

Prevenção de Incêndios e Explosões em Plataformas *Offshore* no Brasil – Um Diagnóstico Baseado em Auditorias do Sistema de Gestão de Segurança Operacional

Bruno Felipe da Silva, Daniela Goñi Coelho e Gilcléa Lopes Granada
Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)

1. INTRODUÇÃO

Dados de comunicações de incidentes ocorridos em instalações de produção *offshore* atuando no Brasil revelam que a quantidade de eventos de incêndio, nos quais incluem-se os princípios de incêndio, incêndios maiores e significantes; e explosões como de atmosfera explosiva e explosão mecânica tem aumentado ano a ano desde 2013, tendo sido comunicados em 2016 mais que o triplo de eventos deste tipo em relação ao ano de 2013, sendo os eventos de princípio de incêndio correspondentes a 95% deste total [1].

A Figura 1 apresenta o gráfico com a evolução destes números de Comunicados de Incidentes (CI) realizados por meio do Sistema Integrado de Segurança Operacional (SISO – Incidentes), com a totalização das tipologias incêndios e explosões, as quais tem comunicação definida no Manual de Comunicação de Incidentes [2]. Os números totais obtidos para estas tipologias são de eventos diretamente ligados ao processo ou em serviços que ocorrem nas plataformas de produção e perfuração.

As principais situações onde estes princípios de incêndio ocorreram foram em partes elétricas de painéis ou equipamentos; ignição de vapores inflamáveis, de material contaminado por hidrocarboneto ou outro material combustível; em trabalhos a quente; em ventiladores/exaustores; em moto/turbo geradores; compressores; motores diversos; em equipamentos de perfuração; tanques de *slop* e carga e em material de isolamento.

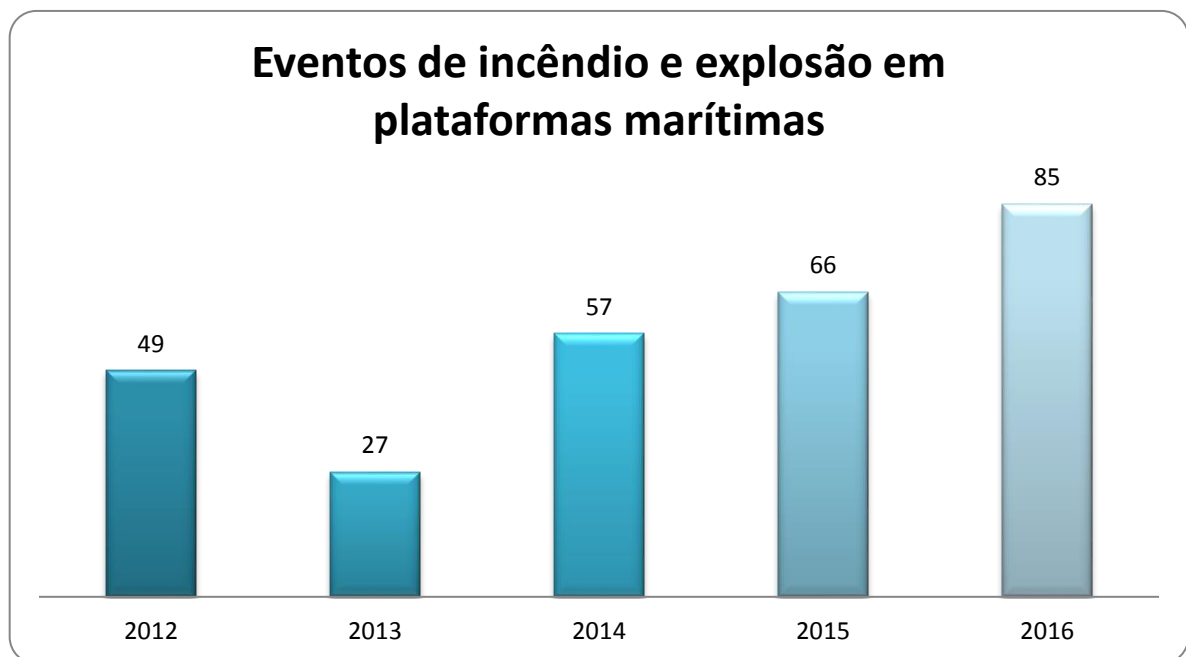


Figura 1 – Ocorrências de incêndios e explosões comunicados no período 2012 a 2016

O gráfico mostrado na Figura 2, extraído do Relatório Anual de Segurança Operacional ANP 2015 [3][1], mostra a evolução da taxa relativa a eventos de princípios de incêndio comunicados à ANP por operadores de concessões marítimas. Como é possível perceber pela análise do gráfico, a taxa relativa à quantidade de ocorrências por cada cem instalações tem aumentado desde 2013.

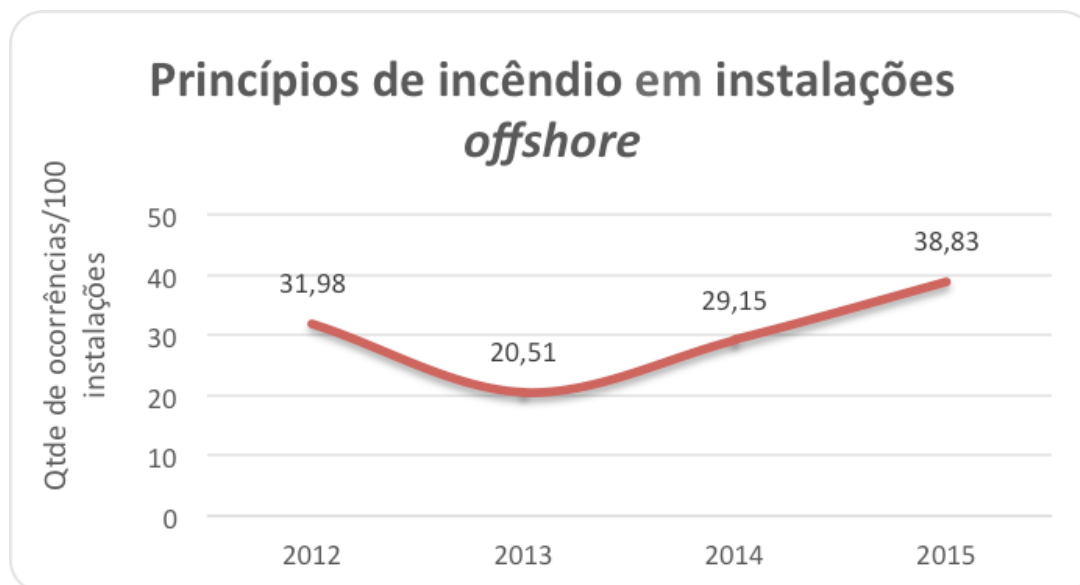


Figura 2 – Taxas de princípios de incêndio em instalações de exploração e produção *marítimas* de 2012 a 2015

Em 2007, entrou em vigor a Resolução ANP nº 43/2007 [4], que estabeleceu o Regime de Segurança Operacional por meio do Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional (SGSO), aplicável a plataformas de produção. Em 2009, se iniciaram as auditorias de segurança operacional, baseadas neste regulamento, nas quais a ANP avalia a conformidade das unidades auditadas aos requisitos das Práticas de Gestão estabelecidas no SGSO. Os tipos de unidades auditadas tendo o SGSO como documento referência são as plataformas de produção e sondas de perfuração operando em águas jurisdicionais brasileiras.

Plataformas de produção merecem grande atenção devido a aspectos peculiares a estas, tais como: inventário de hidrocarbonetos e outros produtos inflamáveis e combustíveis, confinamento e eventuais situações de manutenção intensiva, nas quais se tem um significativo aumento de empresas contratadas e trabalhos simultâneos ocorrendo, incluindo trabalhos a quente.

2. OBJETIVOS DO TRABALHO

O presente trabalho tem por finalidade apresentar um diagnóstico de como se encontram as diferentes operadoras de plataformas de produção *marítimas* atuando no Brasil em relação a prevenção e mitigação de cenários de incêndio e explosão, com base em achados de auditorias realizadas nas mesmas por equipe da Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente da ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

3. DESCRIÇÃO DO TRABALHO REALIZADO

Para a realização do presente trabalho, utilizou-se como ferramenta de obtenção de dados as auditorias do SGSO e suas 17 (dezessete) práticas de gestão. Estas estão agrupadas em três grandes grupos, sendo o primeiro relacionado a Liderança, Pessoal e Gestão; o segundo com Instalações e Tecnologia e o terceiro Práticas Operacionais.

As Práticas de Gestão (PG) ligadas a Liderança, Pessoal e Gestão são: PG nº 1: Cultura de Segurança, Compromisso e Responsabilidade Gerencial; PG nº 2: Envolvimento do Pessoal; PG nº 3: Qualificação, Treinamento e Desempenho do Pessoal; PG nº 4: Ambiente de Trabalho e Fatores Humanos; PG nº 5: Seleção, Controle e Gerenciamento de Contratadas; PG nº 6: Monitoramento e Melhoria Contínua do Desempenho; PG nº 7: Auditorias; PG nº 8: Gestão da Informação e Documentação e PG nº 9: Investigação de Incidentes. As PG relativas a Instalações e Tecnologia: PG nº 10: Projeto, Construção, Instalação e Desativação; PG nº 11: Elementos Críticos de Segurança Operacional; PG nº 12: Identificação e Análise de Riscos; e PG nº 13: Integridade Mecânica; e PG nº 14: Planejamento e Gerenciamento de Grandes Emergências. As PG relativas

a Práticas Operacionais são as PG nº 15: Procedimentos Operacionais; PG nº 16: Gerenciamento de Mudanças, e PG nº 17: Práticas de Trabalho Seguro e Procedimentos de Controle em Atividades Especiais.

Anteriormente ao ciclo de auditorias foi realizado um mapeamento das causas mais recorrentes de eventos de princípios de incêndio comunicados à ANP, a partir dos Relatórios Detalhados de Incidentes (RDI) constantes do Sistema Integrado de Segurança Operacional (SISO), especialmente a partir do ano de 2014, nos quais consta a análise dos principais fatores causais e causas raiz com base no SGSO.

A Tabela 1 apresentada abaixo contabiliza o número de citações de cada causa-raiz.

Tabela 1 – Práticas de gestão relacionadas às causas raiz dos eventos de princípios de incêndio

Número da Prática de Gestão (SGSO)	Ocorrências como causa raiz
13 – Integridade Mecânica	55
17 – Práticas de Trabalho Seguro e Procedimentos de Controle em Atividades Especiais	22
12 – Identificação e Análise de Riscos	20
15 – Procedimentos Operacionais	15
10 – Projeto, Construção; Instalação e Desativação	12
3 – Qualificação, Treinamento e Desempenho do Pessoal	6
4 – Ambiente de Trabalho e Fatores Humanos	6
16 – Gerenciamento de Mudanças	4

As auditorias foram realizadas durante embarque de 5 (cinco) dias e conduzidas pela equipe da Coordenação de Investigação de Incidentes e Análise de Desempenho (CIIAD) da Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente, com foco específico na adequação dos principais sistemas de prevenção e mitigação de cenários de incêndio e explosão ao preconizado pelo SGSO. As unidades auditadas foram escolhidas segundo critérios de: quantidade de eventos de princípios de incêndio comunicados à ANP, bacias sedimentares de maior produção, maiores operadoras de concessão e respectivos operadores de instalação. Foram auditadas 6 (seis) instalações, entre os meses de janeiro a agosto de 2016.

Por meio das 06 (seis) auditorias realizadas, foram evidenciados desvios em relação ao preconizado pelo SGSO, relativos ao objeto do trabalho. Os desvios e/ou não-conformidades (NC) estão materializadas nos registros e relatórios elaborados pela equipe auditora.

O número de não conformidades encontradas em relação ao regulamento distribuíram-se conforme pode ser visto na Figura 3.

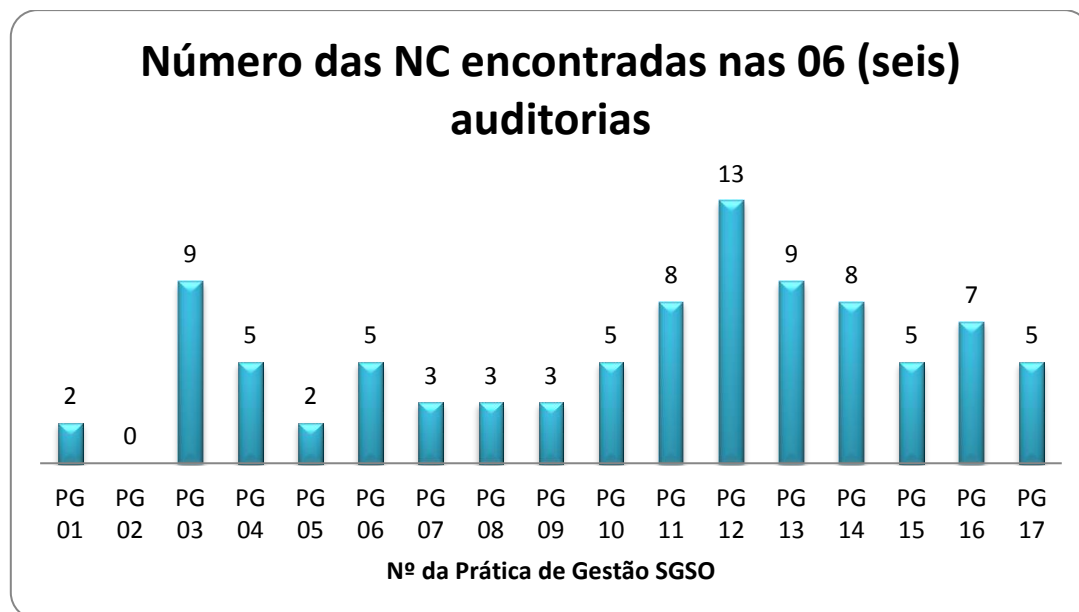


Figura 3 – Distribuição das Não Conformidades encontradas por Práticas de Gestão

Com base nos números de não conformidades (NC) apresentados na Figura 3 e média de 5,41 NC/PG, apresentam número de NC acima da média as PG nº 3; PG nº 11; PG nº 12; PG nº 13; PG nº 14 e PG nº 16.

Como a Prática de Gestão nº 3 apresentou neste ciclo de auditorias a situação de NC pontuais e específicas, relacionadas por exemplo, a falta de atualização ou registro em treinamento, estas NC não foram consideradas no escopo deste trabalho.

Diferentemente do que era realizado nas auditorias até então, a prática de gestão nº 10: Projeto, Construção, Instalação foi auditada, tanto na sua relação com a Filosofia de Segurança da época, como verificação do cumprimento de premissas adotadas para o projeto e atendimento a normas e boas práticas de engenharia, tendo se verificado nesta importante relação de causa com eventos de incêndios e explosões.

Portanto para as PG nº 10 e PG nº 17 ainda que o número de NC não seja elevado, 05 (cinco), os desvios encontrados foram considerados relevantes em termos de relação com segurança operacional e nível de risco que representavam. A PG nº 10 será então abordada no tema projetos e mitigação de riscos e a PG nº 17 em gerenciamento e integridade de salvaguardas.

Os desvios ou não conformidades encontradas foram agrupados em 4 (quatro) temas pela relevância a saber: (i) Projeto e Mitigação de Riscos; (ii) Gerenciamento de Mudanças; (iii) Gerenciamento e Integridade de Salvaguardas; e (iv) Planejamento e Preparo para Emergências.

A Figura 4 mostra os critérios levados em conta para selecionar dentro dos temas as situações (casos), os quais serão apresentados nos resultados.

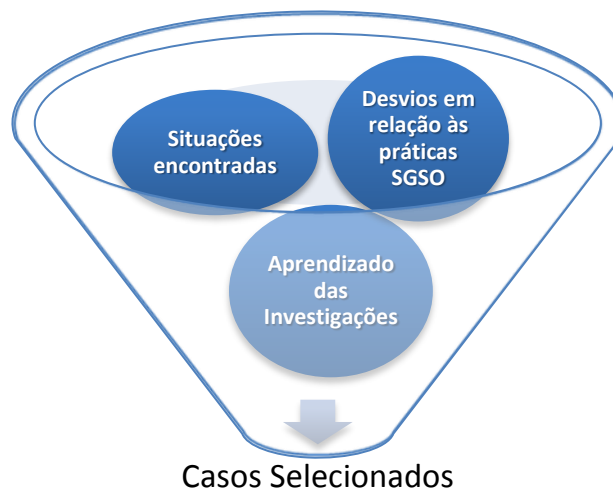


Figura 4 – Critérios utilizados pela equipe CIIAD para seleção dos casos

4. RESULTADOS OBTIDOS

Para cada um dos temas enumerados, apresentam-se casos seleccionados considerados relevantes em termos de segurança operacional e que trazem situações para aprendizado comum, tanto para o órgão regulador como para os agentes regulados.

4.1. *Projetos e Mitigação de Riscos*

No escopo do trabalho, foram verificados documentos de projeto de alguns sistemas considerados críticos ou relevantes para a prevenção e mitigação de incêndios. Em investigações de acidentes de incêndio ou explosão realizadas pela ANP, identificou-se que sistema não comumente identificados nas Análises de Risco como salvaguarda de prevenção ou mitigação de cenários de incêndio pode contribuir significativamente nestes eventos. Um exemplo é o sistema de drenagem, que não funcionando a contento, pode contribuir para cenário de incêndio em poça que, em situação de espalhamento, pode atingir áreas maiores potencializando os efeitos de danos materiais e humanos.

Durante as auditorias realizadas foram verificados os projetos dos seguintes sistemas: drenagem aberta e fechada, alívio e despressurização, detecção de fogo e gás e sistema de combate a incêndio.

O sistema automático de dilúvio é considerado a forma primária de proteção ativa para incêndios em áreas de produção [5]. Em instalações mais antigas, comumente o elemento de acionamento destes sistemas é o plugue fusível. Em auditoria em plataforma de produção foram evidenciados plugues fusíveis com distância em relação aos equipamentos em desacordo com o preconizado na Filosofia de Segurança vigente à época do projeto da unidade.

Em outra plataforma de produção auditada também foi constatado problema de localização de plugue fusível. Neste caso foi verificado plugue fusível sem fixação, encontrando-se pendurado, e outro apoiado no costado do equipamento, na parte superior de tanque de produto químico, entre outros que não foram instalados de forma adequada. No caso do plugue fusível apoiado no costado do equipamento, a forma de atuação do elemento pode estar comprometida, à medida que o derretimento de sua liga metálica causada por temperatura elevada na chapa do tanque pode fixá-lo a carcaça do tanque, prejudicando a perda de pressão no *tubing* e consequentemente o acionamento do sistema de dilúvio.

Em inspeção da ANP em uma plataforma de produção, foi observado acúmulo de água em pisos e diques de contenção ao redor de equipamentos estáticos e dinâmicos. Esta água acumulava-se devido à alta taxa de condensação do ar na superfície de alguns equipamentos como vasos separadores e em linhas, característica intrínseca devido ao fato de o processo atingir temperatura abaixo do ponto de orvalho. A água condensada deveria escoar pelo sistema de drenagem aberta, no entanto, isto não ocorria devido a dois fatores: (i) não

atendimento a critérios preconizados pela Filosofia de Segurança da instalação relativos ao dimensionamento da rede de drenagem e (ii) implementação parcial do projeto do sistema de drenagem aberta da plataforma, apesar de a mesma operar desde 2011.

Ainda que esta fosse uma plataforma de gás, existem líquidos combustíveis/inflamáveis em grandes quantidades, como por exemplo: condensado, álcoois e outros produtos inflamáveis estocados, que circulam no processo, em separadores ou em outros equipamentos. Um sistema de drenagem aberta deficiente apresenta, portanto, uma dificuldade em conter e direcionar para local seguro um inventário significativo de líquidos inflamáveis, em caso de perda de contenção. A importância do sistema de drenagem é reforçada em norma ISO 13702:1999, que afirma que deve ser dada importância ao papel do sistema de drenagem para prevenir que um vazamento de hidrocarbonetos maior acumule-se abaixo de vasos ou venha a contaminar níveis mais baixos da instalação [6].

De acordo com a Filosofia de Segurança da unidade, o sistema de drenagem aberta deveria ser dimensionado de forma a ser capaz de escoar a água de combate a incêndio, vazamento de líquido em caso de ruptura de conexão e águas pluviais.

No entanto, a auditoria constatou que no dimensionamento do sistema de drenagem da unidade foram considerados apenas o recebimento de água de combate a incêndio (vazão de dilúvio) e águas pluviais, não sendo considerado o caso de ruptura de conexão.

Como agravante à situação de acúmulo de água, o sistema de drenagem aberta da plataforma não havia sido implementado conforme previsto em projeto. Em relatório elaborado no mês em que a auditoria foi realizada, no qual foi analisada a implementação do projeto do sistema de drenagem, a operadora da instalação cita que restavam ser feitas a interligação definitiva dos ralos interligados provisoriamente e a fabricação de novos ralos em canteiro, totalizando cerca de cem ralos a instalar, além de recomendar a instalação de mais oito ralos não previstos inicialmente no projeto.

Ao serem questionados sobre a capacidade do sistema de drenagem em mitigar um possível vazamento, por exemplo na área de químicos, os interlocutores da instalação elaboraram durante a auditoria um documento no qual é apresentada a capacidade de sucção do sistema de dreno superior à vazão do vazamento causado por trinca em um tanque atmosférico de etanol, concluindo que o sistema estaria então adequado. No entanto, o documento não relaciona quais os padrões, normas ou boas práticas de engenharia que respaldam a metodologia utilizada para os cálculos, em desacordo com o a prática de Projetos do SGSO.

Determinada plataforma foi selecionada para realização de auditoria devido à grande quantidade de comunicados feitos à ANP relativos a eventos de princípio de incêndio, totalizando onze entre outubro de 2013 e julho de 2016. Destes, dez relatavam ignição de gás proveniente do vents dos tanques de carga, detectados pelo sistema automático para chama apontado para a torre do flare.

Durante a análise dos Relatórios Detalhados de Incidentes relativos a estes eventos, chamou a atenção o fato de que, apesar destes apontarem como fator causal questão ligada ao projeto da torre do queimador (proximidade entre o *vent* e o queimador do *flare*), as causas raiz apontadas pelo concessionário nos relatórios não estavam ligadas à Prática de Gestão de “Projeto, Construção, Instalação” e sim a “Identificação e Análise de Riscos” do SGSO.

Foi evidenciado que, apesar de o problema no vent ter sido identificado ainda na fase de projeto, em julho de 2009, não foi realizada qualquer alteração no projeto deste. A avaliação consistia em verificação da adequação do projeto em relação aos requisitos contidos em diversos documentos, dentre os quais foram listados dois documentos relativos à área de competência “Segurança”. O documento aponta que estudos de dispersão realizados na fase de *Front End Engineering Design* (FEED) relativos ao vent dos tanques de carga, localizado a 30 m na torre do flare, indicavam a possibilidade de concentrações de gás superiores a 20% do limite inferior de inflamabilidade (LII) nas áreas de deck abaixo da torre do flare. A avaliação do risco decorrente deste desvio classificou-o como médio.

Entretanto, não foi evidenciado que tenha sido estudada qualquer alteração no projeto para adequá-lo aos requisitos e minimizar o risco mencionado no estudo. É amplamente difundido que, quanto mais cedo é realizada uma mudança no projeto de uma instalação, menor será o custo dessa mudança e o seu impacto global.

Ainda na mesma plataforma, identificou-se que documentos que estabeleceram as bases de projeto para a unidade definem que as proteções passivas deveriam ser determinadas a partir dos resultados dos estudos de

segurança, mais especificamente do estudo de consequência ao fogo.

Dessa maneira, estudos realizados durante a fase de projeto da unidade, em 2010, recomendavam pela instalação de proteções passivas em equipamentos de processo, devido à obtenção, em estudo quantitativo, de uma frequência anual de perda das funções de integridade estrutural/estabilidade devido a incêndios acima do critério de aceitação. É mencionado que o maior contribuinte são os incêndios em poça, expondo elementos críticos da estrutura dos módulos. A proteção passiva é indicada para diminuir a um nível aceitável a probabilidade de escalonamento de cenários de incêndio, que levariam a colapso estrutural dos módulos. A proteção passiva tem o objetivo, entre outros, de proteger componentes críticos, tais como separadores, *risers* e válvulas de *emergency shut down* (SDVs) no topside [6].

Como recomendações elaboradas para mitigar essa questão, foram apresentadas no estudo de risco quantitativo (QRA): (i) Aplicação de proteção passiva contra fogo em partes críticas de equipamentos de processo; (ii) melhorar a capacidade de depressurização em segmentos críticos; (iii) instalar válvulas de parada de emergência para reduzir o volume de segmentos críticos. Não é mencionado quanto cada medida iria contribuir para a redução da frequência de comprometimento da estrutura a um nível dentro do critério de tolerância.

Foi evidenciado durante a auditoria que a recomendação de instalação de proteção passiva não foi implementada, com justificativa numa suposição feita pelo concessionário de que, caso considerados os efeitos do sistema de combate a incêndio, os valores de risco gerais seriam provavelmente reduzidos a valores aceitáveis. Não foi apresentado nenhum cálculo que suportasse tal suposição.

Para as demais ações apresentadas no QRA como forma de reduzir a probabilidade de escalonamento de cenários de incêndio, levando a colapso estrutural dos módulos, evidenciou-se que foram implementadas: (i) a instalação de mais SDVs, aumentando a quantidade de segmentos críticos e portanto reduzindo o volume dos mesmos, ao longo das linhas de óleo principais dos trens de processamento e (ii) a melhoria da capacidade de depressurização em um número de segmentos, através do Estudo de Integridade do Processo.

Não foi evidenciado, no entanto, que à época da adoção destas ações tenha sido calculada a redução subsequente do risco de colapso estrutural.

Estudos quantitativos realizados em 2015, baseados ainda em estudos da fase de projeto de 2010, reafirmaram os resultados para a perda de integridade estrutural fora do critério de aceitação e mantiveram como recomendação a necessidade de aplicação de proteção passiva.

Durante a auditoria ainda se encontrava em elaboração um estudo de Integridade Estrutural que considerava as modificações feitas na segmentação e depressurização, e os possíveis efeitos do sistema de dilúvio para adoção ou não das proteções passivas.

4.2. Gerenciamento de Mudanças

No escopo do projeto realizado, foram identificados processo de Gerenciamentos de Mudanças que não avaliavam adequadamente riscos adicionais introduzidos pela mudança analisada. Os desvios verificados poderiam tanto diminuir a efetividade das medidas preventivas quanto ampliar danos para incêndios e explosões, dessa forma impactando na capacidade de resposta da unidade a estes cenários.

Em plataforma de produção de gás, a planta de tratamento de projeto não era capaz de reduzir o teor de condensado de uma das correntes que saíam do separador primário, com traços deste. Esse problema impactava tanto na água produzida como na pureza do monoetilenoglicol (MEG) a ser reutilizado. Tornou-se necessária então, a busca de solução tecnológica capaz de efetuar a separação especificada, tendo sido implementado no ano de 2013 um pacote de filtração de forma a reduzir o teor de condensado da corrente.

O processo de Gestão de Mudança foi realizado mediante um Estudo de Perigos e Operabilidade (HAZOP), elaborado pela empresa que vendeu o pacote. Como consequência dos cenários de ruptura ou vazamento em linhas e acessórios, constavam derramamentos e transbordamento de água e condensado, sem serem citadas situações de incêndios e/ou explosões. No entanto, o ponto de fulgor da corrente principal de entrada, parâmetro físico essencial para determinação de inflamabilidade, não constava como premissa ou observação de nenhum dos estudos de risco da planta, sendo conhecido somente após ensaios em laboratório e estudo realizado durante a auditoria. Os estudos comprovaram que a corrente em questão (MEG rico), devido a seu ponto de fulgor, não deveria ser considerada inflamável, mas sim como combustível. As demais correntes, incluindo uma de condensado, com entradas e saídas no pacote por linhas flexíveis, não foram ensaiadas durante a auditoria.

Entretanto, na Análise Preliminar de Risco (APR) da fase de operação conduzida pelo operador da instalação, os cenários de “*grande liberação de produto químico*” e “*pequena liberação de água e condensado*”, correspondentes às correntes processadas pela planta de tratamento instalada possuem como consequências identificadas as possibilidades de “*incêndio em poça*” e “*incêndio em nuvem*”.

Dessa maneira, evidenciou-se que a APR da fase de operação foi desconsiderada para adoção de salvaguardas para os cenários de incêndio em poça ou incêndios em nuvem, na planta de filtração instalada.

Adicionalmente, durante a auditoria foi evidenciado que três documentos da instalação não apresentam os equipamentos constantes do pacote de filtração, são eles a classificação de áreas do *top deck*, o plano de segurança e o desenho de arranjo da unidade. Nestes documentos, a área na qual foi instalado o pacote é exibida como área para armazenamento e área de carga, finalidade à qual a área atendia antes da instalação do pacote de filtração.

Evidencia-se por meio do acima descrito um descumprimento à atualização de importantes documentos da unidade, relacionados a Gestão de Mudança que por fim, apesar de realizada, tem sua segurança comprometida pelo não atendimento de padrões e boas práticas de engenharia.

Em outra plataforma de produção, o operador da instalação realizou uma gestão de mudanças com o objetivo de reduzir o número de detectores de gás, baseado no estudo de dispersão de gases que originou a análise de locação destes sensores.

O estudo de locação de sensores recomendava a retirada de diversos sensores de gás nos vãos entre portas estanques do casario, considerando como premissa que fosse mantida uma pressão positiva nas áreas de acomodação. Essa pressão positiva deveria ser mantida pelo insuflamento de ar através de sistemas de ar condicionado e ventilação (VAC), e deveria contar com as portas das áreas de habitação mantidas fechadas na maior parte do tempo.

Durante a auditoria, foi constatado que o sistema de VAC encontrava-se degradado, com insufladores que atendem às regiões habitadas fora de condição operacional, o que prejudica o fornecimento de ar para as acomodações e escritórios.

Foi evidenciado que diversas portas permaneciam constantemente abertas, tendo sido verbalizado em entrevistas que as portas requerem manutenção constante e foram alvo das ações da campanha de UMS concluída recentemente, mas que ainda permaneceram diversas portas com problemas. A porta estanque não possuía fechamento por mola, permanecendo aberta. Como agravante, essas condições se encontram presentes em pontos de encontro de emergência que se localizam no casario. Segundo a Filosofia de Segurança da unidade, estes pontos são considerados como “Funções Principais de Segurança”. Todas essas condições fazem com que o operador da instalação não possa garantir que a premissa de pressão positiva no casario, mencionada no estudo de locação dos sensores, esteja atendida.

Foram retirados diversos detectores de gás, os quais representam salvaguardas ao cenário de entrada de gases inflamáveis ou H_2S no casario. A análise de risco da gestão de mudanças não avaliou as condições reais de manutenção da validade da premissa de pressão positiva nos ambientes que tiveram os sensores retirados.

Em outra unidade, foi identificado que guarda corpos de material metálico estavam sendo trocados, devido ao alto grau de corrosão, por outros em resina reforçada com fibra de vidro. A substituição foi precedida de uma gestão de mudanças, porém esta não avaliou adequadamente os riscos oriundos da mudança. Não foi evidenciado nenhum estudo conclusivo sobre a adequação do material para utilização em uma plataforma de produção de óleo e gás, especialmente em situações de ocorrência de incêndio, devido ao menor ponto de fusão deste tipo de material em relação aos materiais metálicos normalmente utilizados.

A Filosofia de Segurança preconizava que nas Instalações Marítimas de Produção existentes (em operação), a utilização do material alternativo ao aço para grades de piso, ficaria condicionada a uma análise de custo benefício, bem como de consequências de incêndio.

Foram realizados ensaios de resistência mecânica e propagação de chama do material citados a seguir: (i) resistência mecânica para o material em fibra de vidro utilizado para confecção de guarda-corpo; (ii) determinação da taxa de queima em plásticos e (iii) determinação da densidade óptica específica de fumaça.

Não foram encontradas avaliações sobre os resultados dos testes realizados em relação aos estudos de consequência a cenário de incêndio, certificação ou avaliação conclusiva atestando a segurança desse material usado como guarda corpo. Os ensaios apresentados apenas especificam os valores medidos para estas propriedades do material, sem, no entanto, apresentar nenhum critério de aceitação, ou seja, valores considerados adequados para a utilização do material à finalidade que se propunha.

Para a mesma empresa, em auditoria em outra unidade operacional, ao se avaliar o uso de pisos em fibra

de vidro foi apresentada uma norma interna elencando dois critérios para uso desse material: a localização da área e os resultados do estudo de consequência a incêndio. A elaboração desta norma deu-se pela necessidade, após experiência com deformação em escadas após incêndio maior ocorrido em instalação desta unidade operacional. Esta norma interna, no entanto, era aplicável somente à unidade operacional em questão, não se estendendo às demais unidades operacionais da empresa.

Para o caso da referida auditoria, não restou comprovada a adequação do material, seja por atendimento a norma interna ou através de certificação de adequação do material ao uso pretendido.

4.3. Gerenciamento e Integridade de Salvaguardas

Outro tema que foi avaliado durante as auditorias realizadas foi a integridade das salvaguardas identificadas para os cenários de vazamentos de fluidos inflamáveis. Esta integridade pode ser representada tanto por aspectos mecânicos da instalação ou um procedimento a ser seguido.

Questões de integridade mecânica são relevantes às plataformas em geral, aparecendo como a causa apontada em maior quantidade para incidentes de princípios de incêndio nos relatórios detalhados de incidentes elaborados pelos operadores de concessão.

Em auditoria, foi identificado que determinada plataforma de produção apresentava corrosão externa aparente em algumas válvulas, interligações em saídas de vasos, linhas, pisos, guarda-corpos e outros, o que prejudica quanto aos aspectos de integridade e vida útil esperada. Os processos corrosivos são agravados pela característica condensação da umidade do ar, especialmente em vasos separadores e linhas de temperatura externa abaixo do ponto de orvalho.

A unidade tinha manutenção prevista, com o apoio de Unidade de Manutenção e Segurança (UMS). Ainda assim é importante registrar constatação verbalizada por técnicos durante as auditorias a respeito da necessidade de equipes de manutenção maiores e mais efetivas no dia a dia, reduzindo a necessidade de longas intervenções.

A prática de grandes manutenções traz consigo riscos aumentados devido ao maior número de trabalhos simultâneos, especialmente os trabalhos a quente e trabalhadores contratados.

Boletim publicado pelo CSB [7] apresenta sete lições chaves para evitar a morte de trabalhadores durante trabalhos a quente em tanques, dentre as quais figura a recomendação de fornecer supervisão de segurança para contratados sobre perigos específicos do site, incluindo a presença de materiais inflamáveis. Outra lição chave que se torna crítica para contratados é “treinar exaustivamente”, o que inclui políticas, procedimentos de trabalho a quente, uso e calibração de detectores de gás combustível, nos equipamentos de segurança, nos perigos e nos controles de trabalhos específicos, em uma linguagem compreensível para a força de trabalho. Durante este ciclo de auditorias foi verificado um número significativo de não-conformidades com relação a capacitação, especialmente de contratados.

Importante observar que o processo de produção permanece na maior parte do tempo durante a campanha de manutenção com UMS, sendo apenas a menor parte do tempo a campanha realizada com parada da unidade, portanto a maior parte da duração da campanha de manutenção ocorre com a presença de fluidos inflamáveis ou combustíveis na vizinhança dos trabalhos executados.

A prática de postergar a manutenção da integridade vem sendo uma recorrência observada. De forma mais específica, o *guideline* do CCPS para segurança de processos baseada em riscos [8] menciona em relação à gestão de integridade necessária para evitar incidentes, que *“deve ser evitada a tentativa de programar a manutenção e reparos para a próxima vez que o equipamento quebrar (...) os reparos devem ser planejados e executados o mais rápido possível. Contribui para o risco a continuidade no tempo de uma degradação ou solução temporária disponível (presumivelmente abaixo do ideal). Um risco que pode ser tolerável se um reparo é feito dentro de uma semana poderá ser considerado intolerável se o mesmo reparo for postergado por dois meses”*.

Dentro do escopo do projeto, foi realizada auditoria em unidade que estava passando por campanha de manutenção com uso de UMS. Durante a inspeção na área foi observada a condição degradada de integridade em diversos equipamentos, tais como tubulações, válvulas, vasos e painéis na área do *turret*. Alguns dos desvios observados em auditoria ANP anterior se mantiveram inalterados na auditoria do projeto, em 2016, não tendo sido sanados no prazo estabelecido. Os armários de combate a incêndio estavam com componentes em falta, tais como: luvas metálicas e líquido gerador de espuma (LGE), vários desses apresentavam avarias que já haviam sido apontadas na auditoria anterior. Foi evidenciado também um armário de combate a incêndio

com a porta avariada, apresentando risco de queda de materiais.

Foram observados armários de combate a incêndio fechados por lacres ou cadeados, foi alertado ao agente regulado o risco de se dificultar o acesso da brigada de incêndio ao material do armário além do problema com a falta de padronização no controle, tendo em vista que alguns apresentavam lacre e outros não. A empresa alegou que tal medida foi necessária para coibir a retirada indevida de material dos armários por parte da força de trabalho.

De forma geral, foram observados pela equipe auditora problemas na integridade da unidade que, apesar de estarem sendo atendidos por meio da campanha de manutenção, mostram falhas na prática contínua da manutenção de integridade, deixando serviços rotineiros de manutenção para serem executados durante as campanhas intensivas com flotel. Isto reflete problemas na cultura de segurança, já que a gestão da integridade mecânica é parte crítica em termos de segurança operacional.

Situação de problemas de drenagem foi encontrada em plataforma de produção, na área de armazenamento de produtos químicos, local onde os tanques atmosféricos estocam um inventário significativo de produtos inflamáveis. As salvaguardas ao pior cenário previsto na Análise de Risco Preliminar para esta área (cenário de incêndio) são: o sistema de dilúvio automático, detectores de chama, *skid* de contenção e a rede de drenagem aberta.

Porém foram verificados, na área de produtos químicos, pontos onde a drenagem não estava com funcionamento adequado, apresentando alagamentos.

Conforme mencionado acima, a plataforma encontrava-se em campanha com uma Unidade de Manutenção e Segurança (UMS). A semana de auditoria da ANP coincidiu com a parada de produção da plataforma, que tinha duração prevista de 17 dias, em um período de manutenção previsto de seis meses.

Durante a auditoria, por diversas vezes foi afirmado pelos interlocutores que o nível de riscos na unidade era muito pequeno para perdas de contenção, incêndios ou explosões por conta da parada e fechamento de poços e consequente inventário reduzido de hidrocarbonetos na unidade.

Existia naquela ocasião um grande número de permissões para trabalhos simultâneos em curso e muitos trabalhadores de empresas contratadas envolvidos.

Durante a ida à área foram solicitadas cópias de permissões para trabalho (PTs) de serviços a quente verificados *in loco*. Metade das PTs analisadas haviam sido preenchidas com algum tipo de incorreção consequente de falta de entendimento dos riscos envolvidos na tarefa. As situações evidenciadas serão relatadas abaixo.

As situações evidenciadas eram relacionadas à falta de reconhecimento de riscos de geração de fonte de ignição para trabalho envolvendo equipamentos que poderiam gerá-las e erro na identificação da necessidade de medidas de controle relativas a liberação de inflamáveis para realização de trabalho a quente, tais como medição de atmosfera explosiva.

A noção da importância do tema é abordada em publicação do CSB [7], boletim que resume onze acidentes, dez destes com fatalidades. Dentre as lições apresentadas, figuram recomendações relativas a análise dos perigos (antes de iniciar trabalhos a quente, realize uma análise de perigos que identifique o escopo do trabalho, potenciais perigos e métodos de controle de perigos); e monitoramento da atmosfera (conduza um monitoramento de gás eficaz na área de trabalho usando um detector de gás combustível calibrado corretamente antes e durante as atividades de trabalho a quente, mesmo em áreas onde uma atmosfera inflamável não é esperada).

De maneira geral, foi identificado nas auditorias que esta recomendação não é seguida, uma vez que não foi comprovada a utilização de detectores de gás antes e durante os trabalhos a quente.

De modo a se perceber a gravidade da situação, no boletim do CSB, dentre os onze acidentes com explosão ou incêndio por trabalhos a quente relatados, em sete destes o não uso do detector foi determinante para que ocorressem. Nos demais, o detector foi mal utilizado. Alguns dos tanques envolvidos estavam sem uso, com pequena quantidade de material residual ou interligados a outros que tinham produto.

Outra situação agravante diz respeito ao controle das permissões para trabalho, por emitente, na instalação. Todo o controle de planejamento é feito por meio de sistema específico, onde se obteve a amostragem do número de PTs por emitente, contabilizando até 50 registros abertos para cada emitente, ficando a cargo dos mesmos controlar o número de atividades simultâneas pelas quais são responsáveis. O número previsto no procedimento para acompanhamento simultâneo por emitente ou pessoa designada por esse é de 07 (sete) PTs em condições normais e 14 (quatorze) no caso de serviços com flotel, sendo que destas, somente oito podem ser para serviços a quente. O procedimento de Permissões de Trabalho não deixa claro se

o número máximo de PTs que “poderão ser acompanhados simultaneamente pelo Emitente da PT ou representante por ele designado” se refere ao número máximo com registro aberto por emitente, ou ao número máximo sendo executado simultaneamente sob sua responsabilidade.

É importante registrar que alguns dos princípios de incêndio que escalonaram para cenários mais graves analisados pela ANP têm relação com a falta de supervisão em áreas adjacentes durante serviço a quente. Nestes eventos, inicialmente não se percebeu a existência de chama iniciada durante o trabalho a quente, o que ocorreu quando o incêndio tomou maior proporção e ocasionou perdas materiais e risco elevado à vida e à instalação.

Outra plataforma também apresentou desvio relativo a salvaguardas, nesse caso para proteção passiva e ativa na área do *cellar deck* norte. Em estudo de análise da proteção passiva datado de 1996, equivalente a um estudo de consequência ao fogo da instalação, para a hipótese acidental de aquecimento do convés a partir de incêndio proveniente da liberação de gás do gasoduto de exportação, a consequência foi classificada como catastrófica.

Um incêndio de gás no conector de exportação de gás, devido a presença de um flange de interligação abaixo do *cellar deck* norte, poderia gerar um incêndio com chamas que envolveriam toda a parte norte da plataforma. O estudo afirma que “este incêndio pode vir a causar um colapso de toda a plataforma, uma vez que atingiria diretamente a coluna da jaqueta”.

Considerando a hipótese acima, o estudo apontou a necessidade de aplicação de proteção passiva estrutural no *cellar deck*, além de outros pontos nos quais não havia proteção passiva.

Conforme norma ISO 133702:1999 que versa sobre controle e mitigação de incêndios e explosões em instalações de produção marítimas [6], o objetivo da proteção passiva entre outros é minimizar o dano à instalação ao proteger partes estruturais críticas, e especialmente aquelas essenciais ao suporte de refúgio temporário, rotas de evacuação para e saindo dos refúgios temporários e outros equipamentos críticos.

Adicionalmente na conclusão do estudo é afirmado que “*com relação ao Conector de Exportação de Gás, deve-se destacar que a inexistência de válvulas de retenção ou bloqueio ao longo da linha implica em incêndios de grande severidade, com chamas que podem envolver área significativa da plataforma*”.

Vinte anos após o estudo de 1996, durante uma campanha de UMS, o relatório de inspeção de proteção passiva concluiu que esta não foi implementada em determinadas partes do *cellar deck* norte. A situação evidenciada durante a auditoria foi que seis vigas nesta área não contavam com a proteção passiva estrutural.

A Análise Preliminar de Risco (APR), de 2016, recomendava realizar um estudo de propagação de incêndio para o trecho de exportação de gás, desde a válvula na saída dos turbo compressores até o gasoduto de exportação, considerando o cenário de incêndio; e implementar as recomendações do estudo. Para tal cenário, o estudo de propagação de incêndio deveria avaliar a necessidade de instalação de válvula de bloqueio submarina no gasoduto de exportação, conforme previsto na Filosofia de Segurança.

Na Filosofia de Segurança constava que, como uma abordagem inicial, deveria ser considerada a instalação de válvulas submarinas de isolamento automático nos gasodutos de exportação e de importação e nos dutos de produção de poços satélites produtores de gás. Esta recomendação apresentava o status “em andamento”, com prazo de conclusão para julho de 2018.

Em plataformas, além da proteção passiva existem as proteções ativas ao fogo [5], de atuação automática ou manual. A técnica de segmentação por bloqueio é muito importante para a redução de perigos, ao bloquear a interface entre segmentos de tubulações e equipamentos, e seus respectivos inventários de hidrocarbonetos, impedindo a propagação de um possível incêndio para outro trecho [6]. Esta proteção dada por uma válvula de segmentação de inventário, *shut down valve* (SDV), não foi instalada. Dessa maneira, a área do *cellar deck* estava desprotegida em caso de incêndio, tanto em relação a proteção ativa quanto em relação a proteção passiva, conforme mostrado a seguir na Figura 5.

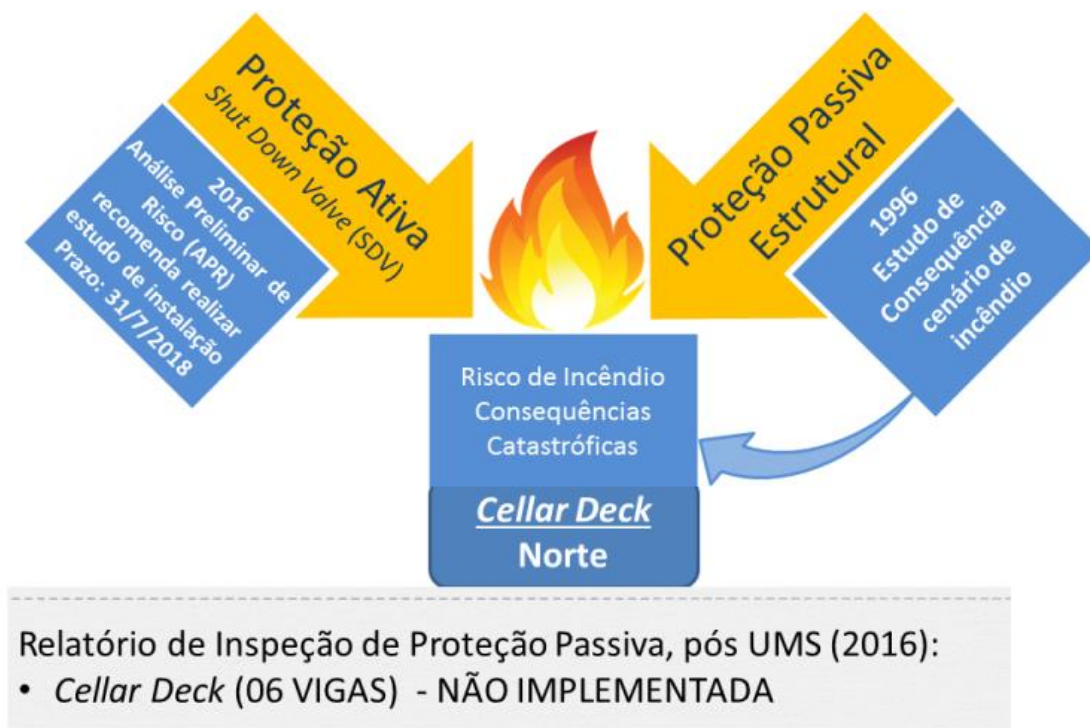


Figura 5 – Resumo das falhas para proteção passiva e ativa na mesma unidade

4.4. Planejamento e Preparo para Emergências

Em um momento tenso de crise é necessário que se tenha planos de resposta bem conhecidos pelas pessoas que irão executá-los, que neste caso são os ocupantes de funções na Estrutura Organizacional de Resposta (EOR). Caso negativo, as ações podem não ser efetivas e na pior das hipóteses, ocorrer o agravamento da situação acidental.

Os simulados também são fundamentais, pois por meio da execução destes é possível verificar os desvios e corrigi-los, permitindo melhoria contínua no desempenho das ações de resposta a emergência, diminuindo os danos a pessoas, à instalação e ao meio ambiente.

O Plano de Resposta a Emergência (PRE) é primordial para garantir ações de controle e mitigação em incêndios e explosões, portanto as instalações auditadas tiveram seus PREs verificados.

Em uma das unidades auditadas foi evidenciado que os planos apresentavam falhas no que tange a Estrutura Organizacional de Resposta. Foi verificado que para algumas funções previstas na EOR não constava o cargo de quem desempenhava a função “Titular” ou “Substituto eventual” no PRE, bem como planos de ação para determinados cenários se referiam a funções que não estavam definidas no organograma da EOR.

Os procedimentos para Resposta a Incidentes bem como o Plano de Emergência Individual da Plataforma Unificado (PEI) trazem como um dos objetivos em seus textos a “adoção da Estrutura Organizacional de Resposta (EOR) em acordo com o Incident Command System (ICS)”. Ao se observar as EORs adotadas nos documentos acima citados não foi constatada a efetiva adoção do modelo preconizado internacionalmente, com sério prejuízo à facilitação que este modelo se propõe, aparecendo no conjunto apenas um ou dois cargos com nomes e atribuições de acordo com o ICS. Diversas funções preconizadas pelo ICS não foram previstas na EOR da unidade auditada, tais como a função de planejamento ou logística.

Em outra unidade auditada existia um sistema onde o documento referente ao PRE ficava armazenado no idioma inglês. O problema maior encontrado foi que existiam arquivos diversos para o mesmo plano, especialmente com relação à versão vigente, constando datas diferentes.

Fica claro que no ambiente conturbado de uma emergência, este tipo de dificuldade pode criar insegurança aqueles responsáveis por acessar o PRE e executá-lo.

Outro problema que ocorreu em relação à mesma instalação foi que na versão impressa do PRE no idioma português faltavam as seções que continham os procedimentos a serem adotados para os cenários de “incêndios”, “alarme de H₂S” e “checklist de resposta para o OIM”.

Portanto, o operador da instalação não evidenciou um controle da versão atualizada de forma inequívoca para o Plano de Resposta a Emergência, tanto na versão eletrônica quanto na impressa. Existia dificuldade em saber qual a versão do manual de resposta a emergência em uso e falta de seções na versão impressa a bordo (texto em português).

Em outra unidade auditada também foram identificados problemas relativos ao Plano de Resposta a Emergência. Neste caso, o plano de resposta a emergência disponível no sistema de gestão documental da empresa apresentava em língua inglesa, revisão 1 (2015), um total de 29 planos de ação para cenários acidentais, enquanto a versão em português permanecia na revisão 0, de 2014, com apenas 23 planos de ação. Mais especificamente, não constavam na versão em português do Plano de Resposta a Emergência os planos de ação relativos aos seguintes cenários acidentais:

- Vazamento e detecção de gás no *turret*, na sala de bombas e áreas abertas;
- Incêndio/explosão nos módulos de utilidades e laboratório;
- Choque elétrico;
- Ignição e incêndio no *vent* de carga.

Observando-se os cenários acidentais faltantes no PRE em português, nota-se que estes são de suma importância para a prevenção e mitigação de cenários de incêndio e explosão, uma vez que três são relativos a cenários de vazamento de gás e dois são relativos a cenários de incêndio ou explosão.

Esta falta de planos de ação no PRE em português, aliado ao fato de a força de trabalho da unidade ser composta por pessoas de diversas nacionalidades, pode comprometer a capacidade de resposta da unidade em caso de ocorrência de um destes cenários acidentais. Cabe ressaltar que a unidade auditada foi selecionada para realização de auditoria pela ANP devido à quantidade de comunicados relativos a eventos de princípio de incêndio na unidade, dos quais treze eram relativos a ignição de gás do *vents* dos tanques de carga.

A adição do cenário de ignição do *vent* ao Plano de Resposta a Emergência da unidade foi uma das recomendações provenientes da investigação destes acidentes, logo, pode-se considerar que esta recomendação foi implementada de forma parcial, uma vez que contava apenas no PRE em inglês.

Ainda relativo ao planejamento e preparo para emergências desta unidade auditada, analisando-se os simulados de emergência realizados nos anos de 2015 e 2016, concluiu-se que os mesmos não contemplaram todos os cenários de emergência previstos no Plano de Resposta a Emergência. Especialmente, não foi possível evidenciar a realização de simulados abrangendo quatro cenários previstos no PRE, dos quais dois são diretamente relacionados ao tema incêndios e explosões: liberação de hidrocarbonetos nas *flowlines* e *riser* (cenário que pode escalar para um cenário de incêndio ou explosão) e fogo/explosão na casa de bombas.

Em outra plataforma, os exercícios simulados dos cenários acidentais identificados pelos estudos de riscos da unidade, após serem realizados, eram avaliados pelo próprio operador e esta análise identificava os pontos positivos e os problemas encontrados, que geravam ações com designação dos responsáveis para cumprimento. Tais ações eram registradas como oportunidades de melhoria nos relatórios das atividades.

Um dos cenários acidentais, relativo a incêndio e explosão, foi simulado em diversas semanas do ano de 2015. As análises dos resultados dos exercícios deste cenário apontaram itens de oportunidade de melhoria que foram recorrentes em três exercícios simulados consecutivos. Os itens recorrentes eram relativos a reforçar à força de trabalho que os coletes a serem portados não deveriam ser os do ponto de reunião e sim do camarote, salvo não existir a possibilidade de recolher os coletes no camarote; não funcionamento dos rádios fixos de determinadas baleeiras e à existência de áreas da plataforma nas quais não se ouviam os informes de *intercom*.

Outro item, que recomendava que fosse informado nos pontos de reunião para o grupo quais eram os comportamentos esperados durante a faina, se repetiu por dois simulados consecutivos.

A recorrência destes desvios observados em simulados subsequentes indica que, mesmo tendo sido identificados os desvios, as ações para corrigi-los não foram implementadas no período compreendido entre a identificação do desvio e o simulado subsequente, ações estas de suma importância para garantir um Plano de Resposta a Emergência eficaz. Dessa maneira, caso neste período tivesse ocorrido uma emergência real, a efetividade da resposta a emergência estaria comprometida.

Foi verificado que um dos pontos de encontro estava obstruído por andaimes durante a realização da auditoria, assim como alguns trechos da rota de fuga, em função de trabalhos da UMS. Ao ser questionado quanto ao procedimento adotado de resposta a emergência, no que se refere à evacuação para os pontos de encontro e de abandono, foi informado pelo operador que toda a força de trabalho estaria orientada a se atentar às primeiras orientações transmitidas pelo *intercom*, para saber como deveriam proceder no caso de acidente. No entanto, o *intercom* não era escutado em toda plataforma, conforme identificado de maneira recorrente nos

simulados realizados.

O somatório desta série de situações poderia comprometer a execução do Plano de Resposta a Emergência em um eventual acidente que necessitasse de evacuação e abandono.

5. CONCLUSÕES

Este trabalho de avaliação de desempenho trouxe aos envolvidos, tanto para a equipe da ANP quanto para os auditados a possibilidade de melhor reconhecimento da atual situação das instalações e possibilidade de aperfeiçoamento para as questões identificadas como precursoras de eventos de incêndios e explosão.

Retomando o conceito abordado na introdução deste trabalho, relativo aos elementos necessários para ocorrência de incêndio e/ou explosão, tem-se inicialmente a perda de contenção (vazamento) até determinada concentração de vapores inflamáveis na mistura com o ar, seguida de encontro de fonte de ignição.

Ressaltando a importância do conhecimento por parte da força de trabalho das diferentes fontes de ignição e diversidade de produtos inflamáveis e combustíveis presentes em uma plataforma, concentrar esforços na diminuição das perdas de contenção para os produtos inflamáveis mostra-se como uma excelente meta, de forma a evitar os eventos precursores de incêndios ou explosões com danos significativos a pessoas e instalações. Considera-se que as ações devem ser mais abrangentes e ir além da conscientização da força de trabalho.

Focando na perda de contenção e sua relação com integridade, as situações verificadas solicitam melhor conhecimento do modelo adotado. O diagnóstico realizado mostra que as ações de manutenção estão sendo postergadas e concentradas para a realização de campanha de UMS, inclusive para serviços que poderiam ser realizados em menor prazo e que não demandariam parada da unidade e recursos especiais. Tal situação gera uma programação de serviços extensa e complexa, que consequentemente introduz riscos de maior proporção em relação aos riscos de campanhas menores ou de manutenção diária, os quais precisam ser melhor avaliados.

No que diz respeito a apuração das causas raiz dos eventos princípios de incêndio comunicados pelos operadores a ANP, não foram apontadas causas raiz relacionadas às práticas de gestão (PG) nº 1 e nº 11 do SGSO, respectivamente “Cultura de Segurança, Compromisso e Responsabilidade Gerencial” e “Elementos Críticos de Segurança Operacional”.

As causas apontadas nos relatórios analisados são de forma geral causas diretas, dessa maneira as ações elaboradas para tratá-las são efetivas apenas em termos de ações corretivas. As investigações realizadas pelos operadores não foram bem-sucedidas no sentido de chegar às causas raiz, relacionadas às falhas no sistema de gestão que propiciaram o acontecimento do evento acidental analisado. Logo, ações apontadas têm eficácia limitada no sentido de prevenir a recorrência de eventos semelhantes.

Se uma análise que chegasse às falhas nos sistemas de gestão envolvidos viesse a ser aplicada, certamente itens relacionados à Prática de Gestão nº 1 (Cultura de Segurança, Compromisso e Responsabilidade Gerencial) seriam apontados em algumas situações.

Como eventos de princípios de incêndio são de maior frequência e geradores de indicadores, não perceber na causa raiz a relação com, por exemplo, Cultura de Segurança, que envolve valores e políticas de segurança; ou elementos críticos, que já encerra em si mesmo a falha de dispositivos específicos à prevenção, pode trazer prejuízo para o direcionamento dos esforços nas principais causas geradoras.

Dessa maneira, a principal contribuição deste trabalho é a possibilidade de direcionamento dos esforços dos operadores de plataformas de produção de forma a tratar as causas mais recorrentes para este tipo de evento, visando melhoria contínua da Segurança Operacional nas instalações de Produção operando no Brasil.

[As opiniões apresentadas neste trabalho são de responsabilidade de seus autores – com base nos dados atuais e sua experiência – e não necessariamente refletem a opinião institucional da ANP.]

6. REFERÊNCIAS

- [1] ANP. Base de Dados do Sistema Integrado de Segurança Operacional – Plataforma de Comunicação de Incidentes à Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis.
- [2] ANP. Manual de comunicação de incidentes. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/comunicacao-e-investigacao-de-incidentes?view=default>>. Acesso em novembro/2017.
- [3] Relatório Anual de Segurança Operacional ANP 2015.
- [4] ANP. Resolução 43/2007. Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional das Instalações Marítimas de Perfuração e Produção de Petróleo e Gás Natural. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/fiscalizacao-da-seguranca-operacional/gerenciamento-de-seguranca-operacional-sgsot>>. Acesso em novembro/2017.
- [5] PREVENTION AND CONTROL OF FIRES. Health and Safety Executive (UK) – Disponível em: <<http://www.hse.gov.uk/maritimas/strategy/index.htm>>. Acesso em outubro/2016.
- [6] INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. ISO 13702: Petroleum and natural gas industries – Control and mitigation of fires and explosions on offshore production installations – Requirements and guidelines – First edition, 1999.
- [7] U.S. CHEMICAL SAFETY AND HAZARD INVESTIGATION BOARD – Sete Lições Chaves para Evitar Mortes de Trabalhadores Durante Trabalhos a Quente em Tanques (2010)
- [8] Guidelines for risk based process safety, AIChE, CCPS, 2007, Wiley.
- [9] PORTELA, GERARDO. *Gerenciamento de riscos na indústria de petróleo e gás: offshore e onshore*. 1ª edição – Elsevier, Rio de Janeiro, Brasil, (2015).