

**CENTRO FEDERAL DE EDUCAÇÃO TECNOLÓGICA CELSO SUCKOW DA
FONSECA**

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA

ENGENHARIA MECÂNICA

GABRIELA TRINDADE THOMAZ

**ANÁLISE DE FALHAS UTILIZANDO FMEA NO FUNCIONAMENTO DA
VÁLVULA GAVETA MASTER DE PRODUÇÃO DE UMA ÁRVORE DE
NATAL MOLHADA**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**RIO DE JANEIRO
2024**

GABRIELA TRINDADE THOMAZ

**ANÁLISE DE FALHAS UTILIZANDO FMEA NO FUNCIONAMENTO DA
VÁLVULA GAVETA MASTER DE PRODUÇÃO DE UMA ÁRVORE DE
NATAL MOLHADA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em (nome do curso), do (nome do Departamento / Coordenação), do Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca.

Orientador: Prof. Dr. Jonatas Motta Quirino

**RIO DE JANEIRO
2024**

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Central do CEFET/RJ

T465 Thomaz, Gabriela Trindade
Análise de falhas utilizando FMEA no funcionamento da
válvula gaveta master de produção de uma árvore de natal
molhada / Gabriela Trindade Thomaz. — 2024.
66f. : il.(algumas color). ; enc.

Projeto Final (Graduação) Centro Federal de Educação
Tecnológica Celso Suckow da Fonseca, 2024.

Bibliografia : f. 65-66

Orientador: Jonatas Motta Quirino

1. Engenharia mecânica. 2. Poços de petróleo submarino -
Perfuração. 3. Localização de falhas (Engenharia). 4.
Confiabilidade. I. Quirino, Jonatas Motta (Orient.). II. Título.

CDD 621

Dedico este trabalho a Deus e, em especial, à minha avó materna Sônia Maria Franco Trindade (in *memoriam*), que me inspirou através de toda a sua bondade, garra e generosidade.

“A persistência é o menor caminho do
êxito”.
Charles Chaplin

AGRADECIMENTOS

Dedico este trabalho a Deus, pela sua orientação e bênção durante a jornada de elaboração deste trabalho. Agradeço por sua constante presença e por guiar meus passos ao longo deste processo. Sem sua graça e sabedoria, nada seria possível.

Quero expressar minha imensa gratidão também à minha mãe e melhor amiga, Adriana, pelo apoio inestimável durante toda a jornada deste trabalho e da minha vida. Suas palavras de incentivo, apoio emocional e compreensão foram pilares essenciais que me sustentaram nos momentos desafiadores. Agradeço por estar sempre ao meu lado, inspirando-me a persistir e a superar obstáculos.

Ao meu namorado Felipe, quero expressar minha profunda gratidão pelo seu apoio e carinho constante em cada passo desta jornada na minha vida. Sua presença e incentivo são como um alicerce que me dá força para enfrentar qualquer desafio. Sou muito grata por ter alguém tão especial ao meu lado, que sempre me apoia, me encoraja e está comigo em todos os momentos. Ter você ao meu lado nesta conquista é uma felicidade imensa. Agradeço de coração por tudo o que fez e faz por mim, e por estar sempre disposto a enfrentar qualquer desafio junto a mim.

À minha querida avó amada materna, Sônia Maria Franco Trindade (*in memoriam*), pelas saudades que sempre guardarei dela, ergo este tributo em memória de sua doçura e generosidade incomparáveis. Sua presença e amor deixaram uma marca indelével em meu coração, e sua memória continuará a ser uma fonte de inspiração para mim. Seu legado de bondade e generosidade viverá em minhas lembranças, guiando-me em cada passo da minha jornada. Que sua luz continue a brilhar em minha vida, mesmo na sua ausência física, pois sei que ela está sempre presente em meu coração.

Gostaria de deixar registrado um singelo agradecimento pela minha fé em Deus à minha eterna tia Rosanna Zuquim Tangerino (*in memoriam*), que teve toda a paciência para me ensinar sobre as diretrizes de Deus e despertou em mim uma fé que nunca nenhum outro ser humano havia despertado. Agradeço por todos os ensinamentos divinos; sou grata pela fé em Deus que possuo hoje, graças a ela.

RESUMO

THOMAZ, T. **Análise de falhas utilizando FMEA no funcionamento da válvula gaveta master de produção de uma árvore de natal molhada**: 2024. 48p. Trabalho de Conclusão de Curso – Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca. Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2024.

Este trabalho teve como objetivo a análise de confiabilidade da válvula Master de Produção M1, empregando a técnica de confiabilidade FMEA (*Failure Modes and Effects Analysis*) para identificar e avaliar modos de falha e seus impactos. A utilização do banco de dados OREDA foi essencial para fornecer dados comparativos e embasar a análise. A técnica FMEA se mostrou fundamental para garantir a confiabilidade em sistemas *offshore*, onde a segurança e a eficiência são imperativas devido às condições extremas e à complexidade das operações. A análise revelou que, apesar da baixa ocorrência de falhas, a falha mais crítica identificada foi o vazamento na posição fechada da válvula, ou seja, quando a válvula está fechada e continua vazando. Esta falha apresentou alta severidade e foi considerada crítica com base nos parâmetros escolhidos, evidenciando a necessidade de priorizar ações, como nesse caso, melhorar a detecção da falha no processo. O estudo destaca a importância de assegurar a confiabilidade dos equipamentos em ambientes complexos, onde falhas podem ter consequências significativas. Recomenda-se revisar e aprimorar procedimentos, documentação técnica, fiscalização e manutenção periódica para melhorar a detecção e reduzir os riscos associados. Adicionalmente, destaca-se que a maior importância do estudo reside na recomendação de melhorar as detecções de falhas em sistemas *offshore*, ou seja, que essas falhas sejam detectadas antes que ocorram. Assim, comprovou-se na análise que o índice de risco dessas falhas diminuiria significativamente.

Palavras-chave: 1. Sistema de Produção Submarino. 2. Árvore de Natal Molhada. 3. Análise de Falhas. 4. Confiabilidade. 5 FMEA.

ABSTRACT

THOMAZ, T. **Failure analysis using FMEA in the operation of the master gate valve for the production of a wet Christmas tree**: 2024. 48p. Trabalho de Conclusão de Curso - Federal Center of Technological Education – Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2024.

The objective of this study was to analyze the reliability of the M1 Production Master valve, using the FMEA (Failure Modes and Effects Analysis) reliability technique to identify and evaluate failure modes and their impacts. The use of the OREDA database was essential to provide comparative data and support the analysis. The FMEA technique proved to be essential to ensure reliability in offshore systems, where safety and efficiency are imperative due to extreme conditions and the complexity of operations. The analysis revealed that, despite the low occurrence of failures, the most critical failure identified was leakage in the closed position of the valve, that is, when the valve is closed and continues to leak. This failure presented high severity and was considered critical based on the chosen parameters, evidencing the need to prioritize actions, such as in this case, improving failure detection in the process. The study highlights the importance of ensuring equipment reliability in complex environments, where failures can have significant consequences. It is recommended to review and improve procedures, technical documentation, inspection and periodic maintenance to improve detection and reduce associated risks. Additionally, it is worth highlighting that the greatest importance of the study lies in the recommendation to improve fault detection in offshore systems, that is, that these faults be detected before they occur. Thus, it was proven in the analysis that the risk index of these faults would decrease significantly.

Keywords: 1. Subsea Production System. 2. Wet Christmas Tree. 3. Failure Analysis. 4. Reliability. 5. FMEA.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Fluxograma de processos da cadeia de superimentos do petróleo.	18
Figura 2 - Esquema simplificado de um poço completado.).....	20
Figura 3 - Válvula DHSV nas posições aberta e fechada.....	22
Figura 4 - Esquemático de barreira de poço para o modo de produção.	23
Figura 5 - Exemplo de um Sistema de Produção Submarino.....	24
Figura 6 - Representação de uma ANM vertical instalada em uma cabeça de poço	26
Figura 7 - Vista isométrica e vista frontal de uma ANM vertical, dotada de SCM.....	27
Figura 8 - Válvula Gaveta Manual.	29
Figura 9 - Seção em corte de uma válvula gaveta atuada, tipo FSC - <i>fail safe close</i>	30
Figura 10 - Etapas para validação do projeto de uma válvula gaveta.	31
Figura 11 - Relação de criticidade dos requisitos de nível de qualidade (PSL).....	32
Figura 12 - Detalhes de componentes e montagem de uma válvula gaveta submarina.....	33
Figure 13 - Visão geral de um sistema de controle submarino.....	35
Figura 14 - Tabela para a classificação de severidade.	40
Figura 15 - Tabela para a classificação de ocorrência.	41
Figure 16 - Tabela para a classificação da detecção.	42
Figura 17 - “Exemplo de FMEA de Projeto – estudo do chicote elétrico do sistema de iluminação de um veículo. ”	43
Figura 18 - População de equipamentos nos manuais de 2015 do OREDA.....	44
Figura 19 - Campo do limite de equipamentos de estudos do OREDA.....	45
Figura 20 - Taxa de falhas do OREDA.....	47

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Lista de modos de falhas.	49
Quadro 2 - Mecanismo de falha x Modo de falha.....	51
Quadro 3 - Modelo de Planilha FMEA a ser utilizada no estudo.....	52
Quadro 4 - Exemplo de obtenção de taxa de falha.	54
Quadro 5 - Taxas de Falha, Ocorrências e Escalas dos Modos de Falha.	56
Quadro 6 - Preenchimento da Planilha FMEA - M1..	58
Quadro 7 - Resultado Acumulado do FMEA - Risco (R) = (S X O X D).	59
Quadro 8 - Resultado do modo de falha LCP (Vazamento na Posição Fechada).....	60

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	23
1.1 MOTIVAÇÃO	14
1.2 JUSTIFICATIVA	15
1.3 OBJETIVO	15
1.4 METODOLOGIA	16
1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO	16
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	17
2.1 A INDÚSTRIA DO PETRÓLEO	17
2.2 POÇO SUBMARINO	18
2.2.1 <i>Well Completion</i> (Completação do Poço)	19
2.2.2 Filosofia de Barreira de Poço	20
2.2.3 DHSV (<i>Downhole Safety Valve</i>)	21
2.3 SISTEMA DE PRODUÇÃO SUBMARINO (SPS)	23
2.3.1 Cabeça de Poço (<i>Wellhead</i>)	25
2.3.2 Árvore de Natal Molhada (ANM)	25
2.4 VÁLVULA GAVETA SUBMARINA	28
2.4.1 Principais Tipos de Válvulas Gaveta	28
2.4.1.2 Válvula gaveta atuada	29
2.4.2 Projeto de uma Válvula Gaveta Submarina	31
2.4.3 Vedação entre Gaveta e Sede	33
2.5 SISTEMAS DE CONTROLE	34
2.6 CONFIABILIDADE	35
2.7 A METODOLOGIA FMEA	37
2.7.1 ESTRUTURA DE UMA PLANILHA FMEA	38
2.8 OREDA (<i>OFFSHORE RELIABILITY DATA</i>)	43
3 MÉTODO PROPOSTO	48
3.1 SELEÇÃO DA VÁLVULA M1	48
3.2 APLICAÇÃO DO MÉTODO FMEA	49
3.2.1 Identificação dos Modos de Falha	49
3.3 CONSTRUÇÃO DA PLANILHA	52
4 RESULTADOS E DISCUSSÃO	56
5 CONSIDERAÇÕES FINAIS	63

1 INTRODUÇÃO

A exploração de petróleo tem passado por diversas transformações tecnológicas significativas, impulsionadas pela necessidade de operar em ambientes desafiadores, como em águas profundas e ultraprofundas. Esse progresso tem sido possibilitado por investimentos significativos em pesquisa e desenvolvimento, voltados para superar os obstáculos técnicos e otimizar os custos de produção das operações. Na região da Bacia de Campos, empresas do setor criaram um ambiente industrial altamente integrado, onde a colaboração entre as companhias favorece a troca de conhecimentos e o desenvolvimento de novas soluções tecnológicas. Essa proximidade geográfica e cooperação mútua não só sustenta a competitividade local, mas também abre portas para a expansão em mercados globais (SILVESTRE e DALCOL, 2007).

A matriz energética do Brasil, embora integrem uma matriz variada e ecologicamente sustentável, ainda é fortemente dependente dos combustíveis fósseis extraídos do leito marinho. As operações *offshore* são conhecidas por sua complexidade técnica e gerencial, além de representarem um alto custo e risco considerável. A necessidade de abordagens sistemáticas para garantir a segurança operacional ao longo do ciclo de vida dos poços de petróleo não só é enfatizada pela potencial severidade de acidentes, mas também pelo aumento da produtividade (redução de *downtime*), tornando a atividade com um grau maior de confiabilidade (DOS SANTOS¹ *et al.*, 2019).

Segundo MOREIRA e D'ALMEIDA (2018), o incidente na plataforma *Deepwater Horizon*, operada pela *Transocean* para a BP no Campo de Macondo, Golfo do México, destaca a complexidade e os desafios associados à exploração de reservatórios em estágios exploratórios. Um erro na cimentação inicial do poço permitiu que hidrocarbonetos fluíssem através de uma barreira defeituosa, desencadeando um incidente de *blowout* durante a fase de finalização da perfuração.

A pressão crescente no fundo do poço resultou em um *kick* de hidrocarbonetos, seguido por um esforço para conter o fluxo usando o *blowout preventer* (BOP), que, segundo o autor, infelizmente falhou devido à sobrecarga inesperada.

Esse evento catastrófico não só resultou em danos ambientais significativos, mas também causou perdas humanas irreparáveis, com 11 mortes e 17 feridos graves.

Ainda segundo o autor, durante o acidente, houve uma resposta de emergência prolongada, com o vazamento de aproximadamente 4,9 milhões de barris de petróleo ao longo de 86 dias. As repercussões financeiras foram igualmente devastadoras, com a BP enfrentando multas substanciais e custos totais que ultrapassaram os US\$ 61 bilhões, refletindo os enormes desafios técnicos, econômicos e ambientais associados à exploração offshore em condições tão adversas.

Neste contexto de ambiente *offshore* e sua complexidade, se torna uma oportunidade abordar e analisar equipamentos utilizados na completação de poços de petróleo, como a árvore de natal molhada (ANM) e suas válvulas do tipo gaveta, de maneira a implementar um método qualitativo que possibilite aumentar a confiabilidade do produto, tornando o processo mais seguro do ponto de vista operacional e mais eficiente minimizando paradas não planejadas.

1.1 MOTIVAÇÃO

A motivação para este estudo decorre da crescente relevância da indústria petrolífera, especialmente no Brasil, que continua a depender fortemente de combustíveis extraídos em altas profundidades. Com o avanço contínuo das tecnologias e a crescente complexidade das operações *offshore*, garantir a eficácia e a segurança dos sistemas de produção tornou-se ainda mais imperativo. Neste contexto, torna-se necessário aumentar a confiabilidade de válvulas submarinas, como a Master de Produção, instalada em árvores de natal molhada (ANM). Por outro lado, a escolha deste tema também foi vista como uma oportunidade para o desenvolvimento profissional da autora deste projeto, que, apesar de já atuar no

setor de óleo e gás, percebe-se que ainda há uma ampla área de conhecimento a ser adquirida do ponto de vista da Engenharia e suas metodologias.

1.2 JUSTIFICATIVA

A presente análise de confiabilidade em válvulas submarinas justifica-se pela ocorrência de graves acidentes na indústria de petróleo e gás, como o desastre da plataforma *Deepwater Horizon* em 2010. Esses incidentes resultaram em consequências devastadoras para o meio ambiente, assim como para as comunidades locais e a economia global. A falha em equipamentos submarinos, especialmente em válvulas críticas, desempenhou um papel fundamental nesses eventos, levando à perda de controle dos poços e à liberação massiva de petróleo no oceano.

O impacto desses eventos não se restringe apenas aos danos ambientais e econômicos, mas também inclui o desemprego em massa causado pela interrupção das atividades de grandes empresas, como a BP, após incidentes desse porte. As regiões afetadas sofrem com a desestabilização econômica, enquanto comunidades locais enfrentam a perda de empregos e de fontes de renda. Além disso, tais eventos abalam a confiança nas operações *offshore*, tornando essencial a implementação de medidas preventivas que garantam a segurança e eficiência dos sistemas de produção submarinos (SPS), evitando a repetição de desastres semelhantes.

1.3 OBJETIVO

O objetivo deste trabalho é aplicar uma técnica de confiabilidade para realizar um estudo qualitativo da principal válvula de proteção que atua como a segunda barreira de segurança em um poço submarino offshore, representada pela válvula gaveta de produção (Master). Utilizando a metodologia FMEA (*Failure Mode and Effect Analysis*), busca-se identificar potenciais modos de falha, suas causas e efeitos, com o intuito de propor melhorias no desempenho e na segurança dessa válvula, garantindo maior integridade operacional do sistema de produção submarino.

1.4 METODOLOGIA

A metodologia deste trabalho foi desenvolvida para abordar a complexidade dos sistemas de produção submarino (SPS). Inicialmente, foi realizado um referencial bibliográfico para embasar e justificar o estudo, definindo termos e conceitos relacionados à confiabilidade dos sistemas. Em seguida, foi aplicada a ferramenta FMEA (*Failure Modes and Effects Analysis*), escolhida por sua adequação na análise de falhas em sistemas complexos. A metodologia foi idealizada com base em critérios e parâmetros estabelecidos, permitindo a criação de uma tabela FMEA e a execução de uma análise detalhada. A partir dos resultados obtidos, foi possível identificar as áreas críticas e definir ações direcionadas para a mitigação dos riscos, proporcionando uma base sólida para a implementação de melhorias no sistema analisado.

1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO

No primeiro capítulo, foi feita a introdução ao tema, apresentado o objetivo do trabalho, a justificativa e a metodologia aplicada, com o intuito de situar o estudo. No segundo capítulo, a abordagem metodológica deste trabalho começará explorando os conceitos teóricos relacionados aos equipamentos que fazem parte de um SPS, com um enfoque especial em completação de poços submarinos, árvores de natal molhadas e válvulas gaveta submarinas.

Ainda no segundo capítulo, serão introduzidos e discutidos conceitos e técnicas de confiabilidade, com foco na FMEA (*Failure Modes and Effects Analysis*). A compreensão dos fundamentos da FMEA permitirá uma análise aprofundada dos modos de falha e seus efeitos potenciais sobre o desempenho dos equipamentos.

No terceiro capítulo, após a familiarização com os conceitos e métodos da FMEA, essa técnica será aplicada para o preenchimento e execução da planilha. Além disso, o banco de dados OREDA (*Offshore and Onshore Reliability Data*) será utilizado para suportar a análise de confiabilidade. A integração desse banco de dados permitirá a avaliação dos resultados obtidos com a FMEA e a realização de discussões mais confiáveis sobre a confiabilidade dos sistemas analisados.

No quarto capítulo, como resultados e discussões, serão apresentadas as ações de mitigação propostas com base nas análises realizadas, incluindo a tabela

de classificação de riscos. Esta tabela ajudará a priorizar as ações necessárias para tratar os riscos com maiores (R), identificando quais falhas devem ser abordadas com mais urgência e facilitando a alocação de recursos para mitigar esses riscos.

No quinto capítulo, o estudo apresentará as considerações finais, com reflexões sobre a aplicabilidade e eficácia do método FMEA na análise de falhas para válvulas.

2 FUNDAMENTÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo, são apresentados os principais conceitos e definições empregados na concepção deste projeto, estruturados de maneira a proporcionar o entendimento essencial para compreender as abordagens que serão utilizadas na metodologia deste estudo.

Inicialmente é apresentado um *overview* sobre a estruturação da indústria do petróleo e conceitos relacionados a um poço submarino. Em adicional, assuntos relacionados ao sistema de produção submarino e os equipamentos destinados à exploração de petróleo, como a árvore de natal molhada e suas válvulas gavetas submarinas, assim como o conceito de confiabilidade. Destaca-se também a ferramenta central deste projeto, o FMEA (*Failure Mode and Effect Analysis*), que consiste na análise de modos de falha e efeitos, uma metodologia que examina os modos de falha e os impactos associados e busca contramedidas para mitigação e/ou eliminação dos riscos.

2.1 A INDÚSTRIA DO PETRÓLEO

O setor de óleo e gás demonstra um progresso significativo no que diz respeito aos processos e à sua industrialização. Os procedimentos de perfuração e exploração são de alta complexidade, requerendo tomadas de decisão precisas e estratégicas. A administração dos suprimentos é conduzida de maneira minuciosa, necessitando de mão de obra especializada e a aplicação de tecnologias de alto padrão.

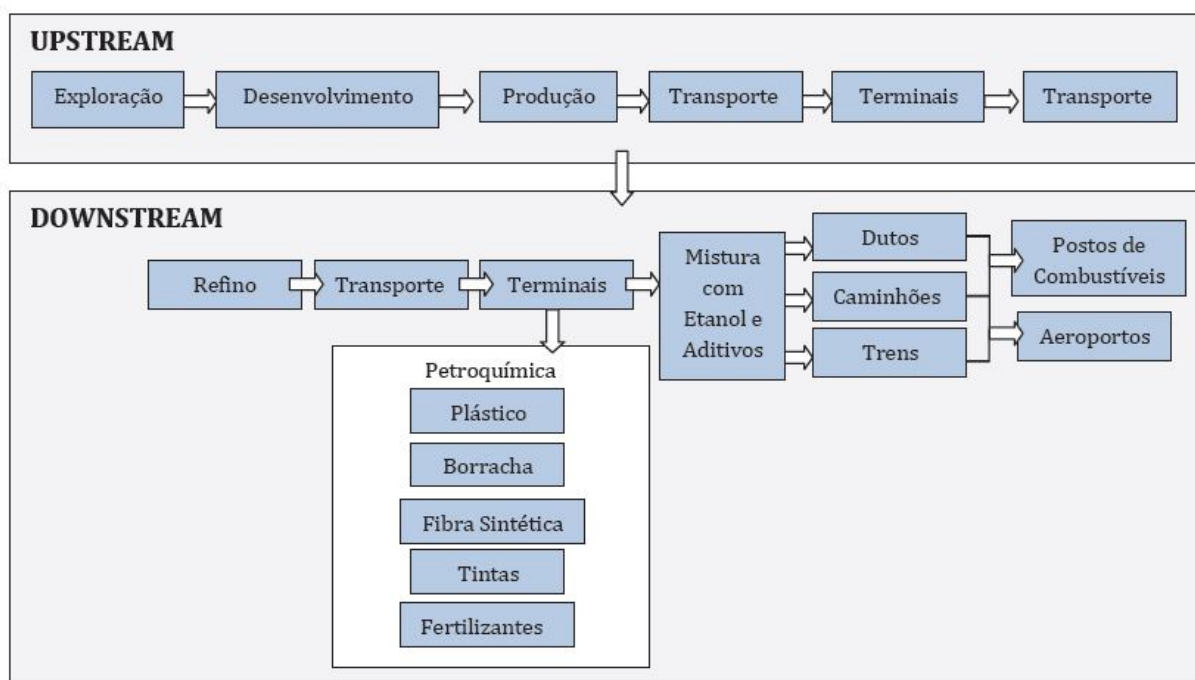
Segundo BRANSKI (2015), o petróleo é encontrado na natureza basicamente através de duas fontes: em terra (*onshore*) e no mar (*offshore*). O autor

traz conceitos importantes sobre a cadeia de suprimentos do recurso natural e sua estruturação, de forma a obter um melhor entendimento dos processos envolvidos nas diferentes etapas petrolíferas.

O setor de óleo e gás pode ser dividido em duas fases principais denominadas *upstream* e *downstream*. *Upstream* pode ser definida como a fase inicial que vai desde a exploração até a produção de petróleo e gás. A fase *downstream* compreende os complexos processos de refino e transporte dos derivados do petróleo até os consumidores finais, como por exemplo postos de combustíveis e aeroportos (BRANSKI, 2015).

Na Figura 1 é apresentado um fluxograma de processos da cadeia de suprimentos do petróleo.

Figura 1 - Fluxograma de processos da cadeia de superimentos do petróleo.
Fonte: (BRANSKI, 2015)



2.2 POÇO SUBMARINO

Um poço submarino pode ser entendido como uma perfuração no subsolo marinho que possibilita um meio de acesso ao reservatório, e conseqüentemente, aos fluidos a serem produzidos (FANCHI e CHRISTIANSEN, 2016).

Apesar da definição simplória acima, o processo de perfuração (*drilling*) de um poço *subsea* enfrenta diversos desafios devido a fatores como pressão e

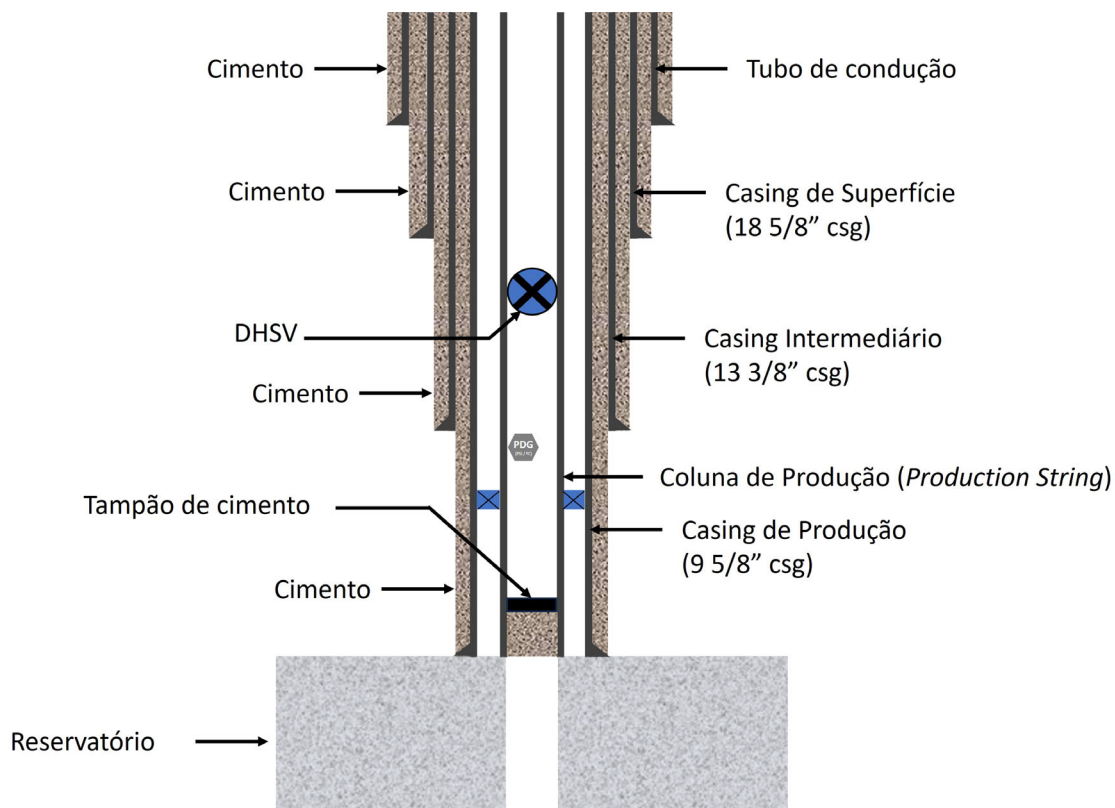
temperatura elevadas, segurança operacional, impacto ambiental e também custos elevados. Tais desafios oferecem oportunidades em pesquisas e desenvolvimento nas mais diversas áreas tecnológicas.

2.2.1 *Well Completion* (Completação do Poço)

Uma vez que a perfuração do poço tenha sido executado com sucesso e a análise econômica de produção seja promissora, inicia-se uma série de atividades de preparação do poço para que posteriormente seja possível realizar a etapa de produção. Este conjunto de etapas de preparação é chamado de completação do poço (*Well Completion*).

Dentre as diversas etapas fundamentais de completação do poço, destacam-se a de revestimento da produção (*production casing*) e a de instalação dos equipamentos de poço (*wellbore hardware*). A instalação do conjunto de tubulações de aço (*casings*) e a cimentação do espaço entre as paredes do poço e o *casing*, garantem a estabilidade do poço contra formações indesejáveis. Já com relação a etapa de *well completion*, FANCHI e CHRISTIANSEN (2016) explica que consiste em equipá-lo com um conjunto de equipamentos cujas principais funções são promover interface com outros equipamentos e garantir a segurança da produção. Na Figura 2 pode-se observar um esquema simplificado de um poço completado.

Figura 2 - Esquema simplificado de um poço completado.
Fonte: Adaptado de (FANCHI e CHRISTIANSEN, 2016).



•

Como exemplo destes equipamentos, pode-se citar as válvulas de segurança de fundo de poço (*downhole safety valves* - DHSV) e a instrumentação do poço através da instalação de sensores de fundo de poço (*Permanent Downhole Gauge* - PDG) que permitem realizar leituras de pressão e temperatura em tempo real, ou seja, equipamentos que são essenciais para a produção de óleo e gás (ROSSI et al., 2021).

Nota-se portanto que a etapa de completação possui elementos fundamentais que garantem a segurança da produção, e por este motivo, terão sua relevância na metodologia deste estudo.

2.2.2 Filosofia de Barreira de Poço

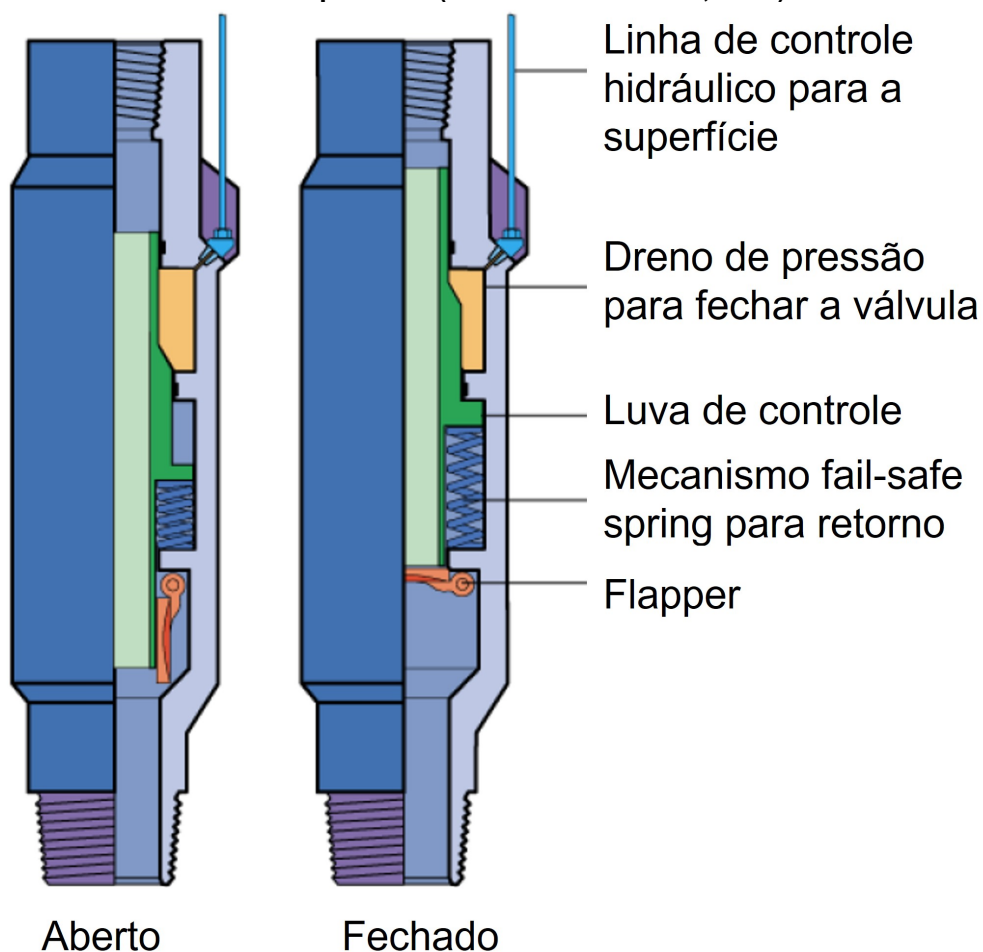
Esta filosofia traz uma ideia central baseada no gerenciamento de integridade de poços e sua função principal é garantir a segurança operacional equipando o poço com barreiras mecânicas suficientes de forma a impedir o escoamento descontrolado dos fluidos de formação. Além disso, é uma regra geral onde prevê que que uma falha única de um componente jamais deve levar a

consequências inaceitáveis (NORSOK et al., 2013). A norma NORSOK et al. (2013) apresenta os conceitos de barreiras primárias e barreiras secundárias, as quais referem-se a sistemas de contenção projetados para controlar vazamentos ou *blowouts*. As barreiras primárias são como uma espécie de primeira linha de defesa para conter os fluidos do reservatório controlados, as barreiras secundárias funcionam como um *backup* e devem entrar em ação no sistema quando a primeira barreira falhar, mantendo o sistema seguro até que as restaurações sejam efetuadas. Aplicando esta regra no contexto de poços, isso significa de forma resumida que um poço deve ser equipado no mínimo com duas barreiras contra o reservatório, e que as barreiras devem ser o mais independentes possível uma da outra.

2.2.3 DHSV (*Downhole Safety Valve*)

A DHSV é uma válvula de segurança que fica localizada no fundo do poço, no interior da tubulação de produção a uma profundidade específica a depender do projeto. É um elemento de segurança projetado para ser fechado automaticamente caso a pressão de controle de acionamento vindo da superfície seja perdida, o que o caracteriza como uma válvula de segurança do tipo *fail safe close*, ou seja, em caso de falha a posição fechada é alcançada (TORBERGSEN et al., 2012). Esta válvula consiste em um corpo tubular dotado de um mecanismo de abertura e fechamento capaz de promover vedação na passagem interna do tubo de produção do poço através de um obturador especial no formato "*flapper*", conforme é apresentado na Figura 3.

Figura 3 - Válvula DHSV nas posições aberta e fechada.
 Fonte: Adaptado de (TORBERGSEN et al., 2012).



Sua função principal é prevenir a liberação de fluido descontrolado oriundos do reservatório em casos de emergência, inclusive em situações de maior nível de criticidade, como por exemplo em uma explosão da plataforma produtora onde a comunicação com a cabeça de poço seja perdida (TORBERGSEN et al., 2012).

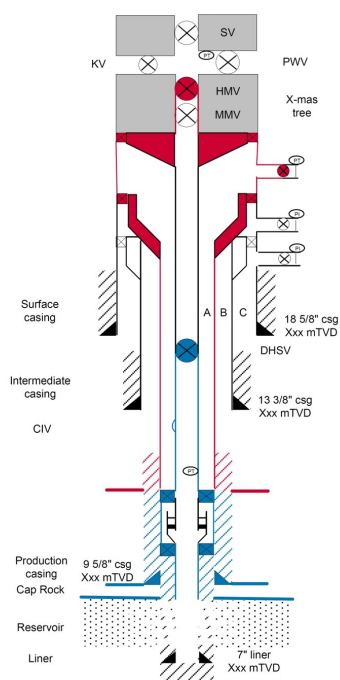
De acordo com NORSOK et al. (2013), alguns requisitos importantes de projeto são levados em consideração, dentre eles:

- a) Deve ser posicionado no mínimo há 50 metros de profundidade abaixo do leito marinho. Deve ser controlável pela superfície e ser construído na função "fail-safe close".
- b) Deve possuir capacidade de vedação em condições de baixa e máxima pressão diferencial (a depender da pressão de trabalho do reservatório).

- c) O monitoramento do correto funcionamento deve ser realizado periodicamente em intervalos regulares de maneira a cumprir os requisitos das normas ANSI/API RP 14B e ISO 104117.

Uma característica importante para este estudo é que quando a DHSV está em sua posição fechada, ela passa a ser uma barreira primária, isolando os fluidos do reservatório, como pode ser observado na Figura 4.

Figura 4 - Esquemático de barreira de poço para o modo de produção.
Fonte: Adaptado de (NORSOK et al., 2013).



Well data		
Installation/Field name:	xxxxx	
Well no:	xx/xx-xx	Completed date: DD.MM.YYYY
Well type:	Oil producer, water injector, etc.	
MWD/PT:	xxx bar	
Revision no:	x	Date: DD.MM.YYYY
Well status:	Eg. operational/temp. plugged etc.	
Prepared:	xxxxx (Name and signature)	
Verified:	xxxxx (Name and signature)	
Well barrier elements	Well WBEAC tables	Verification of barrier elements
PRIMARY - reservoir		
Cap rock	51	σ_{res} : x.xx sg EMW. Method: XLOT/minifrac/field model
Liner cement	22	Length: xx mMD > res. Method: volume control/logs
Liner	2	PT: xxx bar with x.x sg
Liner top packer	43	PT: xxx bar with x.x sg
Formation at casing shoe	n/a	σ_{res} : x.xx sg EMW. Method: XLOT/minifrac/field model
Production casing cement * (shoe to prod packer)	22	Length: xx mMD, shoe to prod packer Method: volume control/logs and FIT/LOT to x.xx sg EMW at casing shoe
Production casing (below prod packer)	2	PT: xxx bar with x.x sg
Production packer	7	IT: xxx bar (or PT: xxx bar with x.x sg)
Production tubing	25	PT: xxx bar with x.x sg
CIV	29	IT low: xxx bar, IT high: xxx bar
DHSV/Controlines	8	IT low: xxx bar, IT high: xxx bar
SECONDARY - reservoir		
Formation at prod packer	51	σ_{res} : x.xx sg EMW. Method: XLOT/minifrac/field model
Production casing cement * (above prod packer)	22	Length: xx mMD > prod packer Method: volume control/logs
Production casing (above prod packer)	2	PT: xxx bar with x.x sg
Production casing hanger with seal assembly	5	PT: xxx bar with x.x sg
WH/Annulus valve	12	PT: xxx bar with x.x sg
Tubing hanger with seals	10	PT: xxx bar with x.x sg
WH/X-mas tree Connector	5	PT: xxx bar with x.x sg
Tubing hanger neck seal	10	PT: xxx bar with x.x sg
X-mas tree valves	33	PT: xxx bar with x.x sg
Noes:		
Disp. no. well integrity issues	Comment	
None		

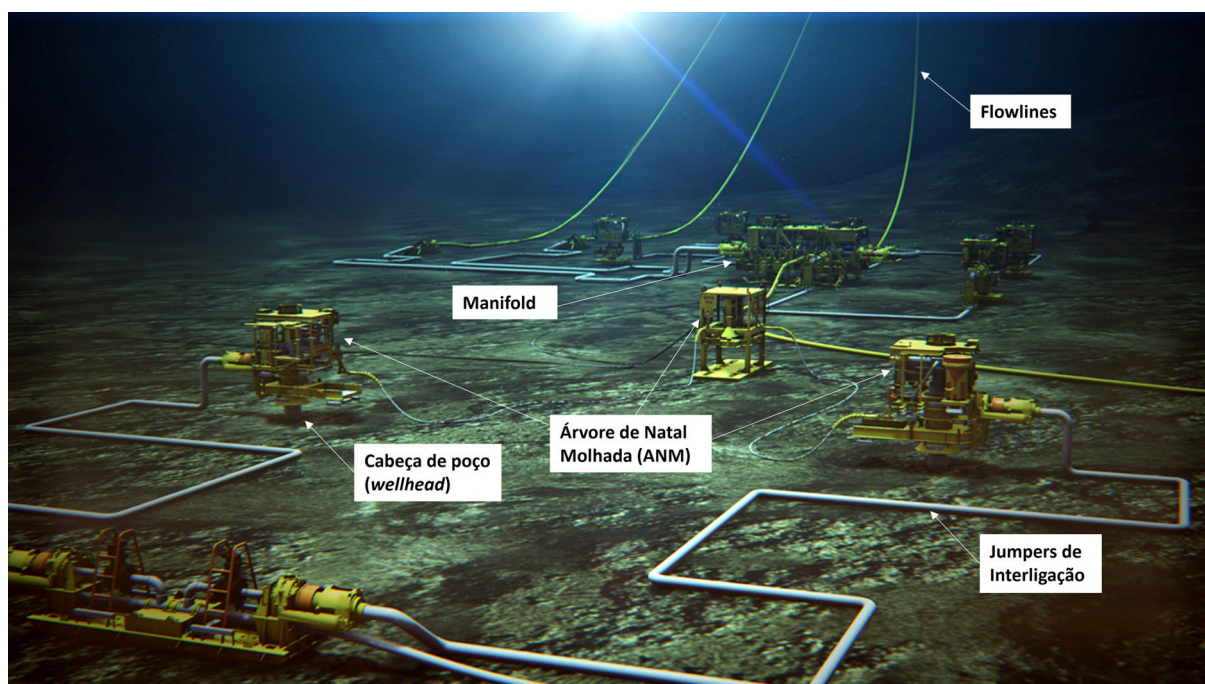
2.3 SISTEMA DE PRODUÇÃO SUBMARINO (SPS)

Um Sistema de Produção Submarino (SPS) é uma combinação de equipamentos interconectados que possibilitam a extração e o transporte de hidrocarbonetos em suas diferentes fases do reservatório até a superfície. Esses sistemas desempenham um papel importante na indústria petrolífera, viabilizando a

produção em ambientes submarinos mesmo enfrentando condições adversas como altas profundidades, corrosão, pressão e temperatura, complexas formações geológicas e meteorológicas (DA SILVA MASHIBA, 2011).

Dentre a gama de equipamentos disponíveis que podem fazer parte de um SPS, além do poço completado submarino, destacam-se os equipamentos do arranjo submarino apresentado na Figura 5.

Figura 5 - Exemplo de um Sistema de Produção Submarino.
Fonte: Adaptado de (TECHNIPFMC, 2024).



Cada um destes equipamentos desempenham funções importantes de modo a ser possível iniciar a produção de óleo e gás de maneira segura, confiável, economicamente viável e com alta eficiência operacional (BAI e BAI, 2018).

Nas seções a seguir, serão apresentados e explicados em maior detalhe os principais equipamentos que compõem o sistema de produção submarino. Entretanto, por ser o foco deste trabalho abordar a árvore de natal molhada (ANM) e suas válvulas de gaveta submarina, a ênfase será dada especificamente a esses dois equipamentos, sendo as demais partes do sistema apenas brevemente mencionadas, quando necessário para o contexto.

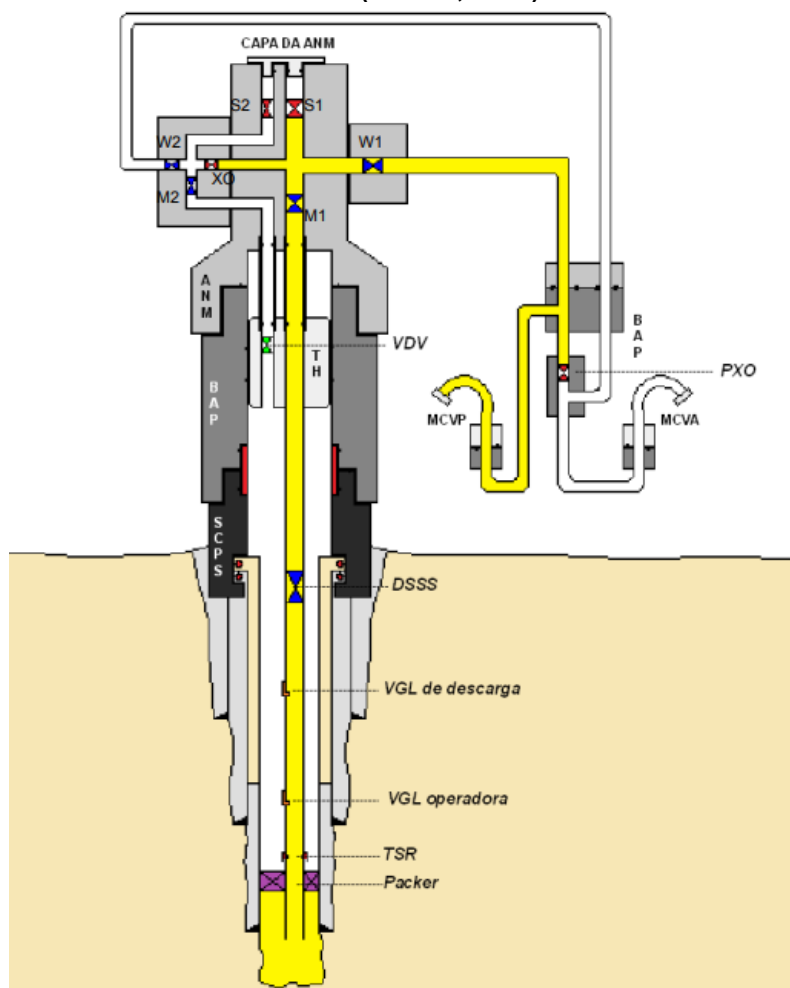
2.3.1 Cabeça de Poço (*Wellhead*)

A cabeça de poço pode ser melhor compreendida como um sistema de Engenharia projetado tanto para suportar a carga quanto para vedar toda a coluna de revestimento do poço (*casing strings*). É equipada com uma “cabeça” que fica na parte visível do leito marinho, mais conhecida como alojador de alta pressão (*housing*), cuja função principal é permitir interface para equipamentos vitais, como o BOP (*blowout preventer*) na fase de perfuração e posteriormente para a ANM após a completação (BAI e BAI, 2018).

2.3.2 Árvore de Natal Molhada (ANM)

Assim como a cabeça de poço, a ANM é um equipamento que desempenha funções essenciais em um sistema de produção submarino. Pode-se definir de maneira simplificada que uma ANM é uma estrutura que contém um bloco de aço forjado composto por válvulas principais do tipo gaveta, sendo esta o componente principal (BAI e BAI, 2018). Na Figura 6 é ilustrado um esquema de uma ANM com a representação de suas principais válvulas.

Figura 6 - Representação de uma ANM vertical instalada em uma cabeça de poço.
Fonte: (ALVES, 2012).



Com relação a instalação, pode ser instalada diretamente na cabeça de poço dependendo de seu tipo ou indiretamente através de um equipamento auxiliar que faz intermédio entre a cabeça de poço e a ANM, conhecido como BAP (Base Adaptadora de Produção) ou *Tubing Head*, em todos os casos, a ANM é responsável por fornecer uma interface controlável com o poço submarino e também com a unidade de produção, seja uma plataforma *offshore* típica ou FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*).

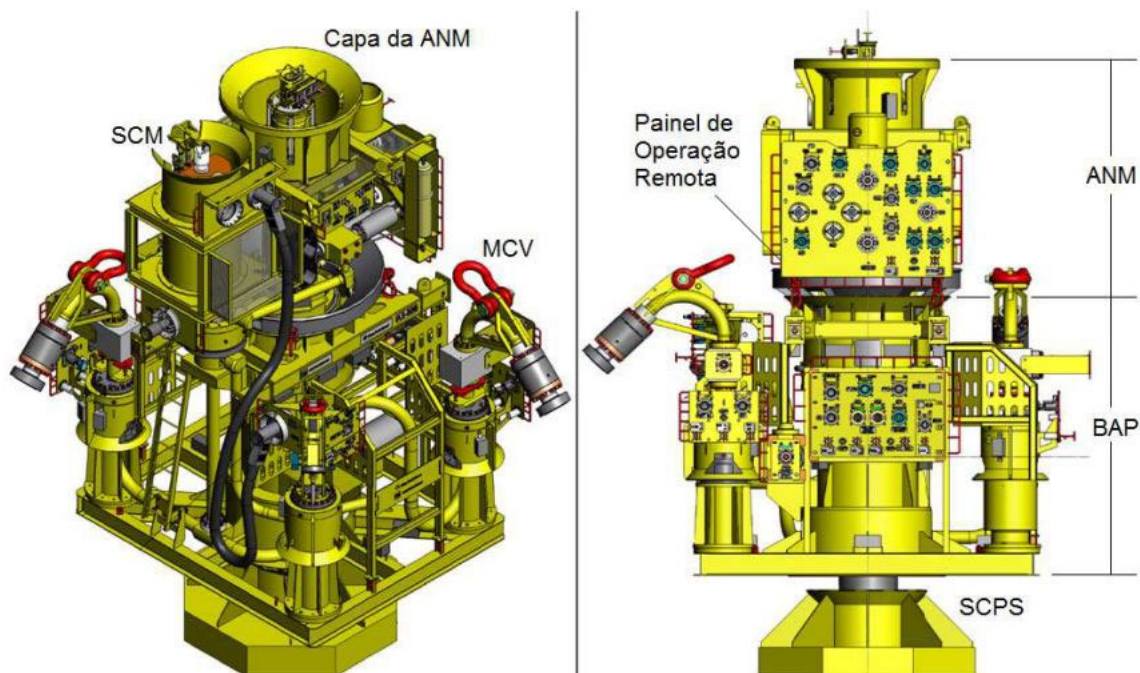
Para que a operação do poço seja realizada de maneira confiável e segura, o projeto de uma ANM deve atender a padrões e requisitos internacionais especificados pela indústria, como a API 6A, API 17D, dentre outras.

De acordo com BAI e BAI (2018), dentre as diversas funções de uma ANM, destacam-se as seguintes:

- a) Direcionar os fluidos oriundos do reservatório até as linhas de fluxo da superfície (em ANM do tipo produção) ou dos fluidos de injeção até a formação (em ANM do tipo injeção).
- b) Interromper o fluxo de forma segura, através do fechamento de suas válvulas gaveta, atuando como barreira secundária, conforme pode ser observado na Figura 4.
- c) Fornecer o monitoramento em tempo real através de um sistema de controle submarino (SCM) de parâmetros do poço como pressão, temperatura e controle do anular (espaço entre a tubulação de produção e o *casing*).

Na Figura 7, uma ilustração didática do conjunto ANM e BAP é apresentada assentada sobre uma cabeça de poço.

Figura 7 - Vista isométrica e vista frontal de uma ANM vertical, dotada de SCM.
Fonte: (DA SILVA MASHIBA, 2011).



2.4 VÁLVULA GAVETA SUBMARINA

Esta seção tem o objetivo de detalhar aspectos técnicos de uma válvula gaveta submarina (VG), trazendo os principais conceitos que vão desde a concepção do produto até a operação e funcionamento. Conforme explicado na Seção 2.3.2, a válvula gaveta é o principal componente em uma árvore de natal molhada, sendo fundamental no conceito de barreira de segurança para o poço.

A ideia principal por de trás de uma VG é ter um mecanismo que seja capaz de bloquear o fluxo através de um obturador em formato de placa retangular, que é mais conhecido como gaveta. Esta gaveta atua perpendicularmente à linha de fluxo e é projetada para trabalhar basicamente em duas posições: totalmente aberta ou totalmente fechada. Fora das posições de projeto, a válvula pode sofrer com problemas de desgaste relacionados a erosão de seu material e desta forma a integridade de vedação do produto passa a ser comprometida, estando submetida a vazamentos e a tornando inoperacional (DA SILVA MASHIBA, 2011).

2.4.1 Principais Tipos de Válvulas Gaveta

Conforme é explicado por DA SILVA MASHIBA (2011), dentro de uma ANM são montadas VGs que podem variar em tipo e diâmetro nominal de passagem, podendo ser de atuação manual ou hidráulica, sendo aplicáveis em casos diversos que vão desde o controle de linhas de injeção química, até o fechamento da produção de óleo e gás, se assim for necessário em casos de segurança operacional. Dependendo do mecanismo de atuação, as VGs podem ser do tipo manual ou atuada.

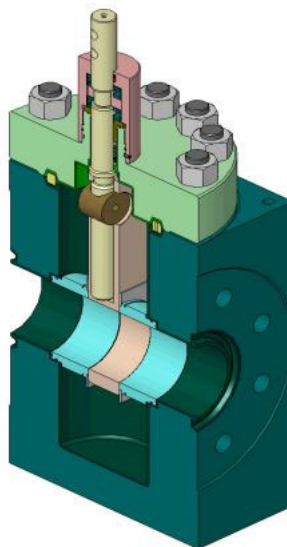
2.4.1.1 Válvula gaveta manual

As válvulas manuais possuem como principal particularidade a atuação através do giro da haste principal montado na gaveta, esse movimento rotativo com aplicação de torque controlado é convertido em um movimento linear no obturador, permitindo a abertura ou fechamento.

Este tipo de válvula tem um custo mais baixo se comparado com uma válvula gaveta do tipo atuada, no entanto, não pode ser utilizada como a válvula

principal da ANM por não possuir um mecanismo de falha segura. Em ambientes *offshore* o acionamento é realizado através de (ROV - *remotely operated vehicle*). O mecanismo da válvula manual é ilustrado em corte na Figura 8.

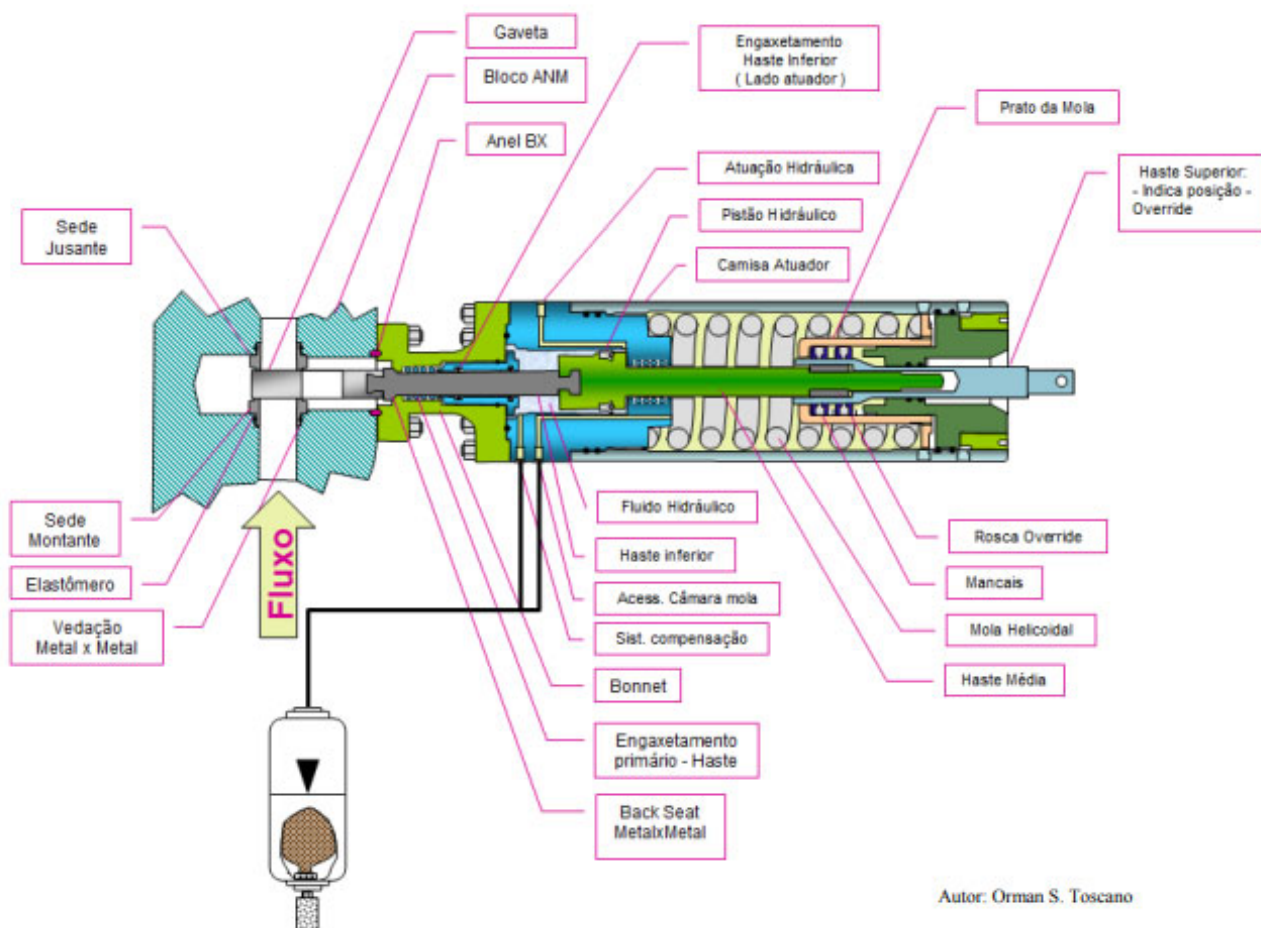
Figura 8 - Válvula Gaveta Manual.
Fonte: (PORTO, 2013).



2.4.1.2 Válvula gaveta atuada

Uma válvula gaveta do tipo atuada possui como característica principal a utilização de um atuador hidráulico para efetuar a abertura e fechamento. Os principais componentes são o bloco, a gaveta composta pelo obturador e suas sedes, *bonnet* e o atuador hidráulico, mais detalhes são apresentados na Figura 9 (DA SILVA MASHIBA, 2011).

Figura 9 - Seção em corte de uma válvula gaveta atuada, tipo FSC - *fail safe close*.
Fonte: (ALVES, 2012).



O corpo da válvula é um bloco forjado com uma usinagem interna especial de medidas precisas conhecidas como “*seat pocket*”, onde são montadas as sedes da válvula e a gaveta em si.

Conforme explicado por DA SILVA MASHIBA (2011), o *bonnet* é o elemento de ligação entre o bloco da válvula e o atuador hidráulico, promovendo as devidas vedações entre os elementos.

O atuador é o dispositivo necessário por fornecer força hidráulica para realizar o movimento linear necessário para abertura e fechamento do obturador. É aplicada pressão hidráulica utilizando um fluido de controle na câmara de atuação hidráulica que faz o pistão avançar em direção ao sentido de abertura da válvula,

comprimindo a mola presente dentro no cilindro do atuador (DA SILVA MASHIBA, 2011).

É importante também ressaltar que todas as válvulas atuadas possuem a interface mecânica para que a mesma seja atuada manualmente em caso de falha, chamado de sistema de acionamento secundário (*override*) (PORTO, 2013).

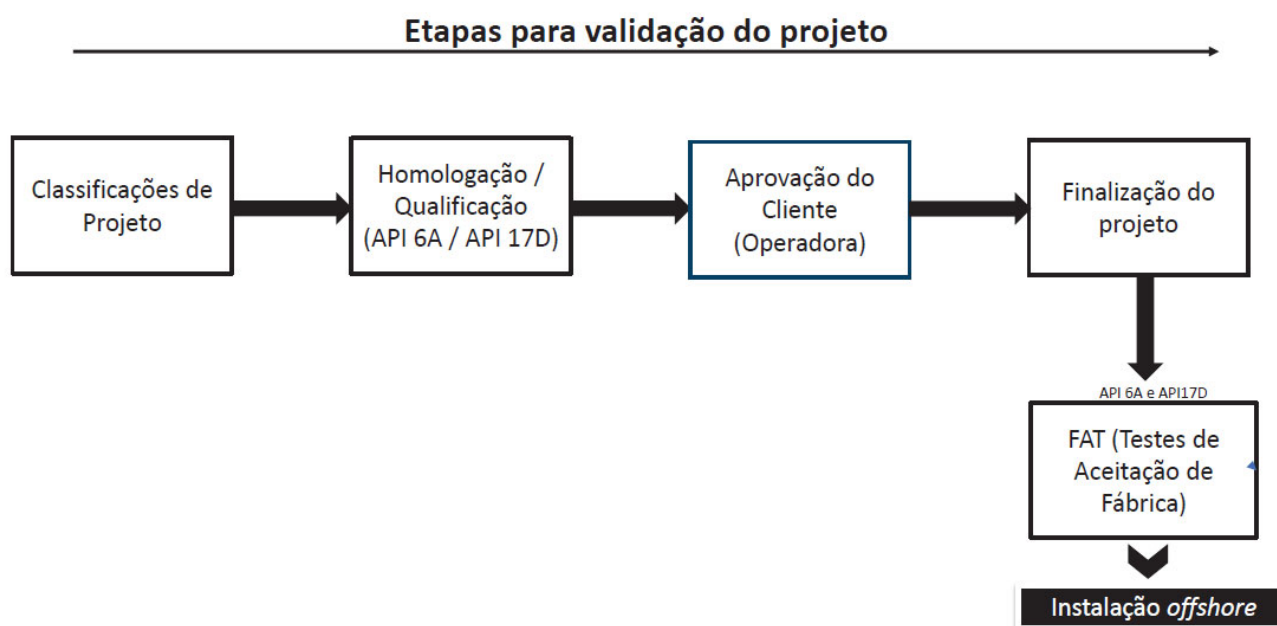
2.4.2 Projeto de uma Válvula Gaveta Submarina

As válvulas da ANM devem ser projetadas, fabricadas e testadas de acordo com a API 17D, API 6A e API 6D. Estas normas estabelecem diretrizes essenciais que devem ser consideradas para garantir a segurança e confiabilidade do equipamento em operações submarinas.

Características como resistência a corrosão, altas temperaturas e pressões devido ao ambiente agressivo ao qual são submetidas devem ser levadas em consideração no projeto de uma válvula gaveta (BAI e BAI, 2018).

O fluxograma ilustrado na Figura 10 demonstra as etapas a serem seguidas durante o projeto de uma válvula gaveta submarina.

Figura 10 - Etapas para validação do projeto de uma válvula gaveta.
Fonte: Adaptado de (DE VASCONCELOS, 2015).

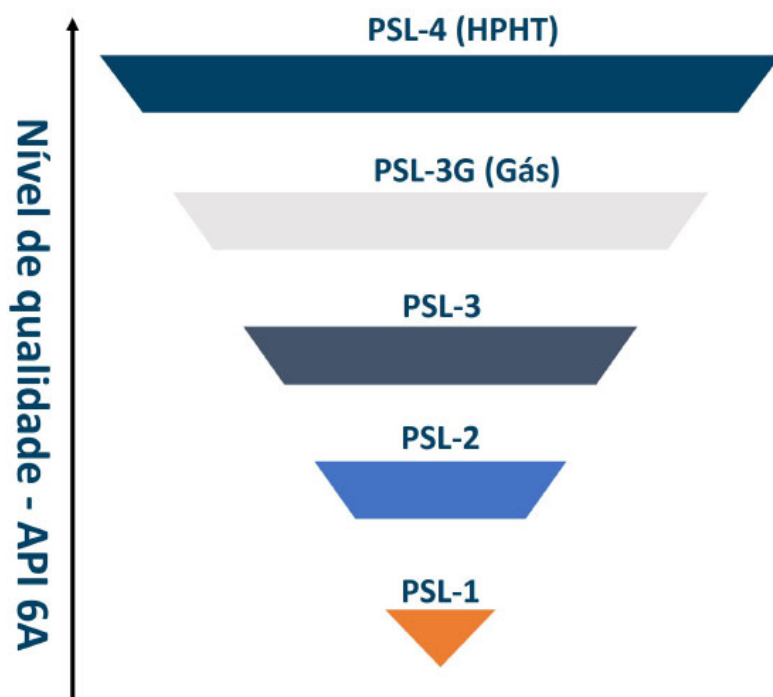


Dentre os fatores fundamentais do projeto de uma válvula, os requisitos de nível de qualidade, conhecidos como PSL (Product Specification Levels) ganham notoriedade.

Estes requisitos desempenham papel importante na confiabilidade do produto e são definidos pelo cliente. As classificações variam entre PSL-1 a PSL-4, com níveis mais altos correspondendo a uma inspeção mais rigorosa das peças críticas durante a fabricação e os testes. Essa classificação considera a pressão de operação, a presença de elementos corrosivos e o tipo de fluido.

Esse conceito é ilustrado pela pirâmide representada na Figura 11.

Figura 11 - Relação de criticidade dos requisitos de nível de qualidade (PSL).
Fonte: Adaptado de (DE VASCONCELOS, 2015).



Após o desenvolvimento do projeto, a válvula deve passar por um processo de qualificação, também conhecido por homologação, principalmente em novos projetos ou em condições onde a válvula seja submetida a condições mais críticas do que as habituais.

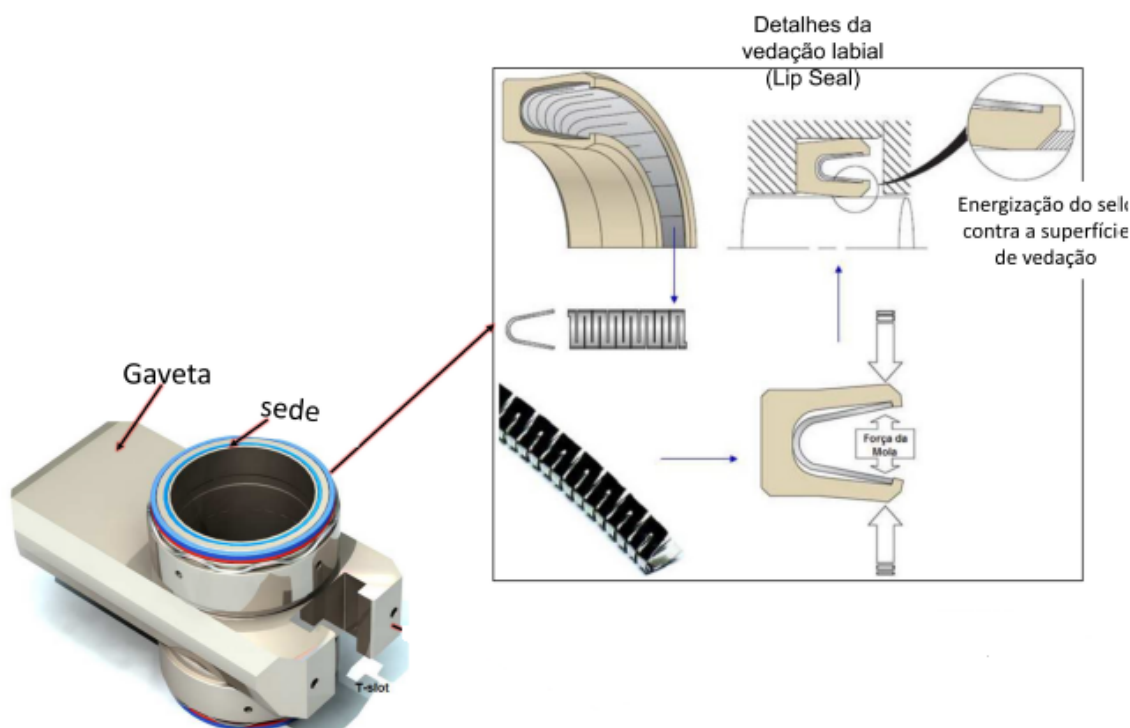
Uma vez concluído o processo de homologação, a válvula passa por testes de aceitação em fábrica, nos quais sua operação é verificada e registrada antes de

ser enviada para uso *offshore*. Esses testes garantem que a válvula funcione conforme projetado, com todas as suas funcionalidades validadas antes da instalação em campo (DE VASCONCELOS, 2015).

2.4.3 Vedação entre Gaveta e Sede

Para que seja possível compreender o funcionamento da vedação de uma válvula gaveta submarina, primeiramente é necessário visualizar como é a montagem das sedes com seus principais componentes no bloco, conforme é apresentado na Figura 12.

Figura 12 - Detalhes de componentes e montagem de uma válvula gaveta submarina.
Fonte: Adaptado de (DA SILVA MASHIBA, 2011).



Como pode-se observar, as sedes são montadas uma de cada lado do canal usinado do bloco. Um detalhe importante é que a própria sede possui uma montagem constituída por elementos importantes responsáveis por promover a vedação e a tensão de contato constante entre a sede e a gaveta, o que permite alcançar vedações sob baixa pressão até mesmo de gases, conforme é solicitado na API 6A. Um ponto importante é que em termos de precisão, essa vedação só é

alcançada através de tolerâncias dimensionais e ajustes bem definidas em projeto, assim como no acabamento superficial de polimento da gaveta.

A eficiência da vedação é ainda aprimorada pelo uso de materiais de alta resistência à corrosão e ao desgaste, conforme especificados pela API 6A, especialmente em sistemas que lidam com fluidos corrosivos como H₂S e CO₂ (DA SILVA MASHIBA, 2011).

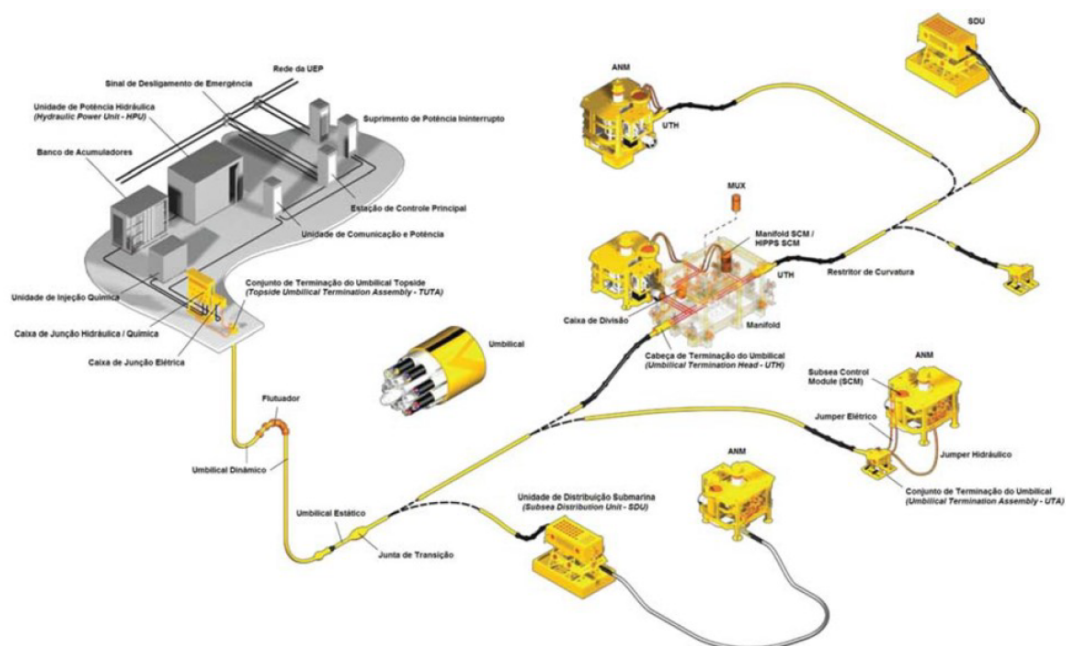
2.5 SISTEMAS DE CONTROLE

O sistema de controle submarino é considerado um elo fundamental de comunicação entre a unidade de produção (*surface*) e os equipamentos *subsea*, permitindo a troca de dados entre as partes, auxiliando engenheiros a monitorar e controlar a produção (BAI e BAI, 2018).

Uma aplicação prática do sistema de controle é o acionamento das válvulas gaveta da ANM, onde são acionadas remotamente da estação de controle principal (*Master Control Station*) da unidade de produção. Na prática, é inputado um comando de abertura de válvula em um *software* supervisor que envia um sinal elétrico, este sinal trafega da plataforma até o módulo de controle submarino (SCM) da ANM através de uma linha flexível chamada umbilical eletro-hidráulico, energizando uma eletro-válvula interna ao SCM, e desta maneira, realizando a abertura ou fechamento da válvula (DA SILVA MASHIBA, 2011).

Na Figure 13 é apresentada uma visão geral de um sistema de controle submarino

Figure 13 - Visão geral de um sistema de controle submarino.
Fonte: (DA SILVA MASHIBA, 2011).



2.6 CONFIABILIDADE

De acordo com FOGLIATO e RIBEIRO (2009), a globalização econômica resultou em uma maior demanda por produtos e sistemas de alto desempenho a preços competitivos. Paralelamente, a necessidade de reduzir a ocorrência de falhas, tanto para diminuir custos quanto para mitigar riscos à segurança, tornou a confiabilidade um fator de crescente importância. Essa confiabilidade está associada à capacidade de um produto ou sistema operar de forma eficiente e sem falhas, o que leva à necessidade de uma análise criteriosa para garantir que esses itens atendam às expectativas durante seu ciclo de vida.

FOGLIATO e RIBEIRO (2009) destaca que a confiabilidade, em essência, refere-se à probabilidade de um item desempenhar suas funções corretamente dentro de um período de tempo determinado e sob condições previamente estabelecidas. Esse conceito é aplicado tanto a sistemas complexos quanto a componentes individuais, dependendo da abordagem e dos objetivos da análise. Portanto, garantir a confiabilidade significa assegurar que o item ou sistema atue conforme o esperado, prevenindo falhas que possam comprometer sua funcionalidade ou segurança.

Ainda segundo o autor, na década de 1970, o foco do estudo da confiabilidade estava na análise dos riscos de usinas nucleares, onde a confiabilidade acabou se tornando fundamental no desenvolvimento de análises de risco, sendo habitualmente utilizadas técnicas de confiabilidade como a FMEA (*Failure Mode and Effects Analysis*), que seria uma análise de modos e efeitos de falhas e uma outra técnica, conhecida como FTA (*Fault Tree Analysis*), análise da árvore de falhas. Normas como a ISO-9000 destacaram a relevância da confiabilidade na gestão da qualidade, e a manutenção centrada em confiabilidade ganhou destaque para otimizar o desempenho e a segurança de sistemas produtivos.

A confiabilidade ainda foi descrita pelo autor como uma característica conceituada em produtos de alto valor técnico, o que torna sua garantia essencial no desenvolvimento de produtos, onde muitas indústrias integram programas de confiabilidade dentro de suas empresas, aplicando e utilizando tanto técnicas quantitativas quanto qualitativas, como a FMEA, para assegurar a qualidade e o desempenho dos produtos.

A confiabilidade também é descrita de uma forma semelhante por (TORBERGSEN et al., 2012) como a capacidade de um sistema operar sem falhas, executando suas funções pretendidas dentro de um período específico. O autor também cita a classificação em duas partes de como a confiabilidade pode ser medida ou aplicada, sendo elas, qualitativa, que envolve a identificação e mapeamento das falhas que podem fazer com que um produto ou equipamento deixe de cumprir sua função pretendida; e quantitativa, que calcula, por meio de métodos probabilísticos ou de frequência, a probabilidade dessas falhas ocorrerem.

Conforme foi argumentado anteriormente, pode-se entender que quando falhas são apresentadas por um sistema, a compreensão dessas falhas acaba sendo essencial para evitar que se repitam. Após a identificação de incidentes e/ou acidentes, identificando em seguida os problemas, a confiabilidade foi mencionada como uma boa aliada, sendo aplicada e identificando os possíveis pontos de falhas futuras, garantindo que o sistema funcione prevenindo a reincidência de acontecimentos indesejados. Conforme a aplicação do (TORBERGSEN et al., 2012), onde após acontecimentos de incidentes, o autor identificou a necessidade da aplicação de uma confiabilidade em seu projeto.

2.7 A METODOLOGIA FMEA

A técnica FMEA, conhecida como Análise de Modos e Efeitos de Falha, tem sido amplamente aplicada e conhecida no campo da confiabilidade para identificar e avaliar falhas potenciais em produtos ou processos. Por meio dessa análise, é possível sugerir ações de mitigação e prevenção que visam eliminar ou, pelo menos, reduzir a probabilidade de ocorrência dessas falhas, estabelecendo uma ordem de prioridade para as ações. Além disso, após esses passos, é essencial documentar e registrar a análise realizada, servindo como um referencial técnico para futuras revisões e melhorias em novos projetos ou processos que possam surgir posteriormente (FOGLIATO e RIBEIRO, 2009).

A condução da análise deve ser designada a uma pessoa específica, porém os estudos e discussões da análise precisam conter a participação e ser realizados por uma equipe composta por profissionais com conhecimentos no projeto ou sistema em questão a ser discutido, garantindo que a aplicação e discussão reflitam fielmente o que ocorre na prática. Embora essa técnica possa ser vista em algumas ocasiões, após a ocorrência de incidentes ou falhas, ou até mesmo em momentos finais ou avançadas de um projeto, com o objetivo de evitar sua repetição, o recomendado é que a FMEA seja realizada nas etapas iniciais de um projeto. Isso permite a implementação de ações preventivas antes que falhas potenciais sejam introduzidas no projeto, promovendo a prevenção de futuros problemas e permitindo que ajustes sejam feitos de maneira mais eficaz (FOGLIATO e RIBEIRO, 2009).

Com a compreensão da metodologia FMEA, é necessário, numa etapa posterior, estruturar a análise para começar a desenvolver os diagramas e definir os parâmetros a serem avaliados. Inicialmente, após designar uma pessoa responsável pela análise e formar a equipe que trabalhará em conjunto, é essencial começar a reunir os históricos de problemas e falhas a serem estudados. Isso envolve compreender melhor os tipos de falhas anteriores ou possíveis, baseando-se em conhecimentos técnicos, especificações e relatórios de clientes, especialmente se o produto for destinado a outras empresas. Com esses fundamentos estabelecidos, cria-se uma tabela FMEA para organizar e documentar a identificação e avaliação dos modos potenciais de falha e seus impactos, definindo os parâmetros necessários para o estudo (FOGLIATO e RIBEIRO, 2009).

2.7.1 ESTRUTURA DE UMA PLANILHA FMEA

- Na seção dedicada à estruturação de uma planilha FMEA, é necessário considerar diversos aspectos que servem como parâmetros para a criação da tabela. Segundo FOGLIATO e RIBEIRO (2009), os parâmetros mais importantes, que serão descritos a seguir, incluem aspectos essenciais para uma análise eficaz. Estes parâmetros asseguram que a planilha FMEA seja completa e precisa, permitindo uma identificação clara dos modos de falha e a avaliação detalhada de seus impactos em um projeto.
- CABEÇALHO

O cabeçalho é definido em um documento sendo a parte que aparece no topo de cada página ou seção, geralmente contendo informações como o título, subtítulo, autor, data e outros dados que sejam relevantes. Em um contexto mais amplo, também pode se referir à introdução ou título que ajuda a identificar facilmente o conteúdo a ser apresentado.

Devem ser incluídos o número da FMEA, o setor ou departamento responsável pela análise, os dados dos participantes e a data de realização do documento. Essas informações são importantes para que o registro e futuras revisões sejam facilitados. Recomenda-se que esses dados sejam armazenados em um banco de dados para facilitar a busca e o rastreamento dos documentos (FOGLIATO e RIBEIRO, 2009).

- ITEM/FUNÇÃO

Após completar o cabeçalho, o próximo passo na criação de uma tabela FMEA é detalhar as colunas da planilha, que incluem a especificação do item e sua função. Para um entendimento claro, a tabela FMEA deve dividir o item em seus componentes, utilizando uma terminologia consistente com o projeto. A descrição das funções deve ser precisa, e cada função deve ser listada separadamente se o item desempenhar mais de uma função, facilitando a identificação de falhas associadas. Além disso, é essencial preencher completamente as colunas relacionadas ao item e à função antes de prosseguir com o estudo, organizando os itens conforme o diagrama de blocos para uma melhor visualização e discussão técnica (FOGLIATO e RIBEIRO, 2009).

- MODOS POTENCIAIS DE FALHA

Os modos de falha representam as formas pelas quais um item pode falhar em atender aos requisitos do projeto, e todos os modos relevantes devem ser registrados. É fundamental entender que um modo de falha pode impactar diferentes níveis hierárquicos do sistema e deve ser descrito tecnicamente com base na experiência da equipe e em dados de falhas anteriores FOGLIATO e RIBEIRO (2009).

- EFEITOS POTENCIAIS DE FALHA

Os efeitos potenciais de falha referem-se às deficiências percebidas pelo cliente como resultado dos modos de falha identificados. Normalmente, cada modo de falha gera um efeito específico, embora, em alguns casos, um único modo possa resultar em múltiplos efeitos (FOGLIATO e RIBEIRO, 2009).

- SEVERIDADE (S)

De acordo com a metodologia descrita por FOGLIATO e RIBEIRO (2009), a avaliação da severidade dos efeitos de falha é conduzida de forma qualitativa, utilizando uma escala de 1 a 10, onde 1 indica um efeito leve e 10 um efeito severo. Essa metodologia permite realizar a análise mesmo na ausência de dados quantitativos detalhados, facilitando a aplicação da FMEA em diversas indústrias. A equipe responsável pela FMEA deve definir e aplicar de maneira consistente o critério de severidade escolhido para garantir uma avaliação uniforme dos impactos. Na Figura 14 , a sugestão da escala utilizada para a avaliação da severidade dos efeitos de falha será apresentada.

Figura 14 - Tabela para a classificação de severidade.
Fonte: (FOGLIATO e RIBEIRO, 2009)

Severidade do efeito		Escala
Muito alta	Quando compromete a segurança da operação ou envolve infração	10
	a regulamentos governamentais	9
Alta	Quando provoca alta insatisfação do cliente, por exemplo, um	8
	veículo ou aparelho que não opera, sem comprometer a segurança	7
ou implicar infração		
Moderada	Quando provoca alguma insatisfação, devido à queda do desem-	6
	penho ou mau funcionamento de partes do sistema	5
Baixa	Quando provoca uma leve insatisfação, o cliente observa apenas	4
	uma leve deterioração ou queda no desempenho	3
Mínima	Falha que afeta minimamente o desempenho do sistema, e a	2
	maioria dos clientes talvez nem mesmo note sua ocorrência	1

- CAUSAS POTENCIAIS DE FALHA

A causa potencial de falha refere-se a deficiências no projeto que resultam em modos de falha. A análise bem-sucedida dessa etapa depende do conhecimento coletivo da equipe e de uma abordagem metódica, garantindo que todos os aspectos sejam contemplados. Identificar essas causas de forma detalhada é essencial para possibilitar melhorias no projeto (FOGLIATO e RIBEIRO, 2009).

- OCORRÊNCIA (O)

A ocorrência refere-se à probabilidade de um mecanismo ou causa identificada vir a se manifestar. Para medir essa probabilidade, é sugerido o uso de uma escala qualitativa de 1 a 10. Na ausência de dados quantitativos, a análise deve ser feita qualitativamente. Na Figura 15 é apresentada uma sugestão para esse critério (FOGLIATO e RIBEIRO, 2009). Caso seja possível obter uma base de dados confiável a respeito da taxa de falha de um componente ou sistema, a ocorrência pode ser calculada de forma quantitativa de acordo com a Equação 2.1.

$$\text{Ocorrência} = \left(\frac{\text{Taxa de Falha}}{0.000001} \right)^{0.20} \quad (2.1)$$

Figura 15 - Tabela para a classificação de ocorrência.
Fonte: (FOGLIATO e RIBEIRO, 2009)

Ocorrência de falha	Taxa de falha	Escala	
Muito alta	Falhas quase inevitáveis	100/1000	10
		50/1000	9
Alta	Falhas ocorrem com frequência	20/1000	8
		10/1000	7
Moderada	Falhas ocasionais	5/1000	6
		2/1000	5
		1/1000	4
Baixa	Falhas raramente ocorrem	0,5/1000	3
		0,1/1000	2
Mínima	Falhas muito improváveis	0,01/1000	1

- **CONTROLES DE PREVENÇÃO E DETECÇÃO**

Na coluna de controle de prevenção e detecção, é sugerido listar medidas planejadas para fortalecer o projeto contra falhas. Essas medidas devem incluir ações para reduzir a probabilidade de falhas e identificar problemas antes. Controles adicionais, caso necessários para projetos novos, é sugerido serem registrados na seção de ações recomendadas (FOGLIATO e RIBEIRO, 2009).

- **DETECÇÃO (D)**

Na avaliação de detecção, estima-se a capacidade em identificar causas ou modos de falha antes da liberação do componente para operação. Utiliza-se uma escala qualitativa de 1 a 10, onde 1 indica alta probabilidade de detecção e 10 baixa probabilidade. O critério de avaliação deve ser definido em consenso e aplicado de forma consistente. O critério sugerido está na Tabela 16 (FOGLIATO e RIBEIRO, 2009).

Figure 16 - Tabela para a classificação da detecção.
Fonte: (FOGLIATO e RIBEIRO, 2009)

Possibilidade de detecção		Escala
Muito Remota	O PVP não irá detectar esse modo de falha, ou não existe PVP	10
Remota	O PVP provavelmente não irá detectar esse modo de falha	9
Baixa	Há uma baixa probabilidade de o PVP detectar o modo de falha	8
Moderada	O PVP pode detectar o modo de falha	7
Alta	Há uma alta probabilidade de o PVP detectar o modo de falha	6
Muito Alta	É quase certo que o PVP irá detectar esse modo de falha	5
		4
		3
		2
		1

- **RISCO (R)**

O risco é determinado para orientar a hierarquização das ações recomendadas. Para calcular o risco, avaliam-se a severidade, a ocorrência e a detecção. Comumente, o risco é quantificado pela multiplicação desses três fatores (FOGLIATO e RIBEIRO, 2009).

- **AÇÕES RECOMENDADAS**

Medidas propostas para tratar ou mitigar problemas identificados são definidas como ações recomendadas, com foco em recomendações específicas para o item ou questão em análise. A situação é melhorada ou falhas são prevenidas por essas medidas. É sugerido que itens com maior risco sejam os únicos a receber ações recomendadas, garantindo que os esforços sejam direcionados de maneira mais eficiente (FOGLIATO e RIBEIRO, 2009).

Na Figura 17, uma tabela FMEA sugerida por FOGLIATO e RIBEIRO (2009) e estabelecida conforme mencionado anteriormente neste estudo, serão ilustrados todos os parâmetros integrados desta metodologia.

Figura 17 - “Exemplo de FMEA de Projeto – estudo do chicote elétrico do sistema de iluminação de um veículo.”

Fonte: (FOGLIATO e RIBEIRO, 2009)

(2)	(3)	(4)	(5)	(7)	(8)	(9)	(9)	10	(11)	(12)
Item / Função	Modo potencial de falha	Efeito	S	Causa	O	Controles de prevenção	Controles de detecção	D	R	Ação recomendada
Chicote do alternador	Circuito interrompido	Sistema de iluminação não opera	8	Rompimento de fios durante a montagem (por falha de projeto)	5	Treinamento	Teste de funcionalidade	3	120	Ampliar o uso de tubos corrugados para proteção de cantos metálicos
Levar energia do motor de partida para o alternador e caixa de fusíveis	Curto-circuito	Pane nos instrumentos do painel	8	Exposição de fios desencapados às partes metálicas da carroceria	5	Treinamento	Teste de funcionalidade	4	160	Ampliar o uso de tubos corrugados para proteção de cantos metálicos
	Circuito desconectado	Sistema de iluminação não opera	8	Falha no uso da trava de segurança	2		Teste de funcionalidade	2	32	
			8	Oxidação de terminais	4	Desenvolvimento de fornecedores	7	224	Desenvolver dispositivo para proteger terminais de umidade e pó	
	Circuito com conexão incorreta	Sistema de iluminação opera errado	8	Identificação inadequada de fios e conectores	6		Teste de funcionalidade	5	240	Aprimorar a bancada de testes de chicote
			8	Erro no manual de montagem	2	Revisão de procedimentos	3	48		
	Circuito queimado	Sistema de iluminação não opera	10	Aquecimento demasiado dos fios por percurso incorreto	3	Revisão de projeto	3	90		
			10	Aquecimento demasiado dos fios por falta de proteção	1		7	70		

2.8 OREDA (OFFSHORE RELIABILITY DATA)

O projeto foi estabelecido em 1981 em cooperação com a Diretoria Norueguesa de petróleo. O objetivo inicial do OREDA era coletar dados de confiabilidade para equipamentos de segurança. A organização atual, como um grupo cooperativo de várias empresas de petróleo, foi estabelecida em 1983, momento em que o escopo do OREDA foi ampliado para incluir dados de confiabilidade de uma ampla gama de equipamentos utilizados na exploração e produção de petróleo e gás (E&P). Equipamentos *offshore* de superfície e submarinos são principalmente abrangidos, mas alguns equipamentos onshore de E&P também estão incluídos, e a coleta de dados está sendo ampliada para esta indústria.

O projeto é dividido em duas principais publicações: Volume 1 e Volume 2, cada uma com foco específico. O Volume 1, publicado pela primeira vez em 1984 e mais recentemente em 2015, cobre dados de confiabilidade para equipamentos de superfície, como bombas, compressores e válvulas de superfície. Já o Volume 2, cuja primeira edição foi lançada em 1992 e a mais recente em 2015, concentra-se em equipamentos submarinos, incluindo árvores de natal, sistemas de controle submarino, dutos e *manifolds*, com o objetivo de fornecer dados para a avaliação e mitigação de riscos associados a operações *subsea*. O *Handbook*, oferece uma visão consolidada dos dados de confiabilidade e das metodologias de análise presentes nos Volumes 1 e 2, além de diretrizes para coleta de dados e análise de falhas, servindo como uma ferramenta de referência abrangente para engenheiros e profissionais da indústria.

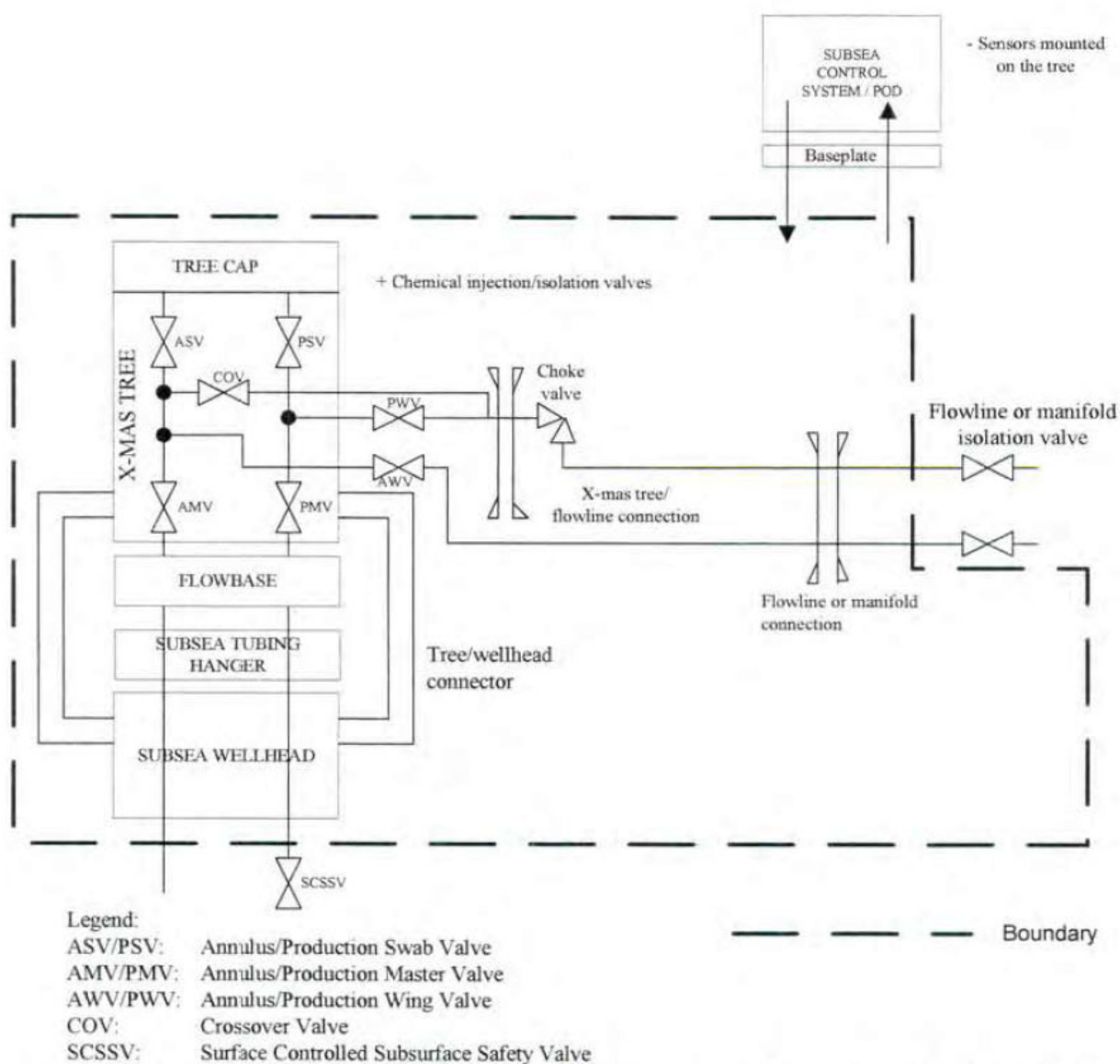
No contexto deste estudo, o Volume 2 do OREDA - *Subsea Equipment* (6ª edição, 2015) foi consultado e utilizado como referência para a análise da confiabilidade dos equipamentos submarinos ao longo de sua vida útil. Na Figura 18 é apresentada a população de equipamentos que foi incluída nos manuais de 2015 do OREDA, com foco nas fases (VI-IX). A maior parte dos equipamentos provém de instalações *offshore*, mas também foram incluídas algumas unidades de equipamentos de E&P *onshore*.

Figura 18 - População de equipamentos nos manuais de 2015 do OREDA.
Fonte: (OREDA, 2015)

Subsea Handbook (Volume 2)					
SYSTEM	EQUIPMENT CLASS	Data in 2009 ed.		Data in 2015 ed.	
		No. of units	Cumulated time in service (10 ⁶ h)	No. of units	Cumulated time in service (10 ⁶ h)
5. Subsea ⁶	5.1 Control Systems	122	3.8621	505	19.4786
	5.2 Flowlines	310	11.6842	653	25.7847
	5.3 Manifolds	106	3.5069	217	9.2619
	5.4 Pipelines	89	2.6401	97	2.9551
	5.5 Risers	146	5.5556	352	15.0987
	5.6 Running Tools	5	0.2687	30	1.3702
	5.7 Templates	15	0.54	23	1.1632
	5.8 Wellheads & X-mas Trees	262	9.1129	482	18.803
SUM SUBSEA		1055	37.1705	2359	93.9154

Na Figura 19 é ilustrada a definição do escopo de equipamentos do limite de estudo do OREDA, *wellhead* (cabeça de poço) e *x-mas trees* (árvores de natal molhada).

Figura 19 - Campo do limite de equipamentos de estudos do OREDA.
Fonte: (OREDA, 2015)



Na Figura 20 é ilustrada o formato padrão utilizado pelo OREDA para o preenchimento dos modos de falha e suas respectivas taxas de falha. Nessa tabela, são registrados os diferentes modos de falha identificados para cada tipo de equipamento. Cada modo de falha é acompanhado pela taxa de falha calculada a partir dos dados operacionais coletados.

Adicionalmente, na Figura 20 encontra-se a coluna referente ao Tempo de calendário (*calendar time*), expresso por 10^6 horas. A Figura 20 mostra também o número de falhas ocorridas durante esse tempo, seguida pela Taxa de Falha (*Failure Rate*) também expressa em 10^6 horas, que quantifica a probabilidade de falha por milhão de horas de operação. Dentro dessa taxa de falha, o OREDA apresenta valores para os limites: Inferior (*lower*), Médio (*mean*), e Superior (*upper*), e uma coluna para o *Active Responsible time*, que apresenta a média de horas de operação do equipamento em questão.

Os termos *Lower*, *Mean* e *Upper* são frequentemente referidos como parâmetros estatísticos utilizados para descrever a distribuição de taxas de falha de um componente ou sistema.

- *Lower* (Limite Inferior): O valor mais baixo no intervalo de confiança ou na faixa estimada para a taxa de falha.
- *Mean* (Média): O valor médio no intervalo de confiança ou na faixa estimada para a taxa de falha.
- *Upper* (Limite Superior): O valor mais alto no intervalo de confiança ou na faixa estimada para a taxa de falha.

Quando a taxa de falha é expressa por 10^6 horas na tabela do OREDA, uma forma comum de padronizar a taxa de falha, seria expressada sendo uma chamada de “Taxa de falha por milhão de horas”. Isso significa que a taxa de falha é calculada para cada milhão de horas de operação.

A fórmula básica utilizada no OREDA para o cálculo da taxa de falha pode ser expressa como:

$$\lambda = \frac{n}{T} \quad (2.2)$$

onde λ representa a taxa de falha, n é o número de falhas registradas e T refere-se ao tempo total de operação do equipamento. O conceito de MTTF (*Mean Time to Failure*) também é amplamente utilizado para representar o tempo médio até a falha de um componente, sendo este obtido pelo inverso da taxa de falha, isto é:

$$MTTF = \frac{1}{\lambda} \quad (2.3)$$

O comportamento da taxa de falha ao longo do tempo é representado pela curva da banheira, um modelo amplamente utilizado na análise de confiabilidade. Essa curva descreve três fases distintas: a fase de mortalidade infantil, em que a taxa de falha é alta devido a defeitos iniciais; a fase de vida útil, caracterizada por uma taxa de falha relativamente constante; e a fase de desgaste, na qual a taxa de falha aumenta devido ao envelhecimento dos componentes. Dessa forma, os dados fornecidos pelo OREDA permitem que engenheiros utilizem essas informações para prever falhas, otimizar programas de manutenção preventiva e melhorar a confiabilidade dos sistemas.

Figura 20 - Taxa de falhas do OREDA.
Fonte: (OREDA, 2015)

Taxonomy no		Item						
Population	Installations	Calendar time (10 ⁶ hours)						
Severity class / Failure mode	No of units	No of failures	Failure rate (per 10 ⁶ hours)				Active rep. time (hrs)	
			Lower	Mean	Upper	SD	n / τ	Mean
SUBUNIT NO 1								
Severity class								
Failure modes								
Component no 1.1								
Severity class								
Failure modes								
Component no 1.p								
Severity class								
Failure modes								

3 MÉTODO PROPOSTO

Este capítulo tem como objetivo demonstrar a aplicação da técnica de confiabilidade FMEA, com foco na válvula *Master* de Produção (M1). A análise será concentrada exclusivamente na válvula gaveta master de produção, situada na árvore de natal e atuando como a segunda barreira de segurança do poço.

A escolha dessa válvula para a análise FMEA foi motivada pela sua importância crítica na operação e segurança de um sistema SPS. A metodologia FMEA adotada será baseada nos princípios estabelecidos por FOGLIATO e RIBEIRO (2009), garantindo uma abordagem estruturada e fundamentada para a análise de falhas.

3.1 SELEÇÃO DA VÁLVULA M1

Conforme foi explicado na Seção 2.2.2, a norma norueguesa NORSOK et al. (2013) define que são necessários pelo menos duas barreiras de segurança para garantir que um sistema de produção possa estar operável.

Desta maneira, na Figura 4 é possível analisar um esquema fundamentado no conceito acima para uma aplicação típica do modo de produção com uma ANM instalada em uma cabeça de poço. Nesta ilustração nota-se que a DHSV funciona como uma primeira barreira de segurança isolando o fluxo de hidrocarbonetos do poço para os equipamentos de superfície, servindo portanto como barreira primária fundamental (em azul). Como segunda barreira, após a DHSV, nota-se que o elemento secundário e imediato passa a ser a válvula principal da árvore de natal (M1), e portanto, em caso de falha da DHSV esta válvula passa a ter um papel mais crítico na hierarquia de barreira do poço.

Pelos motivos apresentados anteriormente, entende-se que a válvula M1 é a principal válvula de um sistema de produção submarino e será portanto o motivo de ser selecionada para realização de uma análise de confiabilidade.

Como informação complementar, foi encontrado certo grau de dificuldade para identificação dos modos de falha da válvula DHSV. Conforme citado na Seção 2.8, o campo de aplicação do OREDA se limita aos equipamentos que estão situados acima da cabeça de poço, restringindo desta forma equipamentos presentes no interior do poço, como é o caso da válvula DHSV.

3.2 APLICAÇÃO DO MÉTODO FMEA

Devido a importância da válvula M1, é conveniente aplicar um método qualitativo que seja capaz de avaliar de forma técnica e minuciosa os modos de falha, causas e efeitos destas válvulas, de forma que seja possível classificar os maiores riscos para as falhas e priorizar contramedidas e aplicação de recursos para os casos mais críticos.

3.2.1 Identificação dos Modos de Falha

Para identificação dos modos de falha da válvula M1, foi utilizado como ponto de partida o banco de dados do OREDA.

Devido a função crítica de isolamento do fluxo de produção do poço, a válvula M1 se encaixa na classificação de componente “*Valve, Process Isolation*”. No capítulo “*Wellheads and X-mas Trees*” do (Oreda, 2015) foi possível obter a lista dos modos de falhas conforme é apresentado no Quadro 1, e também foi possível extrair informações importantes a respeito das suas causas e ocorrência, conforme é apresentado no Quadro 2.

Quadro 1 - Lista de modos de falhas.
Fonte: (OREDA, 2015)

Lista de modos de falha (<i>List of Failure Modes</i>) Vol. 2 Subsea Equipment 6^a ed.	
ABW	<i>Abnormal wear</i> (Desgaste anormal)
COM	<i>Combined/common cause</i> (Causa combinada/comum)
ELP	<i>External leakage - process medium</i> (Vazamento externo - meio do processo)
ELU	<i>External leakage - utility medium</i> (Vazamento externo)
FTC	<i>Fail to close/lock</i> (Falha ao fechar/travar)
FTF	<i>Fail to function on demand</i> (Falha ao funcionar sob demanda)
FTO	<i>Fail to open/unlock</i> (Falha ao abrir/destravar)
HTF	<i>Heating failure</i> (Falha de aquecimento)

ILP	<i>Internal leakage</i> - process medium (Vazamento interno - meio do processo)
ILU	<i>Internal leakage</i> - utility medium (Vazamento interno)
INF	<i>Insulation failure</i> (Falha de isolamento)
LCP	<i>Leakage in closed position</i> (Vazamento em posição fechada)
LOB	<i>Loss of barrier</i> (Perda de barreira)
NON	<i>No immediate effect</i> (Sem efeito imediato)
OTH	<i>Other</i> (Outro)
PLU	<i>Plugged/chocked</i> (Entupido/obstruído)
SPO	<i>Spurious operation</i> (Operação esporádica)
STD	<i>Structural failure</i> (Falha estrutural)
UNK	<i>Unknown</i> (Desconhecido)

Quadro 2 - Mecanismo de falha x Modo de falha.

Fonte: (OREDA, 2015)

Component	Failure mechanism	ABW	COM	DOP	ELP	ELU	FTC	FTF	FTO	HIO	ILP	INF	LCP
Valve, choke	Blockage												
	Breakage		2				10	4					
	Clearance/alignment failure							3					
	Contamination						2	2					
	Control failure						2	4					
	Deformation					1							
	Erosion	2	1					3					
	External influence - general	1							1				
	Instrument failure - general								1				
	Leakage	1			1	1	1		6				
	Material failure - general								2				
	Mechanical failure - general		5					4	23	1			
	Sticking							2	3	1			
	Other failure mechanism(s)		2						1				
Valve, control	Blockage												
	Breakage							1					
	Control failure							1		1			
	Corrosion					1				1			
	Leakage												
	Out of adjustment							3		16			
	Sticking												
Valve, process isolation	Blockage						1		2				
	Breakage					1			2				
	Clearance/alignment failure						3						
	Common mode failure								2				
	Contamination											1	
	Control failure								1				
	Deformation												
	Faulty signal/indication/alarm									1			
	Leakage				2	9	2						25
	Looseness					1							
	Material failure - general								1				1
	Mechanical failure - general							8					13
	No cause found									1			
Sticking							1		4				
Unknown failure mechanism							1						
Valve, utility isolation	Blockage						1		1				
	Breakage												
	Contamination											1	
	Control failure								1				
	Corrosion											1	
	Deformation												
	Faulty power/voltage												
	Leakage					3	1						4
	Mechanical failure - general							6		1			
	Sticking							1		2			
Other failure mechanism(s)													

Com base nas informações adquiridas, e na experiência técnica em ambientes de testes de ANM em fábrica, foi estruturada a lista abaixo com os modos de falha que ocorrem com maior frequência e que por este motivo serão levados em consideração na análise FMEA:

- a) LCP - Vazamento na posição fechada (*Leakage in closed position*);

- b) ELU - Vazamento externo de fluidos auxiliares (*External leakage utility medium*);
- c) FTC - Falha ao fechar (*Fail to close/lock*);
- d) FTO - Falha ao abrir (*Fail to open/unlock*).

3.3 CONSTRUÇÃO DA PLANILHA

Inicialmente, com base no que foi apresentado por FOGLIATO e RIBEIRO (2009), foi criada uma planilha FMEA utilizando o *software microsoft excel*, conforme apresentado no Quadro 3.

Quadro 3 - Modelo de Planilha FMEA a ser utilizada no estudo.
 Fonte: Adaptado de (FOGLIATO e RIBEIRO, 2009).

Análise dos Modos e Efeitos de Falha										
FMEA Revisão do documento: Data: Departamento responsável: Engenharia										
Item / Função	Modo potencial de falha	Efeito	S	Causa	O	Controles de prevenção	Controles de detecção	D	R	Ação recomendada

3.3.1 Severidade (S)

A severidade das falhas foi avaliada utilizando-se uma escala de 1 a 10, que varia de mínima a muito alta, conforme a metodologia de FOGLIATO e RIBEIRO (2009) sugere.

A classificação foi aplicada para determinar a severidade das falhas no sistema, sendo classificadas em mínimas até graves.

3.3.2 Cálculo de Ocorrência da Falha (O)

Para realizar o cálculo de ocorrência de falha, foi utilizado as tabelas do OREDA onde são apresentadas as taxas de falha para cada modo de falha, já considerando a criticidade. Os dados fornecidos são baseados em falhas reais dos equipamentos operando no campo.

A taxa de falha é uma medida que descreve a frequência com que um componente falha durante um determinado período de operação, no caso do OREDA, é expressa por milhão de horas de operação (10^6). A taxa de falha utilizada do OREDA foi a *Failure Rate Upper*, por ser o valor mais alto no intervalo de confiança.

Conforme pode ser observado no Quadro 4 para o modo de falha LCP, considerando o limite superior, a taxa de falha (λ) é 1.05, o que significa que o equipamento apresenta esta falha uma vez aproximadamente a cada um milhão de horas de operação.

Quadro 4 - Exemplo de obtenção de taxa de falha.
Fonte: Adaptado de (OREDA, 2015).

Volume 2 – Subsea Equipment		172		OREDA-2015					
Taxonomy no 5.8		Item Wellheads & X-mas trees		Calendar time (10 ⁶ hours) 18.803					
Population 482	Installations 95	No of units	No of failures	Failure rate (per 10 ⁶ hours)					Active rep. time (hrs)
Severity class/failure mode				Lower	Mean	Upper	SD	n / c	Mean
Plugged/choked			2	0.00	0.15	0.60	0.22	0.14	27.9
Other failure mode(s)			1	0.00	0.08	0.20	0.45	0.07	-
<i>Incipient</i>			4	0.10	0.28	0.53	0.14	0.27	2.0
Combined/common cause			1	0.00	0.06	0.31	0.13	0.07	-
External leakage - process medium			3	0.00	0.24	1.14	0.47	0.20	2.0
Valve, control		682	41	0.01	5.66	23.50	8.94	1.52	22.9
<i>Critical</i>			40	0.01	5.54	22.86	8.68	1.49	22.9
External leakage - utility medium			1	0.00	0.03	0.10	0.04	0.04	4.0
Fail to function on demand			5	0.00	0.50	2.25	0.89	0.19	45.6
Fail to open/unlock			1	0.00	0.03	0.10	0.04	0.04	4.0
High output			17	0.00	2.36	10.42	4.10	0.63	16.4
Low output/performance			3	0.00	0.47	2.39	1.02	0.11	22.0
Plugged/choked			12	0.00	1.87	8.19	3.20	0.45	27.4
Other failure mode(s)			1	0.00	0.11	0.61	0.33	0.04	14.5
<i>Incipient</i>			1	0.00	0.11	0.61	0.33	0.04	25.0
External leakage - process medium			1	0.00	0.11	0.61	0.33	0.04	25.0
<i>Valve, other</i>		16	1	0.00	0.82	3.14	1.16	-	-
Valve, process isolation		4073	99	0.00	0.68	2.47	0.91	0.66	22.1
<i>Critical</i>			72	0.00	0.49	1.90	0.70	0.48	25.3
External leakage - process medium			1	0.00	0.01	0.03	0.02	0.01	7.0
External leakage - utility medium			6	0.00	0.06	0.35	0.16	0.04	20.7
Fail to close on demand			14	0.00	0.11	0.63	0.30	0.09	50.0
Fail to open/unlock			13	0.00	0.09	0.45	0.33	0.09	48.1
Leakage in closed position			34	0.00	0.19	1.05	0.55	0.23	11.4
Plugged/choked			2	0.00	0.01	0.02	0.09	0.01	9.3
Spurious operation			1	0.00	0.01	0.03	0.02	0.01	12.5
Other failure mode(s)			1	0.00	0.01	0.01	0.06	0.01	40.0
<i>Degraded</i>			16	0.00	0.15	0.79	0.53	0.11	3.3
External leakage - process medium			1	0.00	0.01	0.02	0.04	0.01	-
External leakage - utility medium			4	0.00	0.04	0.18	0.17	0.03	4.0
Leakage in closed position			2	0.00	0.01	0.07	0.05	0.01	2.0
Other failure mode(s)			9	0.00	0.10	0.23	0.52	0.06	-
<i>Incipient</i>			11	0.00	0.05	0.30	0.16	0.07	5.0
External leakage - process medium			3	0.00	0.02	0.10	0.08	0.02	2.0
External leakage - utility medium			2	0.00	0.01	0.07	0.03	0.01	24.0
Leakage in closed position			6	0.00	0.03	0.14	0.06	0.04	1.8

De posse dos valores da taxa de falha, a Equação 2.1 foi aplicada sendo possível obter o valor de ocorrência para cada modo de falha e posteriormente a classificação na escala de 1 a 10 de acordo com o valor calculado. Os dados utilizados para os modos de falha foram os seguintes:

- Para o LCP: 1, 05 × 10⁻⁶;
- Para o ELU: 0, 35 × 10⁻⁶;
- Para o FTC: 0, 63 × 10⁻⁶;
- Para o FTO: 0, 45 × 10⁻⁶.

3.3.3 Detecção (D)

A detecção das falhas foi classificada em uma escala de 1 a 10, que vai de muito alta a muito remota, seguindo a metodologia de FOGLIATO e RIBEIRO (2009). Esta escala foi utilizada para avaliar a probabilidade de identificar falhas antes que causem efeitos adversos.

3.3.4 Risco (R)

O risco (R) foi calculado pela multiplicação dos valores atribuídos à severidade, à ocorrência e à detecção. A fórmula de cálculo do risco foi referenciada também pela metodologia de FOGLIATO e RIBEIRO (2009), proporcionando uma avaliação integrada do risco associado a cada falha.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

De acordo com o que foi apresentado no método proposto para a avaliação da ocorrência dos modos de falha, foram obtidos os seguintes resultados.

1. LCP:

$$\text{Ocorrência}_{\text{LCP}} = \left(\frac{1,05 \times 10^{-6}}{0,000001} \right)^{0,20} = (1,05)^{0,20} \approx 1,01$$

2. ELU:

$$\text{Ocorrência}_{\text{ELU}} = \left(\frac{0,35 \times 10^{-6}}{0,000001} \right)^{0,20} = (0,35)^{0,20} \approx 0,78$$

3. FTC:

$$\text{Ocorrência}_{\text{FTC}} = \left(\frac{0,63 \times 10^{-6}}{0,000001} \right)^{0,20} = (0,63)^{0,20} \approx 0,87$$

4. FTO:

$$\text{Ocorrência}_{\text{FTO}} = \left(\frac{0,45 \times 10^{-6}}{0,000001} \right)^{0,20} = (0,45)^{0,20} \approx 0,82$$

A conversão dos valores calculados para a escala de 1 a 10 foi realizada conforme a Figura 15. Os resultados obtidos foram:

Quadro 5 - Taxas de Falha, Ocorrências e Escalas dos Modos de Falha.
Fonte: Própria do autor do projeto.

Modo de Falha	Taxa de Falha (Upper)	Ocorrência	Escala
LCP	$1,05 \times 10^{-6}$	1,01	1
ELU	$0,35 \times 10^{-6}$	0,78	1
FTC	$0,63 \times 10^{-6}$	0,87	1
FTO	$0,45 \times 10^{-6}$	0,82	1

No Quadro 6 é apresentada a tabela FMEA completa para a válvula master de produção da ANM (M1), identificando os principais modos de falha e seus possíveis impactos no sistema de produção submarino.

Com base no Quadro 6, os modos de falha foram classificados conforme seus níveis de risco, e são resumidos no Quadro 7.

Conforme apresentado no resultado acumulado do FMEA, no que diz respeito à classificação de riscos (R), uma avaliação estruturada dos riscos é demonstrada, com os mais elevados sendo indicados pelas cores mais avermelhadas. Riscos médios foram representados pelas cores amarelas, enquanto riscos levemente considerados foram classificados pelas amarelas mais fracas. Causas sem riscos foram classificadas sem cores, sendo representadas pela cor branca.

Quadro 6 - Preenchimento da Planilha FMEA - M1.
Fonte: Adaptado de (FOGLIATO e RIBEIRO, 2009).

Análise dos Modos e Efeitos de Falha: Válvula Master de Produção de uma ANM (M1)										
FMEA Revisão do documento: 0 Data: Setembro/2024 Departamento responsável: Engenharia										
Item / Função	Modo potencial de falha	Efeito	S	Causa	O	Controles de prevenção	Controles de detecção	D	R	Ação recomendada
Válvula M1				Desgaste nas vedações metal x metal entre a gaveta e a sede ou elastoméricas (Lip Seal)		Seguir os requisitos de teste dos procedimentos do projeto	Teste de Aceitação de Fábrica (FAT)	1	9	
	LCP - Vazamento na posição fechada	Impossibilidade de interromper o fluxo de hidrocarbonetos	9	Corrosão interna em componentes críticos	1	Criação de proteções para as áreas de vedação que ficam expostas	Inspeção visual periódica em fábrica	6	54	Incluir deposição de inonel através do processo de cladding
	ELU - Vazamento externo - Fluidos auxiliares (Fluidos hidráulicos de Controle: HW443, Castrol Brayco)	Perda de controle da válvula	7	Danos em linhas (umbilical ou tubing da ANM) ou conexões hidráulicas	1	Realizar plano de movimentação da ANM	Criação de processo de checklist do sistema hidráulico após o Teste de Aceitação de Fábrica (FAT)	3	21	
		Parada de produção.	7	Pressurização excessiva no sistema hidráulico		Seguir os requisitos de teste dos procedimentos do projeto	Teste de Aceitação de Fábrica (FAT)	1	7	
Responsável por controlar o fluxo de produção de hidrocarbonetos na ANM.	FTC - Falha ao fechar	Impossibilidade de interromper o fluxo de hidrocarbonetos	9	Bloqueio por resíduos	1	Injeção química em pontos estratégicos do equipamento (Ex. Utilização de MeOH)	Realizando passagem de PIG na tubulação de produção através da válvula PIG-XO	3	27	
				Obstrução no sistema de compensação do atuador		Garantir que a válvula esfera do sistema de compensação esteja aberta durante a instalação	3	27		
					Pressão excessiva à montante da válvula	1		Através do monitoramento do PT presente entre a M1 e a W1	2	18
	FTO - Falha ao abrir	Interrupção da produção	9	Falha no atuador hidráulico	1	Seguir os requisitos de teste dos procedimentos do projeto	Implementação de uma redundância no sistema de controle, duas eletrônicas de comunicação independentes uma da outra.	4	36	Aumentar o nível do requisito de inspeção, exemplo: PSL3 -> PSL3G

Quadro 7 - Resultado Acumulado do FMEA - Risco (R) = (S X O X D).
Fonte: Própria do autor do projeto.

Modo Potencial de Falha Associado	Causas	(S)	(O)	(D)	(R)	Ação Recomendada
LCP - Vazamento na posição fechada	Corrosão interna em componentes críticos	9	1	6	54	SIM
FTO - Falha ao abrir	Falha no atuador hidráulico	9	1	4	36	SIM
FTC - Falha ao fechar	Bloqueio por resíduos	9	1	3	27	N/A
FTC - Falha ao fechar	Obstrução no sistema de compensação do atuador	9	1	3	27	N/A
Fluidos auxiliares (Fluidos hidráulicos de Controle)	Danos em linhas (umbilical ou tubing da ANM) ou conexões hidráulicas	7	1	3	21	N/A
FTO - Falha ao abrir	Pressão excessiva à montante da válvula	9	1	2	18	N/A

No Quadro 7, oito causas foram avaliadas a partir da análise do Quadro 6, com os riscos classificados dos menores aos maiores (de baixo para cima na coluna de riscos R).

Concluiu-se que duas causas, relativas ao desgaste nas vedações e à pressurização excessiva no sistema hidráulico, foram totalmente descartadas como riscos. Outras duas causas, danos em linhas ou conexões hidráulicas e pressão excessiva à montante da válvula, foram classificadas como riscos consideravelmente leves, representados por cores amarelas fracas, com notas de risco (R) de 18 e 21, respectivamente. Duas causas adicionais, bloqueios por resíduos e obstrução no sistema de compensação do atuador, foram consideradas riscos moderados, representados por cores amarelas um pouco mais fortes, com nota de risco (R) 27. A falha no atuador hidráulico foi classificada como risco moderado, com uma nota de risco (R) 36, sendo ilustrada com uma cor levemente avermelhada, indicando uma detecção mais significativa. A falha com maior risco identificada foi a corrosão interna e componentes críticos, com uma nota de risco (R) 54 e a cor mais avermelhada, refletindo um risco mais elevado.

As ações recomendadas foram direcionadas exclusivamente para os riscos classificados como críticos, ou seja, aqueles que apresentaram coloração vermelha na análise. Essas ações de mitigação foram estipuladas para lidar de maneira específica com os riscos mais elevados identificados.


Como pode ser observado na Quadro 6, um fator que se destacou positivamente foi a baixa ocorrência encontrada para todos os modos de falha, se enquadrando na Escala 1 de ocorrência, que corresponde a uma taxa de falha de 0,01 por mil horas, indicando uma ocorrência extremamente baixa. Esse resultado está

alinhado com a evidência de que falhas em tais equipamentos são raras, conforme indicado pelo banco de dados OREDA.

A alta complexidade dos testes e a eficiência dos processos de fabricação e operação indicam que, com os controles de prevenção e detecção adequados, a probabilidade dessas falhas tende a diminuir e ser baixa, o que contribui diretamente para a redução do risco, como mostrado no Quadro 8.

Quadro 8 - Resultado do modo de falha LCP (Vazamento na Posição Fechada).

Fonte: Própria do autor do projeto.



Modo potencial de falha	Efeito	S	Causa	O	Controles de prevenção	Controles de detecção	D	R	Ação recomendada
LCP - Vazamento na posição fechada	Impossibilidade de interromper o fluxo de hidrocarbonetos	9	Desgaste nas vedações metal x metal entre a gaveta e a sede ou elastoméricas (Lip Seal)	1	Seguir os requisitos de teste dos procedimentos do projeto	Teste de Aceitação de Fábrica (FAT)	1	9	
			Corrosão interna em componentes críticos		Criação de proteções para as áreas de vedação que ficam expostas	Inspeção visual periódica em fábrica	6	54	Incluir deposição de inonel através do processo de cladding

Conforme apresentado no Quadro 8, o modo de falha LCP, relacionado ao vazamento na posição fechada, foi analisado a partir de duas possíveis causas distintas: desgaste nas vedações e corrosão interna. Verificou-se que ambas as causas possuíram os mesmos valores de severidade e ocorrência, contudo, resultaram em riscos distintos devido à variação na detecção. A detecção do desgaste nas vedações foi classificada com valor 1, indicando que essa falha pode ser identificada com maior facilidade em comparação à corrosão interna, que apresentou um valor de detecção de 6, tornando sua identificação mais difícil. Como o risco é calculado pela multiplicação entre severidade, ocorrência e detecção, concluiu-se que, apesar da alta severidade, a combinação de baixa detecção e baixa ocorrência no caso do desgaste nas vedações resultou em um risco final de 9. Em contrapartida, a dificuldade de detecção da corrosão interna elevou o risco para 54,

ressaltando a importância da detecção eficiente na mitigação de riscos, em casos de situações de alta severidade.

Conclui-se que, em situações em que o modo de falha apresenta alta severidade e baixa ocorrência, como observado no sistema de produção submarina (SPS), torna-se essencial que a detecção dessas falhas seja aprimorada. Para mitigar o risco, é fundamental que a identificação da falha ocorra de forma rápida e eficiente. Embora a severidade possa permanecer elevada, como é comum em sistemas complexos, a combinação de baixa ocorrência e uma detecção eficaz pode reduzir significativamente o risco. Portanto, reforça-se que a melhoria na capacidade de detecção é crucial para a diminuição dos riscos em sistemas de alta complexidade.

Parte disto tem relação direta com as normas regulamentadas pela indústria do petróleo em geral, que prioriza tópicos relacionados a manutenção preventiva, inspeções periódicas e monitoramento contínuo para minimizar os riscos operacionais.

De modo geral, pode-se observar que, em comparação com outras análises e considerada como um risco médio, o que indica que o mercado offshore está avançando na direção correta em sua confiabilidade. Embora a severidade tenha recebido notas elevadas e continue possivelmente alta devido à complexidade dos sistemas submarinos e outros fatores relacionados, a ocorrência demonstrou um resultado positivo, apresentando baixa em toda análise. Isso sugere que a detecção dessas falhas é a principal área a ser aprimorada. Em resumo, a baixa ocorrência associada à alta severidade ressalta a importância de focar na melhoria da capacidade de detecção. Quanto mais eficiente for a detecção das falhas, menor será o risco final, contribuindo para uma maior confiabilidade dos produtos e processos.

Esses resultados enfatizam a importância da análise de confiabilidade e a aplicação do banco de dados OREDA na indústria offshore, fornecendo dados que ajudam a realizar tomada de decisões em ambientes de alta criticidade, como é o caso deste estudo envolvendo a válvula gaveta “M1” de uma árvore de natal molhada.

As ações recomendadas foram discutidas com o objetivo de aumentar a confiabilidade do sistema e reduzir os riscos associados.

Pode-se concluir que sempre há espaço para melhorias contínuas na engenharia. Identifica-se que a otimização da capacidade de detecção de falhas deve ser priorizada. A necessidade de revisar e aprimorar procedimentos, documentação técnica, fiscalização e manutenção periódica é evidenciada, com o objetivo de melhorar a detecção e reduzir os riscos. Demonstra-se que, na engenharia, a busca constante por aprimoramentos em cada análise e produto é essencial para assegurar a evolução contínua dos sistemas e processos.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente projeto teve como finalidade desenvolver uma análise de falhas utilizando o método FMEA para a principal válvula de uma árvore de natal molhada quando atua em operação de trabalho *offshore*, visando identificar as possíveis falhas e suas causas e efeitos, bem como criar ações e medidas de controle para mitigar os riscos que podem comprometer a integridade do produto e reduzir a eficiência das operações. Visto que em sistemas SPS é fundamental avaliar a confiabilidade das operações envolvendo abertura e fechamento de válvulas gaveta, especialmente devido à natureza de alto risco da indústria de óleo e gás, caracterizada por altas pressões de trabalho.

Entre as principais vantagens que o FMEA trouxe para o estudo, destaca-se a capacidade de sistematizar e monitorar regularmente o estado das válvulas, identificando precocemente possíveis falhas ou anomalias. Isso permite uma intervenção proativa para corrigir os problemas antes que se tornem críticos, aumentando assim a confiabilidade operacional do sistema. Além disso, a utilização do FMEA facilita a implementação de medidas de mitigação de falhas específicas para cada tipo de problema identificado, melhorando ainda mais a segurança e eficiência das operações.

A aplicação da FMEA em sistemas submarinos também difere significativamente de ambientes mais acessíveis devido às condições específicas do ambiente submarino, como dificuldade de acesso, pressão elevada, corrosão, temperaturas extremas e complexidade operacional. Em sistemas submarinos, a manutenção e reparo são difíceis e caros, exigindo uso de ROVs ou submarinos tripulados, o que aumenta a necessidade de um planejamento meticuloso e de sistemas redundantes para garantir a segurança e funcionalidade. Além disso, as falhas em ambientes submarinos podem ter consequências graves e altos custos financeiros e ambientais, exigindo uma abordagem mais robusta e detalhada na FMEA. Em comparação, ambientes acessíveis permitem intervenções rápidas e menos complexas, com menores custos e riscos associados, tornando a aplicação da FMEA menos intensiva e exigente.

Essas influências não se limitam apenas ao *design* de válvulas submarinas. As descobertas desta pesquisa também podem ter um impacto significativo em outros projetos do ramo, estimulando a continuidade e o aprimoramento dos estudos de análise de risco. Para organizações que ainda não implementaram essa prática, este estudo pode servir como incentivo para iniciar a adoção dessas medidas essenciais. Às vezes, a análise de risco é negligenciada em projetos, considerada custosa ou desnecessária. No entanto, é fundamental fortalecer as medidas de segurança em qualquer projeto ou ambiente organizacional. Embora frequentemente vista como custosa, a implementação adequada de análises de risco pode resultar em economias significativas a longo prazo, além de garantir a conformidade com regulamentações rigorosas e normas de segurança específicas do setor.

REFERÊNCIAS

OREDA. ***Offshore reliability data handbook***, Volume 2, v. 2. Stavanger, Norway: OREDA Participants/Norwegian Petroleum Directorate, 2015. 6th ed.

ALVES, A. L. R. **Disponibilidade instantânea de poços submarinos durante a fase de produção—visão de segurança operacional**. 2012. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2012.

BAI, Y.; BAI, Q. ***Subsea engineering handbook***. Gulf Professional Publishing, 2018.

BRANSKI, R. M. **Logística na cadeia do petróleo: uma revisão sistemática**. Revista ANPET: Associação Nacional de Pesquisa e Ensino em Transportes, Ouro Preto, MG, p. 915–927, 2015.

DA SILVA MASHIBA, M. H. **A Influência dos Parâmetros de Operação e Projeto no Desempenho de Atuação Hidráulica de Válvulas Submarinas do Tipo Gaveta**. 2011. Tese (Doutorado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

DE VASCONCELOS, A. L. M. **Análise e Implementação de Controle de Vibração em Risers Utilizando Elementos Flutuantes em Sistemas Submarinos**. 2015. Dissertação (Mestrado em Engenharia Naval e Oceânica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015. Disponível em: https://w1files.solucaoatrio.net.br/atrio/ufrj-peno_upl//THESIS/6000132/2015_mestrando_andre_luiz_moura_de_vasconcelos_20200404222259595.pdf. Acesso em: 07 set. 2024.

DOS SANTOS, J.; MORAIS, C.; ABREU, D.; et al. **Análise da integridade de poços de petróleo: avanços em termos de confiabilidade e risco**. 2019.

FANCHI, J. R.; CHRISTIANSEN, R. L. ***Introduction to petroleum engineering***. John Wiley & Sons, 2016.

FOGLIATO, F.; RIBEIRO, J. L. D. **Confiabilidade e manutenção industrial**. Elsevier Brasil, 2009.

MOREIRA, J. F. M.; D'ALMEIDA, A. L. **Indústria de petróleo e gás: acidentes relevantes no mundo**. 2018.

NORSOK D-010. ***Well integrity in drilling and well operations***. Norsok Standard D-010 Rev, v. 4, 2013.

PORTO, H. G. **Adaptação do atuador de válvula gaveta submarina de águas profundas para atuação em menor lâmina d'água e baixa pressão na linha de controle.** 2013.

SILVESTRE, B. D. S.; DALCOL, P. R. T. **Conexões de conhecimento e posturas tecnológicas das firmas: evidências da aglomeração industrial de petróleo e gás da Bacia de Campos.** *Gestão & Produção*, v. 14, p. 221–238, 2007.

TECHNIPFMC. **Media Gallery - TMiEPCi. 2024.** Disponível em: https://technipfmc-prod-uscentral.azurewebsites.net/media/b4oondh0/tfmc_iepci-subsea-field.jpg. Acesso em: 07 set. 2024.

TORBERGSEN, H.-E. B.; HAGA, H. B.; SANGESLAND, S.; et al. ***An introduction to well integrity. In: Prepared Joint Project Between Members of the Norwegian Oil and Gas Association's Well Integrity Forum (WIF) and Professors at NTNU and Uis***, 2012.