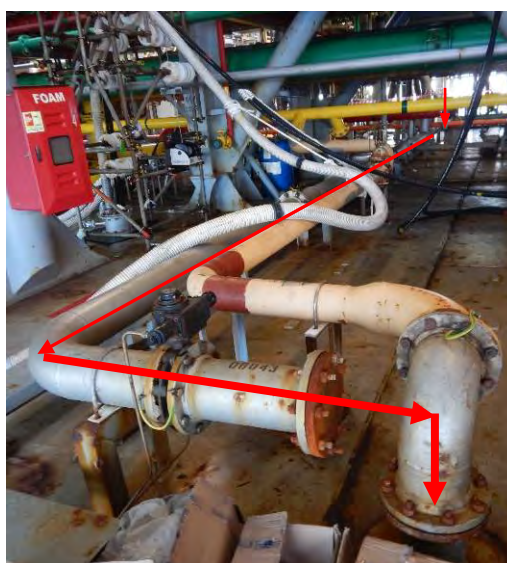


Figura 47 – Caminho da *run down line* para o *starboard header*, passando pela OD-043

5.1.1. A casa de bombas do FPSO Cidade de São Mateus

A casa de bombas ficava localizada entre os tanques de carga e a praça de máquinas, conforme Figura 48 a seguir⁶⁴.

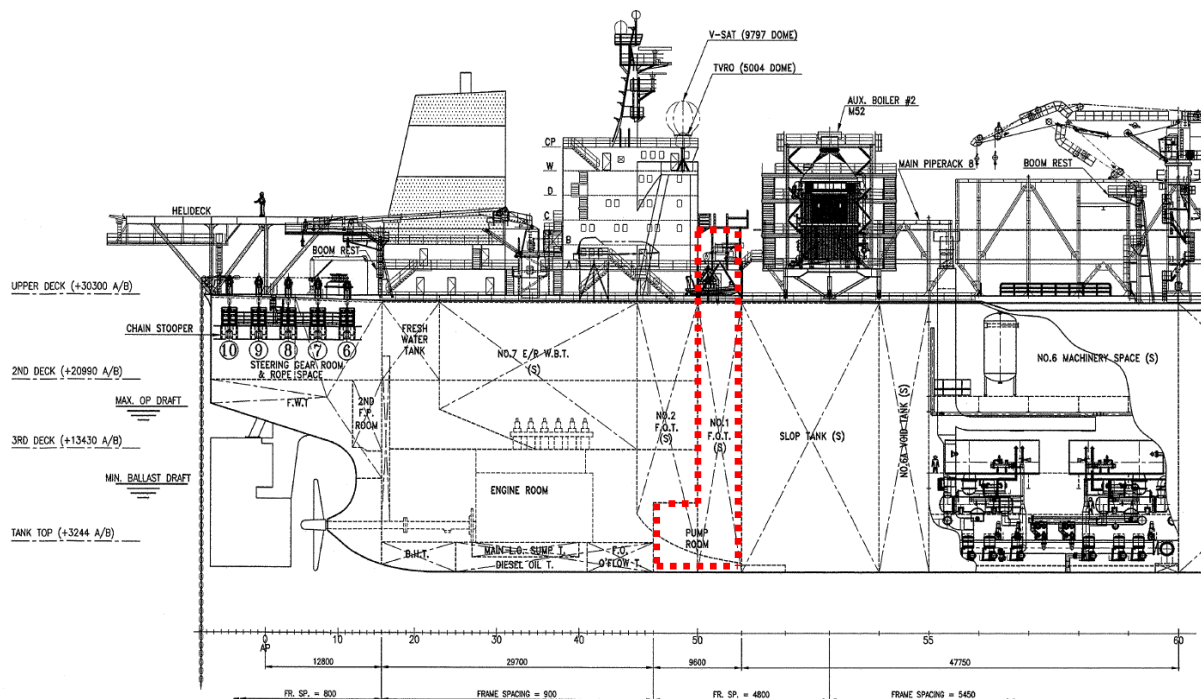


Figura 48 – Posição da casa de bombas

A bomba de *stripping* ficava localizada no fundo da casa de bombas do navio, conforme indicado na Figura 49, retirada do modelo 3D da instalação⁶⁵:

⁶⁴ FPSO General Arrangement – Doc. nº 384-01-G-DWG-002_001 Rev. Z – Emissão: 12/12/2008 (fls. 252)

⁶⁵ Recebido através da Carta UO-ES 231/2015, de 20/03/2015 (fls. 189)

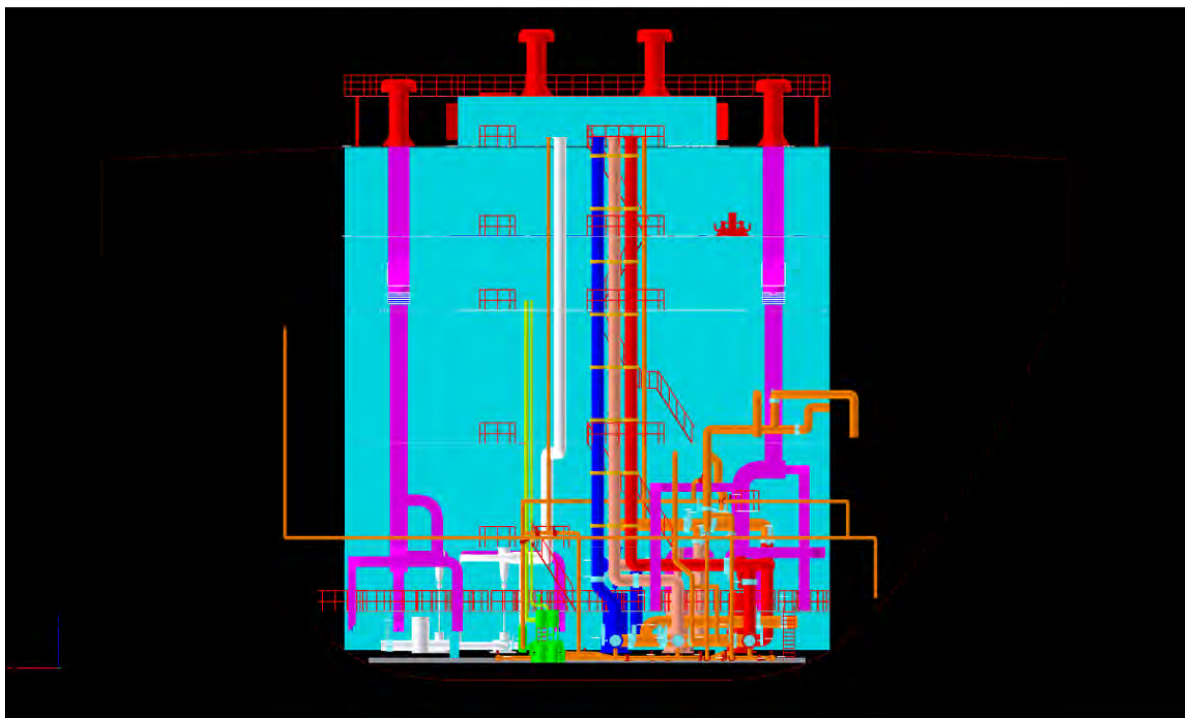


Figura 49 – Bomba de *stripping* (verde) no interior da casa de bombas

Havia três detectores de gás (*tags* 73AB326, 73AB327 e 73AB370) localizados no piso mais inferior da casa de bombas. Adicionalmente, em cada uma das duas saídas do sistema de exaustão da casa de bombas havia um detector de gás (*tags* 73AB368 e 73AB369). O sistema de exaustão de ar é ilustrado na Figura 50 a seguir pelos dutos em cor violeta e pelas setas indicando o fluxo de entrada e saída de ar.

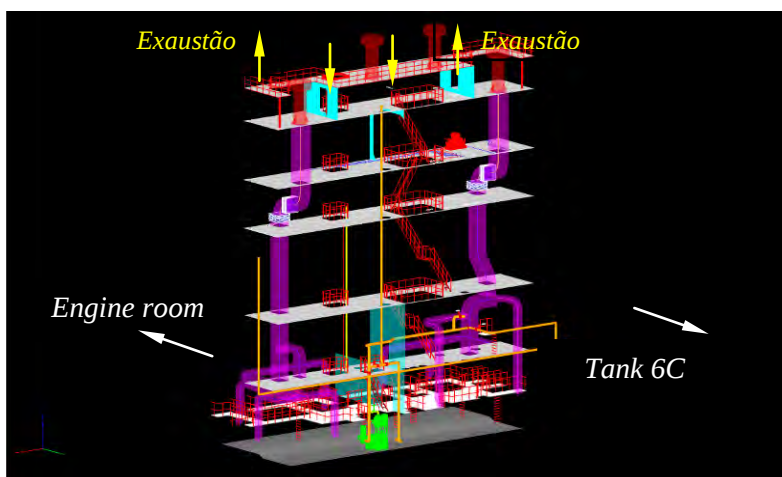


Figura 50 – Representação da exaustão na casa de bombas⁶⁶

A casa de bombas possuía duas portas no *deck* principal, em paredes opostas, voltadas para as laterais do navio. A foto a seguir mostra uma das portas e um dos exaustores.



Figura 51 – Uma porta e um exaustor da casa de bombas

As duas câmeras do circuito fechado de vídeo que registraram imagens do vazamento e do alarme visual de gás no dia do acidente (câmeras 4 e 5) encontravam-se no piso imediatamente superior ao piso mais baixo da casa de bombas.

⁶⁶ Retirado mo modelo 3D da instalação, recebido através da Carta UO-ES 231/2015, de 20/03/2015 (fls. 189)

Além da bomba de *stripping*, a casa de bombas reunia as três bombas de carga (tag 33PA001A/B/C), as duas bombas de água produzida (tag 33PA002A/B) e as duas bombas de lastro da plataforma (tag 52PA001A/B). As bombas de carga e de lastro eram acionadas por turbinas a vapor, localizadas na praça de máquinas. O eixo das bombas passava da praça de máquinas para a casa de bombas. Diferentemente das bombas de carga e lastro, a bomba de *stripping* era acionada por vapor fornecido diretamente à bomba, por meio de linha de vapor oriunda da praça de máquinas.

Os principais equipamentos elétricos instalados na casa de bombas eram: luminárias, luminárias de emergência, alarme sonoro, alarme luminoso, telefone, duas câmeras de vídeo e detectores de gás.

Quanto à classificação elétrica de área, a casa de bombas foi classificada como Zona 1⁶⁷. O desenho de classificação de áreas informa como norma de referência para sua elaboração a norma API RP 505⁶⁸, que determina que neste tipo de área classificada concentrações inflamáveis de gases e vapores podem existir frequentemente ou ocasionalmente, devido a condições operacionais, operações de reparo ou manutenção, avaria ou falha em equipamentos ou devido à comunicação da área com uma área Zona 0, na qual concentrações inflamáveis de gases e vapores são presentes continuamente ou por longos períodos. A norma indica que a classificação tipo Zona 1 inclui locais nos quais líquidos inflamáveis voláteis ou gases inflamáveis liquefeitos são transferidos de um recipiente para outro, salas de bombas inadequadamente ventiladas para gases inflamáveis ou para líquidos inflamáveis voláteis, dentre outros. Os tanques de armazenamento de carga e tanques de *slop* eram classificados como Zona 0.

A Figura 52 a seguir, retirada do API RP 505, ilustra a classificação de área típica para FPSOs. É possível observar que a casa de bombas é tipicamente classificada como Zona 1, e que as bombas desta área são acionadas por motor localizado no exterior da mesma.

⁶⁷ *Hazardous Area Classification Layout – Main Deck* – Doc. nº 384-01-G-DWG-005_001 Rev. Z – Emissão: 31/08/2009

⁶⁸ API RP 505 – *Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class I, Zone 0, Zone 1, and Zone 2*

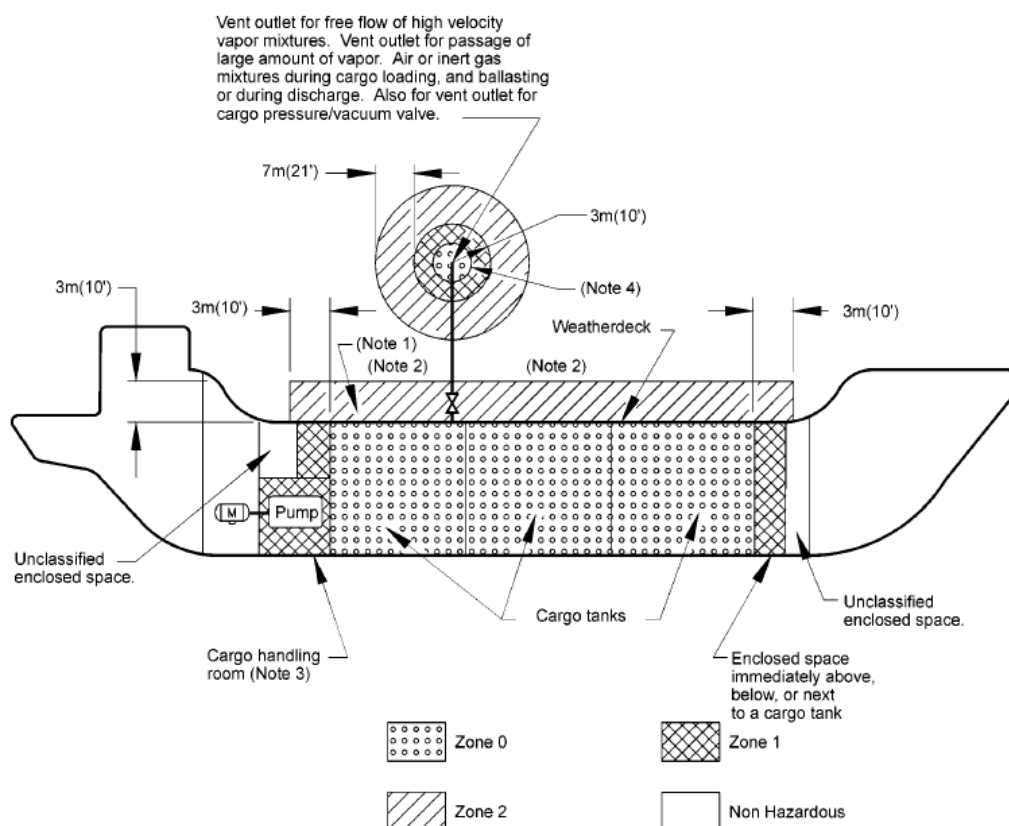


Figura 52 – Classificação de área típica para FPSOs conforme API RP 505

A classificação de área tem por finalidade a seleção, projeto e instalação de equipamentos elétricos adequados a ambientes onde potencialmente pode ocorrer formação de atmosfera explosiva.

Conforme norma IEC 60079⁶⁹, que estabelece os requisitos para equipamentos elétricos em atmosferas explosivas, quando equipamento elétrico é instalado em áreas nas quais concentrações e quantidades explosivas de gases ou pós inflamáveis podem estar presentes na atmosfera, medidas de proteção são aplicadas para reduzir a probabilidade de explosão devido a ignição por arcos elétricos, faíscas ou superfícies quentes, produzidas tanto por operação normal ou sob condições de falha especificadas do próprio equipamento elétrico.

Dessa maneira, ainda de acordo com a norma IEC 60079, os equipamentos elétricos instalados em área classificada devem ser certificados como contendo um dos tipos de proteção definidos nesta norma para atender os níveis de proteção adequados a cada zona.

⁶⁹ IEC 60079 – *Explosive Atmospheres*

5.1.2. A bomba de *stripping* e seu projeto de proteção

A bomba de *stripping* correspondia ao modelo KPH 350 fabricada pela empresa Shinko. Tratava-se de uma bomba alternativa de duplo efeito com acionamento a vapor, localizada no fundo da casa de bombas. A bomba era dotada de válvula de alívio de pressão, fornecida pelo fabricante. A documentação fornecida pelo fabricante faz referência a esta válvula como “*escape valve*”. A válvula era interligada à câmara de ar (*air chamber*) e sua descarga direcionava o fluido para a sucção da bomba.

A Figura 53 mostra a montagem desta válvula no conjunto da bomba de *stripping*, conforme especificação técnica do fabricante⁷⁰.

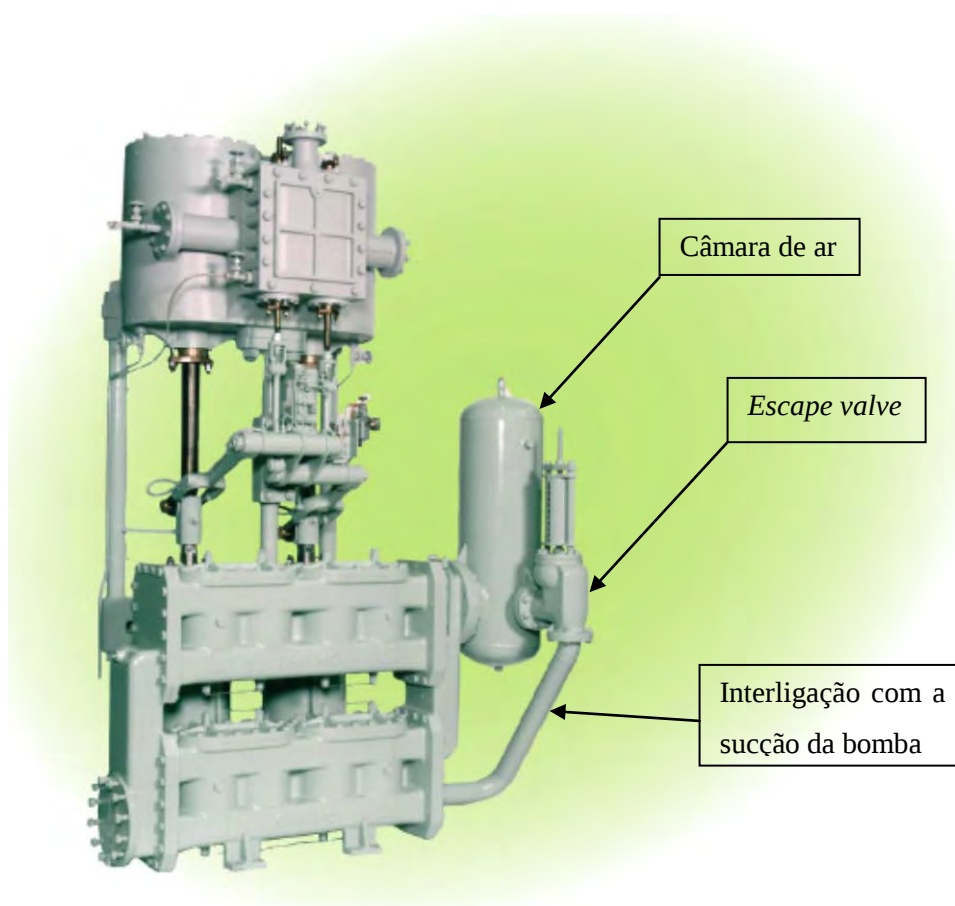


Figura 53 – Montagem da válvula de alívio de pressão da bomba de *stripping*

⁷⁰ Retirado do site http://www.shinkohir.co.jp/en/digitalbook/kph_r-1002k_e/, acessado em 31/07/2015.

5.2. Monitoramento, controle e operação do sistema de transferência de carga

O controle e monitoramento da planta eram realizados através de um tipo de IHM (Interface Homem-Máquina), parte do sistema supervisório do sistema de transferência de carga.

O sistema de transferência de carga era monitorado da sala de controle de marinha (CCRM), que ficava localizada no casario, contígua à sala de controle da planta de processo (CCR). A principal tela da IHM na CCRM era uma justaposição dos diagramas (P&ID) do sistema de transferência de carga entre tanques (mostrados anteriormente na Figura 41 e na Figura 42) e está ilustrada na figura a seguir.

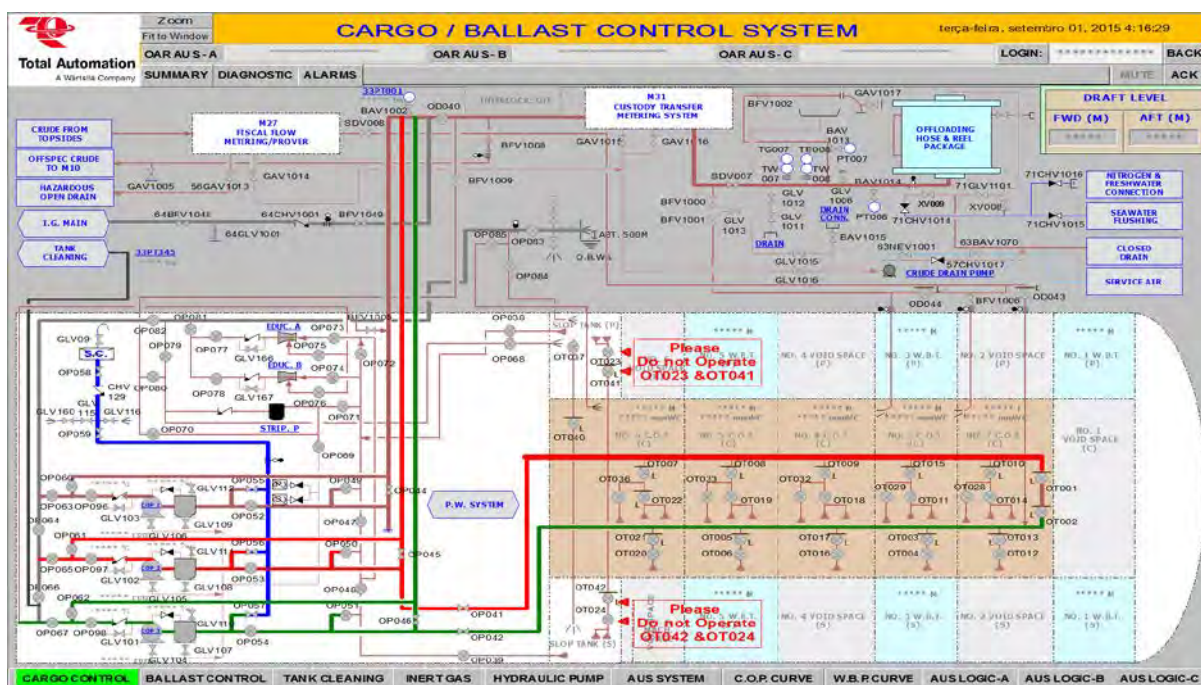


Figura 54 – Tela da IHM do Sistema Supervisório na CCRM

A operação do sistema de transferência de carga era realizada pelo operador de marinha (*cargo operator*), supervisionado pelo superintendente de marinha, a quem se reportava diretamente. No total, eram quatro os operadores de marinha no FPSO CDSM, sendo dois expatriados e dois de nacionalidade brasileira. A cada embarque atuava uma dupla, composta por um expatriado e um brasileiro.

Apesar de ocuparem o mesmo cargo, havia uma hierarquia entre o operador de marinha expatriado e o brasileiro, na qual os brasileiros desempenhavam principalmente apenas funções relacionadas à emissão de documentos, enquanto os expatriados desempenhavam funções

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

operacionais. A diferença entre funções de pessoas ocupando este mesmo cargo se devia ao fato de que os operadores de marinha expatriados eram mais experientes do que aqueles brasileiros⁷¹.

Em outras unidades, o operador de marinha pode ser chamado de operador de marinha/lastro ou operador de embarcações.

A Figura 55 a seguir ilustra a composição da equipe a bordo do FPSO CDSM por função e número de funcionários a bordo em cada função, conforme organograma vigente na data do acidente⁷².

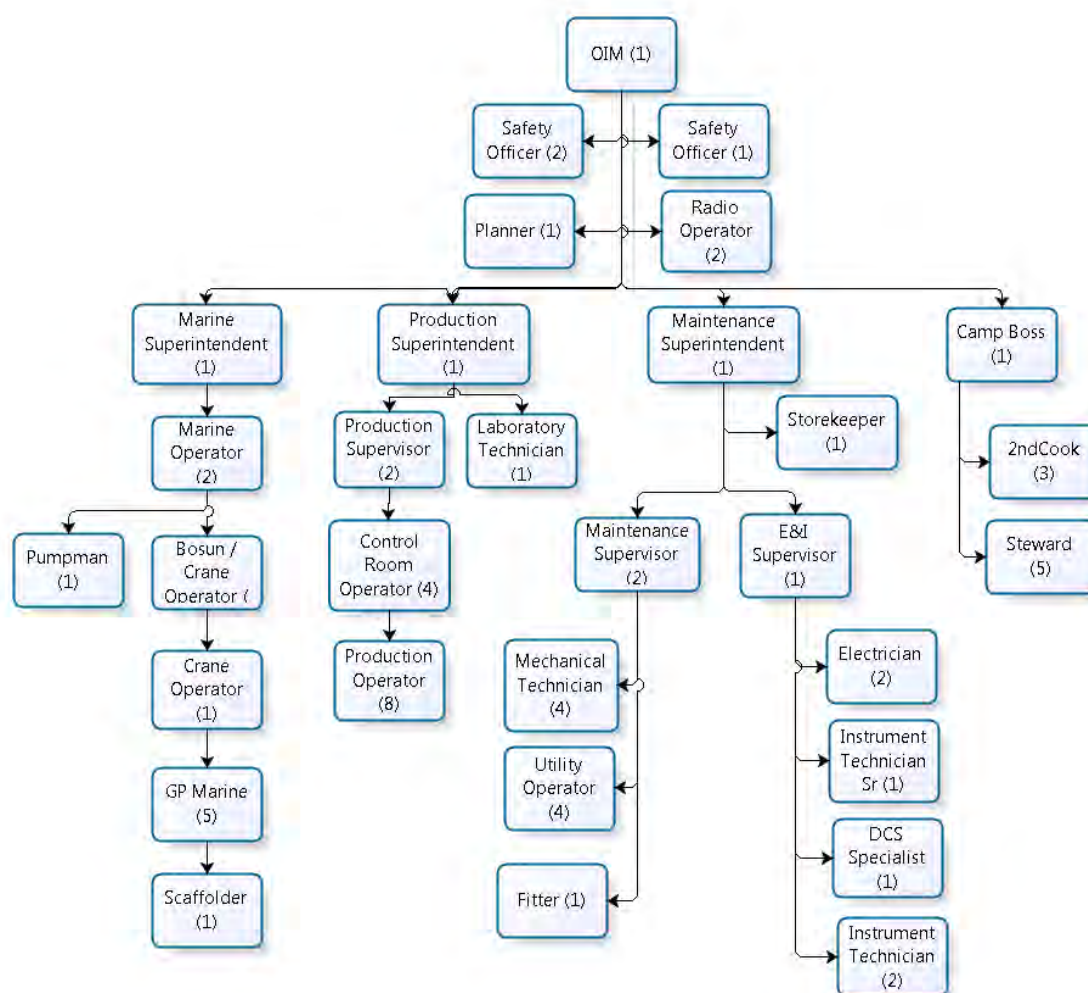


Figura 55 – Organograma de bordo do FPSO CDSM

⁷¹ Currículos e *Rotation Handover Report* – OIM - Doc nº OIM Handover 2015 01 04 – Emissão: 04/01/2015

⁷² Arquivo CdSM - Offshore Organization Chart 10_02_2015.pdf

Embora grande parte das válvulas do sistema de transferência de carga fosse comandada através do sistema supervisorio na CCRM pelo operador de marinha, algumas válvulas eram comandadas através de comandos manuais no *upper deck* e no primeiro piso dentro da casa de bombas⁷³. A Figura 56 demonstra as alavancas para o comando de operação de algumas válvulas cujo acionamento se localizava no *upper deck* (*deck principal*).



Figura 56 – Acionamento de válvula por meio de alavanca no *upper deck*

A Figura 57 demonstra as chaves com posições “aberta”, “fechada” e “neutra” para a operação de válvulas que possuíam acionamento através de controles que se localizavam no nível do *deck principal* e dentro da casa de bombas.

⁷³ Conhecido informalmente pelo pessoal a bordo como “*pump room top*”



Figura 57 – Acionamento de válvulas por meio de chave no *pump room top*

As alavancas e as chaves de acionamento dessas válvulas operadas localmente ficavam em caixas conhecidas como *solenoid boxes*, vide Figura 58.



Figura 58 – *Solenoid box*

A operação local de válvulas era realizada pelo bombeador (*pump man*), ao receber ordem específica do operador de marinha. Das válvulas do sistema de movimentação de fluidos acionadas fora da IHM, algumas enviavam automaticamente para a CCR informação do estado de seu posicionamento (aberto ou fechado) e outras não.

Para estas, o operador de marinha devia inserir a informação da posição da válvula após clicar na tela em cima da válvula. Todas as válvulas OP, OT e OD de interesse para esse relatório eram válvulas de acionamento hidráulico, enquanto as válvulas BFV eram de acionamento manual.

A Tabela 8 a seguir identifica o local de onde era acionada cada válvula considerada importante para esse relatório. Para válvulas com tipo de comando “*Open/Close*”, a operação de abertura ou de fechamento de uma válvula era executada por meio da IHM na CCRM clicando-se em cima da válvula e escolhendo-se a opção “abrir” ou “fechar”.

Para válvulas com tipo de comando “*Setpoint*”, a operação era feita na IHM através do ajuste do percentual de abertura da válvula. “*Toggle*” significa que o *status* de posição da válvula era alternado manualmente pelo operador de marinha na IHM, e não automaticamente.

Tabela 8 – Tipo de comando das válvulas do sistema de transferência de carga pelo CCRM.

TAG	Tipo de Comando na IHM	TAG	Tipo de Comando na IHM
OT-001	Sem comando	OT-042	Sem comando
OT-002	Sem comando	OP-038	<i>Setpoint</i>
OT-003	Sem comando	OP-039	<i>Setpoint</i>
OT-004	<i>Setpoint</i>	OP-041 ⁽⁷⁴⁾	<i>Toggle</i>
OT-005	Sem comando	OP-042 ⁸⁴	<i>Toggle</i>
OT-006	<i>Setpoint</i>	OP-044 ⁸⁴	<i>Toggle</i>
OT-007	Sem comando	OP-045 ⁸⁴	<i>Toggle</i>
OT-008	Sem comando	OP-046 ⁸⁴	<i>Toggle</i>
OT-009	Sem comando	OP-047	<i>Open / Close</i>
OT-010	Sem comando	OP-048	<i>Open / Close</i>
OT-011	<i>Setpoint</i>	OP-049	<i>Open / Close</i>
OT-012	<i>Setpoint</i>	OP-050	<i>Open / Close</i>
OT-013	Sem comando	OP-051	<i>Open / Close</i>
OT-014	<i>Setpoint</i>	OP-052	<i>Open / Close</i>
OT-015	Sem comando	OP-053	<i>Open / Close</i>
OT-016	<i>Setpoint</i>	OP-054	<i>Open / Close</i>
OT-017	Sem comando	OP-068	<i>Open / Close</i>
OT-018	<i>Setpoint</i>	OP-069	<i>Open / Close</i>

⁷⁴ A posição da válvula (aberta ou fechada) não é atualizada automaticamente na CCR.

TAG	Tipo de Comando na IHM	TAG	Tipo de Comando na IHM
OT-019	<i>Setpoint</i>	OP-070	<i>Open / Close</i>
OT-020	<i>Setpoint</i>	OP-071	<i>Open / Close</i>
OT-021	Sem comando	OP-079	<i>Open / Close</i>
OT-022	Sem comando	OP-080	<i>Open / Close</i>
OT-023	<i>Setpoint</i>	OP-081	<i>Open / Close</i>
OT-024	<i>Setpoint</i>	OP-082	<i>Open / Close</i>
OT-028	<i>Setpoint</i>	OP-083	<i>Open / Close</i>
OT-029	<i>Setpoint</i>	OP-084	<i>Open / Close</i>
OT-032	<i>Setpoint</i>	OP-085	<i>Open / Close</i>
OT-033	<i>Setpoint</i>	BFV-1005	Sem comando -
OT-036	<i>Setpoint</i>	BFV-1006	Sem comando -
OT-037	<i>Setpoint</i>	OD-040	<i>Open / Close</i>
OT-040	Sem comando	OD-043	<i>Open / Close</i>
OT-041	Sem comando	OD-044	<i>Open / Close</i>

A Figura 59 a seguir mostra um exemplo de janela para a operação de válvulas na IHM. As válvulas operadas fora da CCRM possuíam outro tipo de janela *pop up* no sistema supervisor, conforme Figura 60. Havia ainda janelas *pop up* para o monitoramento dos níveis, temperaturas e pressões nos tanques centrais (de carga) e tanques de *slop*, conforme exemplificado na Figura 61 e na Figura 62, respectivamente.

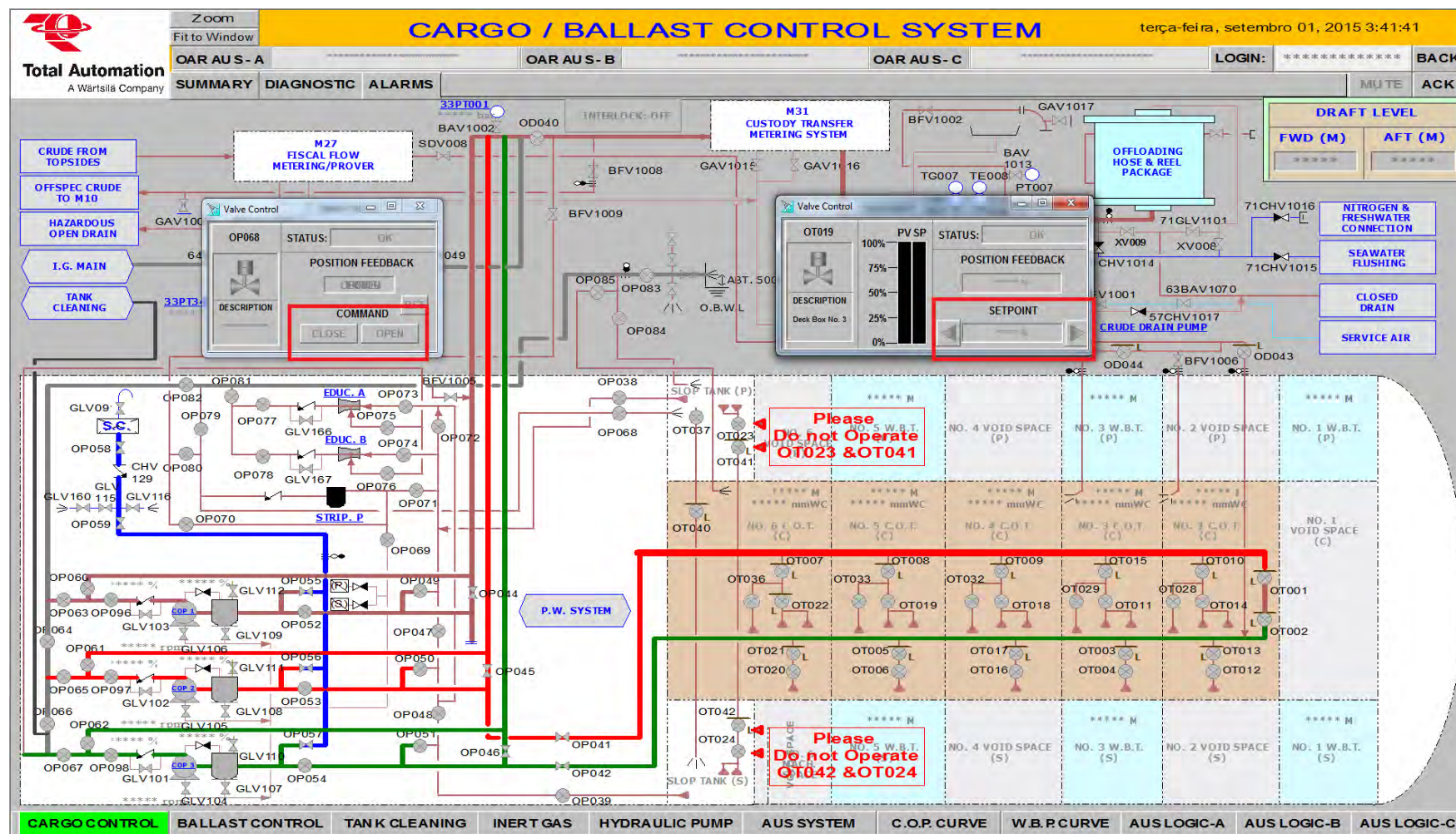


Figura 59 – Janelas *pop up* na IHM do sistema supervisorio para operar válvulas

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

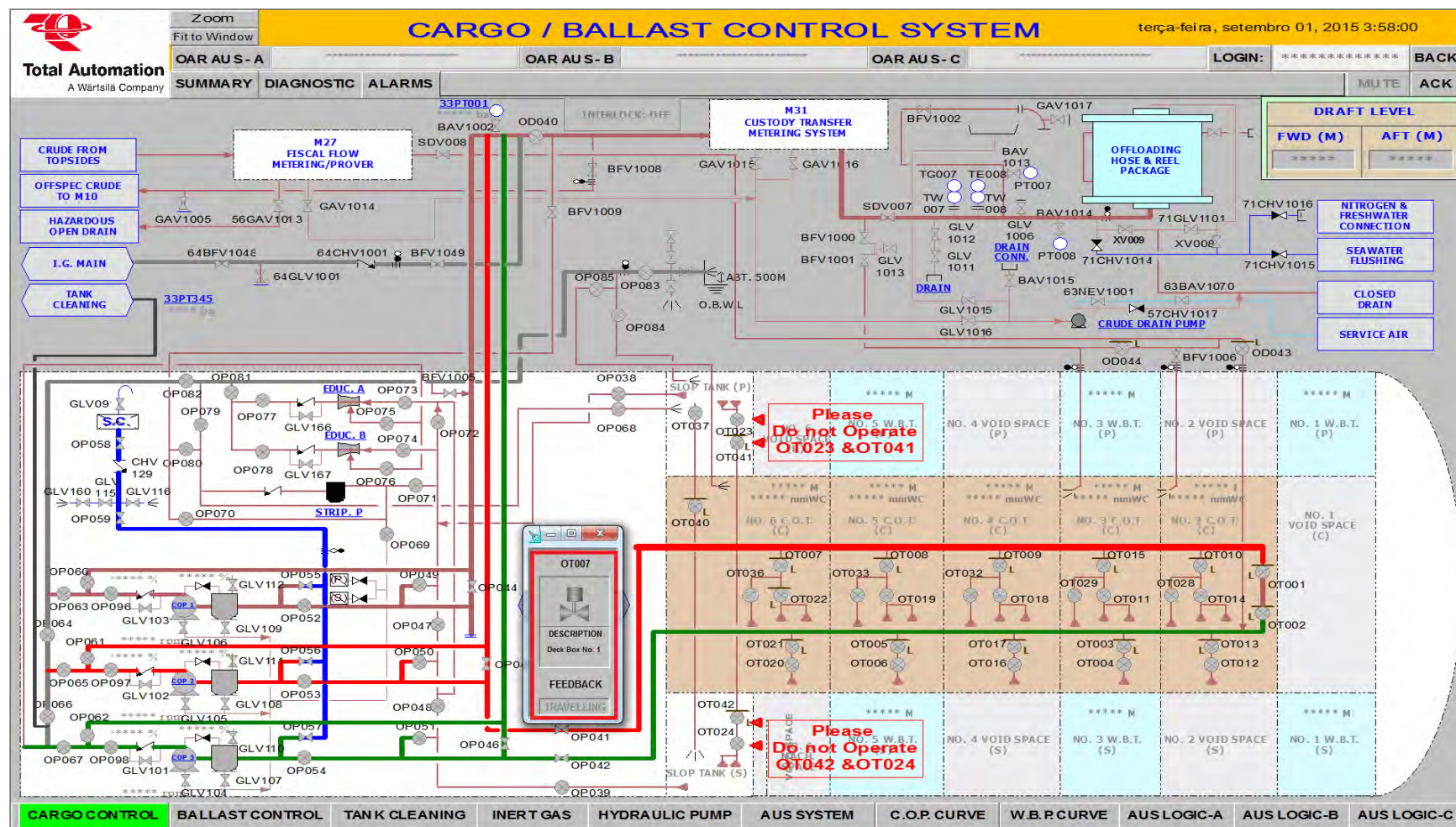


Figura 60 – Janelas pop up na IHM do sistema supervisorio para válvulas comandadas fora da CCRM.

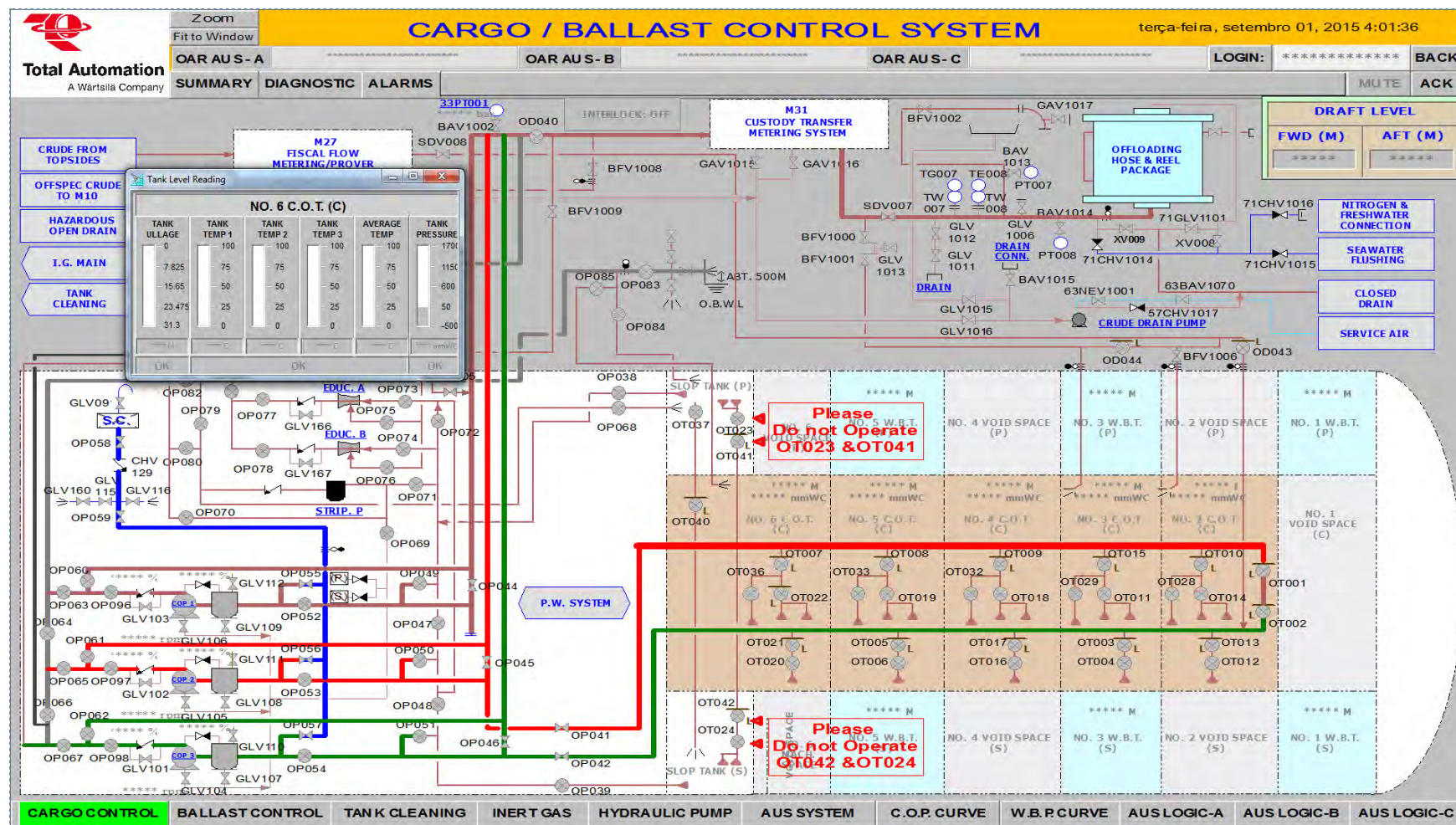


Figura 61 – Janelas *pop up* na IHM do sistema supervisorío para tanques centrais.

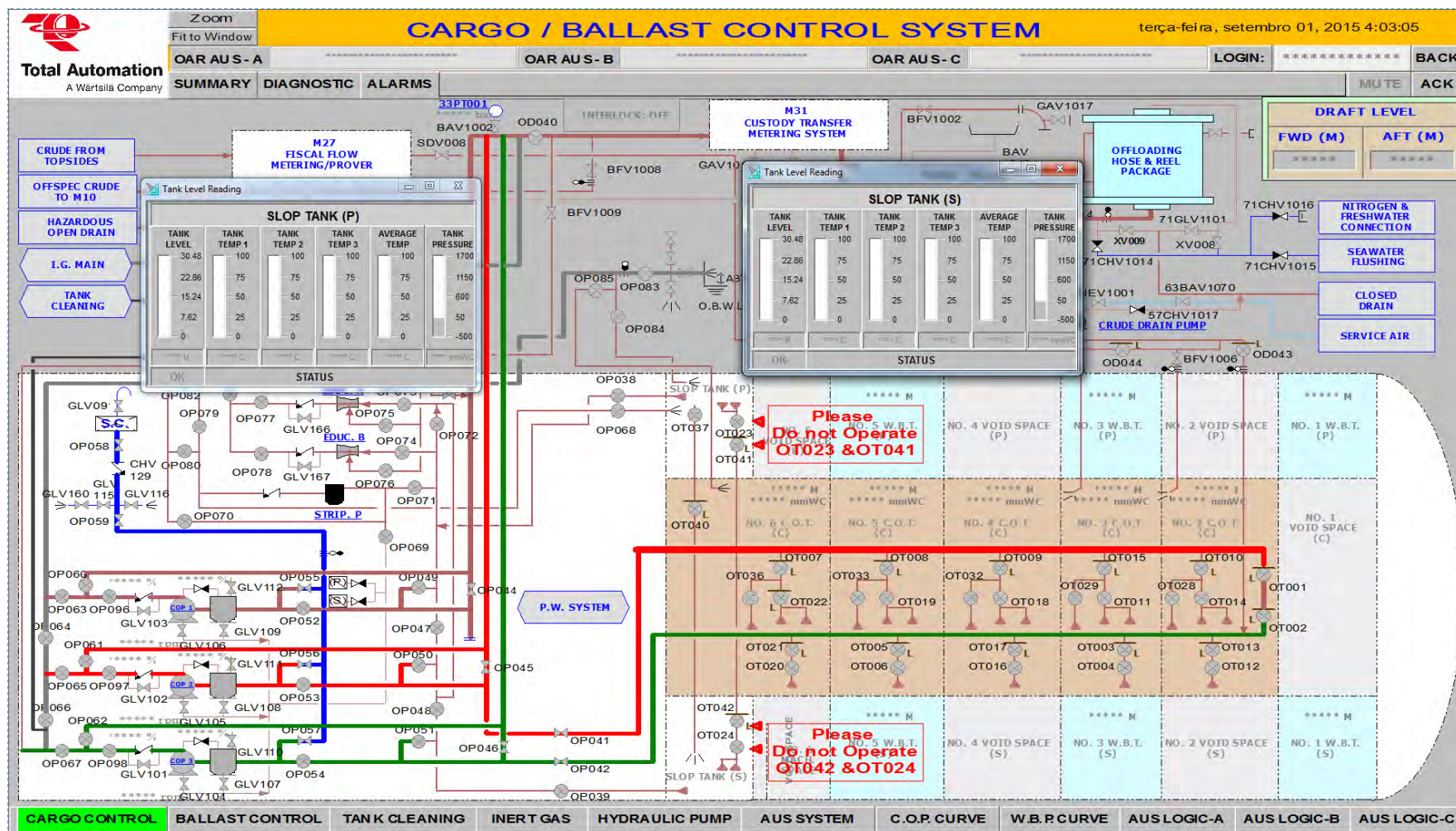


Figura 62 – Janelas *pop up* na IHM do sistema supervisorio para tanques *slop*.

O fornecimento de vapor a bomba de *stripping* era feito por meio de uma tubulação de vapor com admissão para a casa de bombas, controlada através de uma válvula manual localizada na praça de máquinas. O suprimento de vapor era de responsabilidade do pessoal da praça de máquinas (*engine room*) e caso houvesse necessidade de operar a bomba de *stripping*, o pessoal de marinha solicitava a abertura da alimentação de vapor.

A operação da bomba de *stripping* era controlada através da abertura e fechamento de uma válvula de controle de vapor de alimentação da bomba, localizada na casa de bombas. Esta válvula possibilitava o ajuste da porcentagem de abertura entre 0 e 100%.

O manual de operação da bomba indicava a realização de ações locais a serem realizadas durante operação de partida ou parada da bomba, mas não havia procedimento formal documentado para a operação da bomba. Conforme depoimentos coletados²⁹, estas operações eram realizadas da seguinte maneira:

- O bombeador deveria estar ao lado da bomba a fim de executar ações específicas de drenagem durante a partida, bem como para monitorar e informar as condições do equipamento para o operador de marinha via rádio.
- Para a partida da bomba, o operador de marinha avisava ao pessoal da praça de máquinas que fornecessem o vapor. Dentro da casa de bombas, o bombeador manobrava as válvulas de drenagem da bomba a fim de que a água presente no sistema fosse expelida, bem como aguardava o aquecimento da bomba. O bombeador se comunicava durante esse período com o operador de marinha por meio de rádio. Durante a drenagem e aquecimento da bomba, o operador de marinha mantinha a válvula de controle de vapor da casa de bombas ligeiramente aberta, com valor de aproximadamente 5%²⁹.
- Após o aquecimento da bomba, o bombeador acompanhava visualmente o início da movimentação dos pistões do equipamento, ao lado da bomba de *stripping*. A bomba começava a apresentar movimento quando a abertura da válvula de controle de vapor era ajustada entre 7% e 10%²⁹. Com a informação oriunda do bombeador de que a bomba operava normalmente, então o operador de marinha costumava a elevar gradualmente a abertura da válvula de controle de vapor até um valor aproximadamente entre 30% e 35%.
- A parada da bomba era conduzida pela redução da velocidade da bomba, seguida das seguintes ações em ordem: fechamento das válvulas da linha de sucção para evitar fluxo reverso, parada completa da bomba ajustando a abertura da válvula de controle de vapor para 0%, aviso à sala de controle da praça de máquinas de que houve parada da operação de drenagem, confirmação

do bombeador no local de que a bomba de fato parou e fechamento das válvulas da linha de descarga. Caso houvesse mudança de alinhamento na descarga, primeiro abriam-se as válvulas do novo alinhamento, a abertura das válvulas era confirmada localmente, a pressão de descarga era monitorada e finalmente as válvulas do alinhamento anterior eram fechadas.

Esta prática, no entanto, não estava formalizada em nenhum procedimento operacional e dependia da experiência e conhecimento do operador de marinha.

A Figura 63 a seguir ilustra o esquema de controle da bomba, retirado da folha de dados da bomba. A Figura 64 mostra a tela na qual o operador de marinha comandava a válvula de controle de vapor da CCRM.

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

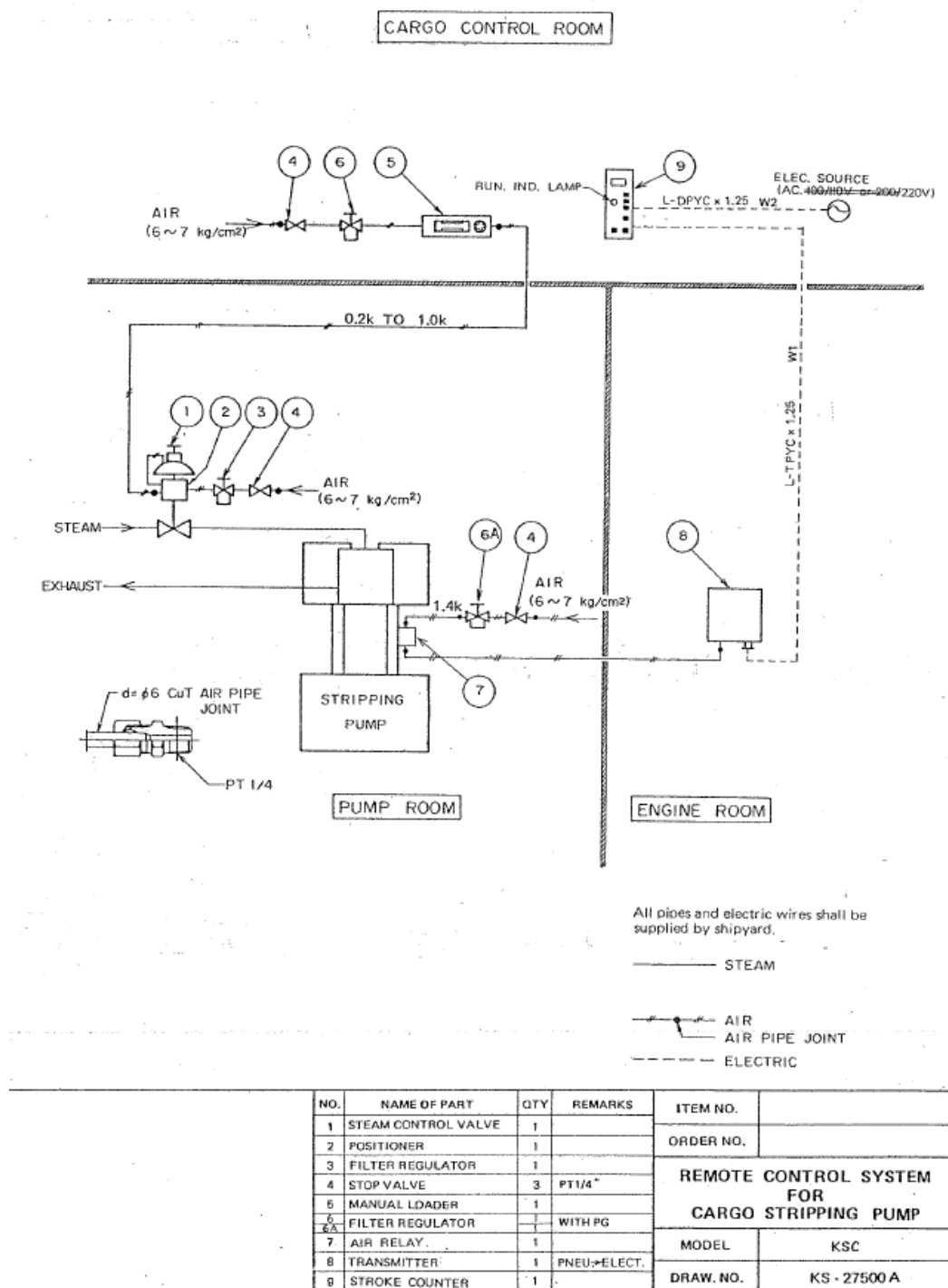


Figura 63 – Esquema de controle da bomba de *stripping*

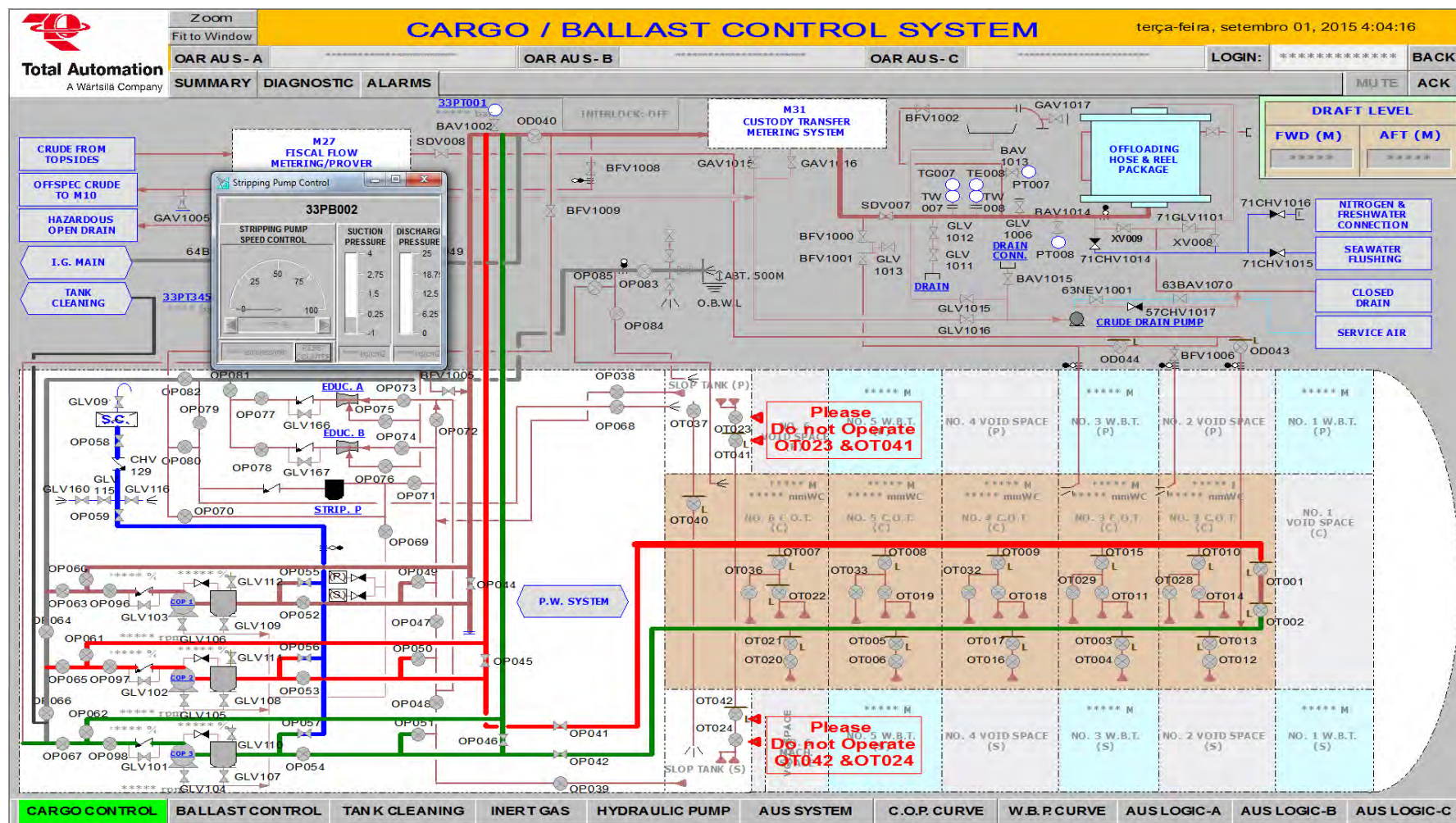


Figura 64 – Tela de controle e monitoramento da bomba de stripping

Enquanto o bombeador estava na casa de bombas, ele tinha acesso à informação de pressão de vapor, pressão de sucção da bomba e pressão de descarga da bomba, através de indicadores locais, conforme Figura 65.

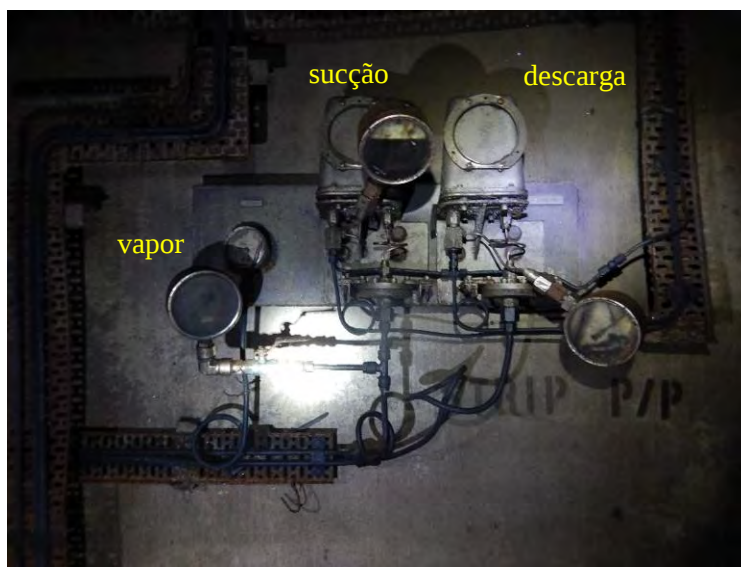


Figura 65 – Manômetros de vapor, sucção e descarga da bomba de *stripping* na casa de bombas

As informações disponíveis na CCRM para o operador de marinha eram: (i) a porcentagem de abertura da válvula de controle de vapor, (ii) a pressão de sucção e (iii) a pressão de descarga. A bomba de *stripping* era dotada de contador de golpes por minutos (*strokes/min*), conforme sua folha de dados, e havia a previsão para exibir a quantidade de golpes por minuto (*strokes/min*) da bomba de *stripping* na tela da IHM, porém esta informação não estava disponível para o operador de marinha⁷⁵.

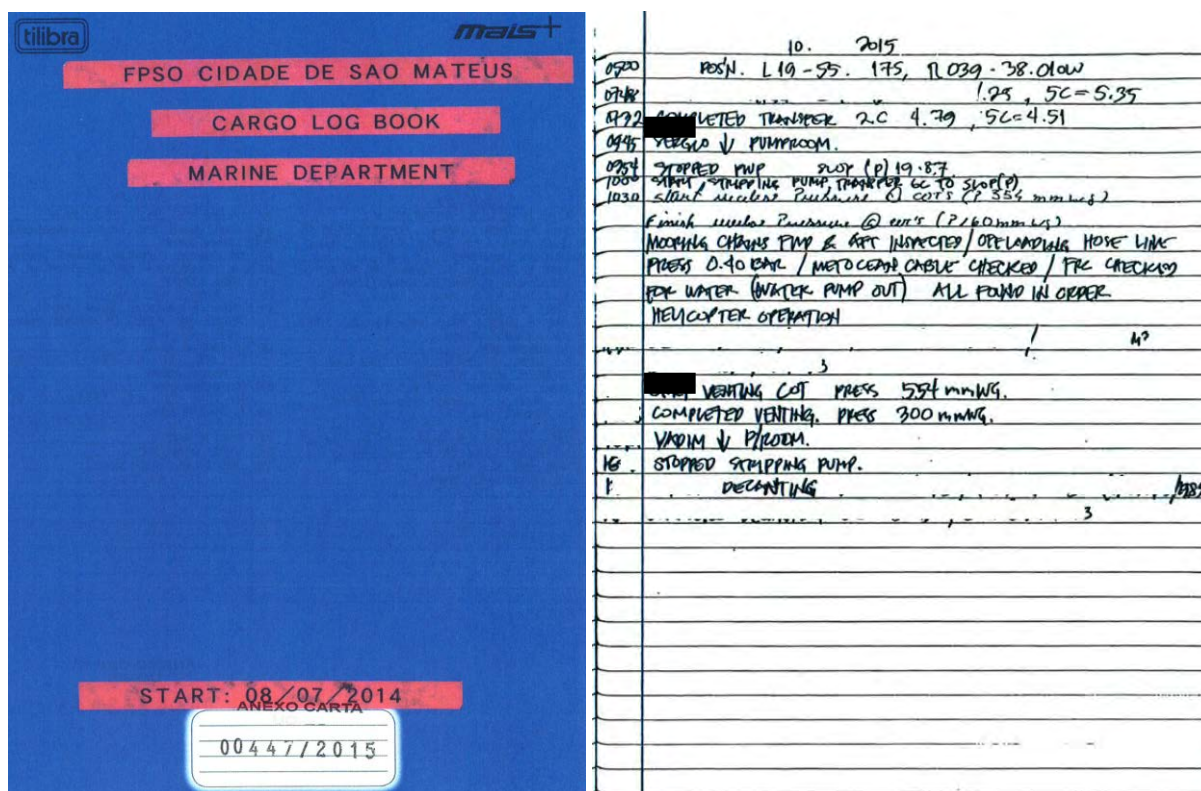
Em relação ao monitoramento da pressão de descarga, há registro de que esta pressão atingia um valor de 4,4 bar a uma abertura de 30% da válvula de controle de vapor. Adicionalmente, há registro⁷⁵ de instrução para o operador de marinha reduzir a abertura da válvula de controle ou mesmo desligar a bomba, caso a pressão de descarga chegasse a 5 bar.

⁷⁵ Livro de bandalho (*cargo log book – marine department*) em 04/11/2014 (fls. 839)

5.3. Análise dos registros das operações do sistema de transferência de carga

A equipe do departamento de marinha registrava atividades e parâmetros do sistema de transferência de carga em três documentos principais: livro de bandalho (*cargo log book*), relatório diário de tanques (*daily tank report*) e relatório de passagem de serviço (*handover report*).

No livro de bandalho, exemplificado na Figura 66, registravam-se as principais atividades ocorridas durante o dia, bem como as medições dos tanques tomadas com o instrumento UTI (*ullage-temperature-interface*). Este instrumento era utilizado para medir a altura do espaço vazio dentro do tanque, a altura da interface entre fluidos (água e condensado) e a temperatura do fluido e está demonstrado na Figura 67.



FPZO CIDADE DE SAO MATEUS

CARGO LOG BOOK

MARINE DEPARTMENT

START: 08/07/2014

00447/2015

10. 2015

POSN. L 19-55. 175, 11 039-38.01aw

0748 1.25, 5C=5.35

0722 COMPLETED TRANSFER 2.C 4.79, 5C=4.51

0945 VERGLO V. PUMPROOM.

0954 STOPPED PUMP STOP (P) 19.87

1000 START TRANSFER PUMP TRANSFER 60 TO STOP(P)

1030 START MEASURE PUMPING (C) COT'S (P 554 mmHg)

Finish under Pressure @ 19.87 (P 160 mmHg)

MOORING CHAINS PUMP & APT INSPECTED / OPERATING HOSE LINE

PRESS 0.40 BAR / METOCENT CABLE CHECKED / FIRE CHECKING

FOR WATER (WATER PUMP OUT) ALL FOUND IN ORDER

HELICOPTER OPERATION

VENTING COT PRESS 554 mmHg.

COMPLETED VENTING. PRESS 300 mmHg.

VARIM V. P/RODM.

16 STOPPED STRIPPING PUMP.

1 DECONTAMING

Figura 66 – Exemplo de bandalho



Figura 67 – Fotografias frontal e lateral do medidor UTI

- A conexão da UTI em cada tanque era realizada no *upper deck* do navio, conforme Figura 68.



Figura 68 – Conexão para UTI no tanque 4C

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

No relatório diário de tanque, exemplificado na Figura 69, registravam-se basicamente os níveis, os volumes e as temperaturas de fluido em cada tanque, bem como a produção diária.

BW Offshore FPSO CIDADE DE SÃO MATEUS														DATE: Domingo, 1 de fevereiro de 2015																																																																			
DAILY TANK REPORT														TIME: 1700 LT																																																																			
TANK	MMC Usage (m)	MMC Conc. usage	Total Obs. Vol. (sub m)	WATER		OIL		Temp (°F)	VCF (60°F)	Crude Gross m³ @ 15°C	Gross bbls obs.	Sed Vol 60°F (bbls)	API (60°F)	BSW (%)	Net bbls @ 60°F																																																																		
2C	8.91	0.14	34791.0	30.80	330.0	30.0	24451.0	80.5	0.9847	24897	10395	15160	52.0	0.0	15148																																																																		
3C	1.58	0.12	35521.4	31.10	0.0	28.9	23937.4	84.0	0.9851	20546	11180	13980	52.0	0.0	10968																																																																		
4C	30.21	30.50	800.0	30.50	800.0	27.4	0.0	81.3	0.9872	0	0	0	52.0	0.0	0																																																																		
5C	0.60	0.54	17514.6	01.25	0.0	28.6	12514.6	83.5	0.9895	11296	11095	10807	52.0	0.0	10896																																																																		
6C	29.96	30.31	1336.8	30.17	1198.7	30.0	167.1	80.5	0.9810	794	1061	1001	52.0	0.0	0																																																																		
SP	22.48	2.44	900.0	22.60	676.0	26.8	36.0	80.3	0.9880	0	167	0	52.0	0.0	0																																																																		
SS	30.48	30.48	0.0	30.48	0.0	29.0	0.0	84.8	0.9898	0	0	0	52.0	0.0	0																																																																		
			69281.8		3076.7		63880.1			62475	396730	1391070.0			390000																																																																		
			56044.0		3301.7		62743.1			61829	354642	350000.0																																																																					
<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>24 HOURS</th> <th>TOTAL</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Crude Gross bbls @ 60°F, wmp</td> <td>2100</td> <td>396730</td> </tr> <tr> <td>Crude Gross bbls @ 60°F</td> <td>2100</td> <td>396730</td> </tr> <tr> <td>Water bbls</td> <td>0.0</td> <td>0.0</td> </tr> <tr> <td>Crude Gross m³ @ 15°C</td> <td>346.6</td> <td>63775.9</td> </tr> <tr> <td>Crude Gross m³ @ 20°C</td> <td>347.1</td> <td>63946.2</td> </tr> </tbody> </table>																	24 HOURS	TOTAL	Crude Gross bbls @ 60°F, wmp	2100	396730	Crude Gross bbls @ 60°F	2100	396730	Water bbls	0.0	0.0	Crude Gross m³ @ 15°C	346.6	63775.9	Crude Gross m³ @ 20°C	347.1	63946.2																																																
	24 HOURS	TOTAL																																																																															
Crude Gross bbls @ 60°F, wmp	2100	396730																																																																															
Crude Gross bbls @ 60°F	2100	396730																																																																															
Water bbls	0.0	0.0																																																																															
Crude Gross m³ @ 15°C	346.6	63775.9																																																																															
Crude Gross m³ @ 20°C	347.1	63946.2																																																																															
<table border="1"> <thead> <tr> <th>EXPORT</th> <th>LAST</th> <th>TOTAL</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Crude Gross bbls @ 60°F, wmp</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Crude Gross bbls @ 60°F</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Crude Gross m³ @ 15°C</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Crude Net m³ @ 20°C</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Water Decanted m³ @ 60°F, wmp</td> <td></td> <td>0.0</td> </tr> </tbody> </table>																EXPORT	LAST	TOTAL	Crude Gross bbls @ 60°F, wmp			Crude Gross bbls @ 60°F			Crude Gross m³ @ 15°C			Crude Net m³ @ 20°C			Water Decanted m³ @ 60°F, wmp		0.0																																																
EXPORT	LAST	TOTAL																																																																															
Crude Gross bbls @ 60°F, wmp																																																																																	
Crude Gross bbls @ 60°F																																																																																	
Crude Gross m³ @ 15°C																																																																																	
Crude Net m³ @ 20°C																																																																																	
Water Decanted m³ @ 60°F, wmp		0.0																																																																															
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Weather</th> <th colspan="2">Rolling Ga</th> <th colspan="2">WIND</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>PWD</td> <td>0.00 m</td> <td>SW</td> <td>21%</td> <td>40</td> <td>0.0</td> </tr> <tr> <td>AFT</td> <td>13.20 m</td> <td>SE</td> <td>71%</td> <td>50</td> <td>0.0</td> </tr> <tr> <td>MEAN</td> <td>11.62 m</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>TIME</td> <td>3.26 m</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>																Weather		Rolling Ga		WIND		PWD	0.00 m	SW	21%	40	0.0	AFT	13.20 m	SE	71%	50	0.0	MEAN	11.62 m					TIME	3.26 m																																								
Weather		Rolling Ga		WIND																																																																													
PWD	0.00 m	SW	21%	40	0.0																																																																												
AFT	13.20 m	SE	71%	50	0.0																																																																												
MEAN	11.62 m																																																																																
TIME	3.26 m																																																																																
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="5">Near Offloading Information</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ETA Date</td> <td>Offload Number</td> <td>Shuttle Name</td> <td></td> <td>Quantity (m³)</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>																Near Offloading Information					ETA Date	Offload Number	Shuttle Name		Quantity (m³)																																																								
Near Offloading Information																																																																																	
ETA Date	Offload Number	Shuttle Name		Quantity (m³)																																																																													
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Comments:</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>OCTOBER - production 81 days</td> <td>362296 Crude Gross bbls @ 20°C</td> </tr> <tr> <td>TODAY - production unit 17:00 hrs</td> <td>2177 Crude Gross bbls @ 20°C</td> </tr> <tr> <td>YEARLY PRODUCTION - all days</td> <td>362296 Crude Gross bbls @ 20°C</td> </tr> <tr> <td>TODAY - production from receiving station unit 17:00 hrs</td> <td>62</td> </tr> </tbody> </table>																Comments:		OCTOBER - production 81 days	362296 Crude Gross bbls @ 20°C	TODAY - production unit 17:00 hrs	2177 Crude Gross bbls @ 20°C	YEARLY PRODUCTION - all days	362296 Crude Gross bbls @ 20°C	TODAY - production from receiving station unit 17:00 hrs	62																																																								
Comments:																																																																																	
OCTOBER - production 81 days	362296 Crude Gross bbls @ 20°C																																																																																
TODAY - production unit 17:00 hrs	2177 Crude Gross bbls @ 20°C																																																																																
YEARLY PRODUCTION - all days	362296 Crude Gross bbls @ 20°C																																																																																
TODAY - production from receiving station unit 17:00 hrs	62																																																																																
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="6">CARGO TANKS CAPACITY AND AVAILABLE SPACE</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <th>Tn</th> <th>Max m³</th> <th>Offload</th> <th>Storage available (m³)</th> <th>Capacity available (m³)</th> <th>STATUS</th> </tr> <tr> <td>2C</td> <td>33175</td> <td>33175.00</td> <td>1914.42</td> <td>49176.8</td> <td>COND</td> </tr> <tr> <td>3C</td> <td>23400</td> <td>23397.86</td> <td>1900.84</td> <td>12682.6</td> <td>COND</td> </tr> <tr> <td>4C</td> <td>30127.6</td> <td>34425.00</td> <td>3982.00</td> <td>211476.0</td> <td>COND</td> </tr> <tr> <td>5C</td> <td>23400</td> <td>23397.86</td> <td>3425.23</td> <td>34111.3</td> <td>COND</td> </tr> <tr> <td>6C</td> <td>30000.0</td> <td>34000.00</td> <td>3299.4</td> <td>207686.4</td> <td>COND</td> </tr> <tr> <td>FWL</td> <td>14000.4</td> <td>14100.7</td> <td>4948.8</td> <td>514813.2</td> <td>COND</td> </tr> <tr> <td>SP</td> <td>4011.4</td> <td>4011.4</td> <td>4011.4</td> <td>25680.3</td> <td>SLOPS</td> </tr> <tr> <td>SS</td> <td>4011.4</td> <td>4011.4</td> <td>4011.4</td> <td>31021.7</td> <td>SLOPS</td> </tr> <tr> <td>FWL</td> <td>10102.0</td> <td>9066.8</td> <td>3996.8</td> <td>56952.7</td> <td>SLOPS</td> </tr> </tbody> </table>																CARGO TANKS CAPACITY AND AVAILABLE SPACE						Tn	Max m³	Offload	Storage available (m³)	Capacity available (m³)	STATUS	2C	33175	33175.00	1914.42	49176.8	COND	3C	23400	23397.86	1900.84	12682.6	COND	4C	30127.6	34425.00	3982.00	211476.0	COND	5C	23400	23397.86	3425.23	34111.3	COND	6C	30000.0	34000.00	3299.4	207686.4	COND	FWL	14000.4	14100.7	4948.8	514813.2	COND	SP	4011.4	4011.4	4011.4	25680.3	SLOPS	SS	4011.4	4011.4	4011.4	31021.7	SLOPS	FWL	10102.0	9066.8	3996.8	56952.7	SLOPS
CARGO TANKS CAPACITY AND AVAILABLE SPACE																																																																																	
Tn	Max m³	Offload	Storage available (m³)	Capacity available (m³)	STATUS																																																																												
2C	33175	33175.00	1914.42	49176.8	COND																																																																												
3C	23400	23397.86	1900.84	12682.6	COND																																																																												
4C	30127.6	34425.00	3982.00	211476.0	COND																																																																												
5C	23400	23397.86	3425.23	34111.3	COND																																																																												
6C	30000.0	34000.00	3299.4	207686.4	COND																																																																												
FWL	14000.4	14100.7	4948.8	514813.2	COND																																																																												
SP	4011.4	4011.4	4011.4	25680.3	SLOPS																																																																												
SS	4011.4	4011.4	4011.4	31021.7	SLOPS																																																																												
FWL	10102.0	9066.8	3996.8	56952.7	SLOPS																																																																												
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">FPSO CIDADE DE SÃO MATEUS</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ESTOCOS TOTAL 20°C</td> <td>40000.0</td> </tr> <tr> <td>ESTOCOS 20°C OFF LOADING WMP</td> <td>10000.0</td> </tr> <tr> <td>ESTOCOS 20°C RECEIVING STATION</td> <td>70000.0</td> </tr> <tr> <td>PRODUÇÃO EM 24 HORAS 20°C</td> <td>347.1</td> </tr> </tbody> </table>																FPSO CIDADE DE SÃO MATEUS		ESTOCOS TOTAL 20°C	40000.0	ESTOCOS 20°C OFF LOADING WMP	10000.0	ESTOCOS 20°C RECEIVING STATION	70000.0	PRODUÇÃO EM 24 HORAS 20°C	347.1																																																								
FPSO CIDADE DE SÃO MATEUS																																																																																	
ESTOCOS TOTAL 20°C	40000.0																																																																																
ESTOCOS 20°C OFF LOADING WMP	10000.0																																																																																
ESTOCOS 20°C RECEIVING STATION	70000.0																																																																																
PRODUÇÃO EM 24 HORAS 20°C	347.1																																																																																

Figura 69 – Relatório diário de tanque

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

No relatório de passagem de serviço do superintendente de marinha havia seções sobre situações relativas a pessoal, segurança, sistema de *offloading*, sistema de ancoragem, equipamento para poluição de óleo, gerenciamento de resíduos, guindastes e equipamentos de içamento, manutenção estrutural, sobressalentes e estocagem, certificados de classe, certificados estatutários, inspeções e informações adicionais.



Handover Report – Marine Superintendent

Name of FPSO/FSU: Cidade do Sao Mateus	Date for Handover: 21/01/2015
Marine Superintendent Leaving: Armando Rex Michael Salvador	Marine Superintendent Joining: Bernard Vinas

Item/System	Comments
1. Crew Issues	All personnel are Filling up their Own Time sheet and Hours of Rest now - They were advised to have their Overtime Request Form filled up and Get signed on a daily basis / immediately the next day after doing the overtime. No Overtime will be allowed without prior approval. New Vacation Plan is being implemented to avoid lack of personnel New Training matrix sent by Caroline
2. Safety Issues	During Gas Free-ing of Slops Pumproom doors as well as the accommodation doors to be closed at all times to avoid any ingress of Gas inside. The Use of Safety Harness is mandatory in using any of the vertical access ladders onboard. ISPS Drill (Table top) was held yesterday, 20th Jan - This is to be done on quarterly basis Monthly Departmental Safety meeting not done yet - complete this before month end.
3. Cargo offloading system, including lines, valves, pumps and COW system.	Valve change out details and photos of JSMCA number are saved - see attached link. P:/Common/Cargo Department/M&S Superintendent/Cargo Valve Change Out. The flow meter was leak / pressure tested with fresh water up to 7 bar no leaks were found. ***IMP - If you open these valves then they need to be closed by hand pump as they do not close fully : a) OT-014 b) OT-029 c) OT-019 d) OT-006 e) OT-004 does not open from CCR. E&I can check it out, but ONLY after the off-loading. 3P and 5P ballast tank overboard valve are leaking, so keep an eye on the stress/bm. THE NRV on MOC-091 line needs to be turned 180 deg If 6C has to be loaded. Blow the line from forward of the pump room with Nitrogen, then close the manual valve then turn the valve. Isolate the gas detectors before proceeding with this task. Gas freeing of Slop S was started but the Hydrocarbon levels are not going down. attempt to Purge both Slops also did not work. The closed drains from process were diverted to 4C via flexible hose connected to the cow line.

MS-FPSO/FSU-Rev. 00
MS FPSO/FSU-00 Rotation Handover Report - Marine Superintendent 21/Jan 2015
Page 1 of 4

Figura 70 – Exemplo de relatório de passagem de serviço de superintendente de marinha

6. Problemas operacionais no sistema de movimentação de carga

6.1. Recomendações e salvaguardas não implementadas

Com base nos *close out reports* relativos às recomendações do HAZOP de Marinha, elaborado em 2007, estão apresentados na Tabela 9 algumas conclusões acerca da implementação de recomendações e salvaguardas apontadas nesse estudo.

Tabela 9 – Acompanhamento de recomendações de análise de risco do HAZOP de Marinha

Recomendações do HAZOP de Marinha	Registro no <i>Close Out Report</i>	Comentários
SS-1: Revisar o plano de extensão de vida útil para as válvulas do sistema de transferência de carga para garantir que todas as válvulas críticas estivessem incluídas no programa geral de manutenção.	Recomendação fechada em 07/12/2007. A descrição do <i>close out</i> diz que o plano de extensão de vida útil estaria em andamento e que o pessoal envolvido no comissionamento e na operação estaria supervisionando a renovação das válvulas existentes.	1) A recomendação está com <i>status</i> de pendente, embora com o registro de data de fechamento. 2) A descrição apresentada no <i>close out</i> demonstra que a recomendação ainda não havia sido concluída. Contudo, nenhuma ação foi registrada posteriormente. 3) Também foi verificado que uma das salvaguardas para este cenário não foi implementada. A salvaguarda dizia que todas as válvulas do sistema de transferência de carga precisariam de manutenção ou deveriam ser trocadas.
SS-7: Garantir que todos os acoplamentos <i>Dresser</i> do sistema de transferência de carga passem por manutenção geral durante a fase de reparo/ de extensão de vida útil.	Não foi apresentado o <i>close out</i> .	1) Não foi demonstrado que tal recomendação tenha sido implementada.
SS-13: Considerar a configuração de PAH em cada tanque de carga.	Recomendação foi respondida em 05/02/2008. A descrição do <i>close out</i> diz somente que deve ser instalado PAH.	1) Não tem registro de data de fechamento da recomendação. 2) Não foi demonstrado que tal recomendação tenha sido implementada.

Recomendações do HAZOP de Marinha	Registro no <i>Close Out Report</i>	Comentários
SS-15: Revisar recursos para prover isolamento positivo (raquete ou flange cego) dos tanques de carga e de <i>slop</i> de forma a garantir que o isolamento positivo pudesse ser empregado conforme os requisitos de segurança do sistema de gerenciamento da Prosafe.	Recomendação fechada em 07/12/2007. A descrição do <i>close out</i> diz que as linhas do sistema de transferência de carga acima do convés tinham arranjo que possibilitam a instalação de raquetes. Para as linhas do fundo do referido sistema, o isolamento positivo deveria ser realizado através do painel da CCR por meio do fechamento de válvulas.	1) A recomendação está com <i>status</i> de pendente, embora com o registro de data de fechamento. 2) O <i>close out</i> contraria o procedimento de isolamento ⁷⁶ adotado pela BW que diz que o isolamento nas linhas de fundo do sistema de transferência de carga deve ser realizado por meio de duplo bloqueio.
SS-35: Garantir que a PSV da bomba de <i>stripping</i> possa ser removida da bomba e calibrada.	Não foi apresentado o <i>close out</i> .	1) Não foi demonstrado que tal recomendação tenha sido implementada. 2) Também foi verificado que uma das salvaguardas para este cenário não foi implementada. A salvaguarda consistia no plano de manutenção preventiva e foi constatado que, para a PSV da bomba de <i>stripping</i> , esse programa de manutenção não estava implementado.
SS-36: Garantir que os procedimentos operacionais incluam requisitos para a partida segura das bombas a vapor na casa de bombas e na praça de máquinas.	Recomendação foi respondida em 05/02/2008. A descrição do <i>close out</i> diz que os requisitos para partida das bombas a vapor de forma correta foram incluídos no procedimento 384-OP_MDK_201.	1) Foi observado que o procedimento citado no <i>close out</i> de fato não estabelece requisitos para partida da bomba em termos de provimento de vapor.

⁷⁶ PTW System – Procedure – Isolation – Mechanical – Doc. nº MS-PR00840 Rev. 1 – Emissão: 07/08/2013 (fls. 859)

Recomendações do HAZOP de Marinha	Registro no Close Out Report	Comentários
SS-38: Garantir que o plano de reforma para a casa de bombas inclua toda a instrumentação associada com a operação de <i>stripping</i> de forma a garantir uma operação confiável e segura.	Não foi apresentado o <i>close out</i> .	1) Não foi demonstrado que tal recomendação tenha sido implementada.

Dessa forma, pode-se concluir que a falta de implementação de salvaguardas e de recomendações apontadas em análise de riscos, associada à falta de controle do real *status* de implementação das ações durante a fase de operação da unidade levou a plataforma a uma condição de riscos não controlados e acima de qualquer critério de aceitação que pudesse ser considerado como boa prática. Tal comportamento constitui falha básica e grave no que tange práticas mínimas de gerenciamento de riscos e contribui para a degradação da segurança operacional do FPSO CDSM.

6.2. Falhas no comissionamento dos sistemas

Em 17/10/2009, enquanto a operação no FPSO CDSM ainda era realizada pela empresa Prosafe, foi emitido um formulário de Gerenciamento de Mudanças⁷⁷ de título “*Cargo & Ballast control system (Full Commissioning)*”.

A descrição do problema abordado pela gestão de mudança detalha que o sistema de controle do sistema de carga e de lastro foi deixado parcialmente comissionado na fase de conversão, havendo a necessidade de se completar tal comissionamento. Foi registrado ainda que tal sistema não foi concluído em Cingapura, pois sua finalização ocorreria somente após a chegada da unidade no Brasil. Como justificativa e benefício da gestão de mudança foi escrito “*System not yet commissioned, No control in the CCR*” (sistema ainda não comissionado, nenhum controle na CCR).

Adicionalmente, foi descrito que a configuração do sistema de controle não havia sido verificada durante a fase de instalação e as ações a serem tomadas para completar o comissionamento do sistema

⁷⁷ *Change Management Form – Cargo & Ballast Control System* – Doc. nº CMR / CDSM / 0012 – Emissão: 15/12/2009

de controle de carga e lastro foram adiadas porque não foram consideradas prioridade⁷⁸ para realização da operação de obtenção do primeiro gás, mesmo havendo na unidade técnicos em condições de realizar tais atividades.

No mesmo gerenciamento de mudanças consta uma lista de 13 (treze) pendências relacionadas a: (i) conversão de algumas válvulas para comando automático (OT-022, OP-044, OP-045 e OP-046), (ii) instalação de *trip* de emergência das bombas de carga, (iii) fazer com que informações do campo chegassem à IHM, (iv) bem como fazer que comandos da IHM fossem respeitados pelos atuadores no campo.

Atualização de P&IDs também foi requerida, em decorrência das modificações que seriam implementadas. Destacam-se da lista de serviços dois exemplos de interesse ao presente processo de investigação de incidente os itens 03 e 12:

“03 controles e transmissor de pressão da bomba de stripping ainda a serem comissionados.”

“12-algumas válvulas não foram comissionadas apropriadamente”.

Durante a investigação, foi possível evidenciar que para o item 03 houve um comissionamento incompleto e, para o item 12, o comissionamento foi efetuado de forma errada.

A respeito do item 12, a válvula principal OT-022 do tanque 6C (válvula de controle operada remotamente segundo P&ID) foi comissionada como válvula totalmente aberta ou fechada e com indicador de posição ainda a ser comissionado. Entretanto, um documento de projeto⁷⁹ indicava que a válvula OT-022 deveria possuir controle de posição.

A respeito do item 3, acerca dos controles da bomba de *stripping*, nota-se em um dos anexos do formulário de escopo de trabalho finalizado⁸⁰ a confirmação de que nenhum vazamento foi encontrado nas linhas de medição das pressões de sucção e de descarga da bomba de *stripping* e que tais informações estavam disponíveis na IHM. Porém, a respeito da informação de contagem de *strokes*,

⁷⁸ E-mail de 13/07/2009 do engenheiro sênior de instrumentação e controle da Prosafe para o Gerente de Operações do FPSO Cidade de São Mateus, anexo à *Change Management Form – Cargo & Ballast Control System* – Doc. n° CMR / CDSM / 0012

⁷⁹ *Piping Diagram of Cargo Oil and Water Ballast System* – Doc. n° 2T-7412-001 – Emissão: 30/05/1987

⁸⁰ Anexo 384-Cargo & Ballast Control System Scope of Work Finalized do CMR / CDSM / 0012 – Emissão: 12/03/2010

foi comentado pelo supervisor de instrumentação que a equipe de engenharia traria uma sugestão para o *feedback* de *stroke* (“1. Our Engineering Team to come with suggestion for stroke feedback”).

Ao ser questionado se a indicação de *strokes* por unidade de tempo da bomba de *stripping* já esteve disponível para o operador de marinha através da tela do sistema supervisório em algum momento da fase da operação da unidade e por qual período, o operador da concessão respondeu o seguinte⁸¹:

“A BW Offshore informou que a resposta é negativa e que a indicação da informação de strokes por unidade de tempo da bomba de stripping não esteve disponível para o operador de marinha por meio da tela do sistema supervisório na fase de operação da unidade.”

A indicação de contagem de *strokes*/minuto a ser apresentada na tela do IHM do operador de marinha nunca esteve disponível durante a operação do FPSO CDSM²⁹.

Em relação ao controle da válvula OT-022 do tanque 6C, observa-se por P&ID⁸² e conforme ilustrado na seção de identificação do sistema de transferência de carga, que as válvulas OT-020 e OT-036 (também do tanque 6C), válvulas OT-006, OT-019 e OT-033 (tanque 5C), válvulas OT-016, OT-018 e OT-032 (tanque 4C), válvulas OT-004, OT-011 e OT-029 (tanque 3C), válvulas OT-012, OT-014 e OT-028 (tanque 2C), todas semelhantes à OT-022 em termos de acesso aos tanques de armazenamento, são válvulas que possuíam controle de posição.

Vale dizer que existe registro⁸³ com a informação de que a lógica implementada para a válvula OT-022 era somente de acionamento local e que havia necessidade de a válvula ser operada remotamente da mesma maneira que todas as demais válvulas dos tanques de carga, pois, do contrário, durante as operações de carga não haveria controle algum sobre o tanque 6C:

⁸¹ Carta UO-ES-0757/2015, de 06/08/2015

⁸² P&ID *Cargo System in Vessel* – Doc. nº 384-33-W-DWG-100_002 Rev. Z – Emissão: 03/03/2009

⁸³ *E-mail* do superintendente de marinha para o engenheiro designado para atender ao preparo das instruções de modificação e para coordenar fornecedores sobre assuntos técnicos relacionados à instrumentação e controle, datado de 13/12/2008, anexo à *Change Management Form – Cargo & Ballast Control System* – Doc. nº CMR / CDSM / 0012

“Please note this valves needs to be remote operated like all the other cargo tank valves, otherwise during cargo operations we will not have any control over tank 6C”).

Entretanto, nota-se, pela tela da IHM com representação do *feedback* da válvula OT-022 coletada em auditoria²⁹, que a válvula OT-022 ainda permanecia até a data do acidente como uma válvula sem controle de posição, ou seja, a modificação relacionada no item 12 do gerenciamento de mudanças não foi implementada.

6.3. Baixa confiabilidade da informação na CCRM e vazamento de vapor

Ao analisar os dados do sistema de cargas, verificaram-se diversas ocorrências que põem em dúvida a confiabilidade de informações e comandos na CCRM. Abaixo se encontram listados os registros do operador de marinha⁸⁴ sobre os problemas de confiabilidade do sistema de movimentação de cargas do FPSO CDSM:

- Em 21/08/14, foi registrado que embora a válvula OP-051 estivesse completamente aberta no local, no painel da CCRM era mostrada como fechada.
- Em 25/09/14, a bomba de água produzida PWP B não pôde ser parada do painel da CCRM.
- Em 30/09/2014, foi registrado para o tanque 4C que a válvula OT-018 indicava abertura de 10% na CCRM embora estivesse 100% fechada e que a válvula OT-016 indicava fechada na CCRM embora estivesse 100% aberta.
- Em 18/10/2014, a válvula OT-019 permanecia 17% aberta ao ser comandada para fechar, enquanto a válvula OT-006 apresentava 100% de abertura ao ser comandada abertura de 88% da CCRM.
- Em 27/10/2014, a válvula OD-044 estava fechada no local, mas aparecia na cor verde (indicação de válvula aberta) na CCRM.
- Em 16/12/2014 o indicador da válvula OP-054 estava com problema.
- Em 09/02/2015 foi verificado que os manômetros na descarga das bombas de lastro não indicavam a mesma pressão mostrada na CCR.

Nota-se, portanto, uma falta de confiabilidade nas informações disponíveis na CCR para o operador de marinha.

⁸⁴ Livro de bandalho (*cargo log book – marine department*)



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

Adicionalmente, nas datas 13/09/2014, 19/09/2014, 25/09/2014 e 28/09/2014 foram registrados vazamentos de vapor responsável por movimentar a bomba de *stripping*. O vazamento do dia 25/09/2014 foi classificado como severo. Após reparos, a bomba foi testada no dia 16/10/2014 e só voltou a ser utilizada em 23/10/2014.

6.4. Degradação dos selos de vedação (*seat rings*) pelo condensado

Outro dado obtido durante a investigação foi o laudo que apresenta as características do condensado. Trata-se do laudo obtido para “Avaliação da falha em anel de vedação da válvula do tanque”, emitido em 21/10/2014⁸⁵. Este relata os testes realizados em selo de vedação (*seat ring*) da válvula do tanque que falhou em serviço, com objetivo de caracterizar o material do selo de vedação e auxiliar na avaliação das possíveis causas que levaram a sua falha.

Testes realizados no selo de vedação onde ocorreu a falha demonstraram que foi confeccionado em material elastomérico, com absorções características de uma Borracha Nitrílica (NBR), sendo fato notável que sua composição apresentava 9,8% de materiais voláteis. O laudo indica que este valor relativamente alto de materiais voláteis pode estar associado ao condensado absorvido pelo elastômero.

⁸⁵ Documento enviado em anexo ao DF 458830 240715, denominado RT37914.pdf



Figura 71 – Aspecto do conjunto de vedação recebido para análise – foto contida no laudo



Figura 72 – Aspecto macroscópico do selo de vedação falhado, apresentando trincas no sentido longitudinal e fratura próxima à região de transição de contato com o fluido e com o meio externo



Figura 73 – Aspecto macroscópico do selo de vedação falhado, apresentando trincas no sentido longitudinal e transversal e fratura próxima à região de transição de contato com o fluido e com o meio externo

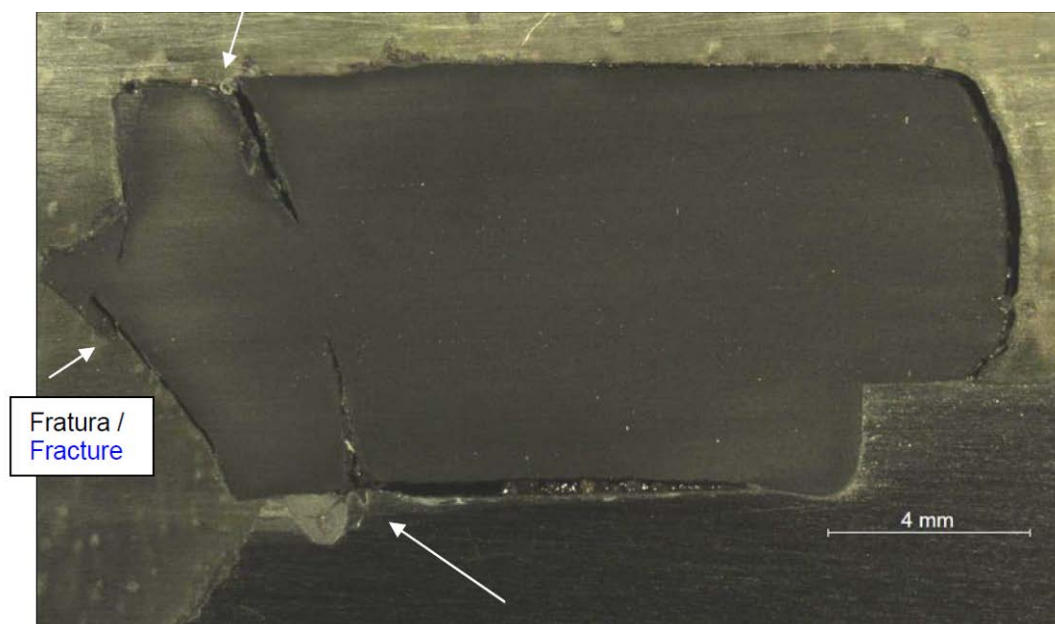


Figura 74 – Aspecto metalográfico da seção transversal do selo de vedação, mostrando trincas internas e superficiais localizadas na região de contato com o fluido

Os resultados apresentados neste laudo mostraram que o selo de vedação falhou devido à presença de trincas longitudinais e transversais provavelmente ocasionadas por um ataque químico do fluido interno ao anel associado às tensões de operação, gerando a perda de vedação do sistema.

6.5. Válvulas que permitiam a passagem de líquido mesmo quando em posição fechada e as mudanças decorrentes introduzidas no sistema de transferência de carga

Após o início da produção de gás e armazenamento de condensado no FPSO CDSM, foi identificado, em dezembro de 2011, que algumas válvulas do sistema permitiam passagem de fluido, mesmo estando em posição fechada⁸⁶. Tal situação acarretava inicialmente problemas operacionais, pois o produto armazenado nos tanques, inicialmente com baixo teor de água e pronto para exportação era contaminado com água, portanto, saindo de especificação. Com isso, eram necessárias novas medidas para retornar o condensado à especificação inicial de armazenamento.

Após a identificação desta ocorrência foi aberta uma solicitação de mudança em 10/12/2011 pelo pessoal a bordo do FPSO CDSM (MOC-CSM-069)⁸⁷, com prioridade 2 (impacto operacional), para que fossem instaladas válvulas manuais no sistema, de forma a permitir isolamento com duplo bloqueio entre tanques de *slop* e os de carga. Nesta ocasião, havia sido identificada a ocorrência de passagem de conteúdo do tanque *slop* boreste para o tanque 2C e passagem do conteúdo do tanque *slop* bombordo para o tanque 6C, mesmo com as válvulas dos tanques fechadas.

A solicitação de mudança para a instalação de cinco válvulas manuais (na sucção dos tanques *slop*, bem como entre o tanque *slop* bombordo e o tanque 6C) foi aprovada pelo Gerente de Operações em fevereiro de 2012 e avaliada pelo setor de engenharia da BW Offshore. As válvulas foram compradas em 09/10/2012⁸⁸ e embarcadas na unidade, mas até o momento do acidente não haviam sido instaladas³, conforme Figura 75.

⁸⁶ *Modification Request, Modification Notice & Deviation Request - Install manual butterfly valves in pump room on Cargo System - MOC-CSM-069 – Emissão: 10/12/2011*

⁸⁷ *Modification Request, Modification Notice & Deviation Request - Install manual butterfly valves in pump room on Cargo System - MOC-CSM-069 – Emissão: 10/12/2011*

⁸⁸ “Valve MOC 069 certificate.pdf” – Certificado de Qualidade número 09.10-40/2012, Nota Fiscal 9.965, de 09/10/2012, retirado do computador do superintendente de marinha na auditoria. Informação coletada junto aos representantes da BW e Petrobras durante atividade de fiscalização realizada pela ANP no FPSO CDSM e no escritório da BW em Vitória no período entre 13 e 17/07/2015



Figura 75 – Válvulas manuais não instaladas, no interior da casa de bombas

Paralelamente ao pedido em aberto de instalação de válvulas manuais, em dezembro de 2012 foi registrado novo pedido de mudança (MOC-CSM-91)⁸⁹ pelo pessoal de bordo, com prioridade 1 (impacto direto na segurança e produção), que indicava que os tanques 2C, 3C, 4C e 5C possuíam suspeita de problemas de passagem nas suas válvulas e nos seus acoplamentos *Dresser* – junta elástica que permite a união de tubos de ponta lisa, dispensando flange, solda ou rosca e absorve vibrações, pequenos movimentos axiais e angulares. Este problema levava à migração de conteúdo entre os tanques. De acordo com o projeto da plataforma, os produtos líquidos produzidos a serem armazenados nos tanques de carga proveniente da produção só poderiam ser destinados para os tanques 2C e 3C e, posteriormente, para os demais com o uso dos *headers* no fundo dos tanques. Entretanto, uma vez que era necessário entrar nos tanques 2C e 3C para realizar as manutenções necessárias, havia a necessidade de destinar a produção para outro tanque.

Assim, essa solicitação era para que a produção pudesse ser destinada para o tanque 6C utilizando uma linha de secagem de gás inerte que estava fora de uso no *deck* principal da plataforma e outras adaptações. Cabe ressaltar que o planejamento da mudança considerava exportar o condensado produzido diretamente pela linha de exportação de gás, sem armazená-lo. O alinhamento da produção para o tanque 6C seria deixado preparado para o caso de algum problema na exportação direta de condensado pelo gasoduto. Porém, a linha de gás inerte seria utilizada para a transferência do

⁸⁹ *Modification Request, Modification Notice & Deviation Request – Modification of Condensate Run Down Line*
– Doc. nº MOC-CSM-091 – Emissão: 24/12/2012

conteúdo (restante após *offloading*) dos tanques 2C a 5C para o tanque 6C, com auxílio de bombas submersíveis portáteis e da bomba de *stripping*.



Figura 76 – Bomba submersível portátil utilizada para a transferência de carga entre tanques durante a mudança temporária

Entretanto, foi identificado que era necessário que a instalação de válvula manual na área da OP-084 constante na solicitação de mudança anterior fosse realizada antes da efetivação da mudança de roteamento do condensado. Este isolamento era considerado necessário, pois havia a possibilidade do condensado migrar para o tanque de *slop* P (bombordo) mediante os problemas apresentados pelas válvulas do sistema de armazenamento.

A utilização a linha de secagem de gás inerte localizada no *deck* principal para conseguir o esvaziamento completo dos tanques em detrimento do uso dos coletores (*headers*) instalados no fundo dos tanques devia-se ao problema de passagem nas válvulas instaladas nos *headers*. Além da linha de secagem de gás inerte, o alinhamento temporário era composto de bombas submersíveis no interior dos tanques, válvulas manuais e mangueiras flexíveis³. Estas válvulas teriam seus selos de vedação (*seat rings*) trocados de forma a resolver este problema de vedação.

Ressalta-se que na descrição da gestão de mudança MOC-CSM-91 já havia a indicação de que a efetivação desta alteração temporária era para permitir a entrada de pessoas nos tanques de carga para que fossem feitas as manutenções necessárias, a saber: troca dos selos de vedação (*seat rings*) das válvulas internas e externas aos tanques e reparos dos acoplamentos *Dresser*. Tal solicitação de mudança foi demandada pelo pessoal a bordo do FPSO CDSM e aprovada para estudos adicionais



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

pelo Gerente de Operações em dezembro de 2012 e aprovada para implementação em fevereiro de 2013.

Tal como indicava a MOC-CSM-091, enquanto fossem feitos os reparos das válvulas dos tanques 2C, 3C, 4C, 5C e *slop* de bombordo, a exportação direta de condensado através do gasoduto, seria feita conjuntamente com o gás natural. Esse procedimento, previsto no projeto da unidade, utilizava três bombas localizadas no *deck* principal, as quais foram projetadas desde o início do FPSO para tal serviço⁹⁰.

Caso alguma dificuldade fosse encontrada durante os serviços no interior dos tanques, haveria um alinhamento pronto para transferir a produção diretamente para o tanque 6C, com auxílio de um alinhamento temporário. Este alinhamento foi providenciado com a instalação de trechos de tubulação, válvulas e isolamentos mecânicos, no *deck* principal⁸⁹.

⁹⁰ *General Technical Description* – Doc. nº I-ET-001-Gas Rev. 0 – Emissão: 10/08/2006

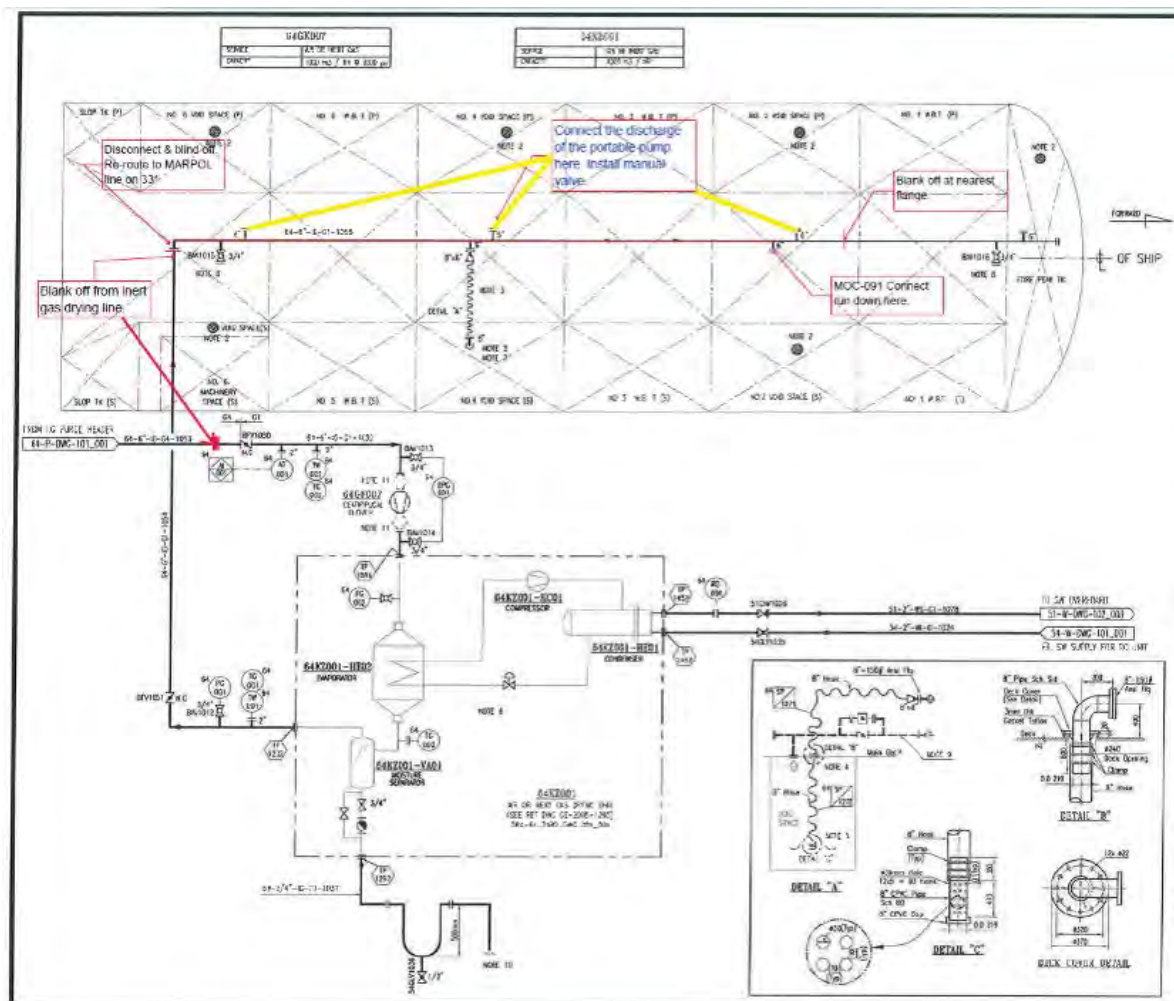


Figura 77 – P&ID com conexão das bombas submersíveis com a linha temporária



Figura 78 – Conexão das bombas submersíveis com a linha de gás inerte

Para o esvaziamento do tanque *slop* bombordo, seria utilizada a bomba de *stripping*, com o alinhamento pela OP-038, localizada em linha separada dos *headers* que continham válvulas com problema.

Com o intuito de impedir um contra fluxo durante o uso da bomba de *stripping*, ou seja, evitar que o conteúdo do tanque *slop* de bombordo fosse para os tanques 2C a 5C⁹¹, foi instalada uma válvula de retenção (*check valve*) na linha temporária (linha de secagem de gás inerte). Além da válvula de retenção, foi inserida uma válvula manual no alinhamento temporário, a qual impedia que a produção chegasse ao tanque 6C pela linha de secagem de gás inerte.

Portanto, para o esvaziamento do tanque *slop* de bombordo para o tanque 6C, não era necessário o emprego da linha de secagem de gás inerte, pois toda a transferência se daria em linhas no interior dos tanques e da casa de bombas utilizando as válvulas OP-038, OP-071, OP-079 e OP-085. A válvula OP-084 deveria garantir estanqueidade para que o condensado não fosse bombeado de volta para o próprio tanque de *slop* de bombordo.



Figura 79 – Válvula de retenção (*check valve*) que estava instalada (retirada da linha após o acidente)

⁹¹ Anexos da *Modification Request, Modification Notice & Deviation Request – Modification of Condensate Run Down Line* – Doc. nº MOC-CSM-091 – Emissão: 24/12/2012

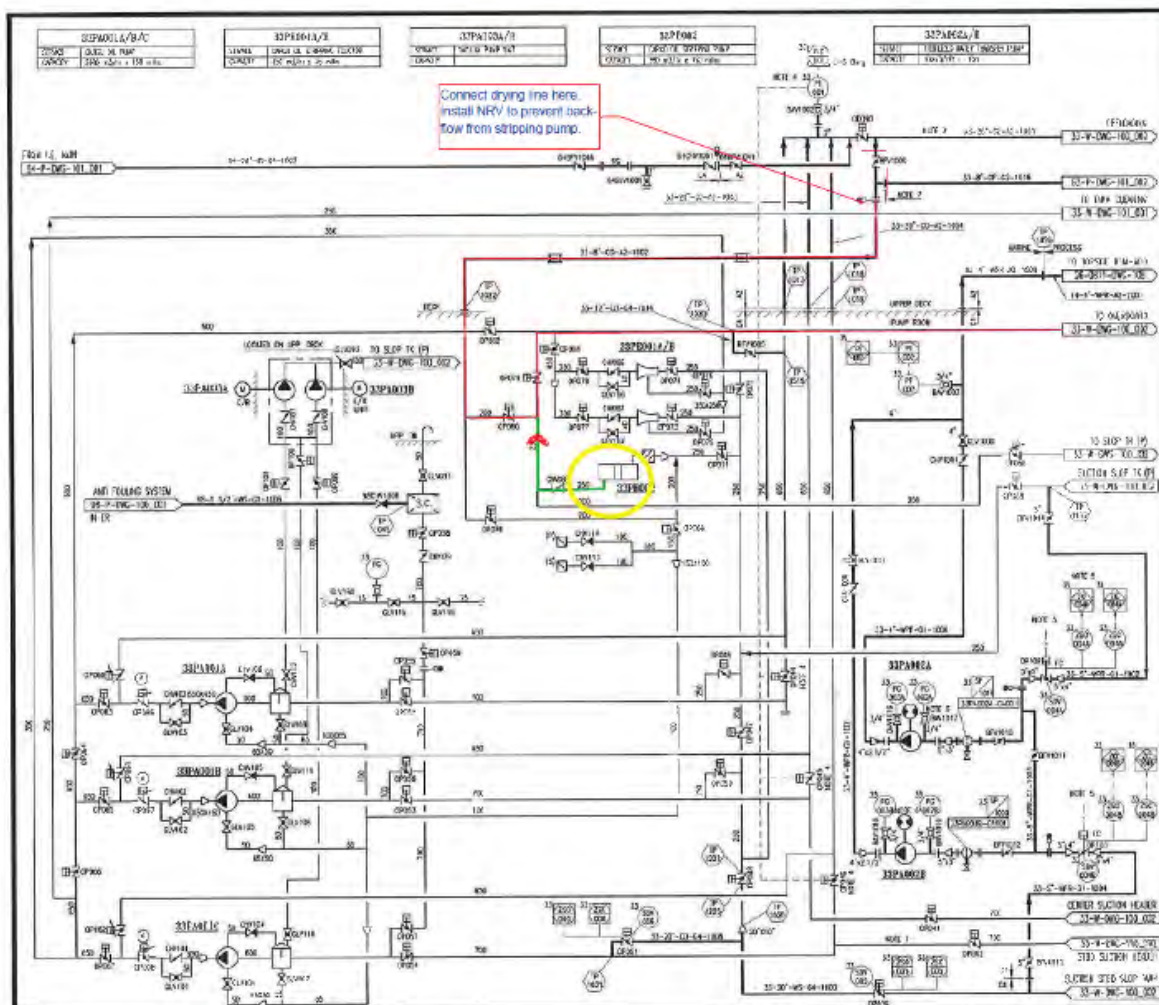


Figura 80 – Indicação da necessidade de instalação da válvula de retenção⁹²

O gerenciamento de mudanças para a instalação de alinhamento alternativo para o tanque 6C contém diagramas (P&ID) e fotos com marcação nos quais constavam indicações de isolamentos, pontos de conexão, instalação de tubulações e acessórios. Dessa forma foi elaborado o planejamento para entrada nos tanques 2C a 5C e no tanque *slop* de bombordo. A Figura 81 mostra desenho esquemático, contendo esquema de ligação.

⁹² Desenho com marcação, anexo à *Modification Request, Modification Notice & Deviation Request – Modification of Condensate Run Down Line* – Doc. nº MOC-CSM-091 – Emissão: 24/12/2012

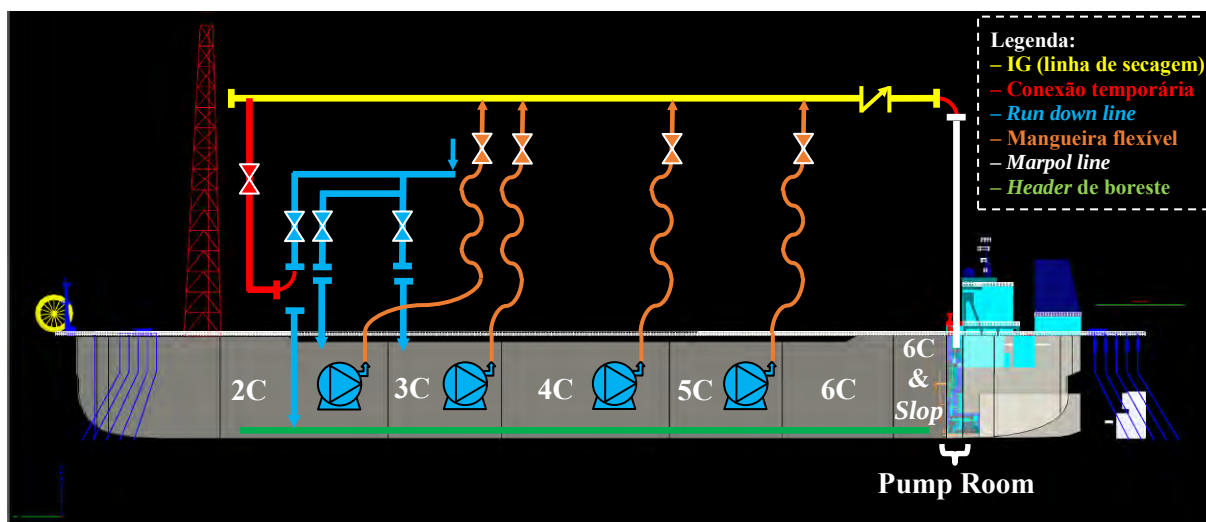


Figura 81 – Esquema de ligação da MOC-CSM-091⁹³

Entretanto, nota-se que nenhuma descrição de planejamento de tarefas, de modificações e de isolamentos foi registrada na MOC-CSM-091 a fim de permitir a entrada nos tanques 6C e *slop* de boreste. Em nenhum outro documento havia a descrição de tal planejamento. Adicionalmente, enfatiza-se que a MOC-CSM-091 de fato não foi emitida para a entrada nos tanques 6C e *slop* de boreste. Como nada foi descrito sobre as tarefas necessárias para o esvaziamento do tanque 6C e *slop* de boreste, era esperado que o esvaziamento desses tanques ocorresse pelos métodos tradicionais, ou seja, por meio de *offloading*, transferência entre tanques por gravidade ou com o emprego de bomba e linha do próprio sistema de movimentação.

Por sua vez, no pedido de mudança para a instalação de válvulas manuais (MOC-CSM-069) foi registrado em novembro de 2013 que a descoberta do teor de aromáticos (BTEX – benzeno, tolueno, etil-benzeno e xilenos) no condensado armazenado no FPSO CDSM demandou a reavaliação da mudança dos planos de forma que apenas fossem instaladas duas válvulas para permitir a separação entre os tanques de *slop* P (bombordo) e o tanque 6C e preparar para futuras intervenções nos tanques de carga.

Nesta ocasião, foi indicado que o planejamento para a intervenção no sistema, que já perdurava por um longo tempo, foi alterado para que houvesse a troca dos selos de vedação (*seat rings*) das válvulas para um material polimérico mais resistente ao ataque químico provocado pela presença de altos teores de substâncias aromáticas no condensado da unidade.

⁹³ Fonte: Petrobras, adaptada pela ANP

Em novembro de 2013⁹⁴ o planejamento de instalar as duas válvulas foi postergado e foram feitas as primeiras trocas dos selos de válvulas do sistema, sendo seguida de uma campanha de troca de selos de válvulas. Essa campanha foi iniciada pelo interior da casa de bombas, dando a possibilidade para o pessoal de bordo de criar rotas para o fluxo de condensado e isolar partes do sistema, sendo assim possível executar intervenções e outras atividades regulares de manutenção. Alguns dos selos de vedação (*seat rings*) substituídos são mostrados na Figura 82.



Figura 82 – Alguns dos selos de vedação (*seat rings*) substituídos com o objetivo de corrigir os problemas das válvulas do sistema de carga.

A Figura 83 demonstra o resultado do serviço de troca dos selos de vedação.

⁹⁴ E-mail entre o superintendente de marinha e engenheiro de processo, datado de 23/11/2013, anexo à *Modification Request, Modification Notice & Deviation Request - Install manual butterfly valves in pump room on Cargo System - MOC-CSM-069* – Emissão: 10/12/2011



Figura 83 – À esquerda, válvula com *seat ring* degradado e à direita, válvula com *seat ring* substituído.

O adiamento do plano de instalar válvulas manuais ocorreu devido à impossibilidade de realizar a atividade sem esvaziar e desgaseificar os tanques contíguos na execução da atividade. Para tal, foi cogitado inclusive o uso de uma pressão positiva gerada por ventilação na casa de bombas e o uso de equipamento autônomo de respiração pela equipe de manutenção. Entretanto, tal atividade foi considerada de alto risco e não foi aprovada.

Em 04/02/2014, o superintendente de marinha adicionou ao conteúdo da gestão de mudança MOC-CSM-091 que, a fim de prevenir a migração de condensado para os tanques pelos coletores (*headers*) de fundo, foram trocados os selos de vedação (*seat rings*) das seguintes válvulas por selos de material Viton: OP-070, OP-077, OP-078, OP-079, OP-080, OP-081, OP-082, OP-084, OP-085, OP-064, OP-065 e TCV-002.

Nesta ocasião, o superintendente de marinha também mencionou a dificuldade de trocar os selos de vedação (*seat rings*) das válvulas OP-068 e da BFV-1005 e, portanto, foram instaladas raquetes⁹⁵ nestas válvulas como forma de isolamento das mesmas.

Durante a investigação foi evidenciado que a troca dos selos de vedação da válvula OP-068 não foi executada devido ao nível de líquido no interior do tanque de *slop* de bombordo superar a cota de elevação da válvula²⁹.

Além disso, há evidências suficientes para afirmar que as raquetes instaladas para o isolamento das válvulas OP-068 e da BFV-1005 não eram adequadas ao serviço, pois nas operações do FPSO CDSM havia falha de controle na gestão de inventário de peças sobressalentes, prática de fabricar

⁹⁵ Permissão de Trabalho (*Cold Work Permit*) nº 34850 – Emissão: 12/01/2014 (fls. 281)

raquetes a bordo⁹⁶ e falta de previsão em projeto de folga para instalação de raquetes no sistema de transferência de carga^{97,3}.

A conexão flangeada na qual foi instalada a raquete para o isolamento da válvula OP-068 foi o ponto de vazamento de condensado no presente acidente. Durante a investigação da ANP, após o acidente, havia elevado risco em retirar tal raquete na situação em que o FPSO CDSM se encontrava. Assim, a ANP não teve acesso à raquete e as análises das propriedades da peça em questão serão feitas tão logo seja disponibilizada pelas empresas envolvidas. A previsão das empresas é que a retirada da raquete ocorra quando a unidade for docada, situação ainda sem previsão de ocorrer.



Figura 84 – Raquete instalada para isolamento da válvula OP-068

⁹⁶ Item 3, comentário 8 do *Rotation Handover Report – Marine Superintendent* – Doc. nº MS-20082014 – Emissão: 20/08/2014

⁹⁷ Item 15 (*Isolation Philosophy*) do documento *Process Engineering Design Criteria* – Doc. nº 384-20-DOC-001 Rev. 0 – Emissão 26/11/2008



Figura 85 – Raquete instalada para isolamento da válvula BFV-1005

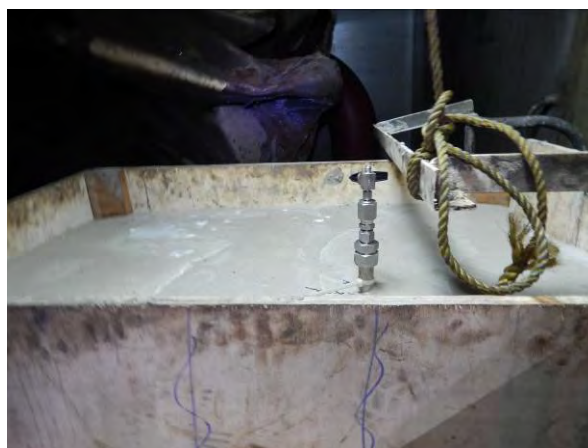
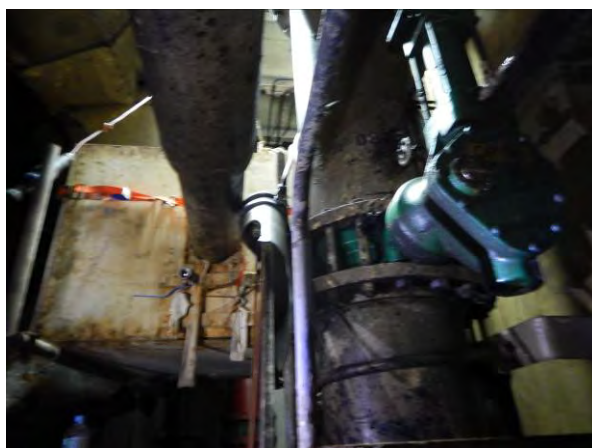


Figura 86 – Isolamento (pós-acidente) em caixa de concreto em torno da raquete instalada para isolamento da válvula OP-068

Acrescenta-se que, embora a instalação das raquetes para isolamento das válvulas OP-068 e BFV1005 estivesse registrada no desenho anexo à gestão de mudança MOC-CSM-091, tais isolamentos não foram registradas no controle de isolamento de longo prazo⁹⁸. Analisa-se a seguir em detalhes como eram os controles e orientações dos procedimentos estabelecidos para o isolamento de sistemas e o controle de isolamentos de longo prazo do FPSO CDSM.

⁹⁸ *Long Term Isolation Register*, válido em 11/02/2015

6.6. Problemas na instalação de raquetes no sistema de armazenamento de carga

A BW possuía um procedimento para a instalação de isolamento mecânico⁹⁹. O procedimento estabelecia que todo isolamento mecânico deveria ser documentado em Certificado de Isolamento Mecânico e que todo certificado de isolamento deveria ser acompanhado por fluxogramas de tubulação (P&IDs) com os pontos de isolamento devidamente indicados.

O certificado de isolamento continha campos para a descrição/inclusão: (i) do requisitante, (ii) do número da permissão de trabalho associada, (iii) dos desenhos da área onde ocorreria o isolamento; (iv) do equipamento a ser isolado; (v) do motivo do isolamento; (vi) da autorização e aprovação; (vii) da forma de isolamento (flange cego, raquete, figura 8, outros) e da sequência de isolamentos.

Outro requisito do procedimento era que a linha de processo deveria ser inspecionada para confirmar que o P&ID refletia, fielmente, a configuração física do isolamento, que o desenho modificado deveria ser submetido ao OIM para aprovação e que, após a aprovação, o P&ID deveria ser encaminhado para as correções “conforme construído” (*as-built*). Além disso, o Certificado de Isolamento deveria sempre acompanhar a respectiva Permissão válida.

O procedimento de isolamento mecânico definia quatro métodos não aprovados de isolamento (através de válvula de retenção, válvulas de alívio de pressão, válvulas “falha aberta” e válvulas de controle) e três métodos possíveis de isolamento:

- método 1 de bloqueio simples e sangria;
- método 2 de bloqueio duplo e sangria; e
- método 3 de isolamento positivo.

Para o método 3, de isolamento positivo, afirmava-se que:

“Este é o padrão mais alto de isolamento, realizado pela instalação de placas ou flanges cegos ou pela remoção de uma curta seção do tubo e a instalação de flanges cegos”.

Especificamente sobre o método 3, o procedimento mencionava que os seguintes pontos deveriam ser levados em consideração durante a realização de isolamento positivo:

- (i) todas os flanges cegos e gaxetas devem ser especificados para a classe do flange;
- (ii) todas os flanges cegos e gaxetas serão fabricadas de material apropriado para a aplicação (ex. linhas com produtos ácidos etc.); e

⁹⁹ PTW System – Procedure – Isolation – Mechanical – Doc. nº MS-PR00840 Rev. 1 – Emissão: 07/08/2013

- (iii) a espessura do flange deve ser de acordo com o documento: Cálculo de Flange Cego.

Embora haja menção sobre um documento de “Cálculo de Flange Cego”, não havia campo no formulário de permissão de trabalho nem no certificado de isolamento mecânico que fizesse referência à necessidade de se calcular ou especificar a raquete a ser instalada. Segundo depoimentos, não havia requisito a bordo do FPSO CDSM para o registro na permissão de trabalho (PT) da classe de pressão demandada para a raquete³ e o executor da permissão de trabalho, após aprovação para execução do serviço, deveria olhar a classe de pressão da tubulação para escolher a raquete ou solicitar sua fabricação³.

Há que se notar que, ainda segundo depoimentos, havia poucas raquetes disponíveis para flanges do padrão JIS (*Japanese Identification Standards*), tipo mais comum para os flanges e conexões do sistema de transferência de carga do FPSO CDSM. Há evidências, como em relatório de passagem de serviço do superintendente de marinha¹⁰⁰, de que se costumava fabricar tal tipo de raquete a bordo na oficina da praça de máquinas³ quando não se encontrava uma raquete. Ressalta-se que havia maior disponibilidade de raquete do padrão ANSI (*American National Standard Institute*), que era o tipo mais comum de conexão para os demais sistemas da unidade³.

O procedimento de isolamento mecânico considerava que o isolamento de tanques de lastro / carga tratava-se de atividade crítica e complexa. Neste caso, uma Permissão adicional, especificamente para as atividades de isolamento poderia ser considerada durante a reunião de análise de risco de trabalho (*JSA – Job Safety Analysis*).

Quanto à seleção do método de isolamento para serviço de entrada em tanque de carga, havia definição que o método 3 (isolamento positivo) deveria ser o adotado para as linhas de convés e o método 2 (duplo bloqueio e sangria) deveria ser usado para as linhas de fundo do sistema de transferência de carga.

Quanto à permanência de um isolamento mecânico por tempo superior à validade de sete dias de uma permissão de trabalho, havia duas possibilidades:

- (i) Emitir nova permissão de trabalho imediatamente após o vencimento da permissão inicial e, neste caso, o procedimento afirmava que o certificado de isolamento poderia ser transferido para a nova permissão de trabalho; ou
- (ii) Registrar o isolamento mecânico no controle de Isolamento de Longa Duração (LTI).

¹⁰⁰ Item 3, comentário 8 do *Rotation Handover Report – Marine Superintendent* – Doc. nº MS-20082014 – Emissão: 20/08/2014



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

O controle de Isolamento de Longa Duração (LTI)¹⁰¹ possuía um procedimento que estabelecia requisitos com a finalidade de verificar se os isolamentos estavam funcionando conforme o Certificado de Isolamento, verificar se dispositivos de bloqueio e avisos estavam funcionando em boas condições, bem como informar a tripulação sobre os LTIs.

A instalação da raquete (método de isolamento positivo) em janeiro de 2014 em posição à montante da válvula OP-068, ou seja, no ponto de vazamento, contrariava o procedimento de isolamento mecânico, que previa o método de isolamento por duplo bloqueio e sangria para as linhas de fundo do sistema de transferência de carga.

Por ocasião da instalação da raquete supracitada, houve emissão de permissão de trabalho¹⁰², com certificado de isolamento mecânico¹⁰³ e certificado de isolamento de sistema de instrumentação e controle¹⁰⁴ anexados. Os três documentos possuíam o mesmo título: “instalar raquete na OP-068”.

O certificado de isolamento de sistema de instrumentação e controle referia-se aos isolamentos dos cinco detectores de gás da casa de bombas, de forma a viabilizar a instalação da raquete. Por sua vez, o certificado de isolamento mecânico referia-se ao fechamento das válvulas OP-079, OP-080, OP-071, OP-069, OP-083, OP-084 e OP-085, todas na sucção e descarga da bomba de *stripping*, de forma a viabilizar a instalação da raquete.

O P&ID¹⁰⁵ que acompanhava o certificado de isolamento mecânico continha realce nas referidas válvulas, mas não indicava a posição da raquete, se à montante ou à jusante da válvula OP-068, conforme Figura 87.

¹⁰¹ Sistema de PT – Sub Documento – Isolamento de Longo Prazo – Doc. n° MS-PR00847 Rev. 02 – Emissão: 07/01/2015

¹⁰² Permissão de Trabalho (*Cold Work Permit*) n° 34850 – Emissão: 12/01/2014

¹⁰³ Certificado de Isolamento Mecânico n° 20101, de 12/01/2014, anexo à Permissão de Trabalho (*Cold Work Permit*) n° 34850 – Emissão: 12/01/2014

¹⁰⁴ Certificado de Isolamento de Sistema de Instrumentação e Controle de Segurança n° 20403, de 12/01/2014, anexo à Permissão de Trabalho (*Cold Work Permit*) n° 34850 – Emissão: 12/01/2014

¹⁰⁵ P&ID *Cargo System in Pump Room* – Doc. n° 383-33-W-DWG-100_001 Rev. Z, anexo à Permissão de Trabalho (*Cold Work Permit*) n° 34850 – Emissão: 12/01/2014

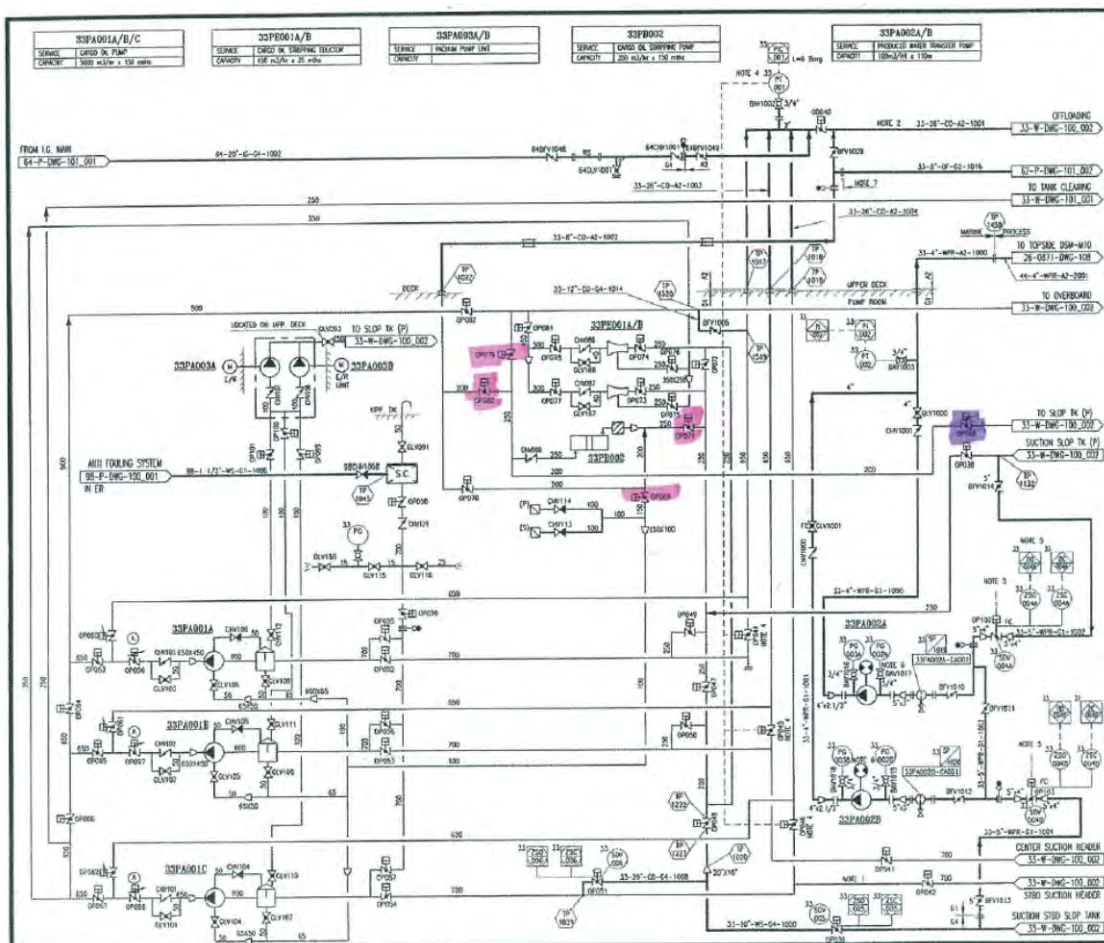


Figura 87 – P&ID marcado, mas sem identificação da raquete a montante da OP-068



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

Entretanto, nenhum certificado foi emitido considerando a raquete em si como um isolamento mecânico. Ou seja, a própria raquete não foi registrada na lista sequencial de isolamentos do certificado de isolamento mecânico emitido, conforme Figura 88.

MIC No.:		20101		MECHANICAL ISOLATION CERTIFICATE							
1. Isolation requested by:				2. Initial / Subsequent Permit No.: WSP 34850							
3. Drawing No.: 884-33-WS-WSG-100-001 / 884-33-WS-WSG-100-002				4. Equipment to be Isolated - Tag No.: OP068							
5. Reason For Isolation: Install spectacle blind in OP068 Instalar raquete na OP068											
6. Authorize and Approval HOD of the system I have reviewed and approved this certificate and authorize isolation to proceed.											
Name:				Sign:							
7. Isolation											
Key Method		☒ A. Immobilization		B. Block		C. Bleed					
D. Spade		E. Spectacle Blind		F. Blind Flange		G. Spool Disconnection					
Seq. No.	Isolation Point Tag No.	Normal Position	Isolated Position	Method	Isolated SR	Field Key No.	Checked WRP	Control Key No.	EFT HOD	De-isolated SR	Checked HOD
01	OP079	CLOSED	WSP	A							
02	OP080	CLOSED	WSP	A							
03	OP081	CLOSED	WSP	A							
04	OP069	CLOSED	WSP	A							
05	OP083	CLOSED	WSP	A							
06	OP084	CLOSED	WSP	A							
07	OP085	CLOSED	WSP	A							

Figura 88 – Certificado de Isolamento Mecânico, sem identificação da raquete na lista sequencial

Portanto, ao final da instalação da raquete, no dia 13/01/2014, tanto a permissão de trabalho como os dois certificados isolamento foram encerrados. Dessa forma, o controle de Isolamento de Longa Duração (LTI) não foi devidamente atualizado por não haver um certificado de isolamento considerando a raquete instalada.

Outro documento que não foi atualizado considerando a instalação da raquete foi o P&ID, que, de acordo com procedimento, deveria ter sido atualizado para conter as mudanças realizadas (*as-built*) e devidamente aprovado.

Vale dizer que a marcação do local de instalação da raquete somente foi efetuada no P&ID anexo ao processo de gerenciamento de mudança MOC-CSM-091. Tal marcação não foi feita no P&ID que acompanhava o certificado de isolamento, tampouco no desenho disponibilizado ao pessoal em geral através do sistema informatizado de gerenciamento de documentação.

6.7. Execução do reparo das válvulas do sistema de armazenamento com entrada nos tanques de carga

Em 2014, após cerca de dois anos desde a primeira identificação dos problemas nas válvulas do sistema de armazenamento, que apresentavam passagem de fluidos mesmo quando em posição fechada, o problema já havia atingido grau avançado de degradação do sistema, tendo se tornado um problema generalizado nas válvulas do sistema de armazenamento. Mesmo neste contexto, decidiu-se manter a produção enquanto se isolavam os tanques para entrada para reparo. Segundo registros da BW, apenas as válvulas do tanque 6C não apresentavam tal problema¹⁰⁶.

Em abril de 2014 foi aberta uma nova solicitação de mudança (MOC-CSM-129), registrada como uma solicitação do cliente (Petrobras) para que fossem executadas as trocas dos selos das válvulas dos tanques de carga, da casa de bombas e no *deck* principal.

Os novos selos deveriam ser constituídos por outro material, o Viton (flúor elastômero), ao invés de NBR (Borracha de Acrilonitrilo Butadieno), material utilizado nas válvulas do sistema de cargas desde sua construção.

Na descrição da gestão de mudança MOC-CSM-129 foram identificadas todas as válvulas cujos selos de vedação ainda deveriam ser substituídos. É possível observar que dessa relação de válvulas não constavam as válvulas OP-068 e BFV-1005 da casa de bombas, nem as válvulas OD-043 e OD-044 do *deck* principal, o que durante a investigação¹⁰⁷ verificou-se ter se tratado de um esquecimento.

Tal modificação foi aprovada para implementação em junho de 2014. Entretanto, a campanha de troca dos selos das válvulas do sistema de armazenamento começou ainda no início de 2014 e nenhuma avaliação adicional foi feita dentro do processo de gerenciamento de mudanças pelo pessoal de segurança e de engenharia.

Para a execução do plano de isolamento dos tanques, em 01/04/2014, o condensado produzido começou a ser exportado junto ao gás natural utilizando o gasoduto interligado à unidade. No dia 02/04/2014, foi realizado o *offloading*, com a consequente redução dos níveis dos tanques 2C, 3C, 4C

¹⁰⁶ *Modification Request, Modification Notice & Deviation Request – Modification of Condensate Run Down Line* – Doc. nº MOC-CSM-091 Rev. A – Emissão: 05/10/2014

¹⁰⁷ Entrevista com superintendente de marinha. Informação coletada junto aos representantes da BW e Petrobras durante atividade de fiscalização realizada pela ANP no FPSO CDSM e no escritório da BW em Vitória no período entre 13 e 17/07/2015



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

e 5C¹⁰⁸. Entre 09/04/2014 e 21/04/2014, foi realizada a parada programada anual para manutenção, que não tinha em seu escopo a troca dos selos de vedação das válvulas.

No dia 24/04/2014 o alinhamento planejado na MOC-CSM-091 foi completado. A partir deste mesmo dia teve início a transferência do conteúdo que restou nos tanques 2C a 5C após o *offloading* para o tanque 6C. Durante a transferência houve necessidade de recolhimento e nova descida de bomba submersível nos tanques por motivos diversos e em 31/05/2014 foi iniciada a inserção de água nos tanques, conforme previsto na gestão de mudança MOC-CSM-091. Neste período, pelo menos nos dias 29/05/2014, 05 e 08/06/2014 e 05/07/2014 a produção foi direcionada para o tanque 6C.

Em 15/06/2014 foi registrado o esvaziamento do tanque *slop* de bombordo para o tanque 6C, conforme planejado na gestão de mudança, ou seja, usando a bomba de *stripping*.

Nos dias 09/07/2014 e 12/07/2014 foram registradas Entrada em Espaço Confinado no tanque *slop* de bombordo, tendo sido registrado ainda para o dia 29/07/14 que o reparo das válvulas no tanque *slop* de bombordo foi completado, com teste “OK” da válvula OT-041. A válvula OT-023 foi testada em 27/07/2014.

Em 04/08/2014, os drenos fechado e aberto que estavam alinhados para o tanque *slop* boreste, devido ao isolamento do tanque *slop* bombordo, puderam ser retornados ao alinhamento normal, ou seja, para o tanque *slop* bombordo. Neste mesmo dia transferiu-se água do *slop* boreste para o *slop* bombordo.

Em 11/08/2014, passou-se a usar a bomba de *stripping* para movimentar a água do *slop* de boreste para o *slop* de bombordo. Em 13/08/2015 iniciou-se o processo de tornar o *slop* de boreste livre de gás (*gas freeing*). Em 02/09/2014 foi registrado que a inertização do *slop* de boreste foi completada.

Em 26/08/2014 houve o retorno da produção para os tanques, com a parada de exportação de condensado e antes do término do reparo das válvulas dos tanques 2C a 5C. Observa-se na passagem de serviço entre superintendentes de marinha em 20/08/2014¹⁰⁹ menção à pressão do cliente (Petrobras) e do gerente de operações (BW) para que a produção voltasse a ser armazenada nos tanques 6C e 2C. Nesta mesma passagem de serviço foi registrado que o tanque *slop* bombordo apresentava problemas, havendo migração de conteúdo para o 5C, mesmo após a renovação das válvulas OT-041 e OT-023 do tanque de *slop* de bombordo.

¹⁰⁸ Histórico de *Offloading* - FPSO Cidade de São Mateus

¹⁰⁹ *Rotation Handover Report – Marine Superintendent* – Doc. nº MS-20082014 – Emissão: 20/08/2014

Adicionalmente, foi registrado na mesma passagem de serviço que as válvulas e os acoplamentos *Dresser* dos tanques 2C e 3C ainda não haviam sido reparados. Portanto, embora os reparos não tivessem sido completados e problemas ainda fossem identificados nos itens reparados, foi decidido retornar com o armazenamento de condensado no navio, descumprindo o planejamento inicial realizado de reparar as válvulas antes do retorno do armazenamento do condensado nos tanques de carga.

Em 03/09/2014 foi registrado teste das válvulas do tanque 3C, sendo que a válvula OT-004 não respondia aos comandos da CCRM, nem ao comando local. Era necessário o uso de bomba manual. A válvula OT-029 não fechava completamente da CCRM, somente através do comando local.

Em 08/09/2014 a produção passou a ser direcionada para o tanque 2C e em 11/09/2014 foi direcionada para o tanque 3C.

Em 13/09/2014 a válvula de retenção instalada na linha de secagem de gás inerte foi invertida¹¹⁰, configurando uma modificação em relação à MOC-CSM-091. Na passagem de serviço do superintendente de marinha de novembro de 2014¹¹¹ foi registrado que se o tanque 6C tivesse que ser carregado (condensado da produção), então a válvula de retenção da linha da MOC-091 deveria ser invertida. A partir de então, o sentido de fluxo passou a ser o inverso na linha de secagem de gás inerte, ou seja, passando a transcorrer da casa de bombas para os tanques de carga, conforme ilustrado na Figura 89. Esta alteração em relação à gestão de mudança MOC-CSM-091 foi realizada sem avaliação dos perigos e do impacto global nas atividades antes da sua implementação. A operação realizada neste dia teve o emprego da bomba de *stripping* para transferência do conteúdo do tanque *slop* de bombordo para o tanque 3C, por meio da abertura da válvula OD-043 na *run down line*.

Adicionalmente, foi possível constatar que, durante e após reparo das válvulas dos tanques 2C a 5C e do tanque *slop* de bombordo, foram executadas atividades não planejadas que utilizavam modificações em relação à própria MOC-CSM-091¹¹², desvirtuando o uso inicialmente pretendido para o alinhamento alternativo instalado.

¹¹⁰ Livro de bandalho (*cargo log book – marine department*) em 13/09/2014

¹¹¹ *Rotation Handover Report – Marine Superintendent* – Doc. nº MS-19112014 – Emissão: 19/11/2014

¹¹² Livro de bandalho (*cargo log book – marine department*)

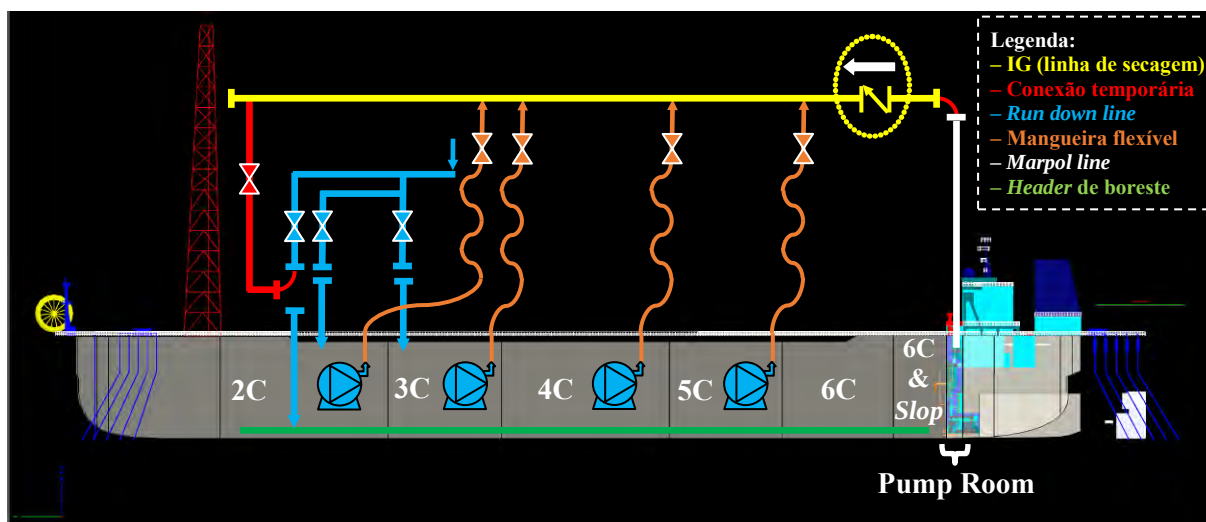


Figura 89 – Modificação da MOC-CSM-091

Importante notar que se manteve a demanda para proceder o esvaziamento do tanque *slop* bombordo, cujas válvulas já haviam sido reparadas mas permaneciam apresentando problemas. Outro ponto observado foi que para a realização do esvaziamento do tanque *slop* de bombordo foi decidido o uso da linha de secagem de gás inerte em sentido contrário ao planejado na MOC-CSM-091, em lugar do alinhamento realizado anteriormente para levar o conteúdo do *slop* de bombordo para o tanque 6C, usando a bomba de *stripping*, com alinhamento apenas por linhas e válvulas no interior da casa de bombas, conforme planejado na MOC-CSM-091.

No dia posterior, 14/09/2014, foi iniciado o processo de inertização do tanque *slop* de bombordo. Em 19/09/2014 e 25/09/2014, houve registro de que a bomba de *stripping* foi usada novamente para retirar conteúdo do tanque *slop* de bombordo, por meio da linha de secagem de gás inerte e abrindo-se a válvula OD-043 na *run down line*.

No fim de setembro a bomba de *stripping* não podia ser usada devido a falha no fornecimento de vapor. Somente no final de outubro de 2014, a bomba de *stripping* voltou a ser empregada para retirada do conteúdo do tanque *slop* de bombordo. Em 31/10/2014, houve registro de uma purga do tanque *slop* de bombordo e, no dia seguinte, o tanque foi medido e registrado como seco. Em 03/11/2014, houve registro de transferência de água do tanque 6C para o *slop* de bombordo. Na passagem de serviço de superintendente de marinha do dia 19/11/2014¹¹³, foi registrado que “tentamos purgar e tornar o tanque *slop* de bombordo livre de gás, mas a OT-037 e OT-040 estão dando

¹¹³ Rotation Handover Report – Marine Superintendent – Doc. nº MS-19112014 – Emissão: 19/11/2014

passagem e hidrocarboneto gasoso entrou no tanque *slop* de bombordo”. Foi registrado ainda nesta mesma passagem de serviço que o tanque *slop* de boreste ainda necessitava de substituição de *seat rings* em suas válvulas.

Ao finalizar a transferência de água do 6C para o *slop* de bombordo, a partir de 04/11/2014 a bomba de *stripping* foi utilizada para transferir condensado do 6C para o 2C, utilizando o alinhamento alternativo da MOC-CSM-091.

Em 08/11/2014 o tanque 6C foi dado como vazio e a operação de *stripping* foi encerrada. Todavia, no dia seguinte a bomba de *stripping* voltou a ser utilizada para a mesma operação, ou seja, transferir o condensado do 6C para o 2C, por meio da linha de secagem de gás inerte. Também no dia 09/11/2014, o tanque *slop* de boreste foi esvaziado com a *bomba de stripping* e registrado como vazio. Em 12/11/2014 foi registrado início da purga do tanque *slop* de boreste. Portanto, os tanques 6C e *slop* de boreste estavam sendo esvaziados, embora a MOC-CSM-091 não tivesse sido emitida prevendo esta tarefa.

Mesmo após esvaziamento do tanque 6C, em 11/12/2014, há registro de emprego da bomba de *stripping* transferindo conteúdo do tanque *slop* de bombordo para o tanque 6C. Entretanto, desta vez foi utilizado o alinhamento no interior da casa de bombas, com auxílio da válvula OP-085.

Somente em 21/12/2014 foi registrada a entrada no tanque 4C para inspeção final e em 25/12/2014 o tanque 5C voltou a armazenar condensado, tendo recebido condensado dos tanques 2C e 3C.

No início de janeiro a bomba de *stripping* voltou a ser empregada para transferir conteúdo do 6C para o 2C através da linha de secagem de gás inerte e também para esvaziar o tanque *slop* de boreste.

Além da nova tentativa de esvaziamento do tanque 6C e do tanque de *slop* de boreste, iniciou-se o esvaziamento do tanque de *slop* de bombordo, o qual apresentava problema, conforme relatórios de passagem de serviço anteriores. Ocorre que com o esvaziamento simultâneo dos dois tanques *slop*, a unidade precisava direcionar os drenos para outro lugar, o que foi realizado em 12/01/2015 para o tanque 4C. Esta é outra mudança que ocorreu sem avaliação prévia dos perigos e do impacto global nas atividades.

O conteúdo do tanque *slop* de bombordo estava sendo direcionado para o tanque 4C com o uso da bomba de *stripping* e, para tanto, houve necessidade de uso da linha de lavagem do tanque 4C (4C *aft COW line*). Este alinhamento pela linha de COW com instalação de isolamento para isolar o 4C dos demais tanques, demonstrado nas figuras a seguir, é mais outra modificação que ocorreu sem avaliação prévia dos perigos e do impacto global nas atividades, ou seja, sem utilização da ferramenta de gestão de mudanças.



Figura 90 – Pontos de conexão de mangueira flexível entre dreno fechado e 4C aft COW line



Figura 91 – Isolamento na 4C aft COW line

Foi evidenciado que, neste período em janeiro, a situação de uso da linha de secagem de gás inerte conectada ao tanque 4C, bem como o direcionamento do dreno para o tanque 4C era conforme a seguir.

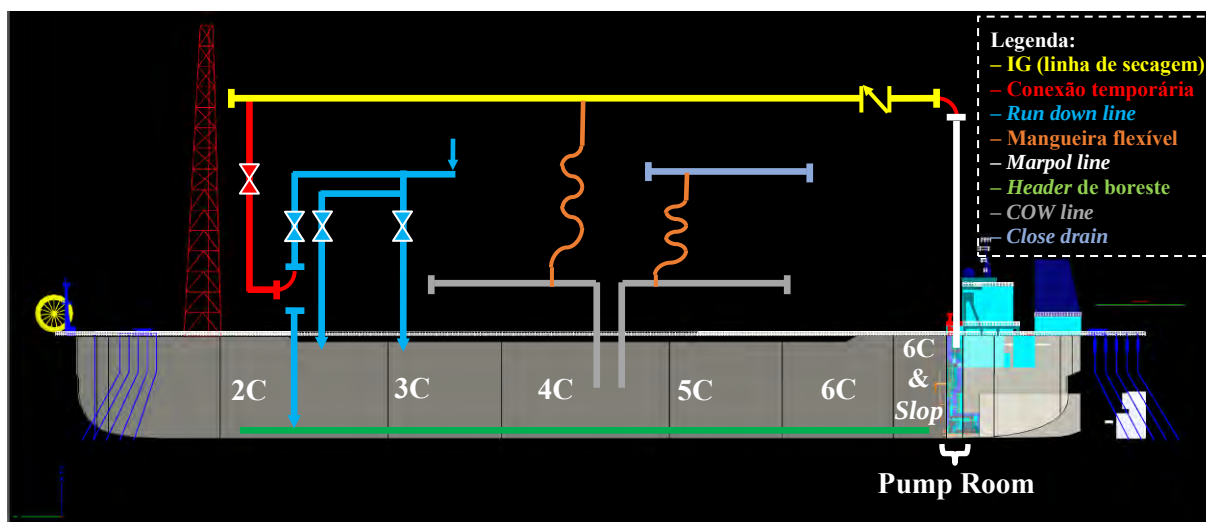


Figura 92 – Esquema de ligação de mangueiras flexíveis ao tanque 4C

Conforme evidenciado em auditoria²⁹, em 17/01/2015 foi iniciada uma operação de tentar esvaziar o tanque 6C através de vaporização do condensado. Esta operação foi iniciada devido à dificuldade de esvaziar o tanque com a bomba de *stripping*. O objetivo era aquecer a água no interior do tanque 6C utilizando a linha de vapor existente no interior do tanque. Esta operação foi evidenciada através do início de registro de temperatura do tanque 6C no livro de bandalho, que até então não continha registro de temperatura neste tanque.



Figura 93 – Válvulas no *upper deck* da linha de aquecimento (vapor) do tanque 6C

A consequência esperada era que a camada de condensado acima da água fosse vaporizada por volta de 35°C. Os vapores eram continuamente ventados pelo *vent riser* (mostrado na Figura 94) diariamente, no turno diurno, com inibição de detectores de gás no *deck* principal, na área próxima à saída dos vapores. O esquema utilizado para ventar o gás é demonstrado na Figura 95.



Figura 94 – Vent riser, lado boreste do navio

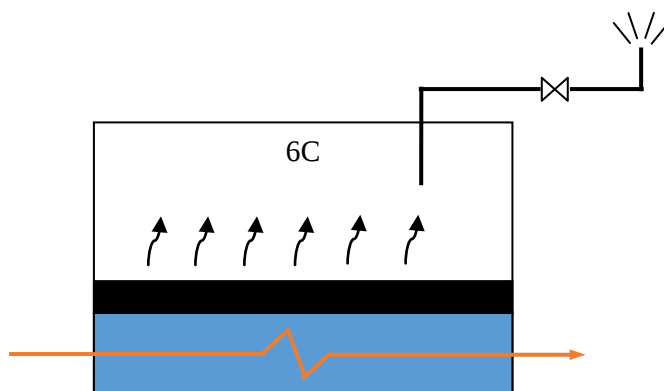


Figura 95 – Esquema simplificado de operação de vaporização de condensado

Esta tarefa também não foi avaliada através de gestão de mudança e não fazia parte dos registros da MOC-CSM-091. Na passagem de serviço de superintendente do dia 21/01/2015 houve registro dessa operação, que havia aproximadamente 130m³ de condensado, e que a temperatura deveria ser mantida a 35°C, com recomendação de que não excedesse 40°C.



No período compreendido entre 20/12/2014 e 31/01/2015, a unidade havia ficado sem nenhum superintendente de marinha, ficando o operador de marinha acumulando sua função com a de superintendente. Assim, a operação de vaporização foi entregue em andamento ao outro operador de marinha no dia 21/01/2015.

No relatório de passagem de serviço houve menção ao alinhamento do dreno fechado para o tanque 4C. Foi registrado também no relatório de passagem de serviço que foi instalada uma mangueira flexível entre a linha de secagem de gás inerte e outra linha de limpeza (*COW line*) do tanque 4C, para fins de transferência de água para o tanque 4C. Porém, não foi registrado o motivo destes alinhamentos, de tal modo que não foi registrada a razão de se ter os dois tanques *slop* fora de operação.

Consta ainda do relatório de passagem de serviço a dificuldade de tornar o tanque de *slop* de boreste livre de gás, como os níveis de hidrocarbonetos não baixavam. Houve tentativa de purgar os dois tanques *slop* simultaneamente, mas sem sucesso. Cabe salientar que em passagens de serviço anteriores, já havia sido registrada dificuldade em relação à purga do tanque *slop* de bombordo.

Em 20/12/2014, foi registrado na passagem de serviço que se o tanque *slop* de bombordo não fosse consertado, evitar o uso do *header* de fundo de bombordo para transferir carga, uma vez que a carga migraria para o interior do tanque *slop* de bombordo. Porém, essa informação não foi mantida na passagem de serviço do dia 21/01/2015.

De todo modo, em 23/01/2015, houve uso da bomba de *stripping* para transferir carga do *slop* de bombordo para o tanque 6C. Nesta ocasião, o tanque *slop* de bombordo foi medido com espaço vazio (*ullage*) de 22,09m de altura, sendo que o tanque tem altura da ordem de grandeza de 30m, ou seja, havia conteúdo significativo neste tanque. Portanto, o tanque *slop* de bombordo já havia sido colocado em uso após dois dias de passagem de serviço.

Após sucessivas tentativas sem sucesso de vaporizar o condensado do tanque 6C, nos dias 05/02/2015, 09/02/2015 e 10/02/2015 a bomba de *stripping* foi utilizada para transferir conteúdo do 6C para o tanque *slop* de bombordo.

Apesar de haver programação de *offloading* para o mês de fevereiro e apesar de todas as dificuldades encontradas para a drenagem completa do tanque 6C durante o mês de janeiro e os primeiros dias de fevereiro, a equipe a bordo ainda tentava esvaziar o tanque 6C no dia 11/02/2015, data do acidente.

O único registro escrito no livro de registros do departamento de marinha para o dia 11/02/2015 foi a informação de partida da bomba de *stripping* às 09h50 da manhã. Foi descrito “início da bomba de *stripping* para drenar o *header* de bombordo” (*start stripping pump to strip port header*). Em

depoimento³, foi relatado que esta drenagem teria sido necessária em função de no dia anterior ter havido uso da linha para transferir água por gravidade do tanque 5C para o tanque *slop* de bombordo, conforme escrito no livro de registro do departamento de marinha.

De acordo com informações digitais registradas pelo sistema supervisório, no dia 11/02/2015 o fornecimento de vapor para a bomba de *stripping* foi iniciado às 09:00h da manhã, com percentual da abertura da válvula de controle em 10%, conforme Figura 96 a seguir.

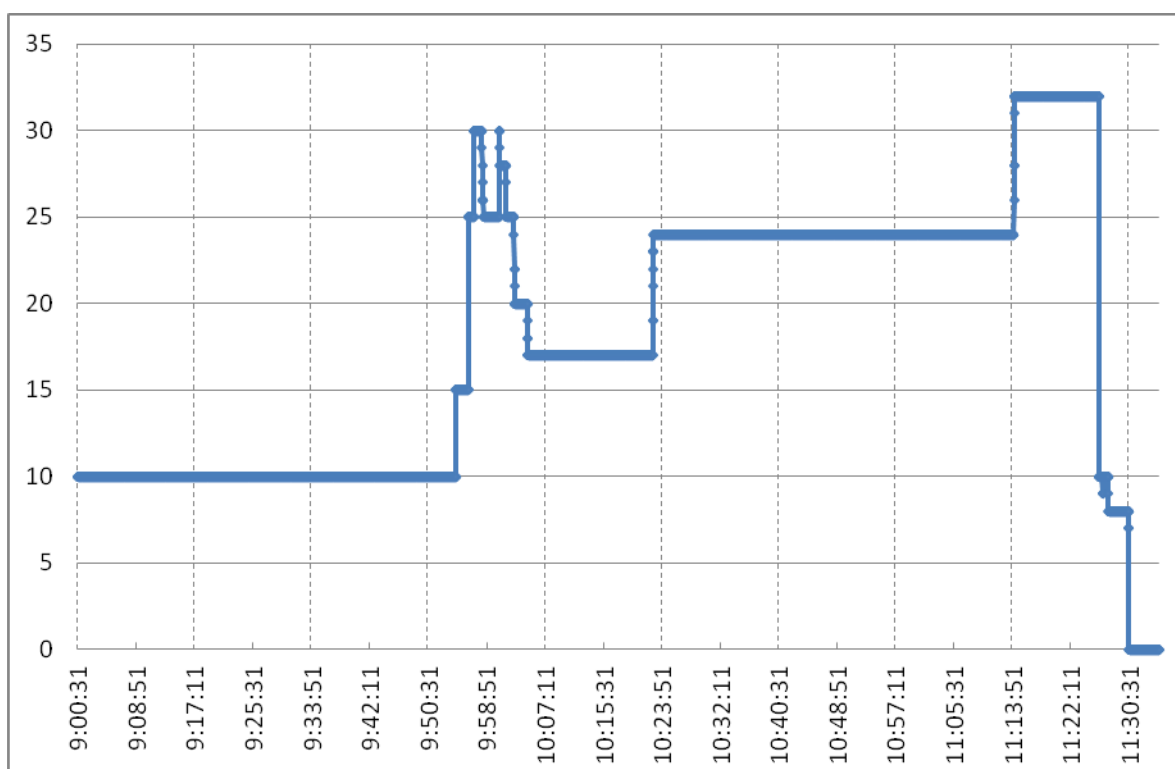


Figura 96 – Percentual de abertura da válvula de controle de vapor para a bomba de *stripping*

Ainda segundo as informações salvas pelo sistema supervisório, antes da abertura da válvula de controle ser ajustada a 10%, por volta de 08:53h, houve alinhamento da descarga da bomba de *stripping* para o tanque *slop* de bombordo (abertura das válvulas OP-079 e OP-084) e alinhamento da sucção da bomba de *stripping* para o tanque 6C (abertura das válvulas OP-041, OP-050, OP-047 e OP-071). Vale lembrar que esse alinhamento para esvaziamento do tanque 6C havia sido tentado sem sucesso no mês de janeiro.

Dessa forma o conteúdo do tanque 6C foi transferido para o tanque *slop* de bombordo, durante a manhã do dia 11/02/2015, até às 11:27h, quando a sucção e a descarga foram fechadas (fechamento

das válvulas OP-041 e OP-084) com a bomba ainda em funcionamento, com 7% e 8% de abertura da válvula de controle de vapor.

Em depoimento³, foi relatado que haveria troca de *header* utilizado na sucção do tanque de *slop* de bombordo, bem como troca de alinhamento da descarga para o tanque 2C. O novo alinhamento da sucção envolvia a abertura da válvula OP-042. Vale dizer que a válvula OP-042 era operada pelo bombeador, fora da sala de controle de marinha (CCRM), porém o operador de marinha informava ao sistema supervisorio quando da abertura da válvula. Não há registro de abertura da OP-042 no sistema supervisorio para o dia 11/02/2015.

O novo alinhamento na descarga da bomba de *stripping* utilizaria a linha de secagem de gás inerte. Vale lembrar que o alinhamento da descarga do tanque 6C para o tanque 2C utilizando a linha de secagem de gás inerte já havia sido tentado sem sucesso no mês de janeiro. Para alinhar o fluxo de descarga da bomba de *stripping*, uma das manobras necessárias era a abertura da válvula OP-084 pelo operador de marinha na CCRM, mas não houve registro desta abertura no sistema supervisorio. Também para utilizar a linha de secagem de gás inerte, o bombeador deveria abrir válvula manual no *deck* principal.

Em depoimento³ foi relatado que ao final da tentativa de esvaziar o tanque 6C para o tanque *slop* de bombordo no dia 10/02/2015, ao se identificar perda de eficiência na transferência, imaginou-se que haveria vazamento dentro do tanque *slop* de bombordo para o *header* de bombordo. Vale dizer que no relatório de passagem de serviço de superintendente de marinha do dia 20/12/2014¹¹⁴ foi registrado que se o tanque *slop* de bombordo não fosse consertado, então era necessário evitar o uso do *header* de fundo de bombordo para transferir carga, uma vez que a carga migraria para o interior do tanque *slop* de bombordo. Entretanto, esta informação de ausência de estanqueidade entre o tanque *slop* de bombordo e o *header* de bombordo não foi repassada na passagem de serviço ocorrida em janeiro.

¹¹⁴ *Rotation Handover Report – Marine Superintendent – Doc. nº MS-20122014 – Emissão: 20/12/2014*

7. Fatores causais e causas raiz do acidente

Para a identificação de causas do acidente, utilizou-se a metodologia de identificação de fatores causais com o uso de árvore de falhas e, posteriormente, a identificação de suas causas raiz com o uso do mapa de causas raiz relacionados com os requisitos do SGSO, tal qual apresentado no Sistema Integrado de Segurança Operacional (SISO) e conforme prática indicada no *Guidelines for Investigating Chemical Process Incidents* (AIChE, 2003).

Fator causal é qualquer ocorrência negativa ou condição indesejada que, caso fosse eliminada, evitaria a ocorrência do incidente, ou reduziria sua severidade. Por sua vez, a **causa raiz** é a ausência, negligência ou deficiência dos sistemas gerenciais que possibilitaram a ocorrência de falhas de equipamentos/sistemas; e/ou erros humanos determinantes para a ocorrência do incidente investigado.

O evento considerado foi o vazamento de condensado seguido de explosão na casa de bombas do FPSO CDSM que ocasionou a morte de nove pessoas, vinte e seis feridos, sendo sete graves, danos à instalação, inundação parcial e interrupção da produção de dois campos de produção por tempo indeterminado, sem danos ao meio ambiente.

Para o acidente do FPSO Cidade de São Mateus, a Figura 97 representa a seqüência de fatores causais identificados nesta investigação. Para melhor entendimento do público não conhecedor do SGSO, as causas raiz foram relatadas tanto em aspecto geral (causas imediatas), como relacionadas aos requisitos do SGSO (causas raiz), com o respectivo item de gestão infringido indicado entre colchetes.

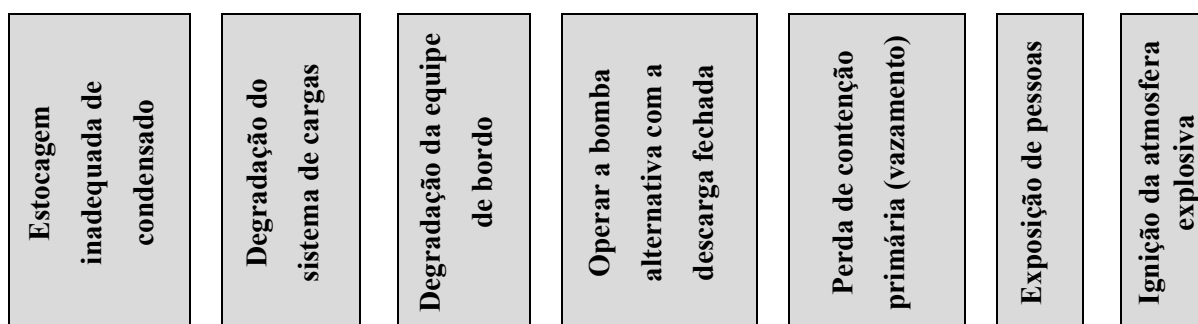


Figura 97 – Fatores causais do acidente de explosão ocorrido no FPSO Cidade de São Mateus em 11/02/2015

7.1. Linha do tempo do acidente

Na Tabela 10 e Tabela 11 são apresentados os eventos determinantes para o entendimento dos fatores causais e as respectivas causas do acidente ocorridos respectivamente antes do dia 11/02/2015, e neste dia.

Tabela 10 – Eventos relevantes ocorridos antes de 11/02/2015

Data	Eventos e condições que antecederam ou propiciaram a ocorrência do acidente
06/08/1998	Petrobras assina o contrato de concessão de Camarupim.
28/09/2001	Petrobras assina o contrato de concessão de Camarupim Norte.
10/08/2006	Petrobras emite a Descrição Técnica Geral (<i>General Technical Description – GTD</i>) do FPSO CDSM com previsão da possibilidade de produção de gás e óleo. Previsão de estocagem de condensado somente em caso de armazenamento de óleo.
22/12/2006	Declaração de comercialidade do campo de Camarupim.
22/01/2007	Previsão da expansão da UTG de Cacimbas, contemplada no escopo do PLANGAS.
16/04/2007	Prosaf (PRS) emite o primeiro estudo de segurança do FPSO CDSM.
14/06/2007	PRS envia para a Petrobras o relatório preliminar do HAZOP com escopo no <i>topside</i> do FPSO CDSM.
29/06/2007	Petrobras e Prosaf assinam os contratos de Afretamento e Operação e Manutenção do FPSO CDSM.
Outubro de 2007	Petrobras consulta a Prosaf sobre a possibilidade de estocar apenas condensado, sem o armazenamento de petróleo.
06/12/2007	ANP institui o Regime de Segurança Operacional pela publicação da Resolução ANP nº 43/2007 que estabelece o Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional (SGSO).
Junho – agosto de 2008	PRS concorda em operar nos primeiros anos o FPSO Cidade de São Mateus (FPSO CDSM) com o armazenamento de condensado sem a produção de petróleo. PRS manifesta ressalva para que o condensado fosse exportado por gasoduto junto com o gás natural processado pela unidade.
21/08/2008	PRS entrega o Plano de Resposta à emergência do FPSO CDSM para a Petrobras.
02/09/2008	Petrobras declara a comercialidade do campo de Camarupim Norte.
12/12/2008	PRS emite <i>Safety Case</i> para o FPSO CDSM, que consolida todos os estudos de segurança da unidade. Este <i>Safety Case</i> estava em vigor na data do acidente.

Data	Eventos e condições que antecederam ou propiciaram a ocorrência do acidente
10/06/2009	FPSO CDSM inicia a produção sem a instalação de parte dos sistemas previstos em projeto, como o contador de <i>strokes</i> da bomba de <i>stripping</i> na tela do sistema supervisor do operador de marinha. Análises de risco da unidade não foram revisadas para incorporar a mudança na forma de destinação do condensado.
05/09/2009	Gasoduto de interligação do FPSO CDSM com o ramal da UTG de Cacimbas é comissionado. A partir desta data o condensado produzido passa a ser exportado pelo gasoduto.
14/09/2009	FPSO CDSM interrompe a exportação do condensado através do gasoduto. A partir desta data, a exportação de condensado passa a ser esporádica.
17/10/2009	PRS inicia gerenciamento de mudanças com o objetivo de completar o comissionamento dos sistemas de armazenamento e lastro que estavam previstos em projeto mas não foram instalados. Este gerenciamento de mudanças não estava concluído até a data do acidente.
25/11/2010 ¹¹⁵	BW <i>Offshore</i> (BW) adquire a PRS, que não inicia gerenciamento das mudanças decorrentes da alteração de Operador da Instalação.
25/05/2011	BW implementa mudanças no Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional do FPSO CDSM em decorrência da aquisição da PRS. Processo formal de gerenciamento de mudanças não é utilizado.
10/12/2011	BW identifica problemas nas válvulas do sistema de armazenamento, que apresentavam passagem interna de fluido mesmo quando fechadas. Proposta de instalação de válvulas manuais a fim de estabelecer duplo bloqueio.
24/12/2012	BW planeja a entrada nos tanques 2C, 3C, 4C e 5C para reparo das válvulas e acoplamentos no interior dos tanques. Evidenciada a necessidade de reparar um problema generalizado no sistema de armazenamento, com a previsão de exportar o condensado por gasoduto durante os reparos. Em caso de problemas nesta exportação, o planejamento inclui a criação de uma opção para que a produção de condensado pudesse ser destinada ao tanque 6C, ao invés dos tanques 2C e 3C.
20/12/2013	Instalação de válvulas manuais é reavaliada, sendo priorizada a troca dos selos de vedação (<i>seat rings</i>) de algumas válvulas da casa de bombas (OP-084 e OP-085).
13/01/2014	Instalação de raquete no flange à montante da válvula OP-068 dentro da casa de bombas. Não há evidências de que esta raquete atendia à classe de pressão do sistema em que ela foi instalada. A OP-068 fica localizada entre a descarga da bomba de <i>stripping</i> e o tanque de <i>slop</i> de bombordo.

¹¹⁵ Carta UO-ES 0744/2015, de 03/08/2015

Data	Eventos e condições que antecederam ou propiciaram a ocorrência do acidente
27/01/2014	Troca dos selos de vedação (<i>seat rings</i>) de outras válvulas dentro da casa de bombas. Havia ainda a necessidade de reparo de outras válvulas, tanto dentro da casa de bomba, como em todo o sistema de transferência de cargas.
04/02/2014	Inclusão do tanque de <i>slop</i> de bombordo no escopo do planejamento de reparo nos tanques do sistema de carga.
01/04/2014	O condensado produzido começa a ser enviado diretamente por gasoduto (sem armazenamento) para a UTG de Cacimbas para permitir o reparo dos tanques do FPSO CDSM.
03/04/2014	O inventário de condensado armazenado nos tanques é escoado para um navio tanque (<i>offloading</i>). Último <i>offloading</i> antes do acidente.
09 a 19/04/2014	Parada programada de manutenção do FPSO CDSM. As válvulas e os acoplamentos no interior dos tanques de armazenamento não estavam no escopo e não foram reparados neste período.
24/04/2014	Implementada a mudança com a possibilidade de destinar a produção para o tanque 6C com o uso de uma linha de secagem de gás inerte, caso houvesse problemas na exportação de condensado por gasoduto durante os reparos nos tanques.
30/04/2014	Relacionadas as válvulas do sistema de transferência de cargas que deveriam ter os seus selos de vedação (<i>seat rings</i>) substituídos por material resistente aos efeitos do condensado. Algumas válvulas do sistema de transferência de cargas não foram incluídas nesta relação, como, por exemplo, a OP-068. Até a data do acidente, nem todas as válvulas do sistema de transferência de carga tiveram seus selos de vedação (<i>seat rings</i>) substituídos.
29/07/2014	Concluída a manutenção no <i>slop</i> de bombordo (<i>slop P</i>). Permanece a raquete à montante da válvula OP-068. O selo de vedação (<i>seat ring</i>) da válvula OP-068 não é substituído.
20/08/2014	Registrada na passagem de serviço do superintendente de marinha a pressão da gerência de operações da BW e da Petrobras para que houvesse o retorno à estocagem de condensado antes do fim do reparo das válvulas do sistema de armazenamento. O <i>slop</i> de bombordo ainda apresenta problemas de passagem de válvulas, mesmo após reparo das suas válvulas.
26/08/2014	Retorno do armazenamento de condensado no FPSO CDSM após o reparo dos tanques 2C e 3C (recebedores da produção). Após cerca de cinco meses, o plano de exportar condensado diretamente por gasoduto durante o reparo nos tanques é abandonado, sem a conclusão dos reparos em todos os tanques.

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

Data	Eventos e condições que antecederam ou propiciaram a ocorrência do acidente
06/10/2014	Petrobras envia para a ANP a atualização da Documentação de Segurança Operacional (DSO) com a alteração de Operador da Instalação para BW, após notificação da ANP.
17/10/2014	Pedido de demissão de um dos dois superintendentes de marinha do FPSO CDSM. Na folga do superintendente de marinha remanescente, o operador de marinha expatriado que estivesse a bordo respondia também por aquela função. Os operadores expatriados não tinham os requisitos para assumir o cargo de superintendente de marinha.
28/10/2014	BW requisita que o <i>offloading</i> programado para dezembro fosse postergado, por problema no sistema de medição. O <i>offloading</i> é reprogramado para fevereiro.
07/12/2014	O único superintendente de marinha restante é promovido a gerente de plataforma (OIM) de outra unidade da frota da BW.
20/12/2014	Passagem de serviço do superintendente de marinha promovido para um operador de marinha que acumula a função de superintendente de marinha.
21/12/2014	Entrada no tanque 4C para inspeção final.
25/12/2014	Tanque 5C volta a armazenar condensado.
Início de janeiro de 2015	Início do esvaziamento do <i>slop</i> de bombordo e de novas tentativas de esvaziamento dos tanques de <i>slop</i> de boreste e 6C, simultaneamente, para entrada para manutenção. Tentativas anteriores de esvaziar os tanques de <i>slop</i> de boreste e 6C (desde novembro de 2014) com o uso da bomba de <i>stripping</i> demonstraram-se infrutíferas devido à comunicação entre os tanques de <i>slop</i> e entre o tanque de <i>slop</i> de bombordo e o tanque 6C. Estas informações não foram registradas na passagem de serviço.
12/01/2015	Drenos direcionados para o tanque 4C enquanto os dois tanques de <i>slop</i> estivessem indisponíveis. Neste momento, o tanque de carga 4C passa a ser o único tanque destinado para água produzida e drenos.
17/01/2015	Início do aquecimento para tentar vaporizar condensado do tanque 6C por dificuldade de esvaziamento com o uso da bomba de <i>stripping</i> . Os vapores eram continuamente ventados pelo <i>vent riser</i> durante o dia.
21/01/2015	Passagem de serviço entre os operadores de marinha expatriados que acumulavam a função de superintendente de marinha. O problema de comunicação entre os <i>slop</i> de bombordo e <i>slop</i> de boreste não foi migrado do relatório de passagem de serviço anterior.

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

Data	Eventos e condições que antecederam ou propiciaram a ocorrência do acidente
23/01/2015	Água do tanque de <i>slop</i> de bombordo é transferida para o tanque 6C com o uso da bomba de <i>stripping</i> .
31/01/2015	Provável interrupção de aquecimento do tanque 6C.
31/01/2015	Identificação de problema de passagem de gás entre os tanques 3C e 6C na entrada da linha de gás inerte.
31/01/2015	Embarque de novo superintendente de marinha para assumir a função a bordo do FPSO Cidade de São Mateus após um mês e meio sem pessoa que atendesse a esta função.
05, 09 e 10/02/2015	Tentativa de esvaziamento do tanque 6C para o <i>slop</i> de bombordo com o uso da bomba de <i>stripping</i> .
10/02/2015	Constatação de ineficiência da transferência entre os tanques 6C e <i>slop</i> P na utilização do <i>header</i> central com o uso da bomba de <i>stripping</i> . O problema é discutido entre o superintendente de marinha e o OIM do FPSO CDSM no final do dia. O OIM lembra problemas anteriores nas válvulas entre o tanque de <i>slop</i> P e o <i>header</i> central.

Tabela 11 – Eventos relacionados com a perda de contenção, a explosão e os danos decorrentes do acidente ocorridos em 11/02/2015

Hora	Evento
8:33 ¹¹⁶	Troca de turma. O OIM que discutiu a ineficiência da transferência do tanque 6C para o tanque de <i>slop</i> de bombordo com o superintendente de marinha desembarca e um novo OIM embarca no FPSO CDSM. O helicóptero que traz o novo OIM é o mesmo que leva o OIM que desembarca. Das dez pessoas embarcadas nesta troca de turma, sete tiveram funções nas ações de resposta à emergência, das quais quatro faleceram. As outras três foram as últimas a abandonar a unidade, sendo certo que duas delas possuíam função primordial na estrutura de resposta à emergência.
09:00:31	Início de bombeio utilizando o <i>header</i> central e a bomba de <i>stripping</i> para transferência do conteúdo do tanque 6C para o <i>slop</i> de bombordo, como nos dias anteriores.

¹¹⁶ Horários apresentados na forma hora:minuto são oriundos de dados alheios aos registros de sistemas de detecção (fixa ou portátil), de válvulas e de CFTV, tal qual depoimentos, quadro de faina (quadro contendo as tarefas diárias da equipe de marinha) e outros registros. Todos os dados que apresentam o formato hora:minuto:segundo são oriundos de registros dos sistemas supracitados.

Hora	Evento
9:30 – 10:40	Videoconferência entre o pessoal da gerência operacional do escritório em Vitória-ES e o pessoal de bordo. Participam o OIM que entrava de serviço, os Superintendentes de marinha, de produção e de manutenção, além do técnico de segurança e do planejador de manutenção.
11:26:41	Diminuição de 32 para 10% de abertura da válvula de alimentação de vapor que movimenta a bomba de <i>stripping</i> .
11:27:22	Registro manual ¹¹⁷ na Interface Homem Máquina (IHM ou tela do painel de controle do operador de marinha) do fechamento da sucção da bomba de <i>stripping</i> . Iniciada a mudança do <i>header</i> central para o <i>header</i> de boreste.
11:27:48	Fechamento da descarga da bomba de <i>stripping</i> por meio do fechamento da válvula localizada na entrada do tanque de <i>slop</i> de bombordo.
11:29:50	Abertura da sucção da bomba de <i>stripping</i> pelo <i>header</i> de boreste, admitindo líquido do tanque 6C.
11:30:30	Percentual de abertura da válvula de alimentação de vapor que movimenta a bomba de <i>stripping</i> é colocada a 0% através da tela do sistema supervisão do operador de marinha.
11:30:33 ¹¹⁸	Abertura da descarga da bomba de <i>stripping</i> por meio da abertura da válvula localizada na entrada do tanque de <i>slop</i> de bombordo.
11:31:42	Deteção confirmada de gás na casa de bombas pelo detector 73AB370. Alarme de nível alto (10% LIE) na IHM. Conforme Matriz de Causa e Efeito, dentre outras ações automáticas, alarmes sonoros e visuais na CCR são acionados.
11:31:56	Deteção confirmada de gás na casa de bombas. Detector 73AB370 indica 20% LIE (nível muito alto). Conforme Matriz de Causa e Efeito, dentre outras ações automáticas, alarmes sonoros e visuais em toda plataforma são acionados, a exaustão da casa de bombas é interrompida, os <i>dampers</i> do módulo <i>Electrical Power Module</i> (M80) são fechados e o sistema de HVAC (ventilação e ar condicionado) do M80 entra em modo de recirculação. A planta de produção continua em operação, pois a parada da produção dependia de uma ação manual de acordo com uma avaliação do comando da emergência.
11:35:37	Detector 73AB370 tem seu limite de detecção extrapolado (100% do LIE) ¹¹⁹ .

¹¹⁷ O bombeador é quem aciona o fechamento da válvula OP-041 em painel localizado dentro da casa de bombas, no nível do *deck* principal. O horário apontado é referente à inclusão manual da informação de posição da válvula feita no IHM.

¹¹⁸ Até este evento, o referencial de horário adotado é o de registros do sistema supervisão para válvulas e bombas (*cargo & ballast*). Após este evento, o referencial de horário adotado é o de registros do sistema do Circuito Fechado de TV (CFTV). Não foi possível compatibilizar os dois referenciais e não é possível afirmar se a sequência de abertura da descarga e a redução a 0% da bomba ocorreu antes ou depois da primeira detecção.

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

Hora	Evento
11:36:44	Todos os três detectores de gás localizados no fundo da casa de bombas (73AB326, 73AB327 e 73AB370) indicam a presença de gás.
11:38:12	Todos os três detectores de gás da casa de bombas têm seus limites de detecção extrapolados.
11:40 – 11:42	Reunião de <i>time out</i> com a participação do OIM, dos superintendentes de marinha, produção e manutenção, e demais pessoas do comando da crise. Decide-se enviar uma equipe à casa de bombas para investigação, parar as bombas de lastro e fechamento das válvulas do sistema de transferência de carga.
11:44	Alarmes são silenciados para melhorar comunicações durante a emergência.
11:44:04	O detector de gás 73AB326 é inibido ¹²⁰ pelo operador da CCR.
11:44:06	O detector de gás 73AB370 é inibido pelo operador da CCR.
11:44:19	O detector de gás 73AB327 é inibido pelo operador da CCR, ficando os três sensores inibidos.
11:45 ¹²¹	A base de operações da BW em Vitória (ES) é informada do alarme de gás. Representante da Petrobras a bordo informa à Central de Emergências da Petrobras.
11:49	Conclusão da reunião nos pontos de encontro.
11:49	Primeira equipe entra na casa de bombas, mesmo com detecção de gás confirmada naquele ambiente. Na primeira equipe havia dois membros da brigada e um membro do time técnico de resposta à emergência.
11:54	Saída da primeira equipe da casa de bombas.
11:56	O líder da brigada recolhe os detectores de gás e se dirige à sala de controle para conversar com o OIM. Reporta que havia vazamento de líquido, na forma de gotejamento, formando uma poça de aproximadamente dois metros quadrados abaixo do flange.
12:00:42	O detector de gás 73AB326 é retirado da inibição.
12:01:41	O detector de gás 73AB326 indica nível muito alto de gás. Esta indicação permanece até o momento da explosão.

¹¹⁹ A faixa de medição dos detectores fixos de gás situa-se entre 0 e 100% do limite inferior de explosividade. Acima deste valor, significa que a concentração de gás se encontra dentro da faixa de explosividade.

¹²⁰ Inibição dos detectores mantém o alarme visual na tela da IHM, mas não provoca os efeitos previstos na Matriz de Causa e Efeito, em caso de nova detecção.

¹²¹ Situações referentes a um mesmo evento foram registradas tanto nos sistemas automatizados quanto no quadro de status da emergência. Para o alinhamento de horários entre os dois tipos de registros, os horários do quadro de status foram reajustados.

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

Hora	Evento
12:02	Redução de pressão do <i>slop</i> de bombordo por ação de membro do time técnico de resposta à emergência.
12:03	Ar condicionado (HVAC) do módulo <i>Electrical Power Module</i> (M80) foi posto em operação normal ¹²² , desfazendo ação automática da Matriz de Causa e Efeito.
12:03	Envio da segunda equipe para avaliar a manutenção requerida, mesmo com detecção confirmada de gás naquele ambiente.
12:07	Segunda equipe entra na casa de bombas, mesmo com detecção confirmada de gás naquele ambiente. Na segunda equipe havia um membro da brigada e dois membros do time técnico de resposta à emergência.
12:10:21	Primeira medição de gás do detector portátil ¹²³ (16% do LIE) de uma das vítimas membro do time técnico de resposta à emergência durante a avaliação da segunda equipe.
12:11:51	O detector portátil de gás mede 100% do LIE.
12:11:51 – 12:12:41	Segunda equipe solicita, via rádio, ferramentas (chaves) e escada.
12:12:41 – 12:15:41	Subida da segunda equipe para respirar ar fresco.
12:15 – 12:20	Líder da brigada e membro do time técnico de resposta à emergência conversam com o OIM na CCR.
12:20 – 12:27	Dois membros do time técnico de resposta à emergência providenciam mantas absorventes do kit SOPEP.
12:20 – 12:27	OIM liga para o gerente de operações e informa sobre o vazamento em forma de gotejamento.
12:20 – 12:27	Desmobilização parcial dos pontos de encontro para almoço.
12:27:21	Descida da terceira equipe, mesmo com detecção confirmada de gás naquele ambiente, com mantas absorventes do kit SOPEP, mangueira de combate a incêndio, escada e ferramentas (chaves). As mantas absorventes e a mangueira tinham o objetivo de limpeza do local. A escada e as ferramentas seriam para o reparo na conexão pela qual houve o vazamento.

¹²² Durante a emergência, após constatado aumento de temperatura dentro do M80, através do supervisor na CCR, foi enviado um técnico para reabrir os *dampers*, desfazendo uma ação automática oriunda da Matriz da Causa e Efeito. Dentro deste módulo estão painéis elétricos de sistemas de produção e geração de energia principal.

¹²³ Detector portátil (número de identificação 247010610) encontrado pela Polícia Civil do Espírito Santo junto ao corpo de uma das vítimas.

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

Hora	Evento
12:28:21	O detector de gás portátil mede 100% do LIE.
12:28:21 – 12:38:05	A terceira equipe era composta por três membros da brigada de emergência e dois membros do time técnico de resposta à emergência. As ferramentas e a escada foram utilizadas na tentativa de reparo. As mantas foram utilizadas sem sucesso. Houve a conexão de um novo trecho de 15 metros de mangueira de incêndio, foi iniciada a limpeza com jato d'água. Foi solicitado aumento de pressão da mangueira de combate a incêndio.
12:38:05	Explosão.
12:38 – 12:46	Observam-se três mortes no <i>deck</i> principal, feridos e desaparecidos, danos à praça de máquinas e danos ao casario, incluindo a enfermaria. Dentre mortos e desaparecidos, encontravam-se o único comandante em cena e todos os dois líderes das equipes de brigada.
12:46	Representante da Petrobras a bordo informa à Central de Emergências e ao Gerente Setorial de Operações de Produção da Petrobras o agravamento da situação e solicita apoio aeromédico.
12:46 – 13:00	Gerente Setorial de Operações de Produção da Petrobras informa sobre o agravamento do acidente ao Gerente de Operações do FPSO CDSM BW. OIM liga para o gerente de operações BW para pedir apoio aeromédico.
13:00 – 14:00	Desligamento da bomba de incêndio pelo superintendente de produção, pois o rompimento das linhas de incêndio na entrada da casa de bombas inundava a casa de bombas e áreas próximas. Ouvido, pelo rádio, pedido de socorro de pessoa desaparecida.
14:00	Descida da baleeira de boreste.
14:00 – 14:53	Identificação da existência de nove desaparecidos. Saída por meios próprios da casa de bombas de um membro da brigada, único integrante da terceira equipe a sair com vida deste local.
14:53	Pouso do primeiro helicóptero no FPSO CDSM. O helicóptero era para transporte de passageiros e foi adaptado para resgate.
14:53 – 15:25	Solicitação do OIM para reservar lanternas e rádios, pois se sabia que bombeiros embarcariam. Resgate de duas pessoas de dentro dos destroços do elevador, no último piso superior do casario. Estas pessoas eram do time médico e da maca, liderado pela enfermeira. Por efeito da explosão, o elevador havia sido projetado contra o último nível superior do casario.
15:25	Pouso do segundo helicóptero no FPSO CDSM. O helicóptero era do tipo MEDVAC. Este MEDVAC decolou da plataforma PGP-01, na Bacia de Campos, pois estava em atendimento médico no momento do seu acionamento. O MEDVAC dedicado para a região da Bacia do Espírito Santo estava indisponível, pois passava

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

Hora	Evento
	por manutenção.
15:44	Pouso do terceiro helicóptero no FPSO CDSM. O helicóptero era do tipo MEDVAC.
16:18	Pouso do quarto helicóptero no FPSO CDSM. O helicóptero era para transporte de passageiros e foi adaptado para resgate.
16:35	Pouso do quinto helicóptero no FPSO CDSM. O helicóptero era regular, para desembarque de passageiros.
16:50	Pouso do sexto helicóptero no FPSO CDSM. O helicóptero era regular, para desembarque de passageiros.
16:50 – 19:00	Observação de que havia elevação do nível de água na praça de máquinas de fonte desconhecida.
19:00	Localização de operador de utilidades na sala de controle da praça de máquinas, sem possibilidade de acesso para resgate.
23:00	Pouso do helicóptero da Marinha do Brasil com a equipe de bombeiros militares do estado do Espírito Santo.
23:22	Uso do detector de gás portátil com mangueira para monitorar o ambiente da praça de máquinas. Indicação de 7,8 % LEL.
23:22 – 01:00	Observação da existência de mais um corpo no <i>deck</i> principal.
	Resgate pelos bombeiros do corpo de operador de utilidades na sala de controle da praça de máquinas.
	Reunião dos bombeiros e pessoal de bordo para traçar estratégia para entrada na casa de bombas em busca dos quatro desaparecidos.
	Pessoal a bordo recebe ordem do comando de crise da Petrobras, via FPSO Cidade de Vitória, para abandono imediato da unidade por risco de dano estrutural.
12/02/2015 01:00	Abandono da unidade pela baleeira de bombordo, sem a localização dos quatro desaparecidos.

7.2. Fator Causal nº 1: Estocagem inadequada de condensado

O primeiro fator causal identificado pela ANP remete a uma alteração de uso do FPSO CDSM feita ainda na fase de projeto da conversão da instalação. Inicialmente, o FPSO CDSM só estocaria condensado caso armazenasse óleo. Todavia, durante discussões de projeto, a Petrobras requisitou à Prosafe que avaliasse se o condensado estaria estabilizado para ser armazenado sem ser misturado a óleo. Ao concordar com essa alternativa sem o devido gerenciamento dos riscos introduzidos por esta alteração, iniciou-se a cadeia de eventos que culminou no presente acidente.

Apesar disso, houve outra oportunidade de se corrigir tal desvio, uma vez que havia requisitos para que os riscos fossem revisados no início da fase de produção. Esta revisão não pôde ser evidenciada durante esta investigação, uma vez que os estudos de segurança emitidos na fase de projeto estavam em vigor ainda na data do acidente, considerando ainda a especificação inicial, de não estocar condensado sem ser misturado a óleo.

Assim, pôde-se constatar que, em função da falta de um processo de gerenciamento de mudança antes do início da operação da unidade e pela falta de revisão de riscos no início da operação da unidade, conforme descrito nos subitens a seguir, houve a estocagem inadequada de condensado na plataforma.

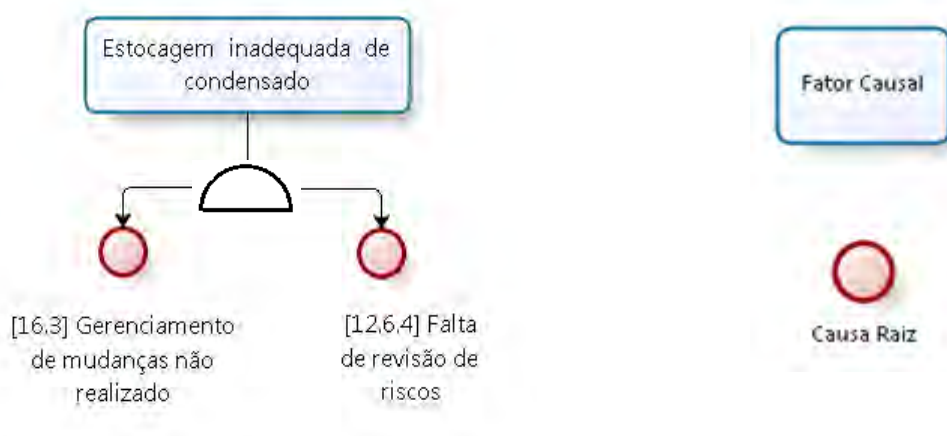


Figura 98 – Fator Causal nº 1: Estocagem inadequada de condensado

7.2.1. Causa raiz nº1: [16.3] Gerenciamento de mudanças não realizado

Durante a fase da licitação dos Contratos de Afretamento e de Prestação de Serviços de Operação do FPSO Cidade de São Mateus, foi elaborada a revisão 0 do documento que contém especificações básicas do projeto¹²⁴, fornecido às empresas participantes da licitação.

Um dos requisitos mandatórios deste documento diz respeito à destinação do condensado produzido:

- 1) Havendo produção de petróleo, o condensado deveria ser separado do gás natural e água, e, posteriormente, enviado ao módulo de processamento de óleo¹²⁵;
- 2) Não havendo a produção de petróleo, o condensado deveria ser separado do gás natural e água, e, posteriormente, direcionado ao gasoduto de exportação de gás natural, para posterior separação em Cacimbas.

Ocorre que a Petrobras decidiu interligar à plataforma apenas os poços dos Campos de Camarupim e Camarupim Norte, ambos campos produtores de gás não-associado. A mudança ocorrida fez com que a Petrobras, no ano de 2007, consultasse a empresa responsável pela conversão e projeto de engenharia, Prosafe (PRS), sobre se o condensado obtido poderia ser estabilizado para posterior armazenamento em seus tanques. Foi evidenciado *e-mail* da Prosafe, em outubro de 2007, em resposta à Petrobras sobre ajuste dos modelos de simulação para o caso de “*start-up*”¹²⁶.

Ata de reunião do mês de junho de 2008¹²⁷ indica que a Prosafe respondeu que seria possível enviar o condensado para os tanques de carga via M10 (módulo 10, de processamento de óleo) para estabilização. Todavia, nesta mesma ata a Prosafe avisa que apesar de as bombas de *offloading* serem adequadas ao bombeamento do condensado, o método preferencial de exportação é o de direcionar o condensado para o gasoduto de exportação.

Em agosto de 2008, a Petrobras solicitou à Prosafe que verificasse os impactos no primeiro gás caso fosse decidido direcionar o condensado para o módulo de separação/tratamento do óleo¹²⁸. A

¹²⁴ *General Technical Description* – Doc. nº I-ET-001-Gas Rev. 0 – Emissão: 10/08/2006

¹²⁵ Neste módulo, ele estaria em menor quantidade e, após processamento, a mistura seria armazenada nos tanques.

¹²⁶ *E-mail* de 17/10/2007, anexo 1 “OCT 2007 HYSYS WORK FOR CONDENSATE STABILISATION ON M10”, do documento *Start up Simulation and Operating Configuration Report* - Doc. nº 384-20-RPT-001 Rev. 0 – Emissão: 25/08/2008

¹²⁷ *Minutes of Meeting – Operations Meeting* – FPSO Cidade de São Mateus – 23 e 24/06/2008.

¹²⁸ *Minutes of Meeting – Progress Meeting* – FPSO Cidade de São Mateus – 14 a 14/08/2008.

Prosaf e respondeu que iniciaria o estudo assim que os dados de composição e perfil de produção do primeiro gás do poço fossem enviados.

A Prosaf e elaborou um relatório¹²⁹ descrevendo todo o histórico de solicitações da Petrobras assim como o embasamento técnico para as respostas, contendo *e-mails* como anexo, casos modelados com auxílio de *software* de simulação de processos e tabelas contendo parâmetros operacionais a serem seguidos para que se atingisse a estabilidade do condensado no módulo 10.

Neste relatório fica evidenciada a recusa da Petrobras em fornecer alguns relatórios dos poços de gás à Prosaf e para subsidiar a modelagem alegando confidencialidade.

Uma das condições previstas para tal manobra era se chegar a uma estabilização do condensado, obtendo uma pressão de vapor Reid, PVR¹³⁰ de 10 psia a 37,8°C.

Abaixo, o caminho do condensado proveniente do gás é apresentado como um diagrama bem simplificado, baseado nos desenhos de engenharia:

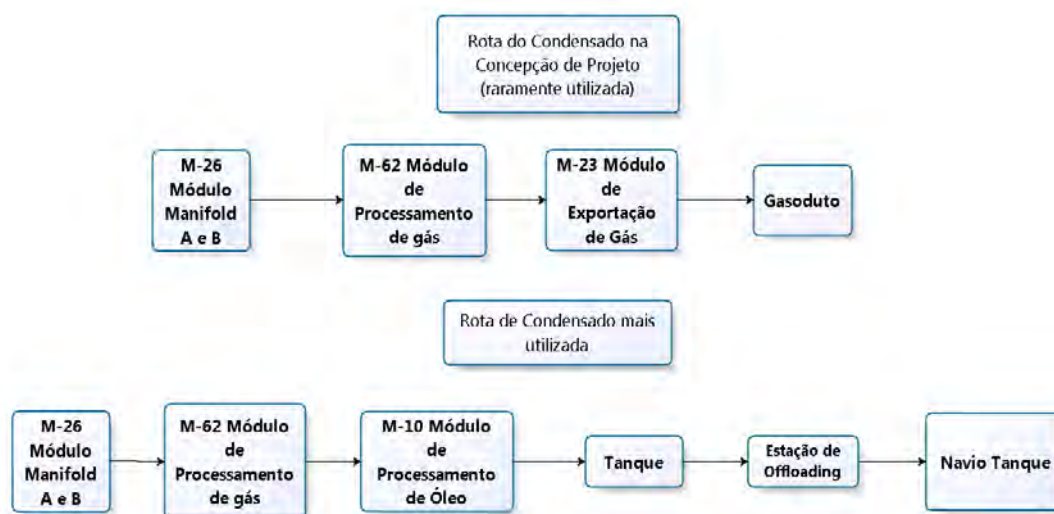


Figura 99 – Rota simplificada de processamento de condensado proveniente de gás

¹²⁹ *Start up Simulation and Operating Configuration Report* - Doc. nº 384-20-RPT-001 Rev. 0 – Emissão: 25/08/2008

¹³⁰ “Reid vapor pressure (RVP): resultant total pressure reading, corrected for measuring error, of a specific empirical test method (Test Method D323) for measuring the vapor pressure of gasoline and other volatile products.”

Desde o início da concepção desta instalação, havia previsão de interligação desta plataforma com a Unidade de Tratamento de Gás (UTG) de Cacimbas através de um novo gasoduto, concebido no âmbito do PLANGAS, um projeto criado para melhorar a confiabilidade do sistema energético nacional e antecipar a disponibilidade de gás natural para geração de energia térmica.

Durante a investigação²⁹ não ficou claro se a motivação inicial para armazenamento de condensado foi devido a uma possibilidade de postergação do início de operação do FPSO CDSM pela não instalação do novo gasoduto Camarupim, ou pela falta de capacidade inicial da Unidade de Tratamento de Gás (UTG) de Cacimbas para a quantidade ou características do condensado que seria recebido.

Tampouco se sabe o que ocasionou a mudança no projeto inicial de interligação de poços de óleo, uma vez que poderiam ter sido interligados a esta plataforma poços do Campo de Golfinho.

Assim, a plataforma iniciou sua operação armazenando condensado, uma vez que a produção da plataforma foi iniciada em 10/06/2009¹³¹, três meses antes da finalização da instalação e comissionamento do gasoduto, em 05/09/2009¹³². Durante este tempo, houve o comissionamento dos compressores, quando todo o inventário produzido de gás foi levado ao *flare* para queima e a quantidade de condensado produzida, “subproduto” da produção de gás, foi estocada nos tanques.

Fato é que o Relatório Prosafe¹³³ indica o entendimento que o armazenamento de condensado era uma mudança temporária, ao registrar que seria nos primeiros anos e que haveria apenas alguns momentos em que o condensado não seria exportado por gasoduto e sim armazenado nos tanques.

Na prática, aquilo que seria temporário passou a ser uma prática consolidada, pois no período de junho de 2009 até julho de 2015, em um total de 1988 dias de produção, por 187 dias houve exportação do condensado pelo gasoduto, em 1777 dias houve armazenamento e 24 dias foram dedicados a paradas programadas de produção. Entre os dias em que a unidade exportou condensado, 136 dias foram utilizados para a entrada e reparo dos tanques para correção dos problemas apresentados pelas válvulas do sistema de transferência de carga¹³⁴.

¹³¹ Informações de comissionamento dos turbocompressores nos meses de Junho e Julho 2009.pdf

¹³² Informações do *pull-in* do gasoduto.pdf

¹³³ *Start up Simulation and Operating Configuration Report* - Doc. nº 384-20-RPT-001 Rev. 0 – Emissão: 25/08/2008

¹³⁴ Evidências coletadas durante auditoria dos medidores fiscais.

Apesar dos números acima, a revisão B do *General Technical Description* (GTD), emitida em 2013 com a unidade já em operação e sem nunca ter sido interligada a nenhum poço de óleo, não faz menção a esta mudança relativa ao armazenamento do condensado.

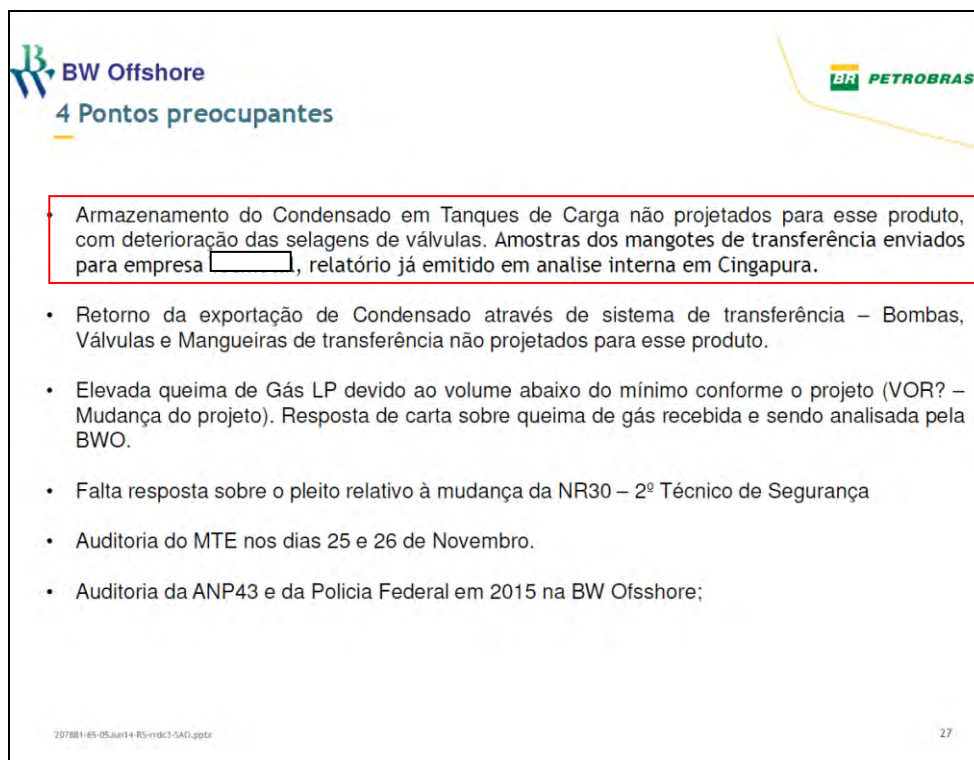
Portanto, podemos concluir que não foi emitido na fase de projeto ou após entrada de operação do FPSO documento que evidenciasse um processo de Gerenciamento de Mudanças, que produziria efeitos práticos como a reavaliação dos riscos a que a instalação estaria submetida ao armazenar condensado.

Sobre o Gerenciamento de Mudança na fase de projeto, destaca-se que houve a identificação e reconhecimento do possível impacto da mudança. Todavia, a mudança não foi gerenciada por ambas as empresas – a contratante e a contratada. Com isso, foi observado que os procedimentos escritos de ambas as empresas instruem sobre gerenciamento na fase operacional – e não na fase de projeto.

Um processo formal teria exigido a confecção de uma análise de riscos. Como um estudo de análise de riscos obrigatoriamente deve ser feito com equipe multidisciplinar, é possível que alguém desta equipe tivesse apontado o possível ataque do condensado às válvulas (mais precisamente, ao material de vedação das válvulas).

Sobre o Gerenciamento de Mudanças na fase de operação, há que se relatar que a equipe a bordo operava frequentemente com Permissões de Trabalhos para utilização quase diária dos *vents* do sistema de gás inerte para despressurizar os tanques. O aumento de pressão nos tanques de carga era oriundo do gás desprendido do condensado e para a realização da atividade era necessária a inibição dos detectores de gás do *topside* próximos a estes *vents*. Esta prática frequente também pode ser verificada nos livros de registros de *by-pass*. Ainda assim, a equipe de bordo não identificou que isto poderia estar ocorrendo devido a uma mudança nos parâmetros do projeto.

Foi evidenciado durante a investigação que o armazenamento inadequado de condensado era de conhecimento tanto da BW *Offshore* quanto da Petrobras, tal qual indica apresentação feita pela BW à Petrobras em Reunião Operacional de Acompanhamento (ROA) de 26/01/2015. A Figura 100 indica o *slide* com pontos de preocupação indicados pela BW.



BW Offshore

4 Pontos preocupantes

- Armazenamento do Condensado em Tanques de Carga não projetados para esse produto, com deterioração das selagens de válvulas. Amostras dos mangotes de transferência enviados para empresa [REDACTED], relatório já emitido em análise interna em Cingapura.
- Retorno da exportação de Condensado através de sistema de transferência – Bombas, Válvulas e Mangueiras de transferência não projetados para esse produto.
- Elevada queima de Gás LP devido ao volume abaixo do mínimo conforme o projeto (VOR? – Mudança do projeto). Resposta de carta sobre queima de gás recebida e sendo analisada pela BWO.
- Falta resposta sobre o pleito relativo à mudança da NR30 – 2º Técnico de Segurança
- Auditoria do MTE nos dias 25 e 26 de Novembro.
- Auditoria da ANP43 e da Polícia Federal em 2015 na BW Offshore;

207881-65-05jun14-RS-ndc3-5AD.pptx 27

Figura 100 – Indicação da BW à Petrobras de que o armazenamento de condensado no FPSO CDSM era feito de forma inadequada

Outro ponto a ser destacado é a discordância entre os parâmetros operacionais de projeto e aqueles realizados a bordo. Para isso foram comparados os parâmetros operacionais registrados para cada equipamento do processo (ex: temperatura e pressão) nas folhas de registro da equipe de operação com os parâmetros relatados no Relatório de Configuração Operacional necessários para que o condensado atingisse um valor de PVR inferior a 10 psia a 37,8°C.

Tal fato pode indicar uma falha na passagem de responsabilidades e informações do pessoal de projeto para o pessoal de operação e falha na estruturação para a manutenção de parâmetros de processo, dentro dos limites previamente estabelecidos. Chamou a atenção da equipe de investigação a ausência de estrutura de suporte de engenharia e segurança locais para apoio à operação. Todas as vezes que a equipe de investigação da ANP demandou esclarecimentos sobre informações de projeto e parâmetros operacionais, a BW teve que recorrer a fonoconferências com seu escritório em Cingapura.

Assim, caso fossem utilizados os controles de risco integrantes do processo de gerenciamento de mudanças, era esperado que: (i) a justificativa para a alteração seria registrada; (ii) a implementação da mudança só seria realizada após avaliação dos perigos e do impacto global nas atividades; (iii) haveria a atualização dos procedimentos e documentações afetadas pela mudança; (iv) se realizaria o

treinamento e comunicação para todo pessoal cujo trabalho seja impactado e, por fim; (v) a autorização para a mudança proposta seria emitida por nível gerencial adequado.

Nesse sentido, pode-se constatar que nem o Operador da Instalação tampouco o Operador da Concessão utilizaram seus procedimentos de gerenciamento de mudanças. Tal falha é considerada uma das Causas Raiz do Fator Causal “Estocagem inadequada de condensado” e contraria todos os procedimentos de controle estabelecidos no item 16.3 do SGSO.

7.2.2. Causa raiz nº 2: [12.6.4] Falta de revisão de riscos

No *Safety Case* elaborado durante o projeto da unidade consta a descrição do cenário operacional como sendo: “o condensado de hidrocarboneto pode ser injetado na linha de exportação de gás à jusante do lançador de *pig* – este sistema só é usado se o condensado não pode ser misturado ao óleo cru devido a restrições de valores altos de pressões de vapor Reid¹³⁵”. Ou seja, os estudos de segurança elaborados durante a fase de projeto não consideraram que haveria armazenamento de condensado puro nos tanques de carga da unidade.

Cabe destacar que o procedimento do operador da instalação relativo à elaboração e revisão do *Safety Case*¹³⁶ prevê um período de atualização dos estudos de segurança entre a fase de projeto e operação, período no qual poderia ter sido identificada a necessidade de revisão dos estudos de segurança. Embora essa premissa tenha sido alterada ainda durante a fase de projeto, os estudos de segurança não foram atualizados para incorporar esta alteração.

Adicionalmente, este procedimento estabelece que o *Safety Case* deve passar por um ciclo de revisões mandatório a cada cinco anos ou em caso de mudança significativa na unidade. Conforme este documento, qualquer mudança que gere impacto deve: (i) ser identificada e comunicada de acordo com os controles de sistema de gestão ou por um procedimento de gestão de mudança ou Requisição de Ação de Aprimoramento e (ii) gerar revisão do *Safety Case* e de seus estudos complementares.

A Figura 101 a seguir, retirada do procedimento, mostra a necessidade de atualização dos estudos de segurança e revisão do *Safety Case*.

¹³⁵ Item 2.6.1.3 do documento *Design and Operations Safety Case for FPSO Cidade de São Mateus* – Doc. nº 384-HS-0501-RPT-015 Rev. 0 – Emissão: 12/12/2008

¹³⁶ *BW Offshore Safety Case Guidelines* – Doc. nº MS-MP01453 Rev. 2 – Emissão: 06/05/2015

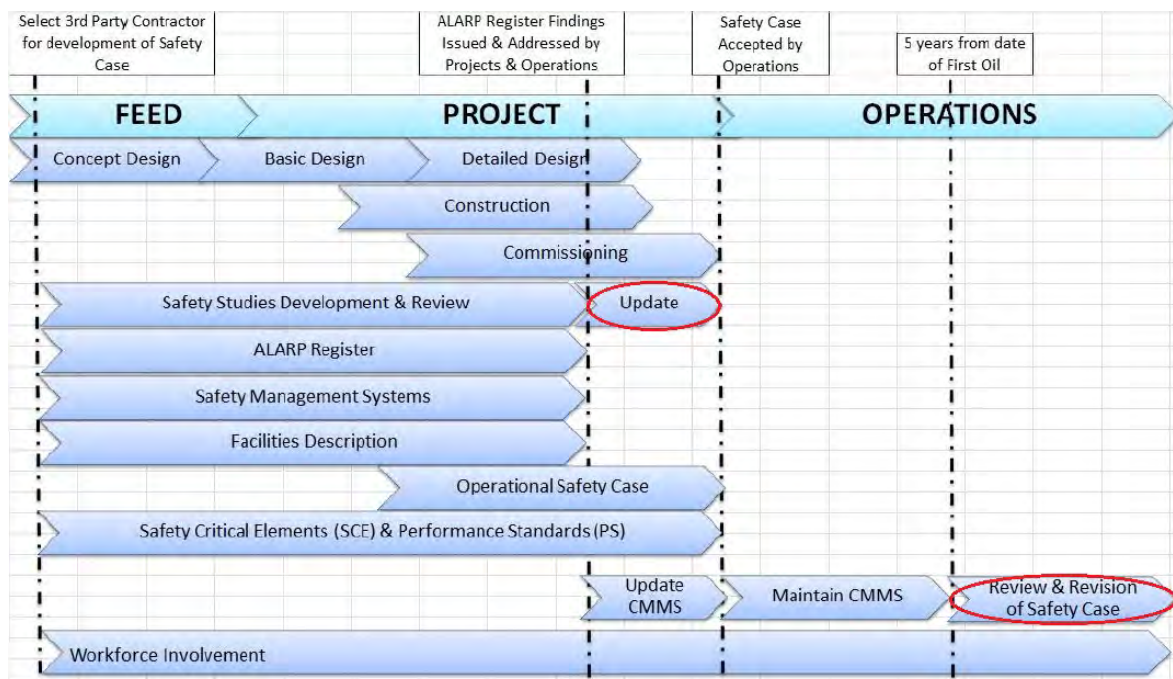


Figura 101 – Atualização dos estudos de segurança e revisão do *Safety Case*

No manual ainda são apresentados alguns exemplos de alterações específicas que devem desencadear alterações no *Safety Case*: mudanças de projeto e parâmetros operacionais de estrutura e de processo, manutenção, inspeção e experiências proveniente dos testes dos elementos críticos de segurança (SCEs), modificações na Instalação (incluindo os SCEs), mudanças e comportamento dos elementos críticos de segurança, histórico de incidentes e eventos anormais, novos conhecimentos e compreensões, mudança nos padrões de segurança e mudanças na gerência de segurança e aspectos de fatores humanos que afetem as instalações. Vale destacar que o documento mencionava como exemplo específico de mudança no *Safety Case* que poderia requerer uma revisão deste documento referente a mudanças de projeto e parâmetros operacionais “vida útil devido a fadiga e corrosão do *topside* e casco”.

Adicionalmente, o procedimento estabelece que, de forma a determinar se uma revisão do *Safety Case* é requerida, deveriam ser conduzidos estudos de HAZID e HAZOP baseados nas áreas de mudança identificadas e a decisão de revisar ou não o *Safety Case* deveria ser documentada.

Além de a própria previsão de atualização do *Safety Case* constar no referido procedimento da BW, deve-se destacar que algumas normas também indicam a necessidade da revisão da análise de riscos em certas circunstâncias, conforme transcrições abaixo:

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

“Uma análise de riscos em geral só é válida como base para o processo decisório quando as bases para a análise (p.ex. seu método, modelos, dados de entrada, premissas, limitações, etc.) são avaliadas como válidas. Qualquer desvio da base de análise devem portanto iniciar uma avaliação do desvio em relação aos seus efeitos no risco e/ou na validade da análise e seus resultados, considerando que intenciona-se utilizar a análise para futuras decisões.” (NORSOK Standard Z-012, Edition 3, October 2010, Risk and emergency preparedness assessment)

“A identificação de perigos e a avaliação de riscos podem precisar ser revisadas e atualizadas se situações novas significantes são identificadas ou se são feitas mudanças significantes na instalação.” (ISO 17776, First edition, 15/10/2000 - Petroleum and natural gas industries — Offshore production installations - Guidelines on tools and techniques for hazard identification and risk assessment)

Conforme informações prestadas durante a auditoria¹³⁷, encontrava-se em andamento a atualização do *Safety Case* do FPSO CDSM. As atividades iniciais para atualização do *Safety Case* estão apresentados na Tabela 12.

Tabela 12 – Atividades para revisão do *Safety Case*

Prazo	Escopo
Janeiro a Março/2014	Definição de escopo, envio de documentos às empresas participantes da elaboração da proposta e reunião de esclarecimento.
Abril e Maio/2014	<i>Shut down</i> e atividades após <i>shut down</i> .
Junho a Setembro/2014	Alinhamento das propostas e aprovação da empresa ABS.
Outubro/2014	Realização da reunião para verificação de todos os MOCs (<i>Management of Change</i> / Gestão de Mudança), implementados no FPSO CDSM desde o início da Operação e realização do <i>Kick of Meeting</i> no Escritório de Vitória.
Novembro/2014	Embarque no FPSO CDSM para revisão do HAZID
Dezembro/2014	Reunião durante o período de 01 a 11/12/14 com representantes das áreas:

¹³⁷ E-mail enviado pelo Engenheiro de Segurança aos representantes da Petrobras em 18/12/2014

	Produção, Manutenção, Marinha, Utilidades, HSE junto a dois especialistas da ABS em análise de risco para revisão do HAZOP.
Janeiro/2015	Programado para 12 a 16/01/2015 o término da revisão do HAZOP com participantes das áreas: Marinha, Manutenção e HSE.

A revisão dos estudos de segurança foi iniciada em outubro de 2014 e tinha duração prevista para vinte semanas conforme o cronograma a ser seguido para realizar tal revisão¹³⁸, logo a previsão de conclusão com a emissão do *Safety Case* revisado seria em fevereiro de 2015. Foi informado pelos representantes da BW que o HAZOP (primeiro estudo a ser revisado conforme o cronograma) já estaria finalizado²⁹, estando na fase de validação pelas equipes de bordo. O *Safety Case* revisado, no entanto, não tinha sido emitido até data do acidente, apesar de o procedimento BW estabelecer que a revisão do *Safety Case* deveria ser realizada no máximo cinco anos depois do primeiro óleo, ou seja, no caso do FPSO CDSM a data limite seria de 10/06/2014.

Foi observado, ainda, que a descrição da unidade apresentada no HAZOP elaborado durante o detalhamento do projeto em 2007 para os sistemas de transferência de carga¹³⁹ continha o seguinte texto:

The FPSO Cidade São de Mateus is a spread-moored FPSO. It will receive well fluids from deepwater wells (gas/condensate, and crude oil), which will undergo gas/liquid/water separation. Gas is dehydrated before high pressure compression, and is then transferred to shore via subsea pipeline, together with any dry light condensate from the process. Produced water is treated before discharge overboard. The crude oil/condensate undergoes stabilisation and dehydration before storage in vessel cargo tanks. Salt water is treated for water injection purposes (with high pressure pumps). Crude oil is offloaded to tandem shuttle tanker by using a retractable floating hose station located at the bow of the vessel. Facilities are provided for the injection of ethanol, MEG, and hot Marine Diesel Oil (MDO) to sub-sea wellheads.

Figura 102 – Trecho do HAZOP de marinha (2007)

O HAZOP do topside, inicialmente emitido em 2008 e revisado em 2015¹⁴⁰, contém o texto destacado a seguir:

¹³⁸ CDSM Cronograma *Safety Studies 20 Weeks* (fls. 958 a 960)

¹³⁹ *Hazard and Operability Study (HAZOP) Report for Ship Systems* – Doc. nº 384-HS-RPT-004 Rev. 0 – Emissão: 03/09/2007.

O FPSO Cidade de São Mateus é um FPSO spread-moored (navio ancorado pelos quatro quadrantes, com alimentação dos risers pela lateral) que está instalado na costa do Brasil, no desenvolvimento do campo de Golfinho. Ele foi projetado para: receber fluidos de poços em águas profundas (gás / condensado e petróleo bruto), e realiza um processo de separação líquido/gás/água. O gás é desidratado antes de ser comprimido a alta pressão e transferido para terra através de gasodutos submarinos. A água produzida é tratada antes da descarga no mar. O óleo bruto / condensado é estabilizado e desidratado antes do armazenamento em tanques de carga da embarcação. A água salgada é usada para fins de injeção de água (com bombas de alta pressão), e envolve diversas fases de tratamento. O petróleo bruto é descarregado em um navio-tanque de transporte (também chamado de navio aliviador) através de uma mangueira flutuante. A plataforma é equipada com instalações para a injeção de: etanol, mono-etileno-glicol (MEG), e óleo diesel marítimo aquecido (MDO) para todas as cabeças de poço submarinas.

Figura 103 – Trecho do HAZOP do topside (2015)

O texto da Figura 103 menciona que o armazenamento de condensado seria realizado junto com óleo bruto nos tanques de carga, o que não representava a operação real que era praticada na unidade (armazenamento de condensado puro nos tanques de carga).

Apesar de a unidade nunca ter operado com óleo cru, o que configurava uma mudança de premissa que necessitaria ser avaliada quanto ao seu impacto no sistema de transferência de carga, só foi revisado o HAZOP relativo ao *topside* da unidade, não tendo sido revisado o HAZOP relativo ao sistema de transferência de carga do FPSO CDSM, que encontrava-se fora do escopo da revisão quinquenal. Os estudos de segurança “*CFD Gas Dispersion Modeling for Gas Detector Location*” e “*Fire Propagation and Structural Protection Analysis*” também não faziam parte do escopo de revisão previsto no cronograma.

Dessa forma, pode-se verificar que:

- (i) Não foi possível evidenciar que ocorreu a revisão do *Safety Case* da unidade no final da fase de projeto, pois só havia uma versão do *Safety Case*¹⁴¹ emitida em Fevereiro de 2009. Caso tal revisão tivesse ocorrido, havia a possibilidade de identificação das mudanças significativas nas premissas operacionais do FPSO CDSM decididas ainda durante a fase de conversão;
- (ii) o ciclo mandatório de revisões a cada cinco anos para o *Safety Case* não foi realizado dentro do prazo;

¹⁴⁰ Hazard and Operability Study (HAZOP) Report for FPSO Cidade de São Mateus – Topsides - Doc. n° ABSG-02-3358769-RL-SMS-004-2015 Rev. A – Emissão: 09/01/2015

¹⁴¹ Design and Operations Safety Case – Doc. n° 384-HS-RPT-024 Rev. 1 – Emissão: 11/02/2009

(iii) o ciclo de revisões que estava em curso quando do momento do acidente não contemplava a revisão de todos os estudos de segurança que tiveram suas premissas alteradas desde a última emissão.

Além disso, a Operadora da Concessão poderia ter identificado a necessidade de atualização dos estudos de riscos, visto que está previsto no GTD a necessidade de a Petrobras receber e aprovar os estudos de riscos e que o HAZOP desenvolvido na fase de detalhamento do projeto deveria ser atualizado na fase operacional, conforme transcrição abaixo:

“17.1 – Tanto o Estudo de Avaliação de Riscos como o Programa de Gerenciamento de Riscos devem ser submetidos à Petrobras para aprovação.

(...)

17.2.2. Fase de Operação

No início da fase de operação o estudo de Perigos e Operacionalidade (HAZOP), preparado durante a fase de detalhamento deve ser revisado considerando os “as built” dos Diagramas de Tubulação e Instrumentação (P&ID). O pessoal de operação deve participar desta tarefa. O HAZOP também deve ser revisado para incorporar as mudanças no design feitas durante toda a fase de operação”

Quando a equipe de investigação da ANP questionou os representantes da Petrobras acerca da aprovação dos estudos de avaliação de riscos, foi encaminhada a seguinte resposta, conforme e-mail do dia 16/07/2015 enviado à ANP²⁹:

“A Petrobras esclarece que por tratar-se de projeto de afretamento, não realiza aprovações de projeto e das análises de riscos. O projeto é de responsabilidade da Contratada e é elaborado com base em uma especificação funcional (GTD) que permite a adoção de soluções técnicas pela Contratada, que é a responsável pelo afretamento, operação e manutenção da Unidade. Conforme item 1.3 da GTD, é requerido que a Contratada contrate uma Sociedade Classificadora para aprovação de todo o projeto, desde o projeto básico até o descomissionamento. O objetivo da contratação da Sociedade Certificadora, como descrito no próprio item 1.3., é assegurar que todas as fases necessárias ao projeto, construção e operação da Unidade atendam toda a legislação aplicável, inclusive as relacionadas a segurança. Assim, a utilização do termo “aprovação”, na língua



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

inglesa, teve como objetivo possibilitar à Coordenação Técnica do Projeto intervir em caso de necessidade.

A aprovação do projeto e estudos nas diversas fases do empreendimento pela Sociedade Classificadora é requisito legal para certificação do projeto e classificação da Unidade e, posteriormente, obter da Marinha autorização para operação no Brasil. Para manutenção da conformidade legal da Unidade durante sua vida operacional, a Sociedade Classificadora realiza vistorias periódicas (anuais) para garantir a renovação dos Certificados de Classe e Estatutários a cada 5 anos, e a Marinha realiza inspeções periódicas (anuais) para renovação anual da Declaração de Conformidade da Unidade”

Embora a Petrobras tenha alegado que, em caso de afretamento, compete à Operadora da Instalação a aprovação dos projetos e das análises de risco, cabe destacar que, no item 13.2 (Diligência na Condução das Operações) do Contrato de Concessão para Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e Gás Natural celebrado entre a ANP e a Petrobras em 1998 (BID 0), a Concessionária também tem obrigações no que tange a segurança operacional da Unidade, conforme destacado abaixo.

“O Concessionário planejará, preparará, executará e controlará as Operações de maneira diligente, eficiente e apropriada, de acordo com as melhores práticas da Indústria do Petróleo, respeitando sempre as disposições deste Contrato e das leis, regulamentos e demais normas em vigor, inclusive aquelas sobre operações, emitidas ou que venham a ser emitidas pela ANP, e não praticando qualquer ato que configure ou possa configurar infração da ordem econômica. Com base nesse princípio, e sem com isto limitar sua aplicação, ficará o Concessionário obrigado a adotar, em todas as Operações, as medidas necessárias para a conservação dos Reservatórios e de outros recursos naturais, para a segurança das pessoas e dos equipamentos, e para proteção do meio ambiente, nos termos da Cláusula Vigésima, e a obedecer as normas e procedimentos técnicos, científicos e de segurança pertinentes, inclusive quanto a recuperação de fluidos, objetivando a racionalização da Produção e o controle do declínio das reservas.”



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

Dessa forma, além do requisito explícito no GTD da unidade de que o Concessionário deve aprovar os estudos da avaliação de riscos, o próprio Contrato de Concessão também estabelece que o Concessionário é responsável pela adoção de medidas que garantam a segurança das pessoas, dos equipamentos e da proteção do meio ambiente.

Nesse sentido, pode-se constatar que o Operador da Instalação e o Concessionário não avaliaram sistematicamente os riscos durante as fases do ciclo de vida da instalação. Tal falha é considerada uma das Causas Raiz do Fator Causal “Estocagem inadequada de condensado” contrariando o item 12.6.4 do SGSO.

7.3. Fator Causal nº 2: Degradação do sistema de transferência de carga do FPSO CDSM

O sistema de transferência de carga era original da construção do navio tanque que foi convertido em FPSO, portanto, datava de 1989. Durante a etapa de conversão do navio, não foram feitas alterações significativas de forma a atualizar o sistema ou garantir que ele obedecesse às mesmas normas e requisitos de projeto aos quais a planta de processo deveria atender. Este fato é suportado pelos desenhos isométricos da tubulação do sistema, que são originais da construção do navio e não sofreram revisão para *status “as built”* durante a etapa de conversão, evidenciando que não foram feitas alterações significativas que merecessem registro na documentação do sistema.

Dessa maneira, ao armazenar fluido diferente daquele para o qual foi projetado sem que houvesse gerenciamento de mudanças prévio para identificar e mitigar os impactos, o sistema de armazenamento do FPSO foi com passar do tempo sendo degradado em relação à sua condição de projeto.

O estado degradado do sistema de transferência de carga restringiu atividades comuns de transferência entre tanques e de drenagem de tanques, de tal modo que foram utilizados meios que introduziam risco e alguns impróprios para as operações, como raquetes inadequadas e o emprego de uma tubulação para condensado que havia sido projetada para conduzir gás inerte.

As ações tomadas para tentar corrigir a degradação do sistema de transferência de cargas sem que a operação da unidade fosse paralisada foram feitas por vezes sem análise de risco ou qualquer outra avaliação de perigos e do impacto global nas atividades, antes da implementação da modificação. Adicionalmente, algumas das modificações em relação ao projeto não foram documentadas adequadamente e informações relevantes para a operação do sistema não foram comunicadas na passagem de serviço. Estes fatos contribuíram para a ocorrência do acidente e seus fatores causais são descritos a seguir.

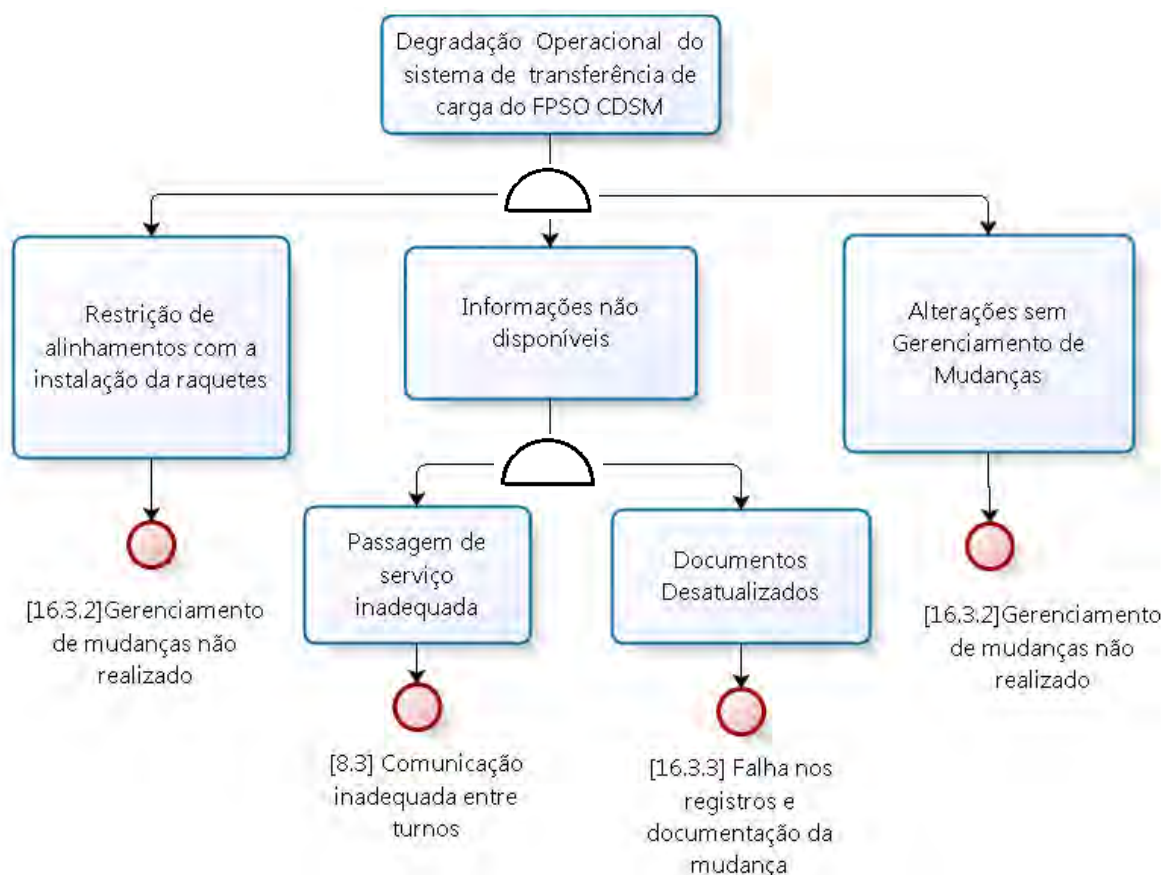


Figura 104 – Fator Causal nº 2: Degradação do sistema de armazenamento do FPSO CDSM

7.3.1. Causa raiz nº 3: Restrição de alinhamentos com a instalação de raquetes / [16.3.2] Gerenciamento de mudanças não realizado

Em 2011 foi identificada passagem de água do tanque *slop* de bombordo para o tanque 6C e do tanque *slop* de boreste para o tanque 2C. Um formulário de gestão de mudança foi emitido com código MOC-CSM-069 para a instalação de válvulas manuais como forma de estabelecer um duplo bloqueio.

Em 2012 tais válvulas ainda não haviam sido instaladas e foi aberta nova gestão de mudança, MOC-CSM-091, para permitir o reparo das válvulas e acoplamentos no interior dos tanques 2C a 5C e tanque *slop* de bombordo. Uma condição para a entrada nos tanques era que a MOC-CSM-069 tivesse sido completada em relação a uma válvula específica, a OP-084. A Figura 105 indica a válvula OP-084 antes e depois do acidente.



Figura 105 – Válvula OP-084 antes e após o acidente

A MOC-CSM-091 consistia na instalação temporária de bombas, válvulas, trechos de tubulação, raquetes, mangueiras flexíveis e uso de linha de secagem de gás inerte, de forma a permitir a transferência de condensado entre tanques. Ou seja, o estado degradado do sistema de transferência de carga restringiu atividades comuns de transferência entre tanques e de drenagem de tanques, de tal modo que foram utilizados meios que introduziam risco e alguns impróprios para as operações, como raquetes inadequadas e o emprego de uma tubulação para condensado, mas que havia sido projetada para conduzir gás inerte.

Ao invés de instalação de válvulas manuais conforme havia sido proposto na gestão de mudança MOC-CSM-069, diversas válvulas da casa de bombas tiveram suas vedações trocadas, incluindo a OP-084, conforme diagramas P&ID marcados anexos à MOC-CSM-091. Nos mesmos diagramas estão indicados isolamentos para a válvula OP-068 e BFV-1005.

A instalação da raquete na linha de descarga da bomba de *stripping* limitava as possibilidades de alinhamento. O caminho mais curto entre a bomba de *stripping* e o tanque *slop* de bombordo era justamente pela linha da OP-068, pois essa era a única válvula nesta linha entre a bomba e o tanque.

Foi evidenciado durante auditoria²⁹ que a instalação da raquete à montante da válvula OP-068 foi necessária pois a substituição do selo de vedação desta válvula não era possível devido ao nível de líquido dentro do tanque *slop* de bombordo estar superior à posição da válvula.

Ocorre que a equipe que executou as atividades planejadas na MOC-CSM-091 realizou entrada no tanque *slop* de bombordo¹⁴², portanto ressalta-se que por esta ocasião a válvula OP-068 também

¹⁴² Livro de bandalho (*cargo log book – marine department*) em 29/07/2014 (fls. 839)

poderia ter sido reparada. Ou seja, não houve planejamento para que fosse retirada a raquete na linha de descarga da bomba alternativa e para realização de reparo da válvula OP-068.

A raquete foi instalada em janeiro de 2014 conforme evidenciado em permissão de trabalho¹⁴³ e no certificado de isolamento mecânico¹⁴⁴. A gestão de mudança MOC-CSM-091 foi emitida em dezembro de 2012, mas foi revisada em fevereiro de 2014, contemplando a informação da instalação da raquete.

Entretanto, a permanência da raquete na linha da OP-068, localizada na descarga da bomba de *stripping*, não foi contemplada em análise de risco ou qualquer outra avaliação de perigos e do impacto global nas atividades, antes da implementação da modificação. Esta falha na aplicação de mecanismos de identificação de perigos e/ou análise de riscos anteriormente à implementação de modificação é considerada uma das Causas Raiz do Fator Causal “Degradação do sistema de armazenamento do FPSO CDSM”, contrariando o item 16.3.2 do SGSO.

7.3.2. Causa raiz nº 4: Passagem de serviço inadequada / [8.3] Comunicação inadequada entre turnos

Em 20/08/2014, foi registrado na passagem de serviço¹⁴⁵ de superintendente de marinha que, embora os selos de vedação (*seat rings*) das válvulas OT41 e OT-023 do tanque *slop* de bombordo tivessem sido renovados, o tanque ainda apresentava problema de comunicação com o tanque 5C:

“5c was pumped out completely. Port slop was reinstated after completion of works, but liquid was draining into 5C. Since then, we are maintaining 5C as a carry over slop tank. No gas reading there yet, we purge port slop from time to time. Priority is to complete stbd slop inspection for Class certification, then transfer 5C to stbd slop.

Seat rings of OT41, OT23 (port slop), OT12, OT13, OT28 (2C) renewed.”

Em 19/11/2014, foi registrado na passagem de serviço de superintendente de marinha¹⁴⁶ que o serviço de substituição dos selos de vedação das válvulas do tanque 5C havia sido terminado.

¹⁴³ Permissão de Trabalho (*Cold Work Permit*) nº 34850 – Emissão: 12/01/2014

¹⁴⁴ Certificado de Isolamento Mecânico nº 20101, de 12/01/2014, anexo à Permissão de Trabalho (*Cold Work Permit*) nº 34850 – Emissão: 12/01/2014

¹⁴⁵ *Rotation Handover Report – Marine Superintendent* – Doc. nº MS-20082014 – Emissão: 20/08/2014



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

Entretanto, foi registrado um problema de comunicação do tanque *slop* de bombordo, desta vez com o *slop* de boreste, citando que as válvulas OT-037 e OT-040, ambas pertencentes à linha que comunica os dois tanques *slop*, estavam com problema de passagem.

“We tried to purge & gas free port slop tank, but OT-037 & OT-040 are passing & hydrocarbon gas came into port slop.

We could not purge & gas free starboard slop tank as the wind direction was not conducive. But that tank needs to have the seat rings replaced on valves.”

Embora a válvula OT-040 opere a comunicação entre os dois tanques *slop*, a mesma ficava localizada no interior do tanque 6C, de acordo com o P&ID¹⁴⁷.

Em 20/12/2014, as informações citadas na passagem de serviço do dia 19/11/12 sobre os tanques *slops* foram mantidas¹⁴⁸, com adição da informação de que se o tanque *slop* de bombordo não fosse consertado, então seria necessário evitar o uso do *header* de fundo de bombordo para transferir carga, uma vez que a carga migraria para o interior do tanque *slop* de bombordo. Recomendou-se seu uso somente em caso de necessidade de operação de drenagem de algum tanque.

“##If the port slop tank is not fixed, avoid using the port side bottom header to transfer cargo as it will drain into the port slop tank. Use only if you have to strip any tank.”

Em janeiro, houve tentativa de esvaziamento do tanque de *slop* de bombordo, juntamente com o *slop* de boreste e do tanque 6C, conforme registros de bandalho. Tal atividade não foi registrada no relatório de passagem de serviço de superintendente de marinha de 21/01/2015¹⁴⁹. Embora esta atividade não tenha sido registrada no relatório de passagem de serviço, a consequência do esvaziamento simultâneo dos tanques *slop* foi registrada, que foi o alinhamento do dreno para o tanque 4C:

¹⁴⁶ *Rotation Handover Report – Marine Superintendent – Doc. nº MS-19112014 – Emissão: 19/11/2014*

¹⁴⁷ *P&ID Cargo System in Vessel – Doc. nº 384-33-W-DWG-100_002 Rev. Z – Emissão: 03/03/2009*

¹⁴⁸ *Rotation Handover Report – Marine Superintendent – Doc. nº MS-20122014 – Emissão: 20/12/2014*

¹⁴⁹ *Rotation Handover Report – Marine Superintendent – Doc. nº MS-21012015 – Emissão: 21/01/2015*

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

“The closed drains from process were diverted to 4C via flexible hose connected to the cow line.”

A informação sobre a motivação do esvaziamento dos tanques, ou seja, o problema de comunicação entre tanques e instruções do uso do *header* de fundo, foi retirada do relatório de passagem de serviço. A única menção adicional sobre os tanques de *slop* foi que houve uma tentativa fracassada de purga dos tanques:

“Gas freeing of Slop S was started but the Hydrocarbon levels are not going down. attempt to Purge both Slops also did not work.”

Durante a investigação²⁹ foi evidenciada a impossibilidade de se bombear o condensado do tanque 6C, situação registrada no relatório de passagem de serviço de 21/01/2015¹⁵⁰, devido ao fato de haver comunicação entre os tanques 6C e o tanque *slop* de bombordo. Vale observar que no registro de isolamentos de longo prazo¹⁵¹, havia anotação de isolamento na OP-038 para troca do *seat ring* no tanque *slop* de bombordo. Estas motivações para o esvaziamento do tanque *slop* de bombordo também não foram registradas no relatório de passagem de serviço.

Mesmo assim, após a passagem de serviço em 21/01/2015, o tanque *slop* de bombordo foi colocado novamente em operação, inclusive com o uso da bomba de *stripping* para transferência de fluido do tanque 6C para o tanque *slop* de bombordo. Ou seja, a equipe que recebeu o serviço anterior deixou de considerar o plano de reparar as válvulas do tanque *slop* de bombordo e tentou novamente transferir fluido do tanque 6C para o tanque *slop* de bombordo, atividade que já havia sido considerada como impraticável pela equipe anterior devido à comunicação entre os tanques, tudo ocorrido à luz de informações que não foram registradas ou que foram removidas do relatório de passagem de serviço.

A falta de acesso a informações necessárias para execução de trabalhos que deveriam constar no relatório de passagem de serviço devido a sua relevância, configura uma comunicação não adequada entre os turnos. Tal falha é considerada uma das Causas Raiz do Fator Causal “Degradação do sistema de armazenamento do FPSO CDSM” e contraria o item 8.3 do SGSO.

¹⁵⁰ *Rotation Handover Report – Marine Superintendent* – Doc. nº MS-21012015 – Emissão: 21/01/2015

¹⁵¹ MIC 21928, referente ao CWP 39894 de 29/10/2014 contido no *Long Term Isolation Register*, válido em 11/02/2015

7.3.3. Causa raiz nº 5: Documentos desatualizados / [16.3.3] Falha nos registros e documentação da mudança

A MOC-CSM-091 possui diagramas (P&IDs) em seus anexos¹⁵² que apresentam marcações dos pontos de conexões temporárias e dos pontos de instalação de isolamento realizados para possibilitar as mudanças pretendidas. Estes desenhos marcados permaneceram apenas como anexo à MOC-CSM-091, ou seja, o desenho disponibilizado ao pessoal em geral através do sistema informatizado de gerenciamento de desenhos e fluxogramas (Proarc) era o desenho original sem as marcações referentes às alterações realizadas.

A permissão de trabalho¹⁵³ e o certificado de isolamento mecânico¹⁵⁴ referentes à instalação da raquete à montante da válvula OP-068 não foram inseridos no controle de registros de isolamentos de longo prazo¹⁵⁵, contrariando os procedimentos de isolamento do operador da instalação.

De acordo com o procedimento da BW¹⁵⁶, os registros de isolamentos de longo prazo devem ser checados mensalmente, a fim de: (i) verificar se os isolamentos estão funcionando conforme Certificado de Isolamento; (ii) verificar se Dispositivos de Travamento e Avisos estão funcionando e em boas condições; e (iii) certificar-se da conscientização de Isolamentos de Longo Prazo entre a tripulação. Ainda de acordo com o procedimento, o registro atualizado de isolamentos deve ser mantido em cópia eletrônica no computador e em versão impressa sob controle do coordenador de permissões de trabalho, devendo ser substituído a cada atualização. Finalmente, tal procedimento ainda estabelece que os isolamentos que permanecerem no local além da validade da respectiva permissão de trabalho devem ser registrados na lista de controle de isolamentos de longo prazo¹⁵⁷.

Foi evidenciado que o controle de isolamento de longo prazo não foi atualizado com a raquete à montante da válvula OP-068. Ocorre que, mesmo tendo sido aberta uma permissão de trabalho para a instalação da raquete, o certificado de isolamento associado a esta permissão considerou como isolamento apenas o fechamento das válvulas necessário para a instalação da raquete. A raquete em si não foi considerada como isolamento mecânico no certificado de isolamento, de modo que, ao final da

¹⁵² P&ID: “384-33-W-DWG-100_001” & “_002”; “384-64-W-DWG-102_002”; “384-62-W-DWG-101_002”

¹⁵³ Permissão de Trabalho (*Cold Work Permit*) nº 34850 – Emissão: 12/01/2014

¹⁵⁴ Certificado de Isolamento Mecânico nº 20101, de 12/01/2014, anexo à Permissão de Trabalho (*Cold Work Permit*) nº 34850 – Emissão: 12/01/2014

¹⁵⁵ *Long Term Isolation Register*, válido em 11/02/2015

¹⁵⁶ Sistema de PT – Sub Documento – Isolamento de Longo Prazo – Doc. nº MS-PR00847 Rev. 02 – Emissão: 07/01/2015

¹⁵⁷ *PTW System – Procedure – Isolation – Mechanical* – Doc. nº MS-PR00840 Rev. 1 – Emissão: 07/08/2013

instalação da raquete, os isolamentos registrados no certificado tiveram autorização de liberação. Ou seja, a partir da liberação, as válvulas que haviam sido colocadas em posição fechada para permitir a instalação da raquete poderiam ser operadas novamente e a permissão de trabalho com o respectivo certificado de isolamento mecânico foi arquivada. Assim, a informação da presença da raquete no sistema não foi transcrita no controle de isolamento de longo prazo.

O procedimento de isolamento mecânico estabelece ainda que, em caso de isolamento de uma linha de processo, tal linha isolada deve ser inspecionada para confirmar que o P&ID reflita fielmente a configuração física do isolamento e que qualquer discrepância seja marcada na cor vermelho no P&ID. O mesmo procedimento ainda estabelecia que o desenho modificado fosse submetido ao OIM para aprovação e posterior encaminhamento do P&ID para as correções “*as-built*”. A atualização dos desenhos é necessária para o conhecimento do estado atualizado da instalação, de forma que as decisões operacionais cotidianas ou em caso de emergência possam ser tomadas com segurança.

Entretanto, embora a raquete tenha permanecido instalada por mais de um ano, o P&ID não foi atualizado com a informação do isolamento. Na investigação foi evidenciado³ que durante a emergência foi utilizado pelo OIM o diagrama P&ID que contém as válvulas da casa de bombas. Mas o desenho utilizado, retirado do computador do superintendente de produção, não continha as marcações, tampouco a indicação da existência do flange ou raquete nele instalada. Também foi evidenciado em outra oitiva³ que houve dúvida sobre o real ponto de vazamento.

O entendimento da situação no momento da emergência foi prejudicado pela falha no registro e documentação de mudanças. Tal falha é considerada uma das Causas Raiz do Fator Causal “Degradação do sistema de armazenamento do FPSO CDSM” e contraria o item 16.3.3 do SGSO.

7.3.4. Causa raiz nº 6: Alterações sem o gerenciamento de mudanças / [16.3.2] Gerenciamento de mudanças não realizado

A gestão de mudança MOC-CSM-091 contém diagramas (P&IDs) e fotos com marcação das indicações de isolamentos, pontos de conexão, instalação de tubulações e acessórios. Dessa forma foi elaborado o planejamento para entrada nos tanques 2C a 5C e no tanque *slop* de bombordo.

Entretanto, foi evidenciado que, durante e após reparo das válvulas dos tanques 2C a 5C e do tanque *slop* de bombordo, foram executadas atividades não planejadas, utilizando modificações em relação à própria MOC-CSM-091. Tais alterações sem gestão de mudança própria são descritas a seguir.

Em 13/09/2014 a válvula de retenção (*check valve*) instalada na linha de secagem de gás inerte (linha temporária da MOC-CSM-091) foi invertida, configurando uma modificação em relação à

MOC-CSM-091¹⁵⁸. A partir de então, o sentido de fluxo passou a ser o inverso na linha de secagem de gás inerte, ou seja, passando a fluir da casa de bombas para os tanques de carga. Com esta configuração, a produção não poderia ser mais levada diretamente ao tanque 6C. Constata-se que na passagem de serviço de superintendente de marinha do mês de novembro de 2014¹⁵⁹ foi registrada instrução de que caso o tanque 6C tivesse que ser utilizado para armazenamento da produção, a válvula de retorno da linha da MOC-091 deveria ser invertida. Esta alteração em relação à gestão de mudança MOC-CSM-091 foi realizada sem avaliação prévia dos perigos e do impacto global nas atividades. A inversão da válvula de retorno possibilitou o esvaziamento do tanque *slop* de bombordo por meio da linha de secagem de gás inerte no *deck* principal em sentido contrário ao planejado na MOC-CSM-091. Em dias anteriores, para transferir o conteúdo do *slop* de bombordo para o tanque 6C usando a bomba de *stripping* e na ausência da linha da OP-068, o alinhamento utilizado e previsto era por linhas no interior da casa de bombas por meio das válvulas OP-079 e OP-085 à jusante da bomba de *stripping*.

Após reparo das válvulas OT-041 e OT-023 no interior do tanque *slop* de bombordo, o tanque ainda apresentou problemas, conforme registrado na passagem de serviço entre superintendentes de marinha em 20/08/2014¹⁶⁰. Conforme registros de bandalho, em janeiro de 2015 houve esvaziamento do tanque *slop* de boreste. Em janeiro houve esvaziamento simultâneo de ambos os tanques de *slop*, de forma que os drenos foram direcionados para o tanque 4C em 12/01/2015¹⁶¹. Esta é outra mudança que ocorreu sem avaliação dos perigos e do impacto global nas atividades, antes da implementação.

O conteúdo do tanque *slop* de bombordo foi direcionado para o tanque 4C com o uso da bomba de *stripping* e, para tanto, houve necessidade de uso da linha de limpeza do tanque 4C (4C *aft COW line*) e da linha de secagem de gás inerte (linha temporária da MOC-CSM-091). Para este alinhamento pela linha de COW (*crude oil washing* – lavagem de óleo cru) foi necessária a instalação de mangueira flexível no *upper deck* e de isolamento na linha de limpeza para isolar o 4C dos demais tanques. Tais modificações configuram outra alteração que ocorreu sem avaliação dos perigos e do impacto global nas atividades, antes da implementação, ou seja, sem utilização da ferramenta de gestão de mudanças.

Também em janeiro de 2015, foi constatada a impossibilidade de bombeio do condensado presente no tanque 6C, cenário registrado no relatório de passagem de serviço de superintendente do

¹⁵⁸ Livro de bandalho (*cargo log book – marine department*) em 13/09/2014

¹⁵⁹ *Rotation Handover Report – Marine Superintendent* – Doc. nº MS-19112014 – Emissão: 19/11/2014

¹⁶⁰ *Rotation Handover Report – Marine Superintendent* – Doc. nº MS-20082014 – Emissão: 20/08/2014

¹⁶¹ Livro de bandalho (*cargo log book – marine department*) em 12/01/2014

dia 21/01/2015¹⁶² utilizando a expressão “condensado imbombeável” (*unpumpable condensate*). Como forma de contornar a situação, foi realizada operação de aquecimento do tanque 6C, esperando-se como consequência a vaporização do condensado e sua consequente remoção do tanque. No mesmo relatório de passagem de serviço houve registro dessa operação, que havia aproximadamente 130m³ de condensado, e que a temperatura deveria ser mantida a 35°C, com recomendação de que não excedesse 40°C. Os vapores eram ventados diariamente pelo *vent riser* diariamente, durante o turno diurno e com inibição dos detectores de gás no *upper deck*, na área próxima à saída dos vapores:

“Presently heating up 6C to evaporate the unpumpable condensate from the tank. for this, the temperature had to be maintained @ about 35°C. heating temp. should not exceed 40°C. the Vent riser continuously open during daytime. there is approx 130m³ of condensate. 1.2m sounding of water is kept inside the tank for this (...)”

Dessa maneira, a utilização da gestão de mudança MOC-CSM-091 foi desvirtuada e todas estas modificações descritas não foram identificadas em processo formal de gestão de mudança de forma a haver identificação de perigos e avaliação do impacto global nas atividades, antes da implementação da modificação. Houve, portanto, falha na aplicação de mecanismos de identificação de perigos e/ou análise de riscos anteriormente à implementação de modificação. Tal falha é considerada uma das Causas Raiz do Fator Causal “Degradação do sistema de armazenamento do FPSO CDSM” e contraria o item 16.3.2 do SGSO.

¹⁶² *Rotation Handover Report – Marine Superintendent – Doc. nº MS-21012015 – Emissão: 21/01/2015*

7.4. Fator Causal nº 3: Degradação da equipe de marinha do FPSO CDSM

Uma vez operando um sistema com restrições, espera-se que todos os recursos fossem providos de forma que o risco ocasionado por esta mudança nas operações fosse minimizado. Tais recursos incluem recursos técnicos, humanos e qualificação adequada para que as pessoas a bordo tivessem condições de executar suas atividades com segurança.

Desta forma, a operação de uma plataforma só é efetiva em segurança ao se garantir não só a manutenção de sistemas (foco em engenharia), mas também a manutenção de um corpo técnico sólido e capacitado, conhecedor dos fundamentos e regras para o desempenho de suas funções. Cabe ao sistema de gerenciamento de segurança operacional implementado pelas empresas estabelecer requisitos e prover recursos para que minimamente seja atingida a confiabilidade de pessoas e sistemas, sem prejuízo da melhoria contínua.

No momento em que sistemas degradados são operados por uma equipe degradada, sem o devido gerenciamento de pessoas, há aumento da probabilidade de falhas. Assim, o acúmulo de funções, a perda de conhecimento sobre a situação atual do sistema, a falta de procedimentos atualizados e de treinamento nos procedimentos existentes, a sobrecarga causada por problemas sistêmicos e a falha na capacitação contribuíram para a ocorrência da perda de contenção.

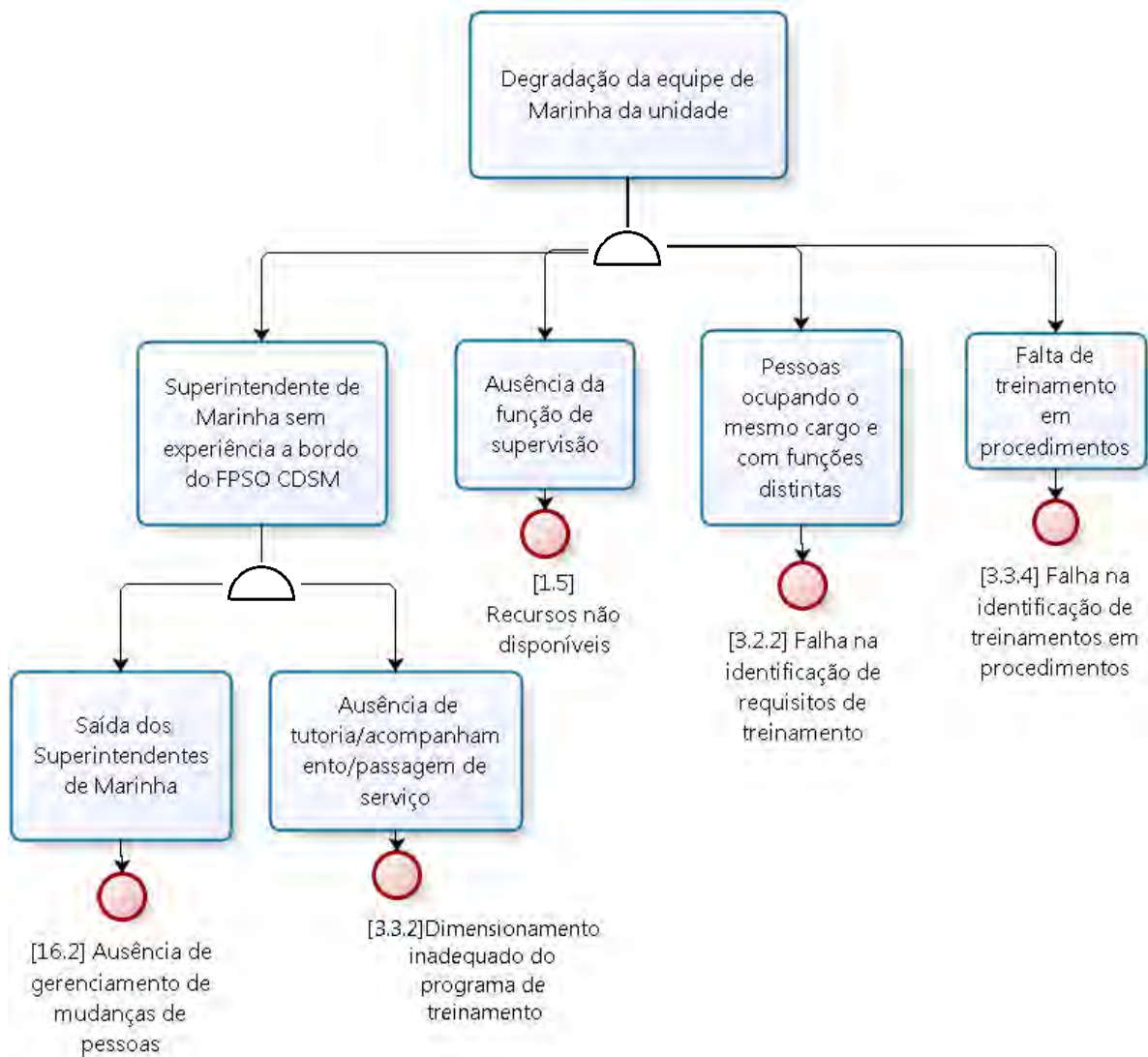


Figura 106 – Fator Causal n° 3: Degradação da equipe de marinha do FPSO CDSM

7.4.1. Causa raiz nº 7: Ausência dos superintendentes de marinha / [16.2] Ausência do gerenciamento de mudança de pessoas

A estrutura organizacional do FPSO Cidade de São Mateus, contava com dois superintendentes de marinha que se revezavam entre si, permanecendo apenas um a bordo. Ou seja, enquanto um estava embarcado, o outro estava em período de folga. O mesmo acontecia com os operadores de carga: havia quatro revezando seus embarques, ou seja, enquanto dois estavam embarcados, os outros dois estavam de folga. O cargo de operador de marinha era, na FPSO CDSM, a posição hierárquica imediatamente abaixo do superintendente de marinha.

Aproximadamente quatro meses antes do acidente, em 17/10/2014¹⁶³, um dos superintendentes de marinha pediu demissão. A empresa BW não conseguiu repor imediatamente sua ausência e, por este motivo, os operadores de carga mais experientes (um por embarque) começaram a acumular suas funções com a função de superintendente – revezando a escala de embarque com o superintendente de marinha remanescente.

Aproximadamente dois meses antes do acidente, em 07/12/2014, o único superintendente de marinha remanescente no cargo também se afastou do FPSO – uma vez que foi aprovado para assumir a função de OIM (gerente de plataforma) em outra plataforma da BW *Offshore* no Brasil (a FPSO Cidade de São Vicente).

Foi verificado que esta aprovação seguiu o fluxo proposto em procedimento¹⁶⁴ de Desenvolvimento de Carreira da empresa BW, passando por concorrência e avaliação criteriosa de sua competência e avaliações de desempenho¹⁶⁵ realizada por instâncias superiores da BW. Todavia, analisando o fluxo de informações desta avaliação, em nenhum momento foi discutido o impacto que sua ausência proporcionaria ao FPSO CDSM ou quem assumiria sua posição.

A partir desta data, como a empresa BW também não repôs de imediato esta posição de superintendente de marinha, os dois operadores de carga mais experientes (um por escala de embarque) passaram a se revezar tanto nas suas funções originais como na de superintendente de marinha.

Finalmente, onze dias antes do acidente, em 31/01/2015, embarcou na FPSO CDSM um novo superintendente de marinha que possuía experiência prévia comprovada de dezoito anos em

¹⁶³ CSM – Relatório Demissões, Transferências e Ativos CSM (2009-2015)

¹⁶⁴ *Career Development & Promotion* – Doc. nº MS-PR01382 Rev.3 - Emissão 29/01/2015

¹⁶⁵ MS-FR00507-04 Interview Guide; OCS-HR-1004 curriculum vitae;

instalações similares¹⁶⁶, todas da BW Group. Destes dezoito anos, aproximadamente dez anos atuou como supervisor de marinha e aproximadamente quatro anos como superintendente de marinha.

Todavia, este foi seu primeiro embarque nesta FPSO e, por isso, ainda estava em fase de familiarização em relação aos sistemas operacionais, às alterações e operações em curso, ao tipo de fluido transferido nas movimentações de carga, procedimentos praticados na unidade e à nova equipe.

Durante auditoria, buscou-se verificar se houve uma análise do contexto da ausência de superintendentes e do consequente acúmulo de função praticado pelos operadores de carga.

Foi identificado no procedimento de gerenciamento de mudanças da Operadora da Instalação BW¹⁶⁷, vigente na data do acidente, que havia previsão de gerenciamento de mudanças de pessoal, inclusive atrelado ao processo de reposicionamento temporário de funções que poderiam afetar a segurança das operações.

De acordo com este procedimento, o fluxo do gerenciamento de mudança de pessoal seria aprovado pela divisão de Recursos Humanos da empresa – devendo antes ser aberto/iniciado por um requisitante, aprovado pelo OIM do FPSO e revisado/aprovado pelo Gerente de Operações, conforme ilustrado na Figura 107, retirada do procedimento de gerenciamento de mudanças. Todavia, foi evidenciado, tanto por depoimento³ quanto por histórico de passagem de serviço e avaliações de desempenho que todos da equipe de Marinha e OIMs sabiam da ausência da posição de superintendente de marinha, entretanto, não houve abertura de um Formulário de Gestão de Mudança por nenhum “requisitante” (o agente identificador da mudança).

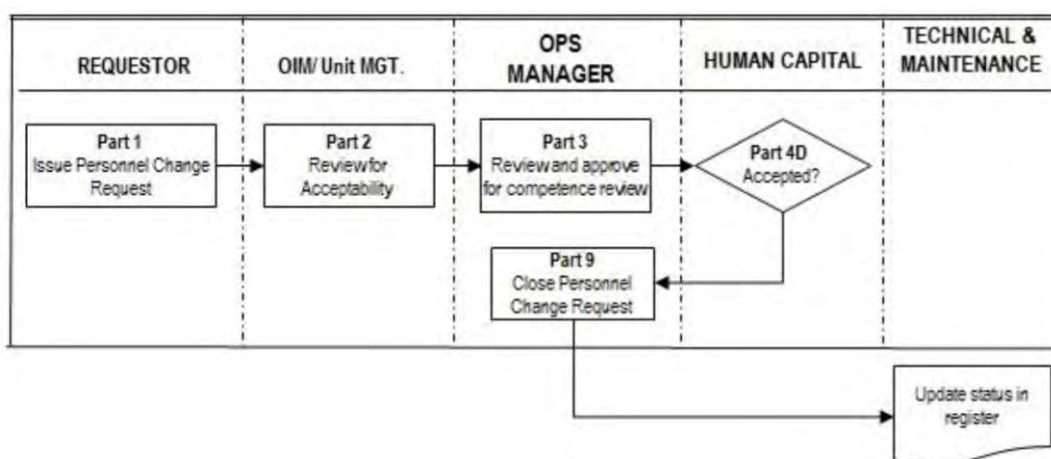


Figura 107 – Fluxo do gerenciamento de mudança de pessoas contido no procedimento da BW

¹⁶⁶ Depoimento coletado pela ANP (fls. 650 a 657) e currículo OCS-HR-1004, de 16.07.2015

¹⁶⁷ *Management of Change - Operations* - Doc. n° MS-PR00157 Rev.04 – Emissão: 05/12/2014

Adicionalmente, foi constatado em auditoria que este procedimento não estava sendo aplicado em nenhuma situação de mudança de pessoas na FPSO CDSM e tampouco foi realizado na saída dos superintendentes de marinha.

Além da sobrecarga de trabalho devido ao acúmulo de funções dos operadores que assumiram a função de superintendente, outra questão a ser avaliada neste processo seria a competência destes operadores para assumir tal função.

Em suas últimas avaliações de desempenho¹⁶⁸, realizadas em outubro de 2014, estes operadores expatriados foram muito bem avaliados, todavia foi sugerido pelos seus avaliadores que eles alçassem vagas de “Supervisor”¹⁶⁹ e “Operador Sênior” – uma vez que ambos careciam de licença (“*higher marine license*”) e certificado (“*master’s certificate of competency*”) para que pudessem ser promovidos ao cargo de superintendente de marinha. Ainda assim para um deles, foi adicionado o comentário de que ele já havia atuado diversas vezes como superintendente de marinha.

Adicionalmente, observa-se que a atuação dos operadores de marinha expatriados como superintendentes de marinha seria uma promoção e, como tal, deveria ter sido avaliada seguindo todo o fluxo exigido pelo procedimento de Desenvolvimento de Carreira da BW.

Pelos motivos acima expostos, pode-se afirmar que houve degradação da qualidade do trabalho realizado pela equipe de marinha devido à saída dos superintendentes de marinha sem reposição imediata, causando ainda o acúmulo de tarefas que um operador de marinha expatriado realizava a bordo – além da ausência de certificação e avaliação adequada ao cargo.

Nesse sentido, pôde-se constatar que o Operador da Instalação não avaliou e nem gerenciou esta ou qualquer outra mudança de pessoal de forma que os riscos advindos destas alterações permanecessem em níveis aceitáveis. Tal falha é considerada uma das Causas Raiz do Fator Causal “Degradação da equipe de marinha do FPSO CDSM” e contraria o estabelecido no item 16.2 do SGSO.

7.4.2. Causa raiz nº 8: Ausência de tutoria / acompanhamento / [3.3.2] Dimensionamento inadequado do programa de treinamento

Na data do acidente, o novo superintendente de marinha, embarcado em 31/01/2015 estava ainda em processo de familiarização com os sistemas do FPSO Cidade de São Mateus. Há relatos de que

¹⁶⁸ MS-FRO2535-00 Performance Appraisal Form – Offshore

¹⁶⁹ MS-JD01517, Rev.0, 12.11.2013

acompanhou algumas operações junto ao operador de marinha a bordo, que antes acumulava a função de superintendente, mas os depoimentos foram inconclusivos sobre essa tutoria recebida.

Todavia, é certo que não houve nenhum tipo de tutoria entre o novo superintendente e um superintendente de marinha efetivo que já houvesse atuado na FPSO CDSM. Havia uma tutoria agendada para ocorrer durante a operação de *offloading*, entre 21 e 24 de fevereiro de 2015¹⁷⁰ – sendo o tutor escolhido o superintendente anterior que foi promovido a OIM de outra plataforma.

Além disso, não foi preparado nenhum relatório de passagem de turma (*handover*) para o novo superintendente de marinha, que embarcou em 31/01/2015, sendo este orientado a usar o *handover* anterior que estava no computador, datado de 21/01/2015 – última troca de turma entre os operadores de marinha.

Cabe observar que entre novembro de 2013 e a data do incidente, houve também a mudança nos OIMs da plataforma. O OIM com quem o novo superintendente de marinha passou a maior parte do seu embarque também possuía pouca experiência nesta plataforma, tendo sido locado na unidade em 18/11/2014, tendo realizado, portanto, apenas dois embarques no FPSO CDSM. Este OIM desembarcou no início da manhã no dia do acidente. O OIM que assumiu a plataforma em 11/02/2015, portanto, ou seja, estava há poucas horas embarcado quando ocorreu o acidente, sendo certo que conheceu o novo superintendente de marinha naquela manhã.

Durante a investigação foi possível evidenciar a atuação efetiva do superintendente de marinha na tomada de decisões, sem ter pleno conhecimento das condições dos sistemas e das características específicas do FPSO CDSM. Pelos motivos acima expostos, constatou-se que a capacitação não foi planejada ou eficaz para o novo superintendente de marinha e a passagem de serviço ineficiente.

Nesse sentido, pode-se constatar que o Operador da Instalação não dimensionou o programa de treinamento de acordo com a classificação de funções e as tarefas afetas ao cargo de superintendente de marinha. Tal falha é considerada uma das Causas Raiz do Fator Causal “Degradação da equipe de marinha do FPSO CDSM” e contraria o estabelecido no item 3.3.2 do SGSO.

7.4.3. Causa raiz nº 9: Ausência da função de supervisão / [1.5] Recursos não disponíveis

Na estrutura organizacional da FPSO CDSM, existem três superintendências subordinadas ao OIM: (i) superintendência de produção, (ii) superintendência de manutenção e (iii) superintendência de marinha. Subordinados aos superintendentes de produção e de manutenção, existem supervisores e

¹⁷⁰ *Rotation Handover Report* – OIM - Doc nº OIM Handover 2015 02 11 – Emissão: 11/02/2015

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

subordinados a estes há uma equipe operacional. Todavia, não existe supervisor na equipe de marinha do FPSO CDSM e os operadores de marinha respondem diretamente ao superintendente de marinha.

Durante a investigação do acidente, foi verificado que existia, no sistema de gestão da BW, um “*job description*” (descrição das tarefas atreladas à função, com responsabilidades e autoridades) para supervisor de marinha¹⁷¹, com algumas tarefas e responsabilidades inexistentes nos “*job description*” do operador de marinha¹⁷² e do superintendente de marinha¹⁷³. Além disso, algumas plataformas da BW operando no Brasil e no mundo possuem esse cargo de supervisor de marinha.

Foi averiguado, ainda, que existe exigência contratual com a Petrobras que estabelece um quantitativo mínimo de pessoal embarcado. Esta exigência aparece em um dos Anexos do Contrato de Serviço estabelecido com a Prosafe¹⁷⁴, conforme Figura 108 abaixo:

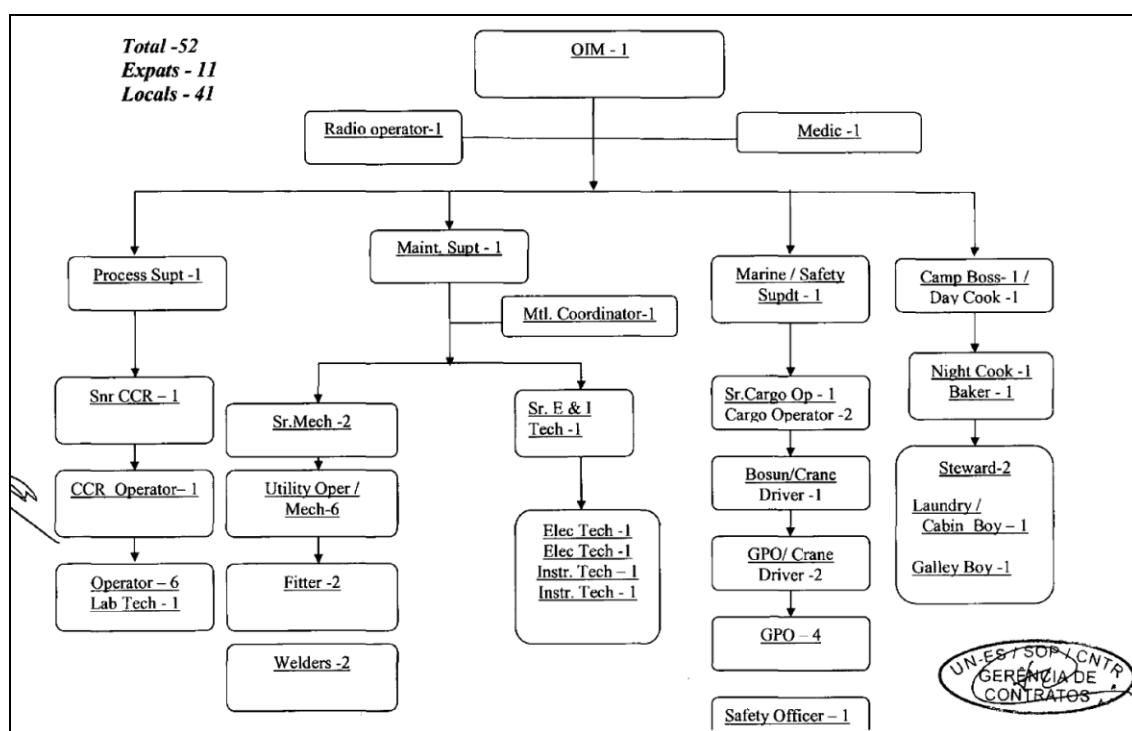


Figura 108 – Organograma mínimo exigido em contrato

¹⁷¹ Offshore Marine Supervisor – Doc. MS-JD01517 Rev.0 – Emissão: 12/11/2013

¹⁷² Operador Marítimo Offshore – Doc. n° MS-JD01515 Rev.02 – Emissão: 31/12/2014

¹⁷³ Superintendente Marítimo Offshore – Doc. n° MS-JD01516 Rev. 02 – Emissão: 31/12/2014

¹⁷⁴ Contrato de Prestação de Serviços de Operação de Unidade Flutuante de Produção, Armazenamento e Transferência de Óleo (FPSO) n° 2300.0028837.07.2



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

Neste anexo, pôde-se averiguar que não existia previsão de cargo de “supervisor” para nenhuma das três equipes, mas existia a indicação de um técnico sênior para cada uma – o que indica que este técnico sênior exerceria função similar ao de um supervisor.

Todavia, apenas para a equipe de Marinha não existia nem supervisor ou tampouco “*senior cargo operator*” – e, de acordo com o organograma estabelecido em contrato, deveria haver para esta equipe um “*senior cargo operator*” e dois “*cargo operators*” a bordo. Nada foi reportado pelos fiscais da contratante a bordo sobre essa ausência. O organograma vigente na instalação quando da ocorrência do acidente pode ser visualizado na Figura 109 (adaptado do organograma da instalação) e na Figura 110¹⁷⁵.

¹⁷⁵ As figuras foram adaptadas para preservar os nomes dos funcionários.

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

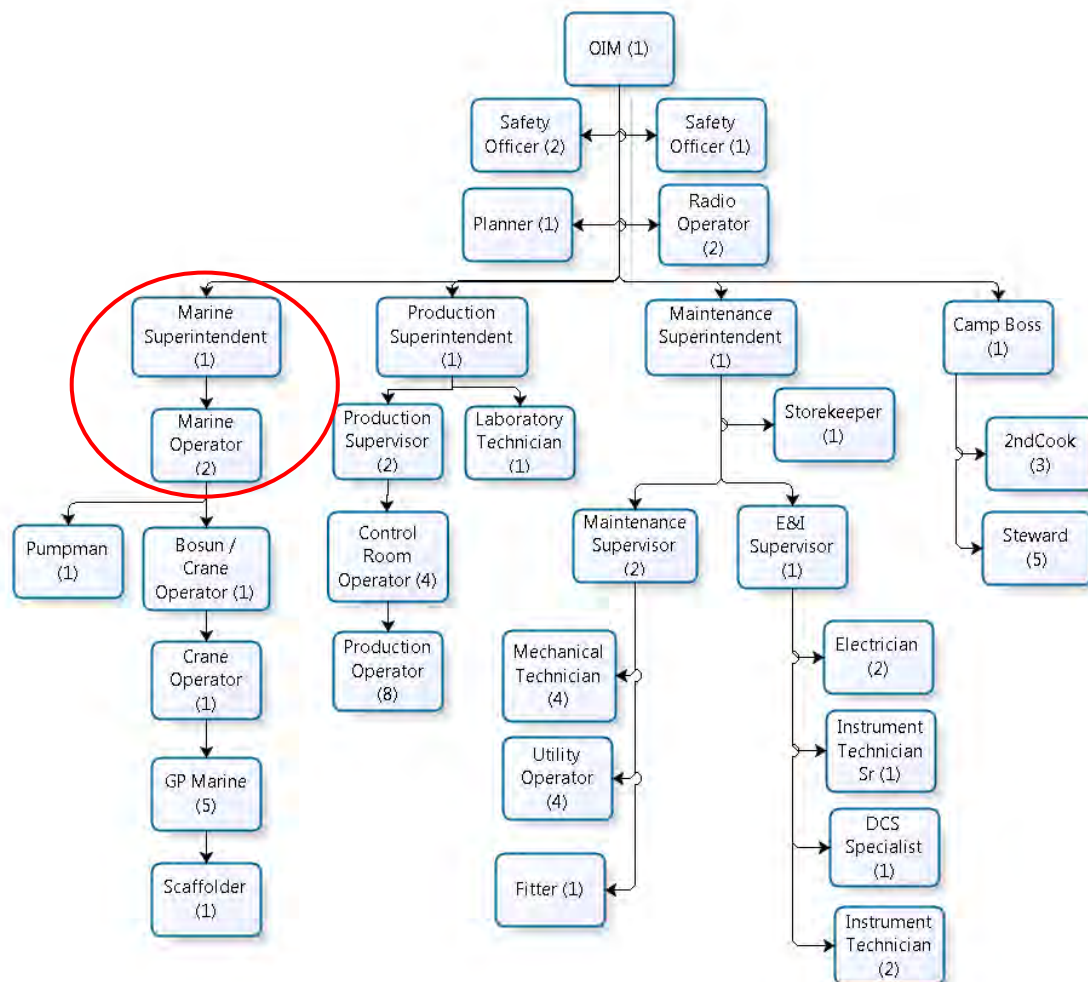
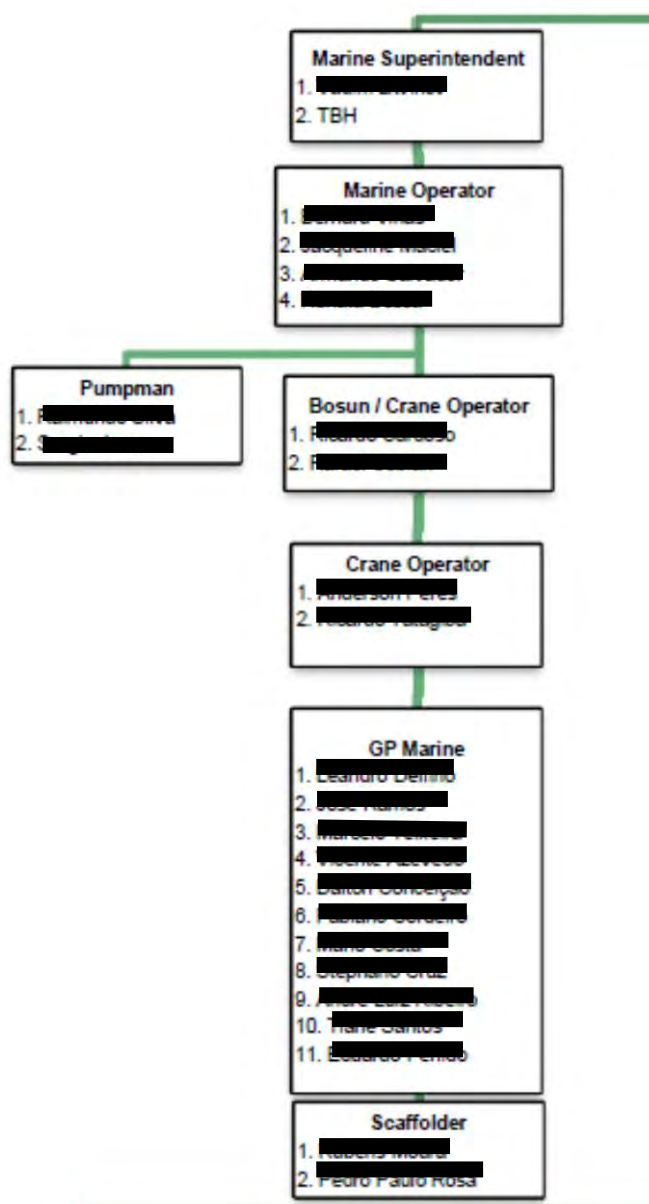


Figura 109 – Organograma da instalação

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM



10 February, 2015

Figura 110 – Organograma da equipe de marinha¹⁷⁶

Pelos motivos acima expostos, constatou-se que a cada embarque deveria haver três operadores de marinha, sendo um deles o supervisor ou um operador de marinha sênior, conforme previsto em

¹⁷⁶ TBH significa “to be hired” – a ser contratado.

contrato firmado com a Petrobras. Todavia, havia nesta FPSO apenas dois operadores de marinha por embarque – nenhum dos dois possuía função de supervisão ou era sênior.

Durante a investigação, verificou-se que a falta de supervisão apropriada também contribuiu para a descontinuidade das informações de passagem de serviço e o controle das operações de transferência de carga. A disparidade funcional entre os cargos de superintendente e operador de marinha, adicionado ao excesso de atividades necessárias para a manutenção e operação do sistema de transferência de carga eram propícias para o surgimento de falhas na execução de tarefas e de procedimentos por falta da adequada supervisão.

Nesse sentido, pode-se constatar que a BW não proveu os recursos necessários para a implementação e o funcionamento do sistema de gerenciamento da segurança operacional, assim como a Operadora da Concessão falhou em não avaliar o desempenho da Operadora da Instalação. Tal falha é considerada uma das Causas Raiz do Fator Causal “Degradação da equipe de marinha do FPSO CDSM” e contraria o estabelecido no item 1.5 do SGSO.

7.4.4. Causa raiz nº 10: Pessoas com mesmo cargo desempenhando funções distintas / [3.3.2] Falha na identificação de requisitos de treinamento/capacitação

Além do fato discutido no item acima, de que deveria haver três operadores de marinha a bordo – sendo um deles supervisor ou Sênior – quando na prática havia apenas dois, ainda existia um complicador: um dos dois operadores de marinha a bordo parecia estar sobrecarregado em relação às tarefas operacionais.

Teoricamente as atividades relativas à função de operador de marinha deveriam ser realizadas por todos dessa função, mas foi evidenciado via depoimentos, que foi consenso entre operadores de marinha e superintendente de marinha entrevistados que os operadores de marinha brasileiros e os expatriados ocupavam o mesmo cargo, porém desempenhavam funções diferentes.

A bordo do FPSO CDSM, havia sempre dois operadores de marinha: um mais experiente (expatriado) e outro menos experiente (brasileiro). Os depoimentos e documentos analisados (como currículos, avaliações de desempenho, Permissões de Trabalho e passagens de serviço dos OIMs) indicam que os Operadores expatriados ficavam encarregados pelas “operações” e os brasileiros com “tarefas administrativas”. Entende-se como “operações” tarefas como alinhamentos utilizados para movimentação de carga e operação das válvulas pela tela do IHM e “tarefas administrativas” os registros de ocorrência de *offloading* e preenchimento de Permissões de Trabalho, principalmente dos serviços realizados no convés. Tal disparidade criava uma carga de trabalho diferenciada entre pessoas ocupando um mesmo cargo, sendo que os operadores de marinha expatriados tinham mais

demanda tanto na operação dos sistemas, no controle das atividades de manutenção em curso, no planejamento e no acúmulo da função de superintendente de marinha.

A motivação dessa diferença não é clara, mas há indícios que estejam atrelados ao tempo de experiência na área *offshore*³ (expatriados possuíam aproximadamente 10 anos a mais do que os brasileiros), ao tempo de experiência na FPSO CDSM (expatriados possuíam 2 anos a mais que os brasileiros), a tempos diferenciados de embarque (expatriados ficavam 28 dias e brasileiros 15 dias), e na fluência do idioma Inglês (língua falada pelos superintendentes e OIMs).

Na Tabela 13 abaixo, um comparativo entre as atribuições dos operadores de marinhas brasileiros e expatriados:

Tabela 13 – Comparativo entre as atribuições dos operadores de marinhas brasileiros e expatriados

Operador de marinha brasileiro	Operador de marinha expatriado
Relatórios Diários	Acompanhamento da tela do supervísório
Emissão de Permissões de Trabalho (PT) quando havia movimentação de guindaste incluindo essas movimentações de cargas na praça de Máquinas	Alinhamentos utilizados entre os tanques para movimentação de cargas
Acompanhamento das permissões de trabalho da parte da Marinha, ex: as pinturas e andaimes no convés	Leitura e interpretação dos P&IDs
Comunicação com o bombeador em relação a interface dos tanques	Partida e parada das bombas de carga
Durante <i>offloading</i> , apenas a parte documental como os registros de ocorrência e ETA.	Comunicação com o bombeador pelo rádio durante operação de abertura e fechamento das válvulas
	Conhecimento sobre existência de raquete nas válvulas
	Operações com helicópteros
	Manutenção de barcos e botes salva vidas e dos equipamentos de convés

Em depoimento³, foi dito que: (i) os operadores expatriados não passavam o serviço muitas vezes por falta de tempo e que quando os brasileiros tentavam acompanhar um processo por completo, o superintendente os solicitava outra tarefa e (ii) que somente no momento em que a equipe de marinha ficou sem superintendente e os operadores de marinha expatriados assumiram a função é que estes começaram a ensinar mais o serviço operacional aos brasileiros (como exemplo a movimentação de tanque de lastro, descarte ou circulação de água produzida).

Foi constatado por meio de avaliações de desempenho e passagens de turno que este fato, da absorção do trabalho referente a toda a parte operacional por apenas um dos operadores de marinha a bordo, era de total conhecimento tanto do pessoal de bordo, como OIMs e superintendentes, bem como da gerência de operações da BW. Foi possível constatar que havia a procura por novo operador de carga expatriado¹⁷⁷ bem como de novo bombeador.

No relatório de passagem de serviço entre os OIMs de 11/02/2015 é registrado o problema específico acerca dos operadores de marinha brasileiros e a proposta de solução do problema:

“I would strongly recommend to get rid of both (..) we have on board as Marine Operators. They do not show an interest in their work and not willing to learn. Unit’s operations and procedures knowledge is not sufficient for their position. (..) plans to shorten one Marine position on board”

Tal problema também afetava a função de bombeador, tal qual a transcrição da mesma passagem de serviço abaixo:

“(...) also agreed to get 2 expats pumpmen replacing Brazillians, so it worth to remind him of the current status”

Pelos motivos acima expostos, constatou-se que a cada embarque havia dois operadores de marinha ocupando o mesmo cargo, mas com funções distintas, possuindo níveis de conhecimento nos sistemas e procedimentos completamente diferentes. Soma-se a este fato o acúmulo de função de superintendente de marinha – e por vezes até como bombeador³, quando das férias de um dos bombeadores – evidenciando uma sobrecarga de trabalho e responsabilidade em uma função considerada de grande impacto na Segurança Operacional de uma unidade de produção flutuante.

¹⁷⁷ Rotation Handover Report – OIM - Doc nº OIM Handover 2015 01 14 – Emissão: 14/01/2015

Nesse sentido, pode-se constatar que o Operador da Instalação não identificou os níveis de treinamento, competência, habilidade e conhecimento específicos para a função, que habilitam o empregado a executar as tarefas afetas ao cargo por ele ocupado. Tal falha é considerada uma das Causas Raiz do Fator Causal “Degradação da equipe de marinha do FPSO CDSM” e contraria o estabelecido no item 3.2.2 do SGSO.

7.4.5. Causa raiz nº 11: Falta de treinamento em procedimentos operacionais / [3.3.4]

Falha na identificação de treinamento/capacitação em procedimentos operacionais

Na data do acidente havia uma matriz de treinamento para toda a força de trabalho a bordo do FPSO CDSM para treinamentos considerados mandatórios pela Operadora da Instalação (NR-10, NR-34, CBSP, HUET, entre outros). Todavia, não havia sido implementada uma matriz de treinamento em procedimentos operacionais para as equipes a bordo do FPSO CDSM, apesar de haver evidências de que esta matriz estava em elaboração e próxima de ser finalizada.

Além de esta matriz, que se trata de uma ferramenta de controle dos treinamentos, não ter sido ainda implementada até o momento do acidente, não havia registros de treinamento em procedimentos operacionais específicos para a equipe de Marinha. Em alguns depoimentos foi relatado desconhecimento do procedimento escrito para a transferência de carga entre tanques e a ausência de treinamento formal neste procedimento para esta unidade³.

Durante auditoria, foram evidenciados que membros da equipe de marinha possuíam certificados de treinamentos em alguns procedimentos relacionados a Segurança Operacional, como: Isolamento mecânico, Permissão de Trabalho e Análise de Risco de tarefas (*Job safety analysis and Risk Assessment – JSA*) além de alguns formulários de verificações de conformidade com procedimento para Operações Simultâneas com Helicóptero e Operações de *offloading*. Todavia, não foi evidenciado nenhum tipo de treinamento para transferência de carga entre tanques para os envolvidos com esta operação (bombeador, operadores de marinha ou novo superintendente de marinha).

Pelos motivos acima expostos, constatou-se que não havia treinamento em todos os procedimentos operacionais que causam impacto à Segurança Operacional assim como não havia, na data do acidente, qualquer controle para assegurar que a força de trabalho se mantivesse treinada nos procedimentos.

Nesse sentido, pode-se constatar que o Operador da Instalação não estabeleceu a qualificação e o treinamento necessários à realização das atividades previstas nos procedimentos operacionais. Tal falha é considerada uma das Causas Raiz do Fator Causal “Degradação da equipe de marinha do FPSO CDSM” e contraria o estabelecido no item 3.3.4 do SGSO.

7.5. Fator Causal nº 4: Operar a bomba de *stripping* com sua descarga fechada

O controle do funcionamento da bomba de *stripping* era feito pelo operador de marinha através da Interface Homem-Máquina (IHM) relativa ao sistema de transferência de carga, localizada em sala contígua à sala de controle da planta de processo, e através de ajuste do percentual de abertura da válvula de vapor e de monitoramento da pressão de descarga. A IHM do sistema de movimentação de carga é a tela do sistema supervisor de onde o operador de marinha visualiza/altera a posição de válvulas remotamente operadas, visualiza as válvulas com simples indicação de posição e controla a operação das bombas do sistema. Geralmente, a confirmação do funcionamento, operações de partida e parada da bomba eram auxiliadas pelo bombeador *in loco*.

O monitoramento através dos parâmetros de percentual de abertura da válvula de controle de vapor e pressão de descarga levou à falha de interpretação da condição operacional da bomba de *stripping*, pois são medidas indiretas do deslocamento da bomba alternativa. O número de strokes é uma medida direta do deslocamento da bomba.

Enquanto isso, para avaliar o funcionamento da bomba a partir do percentual de abertura da válvula de controle de vapor, há que se considerar que o funcionamento da bomba pode ser alterado pelas seguintes condições: i) diferentes propriedades de vapor fornecido, i.e. temperatura e pressão, implicam em diferenças no funcionamento da bomba; ii) a abertura dos drenos das linhas de vapor influenciam no vapor realmente fornecido pela bomba; e iii) há uma relação diferente de deslocamento dos pistões para diferentes fluidos bombeados.

Confiar ao operador de marinha a interpretação da relação entre percentual de abertura da válvula de controle de vapor e o número de *strokes*, considerando as diferentes variáveis do processo ocasiona grande probabilidade de erro, uma vez que a operação deixa de ser baseada em parâmetros diretos do processo operado e passa a ser realizada de acordo com a experiência do próprio operador de marinha. Ressalta-se que a indicação de número de strokes por minuto estava prevista no projeto da bomba de *stripping*, mas não foi implementada.

Para a composição da visualização operacional do sistema, o operador de marinha necessitava então estabelecer o percentual de abertura da válvula de controle de vapor e observar a pressão na descarga da bomba para inferir o funcionamento da bomba de *stripping*.

A forma de indicação de pressão de descarga da bomba de *stripping* na IHM agregava então maior possibilidade de erro ao operador de marinha posto que a informação da pressão de descarga da bomba era representada através de uma janela do tipo *pop up*, ou seja, possível de ser omitida na operação de demais sistemas. Mesmo observando a pressão na descarga, a escala apresentada foi considerada inadequada por apresentar valores acima da Pressão Máxima de Trabalho Admissível (PMTA) do

sistema, o que fazia a leitura de pressão depender da acuidade visual do operador de marinha. Nesta visualização também não havia indicação da Pressão Máxima de Operação (PMO) e da PMTA do sistema.

Neste cenário, um procedimento operacional seria indispensável para o controle dos riscos operacionais e do desempenho das funções dos operadores de carga, tendo em vista que, por exemplo, descreveria a operação de transferência de carga entre tanques com uso da bomba de *stripping*, definiria questões relacionadas à verificação de válvulas e linhas, bem como proibições explícitas.

Entretanto, não havia procedimento operacional que indicasse os parâmetros e procedimentos a serem observados pelo operador de marinha e pelo bombeador nas manobras de mudança de coletores e de que forma operar a bomba de *stripping*.

O monitoramento contínuo da bomba de *stripping* a ser feito pelo bombeador durante todo seu funcionamento, o qual foi indicado como salvaguarda no HAZOP dos sistemas de marinha¹⁷⁸, não era refletido em qualquer procedimento formal escrito do operador da instalação.

Apesar disso, foi verificado durante as oitivas prestadas à ANP3 que, durante as operações de partida e parada da bomba de *stripping*, havia a prática de o bombeador estar ao lado da bomba a fim de executar ações específicas de drenagem durante a partida, bem como para monitorar e informar as condições do equipamento para o operador de marinha via rádio.

Adicionalmente, a prática e o procedimento de operações de equipamentos de transferência de carga¹⁷⁹ indicavam que as operações das válvulas do sistema de armazenamento eram monitoradas pelo bombeador, quando possível, o que impedia a presença física no local da instalação da bomba a todo o momento.

Verificou-se então que na operação que causou a perda de contenção, o bombeador encontrava-se afastado da bomba de *stripping*, uma vez que realizava as atividades necessárias para o novo alinhamento³.

Além disso, por falhas de gestão o procedimento de operações de equipamentos de transferência de carga estabelecido pela Prosafe não foi continuado e atualizado pela BW, tornando-se documento não controlado, desatualizado e fora de uso. A falta de conhecimento em procedimentos operacionais é corroborada pela ausência de um plano de capacitação em procedimentos operacionais.

¹⁷⁸ *Hazard and Operability Study (HAZOP) Report for Ship Systems* – Doc. nº 384-HS-RPT-004 Rev. 0 – Emissão: 03/09/2007

¹⁷⁹ Sistema de Gerenciamento Operacional – Operações dos Equipamentos de Carga – Doc nº 384-OP-MDK-201 Rev.1 – Emissão: 19/02/2008

Há divergências nos depoimentos entre quem de fato, se o operador de marinha ou o superintendente de marinha, participou da manobra de válvulas que fechou a descarga da bomba. Entretanto, ao avaliar os dados da operação do sistema, verificou-se que a operação da bomba com a descarga fechada ocorreu em outras situações em dias que antecederam o acidente.

Tais fatos associados levaram à situação em que se permitiu operar uma bomba alternativa com suas linhas de descarga fechadas, fato determinante para a ocorrência do acidente. Este fator causal e suas respectivas causas, que são descritas a seguir, estão indicados na Figura 111.

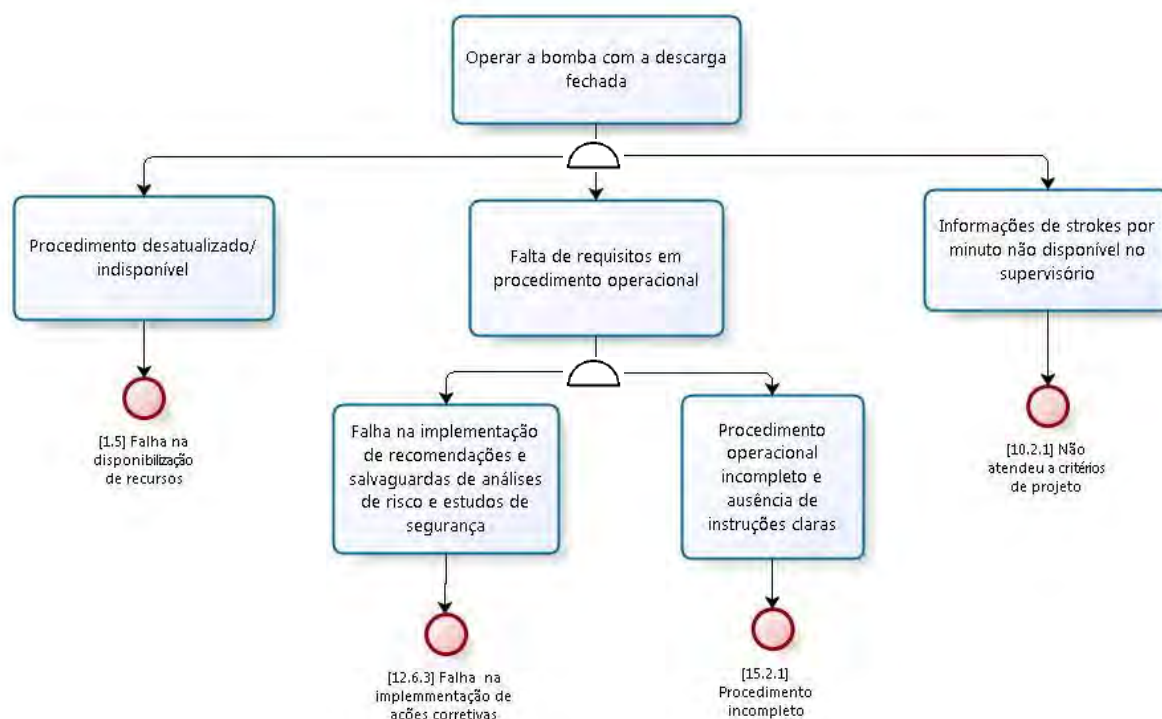


Figura 111 – Fator Causal nº 4: Operar a bomba de *stripping* com sua descarga fechada

7.5.1. Causa raiz nº 12: Procedimento desatualizado/indisponível / [1.5] Falha na disponibilização de recursos

Verificou-se através de consulta a planilha de acompanhamento da migração de procedimentos¹⁸⁰, que diversos procedimentos ainda não haviam sido avaliados e migrados para o sistema de controle de documentos – *Management System* (MS). Dentre eles está o procedimento “Sistema de Gerenciamento Operacional – Operações dos Equipamentos de Carga”, que descreve e define o passo a passo dos procedimentos relativos à operação dos equipamentos do Sistema de Carga e se aplica ao FPSO Cidade de São Mateus¹⁸¹.

Segundo os interlocutores da *BW Offshore*, como alternativa à ausência da avaliação de alguns procedimentos operacionais Prosafe para migração e inclusão no sistema de controle de documentação da *BW Offshore* (MS), decidiu-se disponibilizar os procedimentos antigos da unidade, que ainda não estavam atualizados, em rede interna ao FPSO Cidade de São Mateus, fora do controle de documentação estabelecido em procedimento pela empresa²⁹.

Dentre esses, foi disponibilizado o procedimento “Sistema de Gerenciamento Operacional – Operações dos Equipamentos de Carga”. Entretanto, como a *BW* não tinha um processo de capacitação que incluísse o treinamento em procedimentos operacionais, não há evidências de que a equipe de marinha do FPSO CDSM tivesse domínio dos requisitos deste procedimento.

Foi verificado que a aplicabilidade do procedimento “Sistema de Gerenciamento Operacional – Operações dos Equipamentos de Carga” ainda não havia sido avaliada pela equipe da *BW Offshore* e o mesmo ainda possuía a identificação da “Prosaf Production”.

Corroborando com o fato de que o mesmo ainda não havia passado pelo processo de migração da Prosaf para a *BW Offshore*, na capa do referido procedimento constava o logotipo da Prosaf e a seguinte advertência:

¹⁸⁰ OMS Procedure review log CDSM (MasterCopy) – Emissão: 01/02/2014

¹⁸¹ Sistema de Gerenciamento Operacional – Operações dos Equipamentos de Carga – Doc nº 384-OP-MDK-201 Rev.1 – Emissão: 19/02/2008

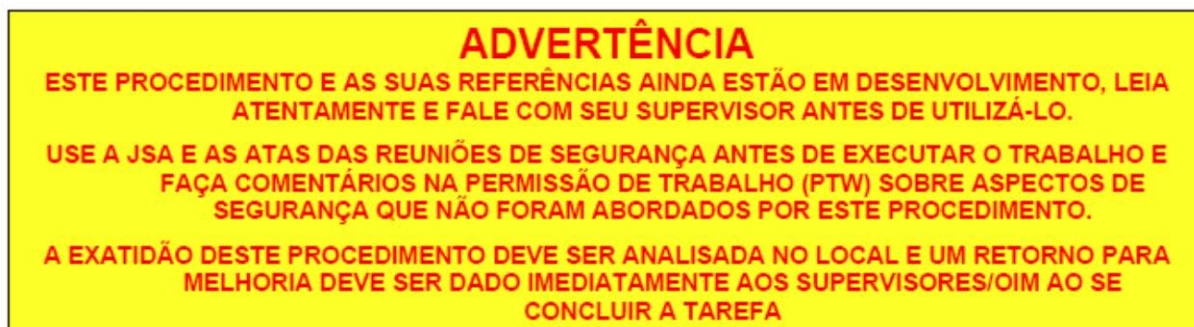


Figura 112 – Advertência contida na capa do procedimento operacional do sistema de carga

Adicionalmente, no referido procedimento, na seção em que é descrita a operação de transferência de carga em situação de emergência, existe o aviso descrito a seguir, confirmando que o procedimento estava obsoleto:

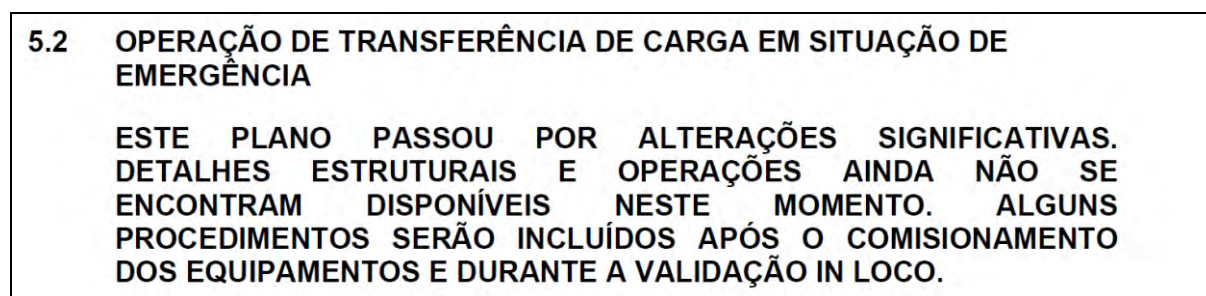


Figura 113 – Item referente à operação de transferência de carga em situação de emergência

Estas inserções em letras maiúsculas no procedimento operacional, associadas à falta de controle de suas informações por utilização de meio diverso ao controle de informação estabelecido pela BW *Offshore* desestimula o seu uso, tornando-o ineficiente. Tal condição foi considerada análoga à inexistência de procedimento operacional, uma vez que tal mecanismo de controle de riscos não era mantido por parte da BW e seu uso era desestimulado pelo próprio procedimento.

Nesse sentido, pode-se constatar que o Operador da Instalação não disponibilizou recursos para a elaboração, implementação e atualização de procedimentos do sistema de gerenciamento da segurança operacional do FPSO Cidade de São Mateus, de forma a gerenciar adequadamente os riscos operacionais. Tal falha é considerada uma das Causas Raiz do Fator Causal “Operar a bomba de *stripping* com sua descarga fechada” e contraria o estabelecido no item 1.5 do SGSO.

7.5.2. Causa raiz nº 13: Falha na implementação de recomendações e salvaguardas de análises de risco e estudos de segurança / [12.6.3] Falha na implementação de ações corretivas

O HAZOP de Marinha¹⁸², executado ainda na etapa de projeto da unidade em 2007, definiu, para o desvio de “ausência de fluxo” na operação de drenagem dos tanques de carga, as seguintes causas: (i) falha na bomba de *stripping*, (ii) válvulas hidráulicas fechadas na descarga da bomba de *stripping* ou (iii) válvulas hidráulicas fechadas ou bloqueios na sucção da bomba de *stripping*. Para esse cenário classificado como de risco alto, foram listadas as seguintes consequências: (i) danos na bomba, (ii) atrasos na operação de *stripping* e (iii) sobrepressão nas linhas em função da descarga bloqueada, resultando em perdas de contenção e possibilidade de incêndio na casa de bombas.

Dessa forma, constatou-se que a operação de drenagem com a descarga da bomba fechada já havia sido estudada ainda na fase de projeto e as consequências associadas a essa prática haviam sido identificadas. Contudo, foi verificado que uma das salvaguardas associadas a esse cenário (válvula fechada na descarga da bomba de *stripping* para a destinação final) não foi implementada, qual seja: “presença na casa de bombas por todo o tempo durante operações de *stripping*”.

Cabe ressaltar que tal salvaguarda obriga a permanência de uma pessoa durante longos períodos na casa de bombas, expondo-a aos riscos dos cenários identificados a esta parte da instalação. Tal fato se deve à manutenção de sistemas operacionais antigos, oriundos da ocasião em que a unidade era um navio petroleiro, que não foram modernizados em sua conversão à plataforma.

A prática operacional estabelecida no FPSO CDSM não contemplou todas as fases de operação da bomba de *stripping*, somente a partida e a parada da bomba, e não foi refletida em um procedimento/instrução formal. O procedimento de operação de equipamentos de carga, por sua vez, restringiu a implementação da salvaguarda ao monitoramento do posicionamento de válvulas e ainda trouxe a ressalva de que esse monitoramento seria realizado “quando possível”, exceção que não está condizente com a salvaguarda explicitada acima.

Neste sentido, pode-se constatar que o Operador da Instalação não garantiu a implementação das salvaguardas provenientes de análise de riscos. Tal falha é considerada uma das Causas Raiz do Fator Causal “Operar a bomba de *stripping* com sua descarga fechada” e contraria o estabelecido no item 12.6.3 do SGSO.

¹⁸² Hazard and Operability Study (HAZOP) Report for Ship Systems – Doc. nº 384-HS-RPT-004 Rev. 0 – Emissão: 03/09/2007



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

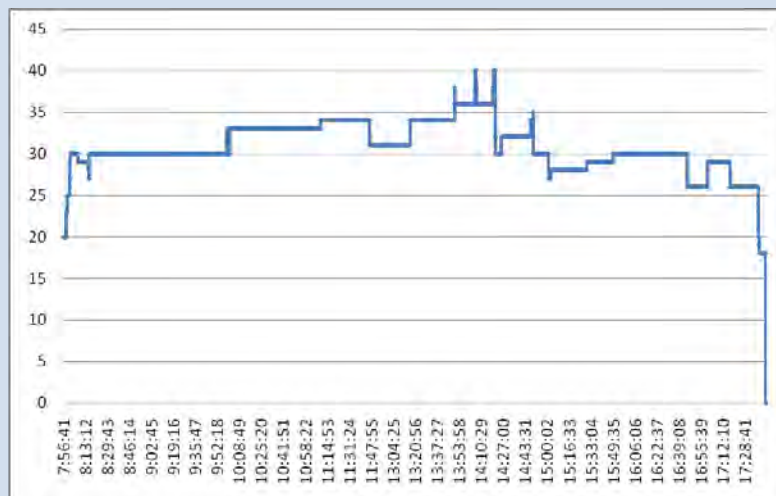
Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

7.5.3. Causa raiz nº 14: Procedimento operacional incompleto e ausência de instruções claras / [15.2.1] Procedimento incompleto

Foi verificado a partir dos dados extraídos do Sistema Supervisório (*Cargo Ballast System*)¹⁸³ que a atuação dos operadores de carga no que se refere ao provimento de vapor para a partida da bomba de *stripping* não era padronizada conforme apresentado nos gráficos a seguir.

¹⁸³ Planilha Cargo Ballast-Excel – Sistema Supervisório (fls. 103)

05/01/2015



08/01/2015

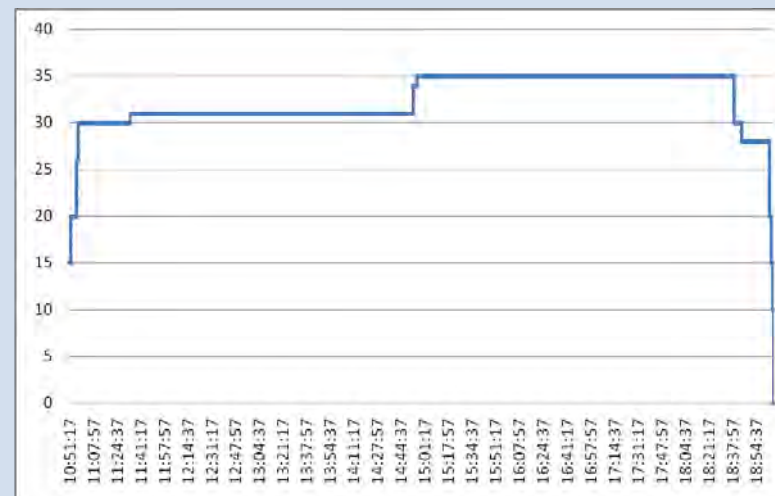


Figura 114 – Gráficos de vazão de vapor para a bomba de *stripping*

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

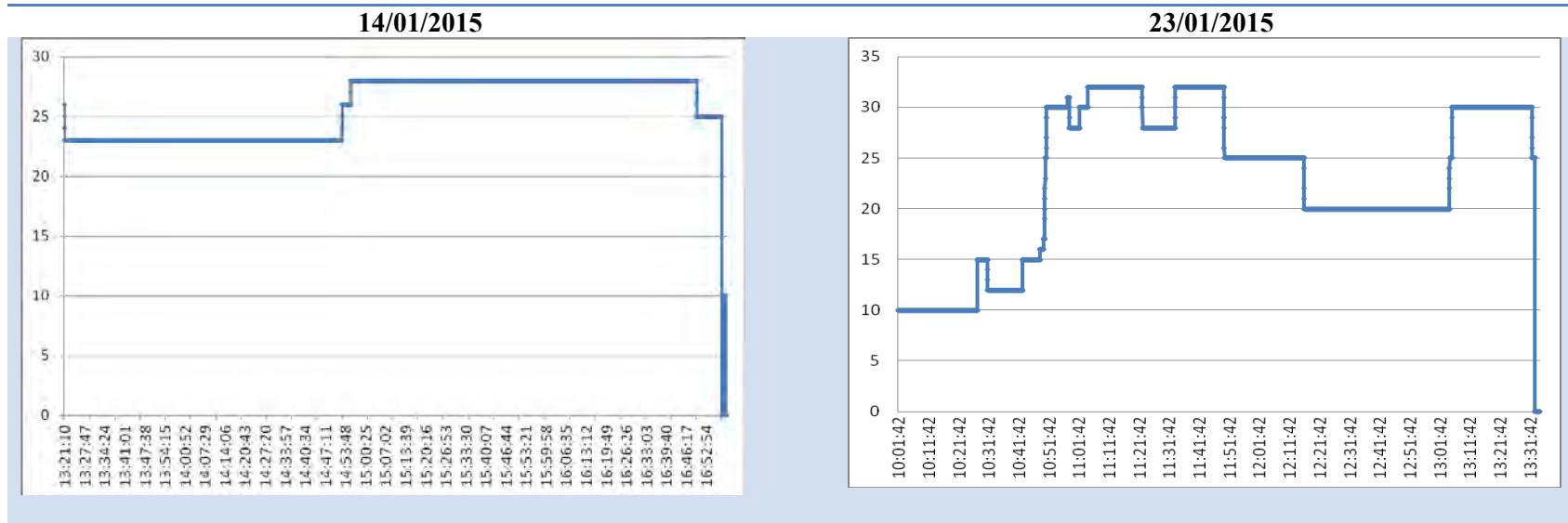
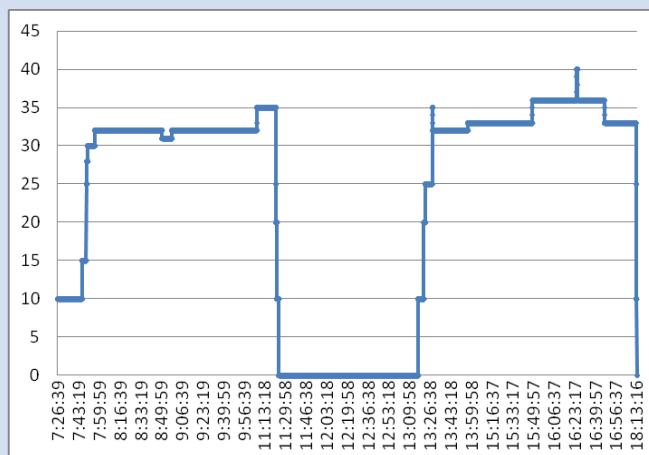


Figura 115 – Gráficos de vazão de vapor para a bomba de *stripping*

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

05/02/2015



10/02/2015



Figura 116 – Gráficos de vazão de vapor para a bomba de *stripping*

Como pode ser observado nas figuras acima, durante os meses de janeiro e fevereiro, o percentual de abertura da válvula de controle de vapor provido para partida da bomba variou entre 10% a 25%. Além disso, observa-se que em alguns dias esse provimento foi realizado de forma gradual e em outros dias isso ocorre de maneira instantânea, embora tenha sido destacado em depoimentos prestados à ANP³, que a forma de prover vapor da bomba seria de acordo com a experiência do operador de marinha.

Adicionalmente, as diferenças nas formas de operar a bomba de *stripping* também foram observadas em relação à atuação das válvulas à jusante e à montante da bomba. Com base nos dados do supervisório, foi possível constatar que, em alguns dias, a parada da bomba foi precedida de fechamento das válvulas da descarga quando esta ainda operava, enquanto em outros dias o fechamento da descarga ocorreu somente após a parada da bomba.

A falta de padronização no fechamento da descarga da bomba enquanto esta funcionava foi observada nos dados do sistema supervisório, embora tenha sido destacada em depoimentos que para uma bomba alternativa tal qual a bomba de *stripping*, o correto seria não operá-la com a descarga fechada³.

A Tabela 14 a seguir apresenta os períodos em que a bomba de *stripping* operou com as válvulas da linha de descarga fechadas durante o mês de fevereiro de 2015.

Tabela 14 – Período com as válvulas da descarga da bomba de *stripping* fechada

Data	% de abertura da válvula de controle de vapor	Período com a descarga da bomba de <i>stripping</i> fechada (h)	Horário da operação da bomba de <i>stripping</i> com a descarga fechada (h)
05/02/2015	10%	00:05:53	07:26:39 às 07:32:32
09/02/2015	10%	00:12:12	09:01:43 às 09:13:55
10/02/2015	10 a 12%	00:09:33	09:41:35 às 09:51:08
11/02/2015	8 a 7%	00:02:42	11:27:48 às 11:30:33

A divergência de procedimentos exemplificada acima, se deve ao fato de que o procedimento “Sistema de Gerenciamento Operacional – Operações dos Equipamentos de Carga¹⁸⁴” era ainda

¹⁸⁴ Sistema de Gerenciamento Operacional – Operações dos Equipamentos de Carga – Doc nº 384-OP-MDK-201 Rev.1 – Emissão: 19/02/2008

incompleto, por não explicitar quais proibições seriam aplicáveis à operação da bomba de *stripping*, mais explicitamente ao não ressaltar o fato de que as válvulas da linha de descarga da bomba de *stripping* não devem ser fechadas antes da parada da bomba ou em qualquer situação que houvesse fluxo. Também não há menção no que tange ao ajuste do percentual de abertura da válvula de controle de vapor na fase entre a partida e a operação normal e não aborda os procedimentos e parâmetros a serem seguidos no caso de alteração no alinhamento da sucção ou da descarga.

Por sua vez, ao se avaliar o manual da bomba de *stripping*, a única menção ao fechamento da descarga da bomba é feita em seu item 3, que trata sobre a parada da bomba, onde havia a instrução de que: “após a parada da bomba, fechar as válvulas da sucção e da descarga”. O contexto desta instrução é relacionado com a parada total da bomba, diferente da situação de mudança de alinhamento que era realizada pela equipe de marinha do FPSO CDSM. Nenhuma menção à proibição da operação da bomba com sua descarga fechada foi feita em qualquer procedimento operacional.

Nesse sentido, pode-se constatar que o Operador da Instalação não possuía procedimento operacional completo e claro no que tange às proibições e restrições para o uso de sistemas e equipamentos, de forma a manter o controle dos riscos. Tal falha é considerada uma das Causas Raiz do Fator Causal “Operar a bomba de *stripping* com sua descarga fechada” e contraria o estabelecido no item 15.2.1 do SGSO.

7.5.4. Causa raiz nº 15: Informação de *strokes* da bomba não disponível no sistema supervisorio / [10.2.1] Não atendimento a critérios de projeto

Durante a investigação foi evidenciada a existência de um procedimento informal de partida e parada da bomba de *stripping*³. Pela análise documental, concluiu-se que o manual de instruções da bomba¹⁸⁵ era utilizado como procedimento de referência para operações de partida e parada do equipamento. As instruções deste documento para as operações da bomba fazem referência à taxa de *strokes* (golpes) que é uma medida direta do funcionamento da bomba, como exemplificado na Figura 117 abaixo, que mostra trecho deste documento no qual é feita referência à taxa de *strokes* da bomba como “*required revolutions*” e “*rated revolutions*”.

- (5) Open the steam valve gradually until the steam pressure reaches required pressure at required revolutions, and begin operation if no abnormal point is seen in the condition of running.
- (6) When steam or liquid leaks excessively from the glands, tighten the glands further and keep a tiny amount of liquid leaking from the pump glands.
- (7) In case the extent of steam valve opening is kept constant during the operation the revolutions will rise or fall in accordance with the variation of the liquid end pressure, but the operation must be carried out at the rated revolutions by adjusting the extent of steam valve opening. In case the speed exceeds 125% of the rated revolutions there will be a fear of abnormal wear in the steam cylinder and piston rings.

Figura 117 – Trecho do manual da bomba de *stripping*

Foi verificado em auditoria²⁹ que o manual da bomba indicava os procedimentos básicos de partida, parada e operação do equipamento, porém os operadores atuavam de acordo com suas experiências prévias e sem o uso da informação de contagem de *strokes*³.

De acordo com folha de dados da bomba de *stripping*¹⁸⁶, esta era capaz de fornecer a informação da contagem de *strokes* para a CCR. O esquema de ligação pode ser observado na Figura 118.

¹⁸⁵ *Instruction Manual of Steam Driven Piston Pump (KPH)*, Shinkokinzo Industries Co., LTD.

¹⁸⁶ Folha de dados da *Cargo Oil Stripping Pump*, Hull No. 606-7, 623-4, Hyundai Heavy Industries Co. LTD.

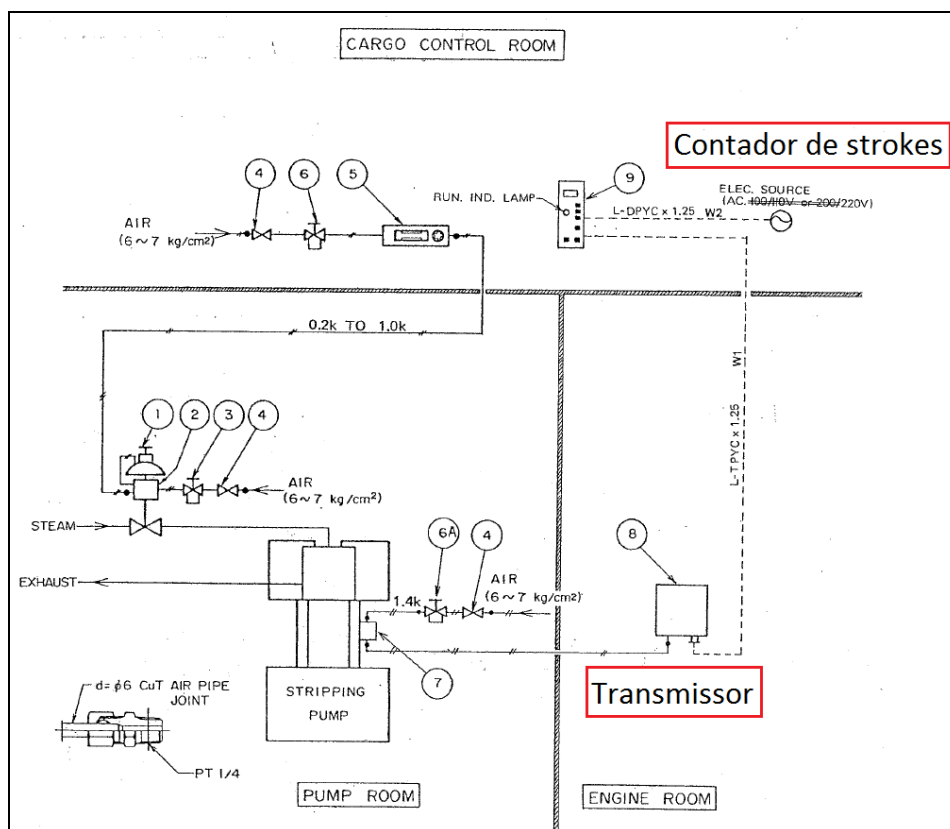


Figura 118 – Esquema de ligação entre a bomba de *stripping* e a CCR para a transmissão da contagem de *strokes*

O sistema supervisorio foi projetado para fornecer a informação de número de *strokes*/minuto conforme se observa na Figura 119.

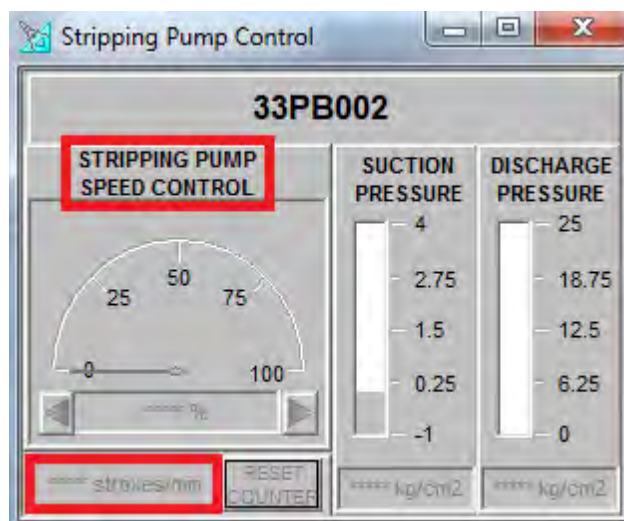


Figura 119 – Janela do sistema supervisório onde consta campo para leitura da velocidade da bomba em *strokes/minuto*

Ainda assim, a contagem de *strokes* não estava disponível para o operador de marinha desde o comissionamento da unidade, conforme (i) informação prestada pelo operador da instalação¹⁸⁷, (ii) evidências de auditoria²⁹ e (iii) gerenciamento de mudança sobre comissionamento incompleto do sistema de controle do sistema de carga e lastro¹⁸⁸ e (iv) evidências obtidas através de oitiva³.

Durante o incidente, foi executado o fechamento de válvulas na descarga da bomba de *stripping*, com a mesma ainda em operação.

Foi declarado em oitivas³ e verificado em auditoria²⁹ que membros da equipe de marinha acreditavam que a bomba não teria movimento com o ajuste de abertura da válvula de vapor na faixa entre 7 e 10%, entretanto, a bomba em operação com a descarga fechada na mesma faixa de vazão de vapor causou o aumento da pressão e consequente perda de contenção.

A leitura da contagem de *strokes*, por ser uma informação direta do funcionamento da bomba de *stripping*, permitiria uma avaliação inequívoca sobre a parada da bomba pelo operador de marinha.

Assim, a indisponibilidade da informação da contagem de *strokes* para o operador de marinha desde o início da operação da unidade, devido à falta de comissionamento do sistema de controle de

¹⁸⁷ Carta E&P-CORP/SMSCL/RA 0562/2015, de 06/08/2015

¹⁸⁸ *Change Management Form – Cargo & Ballast Control System* – Doc. n° CMR / CDSM / 0012 – Emissão: 15/12/2009



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

carga e lastro¹⁸⁹, é uma evidência de que o operador não atendeu aos critérios de projeto e não considerou boas práticas de engenharia no planejamento das fases de construção e instalação da plataforma. Tal falha é considerada uma das Causas Raiz do Fator Causal “Operar a bomba de *stripping* com sua descarga fechada” e contraria o estabelecido no item 10.2.1. do SGSO, no não atendimento de critérios de projeto.

¹⁸⁹ *Change Management Form – Cargo & Ballast Control System* – Doc. nº CMR / CDSM / 0012 – Emissão: 15/12/2009

7.6. Fator Causal nº 5: Perda de contenção primária de condensado

Nos sistemas onde há equipamentos que realizam trabalho sobre fluidos, tais como bombas e compressores, há a possibilidade de ocorrência de sobrepressão à jusante e por isso procedimentos e sistemas críticos são estabelecidos para que, havendo esta situação, barreiras de segurança impeçam a perda de contenção. No que tange às bombas de deslocamento positivo, ao operarem com a descarga fechada, poderá haver a ruptura do ponto mais frágil do sistema à jusante das bombas.

O sistema à jusante do cilindro de descarga da bomba de *stripping* possuía como única barreira uma válvula de segurança contra sobrepressão (PSV), barreira física que recirculava o fluido bombeado para a sucção da bomba, entretanto esta válvula não possuía uma rotina de calibração, o que tornou sua confiabilidade incerta.

Como grande parte dos sistemas de transferência de carga era original da época da construção do navio petroleiro e em sua conversão em plataforma não foi observada a filosofia de segurança aplicável para a planta de processo, o sistema foi mantido obsoleto, sem alarmes e intertravamentos, contrariando normas e boas práticas de engenharia.

O ponto de perda de contenção (vazamento) ocorreu em um flange onde havia uma raquete, possivelmente fabricada a bordo. Por não atender a padrões de fabricação que garantam sua adequação à classe de pressão do sistema, não se pode precisar se a inserção da raquete introduziu um ponto mais frágil no sistema, diminuindo a Pressão Máxima de Trabalho Admissível (PMTA) do mesmo.

Como o ponto de vazamento foi concretado para evitar vazamentos posteriores, não foi possível realizar análises das propriedades da raquete e seu respectivo modo de falha. Em solicitação às empresas BW *Offshore* e Petrobras, a determinação da pressão atingida na descarga da bomba demonstrou-se incerta, não sendo possível afirmar que a pressão alcançada pelo sistema superou ou não sua PMTA.

Ressalta-se que avaliar em bancada a PSV pode demonstrar valores incompatíveis com a situação da válvula na data do acidente, tornando os resultados desta avaliação meramente especulativos. Assim, considera-se que o detalhamento completo das causas deste fator causal só poderão ser concluídos após a análise das propriedades e modos de falha da raquete, o que só será possível após a unidade ser colocada em estaleiro, situação sem prazo definido para ocorrer.

Considerou-se então, de maneira conservadora, que as possíveis causas são relacionadas tanto à falha da raquete em condições acima ou abaixo da PMTA do sistema, por falha no projeto e atualização do sistema de transferência de carga durante a conversão da unidade, bem como falhas gerenciais diversas que levaram ao vazamento na casa de bombas.

Acima da PMTA, considerou-se a ausência de rotina de calibração de PSV (sistema crítico) e ausência de alarmes e intertravamentos como possíveis causas. Abaixo da PMTA, verificou-se que a indisponibilidades de raquetes do tipo JIS (padrão japonês), a falta de espaço (*allowance*) para a instalação de raquetes de classe de pressão adequadas ao sistema, a falta de procedimentos de controle de instalação de raquetes e a improvisação de raquetes são as possíveis causas. Estas causas estão detalhadas a seguir.

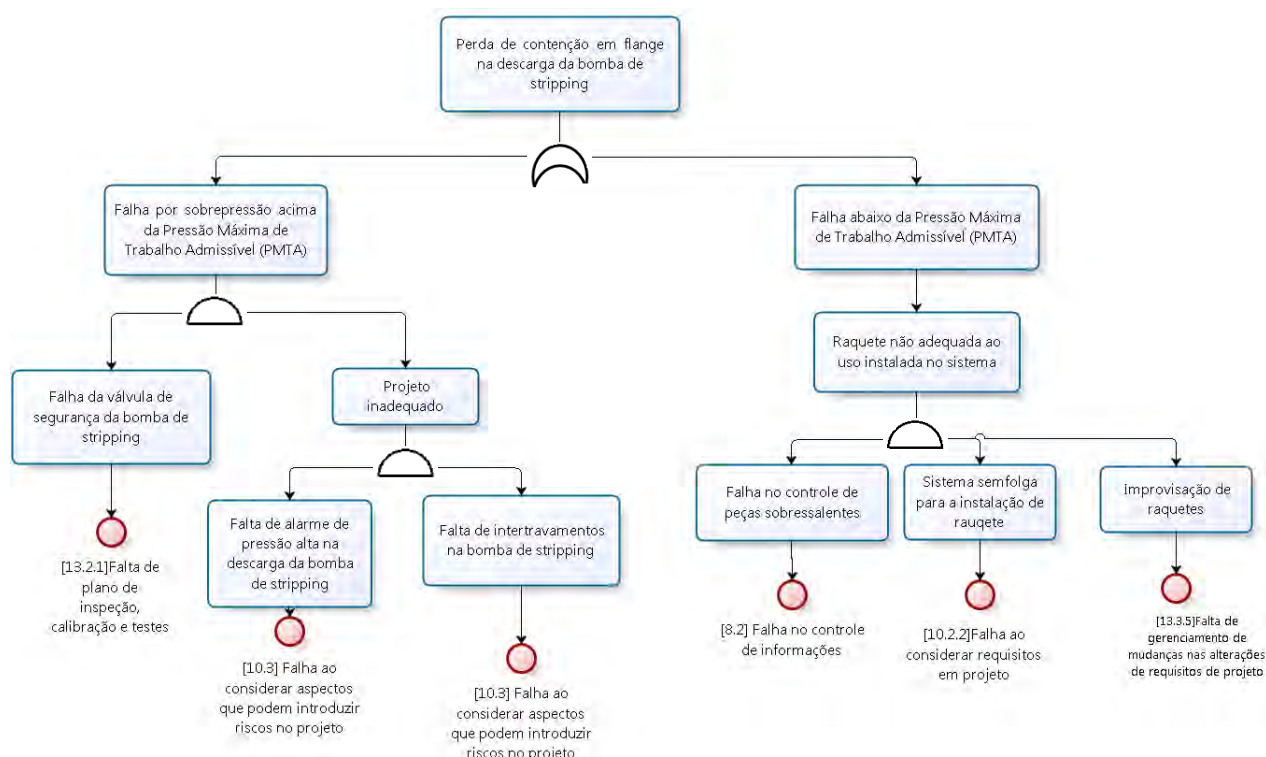


Figura 120 – Fator causal nº 5: Perda de contenção primária de condensado

7.6.1. Causa raiz nº 16: Falta de plano para inspeções, calibração e testes para garantir confiabilidade mínima para a válvula de segurança da bomba de *stripping* / [13.2.1] Falta de plano de inspeção, calibração e testes

A pressão de abertura (*set pressure*) da válvula de segurança da bomba de *stripping* de projeto era de 16,5 kgf/cm² g, indicada na folha de dados da bomba de *stripping*, conforme Figura 121 abaixo. A

pressão de projeto do sistema de transferência de carga conforme documentação de projeto¹⁹⁰ é de 16 kgf/cm² g, inferior à pressão de abertura da válvula. O valor de projeto da pressão de abertura contraria portanto critério de projeto que estabelece que a pressão de projeto de tubulações não deve ser inferior à pressão de abertura da válvula de alívio¹⁹¹.

1. PARTICULARS OF PUMP		MODEL	KPH 350
CAPACITY	350 M3/H	NO. OF DOUBLE STROKE	31 RPM
TOTAL HEAD	150 M	ESCAPE V. SET PRESS.	16.5 KG/CM2G
SUCTION HEAD	-5 M	STM CONSUMP. AT RATED	5780 KG/H
PUMPING LIQUID	CRUDE OIL & S.W.	HYDROSTATIC TEST PRESS.	
MAX. STEAM PRESS.	18 KG/CM2G	STEAM SIDE	36 KG/CM2G
INLET STEAM PRESS.	15 KG/CM2G	LIQUID SIDE	30 KG/CM2G
EXH. STEAM PRESS.	1 KG/CM2G		
EXH. ENTHALPY	643 Kcal/kg		

Figura 121 – Pressão de abertura de projeto da válvula de alívio de pressão da bomba de *stripping*

Quanto à sua manutenção e calibração, sabe-se que, como boa prática de engenharia, uma válvula de alívio de pressão deve ser periodicamente inspecionada e calibrada para garantir uma confiabilidade mínima. Durante a investigação foi evidenciado que não existia uma rotina de calibração da válvula de alívio existente no conjunto de bomba de *stripping* no sistema de manutenção da unidade (MAXIMO). Quando notificada a apresentar evidências do histórico de calibração da válvula de alívio de pressão da descarga da bomba de *stripping* desde o início da produção do FPSO Cidade de São Mateus até a data do acidente, a BW apresentou dois documentos: (i) certificado de inspeção realizada em 08/07/2008 no estaleiro¹⁹², que indicava uma pressão de abertura ajustada à 16,5 kgf/cm²; e (ii) outro documento de 02/08/2010¹⁹³ apresentado uma pressão de abertura ajustada de 16 kgf/cm². Neste último documento, o campo “Próxima inspeção” constante deste documento não foi preenchido.

Houve, portanto, mudança da pressão de ajuste da válvula, de 16,5 kgf/cm² para 16 kgf/cm². Ao ser questionada sobre o motivo para alteração da pressão de ajuste desta válvula, a operadora da

¹⁹⁰ Item 7 do documento *Piping & Valve Material Specification for Marine & Utility Systems* – Doc. n° 000-EG-SPC-031 Rev. 0 – Emissão: 10/08/2010

¹⁹¹ Item 6.1 do documento *Process Engineering Design Criteria* – Doc. n° 384-20-DOC-001 Rev. 0 – Emissão 26/11/2008

¹⁹² Inspeção da Válvula de Alívio no estaleiro.pdf

¹⁹³ PSV - Relatório de Calibração em 2010.pdf

instalação informou que não possui evidências ou motivos para uma possível alteração da pressão de ajuste da válvula de segurança da bomba de *stripping*.

Amplamente utilizada na indústria, a norma API RP 576 não prescreve uma periodicidade para a realização de inspeção e calibração de válvulas de alívio de pressão, no entanto, a mesma recomenda que seja estabelecido um intervalo de tempo definido para cada dispositivo de alívio de pressão¹⁹⁴.

Foi informado durante ação de fiscalização¹⁹⁵ que inicialmente a manutenção e calibração desta válvula eram feitas quando da realização de inspeção mandatória pela NR-13 no filtro de sucção da bomba de *stripping* (33PB002-CA001). No entanto, devido a mudanças nesta norma regulamentadora, a rotina de inspeção periódica foi abandonada e consequentemente a válvula deixou de ser inspecionada e calibrada.

Por não haver uma rotina de inspeção e teste e, considerando o longo período entre o último ajuste da pressão de abertura da válvula de alívio da bomba de *stripping*, não há como descartar a possibilidade de falha deste dispositivo, caso a pressão alcançada à jusante da bomba de *stripping* tenha superado a PMTA.

Pode-se afirmar, portanto, que não havia um plano e procedimentos definidos para inspeção, teste e manutenção para a válvula em questão. Tal falha é considerada uma das Causas Raiz do Fator Causal “Perda de contenção primária de condensado” e contraria o estabelecido no item 13.2.1 do SGSO.

7.6.2. Causa raiz nº 17: Falta de intertravamentos na bomba de *stripping* / [10.3] Falha ao considerar aspectos que podem introduzir risco no projeto

A norma API RP 14C¹⁹⁶ recomenda prever forma de desligamento da fonte de fluxo para o caso de sobrepressão (pressão acima da PMTA) em um sistema ou equipamento. Tal recomendação é reforçada posteriormente na mesma norma ao abordar os sistemas de segurança específicos para bombas de hidrocarbonetos. A norma recomenda que bombas de hidrocarbonetos sejam dotadas de dispositivo de intertravamento (SDV – *Shut Down Device*) que interrompa o fluxo e desligue a bomba,

¹⁹⁴ Item 6.4.1.2 do API RP 576 - *Inspection of Pressure-relieving Devices*

¹⁹⁵ Entrevista do engenheiro de manutenção. Informação coletada junto aos representantes da BW e Petrobras durante atividade de fiscalização realizada pela ANP no FPSO CDSM e no escritório da BW em Vitória no período entre 13 e 17/07/2015

¹⁹⁶ Item 4.2.1.1.3 do API RP 14C - *Recommended Practice for Analysis, Design, Installation, and Testing of Basic Surface Safety Systems for Offshore Production Platforms*

tanto em caso de pressão alta quanto em caso de pressão baixa. Em caso de pressão alta, a perda de contenção é evitada através do desligamento do equipamento antes que a pressão atinja níveis excessivos. O acionamento por pressão baixa desligaria o equipamento após a ocorrência da ruptura e consequente perda de contenção, minimizando a quantidade de hidrocarboneto derramada.

O dispositivo de intertravamento é considerado pelo API RP 14C a forma de proteção primária contra sobrepressão. Adicionalmente, a norma indica que o sistema de segurança deve atuar prioritariamente através do monitoramento automático da operação por ações protetoras automáticas, no caso de detecção por um sensor de condição anormal de funcionamento.

Cabe ressaltar que a filosofia de segurança da unidade lista o API 14C dentre o rol de códigos e normas que deveriam ser observados durante a implementação de todas as fases do projeto¹⁹⁷.

Outro intertravamento recomendado em boas práticas de engenharia é o intertravamento da fonte de possível vazamento de gás devido a um alarme de gás. O API RP 14J determina que os sistemas de detecção de gás devem alertar o pessoal através de alarmes audíveis e/ou visuais e ativar válvulas que desliguem as fontes de gás em caso de detecção¹⁹⁸, e menciona o API 14C como fonte de recomendações quanto ao sistema de detecção.

O API RP 14C, por sua vez, reforça essa recomendação, acrescentando que o alarme deve ser ativado a no máximo 25% do LIE (limite inferior de explosividade) e as ações corretivas automáticas, como por exemplo fechamento das válvulas de shutdown nas fontes de gás e desconexão das fontes de energia dos equipamentos não adequados a áreas classificadas, devem ser iniciadas a no máximo 60% do LIE¹⁹⁹.

Documentos elaborados durante a fase de projeto da unidade preveem, para a área da sala de bombas, alarme em caso de detecção de gás de 10% do LIE e *shutdown* (paralisação) em caso de detecção de gás de 30% do LIE. Esta ação está prevista, por exemplo, no *Safety Case* da unidade²⁰⁰ e

¹⁹⁷ Item 1.2.4 do documento *Safety Philosophy* – Doc nº I-ET-004 Rev. 0 – Emissão: 03/02/2006

¹⁹⁸ Item 4.2 do API RP 14J – *Recommended Practice for Design and Hazards Analysis for Offshore Production Facilities*

¹⁹⁹ Item C.1.3.3 do API RP 14C - *Recommended Practice for Analysis, Design, Installation, and Testing of Basic Surface Safety Systems for Offshore Production Platforms*

²⁰⁰ Item 2.12.1 do documento 384-HS-0501-RPT-015 Rev. 1 – *Design Operation Safety Case*

na especificação do sistema de detecção de incêndio, calor e gás²⁰¹, que aponta para a matriz de causa e efeito como referência para as ações automáticas disparadas pelo sistema de detecção de fogo e gás.

Ao consultar a matriz de causa efeito²⁰² para verificar como foram implementadas tais ações automáticas, é possível verificar que as ações previstas para o caso de detecção de gás de 20% do LIE na sala de bombas contemplam a interrupção do bombeio das bombas de carga (33PA001A/B/C). Na sala de bombas, além das bombas de carga, estavam localizadas as bombas de lastro e a bomba de *stripping*. Não é prevista nenhuma ação relativa à bomba de *stripping* (interrupção do seu acionamento ou fechamento de sua admissão).

Como a bomba de *stripping* também movimentava hidrocarboneto, em caso de detecção de gás na sala de bombas, esta bomba também poderia ser a fonte de fluxo do gás, logo paralisar somente as bombas de carga não atendia totalmente ao critério de shutdown da sala de bombas.

A implementação das ações de *shutdown* recomendadas em boas práticas e previstas em documentos de projeto se mostrou incompleta, pois não foi previsto o desligamento total dos equipamentos da sala de bombas, uma vez que a bomba de *stripping* não foi contemplada. Cabe ressaltar que os sistemas de detecção de gás e de *shutdown* se tratam de sistemas críticos de segurança.

Dessa maneira, não foram considerados no projeto da instalação todos os aspectos que poderiam introduzir riscos à Segurança Operacional. Tal falha é considerada uma das Causas Raiz do Fator Causal “Perda de contenção primária de condensado” e contraria o estabelecido no item 10.3 do SGSO.

²⁰¹ Item 7.1.2 do documento MS-MP03048 Rev. 0 – Sistema de Detecção de Incêndio, Calor e Gás - Cidade de São Mateus

²⁰² ESD, Fire & Gas System Cause and Effects Matrix – Doc. nº 384-79-DOC-003 Rev. Z0 – Emissão: 14/10/2013

7.6.3. Causa raiz nº 18: Falta de alarme de pressão alta na descarga da bomba de stripping / [10.3] Falha ao considerar aspectos que podem introduzir risco no projeto

A norma API RP 14C²⁰³ estabelece ações protetoras a serem acionadas manualmente pelo operador, em caso de observação de condição insegura ou alerta por alarme como um dos modos de operação do sistema de segurança de plataformas marítimas de produção. Cabe ressaltar que a filosofia de segurança da unidade lista o API RP 14C dentre o rol de códigos e normas que deveriam ser observados durante a implementação de todas as fases do projeto²⁰⁴.

Para a bomba de *stripping*, destaca-se como condição insegura de operação um valor de pressão de descarga superior ao máximo admissível do sistema. Conforme já abordado, a IHM exibia a pressão de descarga da bomba de *stripping* em uma janela *pop up* e a escala de indicação de pressão era inadequada e não explicitava o valor da pressão máxima de operação do sistema. Adicionalmente, não havia documento que estabelecesse o valor de pressão máxima de operação do sistema de cargas que devia ser observado pelo operador. Tal informação não constava no procedimento operacional no sistema de cargas.

Dessa maneira, a observação deste parâmetro de operação e a identificação da ocorrência de uma condição insegura eram incertas, sendo necessária a implementação de um alarme de pressão alta na descarga da bomba para garantir o atendimento ao requisito da norma.

A IHM não era dotada de alarme de pressão alta na descarga da bomba para alertar o operador de uma condição insegura de operação e desencadear ações de resposta, na tentativa de evitar a sobrepressão²⁹. A falta de alarme, portanto, aumentava o risco da operação uma vez que, ao se alocar uma barreira dependente de avaliação de um operador, a identificação do desvio no parâmetro de processo dependia do acompanhamento constante da pressão de descarga e de uma avaliação do operador de marinha. Esta avaliação contemplava, o conhecimento prévio do valor de pressão máxima de operação do sistema e a identificação de que a pressão havia ultrapassado o valor máximo recomendável. Dependendo do operador de marinha, a ação de parada era adotada ou não.

Pelos motivos expostos acima, constata-se que não foram considerados no projeto da instalação, mais especificamente no projeto da IHM do sistema de carga e no projeto do sistema de segurança, todos os aspectos que poderiam introduzir riscos à Segurança Operacional. Tal falha é considerada

²⁰³ Item 3.3 do API RP 14C – *Recommended Practice for Analysis, Design, Installation, and Testing of Basic Surface Safety Systems for Offshore Production Platforms*

²⁰⁴ Item 1.2.4 do documento *Safety Philosophy* – Doc nº I-ET-004 Rev. 0 – Emissão: 03/02/2006 (fls. 622)

uma das Causas Raiz do Fator Causal “Perda de contenção primária de condensado” e contraria o estabelecido no item 10.3.a do SGSO.

7.6.4. Causa raiz nº 19: Falha no controle de peças sobressalentes / [8.2] Falha no controle de informações

Foi verificado em auditoria³ que o sistema MAXIMO era utilizado para o controle do inventário a bordo. O cadastro de solicitação de peças no sistema MAXIMO era realizado de acordo com a definição de estoque mínimo cadastrado no próprio sistema, ou de acordo com requisição do pessoal de bordo. Inicialmente o almoxarife era o único responsável por essa atividade. Posteriormente, a responsabilidade foi dividida com os supervisores e superintendentes dos departamentos a bordo que tinham menos conhecimento do uso do sistema, levando também à falta de padronização nas solicitações.

Havia sido constatado antes do acidente que o registro do inventário não estava consistente com os itens presentes fisicamente a bordo. Esta inconsistência levou à presença de uma pessoa do escritório de Cingapura a bordo para fazer a conferência e ajuste do inventário, sendo que no dia do acidente esta atividade estava em execução.

Quanto ao controle de inventário de raquetes, foi evidenciado em oitiva³ relação entre a disponibilidade de raquete na plataforma e a fabricação de raquete a bordo. Embora houvesse a bordo um inventário de raquetes do tipo utilizado para a planta de processo, quando não se encontrava uma raquete costumava-se fabricar raquetes na oficina da praça de máquinas. Há evidência de fabricação de raquete registrada em relatório de passagem de serviço do superintendente de marinha²⁰⁵.

Ocorre que, conforme evidenciado em auditoria²⁹, a porta de um almoxarifado, localizado no espaço anterior a entrada praça de máquinas, estava com a sua tela de proteção rasgada.

²⁰⁵ Item 3, comentário 8 do *Rotation Handover Report – Marine Superintendent* – Doc. nº MS-20082014 – Emissão: 20/08/2014



Figura 122 – Tela rompida na porta de entrada de almoxarifado

Foi evidenciado durante a auditoria que a tela havia sido instalada no intuito de impedir a entrada de pessoas estranhas sem a presença do responsável, mas que mesmo com a instalação da tela as pessoas continuaram a invadir o almoxarifado.

Foi constatado, portanto que o operador não possuía um sistema de controle íntegro de informações sobre peças sobressalentes disponíveis na unidade. Tal falha é considerada uma das Causas Raiz do Fator Causal “Perda de contenção primária de condensado” e contraria o estabelecido no item 8.2 do SGSO.

7.6.5. Causa raiz nº 20: Sistema sem folga para a instalação de raquetes / [10.2.2] Falha ao considerar requisitos em projeto

De acordo com o documento que contém os critérios de projeto para os módulos de processo²⁰⁶, a planta de processo (*topside*) deveria possuir previsão para instalação de elementos de isolamento, seja através da utilização de flanges com espaçadores que proveem a folga necessária para inserção de uma raquete na linha, seja através da utilização de um flange tipo “figura 8”, que pode assumir posição aberta ou fechada.

Verificou-se que o layout das linhas da casa de bombas não possuía previsão para instalação de elementos de isolamento, o que implica na falta de folga (*allowance*) para instalação de uma raquete

²⁰⁶ Item 15 do documento *Process Engineering Design Criteria* – Doc. nº 384-20-DOC-001 Rev. 0 – Emissão 26/11/2008

de espessura padronizada para a classe de pressão da linha^{29, 207}. Em auditoria, foi evidenciado que esta dificuldade de se instalar uma raquete de espessura adequada na linha da tubulação de marinha ocasionou a instalação de raquete possivelmente inadequada no flange à montante da válvula OP-068²⁹.

Portanto, conclui-se que as linhas do sistema de transferência de carga não atendiam a requisitos mandatórios para as linhas da planta de processo, embora todas essas tubulações trabalhem com hidrocarbonetos.

A falta de folgas nas linhas do sistema de transferência de carga fez com que o pessoal de bordo não conseguisse realizar adequadamente o isolamento no flange à montante da válvula OP-068, procedendo então o isolamento com uma raquete com espessura possivelmente inferior à necessária para a classe de pressão da linha.

A Figura 123 abaixo mostra um exemplo de raquete instalada em linha do sistema de transferência de carga. É possível observar que sua espessura é notadamente muito inferior à dos flanges, evidenciando que provavelmente se trata de raquete não especificada para a classe de pressão da linha.



Figura 123 – Exemplo de raquete instalada em linha do sistema de transferência de carga

A falha em aplicar para a casa de bombas os mesmos padrões de engenharia utilizados para a planta de processo durante o projeto de conversão impediu a instalação da raquete adequada, contribuindo com a inserção na linha de um elemento com pressão admissível provavelmente abaixo

²⁰⁷ Item 3 do *Handover Report – Marine Superintendent*, de 20/06/2014 (fls. 958 a 960)

da PMTA do sistema. Tal falha é considerada uma das Causas Raiz do Fator Causal “Perda de contenção primária de condensado” e contraria o disposto no item 10.2.2 do SGSO.

7.6.6. Causa raiz nº 21: Improvisação de raquetes / [13.3.5] Falta de gerenciamento de mudanças nas alterações de requisitos de projeto

Foi verificado que havia prática de fabricação de raquetes a bordo. Durante as oitivas foi declarado que a princípio essas raquetes eram fabricadas para intervenções curtas, onde era necessário o fechamento de uma linha, porém sem a previsão de pressurização da mesma³. No entanto, há registro em passagem de serviço de superintendente de marinha²⁰⁸ de que ocorreu fabricação de raquete a bordo para ser instalada entre flanges para intervenções de longo prazo.

As raquetes a serem utilizadas em linhas do sistema de transferência de carga deveriam atender à padronização constante no documento de projeto que define as especificações de material para válvulas e tubulação dos sistemas de marinha e utilidades²⁰⁹. Entretanto, não há evidências de que a fabricação de raquetes a bordo seguisse qualquer padronização de engenharia.

Há que se notar ainda que, de acordo com o documento sobre Práticas Seguras de Trabalho de Isolamento, embora de conteúdo confuso no idioma português, recomenda-se o uso de desconexão física sempre que “razoavelmente praticável”, justificando-se que seria mais simples monitorar a remoção de um trecho de tubulação do que verificar se uma raquete ou uma figura oito foi instalada corretamente²¹⁰. Vale dizer que as raquetes para a BFV-1005 e para a OP-068 foram instaladas em local no qual havia trecho de tubulação razoavelmente curto entre a válvula e a raquete, de forma que a solução de retirada do trecho de tubulação poderia ter sido adotada, liberando espaço para instalação de flanges cegos ou duplos bloqueios nas extremidades da linha. Os trechos de tubulação entre raquete e válvula são mostrados nas figuras a seguir.

²⁰⁸ Item 3, comentário 8 do *Rotation Handover Report – Marine Superintendent* – Doc. nº MS-20082014 – Emissão: 20/08/2014

²⁰⁹ *Piping & Valve Material Specification for Marine & Utility Systems* – Doc. nº 000-EG-SPC-031 Rev. 0 – Emissão: 10/08/2010

²¹⁰ Item 5.3.1 do documento *Sistema de Gerenciamento de Operações – Práticas Seguras de Trabalho de Isolamento* – Doc. nº 384-OP-HSE-018 Rev. 1 – Emissão: 22/11/2012

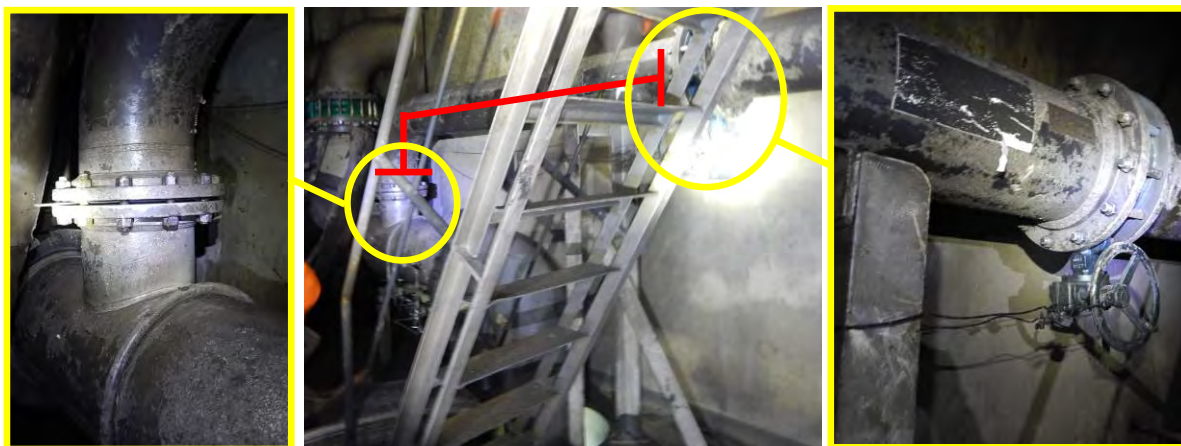


Figura 124 – Trecho de tubulação entre raquete instalada e a válvula BFV-1005

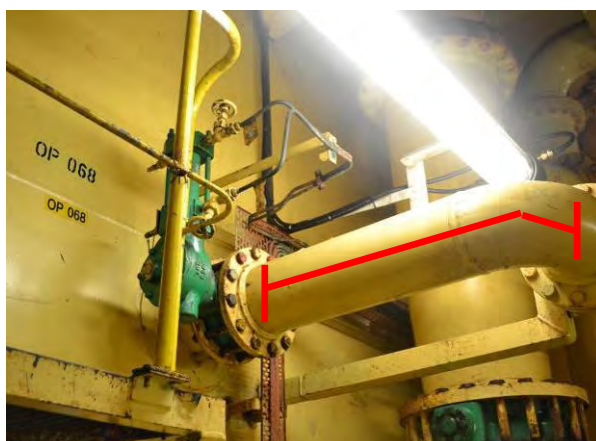


Figura 125 – Trecho de tubulação entre raquete instalada e a válvula OP-068²¹¹

O procedimento de Isolamento Mecânico²¹² definia três métodos possíveis de isolamento: (i) bloqueio simples e sangria; (ii) bloqueio duplo e sangria; e (iii) isolamento positivo. Para o método de isolamento positivo, afirmava-se o seguinte: “Este é o padrão mais alto de isolamento, realizado pela instalação de placas ou flanges cegos ou pela remoção de uma curta seção do tubo e a instalação de flanges cegos”.

²¹¹ Foto anterior ao acidente fornecida pela Petrobras no dia 05/03/2015

²¹² PTW System – Procedure – Isolation – Mechanical – Doc. nº MS-PR00840 Rev. 1 – Emissão: 07/08/2013

Quanto à seleção do método de isolamento para serviço de entrada em tanque de carga, havia definição que o método de isolamento positivo deveria ser o adotado para as linhas de convés e o método de duplo bloqueio e sangria deveria ser usado para as linhas de fundo.

Durante auditoria foi informado que a raquete foi instalada à montante da válvula OP-068 devido ao fato de o nível de líquido no interior do tanque de *slop* de bombordo ultrapassar a cota da válvula OP-068. Alegou-se que não era seguro substituir o *seat ring* da OP-068, logo foi instalada a raquete. Vale dizer portanto que este cenário também deveria ser considerado caso o trecho de tubulação fosse removido. De qualquer modo, o tanque de *slop* de bombordo foi esvaziado para reparo, momento em que a raquete poderia ter sido removida ou em que o trecho de tubulação poderia ter sido retirado a fim de melhorar a qualidade do isolamento.

A falta de folga suficiente no sistema de transferência de carga para instalação de uma raquete com espessura adequada, a decisão de não realizar o isolamento retirando trecho de tubulação e as eventuais indisponibilidades de peças sobressalentes adequadas a bordo favoreceram o isolamento do flange da linha de movimentação de cargas à montante da válvula OP-068 com uma raquete improvisada, fabricada a bordo, possivelmente inadequada à classe de pressão da linha, sem avaliação prévia dos perigos e do impacto global nas atividades.

O operador da instalação não garantiu que o uso de isolamento com característica distinta da especificação de projeto fosse abordado através dos requisitos de prática de Gerenciamento de Mudanças. Tal falha é considerada uma das Causas Raiz do Fator Causal “Perda de contenção primária de condensado” e contraria o disposto no item 13.3.5 do SGSO.

7.7. Fator Causal nº 6: Exposição de pessoas

No caso de um vazamento com formação de atmosfera explosiva em ambiente fechado, há que se considerar a possibilidade de escalonamento do evento para um cenário de incêndio e/ou explosão. Logo, devem ser previstos sistemas e procedimentos para que, uma vez havendo a formação de atmosfera explosiva, haja condições para que a tripulação possa agir de forma a controlar a situação, mitigar os riscos de escalonamento, eliminando a atmosfera explosiva para posterior busca ao retorno da rotina operacional.

Para o sucesso das ações de mitigação, os procedimentos de emergência e os recursos para a resposta a emergências devem ser previamente previstos, valendo-se da utilização de todos os recursos disponíveis, inclusive o tempo de avaliação dos cenários, recurso sempre escasso para equipes de resposta a acidentes a bordo das plataformas.

O suporte institucional deve delinear a maneira de atuação nas diversas situações possíveis de emergência na instalação e devem estar descritos no Plano de Respostas a Emergência da unidade. Entretanto, pôde-se constatar que, houve falha na avaliação do cenário de risco e resposta à emergência que ocasionou o acidente, maximizando os efeitos de uma ocorrência de atmosfera explosiva em vez de mitigá-los, em função da ausência de instruções claras e da definição de cenários acidentais no Plano de Respostas a Emergência da unidade que não contemplavam os cenários identificados no estudo de risco da unidade.

Sem identificação prévia no Plano de Respostas a Emergência dos recursos necessários para o cenário ocorrido, a tripulação a bordo do FPSO CDSM, no momento de crise, não pôde adotar soluções adequadas para a mitigação do cenário de atmosfera explosiva, levando à exposição de pessoas a bordo a situações de perigo, em que a probabilidade de escalonamento e o potencial de severidade foram aumentados de forma considerável.

Esta exposição das pessoas, sejam elas pertencentes às equipes de brigada ou às demais funções de resposta à emergência, resultou em grande parte das vítimas resultantes deste acidente, ou seja, a resposta ao incidente de vazamento propiciou o aumento do dano ocasionado pelo evento como um todo.

A baixa disciplina operacional também se demonstrou evidente quando houve a criação de um time técnico para dar suporte ao time de resposta à emergência, sem que tal time estivesse previsto ou possuísse atribuições no Plano de Respostas à Emergência. Durante o incidente, mesmo havendo o conhecimento de que havia detecção de gás através de sensores fixos instalados no fundo da casa de bombas, algumas pessoas que formavam a equipe técnica foram enviadas junto com os brigadistas

para a avaliação do cenário dentro de uma atmosfera explosiva. Outro sintoma que confirma a baixa disciplina operacional foi a desmobilização parcial ou total das pessoas dos seus respectivos pontos de encontro, mesmo com a permanência da detecção confirmada de gás.

Outra causa da exposição de pessoas ao perigo deve-se à definição dos pontos de encontro para pessoas com função de resposta à emergência, feita sem que fossem considerados os estudos de segurança do FPSO CDSM, portanto, sem a devida avaliação dos efeitos de um possível cenário de explosão na casa de bombas (ou do seu escalonamento) sobre os pontos de encontro. Ressalta-se que uma pessoa morreu e outras pessoas se feriram enquanto permaneciam em seus respectivos pontos de encontro.

O fator causal denominado Exposição de pessoas é apresentado na Figura 126 e suas respectivas causas são apresentadas a seguir.

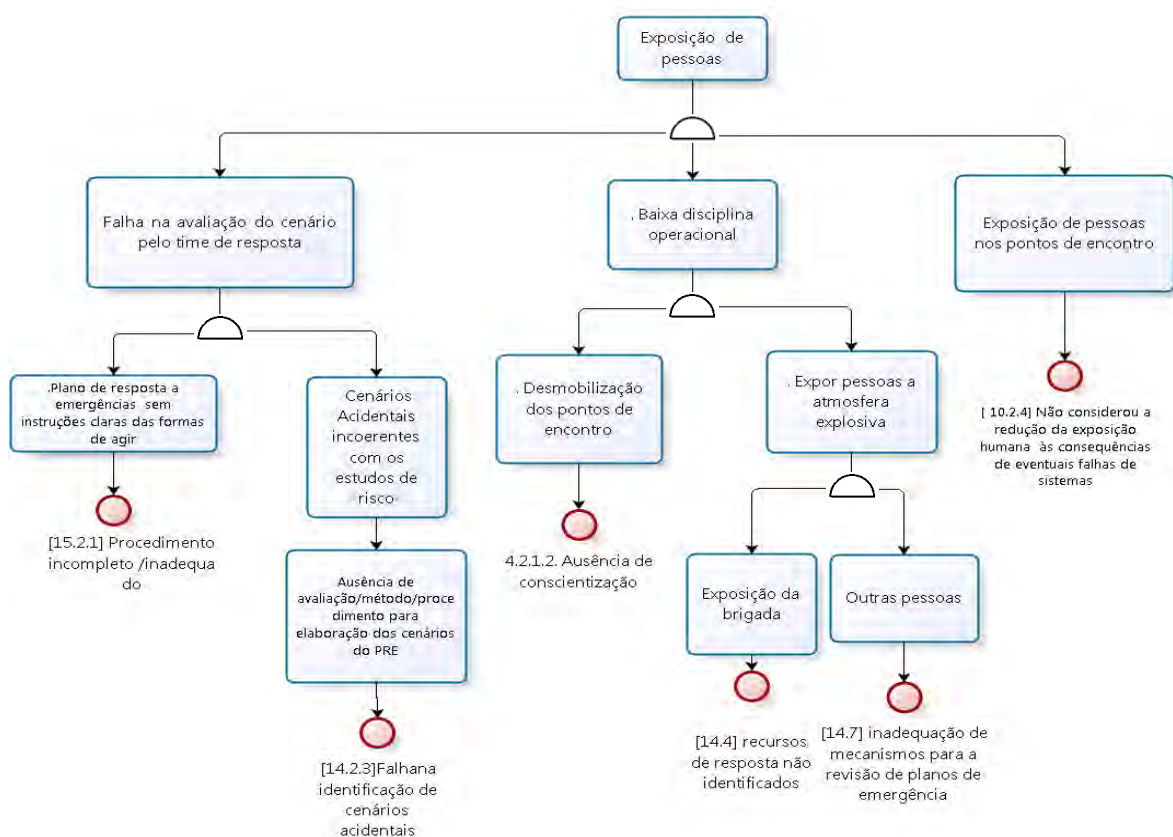


Figura 126 – Fator Causal nº 6: Exposição de pessoas

7.7.1. Causa raiz nº 22: Falta de instruções claras no procedimento de resposta à emergência / [15.2.1] Procedimento incompleto/inadequado

Conforme a filosofia de resposta à emergência da BW²¹³, o Plano de Resposta à Emergência (PRE) deve ser elaborado durante a etapa de detalhamento do projeto e deve ser implementado durante a fase de operação. O plano deve conter, no mínimo, orientações acerca de requisitos de treinamentos e competências, frequência de simulados e testes das estruturas de resposta à emergência e procedimentos e responsabilidades a serem seguidos em diversas situações de emergência, incluindo as atividades de resposta à emergência e planos de ação.

O PRE²¹⁴ apresentava a estrutura de resposta do FPSO em situações de emergência, distinguindo as funções e respectivos pontos de encontro em diversos pontos da unidade, seja na CCR (*Central Control Room*), na enfermaria, na sala de controle da praça de máquinas, no bote de resgate rápido, nos locais com equipamentos de brigada e no refeitório (refúgio temporário). Contudo, não era apresentada a estrutura do ICT (*Incident Command Team*), ou seja, quem deveria fazer parte do time de comando do incidente.

Dentro da categorização de incidentes por severidade, para as categorias de incidente de nível II (major) e de nível III (catastrófica), estava prevista no procedimento a mobilização de um time de resposta à emergência no MECC (*Main Emergency Control Centre*) com as seguintes lideranças: Gerente de Operações, Gerente de Recursos Humanos, Gerente Encarregado e Gerente de SMS. No entanto, foi verificado que essa estrutura prevista no procedimento não estava compatível com a estrutura montada pela BW *Offshore*, fato que reflete ainda uma sistemática adotada pela Prosafe. Por exemplo, não existem na estrutura da BW *Offshore* no Brasil as funções de Gerente Encarregado e Gerente de SMS e não está previsto o MECC.

No Plano de Resposta à Emergência do FPSO CDSM²¹⁵, eram exibidos os “cartões de memória” (*prompt cards*) para os casos de vazamento de gás, incêndio e explosão. Esses cartões estão mostrados na Figura 127 e, conforme pode ser observado, contêm apenas as ações preliminares a serem tomadas para cada tipo de ocorrência.

²¹³ *Emergency Response Philosophy* – Doc nº 4119-BWO-S-FD-00006 Rev. 0 – Emissão: 11/12/2013

²¹⁴ Item 4.1 do documento *Emergency Response and Contingency Plan FPSO Cidade de São Mateus* – Doc. nº MS-MP01279 Rev.1 - Emissão: 13/01/2015

²¹⁵ Item 6.1 do documento *Emergency Response and Contingency Plan FPSO Cidade de São Mateus* – Doc. nº MS-MP01279 Rev.1 - Emissão: 13/01/2015

6.1 UNIGNITED GAS LEAK, FIRE OR EXPLOSION

COMMUNICATIONS/NOTIFICATIONS	
Obtain Visual Report – Location of fire, flame impingement, gas plumes and effectiveness of containment (If feasible)	☐
Missing Persons – Check Permits, Contact Supervisor, Establish Cabin Number, Initiate Accommodation Check (Not during accommodation Fires) – Last Known Location	☐
Initial Time Out	☐
Initial PA Announcement	☐
Initial Call to Duty Incident Commander	☐
Subsequent Calls to IMT	☐
Silence General Alarm	☐

RESPONSE TEAM LEADER BRIEFING AND FEEDBACK	
Is it necessary to respond?	☐
Number to respond (Two for visual check or Full Team)	☐
Location of Forward Control Point	☐
Route to follow	☐
Objective of response	☐
Restrictions re exposure of personnel	☐
Level of protection required	☐

UNIGNITED GAS RELEASE SPECIFIC CONSIDERATIONS	
Consider isolation of non-certified equipment	☐
Monitor size and movement of Gas Cloud	☐
Monitor levels, pressures and temperatures in Process and Storage Vessels	☐
Monitor HVAC inlet and Damper status	☐
Electrically isolate incident location (Post Blow-down and Gas Dispersal)	☐
Refer to relevant ERP	☐

PROCESS / UTILITIES FIRE SPECIFIC CONSIDERATIONS	
Monitor levels, pressures and temperatures in Process and Storage Vessels	☐
Attempt to reset flame detectors.	☐
Deluge initiated?	☐
Consider operating deluges above and adjacent to the fire location - both fire pumps may be required	☐
Incident contained?	☐
Monitor Fire Main pressure	☐
Vessel Report – Deluge cover, location of jet fire impingement, lifeboat and helideck status and progress of fire	☐
Electrical Isolation of Incident Scene (Post Blow-down for Process Incidents)	☐
Refer to relevant ERP	☐

ACCOMMODATION FIRE SPECIFIC CONSIDERATIONS	
Establish incident location – First Detector and Extent of smoke detection	☐
Consider if Control Room requires to be evacuated – Relocate to Helideck of Lifeboat?	☐
Electrically isolate incident scene ASAP	☐
ERT to respond to incident location immediately – Utilize external door with the most direct access in to fire location. Smoke detection may increase as teams enter and search the accommodation	☐
Consider early ventilation (Open external doors on affected level)	☐
Determine if missing personnel are off-shift, Galley Crew or Stewards. (Cabin numbers of missing personnel may be useful)	☐
Refer to ERP	☐

Figura 127 – Cartões de memória contidos no PRE para cenário de vazamento de gás, fogo ou explosão

A única menção ao cenário de atmosfera explosiva (vazamento de gás não ignitado) citado dentro do PRE estava contida no título destes cartões de memória, onde as ações previstas indicam uma avaliação a ser feita pelo líder do time²¹⁶ em relação à necessidade ou não de resposta. No caso de uma avaliação em que seria necessário responder ao evento, havia a previsão de montagem de time, indicando ainda a existência de procedimento de verificação visual.

Adicionalmente, em caso de detecção de gás única ou de detecção confirmada, as ações iniciais que deveriam ser tomadas eram apresentadas nos cartões de memória do operador da sala de controle²¹⁷. A Tabela 15 mostra o comparativo entre os cartões de memória para detecção de gás única e detecção confirmada.

²¹⁶ Durante a investigação não foi possível identificar a quem se refere o termo “team leader”.

²¹⁷ Item 7 do documento *Emergency Response and Contingency Plan* FPSO Cidade de São Mateus – Doc. nº MS-MP01279 Rev.1 - Emissão: 13/01/2015 (fls. 958 a 960), especificamente nos itens 7.2 (detecção única) e 7.3 (detecção confirmada).

Tabela 15 – Comparativo entre os cartões de memória para detecção de gás única e detecção confirmada

Detecção Única (Item 7.2 do PRE)	Detecção Confirmada (Item 7.3 do PRE)
DETECÇÃO ÚNICA AÇÕES INICIAIS • Enviar um Operador equipado com um Detector de Gás Portátil para Investigar ☐ • Anúncio no PA – “Attention all personnel we have an unconfirmed indication of a FIRE / GAS RELEASE in _____. All personnel are to make their work site safe and leave the area while the incident is being investigated (Repetir) (Repetir em Português) “Atenção todo pessoal, temos uma indicação não confirmada de um INCÊNDIO / LIBERAÇÃO DE GÁS em _____. Todo pessoal deve tornar seu trabalho seguro e deixar a área enquanto o incidente está sendo investigado (Repetir) • Informar o OIM / Supervisor de Produção dos Detalhes ☐ NOTA – Tratar dois Detectores de Gás ou dois detectores de incêndio em uma Zona ou um detector único onde não haja nenhum princípio de votação como uma Detecção Confirmada	DETECÇÃO CONFIRMADA AÇÕES INICIAIS • Iniciar ou Confirmar Alarme Geral ☐ • Anúncio no PA – “Attention all personnel we have an indication of a FIRE / GAS RELEASE in _____. All personnel proceed to their muster point and act under the instruction of their Muster Checker” (Repetir) (Repetir em Português) “Atenção todo pessoal, temos uma indicação de um INCÊNDIO / LIBERAÇÃO DE GÁS em _____. Todo pessoal deve proceder para seus pontos de encontro e aguardar as instruções de seu Inspetor de Ponto de Encontro” (Repetir) • Confirmar quaisquer Paradas Automáticas Esperadas ☐ • Preparar relatório verbal para o OIM ☐

Destaca-se a nota aplicável ao caso de detecção única que indica: “tratar dois detectores de gás ou dois detectores de incêndio em uma zona ou um detector único onde não haja nenhum princípio de votação como uma detecção confirmada”. De fato, neste ponto o PRE está confuso ao considerar princípios de votação em procedimentos de resposta à emergência, uma vez que para a minimização do risco das equipes de resposta, qualquer detecção deve ser considerada real, independente dos princípios de votação dos sistemas instrumentados de segurança.

Ressalta-se que no acidente do FPSO CDSM as ações de resposta deveriam considerar que havia detecção confirmada de gás na casa de bombas, pois: (i) durante toda a ocorrência sempre no mínimo dois detectores apresentaram indicação da presença de gás; e (ii) houve confirmação visual do vazamento de hidrocarboneto para o comando de incidente *offshore*, confirmando portanto a detecção de gás.

Entretanto, ao avaliar a situação de detecção única conforme apresentado na Tabela 15, era considerado adequado pela empresa que houvesse o envio de operador equipado com detector de gás portátil para investigar a situação de indicação da presença de gás através de um simples detector. Além disso, o PRE ao longo do seu texto não indica procedimentos adicionais ao acionamento do alarme geral no caso de detecção confirmada, deixando a responsabilidade de que, no momento de



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

crise, o comando de incidente *offshore* do FPSO CDSM avaliasse, planejasse, identificasse os recursos de resposta e tomasse as decisões.

Tal falta de procedimento é refletida na ausência de cenário de atmosfera explosiva nos Guias de Gerenciamento de Incidente, integrantes do PRE do FPSO CDSM, que apresentavam os cenários acidentais e uma lista de verificação específica para cada um, contendo um maior detalhamento das ações subsequentes. A Figura 128 apresenta um exemplo de guia de gerenciamento de incidente contido no PRE para o cenário de incêndio na praça de máquinas. Assim, apesar do cenário da presença de gás não ignitado ser contemplado em cartão de memória, procedimentos detalhados para esse cenário não foram explicitados através de um guia de gerenciamento de incidente.

8.8 ENGINE ROOM FIRE

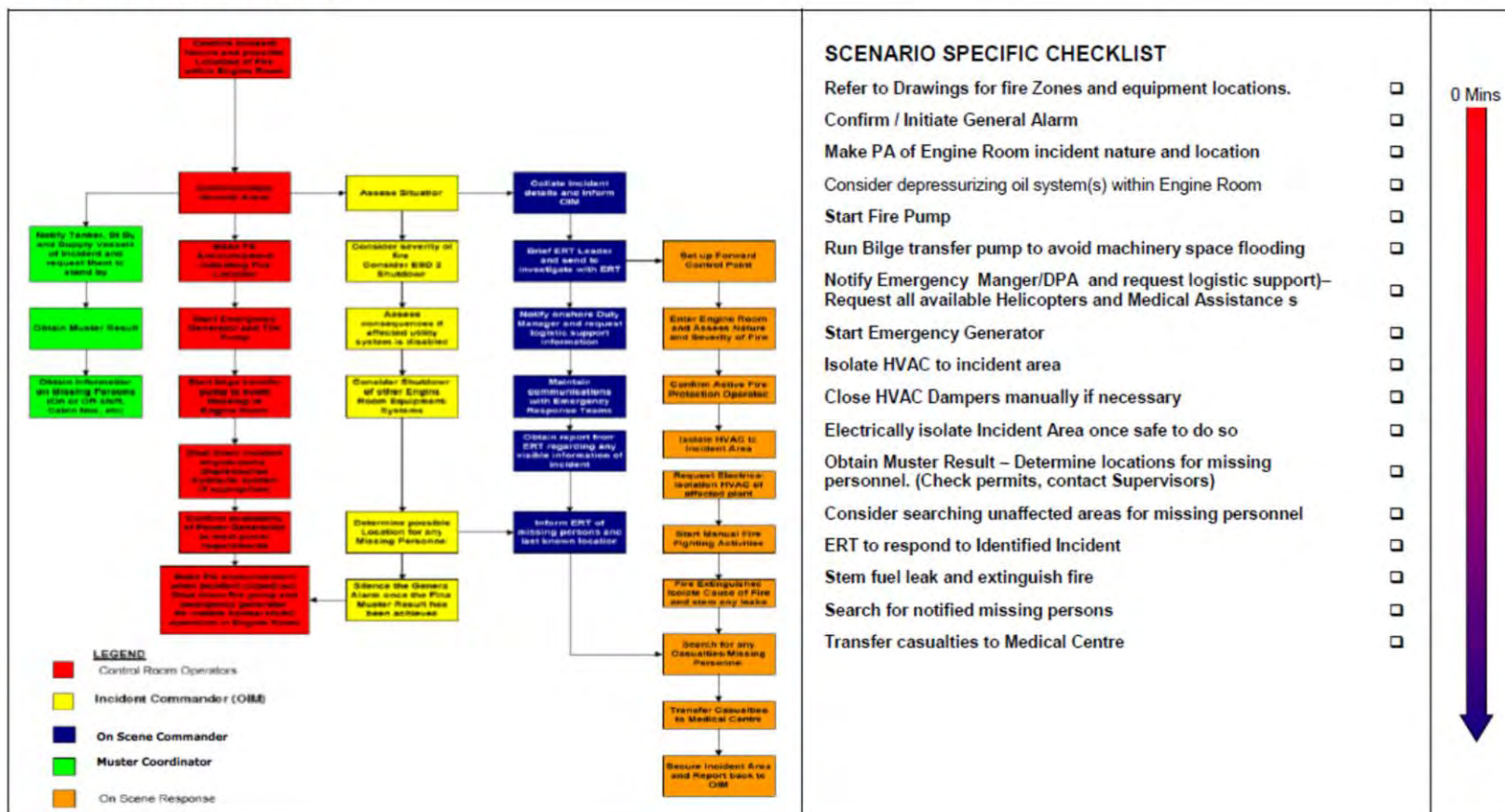


Figura 128 – Exemplo de guia de gerenciamento de incidente contido no PRE para o cenário de incêndio na praça de máquinas

Assim, o comando de incidente *offshore* decidiu enviar pessoas à casa de bombas, mesmo com a detecção confirmada de gás naquele local. Ressalta-se que esta era uma ação prevista pelo PRE para outro cenário e que este documento não continha proibição explícita para tal.

Considera-se condição básica para a elaboração de qualquer plano de resposta a emergências que anteriormente a ações para a mitigação de eventos, deve ser considerada a minimização da exposição de pessoas a possíveis efeitos do evento em curso. Neste contexto, os cenários devem ser claramente definidos e os procedimentos de resposta devem indicar as ações objetivas e proibições explícitas, com o objetivo de minimizar a exposição de pessoas a riscos não gerenciados.

Nesse sentido, pôde-se constatar que o operador da instalação não elaborou e documentou procedimento operacional com instruções claras e específicas para a execução das atividades com segurança, de forma a minimizar a exposição humana a riscos decorrentes da resposta à emergência, configurando falha na elaboração e controle dos procedimentos operacionais. Tal falha é considerada uma das Causas Raiz do Fator Causal “Exposição de Pessoas” e contraria o estabelecido no item 15.2.1 do SGSO

7.7.2. Causa raiz nº 23: Cenários acidentais no PRE da operadora da instalação não contemplam os resultados dos Estudos de Risco da unidade / [14.2.3] Falha na identificação de cenários acidentais

O documento *Safety Case*²¹⁸ continha exemplos de potenciais emergências identificadas que deveriam ser cobertas na resposta à emergência, dentre os quais figurava, como primeiro item listado, o “vazamento de hidrocarboneto resultando em fogo/explosão”.

Há portanto uma discrepância entre os cenários acidentais relatados no *Safety Case* e os cenários contemplados no Plano de Resposta Emergência e não foram evidenciados durante a investigação registros de como, a partir dos cenários acidentais identificados no *Safety Case* ou demais procedimentos, normas ou boas práticas de engenharia: (i) o Plano de Resposta à Emergência chegou aos 25 (vinte e cinco) cenários apresentados no procedimento de resposta à emergência, (ii) qual critério utilizado para a seleção dos cenários apresentados no PRE e (iii) por que motivo alguns cenários, a exemplo dos cenários de vazamento de gás e explosão na casa de bombas e na praça de

²¹⁸ Item 3.7.6 do *Design and Operations Safety Case* for FPSO Cidade de São Mateus – Doc. nº 384-HS-0501-RPT-015 Rev. 0 – Emissão: 12/12/2008 (fls. 958 a 960)

máquinas, não foram contemplados de forma abrangente (através de guia de gerenciamento de incidente contendo ações detalhadas) no referido procedimento.

Adicionalmente, o *Safety Case* também elenca²¹⁹ as recomendações provenientes do estudo de avaliação de fogo e explosão (FEA – *Fire and Explosion Assessment*), dentre as quais merece destaque a recomendação nº 7:

“[7] assegurar que os resultados do FEA sejam considerados e incluídos no Plano de Resposta à Emergência (PRE) de forma que sejam tomadas todas as ações razoáveis para limitar as consequências de eventos perigosos. As informações do FEA podem ajudar a equipe de resposta à emergência (p. ex. brigada de incêndio) a entender os riscos de tais cenários e a evitar ferimentos aos membros da equipe no exercício de sua função durante acidentes. O PRE da instalação deve incluir os seguintes pontos nos procedimentos:

- ***Não enviar brigada de combate a incêndio para uma área na qual o potencial de escalonamento ainda esteja presente;***
 - *Uso correto de dispositivo de rádio e/ou sistemas de alto falante para alertar o pessoal, principalmente a brigada de combate a incêndio, de potenciais cenários de combustão súbita (“flash fire”) e explosão de nuvem de gás devidos a ignição tardia de nuvem inflamável. Isto é particularmente crítico durante condições de baixa velocidade do vento, quando liberações de sistemas de alta pressão tiverem demonstrado potencial para gerar nuvens inflamáveis capazes de cobrir todo o FPSO;*
- (...)
- *Treinamento e exercícios regulares para emergências baseados em uma gama de cenários, conforme apresentado no FEA.”*

Uma vez que: (i) o PRE não continha proibição explícita de envio da brigada para área com potencial de escalonamento; (ii) os alertas previstos no PRE para cenário de detecção de gás não continham aviso explícito do risco de combustão e explosão da nuvem de gás; (iii) não estava previsto

²¹⁹ Item 5.8.3 do *Design and Operations Safety Case* for FPSO Cidade de São Mateus – Doc. nº 384-HS-0501-RPT-015 Rev. 0 – Emissão: 12/12/2008 (fls. 958 a 960)

no PRE a realização de treinamento para o cenário de explosão; pode-se afirmar que houve falha na migração das orientações contidas nos estudos de segurança da unidade, incluindo o *Safety Case*.

Adicionalmente a este fato, tem-se que, conforme filosofia de resposta à emergência da BW²²⁰, o Plano de Resposta à Emergência (PRE) deveria conter, no mínimo, as orientações acerca de requisitos de treinamentos e competências, frequência de simulados e de testes das estruturas de resposta à emergência e procedimentos e responsabilidades a serem seguidos em diversas situações de emergência, incluindo as atividades de resposta à emergência e planos de ação.

O Plano de Resposta à Emergência trata de treinamentos e simulados em três de seus itens (4.1.5, 4.1.6 e 9.3), entretanto, não define a frequência de simulados a serem realizados, contrariando portanto requisito da filosofia de resposta à emergência da própria empresa. Além disso, o “cronograma de treinamentos e simulados de emergências²²¹” (*“drill scenario and exercises schedule”*), continha apenas uma lista elencando os mesmos cenários que possuíam guia de gerenciamento de incidente. Conforme mencionado anteriormente, os cenários de atmosfera explosiva (gás não ignitado) ou explosão não figuravam dentre os cenários previstos para serem simulados pela equipe de resposta à emergência por não terem sido contemplados neste documento.

Outro fato relevante apurado durante a investigação²²² conduzida pela ANP foi a verificação da ausência de registros de simulados para cenários que demandassem o acionamento de recursos externos à unidade, tais quais os indicados no PRE como nível II e III.

Nesse sentido, pôde-se constatar que o Operador da Instalação não identificou adequadamente, a partir dos estudos de segurança, normas e boas práticas de engenharia, os cenários acidentais para os quais deveria se preparar, estabelecendo procedimentos, recursos e simulados. Houve portanto uma falha no planejamento de situações de emergências. Tal falha é considerada uma das Causas Raiz do Fator Causal “Exposição de Pessoas” e contraria o estabelecido no item 14.2.3 do SGSO.

²²⁰ *Emergency Response Philosophy* – Doc nº 4119-BWO-S-FD-00006 Rev. 0 – Emissão: 11/12/2013

²²¹ Item 9.3 do *Emergency Response and Contingency Plan* FPSO Cidade de São Mateus – Doc. nº MS-MP01279 Rev.1 - Emissão: 13/01/2015

²²² Informação coletada junto aos representantes da BW e Petrobras durante atividade de fiscalização realizada pela ANP no FPSO CDSM e no escritório da BW em Vitória no período entre 13 e 17/07/2015

7.7.3.Causa raiz nº 24: Desmobilização dos pontos de encontro / [4.2.1.2] Ausência de conscientização

Após o retorno da segunda equipe da casa de bombas e antes da entrada da terceira equipe, houve a desmobilização parcial dos pontos de encontro para que as pessoas pudessem almoçar. Esta ordem foi proveniente do comando de incidente *offshore* e foi veiculada na plataforma a partir do sistema de anúncio público, comumente conhecido como “boca de ferro”. Há versões de que esta desmobilização foi feita também por telefone para pontos de reunião com funções de emergência ou que a orientação de desmobilização foi somente para o pessoal que não tinha funções de emergência e que estavam no refeitório. O fato é que as pessoas, tanto com funções de resposta à emergência quanto abrigadas em um refúgio temporário, foram desmobilizadas enquanto a situação de emergência ainda se desenrolava.

Mais marcante nesta constatação é que a decisão de desmobilização das pessoas foi tomada enquanto o detector fixo de gás (73AB326) indicava nível muito alto de gás na casa de bombas e havendo a confirmação através das equipes anteriores que haviam descido à casa de bombas, de que a situação naquele ambiente era real. Evidências coletadas indicaram que a medição do detector portátil de membro da segunda equipe registrou 100% do LIE. Assim, todos os dados demonstravam que havia ainda uma situação de emergência.

Como a unidade tinha por regra que as pessoas não poderiam almoçar com o macacão de serviço, as pessoas se dirigiram às suas acomodações para realizar a troca de roupas. As pessoas do ponto de encontro do refeitório estavam nas proximidades das suas acomodações quando a explosão ocorreu e várias ficaram feridas, com e sem gravidade. Outras duas pessoas da equipe da enfermaria estavam dentro do elevador que, em decorrência da explosão, foi lançado ao último piso superior do casario, causando ferimentos graves em seus ocupantes.

A decisão de desmobilizar pontos de encontro durante a emergência demonstrou baixa disciplina operacional e conscientização das lideranças de bordo acerca de situações e condições que pudessem provocar ou escalar a situação de emergência em curso. A conduta de desmobilizar pontos de encontro fez com que as pessoas fossem expostas a riscos não contemplados pelo estudo para a definição de refúgios temporários²²³ e agissem em desacordo com proibições típicas para casos de situação de emergência, tal qual o uso de elevadores.

²²³ *Escape, Temporary Refuge, Evacuation and Rescue Analysis* – Doc. nº 384-HS-RPT-002 Rev. 1 – Emissão: 22/05/2008

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

Dessa forma, com base na orientação proveniente do comando de incidentes *offshore*, o ponto de encontro do refúgio temporário (refeitório) foi desmobilizado e os pontos de encontro da enfermaria e da sala de controle da praça de máquinas foram parcialmente desmobilizados. A posição do ponto de encontro do refúgio temporário é mostrada na Figura 129.

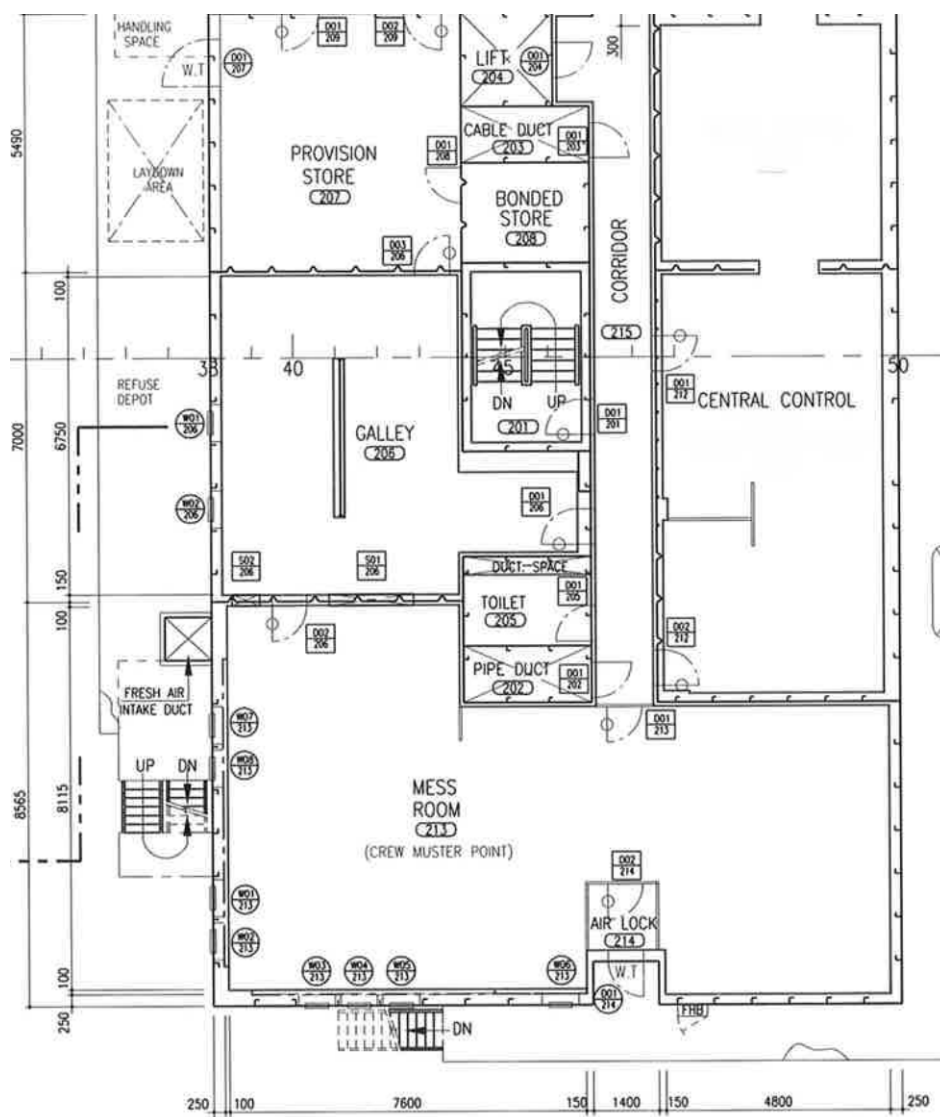


Figura 129 – Posição do refúgio temporário e do comando de resposta à emergência do FPSO Cidade de São Mateus

Nesse sentido, pôde-se constatar que o Operador da Instalação não promoveu a conscientização da força de trabalho envolvida na operação e na manutenção, relativa às situações e condições que pudessem provocar incidentes, configurando falha na conscientização da força de trabalho. Tal falha é considerada uma das Causas Raiz do Fator Causal “Exposição de Pessoas” e contraria o estabelecido no item 4.2.1.2 do SGSO.

7.7.4. Causa raiz nº 25: Falha na minimização da exposição de pessoas a riscos durante a resposta à emergência / [10.2.4] Não considerou a redução da exposição humana às consequências de eventuais falhas de sistemas e estruturas

Como já mencionado, ao se identificar uma situação de emergência, as pessoas devem se dirigir para os seus respectivos pontos de encontro. As pessoas em funções de resposta à emergência devem se dirigir para locais fora dos refúgios temporários, para estarem prontas a atuar de forma a mitigar o evento em curso. Tal fato demanda que no planejamento do plano de respostas à emergência seja feita análise para que os riscos de exposição de pessoas sejam minimizados.

No acidente em questão, a ruptura da antepara entre a casa de bombas e a praça de máquinas ocasionou a morte de um operador em seu ponto de encontro dentro da sala de controle da praça de máquinas (ECR). No *upper deck*, duas pessoas se feriram gravemente em seu ponto de encontro ao serem atingidas pela sobrepressão próximo ao bote de resgate rápido.

A localização da antepara rompida e do acesso à *pump room* localizado no *upper deck* da instalação são exibidos na Figura 130 e Figura 131, respectivamente.

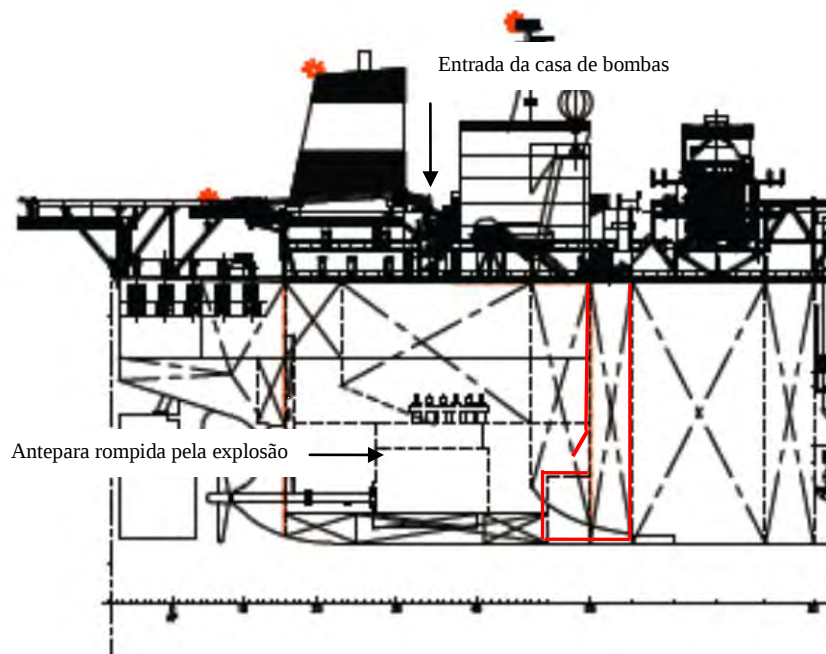


Figura 130 – Indicação da casa de bombas do FPSO Cidade de São Mateus

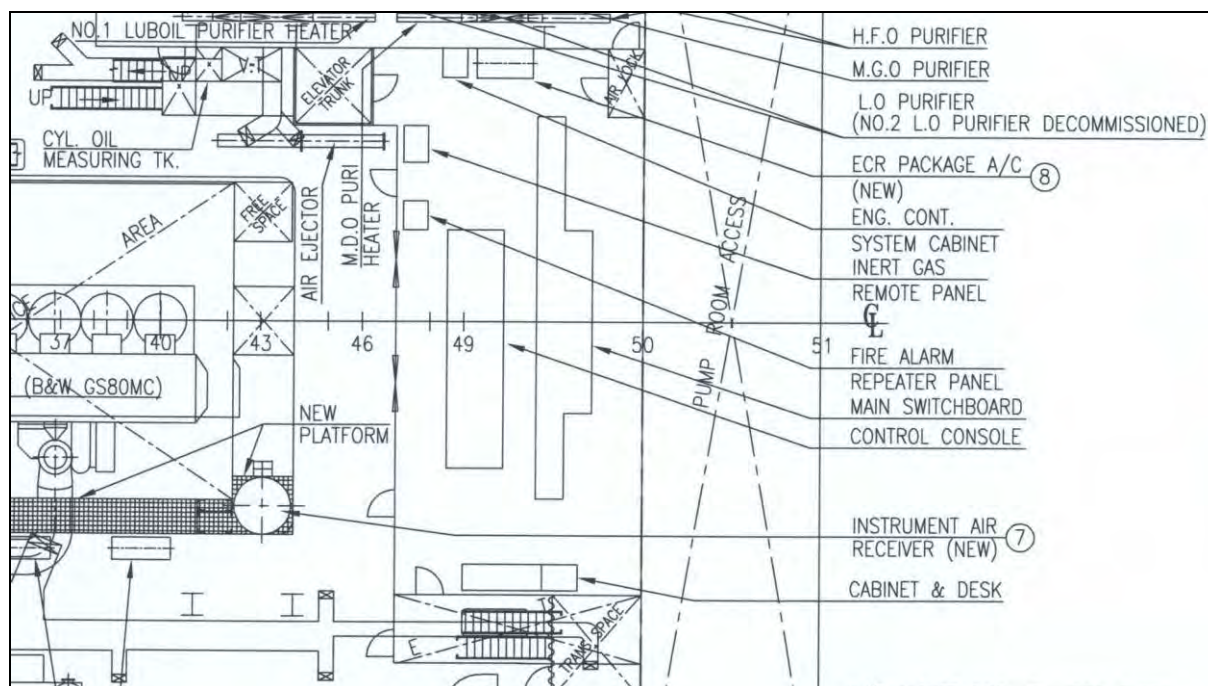


Figura 131 – Localização do acesso à pump room no upper deck da instalação



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

Durante a investigação do incidente não foi possível evidenciar que o planejamento para a resposta a acidentes considerava a necessidade de minimizar a exposição de pessoas a riscos durante os procedimentos de resposta a emergências, evitando assim um escalonamento dos cenários acidentais. Neste sentido, não foi possível evidenciar a existência de estudos que avaliassem a segurança dos pontos de encontro para pessoas com função de resposta à emergência em relação aos possíveis cenários acidentais e indicasse os pontos de encontro alternativos para os casos em que os pontos de encontro definidos no Plano de Segurança (*Safety Plan*) da unidade fossem considerados inseguros.

Assim, pôde-se constatar que o Operador da Instalação não considerou a necessidade de minimizar a exposição humana à consequência de possíveis falhas de sistemas. Tal falha é considerada uma das Causas Raiz do Fator Causal “Exposição de Pessoas” e contraria o estabelecido no item 10.2.4 do SGSO.

7.7.5. Causa raiz nº 26: Exposição da brigada / [14.4] Recursos de resposta não identificados

Foi observado que, após terem sido tomadas ações com o objetivo de parar os equipamentos e realizar o fechamento das válvulas do sistema de movimentação de carga, a unidade não dispunha de sistemas e de procedimentos previamente estabelecidos para o controle e eliminação da atmosfera explosiva. Por exemplo, o único sistema ativo disponível na casa de bombas para controle de emergência era o sistema de CO₂ que era designado para o cenário de incêndio, sem previsão de uso para atmosferas explosivas. Havia também o sistema de ventilação da casa de bombas que era parado automaticamente no caso de detecção de gás neste ambiente. Assim, não havia nenhum sistema previamente dimensionado para atuar no caso de atmosfera explosiva, de forma a reduzi-la ou eliminá-la.

Uma vez que a situação de emergência não se tratava de um incêndio (cenário previsto no PRE) e devido a falta de definição dos recursos e ações mitigadoras para o cenário de atmosfera explosiva no PRE, coube ao OIM (na função de Comandante de incidente *offshore*) a tomada de decisão no momento da emergência, tendo este decidido por enviar três equipes sucessivamente à casa de bombas para avaliação do local.

O PRE da unidade estabelece as responsabilidades para o Comandante de Incidente *Offshore*, qualificando-o como “estrategista”. Dentre estas responsabilidades, ele deve: (i) conduzir a análise da situação baseado nas informações e recursos disponíveis; (ii) controlar eventos para prevenir seu escalonamento; (iii) manter comunicações com o Gerente de Operações (quando possível); (iv) minimizar o risco ao pessoal, dentre outras.

Ressalta-se que não havia previsão no PRE para apoio externo às ações desenroladas a bordo e que os exercícios simulados apenas contemplavam o acionamento de recursos da própria unidade, sem que fosse treinada ou avaliada a relação entre o Comandante de Incidente *Offshore* e demais atores externos ao FPSO CDSM.

De acordo com os depoimentos coletados pela ANP, o uso da equipe de brigada para a avaliação de detecções de gás era comum em qualquer ambiente, tanto na planta de processo como em ambientes fechados.

Assim, a decisão de envio das equipes de resposta à casa de bombas foi tomada com a aceitação dos riscos envolvidos, com o uso dos recursos disponíveis a bordo e onde se destacam os seguintes fatos:

- A primeira equipe foi enviada a casa de bombas para realizar a investigação do ponto de vazamento, a despeito da detecção confirmada de gás naquele ambiente (todos os três detectores localizados no fundo da casa de bombas haviam alarmado).
- Após o retorno da primeira equipe da casa de bombas, o líder da brigada reportou ao comandante de incidente *offshore* que havia vazamento de líquido, na forma de gotejamento, formando uma poça de aproximadamente dois metros quadrados abaixo do flange. Mesmo após a confirmação da situação real, foi tomada a decisão do envio da segunda equipe à casa de bombas para avaliar a manutenção requerida;
- A segunda equipe retornou da casa de bombas para respirar ar fresco, ciente da informação de que o detector portátil havia medido 100% do LIE;
- Uma terceira equipe foi enviada ao interior da casa de bombas, com mantas absorventes do kit SOPEP, mangueira de incêndio já pressurizada, escada e ferramentas.

No caso de um vazamento com formação de atmosfera explosiva em ambiente fechado, há a possibilidade de escalonamento do evento para um cenário de incêndio e/ou explosão. Logo, devem ser previstos recursos (sistemas e procedimentos) para que, uma vez havendo tal evento, haja condições para que a tripulação possa agir de forma a controlar a situação, eliminando a atmosfera explosiva para posterior retorno às rotinas operacionais.

A garantia de disponibilidade dos recursos de resposta, mediante a prévia identificação dos cenários acidentais é responsabilidade compartilhada entre o Concessionário e o Operador da instalação como empresas com sistemas de gerenciamento de segurança estabelecidos. Cabe à força de trabalho ter aderência às práticas e políticas da empresa, mediante capacitação e disponibilidade de recursos que garantam que os sistemas de gerenciamento sejam de fato implementados. Não cabe a uma ou poucas pessoas a bordo de uma instalação, definir no meio de uma emergência qual a melhor maneira de agir.

Nesse sentido, pode-se constatar que o Concessionário e o Operador da Instalação falharam ao identificar os recursos de resposta necessários, incluindo os sistemas e equipamentos, e não foi certificada a adequação dos recursos existentes. Tal falha é considerada uma das Causas Raiz do Fator Causal “Exposição de Pessoas” e contraria o estabelecido no item 14.4 do SGSO.

7.7.6. Causa raiz nº 27: Exposição de demais pessoas fora da brigada à atmosfera explosiva / [14.7] Inadequação dos mecanismos para a revisão dos planos de resposta à emergência

O time técnico de resposta à emergência é um recurso existente em outras plataformas operadas pela BW *Offshore*²²⁴. Segundo os depoimentos coletados pela ANP, a função deste time técnico era consultiva para que o Comandante de Incidente *Offshore* tirasse dúvidas sobre temas específicos.

A montagem do Time Técnico de resposta à emergência foi realizada de modo informal, no dia 08/02/2015³, sem alteração dos procedimentos, incluindo o Plano de Resposta à Emergência da unidade, a realização de treinamento adequado e formalização da equipe, fato que constitui mais um indício da baixa disciplina operacional em seguir os planos e procedimentos estabelecidos. Assim, as atribuições do Time Técnico de resposta à emergência não estavam esclarecidas e as pessoas que possuíam função de resposta não estavam habituadas com esta estrutura de resposta.

Foi evidenciado em oitiva³ que este time técnico havia sido criado por sugestão de novo OIM, que antes trabalhava em uma plataforma operada pela BW *Offshore* que possuía tal equipe em sua estrutura de resposta. Como o FPSO CDSM era originalmente operado pela Prosafe, a estrutura de resposta não previa tal recurso.

Apesar do ponto de reunião na CCR (sala de controle) estar próximo ao Comandante de Incidente *Offshore*, os membros do Time Técnico de resposta à emergência acompanharam brigadistas nas três equipes que entraram na casa de bombas e em atmosfera explosiva. Para tal, outros brigadistas cederam seus trajes de brigada para os membros do Time Técnico de resposta à emergência e, dessa forma, outras pessoas além dos brigadistas foram expostas ao cenário que se desenrolava.

A criação de um Time Técnico de resposta à emergência é uma alteração organizacional e operacional que afeta procedimentos de resposta e, portanto, exigia que o Plano de Resposta à Emergência fosse revisado para a implementação adequada da nova estrutura de resposta. Nesse sentido, pode-se constatar que os requisitos para a revisão do Plano de resposta à emergência do Operador da Instalação demonstraram-se inadequados. Tal inadequação é considerada uma das Causas Raiz do Fator Causal “Exposição de Pessoas” e contraria o estabelecido no item 14.7 do SGSO.

²²⁴ Station Bill P-63, coletado na auditoria SGSO_2015_028.

7.8. Fator Causal nº 7: Ignição da atmosfera explosiva

Ao combinar uma fonte de ignição com uma atmosfera explosiva, grande quantidade de energia química foi liberada devido à reação de combustão. Mediante aos efeitos da geometria do ambiente e das características da atmosfera explosiva, a sobrepressão resultante, as forças de arrasto e os projéteis foram capazes de causar danos às pessoas, à instalação e equipamentos.

A mistura de combustível e comburente em proporção inflamável é denominada atmosfera explosiva. Cada combustível possui sua faixa de explosividade, localizada entre o limite inferior de explosividade (LIE) e o limite superior de explosividade (LSE). A atmosfera explosiva foi atingida através da mistura do oxigênio proveniente do ar ambiente com o combustível gasoso oriundo da variação de pressão imposta ao condensado enquanto vazava. As ações de resposta e as características da composição do condensado são fatores que contribuem para o aumento da concentração de combustível gasoso na atmosfera explosiva.

Para que ocorra a explosão, além da geometria do ambiente e da atmosfera explosiva, é necessária uma fonte de energia suficiente para iniciar a reação de combustão. Esta fonte de energia é conhecida como **fonte de ignição**.

Ao se buscar dados sobre fontes de ignição em acidentes de explosão, uma publicação do *Health and Safety Executive* (HSE)²²⁵, a qual cita dados de cinco outras bases de dados ou publicações anteriores, apresenta que em 46% dos casos de explosão de vapores ou gases as fontes de ignição são desconhecidas.

Conforme referência pesquisada que trata sobre controle e mitigação de fogo e explosão em instalações de produção *offshore*²²⁶, as possíveis fontes de ignição para uma explosão podem ser divididas em: (i) chama, (ii) superfícies quentes, (iii) reações químicas, (iv) calor de compressão, (v) descargas atmosféricas, (vi) arcos e faíscas elétricas, (vii) faíscas mecânicas e (viii) eletricidade estática.

Para o elevado percentual de acidentes nos quais não é possível determinar o fonte de ignição, há de se ter em conta que aquelas fontes de ignição que não são facilmente visualizadas ou percebidas contribuem de forma significativa, tendo entre estas as faíscas elétricas ou mecânicas e a eletricidade estática seus melhores representantes.

²²⁵ Worsell, N. : ' Risk of ignition of explosive atmospheres', *Health and Safety Laboratory Report* RAS/96/13, 1996

²²⁶ ISO 13702:1999 - *Petroleum and natural gas industries- Control and mitigation of fires and explosions on offshore production installations- Requirements and guidelines*

Tendo em consideração que a determinação da fonte de ignição não é imediata e demanda a análise de vários elementos, foram estudados os mecanismos de ação de cada fonte de ignição, tendo sido considerados diversos fatos que corroboram ou refutam os possíveis cenários. Os fatos considerados dizem respeito a características do condensado armazenado, características do projeto da casa de bombas e dados relativos à ação humana (decisões e ações tomadas durante a resposta à emergência).

É importante salientar, que, conforme dados exibidos na linha de tempo do acidente, a concentração de gases inflamáveis já havia atingido 100% do limite inferior de explosividade (LIE), alcançando a faixa de explosividade, anteriormente ao momento da explosão. Como este detector se tratava de um detector portátil, utilizado por um dos membros da equipe de resposta à emergência, não se pode afirmar que a concentração de gases no ambiente saiu da faixa de explosividade entre uma detecção de 100% do LIE e outra, pois esta variação pode ter acontecido devido ao deslocamento da pessoa que portava o detector. Em adição, ao considerar que houve a parada da ventilação da casa de bombas, todo o inventário de gás produzido pelo vazamento de condensado continuava presente no local.

Dessa maneira, foram consideradas como fontes de ignição pouco prováveis as relacionadas a seguir:

(i) Chama

Tal fonte de ignição consiste na existência de reação de combustão, aquecendo os gases inflamáveis até temperatura superior à sua temperatura de ignição. As fontes de chama mais prováveis seriam equipamentos sujeitos a chama, tais como o *flare*, fornos de processo, aquecedores a chama ou caldeiras, motores de combustão interna, operações de solda ou corte, equipamentos de cozinha ou fumo (isqueiros ou fósforos).

Não havia equipamentos sujeitos a chama no interior da sala de bombas (local da explosão). A bomba de *stripping* era movida a vapor, portanto, não havia motor de combustão interna no local. Não estava sendo executada operação de corte ou solda no local da explosão e não há relato de chama observada no interior da sala de bombas anteriormente à explosão.

Pelos motivos expostos acima, considera-se tal fonte de ignição como pouco provável.

(ii) Superfícies quentes

Superfícies quentes podem ser uma fonte de ignição, pois a superfície pode estar a uma temperatura superior à temperatura de ignição do gás inflamável. Para considerar uma superfície quente como uma provável fonte de ignição, deve-se levar em consideração, portanto, a temperatura de ignição do gás em questão. Figuram dentre as possíveis situações que podem propiciar a formação de uma superfície quente: atividades de soldagem, gases de combustão provenientes de equipamentos sujeitos a chama ou exaustão de motores, lâmpadas incandescentes, equipamentos e tubulações de processos quentes, calor de atrito proveniente de máquinas rotativas mal lubrificadas, entre outros.

Ao se analisar o projeto da sala de bombas, verifica-se que inexistiam motores de combustão interna, equipamentos sujeitos a chama, lâmpadas incandescentes ou máquinas rotativas em seu interior. Também não havia operação de soldagem ocorrendo em seu interior no momento da explosão. Conclui-se então que a única fonte de calor possível seria o vapor de alimentação da bomba de *stripping*.

A norma API RP 2216²²⁷ afirma que, em geral, a ignição de hidrocarbonetos por uma superfície quente só é plausível caso a temperatura da superfície for no mínimo 180°C superior à temperatura mínima de ignição do hidrocarboneto envolvido.

Com a finalidade de determinar as propriedades do fluido que vazou, foi conduzida pelo concessionário uma análise²²⁸ do condensado armazenado nos tanques 2C, 3C e 5C, posteriormente ao acidente. Uma vez que o fluido vazado no dia do acidente também consistia de condensado produzido na unidade, pode-se afirmar que a composição do conteúdo destes tanques assemelha-se ao fluido que ocasionou o acidente. O resultado da análise é apresentado na Figura 132 a seguir. Como é possível observar, a temperatura de autoignição encontrada foi de 244°C para a amostra do tanque 5C e de 245°C para as amostras dos tanques 2C e 3C. Logo, tal fonte de ignição só é sustentada caso sejam evidenciados pontos quentes a uma temperatura da faixa de 425°C ou mais.

Conforme informações prestadas pelo operador da instalação²²⁹, o vapor era alimentado a uma temperatura de 205°C. Dessa maneira, pode-se afastar a hipótese de um vazamento de vapor ter causado a ignição do vapor de condensado.

²²⁷ Item 5.2 do API RP 2216 - *Ignition Risk of Hydrocarbon Liquids and Vapors by Hot Surfaces in the Open Air*

²²⁸ Documento anexado ao SISO em 19/08/2015

²²⁹ Item h da carta UO-ES 0771/2015, de 12/08/2015

CONDENSADO CAMARUPIM
FPSO CIDADE DE SÃO MATEUS

Propriedades	Amostras/Samples			Properties	Method
	2C	3C	5C		
Densidade (*API)	56,7	57,1	55,8	API Gravity (*API)	ISO 12185
Massa específica a 15 °C (g/mL)	0,7518	0,7498	0,7550	Density at 15 °C (g/mL)	
Densidade relativa a 20/4 °C	0,7477	0,7458	0,7510	Specific gravity at 20/4 °C	
Ponto de fulgor (°C)	< -30,0	< -30,0	< -30,0	Flash point (°C)	ISO 13736
Pressão de vapor Reid (kPa)	59,4	61,2	51,1	Reid vapor pressure (kPa)	ASTM D323
Destilação (°C)				Distillation (°C)	ASTM D86
ponto inicial	32,4	31,8	35,2	initial point	
5% vol.	61,5	60,0	59,3	5% vol.	
10% vol.	73,0	71,1	72,8	10% vol.	
15% vol.	82,6	80,8	82,2	15% vol.	
20% vol.	89,7	88,9	89,5	20% vol.	
30% vol.	102,0	101,4	102,3	30% vol.	
40% vol.	114,2	113,1	114,4	40% vol.	
50% vol.	128,1	127,1	128,7	50% vol.	
60% vol.	147,2	146,4	146,5	60% vol.	
70% vol.	170,4	169,4	171,4	70% vol.	
80% vol.	205,0	202,6	204,7	80% vol.	
85% vol.	227,8	224,7	228,3	85% vol.	
90% vol.	257,7	254,1	247,7	90% vol.	
95% vol.	-	-	-	95% vol.	
ponto final	299,7	299,6	297,9	end point	
recuperado (% vol.)	94,0	94,8	94,3	recovered (% vol.)	
resíduo (% vol.)	1,7	1,4	1,7	residue (% vol.)	
perdas (% vol.)	4,3	3,8	4,0	loss (% vol.)	
Temperatura de Autoignição (°C)	245	245	244	Autoignition Temperature (°C)	Conf. ASTM E659

Figura 132 – Resultado da análise do condensado

(iii) Reações químicas

Tal forma de ignição consiste na presença de reações químicas exotérmicas. O calor gerado por tais reações constituiria a fonte de ignição para a reação de combustão. Destaca-se entre as reações conhecidas para o ambiente *offshore* a reação entre sulfeto de ferro e o ar. O sulfeto de ferro é produto da corrosão do aço em presença de sulfeto de hidrogênio (H₂S).

Segundo referência que preconiza práticas recomendadas para a limpeza de tanques de armazenamento de petróleo²³⁰, molhar a superfície contendo sulfeto de ferro dissipa o calor formado e isola os depósitos de sulfeto de ferro do ar, dessa forma reduzindo a possibilidade de ignição espontânea.

Adicionalmente, o condensado produzido na unidade não continha H₂S, portanto esta hipótese de fonte de ignição foi considerada pouco provável.

²³⁰ Item 8.2.2.1 do API RP 2016 - *Guidelines and Procedures for Entering and Cleaning Petroleum Storage Tanks*

Conforme oitivas³, a explosão ocorreu enquanto era utilizado jato d'água sobre o local da poça. Portanto, considera-se a fonte de ignição por reação química pouco provável, pois a água teria absorvido o calor proveniente de uma reação exotérmica.

(iv) Calor de compressão

Tal fonte de ignição consiste na compressão rápida da mistura inflamável (mistura ar-combustível), de forma semelhante à ocorrida no cilindro de um motor de combustão interna ciclo Diesel. O hidrocarboneto volátil vazou para o ambiente, logo o gás combustível estava à pressão atmosférica. A bomba de *stripping*, que constitui a única possível fonte de compressão existente no ambiente, estava parada no momento da explosão. Logo, considera-se essa fonte de ignição como pouco provável.

(v) Descargas atmosféricas

Tal fonte de ignição consiste na incidência de uma descarga atmosférica (raio) sobre um local no qual há presença de mistura inflamável. Pode-se descartar tal fonte de ignição, uma vez que a área em questão é abrigada e não há registro de mau tempo com incidência de raios no dia do incidente. Adicionalmente, a referência pesquisada afirma que o projeto de instalações *offshore* geralmente é capaz de assegurar que descargas atmosféricas não constituem uma fonte de risco relevante, exceto para algumas operações de poço envolvendo explosivos ou para gases liberados por *vent* atmosférico, situações que não possuem correlação com o acidente em questão.

(vi) Ignição por arcos e faíscas elétricas

Conforme preconiza a ISO 13702²³¹, uma faísca elétrica é uma descarga de corrente elétrica através do afastamento entre dois objetos com cargas elétricas diferentes. As faíscas elétricas podem se originar em equipamentos elétricos e podem conter energia suficiente para ignitar mistura inflamável. Arcos elétricos ocorrem quando um circuito elétrico conduzindo corrente é interrompido. Dentre as fontes de faíscas e arcos elétricos, destacam-se motores e geradores elétricos, disjuntores, relés, baterias, mecanismos de ignição para equipamentos sujeitos a chama, sistemas internos de motores de combustão interna, luminárias elétricas, sistemas de proteção catódica por corrente impressa e mau funcionamento de equipamentos e fiações elétricas.

²³¹ ISO 13702:1999 - *Petroleum and natural gas industries- Control and mitigation of fires and explosions on offshore production installations- Requirements and guidelines*

Ao considerar a possibilidade de ignição por equipamentos presentes no interior da casa de bombas, deve-se ter em mente que se tratava de área classificada do tipo zona 1, segundo desenho de classificação de áreas²³², baseado na API RP 505²³³.

Dessa maneira, caso os equipamentos em seu interior fossem adequados para uso em tal ambiente, os mesmos haviam sido projetados, construídos e instalados de forma a minimizar o risco de se constituírem uma fonte de ignição.

Os equipamentos fixos com circuitos elétricos na casa de bombas eram: três detectores fixos, duas câmeras do CCTV (nº 4 e 5), sinal de alarme sonoro e visual, telefone fixo e luminárias de lâmpadas fluorescente normal e de emergência. Os equipamentos portáteis presentes na casa de bombas no momento da explosão eram os detectores portáteis de gases e rádios comunicadores. Verificou-se que todos eram classificados para uso em atmosfera explosiva e em conformidade com diretivas e normas, especialmente europeias.

Portanto, considerando os equipamentos em condições “tão bons quanto novos”, os equipamentos presentes na casa de bombas deveriam ser seguros para uso em atmosfera explosiva, não se constituindo uma fonte de ignição, exceto em caso de possuírem algum dano a sua proteção.

Como os equipamentos da casa de bombas, em sua maioria, foram severamente danificados devido à explosão, não se pode determinar se algum equipamento estava danificado antes da explosão, podendo ter se constituído uma fonte de ignição.

Adicionalmente, a presença de atmosfera explosiva por prolongado período de tempo, sem que houvesse a explosão torna mais provável que a fonte de ignição tenha ocorrido devido a condição ou acontecimento que se desenvolveu no ambiente da casa de bombas instantes antes da explosão, portanto, caso a ignição tenha sido causada por faíscas ou arcos elétricos resultantes de avaria em equipamento elétrico presente na casa de bombas, esta avaria deve ter ocorrido momentos antes da explosão e causada pela ação das pessoas que estavam ali presentes no momento.

Os fatos coletados durante a investigação não evidenciam a ocorrência de danos a equipamentos durante as ações de resposta ao vazamento de condensado, tampouco os refutam. Portanto, tal hipótese foi considerada como pouco provável.

²³² *Hazardous Area Classification Layout – Maindeck – Doc. nº 384-01-G-DWG-005_001. Rev. Z – Emissão: 31/08/2009*

²³³ *API RP 505 – Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class I, Zone 1, Zone 1 and Zone 2.*

(vii) Fonte de ignição por faíscas mecânicas

Conforme ISO 13702²³⁴, uma faísca mecânica é a energia gerada por fricção mecânica criada por ferramentas mecânicas e pela queda de objetos. Outras referências relacionam este tipo de ignição à ação de correias ou outras partes móveis de equipamentos mal lubrificadas, permitindo o atrito metal-metal.

Analisando o projeto da casa de bombas e os fatos ocorridos no dia do acidente, conclui-se que uma probabilidade para este tipo de fonte de ignição seria ocasionada provavelmente pelo uso de ferramentas não adequadas para ambiente classificado. A equipe de manutenção foi enviada à casa de bombas com a finalidade de apertar os parafusos do flange por onde ocorria o vazamento, e para tal, levou diversas ferramentas para essa ambiente.

Foi evidenciado que as ferramentas levadas para a casa de bombas não eram adequadas para uso em área classificada²³⁵. As ferramentas que foram levadas para o interior da sala de bombas pela equipe de manutenção consistiam em duas chaves de boca, sendo uma cromada e outra de aço carbono comum. Por se tratar de liga ferrosa, não se tratavam de ferramentas aderentes ao padrão de ferramentas não geradoras de faísca mecânica. Tais ferramentas, ao serem utilizadas para efetuar o reparo pretendido, ou até mesmo a queda acidental destas, podem ter causado uma faísca que ignitou a mistura inflamável. Dessa maneira, a ignição devido a alguma faísca mecânica é considerada provável e sua causa está relacionada à ação de pessoas durante a resposta ao incidente, devido ao uso de ferramentas não apropriadas para uso em atmosferas explosivas.

Conforme publicação da OSHA²³⁶, ferramentas de ferro ou aço podem provocar faíscas que podem ser uma fonte de ignição na presença de substâncias inflamáveis. Onde este risco existir, devem ser usadas ferramentas resistentes a faíscas, feitas de materiais não-ferrosos onde forem armazenadas ou usadas substâncias explosivas, gases inflamáveis e líquidos altamente voláteis.. Ferramentas fabricadas com ligas metálicas não-ferrosas reduzem os riscos de geração de fonte de ignição, tanto por impacto quanto por atrito.

²³⁴ ISO 13702:1999 - *Petroleum and natural gas industries- Control and mitigation of fires and explosions on offshore production installations- Requirements and guidelines*

²³⁵ Depoimento coletado pela ANP

²³⁶ OSHA (Occupational Safety and Health Administration) publication 3680 – *Hand and Power Tools*

(viii) Fonte de ignição por eletricidade estática

A ignição por eletricidade estática ocorre quando dois objetos se movem um em relação ao outro, com certa proximidade, havendo o carregamento elétrico devido a fricção ou indução. Assim, cargas elétricas podem ser geradas através do escoamento de gases e líquidos ou através de fricção e atrito criados pelas atividades desempenhadas pelas pessoas dentro da atmosfera explosiva. Se os objetos não são aterrados ou ligados eletricamente de forma a dissipar as cargas elétricas geradas, estas cargas acumuladas podem ser descarregadas na forma de uma faísca elétrica. Esta faísca pode ser capaz de ignitar uma mistura inflamável.

A literatura pesquisada faz ampla referência aos perigos relacionados à eletricidade estática como criada pela fricção dos trajes, ao caminhar. Destaca-se dentre as potenciais geradoras de eletricidade estática as situações nas quais há o escoamento de um fluido condutor através de mangueira ou tubo, tais como operações de enchimento de recipientes ou tanques, abastecimento de veículos, lavagem com mangueira, etc.

Analisando os fatos ocorridos no acidente em questão, observa-se uma entre as situações que se configuram como uma potencial fonte de eletricidade estática: a utilização de mangueira de incêndio para lavar o local no qual havia se formado a poça de condensado.

Os fatos que ocorreram anteriormente à explosão mostram grande relação probabilística entre a fonte de ignição com a eletricidade estática, por dois motivos:

(i) conforme o relato de uma das testemunhas³, a explosão ocorreu imediatamente após solicitação para que fosse efetuado o aumento da pressão de água na mangueira utilizada para limpeza da poça de condensado no piso da casa de bombas;

(ii) a simulação da dispersão e explosão²³⁷ realizada pela concessionária indica a posição logo acima da poça de condensado como um local provável para a ignição da mistura inflamável. Esta posição é compatível com o local onde possivelmente estaria incidindo o jato da mangueira.

Assim, caso a fonte de ignição no caso em questão seja por eletricidade estática, a equipe de investigação da ANP considerou que é mais provável que esta fonte de ignição esteja relacionada com o uso de jato de água com o uso da mangueira de incêndio.

Ao se revisar a documentação da unidade para buscar menção ao risco de ignição por eletricidade estática, foram encontradas informações desconhecidas entre dois documentos. O documento que

²³⁷ Simulação da dispersão e explosão, conduzida pela *Det Norske Veritas* para a Petrobras

preconiza as práticas seguras de trabalho de isolamento²³⁸ relaciona a eletricidade estática como um perigo. No item referente à identificação dos perigos associados à falha do isolamento, a eletricidade estática é relacionada como um perigo:

“A limpeza de vaso usando água de alta pressão, solvente ou jateamento de vapor pode criar perigos de eletricidade estática. Orientação e aconselhamento sobre como controlar a geração de cargas eletrostáticas devido a jateamento e outras atividades estão descritos na norma inglesa Eletrostática, Código de Prática para evitar perigos devido à eletricidade estática”

A referida norma inglesa (Código Europeu CENELEC TR 50404²³⁹) afirma:

“Mangueiras não condutoras não são recomendadas se uma atmosfera inflamável puder estar presente.”

De acordo com a folha de dados das mangueiras de combate a incêndio²⁴⁰, as mesmas eram fabricadas de tubo de borracha sintética, logo seu material era não condutor. Dessa maneira, seu uso em atmosfera inflamável não era recomendado.

Assim, a falta de conhecimento a respeito dos perigos associados ao uso da mangueira em atmosfera inflamável denota, no mínimo, falta de familiaridade com boas práticas de segurança.

Apesar dos documentos supracitados mencionarem os perigos relacionados à eletricidade estática, o procedimento de permissão de trabalho da BW²⁴¹ reforça tal falta de conhecimento técnico sobre o tema. Neste documento, são mencionados como exemplos de trabalhos que **não** envolvem fontes de ignição os trabalhos de jateamento de água/areia e limpeza com, ou jateamento de água.

A Figura 133 e a Figura 134 mostram os trechos do documento que fazem tal afirmação:

²³⁸ Item 5.2.7 do documento Sistema de Gerenciamento de Operações – Práticas Seguras de Trabalho de Isolamento – Doc. nº 384-OP-HSE-018 Rev. 1 – Emissão: 22/11/2012

²³⁹ Item 5.5.5.c do CENELEC TR 50404 – *Electrostatic - Code of Practice for the Avoidance of Hazards Due to Static Electricity*

²⁴⁰ *Data Sheet – Portable Extinguishers, Fixed Fire Fighting and Foam Equipment* – Doc. nº 384-72-2851-DSH-001 Rev. 3

²⁴¹ Sistema de PTW – Procedimento – Permissão de Trabalho – Doc. nº MS-PR 00845 Rev.02 – Emissão: 22/07/2014

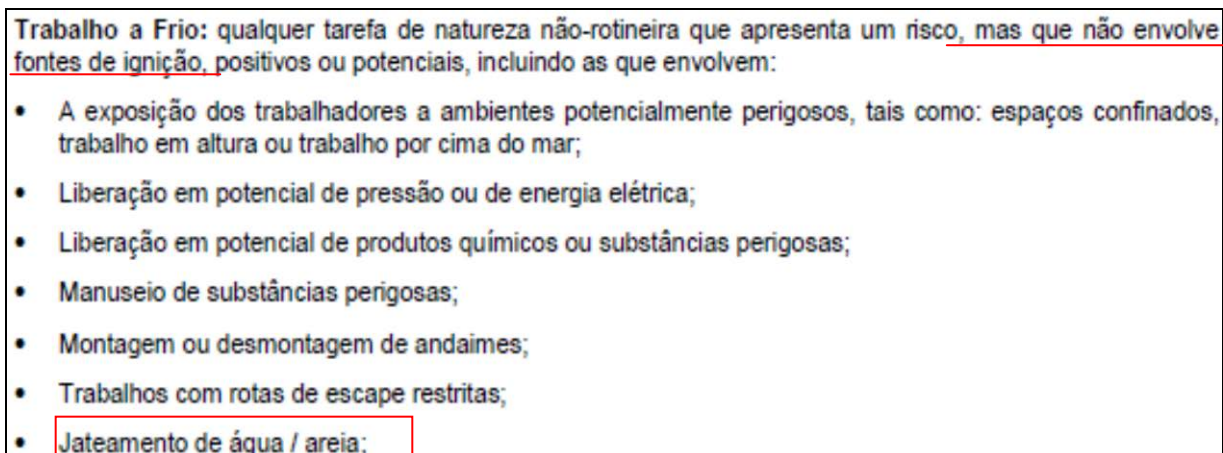


Figura 133 – Trecho extraído do Procedimento de Permissão de Trabalho (parte 1)

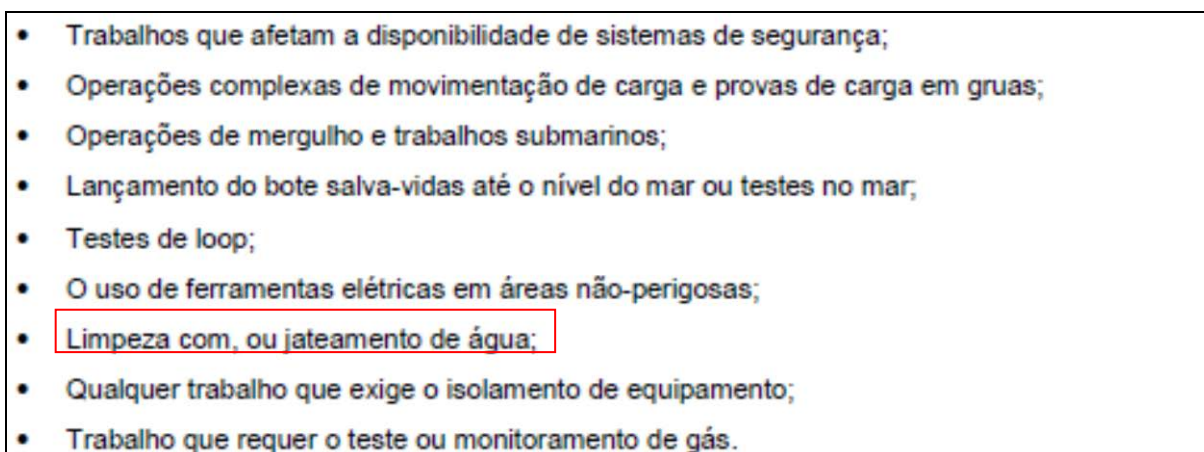


Figura 134 – Trecho extraído do Procedimento de Permissão de Trabalho (parte 2)

Esta afirmação de que operações com uso de jatos de água não constituem fonte de ignição, além de ser conflitante com informações contidas em outro documento, está em desacordo com diversas referências de boas práticas, entre elas a norma ISO 13702:1999²⁴² e o Código Europeu CENELEC TR 50404²⁴³. Ambos citam fluidos com saídas a elevada velocidade (*sprays* de água de alta pressão, jatos de gás) como uma potencial fonte de eletricidade estática suficiente para promover a ignição de uma atmosfera explosiva. Portanto, o procedimento para Permissão de Trabalho, que era um

²⁴² ISO 13702:1999 - *Petroleum and Natural Gas Industries- Control and Mitigation of Fires and Explosions on Offshore Production Installations- Requirements and Guidelines*

²⁴³ CENELEC TR 50404 - *Electrostatic-Code of Practice for the Avoidance of Hazards Due to Static Electricity*

documento bastante difundido dentro da equipe de trabalho, continha informações incorretas a respeito dos perigos associados ao jateamento de água.

Para a análise das informações coletadas a respeito de cada tipo de fonte de ignição, empregou-se a ferramenta “matriz de fatos e hipóteses”, apresentada na metodologia utilizada²⁴⁴. ANas linhas da matriz foram relacionadas as diversas hipóteses para a fonte de ignição que causou a explosão; nas colunas foram relacionados os fatos analisados que corroboram ou refutam cada hipótese, todos eles identificados pela equipe de investigação da ANP ao longo de todo o processo de investigação. Para cada interseção “hipótese x fato”, analisa-se a correlação entre os dois, estabelecendo: se o fato suporta a hipótese (+), se a refuta (-), se não há relação aparente entre os dois (NA) ou se faltam informações disponíveis para decidir sobre este fato (?). As situações e fatos que foram considerados irrelevantes ou pouco prováveis para a definição das fontes de ignição foram omitidos da referida tabela. A matriz resultante desta análise é apresentada na Tabela 16.

²⁴⁴ *Guidelines for Investigating Chemical Process Incidents*, AIChE, 2003.

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

Tabela 16 – Matriz de fatos e hipóteses para a fonte de ignição

Fato ou condição →										
Hipóteses ↓	Inexistência de motores de combustão interna na casa de bombas	Inexistência de equipamentos sujeitos a chama na casa de bombas	Utilização de jato de mangueira para "lavar" a poça de condensado	Explosão ocorreu após solicitação de aumento de pressurização da água na mangueira	Casa de bombas é abrigada e não há registro de mau tempo com incidência de raios no dia do incidente	Temperatura de auto-ignição do condensado (245°C)	Equipamentos da casa de bombas adequados para área classificada	Ferramentas levadas para a casa de bombas não eram adequadas para uso em área classificada	Bomba de stripping parada no momento da explosão	Avaria em equipamento da casa de bombas pela ação humana
hama	-	-	-	-	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Superfícies quentes	-	-	-	-	NA	-	NA	NA	-	NA
Reações químicas	NA	NA	-	-	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Calor de compressão	-	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	-	NA
Descargas atmosféricas	NA	NA	NA	NA	-	NA	NA	NA	NA	NA
Arcos e faíscas elétricas	NA	NA	NA	NA	NA	NA	-	NA	NA	?
Faíscas mecânicas	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	+	NA	NA
Eletricidade estática	NA	NA	+	+	NA	NA	NA	NA	NA	NA

Legenda: (+) o fato suporta o cenário; (-) o fato refuta o cenário; (NA) o fato aparentemente não está relacionado a esta hipótese, nem a suporta nem a refuta; (?) não há informação suficiente para decidir sobre este fato.

Com os dados provenientes da análise organizados na matriz, foi possível classificar cada hipótese para a fonte de ignição de acordo com o seguinte critério:

- Fonte provável: há fatos que suportam essa hipótese;
- Fonte pouco provável: não há fatos que suportam essa hipótese.

Após a análise apresentada, restaram como hipóteses prováveis: a ignição por faíscas mecânicas ou por eletricidade estática.

Analisando-se conjuntamente os mecanismos de atuação destas fontes de ignição e a maior probabilidade de que a ignição tenha ocorrido devido a alguma condição ou acontecimento introduzido no ambiente da casa de bombas instantes antes da explosão, conclui-se que a fonte de ignição foi causada ou ao menos potencializada pelas ações de resposta da terceira equipe que adentrou a casa de bombas, mesmo com atmosfera explosiva naquele ambiente.

Adicionalmente, os resultados da simulação CFD (*computer fluid dynamics*) realizado pela Petrobras para analisar a atmosfera explosiva e a explosão ocorrida a bordo do FPSO CDSM indicaram duas localizações mais prováveis para a fonte de ignição, sendo uma delas o local onde a equipe trabalhava imediatamente antes da explosão.

Mediante os fatos, concluiu-se que a causa raiz para a fonte de ignição do presente acidente foi introduzida pela ação de pessoas em atmosfera explosiva.

O Fator Causal denominado “Ignição da atmosfera explosiva” é apresentado na Figura 135 e sua causa é apresentada a seguir.

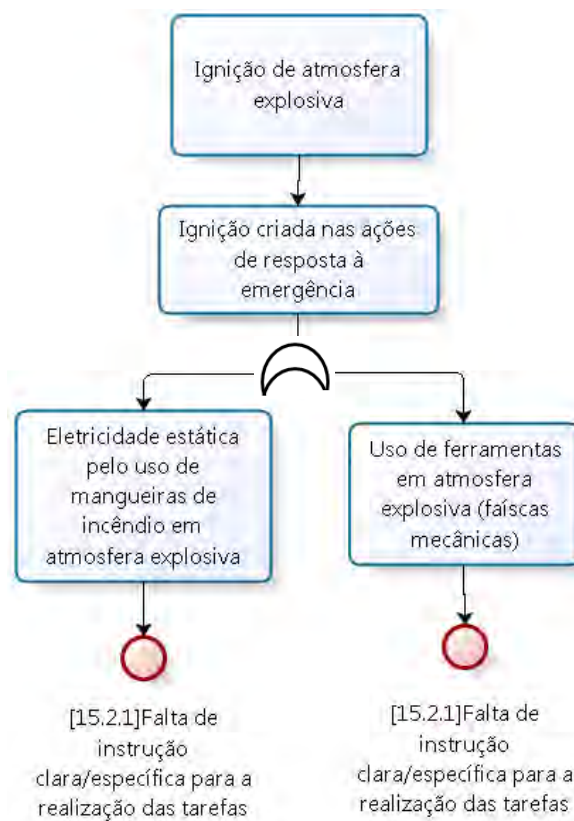


Figura 135 – Fator causal nº 7 – Ignição da atmosfera explosiva

7.8.1. Causa Raiz nº 28: Fonte de ignição introduzida pela ação de pessoas dentro de atmosfera explosiva / [15.2.1] Falta de instruções claras/específicas para a realização das tarefas

Pelos motivos expostos acima, quer a fonte de ignição tenha sido causada por faísca mecânica ou por eletricidade estática, a causa imediata para ambas as hipóteses ora considerada como mais prováveis é a ação das pessoas em atmosfera explosiva, sendo que a causa raiz para as duas hipóteses é a mesma: a falta de instruções claras/específicas para a realização das tarefas das equipes de resposta à emergência. Na falta destas instruções, a equipe de resposta a emergência definiu procedimentos e utilizou equipamentos ou ferramentas não adequados para uso em atmosfera explosiva.

Como a ocorrência de vazamento de gás se tratava de uma situação de emergência, as ações a serem tomadas para mitigar essa situação sem constituir um risco de escalonamento deveriam estar contempladas no Plano de Resposta à Emergência. A falta dessas informações no Plano de Resposta à



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

Emergência configura-se, portanto uma falta de instrução clara e específica para execução das atividades com segurança, em desacordo com o item 15.2.1 do SGSO.

8. Análise das ações mitigadoras

A estrutura de resposta à emergência previamente estabelecida para o FPSO Cidade de São Mateus, que pode ser mobilizada quando da ocorrência de situação de emergência, com a finalidade de definir responsabilidades e as ações a serem seguidas para o controle da emergência e mitigação de seus efeitos, pode ser sintetizada a partir da Figura 136.



Figura 136 – Estrutura de Resposta à Emergência

O primeiro nível de resposta consiste no Plano de Resposta à Emergência da Unidade - PRE-CSM (*Emergency Response and Contingency Plan* – FPSO CSM)²⁴⁵, que foi elaborado pela BW Offshore, com intuito de proteger o ativo da empresa e o pessoal de bordo de possíveis danos decorrentes de incidentes.

O PRE-CSM define três categorias de incidentes (1-menor, 2-maior e 3-catastrófico) para os quais o mesmo deve ser acionado. Para os incidentes de categoria 2 e 3, o procedimento indica que a Petrobras deve prover todos os recursos externos adicionais aos da instalação que sejam necessários para gerenciar a emergência. Tal requisição deve ser feita pelo Fiscal da Petrobras a bordo mediante solicitação do OIM.

²⁴⁵ *Emergency Response and Contingency Plan* FPSO Cidade de São Mateus – Doc. nº MS-MP01279 Rev.1 - Emissão: 13/01/2015

O segundo nível de resposta consiste no Plano de Resposta à Emergência da Unidade Operacional do Espírito Santo – PRE da UO-ES²⁴⁶ que complementa a estrutura de resposta à emergência disponível na unidade e tem como objetivo estabelecer procedimentos e ações que possam garantir a vida, estabilizar e reduzir as consequências do incidente e proteger o meio ambiente e os ativos.

O terceiro nível de resposta, que pode ser acionado pela UO-ES dependendo das características da emergência, trata-se do Plano de Mobilização para Apoio a Emergências – PMAE-EP²⁴⁷. Esse plano tem por objetivo estabelecer ações de mobilização da área corporativa do E&P e a integração com as outras áreas de negócio da Petrobras para fornecimento de recursos especializados de E&P às Unidades Operacionais e de Serviços quando esgotados os recursos previstos no Plano de Resposta à Emergência da Unidade.

As ações de resposta ao acidente após a explosão demonstraram que o mesmo foi classificado como de categoria 3. Observa-se que mesmo o PRE tendo em sua estrutura e em suas definições de responsabilidade o envolvimento da Petrobras na resposta a acidentes categoria 2 ou 3, não foi possível evidenciar o estabelecimento formal desta responsabilidade nos contratos entre BW e Petrobras ou mesmo que o PRE tenha sido aprovado pela Petrobras.

8.1. Características das Estruturas Organizacionais de Resposta - BW Offshore

A BW Offshore possuía um procedimento corporativo de resposta à emergência²⁴⁸ que disciplina a resposta estruturada a um incidente ou crise em uma unidade *offshore* ou no escritório em terra da empresa. Esse procedimento estabelece diretrizes para elaboração dos planos de resposta a emergência das suas instalações, abrangendo tanto as situações em que a empresa lidera a resposta à emergência quanto nas em que a empresa fornece apenas apoio ao seu contratante. O mesmo procedimento cita a estruturação das ações de resposta em adição ao plano de resposta a emergências das instalações.

O procedimento corporativo classifica os incidentes em três níveis (1, 2 e 3). Os incidentes de nível 1 são tratados no âmbito da plataforma e seu respectivo plano de resposta à emergência próprio, não demandando o acionamento de recursos externos de resposta da BW. Enquadram-se neste nível os

²⁴⁶ Plano de Resposta à Emergência da UO-ES – Doc. nº PP-3E6-00476 Rev. P – Emissão: 10/06/2014

²⁴⁷ Plano de Mobilização para Apoio a Emergências – PMAE-EP – Doc. nº PP-1E1-00256 Rev. D – Emissão: 09/09/2013

²⁴⁸ BW Offshore Emergency Response Plan – Doc. nº MS-MP01168 Rev.02 – Emissão: 03/03/2014

eventos de **menor probabilidade** de dano à vida, de impacto ambiental, danos aos ativos ou à reputação da companhia. No procedimento são listados exemplos como MEDVAC, incêndios menores e vazamento contido de hidrocarbonetos. As ações demonstradas durante a resposta ao acidente do FPSO CDSM, entre o alarme de gás e a explosão, demonstram que o incidente durante este intervalo de tempo foi tratado como sendo de nível 1.

Os incidentes do tipo 2 são os eventos em que são gerenciados a bordo das plataformas, mas com possível assistência técnica do pessoal *onshore*, que não necessariamente demandará o acionamento de toda a estrutura de emergência nos escritórios em terra. São identificados como os incidentes em que há possibilidade de dano à vida, de impacto ambiental, danos aos ativos ou à reputação da companhia. São exemplificados como paradas das plantas de processo, *blackout*, fogo controlável e liberação menor de hidrocarbonetos ou químicos. Analisando as definições para os acidentes níveis 1 e 2, há considerável semelhança nas definições e os limites de classificação não estão claramente estabelecidos.

Por sua vez, para incidente de nível 3 (Emergência ou Crise), há total mobilização das equipes de resposta a emergências em terra, tanto do contratante como da BW, além de serviços de apoio internos e externos. No procedimento são apresentados alguns exemplos desse tipo de incidentes, como explosão ou incêndio de grandes dimensões, múltiplas fatalidades ou ferimentos graves, ameaça convincente à segurança, perda de estabilidade do navio, entre outros. Após a explosão, as ações demonstraram que o incidente foi classificado no nível 3.

A estrutura de resposta à emergência da BW para incidentes de nível 3 é apresentado na Figura 137.

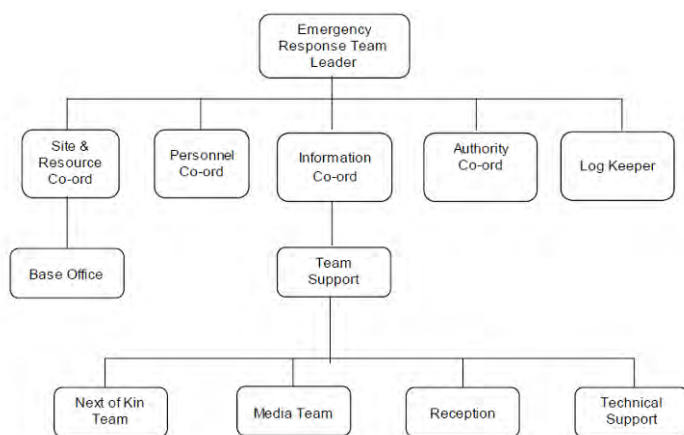


Figura 137 – Estrutura de Resposta BW *Offshore*

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

Segundo o procedimento, a BW *Offshore* Cingapura é a principal fonte de apoio de emergência a toda frota da BW. O escritório da BW *Offshore* em Oslo fornece serviços de apoio à BW Cingapura, particularmente com relação à assistência aos parentes das famílias dos funcionários da BW domiciliados na Noruega e Europa.

O líder da equipe de gerenciamento de reposta a emergência (ERMT) tem como atribuição inicial, durante a emergência na primeira reunião com a equipe, de confirmar o papel a ser exercido pela BW na emergência, podendo a empresa exercer a função de líder da organização ou de apoio ao contratante.

Os escritórios operacionais no país de origem da instalação envolvida no acidente, por sua vez, terão como principal função o contato com o cliente e o apoio a ERMT em Cingapura. Os papéis e as responsabilidades de cada escritório variam, no caso específico do escritório que fornece apoio ao FPSO CDSM era esperado a execução do suporte conforme sinalizado na Figura 138.

Unit/Country	Operations/Base Office	Main area of responsibility
Sendje Berge and ABO / Nigeria	Lagos / Port Harcourt	Client Interfacing, logistics, personnel and Next of Kin, Site information, medevac support.
Berge Helene / Mauritania	Nouakchott	Client Interfacing, logistics, personnel and Next of Kin, Site information, medevac support.
YUUM K'AK'NAAB / Mexico	Ciudad del Carmen	Client Interfacing, logistics, personnel and Next of Kin, Site information, medevac support, Media and Information surveillance and local media contact.
BW Cidade de Sao Vicente/Polvo/ Peregrino / Cidade de Sao Mateus / Petrobras 63 (Brazil)	Santos / Rio de Janeiro, Vitoria	Client Interfacing, logistics, personnel and Next of Kin, Site information, medevac support, Media and Information surveillance and local media contact.
BW Joko Tole / Indonesia	Singapore / Jakarta	Client Interfacing, logistics, personnel and Next of Kin, Site information, medevac support.
BW Pioneer / USA	Houston / New Orleans	Client Interfacing, logistics, personnel and Next of Kin, Site information, medevac support, Media and Information surveillance and local media contact.
BW Athena / UK	Aberdeen	Overall responsible for Crisis Management in conjunction with Petrofac
Azurite / Congo (Brazzaville)	Pointe Noire	Client Interfacing, logistics, personnel and Next of Kin, Site information, medevac support, Media and Information surveillance and local media contact.
Espoir / Ivory Coast	Abidjan	Client Interfacing, logistics, personnel and Next of Kin, Site information, medevac support, Media and Information surveillance and local media contact.

Figura 138 – Suporte Escritório Operacionais

No acidente do FPSO CDSM a estrutura de resposta em terra da BW foi acionada e se concentrou localmente no escritório da empresa no Rio de Janeiro, pois durante o processo de investigação a ANP notou a clara deficiência na estrutura do escritório BW em Vitória, contando com apenas três pessoas com viés técnico em sua estrutura. Assim, a estrutura de suporte da BW à Petrobras se baseou na presença do gerente de operações nas atividades de resposta que foram realizadas na sala de crise montada na sede da Petrobras em Vitória (UO-ES).

O procedimento do corporativo da BW para respostas a emergência indica a necessidade de simulados periódicos de acidentes nível 3. Durante a investigação foi evidenciado que o FPSO CDSM só realizava simulados no âmbito da instalação e no caso de cenários de descarga de óleo (requisitos das autoridades ambientais). Não havia o planejamento de simulados para a resposta a eventos com múltiplos feridos e fatalidades, ou seja, esta estrutura não havia sido testada ou estabelecida.

8.2. Características das Estruturas Organizacionais de Resposta - Petrobras

O Plano de Resposta à Emergência da UO-ES apresentava, como documentos complementares, os Planos de Resposta a Emergências de algumas unidades operadas pela Petrobras^{249,250} e, ainda, apresentava a seguinte afirmação acerca dos cenários de emergência considerados:

“Os cenários acidentais foram descritos com base nas análises de risco armazenadas no SINDOTEC, nos registros SMSNet, nos planos de emergência de contratadas, no histórico de acidentes da UO-ES e nos planos de emergências de interface”.

Contrariando tal afirmação, as análises de risco e os planos de resposta a emergências do FPSO CDSM não foram aprovados ou armazenados por procedimentos ou sistemas da Petrobras, não sendo considerado para o planejamento das emergências da Bacia do Espírito Santo.

Corroborando o fato que o plano de respostas da Petrobras não considerava como documento complementar ou de referência os Planos de Resposta à Emergência das unidades afretadas, incluindo o Plano de Resposta à Emergência do FPSO CDSM, desenvolvido pela BW e com responsabilidades expressas da Petrobras. Ressalta-se que o Plano de Resposta à Emergência da UO-ES é considerado

²⁴⁹ Plano de Resposta a Emergências de P-34 - PP-5E6-00068

²⁵⁰ Plano de Resposta a Emergências de P-57 - PE-5E6-00581

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

um recurso complementar aos existentes nas unidades marítimas e, portanto, deveria ser considerado na definição dos recursos de resposta necessários, tal como preconiza a Resolução ANP n° 43/2007.

O Plano de Resposta à Emergência da UO-ES apresenta um detalhamento da estrutura de comunicação que deve ser estabelecida durante um acidente e da estrutura organizacional de resposta que deve ser acionada, conforme apresentado na Figura 139 e na Figura 140, respectivamente.

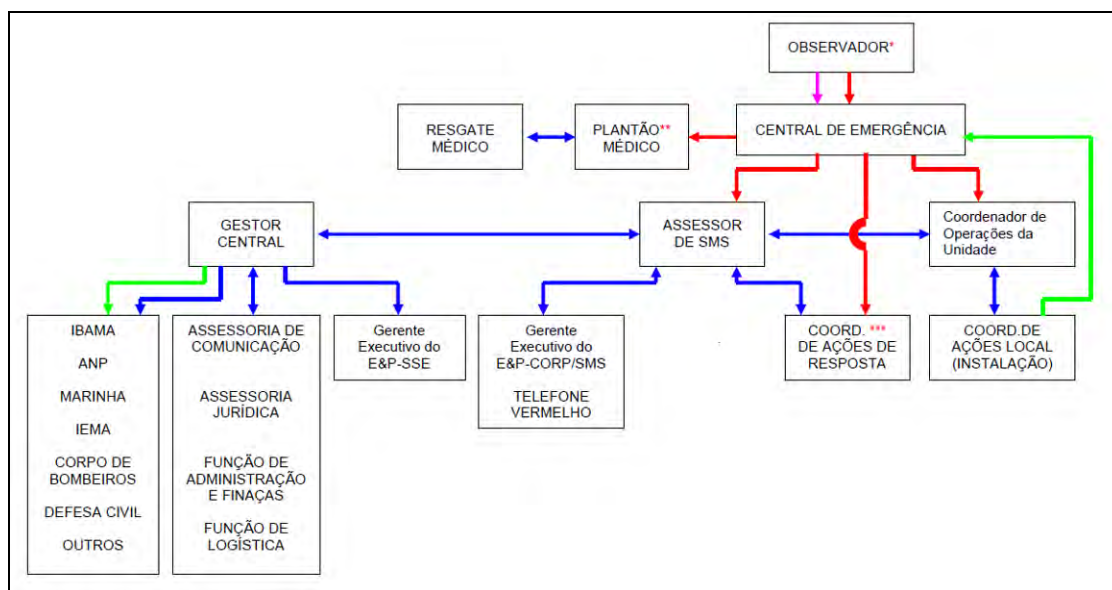


Figura 139 – Fluxograma de Comunicações - estrutura que deve ser estabelecida durante um acidente

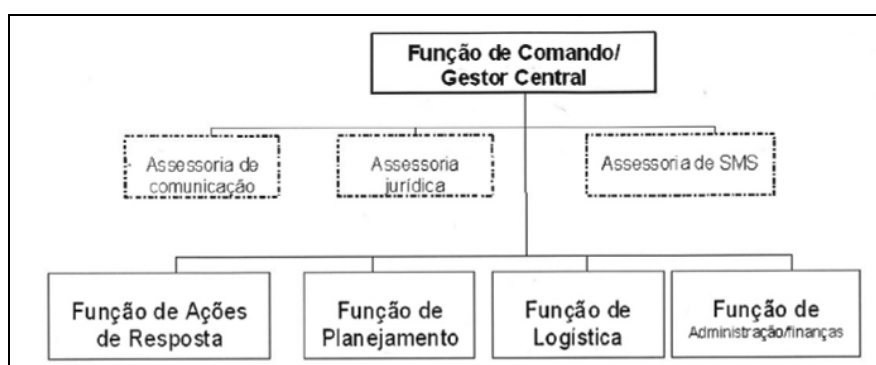


Figura 140 – Fluxograma de Comunicações - estrutura organizacional de resposta que deve ser acionada

O PRE da UO-ES apresenta, ainda, as seguintes informações acerca da estrutura de comunicação e da estrutura organizacional de resposta:

- A comunicação inicial do acidente para a Estrutura Organizacional de Resposta (EOR) deve ser feita imediatamente através da Central de Atendimento a Emergência que comunica o recebimento da informação ao Plantão Médico, Coordenador Integrado de Operações (CIOP), Coordenador de Operações da Unidade, Coordenador de Ações de Resposta (em caso de vazamento de óleo) e à Assessoria de SMS.
- Em caso de plataforma, o observador é o Gerente da unidade marítima ou Fiscal da Petrobras.
- A comunicação inicial é entendida como de caráter preliminar, assegurando o acionamento imediato do Plano de Emergência da UO-ES e garantindo agilidade no início das ações de resposta.
- Quando o plano é acionado, o Gestor Central da EOR é o representante da Unidade de Operações (UO-ES) e assume o comando da operação como um todo, sendo responsável pelo direcionamento de todas as atividades relativas ao incidente.
- No Anexo A do plano é descrito quem pode exercer cada um dos oito papéis da EOR em termos da estrutura organizacional da Petrobras (nome e cargo da pessoa).

Contudo, foi observado que na Figura 140 não consta o papel do Coordenador Integrado de Operações (CIOP), embora esteja previsto o seu acionamento pela Central de Atendimento a Emergência e o mesmo tenha sido acionado durante a emergência do dia 11/02/2015.

Além disso, conforme pode ser visualizada na Figura 140, a função de Coordenador de Operações da Unidade não consta como integrante da EOR e o PRE da UO-ES não traz a definição de quem deve exercer essa função, constando somente essa função na estrutura de comunicação do acidente (Figura 139). Contudo, foi observado que o Coordenador de Operações do FPSO CDSM participou da EOR na gestão do acidente ocorrido em 11/02/2015.

A falta de alinhamento dos procedimentos com a conduta realizada na prática foi justificada durante a auditoria pelos representantes da Petrobras da seguinte maneira: quando uma unidade é operada pela própria Petrobras, a função de Coordenador de Operações da Unidade coincide com a função de Coordenador de Ações de Resposta (Instalação). Considerando que, para os casos das unidades afretadas, essa coincidência de cargos não ocorre, ficou latente que o Plano de Resposta a Emergência da UO-ES não está plenamente ajustado às situações em que as unidades não são operadas pela Petrobras.

Essa falta de ajuste do PRE da UO-ES também foi verificada no que se refere às funções de Planejamento, Logística e Administração. Isso porque em tal Plano essas funções estão descritas como

se fossem exercidas apenas por representantes da Petrobras, o que se aplica para os casos em que as unidades são operadas pela própria Petrobras. No caso de unidades afretadas, conforme explicação realizada durante a auditoria, as funções são exercidas tanto pela Petrobras como pela a Operadora da Instalação, diferentemente do que está previsto no Plano.

Outro ponto que merece destaque é que, considerando as duas estruturas de resposta montadas pela Operadora da Instalação (Figura 137) e pela Petrobras (Figura 140), não foi possível identificar o estabelecimento de uma interface entre as duas estruturas que demonstre uma sistemática de atuação conjunta entre as duas empresa para gerenciamento da crise.

Com relação à definição de recursos necessários a resposta à emergência, cabe destacar que o PRE da UO-ES apresenta, como documento de referência, a Norma N-2644²⁵¹, que disciplina sobre o conteúdo dos planos de emergência da Petrobras. A referida norma estabelece critérios mínimos para elaboração dos planos de resposta à emergência das unidades, instalações e atividades da Petrobras.

Segundo a norma, o plano deve apresentar os recursos materiais e humanos da seguinte forma: (i) “*estar relacionados os equipamentos, materiais de resposta e recursos humanos, compatíveis com as ações necessárias ao controle das emergências, em seus vários tipos, dimensões e cenários de emergência*”; (ii) “*A relação deve conter tanto recursos pertencentes à instalação quanto aqueles contratados de terceiros*” (iii) “*Os recursos materiais devem estar relacionados: a) tipo e características operacionais; b) quantidade disponível; c) localização; d) tempo máximo estimado de deslocamento para o local de utilização; e) pessoas necessárias para operação*” e (iv) “*Os recursos humanos devem estar relacionados: a) especialidade; b) quantidade disponível; c) localização; d) tempo máximo estimado de deslocamento para o local de utilização*”.

Nesse sentido, o PRE da UO-ES apresenta os recursos materiais e os recursos humanos, conforme apresentado na tabela a seguir:

Tabela 17 – Recursos disponíveis

Recursos Materiais e Humanos
Recursos Materiais
Equipamentos existentes na UO-ES armazenados nas embarcações de <i>Oil Recover</i> , na base de apoio da CPVV e nos Centros de Resposta de Emergência (CRE), localizados na base administrativa do ativo norte capixaba (ATP-NC) e na UTGC em Linhares.

²⁵¹ Critérios para Elaboração de Plano de Contingência- Petrobras - N-2644 Rev. C – Emissão: 11/2008



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

Equipamentos e materiais de resposta do CDA-ES (Centro de Defesa Ambiental) e das respectivas instalações da UO-ES (cadastrados no INFOPAE).
Sala virtual permanente, exclusiva para emergências.
Recursos Humanos
Integrantes da EOR
Recursos acionados de acordo com o PRE da Unidade

Como pode ser observado, a partir da análise dos recursos materiais listados na tabela, todos os recursos apresentados são exclusivamente com foco ambiental, ou seja, são recursos destinados à gestão de possíveis problemas ambientais. Os recursos para as demais situações de emergência não estão listados, o que contraria a norma da empresa e demonstra que a UO-ES não garante a disponibilidade dos mesmos para todos os cenários acidentais. Além disso, como o PRE da UO-ES é um complemento do PRE da unidade, deveria apresentar os recursos disponíveis para cada um dos cenários identificados no PRE da CDSM, o que não ocorria.

Adicionalmente, no PRE da UO-ES, o Gestor Central da EOR tem a responsabilidade de acionar o PMAE-EP para ampliar os recursos disponíveis no controle da emergência. Uma vez acionado o PMAE-EP, as funções acionadas ao plano farão parte da EOR da unidade que coordena e supervisiona a resposta à emergência. Todo apoio corporativo a emergência deve ser incorporado de acordo com a sua especialidade à EOR que está atuando na resposta. As ações de reposta e seus recursos estão estabelecidos nos PRE de cada Unidade, cabendo às ações do PMAE-EP complementar ou assessorar as ações ali desenvolvidas.

8.2.1.Socorro aeromédico

Com relação especificamente aos recursos de transporte aeromédico, o PRE da UO-ES apresenta, como documento complementar, o procedimento que trata de atendimento a urgências e emergências médicas nas Instalações da UO-ES²⁵² e, além disso, em seu Anexo H (Procedimentos Operacionais de Resposta) prevê que a aeronave disponível como recurso de emergência deve ter sua saída de Vitória para o cenário de incêndio e explosão, conforme apresentado na Figura 141.

²⁵²Contingência Médica nas Unidades Operacionais da UO-ES – Doc. nº PP-3E6-00447 Rev. H – Emissão: 31/07/2014

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

DESCRIÇÃO DOS CENÁRIOS ACIDENTAIS				
Cenário Acidental	Instalações	Ações	Localização dos Recursos	Comunicação Externa (CADINC, FAX ou TEL)
1. Incêndio ou Explosão	Marítima	- Comunicar - Deslocar recursos e pessoas - Resgatar vítimas - Prestar socorro médico - Combater o incêndio - Articular com Órgãos - Estabelecer logística do material recolhido (resíduos)	Brigada de Emergência (Local) Embarcações de Apoio Sala de Emergência (Vitória) Aeronave (Vitória)	Capitania dos Portos ANP CGPEG (IBAMA)
	Terrestre	- Comunicar - Deslocar recursos e pessoas - Resgatar vítimas - Prestar socorro médico - Articular com Órgãos - Estabelecer logística do material recolhido (resíduos)	Brigada de Emergência (Local) CRE (São Mateus) Sala de Emergência (Vitória) Aeronave (Vitória)	Corpo de Bombeiros ANP IEMA IBAMA-ES

Figura 141 – Localização dos Recursos para o Cenário de Incêndio e Explosão

Contudo, não foi possível identificar em nenhum dos dois documentos (procedimento que trata de atendimento aeromédico e anexo H do PRE da UO-ES) os requisitos de disponibilidade dessas aeronaves, por exemplo, em termos de quantitativo mínimo necessário, critérios de disponibilidade das aeronaves, critérios para substituição das mesmas, tempo máximo para chegada às unidades *offshore*.

Dessa forma, uma vez que não há requisitos pré-estabelecidos nos referidos documentos, os contratos de afretamento dos helicópteros MEDVAC²⁵³ tornaram-se os documentos mandatórios para estabelecimentos dos critérios de disponibilidade das aeronaves, ficando a cargo do gestor do contrato o entendimento das condições de segurança associada aos recursos listados na Tabela 18.

Tabela 18 – Lista de Aeronaves MEDVAC

Matrícula da Aeronave	Base de Operação
PR-OMQ	Vitória
PR-OMA	Macaé
PR-OMB	Jacarepaguá

Na Tabela 19 estão sintetizadas as principais características do contrato de afretamento dos helicópteros MEDVAC.

²⁵³ Contrato nº 2050.0072291.11.2 – Anexo I – Condições Gerais do Afretamento Helicóptero Aeromédico de Médio Porte (HMP) – Emissão: 06/01/2015

Tabela 19 – Característica do contrato de afretamento de helicóptero aeromédico

Crítérios	Características
Disponibilidade da Aeronave	- Uso exclusivo do sistema Petrobras; - A contratada deverá manter a aeronave vinculada ao contrato disponível todos os dias do mês, durante 24 horas por dia; - No caso de indisponibilidade contínua da aeronave, a contratada deverá providenciar com a máxima brevidade o seu retorno à condição de operação ou a sua substituição.
Operação da Aeronave	- A aeronave vinculada ao contrato deverá estar pronta para decolar para atender a uma evacuação aeromédica em 25 minutos após a notificação da Petrobras.
Planejamento da Manutenção	- A alocação de tempo para a execução de ações de manutenção deverá ser acordada entre a contratada e a fiscalização da Petrobras. - A contratada deverá fornecer mensalmente à fiscalização da Petrobras um detalhamento do plano de manutenção programada da aeronave
Substituição de Aeronave	- Em caso de substituição da aeronave, a aeronave substituta deverá ser do mesmo modelo ou de modelo tecnicamente igual ou superior ao especificado contratualmente.

Devido à falta de obrigatoriedades para o concessionário, não ficam claras as formas de agir quanto à disponibilidade das aeronaves aeromédicas nos períodos em que um dos helicópteros MEDVAC estiver em manutenção ou fora da base de operação. Nesses casos, não há obrigação para disponibilizar uma aeronave substituta equivalente.

De fato, o PRE da UO-ES, o PMAE-EP e os seus documentos correlatos não descreveram os recursos necessários a resposta à emergência para cada um dos cenários acidentais e, portanto, não podem garantir a disponibilidade dos mesmos.

8.3. Capacitação para a resposta a acidentes

Conforme já mencionado, existia uma organização de resposta a bordo do FPSO CDSM que previa uma estrutura de comando, chefiada pelo OIM na função de Comandante de Incidentes

Offshore (CIO). Verificou-se que, apesar do envolvimento de diversas pessoas na estrutura de resposta a bordo do FPSO CDSM, a capacitação para lidar com grandes emergências da BWO era concentrada no OIM, através da capacitação em cursos como "*Major Emergency Management*" e "*Crises Management*".

Os brigadistas, por sua vez, tinham previsão de cursos como: (i) avançado de combate a incêndio; (ii) curso de embarcações de sobrevivência e salvamento, (iii) equipe de manobras e combate a incêndio de aviação; (iv) primeiros socorros e (v) embarcações rápidas de resgate.

Ao avaliar a estrutura de resposta ao acidente providenciada pela Petrobras, esta informou que no dia 11/02/2015 inicialmente adotou um sistema de resposta que não estava organizado como o *Incident Command System* (ICS), tal qual previa o seu procedimento em vigor na ocasião. Entretanto, visualizando as consequências do acidente e as dificuldades apresentadas para o controle do evento, foi resolvido que a estrutura de resposta deveria se organizar na forma estabelecida no ICS²⁵⁴.

No primeiro dia do incidente o cargo de comando das ações de resposta era desempenhado por funcionário Petrobras na função de Gestor Central da Emergência (GCE), tal qual previa o procedimento Petrobras em vigor, tendo este sido ocupado por três pessoas diferentes. Já no segundo dia, o cargo de GCE torna-se o cargo de Comandante do Incidente (CI) e é iniciado o uso dos formulários do protocolo ICS. Ressalta-se que desde a chegada da equipe da ANP na sala de crise de Vitória no final da noite do dia do acidente foi observada a estruturação e atuação na forma preconizada pelo ICS, apesar de representantes da Petrobras terem declarado que o ICS não estar totalmente implementado²⁹.

Para a análise mais aprimorada da utilização de um sistema de resposta à emergência foram verificadas as atas de presença na sala de contingência em Vitória/ES, contendo os nomes das pessoas que tinham funções na estrutura. Em termos de treinamento/capacitação, de um grupo amostral de dezoito pessoas selecionadas dentre as que tinham funções de destaque na estrutura do ICS (assessor de SMS, planejamento, logística, operações e comando), apenas 55% destes participaram de curso sobre o tema, com tempo médio de capacitação de treze horas.

Uma das pessoas que assumiu o cargo de CI tinha uma capacitação de apenas quatro horas, já que o procedimento da Petrobras estabelecia que alguns cargos da gestão da empresa não poderiam superar este tempo de capacitação. Dos quatro que assumiram o CI a frente do ambiente de crise, foi possível

²⁵⁴ Informação coletada em entrevista durante ação de fiscalização.



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

evidenciar que apenas dois deles contavam com treinamentos em resposta a emergência ou haviam participado de algum simulado.

No que se refere a experiências pretéritas obtidas em simulados, tem-se que do grupo amostral indicado anteriormente, apenas cinco pessoas haviam tido tal experiência e somente em simulado de descarga de óleo, demandado pelo IBAMA, do tipo Table-Top (sem acionamento real de recursos), Nível 3. Ressalta-se que apesar desta experiência, algumas destas pessoas permaneceram apenas 1h30min no local do simulado entre sua entrada e saída.

De todo o material recebido²⁹ e analisado, tanto com respeito às pessoas *onshore* ou *offshore* do operador da instalação e concessionário, evidenciou-se a necessidade de revisão e melhoria nos sistemas relacionados à capacitação e simulados pensados para atendimento de grandes acidentes e a necessária diversificação de cenários estabelecidas, verificando-se que atualmente os simulados de grandes emergências (níveis 2 e 3) na sua grande maioria relacionam-se com derrame de óleo no mar.



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

4. Recomendações

O processo de investigação do acidente identificou vinte e oito Causas Raiz, todas correlacionadas com os requisitos já estabelecidos pela Resolução ANP nº 43/2007, de 06/12/2007 (SGSO). Além disso, sessenta recomendações estabelecendo requisitos adicionais foram indicadas pela equipe de investigação da ANP. As recomendações são direcionadas para toda indústria de produção de petróleo e gás natural *offshore* com o objetivo evitar a recorrência de acidentes semelhantes e sua implementação é mandatória. As recomendações têm como objetivo evitar a recorrência de acidentes semelhantes. Ademais no intuito de melhoria contínua, foram propostas recomendações direcionadas para a ANP.



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

9.1 Recomendações para a indústria

A partir das Causas Raiz identificadas, a equipe de investigação da ANP identificou as recomendações consideradas necessárias para evitar a recorrência de acidentes semelhantes. Os Fatores Causais e suas Causas Raiz são relacionados às respectivas recomendações conforme apresentado na Tabela 20.

Tabela 20 – Recomendações para a indústria

Fator Causal	Causa	Item do SGSO/CR	Recomendação
FC01: Estocagem inadequada de condensado	CR01: [16.3] Gerenciamento de mudanças não realizado	16.3	R01: Garantir que o gerenciamento de mudanças seja prática realizada em todas as fases do ciclo de vida de uma unidade, incluindo o seu projeto, construção e comissionamento. R02: Acompanhar continuamente se, durante a fase operacional, os parâmetros de processo e composição do fluido estão em conformidade com os limites estabelecidos na fase de projeto. R03: Garantir a disponibilidade das informações necessárias para o cumprimento do SGSO, incluindo os dados necessários para a elaboração de estudos técnicos.
	CR02: [12.6.4] Falta de revisão de riscos no início da operação	12.6	R04: Revisar os estudos de risco da plataforma, antes do início da operação, de forma a considerar as mudanças implementadas e as características da unidade construída. Esta revisão deve considerar a participação das equipes de projeto e de operação da unidade



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

			(tripulantes e pessoal de escritório) e fiscalização do concessionário, no caso de unidades afretadas. Esta revisão deve ser evidenciada. R05: O concessionário deve participar dos estudos de risco das plataformas de produção afretadas e aprová-los. Tal aprovação deve ser feita por nível gerencial compatível com o delineamento de recursos para a plena implementação das necessidades apontadas por estes estudos.
FC 02: Degradação do sistema de armazenamento do FPSO CDSM	CR03: Restrição de alinhamentos com a instalação de raquetes / [16.3.2] Gerenciamento de mudanças não realizado	16.3	R06: Planejar ações, anteriormente à implementação de mudanças temporárias, até o retorno à condição definitiva do sistema. Este planejamento deve constar no processo de gerenciamento de mudanças. R07: Reavaliar o processo de gerenciamento de mudanças sempre que houver alteração de premissas, escopo, finalidade ou planejamento considerados.
	CR04: Passagem de serviço inadequada / [8.3] Comunicação inadequada entre turnos	8.3	R08: Estabelecer procedimento escrito de passagem de serviço que garanta, no mínimo, formato do registro escrito, bem como o acesso e conhecimento de mudanças, isolamentos e condições operacionais dos sistemas afetos a cada função, antes de assumir o trabalho a bordo. Este procedimento deve definir as funções para as quais não deve existir desembarque simultâneo e para quais funções deve existir diálogo entre substituto e substituído.
	CR05: Documentos desatualizados / [16.3.3]	16.3	R09: Criar mecanismos para a atualização dos sistemas de controle de documentação técnica, incluindo procedimentos, desenhos e fluxogramas dentre outros, de forma que as



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

	Falha nos registros e documentação da mudança		informações de equipamentos e processos sejam fidedignas à condição atual em campo, mesmo durante mudanças.
	CR06: Alterações sem o gerenciamento de mudanças / [16.3.2] Gerenciamento de mudanças não realizado	16.3	R10: Identificar, estabelecer e implementar meios para garantir que a força de trabalho tenha capacitação teórica e prática na execução de procedimentos de gerenciamento de mudanças, garantindo a reciclagem periódica.
FC 03: Degradação da equipe de marinha do FPSO CDSM	CR07: Ausência dos superintendentes de marinha / [16.2] Ausência do gerenciamento de mudança de pessoas	16.3	R11: Garantir a aplicação do processo de gerenciamento de mudanças de pessoas, incluindo os casos de redução, aumento e acúmulo de funções, entrada e saída de pessoas.
	CR08: Ausência de tutoria/acompanhamento / [3.3.2] Dimensionamento inadequado do programa de treinamento	3.3.2	R12: Implementar processo de tutoria e acompanhamento de novas pessoas como parte do processo de gerenciamento de pessoas, antes da efetivação da mudança.
	CR09: Ausência da função	1.5	R13: O Concessionário e o Operador da Instalação devem garantir os recursos humanos

	de supervisão / [1.5] Recursos não disponíveis		para a implementação da estrutura organizacional necessária para o cumprimento do SGSO. R14: O concessionário deve garantir a implementação dos requisitos de segurança de contratos de afretamento e/ou operação e manutenção estabelecidos para o cumprimento das cláusulas de segurança dos contratos de concessão.
	CR10: Pessoas com mesmo cargo desempenhando funções distintas / [3.3.2] Falha na identificação de requisitos de treinamento/capacitação	3.2.2	R15: Estabelecer objetivamente requisitos para a garantia da capacitação mínima para cada cargo, com avaliação teórica e prática obrigatória, sem prejuízo do programa regular de capacitação, da verificação de cumprimento de procedimentos e da reciclagem periódica. R16: Garantir que todos ocupantes do mesmo cargo tenham condições de exercer todas as funções previstas para o seu cargo.
	CR11: Falta de treinamento em procedimentos operacionais / [3.3.4] Falha na identificação de treinamento/capacitação em procedimentos	3.3.4	R17: Estabelecer programa de treinamento contínuo em procedimentos operacionais, sendo a frequência de reciclagem em procedimentos críticos diferenciada.

	operacionais		
FC04: Operar a bomba de <i>stripping</i> com sua descarga fechada	CR12: Procedimento desatualizado/indisponível / [1.5] Falha na disponibilização de recursos	1.5	R18: Garantir que alterações no gerenciamento da segurança operacional oriundas de aquisições, trocas e fusões de Operadores de Instalação sejam avaliadas em processo de gerenciamento de mudanças. O processo de gerenciamento de mudanças deve considerar existência, migração, atualização, disponibilização e aplicabilidade de procedimentos operacionais, bem como estabelecer prazos e responsabilidades. R19: Planejar e prover os recursos necessários para a implementação de procedimentos operacionais, garantindo que estes estejam atuais, disponíveis e adequados. Os recursos incluem estrutura operacional a bordo e nos escritórios, considerando que a estrutura a bordo tenha foco na operação e a estrutura técnico-administrativa em terra tenha dimensão compatível com o nível de atividades da unidade.
	CR13: Falha na implementação de recomendações e salvaguardas de análises de risco e estudos de segurança / [12.6.3] Falha na implementação de ações corretivas	12.6.3	R20: Implementar todas as salvaguardas (Elementos Críticos de Segurança Operacional) previstas nas análises de risco e estudos de segurança antes do início da operação. A implementação de todas as salvaguardas deve ser verificada durante a auditoria de Elementos Críticos de Segurança Operacional. R21: Definir os responsáveis para garantir a disponibilidade e integridade de salvaguardas. Garantir que estes responsáveis tenham conhecimento dos riscos envolvidos em caso de degradação de salvaguardas. R22: Monitorar continuamente, em nível gerencial adequado, a disponibilidade e



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

			integridade de todas as salvaguardas, considerando as informações prestadas pelos seus responsáveis. R23: A implementação das recomendações oriundas de análises de risco e estudos de segurança devem ser gerenciadas por nível hierárquico competente, com definição de responsáveis e prazos compatíveis com nível de risco. R24: Estabelecer indicadores de desempenho que monitorem a implementação de todas as práticas do SGSO a serem acompanhados periodicamente pelos Operadores de Instalação e Concessionários. Resultados periódicos deste monitoramento devem fazer parte de reuniões da análise crítica, para estabelecimento de ações corretivas e preventivas quando constatado desempenho insuficiente.
	CR14: Procedimento operacional incompleto e ausência de instruções claras / [15.2.1] Procedimento incompleto	15.2.1	R25: Os procedimentos operacionais devem estabelecer instruções e proibições claras a serem observadas por todos que os utilizam como critério de controle de riscos operacionais. R26: Garantir a integridade e clareza das informações na tradução de procedimentos operacionais. R27: Estabelecer em procedimento escrito os limites e valores de parâmetros operacionais manipuláveis a serem considerados na operação dos sistemas para o controle de riscos operacionais. Estes procedimentos devem ser considerados como Procedimentos Críticos Operacionais.

	CR15: Informações de <i>strokes</i> não disponível no sistema supervisor / [10.2.1] Não atendimento a critérios de projeto	10.2.1	R28: Todos os sistemas necessários para o início da operação da unidade devem estar aderentes ao projeto, completamente instalados, comissionados e disponíveis antes do início da operação. A adequação destes sistemas deve ser verificada durante a auditoria da Prática de Gestão nº10: Projeto, Construção, Instalação e Desativação do SGSO antes do início da operação.
FC05: Perda de contenção em flange na descarga da bomba de <i>stripping</i>	CR16: Falta de plano para inspeções, calibração e testes para garantir confiabilidade mínima para a válvula de segurança da bomba de <i>stripping</i> / [13.2.1] Falta de plano de inspeção, calibração e testes	13.2.1	R29: Incluir as informações de Equipamentos e Sistemas Críticos oriundas de estudos de segurança nos sistemas informatizados de gerenciamento de integridade antes do início da operação. Os Procedimentos Críticos relacionados à manutenção, inspeção e teste também devem ser incluídos. R30: Atualizar os sistemas previamente existentes em navios convertidos para plataformas, por ocasião da conversão, considerando os mesmos critérios de projeto e filosofia de segurança da planta de processamento. R31: Bombas alternativas para transferência de hidrocarbonetos devem ter sua descarga protegida por sistemas de intertravamento e alarme. R32: Contemplar em planos de manutenção e com periodicidade definida, inspeção e teste todos os sistemas de alívio de pressão, alarme e intertravamento.
	CR17: Falta de intertravamentos na bomba de <i>stripping</i> /	10.3.a	R20, R30, R32



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

	[10.3] Falha ao considerar aspectos que podem introduzir risco no projeto		
	CR18: Falta de alarme de pressão alta na descarga da bomba de <i>stripping</i> / [10.3] Falha ao considerar aspectos que podem introduzir risco no projeto	10.3.a	R28, R30, R32
	CR19: Falha no controle de peças sobressalentes / [8.2] Falha no controle de informações	8.2	R24 R33: Conscientizar o pessoal envolvido na operação de plataformas sobre o impacto da gestão de estoque na segurança operacional, visando a melhoria da disciplina operacional. R34: Estudos para a identificação de inventário mínimo devem ser incluídos no projeto das instalações e este inventário deve estar disponível durante toda fase operacional.



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

	CR20: Sistema sem folga para a instalação de raquetes / [10.2.2] Falha ao considerar requisitos em projeto	10.2.2	R23, R30
	CR21: Improvisação de raquetes / [13.3.5] Falta de gerenciamento de mudanças nas alterações de requisitos de projeto	13.3.5	R09 R35: Não fabricar a bordo peças, incluindo raquetes, que requeiram certificados de qualidade do material. R36: Tratar através de gerenciamento de mudanças a reposição ou instalação de peças, incluindo raquetes, que tenham características distintas das especificações de projeto.
FC06: Exposição de pessoas	CR22: Falta de instruções claras no procedimento de resposta à emergência / [15.2.1] Procedimento incompleto/inadequado	15.2.1	R37: Os procedimentos de resposta à emergência, nos diversos níveis de resposta, devem estabelecer instruções e proibições claras, completas e não conflitantes. R38: Proibir a exposição de pessoas, inclusive da brigada, a atmosferas explosivas. R39: Definir em documento específico as responsabilidades e interfaces de todas as organizações envolvidas nas ações de resposta à emergência.
	CR23: Cenários acidentais no PRE da operadora da instalação não	14.2.3	R40: Estabelecer critérios em procedimento para a migração dos cenários de risco identificados nas análises de risco e nos estudos de segurança para os planos de resposta à emergência. Além dos cenários selecionados, os procedimentos devem conter cenários

	contemplam os cenários dos Estudos de Risco da unidade / [14.2.3] Falha na identificação de cenários acidentais		que representam desafios para as ações de resposta, como fatalidades, múltiplos ferimentos, dentre outros, mesmo que com riscos considerados toleráveis ou na região de ALARP. R41: Estabelecer periodicamente simulados de emergência que englobem todos os cenários acidentais identificados, incluindo os cenários com múltiplos feridos e fatalidades. Tais simulados devem contemplar o acionamento de recursos externos à plataforma de forma que a estrutura de resposta seja efetivamente testada e que medidas corretivas decorrentes dos simulados garantam a melhoria contínua das ações de resposta de todos os entes envolvidos.
	CR24: Desmobilização dos pontos de encontro / [4.2.1.4] Ausência de conscientização	4.2.1.2	R42: Conscientizar periodicamente todo pessoal de bordo sobre os riscos envolvidos nos cenários contemplados no procedimento de resposta à emergência da unidade. R43: Proibir a liberação das pessoas às atividades normais antes do controle total da emergência. R44: Avaliar os refúgios temporários e enfermaria(s) na fase de projeto para proteger contra os efeitos de sobrepressão.
	CR25: Falha na minimização da exposição de pessoas a riscos durante a resposta a emergências /	10.2.4	R45: Considerar no projeto das unidades a redução da exposição de pessoas em pontos de encontro aos riscos oriundos dos cenários acidentais ou de possíveis escalonamentos. Os pontos de encontro devem ser identificados no plano de resposta da unidade. R46: Definir pontos de encontro alternativos em caso de risco do ponto de encontro

	[10.2.4] Não considerou a redução da exposição humana às consequências de eventuais falhas de sistemas e estruturas		primário ser afetado. Os pontos de encontro alternativos devem ser identificados no plano de resposta da unidade.
	CR26: Exposição da brigada / [14.4] Recursos de resposta não identificados	14.4	R38 R47: Garantir que todas as funções envolvidas na resposta à emergência, inclusive em terra, tenham treinamento teórico periódico nos procedimentos de resposta à emergência. R48: Contemplar no projeto das unidades os sistemas e procedimentos para a resposta a todos os cenários acidentais a serem considerados no procedimento de resposta à emergência da unidade. R49: Definir no plano de resposta à emergência os recursos materiais e humanos disponíveis, em termos quantitativos e qualitativos, para a resposta de cada cenário acidental e em todos os níveis de resposta.
	CR27: Exposição de demais pessoas fora da brigada à atmosfera explosiva / [14.7] Inadequação dos	14.7	R19, R38, R42



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

	mecanismos para revisão dos planos de resposta à emergência		
FC07: Ignição da atmosfera explosiva	CR28: Fonte de ignição introduzida pela ação de pessoas dentro de atmosfera explosiva / [15.2.1] Falta de instruções claras/específicas para a realização das tarefas	15.2.1	R38 R50: Proibir o uso de mangueiras não condutoras em ambientes onde uma atmosfera inflamável estiver presente e não houver chama. R51: Revisar os procedimentos relacionados à resposta à emergência e às práticas de trabalho seguro, considerando as possíveis fontes de ignição identificadas em normas existentes. R52: Realizar atividades de conscientização periódicas para toda a força de trabalho sobre as possíveis fontes de ignição. R53: Garantir a disponibilidade de ferramentas adequadas para uso em atividades normais de manutenção em áreas classificadas.

9.2 Recomendações adicionais

Ao longo do processo de investigação, foram identificadas demais situações em que ações preventivas são necessárias tanto para que incidentes operacionais sejam evitados/melhor mitigados, como facilitar os processos futuros de investigação de incidentes. Estas medidas são apresentadas a seguir:

R54: O concessionário deve participar da elaboração dos procedimentos de resposta à emergência das plataformas de produção afretadas e aprová-los. Tal aprovação deve ser feita por nível gerencial compatível com o delineamento de recursos para a plena implementação das necessidades apontadas por estes procedimentos.

R55: O Operador de Instalação deve estabelecer estrutura organizacional e recursos no Brasil que possuam pessoa(s) responsável(is) pela segurança operacional, de modo a criar uma equalização de forças entre as decisões relacionadas com as atividades operacionais e a gestão de riscos de segurança operacional e garantir que os riscos sejam considerados no processo decisório da empresa com importância idêntica às avaliações técnico-econômicas.

R56: Estabelecer estrutura organizacional no Brasil para o comando de resposta à emergência, a ser exercida pelo Concessionário e/ou pelo Operador da Instalação. As pessoas integrantes desta estrutura devem ser previamente definidas e possuir autoridade e capacitação para o acionamento de recursos necessários.

R57: Garantir a disponibilidade de no mínimo uma aeronave aeromédica dedicada por bacia sedimentar em que o concessionário possua operações em curso. No caso de indisponibilidade da aeronave aeromédica, deve ser providenciada uma aeronave aeromédica equivalente.

R58: Garantir que todos os parâmetros indicados em sistemas supervisório sejam registrados e passíveis de consulta posterior.

R59: Instalar nas salas de controle das plataformas sistema fechado de vídeo (CFTV). As imagens devem ser passíveis de consulta posterior.

R60: Considerar, nos procedimentos de resposta à emergência, conflitos entre as atribuições para a operação de baleeiras e outras funções de resposta, de forma a minimizar os prejuízos ao abandono em caso de ferimento de pessoas.



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

R61: Avaliar, para cada função de resposta à emergência, a pertinência de atender a esta função nos dias de embarque e desembarque, considerando o impacto de fatores humanos na avaliação e execução de atividades de resposta à emergência.



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM

10. Conclusão

A ocorrência de grandes acidentes demonstra que, quando em sincronia, as falhas gerenciais resultantes de um sistema de gerenciamento de riscos mal implementado ou inexistente resultam em grandes perdas.

O acidente ocorrido a bordo do FPSO CDSM demonstrou que os cenários identificados nos estudos de risco eram efetivamente reais e que a implementação de salvaguardas e recomendações de análises de risco teriam sido úteis para atingir o objetivo de controlar os riscos operacionais. Também ficou demonstrado que a postura burocrática de identificação e registro de riscos sem a adoção dos requisitos de um sistema de gerenciamento de segurança operacional não se ajusta às demandas da cultura de segurança para as operações em águas jurisdicionais brasileiras.

Tal qual indicam os requisitos da Resolução ANP nº 43/2007 e outras referências no tema de segurança, as atividades relacionadas à operação de plataformas devem ser monitoradas proativamente no que tange à implementação de sistemas de gerenciamento de riscos.

Neste sentido, não estabelecer métodos para a identificação de falhas latentes do sistema de gerenciamento de segurança e nem estabelecer suas respectivas ações de melhoria contínua consistem em mera passividade da gestão que, portanto, aguarda a ocorrência de acidentes e opera em desacordo com a legislação vigente no país. Esta legislação e os termos dos contratos de concessão estabelecem responsabilidades sobrepostas no que tange à segurança operacional, tanto para o concessionário quanto para o operador da instalação, sendo estas indelegáveis e mandatórias.

A falta de requisitos mínimos de gestão de riscos, tal qual apresentada neste relatório, causou o acidente do FPSO CDSM no dia 11/02//2015. Espera-se que as situações, condições e recomendações apresentadas pela ANP neste relatório indiquem à indústria do petróleo a importância do aprimoramento contínuo dos requisitos de segurança e da pró-atividade típicas de uma boa cultura de segurança, que, além de garantir a proteção humana e do meio ambiente, atendem os requisitos para uma indústria socialmente responsável.