

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
ESCOLA DE QUÍMICA

Annik Bruna Figueiredo Braz



DESAFIOS DA APLICAÇÃO DE SEGURANÇA DE PROCESSOS
EM OPERAÇÕES *SUBSEA*: ESTUDO DE CASO DO ACIDENTE DA
DEEPWATER HORIZON

RIO DE JANEIRO

2025

Annik Bruna Figueiredo Braz

DESAFIOS DA APLICAÇÃO DE SEGURANÇA DE PROCESSOS EM OPERAÇÕES

SUBSEA: ESTUDO DE CASO DO ACIDENTE DA *DEEPWATER HORIZON*

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): D.Sc Carlos André Vaz Junior

Rio de Janeiro

2025

CIP - Catalogação na Publicação

B827d Braz, Annik Bruna Figueiredo
DESAFIOS DA APLICAÇÃO DE SEGURANÇA DE PROCESSOS
EM OPERAÇÕES SUBSEA / Annik Bruna Figueiredo Braz. -
Rio de Janeiro, 2025.
59 f.

Orientador: Carlos André Vaz Junior.
Trabalho de conclusão de curso (graduação) -
Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de
Química, Bacharel em Engenharia Química, 2025.

1. Segurança de processos. 2. Operações *subsea*. 3.
Acidente Deepwater Horizon. I. Vaz Junior, Carlos
André, orient. II. Título.

Annik Bruna Figueiredo Braz

DESAFIOS DA APLICAÇÃO DE SEGURANÇA DE PROCESSOS EM OPERAÇÕES
SUBSEA: ESTUDO DE CASO DO ACIDENTE DA DEEPWATER HORIZON

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 09 de julho de 2025.

Carlos André Vaz Junior, D.Sc, UFRJ

Justino Sanson Wanderley da Nóbrega, M.Sc, UFRJ

Kese Pontes Freitas Alberton, D.Sc, UFRJ

Rio de Janeiro
2025

RESUMO

Braz, Annik. **Desafios da Aplicação de Segurança de Processos em Operações Subsea: estudo de caso do acidente da Deepwater Horizon.** 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.

As operações *subsea* representam um segmento crítico e tecnologicamente avançado da indústria de petróleo e gás. A segurança dos processos aplicados a essa tecnologia apresenta diversos desafios, os quais requerem amplas estratégias do corpo técnico nela envolvido, bem como a inovação de materiais, com vistas à minimização de riscos de acidentes que estão fortemente presentes, especialmente em campos maduros e em ambientes com grande complexidade geológica. O objetivo do presente estudo é descrever os principais sistemas e equipamentos que integram a produção e o processamento submarino, abordando desde os sistemas de perfuração e separação até métodos como bombeamento, compressão de gás e injeção de água. Partindo de uma ampla revisão bibliográfica serão analisadas as oportunidades e os desafios ao avanço dessas tecnologias, especialmente em campos maduros e profundos; o trabalho pretende, inclusive, avaliar os riscos operacionais associados ao ambiente *subsea*, culminando, com base numa análise documental, em examinar o acidente da plataforma *Deepwater Horizon*, de forma a integrar aspectos técnicos, organizacionais e humanos por meio de abordagens como a análise de habilidades não-técnicas (NTS) e cultura de segurança. A literatura estudada aponta que este campo presenciou avanços significativos na tecnologia *subsea* ao longo dos anos. Contudo, a segurança de processos em operações críticas enquanto, pilar fundamental para prevenir incidentes que podem ter impactos catastróficos no meio ambiente, na saúde humana e nos ativos financeiros, ainda necessita de ajustes. Conclui-se que, para garantir a integridade das operações e minimizar impactos ambientais e humanos, é essencial adotar uma abordagem integrada que uma tecnologia confiável, monitoramento inteligente, cultura organizacional e capacitação contínua, promovendo uma segurança de processos preventiva, sistêmica e alinhada à complexidade das operações submarinas.

Palavras-chave: Segurança de processos. Operações *subsea*. Acidente *Deepwater Horizon*.

ABSTRACT

Braz, Annik. **Desafios da Aplicação de Segurança de Processos em Operações Subsea: estudo de caso do acidente da Deepwater Horizon.** 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.

Subsea operations represent a critical and technologically advanced segment of the oil and gas industry. The process safety applied to this technology presents several challenges, which require comprehensive strategies from the technical teams involved, as well as material innovation aimed at minimizing accident risks that are strongly present, especially in mature fields and environments with high geological complexity. The objective of this study is to describe the main systems and equipment that integrate subsea production and processing, covering everything from drilling and separation systems to methods such as pumping, gas compression, and water injection. Based on an extensive bibliographic review, the opportunities and challenges for the advancement of these technologies will be analyzed, especially in mature and deep fields; the study also aims to assess the operational risks associated with the subsea environment, culminating, through a documentary analysis, in examining the Deepwater Horizon platform accident in order to integrate technical, organizational, and human aspects through approaches such as non-technical skills (NTS) analysis and safety culture. The reviewed literature indicates that this field has seen significant advances in subsea technology over the years. However, process safety in critical operations, while being a fundamental pillar for preventing incidents that can have catastrophic impacts on the environment, human health, and financial assets, still requires adjustments. It is concluded that, to ensure the integrity of operations and minimize environmental and human impacts, it is essential to adopt an integrated approach that combines reliable technology, intelligent monitoring, organizational culture, and continuous training, promoting preventive and systemic process safety aligned with the complexity of subsea operations.

Keywords: Process safety. *Subsea* operations. Deepwater Horizon accident.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

- Figura 1 – Esquema de layout de produção *subsea*
- Figura 2 – Diagrama das regiões anulares em um poço
- Figura 3 – *Shoe track* localizada na base da coluna de revestimento
- Figura 4 – Diagrama esquemático de um *blowout preventer* (BOP)
- Figura 5 – Diagrama esquemático de linhas submarinas
- Figura 6 – Diagrama de *Mud Gas Separator* (MGS)
- Figura 7 – Visão geral do sistema de controle submarino
- Figura 8 – Fornecimento de energia de *subsea* para *onshore*
- Figura 9 – Distribuição de energia de *subsea* para *offshore*
- Figura 10 – Conexão *subsea* até *offshore*
- Figura 11 – Esquema de produção submarina para os quatro campos do Parque das Conchas
- Figura 12 – Diagrama de blocos representativo do esquema de bombeamento submarino
- Figura 13 – Diagrama esquemático de um processo de separação bifásica de gás–água oleosa
- Figura 14 – Esquema de um separador trifásico de gás–água–óleo
- Figura 15 – Sistema genérico de compressão de gás
- Figura 16 – Esquema do sistema SRWI do campo de Albacora
- Figura 17 – Diagrama de blocos das unidades de processamento submarino futuramente
- Figura 18 – Incêndio no *Deepwater Horizon*
- Figura 19 – Interações entre os eventos que levaram ao acidente da *Deepwater Horizon*

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Principais acidentes em plataformas de petróleo no mundo

Tabela 2 – Classificações de acidentes e ações a serem tomadas pela ANP

Tabela 3 – Classificação de severidade de potenciais incidentes *subsea*

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANP	Agência Nacional De Petróleo
API	Instituto Americano de Petróleo, do inglês <i>American Petroleum Institute</i>
AUV	Veículo Submarino Autônomo, do inglês <i>Autonomous Underwater Vehicle</i>
BOEMRE	Departamento de Gestão, Regulação e Fiscalização da Energia Oceânica dos EUA, do inglês <i>Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement</i>
BOP	Preventor de Erupção, do inglês <i>Blowout Preventer</i>
DH	<i>Deepwater Horizon</i>
EFL	Linha Elétrica Submarina de Conexão, do inglês <i>Electric Flying Lead</i>
FPSO	Unidade Flutuante de Produção, Armazenamento e Transferência, do inglês <i>Floating, Production, Storage & Offloading</i>
HFL	Linha Hidráulica Submarina de Conexão, do inglês <i>Hydraulic Flying Lead</i>
IMR	Inspeção, Manutenção e Reparo
IPEA	Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada
MGS	Separador de Gás da Lama, do inglês <i>Mud Gas Separator</i>
MMS	Serviço de Gestão de Minerais, do inglês <i>Minerals Management Service</i>
MTBF	Tempo Médio Entre Falhas, do inglês <i>Mean Time Between Failures</i>
NPT	Teste de Pressão Negativa, do inglês <i>Negative Pressure Test</i>
NTS	Habilidades Não-Técnicas, do inglês <i>Non-Technical Skills</i>
PLET	Terminação de Linha de Duto, do inglês <i>Pipeline End Termination</i>
ROV	Veículo Submarino Operado Remotamente, do inglês <i>Remotely Operated Underwater Vehicle</i>
SA	Consciência Situacional, do inglês <i>Situation Awareness</i>
SDU	Unidade de Distribuição Submarina, do inglês <i>Subsea Distribution Unit</i>
SRWI	Injeção Submarina de Água Não Tratada, do inglês <i>Subsea Raw Water Injection</i>
UTA	Conjunto de Terminação de Umbilical, do inglês <i>Umbilical Termination Assembly</i>

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	11
2 OBJETIVOS	13
2.1 OBJETIVO GERAL	13
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	13
3 PRODUÇÃO E PROCESSAMENTO DE PETRÓLEO SUBSEA	14
3.1 DEFINIÇÃO DE <i>SUBSEA</i>	14
3.2 PRINCIPAIS ETAPAS DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO <i>SUBSEA</i>	15
3.2.1 Sistema de Perfuração	17
3.2.2 Anular	17
3.2.3 <i>Shoe track</i>	17
3.2.4 Árvore de Natal Molhada e Sistemas de Cabeça de Poço	18
3.2.5 <i>Blowout Preventer (BOP)</i>	19
3.2.6 <i>Blind Shear Ram</i>	20
3.2.7 Linhas Submarinas	20
3.2.7.1 <i>Flowlines</i>	20
3.2.7.2 Umbilicais	20
3.2.7.3 <i>Risers</i>	20
3.2.7.3.1 <i>Risers de Produção</i>	21
3.2.7.3.2 <i>Risers de Injeção</i>	21
3.2.7.3.3 <i>Risers de Exportação</i>	21
3.2.7.3.4 <i>Risers de Perfuração</i>	21
3.2.8 Separador de Gás e Lama (MGS)	22
3.2.9 <i>Manifolds Submarinos e Jumpers</i>	22
3.2.10 Sistema de Controle Submarino	23
3.2.11 Sistema de Geração de Energia Submarino	23
3.3 PRINCIPAIS ETAPAS DO PROCESSAMENTO DE PETRÓLEO <i>SUBSEA</i>	25
3.3.1 Bombeamento	25
3.3.2 Separação	28
3.3.2.1 Separação Bifásica	28
3.3.2.2 Separação Trifásica	28
3.3.3 Compressão de Gás	29

3.3.4 Injeção de Água	31
3.3.5 Atividades de Manutenção <i>Subsea</i>	32
3.4. CRESCIMENTO DO PROCESSAMENTO DE PETRÓLEO <i>SUBSEA</i> : OPORTUNIDADES E DESAFIOS	33
3.5 SEGURANÇA DE PROCESSOS NO SEGMENTO DE PETRÓLEO <i>SUBSEA</i>	35
3.5.1 Classificação de Incidentes e Acidentes	36
4 METODOLOGIA	40
5 RESULTADOS	41
5.1. ACIDENTE DA <i>DEEPWATER HORIZON</i>	41
5.1.1 O Acidente	41
5.1.2 Análise Técnica do Acidente	42
6 CONCLUSÕES	48
7 REFERÊNCIAS	49

1 INTRODUÇÃO

De acordo com Pereta (2019), a indústria do petróleo e gás natural pode manter operações em terra (*onshore*), no mar (*offshore*) e submarinas (*subsea*). O Anuário Estatístico 2021 da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) reforça que as atividades de exploração e produção de petróleo no Brasil ocorrem majoritariamente no mar, destacando a relevância estratégica das bacias marítimas para o setor energético nacional (ANP, 2021). Estudos do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA) complementam essa análise, enfatizando o papel central da Petrobras no avanço tecnológico necessário para a exploração em águas profundas e ultra profundas, consolidando o Brasil como referência internacional nesse segmento (IPEA, 2012).

A indústria presenciou avanços significativos na tecnologia *subsea* ao longo dos anos. Inovações em áreas como *design* de sondas de perfuração e equipamentos, monitoramento de condições climáticas e oceânicas, e tecnologias de separação e processamento *subsea* possibilitaram a exploração de reservas em águas profundas e campos remotos que anteriormente eram considerados tecnicamente ou economicamente inviáveis (Silva *et al.*, 2013) (Olson, 2008) (Albuquerque *et al.*, 2013).

O processamento *subsea*, em particular, emergiu como um elemento-chave para o desenvolvimento de campos desafiadores, com os benefícios se tornando mais pronunciados à medida que a profundidade da água, as taxas de fluxo e as distâncias de transferência aumentam (Albuquerque *et al.*, 2013). As tecnologias de separação *subsea*, por exemplo, podem auxiliar a maximizar as vantagens do processamento *subsea*, permitindo a redução da infraestrutura e dos custos operacionais do *topsides*, além de aumentar a produção de petróleo e gás. (Albuquerque *et al.*, 2013)

A segurança de processos em operações críticas é um pilar fundamental para prevenir incidentes que podem ter impactos catastróficos no meio ambiente, na saúde humana e nos ativos financeiros. Para garantir a segurança, são adotadas análises de risco detalhadas, manutenção preventiva e corretiva em equipamentos críticos, monitoramento contínuo das condições operacionais e, em alguns casos, a implementação de sistemas de controle automatizados (Egbeocha *et al.*, 2015) (Petrone *et al.*, 2015). Além disso, são estabelecidas práticas operacionais rigorosas e simulações regulares para treinar as equipes (Petrone *et al.*, 2015) (CCPS, 2018).

As operações *subsea*, apresentam desafios únicos para a gestão de segurança de processos devido ao ambiente complexo em que são realizadas. O petróleo bruto, produto dessa

extração, segundo Freitas *et al.* (2007), contém uma mistura complexa de água, gás e impurezas. Para ser refinado, passa por um processo de separação em estações de produção, tanto em plataformas marítimas, quanto em terra. Essas estações utilizam vasos separadores para remover água, gás e outras impurezas, tornando o óleo adequado para o transporte até a refinaria.

Ainda de acordo com Freitas *et al.* (2007), as estações de produção atuais, projetadas para o tratamento de óleos leves (baixa densidade, que tendem a flutuar na água), podem não ser totalmente adequadas para o processamento de óleos pesados (alta densidade, mais pesados e tendem a afundar na água), o que exige ajustes e novas tecnologias. Esses desafios aumentam quando se trata de instalações submarinas maduras, onde a infraestrutura e os equipamentos envelhecidos podem representar riscos significativos de integridade e operação. (Petrone *et al.*, 2015)

Incidentes de segurança de processos na indústria de petróleo e gás *upstream*, caracterizados por eventos de baixa frequência, mas de alta consequência, são uma grande preocupação em operações submarinas. O potencial de perda de contenção, incêndios, explosões, contaminação tóxica e liberações ambientais pode ter consequências dramáticas no ambiente submarino. A natureza composta dos riscos, onde um incidente em um local pode ter efeitos em cascata em outros locais interconectados, complica ainda mais o cenário de segurança de processos nesse tipo de operação (Adams, 2023). Acrescenta-se que com a crescente exploração de recursos em águas profundas e ultra profundas, a aplicação de metodologias robustas de segurança torna-se cada vez mais crítica para evitar incidentes de grande magnitude. (Campbell *et al.*, 2008)

Historicamente, a indústria já enfrentou incidentes graves em operações *subsea*, ressaltando a necessidade de aprimorar constantemente os procedimentos de segurança. Um dos exemplos mais conhecidos é o desastre da plataforma *Deepwater Horizon* no Golfo do México, em 2010, que resultou no maior derramamento de petróleo da história dos Estados Unidos. O acidente foi atribuído a falhas no sistema de segurança do *Blowout Preventer (BOP)*, combinado com decisões operacionais inadequadas e pressões econômicas (Neill, 2017; Petrone *et al.*, 2015; Laskar, 2013).

Este trabalho tem como objetivo apresentar e analisar as tecnologias mais recentes aplicadas à produção e ao processamento *subsea*, bem como as práticas operacionais e os desafios enfrentados na área de segurança de processos nessas atividades. A partir dessa análise, busca-se identificar, na literatura científica, possíveis lacunas e propostas de melhorias para otimizar a aplicação dessas práticas de gestão de riscos no contexto das operações submarinas.

2 OBJETIVOS

Este trabalho propõe objetivos geral e específicos, explicitados a seguir.

2.1.OBJETIVO GERAL

Investigar os principais desafios técnicos e organizacionais associados à segurança de processos em operações *subsea*, utilizando como referência o caso do acidente da plataforma *Deepwater Horizon*.

2.2.OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Dentre os objetivos específicos, destacam-se:

- Identificar as tecnologias e equipamentos críticos envolvidos em operações *subsea* de produção e processamento de petróleo.
- Analisar as falhas técnicas e organizacionais que contribuíram para o acidente da *Deepwater Horizon*, com foco em aspectos relacionados à segurança de processos.
- Avaliar a importância das habilidades não-técnicas (NTS) e da cultura de segurança em operações *subsea*, a partir da análise do caso estudado.

3 PRODUÇÃO E PROCESSAMENTO DE PETRÓLEO *SUBSEA*

A exploração e produção de petróleo em ambientes submarinos representam um dos setores mais desafiadores e tecnologicamente avançados da indústria de óleo e gás. As operações *subsea*, que englobam desde a perfuração de poços até o processamento dos fluidos no leito marinho, são essenciais para viabilizar a extração de hidrocarbonetos em águas profundas e ultra profundas.

Essas operações ocorrem em condições extremas, sujeitas a altas pressões, baixas temperaturas e dificuldades operacionais, exigindo soluções de engenharia sofisticadas e sistemas robustos (Albuquerque *et al.*, 2013). Embora avanços significativos tenham sido alcançados, algumas etapas do processamento ainda dependem de instalações em plataformas, como a desidratação e o adoçamento de gás, o tratamento de água produzida e a separação avançada de fluidos.

Nesse contexto, este capítulo tem como objetivo detalhar o funcionamento do processamento de petróleo *subsea*, abordando os principais equipamentos, etapas e procedimentos envolvidos. Serão apresentadas as tecnologias atualmente empregadas, bem como os desafios e perspectivas para a consolidação de sistemas integrados de produção e processamento no leito marinho, visando maior eficiência e redução de custos operacionais.

3.1. DEFINIÇÃO DE *SUBSEA*

O termo *subsea* refere-se a toda e qualquer operação, sistema ou tecnologia aplicada abaixo da superfície do mar, com foco principal na exploração, produção, controle e processamento de petróleo e gás natural no ambiente submarino. De acordo com Bai e Bai (2010), *subsea systems* compreendem um conjunto de equipamentos e estruturas projetados para operar em ambientes submersos, incluindo árvores de Natal molhadas (*subsea trees*), *manifolds*, linhas de fluxo (*flowlines*), *risers* e sistemas de controle remoto.

A Resolução da ANP nº 41/2015, define um sistema submarino como “um conjunto de instalações submarinas destinadas à elevação, injeção ou escoamento dos fluidos produzidos e/ou movimentados”.

Para Palmer e King (2008), o termo “*subsea*” aplica-se tanto a instalações fixas quanto móveis que operam em profundidades que vão desde áreas rasas até águas ultra profundas, geralmente superiores a 1.500 metros. Essas operações exigem soluções de engenharia altamente especializadas, dada a severidade do ambiente submarino e as restrições logísticas associadas à sua manutenção.

Albuquerque *et al.* (2013) reforçam que os sistemas *subsea* não se limitam à produção, mas também incluem atividades de inspeção, manutenção e reparo (IMR), que são fundamentais para garantir a integridade operacional ao longo da vida útil do campo. Nesse contexto, o termo abrange tanto os aspectos físicos da infraestrutura quanto os processos de gerenciamento remoto de tais ativos.

De acordo com Bai e Bai (2010), o processamento *subsea* é definido como o tratamento dos fluidos produzidos ainda no fundo do mar, com o objetivo de garantir o escoamento eficiente e seguro até as unidades de produção em superfície ou em terra.

Gudmestad *et al.* (2019), descreve que as operações *subsea* são caracterizadas por sua modularidade e integração com sistemas de superfície, como plataformas flutuantes, navios de produção (FPSO) ou sistemas de escoamento para unidades em terra. Essa integração permite uma arquitetura de produção mais flexível e economicamente viável, especialmente em regiões remotas ou com desafios logísticos significativos, como o pré-sal brasileiro.

Já Oliveira e Costa (2021) destacam que a evolução da engenharia *subsea* caminha para a autonomia operacional, com o desenvolvimento de *subsea factories* – unidades completas de processamento no leito marinho, capazes de realizar separação de fases, bombeamento, compressão e tratamento de fluidos sem a necessidade de plataformas de apoio.

Portanto, *subsea* pode ser entendido como um conceito multifacetado que engloba não apenas os equipamentos e sistemas instalados no fundo do mar, mas também uma filosofia de desenvolvimento de campo que busca maximizar a produção com segurança, confiabilidade e redução de custos operacionais em ambientes cada vez mais desafiadores.

3.2. PRINCIPAIS ETAPAS DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO *SUBSEA*

Segundo Figueredo (2021), desde a década de 1970, projetos relacionados a tecnologias submarinas têm sido desenvolvidos em diferentes partes do mundo. No Brasil, até 2020 existiam 17 projetos, 48 unidades instaladas e 2 em fase de estudo para separação submarina, sendo a primeira delas instalada no Campo de Marimbá, no ano de 2001 (Figueredo, 2021). A autora também constatou, a partir de uma análise de todos os projetos de separação submarina no país, até o ano de 2020, em que eram analisadas tecnologia, equipamentos, profundidade, ano de instalação, situação e empresa a aplicar esse sistema, que, os projetos, em sua maioria, são instalados a uma profundidade de 300m a 1500m. Essa extensão tem como principal desafio a dificuldade em processos de instalação, inspeção e manutenção. Esses projetos, em sua maioria, são desenvolvidos por grandes operadoras como a Shell e a Petrobras e são, em geral,

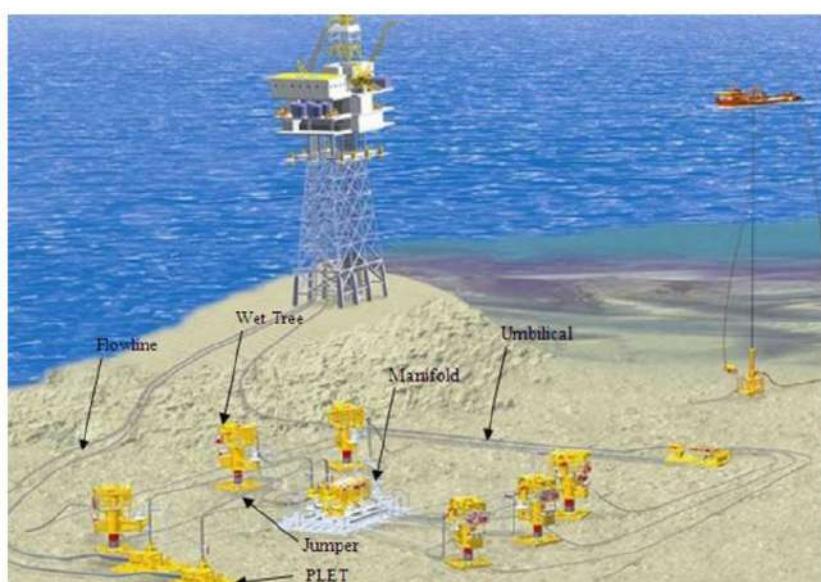
aplicados em novos campos de exploração com o intuito de melhorar a recuperação de óleo e complementar o processamento na plataforma da superfície (Figueredo, 2021).

O protótipo de separação submarina, considerado para desenvolvimento de campos marginais no Brasil, no campo de Marimbá, na Bacia de Campos, começou a ser idealizado nos anos 1990. Paralelamente, no mesmo período, foram instalados equipamentos de bombeamento em diversos poços submarinos, uma vez que foram ganhando popularidade na indústria. A partir disso, iniciou-se o processo de instalação de separadores submarinos água-óleo, vinculados a reinjetores de água, no campo de Marlim, também na bacia de Campos. Ainda assim, o processamento submarino no Brasil ainda está em desenvolvimento e não consegue atuar de forma independente, estando associada, por enquanto, às instalações *offshore* convencionais (Figueredo *et al.*, 2021).

De acordo com Bai e Bai (2010), os sistemas de produção *subsea* utilizam uma variedade de equipamentos para conectar o poço a uma instalação *offshore*. Dentre esses instrumentos, é possível destacar os principais componentes desse tipo de produção, como o sistema de perfuração, a árvore de Natal molhada e sistemas de cabeça de poço, bem como as linhas submarinas, que incluem os umbilicais, *risers* e *flowlines*, os *manifolds* submarinos e os *jumpers*, além dos sistemas de controle e de geração de energia submarina.

Na Figura 1 está demonstrado um esquema que contempla, de forma geral, os equipamentos instalados no leito marinho; e nas seções subsequentes, estão destacadas as principais características desses equipamentos.

Figura 1 – Esquema de *layout* de produção *subsea*¹



Fonte: Bai e Bai (2010).

¹ PLET: Terminação de Extremidade de Duto, do inglês, *Pipeline End Termination*

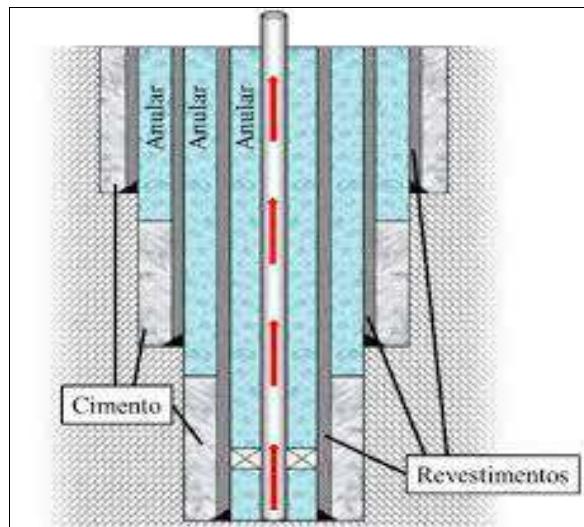
3.2.1. Sistema de perfuração

Os sistemas de perfuração *subsea* consistem num conjunto complexo de equipamentos e procedimentos utilizados para criar um poço que alcance as reservas de hidrocarbonetos localizadas abaixo do leito marinho. São compostos por uma combinação de elementos projetados para realizar perfurações em reservatórios de petróleo localizados no fundo do mar. Esses sistemas desempenham um papel fundamental no acesso aos reservatórios e na preparação dos poços para operações de extração (Bai e Bai, 2010).

3.2.2. Anular

Anular é o espaço compreendido entre a coluna de revestimento e a parede do poço, ou entre duas colunas concêntricas de tubulação. Esse espaço é essencial para o isolamento de zonas produtoras, circulação de fluidos e controle de pressão durante a perfuração e cimentação (Fernández y Fernández; Pedrosa Júnior; Pinho, 2025). Na Figura 2 estão representadas as regiões anulares em um poço.

Figura 2 – Diagrama das regiões anulares em um poço

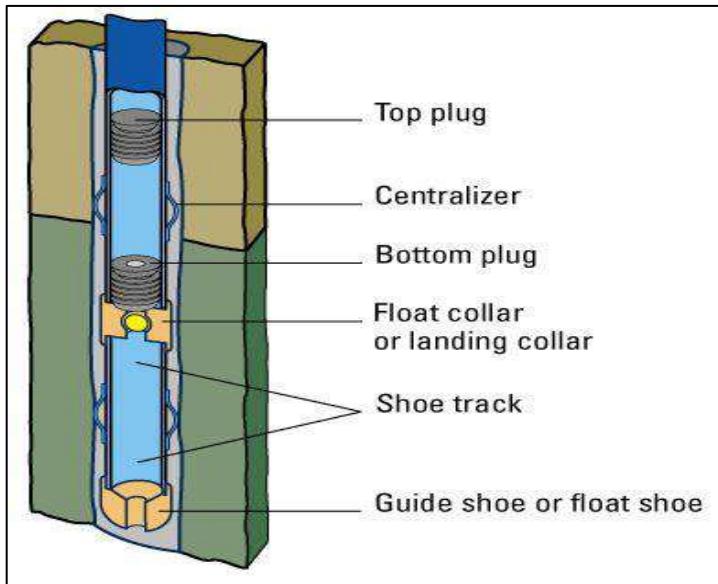


Fonte: Santos *et al.* (2024)

3.2.3. Shoe track

O *shoe track* é a seção inferior da coluna de revestimento, sendo geralmente preenchido com cimento para garantir a integridade da cimentação e proporcionar uma base sólida para a próxima fase de perfuração e está representado na figura 3 (IADC, 2025).

Figura 3 – Shoe track localizada na base da coluna de revestimento



Fonte: SLB, 2018.

3.2.4. Árvore de Natal molhada e sistemas de cabeça de poço

Para Ortiz Neto e Costa (2007), no âmbito da produção de petróleo, o componente central responsável pela execução da maior parte do processo de extração é conhecido como "Árvore de Natal". Com a evolução da exploração de reservatórios mais vastos e a utilização de plataformas flutuantes de menor porte esse equipamento, que, anteriormente, localizava-se na plataforma, foi deslocado para o leito submarino. Pelo fato de ser instalado submerso, passou a ser chamado de Árvore de Natal Molhada. Segundo Bai e Bai (2010), as árvores de Natal submarinas desempenham diversos papéis, como direcionar os fluidos produzidos pelo poço para as linhas de fluxo (*flowlines*) no caso de árvores de produção, ou permitir a injeção de água ou gás na formação, quando são árvores de injeção. Além disso, elas podem regular o fluxo de fluidos por meio de um *choke*, embora esse dispositivo nem sempre seja obrigatório. Essas árvores também monitoram parâmetros do poço no nível da árvore, como pressão do poço, pressão do anular, temperatura e a presença de areia. Outro papel fundamental é interromper, de forma segura, o fluxo de fluidos produzidos ou injetados, utilizando válvulas que são controladas por sistemas específicos. Elas ainda possibilitam a injeção de fluidos de proteção, como inibidores de corrosão ou agentes preventivos de hidratos, diretamente no poço ou na linha de fluxo, garantindo a integridade e segurança das operações.

A cabeça de poço é o componente que contém a pressão na superfície de um poço de petróleo e atua como interface para as fases de perfuração, completação e teste em operações

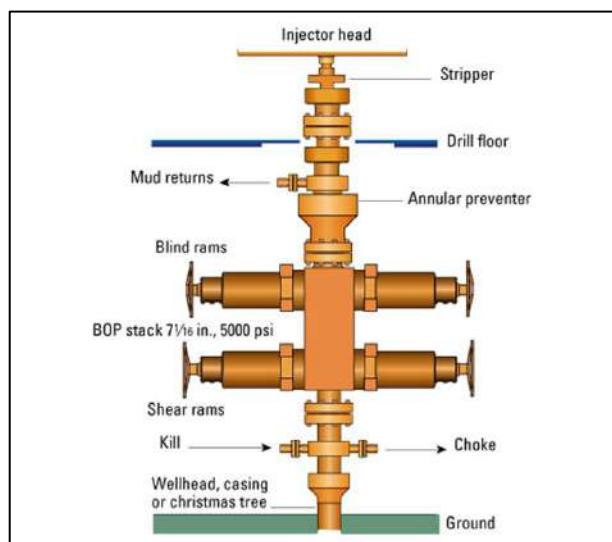
submarinas. Quando o componente é posicionado no fundo do mar, ele é conhecido como cabeça de poço submarina ou cabeça de poço no leito marinho (Bai e Bai, 2010).

Quando múltiplas cabeças de poço submarinas estão agrupadas em uma única estrutura central, o sistema é denominado clusterizado. Esse tipo de configuração possibilita o compartilhamento de funções comuns entre vários poços, como linhas de serviço ou injeção conectadas a *manifolds* e sistemas de controle centralizados, reduzindo a quantidade necessária de *flowlines* e umbilicais, o que, por sua vez, diminui os custos operacionais. Além disso, a centralização dos componentes que necessitam de manutenção permite que vários poços sejam atendidos com uma única mobilização de uma embarcação de serviço, gerando economia significativa nos custos de mobilização. (Bai e Bai, 2010)

3.2.5. *Blowout Preventer (BOP)*

O *Blowout Preventer (BOP)* consiste em um conjunto de válvulas de alta pressão instalado sobre a cabeça de poço, responsável por selar, controlar e monitorar a pressão do poço durante as operações de perfuração com o intuito de prevenir *Blowouts* — vazamentos incontroláveis de óleo ou gás, como pode ser observado na figura 4 (SLB – Schlumberger, 2016).

Figura 4 – Diagrama esquemático de um *blowout preventer (BOP)*



Fonte: Adaptado de *The Pennsylvania State University*, 2025.

3.2.6. *Blind Shear Ram*

O *Blind Shear Ram* é um componente específico do BOP com lâminas capazes de cortar a coluna de perfuração e vedar o poço completamente. É acionado em emergências graves como medida extrema de segurança (IADC, 2025).

3.2.7. *Linhos submarinos*

As linhas submarinas são dutos instalados no leito marinho que desempenham um papel crucial no transporte de fluidos (petróleo, gás, água de injeção, produtos químicos) entre as instalações de produção submarina (como poços, *manifolds* e árvores de Natal molhadas) e as instalações de superfície (plataformas de produção, FPSO - unidades flutuantes de produção, armazenamento e transferência - ou instalações *onshore*). A seguir apresentam-se os principais tipos.

3.2.7.1. *Flowlines*

Segundo Bai e Bai (2010), as *flowlines*, ou linhas de fluxo, submarinas são “dutos submarinos usados para conectar uma cabeça de poço submarina com um *manifold* ou com uma instalação de superfície”. Essas linhas são responsáveis pelo transporte de substâncias como petroquímicos, gás de elevação, água de injeção e produtos químicos.

3.2.7.2. *Umbilicais*

Um umbilical é composto por um conjunto de tubulações e condutores elétricos, que conecta a instalação principal aos equipamentos do sistema de produção submarina. Os tubos internos do umbilical são responsáveis por monitorar pressões e realizar a injeção de fluidos químicos em áreas críticas dos equipamentos submarinos e os condutores elétricos fornecem energia necessária para o funcionamento de dispositivos eletrônicos instalados no fundo do mar. (Bai e Bai, 2010)

3.2.7.3. *Risers*

Bai e Bai (2010) definem os *risers* como as partes dos dutos que estão suspensas e que interligam os equipamentos submarinos às plataformas. Esses dutos podem ser feitos a partir de dois materiais diferentes: o tubo flexível e o tubo rígido. Segundo Leão *et al.* (2014), “o *riser* desempenha um papel fundamental dentro do sistema de exploração e produção de óleo e gás,

devendo-se garantir sua integridade e confiabilidade em suas diferentes aplicações.” Além disso, os *risers* são classificados em *riser* de produção, *riser* de injeção, *riser* de exportação e *riser* de perfuração.

3.2.7.3.1. *Risers de produção*

Este tipo de *riser* tem como objetivo transferir os fluidos produzidos da cabeça do poço até a plataforma. (da Silva, 2011)

3.2.7.3.2. *Risers de injeção*

De acordo com da Silva (2011), os *risers* de injeção podem “injetar água no reservatório para manter a pressão, ou injetar gás para aumentar o diferencial de pressão entre a árvore de Natal molhada e o topo do *riser*”.

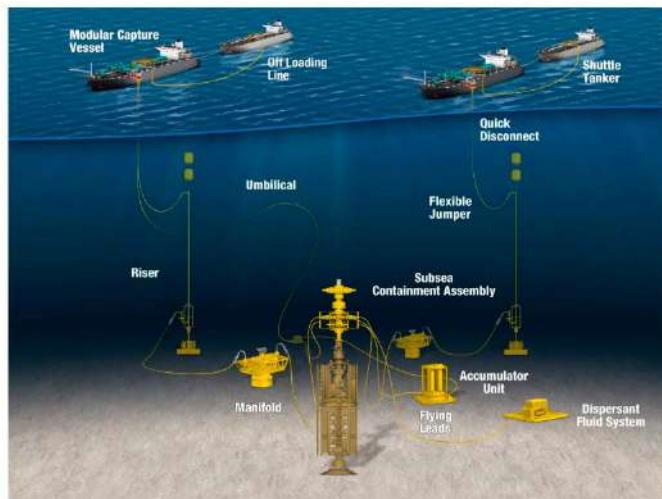
3.2.7.3.3. *Risers de exportação*

Os *risers* de exportação têm como função transferir o fluido que foi processado até a terra ou outra unidade, a partir da plataforma. (da Silva, 2011)

3.2.7.3.4. *Risers de perfuração*

Por fim, os *risers* de perfuração possuem a função de proteção da coluna de perfuração do poço e de condução com o objetivo de eliminação do fluxo de fluidos indesejáveis originados na perfuração, conforme mostrado na figura 5. (da Silva, 2011)

Figura 5 – Diagrama esquemático de linhas submarinas

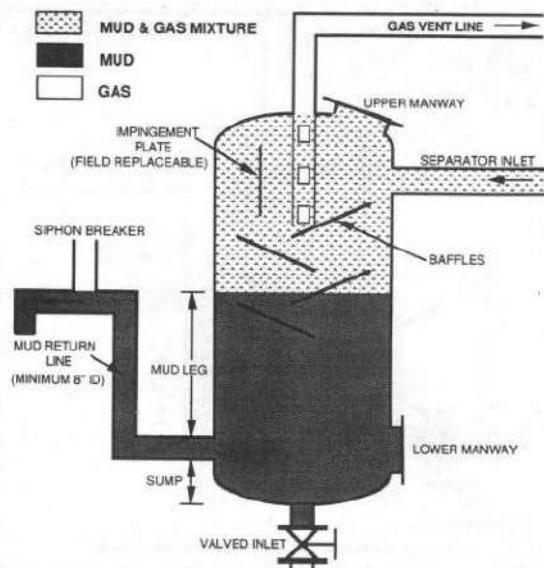


Fonte: Sundstrom (1996).

3.2.8. Separador de Gás e Lama (MGS)

O separador de gás e lama (*Mud Gas Separator*) é um equipamento que remove o gás livre da lama de perfuração, redirecionando-o para o sistema de queima (*flare*), enquanto a lama retorna desgasificada ao sistema de circulação. Sua função é crítica em situações de influxo, ou seja, a entrada indesejada de fluidos do reservatório para o interior do poço, prevenindo riscos de explosão, como observado na figura 6 (DRILLINGMANUAL, 2025).

Figura 6 – Digrama de *Mud Gas Separator* (MGS)



Fonte: DRILLINGMANUAL.COM, 2023.

3.2.9. *Manifolds* submarinos e *jumpers*

Bai e Bai (2010) mencionam que os *manifolds* submarinos são “uma estrutura composta por tubulações e/ou válvulas projetada para combinar, distribuir, controlar e, frequentemente, monitorar o fluxo de fluidos” e são ideais para o crescimento e simplificação dos campos de petróleo *subsea*, pois eles impactam na redução de uso de dutos e *risers* submarinos.

Essa estrutura de tubos é instalada no leito marinho com o intuito de realizar a extração da produção ou a injeção de água ou gás nos poços de petróleo. Esses *manifolds* estão presos ao leito marinho e seu tamanho é determinado pelo número de poços interligados a eles, além da sua capacidade de fluxo e a integração dos poços ao sistema (Bai e Bai, 2010).

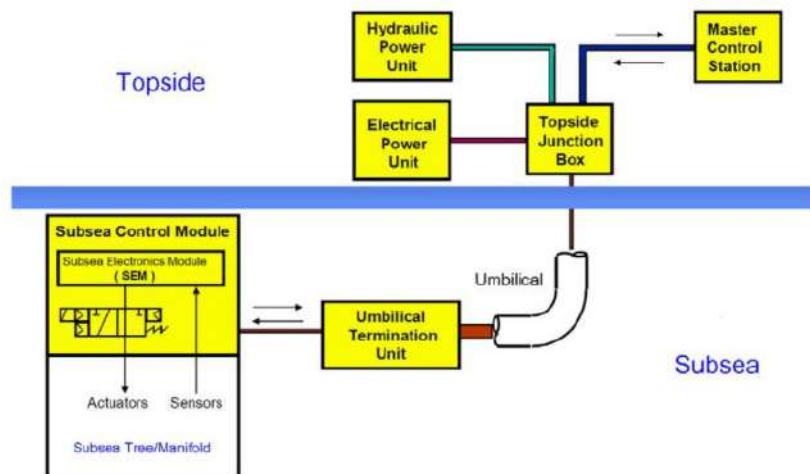
Já os *jumpers*, segundo Figueredo (2021), “são tubos curtos usados para transportar fluido de produção entre dois componentes submarinos (...) ou usados para injetar água dentro do poço”. Os componentes submarinos podem ser tanto a árvore de Natal em conjunto com um *manifold*, quanto dois *manifolds*.

3.2.10. Sistema de controle submarino

Bai e Bai (2010) descrevem o sistema de controle de produção submarina como “o sistema de controle que opera um processo de produção submarina durante as operações de produção”. Esse sistema é responsável por operar as válvulas e *chokes* (estranguladores) instalados em árvores de Natal submarinas, *manifolds* e dutos, além de transmitir e receber dados entre o fundo do mar e a superfície, permitindo que as informações de produção como temperatura e pressão sejam acompanhadas.

A definição adequada da localização dos dispositivos de controle é crucial, pois um posicionamento bem planejado pode diminuir a necessidade de tubulações, cabos e conexões, facilitando as atividades de instalação e recuperação submarinas. Na Figura 7 está demonstrado um esquema com os principais equipamentos de um sistema de controle eletro-hidráulico típico, em que estão esquematizados componentes de superfície (*topside*), como a unidade de alimentação hidráulica, elétrica, estação de controle mestre e conjunto de terminação hidráulica na superfície, e os componentes submarinos (*subsea*), como o módulo de controle submarino, o conjunto de terminação umbilical submarino, os umbilicais, os sensores e atenuadores, além da árvore e *manifolds* submarinos, conforme observado na figura 7.

Figura 7 – Visão geral do sistema de controle submarino



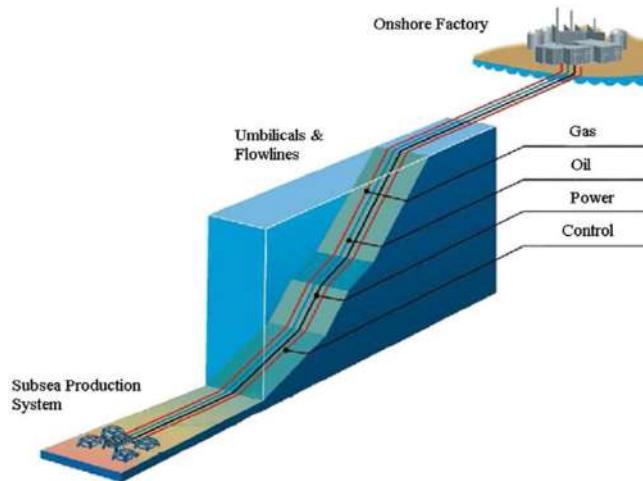
Fonte: Bai e Bai, 2010

3.2.11. Sistema de geração de energia submarino

O sistema de geração de energia é projetado conforme o sistema de controle submarino. Essa estrutura fornece energia elétrica ou hidráulica aos equipamentos submarinos, dependendo do tipo de sistema projetado. As fontes de geração de energia podem estar localizadas em instalações *onshore*, configurando um sistema *subsea-to-beach*, ou diretamente no local da

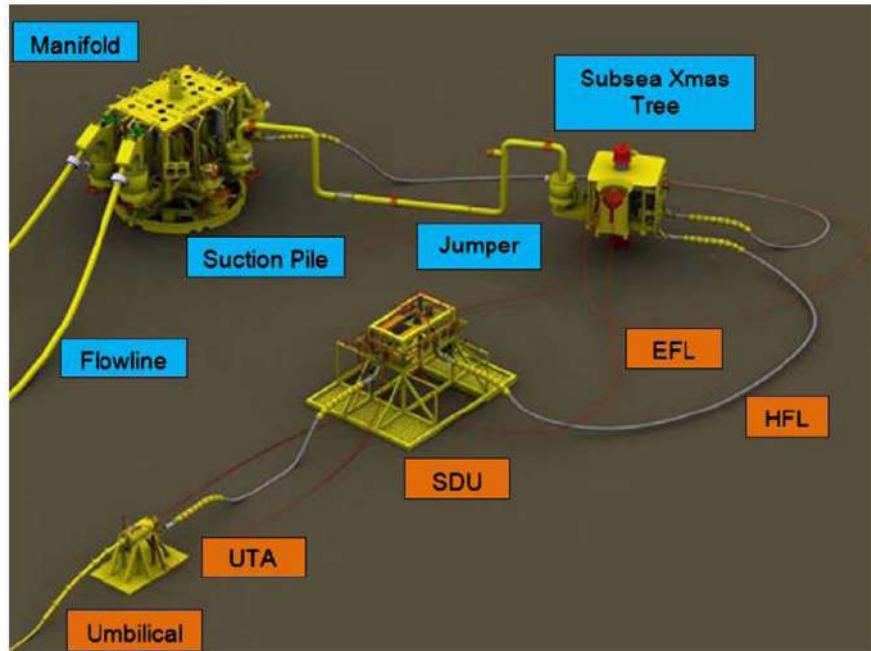
operação, como em plataformas *offshore* ou geradores submarinos. Nas Figuras 8 e 9 estão demonstradas a geração de energia advindas de uma instalação *onshore* e de uma *offshore*, respectivamente.

Figura 8 – Fornecimento de energia de *subsea* para *onshore*



Fonte: Bai e Bai, 2010

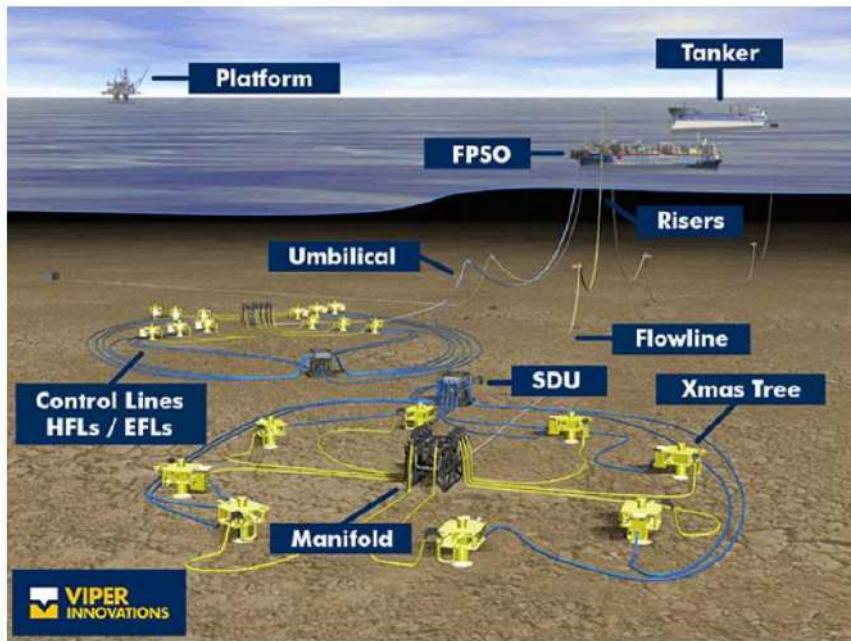
Figura 9 – Distribuição de energia de *subsea* para *offshore*



Fonte: Bai e Bai, 2010

A Figura 10 demonstra o componente a partir do qual ocorre a conexão com a plataforma *offshore*, percebe-se que a conexão do sistema de geração de energia até a plataforma ocorre através dos umbilicais.

Figura 10 – Conexão subsea até offshore²



Fonte: Viper Innovations, 2021

3.3 PRINCIPAIS ETAPAS DO PROCESSAMENTO DE PETRÓLEO *SUBSEA*

Devido à sua função operacional, aspectos como transmissão de energia, distribuição e controle foram abordados no item referente à produção. Neste tópico, são apresentadas as principais etapas que caracterizam o processamento de petróleo no ambiente *subsea*, as quais incluem: (1) bombeamento, (2) separação, (3) compressão de gás, (4) e injeção de água (Santos, 2014). Nesse sentido, serão apresentadas tais fases, buscando, ainda, avaliar o crescimento dessa tecnologia.

3.3.1 Bombeamento

O bombeamento submarino, também chamado de *boosting*, consiste na elevação artificial do fluido que se encontra no leito marinho até a superfície. Geralmente, esta tecnologia é utilizada em poços que estão limitados pela sua capacidade natural de fluidos, de forma a diminuir ou aliviar a contrapressão no poço, aumentando a produção (Santos, 2014). A autora

² UTA: Conjunto de Terminação de Umbilical, do inglês, *Umbilical Termination Assembly*

SDU: Unidade de Distribuição Submarina, do inglês, *Subsea Distribution Unit*

HFL: Linha Hidráulica Flexível, do inglês, *Hydraulic Flying Lead*

EFL: Linha Elétrica Flexível, do inglês, *Electrical Flying Lead*

FPSO: Unidade Flutuante de Produção, Armazenamento e Transferência, do inglês, *Floating, Production, Storage & Offloading*

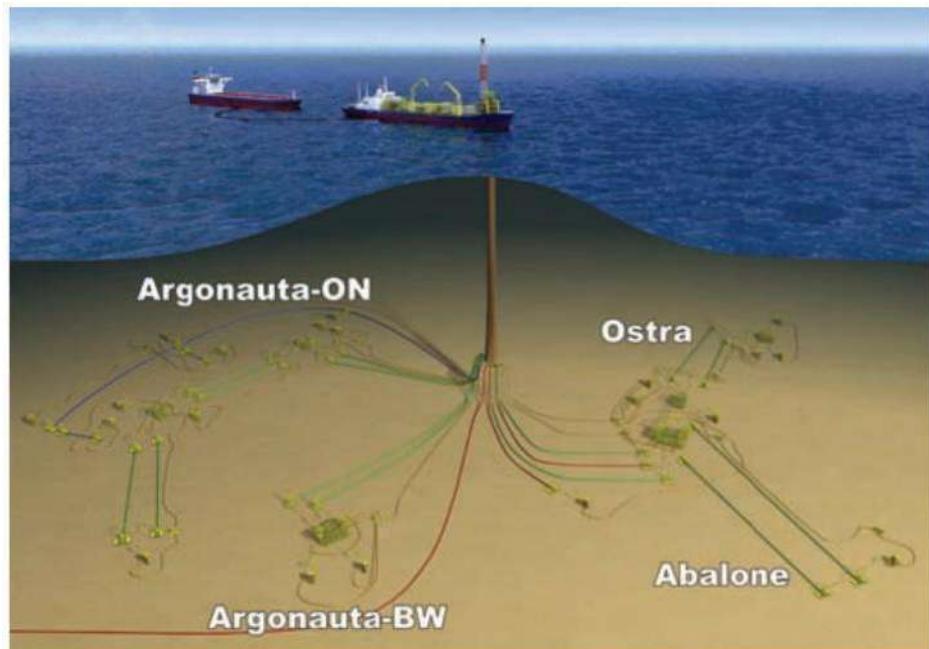
informa que este tipo de tecnologia é a mais consolidada no ramo de processamento *subsea*, podendo operar isoladamente e também integrada com outros tipos de elevação de fluidos vindos do leito marinho de forma artificial.

O *boosting* desempenha um papel crucial no transporte de fluidos em longas distâncias, superando as perdas de pressão no sistema. A integração de estágios multifásicos, que proporcionam maior resistência à presença de gás, com estágios radiais, responsáveis por garantir desempenho eficiente em condições de líquido monofásico, possibilita o alcance de diferenciais de pressão necessários em operações *subsea* (Håheim e Gaillard, 2009). Entretanto, essas tecnologias também apresentam desafios, como a complexidade técnica associada à manutenção de equipamentos em ambientes submarinos.

No Brasil, a integração desses diversos estágios foi aplicada pioneiramente em projetos como o Parque das Conchas (BC-10), onde sistemas de separação *subsea* permitiram a produção eficiente de petróleo em águas profundas. A integração entre separadores verticais e bombas ESP no projeto deixou um marco no uso de tecnologias *subsea*, que será detalhada no item 4.2.2, demonstrando sua viabilidade para campos mais desafiadores. Essas iniciativas foram fundamentais para otimizar a produção em reservatórios com características heterogêneas e altos teores de gás, reduzindo custos operacionais e aumentando a recuperação de petróleo (Parshall, 2009, p. 39). Além disso, a aplicação de sistemas *subsea* no campo de Marlim foi um exemplo de inovação no uso de separadores trifásicos para reinjeção de água, uma solução que não apenas reduziu os custos logísticos, mas também promoveu práticas mais sustentáveis ao minimizar os impactos ambientais (Carpenter, 2014, p. 94).

Na Figura 11 está representado um esquema da produção submarina para os campos do Parque das Conchas.

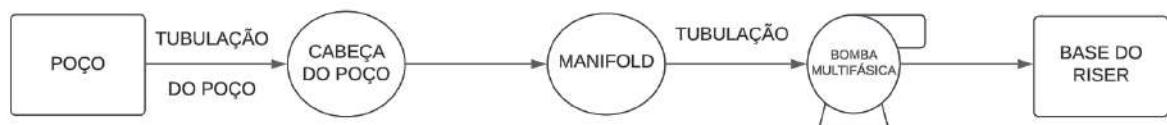
Figura 11 – Esquema de produção submarina para os quatro campos do Parque das Conchas.



Fonte: Parshall, 2009

O sistema de bombeamento de fluidos submarinos para a plataforma é realizado através de bombas de elevação multifásicas, localizadas na cabeça do poço dos leitos submarinos, em que são utilizadas para aumentar a pressão do fluido a ser processado. Os fluidos a serem bombeados podem ser tanto óleo, quanto água e até mesmo fluidos multifásicos. O projeto desse tipo de sistema é realizado de forma que os equipamentos necessitem de pouca manutenção, conseguindo operar por longos anos, sem a necessidade de acesso. Ainda assim, são necessárias manutenções regulares, por conta do desgaste natural que ocorre no equipamento, em função do contato deste com a água do mar (Bai e Bai, 2010). Na Figura 12 está uma representação de como esse tipo de bomba é posicionada nas operações *subsea*.

Figura 12 – Diagrama de blocos representativo do esquema de bombeamento submarino



Fonte: Elaboração própria adaptada de Abili *et al.*, 2014

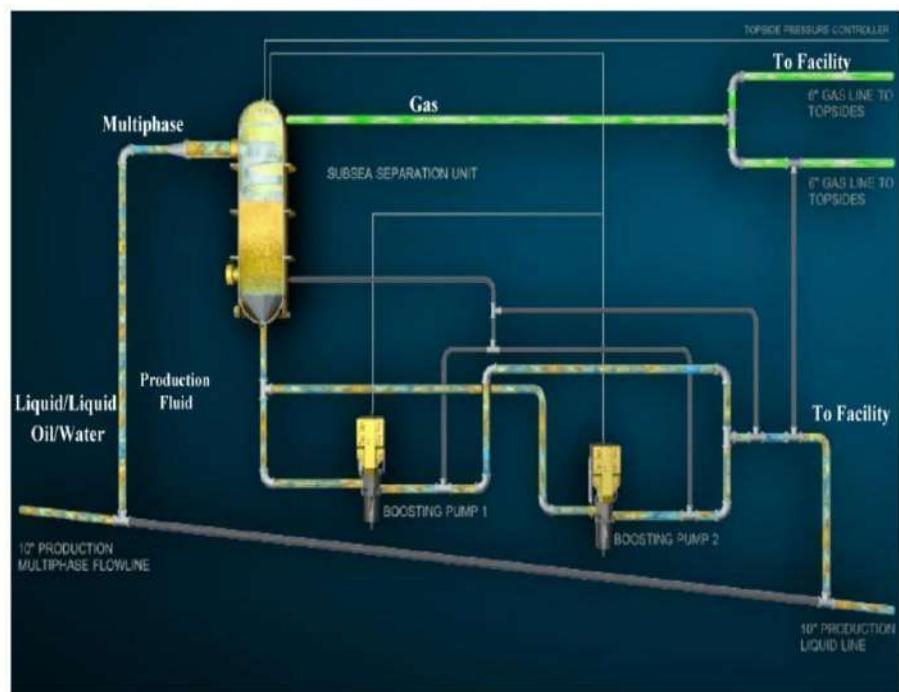
3.3.2 Separação

A separação submarina de fluidos pode ser realizada através de dois métodos diferentes: a separação bifásica e a separação trifásica (Bai e Bai, 2010).

3.3.2.1 Separação bifásica

A partir dessa técnica é possível separar qualquer sistema gás-líquido, sejam eles gás-óleo, gás-água ou gás-condensado, por exemplo (Bai e Bai, 2010). Na Figura 13 está apresentado um esquema representando o funcionamento de uma separação bifásica de um composto gás-água oleosa. Nota-se que, neste caso, o líquido do sistema é uma água oleosa (mistura água-óleo), porém essa mistura (água-óleo) não é separada, sendo retirado apenas o gás. Nesse sentido, pode-se dizer que se trata de uma separação bifásica.

Figura 13 – Diagrama esquemático de um processo de separação bifásica de gás-água oleosa

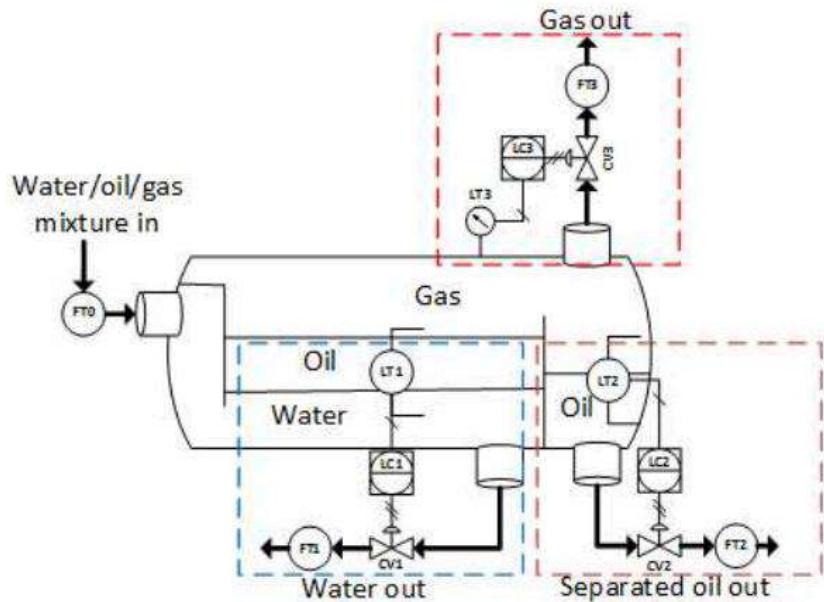


Fonte: Hendricks *et al.*, 2016

3.3.2.2 Separação trifásica

Já a separação trifásica, consiste na separação gás-líquido, em que o líquido representa uma mistura de água e óleo, e na separação água-óleo, que é feita simultaneamente em um mesmo equipamento. Assim, o gás, por ser menos denso, tende a subir e a água e o óleo descem. (Bai e Bai, 2010). Na Figura 14 está apresentado um esquema de um separador trifásico.

Figura 14 – Esquema de um separador trifásico de gás-água-óleo



Fonte: Vileiniskis, M. *et al.*, 2016

3.3.3 Compressão de gás

A compressão dos produtos *subsea* é necessária para otimizar o transporte, melhorar o escoamento, aumentar a produção, reduzir custos e minimizar os impactos ambientais. Para isso são utilizados os compressores, que auxiliam no aumento da eficiência da produção dos campos de petróleo.

A tecnologia de compressão de gás *offshore* tem suas raízes nas décadas de 1980 e 1990, quando foi inicialmente aplicada em plataformas de produção. Um dos primeiros sistemas de compressão em alto mar foi implementado no campo Statfjord (Noruega), ainda em plataformas convencionais (Oliveira, 2005). No entanto, devido aos desafios técnicos e ambientais, a adaptação dessa tecnologia para operações *subsea* só se tornou viável anos depois, com avanços em materiais, sistemas de controle e confiabilidade.

A primeira aplicação *subsea* de compressão de gás ocorreu apenas em 2015, no campo de Åsgard (Noruega), operado pela Equinor (antiga Statoil), marcando um marco na engenharia *offshore* (Johansen *et al.*, 2016). Esse projeto pioneiro demonstrou a viabilidade da compressão *subsea*, permitindo maior recuperação de reservatórios em águas profundas sem a necessidade de novas plataformas.

Desta forma, embora a tecnologia de compressão de gás já fosse utilizada em plataformas desde os anos 1980, sua versão *subsea* só se tornou realidade recentemente, graças a desenvolvimentos em engenharia submarina e automação (Carpenter, 2020).

Assim como na separação, a compressão de gás em leito submarino também pode ser multifásica. Esse tipo de compressão possui uma tecnologia que, como dito anteriormente, viabiliza a resolução de desafios, como o transporte de produtos por longas distâncias, pois traz uma garantia de escoamento. Essa tecnologia representa uma inovação para o mercado de exploração e desenvolvimento de gás submarino, possibilitando, segundo os autores Hjelmeland e Torkildsen (2016), “a realização da compressão de gás úmido de forma direta, sem a necessidade de separação prévia dos fluidos a montante”³.

Segundo Fantoft (2005), a compressão de gás em leito submarino é um dos sistemas mais complexos e que ainda necessita de uma qualificação vasta, estando em desenvolvimento contínuo. Os principais desafios para a utilização deste tipo de tecnologia incluem o projeto destes sistemas, que devem ser feitos de modo que estes possam operar de forma autônoma e confiável no leito marinho com pouca manutenção em longos intervalos operacionais; e o resfriamento do processo, que é uma etapa essencial para aumentar a eficiência energética e reduzir a temperatura de entrada, criando condições ideais para a compressão do gás.

O autor adverte que esses sistemas devem, necessariamente, integrar um sistema de separação gás-líquido, já abordado neste trabalho, com o objetivo de garantir uma operação segura mesmo quando houver variações de fluxo. Além disso, é fundamental utilizar sistemas de bombeamento de líquidos para a recombinação a jusante, etapa que, segundo Pereta e Furtado (2014), está relacionada aos processos de refino e distribuição dos derivados dos recursos energéticos extraídos. Essa prática contribui diretamente para aumentar a eficiência na produção dos campos de petróleo, assegurando um melhor aproveitamento dos recursos disponíveis.

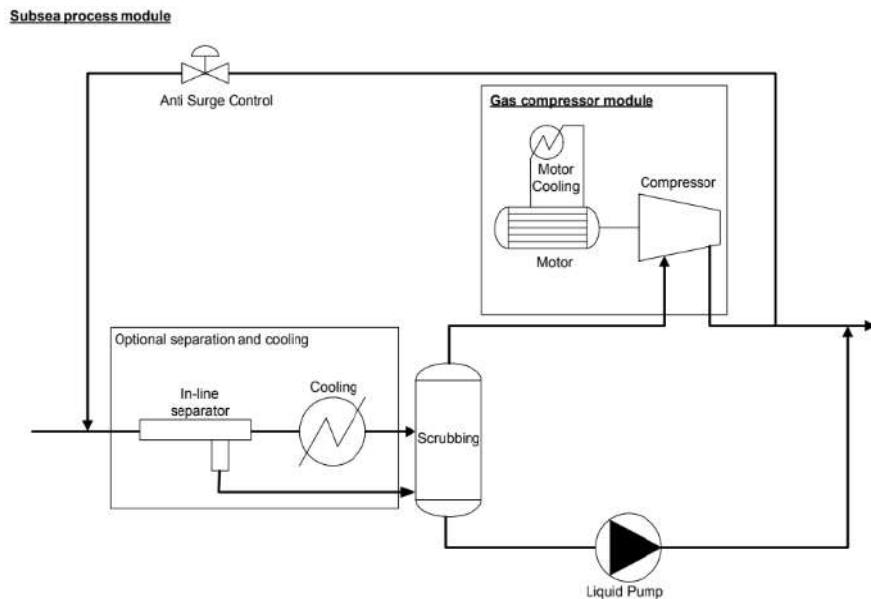
Destaca-se que deve haver tecnologia de entrega de energia elétrica para todos os componentes do sistema, mesmo em locais distantes da infraestrutura principal. Por fim, ainda é preciso integrar o sistema de controle dos compressores com o sistema de controle da operação, especialmente para a operação de controles *anti-surge* assegurando uma operação eficiente, segura e integrada às necessidades do ambiente submarino (Fantoft, 2005).

O *surge*, segundo Gravdahl e Egeland (1999), “é uma oscilação (...) do fluxo de massa e do aumento de pressão”. Segundo os autores, o controle *anti-surge* é estritamente necessário, “pois o *surge* limita a faixa útil de fluxos de massa em que o compressor pode operar de forma

³ Separação de fluidos a montante: quando a separação é feita antes do ponto onde o gás será comprimido.

estável. Além disso, *surges* de grande amplitude podem causar danos ao compressor”. A Figura 15, mostra uma representação genérica de um sistema de compressão de gás.

Figura 15 – Sistema genérico de compressão de gás



Fonte: Fantoft, 2005

3.3.4 Injeção de água

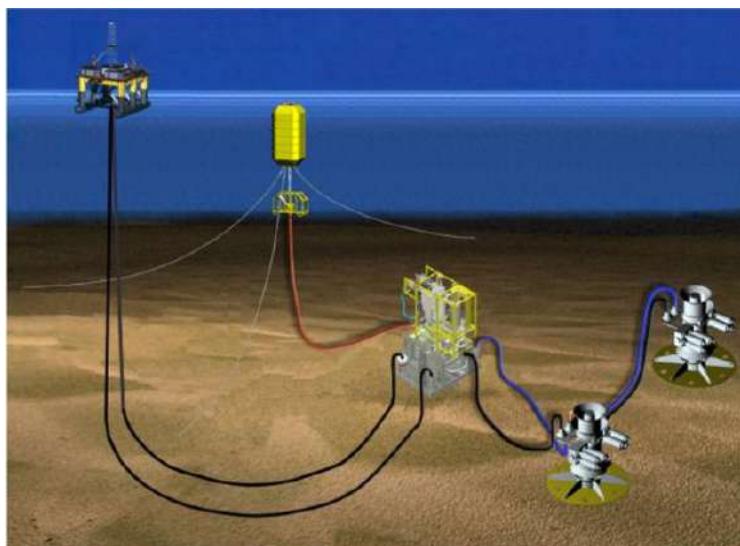
A injeção de água, em poços maduros, tem o objetivo de recuperar hidrocarbonetos a partir de elevação artificial dos fluidos do reservatório. Esse processo possibilita o deslocamento do óleo para fora da rocha, resultando em uma recuperação de até 60% do reservatório (Santos, 2014). Segundo Bai e Bai (2010), “os sistemas de injeção de água são utilizados para injetar água do mar desoxigenada, água do mar bruta não tratada e água produzida, incluindo água de aquíferos”. De acordo com os autores Buk Jr. *et al.* (2013), a injeção de água afeta diretamente, não só a recuperação do produto, como também o fluxo de produção. Ainda segundo Buk Jr. *et al* (2013), para poços maduros, a injeção de água no leito submarino soluciona diversas questões técnicas quando comparada às tecnologias convencionais utilizadas nas plataformas *offshore*, visto que, nestes tipos de campo, esses sistemas convencionais demandam áreas muito grandes na plataforma, que podem não estar disponíveis.

Por isso, a Petrobras desenvolveu uma tecnologia de Injeção Submarina de Água Bruta (*Subsea Raw Water Injection - SRWI*) que permite a injeção de água do mar no leito submarino com mínimo tratamento, para que haja, consequentemente, um mínimo impacto nas plataformas de superfície *offshore*. Essa tecnologia foi desenvolvida para o projeto Albacora,

localizado na Bacia de Campos, ela tem sido avaliada por diversas empresas e instituições de pesquisa, e também instalada em outras partes do mundo (Buk Jr. *et al.*, 2013).

Buk Jr. *et al.* (2013), descreve o funcionamento do sistema SRWI da seguinte maneira: a água do mar é captada a 100m, em média, acima do leito marinho, passa por um filtro e depois é bombeada até a árvore de Natal principal, onde parte da água é injetada e outra parte flui para os poços. Na Figura 16, encontra-se um esquema representativo do sistema SRWI do campo de Albacora.

Figura 16 – Esquema do sistema SRWI do campo de Albacora.



Fonte: Buk Jr. *et al.*, 2013.

3.3.5 Atividades de manutenção subsea

Ochulor *et al.* (2024) descrevem as atividades de manutenção submarinas como reparo, inspeção, correção de falhas em equipamentos, corrosão e danos e identifica que esse tipo de atividade tem o objetivo de assegurar a confiabilidade, integridade e desempenho das tecnologias instaladas em leito submarino. Os autores detalham que, em águas muito profundas, os métodos tradicionais de manutenção, como o trabalho com mergulhadores para a realização desses procedimentos, não são possíveis. Assim, aconselham que se deve recorrer a outros métodos como a utilização de ROV (Veículos Operados Remotamente) e AUV (Veículos Subaquáticos Autônomos) para esse tipo de atividade. Apesar de representarem uma boa alternativa, esse tipo de método ainda pode apresentar limitações em relação à mobilidade e destreza e isso representa bem os desafios enfrentados no que diz respeito à utilização de tecnologias submarinas.

A compreensão detalhada dos sistemas de produção e das etapas de processamento submarino permite identificar os pontos fortes e as limitações dessas tecnologias. No entanto,

sua aplicação prática em campos reais impõe diversos desafios técnicos e operacionais. O próximo capítulo discute, justamente, as oportunidades e as barreiras que envolvem o crescimento do processamento *subsea*, analisando cenários e perspectivas para o futuro dessa área estratégica.

3.4 CRESCIMENTO DO PROCESSAMENTO DE PETRÓLEO *SUBSEA*: OPORTUNIDADES E DESAFIOS

Segundo Hendricks (2016), a utilização de uma estação de separação *subsea*, em contraponto a uma separação na superfície de uma plataforma *offshore*, pode alterar significativamente a natureza e a viabilidade econômica de um projeto. Isso acontece porque, quando instalada na superfície, segundo Neto e Shima (2008), a estação de separação fica exposta a diversas condições climáticas e intempéries ambientais, além da condição das ondas, como força e altura, reduzindo o tempo de operação e produção por conta das interrupções ocasionadas pelo clima. Além disso, Hendricks (2016) afirma que, ao trazer a estação de tratamento para o leito marinho, torna-se viável a integração com outros projetos na região, otimizando a utilização de infraestrutura já existente. Ainda assim, de acordo Santos (2014), a viabilização da separação no leito submarino ainda enfrenta desafios significativos. Entre eles, destaca-se a ausência de soluções consolidadas para o fornecimento de energia elétrica de forma autônoma, sem a dependência de uma unidade hospedeira próxima. Além disso, não há, até o momento, um controle eficiente e confiável do transporte de produtos por longas distâncias, o que impede a eliminação da necessidade de plataformas *offshore*. A superação desses dois obstáculos representaria um avanço considerável na implementação de tecnologias de separação *subsea*.

Destaca-se que o uso de tecnologias *subsea* oferece vantagens como a redução da ocupação de espaço em plataformas de superfície e a minimização de riscos relacionados ao transporte de grandes volumes de fluidos não processados. O processamento de petróleo *subsea*, é uma tecnologia em desenvolvimento com grande tendência de crescimento. A autora Figueiredo (2021) afirma que o processamento em leito submarino pode ser dividido em grupos, visto que não existirá uma maneira de projetar a etapa de processamento de forma que contemple todos os tipos de campos de exploração. Sendo assim, esses grupos são:

- 1) Campos submarinos maduros: neste tipo de campo, o foco é na recuperação de produto e na manutenção ou aceleração da produção;
- 2) Novos campos submarinos integrados a plataformas já existentes: o processamento *subsea* é realizado e o seu produto é direcionado à plataforma para finalização;

3) Novos campos submarinos com processamento completo: todo o processamento é realizado no leito submarino e o produto é diretamente encaminhado para o mercado.

Diversas oportunidades demonstram o potencial de crescimento do processamento *subsea* na indústria. Estas foram destacadas por Figueiredo (2021) e estão descritas abaixo:

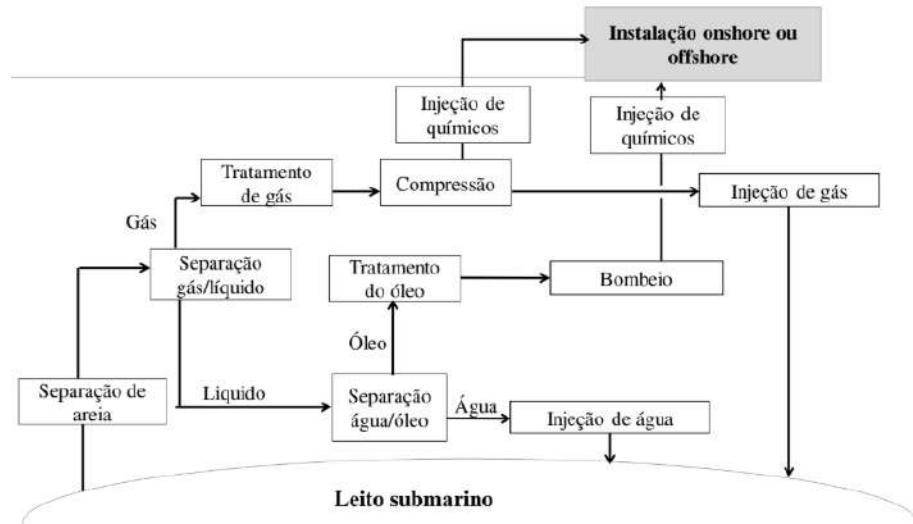
- 1) Redução do espaço, peso e custo das plataformas, já que parte dos equipamentos é alocada no leito marinho;
- 2) Diminuição do diâmetro dos *risers* de produção e melhoria na garantia de escoamento, uma vez que contaminantes são separados e reinjetados no poço;
- 3) Melhoria da segurança, reduzindo riscos de incêndios e explosões;
- 4) Monitoramento remoto dos campos e menores custos operacionais devido à ausência de operadores no local;
- 5) Separação próxima ao poço, fazendo o uso da energia do reservatório de forma a aumentar a eficiência energética do processo;
- 6) Viabilidade de produção em campos maduros, ao permitir a separação de fluidos em áreas com alta proporção de água, liberando capacidade das unidades *offshore*;
- 7) Produção em áreas ecologicamente sensíveis ou em regiões sujeitas a condições severas de ondas e marés;
- 8) Redução dos efeitos ambientais por meio da reinjeção de água no reservatório.

Apesar dos benefícios, a transferência de equipamentos de processo para o ambiente submarino traz desafios técnicos e industriais significativos. O desenvolvimento de tecnologias *subsea* exige altos investimentos, prazos de implementação apertados e a introdução de soluções inovadoras em cenários com alta incerteza operacional. A autora Figueiredo (2021) descreve os principais desafios:

- 1) Obtenção de equipamentos com alto tempo médio entre falhas (MTBF - *Mean Time Between Failures*);
- 2) Operação em altas temperaturas e pressões;
- 3) Projetos sólidos que garantam confiabilidade;
- 4) Adaptação a condições variáveis de vazão e composição dos fluidos;
- 5) Equipamentos compactos para facilitar instalação e recuperação;
- 6) Instalações e manutenções complexas e custosas, que demandam otimização;

A ideia é que, futuramente, todo o processamento de petróleo seja realizado no leito submarino, conforme demonstrado na Figura 17 (Figueiredo, 2021).

Figura 17 – Diagrama de blocos das unidades de processamento submarino futuramente



Fonte: Figueiredo, 2021

Embora os avanços tecnológicos e a perspectiva de processamento totalmente submarino representem oportunidades promissoras, eles trazem consigo riscos operacionais significativos. A transição desses sistemas para ambientes cada vez mais autônomos e profundos exige não apenas robustez técnica, mas também estratégias eficazes de segurança. Sendo assim, o próximo capítulo abordará a segurança de processos no segmento de petróleo *subsea*, com ênfase em metodologias de análise de riscos e na prevenção de acidentes.

3.5 SEGURANÇA DE PROCESSOS NO SEGMENTO DE PETRÓLEO *SUBSEA*

Com o desenvolvimento do setor industrial do petróleo e gás, a saúde e a segurança na exploração e produção (E&P) de hidrocarbonetos ganharam destaque devido ao crescimento e preocupações ambientais. A abordagem, que antes era corretiva, agora é preventiva, integrando estratégias sustentáveis uma vez que o meio ambiente, hoje é considerado como um bem econômico global.

Como todo processo produtivo está sujeito a falhas e perigos, a segurança ambiental e operacional vem se mostrando cada vez mais necessária, desde a concessão de projetos e comissionamento até a operação de instalações (Muniz, 2011).

A segurança de processos em poços, segundo Egbeocha *et al.* (2015) consiste em manter todos os hidrocarbonetos seguros na tubulação, poço ou reservatório todo o tempo. Esta segurança é um fator crítico na produção de petróleo devido à complexidade das operações e aos riscos inerentes, que envolvem, principalmente, as altas pressões e vazões envolvidas, exigindo maior controle e segurança.

O histórico de acidentes neste segmento da indústria, demonstra a importância do desenvolvimento na área de avaliação de riscos e prevenção de perdas na indústria de E&P. A tabela 1 reúne os cinco principais acidentes ocorridos em plataformas de petróleo ao redor do mundo.

Tabela 1 – Principais acidentes em plataformas de petróleo no mundo

POSIÇÃO	NOME DO ACIDENTE	DATA	LOCALIZAÇÃO	FATALIDADES	CAUSA PRINCIPAL
1	Piper Alpha	Julho de 1988	Mar do Norte (Reino Unido)	167	Vazamento de gás natural seguido de explosões e falhas nos sistemas de segurança
2	<i>Deepwater Horizon</i>	Abril de 2010	Golfo do México (EUA)	11	Falha no sistema de segurança do poço, resultando em explosão e afundamento da plataforma
3	Alexander Kielland	Março de 1980	Mar do Norte (Noruega)	123	Quebra de braço de sustentação, levando ao afundamento da plataforma
4	P-36	Março de 2001	Bacia de Campos (Brasil)	11	Explosões em tanque de óleo e gás, seguidas de alagamento e naufrágio
5	Enchova (1984)	Agosto de 1984	Bacia de Campos (Brasil)	37	Vazamento de gás durante perfuração, seguido de explosão e incêndio

Fonte: JORNAL PELICANO (2014).

Este trabalho se aprofundará no acidente da Deepwater Horizon que ocorreu no Golfo do México em 2010. Nesse sentido, são abordados conceitos, como a classificação de acidentes e incidentes, e procedimentos considerados essenciais para garantir a segurança de processos *subsea* no contexto deste evento.

3.5.1 Classificação de Incidentes e Acidentes

Um incidente, nos termos da Resolução ANP nº 882/2022, consiste em uma 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. Existem também os eventos considerados quase acidentes e acidentes, sendo os

primeiros caracterizados como a 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; e os segundos, a 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.

Nesse sentido, os quase acidentes e os acidentes também podem ser considerados incidentes, a diferença consiste apenas na efetividade do dano.

A ANP, por meio da Nota Técnica 069/SSM/ANP de 2018, estabelece uma classificação dos acidentes com base em sua gravidade e severidade das consequências, que orienta a atuação da agência. Os acidentes são agrupados em categorias graves, moderados e leves. Essas classificações estão apresentadas na Tabela 2.

Tabela 2 – Classificações de acidentes e ações a serem tomadas pela ANP

INCIDENTES	LEVE	MODERADO	GRAVE
Definição	Apresentam menor consequência à vida humana, ao meio ambiente ou ao patrimônio; ou quase acidentes de baixo/médio potencial de causar consequências maiores à vida humana, ao meio ambiente ou ao patrimônio.	Apresentam consequências significantes ou elevado potencial de causar consequências à vida humana, ao meio ambiente ou ao patrimônio	Apresentam consequências maiores à vida humana, ao meio ambiente ou ao patrimônio. Tipicamente, são os eventos de fatalidade e eventos que geram danos severos à instalação ou ao ambiente.
Ação da ANP	Raramente demandam ações específicas e imediatas pela ANP. Podem demandar ações pela ANP quando identificadas tendências de recorrência deste tipo de incidentes.	Podem necessitar de uma avaliação específica imediata pela ANP e podem demandar ações de resposta pela ANP.	Demandam ações imediatas de resposta pela ANP, tal como abertura de processos de investigação, envio de equipe de fiscalização ou acompanhamento pela ANP da investigação própria.

Fonte: Adaptado de Nota Técnica 069/SSM/ANP, 2018

A nota técnica ainda apresenta uma classificação por gravidade de todos os tipos de incidentes apresentados no manual de comunicação de incidentes publicado pela ANP (ANP, 2017).

Neste trabalho, serão apresentadas na Tabela 3, apenas aqueles com potencial para incidentes *subsea*.

Tabela 3 – Classificação de severidade de potenciais incidentes *subsea*

Incidentes		Severidade		
		Leve	Moderado	Grave
Danos ao meio ambiente	Descargas	Descarga significante de água produzida	Descarga maior de água produzida	Descarga maior de óleo
		Descarga menor de óleo	Descarga significante de óleo	Descarga maior de água oleosa
		Descarga menor de água produzida	Descarga maior de água de injeção	
		Descarga significante de água oleosa	Descarga maior de material com alto potencial de dano	
		Descarga significante de água de injeção		
	Descarga significante de material com alto potencial de dano	Descarga significante de material com alto potencial de dano		
		Descarga menor de água oleosa		
		Descarga menor de água de injeção		
	Descarregamento de material com alto potencial de dano			
	Perda de contenção de gás	Perda de contenção significante de gás inflamável	Perda de contenção maior de gás inflamável	
			Perda de contenção de H ₂ S	

Incidentes		Severidade		
		Leve	Moderado	Grave
Prejuízo material ao patrimônio próprio, para terceiros ou populações	Falhas estruturais			Falha estrutural em sistema de coleta ou escoamento da produção
				Falha no <i>riser</i> de perfuração ou intervenção
	Incêndios	Princípio de incêndio		Incêndio maior
				Incêndio significante
Interrupção não programada por mais de 24 horas			Interrupção não programada superior a 24 horas decorrente de incidente operacional	

Fonte: Adaptado de Figueiredo, 2021

Além disso, é importante salientar que a classificação de qualquer falha em equipamentos de processamento *subsea* deve estar na categoria “falha estrutural em sistema de coleta e escoamento da produção”, portanto, para a ANP, o incidente é classificado como grave, não importando qual material está contido no equipamento.

Ainda, segundo Veiga (2020), existe a classificação de acidentes por meio dos métodos tradicionais. O autor mostra que esses métodos descrevem os acidentes como eventos indesejados e inesperados que resultam em perdas humanas, materiais ou financeiras.

Esses eventos são, na maioria das abordagens clássicas, analisados a partir de modelos causais que buscam identificar uma sequência linear de falhas que leva ao desfecho negativo, porém também podem ser analisados a partir de uma perspectiva multifatorial que culmina no acidente.

A relação deste tipo de análise com o acidente da plataforma *Deepwater Horizon* que será descrita no capítulo 5.1.1.

4 METODOLOGIA

O acidente da plataforma *Deepwater Horizon* constitui um evento de grande relevância para a gestão da segurança na indústria de óleo e gás, sendo amplamente reconhecido por suas proporções e pelas consequências geradas para o setor. Com o objetivo de compreender de forma detalhada esse episódio, foi realizada uma pesquisa descritiva e qualitativa, fundamentada na análise do relatório oficial da *British Petroleum* (BP), intitulado *Deepwater Horizon Accident Investigation Report*, de 2010. Esse documento permitiu identificar como o acidente ocorreu, além de apontar suas causas e consequências tanto para a operação específica quanto para o contexto mais amplo da segurança de processos em operações *offshore*.

O relatório foi obtido diretamente no sítio eletrônico da *BP Exploration & Production Inc.*, considerando que a empresa era, à época, responsável pela operação do poço de Macondo, onde ocorreu o acidente objeto deste estudo. Devido à sua origem institucional e à riqueza de informações técnicas e operacionais, o relatório da BP serviu como fonte principal para a análise desenvolvida neste trabalho. Com o intuito de ampliar a abordagem e integrar diferentes perspectivas, os dados extraídos desse documento foram confrontados com a pesquisa publicada no periódico *Journal of Risk Research* por Tom W. Reader, do Instituto Social de Psicologia da Escola de Economia de Londres, e Paul O'Connor, do Departamento de Clínica Geral da Universidade Nacional da Irlanda. Essa publicação apresenta uma análise aprofundada do acidente, com ênfase nos conceitos de habilidades não-técnicas (NTS, do inglês *Non-Technical Skills*) e cultura de segurança, que serão explorados posteriormente neste trabalho.

A análise considerou, ainda, as observações de João Paulo de Souza Ferreira, apresentadas em sua tese de doutorado intitulada *Segurança de processos em operações offshore: estudo de caso do acidente Deepwater Horizon*, de 2015. Nesse estudo, o autor discute as mudanças implementadas nos órgãos reguladores dos Estados Unidos da América após o acidente, destacando a importância das atualizações normativas na prevenção de eventos similares em operações futuras.

A combinação dessas diferentes fontes e perspectivas permitiu avaliar criticamente o acidente da *Deepwater Horizon*, integrando aspectos técnicos, organizacionais e humanos relacionados ao gerenciamento da segurança de processos em operações *subsea*. Dessa forma, pretende-se contribuir para um entendimento mais amplo e aprofundado dos fatores que influenciam a segurança em ambientes de alta complexidade, como os encontrados na exploração e produção de petróleo em águas profundas.

5 RESULTADOS

5.1 ACIDENTE DA DEEPWATER HORIZON

5.1.1 O Acidente

Em 20 de abril de 2010, a plataforma de perfuração *Deepwater Horizon*, operada pela *Transocean* sob contrato com a BP, foi palco de um dos acidentes mais graves da história da exploração *offshore*. O acidente desencadeou um incêndio de 36 horas, resultando na morte de onze pessoas e um vazamento de petróleo de grandes proporções, aproximadamente 4,9 milhões de barris de petróleo no Golfo do México, e teve início com falhas na integridade do poço Macondo (BP, 2010).

Figura 18 – Incêndio no Deepwater Horizon



Fonte: Ferreira, 2015

O relatório da BP (2010) identificou que uma das principais barreiras de segurança — o cimento aplicado no anular para isolar os hidrocarbonetos do reservatório — não se comportou como esperado. A mistura utilizada possivelmente perdeu estabilidade ainda no interior do poço, o que permitiu a migração de gás para a coluna. Além disso, verificou-se que o conjunto conhecido como *shoe track*, mostrado na figura 3 do presente trabalho, localizado na base da coluna de produção, também não impediu a entrada de hidrocarbonetos, indicando falha tanto do cimento aplicado nessa região quanto do colar flutuante, que deveria funcionar como barreira secundária.

Outro ponto crítico foi a realização e interpretação do teste de pressão negativa, utilizado para verificar se as barreiras instaladas estavam mantendo o poço em condições seguras. Apesar

de sinais evidentes de comunicação remanescente com o reservatório, como variações de pressão e volume, a equipe responsável avaliou o teste como satisfatório e prosseguiu com as operações. Essa decisão levou à substituição do fluido de perfuração por água do mar, o que reduziu a pressão dentro do poço e possibilitou o ingresso de hidrocarbonetos.

O relatório indica que os indícios de influxo, já eram perceptíveis aproximadamente 40 minutos antes das primeiras tentativas de contenção, mas não foram corretamente interpretados como sinal de perda de controle. Assim, quando as ações foram iniciadas, os hidrocarbonetos já haviam passado pelo *Blowout Preventer* (BOP) e alcançado o *riser*.

O fluxo foi desviado para o separador de gás e lama (MGS), mas o sistema não suportou a vazão e acabou liberando gás diretamente para a área da plataforma (BP, 2010). Além disso, o sistema de detecção e contenção de incêndio não foi eficaz. Gases inflamáveis alcançaram regiões fora das áreas classificadas eletricamente e, possivelmente, foram puxados para os compartimentos dos geradores pelo sistema de ventilação, gerando condições favoráveis à ignição (BP, 2010).

As tentativas de selar o poço por meio dos sistemas de emergência do BOP também falharam. As três formas automáticas previstas para contenção não surtiram efeito. Verificou-se que componentes críticos, como válvulas solenóides e baterias, estavam em condições inadequadas. E, mesmo após o acionamento do *Blind Shear Ram*, a vedação do poço não foi alcançada (BP, 2010).

A análise geral do evento aponta que o acidente não foi resultado de uma falha isolada, mas sim da soma de várias fragilidades técnicas, falhas humanas e decisões operacionais questionáveis, além da falta de comunicação eficiente entre os diferentes agentes envolvidos no projeto (BP, 2010).

5.1.2 Análise Técnica do Acidente

Reader e O'Connor (2013) analisam o desastre do acidente de Macondo utilizando os conceitos de habilidades não-técnicas (NTS – *Non-Technical Skills*) e de cultura de segurança, aliados a uma perspectiva sistêmica, que possibilita compreender como a interação entre múltiplos fatores contribuiu para o evento.

Segundo os autores, as NTS referem-se a um conjunto de competências cognitivas e sociais que sustentam o desempenho seguro em ambientes de trabalho de alto risco, como é o caso de operações *offshore*. Essas habilidades incluem, por exemplo, a tomada de decisão, a percepção situacional, o trabalho em equipe e a liderança. Embora essas competências sejam de extrema importância no gerenciamento de situações emergenciais, os estudos específicos

sobre NTS no contexto *offshore* ainda são relativamente escassos. A análise dessas habilidades é geralmente feita por meio de dados de acidentes, sendo complementada por observações em campo, entrevistas e questionários. A partir desses dados, são desenvolvidos treinamentos e programas de avaliação adaptados às necessidades específicas de cada setor.

Já o conceito de cultura de segurança, segundo Reader e O'Connor (2013), oferece uma abordagem mais ampla, focando em como fatores organizacionais e setoriais moldam as atitudes e práticas relacionadas à segurança. Com origens nas ciências sociais, especialmente na psicologia e na antropologia, esse conceito é utilizado para entender e avaliar a forma como a segurança é percebida e praticada dentro das organizações. Ferramentas como grupos focais e questionários são comumente utilizadas para essa finalidade. As intervenções voltadas à melhoria da cultura de segurança buscam atuar sobre os aspectos sociais e técnicos que influenciam o comportamento, como a liberdade para relatar incidentes e a maneira como os trabalhadores lidam com o risco.

Embora distintos, os conceitos de NTS e cultura de segurança se complementam. A cultura organizacional afeta diretamente como os trabalhadores aplicam suas habilidades não técnicas no dia a dia. Os autores apontam que os problemas identificados nas NTS foram determinantes para o desencadeamento do acidente. Nesse sentido, destacam-se:

Fatores Cognitivos/Individuais: Os operadores apresentaram falhas na tomada de decisão, na avaliação de riscos e na consciência situacional (SA –*Situation Awareness*). Tais deficiências evidenciam que decisões relacionadas ao desenho do poço e ao processo de cimentação foram tomadas com base em avaliações imprecisas, influenciadas por vieses e pela pressão para manter a produção. Além disso, a percepção inadequada dos sinais críticos – como os “*“kicks”*” (indicações de instabilidade no poço) – comprometeu a capacidade dos operadores de antecipar eventos adversos (Reader; O'Connor, 2013).

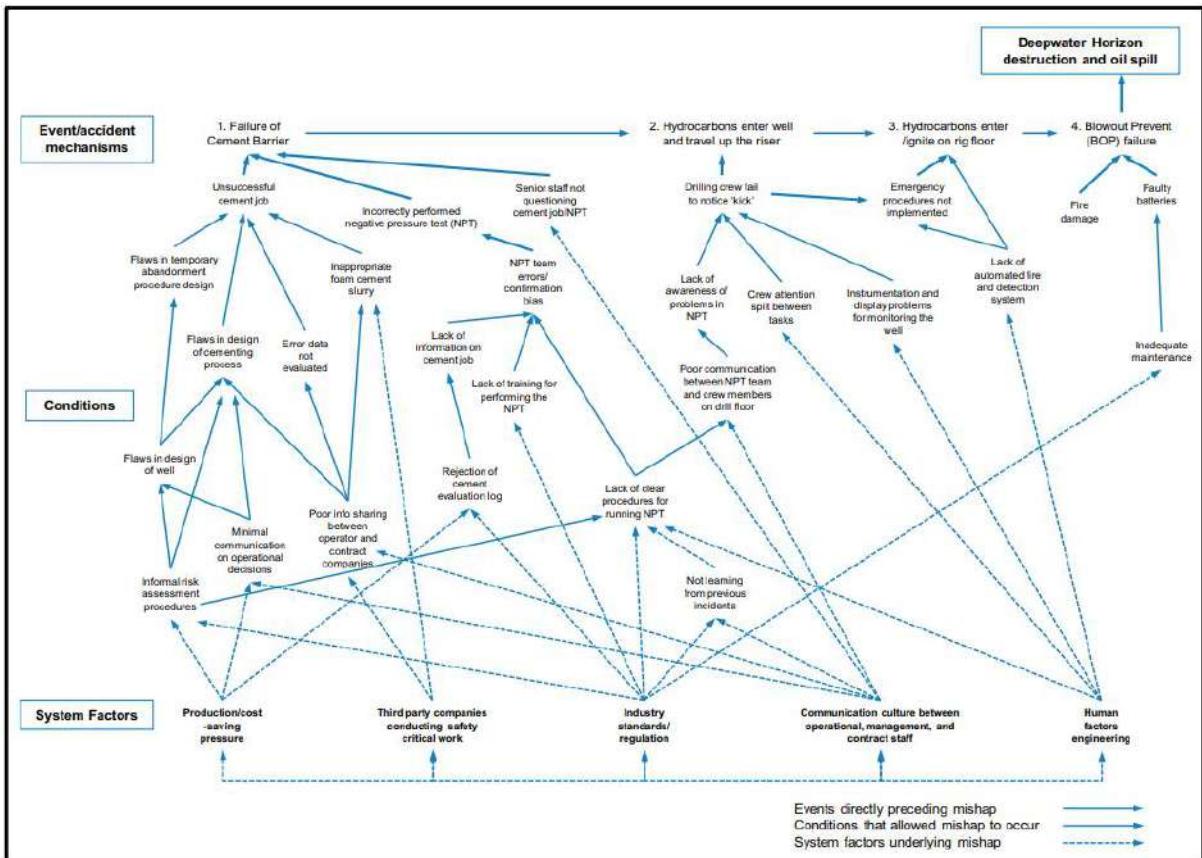
Fatores Sociais/De Equipe: A comunicação entre os membros da equipe e entre as organizações envolvidas foi insuficiente e marcada por falhas na coordenação. Essa “*bounded awareness*” (consciência limitada) fez com que informações essenciais não fossem compartilhadas adequadamente, prejudicando o reconhecimento dos riscos e a tomada de decisão. Adicionalmente, a liderança deficiente, evidenciada pela ausência de procedimentos claros de comando e pela atuação inadequada de visitantes VIP durante inspeções, agravou a situação (Reader; O'Connor, 2013).

Quanto à cultura de segurança e aos fatores organizacionais, os autores enfatizam que o acidente deve ser compreendido no contexto de uma cultura que priorizava a produção em detrimento da segurança. Nesse sentido, os principais pontos são:

- **Pressões de Produção vs. Segurança:** Reader e O'Connor (2013) destacam que a pressão para manter a produção, reduzir custos e preservar a viabilidade a longo prazo do poço influenciou decisões operacionais arriscadas, onde os operadores tendiam a desconsiderar os riscos imediatos.
- **Aprendizagem Organizacional:** Os autores apontam a falha em incorporar lições de incidentes anteriores, o que impediu a atualização de práticas e procedimentos que poderiam ter mitigado os riscos identificados no acidente.
- **Regulação:** Segundo os autores, a atuação ineficaz dos órgãos reguladores – marcada pela falta de recursos e *expertise*, como no caso da *Minerals Management Service* (MMS) – contribuiu para um ambiente regulatório que favoreceu a continuidade da produção mesmo diante de falhas de segurança.
- **Engenharia de Fatores Humanos:** As deficiências na formação dos operadores, no desenvolvimento dos sistemas de monitoramento e na elaboração de manuais de segurança foram apontadas como fatores que limitaram a capacidade de resposta a emergências, refletindo uma negligência quanto aos aspectos humanos na engenharia dos sistemas. (Reader; O'Connor, 2013).

Em uma abordagem integradora, Reader e O'Connor (2013) propõem um modelo sistêmico que relaciona as falhas latentes – como o design inadequado do poço e a cultura de segurança deficiente – às falhas ativas, representadas pelas decisões operacionais equivocadas. Este modelo enfatiza que o acidente não pode ser atribuído a uma única causa, mas sim a uma combinação de eventos interligados que, de forma cumulativa, contribuíram para o desastre.

Figura 19 – Interações entre os eventos que levaram ao acidente da Deepwater Horizon, as condições que permitiram que o acidente ocorresse e os fatores sistêmicos subjacentes ao incidente.



Fonte: Reader e O'Connor, 2013

Apesar da falha do BOP ser frequentemente apontada como a causa central do derramamento, o incidente resultou da combinação de múltiplos eventos interligados que ocorreram simultaneamente, incluindo problemas relacionados a competências não técnicas e à cultura de segurança. Por exemplo, falhas no serviço de cimentação, como o uso inadequado de concreto expansivo, foram consequências de erros distintos e separados, mas interrelacionados. Não ficou claro para os autores se corrigir essas falhas isoladamente teria evitado o acidente ou se fatores mais profundos, como falhas no projeto do poço e a má comunicação entre empresas contratantes e operadoras, simplesmente teriam dado origem a outros problemas semelhantes, talvez em um momento posterior.

Além disso, as condições que levaram ao acidente podem ser interpretadas como manifestações de fatores sistêmicos ou da “migração do sistema para estados de maior risco”. Por exemplo, a ausência de regulamentações específicas para processos críticos de segurança no setor *offshore* gerou riscos sistêmicos, afetando desde a avaliação formal de riscos no projeto do poço até o treinamento para gerenciamento de operações não produtivas e situações de

emergência, bem como rotinas de manutenção e inspeção. Essa lacuna regulatória influenciou negativamente outros fatores, como a cultura de segurança e a implementação da engenharia de fatores humanos (Reader; O'Connor, 2013).

Aspectos culturais, como a forma de comunicação interna, também moldaram o ambiente de trabalho por meio de mecanismos mais sutis, como a troca de informações entre equipes contratadas e operadoras, e a disposição da gerência em ouvir as preocupações dos funcionários menos experientes, aumentando os riscos nas tarefas críticas de segurança. Por exemplo, a análise mostra que os operadores responsáveis pelo monitoramento do progresso da perfuração desconheciam os problemas com o *Negative Pressure Test* (NPT), pois suas atenções estavam divididas entre várias tarefas. Esse fato reflete uma deficiência na engenharia de fatores humanos e uma limitação na tomada de decisão causada pela falta de comunicação eficaz, que comprometeu a consciência situacional da equipe. Além disso, os responsáveis pela execução do NPT não tinham acesso aos resultados da avaliação da cimentação, desconhecendo os problemas relacionados ao concreto, o que teria exigido uma abordagem mais conservadora para garantir a integridade do poço.

Em suma, na análise dos eventos e mecanismos do acidente DH, observa-se uma trajetória de causalidade relativamente tradicional, na qual competências não técnicas e cultura de segurança se combinaram para causar o incidente, o que pode ser explicado por uma análise linear convencional. Contudo, ao adotar uma perspectiva sistêmica, percebe-se que há uma rede complexa e interdependente de sistemas que podem gerar acidentes por múltiplas vias. À medida que os sistemas *offshore* se tornam mais complexos e o ambiente de trabalho mais desafiador, torna-se essencial compreender melhor as conexões entre os diversos componentes que levaram ao acidente, para evitar que eles se combinem novamente no futuro, gerando novos eventos com causas semelhantes.

Os autores concluíram que o desastre da *Deepwater Horizon* deve ser analisado de forma multidimensional, integrando aspectos técnicos, humanos e organizacionais. Segundo eles, somente intervenções que considerem, de maneira integrada, as habilidades não-técnicas, a cultura de segurança e os fatores sistêmicos poderão efetivamente reduzir a probabilidade de ocorrência de acidentes em ambientes *offshore*. Assim, aprimoramentos na comunicação, na formação continuada dos operadores, na regulação e na engenharia dos sistemas são imperativos para a promoção de um ambiente operacional mais seguro.

Ferreira (2015) conta que após este acidente, muitas mudanças no órgão de regulação dos Estados Unidos da América foram feitas. Inicialmente órgão que regulamentava as atividades petrolíferas *offshore* nos EUA era o *Minerals Management Service* (MMS), porém,

com o ocorrido e a ineficiência na gestão e administração, o órgão foi reestruturado e passou a se chamar *Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement* (BOEMRE). Após essa mudança, o órgão se aliou com a Guarda Costeira Americana para investigar as falhas que levaram ao acidente e incorporar novas regulamentações e lições aprendidas.

Uma dessas regulamentações foi a incluir de forma obrigatória 13 elementos que antes eram apenas recomendados pela API. A API (*American Petroleum Institute*) é uma associação comercial dos EUA, representada por membros de diversas empresas do setor e tem como um de seus objetivos desenvolver padrões operacionais e programas de certificação para empresas. Dentre os treze elementos, tem-se quatro muito importantes que não eram regulamentados, são eles: análise de riscos, gerenciamento de mudança, procedimentos operacionais e integridade mecânica. O BOEMRE tinha como objetivo que, a partir dessa obrigatoriedade de sistemas de gerenciamento de segurança e meio ambiente, fosse possível a abordagem de fatores humanos, fatores esses que são difíceis de regular a partir de medidas prescritivas. A partir disso, todas as operadoras de petróleo foram obrigadas a passar a identificar e documentar riscos em potencial e melhorar sua responsabilidade pela avaliação e mitigação de riscos. (Ferreira, 2015)

6 CONCLUSÕES

As operações *subsea* configuram uma das fronteiras mais desafiadoras da engenharia na indústria do petróleo, onde a profundidade, a pressão e o isolamento impõem limites que apenas soluções altamente especializadas conseguem superar. Este trabalho buscou compreender essas operações em sua totalidade, desde os sistemas de produção e processamento até os riscos envolvidos na execução de atividades críticas no leito marinho.

A análise dos métodos de segurança aplicáveis ao ambiente *subsea*, aliada ao estudo do caso *Deepwater Horizon*, evidencia a necessidade de uma abordagem sistêmica que integre aspectos técnicos, humanos e organizacionais. Com base nas reflexões desenvolvidas ao longo deste trabalho, o capítulo seguinte apresenta as conclusões do estudo e propõe diretrizes para o fortalecimento da segurança de processos nas operações submarinas.

Os resultados sugerem que, apesar dos avanços em equipamentos e estratégias, os riscos operacionais ainda estão fortemente presentes, especialmente em campos maduros e em ambientes com grande complexidade geológica. A análise do acidente da *Deepwater Horizon* mostrou como falhas técnicas, decisões apressadas e lacunas na comunicação podem se somar de forma trágica. Mais do que nunca, a segurança de processos precisa ser encarada como uma construção coletiva que envolve tecnologia, pessoas e cultura organizacional.

Dentro desse cenário, foi possível perceber o valor de sistemas de monitoramento inteligente, que combinem dados em tempo real, como pressão, temperatura e vazão, com algoritmos de alerta baseados em variações operacionais. O uso dessas ferramentas, ao tornar mais visíveis sinais de alerta à acidentes, é capaz de transformar a forma como operadores enxergam e reagem às condições do processo. Isso é especialmente relevante em um ambiente como o *subsea*, onde o tempo de resposta é limitado e a margem para erro, mínima.

Ao final deste estudo, reforça-se a percepção de que garantir a integridade das operações submarinas exige além de equipamentos confiáveis, análises interdisciplinares e humanas sobre os sistemas automatizados. É preciso formar profissionais capazes de dialogar com a complexidade técnica e social do ambiente em que atuam de forma a projetar sistemas mais seguros, operá-los com responsabilidade e dentro das regulações técnicas.

7 REFERÊNCIAS

AADAL, A. *et al.* **Liquid-Liquid Separation Subsea**. Semester project, EiT, 2016. Disponível em: https://www.academia.edu/download/76936236/Experts_20in_20Teamwork_20-20Report_20-20Liquid-Liquid_20Separation_20Subsea.pdf. Acesso em: 6 jan. 2025.

ABILI, Nimi *et al.* **Reassessment of multiphase pump on field-case studies for marginal-deepwater-field developments**. Oil and Gas Facilities, v. 3, n. 1, p. 56-63, fev. 2014. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/165587-PA>. Acesso em: 4 jan. 2024.

ADAMS, N. N. “It’s how people act out there that counts”: Examining linkages between emerging and protective organizationally desirable managerial masculinities and a reimagining of formal safety policies in the offshore oilfield. Resources Policy, v. 85, p. 103977, 2023. Elsevier BV. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.resourpol.2023.103977>. Acesso em: 27 nov. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Nota Técnica nº 069/SSM/2018**, de 18 de abril de 2018. Classificação de Tipos de Incidentes de Exploração e Produção por Nível de Gravidade. [S. l.], 18 abr. 2018. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional/arq/nt_069_ssm.pdf. Acesso em: 6 mar. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Nota Técnica nº 851**, de 20 de setembro de 2021. 20 set. 2021. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-anp-n-851-de-20-de-setembro-de2021-346337504>. Acesso em: 6 mar. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Procedimento para graduação de não conformidade**. 8 ago. 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional/procedimento-para-graduacao-de-nao-conformidade>. Acesso em: 6 mar. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Anuário Estatístico 2021**. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico>. Acesso em: 16 dez. 2024.

ALBUQUERQUE, F. A. *et al.* **Subsea Processing Systems: Future Vision.** In: Offshore Technology Conference, 2013. Disponível em: <https://doi.org/10.4043/24161-ms>. Acesso em: 17 dez. 2024.

ALMEIDA, A. S. *et al.* **CCGS Opportunities in the Santos Basin Pre-Salt Development.** In: SPE International Conference on Health, Safety, and Environment in Oil and Gas Exploration and Production, 2010. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/126566-ms>. Acesso em: 17 dez. 2024.

ALSUWIAN, T. *et al.* **A review of anti-surge control systems of compressors and advanced fault-tolerant control techniques for integration perspective.** Heliyon, Cellpress, 2023. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2023.e19557>. Acesso em: 7 jan. 2025.

ANDRADE, Ana Maria Teixeira de *et al.* **Offshore Production Units for Pre-Salt Projects.** In: Offshore Technology Conference, 2015, Houston. Proceedings [...]. Houston: Offshore Technology Conference, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.4043/25691-MS>. Acesso em: 19 dez. 2024.

BAI, Yong; BAI, Qiang. **Subsea Engineering Handbook.** Amsterdam: Gulf Professional Publishing, Elsevier, 2010. ISBN: 978-1-85617-689-7.

BEHRENBRUCH, P. **Offshore Oilfield Development Planning.** Journal of Petroleum Technology, v. 45, n. 8, p. 735, 1993. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/22957-pa>. Acesso em: 17 dez. 2024.

BO, W. *et al.* **HSE in Libra Project – Designing for Outstanding Performance.** 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.4043/28208-ms>. Acesso em: 17 dez. 2024.

BP. Deepwater Horizon Accident Investigation Report. [S. l.]: BP, 2010. Disponível em: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/sustainability/group-reports/bp-deepwater-horizon-accident-investigation-report.pdf>. Acesso em: 25 mai. 2025.

BRASIL. Relatório Anual de Segurança Operacional das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo, SSO – ANP | 2023. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), set. 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br>

br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional/arq/raso/2023-relatorio-anual-seguranca-operacional.pdf. Acesso em: 20 jan. 2024.

BUK JR, L.; ANDRADE, C.A.; AZEVEDO, J.B.; COELHO, E.J.J.; COSTA, O.C.; KUCHPIL C.; SIQUEIRA, A.G.; SOUZA, A.L.S. **Albacora Subsea Raw Water Injection Systems**. Offshore Technology Conference, 2013. Disponível em: <https://doi.org/10.4043/24167-MS>. Acesso em: 8 jan. 2025.

BYBEE, K. **Offshore-Connectivity Solutions for the Oil and Gas Industry**. Journal of Petroleum Technology, v. 60, n. 12, p. 85, 2008. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/1208-0085-jpt>. Acesso em: 17 dez. 2024.

CALDAS, L. Q.; AMARAL, N. B. **Análise de viabilidade econômica de projetos de Exploração e Produção no regime de partilha de produção: Um estudo de caso do campo de Libra no Pré-Sal**. Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, mar. 2015. Disponível em: <http://repositorio.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10014403.pdf>. Acesso em: 8 jan. 2025.

CAMPBELL, K. J.; HUMPHREY, G.; LITTLE, R. L. **Modern Deepwater Site Investigation: Getting It Right the First Time**. In: Offshore Technology Conference, 2008. Disponível em: <https://doi.org/10.4043/19535-ms>. Acesso em: 27 nov. 2024.

CARPENTER, C. **Subsea Processing and Boosting in Brazil: Status and Future Vision**. Journal of Petroleum Technology, v. 94, 2014. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/0814-0094-jpt>. Acesso em: 18 dez. 2024.

CARPENTER, Chris. **Subsea Multiphase Gas Compression System Offers Competitive Advantage**. Journal of Petroleum Technology, v. 72, n. 5, p. 42–44, maio 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/0820-0060-JPT>. Acesso em: 4 jan. 2025.

CCPS. **Guidelines for Integrating Process Safety into Engineering Projects**. 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1002/9781118795125>. Acesso em: 17 dez. 2024.

CORREIA, M. G. *et al.* **UNISIM-II-D: Benchmark Case Proposal Based on a Carbonate Reservoir.** In: SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/177140-ms>. Acesso em: 18 dez. 2024.

DE LEÃO, Alexandre Patrick *et al.* **Análise dos Sistemas de Risers Utilizados na Produção de Óleo em Sistemas Submarinos.** Cadernos de Graduação – Ciências Exatas e Tecnológicas, v. 2, n. 2, p. 23–36, 2014. Disponível em: <https://periodicos.set.edu.br>. Acesso em: 30 dez. 2024.

DRILLINGMANUAL.COM. **Mud-Gas Separator (Poorboy Buster) – Float-Type Separator Diagram.** In: Mud Gas Separator (Poorboy Buster) Plays A Vital Role in Well Control. [S.1.], 2023. Disponível em: <https://www.drillingmanual.com/mud-gas-separator-poorboy-buster/>. Acesso em: 19 jun. 2025.

EGBEOCHA, J. O. *et al.* **Entrenching Process Safety Culture in The Face of Shifting Demography – a key to Sustaining Goal Zero Performance in Well Operations.** In: SPE International Conference and Exhibition on Health, Safety, Security, Environment, and Social Responsibility, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/178345-ms>. Acesso em: 17 dez. 2024.

FANTOFT, R. **Subsea Gas Compression - Challenges and Solutions.** Offshore Technology Conference, 2005. Disponível em: <https://doi.org/10.4043/17399-MS>. Acesso em: 6 jan. 2025.

FERNÁNDEZ Y FERNÁNDEZ; PEDROSA JÚNIOR; PINHO (2018). **Dicionário do Petróleo em Língua Portuguesa: Exploração e Produção de Petróleo e Gás.** Rio de Janeiro: Lexikon / PUC-Rio.

FERREIRA, João Paulo de Souza. **Segurança de processos em operações offshore: estudo de caso do acidente Deepwater Horizon.** 2015. Monografia (Graduação em Engenharia Química) – Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015. Disponível em: <https://pantheon.ufrj.br/handle/11422/24215>. Acesso em: 19 mar. 2025.

FIGUEIREDO, M. G. **O acidente da plataforma de petróleo Deepwater Horizon após 12 anos: análise com foco na dimensão coletiva do trabalho e nos fatores organizacionais.** Cadernos de Saúde Pública, v. 38, n. 12, 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.1590/0102-311XPT222621>. Acesso em: 5 mar. 2025.

FIGUEREDO, A. K. M. **Aperfeiçoamento da regulação brasileira de segurança do processamento submarino de óleo e gás a partir de análise crítica e comparativa com regulações congêneres.** 2021. Tese (Doutorado em Ciências) – Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2021. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/360029839_Aperfeiçoamento_da_Regulação_Brasileira_de_Segurança_do_Processamento_Submarino_de_Oleo_e_Gás_a_Partir_de_Análise_Crítica_e_Comparativa_com_Regulações_Congêneres. Acesso em: 1 set. 2024.

FREITAS, A. G. B. de *et al.* **Investigação das facilidades e métodos utilizados atualmente no processamento primário de petróleo em campos onshore e offshore.** In: 4º PDPETRO, Campinas, SP, 21-24 out. 2007. Disponível em: https://www.portalabpg.org.br/PDPetro/4/resumos/4PDPETRO_2_3_0322-1.pdf. Acesso em: 26 dez. 2024.

GRAVDAHL, Jan Tommy; EGELAND, Olav. **Centrifugal compressor surge and speed control.** IEEE Transactions on Control Systems Technology, v. 7, n. 5, p. 567-580, set. 1999. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/87.788543>. Acesso em: 26 mar. 2025.

HÅHEIM, S.; GAILLARD, X. **A Simplified Subsea Separation and Pumping System.** Society of Petroleum Engineers, 2009. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/124560-ms>. Acesso em: 18 dez. 2024.

HENDRICKS, R. *et al.* **Subsea Separation – an Undervalued Tool for Increased Oil Recovery IOR.** In: SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Perth, Austrália, 25-27 out. 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/182454-MS>. Acesso em: 6 jan. 2025.

HJELMELAND, M.; TORKILDSEN, B. H. **The Deployment of the World's First Subsea Multiphase Compression System - Enabling Increased Recovery.** Offshore Technology Conference - Asia, 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.4043/26815-MS>. Acesso em: 6 jan. 2025.

IMOMOH, E. **Innovation: Innovations in Subsea Completions.** *Journal of Petroleum Technology*, v. 65, n. 7, p. 14, 2013. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/0713-0014-jpt>. Acesso em: 17 dez. 2024.

INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA (IPEA). **A trajetória tecnológica da Petrobras: a era das águas profundas e ultraprofundas.** Brasília: IPEA, 2012. Disponível em: <https://repositorio.ipea.gov.br/handle/11058/1147>. Acesso em: 16 dez. 2024.

INTERNATIONAL ASSOCIATION OF DRILLING CONTRACTORS (IADC). **Blind Shear Ram (BSR).** Drilling Lexicon. Disponível em: <https://iadclexicon.org/blind-shear-ram-bsr/>. Acesso em: 10 jun. 2025.

KETAVARAPU, S. R.; SAWLIKAR, V.; QABAZARD, A. **Process Safety Management Challenges in Heavy Oil Production.** 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/193790-ms>. Acesso em: 27 nov. 2024.

LASKAR, S. **A Precise Process Safety Information: The Fundamental Building Block for a Strong Safety Management Program.** In: SPE Americas E&P Health, Safety, Security, and Environmental Conference, 2013. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/163742-ms>. Acesso em: 27 nov. 2024.

LIU, C. *et al.* **Reliability analysis of subsea manifold system using FMECA and FFTA.** Scientific Reports, v. 14, 22873, 2024. Disponível em: <https://doi.org/10.1038/s41598-024-73410-y>. Acesso em: 12 mar. 2025.

MUNIZ, T. de P. **Gerenciamento de riscos, uma ferramenta básica de segurança: estudo prático em uma unidade marítima de exploração de hidrocarbonetos.** 2011. Monografia (Graduação em Engenharia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Rio de Janeiro, 2011. Disponível em: <https://pantheon.ufrj.br/handle/11422/9650>. Acesso em: 5 mar. 2025.

NEILL, M. **An Integrated Approach to Operational Risk Management – The Role of Process Safety Management.** 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/184477-ms>. Acesso em: 27 nov. 2024.

ORTIZ NETO, J. B. O.; COSTA, A. J. D. **A Petrobrás e a exploração de Petróleo Offshore no Brasil: um approach evolucionário.** Revista Brasileira de Economia, v. 61, n. 1, p. 95–109, jan.-mar. 2007. Disponível em: <https://www.scielo.br/j/rbe/a/bbJ3zjwJBFyhkthrtMQrvbF/?format=html&lang=pt>. Acesso em: 27 abr. 2025.

NÓBREGA, Paulo Roberto Leite. **Manutenção de Compressores Alternativos e Centrífugos**. Rio de Janeiro: IBP, 2011.

OCHULOR, O. J. *et al.* **Technological innovations and optimized work methods in subsea maintenance and production**. Engineering Science & Technology Journal, v. 5, n. 5, 2024. Disponível em: <https://doi.org/10.51594/estj.v5i5.1112>. Acesso em: 18 jan. 2025.

OLSON, K. **Technology Focus: Deepwater Exploration and Production** (June 2008). Journal of Petroleum Technology, v. 60, n. 6, p. 52, 2008. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/0608-0052-jpt>. Acesso em: 17 dez. 2024.

PARSHALL, J. **Brazil Parque das Conchas Project Sets Subsea Separation, Pumping Milestone**. Journal of Petroleum Technology, v. 39, 2009. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/0909-0038-jpt>. Acesso em: 18 dez. 2024.

PERETA, M. G. S.; FURTADO, A. T. **Tecnologias emergentes na indústria do petróleo e gás natural offshore: uma análise funcional do sistema tecnológico de processamento submarino**. 2014. Tese (Doutorado) – Universidade Estadual de Campinas, Departamento de Política Científica e Tecnológica, Campinas, 2014. Disponível em: <https://revistadebates.xoc.uam.mx/index.php/debinnovacion/article/download/96/88>. Acesso em: 29 dez. 2024.

PETRONE, A. *et al.* **Implementing a Disciplined Process Safety Framework in Mature Assets: Two Case Studies on Onshore Sour Field**. In: Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/177702-ms>. Acesso em: 27 nov. 2024.

PETRONE, A.; SCATAGLINI, L.; FABIO, F. **A Structured Approach to Process Safety Management**. In: SPE International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production, 2010. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/126445-ms>. Acesso em: 27 nov. 2024.

PHILIP, N. S. *et al.* **Decommissioning Process for Subsea Pipelines**. In: Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi, 2014. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/171898-MS>. Acesso em: 3 jan. 2025.

PRESCOTT, N. *et al.* **Subsea Separation - Advanced Subsea Processing with Linear Pipe Separators.** Offshore Technology Conference, 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.4043/27136-ms>. Acesso em: 18 dez. 2024.

QIANG, W. *et al.* **The impact of international crude oil price fluctuation on the exchange rate of petroleum-importing countries: a summary of recent studies.** Natural Hazards, v. 94, p. 1-12, 2018. Disponível em: <https://link.springer.com/article/10.1007/s11069-018-3501-y>. Acesso em: 19 dez. 2024.

RAMOS, A. S. **Estudo de Novas Tecnologias Subsea.** 2019. Monografia (MBE Energia) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Instituto de Energia, Rio de Janeiro, 2019. Disponível em: https://iepuc.puc-rio.br/dados/files/2019/ANDREI_DA_SILVA_RAMOS.pdf. Acesso em: 24 fev. 2025.

RAMOS, M. A. *et al.* **Human reliability analysis for oil and gas operations: analysis of existing methods.** 2020 Spring Meeting and 16th Global Congress on Process Safety, Houston, TX, 2020. Preprint. Disponível em: <https://arxiv.org/abs/2109.14096>. Acesso em: 12 mar. 2025.

RAMOS, R. A.; PASQUALINO, I. P.; SOUZA, M. I. L. **Análise de risco no descomissionamento de dutos rígidos submarinos.** 2018. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2018. Disponível em: <https://pantheon.ufrj.br/handle/11422/12783>. Acesso em: 27 dez. 2024.

READER, T. W.; O'CONNOR, P. **The Deepwater Horizon explosion: non-technical skills, safety culture, and system complexity.** Journal of Risk Research, 2013. Disponível em: <https://doi.org/10.1080/13669877.2013.815652>. Acesso em: 18 mar. 2025.

RUUD, T. *et al.* **All Subsea: A Vision for the Future of Subsea Processing.** In: Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA, 4–7 maio 2015. Disponível em: [https://www.researchgate.net/publication/314690367 All_Subsea_A_Vision_for_the_Future_of_Subsea_Processing](https://www.researchgate.net/publication/314690367>All_Subsea_A_Vision_for_the_Future_of_Subsea_Processing). Acesso em: 27 nov. 2024.

SANTOS, Ana Clara Moreira de Santana *et al.* **Analysis of environmental and safety risk management applied to offshore projects under HPHT (high pressure and high temperature) conditions.** In: International Symposium on Innovation and Technology –

SIINTEC, Salvador, 2023. Disponível em: <https://pdf.blucher.com.br/engineeringproceedings/siintec2023/303192.pdf>. Acesso em: 6 mar. 2025.

SANTOS, Gilberto Lucas Leandro dos *et al.* **Métodos para mitigação do aumento de pressão em anulares de poços de petróleo.** Revista Técnico-Científica do CREA-PR, Edição Especial, jun. 2024. ISSN 2358-5420. Disponível em: <https://www.crea-pr.org.br>. Acesso em: 19 jun. 2025.

SANTOS, Vivian Cordeiro Bravo. **Avaliação do processamento de petróleo com separadores ciclônicos submarinos e membranas para condicionamento de gás natural em instalações offshore.** 2014. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: <https://buscaintegrada.ufrj.br/Record/aleph-UFR01-000822131>. Acesso em: 4 jan. 2025.

SCHLUMBERGER Ltd. **The Defining Series: Blowout Preventers.** Oilfield Review, jan. 2016. Disponível em: <https://www.slb.com/resource-library/oilfield-review/defining-series/defining-bops>. Acesso em: 10 jun. 2025.

SILVA, F. S. da *et al.* **Subsea Versus Topside Processing - Conventional and New Technologies.** In: Offshore Technology Conference, 2013. Disponível em: <https://doi.org/10.4043/24519-ms>. Acesso em: 17 dez. 2024.

SILVA, Vinícius Ribeiro Machado da. **Análise Global de Riser Rígido Vertical Tracionado no Topo para Águas Ultra Profundas.** 2011. Projeto de Graduação (Engenharia Civil) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Rio de Janeiro, 2011. Disponível em: <https://pantheon.ufrj.br/handle/11422/9650>. Acesso em: 30 dez. 2024.

SLB – Schlumberger Limited. **Shoe track.** In: Energy Glossary. Houston: SLB, 2018. Disponível em: https://glossary.slb.com/en/Terms/s/shoe_track.aspx. Acesso em: 01 jun. 2025.

SUNDSTROM, K. A. **Stress Analysis of a Hybrid Composite Drilling Riser.** (Master's Thesis). Texas A&M University, College Station, TX, USA, 1996.

THE PENNSYLVANIA STATE UNIVERSITY. **A schematic diagram of a blowout preventer.** In: PNG 301: Introduction to Petroleum and Natural Gas Engineering. University

Park: e-Education Institute, [s.d.]. Disponível em: <https://www.e-education.psu.edu/png301/node/728>. Acesso em: 19 jun. 2025.

VEIGA, Rodrigo Paiva. **Aplicação da metodologia STAMP para análise de acidentes em plataforma marítima tipo FPSO.** 2020. Projeto de Fim de Curso (Graduação em Engenharia de Produção) – Universidade Federal Fluminense, Rio das Ostras, 2020. Disponível em: <https://app.uff.br/riuff/handle/1/22500>. Acesso em: 5 jun. 2025.

VILEINISKIS, M. *et al.* **Fault detection and diagnostics of a three-phase separator.** Journal of Loss Prevention in the Process Industries, v. 44, p. 534–543, 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.jlp.2016.03.021>. Acesso em: 6 jan. 2025.

Viper Innovations. **SUBSEA Equipment List For Engineers Monitoring Control Systems**, 9 dez. 2021. Disponível em: <https://www.viperinnovations.com/subsea-equipment-list-for-engineers-monitoring-control-systems/>. Acesso em: 25 mar. 2025.

VYAS, A. K. **Efficient Utilization of Existing Facilities and Energy in Gas Processing.** In: Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/193263-ms>. Acesso em: 17 dez. 2024.

WU, X. *et al.* Applying Subsea Fluid-Processing Technologies for Deepwater Operations. Oil and Gas Facilities, v. 5, n. 4, 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/181749-PA>. Acesso em: 27 nov. 2024.