

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
ESCOLA DE QUÍMICA

**Caio Ribeiro da Rocha
Gustavo Ferreira Leite**



**SISTEMA DE GESTÃO DE SEGURANÇA DE PROCESSOS
BASEADA EM RISCO: ESTUDO DE CASO DO ACIDENTE DO
FPSO P-48**

RIO DE JANEIRO
2025

Caio Ribeiro da Rocha
Gustavo Ferreira Leite

**SISTEMA DE GESTÃO DE SEGURANÇA DE PROCESSOS BASEADA EM RISCO:
ESTUDO DE CASO DO ACIDENTE DO FPSO P-48**

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
2025

Rocha, Caio Ribeiro da
SISTEMA DE GESTÃO DE SEGURANÇA DE PROCESSOS
BASEADA EM RISCO: ESTUDO DE CASO DO ACIDENTE DO
FPSOP-48/CaioRibeirodaRocha.--Riode
Janeiro, 2025.
107 f.

Orientador: Carlos André Vaz Junior.
Trabalhodeconclusãodecurso(graduação)-
UniversidadeFederaldoRiodeJaneiro,Escolade
Química, Bacharel em Engenharia Química, 2025.

1. Segurança de Processos. 2. FPSOP-48. 3. Risk Based
Process Safety. I. Junior, Carlos André Vaz, orient.
II. Título.

Caio Ribeiro da Rocha

Gustavo Ferreira Leite

**SISTEMA DE GESTÃO DE SEGURANÇA DE PROCESSOS BASEADA EM RISCO:
ESTUDO DE CASO DO ACIDENTE DO FPSO P-48**

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.

Aprovado em 25 de fevereiro de 2025.

Documento assinado digitalmente
gov.br CARLOS ANDRE VAZ JUNIOR
Data: 25/02/2025 12:32:08-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Carlos Andre Vaz Junior , D.Sc., UFRJ (Orientador)

Documento assinado digitalmente
gov.br LUIZ FERNANDO LOPES RODRIGUES SILVA
Data: 25/02/2025 17:43:28-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Luiz Fernando Lopes Rodrigues Silva, D.Sc., UFRJ (Avaliador)



Maíra Medeiros Moraes, Engenheira, TOTAL (Avaliadora)

Rio de Janeiro

2025

A todos aqueles que perderam suas vidas em acidentes industriais.

AGRADECIMENTOS – CAIO RIBEIRO ROCHA

Antes de tudo, queria agradecer aos meus pais, Claudio e Lucimar que nunca deixaram de me apoiar ou acreditar em mim independente da circunstância. Sempre trabalharam de maneira que minha vida pudesse ser muito mais fácil e confortável, mesmo nos momentos em que passaram por dificuldades, nunca deixaram que as mesmas me atingissem. Sou grato pelo grande investimento que fizeram em mim e por acreditar na minha pessoa, espero um dia conseguir ser para alguém o que vocês são para mim.

Gostaria de agradecer ao nosso orientador, Carlos André, que durante toda a caminhada, tanto na faculdade quanto no TCC, sempre nos prestou todo suporte e apoio necessário. Conversar técnicas e enriquecedoras, foram essenciais para nosso desenvolvimento como engenheiros e pessoas.

Agradecer também ao meu irmão, Iago, que durante toda nossa caminhada nesses anos de UFRJ sempre esteve ao meu lado para apoio, seja com conversas mais técnicas, assuntos mais profundos ou até mesmo momentos de descontração essenciais nessa jornada.

Agradecer ao meu grupo de amigos que está comigo desde o ensino fundamental II (BA Gaming) que foram essenciais durante toda a caminhada. Em momentos mais críticos como durante a pandemia, em momentos de celebração ou em momentos de fragilidade nunca saíram do meu lado e sempre estiveram juntos para prestar apoio. Se cheguei até aqui, saibam que todos tem um papel importante no fim dessa caminhada, e jamais serão esquecidos.

Não podia deixar de agradecer a todos as amizades que formei durante minha caminhada na Escola de Química, tenham sido elas rápidas ou duradouras. Para mim, ter boas companhias ao seu lado torna essa jornada exaustiva muito mais fácil e divertida, com momentos que levarei comigo por toda vida. Agradeço por cada ideia trocada, seja ela mais pessoal ou de vida profissional. Sinto que amadureci e evolui muito como pessoa nessa caminhada e sou eternamente grato a cada um que passou no meu caminho.

Agradeço com muita sinceridade a minha dupla de TCC, Gustavo, que esteve comigo desde o primeiro período da faculdade. Todos esses anos de Escola de Química foram extremamente cansativos, e teriam sido ainda mais caso você não estivesse ao meu lado. Sou profundamente grato por todas as nossas conversas, discussões e companheirismo ao longo desses anos, com certeza foram momentos muito marcantes na minha vida.

Agradeço profundamente a equipe de Projetos da Perenco, da qual faço parte, por toda a troca de ideia, conhecimento e apoio, sobretudo, nessa reta final de TCC. É muito bom poder trabalhar em um local onde eu me sinto acolhido e tenha orgulho de fazer parte.

AGRADECIMENTOS – GUSTAVO FERREIRA LEITE

Primeiramente, agradeço ao meu pai e minha mãe, Dalton e Cintia, por todo amor e apoio incondicionais. Sempre me incentivando e criando um ambiente de carinho, respeito e aprendizado para que eu pudesse crescer. Sou eternamente grato a vocês.

À minha irmã e maior parceira, Luiza, por toda paciência, pelos conselhos, conversas e risadas. Tenho muita sorte de ser seu irmão! E ao meu cunhado, Lucas, pela parceria e cumplicidade ao longo desse tempo. Agradeço aos dois pelos momentos incríveis enquanto moramos juntos – esse período ficará sempre na minha memória com muita felicidade.

À minha tia Silvana, que sempre me apoiou, seja em Niterói ou em São Paulo, e que me incentivou de coração nessa caminhada. Espero um dia poder retribuir todo esse carinho.

Ao meu irmão de outra mãe, Otávio, que acreditou em mim mesmo quando eu duvidava, desde o ensino médio, passando pela UFRJ e agora para a vida. Obrigado pelo apoio nos momentos felizes e difíceis, conselhos, parceria e amizade verdadeira. Pode contar comigo sempre!

Aos amigos que tornaram tudo mais leve – Breno, Risada, Guerra e ao QG –, obrigado por cada momento, cada risada e cada conversa que ajudou a seguir em frente.

Ao meu parceiro de faculdade, Caio, pelo companheirismo desde o primeiro dia na Engenharia Química. Obrigado pelas conversas, risadas, jogatinas e pelas incontáveis noites de estudo.

Aos amigos que fiz na UFRJ – Pedro, Mel e Luiza –, sem vocês, a faculdade não teria a menor graça. Obrigado pelo apoio e por estarem sempre por perto.

A todos que acreditaram em mim e me apoiaram na jornada profissional – Equipe de Projetos da Origem e Time de BD e *Supply* da Enerflex –, meu muito obrigado. Trabalhar com vocês fez toda a diferença e foi um aprendizado enorme. Sou grato pelo conhecimento compartilhado e pela paciência que tiveram comigo no início.

Ao nosso orientador, Carlos André, pela dedicação, flexibilidade e por compartilhar tanto conhecimento conosco. Sua orientação foi fundamental para chegarmos até aqui.

A todos vocês, meu mais sincero agradecimento!

RESUMO

ROCHA, Caio; LEITE, Gustavo. **SISTEMA DE GESTÃO DE SEGURANÇA DE PROCESSOS BASEADA EM RISCO: ESTUDO DE CASO DO ACIDENTE DO FPSO P-48.** Rio de Janeiro, 2025. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Química) - Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2025.

A indústria de petróleo e gás desempenha um papel fundamental na economia global, fornecendo energia e matérias-primas essenciais para diversos setores. No entanto, a crescente complexidade das operações e a pressão por eficiência aumentam os riscos de acidentes industriais, exigindo sistemas de gestão eficazes para garantir a segurança das instalações. Diante desse cenário, este trabalho tem como objetivo apresentar o Sistema de Gestão de Segurança de Processo Baseada em Risco (RBPS) e aplicá-lo ao estudo de caso do acidente ocorrido no FPSO P-48, com base no relatório de investigação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Foi feita uma revisão detalhada do RBPS, além de abordar a evolução das práticas de segurança industrial a partir da análise de grandes desastres, cujas causas e impactos influenciaram a formulação de normas e diretrizes preventivas até a consolidação do RBPS como referência em segurança de processos. A análise do acidente do FPSO P-48 evidencia falhas críticas na Gestão de Mudanças (MOC), na garantia de desempenho e treinamento, na integridade mecânica dos equipamentos e no gerenciamento de riscos operacionais. Ao correlacionar os fatores causais do acidente aos pilares do RBPS, conclui-se que a adoção rigorosa das diretrizes de segurança poderia ter evitado o incidente. O estudo reforça a necessidade de uma abordagem sistêmica na gestão de segurança de processos, com a aplicação integrada do RBPS para minimizar riscos operacionais. Além disso, destaca a importância do aprendizado contínuo com eventos anteriores, demonstrando como boas práticas e lições extraídas de outros desastres podem fortalecer a cultura de segurança e prevenir novos acidentes na indústria *offshore*.

Palavras-chave: Segurança de Processos. FPSO P-48. Risk-Based Process Safety.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Empresas resultantes do desmantelamento da Standard Oil.....	20
Figura 2 - "Cavalo de Pau" utilizado em extrações <i>onshore</i>	25
Figura 3 - Produção anual nacional <i>onshore x offshore</i>	26
Figura 4 - Fluxograma do processamento primário do óleo.....	27
Figura 5 - Separador Trifásico	28
Figura 6 - Fluxograma típico de tratamento de água.....	29
Figura 7 - Conceito de acidente e quase acidente como tipos de incidentes	31
Figura 8 - Fotografia do acidente em Flixborough.....	33
Figura 9 - Diagrama de fluxo simplificado da planta de Flixborough.....	34
Figura 10 - Arranjo do tubo <i>bypass</i> de 20 polegadas e do andaime em Flixborough. .	35
Figura 11 - Sistema do reator em Seveso	37
Figura 12 - Fotografia da planta da ICMESA após o acidente	38
Figura 13 - Fotografia da planta de Bhopal após o acidente	39
Figura 14 - Sistema de prevenção e mitigação de incidentes e acidentes.....	40
Figura 15 - Plataforma Piper Alpha.....	43
Figura 16 - Rede de tubulação de óleo e gás em torno da plataforma Pipe Alpha.....	44
Figura 17 - Planta do deck principal de produção da Piper Alpha	45
Figura 18 – Esquemático das bombas e PSVs.....	46
Figura 19 - Destroços do módulo A da plataforma Piper Alpha.	47
Figura 20 - Incêndio na plataforma Deepwater Horizon	48
Figura 21 - Plataforma P-36 inclinada antes do afundamento.....	51
Figura 22 - Fluxograma de processo dos TDE	52
Figura 23 - Ilustração da coluna de popa boreste	53
Figura 24 - Elementos da segurança de processo baseada em risco	58
Figura 25 - FPSO P-48	81
Figura 26 - Localização da P-48	82
Figura 27 - Configuração do sistema de drenagem fechada da P-48 (Maquete 3D)....	84
Figura 28 – Esquema do sistema de drenagem fechada da P-48	85
Figura 29 - Esquema do sistema de drenagem fechada da P-48 no dia do acidente	87
Figura 30 - Extensão da linha 6"-P-B10-0827.....	88
Figura 31 - Árvore de falhas do incêndio significante na P-48	91
Figura 32 - Vazões de <i>slop</i> considerado no estudo.....	93
Figura 33 - Ação corretiva referente ao estudo realizado	94

Figura 34 - Premissas de ambas as bombas de <i>slop</i> operacionais no dia do acidente ..	95
Figura 35 - Recomendação do HAZOP para avaliação da retirada do <i>spool</i>	96
Figura 36 - Item 2.3 do histórico de inspeção da linha 6"-P-B10H-0827	99
Figura 37 - Trecho do manual de operação em caso de nível alto nos vasos de <i>slop</i> .	101

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Principais regulamentações e programas de segurança de processos em diferentes regiões.....	56
--	----

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Relação entre frequência e consequência na segurança de processos e ocupacional	32
---	----

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AAF	Análise de Árvore de Falhas
ABS	<i>American Bureau of Shipping</i>
AIChE	<i>American Institute of Chemical Engineers</i>
ALARP	<i>As Low as Reasonably Practicable</i>
ANAC	Agência Nacional de Aviação Civil
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
API RP	<i>Recommended Practice da American Petroleum Institute</i>
APR	Análise Preliminar de Riscos
AQR	Avaliação Quantitativa de Risco
BOP	<i>Blowout Preventer</i>
BP	<i>British Petroleum</i>
BSR	<i>Blind Shear Ram</i>
BSW	<i>Basic Sediment and Water</i>
BSEE	<i>Bureau of Safety and Environmental Enforcement</i>
BOEMRE	<i>Bureau of Ocean Energy Management Regulation and Enforcement</i>
CCPA	<i>Canadian Chemical Producers' Association</i>
CCPS	<i>Center for Chemical Process Safety</i>
CETESB	Companhia Ambiental do Estado de São Paulo
CIMAH	<i>Control of Industrial Major Accident Hazards</i>
CNP	Conselho Nacional de Petróleo
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COMAH	<i>Control of Major Accident Hazards</i>
CSB	<i>Chemical Safety Board</i>
DPC	Diretoria de Portos e Costas
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPIs	Equipamentos de Proteção Individual
ESD	<i>Emergency Shut Down</i>
FPSOs	<i>Floating Production Storage and Offloading</i>
GHS	Sistema Globalmente Harmonizado
HAZOP	<i>Hazard and Operability Study</i>
HIRA	<i>Hazard Identification and Risk Analysis</i>
HSE	<i>Health and Safety Executive</i>
IBP	Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás

ICMESA	<i>Industria Chimica Meda Società Azionaria</i>
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IOGP	<i>International Association of Oil & Gas Producers</i>
LTI	<i>Lost Time Injury</i>
LOPA	<i>Layers of Protection Analysis</i>
kg	Quilograma
MIC	<i>Methyl Isocyanate</i>
MI	<i>Mechanical Integrity</i>
MOC	<i>Management of Change</i>
MTC	<i>Medical Treatment Case</i>
NOHSC	<i>National Occupational Health and Safety Commission</i>
NRs	Normas Regulamentadoras
OACI	Organização da Aviação Civil Internacional
ONU	Organização das Nações Unidas
OSHA	<i>Occupational Safety and Health Administration</i>
PFD	Probabilidade de Falha na Demanda
PHA	Análise de Perigos de Processos
PHM	<i>Process Hazards Management</i>
PI	Procedimentos Operacionais
PRE	Plano de Resposta à Emergência
PSI	<i>Process Safety Information</i>
PSM	<i>Process Safety Management</i>
PSV	Válvulas de alívio de pressão
PT	Permissão de Trabalho
RBPS	<i>Risk-Based Process Safety</i>
RCM	<i>ReliabilityCentred Maintenance</i>
RBI	<i>Risk-Based Inspection</i>
SGB	Serviço Geológico do Brasil
SGS	Sistema de Gerenciamento de Segurança
SISO	Sistema Integrado de Segurança Operacional
SSMA	Saúde, Segurança e Meio Ambiente
TCP	<i>Trichlorophenol</i>
TCDD	Tetraclorodibenzo-p-dioxina
TDE	Tanque de Drenagem de Emergência
TEG	Trietilenoglicol

TNT	Trinitrotolueno
TOG	Teor de Óleo e Graxa
UCC	<i>Union Carbide Corporation</i>
UCIL	<i>Union Carbide India Limited</i>
UK	<i>United Kingdom</i>
UMS	Unidade de Manutenção e Segurança
UNDP	<i>United Nations Development Programme</i>

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	17
2 INDÚSTRIA DO ÓLEO E GÁS	19
2.1 HISTÓRICO GLOBAL.....	19
2.2 HISTÓRICO BRASILEIRO	20
2.3 EXPLORAÇÃO DO PETRÓLEO	23
2.4 PRINCIPAIS SISTEMAS DE UMA INSTALAÇÃO <i>OFFSHORE</i>	27
3 DEFINIÇÃO DE CONCEITOS.....	30
3.1 RISCO E PERIGO	30
3.2 INCIDENTE, ACIDENTE E QUASE ACIDENTE	30
3.3 SEGURANÇA DE PROCESSOS	31
4 A SEGURANÇA DE PROCESSOS ATRAVÉS DOS ACIDENTES.....	33
4.1 FLIXBOROUGH	33
4.2 SEVESO	36
4.3 BHOPAL	39
4.4 PIPER ALPHA	42
4.5 DEEPWATER HORIZON	48
4.6 PLATAFORMA P-36	50
5 GERENCIAMENTO DE SEGURANÇA DE PROCESSOS BASEADO EM RISCOS	55
5.1 PRIMEIRO PILAR - COMPROMETIMENTO À SEGURANÇA DE PROCESSOS	58
5.1.1 Cultura de Segurança de Processos	59
5.1.2 Conformidade com Padrões e Normas	60
5.1.3 Competência em segurança de processos	61
5.1.4 Participação da força de trabalho.....	61
5.1.5 Abrangência às partes interessadas	62
5.2 SEGUNDO PILAR - NOÇÃO DOS PERIGOS E RISCOS.....	63
5.2.1 Gestão do Conhecimento do Processo	64
5.2.2 Identificação dos Perigos e Análise de Riscos	65
5.3 GESTÃO DE RISCO	67
5.3.1 Procedimentos Operacionais	68
5.3.2 Práticas de Trabalho Seguro	69
5.3.3 Integridade de ativos e confiabilidade	70
5.3.4 Gestão de Prestadores de Serviço ou Terceirizados.....	71

5.3.5 Garantia de Desempenho e Treinamento.....	72
5.3.6 Gestão de Mudança (MOC).....	73
5.3.7 Prontidão Operacional.....	74
5.3.8 Condução Das Operações	75
5.3.9 Gestão de Emergência	75
5.4 APRENDER COM A EXPERIÊNCIA.....	76
5.4.1 Investigação de Acidentes	77
5.4.2 Auditoria	78
5.4.3 Métricas e Indicadores	79
5.4.4 Melhoria Contínua	80
6 ESTUDO DE CASO	81
6.1 FPSO P-48	81
6.2 O SISTEMA DE DRENAGEM (SISTEMA ENVOLVIDO NO ACIDENTE)	83
6.3 O ACIDENTE	86
6.4 ÁRVORE DE FALHAS DO ACIDENTE	90
6.4.1 Fator Causal 1 - Nível muito alto (HH) de líquido no vaso de <i>slop</i> A.....	92
6.4.1.1 Causa Intermediária 1 - Indisponibilidade do vaso de <i>slop</i> B	92
6.4.1.2 Causa intermediária 2 - Menor capacidade do sistema de bombeio.....	94
6.4.2 Fator Causal 2 - Manobra do vaso de <i>slop</i> aos tanques de carga.....	95
6.4.2.1 Causa Intermediária 1 - Adotada solução alternativa à retirado do <i>spool</i> (HAZOP) ...	96
6.4.3 Fator causal 3 - Perda de Contenção do líquido proa-popa	97
6.4.3.1 Causa intermediária 1 - Modificação no enchimento do suporte em contato com a tubulação.....	98
6.4.3.2 Causa intermediária 2 - Dificuldade para inspeção da linha na região do suporte.....	99
6.5 FALHAS NO SISTEMA RBPS NO ACIDENTE DO FPSO P-48	100
7 CONCLUSÃO.....	104
8 REFERÊNCIAS	106

1 INTRODUÇÃO

O petróleo desempenha um papel central na economia global, sendo a principal fonte de energia para diversos setores, incluindo transporte, indústria e geração de eletricidade. Sua versatilidade e alta densidade energética tornam-no insubstituível em muitas aplicações, sustentando o desenvolvimento econômico e tecnológico das nações. Mesmo com a grande tendência de desenvolvimento de energias alternativas e renováveis, o atual domínio das tecnologias e a escala de geração das energias renováveis ainda não são suficientes para suprir totalmente a demanda (MARTINS, 2014).

No entanto, a exploração e o uso do petróleo não estão isentos de riscos. Ao longo das décadas, diversos acidentes significativos ocorreram, resultando em impactos ambientais devastadores e perdas humanas consideráveis. Dentre os acidentes mais famosos e relevantes para o avanço da segurança de processo temos os desastres de Flixborough em 1974, Seveso em 1976 e Bhopal em 1984. Todos esses desastres foram de grande proporção e evidenciaram a necessidade de criação de um sistema que minimiza os riscos inerentes à indústria química (ASSUNÇÃO, 2021).

Diante desse cenário, em 1985, o *American Institute of Chemical Engineers* (AIChE) criou o *Center for Chemical Process Safety* (CCPS), um grupo de trabalho voltado para o desenvolvimento e aprimoramento do conhecimento em segurança de processos. O principal objetivo dessa iniciativa foi prevenir novos desastres industriais por meio da disseminação de boas práticas e diretrizes de segurança. Como um de seus principais marcos, o CCPS publicou o *Risk Based Process Safety* (RBPS), um manual que apresenta diretrizes para a implementação de práticas voltadas à segurança em processos industriais.

Mesmo após a publicação do RBPS, a indústria química, sobretudo no ambiente *offshore*, ainda testemunhou desastres de grandes proporções, dos quais se destacam a explosão ocorrida na plataforma Piper Alpha, em 1988, no mar do norte e o *blowout* da sonda Deepwater Horizon, em 2010, no Golfo do México.

No evento ocorrido na Piper Alpha o RBPS ainda não era muito conhecido e utilizado na indústria. Já para o *blowout*, em 2010, as práticas já eram amplamente difundidas e utilizadas, podendo ser notada uma grande diferença na natureza dos desvios observados quando comparados ao primeiro acidente.

Dentro desse contexto, o presente trabalho tem como objetivo apresentar as falhas de um acidente, incêndio de grandes proporções no FPSO P-48, ocorrido na Bacia de Campos em 2016, sob a perspectiva dos elementos do RBPS. Além disso, no capítulo seguinte, será feita

uma contextualização da história do petróleo desde seu início até os dias atuais, tanto no mundo quanto no Brasil. O terceiro capítulo abordará as definições dos conceitos essenciais para compreensão aprofundado nas metodologias e abordagens que serão feitas. O quarto capítulo trará uma visão geral dos acidentes anteriormente mencionados na introdução. O quinto capítulo evidenciará os princípios do Gerenciamento de Segurança de Processos de maneira detalhada, abordando todos os elementos do RBPS.

Por fim, o sexto capítulo se concentrará no estudo de caso do acidente do FPSO P-48, no contexto do RBPS. Serão analisados os fatores causais relacionados à falha na gestão de mudança, e como o não gerenciamento dessas mudanças pode impactar as operações, vindo a causar acidentes, sendo finalizado com as conclusões finais.

2 INDÚSTRIA DO ÓLEO E GÁS

2.1 HISTÓRICO GLOBAL

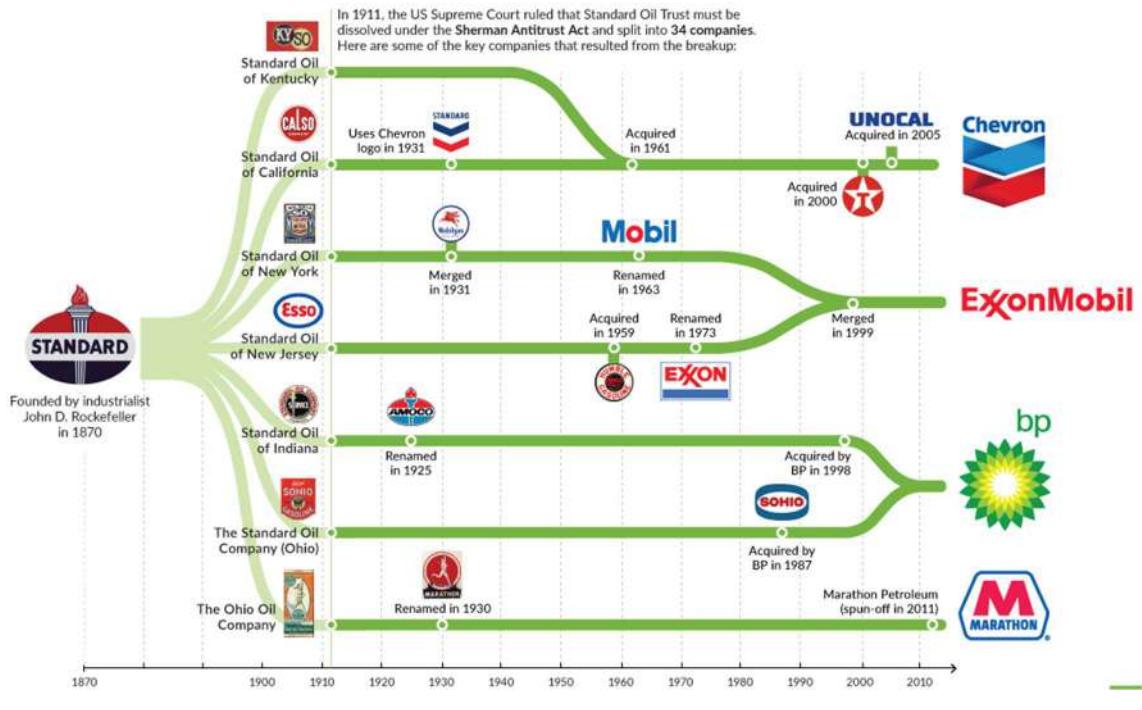
Os primeiros usos do petróleo pela humanidade foram datados milhares de anos atrás. Existem registros de povos da Mesopotâmia, do Egito, da Pérsia e da Judéia utilizando o betume (forma primitiva do petróleo) para pavimentação de estradas, aquecimento e iluminação de casas (USP, 1999).

No entanto, foi somente em agosto de 1859 que o americano Edwin Drake realizou a primeira perfuração comercialmente viável de um poço de petróleo em Titusville, na Pensilvânia (Lustosa, 2002). No decorrer dos próximos anos foi observado um crescimento notório pela busca desse recurso energético tão importante e, em janeiro de 1870, ocorreu um dos maiores marcos da história na indústria do petróleo: a fundação da empresa Standard Oil Company.

A Standard Oil Company foi fundada por John D. Rockefeller, em Ohio, nos Estados Unidos e, em poucos anos, se tornou a maior empresa de refino e distribuição de petróleo do mundo. De acordo com o livro publicado pela Petrobras, *Petróleo em Águas Profundas*, as estratégias para o crescimento da Standard Oil foram diversas: Aquisição de concorrentes, altas escalas de produção, redução de custos de produção e transporte e investimento em tecnologia para melhora da qualidade de seus derivados. Apenas 20 anos após sua fundação, a Standard Oil possuía 39 refinarias nos EUA, 100.000 empregados, 6.500 km de oleodutos e 20.000 poços explorados em todo mundo, o que representava, aproximadamente, 90% de toda capacidade mundial de perfuração, refino e distribuição, configurando um verdadeiro monopólio (LAMANERES, 2020).

A Standard Oil veria o seu fim no ano de 1911 após uma histórica decisão da suprema corte dos Estados Unidos, considerando um monopólio ilegal sob o Sherman Antitrust Act de 1890. (Yergin, 1991). A companhia se dividiu em 34 empresas independentes, incluindo algumas grandes empresas que ainda atuam nesse mercado, como a Chevron e Exxon-Mobil. A Figura 1 a seguir mostra o desmembramento da companhia. De acordo com Daniel Yergin no livro: *The Prize: Epic Quest for Oil, Money, and Power*, o desmembramento da Standard Oil redefiniu o mercado energético global e impulsionou inovações na indústria petrolífera.

Figura 1 - Empresas resultantes do desmantelamento da Standard Oil



Fonte: Visual Capitalist

2.2 HISTÓRICO BRASILEIRO

Quando se fala de Brasil, os primeiros registros da existência de petróleo no país são datados da época do regime imperial. Foi no ano de 1858, quando Marquês de Olinda concedeu ao empresário José de Barros Pimentel o direito de extrair betume em terrenos situados nas margens do rio Marau, na Bahia, dando-se início a história do petróleo no Brasil (PETROBRAS, 2013). No ano de 1897 foi realizada a primeira perfuração de poço no país, no município de Bofete, São Paulo. A perfuração atingiu uma profundidade de, aproximadamente, 488 metros, no entanto, foram retirados apenas 2 barris (CETESB, 2013). Apesar de diversas permissões para a exploração de recursos minerais que poderiam ser utilizados como fonte de energia terem sido outorgadas nos anos seguintes, não havia um grande interesse em explorar petróleo no Brasil naquele momento. De acordo com o livro Petróleo em águas profundas, publicado pela Petrobras em 2013, esse baixo interesse era explicado pelo baixo preço das importações de combustíveis na balança comercial.

Com o final da Primeira Guerra Mundial, em 1919, verificou-se no Brasil um grande risco: a dependência integral de combustíveis fósseis. De acordo com José Mauro, da Petrobras, foi a identificação desse risco que o governo brasileiro decidiu participar diretamente das

atividades de exploração. Para isso, foi criado o Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil (SGMB), que realizou perfurações iniciais nos estados do Paraná, Alagoas e Bahia.

Apesar de ter tido sua importância no início dessas atividades exploratórias, o órgão se manteve muito aquém das necessidades e dimensões do Brasil. O país contava com diversas bacias sedimentares, potencialmente propícias à existência de petróleo, mas ainda pouco estudadas (PETROBRAS, 2013).

Perto da década de 40, com a iminência de uma nova guerra na Europa e o aumento do consumo de energia no país, um grande medo nascia no governo de Getúlio Vargas a respeito da garantia de abastecimento do Brasil com esses combustíveis. Por isso, em 1938, o governo de Getúlio Vargas criou o Conselho Nacional de Petróleo (CNP). Em seu livro, *O petróleo no Brasil - evolução histórica e perspectivas*, José Júlio Senna cita diversas atribuições designadas ao CNP, entre elas destacavam: Autorizar e regular importações e exportações, transporte, distribuição e comércio do petróleo e seus derivados e autorizar a instalação de depósitos e refinarias.

Com a chegada da Segunda Guerra Mundial (1939-1945), o Brasil, apesar dos primeiros passos em busca da sua independência em relação ao mercado de combustíveis, se mostrou muito frágil e não autossuficiente. O setor não obteve grandes avanços nesse período, em parte devido às dificuldades de importação de sondas, máquinas e equipamentos necessários à pesquisa e produção (SENNA, 1978). Apesar disso, no ano de 1939, ocorreu a primeira descoberta de petróleo no Brasil, no poço de número 163, em Lobato, no Recôncavo Baiano (ANP, 2020). A descoberta acabou por incentivar os investimentos nos trabalhos exploratórios em todo o Brasil.

Todo esse contexto fomentava e fazia crescer a pressão popular a favor de uma política de “petróleo nacional” e da criação de uma estatal que fosse responsável pela exploração, produção e refino de petróleo em território nacional. Um dos principais movimentos da época que corroboram com isso era o movimento “O Petróleo é Nosso”, liderado por setores nacionalistas da sociedade. A principal ideia defendida era de que todo o petróleo brasileiro fosse explorado por uma empresa pública, sem interferência de capitais estrangeiros. Esse movimento ganhou muita força na época, pois contava com o apoio dos estudantes, militares e parte da elite intelectual, que enxergava no petróleo uma base fundamental para o desenvolvimento e independência econômica do Brasil no futuro (PETROBRAS, 2013).

Todo esse contexto culminou para a sanção da Lei n.º 2.004 instituindo o monopólio da União na pesquisa e lavra das jazidas de petróleo, na refinação do petróleo nacional e estrangeiro, no transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional e dos derivados e no

transporte por oleodutos e gasodutos (PETROBRAS, 2013). A empresa que seria detentora de todo esse monopólio seria a Petróleo Brasileiro S.A., com a sigla PETROBRAS.

Um dos primeiros marcos importantes alcançados pela Petrobras no contexto de exploração de Petróleo foi a descoberta do campo de Carmópolis, em Sergipe, no ano de 1963, reforçando a visão de que o Brasil poderia se tornar um produtor relevante de petróleo (SENNA, 1978). Já na década de 1970, a exploração *offshore* marcou um avanço decisivo para a Petrobras e para a indústria petrolífera nacional. As descobertas na Bacia de Campos, no litoral do Rio de Janeiro, permitiram ao Brasil integrar o grupo de países que desenvolviam operações em águas profundas. A descoberta do campo de Garoupa, em lâmina d'água de 120 metros, em 1974, consolidou a exploração *offshore* como uma área estratégica para o país (PETROBRAS, 2013).

Durante a década de 1990, um contexto de abertura econômica e de reformas estruturais no Brasil conduziu o governo a implementar uma série de mudanças no setor energético, visando aumentar a competitividade e atrair investimentos estrangeiros. Em 1997, com a promulgação da Lei n.º 9.478, conhecida como a Lei do Petróleo, o monopólio da Petrobras foi encerrado, abrindo o mercado para outras empresas, tanto nacionais quanto internacionais (ANP, 2020).

Essa mudança foi acompanhada pela criação de dois órgãos fundamentais para a regulamentação e planejamento do setor: a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). A ANP foi estabelecida com a missão de regulamentar, fiscalizar e promover a indústria de petróleo, gás e biocombustíveis no Brasil, assegurando o cumprimento das leis e estimulando um ambiente competitivo no setor (ANP, 2020). Já o CNPE, criado para atuar como um órgão de assessoramento do governo, tem o papel de definir políticas e diretrizes para garantir a segurança energética e o desenvolvimento sustentável da matriz energética do país.

Essas alterações na dinâmica de regulação do setor de petróleo e gás no Brasil foram fundamentais para garantir uma maior transparência e estabilidade do mercado brasileiro, sendo possível abrir caminho para o desenvolvimento de novos campos de exploração, o pré-sal. O primeiro campo descoberto no pré-sal brasileiro foi o Campo de Lula, anteriormente conhecido como Tupi, localizado na Bacia de Santos. A descoberta foi anunciada pela Petrobras em 2006, após a perfuração de poços que revelaram reservas de petróleo em profundidades extremas, abaixo de camadas de sal (ANP, 2007). Esta descoberta marcou o início de uma nova era na exploração de petróleo no Brasil, evidenciando o potencial das reservas do pré-sal e atraindo investimentos significativos para o desenvolvimento da infraestrutura necessária para a extração nessas áreas de difícil acesso (Petrobras, 2008).

Desde a descoberta do primeiro campo no pré-sal até o ano de 2019, quando houve a chegada da pandemia por conta da Covid-19, o mundo vinha vendo demandas cada vez mais altas de petróleo, sendo essa demanda interrompida pela Covid-19. Durante a pandemia de COVID-19, o setor de petróleo no Brasil enfrentou grandes desafios devido à drástica queda na demanda e aos impactos nas cadeias de suprimentos globais. De acordo com a ANP, do ano de 2019 para o ano de 2020, houve uma queda de quase 6% no consumo de combustíveis no Brasil.

Além disso, a pandemia acelerou uma transformação no cenário energético global, com foco crescente em fontes renováveis e na transição para uma matriz energética mais sustentável. No Brasil, essa tendência gerou um debate sobre a viabilidade econômica e ambiental das operações no pré-sal em longo prazo (IBP, 2023). Dentro dessa perspectiva, a Petrobras afirma que a produção de petróleo nas próximas décadas se mantém essencial em todos os cenários possíveis previstos pelo Acordo de Paris. Dessa maneira, a Petrobras assume um duplo desafio: repor reservas e produzir petróleo, ao mesmo tempo em que reduz as emissões de gases de efeito estufa e desenvolve produtos mais sustentáveis.

2.3 EXPLORAÇÃO DO PETRÓLEO

De acordo com o Serviço Geológico do Brasil (SGB), o petróleo é um líquido natural, inflamável, oleoso, de cheiro característico e com densidade menor que a da água. É uma mistura complexa de hidrocarboneto, ou seja, de substâncias orgânicas formadas apenas por hidrogênio e carbono. Ele é encontrado em reservatórios subterrâneos e sua composição varia de acordo com as condições geológicas e o local de extração. O petróleo possui características físicas que podem variar entre um líquido leve e volátil até um material viscoso e denso, tornando-o uma das fontes de energia mais versáteis e economicamente significativas no mundo contemporâneo. Esse recurso é amplamente utilizado como matéria-prima para a produção de combustíveis, como gasolina, diesel e querosene, além de derivados para a indústria petroquímica, como plásticos, borrachas e fertilizantes (TISSOT; WELTE, 1984).

A formação do petróleo é um processo natural que ocorre ao longo de milhões de anos, envolvendo a decomposição de matéria orgânica depositada em ambientes aquáticos, como mares e lagos. Essa matéria, composta principalmente por restos de plantas, animais microscópicos e algas, se acumula no fundo desses corpos d'água e é recoberta por sedimentos ao longo do tempo. Os restos de plantas e animais, depois de sedimentados em lamas argilosas, são submetidos a transformações aeróbias e anaeróbias por bactérias. O produto degradado, junto com os restos de bactérias, é mais tarde transformado sob alta pressão e a temperaturas

que não excedem 150 °C (CETESB). A combinação desses fatores geológicos resulta na formação dos depósitos de petróleo explorados atualmente (HUNT, 1996; TISSOT; WELTE, 1984).

Esse recurso energético de extrema importância desempenha um papel central na economia global, sendo a principal fonte de energia para diversos setores, como transporte, indústria e geração de eletricidade. Conforme afirmado por Tissot e Welte: sua importância vai além da energia, pois é a base de inúmeras cadeias produtivas, incluindo a fabricação de produtos químicos, plásticos e até medicamentos. Devido à sua versatilidade, o petróleo é considerado um recurso estratégico, influenciando políticas econômicas e decisões geopolíticas ao redor do mundo (BP, 2023). Além disso, muitos países dependem diretamente de sua exportação para sustentar suas economias, tornando-o um elemento essencial para o desenvolvimento de nações produtoras.

Nas últimas décadas é observado um aumento significativo na demanda por petróleo, sobretudo de países que estão passando pelo seu processo de desenvolvimento, almejando se tornarem potências mundiais e se desenvolverem cada vez mais. De acordo com a IEA, essa crescente demanda é impulsionada por fatores como crescimento populacional, desenvolvimento industrial e expansão de mercados emergentes. Nos últimos anos, iniciativas globais que promovem e valorizam o uso de fontes de energia renováveis têm ganhado cada vez mais força, impulsionando a transição energética de forma significativa. Entretanto, apesar de muitas vezes ser apontado como o vilão da história, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) afirma que mesmo no cenário mais ambicioso em termos de emissões, a presença de combustíveis fósseis aparece até o horizonte de 2050.

De acordo com o Instituto Brasileiro de Petróleo (IBP) a exploração do petróleo pode ser dividida em duas fases: análises e estudo sobre as características do local seguida perfuração de um poço exploratório. Primeiramente são feitos estudos para adquirir dados sísmicos, gravimétricos e geoquímicos do possível reservatório. Após isso, há a perfuração do local, podendo ser confirmada ou não a presença de hidrocarbonetos.

Caso seja confirmada a presença de petróleo, se dará início a fase de desenvolvimento. Essa etapa consiste desde a perfuração dos reservatórios por meio da utilização de brocas rotativas, até a fase de completação dos poços, que consiste nas etapas de conexão do reservatório até a superfície de produção de forma segura. A próxima etapa é a instalação de toda a infraestrutura necessária para extração, processamento e transporte desse petróleo extraído. Os reservatórios podem estar localizados em terra (*Onshore*) ou no mar (*Offshore*) e

a infraestrutura instalada dependerá de qual tipo de campo está sendo explorado (THOMAS, 2004).

No início da exploração *Onshore*, devido à alta pressão no reservatório, o petróleo pode jorrar naturalmente até a superfície sem necessidade de bombeamento. No entanto, conforme a pressão do reservatório diminui, métodos artificiais de extração são empregados, sendo o mais comum o uso do sistema de bombeio mecânico, como o "cavalo de pau", observado na Figura 2. Esse equipamento utiliza movimentos de vai e vem para acionar uma bomba instalada no fundo do poço, permitindo a continuidade da produção. Essa transição de métodos demonstra a importância de tecnologias adaptativas para garantir a viabilidade da extração *onshore* ao longo do tempo (HUNT, 1996; TISSOT; WELTE, 1984).

Figura 2 - "Cavalo de Pau" utilizado em extrações *onshore*



Fonte: Portal ABPG

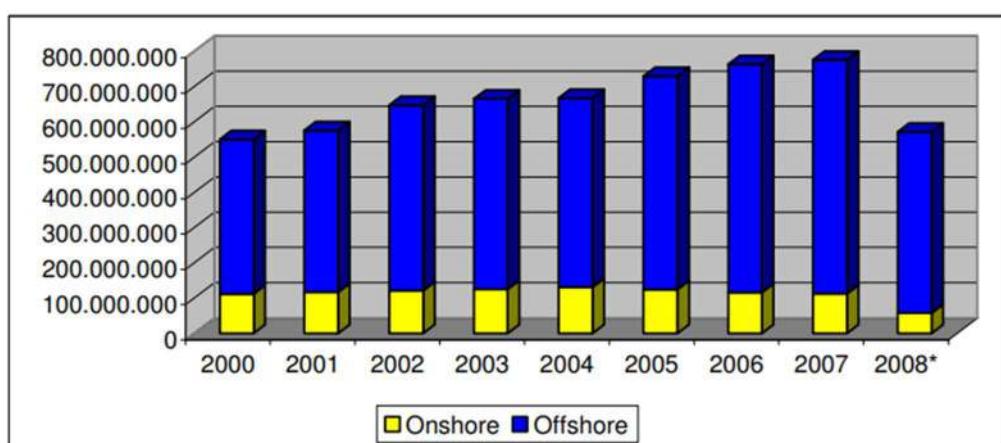
Condições adversas como altas pressões, maior risco à segurança dos trabalhadores, baixas temperaturas, tornando a elevação do óleo mais desafiadora, aumentam os riscos operacionais e a necessidade de equipamentos robustos e resistentes à corrosão. A logística também é um obstáculo significativo. O transporte de pessoal, equipamentos e suprimentos para as plataformas em alto-mar depende de helicópteros e embarcações especializadas, elevando os custos. Paralelamente, há questões ambientais críticas, pois qualquer incidente, como vazamentos de óleo, pode causar danos severos aos ecossistemas marinhos (IEA, 2022; IPIECA, 2020).

O modelo de plataforma utilizado para exploração *Offshore* mudou e se adaptou com o passar do tempo. Na década de 70, quando a Petrobras descobriu os primeiros poços na bacia de Campos em águas rasas variando entre 100 e 200 metros de lâmina d'água, as plataformas fixas eram as mais viáveis e adaptadas a esse ambiente, levando em conta, também, a tecnologia disponível na época. Essas plataformas são estruturas fixas no fundo do mar por meio de sistema de estacas cravadas no solo (ALMEIDA, 2006).

As semissubmersíveis possuem flutuadores submersos que garantem estabilidade e são indicadas para profundidades de até 2.000 metros, enquanto os FPSOs são navios-plataforma capazes de produzir, armazenar e transferir petróleo. Esses navios são ideais para águas profundas e ultraprofundas, além de oferecerem maior mobilidade e capacidade de armazenamento, permitindo operações distantes da costa onde a construção de oleodutos é inviável. Essa transição tecnológica foi fundamental para viabilizar a exploração de petróleo em lâminas d'água cada vez maiores, atendendo à crescente demanda energética global (PETROBRAS, 2023; Além da Superfície, 2024).

A migração das operadoras, no Brasil, a Petrobras, em direção a águas cada vez mais profundas se deve ao grande número de reservas encontradas nessas regiões. Segundo a ANP, em 2010, haviam 10 bacias sedimentares produzindo hidrocarbonetos no país. Dentro dessas 10 bacias, existiam 273 campos, dos quais 206 eram em terra (*onshore*) e somente 67 no mar (*offshore*). Apesar do maior número de poços *onshore*, a produção no mar é notoriamente maior, como pode ser observado na Figura 3 a seguir.

Figura 3 - Produção anual nacional *onshore* x *offshore*

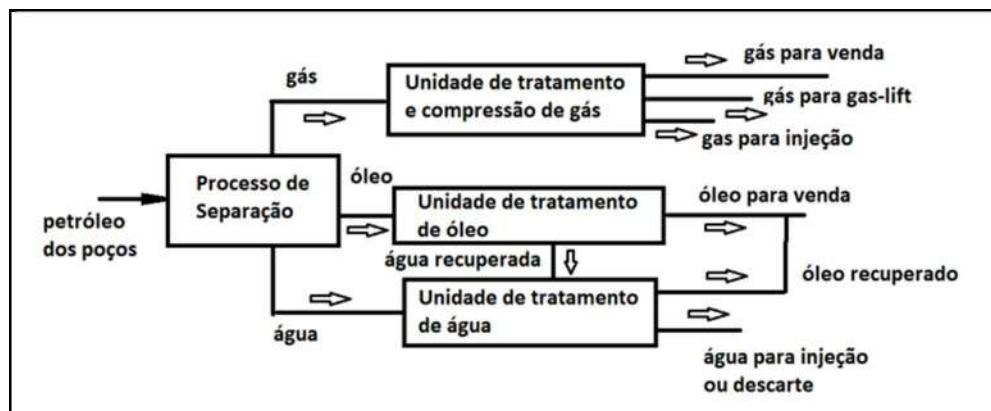


Fonte: ANP, 2008

2.4 PRINCIPAIS SISTEMAS DE UMA INSTALAÇÃO OFFSHORE

Durante a vida de um campo de petróleo sua produção consiste, basicamente, de uma mistura composta por gás, óleo e água juntamente com impurezas. No entanto, como o interesse econômico é somente na produção de hidrocarbonetos (óleo e gás), há necessidade de dotar os campos com instalações destinadas a efetuar o processamento primário dessa mistura (THOMAS, 2004). Esse processamento pode ser resumido em três etapas: separação do óleo, do gás e da água com impurezas, processamento inicial dos hidrocarbonetos e o tratamento da água, seja para descarte ou reinjeção no reservatório, conforme mostrado pela Figura 4 a seguir. (THOMAS, 2004).

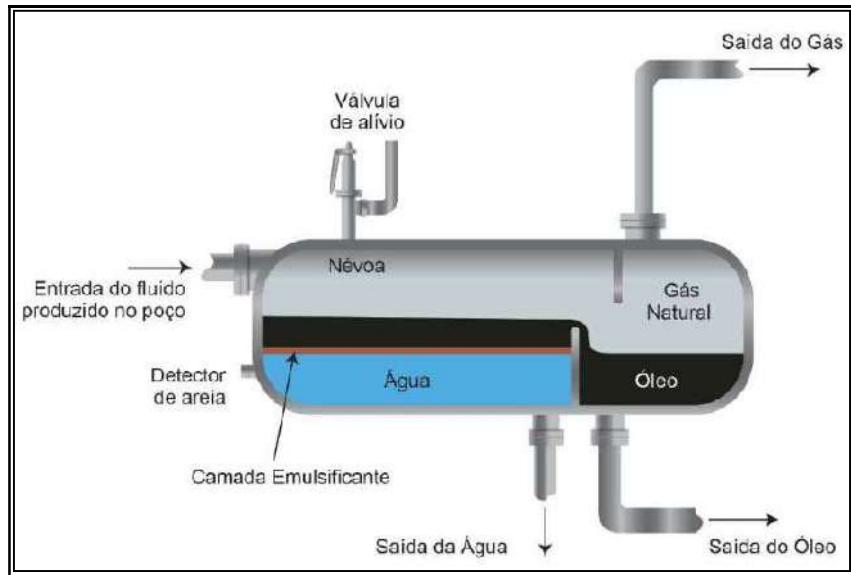
Figura 4 - Fluxograma do processamento primário do óleo



Fonte: PPGEAS, 2021

O primeiro equipamento que a produção do poço encontra é o separador trifásico, onde ocorre a separação inicial do óleo, da água e do gás, como pode ser observado na Figura 5. Nesse equipamento existe um condutor de líquido para que não haja a perturbação da interface óleo/água. Dessa forma, o óleo, menos denso, fica na parte de cima da interface e verte para uma câmara de óleo, onde é coletado e enviado para uma segunda etapa de tratamento ou comercializado apenas com essa primeira separação (Figura 5). A água, mais densa, fica na parte debaixo da interface, podendo ser coletada na própria câmara de produção (Figura 5). O gás é separado ao entrar no vaso separador e recolhido na parte superior do equipamento (Figura 5) (THOMAS, 2004).

Figura 5 - Separador Trifásico



Fonte: VIANA JUNIR et al., 2023

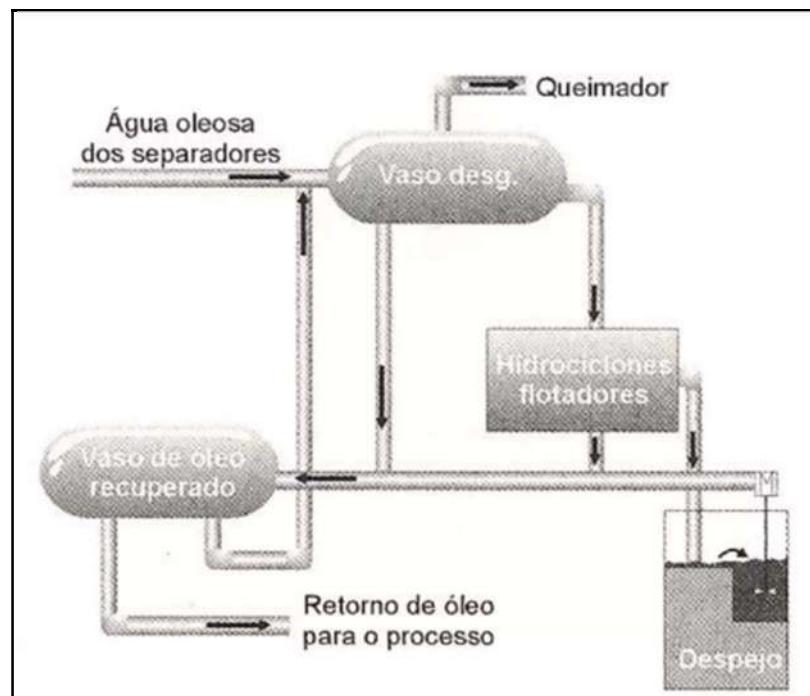
O gás produzido precisa passar por um processo de condicionamento, que envolve uma série de etapas para a remoção ou redução de contaminantes, a fim de atender às especificações do mercado. Em uma unidade *offshore*, os principais processos de condicionamento do gás são a desidratação e a dessulfurização. A desidratação tem como objetivo evitar a corrosão e a redução da capacidade de escoamento nos dutos, causadas pela formação de hidratos. Já a dessulfurização remove compostos de enxofre, que são altamente corrosivos (THOMAS, 2004).

A desidratação do gás é feita pelos processos de absorção ou adsorção. A absorção é realizada em um vaso onde o gás flui em contracorrente com uma solução de glicol. Essa solução absorve a água presente no gás e pode ser recuperada e reutilizada através de aquecimento. A desidratação por adsorção é feita utilizando um material com grande área superficial, em geral, peneiras moleculares, podendo ser regeneradas por aquecimento. Já a dessulfurização é, em sua maioria, feita com a utilização de soluções de aminas, para remoção de gases ácidos (CO₂ e compostos de enxofre) (THOMAS, 2004).

A água separada no separador trifásico será encaminhada para uma série de equipamentos, com o intuito de enquadrá-la dentro dos padrões para descarte no mar ou reinjeção no reservatório. Em geral, a água é encaminhada primeiramente para um vaso desgaseificador, com o intuito de remover resquícios de gás ainda presentes na água. O gás pode ser enviado para queima e geração de energia. Em seguida, a água é encaminhada para os

hidrociclones e flotadores, com o objetivo da remoção do óleo residual (reciclado para o processo), e, posteriormente, descartada ou injetada, conforme Figura 6. (THOMAS, 2004).

Figura 6 - Fluxograma típico de tratamento de água



Fonte: Engenharia do Petróleo, 2004

Apesar do vasto conhecimento acumulado ao longo de décadas no setor *offshore*, acidentes de diferentes magnitudes e origens ainda ocorrem, evidenciando os desafios contínuos na gestão de riscos. Esses eventos ressaltam a importância da segurança de processos, que deve ser constantemente aprimorada para prevenir falhas, proteger vidas, o meio ambiente e garantir a integridade das operações. No próximo capítulo serão detalhados e explorados os principais conceitos que regem as práticas de Segurança de Processo.

3 DEFINIÇÃO DE CONCEITOS

Para uma compreensão aprofundada das diversas metodologias e abordagens apresentadas, é imprescindível estabelecer os conceitos fundamentais relacionados ao estudo da Segurança de Processos que embasam o presente trabalho.

3.1 RISCO E PERIGO

Primeiramente, é importante ressaltar a diferença na definição de Perigo e Risco. O perigo (*Hazard*) é uma condição física ou química que possui potencial para causar danos às pessoas, propriedades ou ao meio ambiente (CROWL, LOUVAR, 2011).

Por sua vez, o risco é uma medida de danos à vida humana, meio ambiente ou perda econômica resultante da combinação entre a frequência de ocorrência de um ou mais cenários acidentais e a magnitude das perdas ou danos. (CROWL, LOUVAR, 2011; CETESB, 2011).

O conhecimento dos perigos e a avaliação dos riscos decorrentes dos perigos são fundamentais para o gerenciamento de riscos: não se pode gerenciar o que não se conhece.

3.2 INCIDENTE, ACIDENTE E QUASE ACIDENTE

Para a realização deste estudo, adota-se a terminologia da área de segurança operacional para incidente, conforme estabelecido na Resolução ANP nº 882/2022:

“VIII - incidente: ocorrência que cause ou tenha potencial de causar poluição ou danos ao meio ambiente ou à saúde humana, prejuízos materiais ao patrimônio próprio ou de terceiros ou interrupção das operações da instalação, sendo, portanto, considerados incidentes os quase acidentes e os acidentes;”.

Para os termos acidente e quase acidente considera-se a definição da Resolução ANP nº 882/2022:

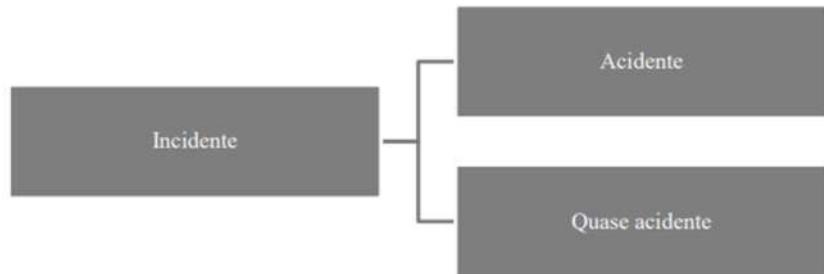
“I -acidente: ocorrência que resulte em poluição ou danos ao meio ambiente ou à saúde humana, prejuízos materiais ao patrimônio próprio ou de terceiros ou interrupção das operações da instalação.”

“XI - quase acidente: ocorrência que tenha potencial de causar poluição ou danos ao meio ambiente ou à saúde humana, prejuízos materiais ao patrimônio próprio ou de terceiros ou interrupção das operações da instalação;

Em outras palavras, um incidente é qualquer evento inesperado que possa potencialmente impactar negativamente a empresa, o meio ambiente ou a saúde humana. Quando um incidente efetivamente causa perdas ele é especificado como um acidente, caso contrário, como um quase-acidente (ANP, 2022), conforme sintetizado na Figura 7. Por

exemplo, uma explosão com fatalidades (acidente) e a queda de um objeto sem gerar consequências (quase acidente) são ambos considerados incidentes (LEITE, 2018).

Figura 7 - Conceito de acidente e quase acidente como tipos de incidentes



Fonte: LEITE, 2018

3.3 SEGURANÇA DE PROCESSOS

A segurança é um conceito abrangente, essencial para a proteção de indivíduos, ativos e sistemas em diversos contextos. De acordo com Booth, segurança significa "a ausência de ameaças", destacando a busca por condições que garantam estabilidade e resiliência (MEDEIROS et al., 2018)

De acordo com a Organização das Nações Unidas (ONU), a segurança humana é definida como "a proteção contra ameaças crônicas e a segurança frente a rupturas repentinas na vida cotidiana" (UNDP, 1994). Esse conceito amplia a visão tradicional de segurança ao englobar dimensões como segurança econômica, ambiental, política e social, reconhecendo que os riscos podem surgir de diferentes fontes e impactar diretamente o bem-estar humano.

Dentro do contexto industrial, a segurança pode ser classificada em dois grandes grupos: segurança ocupacional e segurança de processos. A segurança ocupacional está voltada para a proteção dos trabalhadores contra acidentes e lesões associados a atividades rotineiras. Para apoiar essa abordagem, foram desenvolvidas estatísticas como a taxa de lesões com afastamento (*LTI - Lost Time Injury*) e os casos de tratamento médico (*MTC - Medical Treatment Case*) (EPSC, 2024).

A segurança de processos, por sua vez, é definida pelo AIChE CCPS (API, 2016) como:

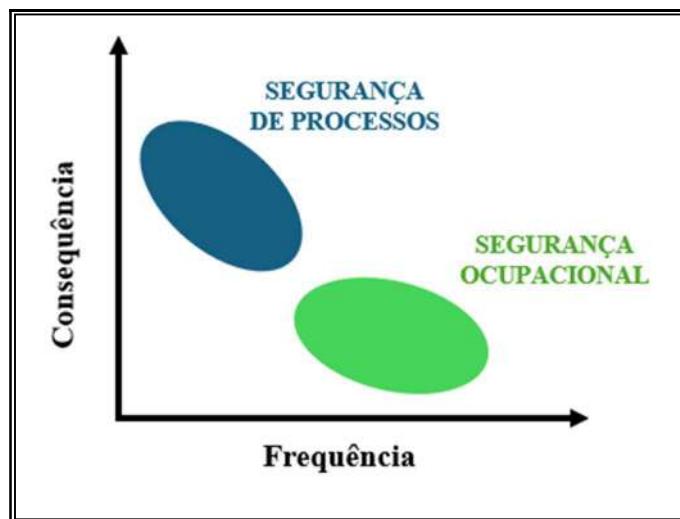
"Um conjunto disciplinado de práticas voltadas para gerenciar a integridade de sistemas operacionais e processos que manipulam substâncias perigosas, por meio da aplicação de princípios de bom design, engenharia e práticas operacionais. O foco está na prevenção e no controle de incidentes com potencial de liberar materiais ou energia perigosos, que podem

causar efeitos tóxicos, incêndios ou explosões, resultando em lesões graves, danos à propriedade, interrupção da produção e impactos ambientais."

Segundo Kerin (2017), três fatores principais distinguem a segurança de processos da segurança ocupacional. O primeiro é o mecanismo causal, uma vez que a segurança de processos envolve o gerenciamento de níveis mais elevados de energia. O segundo fator refere-se à magnitude das possíveis consequências, pois, embora os acidentes de segurança de processos sejam menos frequentes do que os ocupacionais, suas repercussões tendem a ser mais severas. Por fim, há a ênfase na engenharia e no design, dado que a segurança de processos se concentra na integridade do sistema como um todo, enquanto a segurança ocupacional se limita à proteção daqueles que interagem diretamente com ele.

Conforme aponta o Gráfico 1, enquanto os incidentes ocupacionais geralmente são menos graves (recuperáveis) e possuem uma alta probabilidade relativa de ocorrência. Já os incidentes de segurança de processos podem impactar uma área muito maior e um número significativo de pessoas, combinada com consequências de alto impacto, como múltiplas fatalidades, interrupções substanciais nos negócios e/ou danos à reputação (EPSC, 2024). Normalmente, a probabilidade desses eventos é muito menor.

Gráfico 1 - Relação entre frequência e consequência na segurança de processos e ocupacional



Fonte: adaptado de EPSC, 2024.

A baixa frequência de incidentes na segurança de processos pode criar a falsa impressão de um ambiente de baixo risco, levando à subestimação dos perigos envolvidos. No entanto, essa área exige um conhecimento aprofundado sobre os produtos químicos e os processos técnicos, tornando essencial uma abordagem diferenciada.

4 A SEGURANÇA DE PROCESSOS ATRAVÉS DOS ACIDENTES

Conforme destacado por Trevor Kletz, "Acidentes não acontecem por acaso, eles são causados. E, se são causados, podem ser evitados." (KLETZ, 2001). Essa afirmação reforça que cada falha e incidente devem ser vistos como oportunidades de aprendizado, permitindo a evolução contínua da segurança de processos e a implementação de medidas preventivas mais eficazes (KERIN, 2017).

Nesse contexto, alguns eventos amplamente divulgados, que influenciaram significativamente a evolução da segurança de processos, serão resumidos a seguir.

4.1 FLIXBOROUGH

O desastre de Flixborough, ocorrido em junho de 1974, é amplamente reconhecido como um dos eventos mais significativos na história da segurança de processos e ainda é considerado o pior acidente industrial terrestre no Reino Unido (MANNAN, 2005). A explosão, equivalente a 15-45 toneladas de Trinitrotolueno (TNT), matou 28 trabalhadores, feriu gravemente 89 pessoas e destruiu aproximadamente 2.000 edificações nos arredores (VENART, 2004), a consequência na indústria de Flixborough pode ser vista na Figura 8.

Figura 8 - Fotografia do acidente em Flixborough

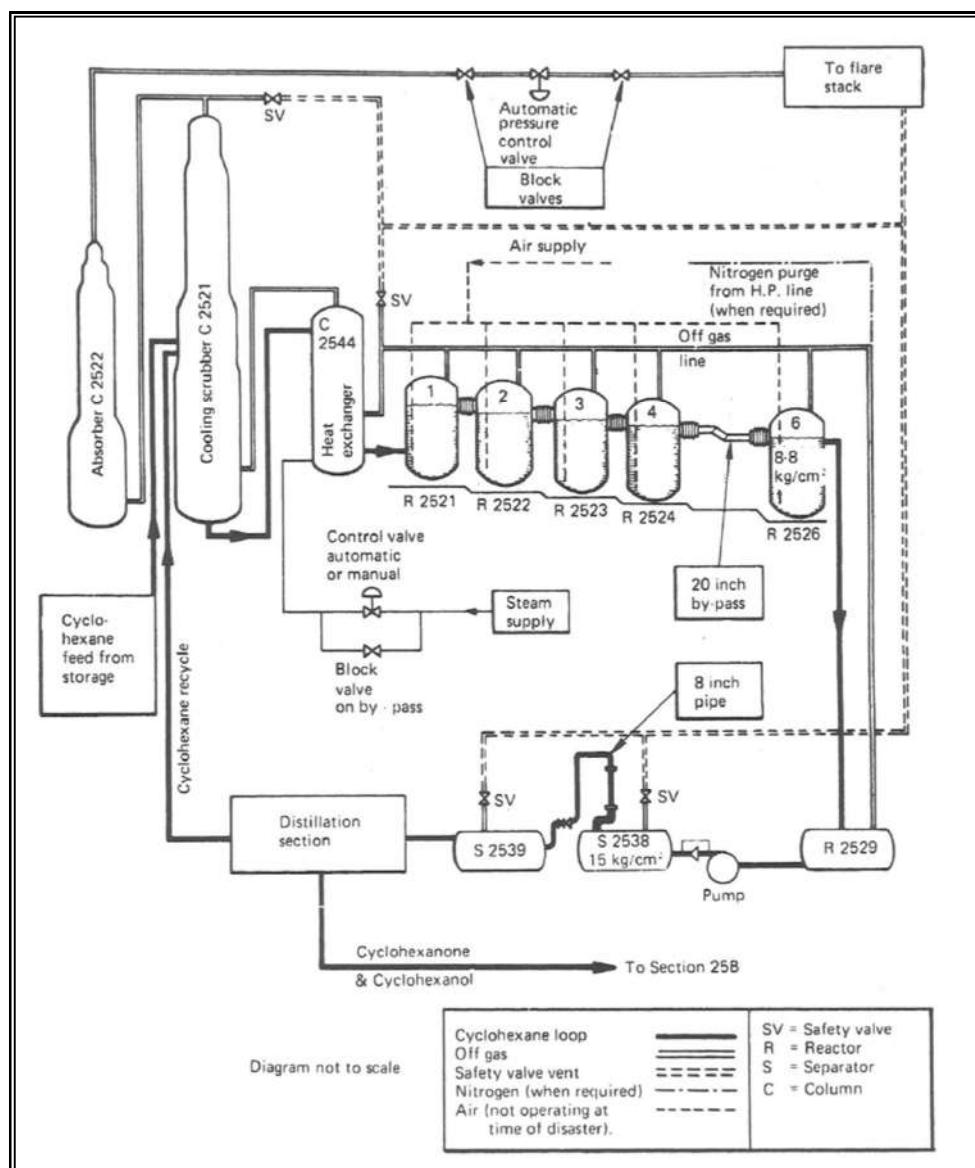


Fonte: BBC, 2024.

A instalação onde ocorreu a explosão fazia parte de um complexo de produção de náilon, de propriedade conjunta das Dutch State Mines (55%) e da UK National Coal Board

(45%). No processo, o ciclo-hexano era oxidado com ar para produzir uma mistura de ciclo-hexanona e ciclo-hexanol (conhecida como mistura KA). Devido à lentidão da reação e à necessidade de manter baixa a conversão para evitar subprodutos indesejados, a planta mantinha um inventário elevado, de cerca de 400 toneladas. A reação ocorria na fase líquida em seis vasos de aproximadamente 20 toneladas cada, com o líquido transbordando de um reator para outro enquanto se injetava ar; o material não convertido era recuperado por destilação e reciclado (MANNAN, 2005). A Figura 9, apresentada abaixo, ilustra o processo simplificado da planta de oxidação de ciclo-hexano em Flixborough.

Figura 9 - Diagrama de fluxo simplificado da planta de Flixborough.



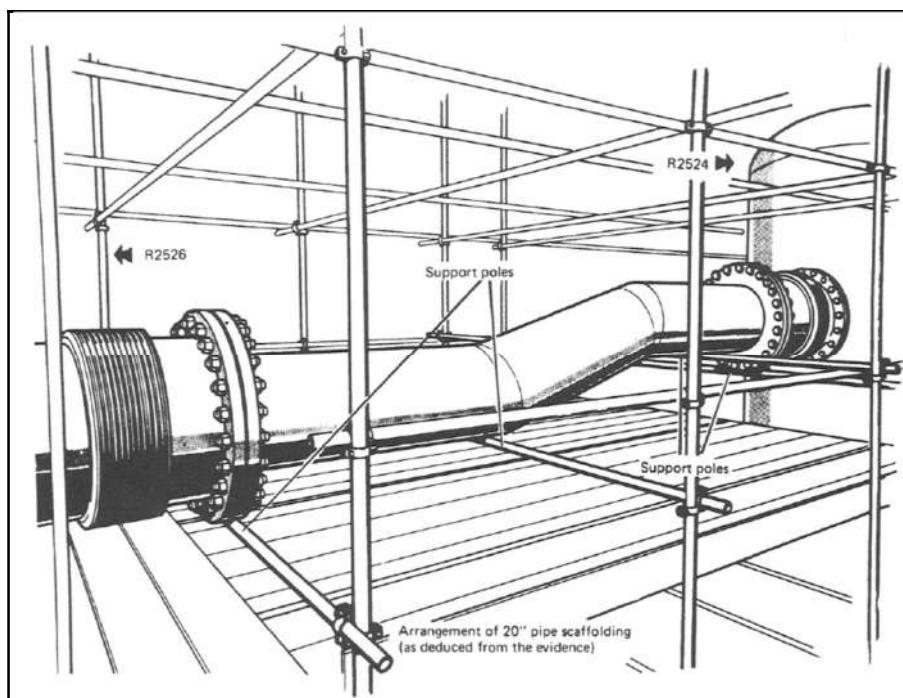
Fonte: MANNAN, 2005.

Quando um dos reatores desenvolveu uma fissura e foi retirado para reparos, instalou-se um tubo temporário para manter a produção. Devido à disposição dos reatores em degraus (permitindo o transbordo entre eles), o tubo provisório não era reto, possuindo dois desvios. Embora os tubos permanentes tivessem 28 polegadas de diâmetro, o tubo temporário foi fabricado com 20 polegadas, dimensionado para a vazão requerida, e foram mantidos foles de 28 polegadas nas extremidades (MANNAN, 2005; KLETZ, 2001).

Os resultados da investigação apontaram que a montagem e instalação do tubo temporário foram realizadas por operários experientes, mas sem qualificação técnica específica. Eles trabalharam com um esboço em tamanho real feito a giz no chão da oficina e utilizaram apenas um andaime como suporte da tubulação (MANNAN, 2005). O esquema final do suporte e tubulação está representado na Figura 10.

O tubo funcionou sem problemas por dois meses, até que um leve aumento de pressão - ainda abaixo do ponto de atuação da válvula de alívio - provocou sua torção. Essa torção gerou um momento de flexão suficiente para romper os foles, resultando em dois furos de 28 polegadas. Na ocasião, o ciclo-hexano operava a aproximadamente 10 bar (150 psi) e 150 °C, acima de seu ponto de ebulição normal (81 °C). Assim, entre 30 e 50 toneladas do composto foram liberadas em 50 segundos, antes que uma provável ignição (originada de um forno distante) desencadeasse a explosão (MANNAN, 2005).

Figura 10 - Arranjo do tubo *bypass* de 20 polegadas e do andaime em Flixborough.



Fonte: MANNAN, 2005.

A consequência foi uma das maiores explosões de nuvem de vapor já registradas, que destruiu a unidade de oxidação, os equipamentos adjacentes e causou danos extensos ao complexo, inclusive a demolição de um bloco de escritórios situado a cerca de 100 metros. Se o acidente tivesse ocorrido durante o expediente, em vez de às 17h de um sábado, o número de vítimas poderia ter alcançado aproximadamente 128, em vez de 28 (KLETZ, 2001).

Esse evento marcou profundamente a segurança de processos no Reino Unido. A investigação oficial, liderada por Roger Parker e concluída em 1975, resultou no "Relatório do Desastre de Flixborough", que destacou a necessidade de processos estruturados para avaliar mudanças em equipamentos, um conceito hoje conhecido como Gestão de Mudanças (*Management of Change - MoC*).

Além disso, o desastre levou à criação do Comitê Consultivo sobre Grandes Perigos (*Advisory Committee on Major Hazards*) no final de 1974, responsável pelo desenvolvimento das primeiras regulamentações britânicas para o controle de acidentes industriais graves (CIMAH). O incidente também reforçou a importância do planejamento adequado da localização de instalações industriais, especialmente em relação a populações vulneráveis, e incentivou o uso de estruturas resistentes a explosões em edifícios de controle.

4.2 SEVESO

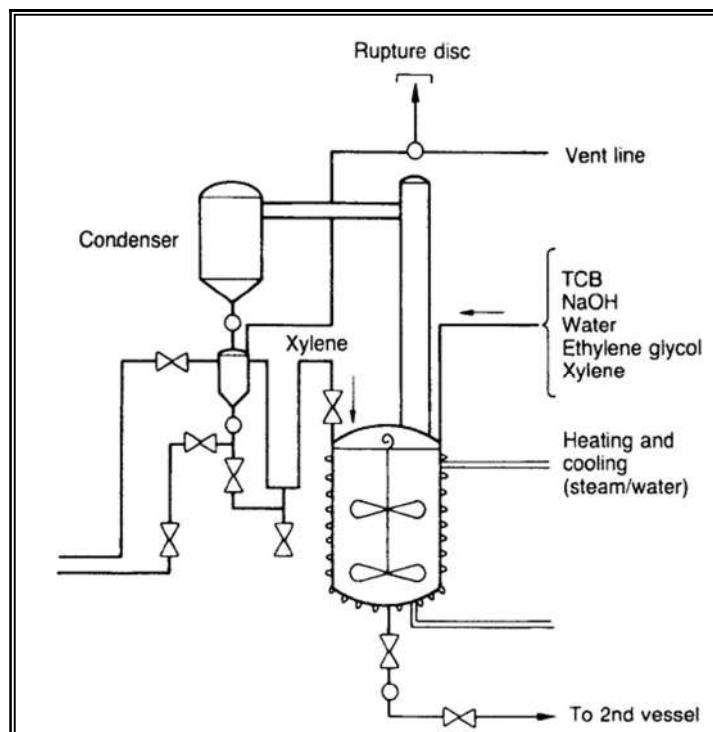
Em 10 de julho de 1976, ocorreu um grave acidente na planta química *Industrie Chimiche Meda Societa Azionaria* (ICMESA), situada no município de Seveso, na Itália. Esse evento foi um dos principais catalisadores para o estabelecimento de regulamentações mais rigorosas voltadas à prevenção e controle de grandes acidentes industriais (KLETZ, 2001). Durante o incidente, uma falha no processo levou à liberação acidental de uma nuvem tóxica contendo TCDD (2,3,7,8-tetraclorodibenzo-p-dioxina), um subproduto químico altamente tóxico, reconhecido como um dos mais perigosos já produzidos pelo homem (Mocarelli et al., 1991).

A contaminação ambiental atingiu uma extensa área, dispersando-se por até seis quilômetros a partir do ponto do acidente, conforme a direção dos ventos, e com uma largura de aproximadamente um quilômetro (MANNAN, 2005). Os impactos foram severos, exigindo uma série de medidas emergenciais para mitigar os efeitos da exposição ao TCDD. Dentre essas medidas, destacam-se o sacrifício de mais de 80.000 animais para evitar a propagação da contaminação através da cadeia alimentar (FANELLI et al., 1980), a realização de exames médicos em milhares de pessoas e a autorização para a realização de abortos em mulheres expostas à substância, conforme suas decisões pessoais (BERTAZZI et al., 1998).

O acidente teve origem no superaquecimento de um reator de batelada utilizado na produção de 2,4,5-triclorofenol (TCP), um intermediário químico para a fabricação do herbicida 2,4,5-T. De acordo com os protocolos operacionais italianos da época, a planta deveria ser desligada nos fins de semana, interrompendo o processo produtivo mesmo que a reação química estivesse em andamento. No final daquela semana, o operador precisou suspender a produção antes da remoção completa do etilenoglicol, um solvente utilizado no processo, o que levou o reator a permanecer em uma condição instável durante o período de inatividade (SAMBETH, 1983).

Durante o desligamento, a temperatura do reator, inicialmente controlada em 158°C, começou a subir devido ao aquecimento residual das serpentinhas de vapor, que operavam com vapor de exaustão de uma turbina de outra unidade industrial, conforme representado na Figura 11. Com a carga reduzida na turbina, a temperatura desse vapor, que normalmente era de 190°C, elevou-se inesperadamente para cerca de 300°C. Essa mudança gerou um gradiente térmico significativo na parede do reator: abaixo do nível do líquido, a temperatura era mantida em 160°C, mas na parte superior da câmara de reação, a parede atingiu 300°C. Esse calor foi gradualmente transferido para a superfície do líquido reacional (MANNAN, 2005; KLETZ, 2001).

Figura 11 - Sistema do reator em Seveso



Fonte: SAMBETH, 1983

Cerca de 15 minutos após o desligamento do agitador, a camada superior da mistura química aquecida atingiu 180–190°C, ativando lentamente uma reação exotérmica descontrolada. Esse processo continuou evoluindo durante sete horas, até que a temperatura interna do reator ultrapassou 230°C, ponto no qual a reação química se tornou irreversível, culminando na formação de TCDD em grande quantidade (MANNAN, 2005; KLETZ, 2001).

A crescente pressão dentro do reator resultante da reação descontrolada levou à ruptura de um disco de alívio, liberando cerca de 6 toneladas de material químico, incluindo aproximadamente 1 kg de TCDD, diretamente na atmosfera. O gás propulsor do vazamento provavelmente era hidrogênio, formado como subproduto da reação exotérmica (KLETZ, 2001). Como a planta não possuía um sistema de contenção adequado, os compostos tóxicos foram dispersos pelo ambiente, atingindo uma área de até seis quilômetros de extensão e um quilômetro de largura, de acordo com a direção dos ventos (FANELLI et al., 1980). O resultado do desastre nas instalações da ICMESA pode ser analisado na Figura 12.

Figura 12 - Fotografia da planta da ICMESA após o acidente



Fonte:CETESB. s/d.

Este evento desempenhou um papel fundamental na criação da Diretiva Seveso I, introduzida em 1982, que estabeleceu exigências para a prevenção e mitigação de acidentes químicos (KLETZ, 2001). Nos anos seguintes, novas versões da regulamentação foram adotadas, como a Seveso II em 1996, que introduziu requisitos como sistemas de gestão de segurança e planejamento de emergência (KIRCHSTEIGER, 1999) e a Seveso III em 2012, que ampliou o escopo das diretrizes, incluindo padrões de inspeção mais rigorosos e

alinhamento com o Sistema Globalmente Harmonizado (GHS) para classificação e rotulagem de substâncias perigosas. Atualmente, a Diretiva Seveso III regula a maior parte das indústrias europeias com potencial para grandes acidentes, buscando prevenir e controlar eventos que envolvam substâncias perigosas (EPSC, 2024).

4.3 BHOPAL

O desastre de Bhopal, ocorrido em dezembro de 1984, marcou profundamente a história da segurança industrial. Na planta da Union Carbide India Limited, localizada em Bhopal, Índia, um tanque de armazenamento contendo isocianato de metila (MIC) sofreu uma reação exotérmica após ser contaminado por água, liberando uma nuvem tóxica que se espalhou por uma área densamente povoada - Figura 13 - (AYRES, 1987).

Figura 13 - Fotografia da planta de Bhopal após o acidente



Fonte: THE ECONOMIC TIMES, 2014.

O impacto foi devastador, de acordo com dados fornecidos pelo governo de Madhya Pradesh, cerca de 5.200 indivíduos perderam a vida, enquanto mais de 11.000 sofreram impactos severos à saúde, resultando em enfermidades permanentes ou de longa duração (UNION CARBIDE CORPORATION, 2019). Já uma matéria recente publicada pela Harvard (40 Years After Bhopal Toxic Gas Leak, Suffering Continues, 2024) aponta para um número ainda mais alarmante de 22.000 mortes relacionadas ao contato com o gás tóxico. Além disso, cerca de meio milhão de pessoas sofreram lesões permanentes, enfrentando problemas crônicos

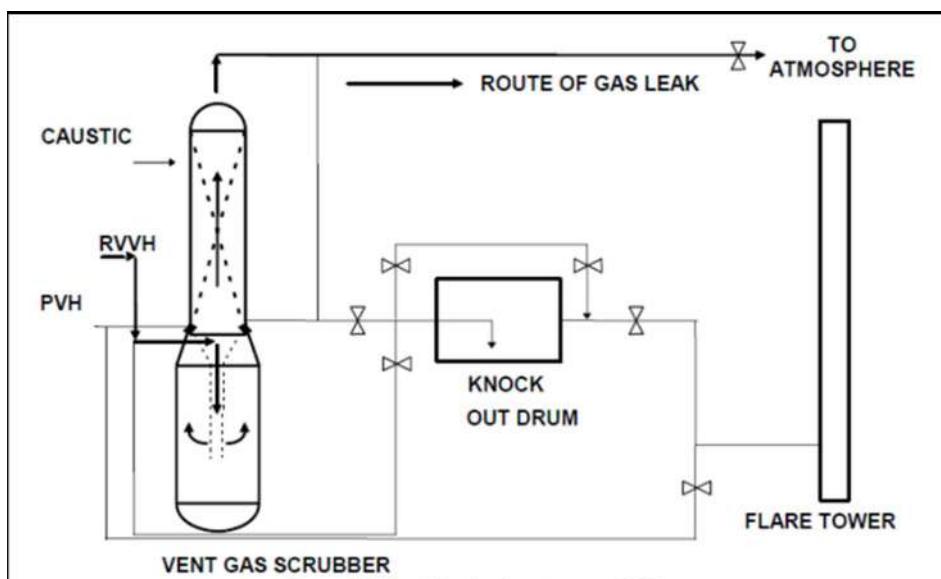
de saúde, incluindo sequelas respiratórias, imunológicas e neurológicas (BROUGHTON, 2005).

As consequências do desastre transcendem as vítimas diretas. Três gerações sofreram com defeitos congênitos atribuídos à exposição ao gás e aos resíduos tóxicos. A contaminação ambiental persiste, com níveis significativos de poluição no solo e nas águas subterrâneas devido ao descarte inadequado de resíduos venenosos da planta de pesticidas (HARVARD T.H, 2024).

O acidente de Bhopal teve origem na entrada de água no tanque 610, onde aproximadamente 40 toneladas MIC estavam armazenadas. O MIC é um intermediário químico altamente reativo, utilizado na produção do pesticida *Sevin*. A reação entre o MIC e a água é exotérmica e gera dióxido de carbono, promovendo um aumento acelerado da pressão no interior do tanque no qual é produzido (CAMEO CHEMICALS, 1999).

Nas condições normais de operação, a planta deveria possuir mecanismos de contenção para evitar esse tipo de reação descontrolada, conforme ilustrado na Figura 14. No entanto, os principais sistemas de segurança da instalação – incluindo o sistema de refrigeração do tanque, o lavador de gases e o *flare* – estavam desativados, seja por falta de manutenção, seja por redução de custos operacionais. Assim, quando a temperatura dentro do tanque começou a subir e a reação química se intensificou, não havia mecanismos capazes de mitigar o processo ou impedir a liberação dos gases tóxicos (MANNAN, 2005).

Figura 14 - Sistema de prevenção e mitigação de incidentes e acidentes.



Fonte: WILLEY; HENDERSHOT; BERGER, 2006.

Com o aumento contínuo da pressão e da temperatura, a reação química entre o MIC e a água atingiu um estágio irreversível. A quantidade de gás formado superou a capacidade do tanque, levando à ruptura de um disco de alívio, o que permitiu a liberação abrupta de uma grande quantidade de MIC vaporizado para a atmosfera. Estima-se que aproximadamente 500 kg de água tenham entrado no tanque, o que, além de iniciar a reação exotérmica, contribuiu para a trimerização do MIC na presença de impurezas metálicas, intensificando ainda mais o processo químico descontrolado. Como a instalação industrial não possuía barreiras eficazes para contenção do vazamento, a nuvem de MIC e outros compostos tóxicos, como fosgênio e monóxido de carbono, se dispersou rapidamente sobre a cidade de Bhopal (KLETZ, 2001).

O impacto do acidente foi ampliado pela ausência de um plano de evacuação e pela falta de informação sobre os procedimentos de segurança que poderiam ter reduzido a exposição ao gás. Muitas vítimas, ao tentarem fugir, inalaram ainda mais os vapores tóxicos, agravando os efeitos do envenenamento. Os hospitais locais, sem qualquer tipo de preparação para lidar com um desastre dessa magnitude, não tinham informações precisas sobre o composto químico liberado e, consequentemente, os protocolos médicos para tratamento emergencial foram ineficazes (MANNAN, 2005).

A análise do acidente revelou que várias falhas de gestão e segurança contribuíram para a tragédia. A *Union Carbide India Limited* (UCIL), subsidiária da *Union Carbide Corporation* (UCC), havia reduzido significativamente seus custos operacionais devido à queda na demanda pelo pesticida *Sevin*. Como parte dessa política de cortes, a manutenção dos sistemas de segurança foi negligenciada, e o número de operadores capacitados foi reduzido. Antes do desastre, a planta já havia registrado pequenos incidentes envolvendo vazamentos de substâncias tóxicas, mas esses eventos foram ignorados, e nenhuma medida corretiva eficaz foi implementada. Além disso, a planta de Bhopal armazenava grandes quantidades de MIC sem um plano adequado para a sua contenção em caso de emergências (KLETZ, 2001).

O impacto de Bhopal resultou em uma reconfiguração estrutural na gestão da segurança de processos industriais em nível global. Nos Estados Unidos, o acidente foi um gatilho para a criação do padrão de Gerenciamento de Segurança de Processos (PSM) e para o estabelecimento do Conselho de Segurança Química (CSB). Também levou à formação do *Center for Chemical Process Safety* (CCPS), que desenvolveu diretrizes para aprimorar a segurança de processos. Na Índia, o incidente impulsionou a criação de regulamentações como a Lei do Ar (1987) e as Regras de Gestão de Resíduos Perigosos (1989) (MANNAN et al., 2016).

Além das mudanças regulatórias, Bhopal reforçou a necessidade da implementação de princípios de projeto intrinsecamente seguro, com foco na minimização de inventários de substâncias perigosas, na substituição de materiais altamente tóxicos por alternativas menos nocivas e na adoção de metodologias de engenharia que reduzam a severidade de falhas potenciais. O evento também destacou a relevância do planejamento territorial e da zonificação industrial como estratégias essenciais para mitigar o impacto de acidentes sobre áreas habitadas (KLETZ, 2001).

4.4 PIPER ALPHA

Em 6 de julho de 1988, a plataforma de petróleo Piper Alpha sofreu um dos acidentes mais catastróficos da história da engenharia *offshore*, considerado até os dias atuais como um dos cinco maiores desastres de engenharia (SINGH, et al, 2010). A explosão inicial ocorreu no módulo de compressão de gás, desencadeando uma série de incêndios e explosões secundárias que culminaram na destruição completa da plataforma e na morte de 167 trabalhadores. Apenas 62 pessoas conseguiram sobreviver, muitas delas pulando no mar para escapar do calor e da fumaça intensa (KLETZ, 2001).

O desastre revelou ao público que os riscos inerentes à indústria *offshore* eram muito mais graves do que se imaginava, inclusive dentro do próprio setor (MARTINS, 2014). As lições e recomendações extraídas da investigação deste acidente resultaram em uma transformação profunda na gestão de riscos *offshore*. O evento redefiniu a abordagem das empresas e das autoridades regulatórias, levando a mudanças rigorosas nas práticas operacionais e nos padrões de segurança da indústria (SINGH et al., 2010).

A Piper Alpha, operada pela Occidental Petroleum, estava localizada no setor britânico do Mar do Norte, a cerca de 180 quilômetros da costa de Aberdeen. A plataforma tinha aproximadamente 210 metros de altura desde o solo oceânico até o topo da torre de perfuração, situada sobre uma lâmina d'água de 150 metros. Sua operação teve início em dezembro de 1976, com uma capacidade de produção inicial de cerca de 250.000 barris de óleo equivalente por dia, atingindo um pico de mais de 300.000 barris em 1979. O custo de construção foi estimado em cerca de 1 bilhão de dólares, e sua estrutura pesava aproximadamente 30.000 toneladas (KLETZ, 2001). A Figura 15 é a plataforma em operação, ilustrando sua estrutura e funcionamento antes do acidente.

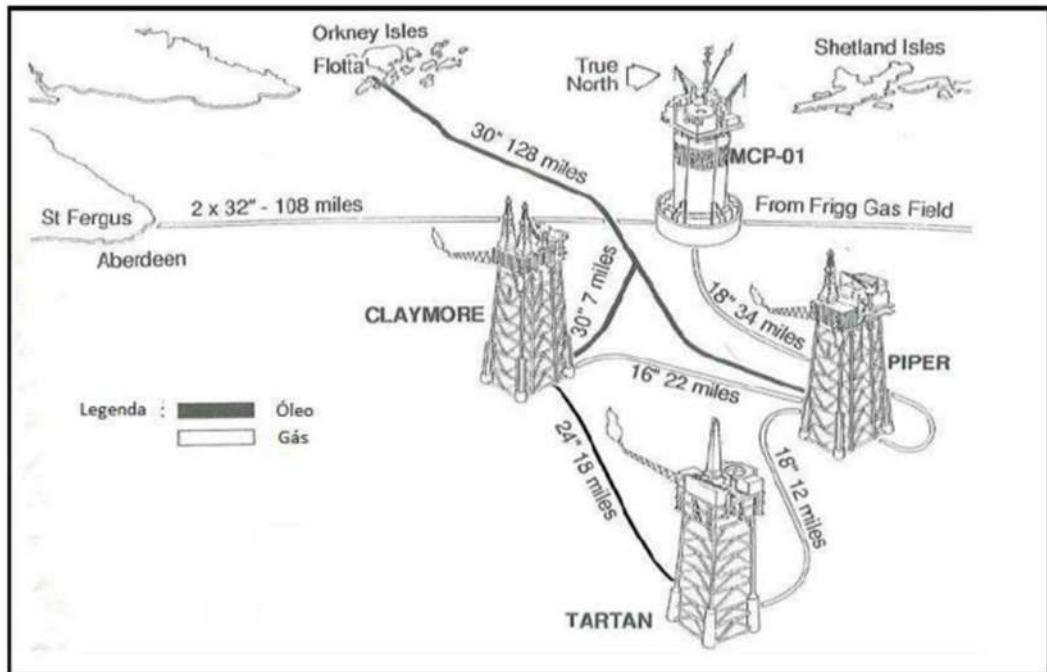
Figura 15 - Plataforma Piper Alpha



Fonte: OIL&GAS MIDDLE EAST, 2008.

Originalmente projetada para a produção de petróleo, a plataforma foi modificada a partir de 1978 para também processar gás natural, devido a exigências do governo britânico. Com essa adaptação, Piper Alpha tornou-se um *hub* essencial para a rede de transporte de hidrocarbonetos, interligando-se às plataformas MCP-01, Tartan e Claymore, conforme ilustrado na Figura 16. O petróleo extraído era enviado ao Terminal Flotta, enquanto o gás era processado e exportado para MCP-01 (SHALLCROSS, 2013).

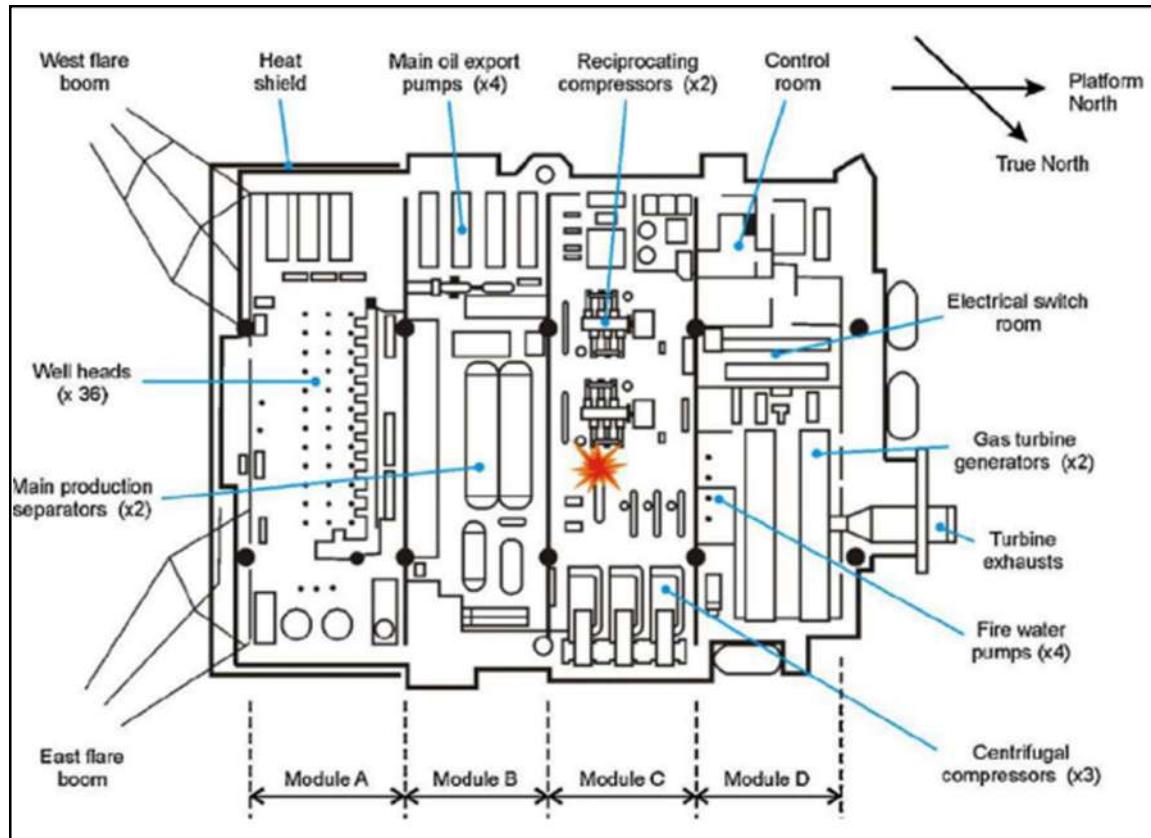
Figura 16 - Rede de tubulação de óleo e gás em torno da plataforma Pipe Alpha



Fonte: DET NORSKE VERITAS, 2011.

A produção envolvia um complexo sistema de separação de fluidos, compressão de gás e injeção de condensado. No *deck* de produção, os módulos A, B, C e D continham os principais equipamentos, incluindo separadores de óleo e gás, bombas de exportação e compressores centrífugos, como indicado na Figura 17. A segurança da operação dependia do funcionamento adequado das válvulas de segurança e do controle eficiente dos processos de manutenção (KLETZ, 2001).

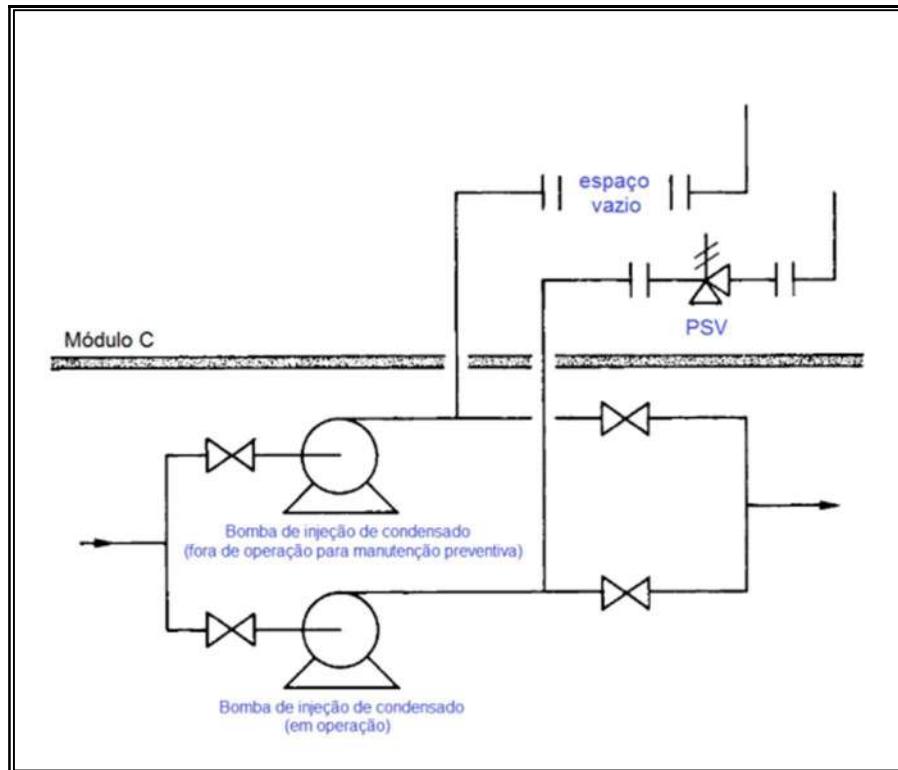
Figura 17 - Planta do deck principal de produção da Piper Alpha



Fonte: SHALLCROSS, 2013.

Na tarde do acidente, uma das duas bombas de injeção de condensado foi desativada para manutenção preventiva. Para essa intervenção, foi emitida uma Permissão de Trabalho (PT), determinando o isolamento elétrico da bomba e o fechamento de suas válvulas de entrada e saída. Simultaneamente, a válvula de segurança PSV 504, situada na linha de descarga da bomba, foi removida para recertificação, mas sua reinstalação foi postergada para o dia seguinte. Como medida temporária, um flange cego foi colocado para vedar a linha. A Figura 18 apresenta o posicionamento das duas bombas de injeção de condensado e suas respectivas válvulas de segurança (KLETZ, 2001).

Figura 18 – Esquemático das bombas e PSVs.



Fonte: MARTINS, 2014.

No turno da noite, a bomba de injeção de condensado que estava em operação falhou, interrompendo o fluxo do processo. Para evitar a paralisação completa da plataforma, os operadores tentaram religar a bomba que estava fora de serviço, sem saber que a válvula de segurança ainda não havia sido reinstalada. Com isso, gás condensado vazou pelo flange cego mal vedado, formando uma nuvem inflamável. Pouco tempo depois, o gás encontrou uma fonte de ignição e explodiu no módulo C (KLETZ, 2001).

A explosão inicial comprometeu a integridade da estrutura e iniciou um grande incêndio. Como as barreiras corta-fogo existentes não eram resistentes a explosões, as chamas rapidamente se espalharam para os módulos adjacentes. Os sistemas de combate a incêndios falharam devido ao desligamento manual das bombas de água do mar, prática adotada para evitar riscos a mergulhadores. Além disso, a destruição do painel principal de controle impediu o acionamento de alarmes de emergência (KLETZ, 2001).

Explosões secundárias ocorreram devido à falha estrutural dos gasodutos que conectavam Piper Alpha às plataformas vizinhas. Os dutos de gás de alta pressão provenientes de Tartan e MCP-01 se romperam, liberando grandes volumes de gás inflamável, intensificando

ainda mais o incêndio. Em pouco mais de uma hora, a estrutura colapsou completamente, deixando apenas parte do módulo A acima da superfície, conforme ilustrado na Figura 19 (SHALLCROSS, 2011).

Figura 19 - Destroços do módulo A da plataforma Piper Alpha.



Fonte: THE TELEGRAPH, 2013.

O desastre da Piper Alpha expôs falhas sistêmicas no gerenciamento de segurança *offshore*, destacando deficiências no controle de Permissão de Trabalho, falhas de comunicação entre turnos e ausência de um plano eficaz de evacuação. A maioria das vítimas morreu por inalação de monóxido de carbono no bloco de acomodações enquanto aguardava resgate. A intensa fumaça e o calor impediram qualquer tentativa de evacuação por helicóptero, e o acesso aos botes salva-vidas tornou-se inviável (KLETZ, 2001).

No Reino Unido, uma comissão presidida pelo juiz escocês William Cullen foi estabelecida para investigar o acidente. Segundo o relatório de Cullen, as causas do acidente foram falha na gestão de integridade da unidade, falta de treinamento dos trabalhadores em certos procedimentos operacionais e gestão de riscos ineficiente. O relatório fez 106 recomendações para a indústria, com o objetivo de alterar os procedimentos de segurança do Mar do Norte (CULLEN, 1990). Entre as recomendações mais importantes está a designação do órgão de Saúde e Segurança do Reino Unido (Health and Safety Executive – HSE) como responsável pela regulação e supervisão das operações no Mar do Norte; e a introdução do *Safety Case*, documento que Operadores devem submeter ao HSE antes da instalação entrar em

operação. Este documento deve evidenciar, com detalhes, que a gestão da segurança operacional e o controle de acidentes graves serão efetivos (MANNAN et al., 2016).

4.5 DEEPWATER HORIZON

O desastre da plataforma Deepwater Horizon, ocorrido em 20 de abril de 2010, é amplamente reconhecido como um dos maiores acidentes ambientais e industriais da história da exploração *offshore*. De propriedade da empresa Transocean e arrendada pela British Petroleum (BP), a plataforma perdeu o controle do poço Macondo, localizado no bloco 252, no Cânon do Mississippi, no Golfo do México. O *blowout*, seguido de explosão e incêndio (Figura 20), resultou na morte de 11 trabalhadores, ferimentos em outros 17 e no vazamento de aproximadamente 680 mil toneladas de petróleo no mar ao longo de 87 dias (BP, 2010).

O impacto ambiental foi devastador, enquanto os custos imediatos para contenção e limpeza ultrapassaram 14 bilhões de dólares, sem mencionar as consequências econômicas e sociais incalculáveis para a BP e para a região afetada (ECKLE; BURGHERR; MICHAUX, 2012).

Figura 20 - Incêndio na plataforma Deepwater Horizon



Fonte: CSB, 2010.

Segundo o relatório do *Bureau of Ocean Energy Management Regulation and Enforcement* (BOEMRE, 2011), o incidente foi desencadeado por um influxo de

hidrocarbonetos não detectado, que resultou no *blowout* do poço Macondo. A principal causa identificada foi a falha na barreira de cimento do revestimento de produção, um tubo de aço de alta resistência projetado para garantir a integridade estrutural do poço e viabilizar sua futura operação. Essa falha permitiu a migração descontrolada dos hidrocarbonetos, que subiram pela coluna do poço e atingiram a plataforma através do *riser*, um duto responsável por conectar o poço submarino à plataforma na superfície. A liberação contínua desses fluidos inflamáveis para o piso da plataforma, por meio de uma linha de ventilação de lama e gás, culminou em duas explosões de grande magnitude, desencadeando um incêndio incontrolável. As chamas persistiram até o colapso completo da plataforma, ocorrido em 22 de abril, dois dias após o *blowout* (BP, 2010).

Investigações subsequentes revelaram que o processo de cimentação, realizado entre os dias 18 e 19 de abril, apresentava problemas significativos. Durante a perfuração, houve perdas substanciais de lama de perfuração para a formação, o que levou os engenheiros da BP a adotar práticas que minimizassem as perdas de cimento, reduzindo as quantidades utilizadas e alterando as taxas de bombeamento planejadas. Além disso, testes preliminares realizados pela contratada indicaram instabilidades na mistura de cimento utilizada, mas os resultados desses testes ainda não estavam concluídos no momento da aplicação. Após o incidente, verificou-se que o cimento aplicado não atendia aos padrões estabelecidos pela norma da API RP 65 (*American Petroleum Institute Recommended Practice*), que regula a cimentação em zonas de fluxo em águas profundas (BP, 2010).

Uma série de decisões operacionais também contribuíram para a tragédia. Testes de integridade do poço, realizados após a cimentação, apresentaram resultados inconsistentes, como aumento da pressão na coluna de perfuração. Esses sinais claros de falha na barreira de cimento foram repetidamente ignorados, sendo justificados por teorias inadequadas criadas pela equipe. Um teste conclusivo, conhecido como *cement bond log*, foi cancelado sob a presunção de que a cimentação havia sido bem-sucedida. Essa série de decisões reflete um fenômeno conhecido como "viés de confirmação", em que os dados que contradiziam as expectativas iniciais foram desconsiderados (BP, 2010).

Além disso, o monitoramento inadequado durante o processo de abandono temporário do poço contribuiu para o desastre. Procedimentos que desviavam a lama de perfuração para diferentes tanques reduziram a capacidade da equipe de detectar um "*kick*", que consiste em um influxo de hidrocarbonetos no poço. A incapacidade de identificar e responder rapidamente ao influxo resultou na sobrecarga do separador de gás de lama, permitindo que hidrocarbonetos fluíssem para a plataforma. Alarmes de gás foram acionados, mas o sistema de alarme geral

não foi ativado automaticamente, atrasando a evacuação da equipe. Operadores na sala de controle, que não receberam instruções para desligar os motores, acabaram contribuindo para a ignição dos gases devido ao funcionamento contínuo dos motores da sala de máquinas (BP, 2010).

O sistema de *blowout preventer* (BOP), uma estrutura massiva projetada para selar o poço em emergências, também falhou. Investigações posteriores revelaram que o *Blind Shear Ram* (BSR), uma componente crítica do BOP, foi ativado, mas não conseguiu selar o poço. A falha ocorreu porque o tubo de perfuração havia se deformado, deslocando-se para fora do alcance do dispositivo (BP, 2010).

Este desastre ilustra falhas sistêmicas na cultura de segurança da indústria. Conforme identificado pelo relatório do BOEMRE (2011), as decisões tomadas pela equipe da BP priorizaram a redução de custos e economia de tempo em detrimento de avaliações formais de risco. A ausência de investigações robustas sobre incidentes anteriores, como *blowouts* em outras plataformas da BP em 2008 e 2009, impediu a implementação de lições aprendidas que poderiam ter evitado a tragédia. A falta de uma cultura de questionamento e de aprendizado contribuiu para as falhas acumuladas no processo operacional.

As consequências do desastre da Deepwater Horizon transcendem o evento em si, impulsionando mudanças regulatórias significativas. Nos Estados Unidos, o *Bureau of Safety and Environmental Enforcement* (BSEE) foi estabelecido para reforçar a supervisão de operações *offshore*. Além disso, padrões mais rigorosos para sistemas de gestão de segurança operacional e uma maior ênfase na cultura de segurança foram implementados globalmente.

4.6 PLATAFORMA P-36

O acidente da plataforma P-36, ocorrido em 15 de março de 2001, na Bacia de Campos, no campo de Roncador, é considerado um dos maiores desastres da história da indústria petrolífera brasileira (LEITE, 2018). Operada pela Petrobras, a P-36 era uma das maiores unidades flutuantes de produção do mundo, com capacidade para processar até 180 mil barris de petróleo por dia e comprimir 7,2 milhões de metros cúbicos de gás natural. No momento do incidente, a plataforma produzia aproximadamente 84 mil barris de petróleo por dia, provenientes de seis poços interligados (ANP/DPC, 2001).

O desastre resultou na morte de 11 trabalhadores e culminou no afundamento completo da plataforma em 20 de março de 2001, gerando impactos severos para a indústria e o meio ambiente (ANP/DPC, 2001). A Figura 21 retrata a plataforma P-36 inclinada, em seus momentos finais antes do afundamento.

Figura 21 - Plataforma P-36 inclinada antes do afundamento



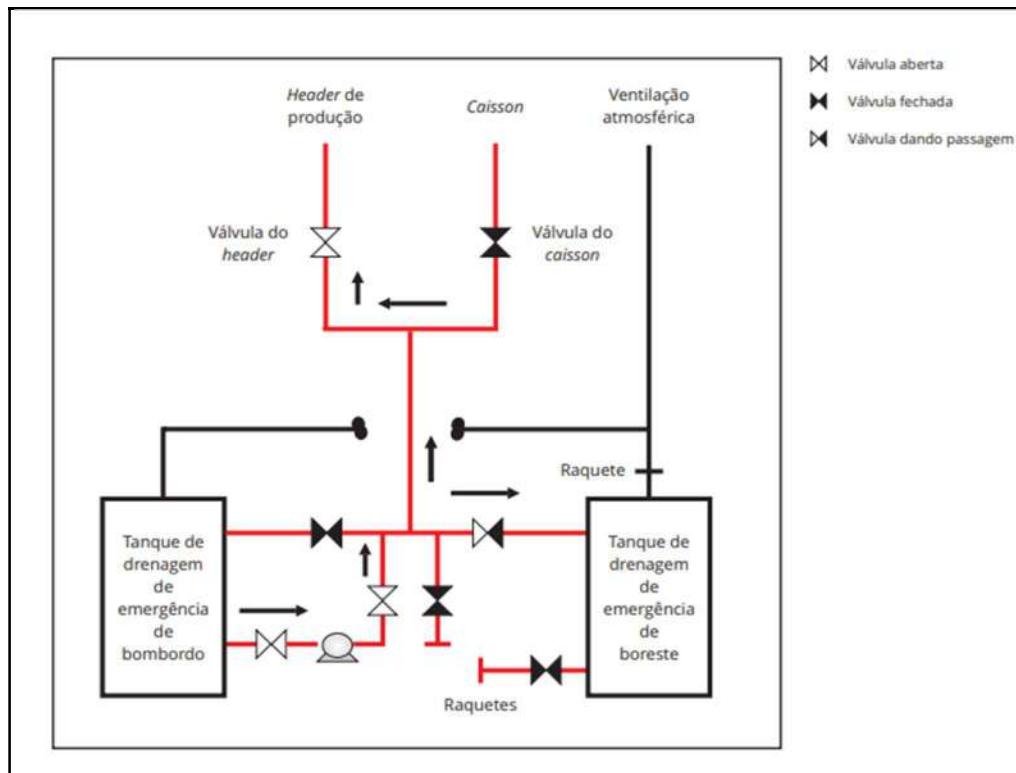
Fonte: MARINHA DO BRASIL, 2001

De acordo com o relatório da ANP e da Diretoria de Portos e Costas (DPC) do Comando da Marinha do Brasil, o acidente teve início durante a operação de esgotamento de água contaminada do tanque de drenagem de emergência (TDE) localizado na coluna de popa de bombordo. O procedimento padrão envolvia o bombeamento dessa água, contendo resíduos oleosos, para o *manifold (header)* de produção da plataforma, onde seria misturada ao fluxo de petróleo e gás natural proveniente dos poços, seguindo então para a planta de processamento. No entanto, a operação, iniciada na noite de 14 de março de 2001, enfrentou dificuldades operacionais que permitiram um fluxo reverso de óleo e gás pelas linhas de escoamento dos tanques. Essa mistura alcançou o tanque de drenagem de emergência da popa boreste, pois sua válvula de admissão oferecia passagem (Figura 22). De acordo com o relatório da Comissão, não foi possível confirmar se tal passagem foi consequência de algum dano na válvula ou se estava parcialmente aberta (FIGUEIREDO, 2017).

A bomba do tanque da popa bombordo só foi acionada após 54 minutos. Esse acionamento ajudou a reduzir o fluxo reverso dos hidrocarbonetos, porém também permitiu que a água contida no tanque passasse para o tanque da popa boreste, contribuindo para o aumento da pressão nesse equipamento. Além disso, ressalta-se que a bomba de recalque do TDE da

popa boreste havia sido retirada para reparo; a linha de alívio atmosférico, a sucção e a descarga dessa bomba tinham sido raqueteadas (bloqueadas); e a válvula manual de admissão desse tanque, como já frisado, não deveria dar passagem (ANP/DPC, 2001; FIGUEIREDO, 2017).

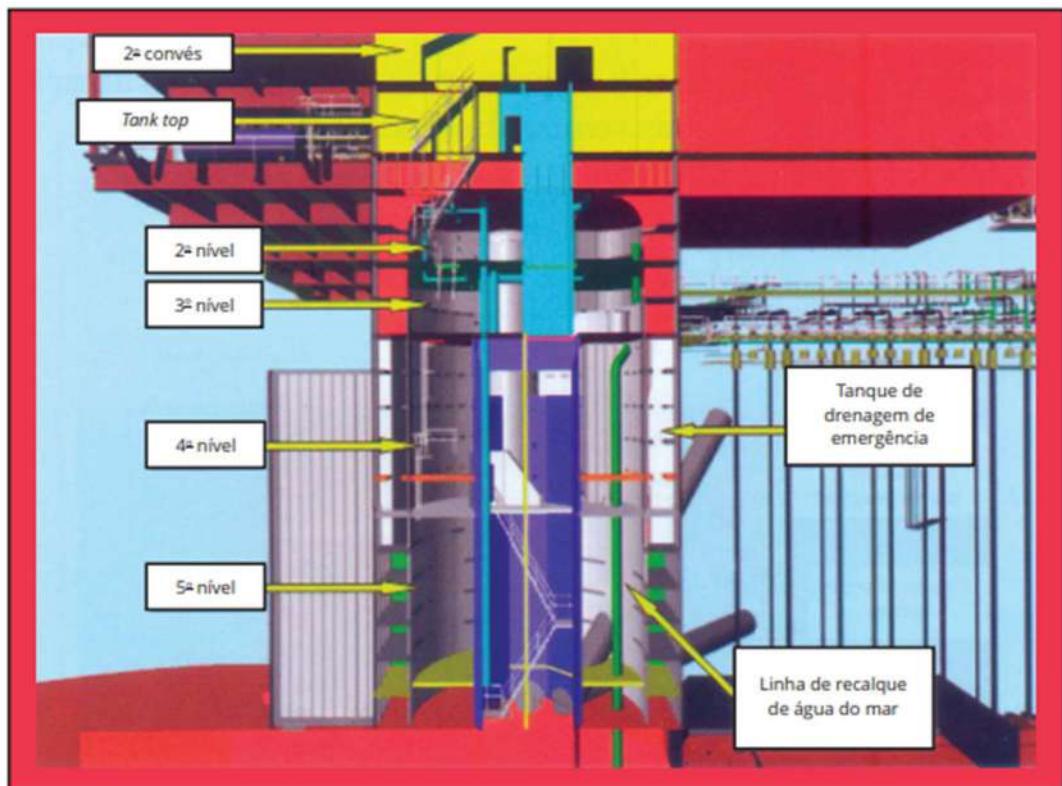
Figura 22 - Fluxograma de processo dos TDE



Fonte: FIGUEIREDO, 2017

O prolongamento desta configuração resultou no rompimento mecânico do TDE pressurizado da popa boreste, liberando grandes volumes de gás, óleo e água para o interior da coluna - além de provocar a ruptura da tubulação de 18 polegadas de água salgada que passava junto ao tanque, iniciando o alagamento da coluna. Cerca de 17 minutos após a primeira explosão, uma segunda explosão ocorreu nas áreas do convés do *deck top* e segundo convés (Figura 23), devido à ignição dos gases acumulados, causando danos extensos à estrutura e vitimando os membros da brigada de incêndio que realizavam operações de emergência na área afetada (ANP/DPC, 2001).

Figura 23 - Ilustração da coluna de popa boreste



Fonte: ANP/DPC, 2001.

O colapso da P-36 foi agravado pelo alagamento progressivo da coluna de popa boreste, intensificado por falhas no sistema de ventilação que permitiram a entrada de água em compartimentos críticos. A abertura das elipses de acesso no tanque de lastro e na caixa de estabilidade, devido a uma inspeção de rotina, facilitou a inundação (MARINHA DO BRASIL, 2001). Para compensar o adernamento, foi ordenada a admissão de água nos tanques de lastro da coluna oposta, o que aumentou o calado da plataforma. Após a evacuação de 138 pessoas, a equipe remanescente tentou estabilizar a unidade com injeção de nitrogênio e ar comprimido nos compartimentos alagados, mas sem sucesso. Em 20 de março de 2001, às 11h40, a plataforma P-36 afundou completamente (ANP/DPC, 2001).

O afundamento da P-36 resultou no vazamento de aproximadamente 350 metros cúbicos de petróleo bruto e 1.200 metros cúbicos de óleo diesel, exigindo ações de contenção por meio de recolhimento e dispersão química (ANP/DPC, 2001). O acidente também revelou falhas críticas na gestão operacional da Petrobras, impulsionando a revisão e aprimoramento de padrões de segurança, procedimentos operacionais e critérios de projeto para unidades flutuantes.

A Comissão de Investigação recomendou a revisão dos procedimentos de manutenção e operação, aprimoramento do treinamento, adequação das equipes de emergência e fortalecimento dos planos de contingência para acidentes de grande magnitude (NASPOLINI, 2018). A experiência adquirida na fiscalização da P-36 e em outros incidentes, como a perda de estabilidade da P-34 em 2002, levou à criação da Resolução ANP nº 43/2007, que estabeleceu o Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional (SGSO) da ANP.

5 GERENCIAMENTO DE SEGURANÇA DE PROCESSOS BASEADO EM RISCOS

Os princípios do Gerenciamento de Segurança de Processos encontram raízes históricas que remontam ao início da Revolução Industrial, no século XIX, quando surgiram as primeiras tentativas de estruturar práticas para reduzir acidentes industriais. Em 1817, o governo britânico criou um Comitê Seleto encarregado de "avaliar meios de prevenir explosões em barcos a vapor, assegurando a proteção dos súditos de Sua Majestade". Tal iniciativa foi seguida pela regulamentação *Factory Act* de 1833, que introduziu inspetores de fábricas, responsáveis por monitorar condições como a integridade de ativos e a segurança ocupacional (BROADRIBB, 2017).

O esforço para reduzir acidentes não foi exclusivo dos setores públicos, a empresa DuPont, fundada em 1802, é reconhecida como pioneira no desenvolvimento de práticas na área de segurança de processos. Desde sua fundação, a empresa adotou medidas inovadoras para reduzir os riscos associados às suas operações. Essas ações culminaram, em 1979, na criação de uma diretriz corporativa abrangente chamada Gerenciamento de Riscos de Processo (*Process Hazards Management – PHM*). Essa diretriz buscava prevenir incidentes graves relacionados ao processo, que podem afetar o pessoal da planta, comunidades externas, o meio ambiente ou resultar em perdas significativas de propriedade ou de negócios (OSHA, 2000).

Por décadas, as empresas concentraram seus esforços de prevenção de acidentes na melhoria de tecnologias e no aperfeiçoamento de fatores humanos (AIChE/CCPS, 2007). No entanto, a partir de meados da década de 1980, após uma série de graves acidentes químicos em escala global, houve uma mudança significativa no entendimento das causas subjacentes desses eventos.

Nesse contexto, o Departamento do Trabalho dos EUA através da OSHA (sigla em inglês para Administração de Segurança e Saúde Ocupacional - *Occupational Safety and Health Administration* - publicou a recomendação *Process Safety Management of Highly Hazardous Chemicals* em julho de 1990. As instruções continham os 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).

O PSM da OSHA combina procedimentos, tecnologias e práticas gerenciais estruturadas em 14 elementos fundamentais, que são aplicáveis durante toda a vida útil da instalação. Esses elementos de segurança de processos incluem: Participação dos Funcionários; Informações de Segurança de Processos (PSI); Análise de Perigos de Processos (PHA);

Procedimentos Operacionais; Treinamento; Contratados; Revisão de Segurança Pré-operação (PSSR); Integridade Mecânica (MI); Permissão para Trabalho a Quente; Gestão de Mudanças (MOC); Investigação de Incidentes; Planejamento e Resposta a Emergências; Auditorias de Conformidade; Segredos Comerciais.

No mesmo período em que a PSM da OSHA foi implementada, diversas organizações industriais e agências governamentais desenvolveram suas próprias estruturas para o gerenciamento da segurança de processos. Esses sistemas compartilham elementos fundamentais e promovem atividades voltadas à mitigação de riscos (AIChE/CCPS, 2007). Alguns desses principais programas e regulamentações estão apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 - Principais regulamentações e programas de segurança de processos em diferentes regiões

País/Região	Regulamentação/Programa	Orgão Responsável
Canadá	Responsible Care Program	Canadian Chemical Producers Association (CCPA)
Estados Unidos	Recommended Practice 750 – Management of Process Hazards (1990)	American Petroleum Institute (API)
União Europeia	Seveso I Directive (1982) e Seveso II Directive	Conselho da União Europeia
Reino Unido	Control of Major Accident Hazards Regulations (COMAH) (1999)	Health and Safety Executive (HSE)
Austrália	Occupational Health and Safety Act (1985) e Occupational Health	National Occupational Health and Safety Commission (NOHSC)

Fonte: Adaptado de AIChE/CCPS, 2007.

Segundo o AIChE/CCPS (2007), depender apenas das regulamentações públicas não garante uma gestão de segurança eficaz. Mesmo abaixo dos limites regulatórios, substâncias químicas perigosas ainda representam riscos. Além disso, a complexidade dos processos industriais torna inviável a criação de normas que cubram todos os possíveis perigos. Assim, apesar dos avanços na segurança, acidentes graves, como os da Piper Alpha (1988) e da BP Texas City (2005), continuaram a ocorrer.

Nesse contexto, o *Center for Chemical Process Safety* (CCPS), uma divisão do *American Institute of Chemical Engineers* (AIChE), desenvolveu em 2007 uma abordagem pioneira para a gestão de segurança de processos denominada "Segurança de Processos Baseada em Riscos" (*Risk Based Process Safety - RBPS*). Essa metodologia surge como uma resposta à

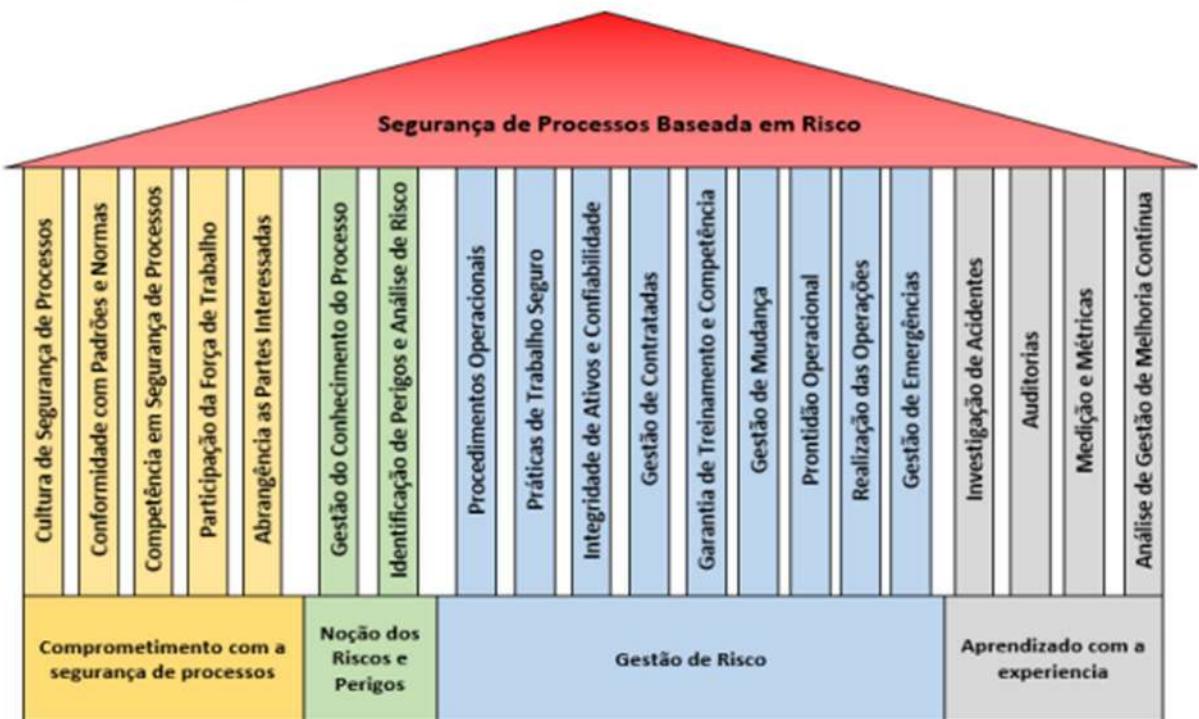
necessidade de otimizar o uso de recursos organizacionais limitados frente à complexidade das operações industriais, priorizando os cenários com maiores níveis de risco para aumentar a eficiência e a eficácia das medidas de segurança.

A concepção do RBPS reconhece que os cenários accidentais variam em níveis de risco, exigindo diferentes abordagens e alocação de recursos. Essa perspectiva adaptativa não apenas cumpre as exigências regulatórias, mas também incorpora lições aprendidas de incidentes anteriores, promovendo uma cultura organizacional de melhoria contínua. O modelo é composto por um conjunto de práticas flexíveis que podem ser ajustadas às necessidades específicas de diversos setores industriais, como petróleo e gás, petroquímica e farmacêutica, entre outros.

No contexto brasileiro, o RBPS encontra similaridades com sistemas de gestão de segurança operacional (SGSO), como os desenvolvidos pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e pela Agência Nacional de Aviação Civil (ANAC). Embora cada setor detenha suas particularidades, a filosofia central é a mesma: identificar, avaliar e mitigar riscos de maneira sistemática e proativa.

A abordagem RBPS estrutura-se em 20 elementos que estão agrupados em quatro pilares principais, apresentados na Figura 24. Esses elementos acompanham todo o ciclo de vida dos processos, sendo empregados tanto na concepção quanto na revisão e aprimoramento do sistema de gestão de segurança. Além disso, cada elemento possui princípios fundamentais e atividades correlatas que garantem sua implementação efetiva (FRANK, 2007). As seções a seguir detalham os pilares, seus componentes específicos e as ações que sustentam seus princípios.

Figura 24 - Elementos da segurança de processo baseada em risco



Fonte: Adaptado de Diretrizes para Segurança de Processo Baseada em Risco, AIChE/CCPS, 2007).

5.1 PRIMEIRO PILAR - COMPROMETIMENTO À SEGURANÇA DE PROCESSOS

O primeiro pilar do *Risk Based Process Safety* (RBPS), denominado Comprometimento com a Segurança de Processos, desempenha um papel essencial na promoção de uma cultura organizacional em que a segurança seja um valor intrínseco, compartilhado e praticado por todos os níveis da organização.

Esse pilar enfatiza a necessidade de um engajamento ativo da liderança e da equipe para que a segurança seja incorporada à cultura organizacional e faça parte de todas as decisões e operações. Segundo o CCPS/AIChE (2007), a segurança de processos não deve ser tratada como uma responsabilidade isolada de um departamento específico, mas como um compromisso coletivo, integrando valores e comportamentos que garantam a proteção de pessoas, instalações e do meio ambiente.

De forma particular, no setor *offshore*, onde os riscos são significativamente elevados devido à complexidade das operações e à severidade do ambiente, o comprometimento com a segurança de processos é crucial para prevenir acidentes e minimizar impactos. Incidentes

históricos como os da Piper Alpha e da Deepwater Horizon destacam a necessidade de um compromisso constante com boas práticas de segurança. No caso de Piper Alpha, uma cultura de segurança deficiente resultou em falhas graves de comunicação entre turnos e na priorização de produtividade sobre manutenções críticas. Já na Deepwater Horizon, a pressão para reduzir custos levou à negligência de alertas e à falta de implementação de medidas preventivas adequadas, agravando os riscos envolvidos. Ambos os casos demonstraram que falhas culturais e operacionais na área de segurança podem resultar em consequências catastróficas (KLETZ, 2001).

Este pilar é sustentado por cinco elementos fundamentais que guiam as organizações em sua jornada rumo à excelência em segurança de processos:

- I. Cultura de segurança de processos;
- II. Conformidade com padrões e normas;
- III. Competência em segurança de processos;
- IV. Participação da força de trabalho;
- V. Abrangência às partes interessadas.

Cada um desses elementos tem papel essencial para consolidar o comprometimento organizacional com a segurança e para garantir a sua prática efetiva.

5.1.1 Cultura de Segurança de Processos

Conforme De Sousa (2009), cultura é entendida como o conjunto de linguagens e práticas compartilhadas que permitem a um grupo interpretar e interagir com o mundo ao seu redor. Não é algo inato, mas construído ao longo do tempo por meio de experiências e processos de aprendizado (ARAÚJO et al., 2022).

Sob a perspectiva das organizações, Correia (2015) descreve a cultura organizacional como um sistema de crenças, valores, normas e expectativas que une os diversos integrantes da instituição. Esse conceito engloba os comportamentos, as percepções e as atitudes, tanto individuais quanto coletivas, que influenciam a maneira como a segurança é tratada, priorizada e aplicada na prática. Dessa forma, a cultura pode ser ajustada porque reflete uma construção social dinâmica, capaz de evoluir para atender às metas, estratégias e princípios da empresa (ARAÚJO et al., 2022).

Diversos fatores moldam a cultura organizacional, incluindo a natureza das atividades realizadas e a localização das operações. Em setores de alto risco, como aviação, indústria química, óleo e gás e forças militares a cultura organizacional é fortemente orientada para a proteção de pessoas e instalações, sendo definida como cultura de segurança (REIMAN;

ROLLENHAGEN, 2014). O termo "cultura de segurança" surgiu inicialmente no relatório da AIEA sobre o acidente de Chernobyl, em 1986, e, desde então, tem sido amplamente utilizado em análises de acidentes nos mais variados setores industriais (AIEA, 1991).

Nesse contexto, a cultura de segurança de processos destaca-se como um dos elementos centrais dos sistemas de gerenciamento. Segundo a definição apresentada pelo CCPS (2014), a cultura de segurança de processos é “a combinação de comportamentos e valores de grupo que determinam a maneira pela qual a segurança de processos é gerenciada”.

O SGSO da ANP define, em sua Prática de Gestão nº 1, também aponta a necessidade de estabelecer uma Cultura de Segurança, Compromisso e Responsabilidade Gerencial. Segundo o SGSO, cabe ao operador da instalação estabelecer valores e políticas claras de segurança operacional, além de implementar uma estrutura organizacional com definições precisas de responsabilidades e atribuições para todos os envolvidos (ANP, 2007).

Os valores e os comportamentos que preconizam a segurança devem ser reforçados constantemente, e posturas que vão nessa direção devem ser incentivadas (NOGUEIRA et al., 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).

5.1.2 Conformidade com Padrões e Normas

A conformidade com padrões e normas é um dos elementos essenciais para o gerenciamento eficaz da segurança de processos, conforme estabelecido pelo modelo RBPS. Esse elemento visa assegurar que todas as atividades operacionais estejam alinhadas a padrões internos, regulamentos nacionais e internacionais, e legislações locais, promovendo a segurança ao longo do ciclo de vida das operações (AIChE/CCPS, 2007).

O cumprimento das Normas Regulamentadoras (NRs), estabelecidas pela Consolidação das Leis do Trabalho (CLT), é uma obrigação básica no Brasil. Com 37 NRs em vigor, essas normas abrangem aspectos essenciais de segurança e saúde ocupacional. No entanto, seu cumprimento isolado não é suficiente para abordar a complexidade da segurança de processos. Nesse sentido, organizações que buscam apenas atender ao mínimo legal geralmente apresentam uma cultura de segurança pouco desenvolvida, o que limita sua capacidade de prevenir riscos mais complexos.

Um sistema de padrões bem estruturado interage com todos os elementos do RBPS, oferecendo suporte para auditorias, como as realizadas sob os padrões do *Responsible Care*, que avaliam a conformidade dos sistemas de gerenciamento. Assim como os sistemas sejam projetados, operados e mantidos seguindo rigorosos critérios técnicos, minimizando riscos de falhas e promovendo maior segurança operacional.

5.1.3 Competência em segurança de processos

A competência em segurança de processos compreende ações destinadas a aprimorar continuamente o conhecimento e a habilidade da força de trabalho, assegurando que as informações necessárias estejam sempre acessíveis de maneira rápida e eficaz. Segundo o AIChE/CCPS (2007), esse elemento envolve não apenas a disseminação de informações pertinentes, mas também a aplicação consistente do aprendizado adquirido. Uma organização alinhada a esses princípios reconhece que quanto maior o conhecimento técnico dos seus membros, mais eficiente e segura será sua tomada de decisão, beneficiando o desempenho geral da empresa.

De acordo com o SGSO da ANP (2007), esse elemento aparece no tópico “Qualificação, Treinamento e Desempenho do Pessoal”. A prática de gestão nº 3 estabelece que o operador deve garantir que a força de trabalho esteja devidamente qualificada para desempenhar suas funções de forma segura. Isso inclui a definição de estrutura organizacional clara e a identificação de habilidades necessárias para cada cargo, com ênfase nas tarefas consideradas mais perigosas ou com impacto direto na segurança operacional. A qualificação deve abranger conhecimentos técnicos e específicos, assegurando que os colaboradores estejam aptos a lidar com cenários críticos de forma eficaz e responsável.

A competência em segurança de processos desempenha um papel central no fortalecimento da gestão de riscos, garantindo que as organizações estejam preparadas para lidar com os desafios operacionais de maneira eficaz. O objetivo é criar um ambiente onde a segurança seja uma responsabilidade compartilhada, impulsionando decisões informadas e estratégias mais robustas para mitigar riscos.

5.1.4 Participação da força de trabalho

O envolvimento da força de trabalho destaca-se como um elemento essencial para a eficácia dos sistemas de gerenciamento de segurança. Esse envolvimento garante que os colaboradores compreendam seus papéis e responsabilidades, possibilitando uma participação

ativa no desenvolvimento, implementação e monitoramento de práticas que visam à segurança organizacional. Essa participação deve ser estruturada em processos que garantam práticas confiáveis e inclusivas, promovendo a troca de ideias e a manifestação de sugestões (AIChE/CCPS, 2007).

A comunicação bidirecional entre trabalhadores e lideranças é um aspecto essencial desse processo, pois fomenta a confiança e incentiva a colaboração. A falta de retorno ou ações concretas sobre as contribuições apresentadas pelos colaboradores pode gerar desmotivação e apatia, comprometendo a eficácia do sistema de segurança (CASTILHO et al., 2020). Por outro lado, quando os trabalhadores têm espaço para contribuir e percebem que suas opiniões são valorizadas, ocorre um fortalecimento do senso de pertencimento e um aumento do engajamento em todos os níveis hierárquicos. Segundo a HSE (2005), a ausência de *feedback* consistente reforça percepções negativas sobre o sistema, evidenciando a necessidade de práticas que valorizem as contribuições e demonstrem o impacto gerado por elas.

No Brasil, a ANP reforça a importância do envolvimento da força de trabalho no gerenciamento de segurança. Cabe aos operadores de instalações promoverem atividades que conscientizem os colaboradores sobre os riscos envolvidos e incentivem sua participação no desenvolvimento e aprimoramento dos sistemas de segurança. Medidas como treinamentos regulares, metas de engajamento e divulgação de boas práticas fortalecem a adesão dos trabalhadores às políticas organizacionais, criando um ambiente mais seguro e colaborativo.

Essa interação entre a força de trabalho e os sistemas de segurança está diretamente ligada à cultura organizacional. Stemn et al. (2019) define a cultura de segurança como o aspecto da cultura organizacional que impacta as atitudes e os comportamentos dos membros da organização em relação à segurança. Os valores, pressupostos básicos e práticas coletivas compartilhados pelos colaboradores determinam como a segurança é percebida e implementada na organização (ARAÚJO et al., 2022). Dessa forma, a cultura organizacional influencia e é influenciada pelas ações dos trabalhadores, criando um ciclo em que práticas seguras moldam os valores organizacionais e reforçam a importância da segurança como um princípio central.

5.1.5 Abrangência às partes interessadas

O compromisso com a segurança e a responsabilidade social corporativa envolvem diretamente o engajamento das partes interessadas. Para garantir um ambiente seguro e sustentável, é fundamental que as empresas identifiquem e envolvam grupos relevantes, como acionistas, setores industriais, órgãos governamentais, comunidade local, fornecedores de matérias-primas e outros públicos estratégicos (AIChE/CCPS, 2007). Dessa forma, práticas de

transparência e comunicação eficiente tornam-se essenciais para garantir que todos os envolvidos compreendam os riscos inerentes às operações e os planos de emergência disponíveis para mitigar potenciais impactos (CROWL & LOUVAR, 2019).

O estabelecimento de um relacionamento sólido com essas partes interessadas vai além do mero cumprimento de regulamentações. Conforme destacado pelo AIChE/CCPS (2007), a disseminação clara e precisa de informações sobre produtos, processos e medidas de segurança auxilia na construção de um vínculo de confiança entre a empresa e a sociedade. Essa relação é determinante para garantir o apoio da comunidade e evitar conflitos que possam comprometer a continuidade das operações.

A tragédia de Bhopal (1984) ilustra as consequências catastróficas da ausência de um adequado gerenciamento das partes interessadas. Conforme abordado no capítulo 4, a fábrica estava localizada próxima a uma área densamente povoada, e a população local não havia sido treinada para reagir a emergências químicas, contribuindo para a gravidade do desastre (KLETZ, 2001).

Além dos riscos industriais em terra, os impactos ambientais dos vazamentos de óleo em acidentes *offshore* são um dos grandes desafios para empresas que operam em águas profundas. Incidentes como o Deepwater Horizon resultaram na liberação de milhões de barris de petróleo no oceano, causando danos irreversíveis à biodiversidade marinha, afetando a economia local e comprometendo a pesca e o turismo (JERNELÖV, 2010). Esses eventos evidenciam que falhas na prevenção e no gerenciamento de riscos não afetam apenas as operações da empresa, mas têm repercussões socioambientais de longo prazo, reforçando a necessidade de estratégias eficazes de responsabilidade social e governança.

Nesse contexto, a perspectiva do capitalismo consciente (MACKEY & SISODIA, 2013) reforça que empresas devem operar com um propósito maior do que apenas a geração de lucro. Essa abordagem propõe que as organizações adotem uma postura ética, promovendo um impacto positivo em todas as partes interessadas, equilibrando prosperidade econômica com responsabilidade social. Ao investir em segurança, infraestrutura e engajamento comunitário, as empresas não apenas fortalecem sua reputação e aceitação social, mas também garantem um ambiente operacional mais estável e seguro.

5.2 SEGUNDO PILAR - NOÇÃO DOS PERIGOS E RISCOS

Segundo o AIChE/CCPS (2007), organizações que possuem um entendimento aprofundado dos riscos e perigos associados às suas operações conseguem direcionar seus recursos de forma mais estratégica e eficiente. Essa abordagem permite não apenas a mitigação

de ameaças à segurança, mas também a criação de um ambiente operacional mais estável e confiável.

A experiência da indústria demonstra que empresas que fundamentam suas atividades em uma análise criteriosa dos riscos são mais propensas a desenvolver processos robustos e sustentáveis. Esse conhecimento estruturado não apenas reduz a probabilidade de falhas, mas também contribui para a melhoria contínua do desempenho operacional e da segurança.

Esse pilar é composto por dois elementos centrais:

- Gestão do Conhecimento do Processo;
- Identificação dos Perigos e Análise de Riscos.

5.2.1 Gestão do Conhecimento do Processo

A gestão do conhecimento do processo é um dos pilares fundamentais para garantir a segurança operacional e a eficiência na tomada de decisões em ambientes industriais. Esse conceito envolve a captura, organização e disseminação de informações críticas sobre os processos industriais, permitindo que as organizações monitorem riscos e implementem estratégias de mitigação de forma eficaz (AIChE/CCPS, 2007). A gestão do conhecimento abrange tanto documentos físicos quanto aqueles armazenados digitalmente, incluindo em ambientes na nuvem (CASTILHO et al., 2020). Ressalta-se que a documentação deve, necessariamente, estar sempre atualizada, refletindo com precisão a situação atual da planta (AIChE/CCPS, 2014).

No mesmo sentido, o SGSO da ANP (2007), por meio da Prática de Gestão nº 8, estabelece diretrizes para a atualização, controle e acesso à documentação de segurança operacional. Esse regulamento exige que o Operador da Instalação implemente um sistema de gerenciamento documental que preserve a integridade das informações e assegure sua acessibilidade conforme as demandas operacionais e de capacitação. A estruturação adequada desses processos é crucial para evitar falhas decorrentes da desorganização ou do desconhecimento de normas e procedimentos.

Conforme o Manual de SSMA (Saúde, Segurança e Meio Ambiente) do IBP explicita, toda documentação técnica, incluindo desenhos, dados de projeto e sistemas de segurança, esteja sempre disponível onde for necessária, conforme as exigências das NR 10, NR 13, NR 20, resoluções da ANP, Corpo de Bombeiros e demais órgãos reguladores (IBP, s/d).

5.2.2 Identificação dos Perigos e Análise de Riscos

A Identificação de Perigos e Análise de Riscos (*Hazard Identification and Risk Analysis – HIRA*) pode ser um dos elementos mais importantes dentro da abordagem RBPS (AIChE/CCPS, 2007). HIRA é um termo coletivo que engloba todas as atividades relacionadas à identificação de perigos e avaliação de riscos ao longo do ciclo de vida das instalações, assegurando a proteção dos funcionários, do público e do meio ambiente. Recentemente, avaliações quanto ao impacto na imagem da organização, incluindo repercussão na mídia, também passaram a integrar a análise de risco (CASTILHO et al., 2020). Em termos gerais, a abordagem HIRA busca responder três questões essenciais na análise de riscos:

- Perigo: O que pode dar errado?
- Consequências: Quão grave isso pode ser?
- Probabilidade: Com que frequência esse cenário pode ocorrer?

Com essas informações, avalia-se a aceitabilidade dos riscos e, se necessário, definem-se medidas mitigadoras. Segundo o AIChE/CCPS (2007), enquanto algumas empresas consideram suficiente a conformidade com padrões mínimos, outras adotam critérios mais rigorosos.

Existem diversas metodologias para a realização das análises de risco. Em geral, são classificadas em três grupos, as análises qualitativas, semi-quantitativas e quantitativas.

A análise qualitativa de riscos baseia-se em proposições e explicações não numéricas de diferentes cenários acidentais, identificados por meio de discussões com equipes multidisciplinares. Após essa identificação, realiza-se uma avaliação dos riscos associados às operações, estruturando cada cenário em um par causa/consequência (CASTILHO et al., 2020). A severidade e a frequência de cada evento são então estimadas e cruzadas em uma matriz de risco, que define a classificação do cenário.

O próximo passo é a análise da tolerabilidade do risco, determinando se é possível conviver com ele, se são necessárias ações mitigadoras ou, em casos mais críticos, se a operação deve ser interrompida em busca de alternativas mais seguras (ANAC, 2019).

As técnicas qualitativas são particularmente úteis em avaliações preliminares, quando há múltiplos cenários a serem explorados ou quando os dados disponíveis ainda são insuficientes para estimativas numéricas mais precisas. De acordo com a *Federal Aviation Administration* (FAA) (2015), em situações onde a modelagem matemática não é viável, a experiência dos especialistas se torna a única alternativa para a avaliação, fornecendo uma

abordagem qualitativa na determinação da probabilidade de um evento. As abordagens de análise qualitativa estão fortemente difundidas no mercado, tais como:

- HAZOP (*Hazard and Operability Study*), consiste em um estudo cujo objetivo principal é identificar riscos de processo em problemas operacionais. A partir da utilização de um conjunto apropriado de palavras-guias, questionamentos são levantadas de maneira estruturada e sistemática, deixando mais evidente as causas e consequências (CCPS, 2016);
- APR (Análise Preliminar de Riscos), é uma maneira rápida e simplificada para avaliar e identificar os perigos e riscos associados a uma atividade ou operação (CUNHA & PIACESI, 2023);
- Análise de Árvore de Falhas (AAF): A Árvore de Falhas é um método sistemático de avaliação de risco utilizado para identificar, analisar e visualizar os possíveis modos de falha em um sistema. Sua construção parte de um evento de topo e avança retroativamente, conectando possíveis vulnerabilidades operacionais por meio de portões lógicos ("E" e "OU"). Essa abordagem permite compreender as relações entre os fatores contribuintes e determinar os caminhos mínimos que podem levar à ocorrência da falha principal, auxiliando na implementação de medidas preventivas e corretivas (CROWL, LOUVAR, 2002).

Independentemente do nível de precisão dos resultados, é crucial entender que a análise qualitativa é a única etapa do processo dedicada à criação de cenários acidentais. Nas fases seguintes, somente os cenários previamente definidos serão avaliados, o que significa que eventuais riscos não identificados nesse estágio inicial não serão considerados nem mitigados (CASTILHO et al., 2020).

A análise de risco segue um processo escalonado, no qual cenários mais severos e/ou de maior risco exigem avaliações mais aprofundadas. Caso as análises qualitativas não sejam suficientes, esses cenários são submetidos à análise semi-quantitativa por meio da técnica LOPA (*Layers of Protection Analysis* – Análise das Camadas de Proteção). A LOPA permite estimar a frequência de ocorrência com maior precisão ao utilizar bancos de dados e tabelas de Probabilidade de Falha na Demanda (PFD) (AIChE/CCPS, 2001). Esse método possibilita ratificar ou retificar a classificação de risco do cenário analisado.

Quando o risco permanece elevado após a LOPA ou quando há cenários de severidade crítica, é necessária uma Avaliação Quantitativa de Risco (AQR). Nessa etapa, são aplicados modelos matemáticos mais complexos e softwares especializados, permitindo um estudo detalhado do impacto e das probabilidades de ocorrência (AIChE/CCPS, 2007).

Nos últimos anos, a técnica Bow-Tie (gravata borboleta) tem sido utilizada para representar visualmente a análise de risco (AIChE/CCPS, 2018). Esse método avalia os riscos e controles associados a um evento indesejado, posicionando suas causas à esquerda, consequências à direita e barreiras preventivas e mitigadoras entre eles. Embora ainda não substitua métodos como HAZOP, APP e APR, seu uso tem crescido devido à sua eficácia na comunicação de riscos (CASTILHO et al., 2020).

5.3 GESTÃO DE RISCO

A OACI (Organização da Aviação Civil Internacional) destaca no DOC 9859 (2009) que a ideia de um ambiente totalmente isento de acidentes ou perigos é uma ilusão inatingível. Isso ocorre porque as condições de um sistema nunca podem ser completamente controladas, tornando os riscos inerentes a qualquer contexto operacional. Em outras palavras, ainda não há um método de prevenção capaz de eliminar totalmente erros na operação ou em qualquer atividade humana (RODRIGUES, 2012).

Entretanto, pode-se manter um controle relativo destes riscos e ameaças à segurança até chegar-se a um nível aceitável. Ou seja, parte-se do pressuposto que, inexoravelmente, acontecerá um acidente, mas a probabilidade deste acontecer é reduzida e mantida a um nível aceitável, ou abaixo dele, próximo de zero (RODRIGUES, 2012; OACI, 2009).

O conceito de ALARP (*As Low As Reasonably Practicable*) é amplamente adotado nos sistemas de gestão de risco e pode ser traduzido como “tão baixo quanto razoavelmente possível” (CASA, 2014). Essa abordagem considera a relação entre os impactos do risco e os recursos necessários para seu controle, incluindo tempo, custos e modificações. Em essência, reduzir um risco ao nível ALARP significa equilibrá-lo com os esforços e custos necessários para sua mitigação até um patamar aceitável (SOUZA, 2020). Conforme a HSE (2001), esse processo determina que a implementação de medidas deve ocorrer apenas quando justificável, evitando custos desproporcionais.

Nesse contexto, o terceiro pilar do RBPS tem por objetivo manter os cenários accidentais sob controle, com base no conhecimento que a companhia adquiriu sobre os riscos envolvidos em sua operação no pilar anterior (AIChE/CCPS, 2007). Assim, o sucesso desse pilar depende do comprometimento de todos, da construção de uma cultura de segurança sólida e de uma análise de risco eficiente, capaz de identificar todos os cenários accidentais relevantes (CASTILHO et al., 2020).

Os elementos deste pilar são aplicados na operação e manutenção diárias, assegurando o gerenciamento eficaz e a mitigação de riscos. Dessa forma, ele representa a integração dos sistemas de gestão de segurança à rotina operacional (NOGUEIRA et al., 2021).

5.3.1 Procedimentos Operacionais

Os procedimentos operacionais podem ser definidos como um conjunto de instruções escritas detalhadas que descrevem a sequência correta de ações para realizar uma tarefa específica com segurança e eficiência (AIChE/CCPS, 2007). Ou seja, são listas sequenciais de passos ou tarefas que contemplam as precauções de segurança relacionadas à execução de determinada atividade ou serviço (SOUZA, 2020).

Sempre que possível, os procedimentos devem incluir os riscos da tarefa, as ferramentas adequadas, os equipamentos de proteção individual (EPIs) necessários e outras informações essenciais para a segurança da instalação e dos trabalhadores (CASTILHO et al., 2020). Por exemplo, dependendo da operação, devem especificar limites de pressão, faixas de temperatura, alarmes e instrumentos críticos, bem como as ações corretivas a serem adotadas em caso de desvios (OSHA, 2000).

A 15^a Prática do SGSO da ANP (2007) também destaca a necessidade dos procedimentos operacionais. Essa prática destaca a importância da gestão de operações simultâneas, estabelecendo diretrizes para sua identificação e controle. Operações simultâneas referem-se à realização de duas ou mais atividades interdependentes dentro da mesma instalação, onde a interação entre elas pode aumentar os riscos envolvidos. O Operador da Instalação deve definir as categorias e tipos dessas operações, especialmente quando introduzem novos perigos, demandam logística diferenciada ou afetam a funcionalidade de elementos críticos de segurança.

A aplicação desse elemento é fundamental para garantir a padronização das operações e a manutenção do risco em nível ALARP. Quando uma atividade é executada de maneira consistente, os riscos envolvidos tendem a ser os mesmos, permitindo que as ações para os minimizar já estejam traçadas. Por outro lado, a realização irregular das atividades pode gerar variáveis não mapeadas, aumentando a exposição a riscos desconhecidos e comprometendo a segurança operacional (NOGUEIRA et al., 2021).

Conforme aponta a ANAC (2022), o passo-a-passo é a melhor e mais simples forma de se organizar a construção mental da atividade. Uma vez estabelecidas as rotinas operacionais padronizadas, as atividades operacionais passam a ser independentes da expertise de um ou outro operador. Portanto, a padronização operacional permite que plantas operem de forma

constante independente de quem esteja na frente das operações, do período do dia ou de qualquer mudança de turno elevar a produtividade e garantir os níveis de qualidade esperados, mas também ajuda a manter a segurança (CASTILHO et al., 2020).

Ainda pela ANAC (2022), um procedimento operacional bem elaborado e aplicado auxilia principalmente em situações de estresse, como nos casos de emergência. Nesse sentido, é primordial que os colaboradores sejam contemplados e treinados com informações atualizadas e completas, garantindo a execução segura de suas funções (NOGUEIRA et al., 2021). No entanto, é fundamental atentar-se para que o volume de procedimentos não seja exorbitante, evitando que a complexidade excessiva comprometa a operação.

Conforme observado, a eficiência desse elemento está fortemente atrelada ao Pilar 1 do RBPS, refletindo o quanto a cultura de segurança e o compromisso com os processos estão incorporados ao dia a dia dos funcionários, além da facilidade de acesso a materiais atualizados por meio de uma gestão eficiente da informação e do incentivo da liderança para sua aplicação.

5.3.2 Práticas de Trabalho Seguro

O elemento de Práticas de Trabalho Seguro visa estabelecer um sistema de controle para gerenciar atividades realizadas em ambientes de risco (AIChE/CCPS, 2014). No setor industrial, os procedimentos são categorizados em operacionais e de trabalho seguro.

Os procedimentos de trabalho seguro são direcionados a atividades não rotineiras, ou seja, aquelas que não fazem parte do fluxo operacional habitual da instalação, como trabalho em altura, acesso a espaços confinados, içamento de cargas e até mesmo a substituição de lâmpadas. Vale ressaltar que, embora não sejam regulares na rotina operacional, essas atividades não representam, necessariamente, um risco maior. No entanto, por serem realizadas em áreas de risco, exigem um planejamento adequado e a adoção de medidas adicionais de precaução e mitigação, garantindo que sejam executadas com segurança e minimizando eventuais perigos para os trabalhadores e a instalação (CASTILHO et al., 2020).

O Sistema de Permissão de Trabalho (PT) é amplamente utilizado para garantir a segurança nas operações industriais (CASTILHO et al., 2020). A Resolução OSHA 3133/1994 determina que atividades não rotineiras devem ser rigidamente controladas pela gerência e só podem ser executadas mediante aprovação prévia de uma PT.

Em alinhamento com essa diretriz, a Prática de Gestão nº 17 da ANP (2007) estabelece que o Operador da Instalação deve implementar um sistema de permissão de trabalho e outros mecanismos de controle para assegurar a segurança das atividades em áreas de risco. Além disso, reforça a necessidade de monitoramento contínuo, garantindo que os requisitos de

segurança sejam seguidos até a conclusão das atividades, mantendo todas as medidas de controle ativas e eficazes.

Conforme apresentado no Capítulo 4 no acidente de Piper Alpha, as falhas no Sistema de Permissão de Trabalho (PT) foram apontadas como uma das causas do acidente. Entre os problemas destacados no sistema, estava a ausência de inspeções nos locais de trabalho durante as atividades e o descumprimento do protocolo de devolução dos documentos de PT, que frequentemente eram deixados na sala de controle em vez de serem entregues ao representante de operações responsável.

Os procedimentos operacionais e as práticas de trabalho seguro se complementam, detalhando a execução do trabalho e os riscos envolvidos. Além disso, essas práticas estão alinhadas a normas regulamentadoras, como a NR-12, que exige o uso do Sistema de Permissão de Trabalho (PT) para a segurança na operação de máquinas e equipamentos em espaços confinados (BRASIL, 2024).

5.3.3 Integridade de ativos e confiabilidade

A integridade de ativos e confiabilidade tem como objetivo garantir que todas as fases do ciclo de vida de um empreendimento – desde o projeto e instalação até o descomissionamento – sejam conduzidas corretamente. Esse elemento assegura que sistemas e equipamentos críticos permaneçam operacionais, reduzindo riscos e preservando a segurança da instalação. Para isso, é essencial um controle rigoroso sobre suas condições e desempenho, garantindo que funcionem conforme projetado (AICHE/CCPS, 2007).

A preservação da integridade dos ativos é essencial para evitar falhas que comprometam a segurança da operação. A deterioração de barreiras preventivas e mitigadoras afeta diretamente a avaliação de riscos, podendo aumentar a probabilidade de eventos adversos. Muitas vezes, um cenário acidental é considerado aceitável devido à baixa frequência prevista, sustentada pela presença dessas barreiras. No entanto, quando perdem sua integridade, o risco operacional se eleva significativamente, tornando essencial sua manutenção contínua (CASTILHO et al., 2020).

Para garantir a funcionalidade desses sistemas, os equipamentos de segurança crítica devem ser cadastrados, identificados e monitorados. Exemplos incluem dispositivos elétricos de proteção, válvulas de alívio de pressão (PSV), discos de ruptura e válvulas de retenção. A adoção de códigos visuais ou numeração específica facilita a rastreabilidade e o reconhecimento desses componentes essenciais, permitindo intervenções rápidas e eficazes sempre que necessário (EPSC, 2024).

Além das inspeções programadas, um monitoramento contínuo é fundamental para rastrear manutenções pendentes e antecipar falhas. A rastreabilidade dessas informações melhora a confiabilidade operacional e reduz riscos inesperados. Para coordenar essas diretrizes, a implementação de um Plano de Integridade de Ativos é essencial. Segundo a OSHA (2000), inspeções e testes devem seguir o cronograma do fabricante ou ser ajustados conforme a experiência operacional. Além disso, qualquer reparo deve ser documentado, incluindo data, responsável pela execução e identificação do equipamento. Esse plano organiza as ações de manutenção, reduz o tempo de inatividade dos ativos e deve ser atualizado regularmente com base em novas descobertas.

Ferramentas como o *Reliability Centred Maintenance* (RCM) e o *Risk Based Inspection* (RBI) também podem auxiliar nesse processo. O RCM foca na confiabilidade dos ativos, priorizando ações preventivas e preditivas ao analisar falhas e seus impactos. Já o RBI determina a periodicidade das inspeções com base no risco de cada equipamento, considerando fatores como corrosão e erosão. Ambas as abordagens otimizam recursos e garantem um equilíbrio entre segurança e eficiência, permitindo que o plano de integridade de ativos seja mais eficaz (EPSC, 2024).

A relação entre integridade de ativos e compliance também é crucial, pois normas e regulamentações orientam as melhores práticas de inspeção, manutenção e controle dos equipamentos. O MOC também desempenha um papel essencial nesse processo, assegurando que modificações em sistemas críticos sejam devidamente analisadas para evitar impactos na segurança e na conformidade com as regulamentações.

Casos históricos reforçam essa realidade, como o acidente de Bhopal, que evidenciou os riscos da ausência de barreiras eficazes, o desastre da Piper Alpha, marcado por falhas na inspeção de equipamentos críticos.

5.3.4 Gestão de Prestadores de Serviço ou Terceirizados

A contratação de empresas terceirizadas para atividades especializadas ou não rotineiras traz desafios à segurança, principalmente devido à falta de familiaridade desses trabalhadores com as instalações (AIChE/CCPS, 2007). Para mitigar riscos, a Resolução 43/2007 da ANP exige que o contratante selecione e avalie prestadores de serviço, garantindo que sejam treinados e cientes dos riscos, enquanto o contratado deve assegurar que seus funcionários atendam aos requisitos de segurança.

A adoção de um sistema de permissões de trabalho, aliado à manutenção de listas de prestadores avaliados e à inclusão de regras de segurança nos contratos, permite maior controle

sobre as atividades dos terceirizados, reduzindo riscos operacionais e garantindo a definição clara de responsabilidades, como o fornecimento de EPIs e a fiscalização de seu uso (AIChE/CCPS, 2014). No entanto, a alta rotatividade desses profissionais dificulta a padronização dos treinamentos, tornando essencial a implementação de capacitações contínuas e ferramentas de integração que assegurem a assimilação das normas de segurança da instalação (CASTILHO et al., 2020).

A falta de coordenação e integração entre contratantes e prestadores de serviço já resultou em grandes acidentes industriais. No caso do desastre da plataforma Deepwater Horizon, a falta de alinhamento entre a BP e suas contratadas levou à má interpretação dos testes de pressão no poço, sem uma verificação estruturada entre as partes, contribuindo para a ocorrência do desastre.

5.3.5 Garantia de Desempenho e Treinamento

O elemento de Garantia de Desempenho e Treinamento tem como objetivo assegurar que todos os colaboradores executem suas funções de maneira uniforme e eficiente, além de identificar a necessidade de reciclagens e capacitações (AIChE/CCPS, 2007). Segundo a Prática de Gestão nº 16 da ANP (2007), cabe à organização garantir que seus funcionários possuam as habilidades e conhecimentos necessários para desempenhar suas atividades com segurança, documentando e registrando os treinamentos realizados. A ANAC (2019) também destaca a importância de um plano de treinamento estruturado, que inclua avaliações periódicas de eficácia para garantir que o aprendizado seja realmente incorporado à rotina operacional.

A capacitação pode ocorrer por meio de diferentes métodos, desde cursos teóricos até treinamentos práticos mais elaborados, dependendo da complexidade das tarefas. A análise do desempenho do treinamento é essencial e pode ser feita por meio de testes, simulações e observação direta, verificando mudanças no comportamento dos colaboradores e redução de incidentes. O impacto do treinamento pode ser medido por meio da eficácia na mitigação de riscos, na adoção de práticas seguras e na conformidade com os procedimentos operacionais.

Além disso, é essencial que a empresa ajuste a periodicidade dos treinamentos para evitar lacunas na capacitação de novos funcionários ou daqueles que mudam de função. A OSHA (2000) recomenda que treinamentos de reciclagem sejam realizados ao menos a cada três anos, ou com maior frequência quando necessário, para garantir que os trabalhadores estejam atualizados com os procedimentos e normas vigentes.

5.3.6 Gestão de Mudança (MOC)

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. 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.

Inicialmente, o MOC era voltado para modificações em equipamentos e tecnologias, mas evoluiu para abranger qualquer alteração que possa impactar a segurança dos processos. De acordo com a *American Bureau of Shipping* (ABS, 2013), essas mudanças se dividem em três categorias principais: equipamentos, operações e organização. A primeira refere-se a alterações em sistemas físicos, como substituição de equipamentos, *bypass* temporário de dispositivos críticos e mudanças nos produtos químicos utilizados.

A segunda categoria envolve modificações em controles administrativos e sistemas de gestão, como desvios de programas de manutenção, implementação de novos procedimentos e mudanças em documentos operacionais.

Já a terceira categoria abrange mudanças organizacionais, incluindo reestruturações, fusões, aquisições e alterações na liderança, que exigem uma transição bem planejada para garantir a continuidade da segurança e a clareza na redistribuição de responsabilidades (CUNHA & PIACESI, 2023).

Os três tipos de mudança citados anteriormente também podem ser categorizados com base em sua duração e urgência (ABS, 2013). A gestão de mudança permanente envolve alterações estruturadas e planejadas para criar transformações duradouras, como reestruturações organizacionais, novos processos e adoção de tecnologias. Já a gestão de mudança temporária abrange modificações implementadas por um período determinado, exigindo controle rigoroso para evitar que se tornem permanentes sem a devida reavaliação. Embora mudanças temporárias ofereçam maior flexibilidade, não devem justificar a aceitação de riscos elevados. Já a gestão de mudança de emergência é reservada para cenários críticos onde o tempo para seguir o procedimento convencional é inviável, como crises econômicas,

pandemias ou desastres naturais, devendo ser aplicada com cautela para evitar desvios na implementação do MOC padrão (CUNHA & PIACESI, 2023).

Para garantir sua eficácia, o MOC deve abranger desde a identificação e classificação da alteração, avaliando sua necessidade e relevância, até a análise dos impactos técnicos, operacionais e de segurança. Esse processo utiliza ferramentas de análise e identificação de risco do elemento I deste pilar, permitindo prever cenários adversos e definir medidas de controle apropriadas para mitigar potenciais falhas.

Após essa análise, a etapa de aprovação exige que a alteração passe pela validação de profissionais qualificados, garantindo que os riscos foram corretamente dimensionados e que modificações mais complexas sejam aprovadas em diferentes níveis hierárquicos. Em seguida, a comunicação e o treinamento tornam-se essenciais para que todos os envolvidos compreendam a mudança e suas implicações, seja por meio de reuniões, capacitações ou documentação operacional. Em operações *offshore*, a troca de turnos adiciona desafios, tornando fundamental que a passagem de serviço inclua a transferência oficial das responsabilidades do MOC para assegurar a continuidade do processo (ABS, 2013).

Por fim, a fase de fechamento e acompanhamento assegura que todas as modificações sejam monitoradas para evitar falhas operacionais e que mudanças temporárias não se tornem permanentes sem reavaliação. Além disso, qualquer alteração revisada, mesmo que rejeitada, deve ser registrada para auditoria e melhoria contínua, garantindo que a organização tenha um histórico consolidado de suas mudanças e aprendizados.

5.3.7 Prontidão Operacional

A Prontidão Operacional garante que processos interrompidos, seja por manutenção, sazonalidade ou fatores econômicos, possam ser retomados de forma segura. Procedimentos bem definidos são essenciais para assegurar a integridade dos equipamentos e a segurança dos trabalhadores, reduzindo riscos durante startups e reinicializações (AIChE/CCPS, 2014).

A experiência industrial demonstra que acidentes são mais frequentes durante *startups* e retomadas de operação (AIChE/CCPS, 2007). Durante essas transições, parâmetros como pressão e temperatura podem exceder os limites normais, aumentando o risco de falhas e vazamentos. Para mitigar esses perigos, o PSM exige uma revisão de segurança pré-inicialização antes da retomada das operações (OSHA, 2000). Essa revisão deve garantir que os equipamentos tenham sido instalados corretamente, que procedimentos de segurança estejam implementados, que análises de risco tenham sido conduzidas e que os trabalhadores envolvidos tenham recebido treinamento adequado.

Conforme visto no Capítulo 4, falhas nesse elemento foram determinantes para grandes desastres industriais. O acidente de Seveso ocorreu devido a um erro no desligamento inadequado do sistema. No caso da Piper Alpha, a falha aconteceu durante a inicialização de uma bomba sem uma válvula de alívio instalada.

5.3.8 Condução Das Operações

Segundo AIChE/CCPS (2007), a condução das operações é um elemento baseado na execução de tarefas operacionais e de gerenciamento de maneira estruturada, garantindo que as tarefas operacionais sejam realizadas de forma padronizada e segura. Esse conceito está diretamente ligado ao comprometimento da força de trabalho em seguir rigorosamente os procedimentos, normas e diretrizes de segurança (AIChE/CCPS, 2007).

A cultura organizacional desempenha um papel fundamental na condução das operações. Em empresas onde a segurança é um valor central, os trabalhadores seguem os procedimentos corretamente, independentemente da supervisão. O treinamento regular, aliado ao monitoramento do desempenho operacional, permite minimizar variações indesejadas e evitar improvisos que possam comprometer a integridade das operações (AIChE/CCPS, 2014).

Outro fator crítico é a comunicação eficiente, especialmente durante as trocas de turno. Atividades que se estendem além de um turno exigem um fluxo contínuo de informações para garantir a continuidade operacional sem riscos. A transição entre equipes deve ser encarada como parte essencial do serviço, sendo acompanhada de registros adequados, incentivo à troca de informações e esclarecimento de dúvidas (CASTILHO et al., 2020).

Falhas na condução das operações e na troca de turnos já resultaram em acidentes graves. Conforme visto no Capítulo 4, o incidente em Piper Alpha teve início devido à falta de comunicação sobre o status da manutenção de equipamentos, permitindo que uma bomba fosse ligada sem que estivesse devidamente operável.

5.3.9 Gestão de Emergência

Mesmo com medidas preventivas, falhas mecânicas, perturbações no processo e erros humanos podem gerar emergências ao longo da operação de uma instalação (Majid et al., 2016). Para minimizar os impactos desses eventos, as organizações devem implementar um Plano de Resposta à Emergência (PRE), que estabeleça ações específicas para diferentes cenários, incluindo evacuação imediata e sistemas de alerta eficientes (ANAC, 2019; OSHA, 200). Segundo a Prática de Gestão nº 21 da ANP (2007), esse plano deve contemplar a identificação

da instalação, acessos, cenários de risco, comunicação com partes interessadas e estrutura de resposta, garantindo que as medidas de contingência sejam eficazes.

A Gestão de Emergências também envolve a preparação, disponibilização de recursos, treinamento contínuo e comunicação eficaz com *stakeholders* (AIChE/CCPS, 2007). A resposta a incidentes deve ser planejada com base na análise de risco, identificando cenários accidentais e definindo protocolos adequados. No entanto, a eficácia desses procedimentos depende não apenas de sua existência, mas também da capacitação contínua da equipe e da manutenção dos equipamentos de emergência, como alarmes, monitores, viaturas e sistemas de resgate.

Durante emergências, o estresse pode comprometer a tomada de decisão, tornando essencial que todos os envolvidos conheçam claramente seus papéis. Para isso, a realização de simulados é fundamental, pois permite testar os protocolos, corrigir falhas e melhorar a coordenação entre diferentes agentes. Esses exercícios frequentemente envolvem forças de segurança, defesa civil e, em alguns casos, a própria comunidade local, garantindo que a resposta seja ágil e eficaz (CASTILHO et al., 2020).

Logo, é evidente que esse elemento está fortemente ligado aos elementos de treinamento e competência e integridade de ativos e confiabilidade, pois somente equipes bem preparadas e equipamentos adequadamente mantidos garantem uma resposta eficiente. Falhas em sistemas de alerta ou equipamentos de contenção podem comprometer a evacuação e expor trabalhadores e comunidades a produtos perigosos.

A tragédia de Bhopal (1984) exemplifica que um plano de emergência estruturado e o treinamento adequado da população circunvizinha poderiam ter salvo centenas de vidas (KLETZ, 2001). Da mesma forma, na Deepwater Horizon (2010), quando a situação de emergência foi percebida, as ações de contenção foram tardias e equivocadas, o fluxo foi desviado incorretamente, agravando a explosão e o vazamento (KLETZ, 2001).

5.4 APRENDER COM A EXPERIÊNCIA

Por mais robusto que seja um sistema de gestão de segurança, sempre haverá margem para aprimoramento. O último pilar do RBPS trata justamente da avaliação e melhoria contínua, garantindo que processos e práticas sejam revisados regularmente para identificar falhas, otimizar o desempenho e reforçar a cultura de segurança.

A melhoria contínua envolve a análise sistemática da performance dos sistemas para detectar lacunas antes que problemas graves ocorram. Esse processo deve ser periódico e iniciar-se já na implementação do sistema de gestão (AIChE/CCPS, 2014).

5.4.1 Investigação de Acidentes

A investigação de acidentes e incidentes é um processo estruturado que visa compreender as causas-raiz dos eventos e implementar medidas para evitar recorrências. Esse elemento envolve a elaboração de procedimentos formais, a capacitação de equipes multidisciplinares e a criação de um banco de dados para análise de tendências (AIChE/CCPS, 2014).

O nível de investigação deve ser proporcional à gravidade real ou potencial do evento. Para isso, documentos como o CCPS/AIChE (2011) propõem uma classificação universal de severidade, baseada em fatores como volume vazado, propriedades do fluido liberado e impactos para pessoas, instalações e meio ambiente. A ideia é estabelecer uma escala de gravidade comparável entre diferentes empresas do setor, permitindo a melhoria contínua da segurança industrial.

Embora a meta seja reduzir ao máximo a ocorrência de acidentes, isso pode levar à perda de proficiência da equipe investigativa, uma vez que menos eventos significam menos oportunidades de aplicar a metodologia. Para evitar essa lacuna, muitas organizações passaram a investigar também incidentes e quase-perdas, permitindo não apenas manter a equipe treinada, mas também identificar fragilidades e vulnerabilidades antes que se transformem em falhas catastróficas (CASTILHO et al., 2020).

As equipes de investigação devem ser compostas por especialistas técnicos e profissionais treinados na metodologia, garantindo que a análise seja conduzida com precisão. Para assegurar a imparcialidade e o suporte necessário, recomenda-se que um membro hierarquicamente superior faça parte da equipe, facilitando o acesso a recursos e garantindo a continuidade da investigação (AIChE/CCPS, 2014).

As investigações devem gerar relatórios detalhados, que sejam facilmente acessíveis e utilizados para implementar ações corretivas e preventivas. Um banco de dados bem estruturado possibilita a identificação de padrões de risco e a mitigação de falhas recorrentes.

Além disso, a investigação deve considerar as três grandes vertentes da segurança de processos: tecnologia e equipamentos, fatores humanos e sistema de gestão. Inicialmente, as análises se concentravam em falhas tecnológicas, mas estudos demonstraram que o comportamento humano e deficiências na gestão organizacional desempenham papel fundamental na maioria dos acidentes. Atualmente, a abordagem busca compreender como falhas sistêmicas contribuíram para o evento, indo além da identificação de erros pontuais, como um sensor defeituoso ou o não cumprimento de um checklist.

No Brasil, a ANP exige que todas as empresas do setor petrolífero enviem um relatório anual detalhando os acidentes ocorridos, suas causas, fatores contribuintes e medidas corretivas e preventivas adotadas (Resolução ANP nº 43/2007). Esse documento deve conter informações como datas dos eventos, descrição das circunstâncias, equipamentos envolvidos, impactos e recomendações finais.

Além desses aspectos, algumas informações essenciais costumam ser negligenciadas nos relatórios de acidentes. Para garantir a efetividade das investigações, é fundamental definir quem será responsável por implementar as recomendações e estipular prazos para sua conclusão. Sem uma atribuição clara de responsabilidade, ações corretivas podem não ser executadas, comprometendo a eficácia da investigação. Também é importante estimar os custos das recomendações, considerando não apenas recursos financeiros, mas também a alocação de pessoal necessário para a implementação das mudanças.

Outro fator crítico é a circulação das informações geradas pelas investigações. Em muitas empresas, há resistência em divulgar falhas e acidentes, limitando a disseminação dos aprendizados. No entanto, restringir o acesso a essas informações aumenta o risco de recorrência. O compartilhamento de relatórios com setores que enfrentam desafios semelhantes permite que outras áreas aprendam com as falhas, prevenindo incidentes futuros. Em grandes organizações, a adoção de boletins internos de segurança facilita a disseminação dessas lições, promovendo uma cultura organizacional mais resiliente e proativa na prevenção de acidentes.

Vale destacar que o objetivo das investigações não é atribuir culpa aos envolvidos, mas sim identificar falhas sistêmicas e propor soluções eficazes para tratar as causas-raiz e evitar recorrências (KLETZ, 2001). Abordagens punitivas tendem a gerar resistência e medo, reduzindo a colaboração dos funcionários e comprometendo a qualidade das análises (AIChE/CCPS, 2007). Dessa forma, um processo de investigação bem estruturado, aliado à transparência e ao compromisso com a melhoria contínua, é essencial para fortalecer a cultura de segurança e prevenir novos incidentes.

5.4.2 Auditoria

As auditorias são fundamentais para avaliar a eficácia do Sistema de Gerenciamento de Segurança (SGS) e garantir a conformidade com normas operacionais (AIChE/CCPS, 2007). Segundo a Prática de Gestão nº 22 da ANP (2007), as auditorias devem ser realizadas para verificar a aderência das operações aos requisitos estabelecidos, podendo ser conduzidas internamente por equipes da própria empresa ou externamente por órgãos reguladores e empresas especializadas.

De acordo com a FAA (2015), as auditorias se dividem em duas categorias: Operacionais, que avaliam o alinhamento das atividades com os objetivos da empresa, e de Conformidade, que verificam a adesão a normas e procedimentos. O processo pode incluir análise documental, inspeção de instalações e entrevistas com funcionários, gerando recomendações que devem ser implementadas rapidamente para fortalecer a segurança e reduzir riscos (OSHA, 2000).

A qualidade das auditorias reflete o compromisso da empresa com a segurança. Segundo Sutton (2009), falhas frequentes nesse processo indicam uma cultura de segurança deficiente. Além de garantir a conformidade regulatória, auditorias bem executadas identificam oportunidades de melhoria, aumentam a conscientização sobre segurança e fortalecem a confiança no cumprimento de exigências legais.

O debate sobre auditorias agendadas versus não anunciadas persiste. Enquanto algumas empresas defendem inspeções surpresa para evitar ajustes superficiais, outras argumentam que auditorias programadas permitem um preparo adequado e internalização das boas práticas. Entretanto, auditorias pré-agendadas podem resultar em conformidades artificiais (CASTILHO et al., 2020).

Os relatórios de auditoria devem documentar as atividades realizadas, conclusões e recomendações, que precisam ser implementadas para garantir a melhoria contínua. Kletz (2001) reforça que auditorias devem ser incorporadas desde o projeto das instalações, permitindo correções antes que falhas se manifestem.

5.4.3 Métricas e Indicadores

As métricas e indicadores são fundamentais para monitorar a eficácia do Sistema de Gerenciamento de Segurança (SGS) e orientar a tomada de decisões com base em dados concretos (CCPS, 2011). Segundo a Prática de Gestão nº 23 da ANP (2007), esse elemento deve garantir a identificação e monitoramento de indicadores-chave de desempenho para avaliar a segurança dos processos e implementar melhorias contínuas.

A seleção dos indicadores deve equilibrar quantidade e relevância, evitando métricas excessivas que dificultem a análise ou o uso de dados imprecisos que induzem a falsas percepções de segurança. Um exemplo crítico foi o acidente da Deepwater Horizon, onde a tripulação foi premiada por sete anos sem acidentes pessoais no mesmo dia em que ocorreu a explosão. Isso reforça a necessidade de utilizar indicadores específicos para segurança de processos, diferenciando-os da segurança ocupacional (VINNEM, 2010).

Segundo a ANAC (2019), um bom indicador deve ser confiável, aplicável, objetivo e economicamente viável, permitindo avaliar a evolução do risco ao longo do tempo (OECD, 2003). Indicadores podem ser reativos, que medem eventos passados, como vazamentos ou falhas de barreiras de segurança, ou preventivos, que monitoram condições de risco antes de um incidente ocorrer (AIChE, 2007). O HSE (2001) destaca a importância de combinar ambas as métricas, diferenciando entradas (perigos não controlados), processos (medidas de controle), saídas (resultados diretos das ações implementadas) e resultados (impacto final na segurança do sistema).

Exemplos de indicadores incluem número de MOCs temporárias vencidas, análises de risco com validade expirada e tempo médio de resposta a recomendações de segurança. Além disso, considerando que fadiga e cansaço impactam a performance humana, algumas organizações já monitoram horas extras e padrões de trabalho exaustivos (CASTILHO et al., 2020).

5.4.4 Melhoria Contínua

A Análise de Gestão e Melhoria Contínua tem como objetivo avaliar sistematicamente o Sistema de Gerenciamento de Segurança (SGS), identificando falhas e oportunidades de aprimoramento para garantir a eficácia do sistema (AIChE/CCPS, 2014). Esse processo deve ser contínuo e iniciado já na implementação do SGS, permitindo ajustes estratégicos antes que problemas graves ocorram.

A complexidade da implementação simultânea de todos os pilares do RBPS exige um planejamento estruturado. A abordagem recomendada prioriza cultura de segurança, identificação de perigos e análise de riscos, além de métricas e indicadores, pois esses elementos são fundamentais para orientar decisões baseadas em riscos e monitorar o desempenho do sistema. A escolha dos primeiros elementos a serem implementados depende da realidade da organização: um histórico recente de incidentes pode demandar foco na análise de riscos, enquanto falhas operacionais podem exigir ajustes em procedimentos e equipamentos (CASTILHO et al., 2020).

A revisão do SGS ocorre por meio da análise de relatórios de auditorias e indicadores de processo, conduzida por um comitê de segurança, que define novas estratégias e metas com base nas informações obtidas (ANAC, 2019).

6 ESTUDO DE CASO

Todas as informações utilizadas neste capítulo acerca do acidente ocorrido no FPSO P-48, na Bacia de Campos no litoral do Rio de Janeiro, em 17 de março de 2016, se baseiam no relatório oficial de investigação de acidente conduzido e elaborado pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

6.1 FPSO P-48

A plataforma do tipo FPSO, P-48 (Figura 25), operada pela Petrobras, estava localizada a 100 km da costa, em uma lâmina d'água que varia de 750 até 1350 metros de profundidade, na Bacia de Campos, no campo de Caratinga. O FPSO tem capacidade de processamento de petróleo de 150.000 barris por dia, compressão de gás de 6.000 m³ por dia, injeção de água de 39.600 m³ por dia e tratamento de água de 20.000 m³ por dia (ANP, 2016). No momento do acidente, a P-48 possuía o número de pessoas a bordo da instalação (POB) igual a 194, produção média de petróleo de 40.000 barris por dia e 400.000 Nm³ por dia de gás (ANP, 2018).

Figura 25 - FPSO P-48

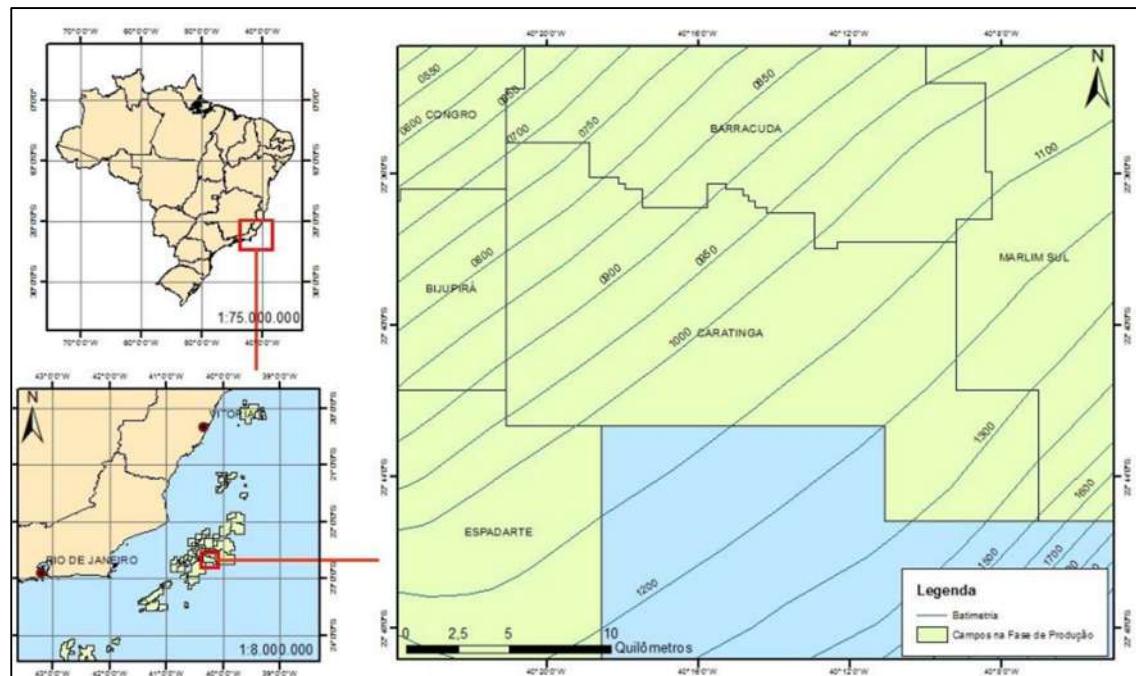


Fonte: Brasil Energia, 2021

Originalmente a plataforma era o navio Stena Concórdia, e passou pelo processo de conversão para se transformar em um FPSO nos estaleiros Brasfels, localizado em Angra dos Reis no estado do Rio de Janeiro, e Semetal, localizado em Aracaju no estado de Sergipe,

encomendado pela KBR Halliburton. Após passar pela conversão o FPSO foi trazido para o campo de Caratinga onde começou suas atividades. A Figura 26 a seguir mostra a localização do FPSO.

Figura 26 - Localização da P-48



Fonte: ANP, 2016.

A produção (mistura de água, óleo, gás e sedimentos) da P-48 chega à plataforma e é inicialmente direcionada para os pré-aquecedores de produção, onde sua temperatura é elevada em 5°C. Em seguida, o fluxo é encaminhado ao aquecedor de produção, um equipamento do tipo casco e tubo, no qual a água quente em alta pressão percorre o lado dos tubos, enquanto a produção passa pelo lado do casco. Essa água, mantida a uma temperatura de 180°C, eleva a temperatura da produção para cerca de 80°C, considerada ideal para o processo de separação. Após o aquecimento, a produção é conduzida ao separador de produção, onde variáveis-chave do processo, como pressão, nível de interface entre água e óleo e tempo de residência, são controladas rigorosamente. Esse controle assegura que as fases de óleo, água e gás sejam devidamente tratadas nos sistemas subsequentes, atendendo aos padrões de qualidade exigidos para cada uma dessas fases.

A fase oleosa é conduzida ao tratador de óleo, onde é realizada a adequação de seu BSW (*Basic Sediment and Water*), que indica a quantidade de sedimentos e água presentes no óleo, para atender aos padrões de qualidade estabelecidos. Após esse tratamento, o óleo segue para

um trocador de calor do tipo placas paralelas, onde sua temperatura é reduzida de 80°C para aproximadamente 50°C por meio da troca térmica com a água do mar, utilizada como fluido de resfriamento. Com a temperatura reduzida, o óleo é direcionado ao separador atmosférico, que representa a última etapa do processo de estabilização. Neste equipamento, são removidos os últimos traços de gás dissolvido no óleo, sendo o gás separado recuperado e reinserido no processo produtivo, maximizando sua eficiência. Após estabilizado, o óleo é armazenado nos tanques de carga do FPSO por um período médio de sete dias, até que o navio atinja sua capacidade máxima. Nesse momento, é realizada a operação de *offloading*, que consiste no acoplamento de um navio aliviador, para o qual o óleo armazenado é transferido por meio de bombas de exportação, permitindo sua continuidade no fluxo logístico.

A fase gasosa separada no separador de produção passa por processos de compressão e tratamento antes de ser utilizada. Inicialmente, o gás é direcionado para vasos denominados *safeties*, cujo objetivo é separar qualquer resíduo líquido presente no gás, prevenindo que ele siga para as etapas de compressão, o que poderia causar danos aos compressores. Nos dois primeiros estágios de compressão da plataforma, o gás passa por resfriadores e vasos para separação do condensado, que corresponde à fração de hidrocarbonetos líquidos com mais de cinco átomos de carbono. O condensado separado é reciclado para o estágio anterior do processo, contribuindo para a maximização da produção. Antes de ingressar no terceiro e último estágio de compressão, o gás atravessa uma torre de absorção de água que utiliza trietilenoglicol (TEG) como agente desidratante. Esse tratamento assegura que o gás esteja completamente seco ao entrar na etapa final de compressão, garantindo a eficiência e segurança do sistema.

A água oleosa proveniente do separador de produção é encaminhada para uma bateria de hidrociclones, onde uma parte significativa do óleo presente na água é removida. O óleo separado nesse processo é recirculado para o sistema de tratamento de óleo, previamente descrito. A água, agora com baixa concentração de óleo, passa pelo pré-aquecedor de óleo, já mencionado, onde contribui para a eficiência térmica do sistema, antes de seguir para o flotador. No flotador, o teor de óleo e graxa (TOG) da água é ajustado para atender aos limites estabelecidos pelas normas ambientais, garantindo que esteja dentro dos padrões exigidos para descarte seguro no mar. Esse tratamento é essencial para minimizar o impacto ambiental das operações *offshore*.

6.2 O SISTEMA DE DRENAGEM (SISTEMA ENVOLVIDO NO ACIDENTE)

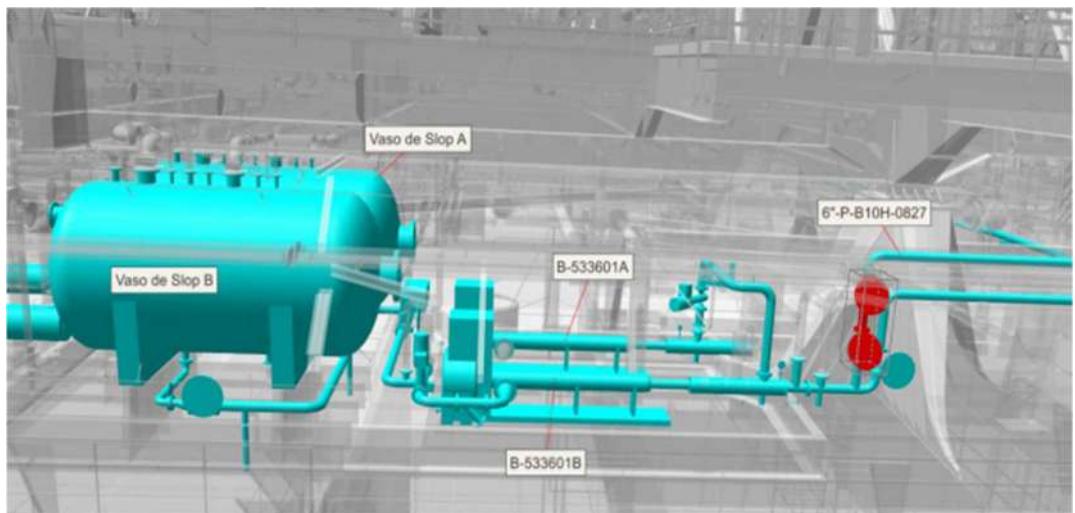
Na data do acidente, 17 de março de 2016, às 13h15, a P-48 encontrava-se em um período de manutenção programada. Para isso, contava com uma Unidade de Manutenção e

Segurança (UMS) docada à plataforma desde junho de 2015. Apesar de ainda se encontrar no período de manutenção programada, a plataforma já se encontrava produzindo no momento em que ocorreu o acidente (ANP, 2018).

O acidente em questão se tratou de um incêndio significativo com parada emergencial da planta de processo por *emergency shut down* (ESD). O incêndio teve sua origem devido a perda de contenção primária em uma tubulação que interliga o vaso de *slop* (vaso de drenagem) com o tanque de carga após realização de manobra não usual de direcionamento de fluxo de líquidos. Essa manobra era feita através de um *spool* (carretel) removível, que não deveria estar instalado na linha sem devido controle e monitoramento. Foi o não monitoramento da instalação desse *spool* que possibilitou a manobra e, consequentemente, o vazamento na linha.

O sistema onde se deu início ao vazamento e, consequentemente, ao incêndio, foi o sistema de drenagem fechada da unidade. Esse sistema era responsável por receber rejeito oleoso de diversos contribuintes, sendo os principais: hidrociclones, flotadores, condensados dos compressores, tanque de água produzida e o header de drenagem fechada. O rejeito enviado para o sistema de drenagem fechada tinha sua composição formada por água e hidrocarbonetos (água oleosa), o que caracterizava uma mistura com potencial inflamável. A Figura 27 a seguir mostra a configuração do sistema de drenagem fechada.

Figura 27 - Configuração do sistema de drenagem fechada da P-48 (Maquete 3D)

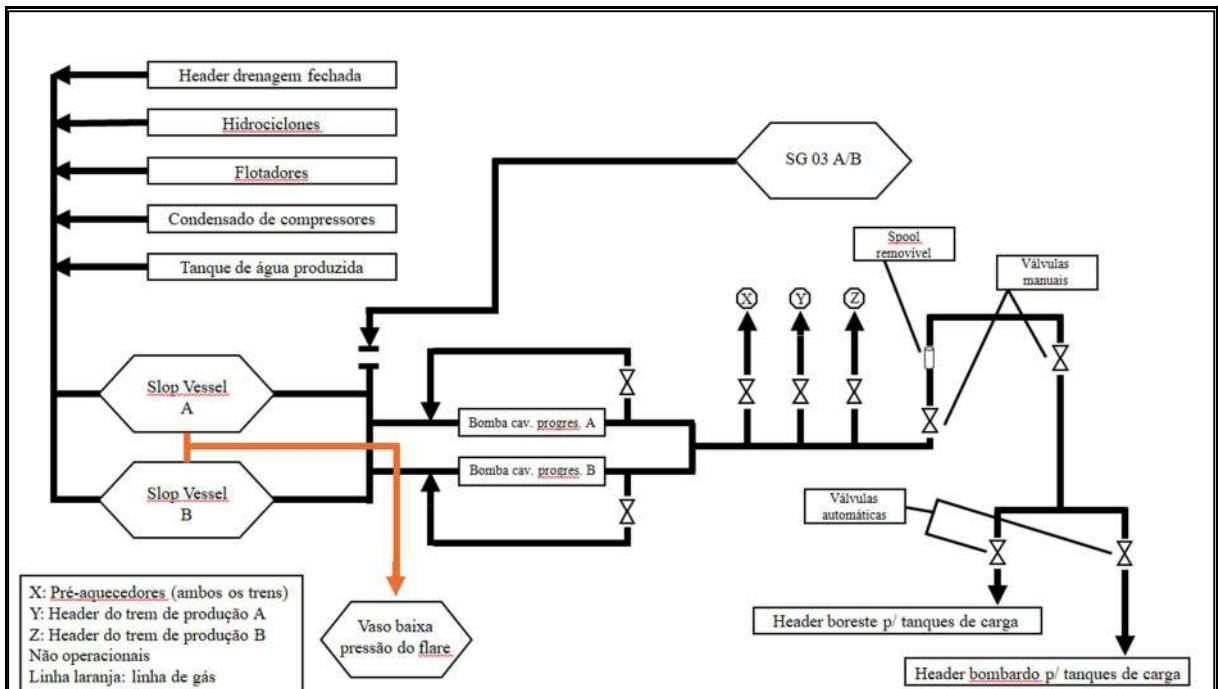


Fonte: ANP, 2018.

O sistema de drenagem fechada do FPSO era composto por 2 vasos de *slop* (V-533601 A/B), responsáveis por receber e armazenar a água oleosa, e 2 bombas de cavidade progressiva (B-533601 A/B), responsáveis por retirar o líquido dos vasos, fazendo seu controle de nível

(Figura 27). A Figura 28 a seguir ilustra de forma clara a configuração do sistema de drenagem fechada envolvida no acidente.

Figura 28 – Esquema do sistema de drenagem fechada da P-48



Fonte: elaboração própria adaptada de Relatório de Investigação ANP, 2018.

As bombas de *slop* podiam enviar o fluxo drenado dos vasos para 3 destinos diferentes, como visto na Figura 28:

1. Pré aquecedor de água/óleo;
2. *headers* de produção A e B;
3. Tanques de carga através da linha 6"-P-B10H-0827 (boroeste da plataforma).

Os 2 primeiros destinos mencionados (pré-aquecedor e *headers* de produção) configuravam os destinos preferenciais e usuais. Isso ocorria devido um melhor aproveitamento da produção quando se fazia o reciclo da água oleosa de volta a planta de processo, sendo possível separar frações de óleo que antes seriam perdidas.

O terceiro e último destino (tanques de carga) não era um destino usado em condições normais de operação. Para realizar esse alinhamento, existiam medidas controladoras para que não fosse feito de maneira inadvertida. Duas dessas medidas controladoras eram a abertura das válvulas manuais VI-5336-126 e VI-5336-127 e a instalação do *spool* (carretel) removível localizado entre essas válvulas (Figura 28).

O fluxograma de engenharia do sistema de drenagem fechada da unidade acessado pelos auditores da ANP (não há imagens do mesmo no relatório de investigação) mostra que as

válvulas manuais mencionadas (Figura 28) aparecem como “normalmente fechadas” e o *spool* como “não instalado”. Tal fato comprova a não usualidade desse alinhamento do fluxo do vaso de *slop* para os tanques de carga.

Além disso, essas válvulas manuais possuíam lacres que impossibilitaram a manobra dos volantes, sendo impossível abrir ou fechar as mesmas sem que o lacre fosse violado. Esses lacres eram controlados por empresa terceirizada e, para realizar o rompimento dos mesmos, era necessário o registro em formulário específico.

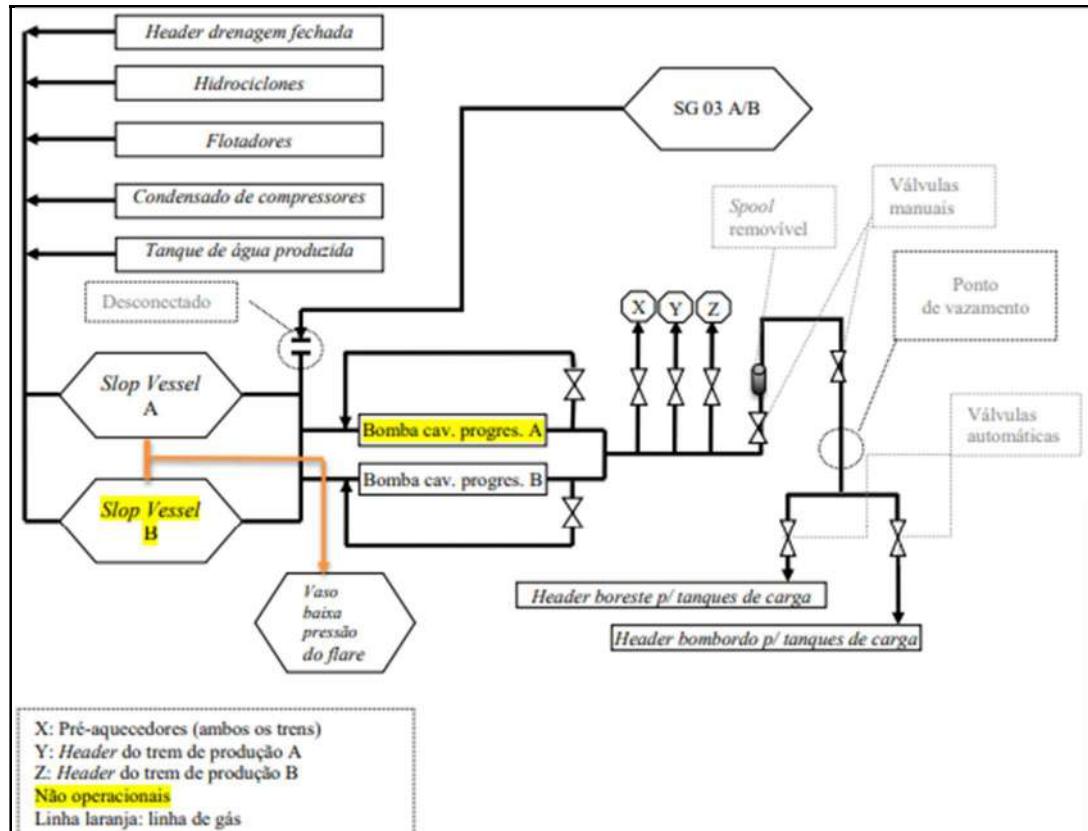
Para finalizar o alinhamento do fluxo do vaso de *slop* para os tanques de carga de borest e bombordo, era necessário a abertura das válvulas automáticas *on/off* XV-6000773 e XV-6000774 respectivamente. Essas válvulas eram comandadas pela equipe de marinha diretamente da sala de controle, e a abertura delas confirmava o alinhamento dos vasos de *slop* aos tanques de carga.

Um outro ponto importante ao se observar a Figura 28 (destacado em laranja) é que os vasos de *slop* estão conectados pelo topo ao vaso de baixa pressão do *flare* (V-541202 A/B). Dessa forma, um nível alto nos vasos de *slop* ocasionará um carregamento de líquido para o vaso de baixa pressão do *flare*. O vaso do *flare* é o último equipamento de segurança antes do envio do gás da plataforma ser mandado para a queima no *flare*, configurando um equipamento crítico de segurança. Por conta disso, a medição de nível alto nesse vaso ocasiona um *emergency shutdown 2* (ESD) na planta, levando a parada de produção.

6.3 O ACIDENTE

Conforme descrito no relatório de investigação da ANP, 2018, o acidente no FPSO P-48 tratou-se de um incêndio de grandes proporções, no dia 17/03/2016, às 13h15. O acidente foi ocasionado devido a perda de contenção primária (furo) em uma tubulação que interligava os vasos de *slop* (V-533601 A/B) aos tanques de carga da unidade. Essa manobra de interligação não era usual, e a falta de controle sob a mesma permitiu que o fluido vazasse pelo furo e migrasse da meia nau em direção à popa do navio. Nesse local, encontrou uma fonte de ignição (possível trabalho a quente realizado no local) que teria dado início ao incêndio. A Figura 29 a seguir mostra como operava o sistema de drenagem no dia do acidente.

Figura 29 - Esquema do sistema de drenagem fechada da P-48 no dia do acidente



Fonte: ANP, 2018.

Apesar do acidente ter ocorrido no dia 17/03/2016, a ANP afirma no relatório que o seu início se deu quase 3 anos antes dessa data, no dia 08/09/2013. Isso porque dessa data até dezembro de 2015, foi relatado que, ao tentar manter a produção de poço com alto BSW, a planta teria sofrido com danos por abrasão devido a presença de areia.

No dia 12/03/16, 5 dias antes do acidente, o vaso de *slop* B é retirado de operação para realização de manutenção devido a abrasão por areia. O mesmo não se encontrava operacional no dia do acidente (Figura 29). Além disso, já no dia do acidente (17/03/2016), às 8h12, houve atuação do PAL-5336008 (alarme de baixa pressão) no supervisório. Esse alarme indicava uma baixa pressão na saída das bombas de *slop*. Ambos os fatos (vaso de *slop* B não operacional e baixa eficiência de bombeio) mostravam que o sistema de drenagem, onde ocorreu o acidente, não operava a plena capacidade (ANP, 2018).

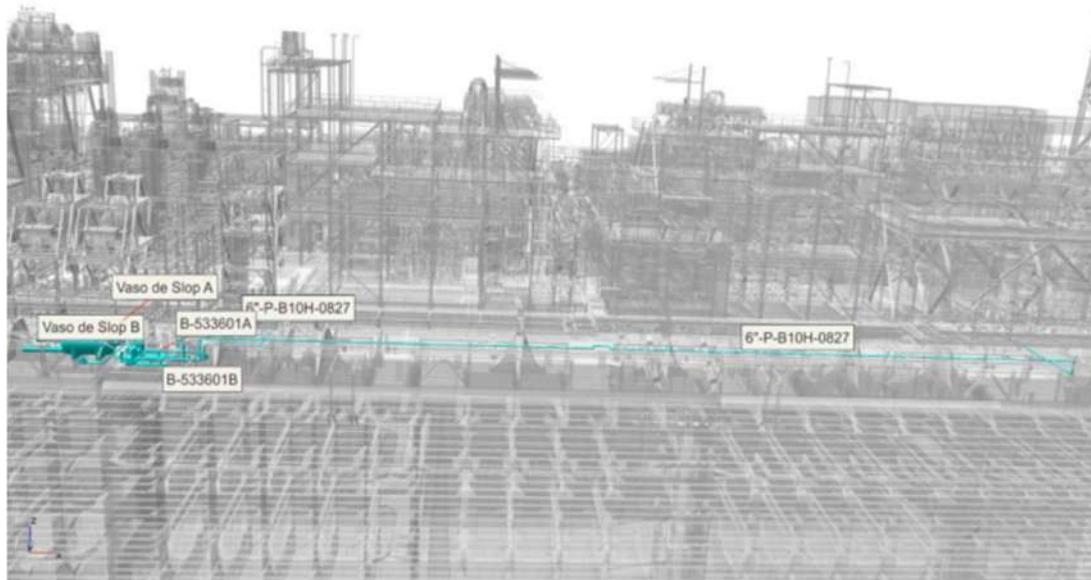
Às 8h30 do dia do acidente (17/03/2016), é verificado, através do transmissor de nível (LIT-5336008), uma elevação anormal no nível do vaso de *slop* A. Numa tentativa de controlar o nível, a equipe de operações tentou restringir o fluxo de líquido que ia para o vaso. Isso foi

feito por meio do ajuste manual no sistema de controle dos hidrociclones, restringindo a saída de rejeitos que seria encaminhada para o vaso.

Por volta das 10h20, ocorre um ESD-2 devido a atuação de nível alto no vaso de baixa pressão do *flare*. Esse nível alto no vaso do *flare* foi ocasionado devido ao grande volume de rejeito que o vaso de *slop A* estava recebendo. Tal fato, somado à não operacionalidade do vaso B, fez o volume do vaso A aumentar e carregar líquido para o vaso do *flare*, ocasionando a parada emergencial.

Para realizar o rápido esvaziamento do vaso de *slop A*, é confirmado no supervisório, às 10h22, uma tentativa de abertura da válvula XV-6000773. Essa válvula aparece na Figura 30 como “válvulas automáticas”, e é responsável pelo alinhamento do fluxo do sistema do dreno fechado, através da linha 6"-P-B10H-0827, para o tanque de carga de boreste. Não foi registrado no supervisório um retorno de informação com o status de válvula aberta, demonstrando uma falha nesse alinhamento. A Figura 30 a seguir mostra a extensão dessa linha.

Figura 30 - Extensão da linha 6"-P-B10-0827



Fonte: ANP, 2018.

Em sequência, às 10h34, é registrado no supervisório o comando de abertura da válvula XV-6000774, também presente na Figura 29 como “válvulas automáticas”. Essa válvula alinha o fluxo do sistema de drenagem fechada para o tanque de carga de bombordo. Foi registrado no supervisório que a válvula foi aberta, e assim permaneceu durante 20 minutos, até o esvaziamento do vaso de *slop A*. Ambos os alinhamentos (falha na abertura da XV-6000773 e

confirmação de abertura da XV-6000774) foram realizados ainda com a unidade parada (ESD-2).

Após a normalização no nível do vaso de *slop* A, a unidade voltou a produzir. Ainda com ela em produção, foi registrado no supervisório, por volta das 13h15, novo comando de abertura da válvula XV-6000774, com confirmação de posição aberta. Esse comando de abertura e consequente alinhamento do fluxo do dreno fechado para o tanque de carga de bombordo foi realizado com a plataforma em operação normal e durou cerca de 17 minutos.

Esse alinhamento, com a unidade em atividade normal, foi feito para evitar novo carregamento de líquido do vaso de *slop* para o vaso de baixa pressão do *flare* e, consequentemente, nova parada de produção. Foi mencionado anteriormente e reforçado no relatório de investigação da ANP, que, para realização desse alinhamento, era necessário que o *spool* removível estivesse instalado na linha 6"-P-B10H-0827 (liga o sistema de drenagem fechada aos tanques de carga). Como levantado durante a auditoria, não há registro da instalação desse *spool* no dia do acidente (17/03/2016). Isso comprova que não era feito controle da instalação do mesmo e que, muito provavelmente, o mesmo já se encontrava instalado na linha há muito tempo.

Como explicado anteriormente, apesar de estar produzindo, a P-48 se encontrava em período de manutenção programada. Por conta disso, diversos serviços estavam sendo realizados na plataforma de maneira simultânea. Alguns desses serviços necessitavam de trabalho a quente e só poderiam ser feitos mediante abertura de PT e com o *by-pass* (desligamento/ultrapassagem) dos detectores de fogo da zona onde seria realizado o referido trabalho (ANP, 2018).

De fato, como levantado em auditoria pela ANP, os detectores de fogo na área Z830 (UST830042 e 43) haviam sido *bypassados* às 8h31 do dia do acidente (17/03/2016). Esses eram os detectores mais próximos da área que foi afetada pelo incêndio. Os mesmos tiveram funcionalidade retornada às 13h43 (11 minutos após o fechamento da XV-6000774 após alinhamento da drenagem fechada para o tanque de carga de bombordo), e, no momento em que voltaram a operar normalmente, ocorreu um ESD-3P (Parada emergencial com desativação da parte elétrica) devido a confirmação de fogo na área Z830 (Topo do Tanque de Carga). No minuto seguinte, foi detectado fogo nas zonas adjacentes (Z902 e área fechadas) devido a propagação do incêndio.

Dessa maneira, a ANP conclui que durante o alinhamento do vaso de *slop* A aos tanques de carga (tanto o primeiro alinhamento com a unidade parada às 10h34, quanto o segundo alinhamento com ela já operacional, às 13h15), houve um vazamento de mistura inflamável

pela linha 6"-P-B10H-0827. A perda de contenção primária (furo) ocorreu em um ponto da linha em contato com o suporte, onde havia local com corrosão acentuada. Essa corrosão foi provocada devido a mudança no enchimento do suporte e será melhor explorada posteriormente no trabalho.

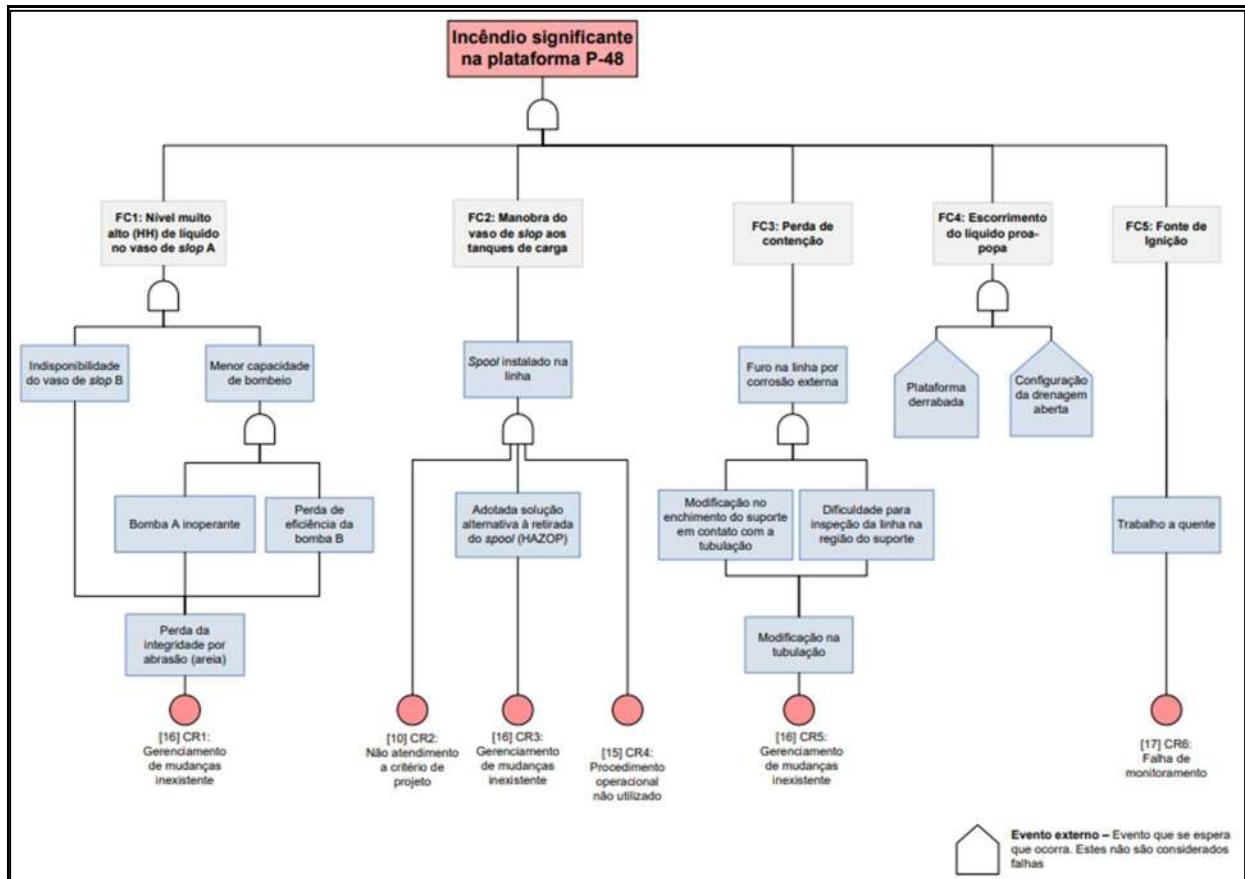
O não controle da instalação do *spool*, a baixa capacidade de bombeio e a não operacionalidade do vaso de *slop* B devido a abrasão por areia e a mudança no enchimento do suporte de tubulação da linha 6"-P-B10H-0827, propiciando a corrosão, foram levantados como os principais responsáveis para a ocorrência do acidente. Todos esses fatores têm em comum sua causa raiz: gerenciamento de mudanças inexistentes.

6.4 ÁRVORE DE FALHAS DO ACIDENTE

Com base nas informações coletadas pela ANP (2016) foi feita a determinação dos fatores causais, causas intermediárias, fatos notáveis e as causas raízes do acidente. Também foram levantados eventos externos, que consistem em fatos que não são caracterizados como desvios ou falhas, mas acabaram por contribuir para o acidente (ANP, 2018).

O método utilizado foi o da árvore de falhas. O mapa de causas raiz utilizado é o presente no Sistema Integrado de Segurança Operacional (SISO Incidentes) correlacionado com as práticas de gestão do SGSO (Sistema de Segurança Operacional), estabelecido pela Resolução ANP nº 43 de 2007. (ANP, 2018). A árvore de falhas elaborada pode ser vista na Figura 31 a seguir.

Figura 31 - Árvore de falhas do incêndio significante na P-48



Evento externo – Evento que se espera que ocorra. Estes não são considerados falhas

Fonte: ANP, 2018.

Na elaboração da árvore de falhas do acidente considerou-se como evento de topo o incêndio significante na plataforma P-48. Foram levantados 5 fatores causais, com suas respectivas causas intermediárias e causas-raízes (ANP, 2018). Vale ressaltar que um fator causal pode estar vinculado a mais de uma causa raiz e causa intermediária.

A partir da observação da árvore de falhas do acidente na plataforma P-48, é possível notar que a inexistência de um gerenciamento de mudanças é a causa raiz de 3 fatores causais. Como um dos fatores causais não possui causa raiz associada por se tratar de um evento externo, a inexistência de gerenciamento de mudanças só não é causa raiz de um fator causal.

Os fatores causais que tem como causa raiz a inexistência de gerenciamento de mudanças serão melhor detalhadas a seguir e são:

- Fator Causal 1 - Nível muito alto (HH) de líquido no vaso de *slop* A
- Fato Causal 2 - Manobra do vaso de *slop* aos tanques de carga
- Fator Causal 3 - Perda de Contenção do líquido proa-popa

6.4.1 Fator Causal 1 - Nível muito alto (HH) de líquido no vaso de *slop* A

O primeiro fator causal apontado no relatório foi dividido em 2 causas intermediárias: indisponibilidade do vaso de *slop* B, que estava aberto para manutenção, e menor capacidade de bombeio da bomba B (ANP, 2018). Ambas causas combinadas foram responsáveis por ocasionar nível muito alto de líquido no vaso de *slop* A. Essas causas serão melhor analisadas a seguir.

6.4.1.1 Causa Intermediária 1 - Indisponibilidade do vaso de *slop* B

O vaso de *slop* B estava fora de operação (aberto para manutenção) no período em que ocorreu o acidente, conforme levantado pela auditoria realizada pela ANP entre os dias 21 e 25 de novembro de 2016. Conforme os fluxogramas de engenharia do sistema de drenagem, os vasos de *slop* foram projetados para uma configuração 2x50%. Tal fato implica que ambos os vasos precisavam funcionar para que o sistema de drenagem funcionasse com 100% de capacidade (ANP, 2018).

Durante a auditoria, os interlocutores foram questionados se havia sido feita alguma avaliação do sistema de drenagem operando com apenas 1 vaso de *slop*. Essa configuração caracterizava uma restrição operacional e, portanto, deveria ser avaliada previamente. Como resposta, os auditores da ANP foram informados que, durante o período do acidente, a P-48 não estava operando em plena capacidade. Isto significava que a quantidade de poços que estavam partidos e a produção de cada um não exigia uma demanda de 100% da capacidade da planta de processo.

Os auditores solicitaram um documento que comprovasse tal afirmação, e receberam o documento “Estudo da operação da P-48 com um Vaso de *Slop*”. Esse documento tinha como premissa de cálculo apenas as vazões recebidas dos contribuintes contínuos da unidade, pois afirmava que a contribuição de sistemas/equipamentos intermitentes era muito difícil de ser prevista (ANP, 2018). A Figura 32 a seguir mostra uma tabela com as vazões consideradas no estudo.

Figura 32 - Vazões de *slop* considerado no estudo

Sistemas/equipamentos que alimentam os Vasos e Slop	Líquido		Gás
	Vazão (m ³ /h)	Vazão (Nm ³ /h)	
Vasos de sucção do compressores principais (V-UC-122301A..C-01)	27,6	858	
Hidrociclones de água produzida dos SG-01 A/B e TO01-A/B (CI-533601 A/B)	7,1	0	
Hidrociclones de água de lavagem dos tanques de carga (CI-533602)	0,5	0	
Flotadores (FL-533601A/B)	7,1	0	
Vaso de Sucção do Booster (V-122302)			intermitente
Bombas de esgotamento dos TQ drenagem aberta e água produzida (B-533605A e B-533602 A/B)			intermitente
Header Dreno Fechado			intermitente
Header de LP Flare			intermitente
Header do HP Flare			intermitente
Total	42,3	858	

Fonte: ANP, 2018.

De acordo com o relatório da ANP (2018), as premissas adotadas para a realização do estudo não retratam a realidade operacional da unidade. Isso porque a contribuição dos sistemas/equipamentos intermitentes pode ser bastante significativa. No relatório é destacado a possível contribuição do *header* dreno fechado da unidade, que recebe os fluidos vindos do esvaziamento de equipamentos. Dessa maneira, foi considerado que o estudo subdimensionou as vazões que alimentavam o vaso de *slop* no dia do acidente, e não refletiu a realidade operacional do equipamento.

Um ponto que corrobora com o subdimensionamento das vazões que alimentam o vaso de *slop* é: No dia 10/01/16 ocorreu uma parada emergencial da planta (ESD-2) devido a nível alto no vaso de baixa pressão do *flare*, ocasionado pela drenagem de equipamentos, como os separadores de produção e tratadores de óleo.

Ainda de acordo com o estudo, o mesmo concluiu que “um único vaso alinhado é capaz de processar a vazão de *slop* gerada pelos contribuintes contínuos”, não sendo possível afirmar sobre a configuração de apenas um vaso recebendo contribuições contínuas e intermitentes. Além disso, ao final do estudo, o mesmo afirma que: “apesar de possível operar-se nas condições do período 07/02/16 a 17/03/16 com apenas um Vaso de *slop* recomenda-se que se mantenha normalmente os dois vasos alinhados, conforme previsto no projeto da unidade”.

Ainda durante o período da auditoria pela ANP, foi observado a existência de uma ação corretiva que, no momento da auditoria, havia sido cancelada. Essa ação corretiva foi gerada após o evento do incêndio, e tinha como objetivo avaliar a capacidade da operação com apenas 1 vaso de *slop* em operação, como mostrado na Figura 33 a seguir.

Figura 33 - Ação corretiva referente ao estudo realizado

		AÇÃO CORRETIVA UO-RIO/ATP-BRC/OP-P48 2016/0032A.015	
Responsável pelo RTA: Carlos Antonio Goncalves Cunha UO-RIO/ATP-BRC/OP-P48 - TPM2	Situação: 06 - CANCELADO		

PROPOSTA DE AÇÃO

Responsável pela ação: Carlos Antonio Goncalves Cunha
Descrição da Proposta de Ação: M11) Avaliar a capacidade do processo de operação com apenas um Slop X volume de líquidos na planta. Se necessário, colocar segundo Slop em operação.
Proposta de Evidência de Implementação: Cancelar esta ação com justificativa.
Prazo para Implementação: 25/05/2016

Fonte: ANP, 2018.

Essa ação foi cancelada sob justificativa de que o vaso B já havia voltado a operação normal, não sendo necessário realizar essa avaliação. No entanto, a criação e existência dessa ação deixa claro que a operação com apenas um vaso disponível não foi avaliada previamente.

6.4.1.2 Causa intermediária 2 - Menor capacidade do sistema de bombeio

A segunda causa intermediária relacionada ao nível alto no vaso de *slop* vem da baixa eficiência das bombas do sistema de drenagem no momento do acidente. Na verdade, de acordo com as informações obtidas no supervisório durante a auditoria em novembro de 2016, a baixa eficiência do sistema de bombeio já havia sido notada identificada no dia 15/03/16, dois dias antes do acidente. Gráficos de processo que mostravam uma relação de energia gasta (nível de rotação), pressão de descarga e nível do vaso A, indicavam essa baixa eficiência. (ANP, 2018).

Como mencionado anteriormente, essa informação chegava ao operador por meio do alarme de baixa pressão na descarga das bombas (PAL-5336013).

De acordo com a Figura 34 a seguir, é possível observar que, no estudo feito para avaliar a operação da unidade com apenas um vaso de *slop* foi considerado que ambas as bombas estavam funcionando no dia do acidente. Entretanto, como visto anteriormente, uma das bombas não estava operacional e, a que estava em operação, apresentava baixa eficiência. Tal

fato mostra outras 2 considerações do estudo que não retratam a realidade no dia do acidente (ANP, 2018).

Figura 34 - Premissas de ambas as bombas de *slop* operacionais no dia do acidente

Cabe ressaltar que apesar de durante o período de 07/02/16 a 17/03/16 a unidade estar operando somente com um dos Vasos de *Slop* as duas bombas de esgotamento do vaso estavam disponíveis para operar, o que, em casos de necessidade permitiria o escoamento de líquido do vaso de até 104 m³/h.

Fonte: ANP, 2018.

Em ambas as causas intermediárias relacionadas ao fator causal 1, o relatório de investigação da ANP levanta como causa raiz a inexistência de gestão de mudanças, tanto para a presença de areia na planta de processo, quanto para a não disponibilidade de um dos vasos de *slop*.

A Prática de Gestão nº16 do SGSO, relativa Gerenciamento de Mudanças, no seu item 16.2 estabelece que: “Mudanças nas operações, procedimentos, padrões, instalações ou pessoal devem ser avaliadas e gerenciadas de forma que os riscos advindos destas alterações permaneçam em níveis aceitáveis.” Dessa maneira, a não avaliação do impacto que a presença de areia poderia causar no processo, assim como a não avaliação da operação com apenas 1 vaso de *slop* e baixa capacidade de bombeia, está em desacordo com a prática Nº16 do SGSO (ANP, 2018).

6.4.2 Fator Causal 2 - Manobra do vaso de *slop* aos tanques de carga

O segundo fator causal levantado para o início do incêndio foi a manobra direcionando o fluxo do vaso de *slop* para os tanques de carga. Como já apontado no relatório de investigação da ANP, esse alinhamento não era usual e só foi adotado como estratégia para o rápido esvaziamento do vaso de *slop*.

Conforme cronologia de eventos já apresentada, às 10h20 do dia do acidente, ocorreu um ESD-2 na plataforma devido a nível alto no vaso de *flare* de baixa pressão, devido a carreamento de fluido pelo topo do vaso de *slop*. Para o rápido esvaziamento do vaso, foi feito o alinhamento não usual do mesmo aos tanques de carga, com a utilização da linha 6”-P-B10H-0827. Esse alinhamento foi feito às 10h34 e terminou às 10h54, confirmado pelos comandos e confirmações de abertura e fechamento da válvula XV66000774.

A plataforma teve sua condição normal de operação estabelecida e, para evitar um novo ESD2, às 13h15, foi feito novo alinhamento do vaso de *slop* aos tanques de carga, devido à confirmação de nível alto no vaso. Foi nesse alinhamento em que houve vazamento pela linha 6"-PB10H-0827. O líquido migrou para área onde estava sendo realizado trabalho a quente, e iniciou-se o incêndio (ANP, 2018).

Foi evidenciado no relatório que o *spool* não foi instalado no dia do acidente. Ou seja, não há histórico que mostre quando o mesmo foi instalado, estando presente na linha há muito tempo. Foi concluído pela ANP, portanto, que o *spool* estaria permanentemente instalado. Essa instalação permanente contribuiu para tomada de decisão da equipe de produção em optar por esse alinhamento não usual para esvaziamento do vaso de *slop*.

6.4.2.1 Causa Intermediária 1 - Adotada solução alternativa à retirada do *spool* (HAZOP)

Em um HAZOP realizado em 2012, havia uma recomendação sobre avaliar a retirada do *spool* da linha de conexão entre o separador atmosférico, as bombas de *sloop* e os tanques de carga (ANP, 2018). Essa recomendação pode ser vista na Figura 35 a seguir.

Figura 35 - Recomendação do HAZOP para avaliação da retirada do *spool*

22	Separação Atmosférica: (R001) Avaliar a retirada do <i>spool</i> da linha de conexão entre o separador atmosférico, as bombas de <i>sloop</i> e os tanques de carga (4"-P-B10H-0908-PP e 6"-P-B10H-0827). Esta interligação representa um interface entre planta de processo e embarcação em desacordo com a Diretriz de Segurança do E&P. Adicionalmente retirar a serpentina de água quente para o separador.
----	--

Fonte: ANP, 2018.

Ao recomendar a avaliação da retirada do *spool*, é possível notar que o mesmo se encontrava instalado de maneira definitiva na linha. Esse alinhamento permanente está em desacordo com a Diretriz de Segurança do E&P, que afirma que não deve existir interface entre a planta de processo e a embarcação.

Como tentativa de manter o *spool* instalado, foi adotada uma solução alternativa para a recomendação R001 do HAZOP que dizia: “*instalação de cadeados (lacres) nas válvulas de interligação entre os vasos de slop e os tanques de carga*”. Com essa solução, uma empresa terceirizada seria responsável pelo controle dos lacres e a equipe de marinha deveria estar ciente sobre qualquer manobra envolvendo essas válvulas (ANP, 2018).

A permanência do *spool* instalado na linha 6"-P-B10H-0827, conforme solução alternativa para recomendação R001 do HAZOP, necessitava de uma gestão de mudanças adequada. Com as informações coletadas pela ANP e apresentadas no relatório, os fluxogramas de engenharia referentes ao sistema de drenagem ainda mostravam o *spool* como “não instalado”. Dessa maneira, ao não reconhecer formalmente essa alteração com a atualização de procedimentos e desenhos associados, é afirmado pelo relatório que a causa raiz relacionada à manobra do vaso de *slop* aos tanques de carga, é a inexistência de um gerenciamento de mudanças.

Durante o relatório de investigação, a ANP foca bastante no fato da não rastreabilidade e gerenciamento da utilização desse sistema não usual, que deveria ser utilizado apenas em casos atípicos e de maneira controlada. Apesar disso, o sistema estava instalado e poderia vir a ser utilizado, sobretudo, em casos não usuais como o retratado no dia do acidente. Dessa forma, vale a reflexão se o problema principal aqui foi a operação com esse sistema atípico ou a não inspeção e detecção do furo da linha, uma vez que a linha estava lá para ser utilizada caso necessário e, para isso, deveria se encontrar íntegra.

6.4.3 Fator causal 3 - Perda de Contenção do líquido proa-popa

O último fator causal que se relaciona com uma causa raiz de gerenciamento de mudanças inexistentes foi a perda de contenção na tubulação onde ocorreu o vazamento. É informado no relatório de investigação da ANP (2018) que houve a realização de um inspeção extraordinária externa na linha 6"-P-B10H-0827 após o acidente. A inspeção foi realizada no dia seguinte ao acidente e foi confirmado um furo na linha devido a corrosão severa.

O relatório de inspeção extraordinária constata que: “*foi observada a ocorrência de corrosão externa por célula oclusa (fresta) no interior do vão entre o tubo e seu suporte*”. Segundo Jambo (2008), a corrosão por célula oclusa é definida como um tipo de corrosão localizada que ocorre em áreas onde há uma diferença na concentração de oxigênio entre uma região confinada e o ambiente externo. Essa diferença cria uma célula eletroquímica, onde a região com menor concentração de oxigênio atua como ânodo (sofrendo oxidação), e a região com maior concentração de oxigênio atua como cátodo. Esse fenômeno é comum em locais com restrição ao fluxo de fluidos, como fendas, ou em áreas preenchidas com materiais que criam uma barreira parcial à troca de oxigênio.

Conforme aponta o relatório de investigação do acidente da P-48, a corrosão foi causada devido a uma modificação no suporte da linha. Utilizou-se um enchimento que não era previsto no projeto, favorecendo o fenômeno da corrosão oclusa e o furo na linha. As principais causas

que levaram a isso foram a falta de uma inspeção adequada na linha e a modificação na suportação na qual estava suspensa. Ambas serão melhor exploradas a seguir.

6.4.3.1 Causa intermediária 1 - Modificação no enchimento do suporte em contato com a tubulação

A ANP constata, a partir do isométrico de construção da linha 6”P-B10H-0827, que o suporte previsto em projeto para essa linha era do tipo SL-03L e G1-01B. Apesar disso, encontrou-se uma nota afirmando que, durante a fase de instalação da linha, os suportes foram modificados para tipo GI-04B.

O suporte de tipo SL-03L trata-se de um suporte tipo sela, enquanto o suporte GL-04B trata-se de um suporte do tipo guia, e a letra B referindo-se ao diâmetro da linha (de 6 a 12 polegadas) (ANP, 2018).

Após o evento do incêndio, foi realizada uma inspeção externa na linha que originou o vazamento. De acordo com o relatório de inspeção, foi constatado que havia uma modificação em relação ao projeto da linha e seus suportes como pode ser observado no trecho:

“Porém, originalmente não era provido de enchimento. O vão entre tubo e suporte é estreito e longo, não permite adequado tratamento mecânico e pintura. No período de 2012 foi feito o enclausuramento com aplicação de um produto elastomérico a frio, conforme ET-3000.00-1000-500- PSE-002 – Revestimentos Especiais para Proteção Anticorrosiva de Regiões Críticas. Em alguns suportes foi utilizado somente massa. Em outros suportes foi utilizado enchimento com cordões de material impermeável (não assimila água).” (ANP, 2018).

O enclausuramento de uma tubulação e seu suporte refere-se à prática de envolver ou cobrir a interface entre a tubulação e o suporte com materiais adicionais, geralmente para proteger contra danos mecânicos, prevenir corrosão, melhorar o isolamento térmico ou evitar a entrada de contaminantes no sistema. Esse método é amplamente utilizado em instalações industriais; no entanto, se mal projetado ou executado, pode criar condições que favorecem problemas como a corrosão por célula oclusa (JAMES N. BRITTON, 2002).

No caso do acidente, ao tentar realizar o enclausuramento, com pouca massa de enclausuramento, acabou criando-se um ambiente extremamente propício para a corrosão por célula oclusa. Ainda de acordo com o relatório da inspeção externa o mesmo afirma que *“Os suportes que estavam montados com enchimento de cordão de material impermeável (não assimila água), consequentemente com pouca massa de enclausuramento.” (ANP, 2018).*

Dessa forma, o preenchimento com pouca massa de enclausuramento entre a tubulação e o suporte criou uma região oclusa: baixa troca de oxigênio entre o interior e o ambiente

externo. Fica evidente a diferença na concentração de oxigênio, sendo essa muito maior na área exposta (cátodo) do que na área confinada (ânodo). Tal fato acabou por gerar uma célula eletroquímica, iniciando o processo corrosivo.

Além disso, o material impermeável pode ter favorecido a retenção de umidade entre a tubulação e o suporte, agindo como um eletrólito e intensificando a corrosão localizada. Isso é comprovado em outro trecho do relatório de inspeção que afirma “*apresentavam resíduo líquido internamente, foram removidos mais facilmente e apresentavam rachaduras. Na metade inferior do tubo apresentavam corrosão.*” (ANP, 2018).

Dessa maneira, a ANP afirma no relatório de investigação de acidente que “*a modificação realizada em relação ao projeto com o enchimento do suporte propiciou os mecanismos de corrosão que causaram o furo passante na linha.*”

6.4.3.2 Causa intermediária 2 - Dificuldade para inspeção da linha na região do suporte

A ANP afirma no relatório de investigação que mesmo com a modificação no suporte e enclausuramento o vazamento poderia ter sido evitado. Para isso, é dito que a corrosão localizada deveria ter sido detectada visualmente durante as inspeções realizadas na linha 6”-P-B10H-0827.

Foi levantado durante a auditoria que os planos e relatório de inspeção relativos à linha onde ocorreu o furo haviam sido realizados dentro do prazo e continham no seu escopo a verificação dos suportes. No entanto, não foi possível identificar o processo avançado de corrosão na região da linha em contato com o suporte. A Figura 36 a seguir mostra o item 2.3 do histórico de inspeção da linha que corrobora com o fato mencionado.

Figura 36 - Item 2.3 do histórico de inspeção da linha 6”-P-B10H-0827

“Uma inspeção extraordinária em 19/06/2015 para revisão do escopo de RTI, sendo observada deterioração nas regiões de contato entre o tubo e o suporte em algumas regiões, tendo sido recomendados serviços de pintura e troca de trechos. A inspeção inicial foi parcial devido à urgência e dificuldade para o acesso em altura. Na região da falha não houve recomendação de inspeção por não ter sido observada deterioração digna de registro, até porque o processo corrosivo estava dentro de caixa metálica preenchida com massa úmida”

Fonte: ANP, 2018.

Portanto, a ANP concluiu na sua investigação que “*a colocação de material de enchimento na região do suporte da linha impediu a identificação do processo corrosivo*

durante as inspeções". Além disso, a ANP concluiu que a falta de gestão de mudanças acerca da mudança do suporte da tubulação e seu enchimento, foi o fator determinante para que a corrosão extrema causasse um furo na linha.

No relatório de investigação, ANP destaca que a presença de areia foi analisada de forma simplificada, considerando apenas sua influência na não operacionalidade do vaso de *slop B* e seus impactos nas bombas de *slop*. Embora o relatório não tenha aprofundado a avaliação dos efeitos da areia no local específico onde ocorreu o vazamento, essa abordagem ainda se mostra relevante. Dado que a tubulação em questão deveria operar de forma intermitente, é plausível que a influência da areia na formação do furo tenha sido mínima.

Entretanto, cabe uma reflexão: considerando que o carretel removível estava instalado sem rastreabilidade - ou seja, sem registros formais de sua instalação ou remoção - existe a possibilidade de que o sistema estivesse sendo utilizado com maior frequência do que o previsto. Caso essa hipótese se confirme, a abrasão causada pela presença de areia poderia ter se tornado um fator significativo, contribuindo, em conjunto com a corrosão por célula oclusa, para a ocorrência do furo.

6.5 FALHAS NO SISTEMA RBPS NO ACIDENTE DO FPSO P-48

As investigações do acidente na FPSO P-48 apontam diversas falhas de segurança que poderiam ter sido evitadas com a aplicação eficaz de um sistema de gestão de segurança baseado em risco. Este capítulo analisa como os elementos da abordagem RBPS falharam ao longo do acidente.

O principal pilar negligenciado foi o da Gestão de Riscos, especialmente o elemento Gestão de Mudanças. A operadora estava ciente de modificações críticas, como a presença de areia na planta, a permanência do *spool* na linha 6"-P-B10H-0827 e a alteração no suporte dessa mesma linha. No entanto, essas mudanças não foram acompanhadas de uma análise de impacto operacional e de segurança. Caso uma gestão de mudança adequada tivesse sido realizada, medidas mitigadoras poderiam ter sido implementadas, reduzindo o risco do acidente.

Além disso, o primeiro elemento desse mesmo pilar (Procedimentos Operacionais), também foi uma das causas do acidente na P-48. Uma vez que o alinhamento do fluxo dos tanques de *slop* para os tanques de carga na unidade devido à nível alto nesses tanques, não estava previsto no Manual de Operação da Planta de Processo, conforme Figura 37 a seguir. Dessa maneira, ao fazer uma manobra que não estava prevista no Manual de Operação da Planta de Processo, a equipe de operações falhou na aplicação do RBPS.

Figura 37 - Trecho do manual de operação em caso de nível alto nos vasos de *slop*

6. Nível Muito Alto ou Muito Baixo nos Vasos V-533601 A/B:
- Verificar se as válvulas HV-533616 e HV-533618 na descarga das bombas B-533601 A/B estão operando normalmente;
 - Verificar se as bombas B-533601 A/B estão operando normalmente;
 - Verificar se os equipamentos da planta de processo estão operando adequadamente e dentro das condições de projeto e se há ocorrência de descarga excessiva para os vasos de “Slop”;
 - Se necessário, acionar a parada de emergência ESD-2, ou;
 - Se necessário proceder a parada programada (item 4 deste capítulo).

Fonte: ANP, 2018.

Dentro do pilar Gestão de Riscos, a Integridade de Ativos e Confiabilidade foi um dos elementos que falharam no acidente da FPSO P-48. A linha 6”-P-B10H-0827, que apresentou falha estrutural devido à corrosão acentuada, deveria estar em condições operacionais seguras, mesmo na ausência de um processo formal de MOC. A inexistência de um MOC adequado não isenta a necessidade de garantir que os equipamentos operem dentro dos padrões de segurança e integridade estrutural, assegurando sua confiabilidade ao longo do tempo.

Nesse contexto, o relatório da ANP aponta que, embora as inspeções estivessem em dia, não houve a identificação da corrosão localizada. Essa falha pode ser analisada sob duas perspectivas principais:

1. Desvio na aplicação do procedimento de inspeção:

Caso a inspeção previsse a identificação de corrosão por célula oclusa e essa verificação não tenha sido realizada corretamente, isso indicaria uma falha operacional e de cultura de segurança da operadora. A inspeção, nesse caso, teria sido conduzida de maneira superficial, sem cumprir os critérios estabelecidos, o que pode indicar fragilidades na competência de segurança de processos e na execução dos protocolos de integridade estrutural.

2. Omissão desse tipo de corrosão no plano de inspeção:

Se o procedimento de inspeção não contemplava a verificação desse tipo específico de corrosão, isso configura uma lacuna na identificação e análise de riscos da empresa. Esse cenário sugere que o risco de falha mecânica devido à corrosão por célula oclusa

não foi devidamente identificado durante o planejamento da manutenção, demonstrando uma deficiência estrutural na gestão da integridade dos ativos.

Além disso, um fator crítico para a integridade dos ativos é a rastreabilidade de modificações estruturais. O *spool* removível instalado na linha 6"-P-B10H-0827 aparentemente não possuía um controle formal de instalação e desinstalação, o que impediu uma avaliação adequada de sua condição ao longo do tempo. A ausência de um histórico documentado da manutenção e substituição desses componentes compromete a capacidade da operadora de avaliar a confiabilidade da tubulação e antever potenciais falhas.

Ao final do relatório de investigação da ANP, com o intuito de evitar novos acidentes, oriundos da mesma causa, é feita uma recomendação que deve ser atendida por todas as operadoras de instalações tipo FPSO. No caso do acidente na P-48, a recomendação gerada foi:

"R1) Realizar o levantamento da presença de peças removíveis (spools) que permitam a interligação de linhas entre sistema de produção e sistema de marinha e avaliar sua conformidade com requisitos de projeto. Deverá ser mantido registro de realização do levantamento e avaliação."

A prática realizada pela ANP de gerar recomendações ao final do relatório relativo a diferentes acidentes segue a mesma linha do pilar quatro (Aprender com a Experiência) elementos um (Investigação de Acidentes) e quatro (Melhoria Contínua) do RBPS. Ao incorporar essas lições, as organizações podem reduzir o risco de incidentes na segurança de processos, preservando a integridade de seus colaboradores, do meio ambiente, das instalações e da reputação corporativa.

Apesar dessa prática, ainda é comum a observação das mesmas causas para acidentes no setor *offshore*. Ao final do relatório de investigação, a ANP comenta sobre um acidente ocorrido na plataforma P-20, em 2013. Essa plataforma era operada pela mesma operadora da P-48, Petrobras, e, o acidente em questão, também se tratou de um incêndio. O principal motivo apontado pela propagação do incêndio foi o rompimento de um tanque de etanol. Esse mesmo tanque havia sido alvo de gestão de mudanças que não tiveram suas ações de mitigação de riscos implementadas (ANP, 2018).

No entanto, um ponto destacado é que no incêndio da P-48, as mudanças eram conhecidas pela operadora e nenhuma ação de avaliação ou mitigação de riscos foi tomada. Já no incêndio ocorrido na P-20, houve uma alteração realizada com a devida gestão de mudanças, mas as ações necessárias para controle dos riscos que adivinham dessa mudança não foram implementadas.

Outro acidente importante que teve como uma das principais causas a falta de gerenciamento de mudanças foi o do FPSO Cidade de São Mateus em 2015, operado pela BW Offshore em parceria com a Petrobras. O acidente em questão ocorreu durante operação de esvaziamento de um tanque de carga, havendo vazamento de condensado em ponto onde haviam raquetes inadequadas instaladas, sem a devida gestão de mudanças, dentro da casa de bombas. O vazamento provocou uma grande explosão na área, causando a morte de nove pessoas e 26 feridos (ANP, 2015). A recomendação R01, resultante do relatório de investigação do acidente realizado pela ANP, determinou: “*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.*”

Ambos os acidentes mencionados ocorreram poucos anos antes do incêndio na P-48, e tiveram a mesma causa raiz como principal: Falha no gerenciamento de mudanças. Além disso, no acidente do FPSO Cidade de São Mateus, foi gerada uma recomendação que enfatizava a importância de se gerenciar as mudanças ocorridas nesse tipo de instalação para que novos acidentes dessa mesma causa pudessem ser evitados.

Dessa forma, vale a reflexão que, mesmo com acidentes recentes, parece não ter tido uma absorção dessas lições aprendidas e atendimento da recomendação gerada. Tal fato evidencia um possível não comprometimento da operadora com os elementos de Cultura de Segurança de Processos e Melhoria Contínua, presentes no RBPS.

7 CONCLUSÃO

O setor *offshore* desempenha um papel crucial tanto no Brasil quanto no mundo, sendo responsável por grande parte da produção de petróleo e gás natural, fontes essenciais de energia. No Brasil, especialmente, a exploração de campos *offshore* no pré-sal tem se destacado como um dos principais motores da economia. A natureza dessas operações exige rigorosos sistemas de gerenciamento de riscos, pois qualquer falha pode ter consequências graves, tanto para a vida humana quanto para o meio ambiente, destacando a importância da segurança de processos.

A segurança de processos na indústria tem evoluído ao longo do tempo, impulsionada por grandes acidentes industriais que evidenciaram a necessidade de sistemas de gestão robustos. As investigações desses eventos catastróficos resultaram em recomendações fundamentais para a implementação de práticas de segurança mais eficazes em toda a indústria, com o objetivo de mitigar riscos e garantir a integridade das operações.

Neste trabalho, foram analisados sete acidentes emblemáticos da história industrial e a evolução dos modelos de gestão de segurança de processos, culminando no *Risk-Based Process Safety* (RBPS) do CCPS/AIChE e seu correspondente no Brasil, o Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional (SGSO) da ANP. Além disso, foi realizada uma revisão detalhada do RBPS, elucidando seus objetivos, elementos estruturais e diretrizes, bem como as principais ferramentas utilizadas para sua implementação contínua. Observou-se que os pilares e elementos do RBPS possuem interdependências críticas, sendo necessário o equilíbrio entre eles para assegurar a efetividade do sistema de gestão.

Nesse sentido, foi realizado o estudo de caso do acidente ocorrido na plataforma P-48, que se tratou de um incêndio significante, provocado pelo vazamento de mistura inflamável através de encaminhamento não usual, onde havia um furo na tubulação. O não gerenciamento de mudanças para diversas alterações ocorridas na plataforma, a falha no monitoramento de trabalho a quente, não atendimento de recomendação de estudo de risco (HAZOP) e desvio do projeto foram alguns dos fatores que contribuíram para o acidente.

A análise dos acidentes históricos e do incidente na P-48 demonstra a recorrência de falhas na Gestão de Mudanças como fator causal crítico, reforçando a importância da aplicação rigorosa dos princípios do RBPS. Apesar das recomendações emitidas pela ANP após eventos anteriores, como o incêndio na P-20 e a explosão no FPSO Cidade de São Mateus, observa-se que a implementação efetiva das medidas de mitigação continua sendo um desafio. O caso da

P-48 evidencia que, embora as mudanças no sistema fossem conhecidas pela operadora, não houve avaliação adequada dos impactos operacionais e de segurança.

Por fim, conclui-se que a repetição de falhas em diferentes unidades *offshore* sugere a necessidade de um comprometimento mais efetivo das operadoras com a cultura de segurança e a aprendizagem organizacional, garantindo que as lições adquiridas sejam incorporadas de forma estruturada e contínua para evitar novos incidentes. Segundo Trevor Kletz (2013), os acidentes não ocorrem por falta de conhecimento, mas sim por não se utilizar o conhecimento já existente de forma eficaz.

8 REFERÊNCIAS

ABDUL MAJID N. D., Mohd Shariff, A., & Mohamed Loqman, S. (2016); **Ensuring emergency planning & response meet the minimum Process Safety Management (PSM) standards requirements**. Journal of Loss Prevention in the Process Industries, 40, 248–258.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Resolução nº 882, de 17 de outubro de 2022**. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 19 out. 2022. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-882-2022>. Acesso em: 16 fev. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP); DIRETORIA DE PORTOS E COSTAS (DPC). *Análise do acidente com a plataforma P-36: Relatório da Comissão de Investigação ANP/DPC*. Brasília: ANP/DPC, 2001.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **História do petróleo no Brasil**. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/acesso-a-informacao/institucional/historia-petroleo-brasil>. Acesso em: 16 fev. 2025.

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

AIEA – AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA ATÔMICA. **Safety Culture. A report by the International Nuclear Safety Advisory Group**. Viena: AIEA, 1991. Disponível em: https://www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/Pub882_web.pdf. Acesso em: 2 ago. 2020.

ALEM DA SUPERFÍCIE. **Além da Superfície**. Disponível em: <https://www.alemdasuperficie.org/>. Acesso em: 16 fev. 2025.

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

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API). **API Recommended Practice 754: Process Safety Performance Indicators for the Refining and Petrochemical Industries**. 2. ed. Washington, D.C.: API Publishing Services, 2016.

ANAC; **Garantia da SEGURANÇA OPERACIONAL**, (2019).

ANAC; **Guia para Elaboração do MANUAL DE GERENCIAMENTO DA SEGURANÇA OPERACIONAL (MGSO)**, (2019).

ARAÚJO, Aline; SANTOS, Andersson. Gestão de organizações de segurança pública: uma análise da cultura de segurança. *Revista Brasileira de Segurança Pública*, v. 16, n. 2, p. 182-201, mar. 2022. DOI: 10.31060/rbsp.2022.v16.n2.1359.

AYRES, Robert U.; ROHATGI, Pradeep K. **Bhopal**. *Technology In Society*, v. 9, n. 1, p. 19-45, jan. 1987. Elsevier BV. DOI: [10.1016/0160-791x\(87\)90028-5](https://doi.org/10.1016/0160-791x(87)90028-5). Acesso em: 16 fev. 2025.

BBC. **Flixborough chemical plant disaster 'not forgotten' 50 years on.** *BBC News*, Londres, 1 jun. 2024. Disponível em: <https://www.bbc.com/news/articles/cg9961gl2qlo>. Acesso em: 17 fev. 2025.

BERTAZZI, P. A.; BERNUCCI, I.; BRAMBILLA, G.; CONSONNI, D.; PESATORI, A. C. **The Seveso studies on early and long-term effects of dioxin exposure: a review.** *Environmental Health Perspectives*, v. 106, supl. 2, p. 625-633, abr. 1998. DOI: [10.1289/ehp.98106625](https://doi.org/10.1289/ehp.98106625). Acesso em: 16 fev. 2025.

BOEMRE – Bureau of Ocean Energy Management, **Regulation and Enforcement. Deepwater Horizon Incident Joint Investigation Report.** 2011. Disponível em: <https://www.boem.gov>. Acesso em: 16 fev. 2025.

BP. **Deepwater Horizon Accident Investigation Report.** Houston: British Petroleum, 2010. Disponível em: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/sustainability/issue-briefings/deepwater-horizon-accident-investigation-report.pdf>. Acesso em: **16 fev. 2025.**

BRASIL. Ministério do Trabalho e Emprego. **Norma Regulamentadora nº 12: Segurança no Trabalho em Máquinas e Equipamentos.** Atualizada em 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/trabalho-e-emprego/pt-br/acesso-a-informacao/participacao-social/conselhos-e-orgaos-colegiados/comissao-tripartite-partitaria-permanente/normas-regulamentadora/normas-regulamentadoras-vigentes/nr-12-atualizada-2025.pdf>. Acesso em: 17 fev. 2025.

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

CASA (Civil Aviation Safety Authority); **SMS for Aviation – A Practical Guide – Safety Policy and objectives**, 2004.

CASTILHO, Daniel Longo; GODOY, Vitor Pellegrini de; BARROS, Bernardo Tavares Fernandes; BORGES, Thais Justo; JUNIOR, Carlos André Vaz. **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, dez. 2020. DOI: 10.34117/bjdv6n12-070.

CCPS / AIChE, "Bow Ties in Risk Management: A Concept Book for Process Safety". ISBN: 978-1-119-49039-5, 2018

CCPS / AIChE, "Layer of Protection Analysis: Simplified Process Risk Assessment". ISBN: 978-0-8169-0811-0, 2001.

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

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

CETESB - Companhia Ambiental do Estado de São Paulo. **Risco de Acidente de Origem Tecnológico: Método para decisão de termos de referência.** São Paulo, 2011. NT P4.261.

Disponível em: <https://cetesb.sp.gov.br/wp-content/uploads/2013/11/P4261-revisada.pdf>. Acesso em: 16 fev. 2025.

CETESB. Seveso. *Companhia Ambiental do Estado de São Paulo*, [s.d.]. Disponível em: <https://cetesb.sp.gov.br/analise-risco-tecnologico/grandes-acidentes/seveso/>. Acesso em: 17 fev. 2025.

CKLE, P.; BURGHERR, P.; MICHAUX, E. **Comparative risk assessment of severe accidents in the energy sector.** *Process Safety and Environmental Protection*, v. 92, n. 1, p. 227-231, 2012.

COMPANHIA AMBIENTAL DO ESTADO DE SÃO PAULO (CETESB). **Aspectos físicos e químicos do óleo.** Disponível em: <https://cetesb.sp.gov.br/emergencias-quimicas/tipos-de-acidentes/vazamentos-de-oleo/caracteristicas-do-oleo/aspectos-fisicos-e-quimicos/>. Acesso em: 16 fev. 2025.

COMPANHIA AMBIENTAL DO ESTADO DE SÃO PAULO (CETESB). **O petróleo: história antiga e tempos atuais.** Disponível em: <https://www.cetesb.sp.gov.br/emergencias-quimicas/wp-content/uploads/sites/22/2013/12/O-petroleo-historia-antiga-tempos-atuais.pdf>. Acesso em: 16 fev. 2025.

CROWL, D. A.; LOUVAR, J. F. **Chemical Process Safety: Fundamentals with Applications.** 2. ed. Boston: Prentice Hall, 2002.

CULLEN, Lord. *The Public Inquiry into the Piper Alpha Disaster*. Volume One. London: HMSO, 1990.

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.** 2023. 86 f. Projeto Final (Graduação em Engenharia Química) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, Rio de Janeiro, 2023.

DE SOUSA, R. R. **Análise do perfil cultural das organizações policiais e a integração da gestão em segurança pública em Belo Horizonte.** Tese (Doutorado em Psicologia Social do Trabalho e das Organizações) – Universidade de Brasília, Brasília, 2009.

EUROPEAN PROCESS SAFETY CENTRE (EPSC). **Process Safety Management: European Practice.** 2024. Disponível em: <https://epsc.be/Documents/Process+Safety+Management++European+Practice//Process%20Safety%20Management%20European%20Practice.pdf>. Acesso em: 16 fev. 2025.

FANELLI, R.; CHIABRANDO, C.; BONACCORSI, A. **TCDD contamination in the Seveso incident.** *Drug Metabolism Reviews*, v. 13, n. 3, p. 407-422, 1982. DOI: [10.3109/03602538209029987](https://doi.org/10.3109/03602538209029987). Acesso em: 16 fev. 2025.

FEDERAL AVIATION ADMINISTRATION (FAA). *Safety Management System Manual*. 2015. Disponível em: https://www.faa.gov/air_traffic/publications/media/ATO-SMS-Manual.pdf. Acesso em: 16 fev. 2025.

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 0102-311

FORAIN. **Figura ilustrativa de um separador trifásico.** Disponível em: https://www.researchgate.net/figure/Figura-1-Esquema-ilustrativo-de-um-separador-trifasico-Fonte-Forain-2022-adaptado-fig1_371519518. Acesso em: 16 fev. 2025.

FRANK, W. L. **Process safety culture in the CCPS Risk Based Process Safety Model.** Process Safety Progress, Vol. 26, 3^a edição, 2007.

HSE; **Principles and guidelines to assist HSE in its judgements that duty,** (2001). Disponível em: Acesso em: 25. Jan. 2025.

INTERNATIONAL ASSOCIATION OF OIL AND GAS PRODUCERS (IOGP) IOGP, **Process Safety – Leading key performance indicators**, Report n. 556, 2016.

JERNELÖV, A. **The threats from oil spills: now, then, and in the future.** *Ambio*, v. 39, n. 5-6, p. 353-366, jul./set. 2010. DOI: 10.1007/s13280-010-0085-5.

KERIN, T. **Managing Process Safety.** In *The Core Body of Knowledge for Generalist OHS Professionals*. Tullamarine, VIC. Safety Institute of Australia, 2017.

KIDAM, K., & HURME, M. (2013). **Analysis of equipment failures as contributors to chemical process accidents. Process Safety and Environmental Protection**, 91(1-2), 61–78. KLETZ, T. **Learning from Accidents.** 3. ed. Oxford: Butterworth-Heinemann, 2001.

LEITE, Felipe Silva Lobo. **Sistema de gestão de segurança de processo baseada em risco na indústria do petróleo.** 2018. 67 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Petróleo) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Rio de Janeiro, 2018.

MACKEY, John; SISODIA, Rajendra. **Capitalismo Consciente: Liberando o Espírito Heroico dos Negócios.** Boston: Harvard Business Review Press, 2013

MANNAN, M. Sam; REYES-VALDES, Olga; JAIN, Prerna; TAMIM, Nafiz; AHMAMMAD, Monir. **The Evolution of Process Safety: Current Status and Future Direction.** Annual Review of Chemical and Biomolecular Engineering, v. 7, p. 135–162, 2016. Disponível em: <https://www.annualreviews.org/docserver/fulltext/chembioeng/7/1/annurev-chembioeng-080615-033640.pdf>. Acesso em: 17 fev. 2025.

MANNAN, Sam (Ed.). **Lees' Loss Prevention in the Process Industries: Hazard Identification, Assessment and Control.** 3. ed. Volume 1. Butterworth-Heinemann: Elsevier Inc., 2005. ISBN 978-0-7506-7555-0. DOI: <https://doi.org/10.1016/B978-0-7506-7555-0.X5081-6>.

MARINHA DO BRASIL. **Acidente com a plataforma P-36 – 20 de março de 2001: Relatório de Investigação.** Diretoria de Portos e Costas, Brasília, 2001.

MARTINS, Elaine Dias. **Lições aprendidas em acidentes passados: estudo de caso da plataforma Piper Alpha.** 2014. 71 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Química) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

MEDEIROS, Lucas Silva et al. **A Evolução do Conceito de Segurança e sua Inserção nas Relações Internacionais.** Anais do Encontro Nacional da ABED 2018. Disponível em: https://www.enabed2018.abedef.org/resources/anais/8/1535660084_ARQUIVO_AEVOLUCAO DO CONCEITO DE SEGURANCA E SUA INSERCAO NAS RELACOES INTERNACIONAIS.pdf. Acesso em: 4 jan. 2025.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). **Linha do Tempo.** Disponível em: <https://antigo.mme.gov.br/documents/36212/447336/Linha%20do%20tempo.pdf/b55bbdd3-08e6-f86e-dac3-2bb532f312f7>. Acesso em: 16 fev. 2025.

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. NATIONAL TRANSPORTATION SAFETY BOARD (NTSB). **Runway Overrun During Rejected Takeoff Gulfstream Aerospace Corporation G-IV, N121JM Bedford, Massachusetts.** Washington, D.C.: NTSB, 2015. Disponível em: <https://www.ntsb.gov/investigations/accidentreports/reports/aar1503.pdf>. Acesso em: 16 fev. 2025.

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

OIL & GAS MIDDLE EAST. *Fire in the night.* 9 jul. 2008. Disponível em: <https://www.oilandgasmiddleeast.com/news/article-4815-fire-in-the-night>. Acesso em: 17 fev. 2025.

ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT (OECD). **Handbook on Constructing Composite Indicators – Methodology and User Guide.** Paris: OECD Publishing, 2008. Disponível em: https://www.oecd.org/content/dam/oecd/en/publications/reports/2008/08/handbook-on-constructing-composite-indicators-methodology-and-user-guide_g1gh9301/9789264043466-en.pdf. Acesso em: 16 fev. 2025.

ORGANIZAÇÃO DA AVIAÇÃO CIVIL INTERNACIONAL (OACI). **Safety Management Manual – SMM: Doc 9859 AN/460.** 2. ed. Montreal, 2009

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

PETROBRAS. **Energia em Transformação.** Disponível em: <https://petrobras.com.br/energia-em-transformacao>. Acesso em: 16 fev. 2025.

REIMAN, T.; ROLLENHAGEN, C. **Does the concept of safety culture help or hinder systems thinking in safety?.** *Accid. Anal. Prevent*, v. 68, p. 5-15, 2014.

RODRIGUES, Demetrios Heleno de Araújo. **Análise do processo de implantação do sistema de gerenciamento de segurança operacional – o caso do Aeroporto João Suassuna.** 2012. 30 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Administração) – Universidade Estadual da Paraíba, Centro de Ciências Sociais e Aplicadas, Campina Grande, 2012

SAMBETH, Jörg. **The Seveso accident.** *Chemosphere*, v. 12, n. 4–5, p. 681-686, 1983. ISSN 0045-6535. DOI: [10.1016/0045-6535\(83\)90227-8](https://doi.org/10.1016/0045-6535(83)90227-8). Acesso em: 16 fev. 2025.

SENNA, José Júlio. **O petróleo no Brasil: evolução histórica e perspectivas., 1978.**

SERVIÇO GEOLÓGICO DO BRASIL (SGB). **Petróleo.** Disponível em: <https://www.sgb.gov.br/petroleo>. Acesso em: 16 fev. 2025.

SOUZA, Luiz Filipe Izaú de. **Gestão de mudanças e procedimentos na segurança de processos.** 2020. 93 f. Monografia (Graduação em Engenharia Química) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, Rio de Janeiro, 2020.

STEMN, E.; BOFINGER, C.; CLIFF, D.; HASSAL, M. E. **Examining the relationship between safety culturematurity and safety performance of the mining industry.** Safety Science, v. 113, n. 1, p. 345-355, 2019.

SUTTON, I.; (2009). **Should Your Organization Fly Warning Flags?**, Chemical Engineering Progress, 105(12).

THE ECONOMIC TIMES. **Bhopal gas tragedy: Thirty years on, wounds from world's worst chemical & industrial disaster yet to heal.** *The Economic Times*, 7 dez. 2014. Disponível em: <https://economictimes.indiatimes.com/news/politics-and-nation/bhopal-gas-tragedy-thirty-years-on-wounds-from-worlds-worst-chemical-industrial-disaster-yet-to-heal/articleshow/45398395.cms?from=mdr>. Acesso em: 17 fev. 2025.

THE TELEGRAPH. **Piper Alpha disaster: victims remembered 25 years on.** *The Telegraph*, 5 jul. 2013. Disponível em: <https://www.telegraph.co.uk/news/uknews/scotland/10163880/Piper-Alpha-disaster-victims-remembered-25-years-on.html>. Acesso em: 17 fev. 2025.

TISSOT, Bernard P.; WELTE, Dietrich H. **Petroleum Formation and Occurrence.** 2nd ed. Berlin: Springer-Verlag, 1984.

UNITED KINGDOM. **The Flixborough disaster: report of the Court of Inquiry.** London: Her Majesty's Stationery Office (HMSO), 1975. Disponível em: <https://www.icheme.org/media/17752/the-flixborough-disaster-report-of-the-court-of-inquiry.pdf>. Acesso em: 16 fev. 2025.

UNITED NATIONS DEVELOPMENT PROGRAMME (UNDP). **Human Development Report 1994: New Dimensions of Human Security.** New York: Oxford University Press, 1994. Disponível em: <https://hdr.undp.org/content/human-development-report-1994>. Acesso em: 16 fev. 2025.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA (UFSC). **Revista PGEAS, edição 3.** Disponível em: <https://pgeas.ufsc.br/files/2021/09/Revista3.pdf>. Acesso em: 16 fev. 2025.

VENART, J. E. S. **Flixborough: the explosion and its aftermath.** *Process Safety and Environmental Protection*, v. 82, n. 2, p. 105–127, mar. 2004. Disponível em: www.ingentaselect.com/titles/09575820.htm. Acesso em: 16 fev. 2025.

VIANA JUNIOR, Antonio Marcos et al. Principais métodos de tratamento da água produzida em unidades marítimas de produção de petróleo. *Latin American Journal of Energy Research - Lajer*, v. 10, n. 1, p. 23-32, 10 jun. 2023. Disponível em: <https://doi.org/10.21712/lajer.2023.v10.n1.p23-32>. Acesso em: 17 fev. 2025.

VINNEM, J. E., AVEN, T., HUSEBØ et al; **Major hazard indicators for monitoring of trends in the Norwegian offshore petroleum sector**, *Reliability Engineering & System Safety*, n. 91, p. 778-791, 2006.

YERGIN, Daniel. **The Prize: The Epic Quest for Oil, Money, and Power**. New York: Free Press, 1991.