

# RELATÓRIO DE INVESTIGAÇÃO DE INCIDENTE

## PLATAFORMA P-48



**anp**  
Agência Nacional  
do Petróleo,  
Gás Natural e Biocombustíveis

### SUPERINTENDÊNCIA DE SEGURANÇA OPERACIONAL E MEIO AMBIENTE (SSM)

Setembro/2018



**Diretor Geral**

Décio Fabricio Oddone da Costa

**Diretores**

Aurélio Cesar Nogueira Amaral

Felipe Kury

José Cesário Cecchi

Dirceu Amorelli

**Superintendente de Segurança Operacional e Meio Ambiente**

Marcelo Mafra Borges de Macedo

**Superintendente Adjunto de Segurança Operacional e Meio Ambiente**

Carlos Agenor Onofre Cabral

**Equipe de Investigação de Incidentes**

Gilcléa Lopes Granada – Investigadora Líder

Daniela Goñi Coelho

Tiago Machado de Souza Jacques

## Sumário

Introdução.....	5
1. Descrição do incidente .....	6
1.1. Configuração dos sistemas e equipamentos envolvidos no vazamento .....	7
1.2. Aspectos operacionais .....	11
1.3. Integridade da linha na qual ocorreu a perda de contenção.....	13
2. Cronologia de eventos .....	14
3. Árvore de falhas do evento.....	16
3.1. Fator Causal 1: Nível muito alto de líquido (HH) no vaso de <i>slop</i> A .....	17
a. Causa Intermediária 1: Indisponibilidade do vaso de <i>slop</i> B .....	17
b. Causa Intermediária 2: Menor capacidade de bombeio.....	19
3.1.1. Causa Raiz 1: Gerenciamento de mudanças inexistente .....	20
a. Fato Notável 1: Controle de nível do vaso de <i>slop</i> .....	21
3.2. Fator Causal 2: Manobra do vaso de <i>slop</i> aos tanques de carga.....	22
a. Causa Intermediária 1: <i>Spool</i> instalado na linha .....	23
3.2.1. Causa Raiz 2: Não atendimento a critério do projeto .....	23
a. Causa intermediária 2: Adotada solução alternativa à retirada do <i>spool</i> (HAZOP).....	24
3.2.2. Causa Raiz 3: Gerenciamento de mudanças inexistente .....	24
3.2.3. Causa Raiz 4: Procedimento operacional não utilizado .....	25
3.3. Fator Causal 3: Perda de contenção.....	26
a. Causa Intermediária 1: Modificação no enchimento do suporte em contato com a tubulação .....	28
b. Causa Intermediária 2: Dificuldade para inspeção da linha na região do suporte.....	29
3.3.1. Causa Raiz 5: Gerenciamento de mudanças inexistente .....	29
3.4. Fator Causal 4: Escorrimento do líquido proa - popa.....	30
a. Evento Externo 1: Plataforma derrabada.....	30
b. Evento Externo 2: Configuração da drenagem aberta .....	30
3.5. Fator Causal 5: Fonte de ignição .....	30
a. Causa Intermediária 1: Trabalho a quente .....	31
3.5.1. Causa Raiz 6: Falha de monitoramento .....	32
4. Medidas de mitigação e resposta ao incidente .....	33
4.1. Fato Notável 2: Alarmes do sistema de detecção de fogo.....	33
4.2. Ações da brigada de incêndio .....	34
5. Avaliação do relatório de investigação do operador e ações corretivas e preventivas ....	36
5.1. Fatores causais e causas raiz.....	36
5.2. Recomendações .....	36

6.	Recomendações ANP .....	38
6.1.	Recomendação para operadores em instalações tipo FPSO .....	38
6.2.	Recomendação para a ANP .....	38
7.	Conclusões .....	39

## Introdução

Em 17/03/2016 a ANP recebeu através do SISO<sup>1</sup>, a comunicação inicial de incidente nº 1603/000156 de ocorrência de incêndio significativo com parada emergencial de planta de processo por *emergency shut down* (ESD), ocorrido na plataforma FPSO P-48.

A FPSO P-48 é uma unidade de produção localizada em área de concessão da Petrobras, na Bacia de Campos, no Campo de Caratinga, a 100 km da costa, em lâmina d'água de 1040 m de profundidade. No momento do acidente, o número de pessoas a bordo da instalação (POB) era de 194 e a produção média da unidade era de 40.000 bpd de óleo e 400.000 Nm<sup>3</sup>/d de gás.

A plataforma encontrava-se em campanha de manutenção programada com uma Unidade de Manutenção e Segurança (UMS) Praia de Itaipu docada à P-48, desde junho de 2015. A UMS contava com um POB de 500 pessoas. Apesar de parte da campanha de manutenção ter sido realizada com a unidade parada, na data do acidente a plataforma se encontrava em produção.

O local atingido pelo incêndio foi o *main deck* da plataforma, abaixo do *deck* de produção, nas proximidades de dois vasos de drenagem fechada (vasos de *slop*), responsáveis por receber rejeitos da planta de processo (água com hidrocarbonetos). O fogo se alastrou em sentido longitudinal, atingindo cerca de 100 m da instalação.

O incêndio significativo foi ocasionado por perda de contenção primária na tubulação de interligação do vaso de *slop* aos tanques de carga, quando se realizava manobra não usual de direcionamento de fluxo de líquidos, seguida de ignição por provável fagulha de um dos serviços a quente<sup>2</sup> realizados na área. O fluido vazado pela tubulação migrou da meia nau proa em direção à popa devido ao posicionamento derrabado (desnivelado) da plataforma, entrando em ignição aproximadamente na altura das defensas. As chamas se alastraram em sentido popa-proa.

Após o recebimento da comunicação, a ANP solicitou diversos esclarecimentos ao operador da instalação e reuniu-se com outros órgãos, tais como Ministério Público do Trabalho (MPT) e Ministério do Trabalho e Previdência Social (MTPS), os quais tinham respectivamente emitido documentos de Ação Civil Pública e Relatório Técnico Administrativo nº 03/2016, para situações em desacordo com normativas nesta instalação.

Foi realizada uma ação de fiscalização inicial na plataforma em 24/03/2016, com equipe de três especialistas da ANP, com o objetivo de iniciar o processo de investigação do incidente. Esta ação de fiscalização motivou a elaboração de uma Nota Técnica na qual uma série de fatos relacionados ao incêndio ficaram registrados, assim como hipóteses e situações a serem confirmadas posteriormente.

---

<sup>1</sup> Sistema Integrado de Segurança Operacional

<sup>2</sup> Trabalho envolvendo queima, soldagem ou uma operação similar capaz de iniciar incêndios ou explosões (NFPA 51B, 2009, p. 51B-5.). O trabalho a quente também inclui outras atividades com o potencial de criar uma fonte de ignição tais como: corte, soldagem, lixamento e esmerilhamento.

Em conformidade com a Resolução nº 44/2009 da ANP, foi procedida investigação pelo operador da instalação (Petrobras), com elaboração de um Relatório Detalhado de Incidente.

A equipe da Coordenação de Investigação de Incidentes e Análise de Desempenho (CIIAD), procedeu a abertura do processo administrativo de investigação independente. Tal ato se deu por designação do Superintendente de Segurança Operacional e Meio Ambiente, em cumprimento a normativa interna<sup>3</sup> e devido à tipificação do acidente ocorrido ser considerada como Acidente Grave.

Posteriormente, de 21 a 25 de novembro de 2016, foi realizada nova ação de fiscalização na P-48 pela equipe de investigação do acidente. Nesta oportunidade, foi possível coletar evidências, que possibilitaram que a equipe de investigação esclarecesse os fatos e determinasse fatores causais<sup>4</sup>, causas intermediárias<sup>5</sup>, fato notável<sup>6</sup> e as causas raiz<sup>7</sup> do acidente. Também foram apontados eventos externos<sup>8</sup>, ou seja, fatos que não se caracterizam como desvios e sim como características ou condições inerentes de unidades de produção, que contribuíram para a ocorrência do acidente.

Toda a descrição dos fatos, cronologia do incidente, fotos e informações apresentados neste relatório fazem parte do Processo Administrativo 48610.002659/2016-14.

## 1. Descrição do incidente

O evento ocorrido foi um incêndio significativo ocasionado por perda de contenção primária em tubulação de interligação do vaso de *slop* ao tanque de carga, após manobra não usual de direcionamento de fluxo de líquidos, seguida de ignição por provável fagulha de um dos serviços a quente<sup>9</sup> realizados na área. O fluido vazado pela tubulação migrou da meia nau proa em direção à popa devido ao posicionamento derrabado (desnivelado) da plataforma, entrando em ignição aproximadamente na altura das defensas. As chamas se alastraram em sentido popa-proa.

---

<sup>3</sup> Instrução Normativa – Série Segurança Operacional (IN 01/2009), revisão 01, em 11/03/2015

<sup>4</sup> **Fator causal** - É qualquer ocorrência negativa ou condição indesejada que, caso fosse eliminada, evitaria a ocorrência do incidente, ou reduziria sua severidade ou sua frequência. Fonte: Instrução Normativa nº001/2009 - Investigação de Incidentes Operacionais, rev.1, 2015.

<sup>5</sup> **Causa Intermediária** - Uma razão subjacente porque o fator causal ocorreu, mas não profunda o suficiente para ser uma causa raiz. Fonte: Guidance notes on the investigation of marine incidents – ABS (*American Bureau of Shipping*), 2005 atualizado em 2014.

<sup>6</sup> **Fato notável** - Uma deficiência, erro ou falha que não é diretamente relacionada a sequência do acidente, mas é verificada durante o curso da investigação. Fonte: *Guidance Notes on the Investigation of Marine Incidents* – ABS (*American Bureau of Shipping*), 2005 atualizado em 2014

<sup>7</sup> **Causa raiz** - É a razão fundamental, profunda relacionadas a ausência, negligência ou deficiência dos sistemas gerenciais que possibilitaram a ocorrência de falhas de equipamentos/sistemas; e/ou erros humanos determinantes para a ocorrência do incidente investigado. Fonte: Instrução Normativa nº001/2009 - Investigação de Incidentes Operacionais, rev.1, 2015.

<sup>8</sup> **Evento externo** - Evento que se espera que ocorra, não sendo por si só considerados falhas. Fonte: *Fault Tree Handbook* – US Nuclear Regulatory Commission, Washington, DC. 1981.

<sup>9</sup> Trabalho envolvendo queima, soldagem ou uma operação similar capaz de iniciar incêndios ou explosões (NFPA 51B, 2009, p. 51B-5.). O trabalho a quente também inclui outras atividades com o potencial de criar uma fonte de ignição tais como: corte, soldagem, lixamento e esmerilhamento.

O incêndio causou danos a instalação e interdição total da unidade pela ANP por um período de 33 dias após a data do acidente.

A Figura 1 abaixo mostra a área atingida durante o incêndio, no *main deck*, bordo boreste, na direção popa-proa do navio. Ao fundo da foto verifica-se o posicionamento das defensas, região onde iniciou-se o incêndio.



Figura 1 – Área atingida pelo incêndio a meia nau boreste da embarcação

### 1.1. Configuração dos sistemas e equipamentos envolvidos no vazamento

O vazamento ocorreu na linha 6"-P-B10H-0827, que interligava os vasos de *slop* aos tanques de carga de bombordo e boreste, devido a processo corrosivo acentuado em um ponto no qual havia um suporte de tubulação. Esta linha era uma derivação de outra, a 6"-P-B10H-0940, localizada à jusante das bombas de cavidade progressiva B-533601A/B, utilizadas para retirar fluido dos vasos de *slop* (V-533601A/B). Tais vasos fazem parte do sistema de dreno fechado da unidade e recebem contribuição dos hidrociclones, flotores e dos tanques de água produzida, além do *header* de dreno fechado, que recebe conteúdo dos drenos fechados de áreas classificadas. O sistema movimentava uma mistura de água e hidrocarbonetos que, portanto, possuía potencial inflamável. A Figura 2 abaixo, extraída da maquete 3D da unidade, mostra a configuração do sistema:



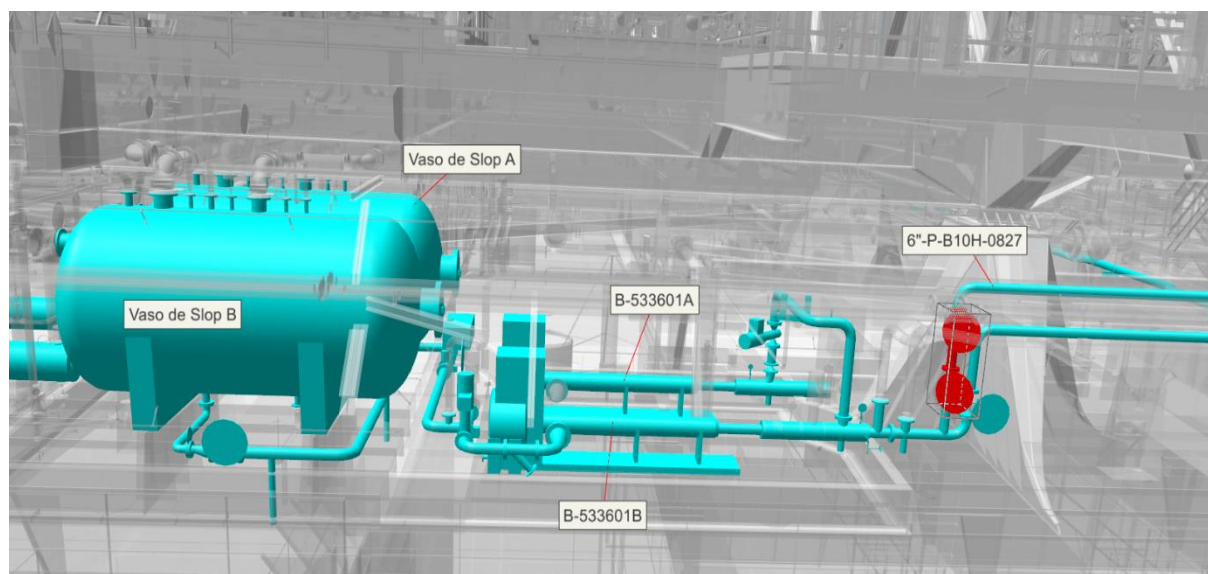


Figura 2 – Configuração dos equipamentos e linha envolvidos no acidente

Na Figura 3 pode ser verificada a extensão da linha na qual ocorreu o furo, que se estende desde a saída das bombas de *slop* até os tanques de carga a boreste da plataforma.

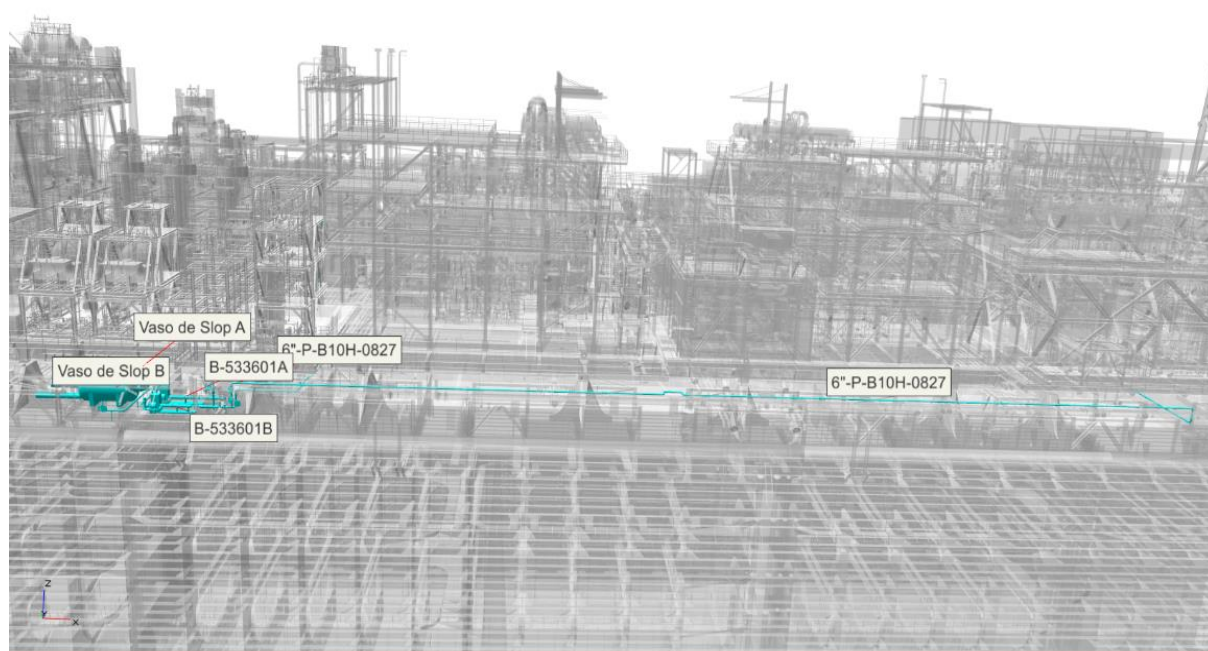


Figura 3 – Vista da linha 6"-P-B10H-0827

De acordo com o fluxograma de engenharia do sistema de drenagem, o fluxo proveniente das bombas B-533601A/B poderia ser enviado para três destinos distintos: (i) pré-aquecedor de óleo/água,



para retornar ao trem de produção, o qual seria o alinhamento usual; (ii) *headers* de produção A e B, e (iii) tanques de carga, através da linha em questão (6"-P-B10H-0827).

Para realizar o alinhamento citado em (iii), as válvulas manuais VI-5336-126 e VI-5336-127 deveriam estar abertas e o *spool* (carretel) removível localizado entre elas devia estar instalado. Este alinhamento não era usual, pois as válvulas citadas aparecem no desenho como “normalmente fechadas” e o *spool* de tubulação removível, “não instalado”. As válvulas VI-5336-126 e VI-5336-127 possuem lacres que impossibilitam a manobra do volante de atuação, que eram controlados por empresa terceirizada. Para realizar tal manobra é necessário romper os lacres e registrar em formulário específico.

A Figura 4 mostra o *spool* instalado, o que tornou possível, mediante decisão da equipe de produção, a realização da manobra de alinhamento do vaso de *slop* aos tanques de carga.

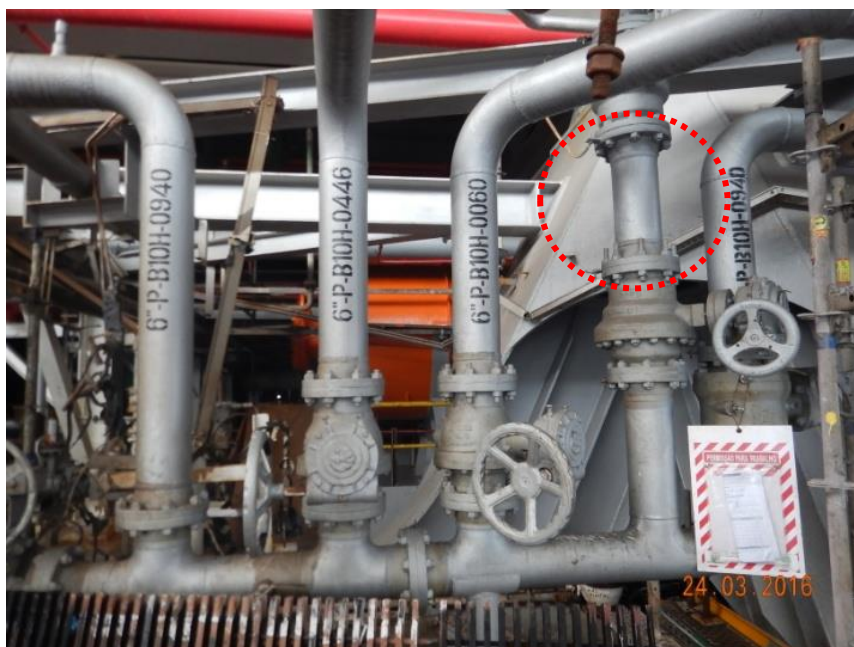


Figura 4 – Localização do *spool* removível instalado na linha 6"-P-B10H-0827, entre as válvulas VI-5336-126 (abaixo) e VI-5336-127 (acima)

Esquematicamente pode-se desenhar o sistema conforme a Figura 5:

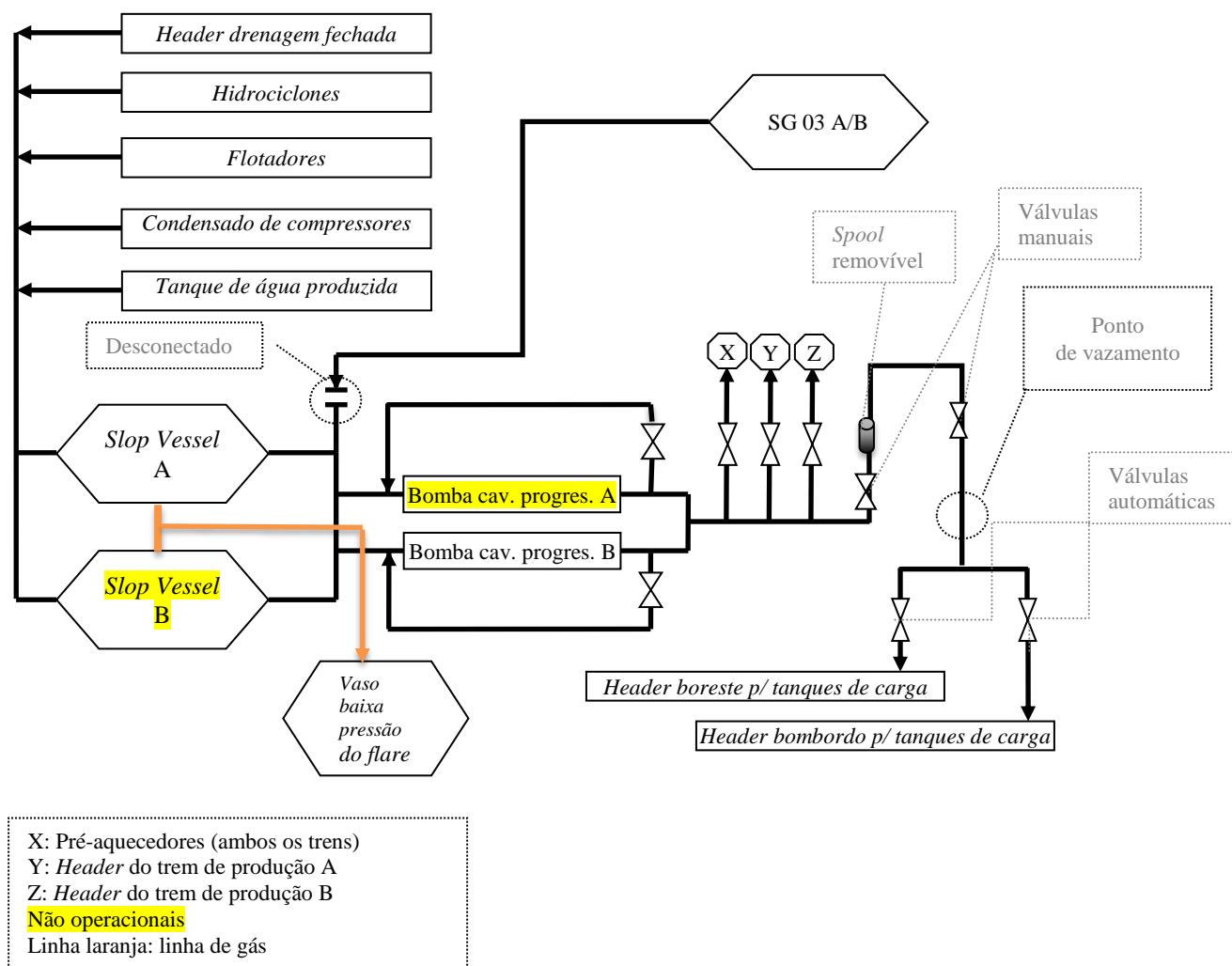


Figura 5 – Esquema de interligações entre vasos de slop, produção e tanques de carga

Os vasos de slop estavam interligados pelo seu topo aos vasos do *flare*, portanto, o nível alto dos vasos de *slop* podia causar nível alto nos vasos do *flare*.

De fato, nas datas de 10/01/16, 05/03/16 e em 17/03/2016 (data do acidente, às 10h20), haviam ocorrido eventos de *emergency shut down* (ESD-2) causados por ocorrência de nível elevado no vaso de baixa pressão do *flare* devido ao arraste de líquido proveniente do vaso de *slop*. Após a tentativa de restabelecer as condições operacionais de produção após o ESD-2 ocorrido às 10h20 do dia 17/03/2017, foi observado novo aumento de nível no vaso de *flare*, considerado anormal, em torno das 13h do mesmo dia.

Uma vez identificada a probabilidade de uma nova ocorrência de ESD, que comprometeria a produção da unidade, foi tomada a decisão por parte da equipe de produção de direcionar o fluido proveniente dos vasos de *slop* para os tanques de carga, através linha 6”-P-B10H-0827, destino este que

apresentava menor contrapressão a ser vencida uma vez que o fluido era encaminhado para nível inferior (tanques de carga).

O destino da referida linha era os *headers* dos tanques de carga, de boreste e de bombordo. Este alinhamento era feito através de válvulas *on/off*, XV-6000773 e XV-6000774, respectivamente para os *headers* de boreste e de bombordo. De acordo com informação coletada na primeira auditoria, estas válvulas eram comandadas remotamente (da sala de controle) pelo pessoal de marinha.

A menor pressão a ser vencida para descarga do vaso de *slop* garantia seu rápido esgotamento, o que era determinante pois a bomba de cavidade progressiva em funcionamento apresentava baixa performance no período. Vale ressaltar que apenas o vaso de *slop* A estava operacional, uma vez que o vaso B encontrava-se aberto para manutenção.

Ao fazer tal manobra, que não era usual e que estava prevista em procedimento apenas para situações de parada programada prolongada dos vasos de *slop*, ocorreu vazamento de fluido combustível pela linha 6”-P-B10H-0827 e sua migração pela lateral boreste da embarcação, no sentido de meia nau para popa. O líquido vazado migrou até encontrar uma fonte de ignição, dando início ao incêndio, próximo da altura da caverna 68, módulo 5B. A fonte de ignição mais provável foi um dos trabalhos a quente que ocorriam no *deck* principal.

## 1.2. Aspectos operacionais

Durante o processo de investigação foram levantadas diversas informações operacionais relativas ao funcionamento da P-48, através do sistema supervisor e por meio de entrevistas com técnicos de processo. As informações consideradas de maior relevância para a ocorrência do incidente são descritas a seguir.

Para trabalhos a quente é realizada a inibição de sensores de fogo nas proximidades. Neste caso o registro<sup>10</sup> mostra que os sensores de chama haviam sido by-passados às 8h31 para início de serviço a quente na área Z830, conforme permitido em procedimento. A situação de by-pass foi encerrada às 13h42. Os detectores de chama UST830042 e 43 se encontravam mais próximos à área afetada pelo incêndio. Logo após confirmação de fogo houve, adicionalmente, atuação de detectores de fumaça nas zonas da sala de baterias, sala de CO<sub>2</sub>, tanques de espuma e sala de controle TG/MC.

Não houve detecção de gás em concentração estabelecida como *setpoint* (em % LIE) dos sensores de gás presentes na instalação.

Em relação à ocorrência de nível alto do vaso do *flare*, algumas hipóteses voltadas para aspectos operacionais foram verificadas pela equipe de investigação: i) baixa eficiência da bomba localizada na

---

<sup>10</sup> Dados Registrados no Historiador do Sistema Supervisor do dia 15/03/2016 ao dia 17/03/2016.

saída do *slop vessel* A, ii) capacidade insuficiente de drenagem devido a operação de apenas um vaso e, iii) elevado influxo de líquido no vaso.

A operação do sistema de drenagem fechada no dia 17/03 contava apenas com o *slop vessel* A operacional.

O controle de nível do sistema é feito tipicamente em modo de controle automático, as bombas B-533601A/B possuem variadores de frequência que permitem operação com velocidade variável.

Ao se analisar o histórico de controle de nível do sistema do *slop vessel* A do mês de março de 2016, considera-se que não há indícios de que a elevação do nível do *slop vessel* A tenha sido provocada por elevação do influxo de líquido no vaso.

Ao se analisar especificamente a eficiência do bombeio no sistema, indicado pela relação da energia gasta (nível de rotação), pressão de descarga e nível do vaso *slop vessel* A, constata-se a indicação de perda de eficiência do bombeio a partir do dia 15/03/2016.

A permanência da bomba B sob condição de baixa eficiência por um período prolongado, única em operação no dia do incêndio, indica que poderá ter havido uma degradação significativa dos elementos mecânicos, tais como estator e rotor. Observa-se que, durante a auditoria da ANP foi visualizada bomba idêntica aberta para troca de elementos, com presença de erosão.

Seguem abaixo as conclusões da ANP após a análise dos dados do sistema supervisor:

- A elevação do nível do vaso de *slop* explica-se pela restrição para esgotamento do *slop vessel* A. Esta elevação de nível favoreceu o arraste de líquido para o vaso de *flare* de baixa pressão.
- Houve redução significativa de eficiência da bomba B-533601B após as 8:00h, como agravamento de um processo de perda de eficiência já observável a partir do dia 15/03/2016 com a utilização de gráficos.
- A operação de transferência dos fluidos do *slop vessel* A para tanque de carga seria mais eficiente em relação ao alinhamento normal de retorno ao processo, tendo em vista menores pressões na descarga das bombas e consequente atingimento de maiores vazões. É possível identificar a súbita redução da pressão de descarga das bombas após o alinhamento do tanque de carga.
- Os dados de comandos de válvulas do sistema de tancagem indicam que o alinhamento para estes tanques foi utilizado em duas oportunidades: (i) imediatamente após o ESD2 ocorrido às 10:20h, para rápido esvaziamento do vaso de *slop* e reestabelecimento do processo; (ii) e às 13:15h durante operação normal da unidade, em que se percebera elevação do nível do *slop vessel* e carregamento de líquidos ao vaso do *flare*.

É importante esclarecer que o arraste de líquido do *slop vessel* para o vaso do *flare* ocorre em função de dois fatores conjugados: (i) nível elevado do *slop vessel* e (ii) vazão de gás considerável. A elevação do influxo de fluidos ao *slop vessel* A proveniente de sistema contribuinte ao *header* de dreno

fechado não pôde ser descartada ou confirmada a partir dos dados do sistema supervisorio. As alegações do operador foram no sentido da rejeição deste fator contribuinte. Durante auditoria na unidade, a equipe operacional foi questionada se foi realizado estudo prévio a respeito da possibilidade de operar o sistema de *slop* com apenas um vaso e com baixa eficiência da bomba. Tal estudo não havia sido feito, mas foi elaborado durante a auditoria, com objetivo de comprovar a capacidade de operar com apenas um vaso alinhado no período de 07/02 a 17/03/2017. Uma das premissas adotada foi *“assim como o balanço de material existente nos fluxogramas de processo da unidade, o estudo baseou-se somente no processamento de correntes continuamente enviadas para os vasos de slop, devido à dificuldade de prever-se qual será a contribuição dos outros sistemas/equipamentos consideradas como intermitentes.”*

Uma informação colhida durante a auditoria foi que, ao tentar manter a produção de poço com alto BSW e danos em *gravel pack*, a planta teria sofrido com danos por abrasão causada por areia em diversos equipamentos.

O evento não esperado de rompimento da tela do poço iniciou-se em junho de 2013 e desenvolveu-se até dezembro de 2015 quando uma nova operação no poço RJS-495 foi realizada, sem sucesso, para tentar cessar a produção de areia através da cimentação de uma possível região rompida da tela de contenção. Durante este período, mesmo com desarenador alinhado, o volume deste foi insuficiente para conter a areia produzido por este poço durante a intervenção.

### **1.3. Integridade da linha na qual ocorreu a perda de contenção**

Foram verificados os registros dos relatórios de inspeção externa periódica (RIE) da linha 6"-P-B10H-0827 no decorrer da investigação. Nestes relatórios não consta a identificação de qualquer problema relacionado ao suporte no qual houve o vazamento, que se localizava na altura da caverna 89. A maior parte das constatações diz respeito a necessidade de pintura na linha, apenas.

Analisando-se os relatórios de inspeção e o *print* dos planos de inspeção, pode-se afirmar que as inspeções relativas às tubulações foram realizadas dentro dos prazos estabelecidos. Entretanto, apesar de constar no escopo destas inspeções a verificação do estado dos suportes de tubulação, estas não identificaram o prejuízo para integridade que o modelo dos suportes de tubulação adotado e seu enchimento causou à linha 6"-P-B10H-0827.

Foi identificado em inspeção externa realizada após o incidente que o ponto no qual ocorreu o vazamento de fluidos com hidrocarboneto localiza-se em contato da tubulação com seu suporte na altura da caverna 89.

## 2. Cronologia de eventos

Para a maioria dos eventos verificados no decorrer da investigação, as evidências para a cronologia se baseiam em dados registrados no supervísório. Adicionalmente, vale destacar que a menção recorrente da presença de areia de determinado poço na planta de processo será inserida de forma simplificada e, considerada anterior à retirada de operação do *slop vessel* B.

Tabela 1 – Cronologia dos eventos relacionados ao incêndio na FPSO P-48

Data e Hora	Evento	Fonte
08 e 09/06/2013 a dez/2015	Ocorrência de produção de areia de formação (poço RJS 495) em nível significativo por tempo prolongado, tendo sido verificado o acúmulo deste material nos <i>Slop Vessels</i> A/B.	Relatório de complementação de informação – Incêndio P-48, em 07/06/2017
12/02/2016	Retirada de operação do <i>Slop Vessel</i> B para manutenção	Dados registrados no historiador do sistema supervísório, nível do <i>slop vessel</i> B, do dia 01/01/2016 a 17/03/2016
17/03/2016 08h12 a 08h20	Alarme de pressão baixa na saída das bombas do sistema de <i>slop</i> com a atuação do PAL-5336013 no sistema supervísório.	Dados registrados no historiador do sistema supervísório do dia 15/03/2016 ao dia 17/03/2016.
08h30 (aprox.)	Elevação anormal do nível do vaso de <i>slop</i> (variável do LIT-5336008 no sistema supervísório)	
08h31	<i>By-pass</i> da função de detectores de fogo na área Z830. Os detectores UST830042 e 43, mais próximos à área afetada pelo incêndio, foram inibidos nesta ação. O operador justificou que esta inibição se deve à previsão de trabalho a quente no local.	
09h00	Tentativa de reduzir recebimento de líquido pelo <i>slop vessel</i> , através de ajuste manual no sistema de controle dos hidrociclones para restrição da saída de rejeito, conforme verificado em dados do sistema supervísório.	
10h20	Ocorrência de Parada de Emergência ESD2 devido à atuação de alto nível do vaso de flare de baixa pressão. Evento teria sido ocasionado por arraste de líquido do <i>slop vessel</i> .	
10h22 – 10h34	Comandos para movimentação da válvula XV6000773, cujo objetivo seria o de alinhar o bombeio de fluidos do sistema do dreno fechado para tanque de carga. Estes comandos não foram bem sucedidos pois tal válvula não retornou informação com status de válvula aberta (oriundo do posicionador). (Unidade parada)	
10h34	Registro, no sistema supervísório, de comandos de abertura do alinhamento para bombeio do dreno fechado para tanque de carga pela válvula XV6000774 e confirmação da posição aberta. (Unidade parada)	
10h54	Registro, no sistema supervísório, do fechamento do alinhamento para bombeio do dreno fechado para tanque de carga pela válvula XV6000774. (Unidade parada)	
13h15 – 13h32	Abertura da válvula XV6000774. Registro de comando e confirmação de abertura da válvula XV6000774 para alinhamento do dreno fechado para tanque de carga. (Unidade em operação)	



13h32	Fechamento da válvula XV6000774. Registro de comando e confirmação de fechamento da válvula XV6000774 (Unidade em operação)	Dados registrados no historiador do sistema supervisório do dia 15/03/2016 ao dia 17/03/2016.
13h43	Retorno da funcionalidade dos detectores da área Z830. Registro, no sistema supervisório, da retirada de <i>by-pass</i> da função dos detectores da área Z830. (Unidade em operação)	
13h43	Ocorrência de Parada de Emergência ESD-3P por confirmação de fogo - módulo Z830 (Topo do Tanque de Carga).	
13h44	Confirmação de fogo - módulo Z902 ( <i>Riser Balcony</i> ) por sensibilização de sensores de fogo com atuação de lógica de intertravamento.	
13h44	Confirmação de fogo em áreas fechadas, por sensibilização de sensores de fumaça e temperatura com atuação de lógica de intertravamento.	

### 3. Árvore de falhas do evento

A Figura 6 apresenta a árvore de falhas do acidente com as causas raiz identificadas no SGSO.

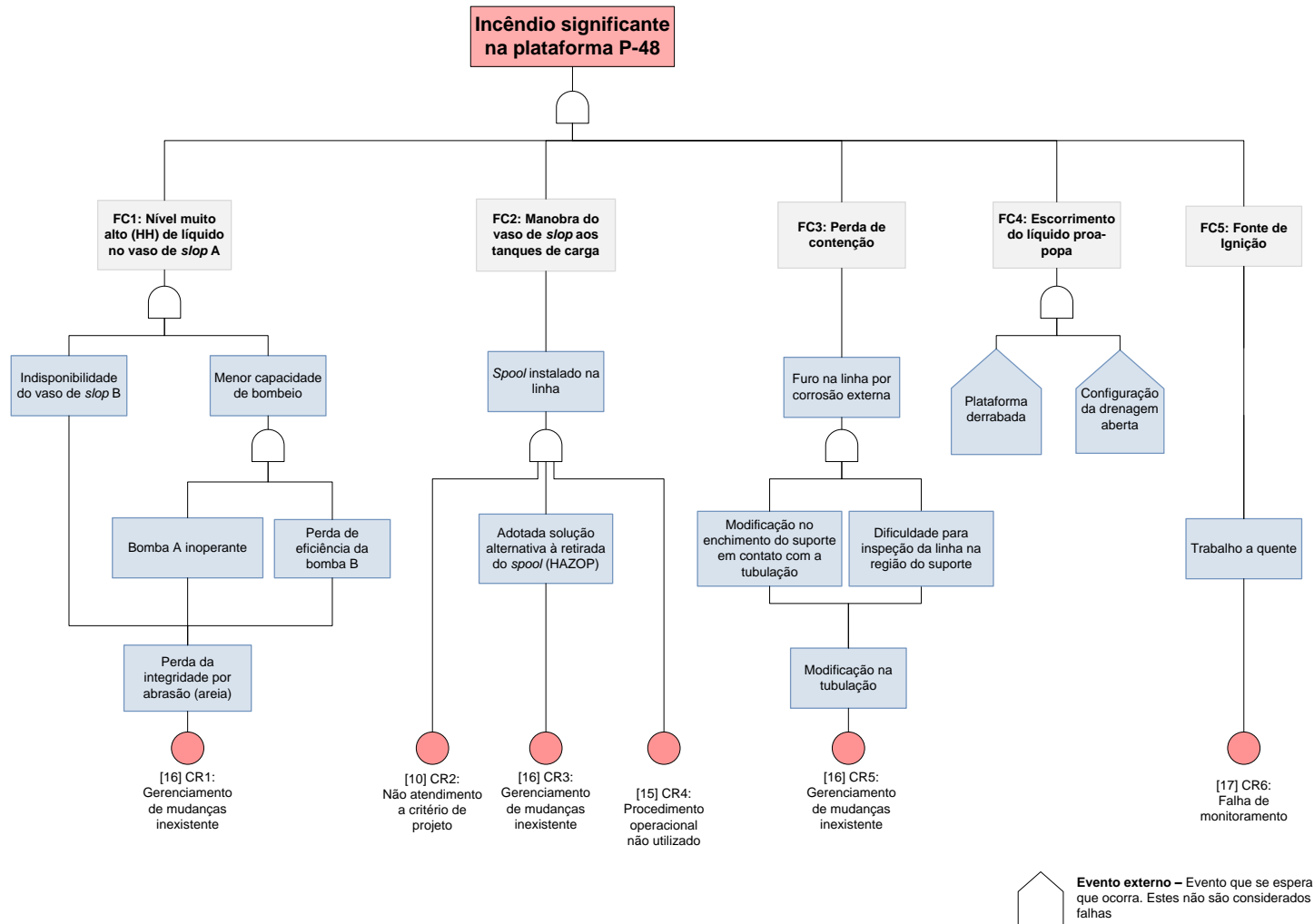


Figura 6 – Árvore de falhas do incêndio significativo na FPSO P-48

A partir das informações coletadas durante a investigação realizada pela ANP foram determinados os fatores causais, causas intermediárias, fatos notáveis e as causas raiz do acidente.

Também foram apontados eventos externos, ou seja, fatos que não se caracterizam como desvios e sim como características ou condições inerentes de unidades de produção, que contribuíram para a ocorrência do acidente. Uma vez que tais eventos não se caracterizam como falhas ou desvios, não foi apontada causa raiz para estes eventos.

O método de investigação utilizado foi o da árvore de falhas. O mapa de causas raiz utilizado é o presente no Sistema Integrado de Segurança Operacional (SISO Incidentes) correlacionado com as práticas de gestão do SGSO (Sistema de Gestão de Segurança Operacional), estabelecido pela Resolução ANP nº 43 de 2007.



### **3.1. Fator Causal 1: Nível muito alto de líquido (HH) no vaso de *slop* A**

O primeiro fator causal identificado para o acidente foi a ocorrência de nível muito alto de líquido no vaso de *slop* A. Este fator causal, por sua vez, foi originado pela conjunção de duas causas intermediárias: a disponibilidade de apenas um vaso de *slop* (vaso A) associada a apenas uma bomba operacional (bomba B), com eficiência abaixo do esperado no período. Tais fatos serão analisados a seguir.

#### **a. Causa Intermediária 1: Indisponibilidade do vaso de *slop* B**

Conforme informação constatada em auditoria, o vaso de *slop* B estava fora de operação (aberto) no dia do incêndio, estando em operação somente o vaso A. Esta indisponibilidade acarretava uma restrição na capacidade do sistema de *slop*, uma vez que, conforme o fluxograma do sistema de drenagem, os vasos de *slop* possuem capacidade 2x50%. Isto significa que cada vaso possui metade da capacidade requerida para o sistema de *slop*, portanto, para atender à condição de plena carga do sistema (máximo recebimento de efluentes ou 100% da capacidade do sistema), os dois vasos deveriam estar operando.

A indisponibilidade do vaso de *slop* B, portanto, configurava uma restrição operacional que não foi avaliada quanto às suas implicações para a segurança das operações. Fato que corrobora que a avaliação da capacidade de processo em decorrência da operação de um único vaso de *slop* não foi avaliada é a existência de uma recomendação do RTA do evento de incêndio nesse sentido:

	<b>AÇÃO CORRETIVA</b> <b>UO-RIO/ATP-BRC/OP-P48 2016/0032A.015</b>	
Responsável pelo RTA: Carlos Antonio Goncalves Cunha UO-RIO/ATP-BRC/OP-P48 - TPM2	Situação: <b>06 - CANCELADO</b>	

## PROPOSTA DE AÇÃO

<b>Responsável pela ação:</b> Carlos Antonio Goncalves Cunha
<b>Descrição da Proposta de Ação:</b> M11) Avaliar a capacidade do processo de operação com apenas um Slop X volume de líquidos na planta. Se necessário, colocar segundo Slop em operação.
<b>Proposta de Evidência de Implementação:</b> Cancelar esta ação com justificativa.
<b>Prazo para Implementação:</b> 25/05/2016

Figura 7 – Ação corretiva do RTA do evento que recomenda pela avaliação da capacidade do processo de operação com apenas um *slop*

Quando da realização da auditoria de investigação da unidade em novembro de 2016, a ação corretiva havia sido cancelada, sob a justificativa de que o vaso de *slop* B já tinha voltado a operar, dessa maneira o sistema estaria novamente operando a capacidade total.

Interlocutores da auditoria realizada em novembro de 2016 foram questionados a respeito da avaliação da restrição operacional imposta pela indisponibilidade do vaso de *slop* B, ao qual responderam que tal indisponibilidade presente no dia do acidente não se configurava uma limitação à operação da unidade, pois devido à característica da operação (quantidade de poços operando e produção de cada um), o sistema não era demandado a 100% de sua capacidade. Foi solicitada uma comprovação de tal afirmação, tendo sido apresentado o documento “Estudo da operação da P-48 com um Vaso de *Slop*”. Este estudo, elaborado durante a realização da auditoria, no entanto, considera como premissa apenas as contribuições contínuas ao sistema de dreno fechado, devido à dificuldade em prever-se qual será a contribuição dos outros sistemas/equipamentos consideradas intermitentes.

A Tabela 3 do documento, reproduzida na Figura 8, mostra as contribuições consideradas e as intermitentes, desprezadas:

**Tabela 3: Vazão de *slop* gerada contidamente – por contribuinte - projeto**

Sistemas/equipamentos que alimentam os Vasos e Slop	Líquido	Gás
	Vazão (m³/h)	Vazão (Nm³/h)
Vasos de sucção do compressores principais (V-UC-122301A...C-01)	27,6	858
Hidrociclones de água produzida dos SG-01 A/B e TO01-A/B (CI-533601 A/B)	7,1	0
Hidrociclones de água de lavagem dos tanques de carga (CI-533602)	0,5	0
Flotadores (FL-533601A/B)	7,1	0
Vaso de Sucção do Booster (V-122302)	intermitente	
Bombas de esgotamento dos TQ drenagem aberta e água produzida (B-533605A e B-533602 A/B)	intermitente	
Header Dreno Fechado	intermitente	
Header de LP Flare	intermitente	
Header do HP Flare	intermitente	
Total	42,3	858

Figura 8 – Vazões de *slop* geradas continuamente consideradas pelo Estudo da operação da P-48 com um Vaso de Slop

É importante ressaltar que as contribuições em termos de vazão dos sistemas e equipamentos que alimentam os vasos de *slop* de forma intermitente e que foram desprezadas no estudo podem ser bastante significativas, principalmente aquelas provenientes do *header* de dreno fechado, que recebe os fluidos de equipamentos que estão sendo drenados (esvaziados). Dessa maneira, as premissas feitas afastam o caso estudado do caso real de operação dos vasos de *slop*, que podem receber contribuições simultâneas de diversos equipamentos e sistemas. Logo, o estudo subdimensionou as vazões de alimentação dos vasos de *slop*, não refletindo a real condição operacional do equipamento.

Em sua conclusão, o estudo afirma que “um único vaso alinhado é capaz de processar a vazão de *slop* gerada pelos contribuintes contínuos”, ou seja, não se pode afirmar que com um único vaso em operação, o sistema seja capaz de processar também a vazão de *slop* dos contribuintes intermitentes.

Adicionalmente, em sua conclusão, o estudo afirma que:

- apesar de possível operar-se nas condições do período de 07/02/16 a 17/03/16 com apenas um Vaso de *Slop* recomenda-se que mantenha-se normalmente os dois vasos alinhados, conforme previsto no projeto da unidade.

Figura 9 – Conclusão do Estudo da operação da P-48 com um vaso de *slop*

## **b.Causa Intermediária 2: Menor capacidade de bombeio**

Aliado ao fato de somente um dos vasos do sistema de *slop* estar em operação, soma-se a limitação de capacidade de bombeio do sistema, uma vez que apenas uma das duas bombas de drenagem do vaso apresentava-se operacional e com baixa eficiência de operação.

Foi observada a indicação de perda acentuada de eficiência na bomba B a partir das 8:00h do dia 17/03/2016. Entretanto, para um longo período iniciado em 15/03/2016, é possível identificar redução de eficiência desta bomba em gráficos do processo, ao se analisar a eficiência do bombeio no

sistema, indicado pela relação da energia gasta (nível de rotação), pressão de descarga e nível do *slop vessel* A.

Os efeitos desta perda de eficiência são indicados ao operador do sistema com a informação de baixa pressão de descarga proveniente do alarme PAL-5336013 de baixa pressão de descarga do bombeio de líquidos.

Retomando o estudo relativo à operação da P-48 com apenas um vaso de *slop*, elaborado durante a auditoria realizada pela ANP na unidade, em novembro de 2016, foi feita a seguinte consideração:

Cabe ressaltar que apesar de durante o período de 07/02/16 a 17/03/16 a unidade estar operando somente com um dos Vasos de *Slop* as duas bombas de esgotamento do vaso estavam disponíveis para operar, o que, em casos de necessidade permitiria o escoamento de líquido do vaso de até 104 m<sup>3</sup>/h.

Figura 10 – Premissa do Estudo da operação da P-48 com um Vaso de *Slop*

Conforme visto anteriormente, no dia 17/03/2016 a unidade não operava com as duas bombas do sistema de *slop* e a bomba que estava operacional estava com baixa eficiência, o que configura outra consideração incorreta do estudo.

Para as causas intermediárias apresentadas, a causa raiz relaciona-se diretamente com a gestão da integridade de um poço que trouxe grande carga de areia para a planta, causando degradação de diversos equipamentos, impactando na sua performance e trazendo a necessidade de parada para abertura e manutenção destes.

### 3.1.1. Causa Raiz 1: Gerenciamento de mudanças inexistente

Fica caracterizado, portanto, que a operação do sistema de *slop* com apenas um vaso disponível, teve sua importância amplificada devido à restrição da capacidade de bombeio, resultando em uma significativa restrição operacional. Estes fatores têm como causa problemas decorrentes do gerenciamento da situação da perda de integridade do poço RJS-495 que vinha impactando a unidade desde junho de 2013.

A decorrente falta de gerenciamento desta situação contingencial, que alterou características do óleo produzido quanto ao aumento dos teores de areia, provocou abrasão e necessidade de intervenção em diversos equipamentos estáticos e dinâmicos da planta, demonstra que a **situação não foi avaliada previamente quanto aos seus impactos sobre a segurança da unidade**, em desacordo com a Prática de Gestão nº 16 do SGSO, relativa Gerenciamento de Mudanças, no seu item 16.2 que estabelece que:

*“Mudanças nas operações, procedimentos, padrões, instalações ou pessoal devem ser avaliadas e gerenciadas de forma que os riscos advindos destas alterações permaneçam em níveis aceitáveis.”*



Cabe ressaltar que o requisito 16.2 do SGSO estabelece que mudanças em operações devem ser avaliadas e gerenciadas de forma que os riscos advindos destas alterações permaneçam em níveis aceitáveis. Isto requer que tais avaliações ocorram tanto para situação, por tempo prolongado, em que tenha havido produção de areia em níveis elevados, quanto para aquela em que a planta experimentou restrições impostas pela indisponibilidade de um dos vasos de *slop* e pela capacidade de bombeio do sistema de drenagem fechado.

### a. Fato Notável 1: Controle de nível do vaso de *slop*

Durante a auditoria foi evidenciado que o sistema de controle de nível do *slop vessel* A estava utilizando como variável de referência a informação de um transmissor de nível do Sistema Instrumentado de Segurança, conforme pode ser verificado na **Erro! Fonte de referência não encontrada..** Sistemas de Controle devem ser independentes dos Sistemas de Segurança. Por normas<sup>11</sup> e padrões de engenharia, Sistemas de Supervisão e Controle (SSC) - os sistemas de controle automático do processo – e Sistemas Instrumentados de Segurança (SIS) constituem diferentes camadas ou barreiras de segurança e devem funcionar como camadas independentes de proteção (IPL). Para tal, não devem possuir componentes comuns. Apesar de não ter sido encontrada relação causal com o acidente em tela, este fato constitui desvio em relação ao SGSO, portanto se constitui como Fato Notável.

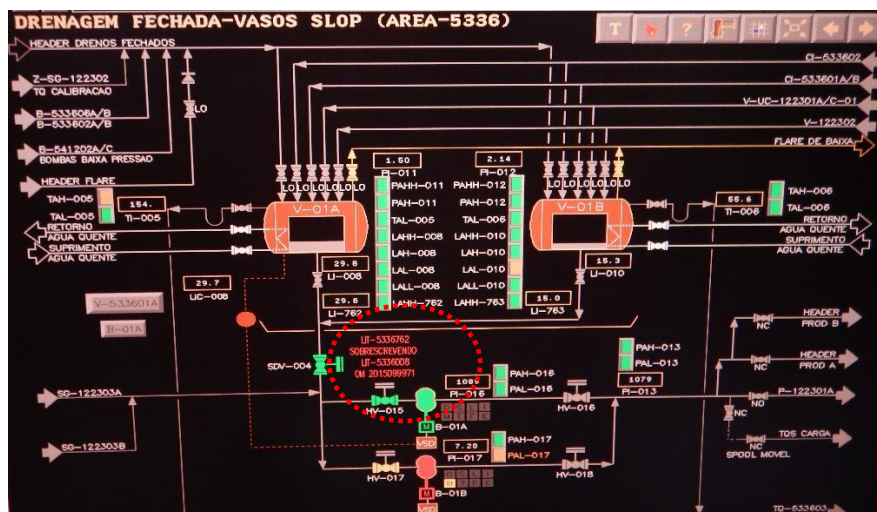


Figura 11 – Tela que mostra o sistema de segurança sendo utilizado para controle

<sup>11</sup> Norma IEC 61511-1 *Functional Instrumentation Systems for the Process Industry Sector. Part1:framework, definitions, system, hardware and application programming requeriments*, ago/2017

### 3.2. Fator Causal 2: Manobra do vaso de *slop* aos tanques de carga

Uma vez que os vasos de *slop* V-5336001A/B estão interligados aos vasos de *knock-out* do *flare* de baixa pressão (V-541202A/B), conforme indicado em fluxogramas de engenharia da unidade, o aumento de nível dos vasos de *slop* pode, portanto, causar nível alto nos vasos de *knock-out* do *flare*, evento que causa ESD (*emergency shutdown*) na planta.

De fato, no dia do acidente, ocorreu um evento de ESD-2 causado por nível alto do vaso de *flare* de baixa aproximadamente às 10h20. Foram identificados outros eventos deste tipo ocorridos anteriormente ao evento em tela:

- 1) Em 12/04/2013 ocorreu evento de “Perda de produção devido ESD causado por nível muito alto no vaso de *flare* de baixa, descrito no RTA (Relatório de Tratamento de Anomalia) do evento como “Nível de líquido real oriundo do Vaso SLOP devido arraste por nível alto no mesmo, causado por indisponibilidade das bombas A e B do vaso SLOP”. Dessa maneira, mesmo com ambos os vasos de *slop* operando, houve aumento de nível do vaso de *flare* de baixa, ocasionando parada da planta e consequente perda de produção.
- 2) Em 10/01/2016 ocorreu evento de parada emergencial da planta de processo (ESD-2) devido nível muito alto no vaso do *flare* de baixa pressão. Segundo o RTA do evento, o nível dos vasos de *slop* aumentou devido a procedimento de drenagem dos separadores e tratadores eletrostáticos do trem A para a pré-parada de produção. Importante ressaltar que este evento caracteriza então que a vazão proveniente de drenagem de equipamentos para o sistema de drenagem pode constituir-se uma vazão relevante para o sistema de *slop*, contrariando a premissa adotada no estudo da Petrobras.
- 3) Em 05/03/2016 ocorreu evento descrito como “Durante teste de falha da SDV-5336004 (saída do V-533601 A) houve aumento de nível no *Slop Vessel* A, provocando consequente nível muito alto no vaso de baixa da tocha (V-541202 B)”. O RTA relata que houve um ESD-2 por nível muito alto no *flare* de baixa pressão V-541202B devido arraste de líquido do *Slop Vessel* V-533601A. O nível continuou a subir mesmo com a partida das bombas B-533601A/B, que estavam cavitando pela presença de gás na linha e baixa temperatura do fluido de processo. Contribuíram para a perda o envio de condensado para os *Slop Vessels*, o *Slop* B estar fora de operação (presença de areia) e o fato de não ter sido avaliado o risco de gás nas bombas B-533601A/B.
- 4) Em 17/03/2016, às 10h20, ocorreu outro ESD-2 devido ao nível muito alto no *flare* de baixa pressão causado pelo aumento do nível do *Slop Vessel* A, conforme aparece na cronologia da data do acidente. Este incidente foi precursor do evento que culminou no incêndio, portanto não foi elaborado RTA exclusivo para este evento.

Após a ocorrência do primeiro evento de ESD-2 do dia 17/03, às 10h20, foi realizada a manobra de alinhamento do vaso de *slop* A aos tanques de carga às 10h34, alinhamento que foi desfeito às 10h54 ainda com a unidade parada devido ao ESD, conforme a cronologia de eventos. Com a unidade já em operação, às 13h15 foi realizado novo alinhamento do dreno fechado para os tanques de carga, com a utilização da linha 6”-P-B10H-0827, na qual ocorreu a perda de contenção.

Para a realização desta manobra, o fato de o *spool* (carretel interligando tubulações) ser mantido instalado de forma permanente foi determinante.

A seguir será exposta a causa intermediária e as causas raiz relacionadas a este fator causal.

### **a. Causa Intermediária 1: *Spool* instalado na linha**

Não havia controle de retirada ou colocação do *spool* removível, portanto não foi possível determinar desde quando o mesmo estava instalado na linha. Contudo, em entrevistas realizadas foi mencionado que o mesmo não havia sido instalado no dia do acidente, estando presente na linha há muito tempo, ou seja, na prática o carretel estava permanentemente instalado na linha.

Foi evidenciado que a instalação permanente do *spool* na linha 6”-P-B10H-0827 possui duas causas, apresentadas a seguir:

#### **3.2.1. Causa Raiz 2: Não atendimento a critério do projeto**

O fluxograma de engenharia relativo ao sistema de *slop* mostra que, para alinhar os vasos de *slop* aos tanques de carga através da linha 6”-P-B10H-0827, as válvulas manuais VI-5336-126 e VI-5336-127 deveriam estar abertas e o *spool* removível localizado entre elas instalado.

Conforme o projeto, as válvulas VI-5336-126 e VI-5336-127 estão indicadas como “NC” (*normally closed* - normalmente fechadas) e o *spool* de tubulação removível estava sinalizado para não estar normalmente instalado.

Dessa maneira, a instalação permanente do *spool* removível de tubulação na linha 6”-P-B10H-0827, que foi causa determinante para o acidente em tela, **configura-se como um não atendimento a critério de projeto**, o que está em desacordo com o item 10.2.1 do SGSO, que estabelece que:

*“O Operador da Instalação deverá:*

*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”*

## a. Causa intermediária 2: Adotada solução alternativa à retirada do *spool* (HAZOP)

Foi identificado que, em estudo de HAZOP datado de 2012, havia sido elaborada recomendação relativa à avaliação da retirada do *spool* removível na linha 6"-P-B10H-0827, interligação que representava uma interface entre planta de processo e embarcação em desacordo com a Diretriz de Segurança do E&P:

22	<b>Separação Atmosférica: (R001)</b> Avaliar a retirada do <i>spool</i> da linha de conexão entre o separador atmosférico, as bombas de sloop e os tanques de carga (4"-P-B10H-0908-PP e 6"-P-B10H-0827). Esta interligação representa um interface entre planta de processo e embarcação em desacordo com a Diretriz de Segurança do E&P. Adicionalmente retirar a serpentina de água quente para o separador.
----	---

Figura 12 – Recomendação R001 da Separação Atmosférica contida em análise de HAZOP executada em 2012

Durante a implantação da recomendação R001 do HAZOP é apontada como solução alternativa a “*instalação de cadeados (lacres) nas válvulas de interligação entre os vasos de slop e os tanques de carga*”, lacres a serem controlados por empresa terceirizada. Tal decisão favorecia prioritariamente ao controle de fluidos para efeitos de medição fiscal e, depois, coibiria manobras recorrentes utilizando a linha para os tanques de carga sem o conhecimento da equipe de marinha. A equipe de marinha deveria estar ciente e tinha o controle do rompimento dos lacres.

De fato, a solução alternativa adotada não se mostrou eficiente em atender a Diretriz de Segurança de E&P, mantendo-se a interligação neste ponto entre a planta de processo e a embarcação. Tal decisão não foi alvo de um gerenciamento de mudanças em relação ao critério de projeto e, consequente atualização dos procedimentos relacionados, para os quais o *spool* não estaria instalado na linha.

### 3.2.2. Causa Raiz 3: Gerenciamento de mudanças inexistente

A opção por não desinstalar o *spool* que alinhava os vasos de slop aos tanques de carga através da linha 6"-P-B10H-0827, que era o previsto no projeto e base para os desenhos, fluxogramas e procedimentos relacionados, configurou-se uma mudança em relação ao projeto. Ao não reconhecer formalmente esta mudança e, consequentemente não se utilizar de um gerenciamento de mudanças o concessionário agiu em desacordo com a Prática de Gestão nº 16 do SGSO (Gerenciamento de Mudanças), que estabelece no seu item 16.2 que:

*“Mudanças nas operações, procedimentos, padrões, instalações ou pessoal devem ser avaliadas e gerenciadas de forma que os riscos advindos destas alterações permaneçam em níveis aceitáveis.”*

Conclui-se que a decisão de manter o *spool* instalado e adotar solução alternativa sem o respectivo gerenciamento de mudança, trouxe por consequência procedimento e desenhos associados desatualizados, no *status* da época do projeto.

### 3.2.3. Causa Raiz 4: Procedimento operacional não utilizado

Conforme é possível observar na Figura 13, o Manual de Operação da Planta de Processo para a P-48, não prevê no capítulo referente ao sistema de Drenagem e Recuperação de Óleo que, em caso de nível muito alto nos vasos V-533601A/B, que o conteúdo do vaso seja enviado aos tanques de carga através da linha 6”-P-B10H-0827, conforme ocorreu no evento em tela:

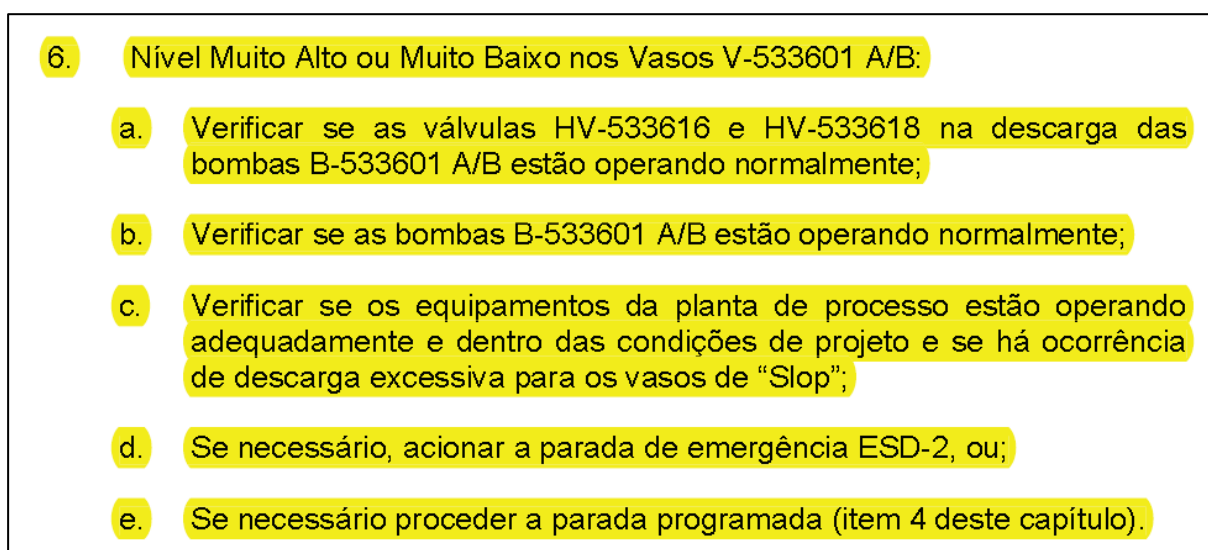
- 
6. Nível Muito Alto ou Muito Baixo nos Vasos V-533601 A/B:
- a. Verificar se as válvulas HV-533616 e HV-533618 na descarga das bombas B-533601 A/B estão operando normalmente;
  - b. Verificar se as bombas B-533601 A/B estão operando normalmente;
  - c. Verificar se os equipamentos da planta de processo estão operando adequadamente e dentro das condições de projeto e se há ocorrência de descarga excessiva para os vasos de “Slop”;
  - d. Se necessário, acionar a parada de emergência ESD-2, ou;
  - e. Se necessário proceder a parada programada (item 4 deste capítulo).

Figura 13 – Trecho do Manual de Operação da Planta de Processo para a P-48 contendo procedimento a ser adotado em caso de nível muito alto nos vasos V-533601A/B

Se o procedimento citado na Figura 13 fosse seguido, o reconhecimento da situação de uma bomba inoperante e outra com baixa eficiência, associada a apenas um dos dois vasos de *slop* operacional, terminaria por motivar uma nova parada de emergência (ESD-2). A decisão pela manobra aos tanques de carga, diferente do previsto no procedimento, configura-se uma questão de indisciplina operacional, a qual pode ter sido motivada por preocupação da equipe operacional com a perda de produção.

Como havia reincidência para a situação de ESD-2, apresentava-se necessária uma avaliação de uma parada programada de manutenção ou reavaliação dos limites operacionais com objetivo de

reestabelecimento de condições normais para este sistema. Neste caso a perda de produção associada seria maior, o que pode ser considerado indesejável frente a metas estabelecidas.

A ata da reunião de acompanhamento e controle de da P-48 no mês dezembro/2015 evidencia o não atingimento de metas relacionadas a produção de óleo eficiência da produção, tendo como uma das justificativas recorrentes o ESD-2 causado por nível muito alto no vaso do *flare* de baixa pressão. O procedimento preconizado para esta situação – que inclui verificar se as bombas B-533601A/B estão operando normalmente e se há ocorrência de descarga excessiva para os vasos de *slop* e caso necessário, acionar a parada de emergência – não foi seguido. Tal conduta está em desacordo com o item 15.2.1 do SGSO, que estabelece:

*“O Operador da Instalação terá como atribuição:*

*Elaborar, documentar e controlar os procedimentos operacionais para as operações que são realizadas na Instalação, com instruções claras e específicas para execução das atividades com segurança, levando em consideração as especificidades operacionais e a complexidade das atividades”*

No mesmo manual, é possível constatar que a manobra do *slop* aos tanques de carga só é prevista em caso de parada programada prolongada dos vasos de *slop*. É importante ressaltar que o procedimento estabelece para situação de parada prolongada que seja instalado o carretel na linha 6"-P-B10H-0827, abertas as válvulas que permitem a interligação entre a saída dos vasos e a linha e posteriormente o fechamento das válvulas e remoção do carretel.

### **3.3. Fator Causal 3: Perda de contenção**

Foi identificado em inspeção externa realizada após o evento que o ponto da linha 6"-P-B10H-0827 no qual ocorreu o vazamento de fluido combustível localiza-se em ponto de contato da tubulação com um suporte de tubulação, na altura da caverna 89:





Figura 14 – Localização do ponto de vazamento na linha 6"-P-B10H-0827

Em função da ocorrência do evento, foi realizada inspeção extraordinária da linha 6"-P-B10H-0827 em 18/03/2016. Conforme o relatório da inspeção, a falha foi localizada no primeiro suporte à jusante da junta de expansão JE50-429. Foi identificado que a perda de contenção foi causada por furo na linha 6"-P-B10H-0827 localizado em região de suporte de tubulação.

No relatório de inspeção é constatado que *“foi observada a ocorrência de corrosão externa por célula oclusa (fresta) no interior do vão entre o tubo e seu suporte. Dentro do vão do suporte, numa área compreendida pela metade inferior do tubo, por uma extensão de 330 mm, apresentava uma corrosão severa localizada, com um furo alongado, passante, de 15 mm x 30 mm, para o lado popa e outro furo de 5 mm para o lado de proa”*.

A perda de contenção ocorreu devido a furo na linha causado por corrosão externa na mesma. O furo na linha foi causado por dois fatores: a existência de mecanismos de corrosão externa na região e a falta de detecção da corrosão em inspeção a tempo de adotar medidas que impedissem que a corrosão chegasse a causar o furo.

As informações apuradas durante a investigação suportam que a corrosão na região foi causada por uma modificação na suportaço da linha, com utilização enchimento não previsto no projeto. Por sua vez a falta de detecção da corrosão, foi causada pela dificuldade para inspeção da linha na região do suporte.

Os fatos que suportam tal afirmação são apresentados a seguir.

## **a. Causa Intermediária 1: Modificação no enchimento do suporte em contato com a tubulação**

Conforme o isométrico de construção da linha 6"-P-B10H-0827, na posição onde ocorreu o furo (primeiro suporte à jusante da junta de expansão JE50-429) foram instalados os suportes modificados. Constatou-se para os trechos nesta posição foram previstos suportes tipo SL-03L e GI-01B, que conforme anotação feita no desenho foram modificados durante a instalação para tipo GI-04B. O suporte tipo SL-03L se trata de um suporte tipo sela e o suporte tipo GI-04 se trata de um suporte tipo guia, sendo a letra B referente ao diâmetro da tubulação (de 6 a 12 polegadas).

De acordo com o relatório de inspeção externa realizada na linha após o evento, o suporte instalado na linha no momento do acidente era composto de *“duas restrições laterais e uma superior. Porém, originalmente não era provido de enchimento. O vão entre tubo e suporte é estreito e longo, não permite adequado tratamento mecânico e pintura. No período de 2012 foi feito o enclausuramento com aplicação de um produto elastomérico a frio, conforme ET-3000.00-1000-500-PSE-002 – Revestimentos Especiais para Proteção Anticorrosiva de Regiões Críticas. Em alguns suportes foi utilizado somente massa. Em outros suportes foi utilizado enchimento com cordões de material impermeável (não assimila água).”*

Tal modificação se configura como uma mudança em relação ao projeto. Foi solicitada durante a auditoria realizada na unidade a gestão de mudanças relativa a esta modificação, porém não foi evidenciada a realização de processo de gestão de mudanças para analisar o risco dessa modificação.

O relatório de inspeção externa na linha menciona que, na região da falha, *“há uma caixa metálica montada e preenchida com massa em desconformidade com o previsto em projeto e que contribuiu com as associações de mecanismos de corrosão”*.

Ademais, o item 2.6 (Inspeção Visual) do relatório afirma que:

*“Executada remoção da parte superior do suporte e içamento da linha para inspeção visual. Observado na remoção do produto de enclausuramento, que os suportes que estavam montados com 100% de produto de enclausuramento, não apresentava/escorria da parte interna qualquer resíduo líquido (água ou outro fluido) e nem estavam úmidos. Apresentavam dificuldade de remoção (muito aderido) e sem rachaduras no acabamento.*

*Os suportes que estavam montados com enchimento de cordão de material impermeável (não assimila água), conseqüentemente com pouca massa de enclausuramento, apresentavam resíduo líquido internamente, foram removidos mais facilmente e apresentavam rachaduras. Na metade inferior do tubo apresentavam corrosão (perda da proteção pela película de pintura).”*

Logo, a modificação realizada em relação ao projeto com o enchimento do suporte propiciou os mecanismos de corrosão que causaram o furo passante na linha.

## **b.Causa Intermediária 2: Dificuldade para inspeção da linha na região do suporte**

Conforme mencionado anteriormente, a corrosão externa poderia ter sido identificada e corrigida a tempo de não ter causado um furo na linha e a consequente perda de contenção caso tivesse sido detectada em inspeção.

Analisando-se os planos e os relatórios de inspeção relativos à linha 6"-P-B10H-0827, pode-se afirmar que as inspeções foram realizadas dentro do prazo. Contudo, tais inspeções, apesar de conterem em seu escopo a verificação do estado dos suportes de tubulação, não foram capazes de identificar o processo corrosivo em andamento na região do primeiro suporte à jusante da junta de expansão JE50-429 na linha 6"-P-B10H-0827.

Tal fato é corroborado pelo item 2.3 (Histórico de Inspeção da linha 6"-P-B10H-0827) do relatório de inspeção externa na linha realizada após o acidente, que informa que:

*“Uma inspeção extraordinária em 19/06/2015 para revisão do escopo de RTI, sendo observada deterioração nas regiões de contato entre o tubo e o suporte em algumas regiões, tendo sido recomendados serviços de pintura e troca de trechos. A inspeção inicial foi parcial devido à urgência e dificuldade para o acesso em altura. Na região da falha não houve recomendação de inspeção por não ter sido observada deterioração digna de registro, até porque o processo corrosivo estava dentro de caixa metálica preenchida com massa úmida”*

Dessa maneira, a colocação de material de enchimento na região do suporte da linha impediu a identificação do processo corrosivo durante as inspeções.

### **3.3.1. Causa Raiz 5: Gerenciamento de mudanças inexistente**

Logo, pode-se concluir que associação das causas intermediárias acima apresentadas (a existência de mecanismos de corrosão externa na região e a falta de detecção da corrosão em inspeção a tempo de adotar medidas que impedissem que a corrosão chegasse a causar o furo) promoveu a perda de contenção na linha. Ambas tiveram causa raiz comum, que foi a modificação na suportação da linha

6"-P-B10H-0827 em relação ao especificado em projeto, para a qual **não foi evidenciado um processo de Gerenciamento de Mudanças que tenha identificado os riscos inerentes a esta modificação e gerenciado os riscos**, contrariando o item 16.2 do SGSO:

*“Mudanças nas operações, procedimentos, padrões, instalações ou pessoal devem ser avaliadas e gerenciadas de forma que os riscos advindos destas alterações permaneçam em níveis aceitáveis.”*

### 3.4. Fator Causal 4: Escorrimento do líquido proa - popa

O fluido vazado do interior da tubulação aérea afetou uma extensa área do *maindeck* da posição meia nau boreste para popa, sem encontrar obstáculos ao seu espalhamento. Isso ocorreu devido a conjunção de dois fatores: o fato de a plataforma estar derrabada (inclinada), o que propiciou o escoamento do líquido e à configuração do sistema de drenagem aberta da unidade, que possuía apenas um dreno localizado na região de boreste da embarcação. Conforme será demonstrado e seguir, tais fatos que não se caracterizam como desvios e sim como características ou condições inerentes de unidades de produção, que contribuíram para a ocorrência do acidente, portanto foram considerados eventos externos a não causais raiz para o acidente.

#### a. Evento Externo 1: Plataforma derrabada

Apesar de ter contribuído para o escoamento do líquido, está é uma situação que se espera que ocorra em instalações tipo FPSO, portanto este evento não representa uma falha ou desvio.

#### b. Evento Externo 2: Configuração da drenagem aberta

Quanto ao sistema de drenagem, foi observado apenas um dreno atendendo a toda a região de boreste do navio, que possibilita escoar a água do sistema de combate a incêndio, dilúvio e o hidrocarboneto vazado, localizado na altura da caverna 56BE. O diâmetro aproximado era de 8". Não foram observados ralos no piso em torno das rotas de fuga ou fora das bacias de contenção dos equipamentos.

Apesar de este único dreno ter se mostrado insuficiente para direcionar para área segura todo o líquido proveniente do vazamento ocorrido, não há evidência de que o projeto do sistema de drenagem da unidade esteja em desacordo com padrões aplicáveis e com as melhores práticas de engenharia.

### 3.5. Fator Causal 5: Fonte de ignição

Para qualquer acidente de incêndio ou explosão no qual ocorra ignição de uma fonte de fluido inflamável, um dos pontos de dificuldade para a equipe de investigação é a exata determinação da fonte desta ignição.

Durante a primeira fiscalização realizada após o incêndio, foram verificadas algumas prováveis fontes de ignição presentes no local, tais como:

- Ventilador utilizado em frente ao vaso de *slop* aberto (B), o qual foi verificado como sendo certificado para área classificada;
- Motores elétricos, também certificados para área classificada (classes T5 e T6), com temperatura máxima de superfície entre 85 e 100 °C;

- Cabo de telefone, o qual não estava sendo utilizado e posicionado pouco à frente do local onde se deu o início o incêndio;
- Devido à inexistência de trocadores de calor ou linhas com temperatura acima de 65°C, pontos quentes não são característicos da área envolvida;
- Eletricidade estática é uma fonte de energia de difícil verificação. No entanto, não foram identificadas potenciais situações causadoras de eletricidade estática;
- Trabalho a quente: dentre todas as fontes de ignição, a considerada como mais provável foi um trabalho a quente realizado na altura da caverna 68, módulo 5B do *deck* principal, por ser este o local visualizado como de início do incêndio. No entanto, não se pode precisar ao certo de tal trabalho foi de fato o gerador da fonte de ignição pois existiam 40 (quarenta) serviços a quente sendo realizados no convés.

Na Tabela 2 são apresentadas as principais fontes de ignição existentes na instalação, bem como o resultado da análise realizada quanto à probabilidade de cada fonte ter sido a causadora da ignição no acidente em tela.

Tabela 2 – Avaliação das fontes de ignição

Fontes de ignição	Avaliação
Trabalho a quente	Mais provável
Ventilador na área em frente ao vaso de slop	Menos provável
Centelhas de cabos elétricos não isolados	Menos provável
Pontos quentes	Improvável
Eletricidade estática	Improvável

Considerando o trabalho a quente como sendo a fonte mais provável de ter causado a ignição do líquido vazado, serão analisados a seguir os fatores de propiciaram a ocorrência de falhas na execução do trabalho que podem ter ocasionado a fonte de ignição.

### a. Causa Intermediária 1: Trabalho a quente

A PT nº 5331/2016, de 16/03/2016, refere-se a um trabalho de remoção/instalação de suportes na linha de combate a incêndio na área do *deck* principal. Para esta atividade eram previstas utilização de equipamento de oxi-corte, lixadeira, solda elétrica e ferramentas manuais, equipamentos que podem se constituir fonte de ignição.

Mediante a análise da PT, os registros permitem dizer que as principais medidas de prevenção foram tomadas.

Um problema observado no preenchimento da PT na Análise de Perigo Nível 1 (APN-1) diz respeito ao reconhecimento do risco introduzido pela utilização de algumas ferramentas. Para a questão: *“Os equipamentos para execução deste trabalho oferecem risco de gerar centelha, faíscas ou eletricidade estática quando forem usados em área classificada”*, a resposta assinalada foi “NÃO”, sendo que a Análise Preliminar de Nível 2, com seus campos previamente padronizados por atividade é clara quanto a liberação de faíscas e fagulhas em realização de corte com maçarico, solda e preparação de superfície com lixadeira elétrica. Este não reconhecimento formal do risco por parte do emissor de PTs para estas atividades vem sendo verificado de forma recorrente em auditorias e investigação de incidentes realizadas pela ANP.

Outro ponto relevante em relação à PT diz respeito a realização de teste de presença de gases inflamáveis/tóxicos, assinalada como a ser realizada. Apesar disto não se verifica neste documento campo específico para registro de horários e valores medidos e, se a existência desta atmosfera inflamável deveria ser reavaliada após determinado intervalo de tempo ou devido a mudança de temperatura.

A necessidade de medição e acompanhamento mais criterioso da presença de atmosfera explosiva/inflamável se dá também devido ao *by-pass* dos sensores de chama na área, recomendação da APN-2 em atividades que envolvam soldagem, corte e outras que produzam radiação no espectro infravermelho. Este *by-pass* dos sensores retarda o alarme geral e ações automáticas de combate ao incêndio, sendo necessário o retorno à ativa dos sensores pela sala de controle mediante contato de alguém que observe o fogo no local.

Foram levantadas informações por meio de entrevistas de que partir do momento em que há um trabalho a quente com possibilidade de gerar fagulhas, além das medidas de contenção (confinamento por manta, p. ex.), deve haver um supervisor de atividades, que entre outras atribuições verifica se há liberação de fagulhas do isolamento, prática já em vigor no momento do acidente. Ressalva-se que este supervisor não fica exclusivamente dedicado a monitorar um serviço apenas.

### 3.5.1. Causa Raiz 6: Falha de monitoramento

A massa de líquido inflamável proveniente do vazamento na linha 6"-P-B10H-0827 se deslocou por aproximadamente 100 m da fonte do vazamento até o provável ponto onde este líquido foi ignitado. Dessa maneira, mesmo que o serviço a quente não tenha sido o causador da ignição pode-se afirmar que houve falha no monitoramento do trabalho, uma vez que o vazamento não foi visualizado e os trabalhos suspensos antes do início do incêndio.

O monitoramento do trabalho abrange ações diversas como a manutenção das mantas íntegras e em condições adequadas, profissional que acompanha e verifique se ocorre projeção de fagulhas para fora da área isolada para o serviço, medição de inflamabilidade da atmosfera e outras ações que sejam



preventivas à ignição de inflamáveis. O não atendimento deste item está em desacordo como o item 17.2.1.2 do SGSO, que estabelece que:

*“O Operador da Instalação deverá estabelecer um sistema de permissão de trabalho e outros meios de controle para gerenciar atividades em áreas de risco. Na elaboração deste sistema deverá considerar:*

*Que a Permissão de Trabalho deve incluir medidas adicionais de precaução e mitigação que possam ser requeridas para a realização da tarefa”*

## 4. Medidas de mitigação e resposta ao incidente

Nesta seção serão analisadas as medidas mitigadoras e ações de resposta ao incidente realizadas pela equipe a bordo de forma a identificar possíveis pontos de melhoria.

### 4.1. Fato Notável 2: Alarmes do sistema de detecção de fogo

Foi evidenciado através do *log* de eventos de alarme na Interface Homem Máquina (IHM) na data do acidente um número elevado de alarmes de falha de detectores de fogo, com possibilidade de um relaxamento quanto à atenção necessária ao tratamento de um evento real de fogo identificado por tais instrumentos.

O histórico de eventos indica o reconhecimento, por parte do operador, de um número elevado de eventos de falha em detectores de fogo (Falha de sensor na zona XXX ALARMADO\_PRO FGV\_\_USTXXXXXXFAL em 1). Entre as 7:00h, início do turno do operador da Sala de Operação Remota e as 14:00h, resposta ao incêndio na unidade, pode-se observar a seguinte distribuição de frequência de reconhecimento de alarmes de falha:

Tabela 3 – Eventos de falha dos detectores de fogo em 16/03/2016

Intervalo de horário	6:57h a 08:00h	8:00h a 09:00h	09:00h a 10:00h	10:00h a 11:00h	11:00h a 12:00h	12:00h a 13:00h	13:00h a 14:00h
Nº de alarmes de falha de detectores	20	19	20	23	25	13	18

Dessa maneira, foi constatada uma deficiência na questão de gerenciamento de alarmes, pois a quantidade excessiva de alarmes da falha em detectores de fogo pode levar o operador a reconhecer um alarme sem investigar sua causa, de maneira automática.

É importante frisar que, atualmente, são incipientes as iniciativas da indústria para a promoção de medidas de gerenciamento de alarmes em sistemas supervisórios de unidades de produção *offshore*.

## 4.2. Ações da brigada de incêndio

Uma vez que houve a perda de contenção e o incêndio iniciado, um dos técnicos de segurança (TST) teria sido o primeiro a identificar o incêndio e entrar em contato inicialmente com a sala de controle, que normalizou os sensores de chama que estavam em *by-pass*. Após atuação destes sensores, foram desencadeadas as ações automáticas previstas na matriz de causa e efeito da unidade, de alarme geral e ESD-2. As informações relativas ao combate coletadas pela investigação dão conta de que o mesmo foi iniciado com rapidez por parte da brigada, em cerca de 5 minutos após confirmação do incêndio.

Existem na área de *maindeck* um canhão monitor portátil, um canhão monitor fixo manual (que pode ser girado e modificada altura) e um canhão monitor de atuação remota, atuado da sala de controle. Ocorreu acionamento dos canhões automáticos de comando remoto, mas alguns destes não funcionaram.

Houve atuação do sistema de dilúvio na área do sistema de slop devido a ativação do *plug* fusível, provavelmente do *slop vessel* B.

O incêndio iniciou-se em popa e direcionou-se para proa, com labaredas altas, houve um grande *flash* seguido de incêndios pontuais em alguns locais onde havia material combustível, como o carretel de alimentação de diesel.

A atuação inicial no combate ao incêndio foi de 04 (quatro) brigadistas e do chefe da brigada, tendo sido necessária a atuação posterior de não brigadistas, sendo estes trabalhadores com treinamento em combate a incêndio. De forma unânime todos os entrevistados consideraram o número de brigadistas insuficiente frente a extensão deste incêndio, que foi de cerca de 100 m. Foi utilizada espuma para combate, mas devido a geometria dos focos onde o fogo se concentrou foi verificado que não estava sendo eficiente, seguida de determinação do técnico de segurança do trabalho (TST) para retornar o combate apenas com água.

As ações de resposta ao incêndio na plataforma tiveram duração de cerca de uma hora. Foi relatado à equipe de investigação que a atuação durante este período trouxe grande sensação de estafa física, ficando clara a necessidade de prever-se substituição dos membros da equipe de brigada atuando na frente de combate em intervalos de tempo.

A embarcação *firefighting* atuou somente para fazer o rescaldo. De acordo com o Gerente de Operações, a necessidade do barco *firefighting* foi devido ao incêndio nas partes de borracha, as quais seriam: o mangote de recebimento de diesel/água e defensas. As defensas já haviam sido trocadas por novas no dia 24/03/2016, mas o carretel do mangote mostrado na Figura 15, ainda estava sendo reparado quando da realização da auditoria na unidade na data de 24/03/2016.



Figura 15 – Carretel de diesel após o incêndio

De acordo com o Gerente de Operações, as defensas estavam arriadas no momento do incêndio. Perguntado sobre o que teria levado o incêndio se propagar para o exterior do navio nas defensas arriadas, o mesmo informou que a possibilidade mais coerente foi que após o combate a incêndio, a água teria acumulado na região, fazendo o óleo sobrenadar e verter sobre o trincaniz da plataforma, atingindo as defensas.

Sobre o uso dos canhões de incêndio, foi informado pelo Gerente de operações que o seu comando e direcionamento é remoto, mas ainda não pode ser feito por terra, somente pelo pessoal a bordo. Informou ainda que no momento do acidente estava em videoconferência com o Geplat e que este pode acompanhar todo o evento pela sala de controle de terra, através de vídeo.

## 5. Avaliação do relatório de investigação do operador e ações corretivas e preventivas

Nesta seção serão apresentados os principais resultados obtidos pela investigação do acidente realizada pelo operador, a saber: os fatores causais e causas raiz apontados e as recomendações elaboradas pela equipe de investigação.

### 5.1. Fatores causais e causas raiz

Dos cinco fatores causais apontados pela investigação ANP, apenas dois foram considerados pela investigação do operador, relativos à perda de contenção e à fonte de ignição. Apesar de o relatório reconhecer, em seu item 11, que o sistema de *slop* operava com apenas um vaso e que o sistema de bombeio apresentava baixa eficiência, estes fatos não foram considerados como contribuintes ao acidente e, portanto, não tiveram suas causas raiz apuradas. Adicionalmente, não foram identificadas causas ligadas à manobra aos tanques de carga.

Dessa forma, pode-se apontar que a investigação realizada pelo operador da instalação foi pouco aprofundada, pois se limita às causas mais típicas, uma vez que praticamente qualquer evento de incêndio é causado por uma perda de contenção de um fluido inflamável aliado a uma fonte de ignição. A investigação foi portanto pouco profícua em apontar fatores causais pouco óbvios e que demandem uma análise mais detalhada da operação da unidade.

As causas ligadas ao fator causal vazamento, por corrosão, e a fonte de ignição, por trabalho a quente, são semelhantes às descritas na investigação ANP. Como consequência foram elaboradas cinco recomendações, três associadas ao vazamento e duas à fonte de ignição.

### 5.2. Recomendações

Analisando-se as recomendações, conclui-se que três podem ser consideradas como ações preventivas, que visam a endereçar as falhas encontradas no sistema de gestão de forma a evitar a recorrência de eventos semelhantes (recomendações R1, R2 e R4). As demais recomendações (R3 e R5) se tratam de ações corretivas, isto é, ações que têm por finalidade dar tratamento às consequências do acidente de forma a restabelecer as condições operacionais e permitir o retorno da produção. Destacam-se então as ações preventivas:

*R01) Dar ampla divulgação do acidente informando aos órgãos internos responsáveis sobre as consequências da implementação da montagem em canteiro, divergente do projeto ou com gestão inadequada da mudança.*

*R02) Elaborar e executar plano de inspeção de modo a mitigar nova ocorrência de corrosão por fresta em suportes de linhas, semelhantes ao desta ocorrência, em serviço com fluidos perigosos.*

*R04) Propor inclusão no Manual de Segurança (MS) do E&P requisitos explícitos de elaboração de contenção de serviços a quente de modo a facilitar a verificação de sua eficácia.*

O relatório realiza, em seu item 10, análise das ações de resposta a emergência, na qual foram apontadas diversas deficiências na estrutura de resposta a emergência e na atuação da brigada no combate ao incêndio. Ao final, para estas deficiências são apontadas oportunidades de melhoria relativas a realização de simulados de emergência, pois denotam situações que poderiam ter sido identificadas em tais simulados e corrigidas, de maneira preventiva. As situações são citadas a seguir:

- *Durante a montagem de uma linha de mangueira de incêndio, foi verificado que mangueiras recentemente recebidas após testes, estavam amarradas com fita de nylon, dificultando seu manuseio;*
- *Número de rádios insuficientes para equipe de emergência;*
- *Indisponibilidade de alguns tamanhos nas vestimentas e botas com aderência inadequada;*
- *Presença de alguns esguichos com dificuldade de abertura e fechamento.*

Um fato citado de forma unânime pelos membros da equipe de brigada entrevistados pela equipe de investigação da ANP foi o baixo número de brigadistas no turno em relação à extensão do incêndio. Para este fato, aparece um ponto de melhoria de “*avaliar dimensionamento da Estrutura organizacional de Resposta*”.

Dentre os pontos de melhoria propostos, foram considerados de destaque em análise da equipe ANP:

- *Avaliar a implantação de equipamentos de gravação de imagem para todos os CCTVs da planta industrial.*
- *Realizar avaliação detalhada da EOR e realizar ações de melhoria no que concerne a: i) dimensionamento, capacitação, simulados à bordo e forma de atuação da brigada de incêndio; ii) situações de emergência durante a troca de turma.*
- *Avaliar a capacidade do processo de operação com apenas um Slop X volume de líquidos na planta. Se necessário, colocar segundo Slop em operação.*

## 6.Recomendações ANP

Como resultado das causas identificadas na investigação deste acidente, foram elaboradas as seguintes recomendações, para evitar a ocorrência de incidentes semelhantes:

### 6.1. Recomendação para operadores em instalações tipo FPSO

R1) Realizar o levantamento da presença de peças removíveis (*spools*) que permitam a interligação de linhas entre sistema de produção e sistema de marinha e avaliar sua conformidade com requisitos de projeto. Deverá ser mantido registro de realização do levantamento e avaliação.

### 6.2. Recomendação para a ANP

RANP1) Acompanhar a implementação ou solução dada à recomendação da investigação própria Petrobras R4, a saber:

*“Propor inclusão no Manual de Segurança (MS) do E&P requisitos explícitos de elaboração de contenção de serviços a quente de modo a facilitar a verificação de sua eficácia”.*

## 7. Conclusões

O incêndio ocorrido na plataforma P-48 em 17 de março de 2016, como qualquer acidente de segurança de processo, ocorreu devido à conjunção de diversas falhas, que se configuram desvios em relação às práticas preconizadas pelo Regulamento Técnico do Sistema de Gestão da Segurança Operacional (RTSGO), estabelecido pela Resolução ANP nº 43 de 2007.

A investigação realizada pela ANP apontou seis causas raiz para o evento, ligadas a gerenciamento de mudanças inexistente, não atendimento a critérios de projeto, procedimento operacional não utilizado e falha de monitoramento em trabalho a quente.

Destaca-se que das seis causas raiz, três estão relacionadas a alterações para as quais não foi realizado processo de gerenciamento de mudanças conforme determinado pelo SGSO: tratam-se de dano em *gravel pack* em um poço de produção, que mudaram as características do óleo bruto aumentando seu teor de areia, o que causou danos diversos à planta que não foram gerenciados de forma preventiva; da adoção de solução alternativa a uma recomendação de HAZOP que não foi analisada quanto às suas implicações para a operação e da modificação dos suportes de tubulação da linha na qual ocorreu a perda de contenção. Este fato reforça a importância de um adequado Gerenciamento de Mudanças para os operadores de instalações de Exploração e Produção.

O acidente analisado neste relatório guarda semelhanças significativas com o incêndio ocorrido em 26 de dezembro de 2013 na plataforma P-20, que também é operada pela Petrobras e foi objeto de investigação realizada pela ANP.

Em ambos os eventos, falhas em monitoramento de trabalhos realizados com Permissão de Trabalho foram apontados como causa mais provável da fonte de ignição. Logo, há espaço para melhoria relacionado à Prática de Gestão 17 do SGSO.

Problemas relacionados a gestão de mudanças também se configuram causas presentes nos dois acidentes. Uma diferença, no entanto, merece destaque: enquanto que no acidente de P-20 houve uma alteração realizada com Gestão de Mudanças, sem que as ações necessárias para controle dos riscos advindos da mudança fossem implementadas, no evento em tela não foi sequer realizado um processo de Gestão de Mudanças quando da alteração dos suportes de tubulação. Esta falha no reconhecimento da necessidade de abertura de um processo de gestão de mudanças mostra que os procedimentos e treinamentos não devem somente orientar a força de trabalho a como seguir as etapas de uma mudança estabelecida, mas também capacitá-la para reconhecer situações que devam motivar o início de um processo de gerenciamento de mudanças, e reforça a importância de atendimento à recomendação R01 advinda da investigação do evento de explosão ocorrido em 2015 no FPSO Cidade de São Mateus, a saber: “Garantir que o gerenciamento de mudanças seja prática realizada em todas as fases do ciclo de vida de uma unidade, incluindo o seu projeto, construção e comissionamento.”



Adicionalmente, em ambos os eventos foi apontado um dimensionamento deficiente da equipe de brigada de incêndio, que foi considerada como insuficiente para lidar com um incêndio de maior proporção.

Tais aspectos, portanto, se configuram como pontos que merecem atenção por parte da indústria, devido a sua recorrência como falhas causadoras de acidentes em plataformas de produção.

Como principal produto da investigação realizada pela ANP, foi elaborada uma recomendação para instalações de produção similares, tipo FPSO, de implementação mandatória, relacionada a levantamento da presença de peças removíveis (carretéis) que permitam a interligação de linhas entre sistema de produção e sistema de marinha e avaliar sua conformidade com requisitos de projeto.

Adicionalmente, baseada em uma das recomendações elaboradas pela Petrobras em sua investigação do acidente, foi elaborada uma recomendação para a equipe de fiscalização das plataformas da ANP, relacionada a Práticas de Trabalho Seguro. A recomendação indica que seja acompanhada a implementação da recomendação elaborada pela Petrobras que se refere a proposta de inclusão no Manual de Segurança do E&P de *“requisitos explícitos de elaboração de contenção de serviços a quente”*.

Por fim, considerando que algumas das causas raiz identificadas nesta investigação são recorrentes em acidentes investigados pela ANP e já possuem recomendações para a indústria apontadas em suas respectivas investigações, espera-se que esta investigação consiga contribuir para a melhoria contínua da segurança operacional das instalações operando no Brasil.