

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
ESCOLA DE QUÍMICA

Lara Amorim Sillman da Cunha

Yohana Conde Piacesi



Ó PAPEL DA GESTÃO DE MUDANÇA EM PROCESSOS
OFFSHORE: UM ESTUDO DE CASO DO ACIDENTE DO FPSO
CIDADE DE SÃO MATEUS

RIO DE JANEIRO

2023

Lara Amorim Sillman da Cunha
Yohana Conde Piacesi

O PAPEL DA GESTÃO DE MUDANÇA EM PROCESSOS OFFSHORE: UM ESTUDO
DE CASO DO ACIDENTE DO FPSO CIDADE DE SÃO MATEUS

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Escola de Química da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Engenheiro Químico.

Orientador(es): Prof. Carlos André Vaz Junior, D.Sc.

Rio de Janeiro
2023

Cunha, Lara Amorim Sillman da
Piacesi, Yohana Conde

O papel da gestão de mudança em processos offshore: um estudo de caso do acidente do FPSO Cidade de São Mateus/ Lara Amorim Sillman da Cunha e Yohana Conde Piacesi. Rio de Janeiro: UFRJ/EQ, 2023.

86 pág.;il

(Projeto Final) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, 2023.

Orientador: Carlos André Vaz Junior

1. Segurança de Processos. 2. Gestão de Mudança. 3. Processos offshore. 4. FPSO Cidade de São Mateus. 5. Carlos André Vaz Junior. I. O papel da gestão de mudança em processos offshore: um estudo de caso do acidente do FPSO Cidade de São Mateus.

AGRADECIMENTOS

Dedicamos este trabalho primeiramente a Deus, pelas nossas vidas e por permitir que chegássemos até aqui. Sua presença constante em nossa caminhada foi nossa fonte de força e conforto em momentos de dificuldade e incerteza.

Agradecemos o nosso orientador, Carlos André Vaz Junior, pela sua dedicação e comprometimento em nos orientar neste trabalho. Sua paciência, conhecimento e disponibilidade foram fundamentais para a realização deste projeto, guiando-nos em cada etapa do processo.

Aos nossos pais e família, pelo amor incondicional e por nos apoiarem em todas as etapas das nossas vidas. Obrigada por serem nosso porto seguro, pelos incentivos constantes e pela força para continuar em frente mesmo durante as provas.

Aos amigos, que foram companheiros de estudo, de risadas, de choros e de conquistas. Obrigada por compartilharem momentos inesquecíveis com nós duas, por nos incentivarem a sempre buscar mais conhecimento e que ajudaram a tornar esta jornada mais leve.

Por fim, expressamos nossa gratidão aos bravos professores e àqueles que dedicam suas vidas à educação, que com amor, dedicação e paciência, nos conduzem pelo caminho do conhecimento. Ao sistema público de ensino, nosso profundo agradecimento. Graças a ele, que nos acompanhou desde o ensino médio no Instituto Federal de Química (IFRJ) e Colégio Pedro II, até o ensino superior na Universidade Federal do Rio de Janeiro, tivemos acesso a uma educação de qualidade, contribuindo para a nossa formação acadêmica e pessoal.

RESUMO

CUNHA, Lara; PIACESI, Yohana. **O PAPEL DA GESTÃO DE MUDANÇA EM PROCESSOS OFFSHORE: UM ESTUDO DE CASO DO ACIDENTE DO FPSO CIDADE DE SÃO MATEUS**. Rio de Janeiro, 2023. Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação em Engenharia Química - Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2023.

A indústria do petróleo e gás é um setor econômico crítico e um dos principais motores da economia global. No Brasil, essa indústria desempenha um papel importante na economia do país. No entanto, a exploração desses recursos apresenta riscos significativos, exigindo a implementação de medidas de segurança eficazes. Para garantir a segurança das operações, essa indústria desenvolveu uma série de práticas e processos ao longo do tempo, incluindo a adoção de programas de gestão de segurança e a implementação de sistemas de gerenciamento de riscos. Um dos elementos essenciais da maioria dos sistemas de gestão é o Gerenciamento de Mudanças (MOC), que consiste em um conjunto de procedimentos utilizados para gerir e garantir que as mudanças realizadas nos processos, equipamentos e procedimentos sejam feitas de forma segura e eficaz, minimizando os riscos de acidentes e falhas. Este trabalho realizou o estudo de caso do acidente do FPSO Cidade de São Mateus, no Brasil, ocorrido em 2015. Uma explosão ocorreu a bordo da plataforma devido a um vazamento de condensado em um dos flanges localizado na casa de bombas, resultando na morte de nove pessoas e além de outras 26 feridas. A investigação do acidente identificou as falhas no gerenciamento de mudanças como uma das causas-raízes do acidente. O presente trabalho identificou as principais contribuições da gestão de mudanças para a segurança em processos e analisou as lições aprendidas em relação à MOC em plataformas offshore. Por fim, obteve-se uma compreensão mais profunda do papel crítico da gestão de mudanças e do desenvolvimento de melhores práticas neste âmbito, com o objetivo de garantir a segurança dos trabalhadores, preservar o meio ambiente e garantir a continuidade das operações offshore.

Palavras-chave: Segurança de Processos; Gestão de Mudança; FPSO Cidade de São Mateus.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Empresas resultantes da Standard Oil.....	8
Figura 2 - Consumo versus Produção de Petróleo.....	20
Figura 3 - Bomba de sucção para produção de petróleo onshore.....	22
Figura 4 - Plataformas: fixa, autoelevatória, semissubmersível e navio de produção e estocagem (FPSO).....	23
Figura 5 - Representação do sistema de gerenciamento de segurança de processos.....	30
Figura 6 - Modelo de análise de riscos Bowtie.	46
Figura 7 - Navio plataforma FPSO Cidade São Mateus.....	52
Figura 8 - Localização do FPSO CDSM.	53
Figura 9 - Válvula OP-068 e local do vazamento dentro da casa de bombas	54
Figura 10 – Diagrama de rede	55
Figura 11 - Após o acidente no FPSO CDSM.....	56
Figura 12 - Flange por onde ocorreu o vazamento (foto retirada antes do acidente).....	58
Figura 13 - Imagem das câmeras do local abaixo do vazamento.	59
Figura 14 - Visão da lateral do FPSO imediatamente antes e depois da explosão.....	60
Figura 15 - Visão da parte superior do FPSO imediatamente antes e depois da explosão.....	60
Figura 16 - Linha do Tempo do acidente no FPSO CDSM.	61
Figura 17 - Locais mais impactados pela explosão.	62
Figura 18 - Praça de máquinas destruída pelos efeitos da explosão.....	63
Figura 19 - Piso do deck deslocado para cima após a explosão.	63
Figura 20 - corredor que dá acesso à sala de controle dentro do casario	64
Figura 21 - Rotas simplificadas de processamento do condensado	67
Figura 22 - Válvula do sistema de carga com selo de vedação degradado à esquerda e, à direita, outra válvula com selo de vedação substituído.	71
Figura 23 - Raquete instalada no flange próximo da válvula OP-068.....	71
Figura 24 - Trecho da tubulação com bloqueio de passagem de fluido pela raquete que antecede a válvula OP-068	72
Figura 25 - Casa de bombas delimitada em vermelho e slop tank em azul.....	73
Figura 26 - Parte da tela da sala de controle que indica proximidade da válvula OP-068 com slop tank.....	73

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Práticas de Gestão do SGSO (ANP, 2007).....	34
Tabela 2 - Comparação entre as práticas do SGSO (ANP, 2007) e o RBPS do CCPS.....	35
Tabela 3 - Lista de exemplos de cenários de mudança para a indústria offshore.....	43
Tabela 4 - Fatores Causais e Causas Raízes definidos pela ANP	65
Tabela 5 - Recomendações relacionadas à Gestão de Mudança definidas pela ANP.	76

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AAF	Análise de Árvore de Falhas
ABEQ	Associação Brasileira de Engenharia Química
ABS	<i>American Bureau of Shipping</i>
AIChE	<i>American Institute of Chemical Engineers</i>
ANAC	Agência Nacional de Aviação Civil
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
APR	Análise Preliminar de Risco
BOP	<i>Blowout Preventer</i>
BP	<i>British Petroleum</i>
CBIE	Centro Brasileiro de Infraestrutura
CCPS	<i>Center for Chemical Process Safety</i>
CDSM	Cidade de São Mateus
CNP	Conselho Nacional do Petróleo
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
E&P	Exploração e Produção
FPSO	<i>Floating Production Storage Offloading</i>
HAZOP	<i>Hazard and Operability Study</i>
IBP	Instituto Brasileiro Petróleo
ICHEME	<i>Institution of Chemical Engineers</i>
MIC	Metil Isocianato
MOC	<i>Management of Change</i>

OIM	<i>Offshore Installation Manager</i>
OSHA	<i>Occupational Safety and Health Administration</i>
P&ID	<i>Piping and Instrumentation Diagram</i>
PETROBRAS	Petróleo Brasileiro S.A.
PHM	<i>Process Hazards Management</i>
PNUD	Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento
PSM	<i>Process Safety Management</i>
PSOE	Programa de Segurança Operacional Específico
RBPS	<i>Risk Based Process Safety</i>
RDH	Relatório de Desenvolvimento Humano
SGMB	Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil
SGSO	Sistema de Gestão de Segurança Operacional
UTGC	Unidade de Tratamento de Gás de Cacimbas

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	13
2 INDÚSTRIA DO PETRÓLEO E GÁS	16
2.1 HISTÓRICO MUNDIAL DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO E GÁS	16
2.2 HISTÓRICO BRASILEIRO DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO E GÁS.....	18
2.3 EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS.....	20
3 SEGURANÇA DE PROCESSO E GERENCIAMENTO DE RISCO	25
3.1 SEGURANÇA DE PROCESSO	25
3.2 GESTÃO DE SEGURANÇA DE PROCESSOS	26
3.3 GESTÃO DE SEGURANÇA DE PROCESSO BASEADA EM RISCOS	28
3.3.1 Primeiro Pilar - Comprometimento à segurança de processos.....	31
3.3.2 Segundo Pilar - Compreensão de perigos e riscos	31
3.3.3 Terceiro Pilar - Gerenciamento de riscos.....	32
3.3.4 Quarto Pilar - Aprender a partir da experiência.....	32
3.4 SISTEMA DE GESTÃO DE SEGURANÇA OPERACIONAL (SGSO)	33
4 GESTÃO DE MUDANÇAS	37
4.1 DEFINIÇÃO E IMPORTÂNCIA DA GESTÃO DE MUDANÇAS	37
4.2 TIPOS DE MUDANÇAS	39
4.3 ETAPAS PARA GERIR A MUDANÇA	41
4.3.1 Identificação e classificação da mudança	42
4.3.2 Avaliação da mudança	44

4.3.3	Aprovação da mudança	47
4.3.4	Comunicação da mudança e treinamento.....	48
4.3.5	Acompanhamento e Fechamento do processo	48
4.4	ACIDENTES DA INDÚSTRIA QUÍMICA RELACIONADOS A GESTÃO DE MUDANÇAS	49
5	ESTUDO DE CASO	52
5.1	FPSO CIDADE DE SÃO MATEUS.....	52
5.2	O ACIDENTE.....	54
5.3	LINHA DO TEMPO/ ACONTECIMENTOS.....	56
5.4	FATORES CAUSAIS E CAUSAS-RAÍZES DO ACIDENTE	64
5.4.1	Fatores Causais E Causas-Raízes Relacionadas Com Gestão De Mudança	65
5.4.1.1	Fator Causal número 1 - Estocagem inadequada de condensado.....	66
5.4.1.2	Fator Causal número 2 - Degradação do sistema de transferência de carga ..	67
5.4.1.3	Fator Causal nº3 - Degradação da Equipe de bordo	69
5.4.1.4	Fator Causal nº5 - Perda de contenção Primária no flange (vazamento).....	70
5.5	LIÇÕES APRENDIDAS	74
5.5.1	Lições aprendidas com acidentes anteriores ao do FPSO CDSM	74
5.5.2	Lições aprendidas no acidente do FPSO CDSM relacionadas à Gestão de Mudança.....	76
6	CONCLUSÃO.....	78
7	REFERÊNCIAS	80
ANEXO A	– ÁRVORE DE FALHAS DO ACIDENTE DO FPSO CIDADE DE SÃO MATEUS.....	86

1 INTRODUÇÃO

A indústria do petróleo e gás é uma das principais áreas da economia global, com grande impacto nas sociedades e nos mercados financeiros. Sua história remonta ao final do século XIX, quando o primeiro poço de petróleo se tornou comercialmente viável, na Pensilvânia, Estados Unidos (MORAIS, 2013). A partir de então, a exploração de petróleo e gás natural tornou-se uma indústria cada vez mais importante, com empresas de todo o mundo competindo por reservas e mercados. No Brasil, a indústria do petróleo e gás começou a ganhar força na década de 1950, com a criação da Petrobras e a descoberta de grandes reservas na Bacia de Campos (MORAIS, 2013).

Historicamente, o setor tem sido caracterizado por seu papel importante no desenvolvimento econômico mundial. Ademais, com o aumento da demanda global por energia, a indústria se expandiu, transformando-se em um setor econômico crítico em todo o mundo (LIU et al., 2017). O Brasil é um dos principais países em termos de reservas de petróleo e gás, e a exploração desses recursos desempenha um papel importante na economia brasileira (PEREIRA et al., 2021). No entanto, essa exploração, principalmente em águas profundas e ultraprofundas, apresenta riscos significativos, exigindo a implementação de medidas de segurança eficazes (IBP, 2020).

Desde o início da exploração de petróleo, vários acidentes e incidentes ocorreram em todo o mundo que causaram impactos devastadores. Alguns dos acidentes mais conhecidos incluem o desastre da plataforma da BP Deepwater Horizon, em 2010 no Golfo do México (BP, 2010), e o desastre de Piper Alpha, ocorrido em 1988 no Mar do Norte, onde houve uma explosão na plataforma de petróleo que causou a morte de 167 trabalhadores e a perda da unidade (CULLEN, 1990).

Assim, com o objetivo de garantir a segurança das operações, a indústria desenvolveu uma série de práticas e processos ao longo do tempo, incluindo a adoção de programas de gestão de segurança e a implementação de sistemas de gerenciamento de riscos (CROWL; LOUVAR, 2002). Um desses programas é o Gerenciamento de Segurança de Processos (do inglês Process Safety Management - PSM), estabelecido pelo Occupational Safety and Health Administration (OSHA) nos Estados Unidos em 1992, que se tornou uma referência mundial em segurança operacional (OSHA, 2000). O PSM é uma abordagem integrada para gerenciamento de riscos que se concentra na prevenção de acidentes graves envolvendo produtos químicos perigosos, como os usados na indústria de óleo e gás (CCPS, 2007). Outra abordagem é a Gestão de

Segurança de Processo Baseada em Riscos (RBPS) do CCPS (Center for Chemical Process Safety), que se concentra em quatro áreas principais: compreensão dos riscos, gestão dos riscos, gerenciamento de mudanças e desempenho do sistema (CCPS, 2007).

No Brasil, a ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) utiliza o SGSO (Sistema de Gestão de Segurança Operacional) para garantir a segurança das operações e minimizar os riscos de acidentes no setor de petróleo e gás. Esse sistema é baseado em normas internacionais, incluindo as comentadas anteriormente, e inclui a gestão de riscos, o gerenciamento de mudanças, a investigação de incidentes e a análise crítica do desempenho do sistema como parte do processo (ANP, 2018).

Dessa forma, para garantir a segurança operacional, é importante que as empresas adotem boas práticas de gestão de segurança e o Sistema de Gestão em Segurança Operacional (SGSO) da ANP (2007) é uma das ferramentas que as companhias podem utilizar para implementar. Um dos elementos essenciais do SGSO é o Gerenciamento de Mudanças (em inglês, Management of Change - MOC), que consiste em um conjunto de procedimentos utilizados para gerir e garantir que as mudanças realizadas nos processos, equipamentos e procedimentos sejam feitas de forma segura e eficaz, minimizando os riscos de acidentes e falhas (CCPS, 2008).

Segundo o American Bureau of Shipping (ABS), a história tem muitos exemplos de mudanças mal gerenciadas que resultaram em acidentes catastróficos. Um programa MOC bem documentado pode ser usado para demonstrar o compromisso de uma organização com a devida diligência nos esforços de mitigação de riscos. É um processo que deve envolver a avaliação dos potenciais impactos da mudança, a definição de medidas preventivas e mitigadoras, a realização de treinamentos e comunicação dos envolvidos e a atualização dos documentos relacionados ao processo (ABS, 2013).

Nesse sentido, o presente trabalho tem como objetivo analisar o papel da gestão de mudanças em processos offshore, com foco em um estudo de caso do acidente do FPSO Cidade de São Mateus ocorrido em 2015, visto que a investigação do acidente identificou as falhas no gerenciamento de mudanças como uma das causas raízes do acidente (ANP, 2015). O caso em questão envolveu uma explosão a bordo da plataforma devido ao vazamento de condensado por um dos flanges, peça que conecta tubulações, localizado na casa de bombas, resultando na morte de nove pessoas e ferimento em outras 26, além de impactos estruturais significativos na plataforma (ANP, 2015).

Portanto, ao longo deste trabalho, utilizando o estudo de caso do acidente na plataforma Cidade de São Mateus, espera-se descrever as mudanças operacionais realizadas na unidade e

como estas não foram devidamente gerenciadas, resultando em uma sequência de falhas que levaram ao acidente em 2015. Dentre as mudanças estão modificações nas condições operacionais, procedimentos e equipamentos que não foram adequadamente planejadas, revisadas, comunicadas e implementadas, resultando em lacunas na compreensão dos riscos associados. Além de falhas operacionais, o presente trabalho tem como objetivo abordar como a gestão de mudanças de pessoas pode impactar na diminuição da segurança, através de treinamentos insuficientes, contribuindo diretamente para um aumento dos riscos envolvidos.

Ademais, o trabalho tem como objetivo identificar as principais contribuições da gestão de mudanças para a segurança em processos e analisar as lições aprendidas em relação à MOC em plataformas offshore. Espera-se também uma compreensão mais profunda do papel crítico da gestão de mudanças e o desenvolvimento de melhores práticas neste âmbito, visando a segurança dos trabalhadores, a preservação do meio ambiente e a continuidade das operações offshore.

Deseja-se destacar a necessidade de melhorar os processos de gestão de mudanças e implementar medidas corretivas, como revisão de procedimentos, treinamento aprimorado, supervisão adequada e monitoramento constante, para prevenir futuros acidentes semelhantes causados por falhas na gestão de mudanças em instalações offshore de petróleo e gás natural.

Dessa forma, o capítulo seguinte apresentará o histórico da indústria do petróleo e gás, abordando tanto o contexto global quanto o contexto brasileiro, além da importância desse setor na economia. O terceiro capítulo discutirá a segurança de processo, apresentando os sistemas de gestão de segurança de processo, incluindo a PSM da OSHA (2000), a RBPS do CCPS (2007) e o Sistema de Gestão da Segurança Operacional (SGSO) da ANP (2007). O quarto capítulo abordará a Gestão de Mudanças, apresentando sua definição, importância, tipos, etapas e acidentes da indústria química relacionados à gestão a mudança.

Por fim, o quinto capítulo se concentrará no estudo de caso do acidente do FPSO Cidade de São Mateus e no papel do gerenciamento de mudanças em processos offshore. Será abordada a contextualização do acidente, as causas e fatores que levaram a ele, assim como as lições aprendidas com o incidente. Em particular, serão analisados os fatores causais relacionados à falha na gestão de mudança, destacando a importância da implementação adequada de processos de gerenciamento de mudança em operações offshore, sendo finalizado com as conclusões finais.

2 INDÚSTRIA DO PETRÓLEO E GÁS

2.1 HISTÓRICO MUNDIAL DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO E GÁS

Segundo Wongtschowski (2002), a indústria química nasceu da necessidade de complementação das atividades básicas ligadas à preservação humana. Em seu sentido mais amplo, a química está presente em todas as facetas da vida do homem das cavernas ao homem atual, do fogo, uma das primeiras reações químicas que o homem aprendeu a dominar, aos remédios e produtos químicos industriais.

A Indústria Química, segundo a definição atual de atividade industrial, data desde o século XIX, época em que muitos dos princípios químicos já eram utilizados para a produção de bálsamos, colas, sabões e perfumes. À medida que a Revolução Industrial foi avançando e se inseriu na produção em massa desses bens, muitos dos produtos naturais já conhecidos se tornaram insuficientes, e, nesse contexto, surgiram novos processos industriais para que algumas dessas matérias-primas pudessem ser produzidas. (ABEQ, 2014).

No contexto geral de Indústria Química, o setor de Óleo e Gás tem o petróleo como seu principal recurso, surgindo como fonte de energia essencial para manutenção da sociedade, além de matéria-prima para diversos produtos.

O início da exploração moderna do petróleo foi por volta do século XIX, nos Estados Unidos da América (EUA), em condições menos complexas. Até que, em janeiro de 1870, o principal acontecimento na indústria do petróleo ocorreu quando cinco empresários, liderados por John D. Rockefeller, fundaram a empresa Standard Oil Company, em Cleveland, estado de Ohio (MORAIS, 2013).

Standard Oil Company era, na verdade, a incorporação de outras três refinarias e já despontava com a maior capacidade de refino do mundo. Sua estratégia era investir numa integração vertical, ou seja, obter o controle de empresas responsáveis pelas várias fases da exploração do petróleo. Dessa forma, em 1890, a Standard Oil possuía 39 refinarias de petróleo nos Estados Unidos, 100.000 empregados, 6.500 km de oleodutos e 20.000 poços de petróleo espalhados pelo mundo, o que representava cerca de 90% da capacidade mundial de perfuração, refino e distribuição, um verdadeiro monopólio (LAMANERES, 2020).

A Standard Oil dominou amplamente o mercado mundial de petróleo até as primeiras décadas do século XX. Contudo, o uso crescente de práticas anticoncorrenciais levantou forte oposição política contra a companhia. Após um longo processo judicial, a Suprema Corte dos EUA determinou, em 1911, com base no Ato Antitruste Sherman, de 1890, o desmembramento

da Standard Oil com o propósito de diminuir sua força, surgindo, assim, dezenas de companhias que atuam fortemente até os dias de hoje, como pode ser visto na Figura 1 (MORAIS, 2013).

THE EVOLUTION OF STANDARD OIL

Following the remnants of John D. Rockefeller's oil juggernaut

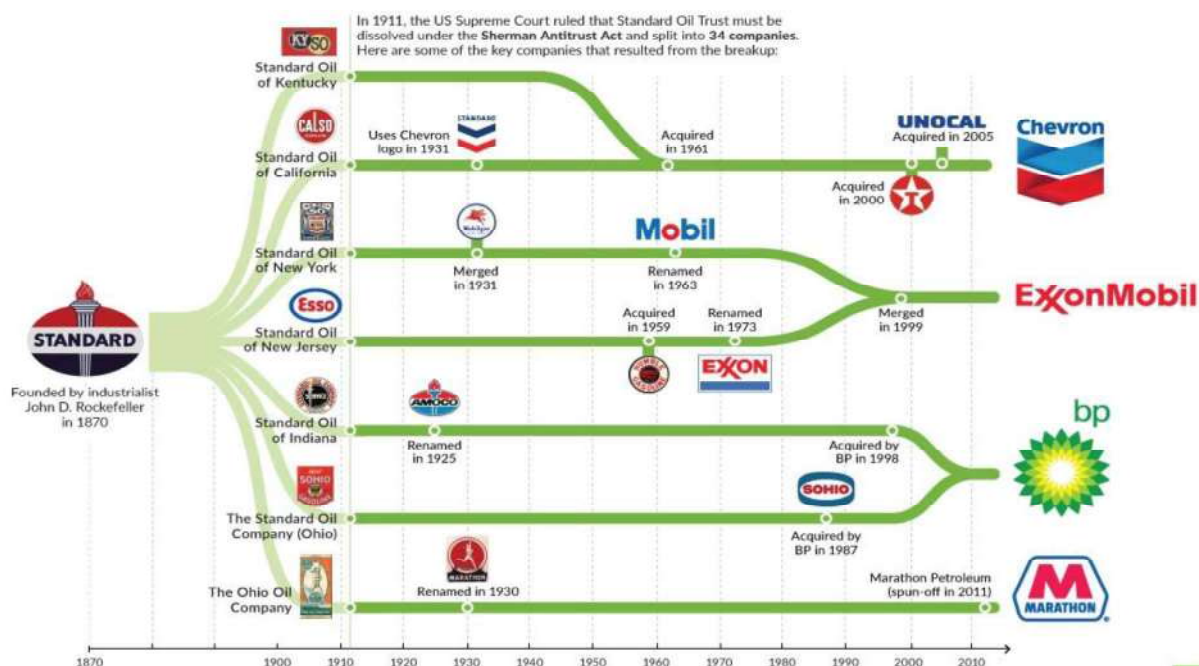


Figura 1 - Empresas resultantes da Standard Oil.

Fonte: Visual Capitalist

Nos anos de 80 e 90, os avanços tecnológicos reduziram os custos de exploração e produção, criando um novo ciclo econômico para a indústria petrolífera. As reservas mundiais provadas, em 1996, eram 60% maiores que no ano de 1980. O petróleo foi se impondo como fonte de energia e atualmente, com o advento da petroquímica, além da ampla utilização de seus derivados, centenas de novos produtos são produzidos diariamente. Assim o petróleo passou a ser imprescindível às facilidades e comodidades da vida moderna (SCHIAVI et al, 2015).

2.2 HISTÓRICO BRASILEIRO DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO E GÁS

Já no Brasil, o primeiro registro oficial à procura de petróleo ocorreu em 1864, quando o Governo Imperial concedeu permissão ao empreendedor Thomas Sargent para pesquisar petróleo, turfa e outros minerais na Bahia. Segundo Moraes (2013), nas décadas seguintes, diversas permissões como essa foram outorgadas, principalmente nas Províncias da Bahia, Maranhão, São Paulo e na Bacia Amazônica com o mesmo objetivo, procurar fontes minerais para a fabricação de combustíveis, destinados a substituir os óleos para iluminação derivados do carvão e/ou de origem animal, dos quais o principal era o óleo de baleia. Contudo, nessa época o interesse em explorar petróleo no Brasil era mínimo, muito pelo baixo peso das importações de combustíveis na balança comercial, que não despertava preocupações com as despesas do País.

Só então, no final da Primeira Guerra Mundial, que o governo brasileiro, ao verificar os riscos que o País corria ao depender integralmente de combustíveis importados, decidiu participar diretamente das atividades de exploração. A entrada do Estado no setor petrolífero se deu por meio do Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil (SGMB), órgão do Ministério da Agricultura, Indústria e Comércio, que realizou perfurações iniciais no Paraná, Alagoas e Bahia, mas também sem grandes sucessos.

A partir de 1938, as notícias sobre o provável início de nova guerra na Europa, que ameaçava deixar o Brasil com poucas opções para o abastecimento de combustíveis, começaram a pesar no governo. No começo da segunda metade da década de 1930, o Brasil possuía a segunda maior frota de veículos da América do Sul, que consumia cerca de 7.000 barris de gasolina por dia. Esse cenário fortaleceu a posição de grupos militares que pediam intervenção estatal direta no setor de petróleo. Em resposta, em abril de 1938, o presidente Getúlio Vargas, à frente do regime autoritário do Estado Novo, assinou o Decreto-Lei nº 395, que tornava o abastecimento nacional de petróleo um serviço de utilidade pública, além do Decreto-Lei nº 538, que regulamentou a nacionalização da atividade de industrialização (refino) e criou o Conselho Nacional do Petróleo (CNP), com atribuições amplas que incluíam, por exemplo, atividades de pesquisa, lavra e industrialização (produção de derivados) (MORAIS, 2013).

A descoberta da primeira jazida com potencial comercial ocorreu em agosto de 1941, na localidade de Candeias, Bahia, em um poço com 1.150 metros de profundidade. Após a descoberta de mais cinco poços produtores no local, seguiram-se descobertas de gás natural em Aratu e de petróleo em Itaparica em 1942 (DIAS, 1993). E, em 3 de outubro de 1953, é

sancionada, pelo presidente Getúlio Vargas, o projeto de lei que autorizava a União a constituir a sociedade por ações Petróleo Brasileiro S.A., com a sigla PETROBRAS, com o objetivo de descobrir novas fontes de petróleo e gás natural, construção de novas refinarias, montar a rede de oleodutos, construir terminais de petróleo e gás natural, realizar investimentos na infraestrutura de estocagem e de distribuição, entre outras atribuições (MORAIS, 2013).

Em 1997, houve o fim do monopólio do petróleo com a promulgação da Lei do Petróleo, que criou o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a Agência Nacional do Petróleo (ANP), atualmente denominada Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, órgãos que se tornaram responsáveis pelas concessões de blocos exploratórios. Dessa forma, o Brasil deu seu primeiro grande passo ao ingressar no Ranking do grupo dos 16 países do mundo que produzem mais de um milhão de barris de óleo por dia (SCHIAVI, 2015).

No ano de 2005, em Santos, foram encontrados os primeiros indícios de petróleo na camada pré-sal, com análises que indicavam volumes entre cinco e oito bilhões de barris de petróleo e gás natural. Com essas grandes descobertas e com o avanço ano após ano da Petrobras, o Brasil, em 2006, atingiu a autossuficiência na produção de petróleo (SCHIAVI, 2015).

Entre os anos de 2010 e 2019, o mundo experimentou taxas cada vez mais altas de crescimentos da demanda de petróleo, processo que foi abruptamente interrompido com a chegada da pandemia de Covid-19. Com o avanço do vírus pelo mundo, a retração da demanda se agravou, chegando a cair quase 20 milhões de barris por dia (b/d), equivalente a cerca de 20% do total, como pode ser visto na Figura 2. Entretanto, em 2021, a demanda voltou a crescer e o volume de petróleo produzido no mundo subiu 1,6% em relação a 2020, passando de 88,5 milhões de barris/dia para 89,9 milhões de barris/dia, segundo o Anuário de Estatísticas de 2022 da ANP (SANTOS et al, 2022). E a previsão é de que a demanda mundial de petróleo atinja o patamar de 103 milhões de barris/dia em 2023 (OPEC, 2022).

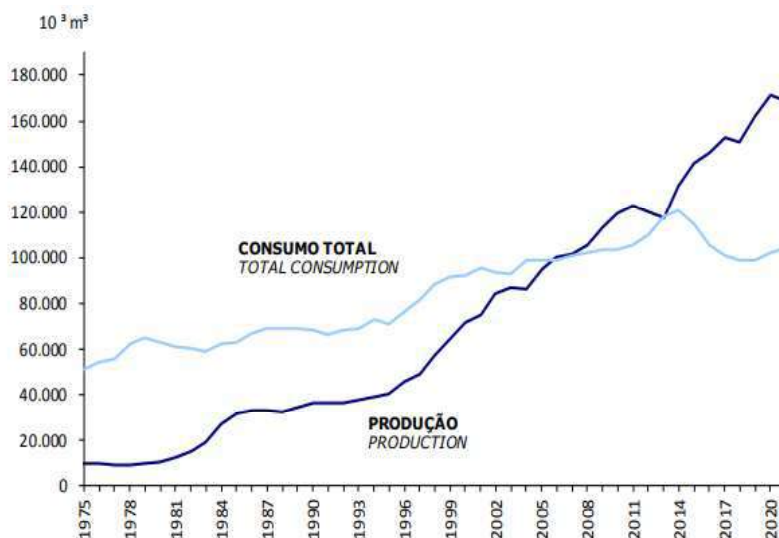


Figura 2 - Consumo versus Produção de Petróleo.

Fonte: EPE, 2021

2.3 EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS

Segundo a lei nº 9.478/07, "Petróleo é todo e qualquer hidrocarboneto líquido em seu estado natural a exemplo do óleo cru e condensado". Do latim *petra* (pedra) e *oleum* (óleo), o petróleo no estado líquido é uma substância oleosa, inflamável menos densa que a água, com cheiro característico e de cor variando entre o negro e o castanho-claro (THOMAS, 2004). É um óleo natural fóssil não renovável, uma mistura orgânica complexa formada basicamente por hidrocarbonetos e pequenas quantidades de compostos sulfurados, nitrogenados e oxigenados.

Existem algumas teorias a respeito da origem do petróleo, porém a teoria mais aceita é a que considera que a matéria orgânica de organismos microscópicos que fazem parte do plâncton marítimo tenha acumulado ao fundo do oceano primitivo ao longo de milhares de anos, de forma que, ao se sedimentar, as camadas se sobrepuseram. Conforme a sedimentação de matéria orgânica aumenta, há maior presença de bactérias anaeróbicas, contribuindo para degradação da matéria e transformando-a em um resíduo. Esse resíduo foi acumulando em rochas sedimentares porosas e impermeáveis, dando origem ao que posteriormente chamamos de reservatórios. O processo de transformação desse resíduo em petróleo ocorre devido a pressão e temperaturas elevadas dos reservatórios em conjunto com a ação de bactérias (RIAZI, 2005).

O homem aprendeu, ao longo dos séculos, a usufruir e se beneficiar das fontes de energia disponíveis na natureza para atender às suas necessidades e com o petróleo não foi diferente. A demanda por esse óleo, em nível mundial, cresceu progressivamente e logo as empresas exploradoras de petróleo tiveram que aprimorar suas tecnologias a fim de aumentar sua produção. O processo de produção de petróleo tem um custo alto e um grau de desenvolvimento tecnológico elevado, desde a fase de exploração e perfuração, que consiste em avaliações detalhadas de dados sísmicos, cálculos geológicos, potenciais investimentos, estudo de viabilidade econômica do projeto, até efetivamente a extração do petróleo.

A indústria do petróleo sustenta-se a partir de dois modelos básicos de extração, baseados na localização das reservas, podendo ser do tipo onshore ou offshore. A exploração onshore é aquela cuja reserva encontra-se em terra, de forma literal, “dentro da costa”, enquanto que a exploração offshore refere-se ao tipo de extração feita através do mar. Apesar do primeiro tipo ter sido o método pioneiro, o segundo encontra-se cada vez mais em expansão pelo mundo (GARCIA, 2013).

Para a efetiva produção de petróleo, seja onshore ou offshore, algumas fases anteriores são necessárias. A etapa de prospecção é a etapa de rastreamento e localização de bacias sedimentares por meio de análise detalhada do solo e do subsolo por meio de equipamentos como magnetômetros e sismólogos. A etapa posterior é a de perfuração do poço de petróleo, na qual é realizada através de uma sonda. As rochas são perfuradas pela ação rotativa de uma broca existente na extremidade de uma coluna de perfuração. Os fragmentos de rocha são removidos pela ação de um fluido de perfuração injetado por bombeamento nesta coluna. Ao atingir determinada profundidade, a coluna de perfuração é retirada e é colocada uma coluna de revestimento em aço, que depois é cimentada entre os anulares (uniões) dos tubos de revestimento garantindo a segurança (THOMAS, 2004).

A última fase é a de extração. Na terra, o petróleo é encontrado acima de água salgada e embaixo de uma camada gasosa em alta pressão. Assim, quando o poço é perfurado, o petróleo pode jorrar espontaneamente até a superfície em razão da pressão do gás. Quando essa pressão diminui, é necessário o uso de equipamentos, como o “cavalo de pau” na Figura 3, que bombeiam o petróleo para a superfície (THOMAS, 2004).



Figura 3 - Bomba de sucção para produção de petróleo onshore.

Fonte: Centro Brasileiro de Infraestrutura (CBIE)

Já o processo de exploração offshore é complexo e necessita de um desenvolvimento tecnológico ainda mais apurado do que na exploração onshore. Fatores como a velocidade dos ventos, a altura das ondas, as direções das correntes marinhas, as tempestades, as pressões hidrostáticas decorrentes da coluna d'água, as baixas temperaturas no fundo do mar, as condições estruturais do solo marinho, a composição e o grau de porosidade das rochas sedimentares, entre outros, constituem fenômenos ou características que determinam grande parte dos desafios a serem superados e os rumos dos desenvolvimentos tecnológicos na exploração e na produção de petróleo no mar (MORAIS, 2013).

Junto a esses desafios e com a descoberta de campos petrolíferos em águas cada vez mais profundas, houve a necessidade de se buscar soluções que possibilitassem a exploração dos diversos tipos de campos offshore. A partir disso, uma das principais buscas foi na criação de modelos de plataformas que se adequassem com cada campo e com suas respectivas características de exploração. Segundo Farias (2017), as plataformas podem se dividir quanto à estrutura de suporte, podendo ser fixas, autoelevatórias ou flutuantes (semisubmersível ou FPSO), como pode ser observado na Figura 4. As plataformas fixas funcionam como estruturas rígidas, que são fixadas no fundo do mar por um sistema de estacas cravadas, feitas de aço e/ou concreto. As plataformas autoeleváveis são equipadas com estruturas de apoio (rig legs) que

são descidas lentamente até o fundo do mar, onde são fixadas por estacas no solo e, em seguida, a plataforma é elevada acima da superfície marítima, fora da ação das ondas.

Já as plataformas flutuantes são estruturas instaladas através de um sistema de ancoragem e surgiram com a descoberta de petróleo em lâminas d'água cada vez mais profundas, na qual a instabilidade para a produção aumenta consideravelmente, além do desafio de escoar o óleo produzido considerando as distâncias da costa e a profundidade do mar. A plataforma semissubmersível é um tipo de plataforma flutuante estabilizada por colunas que mantém sua posição automaticamente por um sistema de posicionamento dinâmico ou que pode ser ancorada no solo marinho e é mais utilizada para a exploração de poços exploratórios (SILVA, 2020).

Além da plataforma semissubmersível, uma alternativa de plataforma flutuante voltada exclusivamente para produção surgiu, o FPSO (em inglês, *Floating Production Storage Offloading*). Este tipo de unidade estacionária é construído adaptando o casco de navio petroleiro ou de um casco novo para esse fim, que suporta em seu convés uma planta de processo, armazena o petróleo produzido e ainda permite o escoamento da produção para outro navio, chamado de aliviador, que é periodicamente amarrado no FPSO para receber e transportar o óleo até os terminais petrolíferos. É pouco utilizado em mares sujeitos a tormentas, como no Golfo do México, tendo sido muito difundida nos campos de petróleo do Brasil (MORAIS, 2013).



Figura 4 - Plataformas: fixa, autoelevatória, semissubmersível e navio de produção e estocagem (FPSO).

Fonte: MORAIS, 2013.

Um FPSO possui algumas áreas principais (NAIR, 2019):

- Topside

Os módulos instalados no convés principal que consistem na área de produção de processo, com a presença de algumas áreas e equipamentos como separação de gás de entrada e estabilização de condensado, compressão de gás, desidratação, injeção química, caldeiras e sistema de flare.

- Casa de máquinas

Esta é uma área ventilada e inclui vários sistemas utilitários, como compressores de ar, secadores de ar, gerador de nitrogênio, sistema de resfriamento, sistema a diesel, sistema de vapor, aquecedor, planta de osmose reversa, estação de tratamento de esgoto, bombas de elevação, turbina de bomba de carga, interruptores e geradores essenciais instalados nos vários níveis do convés na sala de máquinas.

- Casa de bombas

Esta é uma área ventilada e está instalada com bombas de carga e bombas de lastro no nível do convés mais baixo.

- Casario

O FPSO também tem uma área chamada de casario, onde ficam as áreas de controle, refeitórios, dormitórios, bibliotecas e áreas de lazer.

Por fim, apesar dos avanços na tecnologia e no conhecimento científico da indústria de óleo e gás, acidentes graves continuaram a ocorrer, como explosões em plataformas de petróleo, vazamentos de petróleo e gás e incêndios. Esses eventos demonstram a importância da segurança de processo e da adoção de medidas para prevenir, mitigar e gerenciar os riscos, principalmente quando associados à atividade da indústria de petróleo e gás. No próximo capítulo, serão explorados em mais detalhes os conceitos e as práticas de Segurança de Processo.

3 SEGURANÇA DE PROCESSO E GERENCIAMENTO DE RISCO

3.1 SEGURANÇA DE PROCESSO

O conceito de segurança é amplo e possui diferentes interpretações. Todavia, é comum reconhecer-se que segurança representa a ideia de “estar ou sentir-se seguro perante ameaças ou perigos” (BOOTH, 2005). Partindo dessa ideia, o Relatório de Desenvolvimento Humano de 1994 (RDH) do Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento (PNUD) descreve um novo conceito de segurança, mas que remete a definição anterior – a segurança humana – que foi descrita como “*freedom from fear*” (em tradução livre, liberdade de não sentir medo), relacionada principalmente à proteção de mudanças súbitas e nocivas nos padrões da vida, seja em residências, no trabalho ou em comunidades, e “*freedom from want*” (em tradução livre, liberdade de sentir necessidades), que aborda sobre ameaças crônicas como a fome, as doenças e a repressão (ROCHA, 2017).

O significado de segurança também depende do contexto em que é projetada. No campo trabalhista, segundo CROWL e LOUVAR (2002), a palavra segurança costumava significar a antiga estratégia de prevenção de acidentes através do uso de capacetes, sapatos de segurança e uma variedade de regras e regulamentos. Mais recentemente, a Segurança foi substituída por "prevenção de perdas". Esse termo inclui identificação de perigos, avaliação técnica e projeto de novos recursos de engenharia para evitar perdas.

Ao analisar a Segurança na Indústria Química e seus processos, percebe-se que a mesma é dividida em duas grandes frentes: a ocupacional e a operacional. A segurança ocupacional é definida como a prevenção dos acidentes de trabalho que envolvem uma pessoa ou um pequeno grupo de pessoas que são, simultaneamente, agentes e vítimas dos acidentes. Ela por sua vez acontece com maior frequência tendo baixas consequências. Já a Segurança de Processos ou Operacional, diz respeito à prevenção de acidentes ligados à operação do processo produtivo da empresa, susceptíveis para afetar de tal modo as instalações, o meio ambiente e/ou a população da vizinhança em geral onde acontece com baixa frequência e com alta consequência (FERNANDES, 2021).

Outro conceito de Segurança de Processo, segundo o Centro de Segurança de Processos Químicos ou, em inglês, Center for Chemical Process Safety - CCPS (2016), é o de “uma disciplina que se concentra na prevenção de incêndios, explosões e liberações químicas acidentais em instalações de processos químicos”. Esses eventos não acontecem apenas em instalações químicas, como também em refinarias, instalações de perfuração offshore, etc. Também segundo CCPS

(2016), segurança do processo é sobre a prevenção, preparação, mitigação ou resposta de cenários envolvendo liberações catastróficas de produtos químicos ou energia de um processo associado a uma instalação.

Ainda que cada vez mais crescente a preocupação das empresas com a segurança de seus empregados e do ambiente de trabalho de uma forma geral, nem sempre esse tópico foi considerado uma prioridade para as grandes indústrias químicas. Até meados das décadas de 70 e 80, a segurança em grande parte da indústria química era colocada em segundo plano, uma vez que a produção era o principal foco para o desenvolvimento das companhias (CASTILHO et al, 2020).

Segundo Lay, Long e Marshall (2012), após um grande incidente na refinaria de Texas City da BP em abril de 2005, um estudo da OSHA (em inglês, Occupational Safety and Health Administration) divulgou o perfil de acidentes de Segurança de Processo e suas graves consequências, principalmente quando esses ocorrem em refinarias de petróleo. Os dados apresentados pelo Departamento mostram que entre 1992 e 2005 aconteceram 240 acidentes, entre fatais (um ou mais empregados mortos) e catastróficos (três ou mais empregados hospitalizados), que resultaram em 138 fatalidades e 553 lesões. Dos 240 acidentes, 36 ocorreram em refinarias de petróleo, resultando em 52 mortes de trabalhadores (38% do total) e 250 lesões (45%).

3.2 GESTÃO DE SEGURANÇA DE PROCESSOS

As práticas de segurança de processo existem desde pelo menos a revolução industrial em 1800. Um exemplo disso é o Comitê Seletto, criado em 1817 pelo Reino Unido, para “considerar meios de prevenir danos de explosão em barcos a vapor para o perigo ou destruição dos súditos de Sua Majestade”. Este foi seguido pela Lei das Fábricas (*Factory Act* em inglês), em 1833, que nomeou Inspetores de Fábrica, cujas responsabilidades eram verificar características que hoje são conhecidas como segurança de processo e segurança no trabalho. Apesar dessas iniciativas iniciais, os acidentes continuaram a ocorrer (BROADRIBB, 2017).

Anos depois, acidentes como os de Bhopal (1984), Pasadena (1989) e Cincinnati (1990), que resultaram em milhares de mortos e feridos, forneceram impulso para que o Departamento do Trabalho dos EUA através da OSHA (sigla em inglês para Administração de Segurança e Saúde Ocupacional - Occupational Safety and Health Administration) publicasse a recomendação “*Process Safety Management of Highly Hazardous Chemicals*” (Gestão da Segurança do Processo de Produtos Químicos Altamente Perigosos) em julho de 1990, contendo requisitos para o gerenciamento de perigos associados a processos usando produtos químicos perigosos para ajudar

a garantir locais de trabalho seguros e saudáveis. Essa publicação foi o início da Gestão de Segurança Processos, do inglês *Process Safety Management* - PSM (OSHA, 2000).

Em sua definição formal, Gestão de Segurança do Processo (PSM) consiste na aplicação de sistemas e controles de gestão (programas, procedimentos, auditorias e avaliações) a um processo, de maneira que seus riscos sejam identificados, entendidos e controlados e de forma a serem prevenidos os acidentes, em sentido amplo, que deles decorrem. Atualmente, o PSM é uma obrigação legal nos EUA, tratando-se de requisito legal da norma regulamentadora OSHA (SOUZA et al, 2013).

O Gestão de Segurança do Processo (PSM) da OSHA integra procedimentos, tecnologias e atividades gerenciais sintetizadas em 14 elementos de práticas gerenciais. Os elementos de segurança do processo, são:

1. Participação dos empregados
2. Informação sobre Segurança de Processo
3. Análise dos perigos de processo
4. Procedimentos operacionais
5. Treinamento
6. Contratadas
7. Revisão de segurança pré-operacional
8. Integridade mecânica
9. Treinamento e capacitação
10. Gerenciamento de mudanças
11. Investigação de acidentes
12. Planejamento e resposta a emergências
13. Auditoria
14. Confidencialidade

Segundo CCPS (1994), alguns dos principais benefícios da aplicação do PSM são:

- Eficiência aprimorada decorrente da consolidação de uma série de atividades relacionadas à segurança.
- Redução de custos ao implementar uma revisão sistemática e identificar melhorias de segurança nos novos projetos;

- Redução do tempo de parada de processo, uma vez que manutenção de melhoria nas instalações reduz a frequência de falhas do equipamento;
- Redução dos custos com manutenção, pois a manutenção preventiva possui menores custos comparados com a manutenção de equipamentos que já estão danificados;
- Aumento do prestígio da reputação da empresa perante a indústria devido aos indicadores favoráveis de saúde, segurança e meio ambiente que estimulam maiores investimentos na empresa.

Contudo, além dos sistemas de entidades e órgãos regulatórios comumente tomados como referência na indústria no âmbito da segurança, as organizações privadas e públicas também podem desenvolver seus próprios sistemas de gerenciamento de segurança de processos (GRANGEIA, 2020). Um clássico exemplo para isso é a empresa DuPont, fundada em 1802. Após um grave acidente de processo em Louisville, Kentucky, em 1965, que resultou em 12 mortes e dezenas de feridos, a empresa instituiu novos procedimentos para revisar suas instalações e avaliar o potencial de eventos catastróficos e tomar as medidas preventivas apropriadas. Até que, em 1979, uma diretriz corporativa abrangente e integrada de Gerenciamento de Riscos do Processo (em inglês *Process Hazards Management* - PHM) foi emitida, mais de 10 anos antes da Norma PSM da OSHA. A diretriz PHM destinava-se a ajudar a prevenir "incidentes graves relacionados ao processo, que podem afetar o pessoal da planta, comunidades externas, o meio ambiente ou resultar em perda significativa de propriedade ou perda de negócios" (KLEIN, 2009).

3.3 GESTÃO DE SEGURANÇA DE PROCESSO BASEADA EM RISCOS

De acordo com AIChE/CCPS (2007), a Gestão da Segurança do Processo (PSM) da OSHA é amplamente creditada por reduções no risco de acidentes graves e melhorias no desempenho da indústria de processos e implementada em sistemas formais de diversos governos no mundo. No entanto, após um surto inicial dessa implementação, investigações de acidentes e auditorias ainda continuavam identificando sistemas de gerenciamento de segurança frágeis e um histórico de falhas repetidas. Isso indicava problemas gerenciais crônicos, muitas vezes relacionados à cultura de segurança omissa, uma vez que os sintomas eram corrigidos repetidamente sem abordar eficazmente as causas técnicas e culturais. Estes fatores indicavam uma estagnação do desempenho do PSM (MUNIZ, 2016). Ainda segundo AIChE/CCPS (2007), se esses problemas não forem controlados, podem fazer mais do que causar estagnação; podem deixar as organizações

suscetíveis a perder o foco na segurança do processo, resultando em um sério declínio no desempenho de segurança de processo.

Devido a essa e outras razões, o Centro de Segurança de Processos Químicos (CCPS) criou, em 2007, o que eles denominaram de “a próxima geração de sistemas para Gerenciamento de Segurança de Processos”, uma estrutura fundamentada em Gestão de Segurança de Processo Baseada em Riscos (RBPS, do inglês *Risk Based Process Safety*).

O RBPS utiliza uma abordagem que considera que nem todos os cenários acidentais presentes em uma instalação industrial apresentam o mesmo nível de risco e que, portanto, a atenção dedicada a cada cenário pode ser otimizada. Em um contexto de recursos limitados preconiza-se, então, tratar prioritariamente os cenários de maior risco (NOGUEIRA, 2021). Para isto, as empresas devem compreender detalhadamente os seus riscos, respondendo as três perguntas:

- O que pode dar errado?
- Quão grave pode significar?
- Com que frequência os erros podem acontecer?

Com base no nível de compreensão dessas respostas, uma organização pode decidir quais ações, se houver, são necessárias para eliminar, reduzir ou controlar o risco existente, direcionando os recursos para isso (AIChE/CCPS, 2007).

O sistema de Gerenciamento de Segurança de Processos Baseada em Riscos do CCPS possui quatro pilares fundamentais compostos por elementos específicos e que se assemelha ao PSM da OSHA, como pode ser visto na Figura 5. Tem por objetivo apoiar as organizações que desejam implementar um sistema de gerenciamento efetivo e de excelência na área da segurança de processos.

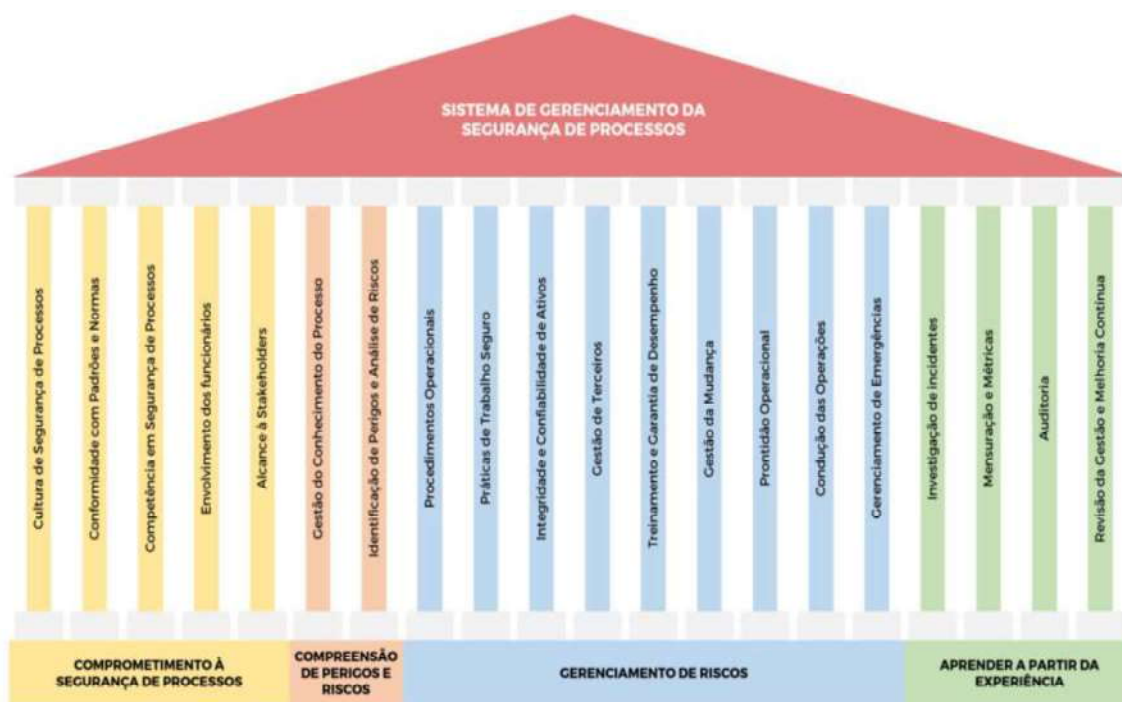


Figura 5 - Representação do sistema de gerenciamento de segurança de processos

Fonte: CCPS, 2007

Pode-se pensar, de maneira geral, que a estrutura e abordagem estratégica do RBPS baseia-se em alguns princípios, como o da compreensão suficiente dos riscos associados aos processos para, então, aplicação das práticas de gerenciamento de segurança de processo, entendimento de como as atividades de segurança de processo são influenciadas pela cultura de segurança dentro da organização, bem como o uso de métricas para medir o desempenho e eficiência do processo e, assim, que os recursos possam ser aplicados de maneira priorizada.

Além disso, para que a gestão de segurança de processo funcione de forma mais eficaz e reduza a frequência e a gravidade dos incidentes, as empresas devem integrar suas práticas de RBPS com outros sistemas de gestão, como os de qualidade de produtos e equipamentos, saúde e segurança pessoal e proteção ambiental (CCPS, 2014).

A seguir, é possível encontrar uma exposição breve dos conceitos de cada pilar e entender como esses quatro blocos fundamentais permitem, quando bem executados, que uma organização melhore sua eficácia de segurança de processo.

3.3.1 Primeiro Pilar - Comprometimento à segurança de processos

O primeiro pilar do RBPS aborda sobre o compromisso das empresas com a segurança de processos e como essa precisa estar em todas as ações dos colaboradores, independente do cargo. Os valores e os comportamentos que preconizam a segurança devem ser reforçados constantemente, e posturas que vão nessa direção devem ser incentivadas (NOGUEIRA, 2021). Para isso ocorrer, toda a organização deve assumir o mesmo compromisso. A força laboral que está convencida de que a organização apoia totalmente a segurança como um valor fundamental tenderá a fazer as coisas certas, da maneira certa, nos momentos certos, mesmo quando ninguém estiver olhando. Uma vez incorporado à cultura da empresa, esse compromisso com a segurança do processo pode ajudar a manter o foco na melhoria contínua da segurança operacional (CCPS, 2014).

Dentro desse bloco fundamental estão os 5 elementos que auxiliam para colocar em prática o compromisso com a segurança de processos: cultura de segurança de processos, conformidade com padrões e normas, competência em segurança de processos, envolvimento dos funcionários e alcance à stakeholders, que nada mais é que o estabelecimento de relações e divulgação de informações pertinentes a todas as partes afetadas pela operação.

3.3.2 Segundo Pilar - Compreensão de perigos e riscos

O segundo pilar do RBPS aborda o entendimento dos perigos e riscos associados às atividades do processo. Segundo CCPS (2014), organizações que entendem os perigos e os riscos dos seus processos são capazes de alocar os recursos da maneira mais eficaz, uma vez que o histórico da indústria demonstrou que as empresas que usam informações de perigo e risco para planejar, desenvolver e implantar operações estáveis e de baixo risco têm muito mais chances de obter sucesso a longo prazo.

Para que isso ocorra, 2 elementos ajudam a nortear a implementação desse fundamento: gestão do conhecimento do processo e identificação de perigos e análise de riscos. O primeiro se refere ao processo de atividades de trabalho associadas à compilação, catalogação e disponibilização de um conjunto específico de dados sobre o processo como um todo, como documentos e especificações técnicas, desenhos e cálculos de engenharia. No entanto, ainda segundo CCPS (2014), conhecimento implica em compreensão, não simplesmente em compilação de dados. A abordagem RBPS não pode ser aplicada sem uma compreensão dos perigos e riscos, que por sua vez dependem do conhecimento do processo, que fornece a base para a viabilidade a

longo prazo e o sucesso contínuo do negócio. Assim, um sistema de gerenciamento deve ser estabelecido para proteger e promover o uso dessas informações.

3.3.3 Terceiro Pilar - Gerenciamento de riscos

O terceiro pilar do RBPS se refere ao gerenciamento de riscos e é o maior pilar, com 9 elementos. Esse pilar tem por objetivo aplicar o conhecimento que a organização adquiriu sobre os riscos envolvidos em sua operação – conhecimento resultado do pilar anterior (NOGUEIRA, 2021).

Segundo CCPS (2014), esse pilar concentra-se em três questões principais e possui esses 9 elementos para atingir esses objetivos: operar e manter com prudência os processos que representam o risco, gerenciar mudanças nesses processos para garantir que o risco permaneça tolerável e preparar, responder e gerenciar incidentes que ocorram. O gerenciamento de riscos ajuda uma empresa ou uma instituição a implementar sistemas de gerenciamento que ajudam a sustentar operações lucrativas, livres de incidentes e de longo prazo.

Um dos elementos desse pilar é a Gestão da Mudança ou, em inglês, *Management of Change* (MOC), que será abordado com mais detalhes posteriormente. Um MOC ajuda a garantir que as mudanças em um processo não introduzam inadvertidamente novos perigos ou aumentem o risco de perigos existentes e, para isso, inclui um processo de revisão e autorização para avaliar os ajustes propostos no projeto, operação, organização ou atividades da instalação antes da implementação, além de etapas que ajudam a garantir que o pessoal potencialmente afetado seja notificado sobre a mudança e que os documentos pertinentes, como procedimentos, conhecimento de segurança de processo e outras informações importantes, sejam mantidos atualizados (CCPS, 2014).

3.3.4 Quarto Pilar - Aprender a partir da experiência

As operações nem sempre ocorrem conforme o planejado. Assim, as organizações devem estar prontas para transformar seus erros – e os de outras pessoas – em oportunidades para melhorar os esforços de segurança de processo e é sobre isso que o quarto pilar do RBPS aborda. É composto por 4 elementos: investigação de incidentes, mensuração e métricas, auditorias e revisão da gestão e melhoria contínua.

Dessa forma, diferente da abordagem dos pilares anteriores, que apresentavam ferramentas de caráter preventivo no planejamento da gestão de segurança (CASTILHO et al, 2020), aprender com a experiência envolve monitorar e agir sobre fontes internas e externas de informação. Segundo CCPS (2014), existem três maneiras principais para isso: aplicar as melhores práticas para fazer o uso mais eficaz dos recursos disponíveis, corrigir deficiências expostas por incidentes internos e *near misses* (quase-acidentes) e aplicar as lições aprendidas com outras organizações.

3.4 SISTEMA DE GESTÃO DE SEGURANÇA OPERACIONAL (SGSO)

No Brasil, destacam-se como exemplos de PSM o Sistema de Gestão da Segurança Operacional (SGSO) adotado pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), em que o principal propósito consiste em estabelecer padrões de boas práticas de engenharia em plataformas e refinarias, de modo a torná-los juridicamente obrigatórios (ANP, 2007) e o Programa de Segurança Operacional Específico da Agência Nacional de Aviação Civil (PSOE-ANAC), que contempla as diretrizes e requisitos para orientar a implantação e desenvolvimento de Sistemas de Gerenciamento da Segurança Operacional – SGSO, em busca da melhoria contínua nos níveis de segurança operacional da aviação civil brasileira.

Com uma abordagem mais direcionada à indústria do petróleo, em 2001, a plataforma P-36, da Bacia de Campos, considerada a maior plataforma de exploração de petróleo offshore do mundo na época, sofreu explosões nos tanques de óleo e gás devido a falhas operacionais causadas por diversas não conformidades, resultando em 11 mortes, perda total da unidade, cuja produção chegaria a 180 mil barris por dia, e um prejuízo estimado em um bilhão de reais (FIGUEIREDO et al., 2018)

Após esse acidente, tornou-se cada vez maior a pressão para criação de uma regulação que obrigasse o investimento em segurança operacional. Assim, em 2007, a ANP criou o Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional, sendo a primeira regulamentação de segurança operacional instituída no Brasil. O regulamento, respaldado pela Resolução ANP nº 43/2007, se aplica a instalações marítimas de perfuração e produção de petróleo e gás natural (SOUZA, 2019).

O SGSO preza pela manutenção controlada dos riscos oriundos de toda a operação de exploração e produção offshore. O regulamento possui caráter não prescritivo, sendo baseado em desempenho, dando liberdade para as empresas demonstrarem como atendem aos requisitos das 17 práticas de gestão recomendadas, que podem ser vistas na Tabela 1 (SANTOS, 2018). Além disso, cabe à ANP fiscalizar a implementação das práticas de gestão e a melhoria contínua através

das atividades de fiscalização que ocorrem por meio de vistorias, testes de funcionamento em equipamentos críticos de segurança, entrevistas com funcionários e análises de documentação (SOUZA, 2019).

#	Práticas de Gestão (SGSO - ANP)
1	Cultura de Segurança, Compromisso e Responsabilidade Gerencial
2	Envolvimento do Pessoal
3	Qualificação, Treinamento e Desempenho do Pessoal
4	Ambiente de Trabalho e Fatores Humanos
5	Seleção, Controle e Gerenciamento de Contratadas
6	Monitoramento e Melhoria Contínua do Desempenho
7	Auditorias
8	Gestão da Informação e da Documentação
9	Investigação de Acidentes
10	Projeto, Construção, Instalação e Desativação
11	Elementos Críticos de Segurança Operacional
12	Identificação e Análise de Riscos
13	Integridade Mecânica
14	Planejamento e Gerenciamento de Grandes Emergências
15	Procedimentos Operacionais
16	Gerenciamento de Mudanças
17	Práticas de Trabalho Seguro e Procedimentos de Controle em Atividades Especiais

Tabela 2 - Práticas de Gestão do SGSO (ANP, 2007).

Fonte: Elaboração própria

Como pode-se observar na Tabela 2, as práticas operacionais estabelecidas pelo Sistema de Gestão de Segurança Operacional (SGSO) da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) assemelham-se a práticas estabelecidas por outros modelos de sistema de gestão de segurança de processos, como representado pela comparação entre o SGSO e modelo proposto pelo AIChE/CCPS, através do Risk Based Process Safety (ALMEIDA, 2013).

A semelhança entre as práticas operacionais dos diferentes modelos de sistema de gestão de segurança de processos indica que existem boas práticas comuns que são reconhecidas internacionalmente e que são eficazes para garantir a segurança de processos em diferentes setores industriais, uma vez que o modelo de RBPS da CCPS é amplamente reconhecido em todo o mundo como um guia confiável para a gestão de riscos de processos em diferentes setores industriais.

SGSO (ANP)	Risk Based Process Safety (RBPS) (CCPS-AIChE)
PG 1: Cultura de Segurança, Compromisso e Responsabilidade Gerencial	Process Safety Culture
PG 2: Envolvimento do Pessoal	Workforce Involvement
PG 3: Qualificação, Treinamento e Desempenho do Pessoal	Process Safety Competence Training and Performance Assurance
PG 4: Ambiente de Trabalho e Fatores Humanos	-
PG 5: Seleção, Controle e Gerenciamento de Contratadas	Contractor Management
PG 6: Monitoramento e Melhoria Contínua do Desempenho	Compliance with Standards, Measurement and Metrics, Management Review and Continuous Improvement
PG 7: Auditorias	Auditing
PG 8: Gestão da Informação e da Documentação	Process Knowledge Management
PG 9: Investigação de Incidentes	Incident Investigation
PG 10: Projeto, Construção, Instalação e Desativação	-
PG 11: Elementos Críticos de Segurança Operacional	-
PG 12: Identificação e Análise de Riscos	Hazard Identification and Risk Analysis
PG 13: Integridade Mecânica	Asset Integrity and Reliability
PG 14: Planejamento e Gerenciamento de Grandes Emergências	Emergency Management
PG 15: Procedimentos Operacionais	Operational Procedures
PG 16: Gerenciamento de Mudanças	Management of Change
PG 17: Práticas de Trabalho Seguro e Procedimentos de Controle em Atividades Especiais	Safe Work Practices

Tabela 2 - Comparação entre as práticas do SGSO (ANP, 2007) e o RBPS do CCPS.

Fonte: ALMEIDA, 2013

Em 2022, a ANP deu início à Consulta Pública nº 28/2022 sobre a revisão do arcabouço regulatório de segurança operacional, que objetiva consolidar e atualizar as resoluções e seus cinco regulamentos técnicos de segurança operacional do setor de E&P (Exploração e Produção) em uma única resolução e em um único regulamento anexo. Segundo ANP (2023), essa unificação resultará em simplificação administrativa, com redução do número de processos, documentos, análises e decisões. Facilitará também a operacionalização e a fiscalização das normas, com os diversos tipos de instalação contemplados em um único normativo e o direcionamento do regulamento técnico para práticas de gestão.

Além da revisão do regime de segurança, a consulta pública também abrange outros temas importantes para a indústria de petróleo e gás. Pode-se destacar o aprimoramento das regras para gerenciamento de integridade de poços, estabelecimento de requisitos de segurança para a produção *onshore*, gestão de riscos em instalações de produção e melhoria das regras de gerenciamento de mudanças.

Como visto, por meio do SGSO, a ANP estabelece políticas, procedimentos e práticas para prevenir acidentes e doenças ocupacionais, bem como para promover a melhoria contínua do desempenho em saúde e segurança. No entanto, é importante destacar que o SGSO não pode ser

considerado um sistema estático. A medida que novas ameaças e riscos são identificados, é necessário realizar mudanças nos processos organizacionais para mitigá-los. É nesse contexto que o Gerenciamento de Mudança (MOC) se torna fundamental.

O MOC é um processo utilizado para identificar, avaliar e gerenciar os riscos associados a mudanças que ocorrem dentro de uma organização. Quando aplicado ao SGSO, o MOC ajuda a garantir que as mudanças sejam realizadas de forma segura e que os riscos associados à saúde e segurança ocupacional sejam identificados e gerenciados de forma adequada.

Portanto, o MOC é uma ferramenta complementar ao SGSO e aos outros métodos de Gestão da Segurança do Processo e é fundamental para garantir a eficácia do sistema de gestão em saúde e segurança ocupacional da ANP. Nesse sentido, o próximo capítulo abordará mais detalhadamente o Gerenciamento de Mudança e sua importância para a gestão de riscos, principalmente em processos de produção de óleo e gás *offshore*.

4 GESTÃO DE MUDANÇAS

4.1 DEFINIÇÃO E IMPORTÂNCIA DA GESTÃO DE MUDANÇAS

As organizações bem-sucedidas são dinâmicas e estão em constantes modificações, buscando soluções inovadoras e econômicas para alcançar a sustentabilidade, crescimento econômico e segurança em um ambiente de negócios robusto e competitivo. É normal que mudanças ocorram no dia a dia de qualquer organização, porém precisam ser realizadas conforme padrões, recomendações e análises para que os riscos sejam mitigados. No entanto, a história nos mostra que potenciais consequências negativas estão associadas a mudanças geridas de forma inadequada. Alguns problemas comuns que podem surgir em relação à implementação de uma mudança incluem:

- Riscos mal compreendidos;
- Não consideração das ramificações do processo;
- Má execução ou execução incompleta;
- Aplicação de técnica não adequada;
- Falha em comunicar informações de mudança de maneira eficaz ao pessoal-chave.

O Gerenciamento de Mudanças (em inglês, *Management of Change - MOC*), durante a vida útil de uma instalação, é um dos nove elementos do 4º pilar do Sistema de Gerenciamento de Segurança de Processos segundo o RBPS (2007) e a 16ª Prática de Gestão do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional (SGSO) da ANP (2007). O MOC é definido, de acordo com o CCPS (2008), como um processo de acompanhamento e controle de revisões e autorizações para avaliar os ajustes propostos no projeto, operação, organização e/ou atividades da instalação antes da implementação da mudança, sejam eles permanentes, temporários ou em caráter emergencial. Desta maneira, garante-se que nenhum novo cenário acidental seja introduzido e que os riscos existentes para os funcionários, o público ou o ambiente não sejam aumentados.

Além de identificar a necessidade de mudança, avaliar seu potencial impacto e desenvolver um plano para gerenciar a mudança, é preciso comunicar a mudança às partes interessadas relevantes. Com isso, os setores potencialmente afetados são notificados sobre a modificação, de forma que os documentos pertinentes, como procedimentos e conhecimento de segurança de processo, sejam mantidos atualizados. Basicamente, o MOC é uma combinação de políticas e

procedimentos usados para que os riscos ambientais, de saúde e segurança sejam cuidadosamente avaliados e controlados antes da implementação de mudanças significativas.

Ao analisar a Gestão de Mudança em processos *offshore*, percebe-se que a implementação dessa gestão por si só já exige uma maior eficiência e planejamento, principalmente devido às condições, como por exemplo, espaço físico limitado e funcionários em longas jornadas de trabalho com troca de turnos e rotações *onshore/offshore*. Com isso, o registro de toda modificação se torna imprescindível.

A experiência *offshore* mostrou que muitos incidentes graves ocorrem quando são feitas alterações nos procedimentos, equipamentos, atividades ou práticas aprovadas sem reavaliação dos impactos potenciais com referência aos procedimentos estabelecidos. Segundo ABS (2013), alguns estudos revelam que os acidentes com ferimentos graves ocorrem em maior quantidade durante atividades de trabalho não rotineiras. Por isso, um sistema de MOC completo, com estabelecimento de políticas que gerenciam mudanças em equipamentos, operação e organização, promove a conformidade ambiental, salvaguarda a propriedade, preserva a reputação do empreendimento e, acima de tudo, da segurança e saúde das pessoas (ABS, 2013).

É importante salientar que é considerado como mudança toda modificação que não está prevista dentro das condições normais da operação (CCPS, 2008). Contudo, um sistema que exige que o gerenciamento de mudanças seja realizado para cada modificação provavelmente se tornará oneroso e a tendência é que seja contornado na prática. Por esse motivo, é importante compreender as atividades e sistemas para os quais um MOC será implementado, os tipos de mudanças a serem avaliadas e os limites e sobreposições com outros programas administrativos.

Dessa maneira, a criticidade de um sistema ou atividade pode ser usada como parâmetro para determinar se um sistema deve ou não fazer parte do escopo de uma Gestão de Mudanças - MOC. A premissa é que os impactos associados a uma mudança crítica do sistema, provavelmente terão sérias consequências e, portanto, o gerenciamento por meio de um sistema MOC pode fazer uma diferença significativa e positiva (ABS, 2013). Contudo, embora a criticidade dos sistemas seja usada como critério para um MOC, mudanças em sistemas não críticos também podem apresentar impactos significativos, justificando a necessidade e os benefícios de um sistema de gerenciamento de mudanças mais abrangente.

4.2 TIPOS DE MUDANÇAS

Uma solicitação de mudança pode ser iniciada por qualquer pessoa que identifica a necessidade de mudança ou reconhece que uma situação de mudança está se desenvolvendo. Segundo CCPS (2016), uma das principais coisas que um indivíduo em uma instalação precisa saber é o que constitui uma mudança. Contudo, é necessário entender que nem toda mudança precisa de um processo de MOC, por exemplo, se tratando de uma “substituição em espécie” (do inglês, *Replacement-in-kind*) temos uma mudança em que um item, processo ou pessoa atende aos critérios especificados para o item que está sendo substituído.

Pessoas qualificadas, normalmente diferentes de quem originou o processo de MOC, analisam a solicitação para determinar se há algum impacto de risco potencialmente danoso que pode ocorrer a partir da mudança. Quando não há especificações disponíveis, cabe ao julgamento dos envolvidos no processo decidir se é uma “substituição em espécie” ou não. Para isso, 3 perguntas podem auxiliar nessa decisão (ABS, 2013):

- 1) A mudança envolve especificações idênticas?
- 2) É uma substituição de rotina?
- 3) A mudança envolve parâmetros de serviço idênticos?

Caso a resposta seja “sim” para todas as três perguntas, geralmente confirma uma “substituição em espécie” e, provavelmente, as alterações estão previstas nas condições normais da operação e não necessitam de MOC. Contudo, se a dúvida persistir sobre a mudança ser em espécie ou não, a abordagem conservadora e segura é prosseguir com o processo de MOC. Além disso, muitas vezes, a empresa possui uma pessoa/equipe responsável por MOC e que pode ajudar na determinação da abordagem a ser utilizada (ABS, 2013).

Conforme apresentado anteriormente, existem diversas atividades que configuram uma mudança dentro de um processo e, para alguns, há a necessidade da aplicação de um processo de MOC e para outros não. Além da “substituição em espécie”, comentada anteriormente, outra categoria de mudança que normalmente não é regida por um MOC são mudanças que a empresa opta por controlar por meio de outro processo de gestão, como mudanças rotineiras de pessoal, rotação de tripulação, mudanças de turno e mudanças de procedimentos operacionais que foram adequadamente revisados antes de entrarem em vigor (ABS, 2013).

Segundo a *American Bureau of Shipping* - ABS (2013), a maioria das mudanças controladas por um MOC se enquadra em uma das seguintes categorias: equipamento, mudanças operacionais ou organizacionais.

A primeira categoria, como o próprio nome já sugere, aborda as mudanças feitas em equipamentos e/ou em tecnologias. Alguns exemplos são: substituição ou modificação de equipamentos por outros novos, *bypass* de equipamentos que normalmente estão em serviço, desativação de sistemas críticos/de segurança para teste, calibração ou reparo/substituição, se não coberto pelo procedimento, e troca de produtos químicos já usados no processo.

A segunda categoria trata, por sua vez, de mudanças nos controles administrativos ou no sistema de gestão que definem a forma como os processos são realizados na organização. Alguns exemplos desse tipo de mudança são desvio dos programas de manutenção preventiva e inspeção, desvio dos requerimentos de reparo, implementação de novos procedimentos, alteração em documentos controlados e operações fora dos procedimentos e parâmetros de operação atuais.

Já a terceira categoria inclui modificações de pessoas e equipes. Pode-se destacar o realinhamento de recursos organizacionais resultantes de aquisições, fusões, novas *joint ventures* e alianças, mudanças na hierarquia, como eliminação de funções e reestruturação, uma vez que é necessário um controle de mudanças para verificar se a nova atribuição de responsabilidades foi claramente avaliada e explicitamente documentada, novos contratados, entre outros.

Como já mencionado, alterações que estejam previstas nas condições normais da operação não necessitam de MOC, visto que abordar todos os tipos de modificações com o sistema de MOC reduzirá a eficácia geral do sistema sem adicionar uma redução significativa do risco.

Além dos tipos comuns de gestão de mudança, também existem três categorias principais de gestão de mudança dependendo da duração e urgência das mudanças (ABS, 2013):

1) Gestão de mudança permanente: refere-se a mudanças que são planejadas e executadas para criar uma mudança duradoura e sustentável na organização. A gestão de mudança permanente pode incluir a reestruturação da organização, a introdução de novos processos, a adoção de novas tecnologias ou a revisão da cultura organizacional. O objetivo da gestão de mudança permanente é garantir que as mudanças sejam bem-sucedidas e sejam mantidas a longo prazo.

2) Gestão de mudança temporária: refere-se a mudanças que são planejadas e executadas para uma finalidade específica ou temporária. A gestão de procedimentos de mudança para mudanças temporárias deve seguir o mesmo processo de uma mudança permanente, mas são

válidos apenas por um limite de tempo específico, pois podem acarretar em um nível de risco mais alto, aceitável apenas por um curto prazo (ABS, 2013).

Após um período de implementação de curto prazo, como por exemplo 90 dias, deve-se seguir uma das três opções: (1) um novo MOC permanente deve ser iniciado para revisão usando os dados da mudança temporária como justificativa, (2) o sistema deve ser remodelado a sua condição original ou (3) a mudança temporária pode ser prorrogada (CCPS, 2008). O objetivo da gestão de mudança temporária é garantir que as mudanças sejam concluídas com sucesso dentro do prazo e orçamento definidos.

3) Gestão de mudança de emergência: o uso deste tipo de procedimento, se considerado necessário, deve ser restrito a situações para as quais o tempo necessário para implementar o procedimento normal de mudança não seria aceitável, ou seja, sérias consequências poderiam ocorrer se a mudança não fosse feita prontamente. Alguns exemplos são: uma crise econômica, uma pandemia ou um desastre natural. O uso desse tipo de processo de mudança deve ser raro e não pode ser usado simplesmente para evitar o trabalho associado à implementação do procedimento normal.

Segundo CCPS (2008), uma maneira de desencorajar essa prática é exigir que, após realizar o procedimento de emergência, as pessoas envolvidas acompanhem como se fosse uma solicitação de alteração normal e satisfaça todos os requisitos normais do MOC. Assim, a equipe de desenvolvimento do MOC deve (1) definir as circunstâncias sob as quais o procedimento de emergência pode ser implementado, (2) desenvolver requisitos que se concentrem na avaliação rápida da segurança da situação imediata e (3) exigir que os requisitos restantes do MOC sejam concluídos brevemente após a implementação da mudança (CCPS, 2008).

4.3 ETAPAS PARA GERIR A MUDANÇA

Como apresentado anteriormente, o Gerenciamento de Mudanças é um importante sistema de gestão e quando se trata de processos *offshore*, a análise de qualquer modificação e a documentação desse processo se tornam indispensáveis devido à dinâmica da operação. Com isso, é fundamental garantir que o entendimento com relação aos procedimentos de uma gestão de mudança e sua importância estejam incorporados à cultura de segurança de processo da empresa.

Cada companhia pode desenvolver como será realizado o processo de gerenciamento de mudança, porém existem 5 etapas que são essenciais para projetar qualquer gerenciamento formal de programa de mudança (KELLY, 2013):

1. Identificação e classificação da mudança
2. Avaliação da mudança
3. Aprovação da mudança
4. Comunicação e treinamento sobre a mudança
5. Fechamento e realização do acompanhamento

4.3.1 Identificação e classificação da mudança

O primeiro passo na gestão da mudança é identificar a necessidade de mudança. A capacidade de avaliar se uma mudança é significativa o suficiente para justificar um MOC é o primeiro desafio encontrado em muitas organizações. Como analisado antes, reconhecer se alteração é uma “substituição em espécie” facilita nessa etapa, pois esses casos não necessitam de MOC.

Além das 3 perguntas apresentadas no tópico anterior, a ABS (2013) desenvolveu uma lista, apresentada na Tabela 3, que fornece exemplos típicos de cenários de mudança que podem ser encontrados na indústria *offshore*. É uma ferramenta útil para ajudar a determinar se realmente há necessidade de projetar um gerenciamento de mudanças. Se a resposta a qualquer pergunta for “não”, a mudança deve ser controlada pelo sistema MOC.

Mudança	Análise	Sim	Não
Instalação	O novo modo de operação é equivalente a um modo de operação anterior que foi gerenciado com sucesso?		
	A equipe atual está familiarizada com este modo de operação?		
	Todas as modificações para o novo modo de operação foram realizadas antes?		
	A mudança de modo requer modificação nos procedimentos e manuais?		
Novos equipamentos ou programas	O novo equipamento tem o mesmo desempenho, funcionalidade, material, manutenção, sistemas de controle e especificações dimensionais do equipamento antigo?		
	Os procedimentos existentes são aplicáveis a este novo equipamento?		
Novas cargas perigosas/ hidrocarbonetos/ químicos	A nova carga/hidrocarboneto/produto químico tem propriedades semelhantes às anteriores em termos de:		
	Incêndio e Explosão		
	Toxicidade		
	Corrosividade		
	Reatividade		
	Resposta a derramamento		
	Propriedades físicas (pontos de ebulição e congelamento, expansão térmica, decomposição, pressão de vapor)		
Compatibilidades químicas com outras cargas/materiais movimentados?			
Movimentação de novas cargas/ materiais	Os equipamentos existentes e as habilidades da equipe são adequados para o manuseio, carregamento ou descarregamento seguro da nova carga/material?		
	Existem procedimentos para lidar com novas cargas/materiais disponíveis?		
Pessoal	O novo candidato atende aos requisitos de competências, treinamento, educação e experiência para o cargo?		
	Para mudanças organizacionais em terra (eliminação de cargos, reestruturação, etc.), as relações hierárquicas, responsabilidades de trabalho, carga de trabalho permanecem inalterados?		
Contratados	Mudanças em contratados que trabalham em áreas ou atividades, designadas por empresas ou regulamentos, devem estar sujeitas a MOCs, a menos que a mudança seja uma "substituição em espécie":		
	Contratadas já trabalharam com a empresa antes?		
	Contratadas estão familiarizados com os regulamentos e o funcionários da empresa?		
	Contratadas já trabalharam com este tipo de navio/instalação antes?		
	Contratadas já trabalharam com este tipo de equipamento antes?		
	Contratadas já trabalharam neste local antes?		
	Os contratados já foram qualificados (competência, financeiro, seguros, faturamento) pela empresa anteriormente?		
Haverá recursos da empresa para monitorar e supervisionar adequadamente a qualidade do trabalho e a segurança do pessoal contratado?			
Ação corretiva Pedidos/Perigo Análise Recomendações	Alterações iniciadas como resultado de uma não conformidade, ação corretiva, investigação de incidente e análise de perigo podem afetar potencialmente as operações a bordo e em terra e, como tal, devem ser avaliadas por meio do sistema MOC:		
	A mudança é uma substituição em espécie?		
	O tipo de mudança está isento do programa MOC da empresa?		
Novos regulamentos, procedimentos, normas, registros	A análise de impacto preliminar pode assumir a forma de uma análise de lacunas para identificar os novos requisitos propostos. Esse tipo de mudança quase sempre requer um MOC para identificar de forma abrangente os possíveis impactos e desenvolver um plano de implementação.	MOC quase sempre obrigatório.	

Tabela 3 - Lista de exemplos de cenários de mudança para a indústria offshore

Fonte: Elaboração própria adaptada de ABS (2013).

Identificada a necessidade de realizar um processo de gerenciamento de mudanças, classificar a mudança é o próximo passo. As mudanças podem se classificar em uma ou mais categorias, isso inclui alterações de engenharia física, variáveis de processo, metas de qualidade, fornecedores, pessoal e qualificações de trabalhadores (KELLY, 2013). É possível subdividir ainda mais as mudanças em categorias de aplicação emergencial, temporária e permanente, como mencionado anteriormente. Segundo Kelly (2013), tal classificação só é útil se forem definidos métodos para lidar com eles, pois, caso contrário, a classificação apenas contribuirá para erros e confusão.

Muitas iniciativas corporativas de MOC tratam apenas de mudanças planejadas ou iniciadas por humanos (KELLY, 2013). Por exemplo, à medida que os equipamentos de uma fábrica envelhecem ou se deterioram e os padrões climáticos evoluem, como o aquecimento global, pode haver um impacto nas operações de um processo. Dessa forma, de tempos em tempos, pode ser benéfico examinar o efeito de mudanças iniciadas por “não-humanos” e fazer os ajustes necessários na operação (KELLY, 2013).

4.3.2 Avaliação da mudança

A fase de avaliação envolve a aplicação de identificação de perigos e ferramentas de avaliação de risco, além de determinar quem são as pessoas responsáveis por executar as etapas de análise de perigos. A maioria das instalações exige que várias pessoas ou departamentos revisem e aprovem a mudança e as aprovações podem envolver todos os setores diretamente afetados pela mudança.

Níveis específicos de autoridade para aprovar mudanças dentro de cada organização devem ser definidos para diferentes tipos de mudanças. Por exemplo, algumas mudanças requerem um nível mais alto de autoridade com base em seu impacto na segurança. Contudo, segundo CCPS (2008), designar uma autoridade de aprovação em um nível muito alto pode impedir o processo de MOC, possivelmente incentivando as pessoas a ignorar o processo com o objetivo de "fazer as coisas logo". Da mesma forma, designar autoridade em um nível muito baixo pode levar a um controle de mudança ineficaz.

Independentemente de quem executa a etapa de análise de perigos, os objetivos são os mesmos. Uma das principais tarefas realizadas pelos revisores é identificar os cenários acidentais introduzidos ou agravados pela mudança proposta e analisar os riscos associados. Para isso, existem vários tipos de métodos de avaliação, cada um com suas próprias características e aplicabilidades. Alguns exemplos comuns desses métodos são:

- **Análise Preliminar de Risco (APR):** É um método rápido e simplificado de avaliação de risco que pode ser usado para identificar os perigos e riscos associados a uma atividade ou operação. Ele geralmente é realizado por uma equipe experiente e pode ser uma boa ferramenta para ajudar a priorizar as medidas de controle de risco.
- **Análise de Árvore de Falhas (AAF):** É um método sistemático de avaliação de risco usado para analisar e visualizar os possíveis modos de falha em um sistema. É frequentemente usado em conjunto com outras ferramentas de avaliação, como a análise de Causa Raiz e Fatores Causais. A análise de Causa Raiz ajuda a determinar as causas que levaram a um acontecimento e os Fatores Causais são os principais contribuintes para o incidente que, se eliminados, teriam evitado a ocorrência ou reduzido sua gravidade. Além disso, as causas-raízes identificadas para determinado evento precisam ser específicas, ter controle gerencial e levar a recomendações eficazes para prevenir recorrências do evento (ROONEY e HEUVEL, 2004).
- **Estudo de Perigos e Operabilidade (HAZOP, do inglês *Hazard and Operability Study*):** O objetivo principal do HAZOP é identificar riscos de processo e problemas operacionais, baseada em um procedimento que gera perguntas de maneira estruturada e sistemática através do uso apropriado de um conjunto de palavras-guia, além de colocar em evidência suas causas e consequência (CCPS, 2016). Ao identificar esses riscos, o HAZOP ajuda a equipe a propor medidas de controle e mitigação para minimizar ou eliminar os riscos identificados.
- **Método Bowtie:** é um método de avaliação de risco que é usado para visualizar e avaliar os riscos e controles associados a um evento indesejado. A análise Bowtie é apresentada em uma forma gráfica em formato de gravata borboleta (bowtie em inglês), com o evento indesejado, chamado de evento topo, no meio da gravata. À esquerda do evento, são identificadas as causas que podem levar ao evento e à direita, as consequências que podem resultar do evento. As medidas de controle, chamadas de barreiras, são colocadas entre as causas e o evento (barreiras preventivas) e entre o evento e as consequências (barreiras mitigadoras), como pode ser visto na Figura 6. É uma ferramenta poderosa para a avaliação de risco, pois ajuda a equipe a identificar todas as possíveis causas de um evento indesejado e a propor medidas de controle adequadas para prevenir ou

mitigar as consequências do evento. O método Bowtie é particularmente útil em situações complexas e de alto risco, como aquelas encontradas na indústria offshore (SLATNICK, 2022).

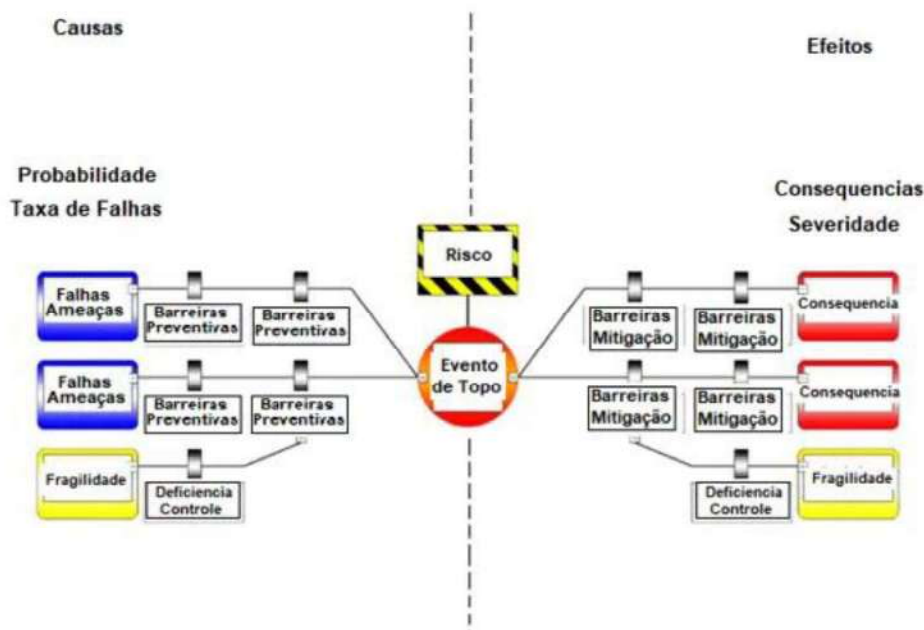


Figura 8 - Modelo de análise de riscos Bowtie.

Fonte: BARBOSA, 2018

Qualquer um dos métodos citados possui o objetivo de procurar possíveis impactos de risco associados a uma mudança proposta e identificar estratégias apropriadas de gerenciamento de risco. Cada organização pode determinar quais riscos são aceitáveis e inaceitáveis, selecionando previamente critérios relevantes para seu próprio modelo de negócios para auxiliar na determinação do impacto da mudança. Por exemplo, qualquer mudança com um impacto potencial para causar múltiplas fatalidades ou impacto de longo prazo ao meio ambiente pode ser considerada uma mudança que requer uma avaliação de risco detalhada. Além disso, dependendo dos riscos, a alteração pode ser rejeitada e o processo de MOC é considerado “fechado” e retido para referência futura (ABS, 2013).

Segundo CCPS (2008), determinar essas outras revisões mais detalhadas, avaliadas preliminarmente como mudanças que possuem potencial para grandes consequências, é uma tarefa importante que deve ser realizada pelo grupo de pessoas envolvidas no processo da MOC. Esse grupo pode solicitar que outras áreas da empresa revisem a mudança antes de sua implementação,

principalmente quando os revisores sentem que não possuem o conhecimento necessário para garantir que a mudança seja revisada adequadamente.

Esta avaliação de risco detalhada deve fornecer mais esclarecimentos sobre a natureza dos riscos a serem controlados e, como saída, produzir uma lista de requisitos ou controles a serem implementados antes de efetuar a mudança. Os possíveis modos de falha e impactos em um navio ou instalação *offshore* variam dependendo das operações que estão sendo realizadas quando a falha ocorre e, portanto, todas as operações relevantes devem ser consideradas. Contudo, se a mudança for simples e os impactos forem considerados pequenos, não há necessidade de avaliação adicional, tornando o sistema mais eficiente, que colocará ênfase onde é mais necessário (ABS, 2013).

4.3.3 Aprovação da mudança

É recomendável que os resultados da avaliação da mudança sejam confirmados e validados pelo aprovador. Uma mudança cujos potenciais impactos foram mal dimensionados pode resultar em um planejamento de implementação insuficiente, aumentando exposições ao risco e a probabilidade de impactos significativos e prejudiciais. Para realizar adequadamente a revisão técnica, é fundamental que o aprovador seja competente no campo ou domínio em que a mudança está ocorrendo. Por exemplo, em uma companhia *offshore*, um gerente sem formação em engenharia geralmente não possui as competências necessárias para fornecer a aprovação, sem suporte, de uma mudança estrutural. Tal mudança é tipicamente revisada para aprovação por um engenheiro ou arquiteto naval devidamente qualificado (ABS, 2013).

Além disso, a aprovação de um MOC raramente é um evento único. Vários estágios de aprovação podem ser necessários envolvendo mais de uma pessoa. A aprovação inicial deve impor restrições claras ao acompanhamento subsequente e não deve ser visto como um “convite aberto” para prosseguir com a mudança. A aprovação inicial pode conduzir a mais pesquisas, testes ou consultas com as partes interessadas, além de ser uma etapa que pode se sobrepor a outras etapas do processo. Por exemplo, em uma mudança de engenharia, os estágios subsequentes de aprovação coincidirão com a aquisição, construção e comissionamento referente à mudança apresentada (KELLY, 2013).

4.3.4 Comunicação da mudança e treinamento

A comunicação é uma componente chave de um processo de MOC eficaz. De fato, o objetivo principal do MOC é evitar que alterações sejam realizadas isoladamente, sem o conhecimento de outras pessoas. Antes que a mudança seja implementada, todas as partes afetadas devem estar cientes da mudança que ocorrerá e, em muitos casos, a participação dessas pessoas começa com a apresentação do MOC e se estende pelas várias etapas de avaliação de risco, aprovação e acompanhamento. Ao envolver os trabalhadores em discussões antes da mudança, boas ideias podem ser capturadas e implementadas na estratégia de execução (KELLY, 2013). Para o caso de mudanças de emergência onde, por natureza, a mudança não pode ser comunicada com antecedência, a notificação deve ocorrer imediatamente após a execução da mudança para deixar todos os outros funcionários cientes (ABS, 2013).

Além disso, algumas mudanças podem envolver uma revisão mais aprofundada das práticas operacionais de modo que a simples comunicação de conscientização não será suficiente. Nessas situações, o recomendado é que os funcionários afetados façam treinamentos detalhados sobre os procedimentos/práticas revisadas. Os métodos de comunicação/treinamento podem incluir comunicação verbal, sessões de treinamento, avisos de mudança documentados em procedimentos, notificações por e-mail e outras abordagens. Quaisquer que sejam os meios usados para comunicar as informações da mudança, devem se concentrar em como a mudança afeta tanto os cenários acidentais envolvendo o processo quanto às tarefas executadas pelos colaboradores (CCPS, 2008).

Ao analisar o ambiente de operações *offshore*, a pressão é significativa em um programa de MOC, uma vez que a rotatividade da tripulação é constante e as atividades de mudança precisam continuar sob uma equipe diferente da equipe que iniciou a mudança. Dessa forma, a passagem de serviço da tripulação deve incluir a transferência oficial das responsabilidades do MOC, para que, quando a nova turma de trabalhadores chegar a bordo, tenha o conhecimento do *status* do procedimento e consiga dar andamento ao processo de gerenciamento de mudança (ABS, 2013).

4.3.5 Acompanhamento e Fechamento do processo

Segundo CCPS (2008), a experiência tem mostrado que o MOC é um dos elementos de gerenciamento de segurança de processo (do inglês *Process Safety Management* - PSM) mais difíceis de implementar, de obter e manter corretamente. Algumas organizações continuam lutando com funcionários que vêem o MOC como um impedimento ao progresso, e essas

organizações sofrem as consequências de mudanças descontroladas, pois o sistema MOC é continuamente contornado. Outras organizações podem ter controle rígido sobre as mudanças, mas ficam desestruturadas com a quantidade de tempo e recursos consumidos pelos esforços para implementar e administrar o sistema MOC. Os projetos de engenharia, em particular, levam tempo, mas também exigem que as partes responsáveis se comuniquem regularmente, o que pode representar um perigo caso não seja realizada de maneira correta. Seja qual for o motivo, um acúmulo significativo de ações sinaliza um problema em qualquer organização (KELLY, 2013).

Uma abordagem disciplinada deve ser adotada para garantir que as ações sejam conduzidas de acordo com a necessidade. Itens de baixa prioridade ou aqueles que não podem ser justificados devem ser encerrados antecipadamente com a documentação de encerramento pertinente e os itens críticos devem ser direcionados para as pessoas responsáveis realizarem o monitoramento apropriado. Além disso, o acompanhamento não deve terminar quando uma mudança é executada e aprovada, uma vez que, falhas e surpresas podem ocorrer em processos de mudanças que estejam na organização por um grande período de tempo e que ainda não tenha todos os funcionários afetados cientes da mudança e suas consequências. Para isso, planos de contingência devem ser desenvolvidos para lidar com problemas imprevistos (KELLY, 2013).

Para alterações temporárias, é necessário que haja monitoramento para confirmar que, antes de expirar, ou um novo MOC permanente seja iniciado usando os dados da mudança temporária como justificativa ou as alterações sejam revertidas ao seu estado original. No fim, todas as alterações que passaram pelo processo de revisão do MOC, mesmo que tenham sido eventualmente rejeitadas, devem ser assinadas e retidas para auditoria e inspeção. Esta é uma etapa essencial para poder auditar o processo de gerenciamento de mudança e monitorar o programa para melhoria contínua (ABS, 2013).

4.4 ACIDENTES DA INDÚSTRIA QUÍMICA RELACIONADOS A GESTÃO DE MUDANÇAS

Ao analisar as demandas e necessidades humanas, percebe-se que com o aumento da utilização das substâncias químicas, houve também um aumento no número de pessoas expostas a esses produtos, principalmente os trabalhadores. Segundo COLASSO (2011), isso fez com que gerasse uma preocupação no controle e na segurança dos processos tecnológicos para produção, ocorrendo a necessidade de se desenvolver novos mecanismos para gerenciar o risco, como abordado anteriormente nesse capítulo. Juntamente com o avanço tecnológico, veio também um aumento no número de acidentes envolvendo substâncias químicas.

A falha na gestão da mudança é um dos fatores contribuintes mais comuns de acidentes e cerca de 80% dos maiores acidentes de processos na indústria química teve seu rastro em algum tipo de mudança (CHINAQUI, 2012). Cada acidente que ocorre é a prova de que o sistema de gestão de segurança não está trabalhando 100% para controlar os riscos como deveria. Às vezes o acidente pode ser causado por erros latentes, ou seja, de uma alteração que foi implementada há muitos anos, mas nunca comunicada ou documentada e avaliada de qualquer forma e o risco associado só se tornou evidente quando ocorreu o acidente (HAILWOOD, 2014).

O desastre de Bhopal, na Índia, considerado por especialistas o pior desastre ocorrido em toda a história da química, é um exemplo de acidente causado por falhas na gestão de mudanças. Ocorreu no dia 03 de dezembro de 1984, quando o vazamento de um tanque da fábrica da Union Carbide liberou e formou uma nuvem do gás tóxico metil isocianato – MIC – que se espalhou por toda a cidade de Bhopal. De acordo com dados do governo de Madhya Pradesh, cerca de 5.200 pessoas morreram e mais de 11.000 foram lesadas, adquirindo incapacidades permanentes ou parciais (VELTRI, 2020).

Inicialmente, houve uma reação exotérmica entre o MIC e a água, onde um dos produtos da reação foi dióxido de carbono, além do calor liberado nessa reação. Esse calor, por sua vez, aqueceu a mistura e acelerou ainda mais a reação, gerando mais aquecimento, fazendo a reação ocorrer de forma incontrolável, além de gerar um intermediário conhecido como trimetil-isocianato, uma molécula estável que, com o aquecimento e elevação da temperatura do tanque, vaporizou, transformando um líquido estável em um gás de alta periculosidade.

A gestão de mudanças ineficiente e/ou não realizada foi citada pelo HSE UK ([s.d.]) como uma das falhas técnicas que contribuíram à ocorrência deste acidente. Um exemplo disso é que, tanto o lavador de gás que conectava os tanques de armazenamento do MIC quanto a torre de flare que vinha posteriormente ao lavador estavam desligados, alguns por meses, e não havia sido feito qualquer estudo sobre o impacto dessa mudança no processo.

Outro acidente que pode ser relacionado a falta de um sistema de gestão de mudança eficaz foi o da plataforma Deepwater Horizon, operada pela BP e localizada no Golfo do México em 2010. Considerado o maior derramamento acidental de petróleo da história, resultou em naufrágio da plataforma, mais de 134 milhões de barris de petróleo despejados no mar e óbito de 11 pessoas, além da morte de milhões de peixes, aves, tartarugas e mamíferos aquáticos.

A plataforma explodiu devido a diversos fatores e um deles foi a falha de segurança no *Blowout Preventer* (BOP), que é uma válvula especializada usada para selar, controlar e monitorar poços de petróleo e gás para evitar liberação descontrolada de petróleo de um poço.

Hidrocarbonetos escaparam do poço de Macondo para o interior da plataforma e, ao encontrarem fonte de ignição, resultaram em incêndio e explosões na mesma (BP, 2010).

De acordo com o relatório da BP (2010) sobre o acidente, foram identificadas várias falhas e a gestão de mudança foi um dos fatores críticos que contribuíram para a catástrofe. Ao longo dos anos, desde sua fabricação em 1999, houve várias modificações feitas no sistema hidráulico do BOP, mas a Transocean, empresa responsável pela perfuração, não comunicou adequadamente essas mudanças à BP, proprietária da plataforma. Além disso, o processo de gerenciamento de mudanças da Transocean não foi capaz de identificar quaisquer modos de falha ou efeitos relacionados às modificações, nem requisitos de verificação pós-modificação. Isso resultou em um sistema hidráulico BOP inadequado que falhou durante o acidente, levando ao vazamento de petróleo sem precedentes no Golfo do México.

No Brasil, um grande acidente que resultou em 9 mortos e 26 feridos, em fevereiro de 2015, foi a explosão do FPSO Cidade de São Mateus. Esse ocorrido também pode ser associado a diversas falhas na execução e/ou implementação de uma gestão de mudança eficaz e será abordado com mais detalhes no próximo capítulo.

5 ESTUDO DE CASO

As informações utilizadas para o estudo de caso e descrição da explosão ocorrida no FPSO Cidade de São Mateus, no litoral de Aracruz, norte do Espírito Santo/Brasil, em 11 de Fevereiro de 2015, tem como base os relatórios oficiais de investigação do acidente elaborados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (2015) e pela Marinha do Brasil (2015).

5.1 FPSO CIDADE DE SÃO MATEUS

A plataforma Cidade de São Mateus (CDSM), vista na Figura 7, é do tipo FPSO, ou seja, é uma embarcação flutuante de produção, armazenamento e transferência de óleo e gás, como já mencionado anteriormente. A plataforma era originalmente um navio petroleiro e, em 2008, foi convertido para FPSO. A unidade era afretada pela Petrobras e inicialmente era operada pela Prosafe, que foi comprada pela BW *Offshore* em 2011 (ANP, 2015).



Figura 11 - Navio plataforma FPSO Cidade São Mateus.

Fonte: BERTÃO, 2015.

Segundo a ANP (2015), o FPSO CDSM era apenas ligado a poços de reservatório de gás não-associado (poços onde há presença de gás natural e não há petróleo), ou seja, a unidade não era produtora de óleo. A plataforma foi projetada para extrair 10 milhões m³/dia de gás natural dos campos de Camarupim e Camarupim Norte, localizados na costa do Espírito Santo, como pode ser

visto na Figura 8. Contudo, a média de produção referente ao ano de 2013 foi de 2,5 milhões m³/dia de gás e 400 m³/dia de condensado (oriundo da produção de gás). A produção da plataforma era escoada por dutos que encaminhavam o gás natural produzido para a Unidade de Tratamento de Gás de Cacimbas (UTGC) (MARINHA DO BRASIL, 2015).

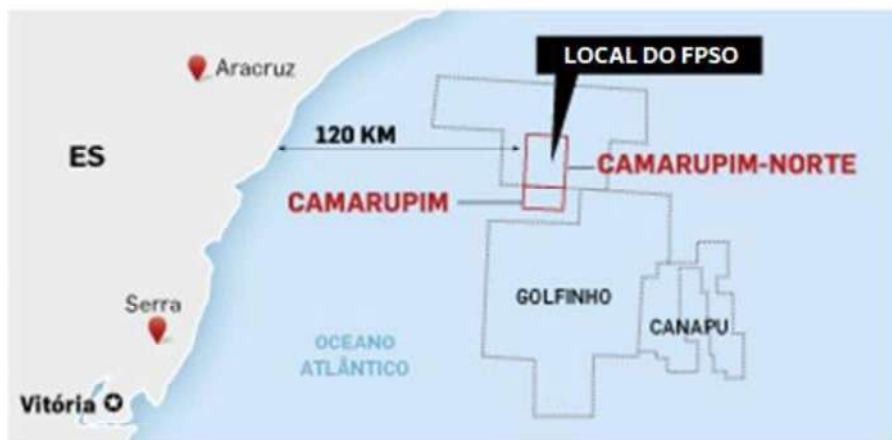


Figura 14 - Localização do FPSO CDSM.

Fonte: Adaptado de ACCA, 2016.

Após o gás ser coletado, o mesmo era submetido a separadores em série para separar a parte mais leve e a parte mais pesada do gás, chamada de condensado. O condensado é a parte do gás natural que contém os hidrocarbonetos líquidos com mais de cinco átomos de carbono (C5+), sendo este altamente inflamável. Apesar do FPSO CDSM ter sido apenas ligado a poços produtores de gás, a planta de processamento da unidade também possuía um sistema de processamento de óleo. De acordo com os documentos de projeto do FPSO CDSM, caso a unidade fosse conectada a poços produtores de óleo, o condensado produzido no processamento de gás seria adicionado ao sistema de processamento de óleo antes de ser encaminhado aos tanques de armazenamento (ANP, 2015).

Como não havia conexão com produtores de óleo, sendo a unidade apenas responsável pela produção de gás natural, os documentos de projeto definiram que o condensado seria separado do gás natural e desidratado. Após desidratação, o condensado seria encaminhado para o gasoduto, sendo exportado junto ao gás produzido. Na prática, a operadora da plataforma armazenava o condensado em estado puro, não se enquadrando em nenhuma das duas opções previstas no projeto de design da unidade (ANP, 2015).

5.2 O ACIDENTE

Segundo o relatório da Comissão de Investigação da ANP (2015) e as notícias em diversos meios de comunicação, enquanto ocorria uma operação de transferência de carga entre tanques para o esvaziamento do tanque 6C, houve vazamento de condensado por um dos flanges localizado próximo a válvula OP-068 (Figura 9) na casa de bombas da plataforma e diretamente ligada ao tanque de resíduo oleoso (*slop tank*). O flange possuía um dispositivo usado para bloquear a passagem de fluxo, auxiliando na manutenção de equipamentos, denominado raquete. A raquete era temporária e foi instalada para permanecer no flange enquanto não fosse realizada a manutenção da válvula OP-068. A manutenção das válvulas do sistema de transferência de carga, incluindo a OP-068, era necessária pois devido a passagem de hidrocarbonetos presentes no condensado, o material dos selos de vedação encontrava-se degradado (ANP, 2015).

Vale destacar que a transferência desse condensado não era no trecho de tubulação da válvula OP-068, já que existia um flange com uma raquete instalada. Contudo, esse trecho era uma derivação na descarga da bomba para o tanque de resíduos, ou seja, era um outro caminho de tubulação entre o tanque 6C e de resíduo (destacado em amarelo na Figura 10). Com as tentativas frustradas de transferência no trecho de interesse (destacado em vermelho na Figura 10), uma das válvulas desse trecho foi fechada, porém isto foi feito enquanto a bomba de dreno continuava funcionando a 8% de sua capacidade de trabalho. Isso fez com que a pressão na rede de descarga subisse, provocando o vazamento do condensado pela junta da conexão flangeada a montante da válvula OP-068 (MARINHA, 2015).

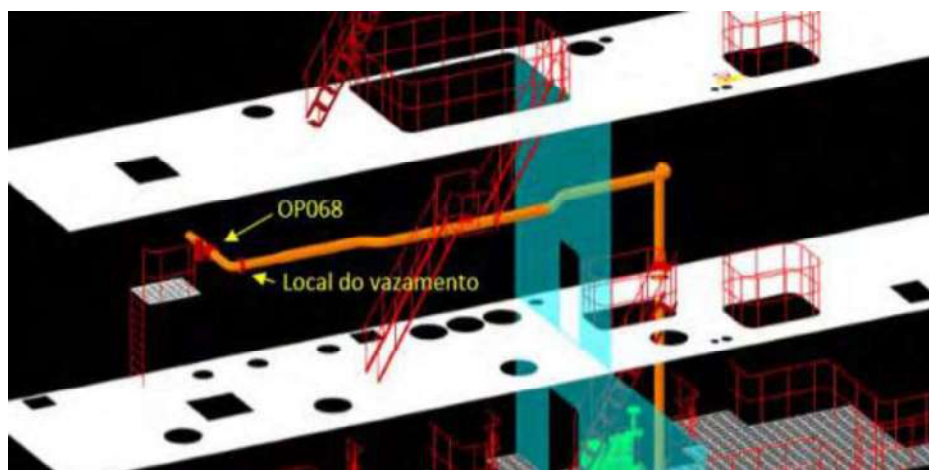


Figura 17 - Válvula OP-068 e local do vazamento dentro da casa de bombas

Fonte: ANP, 2015

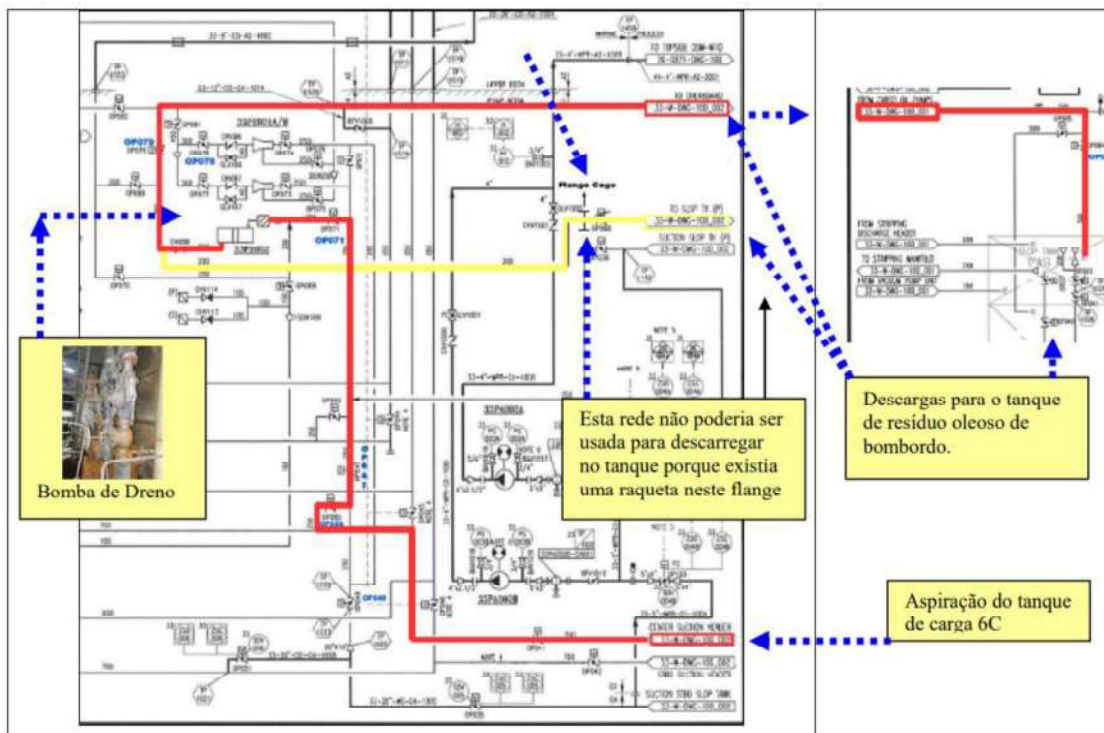


Figura 10 – Diagrama de rede.

Fonte: MARINHA, 2015

Logo após a detecção do vazamento de condensado, foram enviadas, em diferentes momentos, equipes ao local para realizar possíveis reparos. No entanto, durante a entrada da última equipe de brigada, ocorreu uma grande explosão. Havia 74 pessoas a bordo do FPSO no momento do acidente, que causou a morte de 9 trabalhadores e 26 ficaram feridos (ANP, 2015). Houve também danos significativos à estrutura do FPSO, visto que, dois dias depois do acidente, a plataforma tinha parte da popa submergida, fazendo com que a plataforma ficasse inclinada, como pode ser observado na Figura 11. Segundo relatório de investigação de segurança marítima da Marinha do Brasil (2015), a explosão causou graves danos estruturais na popa, casario, casa de máquinas, casa de bombas, instalações estruturais e equipamentos localizados nesses locais.



Figura 11 - Após o acidente no FPSO CDSM.

Fonte: MARINHA DO BRASIL, 2015

Após o acidente, as operações do FPSO foram suspensas e uma investigação foi realizada para determinar de fato as causas da explosão. Depois de um longo período investigativo, concluiu-se que o acidente foi causado por uma série de falhas técnicas e decisões errôneas, onde várias barreiras de segurança foram rompidas, sendo estas preventivas e mitigadoras, como explicado no modelo Bowtie do capítulo anterior. Dentre as falhas, pode-se mencionar práticas de manutenção inadequadas, treinamento insuficiente de pessoal, carência de gestão dos processos e das mudanças, entre outras (ANP, 2015).

Durante a investigação feita pela ANP (2015), também se confirmou que o acidente teve como evento inicializador um vazamento de gás que, ao entrar em contato com uma fonte de ignição, se inflamou, levando à explosão. Ademais, o acidente destacou a importância de práticas adequadas de gerenciamento de mudança na indústria de petróleo e gás, visto que a mesma foi apontada como causa raiz em diferentes partes da árvore de causas (ANP, 2015), Anexo I. Em função da severidade e por ser um acidente de grande porte ocorrido há menos de 10 anos, este evento vem sendo material de estudo sobre boas práticas de segurança e lições aprendidas até os dias de hoje, principalmente para a indústria brasileira de óleo e gás.

5.3 LINHA DO TEMPO/ ACONTECIMENTOS

A linha do tempo de um acidente grave quase nunca se restringe ao dia do evento em si. A ANP (2015) dividiu o relatório de investigação em duas partes: eventos relevantes que ocorreram bem antes do acidente e eventos que ocorreram imediatamente antes e durante o acidente. A primeira parte inclui, por exemplo, as decisões tomadas durante a fase de projeto de conversão

para adaptar a embarcação de petroleiro para o FPSO. Já para os eventos imediatamente antes do acidente, serão mencionados os acontecimentos ocorridos poucos dias antes da explosão até a identificação do vazamento. A partir de então, as ações são consideradas como resposta à emergência durante o acidente na plataforma, retiradas principalmente dos registros feitos sala de controle e sistemas da plataforma (MARINHA DO BRASIL, 2015).

Na semana anterior ao acidente, houve três tentativas de esvaziamento do tanque central 6C para o *slop tank* a fim de realizar a inspeção do mesmo e reparos programados das válvulas do sistema. Contudo, as tentativas foram dadas como ineficientes e foram discutidas entre o Superintendente de Marinha e o OIM, Gerente da Instalação Offshore (do inglês *Offshore Installation Manager*) (ANP, 2015).

Na manhã do dia 11 de fevereiro de 2015, dia do acidente, foi registrada troca de parte da tripulação, destacando-se a troca do OIM e do Supervisor de Manutenção. Pouco tempo após o desembarque de ambos, foi iniciada a operação de transferência da mistura de água e condensado para o *slop tank*, a fim de esvaziar o tanque central 6C, conforme as tentativas dos dias anteriores. Após algumas horas de operação, às 11 horas e 30 minutos, um dos detectores de gás na casa de bombas detectou vazamento de condensado (ANP, 2015). De acordo com a linha do tempo presente no relatório de investigação da ANP (2015), em questão de poucos minutos, todos os detectores localizados na casa de bombas indicaram que a atmosfera do local estava dentro da faixa de explosividade, significando que a presença de qualquer centelha levaria a atmosfera a entrar em ignição, ocorrendo uma explosão (SEITO, 2008).

Devido aos altos níveis de explosividade na casa de bombas, o OIM e os Superintendentes de Marinha, Manutenção e Produção, juntamente com outros funcionários responsáveis pelo controle da crise, decidiram enviar dois membros da brigada e um técnico para o local, mesmo que fosse considerado inseguro, com o objetivo de identificar a fonte do vazamento e realizar o reparo necessário para contê-lo. Ao retornar, a equipe enviada reportou que houve vazamento de líquido pelo flange (Figura 12) próximo a válvula OP-068, interligada diretamente ao *slop tank*. Foi identificado que a vazão da perda de contenção era baixa, contudo, havia formado uma poça de aproximadamente dois metros quadrados abaixo do flange (ANP, 2015).



Figura 12 - Flange por onde ocorreu o vazamento (foto retirada antes do acidente).

Fonte: ANP, 2015

Com as informações levantadas, os funcionários da sala de controle usaram os diagramas P&ID (do inglês, *Piping and Instrumentation Diagram*) para identificar o flange que estava causando o vazamento de condensado. No entanto, o flange não estava representado no P&ID retirado do computador do superintendente de produção, o que gerou dúvidas quanto à origem da perda de contenção. Isso ocorreu porque o diagrama não foi atualizado para refletir as mudanças feitas no processo. Além disso, o relatório de investigação da ANP (2015) ressalta que não se sabe se a equipe de resposta a emergência possuía conhecimento de que o flange tinha uma raquete instalada.

Poucos minutos depois, mesmo com a atmosfera ainda indicando alta probabilidade de explosividade, uma segunda equipe foi ao local do vazamento para buscar mais estratégias para conter o vazamento. Enquanto isso, membros do time de resposta a emergência providenciaram mantas absorventes para que fosse feita a remoção e limpeza da poça de condensado (MARINHA DO BRASIL, 2015). Ademais, pode-se observar que as imagens feitas pelo circuito de câmeras do piso abaixo do ponto de vazamento estavam com respingos (Figura 13), sendo mais um indicativo de vazamento de líquido (ANP, 2015).



Figura 13 - Imagem das câmeras do local abaixo do vazamento.

Fonte: ANP, 2015

Apesar dos alarmes, a situação foi considerada controlada pela equipe de bordo. Parte da tripulação que não respondia à emergência foi orientada a agir normalmente, sendo permitido, por exemplo, utilizar o elevador e ir almoçar. Além disso, ainda foi autorizada a entrada da terceira equipe na sala de bombas com as mantas absorventes e uma mangueira de incêndio para que fosse feita a limpeza do local. Contudo, às 12 horas e 38 minutos, 11 minutos após a entrada da terceira equipe, houve uma grande explosão, conforme mostrado nas Figuras 14 e 15, retiradas do sistema de câmeras da unidade. O relatório de investigação sugere que a provável fonte de ignição foi a eletricidade estática gerada pelo jato de água da mangueira de incêndio dentro de uma atmosfera explosiva (ANP, 2015).

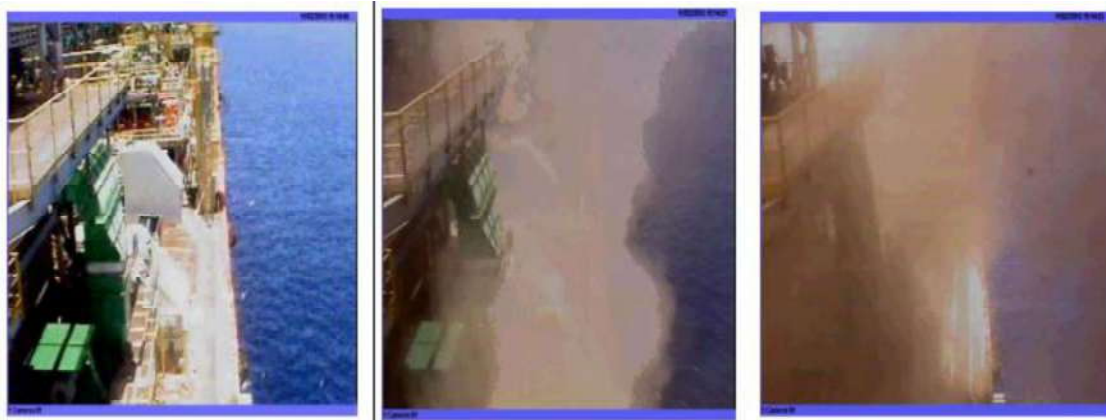


Figura 14 - Visão da lateral do FPSO imediatamente antes e depois da explosão.

Fonte: ANP, 2015



Figura 15 - Visão da parte superior do FPSO imediatamente antes e depois da explosão.

Fonte: ANP, 2015

A Figura 16 contém uma linha do tempo com os principais acontecimentos retirados do relatório de investigação da ANP (2015) que levaram à ocorrência do acidente no FPSO CDSM. Os destaques em azul são os eventos que ocorreram antes do dia do acidente e, em cinza, acontecimentos no dia do acidente, 11 de Fevereiro de 2015.

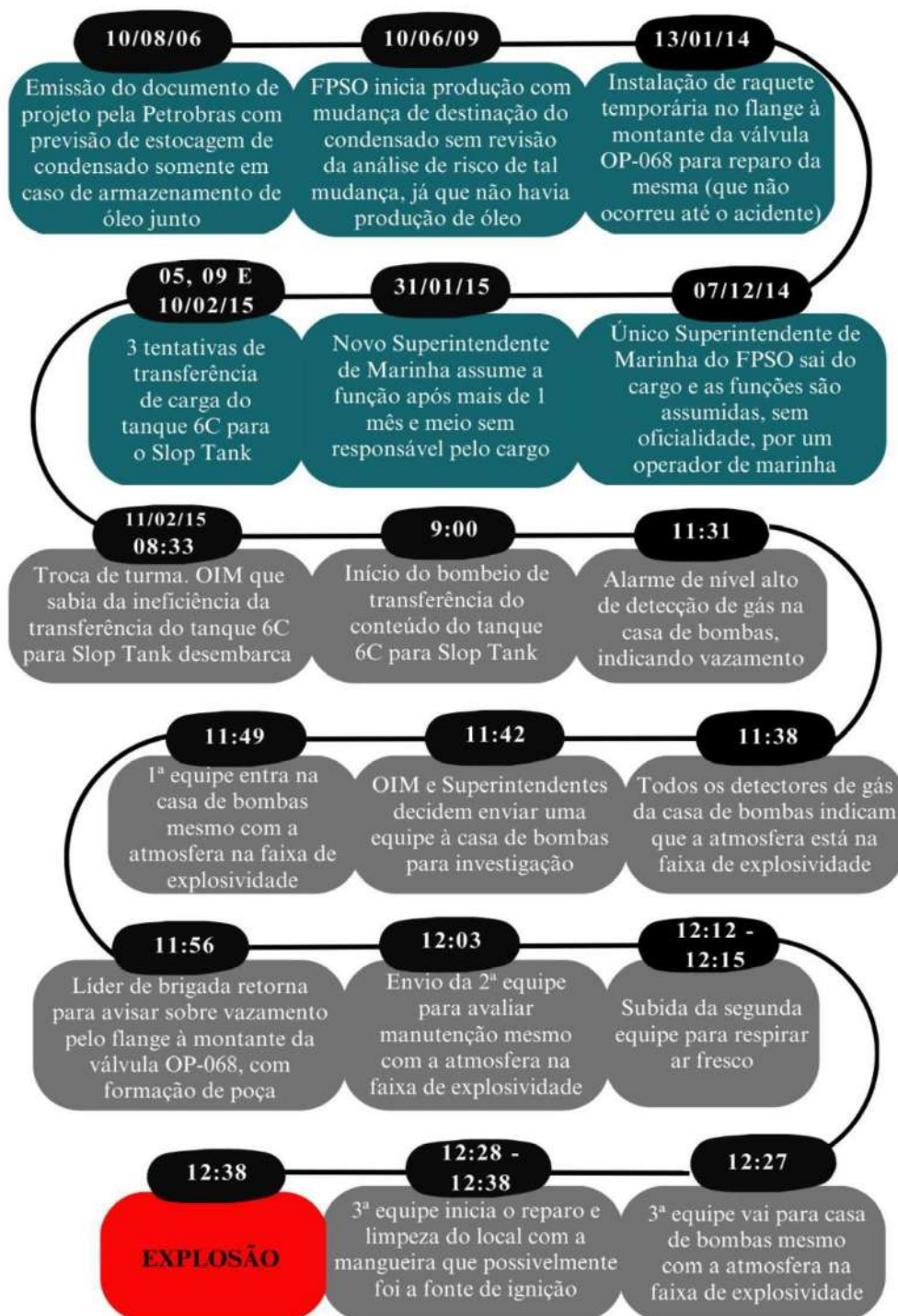


Figura 16 - Linha do Tempo do acidente no FPSO CDSM.

Fonte: Elaboração própria adaptada de ANP (2015)

Segundo as investigações, a explosão provocou uma onda de choque, atingindo diretamente quase metade das 74 pessoas a bordo, resultando em três mortes imediatas, diversos feridos e alguns funcionários desaparecidos por dias. Além disso, o acidente causou muitos danos às instalações fora da casa de bombas, por conta da proximidade ao local da explosão, marcado em vermelho na Figura 17. Nas figuras mais abaixo, é possível observar a destruição de elementos estruturais nos locais próximos, como na praça de máquinas (Figura 18), *deck* na entrada da casa de bombas (Figura 19) e o casario (Figura 20). Após a explosão, o FPSO CDSM teve a produção paralisada por tempo indeterminado, impactando a produção de gás de 2 campos, e o alarme de abandono foi acionado. Apesar da magnitude da explosão, segundo a ANP (2015), não houve danos ambientais.

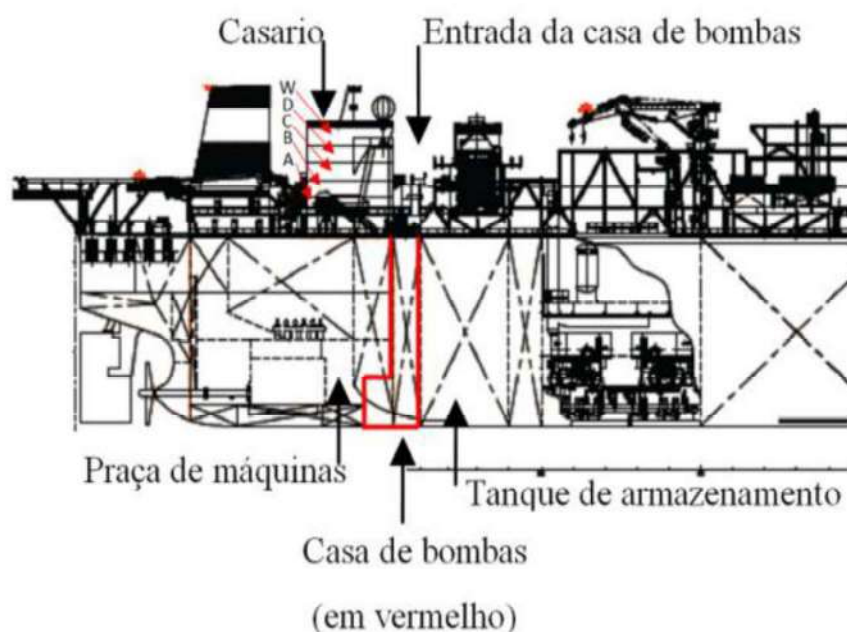


Figura 17 - Locais mais impactados pela explosão.

Fonte: ANP, 2015



Figura 18 - Praça de máquinas destruída pelos efeitos da explosão.

Fonte: ANP, 2015



Figura 19 - Piso do deck deslocado para cima após a explosão.

Fonte: ANP, 2015



Figura 20 - corredor que dá acesso à sala de controle dentro do casario

Fonte: ANP, 2015

5.4 FATORES CAUSAIS E CAUSAS-RAÍZES DO ACIDENTE

Para a determinação das causas do acidente na casa de bombas do FPSO CDSM, a investigação feita pela ANP (2015) utilizou a metodologia da árvore de falhas, onde foram identificados os fatores causais e causas-raízes do acidente de acordo com o Sistema de Gestão da Segurança Operacional (SGSO) estabelecido pela Resolução ANP nº43/2007. Essas práticas são recomendadas no guia de investigação de incidentes de processos químicos (do inglês, *Guidelines for Investigating Chemical Process Incidents*) (AIChE, 2003), que é amplamente utilizado em todo o mundo.

Além da definição de Causa Raiz apresentada no capítulo anterior, a mesma é descrita no relatório de investigação do acidente do FPSO CDSM da ANP (2015) como a ausência, negligência ou deficiência de sistemas de gestão. Isso possibilitou a ocorrência de falha de equipamentos/sistemas e/ou determinação de erros humanos para a ocorrência do incidente investigado (ANP, 2015).

Para a investigação do acidente, foi considerado como evento de topo o vazamento de condensado na casa de bombas. A investigação identificou 7 fatores causais e suas respectivas causas-raízes da explosão a bordo do FPSO Cidade de São Mateus e estão presentes na Tabela 4.

Além disso, a árvore de falhas desenvolvida pela ANP com todas as causas imediatas e causas-raízes pode ser encontrada no Anexo I (ANP, 2015).

Fator Causal	Causa Raiz
1 - Estocagem inadequada de condensado	Gestão de mudança não realizada e falta de revisões das análises de riscos
2 - Degradação do sistema de transferência de carga	Falha na gestão de mudança, comunicação inadequada entre turnos e falha em registrar e documentar mudanças
3 - Degradação da Equipe de bordo	Recursos não disponíveis, nenhuma gestão de mudança para mudança de pessoas, programa de treinamento inadequado, falha em identificar requisitos de treinamento e falha em identificar treinamento para procedimentos operacionais
4 - Operar a bomba de <i>stripping</i> com a descarga fechada	Falha no fornecimento de recursos, falha na implementação de salvaguardas e recomendações da avaliação de risco, procedimento incompleto, conversão não atendeu aos critérios de projeto
5 - Perda de contenção Primária no flange (vazamento)	Não consideração de requisitos de projeto, ausência de gerenciamento de mudança para mudanças no requisito do projeto, não consideração de questões que podem introduzir riscos no projeto, falha no controle de peças sobressalentes e falta de plano de inspeção, calibração e teste.
6 - Exposição de pessoas	Procedimento incompleto/inadequado, falha na identificação de cenários acidentais, falta de conscientização da força de trabalho, recursos de resposta não identificados, mecanismos inadequados de revisão de planos de emergência e falha em considerar a redução da exposição humana na fase de projeto
7- Ignição da atmosfera explosiva	Falta de instruções claras/específicas para realizar tarefas

Tabela 4 - Fatores Causais e Causas-raízes definidos pela ANP

Fonte: Elaboração própria adaptada de ANP (2015)

5.4.1 Fatores Causais E Causas-Raízes Relacionadas Com Gestão De Mudança

Pela Tabela 4, desenvolvida a partir da árvore de falhas do acidente (ANP, 2015), Anexo I, pode-se perceber que uma Gestão de Mudança ineficiente, ou até mesmo ausência de uma, é apontada como Causa Raiz para mais de um Fator Causal, sendo eles:

- Fator Causal número 1 - Estocagem inadequada de condensado
- Fator Causal número 2 - Degradação do sistema de transferência de carga
- Fator Causal número 3 - Degradação da Equipe de bordo
- Fator Causal número 5 - Perda de contenção Primária no flange (vazamento)

5.4.1.1 Fator Causal número 1 - Estocagem inadequada de condensado

O primeiro fator causal apontado no relatório de investigação da ANP (2015) remete à decisão de estocar o condensado puro em tanques de carga mesmo o FPSO não estando ligado a poços com óleo. A decisão de armazenar o condensado puro foi tomada no início da fase de operação da plataforma. Contudo, como mencionado anteriormente, o projeto da unidade preconizava que, quando não houvesse produção de óleo, este condensado não seria enviado para esse sistema de processamento de óleo – e sim desidratado e encaminhado diretamente para o gasoduto, para ser exportado junto ao gás (ANP, 2015).

O relatório de investigação aponta que a Petrobras questionou a estabilidade do armazenamento de condensado puro, por isso, simulações computacionais foram realizadas para comprovar que o mesmo se mantinha estável ao ser armazenado nos tanques. Concluiu-se que o armazenamento deveria ser por um período curto de tempo para que o condensado pudesse ser direcionado aos gasodutos. Além disso, a ANP afirmou que as análises de segurança durante a fase de projeto, e que ainda estavam vigentes na data do acidente, não consideraram o armazenamento de condensado sem mistura de óleo. Ademais, durante a fase operacional, as salvaguardas e recomendações levantadas no HAZOP, não foram aplicadas.

Segundo a ANP (2015), os documentos de projeto do FPSO Cidade de São Mateus especificaram que o condensado produzido seria direcionado ao gasoduto após passar pelo módulo de processamento de gás e pelo módulo de exportação de gás. Entretanto, a Petrobras optou por conectar a plataforma somente a poços produtores de gás não-associado, o que levou a empresa responsável pela operação nos primeiros anos da plataforma, Prosafe, a informar que o condensado poderia ser estabilizado antes de ser armazenado nos tanques de carga por meio da desidratação. Com isso, o condensado seria encaminhado do módulo de processamento de gás para o módulo de processamento de óleo para a estabilização e, posteriormente, armazenado nos tanques de carga. Por fim, o condensado seria enviado para a estação de offloading e direcionado ao navio tanque.

Ainda de acordo com a ANP (2015), os relatórios da Prosafe indicavam que a mudança para o armazenamento de condensado era temporária, visto que somente em alguns momentos o condensado não seria exportado por gasoduto, mas armazenado nos tanques de carga. Contudo, durante a maior parte dos primeiros anos de operação, o condensado foi armazenado nos tanques de carga. Essa prática de tornar mudanças temporárias em normalidades foi definida por Wynne (1988) como "anormalidades normais". Além disso, a mudança não havia

sido mencionada em documentos técnicos como o *General Technical Description* da unidade emitido em 2013 (ANP, 2015), e não foi gerenciada por um processo de MOC.

A Figura 21 mostra o caminho que o condensado deveria fazer e como era realizado de fato:

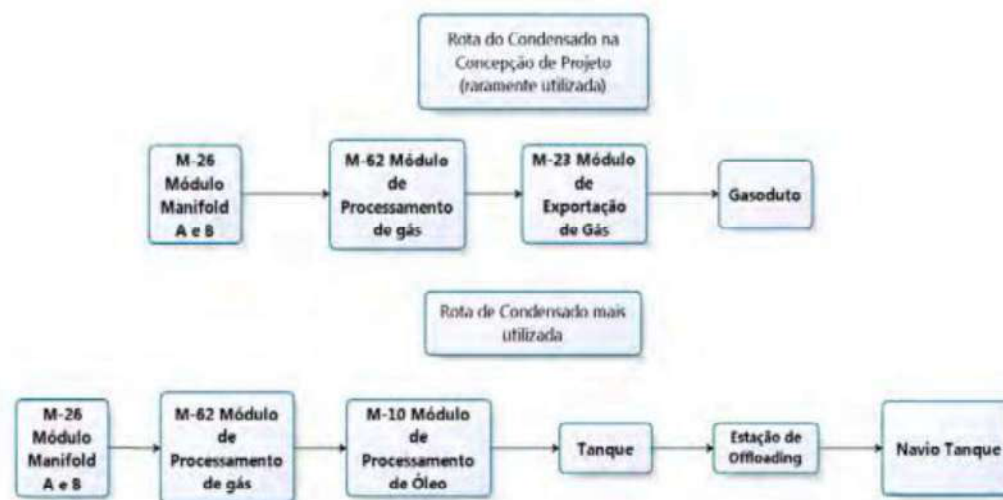


Figura 21 - Rotas simplificadas de processamento do condensado

Fonte: ANP, 2015

Portanto, o Fator Causal de Estocagem inadequada de condensado está relacionado com a Causas-raízes de falta de uma Gestão de Mudança, visto que não considerava o armazenamento do condensado puro. Sem a devida gestão da mudança, não foi possível analisar os riscos associados à operação considerando a prática de armazenamento. Dessa forma, a unidade operou "às cegas" por anos e com procedimentos desatualizados e incompletos (ANP, 2015).

5.4.1.2 Fator Causal número 2 - Degradação do sistema de transferência de carga

Conforme mencionado anteriormente, a plataforma Cidade de São Mateus era originalmente um navio petroleiro construído em 1989 e que em 2008 foi convertido em FPSO. De acordo com registros encontrados durante a investigação da ANP (2015), não há relatos de que foram feitas alterações significativas nos sistemas de transferência de cargas para que as mesmas fossem incluídas nos documentos da plataforma. Portanto, o FPSO manteve os desenhos isométricos da tubulação do sistema original da construção do navio.

Contudo, as atividades de transferência de carga e drenagem de tanques foram realizadas sem considerar que a tubulação original do navio petroleiro conduzia gás inerte em vez de gás natural e condensado e sem uma gestão de mudança adequada para identificar possíveis riscos. Com o tempo, o sistema de transferência foi degradado pela presença de hidrocarbonetos. Além disso, os selos de vedação das válvulas também sofreram danos químicos e, para não interromper a produção, foram instaladas raquetes temporárias para vedação do sistema. Outras modificações também foram feitas, como a utilização de tubulações alternativas para as transferências de carga dos tanques centrais até o *slop tank* e o isolamento de linhas (ANP, 2015).

Uma das fases de um programa de MOC é a avaliação, onde são identificados perigos e avaliados os riscos, conforme explicado no capítulo de etapas para gestão de mudança. As modificações temporárias implementadas na unidade foram incluídas em um programa de gestão de mudança que visava a reparação dos elementos do sistema, entretanto, houve falha no processo de MOC, visto que as modificações, incluindo as raquetes, não foram avaliadas em uma análise de risco.

O vazamento de condensado que resultou na explosão no FPSO CDSM foi causado por uma falha em um flange que tinha uma raquete instalada há um pouco mais de um ano. Isso mostra que a retirada das raquetes não foi planejada, o que evidencia uma falha no processo de gestão de mudanças, visto que as mesmas deveriam ter sido temporárias de acordo com os registros. Além disso, de acordo com a investigação da ANP (2015), as raquetes eram inadequadas para a operação, pois não atendiam às especificações e pressão da tubulação. Esse assunto será melhor abordado na discussão do fator causal número 5 - Perda de contenção primária.

De acordo com a ANP (2015), houve atividades que alteraram a MOC que incluía mudanças temporárias para transferência de carga mencionada anteriormente. Uma dessas mudanças foi no sentido do fluxo do fluido em uma das linhas, que foi invertido em relação ao planejado pela MOC, causando problemas no armazenamento da produção no tanque 6C. Com isso, esse tanque não poderia mais realizar o armazenamento da produção diretamente e, caso precisasse, a válvula de retorno teria que ser invertida. Mais uma vez, foi feita uma modificação sem considerar os riscos envolvidos no processo.

Diversas alterações não gerenciadas foram realizadas no sistema de transferência de carga, contudo, sempre levando em consideração que a operação da plataforma não poderia parar. Além da falta de documentação das mudanças, não houve um processo de avaliação das novas variáveis do sistema quanto à segurança e, por esse motivo, a falta de um processo de

gestão de mudança eficiente pode ser descrita como uma das causas-raízes para a degradação do sistema de transferência de carga.

5.4.1.3 Fator Causal nº3 - Degradação da Equipe de bordo

No ambiente de trabalho *offshore*, os trabalhadores estão expostos a diversos riscos, como explosões, vazamentos de produtos químicos, quedas, exposição a gases tóxicos, e riscos de acidentes durante operações de transporte e movimentação de cargas (OSHA, 2018). A segurança precisa ser uma prioridade nessas operações, com procedimentos rigorosos e treinamentos constantes para mitigar os riscos e garantir a saúde e a segurança dos trabalhadores. Por isso, é necessário assegurar que, além dos sistemas e operações, o corpo técnico esteja desempenhando suas funções corretamente.

Muitas vezes podemos ter uma ou mais barreiras relacionadas à ação humana, como o acionamento de um alarme por um operador que detectou uma nuvem de gás. Portanto, se uma equipe não estiver bem treinada ou não souber sua função, pode falhar na execução de suas tarefas, contribuindo para a falha das barreiras de segurança e cascadeando a ocorrência de um evento de topo. Isso pode ocorrer devido a várias razões, incluindo falta de conhecimento, procedimentos desatualizados, treinamentos atrasados, sobrecarga de informações e acúmulo de funções (BECKER & FONSECA, 2018).

Devido à natureza das operações *offshore*, onde os trabalhadores passam longos períodos de tempo embarcados em uma plataforma, é comum ter um sistema de rodízio, onde os trabalhadores têm períodos de trabalho a bordo seguidos de períodos de folga em terra. Para o caso do Brasil, segundo Lei nº 5.811/72, o período máximo de dias embarcados é de 15 dias consecutivos, sendo devido iguais 15 dias de folga imediatamente após o desembarque. Por isso, a estrutura organizacional de uma embarcação *offshore* conta com pelo menos dois funcionários para cada função, que se revezavam entre si, um embarcado e outro de folga. Isso permite o gerenciamento da fadiga, o equilíbrio entre trabalho e vida pessoal, e a manutenção da segurança e eficiência nas operações da plataforma.

De acordo com o relatório da ANP (2015), a plataforma apresentava alta rotatividade de pessoal, incluindo mudanças frequentes na liderança, o que pode ter afetado a cultura de segurança a bordo. Um exemplo crítico foi a falta de planejamento e gestão de pessoas na posição de superintendente de marinha no FPSO CDSM, onde havia apenas um funcionário em vez dos dois habituais, o que significa que não havia um trabalhador back (termo usado para o funcionário que alterna a escala com outro, sendo um embarcado e um de folga) (ANP, 2015).

Além da ausência do back, a transferência do único superintendente de marinha para outra plataforma da BW Offshore apenas dois meses antes do acidente levou a uma sobrecarga de trabalho para alguns funcionários. Embora a transferência tenha sido planejada para uma progressão de carreira, a substituição do funcionário não foi imediata e seus impactos no FPSO CDSM não foram avaliados. Isso levou os operadores de carga mais experientes a acumularem suas funções com as de superintendente (ANP, 2015). A ANP também relatou que poucos dias antes do acidente, um novo superintendente de marinha embarcou pela primeira vez e, por mais experiente que fosse, ainda estava se familiarizando com a plataforma (ANP, 2015).

Além da carga excessiva de trabalho dos operadores que acumulavam suas funções assumindo também o papel de superintendente, a ANP (2015) identificou que, embora os operadores tivessem sido bem avaliados anteriormente, não houve preparação adequada para o desempenho das funções de superintendente. Isso pode ter aumentado o risco de acidentes, enfatizando a importância da gestão da mudança de pessoal não somente na introdução de novos membros na equipe, mas também na gestão de mudanças internas de cargos e funções, conforme já comentado anteriormente. Por fim, a falta de gestão adequada pode levar à perda de conhecimento e habilidades críticas da equipe, afetando negativamente a segurança e a eficiência operacional (ANP, 2015).

Portanto, a falha na gestão de mudança de pessoas também foi apontada como uma das causas do acidente do FPSO Cidade de São Mateus, reforçando a importância da gestão adequada de mudanças em todas as áreas operacionais de uma instalação de petróleo e gás para garantir a segurança e prevenção de acidentes.

5.4.1.4 Fator Causal nº5 - Perda de contenção Primária no flange (vazamento)

Os estudos de segurança de processos não só auxiliam a identificar os perigos e analisar os riscos envolvidos nas operações, como também ajudam a identificar as salvaguardas que o sistema possui para evitar um evento de topo. Essas salvaguardas, também conhecidas como barreiras, são classificadas como sistemas e elementos críticos de segurança, de forma que a manutenção necessária seja realizada periodicamente.

Devido ao alto nível de degradação do sistema de transferência de cargas, por conta dos hidrocarbonetos presentes no condensado, as válvulas continuavam com fluxo positivo de fluidos, mesmo quando fechadas, visto que os selos de vedação estavam completamente degradados (Figura 22). Dessa forma, a Petrobras solicitou a abertura de um programa de MOC para que fosse feita a manutenção das válvulas. Contudo, devido a dificuldade de troca dos

selos de vedação da válvula OP-068, foram instaladas raquetes temporárias nos flanges, Figura 23, para o isolamento do trecho da tubulação. Entretanto, não houve controle de isolamento a longo prazo considerando a existência da raquete à montante da válvula OP-068. Além disso, a manutenção da válvula OP-068 não foi concluída e a remoção da raquete não foi planejada (ANP, 2015).



Figura 22 - Válvula do sistema de carga com selo de vedação degradado à esquerda e, à direita, outra válvula com selo de vedação substituído.

Fonte: ANO, 2015



Figura 38 - Raquete instalada no flange próximo da válvula OP-068.

Fonte: ANP, 2015

Além dos pontos já mencionados sobre gestão de mudança e inexistência de plano para remoção da raquete temporária, outro aspecto relevante é que as raquetes instaladas não eram adequadas para a operação. Elas não atendiam aos requisitos de qualidade, especificações e classe de pressão da tubulação, conforme mencionado no relatório de investigação da ANP (2015). As raquetes utilizadas nos flanges foram provavelmente fabricadas a bordo, o que não permitia a garantia de qualidade e resistência à pressão ANP (2015).

Além das raquetes usadas no sistema de transferência de cargas terem sido fabricadas a bordo, elas foram destinadas a intervenções temporárias. No entanto, conforme o relatório da ANP (2015), elas permaneceram instaladas por longos períodos. Além de não atenderem aos padrões de materiais destinados às válvulas e tubulações, a instalação das raquetes não foi avaliada quanto ao seu impacto no sistema. Essa análise deveria ter sido realizada durante o processo de gestão de mudanças para determinar a melhor posição de instalação das raquetes e verificar se produziam um ponto de fragilidade no sistema. Além disso, devido ao curto trecho de tubulação entre o flange com a raquete instalada e a válvula (Figura 24), seria mais adequado que o bloqueio da tubulação fosse feito fisicamente com o uso de flanges cegos.



Figura 24 - Trecho da tubulação com bloqueio de passagem de fluido pela raquete que antecede a válvula OP-068

Fonte: ANP, 2015

Durante as investigações, foi destacado que a raquete foi instalada pois não foi possível reparar partes da válvula responsáveis pela vedação devido ao nível elevado de líquido no *slop tank*, que ultrapassava o limite da válvula OP-068. Pelas Figuras 25 e 26, é possível notar a proximidade da válvula OP-068, localizada na casa de bombas, ao *slop tank*.

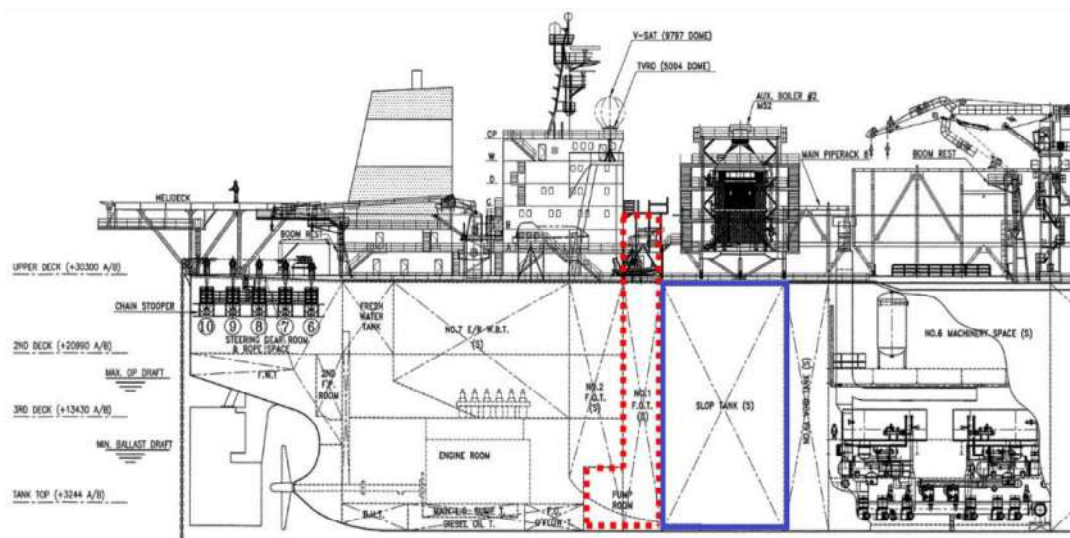


Figura 25 - Casa de bombas delimitada em vermelho e slop tank em azul.

Fonte: Adaptada de ANP 2015

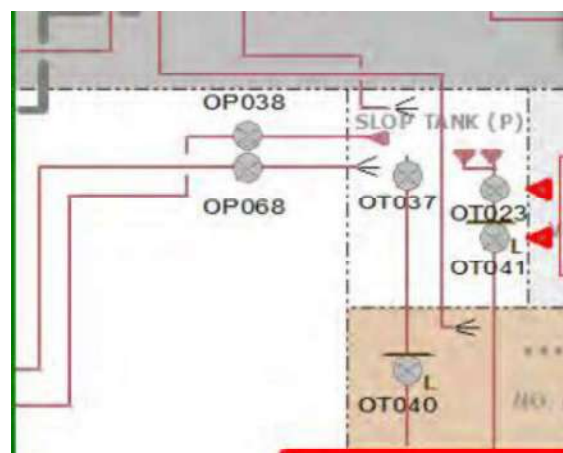


Figura 26 - Parte da tela da sala de controle que indica proximidade da válvula OP-068 com slop tank

Fonte: Adaptada de ANP, 2015

No entanto, após a instalação da raquete, o tanque foi esvaziado para manutenção, o que permitiria a remoção da raquete e o reparo da válvula, ações previstas na MOC, mas não planejadas. Essas falhas no acompanhamento do programa de MOC impactaram diretamente na vedação das válvulas, levando à perda de contenção no flange, considerada como evento de topo do acidente do FPSO CDSM.

5.5 LIÇÕES APRENDIDAS

5.5.1 Lições aprendidas com acidentes anteriores ao do FPSO CDSM

O gerenciamento de perigos, a mitigação de riscos e a prevenção de acidentes fazem parte dos objetivos da segurança de processos. Contudo, ao longo dos anos, mesmo com os avanços da segurança de processos, vários incidentes e acidentes continuam ocorrendo, como explosões, incêndios e liberações tóxicas em instalações industriais, que resultam, muitas vezes, na perda de vidas, danos ambientais e impacto econômico significativo. Esses eventos devem ser tratados como oportunidades de aprendizado para evitar a recorrência e acontecimento de eventos similares, além de melhorar as práticas de segurança. Para isso, é necessário estabelecer uma cultura de segurança com foco em melhoria contínua, onde os eventos sejam minuciosamente investigados para identificar os fatores causais e as causas-raízes e as lições aprendidas devem ser compartilhadas e implementadas em todo o setor.

O desastre do Piper Alpha, ocorrido em 1988, foi um dos acidentes offshore mais devastadores da história da indústria de petróleo e gás. A explosão seguida de incêndio na plataforma localizada no Mar do Norte, resultou na perda de 167 vidas e na destruição completa da unidade (VINNEM J. E., 1999). O evento de topo do acidente foi a perda de contenção primária de condensado devido à sobrepressão de um flange cego temporário, logo após uma bomba em manutenção ser iniciada por engano. Além disso, a plataforma foi originalmente projetada para produzir e exportar apenas petróleo, mas foi modificada para permitir que também houvesse produção e exportação de gás (ICHEME, 2020).

O desastre do Piper Alpha gerou diversas lições que toda a indústria precisou aprender e aplicar para evitar acidentes com a mesma escala e magnitude. Um dos ensinamentos mais enfáticos foi a necessidade de plataformas de produção possuírem sistemas de detecção de incêndio e gás, proteção contra explosão e sistemas de proteção contra incêndio, visto que a ausência desses sistemas foi identificada como um dos fatores causais do acidente (ICHEME, 2020). Além disso, a resposta à emergência também foi uma das lições aprendidas pelo

acidente, uma vez que deixou um impacto direto no número de vítimas. De acordo com Cullen (1990), responsável pela investigação do Piper Alpha, a maioria das pessoas a bordo que sobreviveu à primeira explosão se reuniu no alojamento e não recebeu mais instruções sobre a evacuação, limitando-se a esperar. Além disso, treinamentos de emergência ineficientes criaram a expectativa de que a evacuação seria feita por helicópteros, o que não era viável devido ao fogo e à grande quantidade de fumaça ao redor da plataforma (VINNEM J. E., 1999).

Embora tenham ocorrido em locais e épocas distintas, o acidente na plataforma Piper Alpha e o do FPSO Cidade de São Mateus têm semelhanças em alguns aspectos. Ambos tiveram início com um vazamento de condensado em um flange. No entanto, a explosão no FPSO, ocorrida 17 anos depois do acidente no Mar do Norte, teve proporções menores, embora tenha sido trágica e com graves consequências, como já foi explicado. Isso indica que a segurança dos processos evoluiu ao longo dos anos, com diversos aprendizados incorporados, possibilitando a diminuição da magnitude dos eventos após Piper Alpha. Ainda assim, a explosão no FPSO CDSM, em 2015, foi o mais grave acidente petrolífero offshore em águas brasileiras desde o acidente da P-36 em 2001, onde a plataforma afundou após uma série de explosões causadas por erros de projetos, manutenção e operação (ANP, 2001).

Como exemplo de lição não aprendida, tem-se a gestão de mudança de pessoas ineficiente na refinaria da BP no Texas, Estados Unidos, onde ocorreu uma explosão seguida de incêndio em 2005. A investigação revelou que alguns dos operadores estavam trabalhando em turnos de 12 horas por 30 dias consecutivos ou mais, desta forma, entendeu-se que a fadiga comprometeu as habilidades dos trabalhadores de julgamento e resolução de problemas. O acidente ocorreu quando uma torre de destilação superaqueceu e liberou hidrocarbonetos na forma de vapor e líquido que, em contato com uma fonte de ignição, explodiu e criou uma onda de choque, danificando as instalações próximas, equipamentos e provocou a morte de 15 pessoas e feriu mais de 180 (CSB, 2005).

Dentre os fatores que contribuíram para o acidente, destacam-se problemas de comunicação, treinamento inadequado, falta de manutenção preventiva, falhas de equipamentos e uma cultura corporativa que colocava mais ênfase na redução de custos do que na segurança. Com o evento, uma série de mudanças na regulamentação de segurança nos Estados Unidos e em todo o mundo foram implementadas (CSB, 2005). Entretanto, foram observados cenários similares no FPSO CDSM, como a ausência de um supervisor, funcionários sobrecarregados e sem os treinamentos necessários. Assim, a gestão ineficiente de mudanças de pessoas, identificada no acidente da refinaria da BP, não foi considerada uma lição aprendida para o acidente ocorrido no FPSO CDSM.

5.5.2 Lições aprendidas no acidente no FPSO CDSM relacionadas à Gestão de Mudanças

Segundo Trevor Kletz (2013), os acidentes não acontecem por falta de conhecimento, mas sim por não se usar o conhecimento que já existe. Sendo assim, após o acidente no FPSO CDSM, que revelou uma série de erros recorrentes, a ANP criou um conjunto de recomendações que toda a indústria brasileira de óleo e gás deve discutir e implementar para melhorar a segurança das plataformas offshore e evitar a ocorrência de acidentes semelhantes. As 61 recomendações, que abrangem principalmente melhorias relacionadas aos sete fatores causais e suas respectivas causas-raízes do acidente do FPSO CDSM, podem ser encontradas no final do relatório de investigação da ANP (2015) sobre o acidente. As sugestões discutidas vão desde a gestão de processos até a construção de projetos de unidades mais seguras (ANP, 2015).

Dentre as recomendações listadas de R1 a R61 pela ANP em 2015, as relacionadas com a causa raiz de um gerenciamento de mudanças não realizado são apresentadas na Tabela 5.

Fator Causal	Recomendação relacionada à Gestão de Mudanças
Estocagem inadequada de condensado	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.
Degradação do sistema de armazenamento do FPSO CDSM	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.
Degradação da equipe de marinha do FPSO CDSM	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
Perda de contenção primária no flange	R09: Criar mecanismos para a atualização dos sistemas de controle de documentação técnica, incluindo procedimentos, desenhos e fluxogramas dentre outros, de forma que as informações de equipamentos e processos sejam fidedignas à condição atual em campo, mesmo durante mudanças.
	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.

Tabela 5 - Recomendações relacionadas à Gestão de Mudança definidas pela ANP.

Fonte: Elaboração própria adaptada de ANP (2015)

Portanto, o acidente da explosão da casa de bombas do FPSO Cidade de São Mateus resultou em em diversas lições aprendidas significativas que moldam as práticas de segurança de processos em instalações offshore atualmente. Essas lições enfatizam a importância da cultura de segurança, avaliação e gerenciamento de riscos, conhecimento e competência do processo, integridade mecânica, gerenciamento de mudanças, preparação para emergências e aprendizado com incidentes. Ao internalizar essas lições, as organizações podem minimizar o risco de incidentes de segurança de processo e proteger seus funcionários, o meio ambiente, as instalações e a reputação da empresa.

6 CONCLUSÃO

Conforme pôde ser analisado ao longo do estudo de caso, o vazamento de condensado que resultou na explosão na casa de bombas do FPSO Cidade de São Mateus é um claro exemplo da natureza pluridisciplinar da segurança de processos. Vários fatores contribuíram para o acidente, incluindo análise de perigos e riscos ineficiente, erros na comunicação entre as equipes, na manutenção, no planejamento e na cultura de segurança de processos.

Outro elemento de grande relevância e colaborador para o desastre foi a Gestão de Mudança, uma vez que sua ausência foi considerada como uma das causas-raízes de mais da metade dos fatores causais encontrados para o acidente durante a investigação (ANP, 2015). Assim, o objetivo do trabalho foi compreender a importância do Gerenciamento de Mudança na prevenção de acidentes, sobretudo em plataformas *offshore*, avaliando principalmente o desastre do FPSO Cidade de São Mateus.

É importante ressaltar que a implementação de um sistema eficaz de gestão de mudanças é fundamental em todos os setores, especialmente aqueles que operam em ambientes perigosos ou de alto risco. Uma gestão de mudanças eficaz envolve a identificação, avaliação e mitigação dos riscos associados às mudanças propostas, bem como a comunicação clara e aberta com todas as partes interessadas envolvidas (CCPS, 2008). Ademais, é fundamental ter um processo robusto de revisão e aprovação das mudanças, bem como um monitoramento contínuo para garantir que as mudanças sejam implementadas corretamente e os riscos sejam gerenciados de forma adequada (ABS, 2013).

Segundo o relatório de investigação da ANP (2015), a falha na gestão de mudanças em diversas partes do processo resultou na estocagem inadequada de condensado, degradação do sistema de transferência de carga e da equipe de bordo, ocasionando a perda de contenção primária, que levou ao acidente. Pode-se concluir que uma gestão de mudanças eficiente teria sido crucial para evitar o acidente. Se os processos de gerenciamento de mudanças tivessem sido implementados e seguidos corretamente, as perdas humanas e materiais poderiam ter sido significativamente reduzidas.

Como o FPSO CDSM não produzia óleo e armazenava condensado puro, diferente do indicado nos documentos de projeto, era necessária uma reavaliação dos impactos nos sistemas devido à mudança na premissa original. No entanto, não foi possível comprovar a revisão dos documentos de segurança da unidade, uma vez que havia apenas uma versão do *Safety Case* emitida na fase de projeto e que ainda estava em vigor na data do acidente. Se uma revisão

tivesse sido realizada, seria possível identificar e avaliar as mudanças operacionais, o que poderia ter prevenido o acidente ocorrido anos depois.

Após o acidente, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) emitiu uma série de recomendações obrigatórias para a empresa responsável pelo FPSO Cidade de São Mateus, bem como para as demais empresas que operam plataformas de petróleo e gás no país. Como foi apresentado no capítulo anterior, essas recomendações têm como objetivo aumentar a segurança das operações e prevenir novos acidentes. Além disso, a aprendizagem com eventos passados e o fortalecimento da cultura de segurança também são essenciais para a prevenção de futuros acidentes. A criação de uma cultura de segurança de processos é de extrema importância na indústria (CCPS, 2007), uma vez que contribui significativamente para a redução da quantidade e magnitude de acidentes ao longo dos anos.

Em resumo, através deste estudo, foi possível observar que a implementação de práticas efetivas de Gestão de Mudança (MOC) pode minimizar a ocorrência de eventos indesejados, garantindo a proteção dos trabalhadores, do meio ambiente e dos ativos da empresa. As recomendações emitidas pela ANP também destacam a importância da MOC para garantir a segurança operacional e a integridade dos equipamentos. É crucial que as empresas adotem uma abordagem estruturada e documentada para gerenciar mudanças em seus processos e sistemas, com a participação ativa de todas as partes interessadas e a avaliação cuidadosa dos riscos associados. Somente assim poderão minimizar os riscos e garantir a continuidade segura das operações. Como diz o ditado, “Se você acha que a prevenção de acidentes é cara, experimente um acidente”.

7 REFERÊNCIAS

ABEQ. **A indústria química e o seu desenvolvimento no âmbito da engenharia**. REVISTA BRASILEIRA DE ENGENHARIA QUÍMICA, Vol. 30, 2014.

AICHe/CCPS. **Guidelines for Risk Based Process Safety** | AICHe. [s.l.] Center for Chemical Process Safety, 2007.

ALMEIDA, A. G. **Identificação de indicadores globais para o monitoramento da segurança de processos de plataformas de produção de petróleo e gás natural: Estudo de Caso da Indústria Brasileira**. Dissertação de pós-graduação em Engenharia Química da Universidade do Estado do Rio de Janeiro como requisito para obtenção do título de Mestre em Engenharia Química, Brasil, 2013.

AMERICAN BUREAU OF SHIPPING (ABS), **Guidance Notes on Management of Change for the Marine and Offshore Industries**, 2013.

ANP. **ANP prorroga consulta pública sobre regime de segurança operacional em E&P**, 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/canais_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/anp-prorroga-consulta-publica-sobre-regime-de-seguranca-operacional-em-e-p>. Acesso em: 28 mar. 2023.

ANP. **Relatório de investigação do incidente de explosão ocorrido em 11/02/2015 no FPSO Cidade de São Mateus**. Rio de Janeiro, 2015.

ANP. **Resolução ANP nº43/2007 - Regulamento técnico do sistema de gerenciamento da segurança operacional das instalações marítimas de perfuração e produção de petróleo e gás natural, Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**, 2007.

BARBOSA, J. **Ferramenta de Gestão de Risco – Bowtie**, 2018. Disponível em: <<https://consultoriaengenharia.com.br/confiabilidade-e-risco/ferramenta-de-gestao-de-risco-bowtie/>>. Acesso em: 22 abr. 2023.

BOOTH, K. **Critical Security Studies and World Politics**. Boulder: Lynne Rienner Publishers, 2005.

BP, **Deepwater Horizon, Accident Investigation Report**, 2010.

BROADRIBB, M. P. **And now for something completely different.** *Process Safety Progress*, 37(1), 25–30. doi:10.1002/prs.11943. 2017.

CASTILHO, D. L. *et al.* **Sistema de Gestão de Segurança em laboratórios de Ensino e Pesquisa: Uma visão inicial.** *Brazilian Journal of Development*, Curitiba, v. 6, n.12, p. 94638-94658, dec. 2020.

CCPS,C. F.C. P.S. **Introduction to Process Safety for Undergraduates and Engineers.** Hoboken, New Jersey: John Wiley Sons, Inc., 2016. ISBN 978-1-118-94950-4.

CCPS. **Guidelines for Risk Based Process Safety: A summary of risk based process safety (RBPS) management approach as detailed in Guidelines for Risk Based Process Safety.** 2014.

CCPS. **Guidelines for the Management of Change for Process Safety.** John Wiley & Sons, 2008.

CCPS. **Guidelines for Implementing Process Safety Management Systems.** American Institute for Chemical Engineers. New York: Wiley, 1994

CHINAQUI, E. F. **Análise e gerenciamento de riscos de processo na indústria química.** 2012. 91 f. Monografia - Escola de Engenharia de Lorena – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012.

COLASSO, C. G. **Acidentes químicos e nucleares e a percepção de risco.** *RevInter Revista Intertox de Toxicologia, Risco Ambiental e Sociedade*, v. 4, n. 2, p. 125-143, jun. 2011.

CROWL, D. A; LOUVAR, J. F. **Chemical process safety: fundamentals with applications -** 2nd ed. 2002 by Prentice Hall PTR

CULLEN, W. D. **The Public Inquiry into the Piper Alpha Disaster.** HMSO (1990)

DESJARDINS, J. Site Visual Capitalist, 2017. **Chart: The Evolution of Standard Oil.** Disponível em: <https://www.visualcapitalist.com/chart-evolution-standard-oil/>. Acesso em: 03 Dez. 2022.

DIAS, J. L. M.; QUAGLINO, M. A.; **A questão do petróleo no Brasil: uma história da PETROBRAS.** Rio de Janeiro: CPDOC: PETROBRAS, 1993. 211p.

EPE. **Balço Energético Nacional 2021: Ano base 2020** / Empresa de Pesquisa Energética. – Rio de Janeiro: EPE, 2021.

FARIAS, N. S. **Influência da Discretização de Espectros de Onda na Resposta de Movimento de Plataformas Flutuantes Offshore**. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2017.

FERNANDES, R. L. **Gestão de segurança de processos baseado em risco: implementação de um modelo de gestão de mudança em uma empresa operadora de campo de petróleo** / Rayan Lima Fernandes. - 2021. 57 f.: il.

FIGUEIREDO, M. G.; ALVAREZ, D.; ADAMS, R. N. **O Acidente Da Plataforma De Petróleo P-36 Revisitado 15 Anos Depois: Da Gestão De Situações Incidentais E Acidentais Aos Fatores Organizacionais**. *Cadernos de Saúde Pública*, v. 34, p. e00034617, 2018. ISSN 0102-311X.

GARCIA, S. Q. **Petróleo: Visão Geral e Aspectos Fundamentais nas Relações Internacionais**. *Revista Política Hoje* - 1a Edição - Volume 23 - p. 129-147. 2013

GRANGEIA, C. S. **Falhas No Sistema De Gestão De Segurança De Processos: Estudo De Caso De Acidente Em Planta De Produção De Inseticida**/ Camila da Silva Grangeia - Rio de Janeiro: UFRJ/EQ, 2020.

HAILWOOD, M.; DRAEGER, D.; WOOD, M. **Assessment of Safety Management Systems of Major Hazard Sites**. *Key Points and Conclusions*, 2014.

HEALTH AND SAFETY EXECUTIVE (HSE UK), **Union Carbide India Ltd, Bhopal, India**. 3rd December 1984, [s.d.]. Disponível em: <<https://www.hse.gov.uk/comah/sragtech/caseuncarbide84.htm>>. Acesso em: 18 de Jan. 2023.

IBP. Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis. **Panorama da Indústria de O&G**. Rio de Janeiro: IBP, 2020.

JURBERG, R. F. **A Evolução Da Indústria Petrolífera Mundial E Os Impactos No Comércio Internacional De Petróleo Do Século Xxi Após O Início Da Exploração De Fontes Não Convencionais Pelos Estados Unidos**. Rio de Janeiro: UFRJ, 2016.

KELLY, B. D. **Management of change-enabler or inhibitor?**. *Process Safety Progress*, 32(2), 140–141. 2013

KLEIN, J.A. (2009), **Two centuries of process safety at DuPont**. Proc. Safety Prog., 28: 114-122. <https://doi.org/10.1002/prs.10309>

LAMANERES, C. O. **Análise Comparativa Do Desenvolvimento Estratégico Das Empresas Petrolíferas Estatais E Privadas No Século XXI** / Clara Oliveira Lamaneres ; Albino Lopes D' Almeida, orientador. Niterói, 2020.

LAY, J. P. E.; LONG, L. A.; MARSHALL, M. **Preliminary findings on OSHA's refinery NEP**. Process Safety Progress, [S.l.], v. 29, no. 2, p. 108-112, 2012.

Liu, J., Guo, L., Wang, T., & Ji, J. (2017). **Risk assessment of oil and gas pipeline construction project based on a fuzzy comprehensive evaluation method**. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 38, 334-340.

MARINHA DO BRASIL. **Relatório de investigação de segurança de acidente marítimo: FPSO Cidade de São Mateus**. Espírito Santo, 2015.

MORAIS, J. M. de. **Petróleo em águas profundas : uma história tecnológica da Petrobras na exploração e produção offshore** / José Mauro de Moraes. – Brasília : Ipea : Petrobras, 2013.

MUNIZ, M. V. P. **Análise crítica da contribuição da técnica lopa na gestão de segurança de processo na indústria**. Rio de Janeiro: UFF/Escola de Engenharia, 2016.

NAIR, S. P. **Foundation Fieldbus Analysis for Floating Production Storage and Offloading Projects**, 2019. Disponível em: <https://blog.isa.org/foundation-fieldbus-analysis-floating-production-storage-offloading-projects>. Acesso em: 16 Jan. 2023.

NOGUEIRA, A. M. *et al.* **Panorama Geral de um Sistema de Gestão de Segurança de Processos Baseado no Risco (RBPS) no Contexto da Indústria Química**. Brazilian Journal of Development, Curitiba, v.7, n.8, p.79210-79240. 2021

OPEC, Organization of the Petroleum Exporting Countries. **World Oil Outlook 2045**. 2022

OSHA. **Process Safety Management**. USA – Department of Labor Occupational Safety and Health Administration. OSHA 3132 Publication. 2000.

Pereira, E. R., Santos, M. S. D., & Vasconcelos, L. G. (2021). **Economic analysis of the Brazilian pre-salt fields: a review**. Brazilian Journal of Petroleum and Gas, 15(2), 1-16.

- RIAZI, M. R. **Characterization and properties of petroleum fractions**. 1st ed. 2005.
- RIOS, V. C. **Proposta de road map do método seis sigma integrado à gestão da segurança, meio ambiente e saúde: Uma aplicação na área de E&P da Petrobras**. 2008. 178 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Sistemas de Gestão, Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2008.
- ROCHA, R. M. A. **O histórico da segurança humana e o (des)encontro das agendas de desenvolvimento e segurança**. Revista Carta Internacional, Belo Horizonte, v. 12, n. 3, p. 104-129, 2017.
- SANTOS, C. M. **A indústria do petróleo e energia frente aos novos desafios de se inserir nos modelos da transição energética**. 2022
- SANTOS, P. I. S. R. **Segurança Operacional Na E&P Offshore No Brasil: análise da evolução regulatória promovida pela ANP**. Rio de Janeiro: UFRJ / Escola Politécnica, 2018.
- SCHIAVI, M. T.. **Cenário petrolífero: sua evolução, principais produtores e tecnologias**. Revista Digital de Biblioteconomia e Ciência da Informação, Campinas, SP, v. 13, n. 2, p. 259-278, maio/ago. 2015. ISSN 1678-765X.
- SILVA, M. F. *et al.* **A Utilização Da Plataforma Semissubmersível no Brasil: Um Caminho para o Desenvolvimento Econômico e Social**. SEMPESq - Semana De Pesquisa Da Unit - Alagoas, 2020.
- SLATNICK, S. *et al.* **Bow-ties use for high-consequence marine risks of offshore structures**. Process Safety and Environmental Protection, v. 165, p. 396–407, 1 set. 2022.
- SOUZA, E. J. N. **Uma Revisão Da Literatura Dos Principais Indicadores De Segurança Offshore Com Foco No SGSO Da ANP**. Niterói, 2019.
- SOUZA, R. G.; LIMA, A. P. de; LIMA, G. B. A. **Gestão de desempenho em segurança de processo: estudo de caso em uma empresa de energia. relatórios de pesquisa em engenharia de produção** v.13, n.7, pp. 78-93. 2013
- THOMAS, J. E. **Fundamentos de engenharia de petróleo**. 2 ed., Rio de Janeiro, 2004.

VELTRI, L. R.P. **O acidente de Bhopal – discussão do evento iniciador no contexto da RBPS**, 2020. 83 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Química). Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2020.

VERSONI, J. A. **Segurança De Processos Na Indústria 4.0**. São Carlos – SP: Universidade Federal De São Carlos. 2020.

WONGTSCHOWSKI, P. **Indústria Química: riscos e oportunidades**, 2. ed. São Paulo: Editora Edgar Blucher, 2002.

WYNNE, B. **Unruly technology: practical rules, impractical discourses and public understanding**. *Social Studies of Science*, v. 18, n. 1, p. 147-167, 1988.

ANEXO A – Árvore de Falhas do acidente do FPSO Cidade de São Mateus

