

Pós-Graduação

Segurança de Processos



GESTÃO DA INTEGRIDADE DE TANQUES DE CARGA OFFSHORE NA FASE DE DESCOMISSIONAMENTO

**Ana Paula da S. Grangeiro, Daniela L. de Carvalho, Fábio César B. de Moraes,
Ricardo Luiz de S. Fidelis Junior, Vanusa T. Rangel**

RESUMO

Na indústria petrolífera, o descomissionamento marca o fim do ciclo de vida útil de uma área produtora de petróleo e gás (campo) e/ou de uma estrutura de produção, tais como as unidades marítimas de produção. O descomissionamento é composto por um conjunto de atividades multidisciplinares que tem por objetivo encerrar as operações de forma segura, ambientalmente responsável e com vistas à sustentabilidade do setor. No Brasil, o planejamento estratégico da Petrobras prevê a revitalização dos campos existentes através da instalação de 15 novas plataformas FPSO até 2026, em substituição às diversas unidades de produção marítima que serão desmobilizadas de forma definitiva. Este processo é complexo, exige muito planejamento, envolve várias etapas, somam elevados custos a serem dispendidos pelas operadoras, além de possuir riscos intrínsecos à sua execução. A normalização que rege o assunto, tanto no cenário mundial quanto brasileiro, está em desenvolvimento contínuo e evolui à medida que projetos mais complexos são descomissionados. Porém, apesar das normalizações e exigências regulatórias existentes, bem como a instituição de melhores práticas de gestão de segurança de processos pelo CCPS, ainda há lacunas que permitem acidentes como o ocorrido no FPSO Cidade do Rio de Janeiro, em 2019. O presente trabalho teve como objetivo elaborar um Plano de Gestão de Integridade (PGI) e um *check list* aplicáveis aos tanques de carga de FPSOs em fase de descomissionamento, a fim de aprimorar a gestão de segurança de processos destas unidades. Para isso, as diretrizes do PGI de tanques de carga elaborado foram correlacionadas com os pilares e elementos do RBPS (Segurança de Processos Baseada em Riscos), e tanto o PGI quanto o *check list*, foram aplicados ao cenário real do acidente do FPRJ, como estudo de caso. A eficácia da metodologia descrita pôde ser validada após utilização das ferramentas elaboradas, terem permitido a identificação dos desvios de práticas operacionais e de segurança de processo, ocorridos no FPRJ, que culminaram no acidente. Por fim, considerando a importância técnica, econômica, social e ambiental deste tema, bem como o volume de unidades a serem descomissionadas, os investimentos associados e o pioneirismo do Brasil em águas profundas elevando a complexidade do descomissionamento, é possível concluir que este trabalho cumpriu seus objetivos de contribuir para gestão efetiva dos riscos e mitigar a probabilidade de ocorrência de eventos similares. Além de, proporcionar à organização uma visão abrangente no que diz respeito à integridade e confiabilidade dos tanques de carga em fase de descomissionamento.

Palavras-Chave: Descomissionamento; Plataformas marítimas (FPSO); Tanques de Carga; Plano de Gestão de Integridade; Segurança de Processo.

ABSTRACT

In the oil industry, decommissioning marks the end of the useful lifecycle of an oil and gas producing area (field) and/or a production structure, such as offshore production units. Decommissioning comprises a set of multidisciplinary activities that aim to close operations in a safe, environmentally responsible manner and with a view to the sustainability of the sector. In Brazil, Petrobras' strategic planning foresees the revitalization of existing fields through the installation of 15 new FPSO platforms by 2026, replacing the several maritime production units that will be definitively demobilized. This process is complex, requires a lot of planning, involves several steps, involves high costs to be spent by operators, in addition to having intrinsic risks to its execution. The standardization that governs the subject, both on the global and Brazilian scenes, is in continuous development and evolves as more complex projects are decommissioned. However, despite existing standardization and regulatory requirements, as well as the institution of best process safety management practices by the CCPS, there are still gaps that allow accidents such as the one that occurred at the FPSO Cidade do Rio de Janeiro, in 2019. The objective of this work was to develop an Integrity Management Plan (PGI in Portuguese) and a check list applicable to the cargo tanks of FPSOs in the decommissioning phase, in order to improve the process safety management of these units. To this end, the PGI guidelines for cargo tanks prepared were correlated with the pillars and elements of the RBPS (Risk-Based Process Safety), and both the PGI and the checklist were applied to the real scenario of the FPRJ accident, as case study. The effectiveness of the described methodology could be validated after using the tools developed, which allowed the identification of deviations from operational practices and process safety, which occurred at FPRJ, which culminated in the accident. Finally, considering the technical, economic, social, and environmental importance of this topic, as well as the volume of units to be decommissioned, the associated investments and Brazil's pioneering spirit in deep waters, increasing the complexity of decommissioning, it is possible to conclude that this work fulfilled its objectives of contributing to effective risk management and mitigating the probability of similar events occurring. In addition, it provides the organization with a comprehensive view regarding the integrity and reliability of cargo tanks in the decommissioning phase.

Keywords: Decommissioning; Offshore platforms (FPSO); Cargo Tanks; Integrity Management Plan; Process Safety.

1. INTRODUÇÃO

O descomissionamento marca a fase final do ciclo de vida da unidade marítima de produção de petróleo e gás. Segundo Wiegand (2011, *apud* M’Pusa, 2017), este é um processo multidisciplinar que sugere a melhor maneira de desativar as operações de produção quando já não há mais interesse técnico- econômico, com o objetivo de devolver a área livre de danos ambientais e restauradas às condições originais.

A desativação definitiva envolve 5 etapas principais: Planejamento e gerenciamento do projeto, encerramento da produção propriamente dita, desmontagem e remoção das estruturas *offshore*, destinação dos equipamentos removidos (disposição final e/ou reciclagem) e limpeza e monitoramento do sistema submarino do ambiente (M’PUSA, 2017).

Diante do fim de vida útil de diversas unidades de petróleo que se apresenta, a Petrobras elaborou o plano de revitalização dos campos de petróleo existentes em território brasileiro, chamado de Plano Estratégico 2022-2026. O plano possui previsão de instalar 15 novas plataformas do tipo *Floating Production Storage and Offloading* (FPSO) no Brasil. Neste cenário de renovação, as instalações de produção marítimas deverão ser desmobilizadas apresentando em seu escopo: os dutos de coleta, serviço, injeção ou transferência, umbilicais, equipamentos submarinos, além de toda a planta de *topside* do processamento primário do petróleo e seus associados (STEENHAGEN, 2022).

Uma vez estimada a data de interrupção definitiva da produção da plataforma, o ativo deverá estabelecer um cronograma de parada da produção e injeção nos poços de exploração (*ramp down*) para consequente elaboração dos procedimentos legais de descomissionamento. Nas etapas mapeadas do *ramp down* são realizadas análises de integridade e operacionalidade de equipamentos, com o objetivo de mapear os status da integridade e disponibilidade operacional dos elementos que ainda serão necessários até a última etapa de encaminhamento da unidade para local seguro a fim de ser desmantelada.

Os tanques de carga são componentes estruturais dos FPSOs que possuem significativa influência no cronograma de descomissionamento, devido à grande capacidade de carregamento, em torno de 10 a 40 mil m³ cada, sendo elementos indispensáveis nos últimos descarregamentos (*offloadings*) da unidade, escoando os fluidos remanescentes dos procedimentos de limpeza da planta de processo e dos poços, além de fazerem parte das operações de estabilidade e lastro da embarcação (TEIXEIRA, 2013).

Na função de armazenamento de fluidos deve-se garantir que o grande volume de água estocado nos tanques de carga não promoverá a degradação, proliferação de bactérias redutoras de sulfato (BRS) e produção de sulfeto de hidrogênio, que poderão causar acidentes de segurança de processo com danos a pessoas, meio ambiente e instalação. Para balizamento legal do abandono, conforme Steenhagen (2022), deve ser observada a Resolução da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) N° 817/2020, que dispõe das obrigações regulamentares ambientais e a viabilidade econômica para devolução da área de exploração, a aprovação do Programa de Descomissionamento de Instalações (PDI) e interrupção definitiva da produção com as etapas gerais de limpeza dos equipamentos submarinos, parada dos poços de

produção/injeção, desconexão final dos sistemas submarinos, desancoragem e desmobilização total da plataforma.

A regulação do setor está em desenvolvimento contínuo, pois envolve outros órgãos além da ANP, como Marinha do Brasil, IBAMA (Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis), Receita Federal e Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN), este último pela geração de material NORM na limpeza dos tanques, linhas e vasos, além de se envolver com a destinação final de medidores radioativos existentes em algumas plataformas). Cada uma destas organizações está vinculada a setores distintos da Administração Pública. Por sua vez, as normas que regem as atividades de descomissionamento são diversas e numerosas, e, por vezes, não estabelecem metodologias específicas para o tema.

É necessário avançar no sentido de orientar sobre as melhores práticas e como o processo pode ser realizado. Assim sendo, é de extrema relevância a discussão do tema descomissionamento sob a ótica de segurança de processo devido ao risco iminente de possíveis acidentes, tal como o ocorrido em agosto de 2019 na unidade FPSO Cidade do Rio de Janeiro (FPRJ), onde ocorreu o desprendimento de placas do costado do tanque 5P da ordem de 230 m² e liberação de hidrocarbonetos no mar de 6,6 m³ (ANP, 2020a).

A Figura 1 representa os quatro pilares e os 20 elementos do RBPS (Segurança de Processos Baseada em Riscos) instituídos pelo CCPS (*Center for Chemical Process Safety*) e que são balizadores na implementação da gestão de segurança de processos mundialmente. Eles fornecem orientações sobre como projetar e aprimorar uma gestão em segurança de processos e como corrigir um sistema já implementado, ajudando a eliminar lacunas e inconsistências. Podem englobar todos os aspectos operacionais, bem como ser utilizados para abordar questões técnicas em estágios posteriores do ciclo de vida útil total de uma unidade, como na fase do descomissionamento.

Figura 1. Pilares e elementos do RBPS



Fonte: CCPS (2014)

Diante do exposto, este trabalho pretende elaborar um Plano de Gestão da Integridade (PGI) dos tanques de carga aplicável ao planejamento e execução das atividades de descomissionamento dessas estruturas e elaborar um *check list* para aplicação deste plano. O *check list* associado será empregado ao acidente do FPRJ na forma de estudo de caso

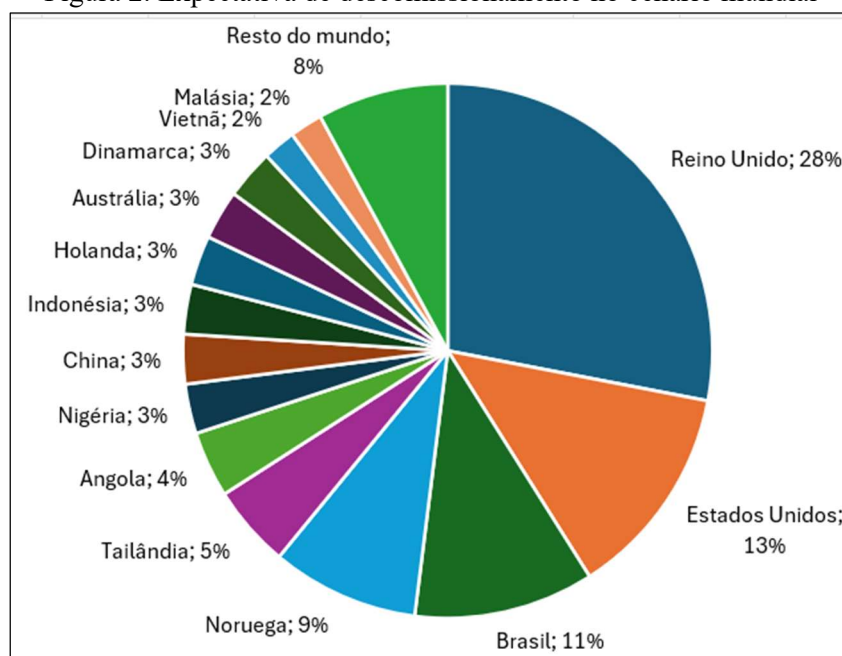
visando a validação das diretrizes propostas, baseadas nas exigências das autoridades reguladoras (ANP, Marinha do Brasil e IBAMA) e sociedades classificadoras, suportadas pelas diretrizes do Sistema de Gestão de Segurança de Processo Baseada em Risco instituído pelo CCPS.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1. Cenário de Descomissionamento Global e Brasileiro

Wood Mackenzie (2019) estima que 85 bilhões de dólares (67 bilhões de libras) serão gastos globalmente no descomissionamento até 2028. O Reino Unido sendo o pioneiro em descomissionamento possui estudos avançados na área e tem a expectativa de ser o maior contribuinte, respondendo por 28% da despesa global em descomissionamentos. A Figura 2 expõe a expectativa do descomissionamento em um cenário global.

Figura 2. Expectativa de descomissionamento no cenário mundial



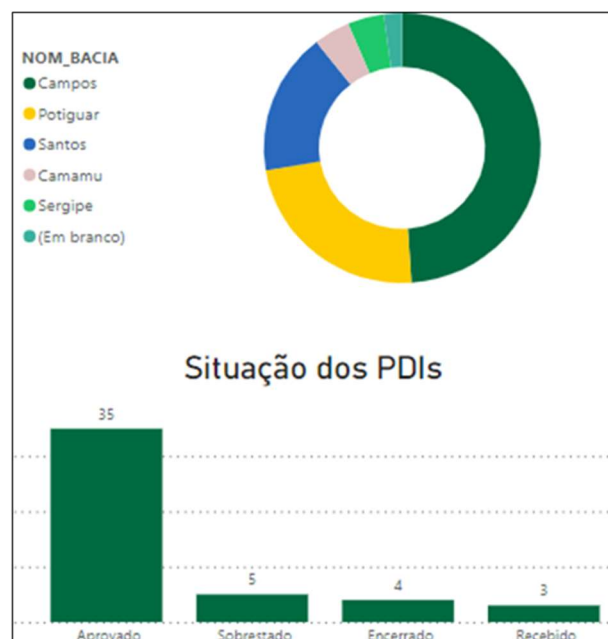
Fonte: Wood Mackenzie (2019)

Em janeiro de 2021, 33% das unidades de produção *offshore* no Brasil estavam em operação há mais de 25 anos (FGV, 2021). Considerando-se que, em média, a vida útil de plataformas marítimas varia em torno de 20 a 30 anos, coincide com o declínio da vida útil das plataformas e elege o Brasil como o terceiro maior mercado para receber recursos para aplicação em atividades de descomissionamento de instalações de petróleo *offshore* (EPBR, 2023).

A ANP estima que os investimentos em descomissionamento no Brasil sejam na ordem de R\$ 57 bilhões para o período de 2023-2027, incluindo instalações terrestres e marítimas. Mais da metade dessa quantia será aplicada em atividades relacionadas ao abandono permanente e arrasamento de poços. São quase 7 mil poços a serem descomissionados nos próximos anos, sendo mais de 600 no ambiente *offshore*.

No momento, há 35 PDIs aprovados pela ANP, sendo 23 dos quais referentes a projetos na bacia de Campos. Outros quatro processos aguardam resposta (10 plataformas no campo de Marlim, em Campos, e 3 unidades do campo de Potiguar) e cinco encontram-se suspensos (Moreia e Nordeste de Namorado, em Campos, Arabaiana e Oeste de Ubarana, no Rio Grande do Norte, e Salgo, em Sergipe) (ANP, 2023), conforme pode ser visualizado na Figura 3.

Figura 3. Painel Dinâmico de Descomissionamento de Instalações de E&P



Fonte: ANP (17/06/2023)

2.2. Panorama Regulatório

O processo de descomissionamento de um FPSO é complexo, exige muito planejamento, envolve várias etapas e somam elevados custos a serem dispendidos pelas companhias operadoras em projetos que já não são mais rentáveis. No entanto, com o aumento do número de unidades chegando ao fim de sua vida útil, tanto no cenário internacional quanto brasileiro, é necessário observar as regulamentações e investir em melhores práticas, de forma a garantir a proteção do meio ambiente e a sustentabilidade do setor.

A fim de compreender os riscos intrínsecos a execução do processo de descomissionamento e apresentar um panorama referente a legislação pertinente, que envolve aspectos técnicos, ambientais e de segurança e todos os seus atores, são apresentadas de forma bastante resumida, as etapas do descomissionamento, a saber: primeiro é realizado o encerramento das atividades operacionais da planta de processo e transferido o óleo remanescente a bordo. Na sequência, são executadas atividades de limpeza da planta de processo e dos tanques. Na terceira etapa, ocorre a desconexão dos *risers* de produção e do sistema de ancoragem do FPSO, deixando-o inativo e pronto para remoção de sua locação operacional de maneira segura. Após a verificação de condições de integridade da embarcação, devido há anos de exposição em condições severas, é possível que ainda seja permitida a navegação.

De acordo com a Proper Marine (2023), empresa brasileira de engenharia de projetos e consultoria naval e *offshore*, a última etapa do processo, realizada no estaleiro, é a

desmantelagem, na qual os equipamentos e estruturas são removidas e destinadas para os devidos fins visando garantir a segurança ambiental e a conformidade legal (reutilização, reciclagem ou descarte).

Segundo o relatório do TCU (2021), os equipamentos submarinos e seus dutos representam atualmente, as maiores fontes de incertezas e divergências técnicas em relação aos projetos de descomissionamento. Este fato se deve principalmente, ao notável pioneirismo de Brasil em águas profundas, e consequentemente porque não há no mundo grande número de experiências em descomissionamento de equipamentos submarinos com as características e volume que se verá no Brasil nos próximos anos. De tal forma que, em relação aos processos de descomissionamento que já ocorreram nos principais *benchmarks* mundiais, Mar do Norte e Golfo do México, os do Brasil são bastante superiores e não há precedentes quanto a complexidade e quantidade em ordem de grandeza.

Tendo o exposto acima, para enfrentar os desafios desse processo é fundamental que o Brasil, para além da análise da experiência internacional e replicação de seu arcabouço regulatório e práticas de descomissionamento, que evolui à medida que projetos de maior complexidade tecnológica vêm sendo descomissionados, também desenvolva sua legislação e regulamentações normativas buscando o mesmo pioneirismo e avanços tecnológicos de outrora, a partir de sua própria experiência e à luz da ciência, com a participação de universidades e centros de pesquisa, visando descomissionamento seguro e ambientalmente responsável.

2.3. Panorama Internacional

A normalização internacional que envolve o processo de descomissionamento é composta por diversos regulamentos e normas estabelecidas por organizações mundiais, convenções, tratados e acordos. As convenções internacionais, por exemplo, são documentos firmados com o objetivo de definir padrões mínimos a serem seguidos pelos países no tocante a temas de interesse geral. Geralmente, os assuntos são discutidos em conferências nas quais os países podem participar ativamente da construção do documento. O Brasil endossa e cumpre convenções e códigos internacionais que regulamentam temáticas de diversos setores, tais como aquaviário, transporte, infraestrutura, segurança e sustentabilidade (ANTAQ, 2021).

A breve apresentação das principais normas e regulamentos internacionais referentes ao processo de descomissionamento relacionadas a seguir, tem por objetivo entender sua evolução temporal, bem como sua influência sobre as leis, regulamentações e melhores práticas que vem sendo adotadas pelos países menos experientes e cujo arcabouço legal se encontra em constante processo evolutivo de desenvolvimento.

Segundo Wiegand (2011), a Convenção das Nações Unidas sobre a Plataforma Continental de 1958, também chamada Convenção de Genebra, foi o primeiro tratado internacional que abordou a desativação e abandono de instalações *offshore* de petróleo e gás sendo referência para regulamentações e tratados internacionais posteriores. As diretrizes da Convenção de Genebra ainda estão vigentes atualmente.

O artigo 5 da referida Convenção, determina que: “Toda instalação abandonada ou em desuso deve ser completamente removida” (UN, 1964). O que poderia ser a melhor

alternativa naquela ocasião. Porém, atualmente esta regra é adotada preferencialmente, já que instalações *offshore* em águas profundas incorre maior complexidade em termos de viabilidade técnica, segurança operacional e proteção ambiental.

De acordo com Ferreira (2019), a Convenção de 1958 estabeleceu as seguintes diretrizes para prevenção de poluição marinha advinda de operações *offshore*:

- Instou os países signatários a tomarem medidas adequadas para a proteção da biota que pode ser afetada por essas operações;
- Determinou o estabelecimento de zonas de segurança, de aproximadamente 500 metros, ao redor de todas as plataformas;
- Estabeleceu a remoção total de qualquer instalação em abandono ou em desativação;
- Especificou que a exploração da plataforma continental e a exploração de seus recursos naturais não devem resultar em interferência injustificável na navegação, pesca ou conservação dos recursos vivos do mar, nem em interferências com pesquisas oceanográficas ou outras pesquisas científicas fundamentais.

Outro marco importante foi a Convenção de Londres de 1972 (London Dumping Convention 1972). A Convenção de Londres é uma das primeiras convenções globais para proteger o meio marinho das atividades humanas e está em vigor desde 1975.

Segundo a convenção, o descarte (*dumping*) é qualquer descarte deliberado de resíduos ou outros materiais oriundos de navios, aeronaves, plataformas ou outras estruturas feitas pelo homem no mar ou qualquer disposição deliberada de navios, aeronaves, plataformas ou outras estruturas feitas pelo homem no mar. Assim sendo, as atividades *offshore* da indústria de petróleo e gás são consideradas pelas normas desta convenção e, principalmente, o descarte de instalações e estruturas *offshore*.

A partir de 2016, visando esclarecer a posição do tratado sobre o descomissionamento de equipamentos e instalações de petróleo, a definição de descarte nesta convenção foi atualizada e passou a incluir explicitamente “qualquer forma de abandono no local de plataformas ou outras estruturas feitas pelo homem no oceano, com o propósito deliberado de disposição” (MADI, 2018).

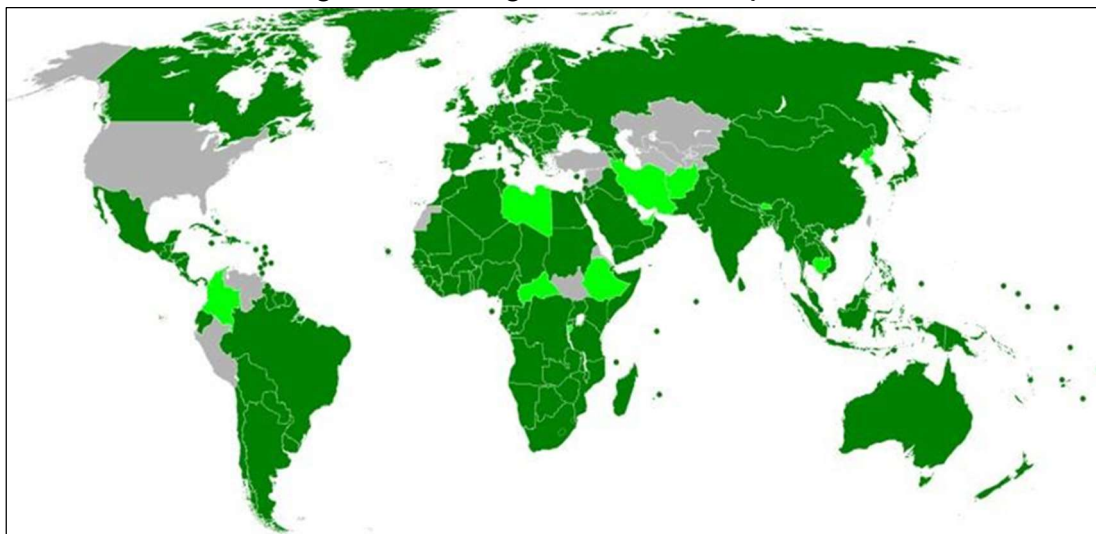
O relatório de cooperação e pesquisa IBP – UFRJ de 2017 cita que, o *United Nations Convention on the Law of the Sea* (UNCLOS III), de 1982, em conjunto com o *International Maritime Organization's* (IMO) *Guidelines and Standards for the Removal of Offshore Installations and Structures on the Continental Shelf and in the Exclusive Economic Zone* (EEZ), adotado a partir de 1989, direcionam as boas práticas a serem adotadas pelos países, sendo um importante orientador para as empresas operadoras, principalmente em países onde não há legislação específica de descomissionamento.

A Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar (*United Nations Convention on the Law of the Sea* – UNCLOS III, 1982) revisitou a Convenção de 1958, a fim de reconsiderar a obrigatoriedade de remoção completa das estruturas *offshore* e a modificou pelo artigo 60(3) da UNCLOS 1982: “Qualquer instalação ou estrutura abandonada ou desativada deve ser removida para garantir a segurança da navegação, levando em consideração as normas internacionais geralmente aceitas, estabelecidas a este respeito

pela organização internacional competente (IMO). Essa remoção deve também ter em conta a pesca, a proteção do meio marinho e os direitos e deveres de outros Estados. Deve ser dada publicidade adequada à profundidade, posição e dimensões de quaisquer instalações ou estruturas não totalmente removidas” (M’PUSA, 2017).

Portanto, a partir da UNCLOS III, avaliadas as especificidades de cada PDI, é aceitável internacionalmente que as instalações *offshore* possam ser deixadas total ou parcialmente no lugar. Na figura 4 é apresentada o posicionamento dos países com relação à UNCLOS III, na qual o verde escuro representa as nações que ratificaram, o verde claro representa aquelas que assinaram mas ainda não ratificaram e o cinza as que não assinaram.

Figura 4. Países signatários da Convenção



Fonte: Wikimedia

(Disponível em: <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=16410058>, 2023)

O mesmo relatório IBP-UFRJ destaca ainda que, no plano regional, apenas *The Oslo Paris Convention* (OSPAR) (região nordeste do Atlântico), a Convenção de Barcelona (região mediterrânea), a Convenção do Kuwait (Oriente Médio) e a Convenção de Nouméa (Pacífico) contêm regras de descomissionamento específicas. Em todos os outros casos, as convenções e protocolos dos Mares Regionais apenas definem compromissos gerais relacionados com a proteção do meio ambiente e outros usos dos mares.

Desde 1998 a seção que tratava a disposição de instalações e estruturas submarinas foi revisada, sendo decretada a proibição da prática de *dumping* ou o abandono total/parcial das instalações *offshore* em áreas marinhas, com exceção de casos em que a estrutura apresente alto risco para o meio ambiente e para a vida humana (OSPAR, 1998).

O *The International Association of Oil & Gas Producers* (IOGP), relata que os países com o arcabouço regulatório sobre descomissionamento mais desenvolvido são: Reino Unido; Noruega; Estados Unidos; Austrália; Tailândia e Brunei (IOGP, 2017a).

A estrutura regulatória da atividade de descomissionamento no Reino Unido é baseada em diversos acordos internacionais e constitui um dos que mais tem evoluído nos últimos

anos, principalmente devido à intensificação das atividades e realização de projetos de maior tamanho e complexidade tecnológica em descomissionamento.

Ainda segundo o relatório de cooperação e pesquisa IBP – UFRJ de 2017, tal estrutura é definida a partir da Lei do Petróleo de 1998, emendada pelo *Energy Act* de 2016. São dois os órgãos responsáveis pela regulação no país: a Autoridade de Óleo e Gás (OGA – *Oil and Gas Authority*), responsável por garantir que a atividade de descomissionamento seja executada de forma sustentável em termos operacionais, ambientais e econômico, e o Departamento de Negócios, Energia e Estratégia Industrial (BEIS – *Department for Business, Energy & Industrial Strategy*), órgão responsável pela regulação efetiva da atividade de descomissionamento, segundo a Lei do petróleo de 1998.

No Reino Unido, toda a atividade de descomissionamento deve ser precedida por um programa detalhado apresentado e discutido com os diferentes *stakeholders* impactados pela atividade. Uma vez que a discussão sobre o programa de descomissionamento adequado esteja suficientemente madura, uma proposta é apresentada ao BEIS para sua aprovação.

Na maioria dos casos, exige-se a remoção total das plataformas para reuso, reciclagem ou descarte monitorado em terra. A partir de 2011, passou-se a exigir que o programa de descomissionamento venha acompanhado pelo estudo detalhado do impacto ambiental (*Environmental Impact Assessment* – EIA) (IOGP, 2017b).

A partir das abordagens acima, conclui-se que é fundamental o adequado planejamento do processo de descomissionamento e destaca-se que a redução dos riscos do descomissionamento não depende apenas das autoridades regulatórias, mas principalmente da participação determinante das empresas operadoras e demais partes interessadas. Este estudo não conseguirá abranger toda a legislação internacional e nacional pertinente ao tema, sua evolução e suas especificidades, porém dá indicativos para uma pesquisa mais aprofundada sobre o tema no futuro.

2.4. Panorama Nacional

Como a atividade de descomissionamento de plataformas *offshore* é algo recente na indústria brasileira de petróleo, a regulação dessa atividade ainda se encontra em processo de desenvolvimento e atualização. Este fato traz uma grande incerteza econômica para os custos de descomissionamento no Brasil. E conforme já relatado, a regulação dessa atividade envolve a ANP, os órgãos ambientais (IBAMA no caso de estrutura *offshore*), a Marinha do Brasil e a Receita Federal.

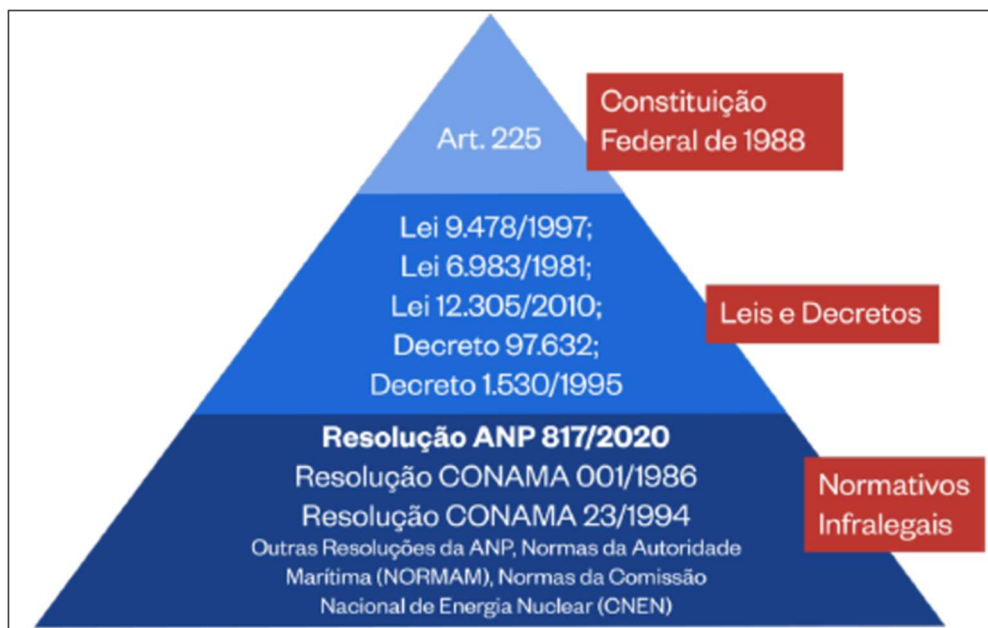
As resoluções da ANP estabelecem as obrigações das operadoras no processo de descomissionamento de projetos *offshore* e relatam, inclusive vários aspectos importantes do descomissionamento, à regulação do IBAMA e da Marinha, que ainda não possuem regulamentos técnicos suficientemente abrangentes e detalhados para o assunto. Assim sendo, a regulação brasileira determina o que deve ser feito para se descomissionar um projeto *offshore*, mas não elucida quais são as melhores práticas e como este descomissionamento pode ser feito.

O relatório do Tribunal de Contas da União (TCU, 2021), descreve que apesar da importância do tema do ponto de vista econômico, social e ambiental, não se observou,

no plano nacional, uma legislação específica, clara e organizada sobre o tema, principalmente do ponto de vista ambiental. Somente a Resolução 27/2006 da ANP tratava diretamente a questão da desativação das instalações, tendo sido substituída pela Resolução ANP 817/2020, a qual trouxe avanços na regulação.

A Figura 5, indica de maneira hierárquica e de forma resumida, a legislação e normativos aplicáveis às atividades de descomissionamento.

Figura 5. Arcabouço Legal Brasileiro



Fonte: Relatório de Auditoria do TCU (Brasília, 2021)

Esse arcabouço jurídico também orienta a atuação dos três órgãos envolvidos no âmbito do processo de descomissionamento: ANP, Ibama e Marinha. Os três devem aprovar as soluções de descomissionamento e abandono propostas pelos operadores de cada campo, nos limites das atribuições de cada um.

As atribuições destes entes envolvidos nos projetos de descomissionamento é apresentada resumidamente, como segue: o Ibama analisa a solução de descomissionamento e abandono sob a ótica de sua adequação à regulação ambiental, visando minimizar os impactos negativos ao meio ambiente; a ANP sob o aspecto técnico das soluções propostas, objetiva a adequação às melhores práticas da indústria do setor, incluindo o melhor aproveitamento da jazida; e a Marinha avalia a solução com vistas à segurança da navegação e a garantia de preservação de outros usos do mar.

Outra parte interessada que pode ser envolvida nos processos de descomissionamento, mas que atualmente não participa da aprovação ou rejeição da solução de descomissionamento apresentada, é a CNEN, cuja atuação está relacionada a fatores radiológicos, o qual ocorre em pequenas quantidades. No entanto, pode ser aumentado considerando o volume de material a ser descomissionado quando da remoção de quantidades elevadas de dutos instalados no leito marinho, necessitando de adequação e tratamento dos resíduos e rejeitos radiológicos.

A regulamentação das atividades de descomissionamento de instalações de produção de petróleo e gás natural, só teve início com a publicação da Resolução ANP no 27, de 19 de outubro de 2006, cujas regras para esta atividade deveriam ser cumpridas e apresentadas por meio de um Programa de Desativação de Instalações (PDI), entregue à Agência quando da finalização da fase de produção, encerramento do contrato de concessão ou por solicitação específica da ANP. Para a regulamentação das atividades relacionadas ao abandono de poços a Resolução no 27/2006 exigia o cumprimento das diretrizes da Resolução nº 46/2016 (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Brasil), 2006a).

Em um processo de atualização da regulamentação de descomissionamento, em 27 de abril de 2020, foi publicada a Resolução ANP nº 817/2020, que também revisou e agregou as diretrizes inseridas na Resolução ANP nº 28/2006 e na Resolução ANP nº 25/2014, passando assim a tratar da regulação do descomissionamento de instalações de exploração e produção de petróleo e gás natural, do procedimento de devolução de áreas e da alienação e reversão de bens (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Brasil), 2006b, 2014, 2020d).

Na visão da ANP, a nova resolução é um marco na indústria, pois proporcionou a modernização e a simplificação dos procedimentos que terão impactos positivos na geração de oportunidades de novos negócios, e conseqüentemente, representarão mais investimentos no país, bem como o estabelecimento de prazos antecipados para a submissão dos documentos para pelo menos cinco anos antes do encerramento da produção para a apresentação do Programa de Descomissionamento de Instalações (PDI) marítimas, que refletiram em uma maior previsibilidade para os agentes do setor de petróleo e gás, principalmente quanto ao planejamento e disponibilização dos recursos de infraestrutura necessários e serviços associados (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Brasil), 2020d).

Os requisitos e diretrizes para o descomissionamento de instalações em áreas sob contrato nas fases de exploração e de produção de petróleo e gás natural estão estabelecidos no Regulamento Técnico anexado à citada resolução. O regulamento estabelece que todas as instalações devem ser removidas do fundo do mar, porém permite a hipótese em caráter de exceção, de remoções parciais ou permanência definitiva in situ de instalações, desde que sejam devidamente justificada e atendam aos requisitos normativos aplicáveis.

Em termos gerais, a Resolução ANP nº 817/2020 exige a apresentação dos seguintes documentos:

a) Estudo de Justificativas para o Descomissionamento (EJD) – documento a ser entregue juntamente com Programa de Descomissionamento de Instalações conceitual (PDI conceitual), devendo conter a descrição da área a ser devolvida considerando aspectos de reservatório, poços e instalações, acompanhada das justificativas sobre a decisão pelo descomissionamento de instalações; Programa de Descomissionamento de Instalações conceitual (PDI conceitual) – para instalações marítimas, o prazo para entrega é de cinco anos antes da data prevista para o término da produção. O seu conteúdo é uma parte do escopo completo do Programa de Descomissionamento de Instalações (PDI). A ANP terá dezoito meses, contados da data de sua apresentação para concluir sua análise;

b) Programa de Descomissionamento de Instalações (PDI) – para instalações marítimas, o prazo para a entrega é de seis meses contados da aprovação do PDI conceitual. O documento deve conter as informações, os projetos e os estudos necessários ao planejamento e à execução do descomissionamento de instalações. A execução do PDI não poderá ser iniciada antes da aprovação da Agência e demais autoridades competentes;

c) Relatório de Descomissionamento de Instalações (RDI) – documento apresentado pelo contratado que descreve todas as atividades executadas durante o descomissionamento de instalações. A ANP quem definirá, no ato de aprovação do PDI executivo, a obrigação do envio de relatórios parciais, a serem entregues em um prazo máximo de 180 dias.

Para dar transparência do processo de descomissionamento a todos os envolvidos, é realizada divulgação no sítio eletrônico da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (2020c), de uma lista contendo informações sobre os programas de descomissionamento, e suas situações, quanto ao andamento das análises e aprovações dentro da Agência.

Teixeira (2013, p. 78) *apud* Steenhagen (2020), afirma que a resolução ANP para o descomissionamento é um regulamento técnico, e, portanto, não é suficiente para garantir a proteção ambiental nos moldes da Política Nacional de Meio Ambiente (PNMA) e do modelo de desenvolvimento sustentável, necessitando de uma construção legislativa que contemple de forma ampliada os cuidados que se deve ter com o meio ambiente.

Complementando a Resolução ANP nº 817/2020, tem-se a Resolução ANP nº 46/2016, que define os requisitos essenciais e os padrões mínimos de segurança operacional e de preservação do meio ambiente aplicável especificamente ao processo de abandono de poços, atividade inserida no descomissionamento de instalações de produção de petróleo e gás.

E como principal instrumento para orientar as atividades de descomissionamento de dutos e sistemas submarinos, tem-se a Resolução nº 41/2015, que não aborda em detalhes e de forma elucidativa os procedimentos a serem adotados em tal processo (DELGADO, 2019).

2.5. Ciclo de vida

Com o amadurecimento de uma instalação, muitas empresas chegam a difícil decisão de maximizar a vida útil das suas plantas ou optar pela decisão de finalizar o ciclo de vida de uma instalação. A decisão de continuar a operação depende de variáveis como o reparo ou a substituição de equipamentos, seguida da obrigatória avaliação da sua aptidão para o serviço e a vida útil remanescente. O que de fato, chega ao balanço envolvido entre garantia da segurança e a continuidade da operação.

Para se ter noção em termos de quantitativos de material envolvido no descomissionamento, estão programados para remoção somente no Reino Unido durante a próxima década, quase 880.000 toneladas de material (OGUK, 2019). No quesito pró-extensão da vida útil, com os avanços tecnológicos pode ser possível flexibilizar a gestão dos equipamentos alinhando o controle entre competências para acompanhar os riscos e gerir a manutenção dos equipamentos e estruturas envolvidas (HSE, 2006).

Conforme conferência da DNV em 2011, “aproximadamente 60% das perdas graves de incidentes de contenção estão relacionadas à integridade técnica e, destes, 50% têm o envelhecimento como fator contributivo”. Ou seja, o envelhecimento das plantas pode ser um mecanismo relevante para acidentes graves, demandando uma avaliação profunda dos riscos e efeitos para prolongar a vida útil de uma instalação (DNV, 2011).

Por outro lado, trazendo a abordagem para as unidades de petróleo do tipo FPSO, somente em 2022, a ABS (*American Bureau of Shipping*) estabeleceu uma previsão de tempo mínimo de vida útil para novos projetos destinados a uma “instalação flutuante”. Nesta previsão, a ABS exige uma vida útil mínima à fadiga de projeto de 20 anos ou mais. Ou seja, sendo o prazo maior do que 20 anos, do mesmo modo, os novos projetos precisam atender os critérios de conformidade garantindo a operação referido como valor alvo definido pelo proprietário ou projetista e não ao valor calculado na análise de vida útil (ABS, 2023).

Em 2006, a HSE (*Health, Safety and Environment*) já pontuava quanto a necessidade de uma avaliação mais criteriosa com uma alteração das condições de serviço de um equipamento ou o seu uso para contenção de substâncias diferentes das inicialmente requeridas. Essas alterações poderiam significar um ambiente corrosivo diferente e transformar esse equipamento em um risco maior de operação ou aumentar os danos causados nas novas condições de operação (HSE, 2006).

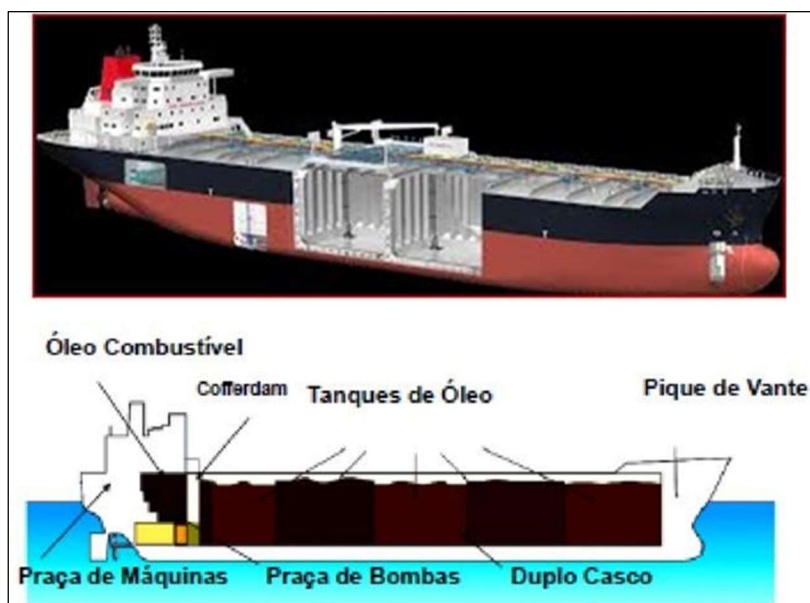
2.6. Tanques de Plataformas do tipo FPSO (navios)

Os tanques das plataformas do tipo FPSO, conforme Souza (2011), são compartimentos estanques constituídos por uma subdivisão da estrutura do casco do navio que a originou e reservado para certos fluidos. A Figura 6 detalha o interior e o arranjo estrutural destes tanques.

Os tanques utilizados para controlar *trim*, adernamento, calado, estabilidade ou esforços estruturais dos navios durante as operações de carga ou descarga são denominados tanques de lastro (Silva, 2020) e utilizam água do mar como fluido. Já os tanques utilizados para armazenamento são denominados tanques de carga e nas plataformas são preenchidos com óleo cru.

Os tanques, como parte estrutural da embarcação, são avaliados como estruturas primárias, secundárias e terciárias, onde seus efeitos são analisados para “resistir, sem sofrer falhas por fraturas ou por deformações permanentes, a ações do ambiente e de sua própria operação” (Souza, 2011).

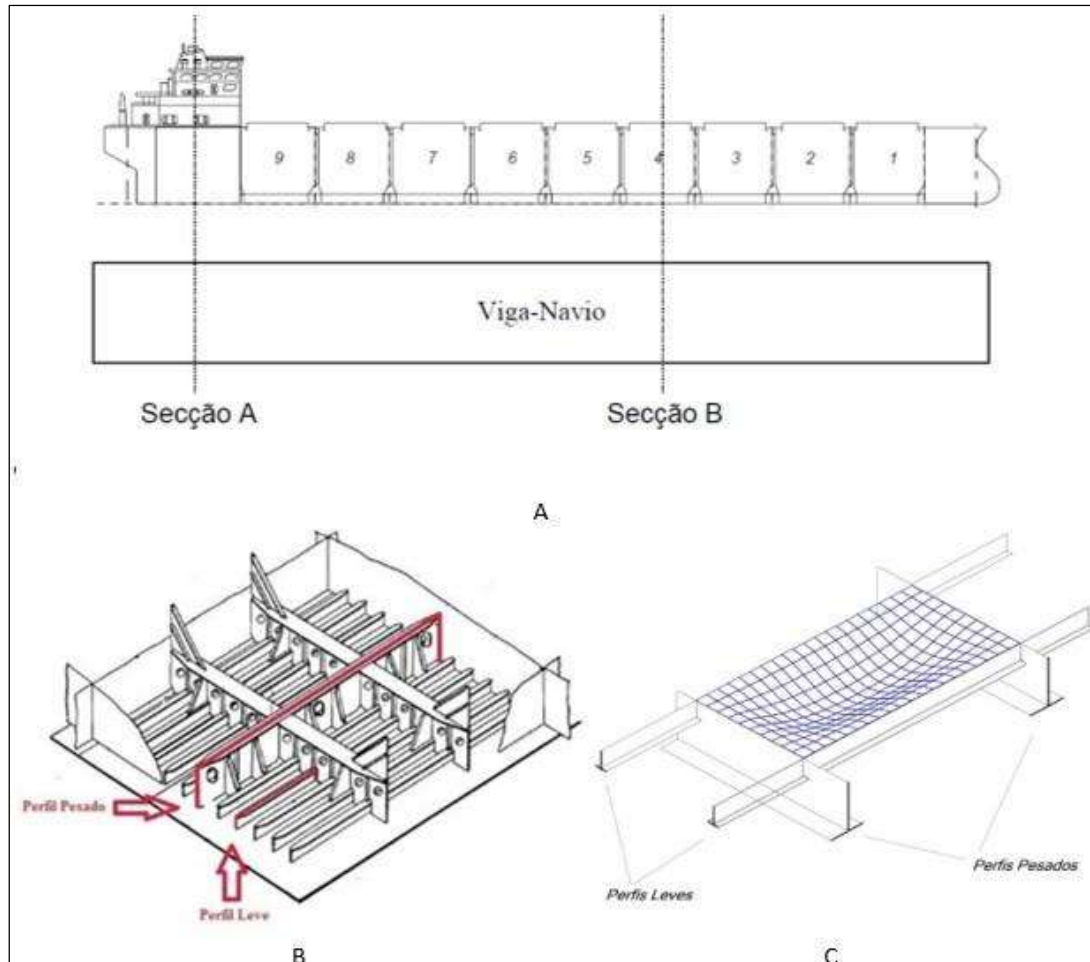
Figura 6. Detalhe (corte) do interior de um tanque estrutural (superior) e arranjo estrutural de navio tanque (inferior)



Fonte: Freitas (2020) e Pinto (2011)

Conforme Figura 7, a estrutura primária, considerando o navio como uma viga (denominado viga-navio), é formada pelos materiais contínuos constituídos por mais de 2/3 do comprimento do navio, ressalta Hughes (2010), e ao todo possuem o comprimento do navio (Martins, 2014). A estrutura secundária consiste nos “reforçadores longitudinais que enrijecem o chapeamento que reveste o casco” e são classificados em leves e pesados (Martins, 2014 apud Augusto, 2004). Por fim, a estrutura terciária corresponde ao chapeamento, limitada pelos perfis longitudinais e transversais da estrutura secundária, Lewis (1988) e Orozco (2009), com a função de garantir a estanqueidade do navio.

Figura 7. Estrutura primária (A), secundária (B) e terciária (C)



Fonte: Pinto (2011)

2.7. Modos de Falha dos Tanques de Carga

Os principais modos de falha que podem acometer os tanques estruturais, constituído em geral por aço ou alumínio, são a fratura, a fadiga e a corrosão. Conforme Fanezzi [s.d.], a fratura consiste na separação do material em 2 ou mais partes, podendo ser classificada como frágil ou dúctil e de regra ocorre por desgaste excessivo. A fadiga segundo a norma ASTM (*American Society for Testing and Materials*) é o “processo progressivo e localizado de modificações estruturais permanentes ocorridas em um material submetido a condições que produzam tensões e deformações cíclicas que pode culminar em trincas ou fratura após um certo número de ciclos”. Já a corrosão consiste na deterioração dos materiais pela ação química ou eletroquímica do meio, podendo estar ou não associado a esforços mecânicos e geralmente ocorre por condições adversas impostas sobre o material, como metais submersos em água, em condições de alta pressão e temperaturas fora do comum.

Dentre estes modos de falhas, a corrosão é o mais difícil de evitar, sendo muito importante o seu conhecimento para auxiliar nas medidas adequadas de proteção (GENTIL, 2006). Telles (2003) cita que as formas de corrosão (quanto a morfologia) mais importantes para equipamentos de processo são a corrosão uniforme, corrosão sob tensão e por pites.

Castro (2018) complementa que em cenário típico de fundo de tanques de armazenamento de Petróleo e derivados, comparado com equipamento de processos, apenas a corrosão sob tensão não é esperada ocorrer.

A corrosão uniforme ou generalizada, segundo Telles (2003) e Roberge (2000), ocorre aproximadamente por igual em toda a superfície da peça em contato com o meio corrosivo, gerando uma redução mais ou menos constante de espessura. Esta corrosão não é a forma mais perigosa, pois pode ser prevista, controlada e facilmente medida, embora seja a forma que mais gera perda de material.

Já a corrosão por pites, segundo Telles (2003) consiste na formação de cavidades de pequeno diâmetro e maior profundidade, podendo perfurar a peça, com pouca ou nenhuma perda de espessura do material, sendo muito destrutiva e perigosa. A relação entre áreas catódica e anódica, aeração diferencial, variação de pH e a composição química do meio corrosivo ou do material metálico podem influenciar significativamente no ataque por pites (GENTIL, 2006).

Segundo Castro (2018), considerando que a corrosão externa das chapas de fundo de tanque de armazenamento de petróleo e derivados, quanto ao mecanismo, são eletroquímicas, os métodos utilizados de proteção, conforme Dutra e Nunes (2006), baseiam-se em impedir ou controlar a ocorrência das pilhas de corrosão, com ações podendo ser no metal, no meio corrosivo, nos potenciais das pilhas e na interface metal/eletrólito.

2.8. Gestão de Ativos

Considerando a complexidade técnica e legal envolvida no processo de descomissionamento *offshore*, bem como a inexperience do setor brasileiro na operação e regulação deste conjunto de atividades, e ainda a impossibilidade de unir numa única regulação, padrão ou *guideline* todas estas questões, torna-se imprescindível estudar e adotar as melhores práticas internacionais aplicáveis ao cenário brasileiro através da gestão de nossos ativos (IBP, 2022).

Steenhagen *et.al.* (2022), Duval *et.al.* (2009), *apud* Braga; Frota (2018), definem melhores práticas como: [...] práticas e procedimentos empregados na indústria do petróleo em todo o mundo por operadores prudentes e diligentes em condições e circunstâncias semelhantes, levando em consideração fatores como conservação dos recursos petrolíferos, segurança operacional e proteção ambiental (IBP, 2022).

Uma das principais práticas de gestão de ativos é o gerenciamento de riscos. Conforme pode-se observar na Figura 1, um dos nove elementos do pilar de gestão de risco trata da integridade de ativos e confiabilidade, que ajuda a garantir que o equipamento está projetado de maneira adequada, instalado de acordo com as especificações e que permanece ajustado para o uso até passar por uma manutenção. O elemento da integridade de ativos consiste na implantação sistemática das atividades, tais como as inspeções e os testes necessários para garantir que os equipamentos importantes estejam adequados ao uso para o qual são destinados ao longo de sua vida útil (CCPS, 2014).

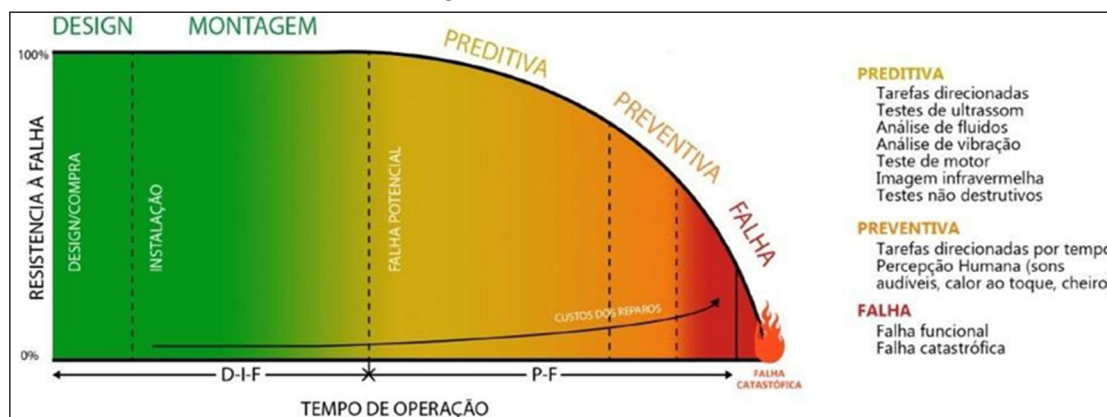
A deterioração sofrida pelos equipamentos durante sua operação é capaz de reduzir a sua integridade, acelerando o “envelhecimento” (HSE, 2008). Por meio da curva P-F, busca-

se representar a condição de um equipamento ou componente ao longo do tempo, o que possibilita identificar os processos de degradação e agir proativamente para evitar a falha. Ela é tipicamente usada na análise de confiabilidade dos ativos monitorados com base nos conceitos do RCM (*Reliability Centered Maintenance* - Manutenção Centrada na Confiabilidade) (DYNAMOX, 2020).

A Figura 8 ilustra a curva P-F, cujo eixo horizontal (X) representa o tempo de serviço ou operação de um ativo ou componente de ativos e o eixo vertical (Y) representa a resistência à falha ou, em alguns casos, a performance do ativo. Tal curva pode ser também utilizada para a fase de descomissionamento, nas operações essenciais para habitabilidade, execução das etapas do desmantelamento e para garantir a integridade do ativo, envolvendo novas aquisições e montagens.

O desempenho ou condição de um ativo declina ao longo do tempo, levando a falha funcional (isto é, perda de função para a qual se destinava). Desta forma, o objetivo da curva P-F é determinar o intervalo P-F, ou seja, o intervalo entre a falha potencial e a falha funcional (DYNAMOX, 2020).

Figura 8. Curva P-F



Fonte: DYNAMOX (2020)

Se uma falha potencial é detectada entre o ponto P e o ponto F, é possível tomar ações para prevenir as consequências da falha funcional (DYNAMOX, 2020). Dentro do contexto dos tanques de carga de FPSOs, esses tipos de falhas de ativos ocorrem da seguinte maneira:

O principal mecanismo de dano capaz de deteriorar os tanques de carga é a corrosão generalizada. Esta envolve o ataque uniforme à superfície do material e pode ser monitorada por ensaios não destrutivos. O desgaste ao equipamento é proporcional ao tempo e facilmente mensurável (ensaio de medição de espessura). A corrosão é uma falha potencial, definida como uma anormalidade de operação em um equipamento ou sistema, sem que estes percam sua condição de operação.

Outro aspecto a ser considerado em tanques que armazenam água salgada é a presença de bactérias redutoras de sulfato (BRS). Sob condições de estagnação, anaerobiose (ausência de oxigênio), presença de nutrientes como o sulfato (SO_4^{2-}) na água produzida e na água do mar e temperatura adequada favorecem o processo microbiológico de geração do gás H_2S . Além de contribuírem para o processo corrosivo dos tanques, os efeitos da intoxicação pelo gás sulfídrico podem paralisar o sistema nervoso que controla a respiração e provocar asfixia.

A redução da espessura das chapas dos tanques, ou seja, do costado da FPSO, como uma resultante do processo de corrosão, pode levar a falhas funcionais como fissuras, furos e trincas na estrutura, levando a perda de capacidade de contenção dos tanques. Como estratégia de proteção (situada na área verde da curva P-F) de zona submersa (áreas internas), como as superfícies internas de tanques e compartimentos inundados onde é possível a circulação de água do mar, pode-se destacar os revestimentos e proteção catódica por anodo de sacrifício. Sistemas de corrente impressa nestes compartimentos deve ser evitado devido ao desenvolvimento de gás cloro tóxico e corrosivo no anodo e possivelmente quantidades inflamáveis de gás hidrogênio no catodo. O grande desafio é que para unidade FPSO a vida útil desses sistemas de proteção anticorrosiva deve ser projetada para mais de 15 anos, uma vez que a unidade estará em operação contínua durante toda sua vida útil, diferentemente de navios comerciais que por exemplo atracam regularmente a cada 5 anos.

Segundo o documento DNV-RP-B101, de fevereiro de 2019, a proteção fornecida pelos revestimentos consiste em prover uma barreira entre o aço e o meio ambiente e, assim, alcançar a proteção necessária do aço. A vida útil do sistema de revestimentos aplicados deve ser otimizada para os requisitos de operação da estrutura flutuante *offshore*, e seu desempenho também depende da propriedade deste produto de revestimento (tinta). Dois fatores principais devem ser enfatizados para que se consiga atingir a vida útil de 15 anos ou mais: selecionar e pré-qualificar um produto de revestimento para serviço (por exemplo, por padrão estabelecido) e preparação e limpeza da superfície (por exemplo, limitar o teor de sal na superfície do aço a 30 mg NaCl/m).

Ainda conforme a DNV-RP-B101, “proteção catódica pode ser definida como, por exemplo, “proteção eletroquímica diminuindo o potencial de corrosão a um nível em que a taxa de corrosão do metal é significativamente reduzida” (ISO 8044) ou “uma técnica para reduzir a corrosão de uma superfície metálica fazendo dessa superfície o catodo de uma célula eletroquímica” (NACE RP0176). O processo de supressão do potencial de corrosão para um potencial mais negativo é denominado proteção catódica.”

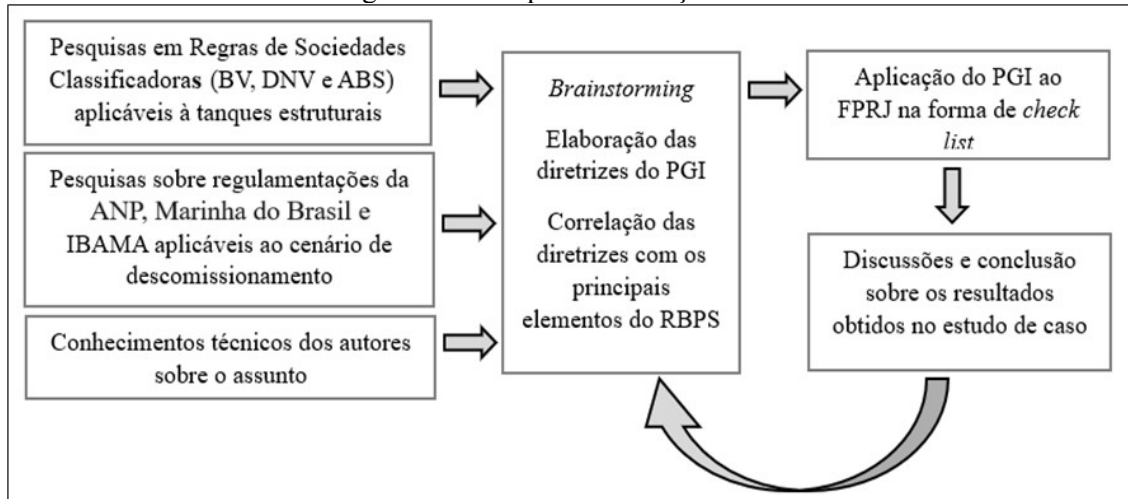
O projeto de proteção catódica para uma estrutura flutuante é normalmente utilizado em combinação com um sistema de revestimento. O uso de revestimentos pode reduzir drasticamente a demanda de corrente de proteção catódica além disso, para estruturas sensíveis ao peso com uma longa vida útil, a combinação de um revestimento e proteção catódica provavelmente proporcionará o controle de corrosão mais econômico (ABS, 2018).

Dentro da região laranja da curva P-F, pode-se enfatizar as atividades de inspeção visual de toda a extensão da chapa de fundo dos tanques, avaliação do estado da pintura (revestimento), estimativa de perda de massa de cada anodo de sacrifício, medição de espessura por ultrassom, dentre outros métodos de ensaios não destrutivos que se fizerem necessários.

3. METODOLOGIA

Na Figura 9 foram descritos os métodos utilizados para elaboração do PGI desde sua concepção até sua aplicação ao acidente com a FPRJ (estudo de caso), incluindo a elaboração do *check list* associado.

Figura 9. Fluxo para Elaboração do PGI



Fonte: Autores (2024)

3.1. Elaboração do Plano de Gestão de Integridade de Tanques de Carga Offshore em Fase de Descomissionamento

O Plano de Gestão de Integridade de Tanques de Carga Offshore em Fase de Descomissionamento e o *check list* associado são os produtos entregáveis deste trabalho. O PGI foi desenvolvido como uma matriz de correlação onde será permitido relacionar suas diretrizes a cada requisito citado no item (i) e aos elementos do RBPS, item (ii), e o *check list* consiste nos itens do PGI para aplicação direta no descomissionamento dos tanques de carga, dividido em três etapas: planejamento, adequação e operação.

- i) As diretrizes foram criadas com base em requisitos de Sociedades Classificadoras para tanques de carga de FPSOs adaptados ao cenário de descomissionamento, lições aprendidas do evento envolvendo a FPRJ e experiência dos autores deste artigo no assunto;
- ii) As diretrizes estão apoiadas nos pilares e elementos que compõem o sistema de gestão de segurança de processo baseada em risco;

3.2. Estudo de Caso

O Estudo de caso consistiu na aplicação das diretrizes do Plano de Gestão de Integridade de Tanques de Carga Offshore, onde foi utilizado o *check list* elaborado ao acidente ocorrido na FPRJ, atuando sob dois aspectos:

- i) Melhorias para o próprio PGI: indicando os pontos de atuação que necessitariam ser melhorados, corroborando para um PGI ainda mais robusto, também, com a retroalimentação das lições aprendidas com o evento e a investigação.
- ii) Validação do PGI: As perguntas do *check list* foram criadas com base nas diretrizes do PGI e foram respondidas como “SIM”, “NÃO” e N/A. Cada pergunta respondida como “SIM” permitiu-se apontar aquela diretriz que contribuiu para evitar o acidente. Cada pergunta respondida como “NÃO” identificou-se onde ocorreu a falha que contribuiu para o acidente.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1. Elaboração do Plano de Gestão de Integridade de Tanques de Carga *Offshore* em Fase de Descomissionamento

Durante a elaboração do PGI de tanques de carga *offshore* foram consultadas as regras das Sociedades Classificadoras, em que ficou caracterizada a similaridade entre elas. Porém, não foram identificadas regras específicas para tanques estruturais na fase de descomissionamento, de tal forma que foram utilizadas como referência as regras estabelecidas no item 3.16 (Plano de gerenciamento e armazenamento de água produzida visando boas práticas mitigatórias contra corrosão) do documento da ABS: *Rules for Building and Classing Floating Production Installations*, de julho 2023. Os itens aplicáveis àquele plano foram empregados como base para a criação das diretrizes do PGI de tanques de carga *offshore* em fase de descomissionamento, em que os tanques de carga concebidos para armazenar óleo passam a armazenar água produzida na fase inicial e posteriormente água do mar.

Essa adaptação foi necessária devido à imaturidade da legislação brasileira (ANP, IBAMA e Marinha do Brasil), cujas regulamentações não estabelecem procedimento claro de como pode ser realizado o descomissionamento desses tanques.

Como resultado de toda pesquisa realizada, foram enumeradas as seguintes diretrizes para o PGI:

1) Definir os profissionais e responsabilidades na execução deste PGI.

É fundamental definir profissionais e suas responsabilidades, considerando as competências necessárias para a execução do PGI, para garantir que todas as etapas desse processo sejam conduzidas de forma segura, eficiente e em conformidade com as normas e regulamentações aplicáveis. A matriz de competência genérica apresentada no Quadro 1 possui algumas funções que podem ser definidas dentro de um PGI de tanques de carga de plataformas em descomissionamento. Ela tem uma estrutura reduzida, pois entende-se que demais funções essenciais já fazem parte da estrutura da empresa.

Quadro 1. Matriz de Competências para funções adicionais ao cenário de descomissionamento de tanques

Função/ Responsabilidade	Competências Técnicas	Competências Comportamentais	Experiência Prévia
Gestor do PGI	Conhecimento em normas e regulamentações aplicáveis; experiência em gestão de projetos.	Habilidades de liderança; capacidade de tomada de decisão; habilidades de comunicação e negociação.	Experiência em gerenciamento de projetos de descomissionamento.

Engenheiro de Integridade	Conhecimentos em engenharia mecânica e naval; familiaridade com normas técnicas da API e regras das sociedades classificadoras; experiência em análise de riscos e inspeção estrutural.	Habilidades analíticas; capacidade de interpretação de dados e relatórios técnicos; conhecimento em software de modelagem e análise estrutural.	Experiência em projetos de integridade de estruturas navais e inspeção de estruturas navais.
Técnicos de Inspeção	Conhecimentos em técnicas de inspeção visual e ensaios não destrutivos; familiaridade com equipamentos de inspeção; conhecimento em normas de inspeção de tanques de carga.	Habilidades de observação e análise; capacidade de relatar e documentar resultados de inspeção; conhecimento em interpretação de códigos e normas técnicas.	Experiência em inspeção de estruturas.

Fonte: Autores (2024)

Essa diretriz está alinhada com alguns pilares do RBPS, conforme exposto a seguir:

a) Comprometimento com Segurança de Processo

a.1. Competência em Segurança de Processos: esclarece que as companhias devem organizar suas competências aprimorando o processo de aprendizado. Além disso, enfatiza que se deve nomear uma pessoa para manter o conhecimento coletivo vivo para cada processo, incluindo o conhecimento em segurança de processo.

a.2. Envolvimento da Força de Trabalho: as forças de trabalho envolvidas na operação e manutenção do processo são as maiores conhecedoras dos detalhes do processo, devido a experiência adquirida na realização das suas atividades diárias. Logo, uma sólida cultura de segurança de processo deve ser construída com a participação da mão-de-obra envolvida na unidade.

b) Gestão de Risco

b.1. Gestão de Contratadas: o escopo dos serviços contratados envolve uma gama de atividades, inclusive àquelas relacionadas a tarefas de alto risco e próximas a pontos críticos do processo. Portanto, uma estrutura forte de segurança de processos deve estar alinhada com a percepção clara dos riscos envolvendo os serviços contratados, conscientizando e assegurando que a mão-de-obra contratada esteja ciente sobre os perigos envolvidos e consequentemente elevando os padrões de segurança, tornando os sistemas mais confiáveis, trazendo um bem-estar e atendendo os interesses da organização.

b.2. Treinamento e Certificação de Desempenho: esse pilar apresenta uma visão sobre a necessidade de prover o treinamento para a força de trabalho e garantir que ele possa ser aplicado na prática. Um nível elevado de desempenho humano é um processo contínuo e

detectar ajustes com treinamentos complementares, cursos de reciclagem e habilidade mínimas de um trabalhador para um cargo específico, fazem parte do conjunto de princípios abordados nesse elemento.

2) Definir calado mais conservador (maior calado) da unidade na fase de descomissionamento (fase 1).

A situação de maior calado reflete uma das primeiras fases do descomissionamento, pois as condições de estabilidade da plataforma e de integridade das linhas de ancoragem devem ser mantidas mesmo após a realização de retirada do último óleo dos tanques.

O pilar de comprometimento com segurança de processo / Conformidade com Padrões apoia a diretriz acima porque estabelece que tanto o conhecimento quanto a conformidade com os padrões e a obediência a um sistema de normas ajudam a empresa a operar a instalação e mantê-la segura, e assim manter as práticas de segurança de processo e implementá-las de forma consistente, minimizando eventuais responsabilidades legais.

3) Prever quais tanques de carga serão utilizados como lastro da plataforma com água do mar (fase 2).

O ideal é que haja a utilização do menor número de tanques com água do mar de forma a manter o calado máximo. Desta forma, a gestão de água em tanques será mais fácil e a exposição a condições mais severas ocorrerá em menor número de compartimentos. A determinação prévia dos tanques que armazenarão água do mar permitirá o melhor planejamento para adequação.

O pilar do RBPS de Gestão de Risco relacionada ao elemento Gestão de Mudanças inclui um processo de análise e autorização, para avaliar os ajustes propostos as etapas de descomissionamento das instalações e nas atividades envolvidas para sua concretização, obtendo a certificação na formação da gestão da mudança de que nenhum perigo imprevisto seja introduzido, e que o risco de perigos para a operação ou para o meio ambiente não venham a aumentar de forma não intencional. Esse pilar também inclui medidas para ajudar a assegurar que o pessoal potencialmente afetado seja notificado da mudança, e que os documentos pertinentes, tais como procedimentos, conhecimento de segurança de processo, e assim por diante, sejam mantidos atualizados.

O pilar de Entendimento de Perigos e Riscos / elemento Identificação de Perigos e Análise de Risco também é um produto desta fase pois inclui mapear todas as atividades envolvidas na identificação de perigos e na análise de risco da instalação para certificar que os riscos à operação e/ou ao ambiente estejam sistematicamente controlados dentro da tolerância de risco da organização. Uma análise insuficiente deve levar a decisões insatisfatórias, e a análise excessiva possui potencial de desperdiçar recursos.

4) Determinar o plano para incrementar as barreiras de segurança: proteção catódica (ou anodo de sacrifício), pintura interna - (fase 3a); negociar paralelamente com a sociedade classificadora a alteração de requisitos de integridade para esses compartimentos, em função da nova classificação de tanque (fase 3b).

Envolve a aquisição de materiais (anodos e revestimento), o planejamento ótimo para a instalação durante a próxima intervenção e as devidas negociações com a sociedade classificadora.

O pilar de Gestão de Risco e elemento de Integridade de Ativos e Confiabilidade está alinhada na implantação sistemática das atividades, bem como inspeções e realização de inspeções necessárias para garantir que os tanques de carga estejam adequados ao uso para o qual são destinados até o fim de sua vida útil na fase final do descomissionamento. Este elemento visa prevenir uma liberação catastrófica de material perigoso, ou a liberação repentina de energia e garantir a alta disponibilidade (ou segurança) dos sistemas de segurança críticos ou utilitários que previnem ou amenizam os efeitos dos eventos do tipo.

O pilar de Entendimento de Perigos e Riscos / elemento de Conhecimento no Processo no que diz respeito à classificação dos tanques se concentra principalmente em informações que podem facilmente ser registradas em documentos. A gestão de conhecimento do processo, incluindo dados básicos, bases de projeto, especificações e outros conhecimentos pertinentes ao processo devem estar bem-organizados e catalogados. Em relação a isso, o elemento competência complementa este elemento, na medida em que ajuda a garantir que os usuários possam interpretar corretamente e compreender as informações que são coletadas como parte deste elemento.

5) Realizar a limpeza dos tanques de carga para recebimento de água produzida/água do mar.

Para realização de qualquer mudança nos tanques de carga, o que inclui a troca do fluido de recebimento do tanque em relação ao projeto, será necessária a elaboração de uma gestão de mudança para avaliação de adequação / integridade do tanque para receber essa água.

Essa diretriz vai de encontro ao Pilar de Gestão de Risco com ênfase em Gestão de Mudanças pois a alteração do fluido dentro do tanque é reconhecidamente uma situação de mudança. Além disso, a gestão de mudança possui grande importância nessa situação pois gerará um registro revisado e autorizado que propagará a informação para a mão-de-obra atingida pela mudança.

6) Criar uma gestão sobre o tempo de residência da água dentro do tanque e elaborar um estudo da taxa de corrosão do fluido, condicionante mitigatória com redução do intervalo entre inspeções normativas. (A exceção de plataformas que já iniciaram descomissionamento e por isso já armazenam água no interior dos tanques de carga)

É imperativo manter o controle do tempo de permanência da água dentro do tanque, pois é informação necessária para a projeção da condição de integridade do compartimento. O dado pode servir como base para a avaliação empírica da corrosividade da água.

O pilar de Gestão de Risco / elemento Integridade de Ativos e Confiabilidade como já dito nos tópicos anteriores visa implementar recursos para prevenção de acidentes críticos de processos relacionados à corrosão dos tanques devido à má gestão no tempo de residência da água nos tanques de carga.

7) Realizar inspeções periódicas nos tanques verificando a necessidade de aumento da frequência deste procedimento em função da troca do fluido armazenado.

A água salgada pode possuir corrosividade maior do que o petróleo, demandando inspeções intermediárias.

Como falado no tópico relacionado ao uso dos tanques para lastro da plataforma, o pilar de Gestão de Risco / elemento Gestão de Mudanças assegura que os documentos pertinentes, tais como procedimentos, conhecimento de segurança de processo, e assim por diante, sejam mantidos atualizados.

O pilar de Gestão de Risco / elemento Integridade de Ativos e Confiabilidade também possui interface com essa decisão quanto ao fluido armazenado pois possui medidas de prevenção de liberação de fluidos e disponibilidade dos tanques para remanejo dos fluidos que provêm a estabilidade do FPSO.

Por outro lado, o pilar de Entendimento de Perigos e Riscos / elemento Identificação de Perigos e Análise de Risco é relevante nessa situação pois mapear perigos na operação dos tanques com outro fluido deve passar por uma análise profunda para certificação dos riscos envolvidos.

8) Realizar uma avaliação de projeção da corrosão dos tanques (*renewal* – menor espessura que a chapa do tanque pode ter com risco de furar) e do risco de liberação de resíduos de hidrocarbonetos no mar.

Com os dados físico-químicos da água no interior do tanque, e de medição de espessura após a última inspeção pode-se estimar o prazo até a nova verificação para confirmar ou corrigir a condição de corrosividade do meio.

Como falado em outro quesito, a Gestão de Risco com elemento de Integridade de Ativos e Confiabilidade está alinhado no desenvolvimento e na elaboração de testes e práticas ideais para manutenção preventiva dos tanques, de modo a ajudar a garantir que eles estejam adequados e aptos para utilização até o fim da vida da unidade.

9) Monitorar as condições de corrosividade do meio interno dos tanques.

Mesma condição mencionada no item de realização de inspeções periódicas nos tanques.

O pilar de Gestão de Risco com ênfase na Integridade de Ativos e Confiabilidade: o trabalho de manutenção possui a função de ajudar a prevenir as falhas nos tanques que poderiam resultar em condições inesperadas para o seu uso.

10) Combater a geração de H₂S e mitigar a corrosão através de tratamento químico (injeção de biocida e inibidor de corrosão).

A água salgada no interior dos tanques, que mesmo limpos podem apresentar resíduos oleosos, possui bactérias redutoras de sulfato, que geram H₂S, gás tóxico e corrosivo. A adição de inibidor de corrosão tem o objetivo de criar uma película protetora na superfície interna dos tanques. Atenção especial deve ser dada na verificação de compatibilidade entre os produtos químicos utilizados.

O pilar de Aprendizado com Experiência alinhado com o elemento de Melhoria Contínua exige uma avaliação efetiva para implementação de planos para produzir ações corretivas

a fim de identificar e corrigir antecipadamente deficiências incipientes que podem ser reveladas, no pior dos casos, através de um acidente de processo.

11) Utilização de novas tecnologias com tendência de aumento de produtividade - por exemplo, avaliar a aplicação de novas tecnologias para redução do tempo de inspeção, envolvendo a sociedade classificadora, em eventuais validações, como a (inspeção com drones e ROVs (*Remotely Operated Underwater Vehicle*) no interior dos tanques).

Novas tecnologias podem permitir:

- a limpeza do compartimento mais rapidamente, reduzindo intervenções manuais (atualmente por pá e balde);
- a inspeção com o fluido dentro do tanque (ROV) ou com o compartimento vazio (drone) em menor tempo;
- o reparo de forma automatizada.

O pilar de Aprendizado com a Experiência para Melhoria Contínua agrega o foco na análise de gestão para incorporar oportunidades de práticas melhores que podem ter sido descobertas em outras modalidades de negócios e que possam servir de modelo e ser empregadas para corrigir deficiências de processo.

4.2. Estudo de Caso

No Brasil temos um exemplo crasso de acidente de segurança de processo offshore cujas falhas associadas à gestão de integridade merecem destaque. É o caso do acidente ocorrido em meados de 2019, onde trincas no costado da FPSO Cidade do Rio de Janeiro, mais especificamente nas chapas do tanque 5P da embarcação, foram responsáveis pela perda de contenção primária de cerca de 6,6 m³ de óleo no mar. Posteriormente, a união dessas trincas levou ao desprendimento de parte do costado e da chapa de fundo. A FPRJ era operada pela *Modec* em contrato de afretamento com a Petrobras para produção de petróleo e gás no campo de Espadarte, ao sul da Bacia de Campos e se encontrava na fase de descomissionamento desde 2018.

O Relatório de Investigação do Acidente na FPSO Cidade do Rio de Janeiro (ANP, 2020a) apontou 9 causas raiz para a falha estrutural no tanque, constatando principalmente o controle inadequado das atividades de empresas contratadas, que critérios de projeto não refletiam a realidade ou funcionalidade desejada de equipamento ou sistema e o retardo nos processos relacionados ao fim do ciclo de vida da instalação ou da atividade.

As tratativas das causas raiz do acidente foram definidas com base em oito recomendações, que de maneira resumida abordaram a necessidade da operadora desenvolver ou adotar ferramentas de gestão que aumentassem a qualidade dos critérios de projeto, incluíssem o adequado controle de inspeção/manutenção de instalações navais, aumentassem o grau de exigência da qualidade de inspeções em tanques e seus respectivos relatórios, garantisse o planejamento e cumprimento dos planos de manutenção, dentre outras.

As Tabelas 1 e 2 apresentam de forma resumida as causas raiz e os fatores causais listados no Relatório de Investigação do Acidente na FPSO Cidade do Rio de Janeiro (ANP, 2020a) e que serviram como referências para as discussões dispostas neste capítulo.

Tabela 1: Causas Raíz do Acidente (Relatório de Investigação do Acidente no FPSO Cidade do Rio de Janeiro)

CAUSAS RAIZ DO ACIDENTE (FPRJ)

CR1	Descumprimento do planejamento de Inspeções
CR2	Falta de ações corretivas em inspeção anterior ao acidente
CR3	Inexistência de avaliação da qualidade dos relatórios de inspeção
CR4	Inconsistência dos critérios de projeto do sistema de proteção contra corrosão
CR5	Falha de Gestão de Contratadas
CR6	Falha de Inspeção/Manutenção de Equipamentos
CR7	Baixa percepção de risco da Modec
CR8	Equipe responsável pelas operações de supervisão do <i>offloading</i> reduzida
CR9	Falha no planejamento de descomissionamento da FPSO

Fonte: ANP (2020a)

Tabela 2: Fatores Causais (Relatório de Investigação do Acidente no FPSO Cidade do Rio de Janeiro).

FATORES CAUSAIS E CAUSAS RAIZ COMUNS

FC1	Insuficiência da proteção catódica no tanque 5P	CR1, CR2, CR3, CR4, CR5
FC2	Ausência de revestimento epóxi no tanque 5P	CR1, CR3, CR4, CR5
FC3	Armazenamento de fluido fora da especificação de projeto no tanque 5P	CR2, CR4
FC4	Falha do sistema de geração de vapor	CR6, CR7
FC5	Ausência de pessoa chave da operadora para o <i>offloading</i>	CR7, CR8
FC6	FPSO não foi descomissionada antes do término de sua vida útil	CR9

Fonte: ANP (2020a)

O Quadro 2 apresenta o *check list* com aplicação do PGI proposto, apêndice deste trabalho, ao acidente envolvendo a FPRJ e a análise crítica demonstrando que sua utilização seria relevante e poderia contribuir para evitar o acidente.

Quadro 2. *Check list* associado ao PGI e aplicado ao acidente do FPRJ

	Resposta	Discussões
ETAPA 1: PLANEJAMENTO		
Parecer Técnico do PGI foi elaborado? Deve ter no mínimo: - Definição do calado mais conservador; - Definição dos tanques de carga selecionados para lastro; - Plano de incremento das barreiras de segurança; - Estimativa do tempo de residência da água no tanque; - Estimativa da taxa de corrosão do fluido - Plano de Resposta a Emergência	NÃO	O documento Procedimento de Operações Especiais - Inspeção de Tanque, da operadora tinha como escopo a avaliação do sistema de proteção catódica quando a integridade do revestimento. Este PGI, caso fosse aplicado, evitaria a CR1. A aplicação desta etapa seria uma barreira na ocorrência do FC1 e FC2, uma vez que a conversão do tanque de carga 5P para água só ocorreria após conclusão desta etapa de planejamento. A elaboração deste parecer técnico provocaria uma análise crítica da condição de projeto e operação do tanque, e poderia evitar o FC3 e entrou como CR4. A elaboração deste parecer no plano de resposta a emergência identificaria a necessidade de manter íntegro e operacional os equipamentos que realizam o <i>offloading</i>, que entrou como CR6 e CR7. Por fim, a CR9 retrata a importância da aplicação desta etapa de planejamento no PGI.
Profissionais designados (força de trabalho e contratadas), suas responsabilidades e capacitações atendem a matriz de competência?	NÃO	A aplicação desta etapa evitaria a CR5, onde foi identificada falha pela ausência de evidência na aplicação das funções da contratada em inspeções. Além disso, foi sinalizada a falha na atribuição do operador da instalação, que deveria atender ao requisito do item 13.2.1 do SGSO. Este item contempla a busca da integridade mecânica dos sistemas e estruturas e contribuiu para a CR1. Por fim, a unidade no momento do acidente operava com equipe reduzida, principalmente na operação de <i>offloading</i>. Caso essa operação fosse identificada como necessária e integrante do plano de resposta a emergência pelo parecer técnico, poderia evitar a CR8.
ETAPA 2: ADEQUAÇÃO		
As barreiras de segurança foram implementadas nos tanques de carga selecionados para lastro conforme parecer técnico? Anodo de sacrifício, revestimento etc.	NÃO	Como não houve parecer técnico, toda etapa de prevenção/mitigação posterior prevista neste PGI ficou comprometida. Caso este PGI fosse aplicado, teria sido realizada a especificação e o redimensionamento das proteções anticorrosivas que poderiam evitar os FC1 e FC2.
A limpeza dos tanques de carga para recebimento de água foi efetuada de forma eficaz?	NÃO	Segundo relatório de investigação, o tanque 5P não foi completamente limpo, impedindo a inspeção visual das chapas de fundo e integridade dos anodos.

		A aplicação desta etapa de adequação aumentaria a qualidade das inspeções realizadas na etapa de operação e poderia evitar a ocorrência da CR3.
Os planos de inspeção foram programados e executados?	NÃO	Apesar do plano ter sido programado, houve falhas na periodicidade aplicada, entre elas: - A frequência estabelecida era de 2 a 3 anos, conforme procedimento interno que categorizava tanques de carga ao nível 2 de prioridade. Já a classificadora estabelecia periodicidade de 5 anos. A única inspeção realizada, em 2013, não cumpriu nenhum dos dois prazos. A etapa de planejamento deste PGI poderia evitar esta falha.
ETAPA 3: OPERAÇÃO – PERIÓDICO		
Os testes e procedimentos de inspeção e manutenção estão definidos?	NÃO	Não houve definição de testes e procedimentos de inspeção e manutenção para itens auxiliares para a gestão de integridade dos tanques, como elementos essenciais para o <i>offloading</i> que contribuiu para a CR6.
Existe plano de resposta e contingenciamento para tratamento da anomalia quando a medição de espessura se encontra além da condição de <i>renewal</i> ?	NÃO	Houve em torno de 50 pontos com redução de espessura acima do limite aceito e 60 pontos que demandavam atenção, porém nenhuma ação foi realizada. Esta etapa do PGI poderia evitar a CR2
Existe plano de manutenção e contingenciamento para recomposição dos revestimentos e anodos de sacrifício?	NÃO	Mais uma etapa de reforço do PGI para o parecer técnico que em conjunto, serve como mais uma barreira de proteção para o FC1 e FC2
Existe gestão para controle da concentração do H ₂ S, incluindo contingenciamento e plano de resposta?	N/A	Não há informação suficiente no relatório de investigação sobre a injeção de biocida ou qualquer outro produto químico para este fim nos tanques.
Existe plano de resposta e contingenciamento para tratativa de não conformidade no armazenamento de água?	NÃO	A gestão deste plano de resposta contemplaria os equipamentos necessários para o <i>offloading</i> , sendo mais uma barreira para a CR6.

Fonte: Autores (2024)

5. CONCLUSÃO

O acidente ocorrido ao FPSO Cidade do Rio de Janeiro (FPRJ), na etapa de descomissionamento com liberação de hidrocarbonetos no mar, ressalta a importância do tema do ponto de vista técnico, econômico, social e ambiental, bem como deixou em evidência a fragilidade do arcabouço legal brasileiro, cuja regulação permanece em desenvolvimento contínuo, mas possui normas diversas, numerosas e insipientes.

Da pesquisa documental acerca da legislação, normas e regulamentações aplicáveis ao tema descomissionamento e os requisitos para tanques de carga no Brasil, e considerando ainda, o pioneirismo do Brasil em águas profundas, cuja complexidade e quantidade de unidades poderão gerar um passivo sem precedentes, torna-se *mister* que o país desenvolva sua legislação e regulamentações normativas, para além da análise da experiência internacional e replicação de seu arcabouço regulatório e práticas de descomissionamento.

A ausência de legislação específica, clara e organizada sobre o tema, principalmente do ponto de vista ambiental contribuiu para o acidente ocorrido nos tanques de carga do FPSO Cidade do Rio de Janeiro (FPRJ), de tal forma se pode concluir que tanto a ANP, IBAMA e a Marinha do Brasil são corresponsáveis pelo evento, uma vez que, os três devem aprovar as soluções de descomissionamento e abandono propostas pelos operadores.

Outro ponto que merece destaque, é que com as perspectivas de aumento do volume de unidades a serem descomissionadas no Brasil num futuro próximo, os investimentos associados são da ordem de bilhões, e se dão numa fase em que as unidades operacionais já não representam um ativo rentável. Portanto, essa desmotivação financeira exigirá regulamentos técnicos suficientemente abrangentes e detalhados para o assunto, bem como um esforço conjunto dos órgãos reguladores no que diz respeito a fiscalização.

É sabido que o principal mecanismo de dano capaz de degradar os tanques de carga é a corrosão geral, porém, ela pode ser monitorada através de inspeções, sendo o desgaste do equipamento proporcional ao tempo e mensurável por ensaios de medição de espessura. Assim sendo, validar uma metodologia para orientar sobre as melhores práticas e como o processo de gestão de integridade em tanques na fase de descomissionamento pode ser realizado, através de uma ferramenta como o PGI, pode ser determinante para evitar reincidência de acidentes como o ocorrido aos tanques do FPRJ.

Ao aplicar o Plano de Gestão de Integridade de Tanques de Carga *Offshore* na Fase de Descomissionamento a um cenário real foi constatado que sua utilização se mostrou eficaz na detecção de problemas existentes, alertando para possíveis desvios de segurança de processo. Isso não só auxilia na priorização de ajustes necessários, mas também contribui para mitigar a probabilidade de ocorrência de eventos similares. Além disso, considerando a relevância do PGI, torna-se imprescindível o planejamento, a adequação e a periodicidade para avaliações, podendo garantir assim uma gestão efetiva dos riscos.

O PGI e o *check list* elaborados desempenharam um papel eficaz, proporcionando à organização uma visão abrangente no que diz respeito à integridade e confiabilidade dos tanques de carga em fase de descomissionamento.

Como recomendação para trabalhos futuros, sugere-se a retroalimentação do PGI como ferramenta de melhoria contínua à medida que o conhecimento sobre o assunto pelas partes envolvidas seja amadurecido. Assim sendo, o PGI se tornará mais robusto para cada categoria de equipamento ou ativo, adaptando-se à realidade a qual será aplicada.

REFERÊNCIAS

ABS, Guidance Notes on Cathodic Protection of Offshore Structures, December 2018.

ABS. Rules for Building and Classing – Floating Production Installations. Jul. 2023. ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

ANP. Relatório de Investigação - Investigação do Acidente na FPSO Cidade do Rio de Janeiro. 2020a. Disponível em: < <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional/incidentes/relatorios-de-investigacao-de-incidentes-1/relatorioinvestigaoFPRJfinal.pdf>> Acesso em: 17 de junho de 2023.

ANP. Descomissionamento de Instalações. Jul. 2020b. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional/descomissionamento-de-instalacoes>> Acesso em: 27 de agosto 2023.

ANP. Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente da ANP (SSM). Relatório de Investigação de Incidente - FPSO Cidade do Rio de Janeiro. Novembro, 2020c.

ANP. Painel Dinâmico de descomissionamento de instalações de exploração e produção. Nov. 2020. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/paineis-dinamicos-sobre-exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/painel-dinamico-de-descomissionamento-de-instalacoes-de-exploracao-e-producao>> Acesso em: 03 de jan. 2024.

ANTAQ. Agência Nacional de Transportes Aquaviários. Convenções Internacionais. Agosto. 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/antag/pt-br/assuntos/atuacao-internacional/convencoes-internacionais>. Acesso em: 12 de agosto 2023.

AUGUSTO, O.B. A ESTRUTURA SECUNDÁRIA DO NAVIO. São Paulo: Departamento de Engenharia Naval e Oceânica da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2004.

CASTRO, Mauro Muniz de. CORROSÃO EXTERNA EM FUNDO DE TANQUE DE ARMAZENAMENTO DE PETRÓLEO E DERIVADOS. 2018. Dissertação (Mestrado) – Curso de Montagem Industrial, Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2018.

CCPS. Diretrizes para Segurança de Processo Baseada em Risco. Editora Interciência. 1ª ed. 2014.

Ciclo de Debates sobre Petróleo e Economia. Texto Para Discussão: REGULAÇÃO DO DESCOMISSIONAMENTO E SEUS IMPACTOS PARA A COMPETITIVIDADE DO UPSTREAM NO BRASIL. Cooperação e Pesquisa IBP – UFRJ. 2017. Disponível: <<https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2017/10/TD-Regula%C3%A7%C3%A3o-do-Descomissionamento-site2.pdf>> Acesso em: 17 dez. 2023.

Cooperação Técnica nº ATN/OC-16518-BR. (2020). ESTUDO COMPARATIVO INTERNACIONAL (BENCHMARKING). Disponível em: <<https://www.ppi.gov.br>> Acesso em 16 dez. 2023.

DNV. Plant Lifetime Management: Ageing Assets Issues. DNV Conference - Process & Asset Risk Management, mar. 2011.

DUTRA, A. C.; NUNES, L. P. PROTEÇÃO CATÓDICA: TÉCNICA DE COMBATE À CORROSÃO. 4 ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.

DYNAMOX. Curva P-F: Como o seu entendimento pode contribuir para a manutenção. 2020. Disponível em: <<https://dynamox.net/blog/curva-p-f-como-o-seu-entendimento-podecontribuir-para-a-manuten%C3%A7%C3%A3o/>> Acesso em 08 nov. 2023.

EPBR. Oportunidades do Brasil no descomissionamento offshore. 2023. Disponível em: <<https://epbr.com.br/oportunidades-do-brasil-no-descomissionamento-offshore>> Acesso em: 30 out. 2023.

FANEZZI, Tiago. TIPOS DE FALHAS EM METAIS: CAUSAS E EXEMPLOS. [s.d.]. Disponível em: <<https://emejr.com.br/falhas-em-metais/#>>. Acesso em: 22 nov. 2023.

FGV. DESCOMISSIONAMENTO OFFSHORE NO BRASIL. 2021 | Ano 8 | número 11. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/livros-e-revistas/arquivos/cadernodedescomissionamento.pdf>>. Acesso em: 15 de jan. 2024.

FIORATI, JETE JANE. A Convenção das Nações Unidas sobre direito do mar de 1982 e os organismos internacionais por ela criados. Revista de informação legislativa, v. 34, n. 133, p. 129-154, jan./mar. 1997. Disponível em: <<http://www2.senado.leg.br/bdsf/handle/id/202>> Acesso em: 03 jan. 2024.

FREITAS, Igor da Silva. TANQUES ESTRUTURAIS DE UM FPSO. 2020. Disponível em: <<https://pt.linkedin.com/pulse/tanques-estruturais-de-um-fpso-igor-da-silva-freitas>>. Acesso em: 22 nov. 2023.

INTERNATIONAL ASSOCIATION OF OIL & GAS PRODUCERS. Overview of International Offshore Decommissioning Regulations. Volume 1 – Facilities. Report 584. Março/2023. Disponível em: <https://www.iogp.org/bookstore/checkout/order-received/524099/?key=wc_order_DwkthgPH7DrK3> Acesso em: 03 de jan. 2024.

M'PUSA, Jocelyne Botshimbo. Descomissionamento de Plataformas Marítimas: Estudo Comparativo dos Casos Reino Unido e Brasil. 2017. Disponível em: <https://app.uff.br/riuff/handle/1/4098>. Acesso em: 12 de ago. 2023.

PINTO, Marcos M. O. Arranjos Estruturais de Navios. PNV-2300 Introdução a Engenharia Naval, USP. 2011

Regulamentação do processo de descomissionamento de FPSOs no Brasil – Proper Marine – Projetos navais e Offshore. Disponível em: <<https://www.propermarine.com/regulamentacao-do-processo-de-descomissionamento-de-fpsos-no-brasil/>> [2023?]. Acesso em: 28 de out. 2023. Resolução ANP nº 817/2020. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/>. Acesso em: 16 de dez. 2023.

STEENHAGEN, Michelle Maximiano; DE SOUZA JACQUES, Tiago Machado; BOURBON, Vitor. Adoção de Melhores Práticas nos Projetos de Descomissionamento de Instalações Marítimas no Brasil. 2022.

TCU, Tribunal de Contas da União - Brasil. Descomissionamento de instalações de petróleo e gás natural offshore / Tribunal de Contas da União. Brasília, TCU, 2021. Disponível em: <[https://portal.tcu.gov.br/data/files/AF/C0/12/D7/5DF2D7101AE842D7F18818A8/Descomissio](https://portal.tcu.gov.br/data/files/AF/C0/12/D7/5DF2D7101AE842D7F18818A8/Descomissio%20namento%20instalacoes%20petroleo%20gas%20natural%20offshore.pdf)onamento_instalacoes_petroleo_gas_natural_offshore.pdf> Acesso em: 06 de jan. 2024.

TEIXEIRA, B. M. Aprimoramento da política pública ambiental da cadeia produtiva de óleo e gás offshore no Brasil: o descomissionamento das tecnologias de exploração. Tese de doutorado, Pós-graduação em Meio Ambiente - UERJ: Rio de Janeiro. 2013.

APÊNDICES

APÊNDICE A – Plano de Gestão de Integridade de Tanques de Carga *Offshore* em Fase de Descomissionamento

REQUISITOS A SEREM ATENDIDOS TANQUES DE CARGA EM FASE DE DESCOMISSIONAMENTO	DIRETRIZES DO PLANO DE GESTÃO DE INTEGRIDADE DOS TANQUES DE CARGA EM FASE DE DESCOMISSIONAMENTO	PRINCIPAIS PILARES/ELEMENTOS DO SISTEMA DE GESTÃO DE SEGURANÇA DE PROCESSO BASEADA EM RISCO
Matriz de competência	Definir os profissionais e responsabilidades na execução deste PGI;	Comprometimento com Segurança de Processo / Competência em Segurança de Processos: Avaliação prévia dos profissionais envolvidos e sua relação com Segurança de Processos; Comprometimento com Segurança de Processo / Envolvimento da Força de Trabalho: Envolvimento dos profissionais da força de trabalho na prática de gestão; Gestão de Risco / Gestão de Contratadas: Envolvimento dos profissionais contratados na prática de gestão; Gestão de Risco / Treinamento e Certificação de Desempenho: Métricas e certificação de capacitação dos profissionais envolvidos (força de trabalho e contratadas);
Estimar o volume de água produzida/água do mar armazenada em cada tanque	Definir calado mais conservador (maior calado) da unidade na fase de descomissionamento (fase 1);	Comprometimento com Segurança de Processo / Conformidade com Padrões: Atendimento a itens normativos e manual de operação;
Identificar tanques para armazenar água produzida/água do mar	Prever quais tanques de carga serão utilizados como lastro da plataforma com água do mar (fase 2);	Gestão de Risco / Gestão de Mudanças: alteração do fluido dentro do tanque; Entendimento de Perigos e Riscos / Identificação de Perigos e Análise de Risco: Avaliação dos

		impactos da alteração do fluido;
Prover revestimentos protetores nos tanques onde a água produzida/água do mar será armazenada	Determinar o plano para incrementar as barreiras de segurança: proteção catódica (ou anodo de sacrifício), pintura interna - (fase 3a);	Gestão de Risco / Integridade de Ativos e Confiabilidade: Proteção anticorrosiva dos tanques; Entendimento de Perigos e Riscos / Conhecimento no Processo: Os anodos de sacrifício são elementos de proteção à corrosão;
Instalar anodos em áreas desprotegidas onde a água produzida/água do mar será armazenada	negociar paralelamente com a sociedade classificadora a alteração de requisitos de integridade para esses compartimentos, em função da nova classificação de tanque (fase 3b);	
Necessidade de limpeza dos tanques	Realizar a limpeza dos tanques de carga para recebimento de água produzida/água do mar;	Gestão de Risco / Gestão de Mudanças: alteração do fluido dentro do tanque;
Monitorar o período em que a água produzida/água do mar é armazenada em cada tanque (atentar para período superior a 3 meses devido ao aumento em escala logarítmica das bactérias redutoras de sulfato, medidas mitigadoras são necessárias)*	Criar uma gestão sobre o tempo de residência da água dentro do tanque e elaborar um estudo da taxa de corrosão do fluido, condicionante mitigatória com redução do intervalo entre inspeções normativas; Avaliar a aplicação de novas tecnologias para redução do tempo de inspeção, envolvendo a sociedade classificadora, em eventuais validações;	Gestão de Risco / Integridade de Ativos e Confiabilidade: Implantação sistemática das atividades tais como as inspeções e testes necessários;
Inspecionar os tanques com mais frequência e reavaliar taxa de corrosão	Realizar inspeções periódicas nos tanques verificando a necessidade de aumento da frequência deste procedimento em função da troca do fluido armazenado;	Gestão de Riscos / Gestão de Mudanças: alteração do fluido dentro do tanque; Gestão de Riscos / Integridade de Ativos e Confiabilidade: Maior disponibilidade operacional; Entendimento de Perigos e Riscos / Identificação de Perigos e Análise de Risco: Evitar emergência naval;
Estudo de corrosão apoiado por cupons de teste e/ou análise química da água produzida/água do mar	Realizar uma avaliação de projeção da corrosão dos tanques (<i>renewal</i> – menor espessura que a chapa do tanque pode ter com risco de furar) e do risco de liberação de hidrocarbonetos no mar;	Gestão de Risco / Integridade de Ativos e Confiabilidade: Monitoramento da corrosividade;
Analisar a água armazenada periodicamente - como pH, sais e bactérias redutoras de sulfato	Monitorar as condições de corrosividade do meio interno dos tanques;	Gestão de Risco / Integridade de Ativos e Confiabilidade: Monitoramento da corrosividade;

Aplicação de biocidas	Combater a geração de H ₂ S e mitigar a corrosão através de tratamento químico (injeção de biocida e inibidor de corrosão);	Aprendizado com a Experiência / Melhoria Contínua: Procedimento que passa a ser adotado pela característica do fluido;
Minimizar o período de tempo que a água produzida/água do mar fica armazenada no tanque	**	
Adotar métodos adicionais que tenham se mostrado eficazes	Utilização de novas tecnologias com tendência de aumento de produtividade - por exemplo, avaliar a aplicação de novas tecnologias para redução do tempo de inspeção, envolvendo a sociedade classificadora, em eventuais validações (inspeção com drones e <i>ROVs</i> no interior dos tanques);	Aprendizado com a Experiência / Melhoria Contínua: aplicação de novas tecnologias; redução do tempo de inspeção para otimizar a integridade dos tanques;

*Adendo para plataformas que já iniciaram o descomissionamento e por isso já armazenam água no interior dos tanques de carga.

**Para a fase de descomissionamento, esta recomendação não é válida pois o lastreamento com água do mar será uma condição permanente da plataforma recomendando-se dimensionar e instalar proteções extras.

APÊNDICE B – Quadro com o *check list* associado ao PGI

	Resposta	Discussões
ETAPA 1: PLANEJAMENTO		
Parecer Técnico do PGI foi elaborado?		
Deve ter no mínimo: - Definição do calado mais conservador; - Definição dos tanques de carga selecionados para lastro; - Plano de incremento das barreiras de segurança; - Estimativa do tempo de residência da água no tanque; - Estimativa da taxa de corrosão do fluido - Plano de Resposta a Emergência		
Profissionais designados (força de trabalho e contratadas), suas responsabilidades e capacitações atendem a matriz de competência?		
ETAPA 2: ADEQUAÇÃO		
As barreiras de segurança foram implementadas nos tanques de carga selecionados para lastro conforme parecer técnico? Anodo de sacrifício, revestimento etc		
A limpeza dos tanques de carga para recebimento de água foi efetuada de forma eficaz?		
Os planos de inspeção foram programados e executados?		
ETAPA 3: OPERAÇÃO – PERIÓDICO		
Os testes e procedimentos de inspeção e manutenção estão definidos?		
Existe plano de resposta e contingenciamento para tratamento da anomalia quando a medição de espessura se encontra além da condição de <i>renewal</i> ?		
Existe plano de manutenção e contingenciamento para recomposição dos revestimentos e anodos de sacrifício?		
Existe gestão para controle da concentração do H ₂ S, incluindo contingenciamento e plano de resposta?		
Existe plano de resposta e contingenciamento para tratativa de não conformidade no armazenamento de água?		