

SUMÁRIO EXECUTIVO

INVESTIGAÇÃO DO ACIDENTE NA FPSO CIDADE DO RIO DE JANEIRO



anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

SUPERINTENDÊNCIA DE SEGURANÇA
OPERACIONAL E MEIO
AMBIENTE (SSM)
NOVEMBRO/2020

**Diretor Geral**

Raphael Neves Moura - Interino

Diretores

Symone Araújo

José Cesário Cecchi

Dirceu Amorelli

Felipe Kury

Superintendente de Segurança Operacional e Meio Ambiente em exercício

Mariana Rodrigues França

Equipe de Investigação de Incidentes

Bruno Alves de Oliveira

Luciano da Silva Pinto Teixeira – Investigador Líder

Lydia Huguenin Queiroz

Maria Luiza Nogueira Pais Esteves

Rosana de Rezende Andrade

Suzi Ane Costa Barbosa

Em 02/01/2019, a Petrobras comunicou a ocorrência de incidente com descarga significativa de óleo ($1,4 \text{ m}^3$) proveniente do FPSO Cidade do Rio de Janeiro. Esta FPSO era uma unidade de produção operada pela MODEC, sob contrato com a Petrobras, para a recuperação de óleo e gás associado do campo de Espadarte, localizado na porção sul da bacia de Campos, a aproximadamente 130 km da costa do estado do Rio de Janeiro. Na época do acidente, a unidade encontrava-se em fase de descomissionamento, sendo que já estava sem produzir desde 30/06/2018.

Posteriormente, a Petrobras relatou que a descarga de óleo era proveniente de um furo no tanque 5C e que o volume descarregado era de $4,9 \text{ m}^3$. O concessionário realizou manobras na instalação com o objetivo de criar um equilíbrio hidrostático entre o óleo contido nos tanques e a água do mar, aumentando o calado da embarcação e cessando assim a descarga. Também foi realizada a transferência de parte do óleo do tanque 5C para o tanque 3C. Com o intuito de verificar a situação do incidente, foi realizado sobrevoo no dia 05/01/2019 com representantes da ANP, Ibama e INEA.

Este incidente resultou em $15,36 \text{ m}^3$ de óleo no mar e foi acompanhado pela ANP, tendo sido realizada apresentação da investigação realizada pelo Operador em maio de 2019.

No dia 23/08/2019, a ANP recebeu nova Comunicação Inicial de Incidente na FPSO Cidade do Rio de Janeiro. Tratava-se de trincas no casco da instalação, com descarga de óleo para o mar. No momento da identificação das trincas, a unidade ainda possuía um inventário de 80.827 m^3 de água oleosa, o que corresponde a cerca de metade de sua capacidade de carga.; $5,13 \text{ m}^3$ de óleo; 450 m^3 de diesel; 356 tambores de borra oleosa (71 m^3) e cerca de $169,19 \text{ m}^3$ de borra oleosa em tanques.

O acidente evoluiu, por meio da interligação das trincas formadas no casco, resultando em queda de placas do chapeamento ao longo de todo o costado do tanque 5P, até a altura de 37,7 metros do fundo do tanque, na região de popa bombordo. O acidente resultou na descarga de $6,6 \text{ m}^3$ de óleo no mar.

O tanque 5P, onde ocorreram as avarias de casco, era designado por projeto para atender a função de armazenagem de água fora das especificações adequadas para descarte no mar, sendo chamado de “tanque *offspec*”. Entretanto, seu sistema de proteção contra corrosão foi projetado para atender a finalidade de tanque para óleo convencional fora de especificação.

O Grupo de Acompanhamento e Avaliação – GAA, composto pela Marinha do Brasil, IBAMA e ANP, acompanhou a resposta a emergência liderada pela Petrobras que consistiu no monitoramento das trincas e estabilidade da unidade, enquanto se realizava a remoção de inventário até a retirada total da unidade da locação. Esta resposta findou em 22/11/2019, quando o FPSO chegou ao estaleiro Jurong, em Aracruz, para reforço do casco.

O acidente ocorrido com a FPSO Cidade do Rio de Janeiro no segundo semestre de 2019 teve grande chance de ter se tornado um evento catastrófico, resultando no afundamento da instalação, considerando-se o grau de dano estrutural sofrido pela unidade. Se tal evento se concretizasse, os danos ambientais e os custos tanto de combate à poluição quanto em termos de perda de bens e danos à imagem da empresa, seriam muito maiores.

Mesmo não ocorrendo o afundamento da instalação, os custos diretos da resposta à emergência ficaram em torno de 250 milhões de reais. Atendo-se apenas ao fato de não ter ocorrido afundamento, a emergência em si custou por volta de duas ordens de grandeza a mais do que a aplicação do revestimento em todo o tanque.

Como conclusão da investigação, foram identificados seis fatores causais. Os três primeiros explicam por que as paredes do tanque 5P se degradaram, perdendo espessura a ponto de ocorrer trincas e posterior queda de placas. Os outros três fatores causais são os porquês de a instalação ainda ter ficado na locação mesmo depois do término de sua vida útil.

Os fatores causais (FC) relacionados à redução da espessura da chapa do tanque 5P são a perda de funcionalidade do sistema de proteção catódica (FC1); a inexistência do revestimento em epóxi (FC2) à época do acidente e o uso inadequado do tanque 5P (FC3).

Com relação ao fato de a instalação permanecer na locação após término da vida útil, verificou-se que falhas no sistema de geração de vapor (FC4) e insuficiência de pessoas capacitadas para realizar o *offloading* (FC5) levaram a meses de atraso na remoção do óleo ainda presente nos tanques da FPSO. Além disso, o processo de descomissionamento foi iniciado tardiamente (FC6) e, como se trata de um programa complexo, custoso e sujeito a atrasos, sua preparação deveria ter sido realizada com a antecedência adequada.

A primeira causa raiz (CR1) se trata de descumprimento do planejamento de inspeções. Por conta disso, a Modec não tinha como garantir a integridade do sistema de proteção catódica nem do revestimento do fundo do tanque. Ou seja, a CR1 contribuiu para a ocorrência dos fatores causais FC1 e FC2.

A segunda causa raiz (CR2) identificada foi a falta de ações corretivas relacionadas a inspeção em tanques. Mesmo insuficiente, houve uma inspeção no tanque 5P no primeiro trimestre de 2013. Caso fossem tomadas ações relacionadas a corrigir falhas apontadas, haveria grande possibilidade de o operador tomar ações corretivas, de reavaliação da utilização do tanque ou adequação com base nas melhores práticas. Portanto, a CR2 contribuiu para a ocorrência dos fatores causais FC1 e FC3.

A terceira causa raiz (CR3) trata-se de inexistência de avaliação da qualidade dos relatórios de inspeção. A má qualidade da única inspeção realizada no tanque 5P impediu que o operador tivesse melhor conhecimento das condições reais da integridade do tanque e de seu sistema de proteção contra corrosão. Ou seja, esta causa raiz contribuiu para os fatores causais FC1 e FC2.

A quarta causa raiz (CR4) foi encontrada na inconsistência dos critérios de projeto do sistema de proteção contra corrosão. Se o projeto do tanque fosse para água *offspec*, como era previsto na planta de processo da instalação, os requisitos de proteção contra corrosão seriam maiores. Portanto, essa causa raiz contribuiu para o fator causal FC3.

A quinta causa raiz (CR5) é a falha de gestão de contratadas, pois caberia à Modec avaliar a qualidade de manutenções e inspeções contratadas e à Petrobras verificar o cumprimento da cláusula do contrato de afretamento referente a realização de inspeções nos tanques navais. Como consequência, esta causa raiz contribuiu com os fatores causais FC1 e FC2.

Como sexta causa raiz (CR6), identificou-se a falha de inspeção/manutenção de equipamentos. Essa deficiência levou à deterioração e falha do sistema de geração de vapor (FC4), contribuindo para o atraso da remoção do óleo armazenado na FPSO.

A causa raiz CR7 é a baixa percepção de risco da MODEC no caso em tela. Ao analisar as evidências tanto da falha do sistema de geração de vapor (FC4) quanto da ausência de pessoa chave da MODEC (FC5), observa-se que houve atuação insuficiente da operadora da instalação numa situação que

poderia resultar em risco desnecessário de permanência de óleo em uma instalação que já não estava produzindo.

A oitava causa raiz (CR8) trata do fato de estarem com a equipe responsável pelas operações de supervisão do *offloading* reduzida, resultando no adiamento do *offloading*. Esta falha levou à ausência de pessoa chave da MODEC disponível para realizar a operação de *offloading* (FC5).

Como última causa raiz, a CR9 refere-se a falha no planejamento do descomissionamento da FPSO. Se tal planejamento fosse realizado com a antecedência adequada, os atrasos ocorridos poderiam ter sido minimizados, evitando que a instalação permanecesse na locação após o término de sua vida útil (FC6).

Essas foram as causas raiz que levaram ao acidente da FPSO Cidade do Rio de Janeiro identificadas na investigação. Com o objetivo de reduzir a probabilidade de ocorrência de acidentes que possam ser causados por estas falhas, propôs-se um conjunto de oito recomendações para os operadores:

Recomendações:

FPRJ_R01) Desenvolver ou adotar ferramentas de gestão que aumentem a qualidade dos critérios de projeto, buscando coerência entre a funcionalidade prevista pelo demandante e o design elaborado pela equipe de projeto demandada.

FPRJ_R02) Desenvolver ou adotar ferramentas de gestão que incluam o adequado controle de inspeção/manutenção de instalações navais.

FPRJ_R03) Desenvolver ou adotar ferramentas de gestão que aumentem efetivamente o grau de exigência da qualidade de inspeções em tanques e respectivos relatórios, sejam por pessoal próprio ou contratado.

FPRJ_R04) Desenvolver ou adotar ferramentas de gestão que garantam o planejamento e cumprimento dos planos de manutenção e demais elementos de segurança operacional como parte dos critérios de avaliação de contratadas.

FPRJ_R05) Prover os recursos humanos necessários para o adequado funcionamento dos sistemas operacionais da unidade de produção.

FPRJ_R06) Estabelecer indicadores adequados para uma gestão eficiente da contratada.

FPRJ_R07) Levantar todos os tanques de FPSO de casco simples que tenham ou tiveram água produzida armazenada e realizar avaliação de sua integridade, de funcionalidade de seu sistema de proteção catódica e de seu revestimento.

FPRJ_R08) Manter o sistema de gestão de segurança operacional adequadamente durante todo o ciclo de vida da instalação, incluindo a fase de descomissionamento.