

# RELATÓRIO DE INVESTIGAÇÃO

## 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

## Índice

Sumário Executivo .....	4
Introdução.....	7
1. Descrição do incidente.....	8
1.1. Histórico de conversão e armazenamento da plataforma .....	9
1.2. Especificações de proteção .....	12
1.3. Inspeção.....	15
2. Cronologia de eventos .....	15
2.1. O descomissionamento da plataforma.....	17
3. Árvore de falhas do evento e as causas .....	20
3.1. Fator Causal nº 1: Insuficiência de proteção catódica no tanque 5P .....	21
3.2. Fator Causal nº 2: Ausência de revestimento epóxi no tanque 5P.....	23
3.3. Fator Causal nº 3: Armazenamento de fluido fora da especificação de projeto no tanque 5P ....	25
3.4. Fator Causal nº4: Indisponibilidade do Sistema de Vapor .....	30
3.5. Fator Causal nº 5: Ausência de pessoa chave da MODEC.....	33
3.6. Fator Causal nº 6: FPSO não foi descomissionada antes do término de sua vida útil .....	33
4. Causas Raiz.....	34
4.1. Causa Raiz nº 1: Descumprimento de planejamento de inspeções.....	34
4.2. Causa Raiz nº 2: Falta de ação corretiva relacionada a inspeção do tanque 5P.....	36
4.3. Causa Raiz nº 3: Inexistência de avaliação de qualidade do relatório de inspeção .....	37
4.4. Causa Raiz nº 4: Inconsistência dos critérios de projeto do sistema de proteção contra corrosão	39
4.5. Causa Raiz nº 5: Falha de gestão de contratada.....	43
4.6. Causa Raiz nº 6: Falha de inspeção/manutenção de equipamentos .....	45
4.7. Causa Raiz nº 7: Baixa percepção de risco da MODEC.....	47
4.8. Causa Raiz nº 8: Equipe da MODEC insuficiente.....	47
4.9. Causa Raiz nº 9: Ausência de planejamento do descomissionamento da FPSO .....	48
4.10. Resumo das causas raiz .....	50
5. Recomendações .....	52
6. Conclusões.....	53

## Sumário Executivo

Em 02/01/2019, a Petrobras comunicou a ocorrência de incidente com descarga significativa de óleo (1,4 m<sup>3</sup>) 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 m<sup>3</sup>. 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 m<sup>3</sup> 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<sup>3</sup> de água oleosa, o que corresponde a cerca de metade de sua capacidade de carga.; 5,13 m<sup>3</sup> de óleo; 450 m<sup>3</sup> de diesel; 356 tambores de borra oleosa (71 m<sup>3</sup>) e cerca de 169,19 m<sup>3</sup> 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 m<sup>3</sup> 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.

## Introdução

Em 02/01/2019, a Petrobras comunicou a ocorrência de incidente com descarga significativa de óleo (1,4 m<sup>3</sup>) proveniente do FPSO Cidade do Rio de Janeiro. A FPSO Cidade do Rio de Janeiro é 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, em lâmina d'água variando de 750 a 1500 m. Na época do acidente, a unidade encontrava-se em fase de descomissionamento.

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 m<sup>3</sup>. 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.

No dia 23/08/2019, a ANP recebeu nova Comunicação Inicial de Incidente de nº CI 1908/000146, que relatava a ocorrência de descarga de 6,6 m<sup>3</sup> de petróleo no mar proveniente da instalação FPSO Cidade do Rio de Janeiro. Conforme registrado na CI, esta descarga de óleo foi identificada durante uma operação de mergulho para a investigação da causa do aumento de volume nos tanques 6 *Center* (6C) e 5 *Port* (5P). Nesta operação, foram encontradas trincas no bojo do tanque 5P, sendo quatro longitudinais e uma transversal.

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, abaixo da *fair-lead*, na posição do tanque 5P.

As ações iniciais de resposta foram a colocação de barreiras de contenção no mar, a realização de dispersão mecânica do óleo e o monitoramento da evolução das trincas. Entre 24 e 26 de agosto de 2019 ocorreu também a evacuação da unidade, como medida preventiva para possíveis consequências de dano a pessoas.

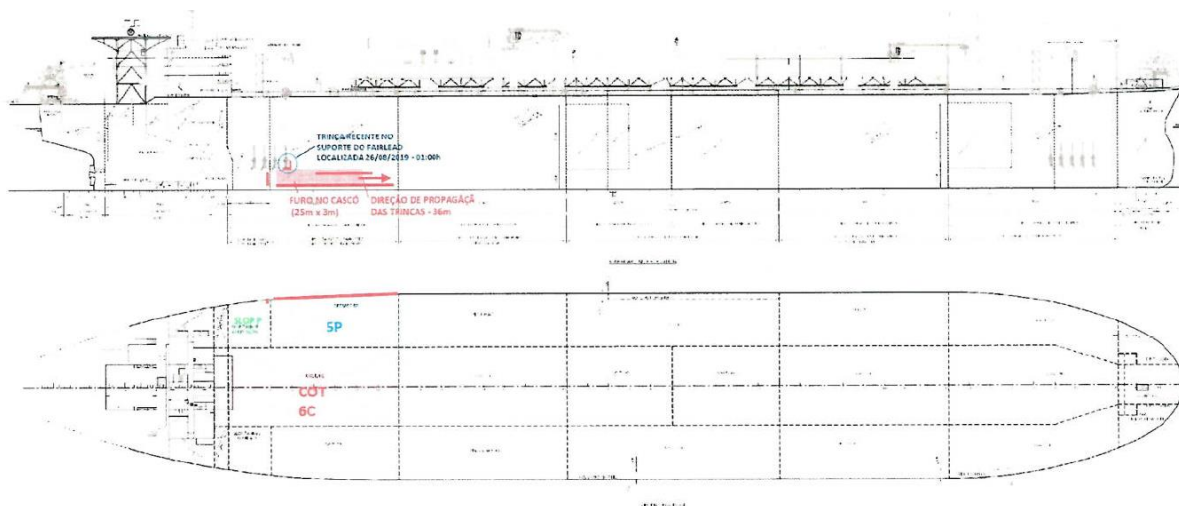
As principais ações realizadas ao longo da resposta à emergência foram o monitoramento de trincas, da integridade e estabilidade da embarcação, a contenção e dispersão de pequenos volumes de óleo que eram descarregados no mar, a redução do inventário de contaminantes a bordo, a desconexão de *risers* e linhas de ancoragem e a preparação para a remoção da unidade da locação para um estaleiro, que posteriormente ficou definido que seria o estaleiro Jurong – Aracruz, no Espírito Santo. Estas ações de resposta à emergência se estenderam até 22/11/2019, quando a unidade finalmente chegou ao estaleiro Jurong.

A equipe de investigação foi definida e iniciou suas atividades após a conclusão da resposta à emergência, em 22/11/2019, quando a unidade chegou ao estaleiro Jurong. Até esta data, a ANP

acompanhava as ações de resposta a emergência. Nos dias 11 e 12 de dezembro, membros da equipe de investigação foram ao estaleiro Jurong-Aracruz para inspecionar a instalação e realizar uma primeira coleta de documentos relevantes para a investigação. Após concluída a investigação, foi produzido o presente relatório, que apresenta as conclusões e as causas do acidente identificadas pela equipe de investigação da ANP.

## 1. Descrição do incidente

Observado o aumento do volume nos tanques 6C e 5P, no dia 23/08/2019, foi realizada operação de mergulho para identificar a sua causa. Por volta de 9h30 da manhã foram identificadas trincas no casco, localizadas abaixo do *fair-lead* de popa bombordo, na posição do tanque 5P, conforme pode ser observado na Figura 1. Essas trincas eram em número de cinco: quatro longitudinais e uma transversal.



**Figura 1: FPSO Cidade do Rio de Janeiro, com destaque para a região das trincas.**

As ações iniciais de resposta foram a colocação de barreiras de contenção no mar e a realização de dispersão mecânica do óleo, uma vez que foi registrada descarga de 6,6 m<sup>3</sup> de óleo. Nestas atividades, foram utilizadas embarcações de apoio e de recuperação de óleo (OIL REC). Também foram colocadas embarcações para monitorar a evolução das trincas. No momento da identificação da trinca, a unidade possuía um inventário de 80.827 m<sup>3</sup> de água oleosa; 5,13 m<sup>3</sup> de óleo; 450 m<sup>3</sup> de diesel; 356 tambores de borra oleosa (71 m<sup>3</sup>) e cerca de 169,19 m<sup>3</sup> de borra oleosa em tanques.

A unidade foi evacuada entre os dias 24 e 26 de agosto de 2019, sendo desembarcado um total de 107 pessoas. Conforme informado no Relatório de Situação ICS 209 de 27/08/2019, a tomada de decisão de evacuação da instalação se deu por constar, entre os perigos associados ao escalonamento



do acidente, a progressão das trincas, com adernamento/naufrágio da unidade de produção. Agravando a situação, não havia pleno conhecimento do grau do dano à integridade da unidade, resultando em riscos imprevisíveis.

Em 28/08/2019, conforme informado no Relatório de Situação ICS 209 do período, foi identificado que as trincas se uniram e o painel colapsou, abrindo uma fenda de 36 m x 6 m no casco, sendo que a bolina também se desprendeu e caiu. Em 17/10/2019, ocorreu o desprendimento de mais uma parte do costado, ampliando a abertura para 37,7 m x 7,55 m. Por fim, em 25/10/2019, a chapa de fundo se desprendeu e caiu no leito marinho.

A imagem abaixo mostra o fundo do FPSO com a abertura gerada pela queda da chapa:



**Figura 2: Fundo do casco da FPSO Cidade do Rio de Janeiro após queda da chapa.**

As principais ações realizadas ao longo da resposta à emergência foram o monitoramento de trincas e da integridade e estabilidade da embarcação, contenção e dispersão de pequenos volumes de óleo que eram eventualmente descarregados no mar, redução do inventário de contaminantes a bordo, desconexão de *risers* e preparativos para remoção da unidade da locação para um estaleiro, o estaleiro Jurong – Aracruz, no Espírito Santo.

### **1.1. Histórico de conversão e armazenamento da plataforma**

Com o acidente do petroleiro Exxon Valdez em 1989 no Alasca, os EUA adotaram, unilateralmente, regras de prevenção de poluição por óleo no mar mais rígidas do que as definidas pela Convenção Internacional para a Prevenção da Poluição por Navios (Marpol 73/78), o *Oil Pollution Act*

– OPA, de 1990. Nesta lei, os novos petroleiros deveriam ter duplo fundo e duplo costado e aqueles já em operação teriam até 2010 para se adequar. Além disso, os petroleiros de casco simples que tivessem mais de 25 anos (ou 23 anos em alguns casos) só poderiam operar em águas norte-americanas até 2005.

Como consequência desta lei norte-americana, em 1992, foram criadas emendas à Marpol 73/78, exigindo também requisitos de casco duplo, como as regras 13F e 13G do anexo I daquela Convenção. Algum tempo depois, em 2001, foram inseridas novas alterações na Marpol 73/78, antecipando a retirada de navios de casco simples, conforme uma classificação de três categorias com base na capacidade de tancagem, que também foi introduzida com esta modificação.

Com esta nova legislação, os velhos petroleiros de casco simples foram ficando fora de operação, até que se vislumbrou a sua reutilização como plataformas de produção de hidrocarbonetos, após conversão. Para tal, foram utilizados os petroleiros de maior porte, os *Very Large Crude-oil Carrier* (VLCC), por terem dimensão suficiente para abrigar os sistemas de processamento primário, de transferência, de utilidades etc.

Este processo de conversão resultou em vantagens e desvantagens. Entre as principais vantagens, destacam-se a economia associada ao fato de não ser preciso construir as novas plataformas do zero; e o fato de serem unidades estacionárias, não havendo praticamente risco de colisão com *icebergs*, recifes etc. Por outro lado, o fato de não haver possibilidade de levar a unidade para estaleiro periodicamente ressalta a vulnerabilidade de se ter uma unidade cuja estrutura naval já possui certa idade.

Por esse motivo, a manutenção preventiva em FPSOs de petroleiros convertidos deve ser mais acentuada em relação aos VLCC originais, assim como a avaliação da integridade do casco antes da conversão deve ser criteriosa.

As inspeções dos tanques de FPSOs, por não existir regulamentação específica, foram estabelecidas com base nas normas de inspeção de tanques de armazenamento de óleo cru de navios petroleiros.

Com base neste quadro histórico, o petroleiro “*M/T Bright Jewel*”, construído em 1987, foi convertido na FPSO Cidade do Rio de Janeiro em 2006 para operar no campo de Espadarte, com capacidade de processamento de 16.000 m<sup>3</sup>/dia de petróleo e 2.500.000 Nm<sup>3</sup>/dia de gás natural e capacidade de armazenamento de 275.917 m<sup>3</sup> de óleo.

Conforme descrito no documento “*FPSO Hull Fea Strenght Assessment*”, rev. B, de 10/11/2005, que trata da conversão do navio tanque para FPSO, a FPSO Cidade do Rio de Janeiro foi projetada para uma vida útil de 12 anos, sem docagem seca.

O sistema de tancagem da FPSO Cidade do Rio de Janeiro possuía 24 tanques, utilizados para armazenagem de óleo, água de lastro, óleo diesel e rejeitos. A capacidade de armazenagem e tipo de

fluido de cada tanque constam da Tabela 1 abaixo, apresentada na Descrição da Unidade Marítima (DUM), de novembro de 2017 – rev. 3, elaborada pela MODEC e encaminhada pela Petrobras.

**Tabela 1: Listagem de tanques com respectiva previsão de fluido e capacidade.**

Fluido	Tanque	Capacidade (m <sup>3</sup> )
Óleo	CARGA Nº 1 (C)	32.634,70
	CARGA Nº 2 (C)	36.028,30
	CARGA Nº 3 (C)	22.517,70
	CARGA Nº 4 (C)	22.517,70
	CARGA Nº 5 (C)	36.028,30
	CARGA Nº 6 (C)	35.597,40
	CARGA Nº 1 (P)	19.239,60
	CARGA Nº 1 (S)	18.288,00
	CARGA Nº 3 (P)	26.325,10
	CARGA Nº 3 (S)	28.044,40
	CARGA Nº 5 <i>Offspec</i> (P)	14.644,70
	CARGA Nº 5 (S)	14.644,70
	SLOP SUJO (P)	3.370,10
	SLOP LIMPO (S)	3.370,10
Lastro	Nº 2 Boreste (S)	23.494,80
	Nº 4 Bombordo (P)	23.149,60
	AFT PEAK	3.182,60
Óleo Diesel	MDO Serv. Tk. S	255,3
	MDO Day Tk. S	16,7
	MDO Stor. Tk 1S	964,8
	MDO Stor. Tk 1P	964,8
	MDO Stor. Tk 2P	1.578,40
Água Doce e Destilada	Tanque de Água destilada Boreste	84,3
	Tanque de Água destilada Bombordo	84,3
	Tanque de Água Fresca Boreste	211,7
	Tanque de Água Fresca Bombordo	211,7
Rejeitos	Bilge	37
	S/T Cool Tk	27,6
	Clean Drain Tk	22,2
	Sep. Bilge O Tk	14,8
Utilidades	Tanque de expansão	8,46

Também é importante destacar que na primeira versão da DUM foi informado que o tanque 5P tinha como função o armazenamento de rejeitos. Este era a função do tanque 5P previsto em projeto, conforme é apresentado no documento *General Technical Description of Processing Plant*, versão C, de 15/12/2005, item 3.4 da FPSO Cidade do Rio de Janeiro. Este item informa que a água produzida deve ser redirecionada para o tanque *Offspec* 5P, sempre que ocorrer desenquadramento do teor de óleo e graxas (TOG).

O acompanhamento diário da composição do líquido presente no tanque 5P ao longo da vida útil da unidade confirma que este foi o real uso do tanque. Desta forma, a rev. 3 da DUM (tabela 1) está incorreta ao colocar o tanque 5P como tanque de óleo *offspec*.

## 1.2. Especificações de proteção

Por suas características estruturais e de operação, os tanques de um FPSO possuem basicamente cada lado de suas chapas e demais estruturas metálicas em contato com água salgada (água do mar e água de lastro), água doce, óleo bruto, óleo diesel ou água produzida.

Considerando que o óleo bruto fornece certa proteção contra corrosão às chapas em comparação à água salgada, a *Det Norske Veritas* (DNV), cujas recomendações foram utilizadas no projeto da embarcação, recomenda, por meio do documento DNV-RP-B101 (*Corrosion Protection Of Floating Production and Storage Units*), de abril de 2007, que seja realizado um revestimento composto em epóxi, conforme descrito nas linhas iniciais de sua tabela A-4 reproduzida abaixo:

Tabela 2: Parte da tabela 4 do anexo A do DNV-RP-B101/2007.

<b>Table A-4 Basic coating system: Oil tanks and miscellaneous areas</b>				
<i>Allocation</i>	<i>Surface preparation</i>	<i>Coating type</i>	<i>Nominal DFT microns</i>	<i>Number of coats minimum</i>
<i>Oil cargo tanks</i>	<i>Sa 2.5</i>	<i>Epoxy based or other qualified hard coating</i>	300 - 400	2 - 3
<i>Fresh water tanks</i>	<i>Sa 2.5</i>	<i>Epoxy</i>	200	2
<i>Product tanks</i>	<i>Sa 3</i>	<i>Epoxy</i>	300 - 350	2 - 3
		<i>Phenolic Epoxy</i>	300 - 350	2 - 3
	-	<i>Zinc silicate</i>	75 - 100	1
...				

Em se tratando de tanques de lastro, a tabela a ser seguida é a A-3:

Tabela 3: Tabela 3 do anexo A do DNV-RP-B101/2007.

<b>Table A-3 Basic coating system: Ballast tanks and internal voids</b>			
<i>Allocation</i>	<i>Coating type</i>	<i>Nominal DFT microns</i>	<i>Number of coats minimum</i>
<i>Ballast tanks and voids exposed to seawater</i>	<i>Epoxy based (pure epoxy or modified epoxy) or other qualified hard coating</i>	300 - 400	2 - 3

Além da pintura, o mesmo documento da DNV prevê, em seu item 6.1.1, a necessidade de instalação de proteção catódica na parte submersa do casco, tanques de lastro e outros espaços internos que contenham água salgada. É informado no *guidance note* do mesmo item que um sistema de proteção catódica projetado para uma estrutura que deverá ficar mais de 10 anos em atividade seria excessivamente pesado para uma FPSO. Portanto, não seria aconselhado que se dispensasse a pintura.

Além da compatibilidade entre o revestimento e a proteção catódica a ser usada, item 6.1.5, o DNV-RP-B101, no item 6.14, alerta para a restrição do uso do sistema de corrente impressa em

tanques de lastro, devido à formação de hidrogênio, podendo resultar em risco de explosão. Sendo assim, o tipo de proteção catódica que deve ser usada em tanques de lastro é o de anodo de sacrifício.

Embora o projeto destas proteções, conforme o documento apresentado, possa ser ajustado para uma vida útil de 10, 20, 30 ou 40 anos, no item 6.4.3 está prevista a necessidade de se estabelecer uma estratégia de inspeções, manutenções e reparos (IMR), considerando-se a possibilidade de substituir anodos de sacrifício danificados.

Em relação às recomendações da *American Bureau of Shipping (ABS)*, entidade classificadora da embarcação, pode ser citado o *ABS Guidance Notes on Cathodic Protection of Offshore Structures*, de dezembro de 2018. De acordo com os requisitos deste documento, tanques de lastro e compartimentos alagados necessitam de revestimento especial, que reduza as demandas do sistema de proteção catódica. Entretanto, a tinta a ser usada nesse revestimento deve ser compatível com o tipo de proteção catódica a ser instalado.

Conforme a especificação de tal documento, descrita no item 9 da seção 2 – *Coatings in Combination with Cathodic Protection*, um sistema típico de revestimento para proteção contra corrosão em estruturas que ficarão em serviço por mais de quinze anos, servindo como compartimentos alagados e tanques de lastro, é:

- dois ou mais revestimentos de epóxi;
- espessura nominal do filme de 350 µm (14 mils);
- uma limpeza de superfície de ISO As 2 ½ (ISO 8501-1);
- 75 µm (3 mils) de rugosidade superficial;
- limite de sal solúvel de 40 mg/m<sup>2</sup> (3.7 mg/ft<sup>2</sup>).

Ainda em relação ao item 9 da seção 2, que trata da combinação dos sistemas de proteção catódica e de revestimento, é recomendado, uma vez que o revestimento se deteriore, compensar tal fenômeno por meio de um *design* da proteção catódica conservativo. Esse *design* deve considerar que seja mantida uma corrente de proteção final suficiente no sistema de proteção catódica.

Após instalação, a ABS recomenda, por meio do item 7.3.1 da seção 2 do guia que trata de questões gerais sobre a avaliação da proteção catódica, a realização de observações visuais da deterioração progressiva do revestimento ou corrosão, que são indicadores de uma possível proteção inadequada. A medição de espessura das chapas pode servir para se mensurar e confirmar essas deficiências.

Conforme subitem 9.9.1 da seção 3, que trata de generalidades da proteção catódica de compartimentos inundados e tanques de lastro, a utilização de sistema de proteção catódica é requerida para compartimentos livremente inundados ou com livre acesso ao ar livre. Dentre tais compartimentos, incluem-se tanques de lastro, tanques de água produzida e outros. Além deste requisito, repete-se no documento a informação de que é considerado como critério o fato de que os

tanques em questão são protegidos por uma combinação de um sistema de revestimento por epóxi e um sistema de proteção catódica.

Assim, os cálculos de densidade de corrente inicial, por exemplo, consideram a utilização de revestimento, conforme especificação típica descrita no documento em seu item 9 da seção 2, em conjunto com um *design* básico de sistema de proteção catódica, cuja densidade de corrente protetiva é definida em função da decisão do dono do projeto.

No item 9.9.7 da seção 3 – *In-service Inspection and Retrofitting*, a ABS recomenda que tanques de lastro ou outros tanques ou compartimentos inundados com água do mar fiquem sujeitos a inspeções quando se prevê uma vida útil superior a 10 anos. Como formas de se realizar o monitoramento manual da efetividade do sistema de proteção catódica, deve-se realizar inspeções visuais dos anodos de sacrifício ou executar medições do potencial de proteção.

É necessário existir um plano de restauração ou substituição dos anodos de sacrifício os quais deverão ser restaurados/substituídos quando o potencial medido for mais positivo que -800 mV (Ag/AgCl/água do mar).

Em relação à FPSO Cidade do Rio de Janeiro, os sistemas de proteção catódica dos tanques 2S, 4P, 6P, 6S e 5P seguem as especificações de *design* contidas no documento “*Cathodic Protection System – Petrobras RJS-409 FPSO – Tanks Calculations and Design*”, da Tri-Star Industries Pte Ltd., datado de novembro de 2005.

Especificamente para o tanque 5P, entre os parâmetros de *design* e *design* básico constava:

***OffSpec Oil Tank 5P***

*Design life: 10 years*

*Operating temperature: 25 °C (ambient temperature)*

*Current density: 0.010 A/m<sup>2</sup> (given)*

*Anode capacity: 780 A.hr/kg*

*Resistivity: 25 ohm-cm (seawater)*

*Driving voltage: 0.25 V*

*Ballast ratio: 100% (given)*

*Utilization factor: 0.9*

<i>Nº</i>	<i>Tank Nº</i>	<i>Area(m<sup>2</sup>)</i>
<i>1</i>	<i>OffSpec Oil Tank 5P</i>	<i>1850.0</i>

*Total surface area of vessel (up to 2.5m) = 1850.0 m<sup>2</sup>*

*Current required = 18.50 A*

*Total anode weight required = 2308.55 kg*

*Anode type supplied = Z500DCR (Zinc anodes)*

*Weight of anode/pc = 50.0 kg*

*Anodes required based on wt requirement = 47 pcs*

*Total current output = 61.43A*

*Since the current output is sufficient, the following anode quantities will be supplied.*

*Anodes supplied for each tank = 47 pcs*

O projeto em questão usou como padrão de referência o documento *Recommended Practice Cathodic Protection Design* “DNV RP B401-05”.

### 1.3. Inspeção

Conforme o documento “Procedimento de Operações Especiais - Inspeção de tanque”, rev. A, de 28/08/2006, em seu item 2.5- Frequência de Inspeção dos Tanques Críticos, a MODEC especifica que a frequência de inspeção exigida pela ABS é de 5 anos. Além disso, é informado que tanques críticos devem ser inspecionados com mais frequência. Para definir a criticidade, foi definido que:

*As áreas críticas estão no tanque de refugo, inicialmente para assegurar que a proteção de anodo esteja funcionando corretamente, onde qualquer módulo de fundações se posiciona no convés, as áreas de alto esforço devido à curvatura e arqueamento, esforço associado ao carregamento e descarregamento, e os tanques utilizados não revestidos.* (sublinhado nosso)

Além disso, no subitem 2.5.1- Plano de Inspeção da MV14 FPSO Rio de Janeiro, carga e tanques fora de especificação são classificados como Prioridade 2, para os quais é previsto que “*Prioridade 2: os tanques que precisam de inspeção após 2-3 anos de operação*”. Cabe lembrar que, conforme o documento *General Technical Description of Processing Plant*, versão C, de 15/12/2005, o tanque 5P é um tanque de água produzida *offspec*, justificando, desta forma, a necessidade de maior atenção nas inspeções. Foram apresentadas as sequências de inspeção anuais para os 5 primeiros anos de atividade, onde se ressalta que (sublinhado nosso):

- Total de inspeção de tanque para o 2º ano = 1 tanque fora de especificação, 3 Tanques de Carga
- Total de inspeção de tanques para o 3º ano = 4 Tanques de Carga + tanques de refugo
- Total de inspeção dos tanques para o 4º ano = 2 Tanques de carga, Tanques de lastro, tanques de Espaço Vazio e tanque fora de especificação.
- Total de inspeção de tanques para o 5º ano = 2 Tanques de carga, espaços vazios, refugo

## 2. Cronologia de eventos

Nesta seção são apresentados os principais fatos relacionados ao acidente em questão, com base nas entrevistas realizadas durante a investigação e na documentação anexada ao processo.

A cronologia resumida de eventos relativos ao acidente é mostrada na

Tabela 4.

**Tabela 4: Cronologia resumida dos eventos relacionados ao acidente na FPRJ.**

<b>Data</b>	<b>Evento</b>
1986	Embarcação construída.
21/07/2005	Início do contrato de afretamento da FPSO.
2006	Embarcação convertida em FPSO.
08/01/2007	Início da produção na FPRJ.
21/02/2013	Tanque 5P inspecionado.
05/12/2014	Aditivo 005 – Prorrogação do prazo contratual de afretamento até 08/01/2019.
08/01/2015	Término do prazo contratual (inicial) de afretamento da FPSO.
12/2016 e 7/2017	Durante campanha de vistoria Submarina <i>Underwater Inspections in lieu of Dry Docking</i> (UWILD) foram realizadas medições de potencial eletroquímico onde se evidenciou o potencial medido fora da faixa de proteção.
2018	O tanque de SLOP Boreste apresentou furos causados por corrosão localizada.
16/04/2018	Autorização concedida pela ANP por Ofício (ANP n° 0392/2018/SDP) para interrupção definitiva da produção do FPRJ.
21/06/2018	Petrobras encaminhou carta à Superintendência de Desenvolvimento e Produção (SDP) cujo anexo continha a revisão 0 do PDI da FPSO Cidade do Rio de Janeiro, localizado no campo de Espadarte, bacia de Campos.
22/06/2018	Caldeiras auxiliar e <i>deck</i> indisponíveis para fazer <i>offloading</i> .
30/06/2018	Parada de produção da unidade.
02/01/2019	Mancha oleosa avistada pela equipe de bordo na circunvizinhança do FPSO, 25 km x 0,25 km, causada pela trinca que foi identificada por inspeção de mergulho, com dimensões de 41 mm x 58 mm.
03/01/2019	Informado pelo gerente integrado de operações da US-SUB que possivelmente é um furo de aprox. 1” embaixo da embarcação. Interrompida a descarga de óleo por meio do aumento do calado.
07/01/2019	Iniciado o <i>offloading</i> do óleo armazenado na unidade.
09/01/2019	Finalizada a transferência de 89.960 m <sup>3</sup> de óleo para o navio aliviador.
10/01/2019	Realizado reparo temporário na avaria no tanque 5P.
30/01/2019	Vencimento do Certificado Provisório e de curto prazo. Sem o Certificado de Classe ABS não é permitido solicitar à Marinha a emissão do Certificado de Autorização para permanecer na AJB (águas brasileiras).
21/03/2019	ANP autoriza o <i>pull out</i> e abandono temporário dos <i>risers</i> no leito marinho, a desconexão do sistema de ancoragem e saída da unidade de produção da locação conforme a revisão 1 do PDI da FPSO Cidade do Rio de Janeiro.
21/03/2019	Término do prazo do contrato de afretamento da FPSO. Aditivo 007 - Prorrogação do prazo do contrato de afretamento da FPSO até dezembro de 2019.
27/03/2019	Medição de espessura realizada pela empresa SISTAC nas regiões adjacentes ao furo no tanque 5C encontrou corrosão generalizada em boa parte do chapeamento do fundo.
17/08/2019	Transferência da água do tanque 6C/5P para o 5C e 2C (tanques vazios) para localizar o furo.



18/08/2019	A vazão de transferência de água ultrapassou o limite da capacidade da bomba, que era cerca de 2000 m <sup>3</sup> /h.
23/08/2019	Foram identificadas 5 trincas no bojo do tanque 5P, sendo quatro longitudinais e uma transversal.
23/08/2019	As trincas se unem e formam o rasgo no casco do FPRJ de dimensões aproximadas 25 m x 3 m.
24/08/2019	Foi identificada mancha de óleo a partir do costado da Unidade com dimensões de 4,5 km x 0,2 km e volume calculado de 1,217 m <sup>3</sup> .
24/08/2019	O gerente da sonda informou que o barco <i>Oil Rec Asgard Sophia</i> está fazendo a dispersão mecânica da mancha oleosa com os canhões de combate a incêndio.
24/08/2019	Embarcação Skandi Achiever confirmou esboço de trincas e furo no casco. Total de fissuras longitudinais confirmadas totalizam 33-36 m.
26/08/2019	Vazamento de 7,82 m <sup>3</sup> óleo residual do tanque 5P e 378 m <sup>3</sup> de água oleosa.
26/08/2019	A partir dessa data foi detectada evolução das trincas, e foi decidido pela retirada das pessoas da plataforma.
28/08/2019	Queda de placas do tanque 5P com 35,7 m de comprimento por 6 m de largura.
25/10/2019	Junção das trincas, na direção do tanque 5P, resultou em uma abertura de 35,7 m x 7,5 m, que se desprende e caiu no leito marinho.
11/11/2019	Corte completo de todas as amarras.
22/11/2019	Plataforma chega ao estaleiro (desmobilização da EOR).

## 2.1. O descomissionamento da plataforma

Oriundo da Rodada Zero, o campo de Espadarte foi descoberto em 1988 e a produção foi iniciada em 08/01/2007 por meio da FPSO Cidade do Rio de Janeiro. Esta unidade de produção foi afretada da empresa MODEC Serviços de Petróleo Ltda., tendo o término do contrato de afretamento sido estabelecido, inicialmente, para 08/01/2015 e, posteriormente, prorrogado até 08/01/2019.

A primeira vez que a Petrobras sinalizou à ANP a intenção de parar a produção da FPSO Cidade do Rio de Janeiro ocorreu em reunião realizada com a SDP no dia 06/10/2016. Nesta reunião, a concessionária informou que havia reavaliado a concepção de desenvolvimento do campo de Espadarte em função das recentes e bruscas mudanças na conjuntura externa da indústria de petróleo e gás à época. A Petrobras acrescentou que a decisão sobre o encerramento da produção da plataforma estava em fase de aprovação interna, com previsão para 08/01/2019.

Na tabela abaixo pode ser visualizada a sequência de decisões sobre o descomissionamento.

**Tabela 5: Cronologia de descomissionamento da FPSO Cidade do Rio de Janeiro.**

Data	Ações
06/10/2016	Petrobras sinalizou à ANP a intenção de parar a produção da FPSO Cidade do Rio de Janeiro.
24/10/2016	Petrobras protocola Programa Anual de Trabalho e Orçamento (PAT) referente ao ano de 2017, indicando a necessidade de interromper a produção do módulo II do campo de Espadarte até 08/01/2019.
24/10/2017	Encerramento da produção foi antecipado para abril de 2018, com vistas a possibilitar a entrega da FPSO Cidade do Rio de Janeiro ao seu proprietário em 08/01/2019, data de término do contrato de afretamento.

10/04/2018	Petrobras realiza nova alteração, estabelecendo o limite de 30/06/2018 para encerramento da produção.
16/04/2018	A SDP autoriza a interrupção da produção da FPSO, ratificando a necessidade de encaminhamento do Programa de Desativação de Instalações (PDI).
21/06/2018	Apresentada à SDP a revisão 0 do PDI.
30/06/2018	Encerramento da produção da FPSO
01/10/2018	Solicitada pela Petrobras autorização para a realização de operações de caráter rotineiro: limpeza dos dutos conectados à plataforma; despressurização, drenagem e limpeza das tubulações e equipamentos da planta de processamento de óleo e gás; e desconexão das linhas interligadas às árvores de Natal molhadas (ANMs).
18/10/2018	Emitida autorização da SDP para a realização de operações de caráter rotineiro solicitadas.
06/11/2018	Realizada reunião entre representantes da ANP, do Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), da Petrobras e da Marinha para discussão do PDI da FPSO Cidade do Rio de Janeiro. Petrobras deveria encaminhar nova versão do PDI.
10/12/2018	Encaminhada pela Petrobras a revisão 1 do PDI, contemplando o recolhimento dos 145 km de dutos flexíveis.
22/01/2019	IBAMA informou à Petrobras por meio de Ofício que Parecer Técnico concluiu favoravelmente pela aceitação parcial da Rev. 01 do PDI, informando que o atendimento às solicitações complementares apresentadas não era impeditivo para o andamento da execução do restante do projeto de descomissionamento.
15/03/2019	Emitida pela SSM nota técnica com parecer de não haver óbices ao (i) <i>pull out</i> e abandono temporário dos <i>risers</i> no leito marinho e (ii) desconexão do sistema de ancoragem e saída da unidade de produção da locação, tendo em vista o caráter de urgência.
20/03/2019	Encaminhada autorização da SDP para execução das etapas de descomissionamento e solicitação de esclarecimentos referentes ao inventário de poços e à tomada de decisão sobre a destinação do sistema submarino.

Em 02/01/2019, a ANP recebeu via sistema SISO-Incidentes, a Comunicação Inicial de Incidente de nº 1901/000010, relativa a uma descarga de óleo ocorrida na FPSO Cidade do Rio de Janeiro, proveniente de um furo no tanque de armazenamento de óleo 5C.

Deste evento, foi evidenciada a presença de aproximadamente 90.000 m<sup>3</sup> de óleo que permaneciam em tanques de carga da unidade após a interrupção definitiva da produção. A existência desta quantidade de óleo contida na unidade representava um risco não identificado no PDI apresentado pela Petrobras.

A descarga de óleo foi interrompida no dia 03/01/2019 em virtude do aumento da pressão hidrostática atingida pelo aumento do calado. Em 07/01/2019, iniciou-se o *offloading* de 89.960 m<sup>3</sup> de óleo, tendo sido finalizado em 09/01/2019. No dia 10/01/2019, foi realizado o reparo temporário na avaria de geometria elíptica, cujas dimensões eram: 58 mm x 41 mm. De acordo com a Petrobras, a demora no reparo do furo se deu em função das condições meteoceanográficas adversas e também da dificuldade da equipe de mergulho em localizar o ponto exato da avaria. A estimativa atualizada do óleo vazado, incluindo o óleo retirado mecanicamente do fundo da embarcação por operação de hidrojateamento, foi atualizada para 12,29 m<sup>3</sup> em 22/01/2019.

Em 14/02/2019, foi realizada uma fonoconferência entre a ANP e a Petrobras, com objetivo de acompanhar a investigação do incidente ocorrido na FPSO Cidade do Rio de Janeiro. Nesta

fonoconferência, foi informado pela empresa que após a realização do *offloading* do óleo armazenado na unidade, os tanques de carga foram preenchidos com aproximadamente 86.000 m<sup>3</sup> de água oleosa com vistas a manter a estabilidade da embarcação porque a FPSO possuía apenas dois tanques de lastro. A Petrobras também informou que a entidade classificadora havia solicitado a inspeção de mais dois tanques, os quais esta não soube identificar, condicionando a emissão do próximo certificado de classe da FPSO à realização destas inspeções.

Por meio de solicitação encaminhada pela ANP à Petrobras via SISO-Incidentes, em 28/02/2019, esta informou que, além do tanque 5C, o qual seria inspecionado em março de 2019, os tanques 4C, 1C e 5P também seriam inspecionados em abril, maio e maio/junho de 2019, respectivamente. Ressalta-se que o tanque 5P não chegou a ser inspecionado.

A SSM encaminhou à SDP o memorando, de 19/03/2019, informando não haver óbice para a autorização das seguintes etapas do descomissionamento da FPSO Cidade do Rio de Janeiro: (i) *pull out* e abandono temporário dos *risers* no leito marinho e (ii) desconexão do sistema de ancoragem e saída da unidade de produção da locação. A SSM informou ainda que a autorização em tela se deu em caráter excepcional, considerando o incidente de descarga de óleo ocorrido em 02/01/2019.

O cronograma referente às atividades de descomissionamento aprovado por meio da referida Nota Técnica está transcrito na Tabela 6 abaixo.

**Tabela 6: Cronograma de descomissionamento da FPSO Cidade do Rio de Janeiro, apresentado na Carta UO-BC nº 0191/2019, de 25/02/2019.**

Fase/Atividade	Início	Término
Fechamento dos poços e parada da produção	Junho/2018	Junho/2018
Recebimento da anuência do IBAMA	Janeiro/2019	Janeiro/2019
Limpeza das linhas e equipamentos submarinos	Janeiro/2019	Março/2019
Desconexão das linhas submarinas nas ANMs	Abril/2019	Julho/2019
<i>Pull out</i> e abandono temporário dos <i>risers</i>	Abril/2019	Julho/2019
Despressurização, drenagem, lavagem e inertização de equipamentos e tubulações da planta de processamento de óleo e gás	Maio/2019	Agosto/2019
Lavagem dos tanques de carga	Maio/2018	Setembro/2019
Desconexão do sistema de ancoragem e saída da locação da FPSO	Setembro/2019	Novembro/2019
Janela de abandono permanente de poços	Dezembro/2019	Dezembro/2022
Janela de recolhimento das linhas flexíveis e PLEM	Janeiro/2020	Dezembro/2022
Janela para remoção da BAP / ANM-H dos poços	Junho/2021	Dezembro/2022

Antes do incidente ocorrido em 23/08/2019, de que se trata esta investigação, apenas os seis *risers* dos poços 8-ESP-27HP-RJS, 8-ESP-28HP-RJS e 7-ESP-25HP haviam sido desconectados da plataforma, conforme procedimento informado no PDI. Ou seja, um mês após o término do prazo estabelecido para a desconexão das linhas, do total de 32 *risers*, ainda havia 26 *risers* conectados à plataforma, perfazendo uma porcentagem de somente cerca de 19% de execução da atividade.

Posteriormente, os *risers* que ainda estavam conectados à unidade na data do incidente, assim como as linhas de ancoragem, foram cortados e assentados no leito marinho, com exceção das amarras de topo, as quais foram recolhidas. Tais operações foram executadas no contexto da resposta à emergência, contudo, é importante destacar que, de acordo com a Petrobras, antes do corte, o fluido contido nas linhas já se encontrava com TOG enquadrado abaixo de 15 mg/L.

Ao final da emergência, a FPSO Cidade do Rio de Janeiro, que inicialmente seria deslocada do seu local para águas internacionais, foi rebocada até o estaleiro Jurong – Aracruz, onde foi realizada a limpeza dos tanques, bem como dos equipamentos e tubulações da planta de processo e, no dia 18/02/2020, seguiu rebocada para o exterior para destinação final.

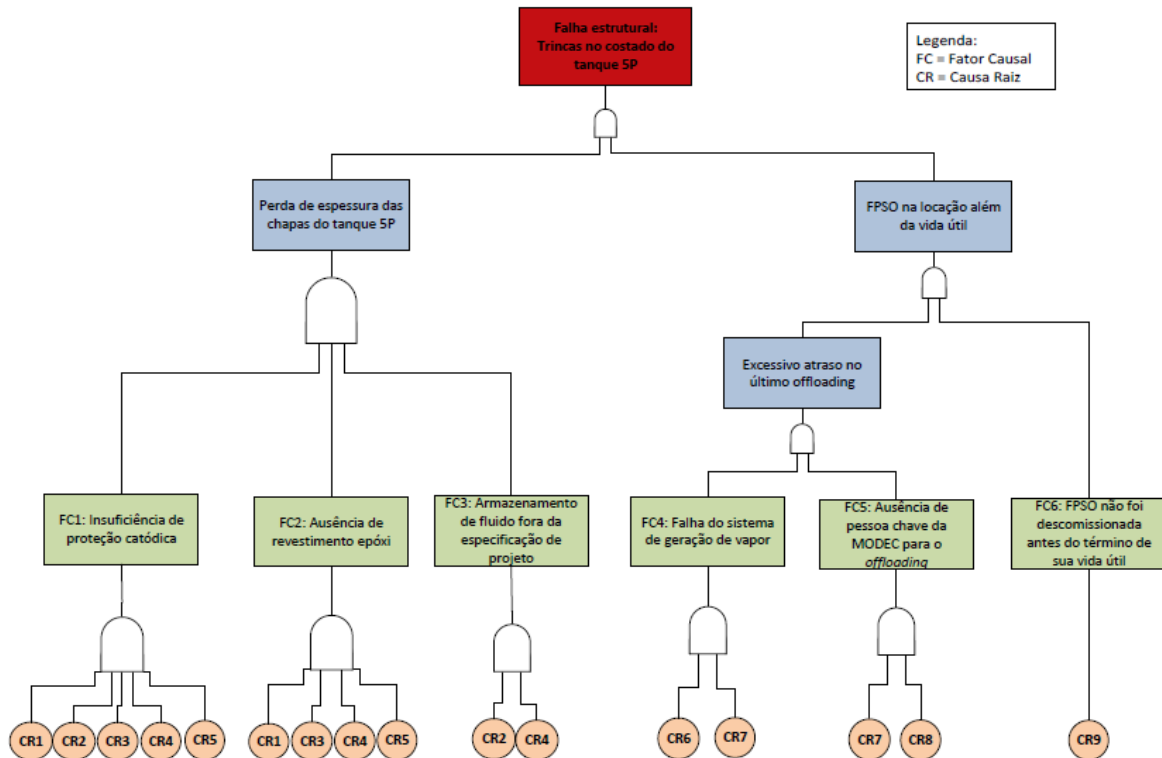
Cabe resumir sobre o descomissionamento que, desde outubro de 2018, a Petrobras já tinha autorização da ANP para realizar atividades previamente à saída da unidade de produção da locação. Adicionalmente, desde março de 2019 a Operadora estava autorizada, tanto pela ANP quanto pelo IBAMA, a executar a retirada da FPSO Cidade do Rio de Janeiro de sua locação.

### 3. **Árvore de falhas do evento e as causas**

A partir das informações coletadas durante a investigação realizada pela ANP, foram determinados os fatores causais e as causas raiz do acidente. O método de investigação utilizado foi o de árvore de falhas.

Foram levantadas hipóteses para o acidente, que foram descartadas ou confirmadas pelas informações coletadas. As causas raiz apontadas foram correlacionadas a falhas ou desvios do sistema de gestão do Operador da Instalação em relação ao preconizado pelo Regulamento Técnico do Sistema de Gestão de Segurança Operacional (RTSGSO), instituído pela Resolução ANP nº 43/2007.

Na Figura 2 é apresentada a árvore de falhas do evento.



Legenda de causas raiz:

- CR1: Descumprimento de planejamento de inspeções (PG 13)
- CR2: Falta de ação corretiva relacionada a inspeção do tanque 5P (PG 13)
- CR3: Inexistência de avaliação de qualidade do relatório de inspeção (PG 13)
- CR4: Inconsistência dos critérios de projeto do sistema de proteção contra corrosão (PG 10)
- CR5: Falha de gestão de contratada (PG 5)
- CR6: Falha de inspeção/manutenção de equipamentos (PG 13)
- CR7: Baixa percepção de risco da MODEC (PG 1)
- CR8: Equipe MODEC insuficiente (PG 1)
- CR9: Falha de planejamento do descomissionamento da FPSO (PG 10)

**Figura 2: Árvore de falhas do evento.**

Conclui-se que este acidente ocorreu devido a cinco fatores causais, a saber: (i) insuficiência de proteção catódica do tanque 5P; (ii) ausência de revestimento em epóxi no tanque 5P; (iii) armazenamento de fluido fora da especificação de projeto no tanque 5P; (iv) falha no sistema de *offloading*; (v) ausência de pessoa chave da MODEC para a realização do *offloading*; e (vi) FPSO não descomissionada antes do término de sua vida útil.

### 3.1. Fator Causal nº 1: Insuficiência de proteção catódica no tanque 5P

A FPSO Cidade do Rio de Janeiro foi projetada para uma vida útil de 12 anos, como pode ser identificado no documento “*FPSO Hull Fea Strengh Assessment*”, rev. B, de 10/11/2005. Com isso, a expectativa era que a unidade operasse até 2019, uma vez que entrou em produção em janeiro de 2007. Para que tal feito se consubstanciasse, seria necessário que a unidade recebesse um sistema de proteção catódica apropriado.

Além disso, também eram previstas inspeções a cada 2 ou 3 anos, conforme consta no documento “Procedimento de Operações Especiais - Inspeção de tanque”, rev. A, de 28/08/2006, que define o tanque 5P como Prioridade 2. Dessa forma, ao longo dos 12 anos de vida útil, o tanque 5P deveria ter recebido de 4 a 6 inspeções, a partir das quais a MODEC seria capaz de acompanhar o desempenho do sistema de proteção catódica e as condições funcionais do revestimento aplicado no tanque.

Outra referência para frequência da inspeção dos tanques é definida pela própria classificadora, que é de 5 anos. Aqui, entretanto, deve-se observar que, embora a frequência seja a mesma para tanques tanto de óleo quanto de lastro, as especificações de sistema de proteção catódica e tipo de revestimento são distintas, uma vez que a água salgada é mais agressiva à chaparia dos tanques.

Como se pode identificar no relatório de medição de espessura realizada pela Tecnoend no tanque 5P, cujas últimas medições foram realizadas em 21/02/2013, foram encontrados mais de 50 pontos de medição com espessura inferior ao mínimo da classe e mais de 60 pontos de medição na faixa de redução substancial da espessura. Tal resultado, se comparado com os demais tanques, os quais mostravam valores de, no máximo, 5 pontos de medição abaixo do valor de redução substancial da espessura, indicava significativa degradação do referido tanque quando comparado com os demais.

Corroborando este fato, referente à espessura das chapas do tanque 5P demasiadamente reduzidas, as inspeções realizadas no tanque de óleo 5C, após o acidente de descarga de óleo ocorrido em janeiro de 2019. Nesta ocasião, observou-se que ocorreu decantação da água produzida e as chapas do fundo do tanque em contato com a água obtiveram maior aceleração da degradação do sistema de proteção catódica (não foram encontrados anodos de sacrifício) e das próprias chapas dos tanques, conforme informado no “Relatório Conclusivo de Comissão de Investigação de anomalia de SMS Classe 2” da Petrobras, de 11/04/2019, relativo a este primeiro evento na unidade.

Sendo o tanque 5P conforme previsto no documento *General Technical Description* da unidade concebido para água *offspec*, composição semelhante à água decantada no tanque 5C, há de se reconhecer que o mesmo processo oxidante ocorreria. Os tanques de óleo têm como padrão a colocação de anodos de sacrifício somente no fundo, onde eventualmente há água produzida decantada, enquanto os tanques de lastro possuem sistema de proteção catódica para todo o tanque, por seu contato constante e/ou intermitente com a água salgada. Corroborando este critério o item 1.1.5 da recomendação DNV-RP-B401, de janeiro de 2005. Este item afirma que “*a proteção catódica é primariamente projetada para superfícies metálicas permanentemente expostas a água do mar ou sedimentos marinhos*”.

No entanto, segundo a planta “*Installation of Anode in Sea Chest*”, da Jurong Shipyard Pte Ltd., rev. *as built*, de 15/09/2006, o tanque 5P teria anodos de sacrifício instalados apenas no fundo do tanque, seguindo o mesmo princípio dos tanques de armazenamento de óleo.

O tanque 5P não recebeu um sistema de proteção catódica adequado em diversas regiões (laterais) que estavam expostas à água produzida, naturalmente salina, como recomendava o documento DNV mencionado e citado como referência do projeto de proteção catódica dos tanques da FPSO.

Já no documento “*Cathodic Protection System – Petrobras RJS-409 FPSO Tanks Calculations and Design*”, da Tri-Star Industries Pte Ltd., de 23/11/2005, é colocado entre os dados de projeto do tanque 5P o tempo de vida de 10 anos. Tendo em vista que à época do acidente a plataforma já estava avançando para seu 12º ano de produção, é possível que o fato ocorrido com os anodos de sacrifício do tanque de óleo 5C não fosse exclusivo dele, mas de todos os tanques de óleo e do tanque 5P.

Além disso, é provável que tenha ocorrido a completa degradação dos anodos de sacrifício do fundo do tanque. Tal conclusão se deve à associação de duas evidências: o que ocorrera com o tanque de óleo 5C, de não possuir mais anodos de sacrifício no fundo, em janeiro de 2019 e pelo fato do sistema de proteção catódica do tanque 5P ter sido projetado para vida útil de 10 anos.

Na data do acidente, 23/08/2019, a FPSO contava com 12 anos e 7 meses com água produzida *offspec* armazenada, ou seja, ultrapassando em mais de 26% a vida útil do sistema de proteção catódica projetado.

Com base nestas análises, conclui-se que um dos Fatores Causais do acidente de falha estrutural na FPSO Cidade do Rio de Janeiro foi a indisponibilidade de um sistema de proteção catódica adequado para o tanque 5P.

### **3.2. Fator Causal nº 2: Ausência de revestimento epóxi no tanque 5P**

Conforme mencionado, segundo o entendimento existente à época da conversão da FPSO Cidade do Rio de Janeiro, uma vez que FPSO não teriam a possibilidade de docagem para os devidos serviços de reparo, havia a necessidade de se desenvolver um projeto de sistema de proteção contra corrosão robusto. Tal sistema possibilitaria que a unidade permanecesse em produção, contando apenas com manutenções que pudessem ser realizadas na própria locação, com base em inspeções com a adequada frequência.

Um dos principais cuidados a serem tomados em termos de casco, uma vez que se tratava de navios de casco simples que estavam sendo convertidos em plataformas, era que o projeto do sistema de proteção catódica dos tanques fosse adequado para durar toda a vida útil da unidade.

Além disso, conforme a recomendação técnica DNV-RP-B401, em sua revisão de 2005, item 5.8.1, é altamente recomendável que sejam utilizados revestimentos não-metálicos nos tanques quando a vida útil da unidade for longa. Essa recomendação é aplicável aos casos de estruturas com sensibilidade a peso, pelo fato de reduzir drasticamente a necessidade de corrente de proteção catódica, diretamente relacionada com o peso dos anodos de sacrifício. É por este motivo que, ao final

da recomendação, é comentado que sistemas de proteção catódica projetados com vida útil muito longa são impraticáveis se não forem combinados com a aplicação de revestimento.

De quantos anos seria uma “vida útil longa”? Esta resposta seria dada na recomendação técnica DNV-RP-B101, de abril de 2007, quando no item 1.1.1 comenta que é desafiante manter uma FPSO com mais de 10 anos de vida útil com proteção contra corrosão. Por este motivo, enquanto os navios petroleiros têm sistema de proteção catódica em torno de 5 anos de vida útil, período definido para docagem, as FPSOs necessitam de projeto de sistema de proteção catódica para mais de 10 anos.

Ou seja, em se tratando de FPSOs, um projeto adequado para tanque que venha a receber água salgada é a aplicação de revestimento não metálico, conforme já estava prescrito na recomendação DNV-RP-B401, de janeiro de 2005.

Em dezembro de 2006, ano de conversão da FPSO Cidade Rio de Janeiro, foi lançado o documento IMO “*Performance Standard for Protective Coatings for Dedicated Seawater Ballast Tanks in all Types of Ships and Double-side Skin Spaces of Bulk Carriers*”. Este padrão, que passaria a vigorar somente a partir de 01/07/2008 como parte da Convenção *Safety of Life at Sea* – SOLAS como as alterações II-1/3-2 e XII/6, define os requisitos técnicos para o revestimento dos tanques de lastro de água do mar e outros espaços.

Ainda em abril de 2007, a DNV, em sua recomendação DNV-RP-B101, Anexo A, define claramente o tipo de revestimento, a quantidade de aplicações e outras especificações para diversos tipos de tanque. Neste caso, não só os tanques de lastro são indicados para a aplicação de revestimento, mas também os tanques de óleo.

Sendo assim, fosse o tanque 5P considerado tanto semelhante a tanque de lastro quanto de óleo, haveria a necessidade de ser adequadamente revestido em epóxi, de forma a garantir a sua proteção independentemente do sistema de proteção catódica. Embora tal documento tenha sido publicado em abril 2007, portanto três meses após a entrada da unidade em produção, o fato de sua publicação e, antes dele, o próprio padrão IMO para revestimento de tanques de lastro, demonstra que o assunto não era de todo desconhecido na época da conversão da unidade.

Tendo em vista que normas e recomendações não são produzidas sem motivação e tempo de discussão da matéria, é evidente que o tema já circulava entre os *experts* em projeto, inspeção e manutenção de tanques e seus sistemas de proteção contra corrosão. Não apenas se estudava o tema, mas pode-se perceber neste conjunto de documentos que havia certa preocupação dos especialistas no assunto com o estado em que se encontravam os tanques de armazenamento, por não haver um padrão específico para os requisitos do revestimento.

Desta forma, com base na recomendação DNV-RP-B401, de janeiro de 2005 e na IMO “*Performance Standard for Protective Coatings for Dedicated Seawater Ballast Tanks in all Types of*



*Ships and Double-side Skin Spaces of Bulk Carriers*”, lançada em dezembro de 2006, conclui-se que a ausência de revestimento em epóxi foi um dos fatores causais da redução da espessura das chapas do tanque 5P.

### 3.3. Fator Causal nº 3: Armazenamento de fluido fora da especificação de projeto no tanque 5P

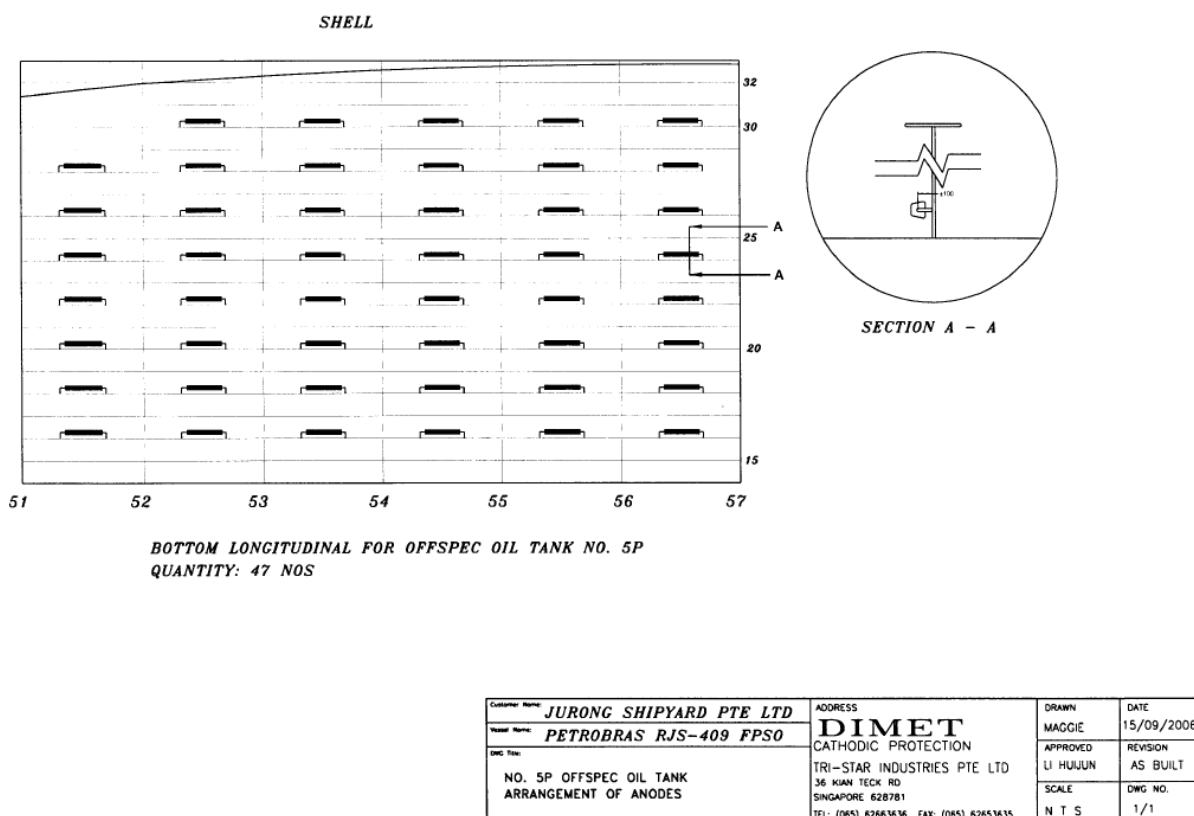
A análise apresentada pelo documento “1081-NH20-3004-0010-1-B FPSO Hull Fea Strength Assessment”, em seu item 4.4, apresenta as sugestões de “*corrosion diminutions*”, previstas pela Petrobras. Tais valores se tratam das sobreespessuras para corrosão a serem aplicadas sobre as espessuras mínimas calculadas das chapas dos tanques para resistirem aos esforços aplicados. A tabela *Suggested Future Corrosion Diminutions (12 Years)*, contendo tais valores, está transcrita abaixo:

**Tabela 7: Especificações Petrobras diferenciadas entre tanque de carga e de lastro.**

Location	Item	Corrosion Diminution (mm)	
		Cargo Tank	Ballast Tank
<b>Longitudinal Elements</b>	Deck Plating	0.78	1.20
	Deck Longitudinals	0.78	1.20
	Side Shell Plating	0.60	0.90
	Side Shell Longitudinals	0.60	1.20
	Long Bulkhead Plating	0.60	0.90
	Long Bulkhead Longitudinals	0.60	1.20
	Bottom Shell Plating	0.84	0.90
	Bottom Shell Longitudinals	0.60	1.20
<b>Transverse Web Frames</b>	Deck Transverse Web Plating	0.90	1.20
	Bottom Transverse Web Plating	0.60	1.20
	Side Shell Transverse Web Plating	0.60	1.20
	Long. Bulkhead Trans. Web Plating	0.60	1.20
<b>Transverse Bulkheads</b>	Plating	0.60	0.90
	Vertical Stiffener (Web)	0.60	0.90
	Horizontal Stringer Web Plating	0.96	1.20
	Vertical Girder Plating	0.60	0.90

Como pode ser observado na tabela em questão, os valores de “*corrosion diminution*” são discriminados em função do conteúdo do tanque, seja ele de óleo bruto (*cargo tank*) ou de água de lastro (*ballast tank*). Em um exemplo comparativo, os valores de “*corrosion diminution*” relativos ao “*side shell plating*” (chapeamento do costado) para o tanque de carga é de 0,60 mm, enquanto para o tanque de lastro é de 0,90 mm. Ou seja, a previsão apresentada pela Petrobras, para a redução da espessura do chapeamento do costado ao final de 12 anos foi 50% maior para os tanques cujo conteúdo era água salgada, quando comparada aos tanques contendo óleo.

Tendo em vista que a água salgada é mais corrosiva do que o óleo, existe considerável diferença entre o projeto do sistema de proteção catódica dos tanques de lastro e o dos tanques de óleo. Enquanto os tanques de lastro possuem anodos de sacrifício em toda a sua extensão, conforme explícito no documento “*Installation of Tank Anode*”, rev. *as built*, de setembro de 2006, produzido por Jurong Shipyard Ltd., os tanques de óleo possuem sistema de proteção catódica aplicado apenas ao fundo, conforme descrito no mesmo documento. A figura 3 abaixo é parte do documento em questão, onde é apresentada a distribuição dos anodos de sacrifício na base do tanque 5P.



**Figura 3: Arranjo de anodos de sacrifício no tanque de óleo offspec 5P.**

A razão desta diferença no projeto do sistema de proteção catódica entre os tanques de lastro e de óleo é que, conforme previsto na recomendação técnica usada como referência, o uso de anodos de sacrifício é aplicável a chapeamentos expostos a água salgada. Os tanques de óleo podem, eventualmente, ter tal exposição quando ocorrer a decantação da água produzida presente no óleo armazenado. Como consequência, pode surgir uma camada de água no fundo do tanque. Por este motivo, coloca-se anodos de sacrifício no fundo dos tanques de carga utilizados para o armazenamento de óleo.

Observa-se que o tanque 5P teve sua especificação anotada como parâmetro do projeto do sistema de proteção catódica: “Offspec Oil Tank”. Esta especificação se repete no documento “*Installation of Tank Anode*”, rev. *as built*, citado acima, e no título do item 6.3 do documento “*Cathodic Protection System – Petrobras RJS-409 FPSO – Tanks Calculation and Design*”, rev. 0, de novembro de 2005, da Tri-Star Industries Pte. Ltd.

### 6.3 OffSpec Oil Tank 5P

Design life:	10 years	
Operating temperature:	25 °C	(ambient temperature)
Current density:	0.010 A/m <sup>2</sup>	(given)
Anode capacity:	780 A.hr/kg	
Resistivity:	25 ohm-cm	(seawater)
Driving voltage:	0.25 V	
Ballast ratio:	100%	(given)
Utilization factor:	0.9	

No.	Tank No.	Area(m <sup>2</sup> )
1	OffSpec Oil Tank 5P	1850.0

Figura 4: Trecho do documento “*Cathodic Protection System – Petrobras RJS-409 FPSO – Tanks Calculation and Design*”, com parâmetros de projeto do sistema de proteção catódica do tanque 5P.

Em todos os casos, é usado o termo “*offspec oil tank*”, que faz referência a tanques de óleo cujo teor de BSW (*Basic Sediment and Water*) não está enquadrado.

De acordo com a Resolução Conjunta ANP/INMETRO n° 1, de 10/06/2013, o BSW está enquadrado quando não atinge valores superiores a 1%. Ou seja, um óleo que tem menos de 99% de seu volume constituído de hidrocarbonetos é considerado *offspec*.

Entretanto, no item 2.3, referente ao Sistema de Tancagem, da DUM, rev. 01, de dezembro de 2011, encaminhada à ANP pela Petrobras (Processo Administrativo n° 48610.012074/2009-83), encontra-se a informação de que o tanque 5P armazena rejeitos, conforme tabela transcrita abaixo:

Tabela 8: Trecho da Descrição da Unidade Marítima, rev. 01, de dezembro de 2011.

FLUIDO	TANQUE	VOLUME (m <sup>3</sup> )	VOLUME TOTAL (m <sup>3</sup> )
Óleo	1S Cargo Tk	7816	275.917
	1CCargo Tk	31982	
	1P Cargo Tk	18854	
	2CCargo Tk	35307	
	3S Cargo Tk	27483	
	3CCargo Tk	22067	
	3P Cargo Tk	25798	
	4CCargo Tk	22067	
	5S Cargo Tk	14351	
	5CCargo Tk	35307	
Lastro	6CCargo Tk	34885	47.590
	2S Ballast Tk	23970	
	4P Ballast Tk	23620	

Óleo Diesel	No.1 MDO P	917	3.334
	No.2 MDO P	1500	
	MDO S	917	
Vazio	1S Void Space	7816	
	2P Void Space	23495	
	3S Void Space	1300	
	4S Void Space	23150	
Rejeitos	5P Off-Spec tank	14351	20.955
	S Slop Tk	3302	
	P Slop Tk	3302	

O termo “rejeitos” é esclarecido no item 2.3.2.5 do mesmo documento:

#### **2.3.2.5 - Rejeitos**

*As drenagens provenientes das águas pluviais e da sala de utilidades são transferidas para o tanque de recebimento de água suja, denominado Slop Sujo e após processo de decantação por gravidade o mesmo é transferido para o Slop Limpo.*

O sistema de utilidades inclui, entre outros, o sistema de água oleosa produzida, detalhado no item 2.2.1.6 do mesmo documento:

#### **2.2.1.6 - Sistema de Água Oleosa Produzida**




*Este sistema tem a finalidade de tratar a água oleosa separada nos separadores de produção e nas unidades de tratamento de óleo antes de ser descartada para o mar. Este sistema tem capacidade de tratar até 14000 m<sup>3</sup>/dia de água produzida. O sistema de tratamento da água produzida consiste no processamento por meio de hidrociclones e flotasores. O óleo recuperado é encaminhado para os Tanques “Slop” e daí, é reinjetado na linha de produção. Os principais equipamentos que o compõem são:*

<b>Equipamento</b>	<b>Quantidade</b>	<b>Vazão / Capacidade</b>
Flotador	1	588 m <sup>3</sup> /h
Hidrociclone	1	3.000 m <sup>3</sup> /dia
Bomba da célula de flotação	1	588 m <sup>3</sup> /h
Bomba de Água do tanque de água produzida	2	246 m <sup>3</sup> /h
Bomba de Óleo do tanque de água produzida	2	10 m <sup>3</sup> /h

Pelas informações prestadas na DUM, assim como também pelo que se pode comprovar com os relatórios de marinha diários (exemplificado na Figura 5 abaixo), o tanque 5P, na verdade, tinha como função o armazenamento de água *offspec*, que se trata de água com altos teores de óleos e graxas (TOG).





	FPSO Cidade de Rio de Janeiro MV14	
	Offshore Installation Manager Handover Notes	
Document#:0212-MI20-OPSM-0309-01	Reporting Period: <u>19 Jun to 30 Jun 2018.</u>	
	Date: <u>30 Jun 2018</u>	

**PRIORITY ACTIVITIES ( e.g. what is happening within the next 24hrs & brief overview for trip)**



- Durante inspeção, foi encontrado um furo na solda de uma linha de vapor comum para as duas caldeiras fazendo com que ambas estejam indisponíveis no momento. A Petrobrás solicitou uma resposta no RDO 4183 item 5 (Observações Petrobrás), a qual foi dada no RDO 4184 item 6 (Observações Modec) como primeira resposta. Em suma, a proposta era utilizarmos a Plimsoll para refazer a solda e subir um inspetor com um Phaser Array para a inspeção (informado pelo  que seria necessário devido necessidade de se gerar evidência por meio de imagem). Depois de mais verificações e conversa com o PH da Modec informando a necessidade de voltarmos rápido com as Caldeiras, não apenas devido a Petrobrás, mas principalmente devido à necessidade de pelo menos iniciarmos o processo de limpeza de tanque mapeado pra ser verificado nessa auditoria da ABS no dia 04/07, foi concedida a possibilidade de utilização apenas de um ultrassom comum para então liberar o teste hidrostático da linha e, estando tudo ok, retornar com as Caldeiras. Pra execução do serviço a Plimsoll solicitou uma autorização e o  está verificando isso nesse momento em terra juntamente com a subida do Inspetor + equipamento apropriado para a inspeção. Mesmo que a Plimsoll seja autorizada agora, o serviço não deve ser iniciado sem a presença do Inspetor que pode se negar a assinar por não ter presenciado todo o serviço. Uma segunda resposta mais precisa foi passada no RDO 4188 com estimativa de retorno das caldeiras para dia 06/07 (porém com expectativa de retorno para antes disso). O fiscal aceitou. A situação até o momento é essa.

Figura 8: Notas de passagem de serviço, de 30/06/2018. Os nomes dos funcionários foram omitidos (tarjas pretas).

Ressalta-se que a Petrobras havia informado à Modec sobre a intenção de parar a produção da FPSO em 30/06/2018 (ref. *11 OIM Handover Notes - 06-06-2018*, apresentada na Figura 9).

**PRODUCTION: (Highlights of problems and actions, RO unit, how many procedures reviewed?)**


- Houve uma reunião na quarta-feira e a Petrobras deve ter confirmado a parada da planta para o dia 30/06 mas ainda não recebi nenhuma confirmação oficial. A Petrobras não confirmou oficialmente a data para a parada de produção para o dia 30/06. De acordo com o  eles apenas avisaram que comunicariam à ANP que planejavam a parada da produção a partir do dia 30/06 e pediram à Modec para enviar a data em que o navio estaria pronto para navegar ou seja, virou "Tostines". Também avisaram que querem manter a produção pelo maior tempo possível... Agora a Modec vai propor novamente o corte das amarras porque assim pode ser aumentado o tempo de produção com a diminuição do tempo de remoção da ancoragem (reunião na próxima sexta-feira).

Figura 9: Notas de passagem de serviço, de 06/06/2018. Os nomes dos funcionários foram omitidos (tarjas pretas).

As informações apresentadas pela MODEC no *Reporting* abaixo dão conta de que havia um *offloading* agendado pela Petrobras para o dia 20/12/2018. Porém, essa operação foi postergada para

janeiro de 2019 devido à necessidade de paralisar os serviços da caldeira principal, uma vez que, após teste hidrostático, foram encontrados novos furos nas tubulações da fornalha. As evidências do SPIE apontaram que as tubulações estavam com corrosão acentuada tipo “*pitting*” interno.

Para o retorno da operação, foi isolada a válvula “*cross over*” das caldeiras, devido à necessidade de instalar uma raquete na saída da caldeira auxiliar (Ref. 27 OIM Handover Notes 26-12-2018, apresentada na Figura 10).


	FPSO Cidade de Rio de Janeiro MV14	
	Offshore Installation Manager Handover Notes	
Document#: 0212-MI20-OPSM-0309-01	Reporting Period: <u>12 Dec to 26 Dec 2018.</u>	
From: [REDACTED]	Date: <u>26 dez 2018</u>	[REDACTED]
<p><b>PRIORITY ACTIVITIES ( e.g. what is happening within the next 24hrs &amp; brief overview for trip)</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Tínhamos um <u>offloading</u> agendado pela Petrobrás para o dia 20/12. Este prazo foi postergado devido a decisão de paralisar os serviços da “Deck Boiler”, pois após testes hidrostáticos encontrávamos mais furos. Pelas evidências do SPIE, as tubulações estão com muita corrosão tipo “<u>pitching</u>” interno. Solicitamos a Petrobrás postergar o <u>Offloading</u> para início de janeiro. Até lá esperamos estar com a caldeira Auxiliar em operação para efetuar os trabalhos pendentes. O trabalho crítico para retornar a operação foi de isolar a válvula “<u>cross over</u>” das caldeiras, pois tivemos que instalar uma raquete na saída da caldeira auxiliar. A Petrobrás já enviou em RDO do dia 19.12.2018 a nota que informa que a MODEC será multada caso o sistema de vapor não retorne até 25 de dezembro de 2018.</li> </ul>		

Figura 10: Notas de passagem de serviço, de 26/12/2018. Os nomes dos funcionários foram omitidos (tarjas pretas).

Essa demora na conclusão da manutenção das caldeiras tornou-as indisponíveis por vários meses. Ao tentar realizar o *offloading* dos últimos volumes de óleo produzidos pela instalação, diversos problemas de ordem mecânica impossibilitaram o início da tarefa, conforme mencionado anteriormente. Estas falhas, que tiveram sua origem em falhas de inspeção e manutenção do sistema de vapor, levaram a um atraso de aproximadamente um semestre no início das atividades de descomissionamento. Não fosse o fato de as caldeiras estarem indisponíveis, é muito provável que a unidade já tivesse realizado o último *offloading*, o que evitaria um atraso ainda maior no cronograma de descomissionamento previsto. Desta forma, pode-se considerar que a falha do sistema de vapor foi um fator causal do acidente.



### 3.5. Fator Causal nº 5: Ausência de pessoa chave da MODEC

Durante a análise dos relatórios de passagem de serviço (*handover*) dos OIM, ficou notório que a equipe responsável pela operação de *offloading* era reduzida, além de haver certa desconfiança na capacidade técnica de determinados funcionários.

Em trecho do *handover* de 12/07/2018 (ref. 14 OIM Handover Notes - 12-07-2018.docx) está registrado que, por sugestão do OIM do período, a atividade de *offloading* deveria ser suspensa caso ao menos um de três funcionários não retornasse ao trabalho, uma vez que eram os que mais conheciam a FPSO. Isso evidencia que a equipe responsável pela operação estava bastante reduzida, comprometendo assim a realização da atividade dentro do prazo planejado.

### 3.6. Fator Causal nº 6: FPSO não foi descomissionada antes do término de sua vida útil

A FPSO Cidade do Rio de Janeiro foi projetada para uma vida útil de 12 anos. Dessa forma, o seu descomissionamento deveria ter ocorrido até 08/01/2019, data na qual completaria 12 anos do início de sua produção. Entretanto, devido à ausência de planejamento, tal fato não se concretizou e a unidade de produção permaneceu na locação mesmo após o término de sua vida útil.

Na condução do processo de descomissionamento da FPSO Cidade do Rio de Janeiro, assim como em outros projetos que envolvam múltiplas atividades, diversos eventos alheios à vontade da empresa responsável pela execução do projeto podem ocorrer, gerando atrasos. Em ambiente offshore, por exemplo, a entrada de períodos em que as condições meteoceanográficas dificultam a aproximação de embarcações ou manobra em sistemas submarinos são eventos previsíveis, que devem ser considerados ao se preparar o cronograma das atividades.

É razoável, portanto, que o Operador que deseja concluir seu projeto dentro de prazos pré-estabelecidos considere estas condições desfavoráveis. Assim, é comum que projetos de maior complexidade tenham algum fator de atraso ou margem de segurança na questão de prazos de execução.

Conforme apresentado na Tabela 9, o descomissionamento da FPSO Cidade do Rio de Janeiro não teve os prazos de execução estabelecidos sendo cumpridos. Esta falha deu causa ao fato de a unidade permanecer na locação mesmo depois de ter expirado sua vida útil.

**Tabela 9: Parte do cronograma de descomissionamento da FPRJ. Este cronograma foi traçado após o primeiro acidente de 2019. A linha em negrito foi acrescentada por nós.**

Fase/Atividade	Início	Término
Fechamento dos poços e parada da produção	Junho/2018	Junho/2018
<b>Atraso devido à não realização da atividade de <i>offloading</i></b>	<b>Julho/2018</b>	<b>Janeiro/2019</b>
Limpeza das linhas e equipamentos submarinos	Janeiro/2019	Março/2019
Desconexão das linhas submarinas nas ANMs	Abril/2019	Julho/2019
<i>Pull out</i> e abandono temporário dos <i>risers</i>	Abril/2019	Julho/2019
Despressurização, drenagem, lavagem e inertização de equipamentos e tubulações da planta de processamento de óleo e gás	Maio/2019	Agosto/2019
Lavagem dos tanques de carga	Maio/2018	Setembro/2019
Desconexão do sistema de ancoragem e saída da locação do FPSO	Setembro/2019	Novembro/2019

Desta forma, entende-se que também foi um dos fatores causais do acidente de agosto de 2019 o fato de a FPSO não ter sido descomissionada tempestivamente.

## 4. Causas Raiz

Após a análise de diversas circunstâncias envolvidas no acidente e previamente a ele, bem como dos documentos solicitados, a equipe de investigação concluiu que ocorreram nove causas raiz associadas a um ou mais fatores causais identificados.

As causas raiz serão apresentadas a seguir.

### 4.1. Causa Raiz nº 1: Descumprimento de planejamento de inspeções

Em 28/08/2006, foi aprovado o documento “Procedimento de Operações Especiais - Inspeção de Tanque” (Documento MODEC nº: 1081-MI20-OPSM-0765). Este documento tinha como escopo o desenvolvimento da estratégia e dos procedimentos de inspeção visual e geral de tanque, cobrindo, inclusive, tanto a avaliação do sistema de proteção catódica quanto a integridade do revestimento. Nele também estava contida a visão geral de preparativos e precauções para a realização da inspeção dos tanques. O documento se aplicava “*a todas as operações de inspeção de tanque ao longo de toda a duração da MVI4 FPSO Rio de Janeiro*”.

Entre a primeira versão do documento e a última, revisão 5, aprovada em 24/01/2017, não ocorreram mudanças nos itens relacionados com o acidente. Portanto, não há o que se falar em termos de ser ou não aplicável em função de alterações documentais.

O item 2.5 do referido documento tem como título “Frequência de Inspeção dos Tanques Críticos”. O item define como base a frequência de inspeção exigida pela classificadora (ABS).

Entretanto, reconhecendo a criticidade de determinados tanques, demanda que tais equipamentos sejam inspecionados com maior frequência, em função do serviço do tanque.

Para isso, a MODEC criou uma classificação com base em prioridades, estabelecendo três níveis de prioridade. Os mais críticos receberiam prioridade 1 e os menos críticos, prioridade 3. Os tanques de carga e tanques para água e óleo fora de especificação foram categorizados como prioridade 2.

Conforme definido no item 2.5.1 – Plano de Inspeção da MV14 FPSO Rio de Janeiro, tanques de prioridade 2 precisam de inspeção após um período compreendido entre 2 e 3 anos do início de operação. No item 2.5.2 – Fase Inicial de 5 anos, a MODEC descreve como ficaria o fluxo de inspeções, aplicando-se esta forma de categorizar os tanques. Nesta descrição, o tanque de óleo fora de especificação seria inspecionado no 2º ano e no 4º ano. Ou seja, uma vez que a unidade entrou em operação em janeiro de 2007, o tanque 5P deveria ser inspecionado nos anos 2009, 2011, 2013 e assim sucessivamente.

Entretanto, conforme ordens de serviço apresentadas, as exigências constantes no documento “Procedimento de Operações Especiais - Inspeção de Tanque” não foram cumpridas. Conforme os planos de inspeção, as *Work Orders* nº 0700-86-76, 0700-86-77 e 0700-86-78 tinham como prazo inicial a data de 01/06/2011, ou seja, 6 meses antes de concluir 5 anos de operação. Estas ordens de serviço foram cumpridas somente em 20/02/2013, mais de 6 anos após o início da operação da unidade.

Nem mesmo o atendimento às exigências da classificadora, que estabelece a frequência de 5 anos para a inspeção dos tanques, foi cumprido.

Não foi identificada nenhuma menção à necessidade de cumprimento das frequências de inspeção definidas no procedimento “Procedimento de Operações Especiais - Inspeção de Tanque”, em se tratando do tanque fora de especificação 5P. Também não foi apresentada nenhuma justificativa técnica para o descumprimento do procedimento em questão.

Por esse motivo, o descumprimento do planejamento das inspeções é uma das causas raiz tanto da insuficiência do sistema de proteção catódica quanto da ausência de revestimento epóxi. Desta forma, pode-se concluir que o sistema de gestão de segurança operacional falhou ao não impedir a degradação de um sistema de proteção contra corrosão por ausência de cumprimento de inspeções previstas em procedimento e em regras de classe.

Esses fatos evidenciam **não atendimento ao requisito do item 13.2.1 do SGSO:**

*O Operador da Instalação terá como atribuição:*

*13.2.1 Estabelecer planos e procedimentos para inspeção, teste e manutenção, a fim de buscar a integridade mecânica dos seus sistemas, estruturas, Equipamentos e Sistemas Críticos de Segurança Operacional. Tal documentação deverá estar alinhada com recomendações dos fabricantes, normas, padrões e boas práticas de engenharia.*

## 4.2. Causa Raiz nº 2: Falta de ação corretiva relacionada a inspeção do tanque 5P

Conforme mencionado anteriormente, em 20/02/2013 foi completada a inspeção no tanque 5P, sendo emitido o relatório de medições de espessura “*Report on Thickness Measurement – FPSO Cidade do Rio de Janeiro (MODEC) – American Bureau of Shipping – A.B.S., nº 073a/12.*” Neste relatório, foram identificadas diversas reduções de espessura acima do limite aceito pela classe (mais de 50 pontos) e diversas outras que se encontravam acima de valores que demandavam atenção (mais de 60 pontos).

A ABS emitiu o certificado de *Full Term (Report Number RJ2298768)*, em 28/02/2013, que se baseou nos resultados de medição de um “*Draft Report*” verificado a bordo (documento não disponível), conforme se lê na Figura 11 abaixo. Uma vez conseguido o certificado de *Full Term* por parte da Classificadora, nenhuma ação foi tomada no sentido de correção dos problemas identificados.

811	No.5 (P) C.O.T			
Opened In Report	RJ2209936-B - Special Continuous Survey - Hull 6	29-Oct-2012	Rio de Janeiro	
Closed In Report	RJ2298768-J - Survey for Compliance - Class	23-Feb-2013	Rio de Janeiro	
Due By	28-Feb-2013	Recommendation	Closed	
<b>Found</b>	The wing cargo oil tank 5P it was submitted to an overall examination and verified in satisfactory conditions.			
<b>Recommendation</b>	The wing cargo oil tank 5P remain to be submitted to Thickness Measurement Process by ABS certified company (TECNOEND) under ABS Surveyor attendance and the UTM report submitted for review and approval in order to have the tank credited for current Special Hull Survey.			
<b>Reinspection History</b>	<b>Description</b>	<b>Opened In</b>	<b>Due By</b>	
	The wing cargo oil tank 5P remain to be submitted to Thickness Measurement Process by ABS certified company (TECNOEND) under ABS Surveyor attendance and the UTM report submitted for review and approval in order to have the tank credited for current Special Hull Survey.	RJ2253786, Survey for Compliance - Class	28-Feb-2013	
<b>Rectification (Full )</b>	At this time the 5P Wing Cargo Oil tank it was verified with Thickness Measurement completed by TECNOEND. The gauging results were verified on board (Draft Report) and found satisfactory for crediting for current Special Continuous Hull Survey #6			

Figura 11: Recorte do certificado ABS tendo um rascunho como documento técnico de referência.

Ou seja, um relatório referente a um tanque crítico foi emitido e continha medições que demonstravam que diversos pontos medidos se encontravam em desacordo com o que se entende por aceitável. Entretanto, nenhuma medida corretiva foi tomada no sentido de corrigir as falhas identificadas e nenhum documento técnico foi emitido, apontando riscos, ações e respectivos prazos de implementação. Portanto, essa inércia do sistema de gestão de segurança operacional diante de situações que demandam ações corretivas é uma das causas raiz tanto da ausência de proteção catódica quanto do armazenamento no tanque 5P de fluido fora de sua especificação.

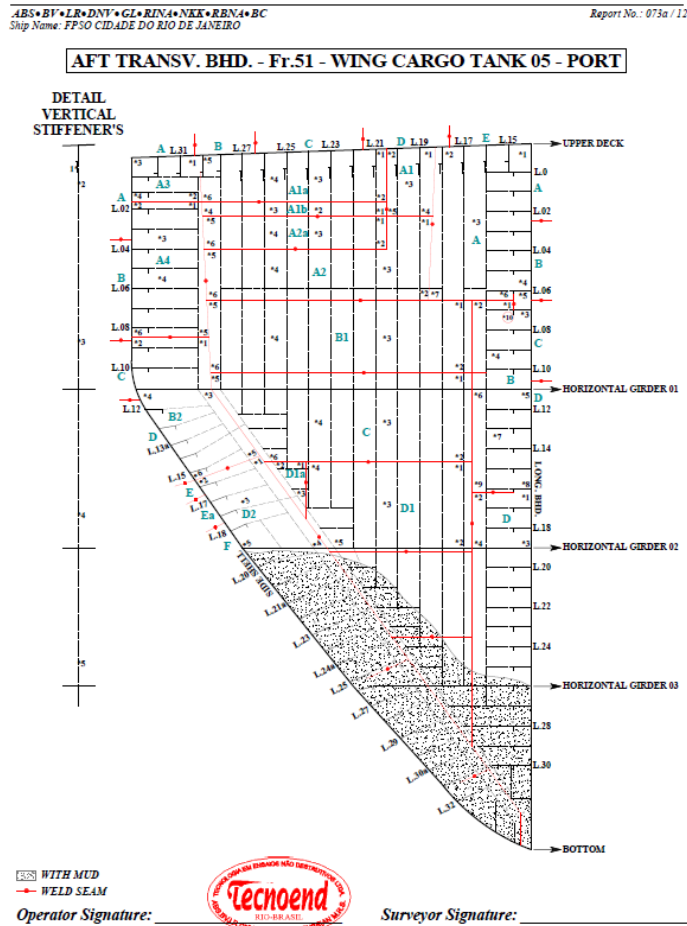
Esses fatos evidenciam **não atendimento ao requisito do item 13.4 do SGSO:**

*13.4 Monitoramento e Avaliação de Resultados*

*O Operador da Instalação será responsável por monitorar e avaliar os resultados das inspeções e testes.*

**4.3. Causa Raiz nº 3: Inexistência de avaliação de qualidade do relatório de inspeção**

Para a realização da medição de espessura dos tanques foi contratada a empresa Tecnoend, a qual apresentou, para o tanque 5P, o Relatório nº 073a/12. Ao se observar o desenho da figura abaixo, extraído deste relatório, pode-se perceber que grande parte do tanque permanecia com lama. Esta falha na qualidade da limpeza pode ter impedido que se tenha realizado a inspeção visual adequadamente.



**Figura 12: Trecho do relatório de medição de espessura de chapa, indicando que o fundo do tanque ainda se encontrava demasiadamente sujo.**

Na região marcada como “with mud”, localizava-se o sistema de proteção catódica e o revestimento, que deveriam ser inspecionados quanto a sua integridade. Toda esta região permaneceu

exposta à água produzida desde o início da operação da FPSO, inclusive partes não protegidas pelo sistema de proteção catódica e pelo revestimento também ficaram diretamente expostas durante parte deste período.

O problema da qualidade da limpeza dos tanques se repetiu no tanque 5C, local da ocorrência do acidente de janeiro de 2019. Como evidência de causa básica identificada na investigação daquele acidente pela Petrobras, foi apresentado o fato de que “*o tanque não era limpo o suficiente para possibilitar uma boa inspeção visual*”.

Não foram apresentados resultados relativos a quaisquer outros modos de inspeção que não fosse medição de espessura. Embora o certificado *Full Term* emitido pela ABS tenha apontado que ocorreu um exame geral satisfatório, esta informação não pôde ser confirmada por meio de documentação, como, por exemplo, um relatório de inspeção.

A ausência de evidências de realização de quaisquer outras formas de inspeção corrobora os achados da investigação do tanque 5C também para o tanque 5P. Essa avaliação é reforçada pelo fato de que, no único relatório de inspeção relativo ao tanque 5P, não há laudo conclusivo a respeito da atividade e dos resultados encontrados, tendo em vista que o relatório se limitou a apresentar dados de medição e sua relação comparativa com valores de referência de redução de espessura.

Acrescenta-se ainda que a inspeção adequada da integridade do revestimento demanda exame visual metuculoso da superfície pintada, de forma a localizar e classificar eventuais discontinuidades na pintura que podem indicar que a barreira contra corrosão está sendo perdida naquela região do tanque. Sem a devida limpeza, este tipo de avaliação torna-se impraticável de ser realizada.

Estes e outros requisitos que deveriam ter sido cumpridos na inspeção do tanque estão descritos no “Procedimento de Operações Especiais – Inspeção de Tanque” emitido pela Petrobras, sobretudo em seu item 5.0, descrito abaixo. Neste texto, merece destaque a preocupação com a verificação dos anodos de proteção e a descrição do tipo de exame que se deve realizar nos revestimentos.

## 5.0 INSPEÇÃO E REPARO

As várias inspeções terão objetivos diferentes, limites de tempo, etc., e por isso diferentes meios e grau de esforço podem ser aplicados. Em geral, maior esforço é colocado nas áreas mais críticas – evidência para assegurar que a proteção de anodo esteja funcionando adequadamente, condição/vida remanescente/necessidade de substituição do anodo, fundações de módulo/ (nas áreas superiores e inferiores do convés), áreas de alto esforço devido à curvatura e arqueamento, esforço associado ao carregamento e descarregamento, partes não revestidas de tanques, áreas de modificação de contorno, serpentinas de aquecimento, etc.

Deve ser observada qualquer evidência indicando qualquer esforço de rachadura.

Em geral, os revestimentos sempre deverão ser pelo menos ligeiramente examinados pela presença de bolhas, rachaduras, descascamento e examinados mais profundamente se quaisquer sinais do mesmo são encontrados. Periodicamente, isto deve ser minuciosamente verificado. O revestimento deve ser empurrado para observar se há indícios de separação da adesão ao tanque.

A zona de respingo ou o equivalente deve ser utilizado para reparos menores com a devida preparação. Nem todos os reparos devem ser realizados prontamente (por exemplo, perda de adesão, contudo vedação de revestimento ainda em posição, etc). Grande reparo de revestimento ou, além disso, exigem procedimentos especiais, preparação, mais exigências de tanques adjacentes, etc.

**Figura 13: Trecho do procedimento de inspeção de tanques, contendo especificações de inspeção relacionadas aos anodos de sacrifício.**

A conclusão que se chega é que a integridade do tanque 5P, à ocasião do acidente de agosto de 2019, era completamente desconhecida pela Operadora porque, entre outros motivos, o tanque não foi devidamente inspecionado na única atividade do tipo realizada em todos os seus mais de 12 anos em atividade. Tal falha demonstra a existência de lacunas no gerenciamento da segurança operacional relativos à inspeção e manutenção da unidade.

Por conta disso, não foi possível, por meio de inspeção, identificar o estado do sistema de proteção catódica e nem do revestimento do fundo do tanque 5P. Sendo assim, não avaliar a qualidade do relatório de inspeção do tanque é uma das causas tanto da insuficiência de proteção catódica, quanto da ausência de revestimento epóxi.

Esses fatos evidenciam **não atendimento ao requisito do item 13.3.3 do SGSO:**

*O Operador da Instalação terá como atribuição:*

*13.3.3 Estabelecer requisitos de garantia da qualidade na execução dos procedimentos.*

## 4.4. Causa Raiz nº 4: Inconsistência dos critérios de projeto do sistema de proteção contra corrosão

Como pode ser identificado no documento “FPSO Hull Fea Strenght Assessment”, rev. B, de 10/11/2005, o casco foi avaliado para uma vida útil de 12 anos. Com isso, a expectativa era de que a unidade ficasse em produção até 2019, uma vez que entrou em produção em janeiro de 2007. Para que tal feito se consubstanciasse, seria necessário que a unidade recebesse um sistema de proteção catódica

apropriado e o devido revestimento em epóxi, de forma a evitar corrosão excessiva, por conta do fluido a ser armazenado.

O *design* do sistema de proteção catódica da instalação foi desenvolvido pela empresa Tri-Star Industries Pte Ltd., sob convite da Jurong Shipyard Pte Ltd. O sistema foi desenhado com base em corrente de polarização provida por meio de anodos de sacrifício, levando em consideração, mas não limitado, os padrões *Recommended Practice Cathodic Protection Design* “DNV RP B401-05” e Petrobras RJS-409 FPSO, de março de 2004, Rev. 8 C2-3 e C2-5. Os critérios utilizados para o projeto do *design* do sistema de proteção catódica utilizado estão apresentados na Figura 14 abaixo:

TRI-STAR INDUSTRIES PTE LTD

### 6.3 OffSpec Oil Tank 5P

Design life:	10 years	
Operating temperature:	25 °C	(ambient temperature)
Current density:	0.010 A/m <sup>2</sup>	(given)
Anode capacity:	780 A.hr/kg	
Resistivity:	25 ohm-cm	(seawater)
Driving voltage:	0.25 V	
Ballast ratio:	100%	(given)
Utilization factor:	0.9	

No.	Tank No.	Area(m <sup>2</sup> )
1	OffSpec Oil Tank 5P	1850.0

Figura 14: Parâmetros de projeto do sistema de proteção catódica do tanque 5P.

Como se pode observar, o projeto do sistema de proteção catódica considerou como 10 anos o período de vida útil do tanque 5P, enquanto o casco da embarcação foi avaliado para uma vida útil de 12 anos. Uma vez que o sistema de proteção deve se manter íntegro por toda a vida útil do casco, protegendo-o contra a corrosão, seu projeto poderia ser para vida útil acima do previsto, mas jamais abaixo desta.

Ainda no item 6.3, apresentado na figura acima, pode-se perceber que o *design* do sistema de proteção catódica foi projetado para um tanque de óleo *offspec*. Como enfatizado anteriormente, a prática da época era colocar sistema de proteção catódica apenas em áreas que ficassem expostas à água salgada. Desta forma, um tanque de óleo teria anodos de sacrifício apenas em seu fundo, para protegê-lo da água produzida que viesse a decantar.

Entretanto, quando se analisa a previsão real de uso do tanque, conforme documento “*General Description of Processing Plant*”, Rev. C, de 15/12/2005, no item 2.2 *Tank Arrangement*, tem-se se a afirmativa: “projetado como um Tanque *Offspec* e recebe água *offspec* da planta de processo, se necessário”, Figura 15.



Na rev. 01 da DUM, de dezembro de 2011 está registrada a utilização do tanque 5P como tanque de armazenamento de água *offspec*, com objetivo de enquadrá-la no teor de óleo e graxas aceitos para posterior descarte no mar. Observando os dados de alguns relatórios diários de marinha, não foram identificados volumes significativos de óleo no tanque 5P, indicando que se tratava realmente de água produzida e/ou vinda de sistemas como o de drenagem.

**All cargo tanks except the No. 5 port wing cargo tank, totaling eleven (11) tanks, are used as cargo tanks for the FPSO service. The total cargo storage capacity is greater than 1,600,000 barrels. The No.5 port wing cargo tank (90,000 bbl capacity) is designated as Offspec Tank and receives offspec water from the topsides, if necessary.**

**Figura 15: Função de projeto do tanque 5P.**

Essa falha na apresentação dos critérios de projeto, prejudicou o correto dimensionamento do sistema de proteção catódica. Se fosse considerado que se tratava, na verdade, de um tanque similar aos tanques de lastro, o projeto seria semelhante ao apresentado no mesmo documento *Cathodic Protection System - Petrobras RJS-409 FPSO - Tanks Calculations and Design*”, em seu item 6.1 – *Water Ballast Tank 2S e 4P*, da Figura 16.

**6.1 Water Ballast Tank 2S and 4P**

Design life:	10 years	
Operating temperature:	25 °C	(ambient temperature)
Current density:	0.010 A/m <sup>2</sup>	(given)
Anode capacity:	780 A.hr/kg	
Resistivity:	25 ohm-cm	(seawater)
Driving voltage:	0.25 V	
Ballast ratio:	100%	(given)
Utilization factor:	0.9	

No.	Tank No.	Area(m <sup>2</sup> )
1	Water Ballast Tank 2S and 4P	22500.0 (EACH TANK)

**Figura 16: Parâmetros do projeto de proteção catódica dos tanques de lastro.**

Neste projeto, não só o fundo, mas toda a região de costado e anteparas dos tanques receberam anodos de sacrifício. Levando-se em conta a previsão de armazenamento de mais de um tipo de fluido, o projeto deveria ser mais conservador em relação ao sistema de proteção catódica.

Além da falha nos parâmetros de projeto do sistema de proteção catódica, pode-se verificar que os tanques de lastro da FPSO Cidade do Rio de Janeiro foram revestidos em toda a sua área interna, enquanto os tanques de óleo foram revestidos até cerca de 2 m de altura, conforme demandado na *General Technical Description (GTD)*, anexo C do contrato de afretamento (Figura 17).

Um revestimento de 2 m de altura é equivalente à área estimada de exposição à decantação de água produzida no petróleo armazenado. Novamente, por conta da discrepância entre o tipo de fluido

previsto e o tipo de fluido realmente armazenado, ocorreu a preparação do tanque 5P, quanto ao revestimento, de forma similar a tanques de armazenamento de óleo cru, ao invés de tanques de lastro com água do mar.

	TECHNICAL SPECIFICATION	I-ET-3547.00-1350-941-PSE-001	B
	FPSO for the RJS409/415 area		70 of 84
<b>GENERAL TECHNICAL DESCRIPTION</b> <b>CONTRATO Nº 2100.0013183.05.2</b>			
<p>lifetime without any production interruption. Therefore, design shall clearly identify those requirements.</p> <p>Special attention shall be given to chain pipes and other similar underwater structures to allow maintenance, inspection and replacement with no drydocking/shutdown and to avoid problems caused by corrosion and marine growth.</p> <p>Bottom cargo and slop tanks plating and structures shall be fully painted at least 2.0 meters of vertical structures above the bottom. Painting specification shall consider the design life as stated in item 1.1 herein.</p>			

**Figura 17: Trecho do GTD exigindo revestimento do costado e estruturas até pelo menos 2 metros acima do fundo.**

É importante ressaltar que, neste caso, embora a recomendação DNV-RP-B401/05 mencionasse a necessidade de se revestir os tanques que ficassem expostos à água salgada, em se tratando de FPSOs com vida útil muito longa, tal valor de “vida útil muito longa” não foi definido neste documento, mas somente em 2007, no documento DNV-RP-B101/07.

Portanto, não há que se associar a ausência de aplicação de revestimento em todo o tanque a descumprimento de qualquer norma em vigor à época. Como se pode verificar, os próprios tanques de lastro de FPSOs recebiam revestimento. A falha de projeto identificada está associada, na verdade, ao não atendimento das boas práticas da indústria de petróleo e gás natural.

Portanto, como se pode concluir das evidências apresentadas, a inconsistência dos critérios de projeto do sistema de proteção contra corrosão do tanque 5P foi uma das causas raiz do acidente ocorrido em agosto de 2019 na FPSO Cidade do Rio de Janeiro, levando-se à ausência de revestimento epóxi no tanque 5P e armazenamento de fluido fora dos parâmetros considerados em projeto.

Esses fatos evidenciam **não atendimento ao requisito do item 10.2.2 do SGSO:**

*O Operador da Instalação deverá:*

*10.2.2 Identificar, durante as fases de projeto, construção, instalação e desativação, as normas, os padrões e as boas práticas de engenharia relacionadas aos assuntos de Segurança Operacional.*

## 4.5. Causa Raiz nº 5: Falha de gestão de contratada

O documento *General Technical Description (GTD)*, constante do anexo C do contrato de afretamento realizado entre Petrobras e MODEC, previa em seu item 11.6.5 que a MODEC deveria submeter à Petrobras e à Classificadora um plano de inspeção dos tanques de carga, de lastro e outros compartimentos estruturais, evidenciando que seria possível realizar inspeções do interior dos tanques de forma segura (Figura 18).

### 11.6.5. CARGO AND BALLAST TANKS STRUCTURAL INSPECTION

All cargo/ballast/slop tanks access arrangements shall comply with IMO Recommendations A 272 (VIII) and A 330 (IX).

CONTRACTOR shall submit to PETROBRAS and CS an inspection plan of the cargo, ballast tanks or any other structural compartments evidencing that the Unit enables safe inspection inside all tanks. This plan shall be based on the Fatigue Analysis and shall consider the continuous operation during operational lifetime with no drydocking and shall not affect the production capacity of the Unit.

**Figura 18: Requisito do GTD relacionado a plano de inspeção de tanques.**

Este requisito de controle da manutenção estrutural da FPSO se repete no item 3.2.1 e seu subitem 3.2.1.1 do contrato de afretamento, transcritos abaixo. Em ambos os documentos, percebe-se a preocupação em realizar as inspeções de forma que não haja necessidade de se retirar a unidade da locação antes do fim de sua vida útil operacional, bem como não ocorra redução da capacidade produtiva da unidade.

3.2.1. A CONTRATADA deverá tomar todas as providências necessárias para que a UNIDADE possa permanecer durante todo o prazo do contratual na locação, sem necessidade de deslocamento durante a vigência e possíveis prorrogações deste Contrato. Para consecução de período de operação ininterrupto a CONTRATADA deverá apresentar um plano de manutenção/inspeção devidamente aprovado pelo governo da bandeira (Flag Authorities) e por sua Sociedade Classificadora, que inclua, mas não limitado a: Docagens (UNDERWATER INSPECTION IN LIEU OF DRY DOCKING) e inspeção de tanques e redes de carga (CARGO TANKS AND PIPES INSPECTION).

3.2.1.1. A CONTRATADA deverá elaborar anualmente um plano de manutenção e inspeção da UNIDADE, a ser apresentado a PETROBRAS, onde devem estar claramente indicadas as datas previstas para inspeção de cada tanque de carga, de maneira a permitir a programação da frota de aliviadores da PETROBRAS.

**Figura 19: Requisito relacionado a plano de manutenção e inspeção de tanques, presente no contrato de afretamento.**

Como contratante, a Petrobras deveria fiscalizar a plena e adequada execução destas inspeções em tanque, uma vez que consta no contrato e no GTD. Entretanto, não foi evidenciado que tal controle tenha sido exercido adequadamente. Como resultado, em 12,5 anos de atividade, o tanque 5P recebeu apenas uma inspeção de espessura e “*overall examination*” associada, com comprovada má qualidade da limpeza prévia do tanque. Este exame geral, embora apareça no certificado da classificadora, não

possui nenhum documento técnico comprobatório associado. Se o plano de inspeção dos tanques tivesse sido realizado adequadamente, sendo o 5P de Prioridade 2, este tanque deveria ter sido alvo de inspeções visuais gerais e inspeções detalhadas, conforme “Procedimento de Operações Especiais – Inspeção de Tanque”, entre 4 e 6 vezes neste mesmo período de 12,5 anos.

Ao analisar o Anexo E do Contrato de Afretamento, em seu item 3 – Requisitos de Qualidade, vê-se que estes se estruturam em forma de indicadores (itens de controle), que tem como requisitos a segurança, a operação e o meio ambiente (Figura 20).

Ao se analisar detalhadamente quais são os itens de controle para tais requisitos, percebe-se que os indicadores de segurança estão associados a acidentes com afastamento e gravidade de acidentes. Tais indicadores são reativos e limitados à segurança ocupacional.

Se os requisitos de qualidade, sob os quais se pautaram Petrobras e MODEC perante o contrato de afretamento, tivessem algum de seus itens de controle ligado a Gestão da Integridade, poderíamos ter outro tratamento dado às inspeções dos tanques.

### 3- REQUISITOS DE QUALIDADE

Ficam definidos os seguintes requisitos principais da qualidade, os respectivos indicadores e níveis de desempenho esperados:

REQUISITO	ITEM DE CONTROLE	META	GATILHO
SEGURANÇA	TFCA - Taxa de Frequência de Acidentes com Afastamento Acumulado	0	0
	TFSA - Taxa de Frequência de Acidentes sem Afastamento Acumulado	0	0
	TGA - Taxa de Gravidade de acidentes	0	0
OPERAÇÃO	IP - Índice de Produtividade	95%	90%
	ID - Índice de Disponibilidade	97%	92%
	IVAI - Índice de Volume de Água Injetada	95%	90%
MEIO AMBIENTE	AIMA - Índice de Preservação do Meio Ambiente	10	8
	ATOG - Índice Total de Óleo e Graxa	9	7,0

onde :

#### 3.1 Taxa de Frequência de Acidentes com Afastamento - TFCA

$$TFCA = \frac{NCA \times 10^6}{HHER}$$

NCA= Número de acidentes com afastamento ocorridos no mês apurado.

HHER= Homens-hora de exposição ao risco no mês apurado.

**Figura 20: Requisitos de qualidade utilizados no contrato de afretamento.**

O Anexo D do contrato de afretamento, que trata das exigências contratuais de SMS – segurança industrial, proteção ao meio ambiente e saúde ocupacional, tem como foco a saúde ocupacional, não apresentando adequadamente as exigências associadas à segurança operacional.

Como consequência, as ações de controle e melhoria da qualidade podem acabar se concentrando apenas em questões de segurança ocupacional e garantia da produtividade. Tal análise é

consistente com a comprovação do estado de degradação identificado tanto no tanque 5P como no tanque 5C e no sistema de distribuição de vapor das caldeiras.

Essa condução no sentido apenas da produtividade e segurança ocupacional resultou em falta de controle sobre as atividades de inspeção e manutenção dos tanques navais da FPSO. Portanto, essa causa raiz levou aos fatores causais insuficiência de proteção catódica e ausência de revestimento epóxi.

Esses fatos evidenciam **não atendimento ao requisito do item 5.3.1 do SGSO:**

*O Operador da Instalação será responsável por:*

*5.3.1 Estabelecer as responsabilidades das contratadas relativas à Segurança Operacional.*

#### 4.6. Causa Raiz nº 6: Falha de inspeção/manutenção de equipamentos

As caldeiras utilizadas no processo de *offloading* estavam inoperantes em função dos furos detectados em uma linha de vapor comum a elas. Esses furos foram observados em inspeção realizada em junho de 2018 (ref. *13 OIM Handover Notes - 30-06-2018*). A partir dessa inspeção, as caldeiras foram tiradas de operação para reparo da linha.

Conforme registrado no relatório de inspeção da caldeira de 04/12/2018 (ref. *RTP-2018-020 EAC-4505 BP Deck Boiler*), durante teste hidrostático, foram constatados furos na fornalha da caldeira, inviabilizando o retorno de sua operação (Figura 21).



		<b>Relatório de Teste de Pressão</b> <small>Pressure Test Report</small>		RTP Nº : 2018/ 020 Data: 04-Dec-18 Página: 2 de 2
<b>6 ) Evidência Fotográfica</b> <small>Photographic Evidence</small>				
				
1st Cycle 1320 kPa - 15 minutes      2nd Cycle 2000 kPa - 15 minutes      3rd Cycle 2640 kPa - 30 minutes				
<b>7 ) Recomendações Gerais</b> <small>General Recommendations</small>				
7.1) Antes do início da atividade deverá ser elaborada a análise preliminar do risco. <small>Before start the job must be done the risk preliminary analysis (APR).</small>				
7.2) Informar o horário de início e fim do teste. <small>To inform the work schedule, time of the start and the end of the test.</small>				
7.3) Informar o número do registro dos certificados dos instrumentos e anexar a carta gráfica (quando disponível). <small>To inform the certificate number of instruments and the graphic chart (when available).</small>				
<b>8 ) Descrição do Procedimento de Teste</b> <small>Description of Test Procedure</small>				
O teste Hidrostático foi conduzido conforme procedimento 3500-MSB60-SIGD-0024, com pressão de 2640 kPa (26,4 bar), por 30 minutos sendo constatado novos vazamentos no interior da fornalha.				

Figura 21: Trecho do relatório de teste de pressão, identificando vazamentos.

Para a manutenção da fornalha, foi elaborado o documento *PAR 2018-159 EAC-4505-BP - Deck Boiler* (Projeto de Alteração e Reparo), de 05/12/2018, tendo como objetivo remover a área afetada e realizar soldagem de *patch* substituindo a secção comprometida (Figura 22).

 <b>Projeto de Alteração e Reparo</b> <small>Project of Alteration and Repair</small>		PAR Nº : 2018/ 159
		Data : 5-Dec-18
		Página :
<b>1 ) Tipo</b> <small>Type</small>		
<input type="checkbox"/> Alteração <span style="margin-left: 150px;"><input type="checkbox"/> Reparo</span> <small>Alteration <span style="margin-left: 150px;">Repair</span></small>		
<b>2 ) Dados do Equipamento</b> <small>Equipment's Data</small>		
<b>Local :</b> <small>Location</small>	FPSO Cidade do Rio de Janeiro - Stern Deck	<b>Ano de fabricação :</b> <small>Year of fabrication</small>
<b>Descrição :</b> <small>Description</small>	Caldeira Principal (Fornalha) <small>Deck Boiler - (Furnace)</small>	<b>Identificação (TAG) :</b> <small>Identification</small>
<b>Fabricante :</b> <small>Manufacturer</small>	Aalborg Industries	<b>Categoria do Equipamento :</b> <small>Equipment Category</small>
<b>Capacidade :</b> <small>Capacity</small>	40t/h	<b>Posição de Instalação :</b> <small>Installation Position</small>
<b>PMTA :</b> <small>MAWP</small>	2400 kPa	<b>Teste Hidrostático :</b> <small>Hydrostatic Test</small>
<b>Código do Projeto e ano de edição :</b> <small>Design Code and year of edition</small>	ABS / BS 1113 Edition: 1999	<b>Material :</b>
		20 GB3087
<b>3 ) Justificativa (Análise da Falha) e / ou motivo</b> <small>Justification (Failure Analysis) and / or reason</small>		
<p>Após realização do teste hidrostático foi detectado vazamento em dois (02) novos locais. Tubos 26 e 34 localizados no piso da fornalha lado bombordo, próximo ao tubulão de água. Os mesmos foram identificados como pontos 07 e 08.</p>		
<p><small>After the hydrostatic test, leakage was detected in two (02) new locations. Tubes 26 and 34 located on the port side furnace floor, next to the water pipe. They were identified as points 07 and 08.</small></p>		

**Figura 22: Trecho do projeto de alteração de reparo da caldeira.**

Nota-se que, desde a primeira parada das caldeiras para manutenção, passaram-se mais de cinco meses entre a conclusão do reparo da linha de vapor até a detecção de novas falhas, dessa vez na fornalha, que impossibilitaram o retorno da operação. Ou seja, não houve a devida avaliação do estado do sistema de geração de vapor como um todo. Portanto, essa causa raiz levou ao fator causal falha do sistema de geração de vapor,

Esses fatos evidenciam **não atendimento ao requisito do item 13.4 do SGSO:**

#### *13.4 Monitoramento e Avaliação de Resultados*

*O Operador da Instalação será responsável por monitorar e avaliar os resultados das inspeções e testes.*

#### 4.7. Causa Raiz nº 7: Baixa percepção de risco da MODEC

Conforme já apontado nos fatores causais, as falhas no processo de inspeção/manutenção de equipamentos e tubulações, a ausência de atendimento a inspeções de equipamentos críticos constante de procedimento, tais como as inspeções no tanque 5P, e o reduzido pessoal de bordo da FPSO em condições de conduzir o *offloading*, contribuíram para a ocorrência do acidente de dano estrutural da embarcação.

Esses fatos revelam a baixa percepção de risco por parte da gestão da empresa, uma vez que não foram adotadas ações preventivas para manter os níveis de segurança operacional da FPSO, com a redução do quadro de funcionários e a ausência de análise crítica dos resultados das manutenções e inspeções.

É notória a baixa percepção de riscos em nível gerencial quando a empresa assume a operação de uma instalação que opera com grandes volumes de energia e alto potencial de dano, mas descuida de questões fundamentais como a adequada inspeção e manutenção de sistemas e equipamentos críticos e o quantitativo suficiente de profissionais capacitados para realizar as tarefas técnicas necessárias.

Esses fatos evidenciam **não atendimento ao requisito 1.3.2 do SGSO:**

*“O Operador da Instalação será responsável por:*

1.3.2 Garantir a participação efetiva dos Gerentes da Instalação nas atividades relacionadas com a Segurança Operacional.”

#### 4.8. Causa Raiz nº 8: Equipe da MODEC insuficiente

As informações obtidas através dos *handover* dos OIM evidenciam que a equipe capacitada e responsável pelas operações de supervisão do *offloading* estava reduzida. Em trecho do *handover* de 12/07/2018 está registrado que, por sugestão do OIM do período, a atividade de *offloading* deveria ser suspensa caso funcionários que conhecessem bem a instalação não embarcassem naquele período:

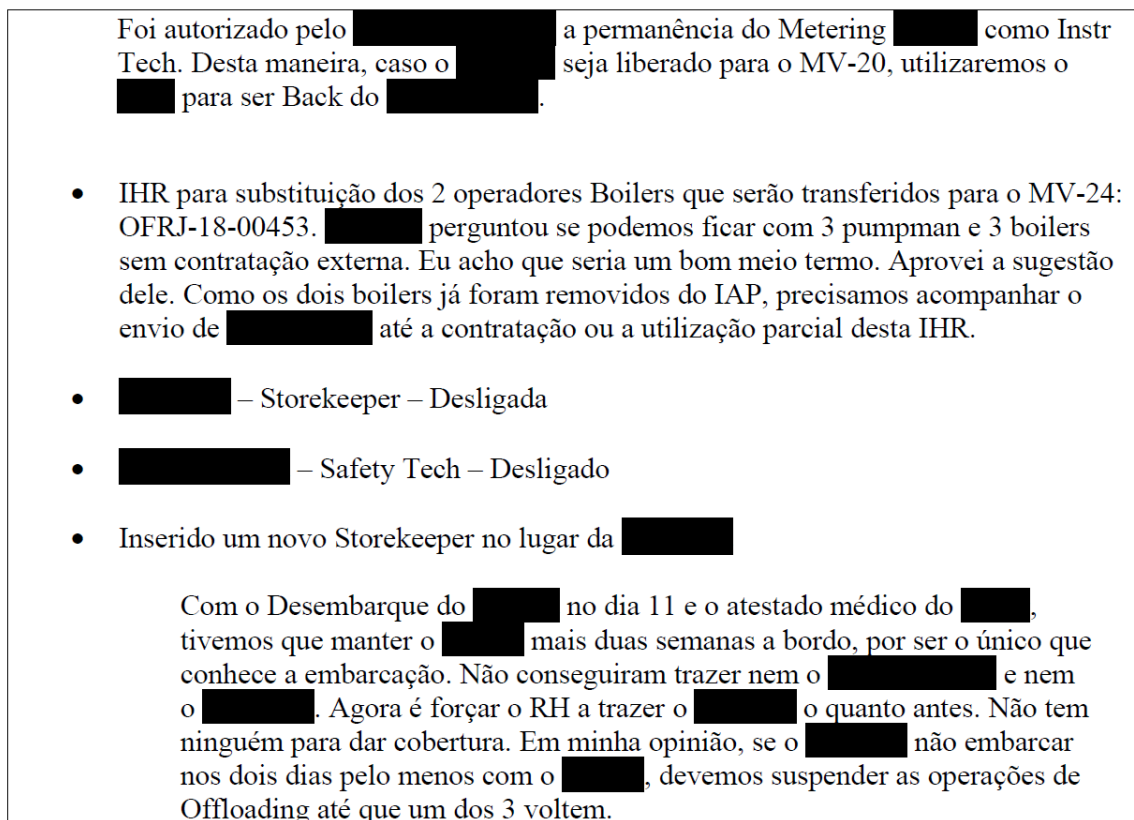


Figura 23: Trecho da nota de passagem de serviço com evidências de insuficiência de pessoal capacitado. Os nomes dos funcionários foram omitidos (tarjas pretas).

Esses fatos evidenciam **não atendimento ao requisito do item 1.5 do SGSO:**

#### *1.5 Disponibilização e Planejamento de Recursos*

*O Operador da Instalação deverá planejar e prover os recursos necessários para a implementação e o funcionamento do sistema de gerenciamento da segurança operacional e para atendimento dos demais requisitos estabelecidos neste Regulamento Técnico.*

## **4.9. Causa Raiz nº 9: Ausência de planejamento do descomissionamento da FPSO**

Projetada para uma vida útil de 12 anos, a FPSO Cidade do Rio de Janeiro deveria ter sido descomissionada até 08/01/2019, data em que completaria 12 anos do início de sua produção. Entretanto, devido à ausência de planejamento de médio prazo por parte da Petrobras, tal fato não se concretizou.

A retirada definitiva de operação de qualquer instalação de produção deve ser previamente comunicada à ANP mediante o Programa Anual de Trabalho e Orçamento (PAT), conforme



estabelecido no item 4.3 do Regulamento Técnico de Desativação de Instalações na Fase de Produção, aprovado pela Resolução ANP n° 27/2006.

Por sua vez, a Portaria ANP n° 123/2000, que aprova o Regulamento Técnico do Programa Anual de Trabalho e Orçamento para os campos de Petróleo e Gás Natural, estabelece, no item 2 deste Regulamento, que o operador da concessão deve informar no PAT o cronograma de atividades a serem realizadas no campo e o respectivo orçamento no período de cinco anos. Posto isso, considera-se que a parada de produção de uma unidade deve ser comunicada à ANP, por meio do PAT, com uma antecedência de cinco anos. Tal antecedência objetiva garantir tempo hábil para que o descomissionamento ocorra dentro do prazo, mesmo que ocorram imprevistos.

No entanto, foi somente no PAT do campo de Espadarte referente ao ano de 2017, protocolado em 24/10/2016, que a Petrobras indicou à ANP a necessidade de cessar a produção da FPSO Cidade do Rio de Janeiro, que, inicialmente, foi prevista para ocorrer até 08/01/2019. Também é importante destacar que, para além da comunicação tardia à ANP da parada de produção da plataforma, as alterações de data para a sua interrupção definitiva (demonstradas na Tabela 5) demonstram falha no planejamento do descomissionamento desta unidade.

Além disso, verificou-se que, inicialmente, o contrato de afretamento teria vigência até 08/01/2015, porém, em 05/12/2014, este contrato foi prorrogado até 08/01/2019, data coincidente com o término da vida útil da unidade de produção. Este fato poderia ter despertado a atenção da Petrobras para o prazo de descomissionamento da unidade, ratificando a percepção de que esta fase poderia ter sido planejada com antecedência.

Ainda que a revisão 0 do PDI da FPSO Cidade do Rio de Janeiro tenha previsto a saída da plataforma em 08/01/2019, este documento foi protocolado na ANP somente em 21/06/2018. Importante pontuar que antes da saída da unidade de produção da sua locação, diversas atividades de descomissionamento precisam ser realizadas, sendo que muitas destas atividades estavam previstas no PDI para serem iniciadas já em 01/07/2018.

Além do cronograma proposto não ser factível, por não ter havido tempo hábil de avaliação do PDI por parte da ANP, acrescenta-se, ainda, que o conteúdo desta versão não estava satisfatório, pelo que foi necessário o encaminhamento da revisão 1 do PDI, que contemplou a alteração da alternativa proposta quanto à destinação do sistema submarino. Esta revisão foi protocolada em 10/12/2018 e passou, então, a prever a saída da plataforma em novembro de 2019.

Chama a atenção também o fato de que a revisão 0 do PDI da FPSO Cidade do Rio de Janeiro tenha sido protocolada apenas nove dias antes da parada de produção da unidade, que, de fato, deu-se em 30/06/2018. Ocorre que, por motivos de segurança, é altamente recomendável que o descomissionamento da plataforma seja iniciado logo após a cessação de sua produção. Como se tem verificado, com a aproximação do término da vida útil de uma instalação, o seu sistema de gestão de segurança operacional tende a se deteriorar.

Para além de razões financeiras, já que uma plataforma em descomissionamento não traz retorno monetário para as empresas, outro motivo que as levam a investir mais no sistema de gestão de uma unidade que está em produção, é a crença de que na fase de descomissionamento os riscos estão minimizados devido ao fato de que, teoricamente, o óleo, bem como os demais fluidos resultantes do processo produtivo, já tenha sido transferido da unidade.

Contudo, este não foi o caso da FPSO Cidade do Rio de Janeiro, que, mais de 180 dias após sua parada de produção, ainda armazenava 89.960 m<sup>3</sup> de óleo. Ademais, até a data do acidente em tela, havia um inventário significativo de contaminantes a bordo. Portanto, uma unidade de produção em descomissionamento desprovida de um sistema de gestão adequado amplia substancialmente os riscos às pessoas e ao meio ambiente.

Não obstante o planejamento da Petrobras tenha sido inadequado, de forma a dar celeridade ao processo de descomissionamento e independentemente do protocolo da revisão 1 do PDI, a ANP autorizou, em 18/10/2018, a realização de algumas operações de caráter rotineiro.

Posteriormente, a partir da aprovação parcial da revisão 1 do PDI pela ANP, em 20/03/2019, foi autorizada a execução das atividades de (i) *pull out* e abandono temporário dos *risers* no leito marinho e (ii) desconexão do sistema de ancoragem e saída da plataforma da locação. Tais atividades estavam programadas para serem iniciadas e concluídas entre abril e julho de 2019 e entre setembro e novembro de 2019, respectivamente. No entanto, na data do incidente, apenas as linhas de três poços haviam sido desconectadas da FPSO Cidade do Rio de Janeiro, ou seja, um mês após o término do prazo estabelecido, somente cerca de 19% da atividade de *pull out* e abandono temporário dos *risers* no leito marinho havia sido finalizada, evidenciando-se também atrasos na execução do planejamento proposto.

Pelo exposto, pode-se concluir que o sistema de gestão de segurança operacional falhou ao não planejar o descomissionamento da unidade de produção em acordo com a sua vida útil e com a legislação vigente, o que poderia ter prevenido a ocorrência do acidente em tela. Caso tivesse havido um adequado planejamento, é provável que a FPSO Cidade do Rio de Janeiro não ficasse na locação após limite de sua vida útil, evitando o acidente.

Esses fatos evidenciam o **não atendimento ao requisito do item 10.2.1 do SGSO:**

*O Operador da Instalação deverá:*

*10.2.1 Atender aos critérios de projeto e considerar as normas, os padrões da indústria e boas práticas de engenharia no planejamento do projeto, construção, instalação e desativação da Instalação.*

#### **4.10. Resumo das causas raiz**

Na Tabela 10 é apresentado um resumo dos fatores causais, causas intermediárias e causas raiz, associadas ao item do SGSO correspondente:

**Tabela 10: Resumo das causas do acidente.**

<b>Fatores Causais</b>	<b>Causas Raiz</b>	<b>Item do SGSO</b>
FC1: Insuficiência da proteção catódica no tanque 5P	CR1: Descumprimento de planejamento de inspeções	13.2.1
	CR2: Falta de ação corretiva relacionada a inspeção do tanque 5P	13.4
	CR3: Inexistência de avaliação de qualidade do relatório de inspeção	13.3.3
	CR4: Inconsistência dos critérios do projeto do sistema de proteção contra corrosão	10.2.2
	CR5: Falha de gestão de contratada	5.3.1
FC2: Ausência de revestimento epóxi no tanque 5P	CR1: Descumprimento de planejamento de inspeções	13.2.1
	CR3: Inexistência de avaliação de qualidade do relatório de inspeção	13.3.3
	CR4: Inconsistência dos critérios do projeto do sistema de proteção contra corrosão	10.2.2
	CR5: Falha de gestão de contratada	5.3.1
FC3: Armazenamento de fluido fora da especificação de projeto no tanque 5P	CR2: Falta de ação corretiva relacionada a inspeção do tanque 5P	13.4
	CR4: Inconsistência dos critérios do projeto do sistema de proteção contra corrosão	10.2.2
FC4: Falha do sistema de geração de vapor	CR6: Falha de inspeção/manutenção de equipamentos	13.4
	CR7: Falta de percepção de risco da MODEC	1.3.2
FC5: Ausência de pessoa chave da MODEC para o <i>offloading</i>	CR7: Falta de percepção de risco da MODEC	1.3.2
	CR8: Equipe da MODEC insuficiente	1.5
FC6: FPSO não foi descomissionada antes do término de sua vida útil	CR9: Falha de planejamento do descomissionamento da FPSO	10.2.1

Obs.: Como ocorreram causas raiz comuns a mais de um fator causal, houve repetição nas colunas de causas raiz e itens do SGSO.

## 5. Recomendações

Com o objetivo de evitar a ocorrência de incidentes semelhantes, foram propostas pela equipe de investigação recomendações para o Operador da Instalação. Destaca-se que as recomendações a serem implementadas de forma a dar tratativa a todas as causas raiz do acidente também foram definidas com base nas recomendações já existentes, provenientes de outras investigações realizadas pela ANP, e nas recomendações elaboradas pela investigação do acidente realizada pelo Operador.

*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*

## 6. Conclusões

Após a investigação e identificação das causas raiz do acidente, pode-se tecer algumas considerações importantes sobre todo o evento. Uma das principais considerações é uma reflexão a respeito dos custos envolvidos em um acidente e a sua relação com os custos totais referentes à robustez do sistema de gestão de integridade.

Este 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. Importante observar que neste valor não estão embutidos quaisquer outros custos, sejam eles indenizações, multas, depreciação de ativos, etc. Ou seja, o atendimento minucioso às boas práticas, em todas as fases de projeto e da vida útil da instalação, possivelmente resultaria em menores gastos e maior proteção ao meio ambiente e à imagem da empresa, quando comparado aos custos de uma resposta à emergência.

No caso em questão, fosse o revestimento e o sistema de proteção catódica aplicados como era de costume se realizar em tanques de lastro, pelo simples fato de haver maior analogia entre água produzida e água do mar do que entre água produzida e óleo cru, ou pelo simples fato de se decidir revestir por completo todo e qualquer tanque da instalação, tendo em vista aumentar a resistência contra a corrosão da única barreira de segurança entre o interior dos tanques e o mar, a consequência acidental poderia ter sido ainda furo e descarga, como ocorreu no tanque 5C, mas pouco provável que se tivesse um perigo potencial de afundamento da instalação.

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.

As instalações mais novas já são dotadas de duplo casco e atualmente, além de boa prática, as normas que doutrinam a proteção dos tanques contra corrosão estão mais maduras, com maior especificação para revestimento e proteção catódica. Entretanto, o objetivo de uma investigação de incidente não é apenas reduzir as chances de repetição de um determinado acidente, mas servir de análise crítica do ocorrido e extrapolar as lições aprendidas para outras situações que possam ocorrer ou estar ocorrendo. Tais situações muitas vezes possuem falhas de gestão semelhantes, que podem ser identificadas, caso se realize a devida abrangência das lições aprendidas.

Em termos gerais, observou-se que as ferramentas de controle da qualidade dos serviços não eram adequadas ou não eram aplicadas. Por exemplo, os indicadores produzidos pela Petrobras para qualificar a MODEC ignoravam questões de segurança operacional; ou as inspeções de tanque, cujo plano deveria ser apresentado, conforme estabelecido no contrato, não foram realizadas e, tampouco foram verificadas pela Petrobras; ou ainda a inspeção em tanque realizada em início de 2013, para cumprimento de requisito de classe, não possuía qualidade desejável. Neste caso, é digno de nota que não só a MODEC, na condição de contratante, como também a própria classificadora ABS, não questionou a qualidade do serviço de limpeza e inspeção do tanque 5P.

No caso em questão, destacam-se as lacunas na fiscalização das ações de contratadas, tanto na verificação do cumprimento de requisitos contratuais quanto no acompanhamento das medidas corretivas necessárias de eventuais falhas identificadas. Como consequência, a MODEC aceitou o relatório de medição de espessura produzido pela Tecnoend, sem um formato técnico adequado e sem que a limpeza tivesse sido realizada; e a MODEC aceitou que a ABS emitisse um certificado com base em um rascunho (*draft*) cuja existência é questionável, pois não foi encontrado.

Complementarmente, a Petrobras não realizou exigências quanto ao atendimento do cronograma de inspeção do tanque 5P – constante do contrato e de procedimentos internos da própria MODEC, não tomou nenhuma providência em relação à baixa qualidade do relatório de medição de espessura e tampouco cobrou da MODEC que fizesse as correções necessárias nos pontos onde o chapeamento do tanque se mostrou abaixo dos limites aceitáveis.

Pelo fato dos projetos desenvolvidos na indústria de petróleo e gás natural serem complexos, normalmente demandando diversos subprojetos, executados por empresas especializadas contratadas, há necessidade de que seus critérios sejam cuidadosamente avaliados, preferencialmente utilizando-se ferramentas de gestão adequadas. Caso contrário, os riscos de erros e os consequentes custos podem ser críticos. O acidente da FPSO Cidade do Rio de Janeiro é uma constatação deste fato.

Por último, destaca-se a ausência de planejamento, de médio prazo, no descomissionamento da FPSO Cidade do Rio de Janeiro. Fosse esta fase do ciclo de vida da instalação planejada em acordo com a sua vida útil e com a legislação vigente, ou seja, com a antecedência necessária à execução de um descomissionamento de relativa complexidade, possivelmente o acidente não tivesse ocorrido.

As constatações que mais se destacaram nesta investigação foram: (i) o controle inadequado das atividades de empresas contratadas, (ii) se permitir que critérios de projeto não reflitam a realidade ou a funcionalidade desejada de equipamento ou sistema; (iii) se retardar os processos relacionados ao fim do ciclo de vida da instalação ou da atividade. É importante que se reflita sobre a consequência de tais tendências. Prevenir tais falhas é um caminho eficiente de se reduzir as probabilidades de ocorrência de acidentes futuros cujas causas raiz estejam associadas a elas.