

Desafios na Implantação da Sistemática Proposta pelo API e IOGP de Indicadores de Desempenho em Segurança de Processo

Monteiro, G.P., Carvalho, F. A. F & Lacerda Filho, M. C.
Petrobras, Rio de Janeiro, Brasil

1. INTRODUÇÃO

O interesse pela área de indicadores de segurança de processo na indústria química e, em especial, no segmento da indústria de óleo e gás cresceu após o acidente ocorrido em 2005, em uma refinaria da BP (*British Petroleum*) localizada nos Estados Unidos. Durante a partida de uma unidade de isomerização, uma torre de fracionamento foi completamente cheia de líquido, levando a uma liberação não planejada e não controlada de hidrocarboneto para a atmosfera, resultando em uma explosão que provocou 15 mortes e deixou 170 pessoas feridas [1].

O processo de investigação deste acidente [1] deixou evidente que os indicadores de segurança utilizados na planta da BP não eram adequados ao monitoramento da segurança de processo. As métricas utilizadas consistiam em indicadores de segurança ocupacional, como as tradicionais taxas de frequência de acidentados com e sem afastamento, entre outras. Por não estarem focados nos eventos relacionados diretamente à planta de processo, esses indicadores não eram adequados para prever os cenários de baixa frequência, porém de consequências severas, geralmente relacionadas a eventos de perda de contenção primária, vazamentos, incêndios, explosões, entre outros efeitos. [2]

A partir da constatação que a incompleta estratégia de monitoramento por indicadores de segurança adotada na BP era uma realidade na indústria de processo, diversas instituições promoveram trabalhos e publicaram orientações voltadas ao estabelecimento de métricas que de fato permitissem monitorar os eventos de processo. Finalmente em 2010, é publicada a Prática Recomendada do API (*American Petroleum Institute*) sobre o tema, API RP 754 [3] e, em 2011, o IOGP (*International Organization of Oil & Gas Producers*) emite o seu relatório 456 [4]. Este último basicamente se restringiu a ser uma cópia da referida publicação do API, salvo por conter algumas orientações, necessárias para tratar especificidades das instalações marítimas de produção e perfuração.

A abordagem adotada pelo API e IOGP para o estabelecimento de indicadores de segurança de processo classifica essas métricas em quatro camadas ou “*Tiers*”, dispostas em uma pirâmide onde os eventos de processo são agrupados conforme suas consequências, de forma análoga à pirâmide de acidentes proposta em 1931, por H. W. Heinrich [5], que estabeleceu essa abordagem com base em sua experiência na área de seguros. Nesta estratégia, dois conceitos chaves podem ser descritos, a saber: 1) os acidentes podem ser dispostos em uma escala representativa do nível de suas consequências e 2) diversos eventos de consequências menos severas ocorrem antes que um acidente de maiores proporções se desenvolva, mostrando que existe uma relação preditiva entre os eventos de menores consequências (base da pirâmide) com os de maiores consequências (topo da pirâmide). A Figura 1 ilustra a abordagem adotada pelo API e IOGP, destacando que as métricas voltadas ao monitoramento dos acidentes do topo da pirâmide têm um caráter mais reativo (“*lagging*”), enquanto que aquelas associadas aos eventos da base apresentam um caráter mais preventivo (“*leading*”).

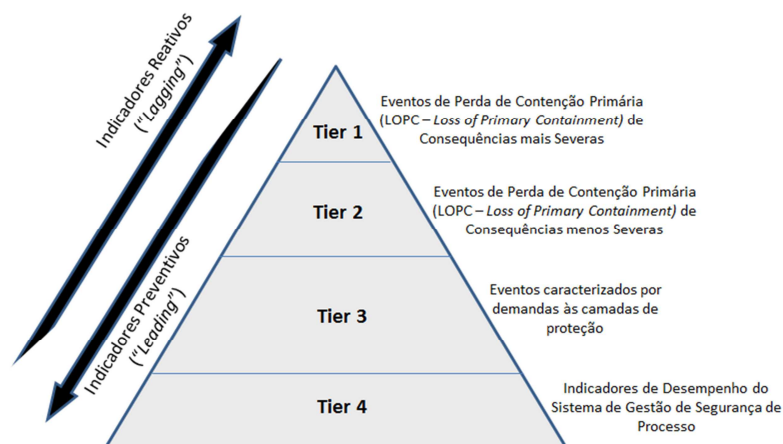


Figura 1 – Pirâmide de Indicadores de Segurança de Processo – Adaptado de [3, 4].

A delimitação das camadas da pirâmide foi estabelecida com base no modelo acidental que ficou conhecido como “Modelo do Queijo Suiço”, proposto por REASON [6]. Este modelo, ilustrado na Figura 2, propõe que os perigos existentes em uma unidade de processo estão contidos por múltiplas barreiras ou camadas de proteção. Entretanto, essas barreiras apresentam fraquezas ou falhas, ilustradas no modelo por buracos existentes nas várias camadas. O alinhamento dessas fraquezas pode propiciar a liberação não planejada ou não controlada do perigo que tais barreiras deveriam conter [7].

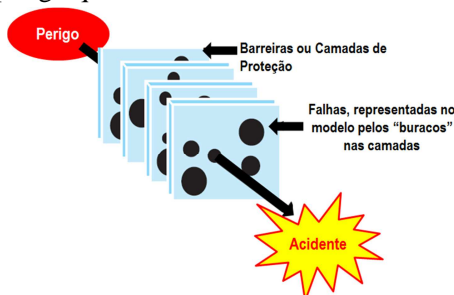


Figura 2 – Modelo Acidental do “Queijo Suiço” – Adaptado de [7]

A adoção deste modelo como base para o estabelecimento das camadas da pirâmide e, conseqüentemente, para a definição dos quatro tipos de indicadores de desempenho propostos (Tier 1, 2, 3 e 4) transforma essa abordagem em uma estratégia fundamentada em risco (“risk-based”) e, desta forma, a primeira questão que se apresenta para a formulação de métricas corresponde à pergunta chave de qualquer processo de análise de riscos: “o que pode dar errado?”. Essa questão direciona o levantamento de potenciais cenários de acidentes de processo. Ao levantar o cenário ou o par “causa-consequência” da hipótese acidental, torna-se fundamental a identificação das barreiras ou camadas de proteção que visam: 1) interromper a cadeia de eventos que segue uma causa iniciadora, de forma a evitar que o cenário evolua para uma perda de contenção primária de produtos perigosos; 2) reduzir a severidade ou limitar as consequências do cenário.

Com a adoção do referido modelo acidental, grande foco é colocado no chamado evento de perda de contenção primária (LOPC – *Loss of Primary Containment*). Estes são os eventos onde a cadeia acidental evoluiu até a ocorrência de uma liberação não planejada ou não controlada de materiais perigosos para fora de sua contenção primária, ainda que o material liberado tenha sido limitado pela atuação de uma camada mitigadora, como uma contenção secundária (ex.: dique de contenção). A contenção primária corresponde aos equipamentos e sistemas (como tubulações, vasos, etc.), que funcionam como primeira contenção do material. Os eventos de perda de contenção primária de maior

severidade são equivalentes ao que o API designa como evento de segurança de processo (PSE - *Process Safety Event*) *Tier 1*. Já as perdas de contenção primária de consequências menos severas, conforme critérios estabelecidos em [3, 4], serão agrupados na camada *Tier 2*. Os eventos caracterizados por demandas às camadas de proteção que visam evitar a LOPC serão agrupados na camada *Tier 3*. E finalmente, na quarta camada (*Tier 4*), serão agrupados os eventos que permitem monitorar a execução e os resultados das atividades ou processos de trabalho responsáveis por garantir a integridade, disponibilidade e confiabilidade das camadas de proteção. De forma simplificada, esta última camada é aquela onde são monitorados os elementos de gestão de segurança de processo.

Após a publicação das práticas recomendadas do API e IOGP [3, 4], diversas operadoras iniciaram a implantação de seus programas de indicadores de segurança de processo. Os indicadores mais reativos (*Tiers 1 e 2*) são publicados pelas companhias, de forma a prover maior transparência acerca de seu desempenho em segurança de processo e a fornecer informações que possibilitem um processo de *benchmarking*. Como disposto em [8], o número crescente de companhias que tem publicado os resultados dessas métricas demonstra a adesão da indústria de óleo e gás às práticas dispostas em [3,4].

Entretanto, a implantação da sistemática proposta pelo API e IOGP em uma companhia de energia, sobretudo de óleo e gás, é repleta de desafios e soluções precisam ser adotadas para que o escopo do programa de indicadores, as definições e conceitos adotados, bem como a sistemática de reporte de eventos e monitoramento dos resultados das métricas estejam adequados às atividades de processo e às especificidades de cada segmento operacional, *upstream* e *downstream*.

2. OBJETIVOS DO TRABALHO

O presente artigo tem por objetivo descrever os desafios enfrentados e as soluções adotadas para implantação da sistemática proposta pelo API [3] e IOGP [4] de indicadores de desempenho em segurança de processo, em uma Companhia de energia, com atividades que permeiam os vários segmentos da indústria de óleo e gás. Serão discutidos os diversos aspectos propostos nas práticas recomendadas das referidas instituições [3, 4] que precisaram ser ajustados e complementados a fim de que pudessem ser adequados às atividades e especificidades da Companhia. Vale ressaltar que o estabelecimento dessas métricas pelo Setor Corporativo de Segurança tinha por objetivo a implantação de tais indicadores, de maneira uniforme, nas várias Áreas de Negócio que possuem instalações de processo.

Definir o que se entendia por “instalações de processo” e quais atividades deveriam ser incluídas no contexto de reporte e monitoramento desses indicadores foi o primeiro desafio enfrentado. Em outras palavras, foi preciso redefinir e adequar o escopo de aplicação da abordagem proposta em [3, 4].

Outro desafio foi adequar a terminologia, de maneira a criar uma correspondência entre as definições estabelecidas nas referidas práticas [3, 4] para os chamados “eventos de segurança de processo” (PSE – *Process Safety Events*) *Tier 1, 2, 3 e 4*, à terminologia tradicionalmente adotada na área de segurança no Brasil, que faz uso dos termos: acidentes, incidentes e desvios.

A experiência de iniciar o trabalho pela implantação dos indicadores com caráter mais reativo (“*lagging indicators*”), *Tiers 1 e 2*, se mostrou vantajosa no que se refere ao estabelecimento de uma cultura de reporte dessas métricas e melhoria na qualidade dos registros, o que será discutido.

A ausência na prática do IOGP [4], de indicadores mais específicos para o segmento *offshore* de produção e de intervenção em poços será também abordada. O foco nos eventos de perda de contenção primária, conforme definido em [3, 4] pode ser adequado às unidades de refino, gás, química e petroquímica, mas se torna incompleto no universo das unidades marítimas de produção e, principalmente, das sondas.

Por fim, será apresentada a sistemática estabelecida de monitoramento e análise dos resultados das métricas reativas (*Tiers 1 e 2*), bem como os próximos passos do programa de indicadores.

3. DESAFIOS E SOLUÇÕES ADOTADAS NA IMPLANTAÇÃO DO PROGRAMA CORPORATIVO DE INDICADORES DE SEGURANÇA DE PROCESSO

3.1 *Escopo do Programa de Indicadores de Segurança de Processo*

A prática recomendada do API é aplicável às indústrias petroquímicas e de refino, mas ressalta que pode ser estendida a outros segmentos e processos operacionais para os quais os eventos de perda de contenção tenham potencial de causar danos [3]. O IOGP [4] estendeu a prática recomendada do API [3] para o segmento *upstream* da indústria de óleo e gás, de forma a incluir as atividades de produção e perfuração, sejam marítimas ou terrestres.

Ambas as práticas recomendadas [3, 4] se destinam aos eventos ocorridos em instalações de processo, as quais são definidas em [3], como as plantas de produção, distribuição, estocagem, utilidades e plantas piloto utilizadas na produção de produtos petroquímicos e derivados refinados de petróleo. Já em [4], o termo “processo” é utilizado para definir as plantas utilizadas nas operações de produção e perfuração.

São excluídos do escopo de aplicação dessas práticas [3, 4], eventos como os descritos a seguir:

- operações de transporte marítimo ou terrestre (seja por trem ou caminhão), exceto quando a instalação de transporte estiver conectada a uma instalação de processo para os propósitos de transferência de produto ou estocagem;
- emissões rotineiras reguladas;
- eventos ocupacionais (como quedas, escorregões, etc.) que não estejam diretamente associados às atividades de resposta a um evento de perda de contenção primária;
- operações de abastecimento de equipamentos estacionários ou móveis (como caminhões, geradores a diesel, etc.) com combustível;
- eventos de LOPC em equipamentos auxiliares não conectados ao processo (como amostradores).

Algumas dessas exclusões geram muitos questionamentos e dúvidas. É o caso, por exemplo, de eventos de LOPC ocorridos em navios aliviadores ou embarcações de apoio transportando insumos, como *diesel*, quando tais embarcações estiverem desconectadas de uma “instalação de processo” (como um FPSO – *Floating, Production, Storage & Offloading*). Tais eventos não serão considerados acidentes de segurança de processo, o que já nos mostra que o programa proposto pelas práticas internacionais não é capaz de refletir de forma completa e abrangente, os processos de trabalho e as tipologias acidentais que caracterizam em especial, o segmento *offshore* da indústria de óleo e gás. Isso exige das Companhias operadoras, atenção especial para reconhecer essa lacuna, a fim de incluir o reporte e monitoramento desses eventos em métricas específicas, capazes de refletir tais acidentes de transporte. Esses eventos têm características diferentes daqueles que ocorrem em uma planta de processo, o que de fato, exige métricas dedicadas, mas a indústria precisa estar alerta a esta necessidade.

Quanto às liberações ocorridas em dutos de transferência ou transporte, enquanto o API [3] exclui tais eventos de seu escopo de reporte, o IOGP [4] compreende a necessidade de incluir as perdas de contenção ocorridas nos dutos de transferência sob controle da companhia no programa de indicadores. Para uma companhia que possui dutos de transferência interligando, por exemplo, unidades marítimas de produção às instalações terrestres de tratamento, bem como dutos de transporte para distribuição de produtos derivados de petróleo, é fundamental a gestão de integridade dos sistemas que garantem esse modal de escoamento de materiais. Portanto, a fim de garantir uma adequada gestão da segurança de processo nesses sistemas, a inclusão no programa de indicadores, de eventos de LOPC ocorridos em dutos se apresentou como a decisão mais adequada, exigindo neste ponto, uma adaptação no escopo proposto pelas práticas internacionais.

Outras adaptações e inclusões precisaram ser realizadas para estender a abordagem do programa de indicadores de segurança de processo a determinadas atividades para as quais os eventos de LOPC representam uma ameaça à segurança e à sustentabilidade das operações. Desta forma, o escopo do programa foi estendido às instalações destinadas à: produção de fertilizantes; produção de fontes alternativas de energia (ex.: etanol, biodiesel, etc.); centrais termoeletricas (excluindo-se os sistemas de transmissão); atividades de tancagem, transporte e transferência (respeitando-se as exceções de LOPC em instalações de transporte marítimo e terrestre, como navios e caminhões); terminais de aviação e bases de distribuição (alimentadas diretamente por dutos a partir de uma unidade produtora).

Quanto às atividades de intervenção em poços, de forma a respeitar-se o proposto pelo IOGP [4], foram incluídas no programa de indicadores as avaliações exploratórias, atividades de perfuração, completação e manutenção de poços (*workover*), bem como testes de longa duração, desde que a sonda esteja conectada ao poço, excluindo-se, portanto, as atividades de preparação realizadas antes da conexão com o poço. Em resumo, os eventos de LOPC ocorrido em sondas somente são apropriados no contexto de reporte de eventos de segurança de processo quando a sonda está operando “*in hole*” [4].

Eventos ocorridos em atividades de perfuração, tais como perda de circulação, perda de fluido de perfuração, *kick* ou *underground blowout* são excluídos dos indicadores *Tier 1* e *2*, a menos que tenham provocado a perda de contenção primária de materiais como gás, óleo, fluido de perfuração ou outros fluidos na superfície do solo, no leito marinho ou na própria sonda de perfuração [4]. Esse critério é passível de questionamento, como será discutido na seção 3.4 deste artigo. Apesar do IOGP indicar como boa prática, o uso de indicadores *Tier 3* para monitoramento desses eventos (como *kicks* que não evoluíram para um *blowout*) [4], nenhuma métrica mais específica é proposta, apesar da importância que o monitoramento desses eventos apresenta para a prevenção de acidentes severos nas atividades de intervenção em poços, novamente evidenciando lacunas nesta prática recomendada.

Pode-se concluir pelo exposto que, no que se refere ao escopo de aplicação do programa de indicadores de segurança de processo, a abordagem proposta nas práticas recomendadas internacionais precisa sofrer adaptações, a fim de tratar com maior completeza a ampla e complexa gama de atividades existentes em companhias que atuam nos diversos segmentos da indústria de óleo e gás.

3.2 O Desafio de Adaptação da Terminologia

O API [3] e o IOGP [4] definem em suas práticas os chamados “eventos de segurança de processo” (PSE – *Process Safety Events*). Pelo API [3], o evento de segurança de processo corresponde a uma perda de contenção primária (LOPC) não planejada ou não controlada de qualquer material, incluindo produtos não tóxicos ou não inflamáveis (como vapor, nitrogênio, gás carbônico comprimido, ar comprimido, etc.) de um processo, ou ainda, um evento ou condição indesejada que, sob circunstâncias ligeiramente diferentes, poderia ter resultado em uma LOPC. A depender das consequências do PSE, este será classificado em uma das camadas ou *Tiers* da pirâmide ilustrada na Figura 1. Já o IOGP [4] restringe o conceito de “eventos de segurança de processo” àqueles eventos de LOPC que alcançaram os limites de reporte para serem classificados como *Tier 1* ou *2*.

Para adoção desses conceitos foi preciso realizar uma correspondência entre a terminologia praticada pelo API [3] e IOGP [4] às definições adotadas na Companhia, que faz uso dos termos: anomalias, acidentes, incidentes e desvios. Essa correspondência era imprescindível para permitir inclusive a adaptação dos sistemas informatizados de registro de eventos aos conceitos estabelecidos para a segurança de processo. Com esse intuito, foram definidos na Companhia os termos apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 – Correspondência entre a Terminologia de Segurança de Processo Adotada pelo API [3] e a Adotada na Companhia

| Termo adotado no API [3] | Descrição[3] | Termo correspondente adotado na Companhia | Descrição adotada na Companhia |
|--|--|---|--|
| Evento de Segurança de Processo (PSE – <i>Process Safety event</i>) | Perda de contenção primária (LOPC) não planejada ou não controlada de qualquer <u>material</u> , incluindo materiais não tóxicos ou não inflamáveis (como vapor, condensado aquecido, nitrogênio, gás carbônico comprimido, ar comprimido, etc.) de um processo, ou ainda, um evento ou condição indesejada que, sob circunstâncias ligeiramente diferentes, poderia ter resultado em uma LOPC | Anomalia de Segurança de Processo | Eventos de perda de contenção primária de <u>produtos perigosos</u> ocorridos em instalações de processo, ou ainda, eventos indesejados não planejados ou não controlados que, sob circunstâncias ligeiramente diferentes, poderiam ter resultado num evento de perda de contenção primária em instalações de processo. |
| Material | Substância com o potencial de causar danos devido às suas propriedades químicas (ex.: inflamabilidade, toxicidade, corrosividade, reatividade, propriedade asfixiante) ou física (ex.: temperatura, pressão). | Produtos Perigosos | Quaisquer substâncias potencialmente capazes de causar danos às pessoas, ao patrimônio ou ao meio ambiente em função de suas propriedades químicas (inflamabilidade, toxicidade, corrosividade, reatividade, potencial de causar asfixia) ou físicas (pressão e temperatura). |
| - | - | Acidente de Segurança de Processo (ASP) | Anomalia de segurança de processo com perda de contenção primária de produtos perigosos. |
| PSE TIER 1 | PSE que resultou em uma ou mais das seguintes consequências: - Lesão com afastamento e/ou fatalidade de empregado, contratado ou subcontratado; - Admissão em hospital e/ou fatalidade de terceira parte; - Evacuação ou abrigo no local (<i>shelter-in-place</i>) de comunidade, oficialmente declarado; - Incêndio ou explosão com custo direto para a Cia maior ou igual a US 25,000. - Liberação de quantidade maior que os limites estabelecidos em [3] para <i>Tier 1</i> em qualquer período de uma hora; - Descarga para atmosfera através de dispositivo de alívio de pressão, seja de forma direta ou através de dispositivo destrutivo a jusante, que resulta em uma ou mais das seguintes consequências, além de uma quantidade liberada acima dos limites de reporte para <i>Tier 1</i> em qualquer período de uma hora: - arraste de líquido; - descarga para local potencialmente inseguro; | ASP TIER 1 | ASP que resultou em uma ou mais das seguintes consequências: - Lesão com afastamento ou fatalidade na força de trabalho; - Acidente com lesão na comunidade; - Incêndio ou explosão com custo direto para a Cia maior ou igual a US 25,000; - Liberação de hidrocarboneto ou produto perigoso em taxa (Kg/pior hora) igual ou maior aos limites estabelecidos em [3] para <i>Tier 1</i> ; - Descarga através de sistema de alívio de pressão, seja diretamente para a atmosfera ou via dispositivo destrutivo localizado a jusante (ex.: <i>flare</i>), que resulte em: 1) uma ou mais das consequências anteriores (independente da quantidade liberada) ou 2) evento que tenha liberado uma quantidade maior ou igual aos limites estabelecidos para <i>Tier 1</i> e que resulte em pelo menos |

| | | | |
|------------|--|---|---|
| | <ul style="list-style-type: none"> - medida de abrigo (<i>shelter-in-place</i>) no <i>site</i>; - medidas para proteção do público (ex.: fechamento de estradas). | | <p>uma das consequências abaixo:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) carreamento de líquidos; b) descarga para local potencialmente inseguro; c) acionamento de plano de resposta à emergência que tenha requerido medidas de controle e intervenção. |
| PSE TIER 2 | <p>PSE que resultou em uma ou mais das seguintes consequências:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Lesão registrável de empregado, contratado ou subcontratado; - Incêndio ou explosão com custo direto para a Cia maior ou igual a US 2,500. - Liberação de quantidade maior que os limites estabelecidos em [3] para <i>Tier 2</i> em qualquer período de uma hora; - Descarga para atmosfera através de dispositivo de alívio de pressão, seja de forma direta ou através de dispositivo destrutivo a jusante, que resulta em uma ou mais das seguintes consequências, além de uma quantidade liberada acima dos limites de reporte para <i>Tier 2</i> em qualquer período de uma hora: <ul style="list-style-type: none"> - arraste de líquido; - descarga para local potencialmente inseguro; - medida de abrigo (<i>shelter-in-place</i>) no <i>site</i>; - medidas para proteção do público (ex.: fechamento de estradas). | ASP TIER 2 | <p>ASP que resultou em uma ou mais das seguintes consequências:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Primeiros socorros ou lesão sem afastamento na força de trabalho; - Incêndio ou explosão com custo direto para a Cia maior ou igual a US 2,500; - Liberação de hidrocarboneto ou produto perigoso em taxa (Kg/pior hora) igual ou maior aos limites estabelecidos em [3] para <i>Tier 2</i>; - Descarga através de sistema de alívio de pressão, seja diretamente para a atmosfera ou via dispositivo destrutivo localizado a jusante (ex.: <i>flare</i>), que resulte em: <ol style="list-style-type: none"> 1) uma ou mais das consequências anteriores (independente da quantidade liberada) ou 2) evento que tenha liberado uma quantidade maior ou igual aos limites estabelecidos para <i>Tier 2</i> e que resulte em pelo menos uma das consequências abaixo: <ul style="list-style-type: none"> a) carreamento de líquidos; b) descarga para local potencialmente inseguro; c) acionamento de plano de resposta à emergência que tenha requerido medidas de controle e intervenção. |
| PSE TIER 3 | <p>PSE que representou um desafio ao sistema de barreiras, mas que foi interrompido antes que ocorresse um PSE TIER 1 ou 2.</p> | <p>Incidentes de Segurança de Processo (ISP)</p> <p>ASPs que não atingiram o limite de reporte de um ASP TIER 1 ou 2.</p> | <p>ISP - Evento indesejado, não planejado ou não controlado que, sob circunstâncias ligeiramente diferentes, poderia ter resultado na Perda de Contenção Primária de produtos perigosos. Esse conceito inclui os eventos onde as salvaguardas ou camadas de proteção que visam evitar uma perda de contenção primária foram demandadas.</p> |
| PSE TIER 4 | <p>Eventos que indicam o desempenho de componentes individuais do sistema de</p> | <p>Desvios de Segurança de</p> | <p>Anomalia de segurança de processo decorrente de falha em elemento de</p> |

| | | | |
|--|---|----------------|--|
| | barreiras e que estão relacionados a disciplina operacional e ao sistema de gestão. | Processo (DSP) | gestão da segurança de processo, tal como análise de riscos, gestão de mudanças, gestão de procedimentos operacionais e gestão das atividades de manutenção e inspeção, a qual poderia levar à degradação das salvaguardas ou camadas de proteção que visam a prevenir a ocorrência de eventos de perda de contenção primária ou a mitigar suas consequências. |
|--|---|----------------|--|

Num primeiro momento do trabalho de implantação de indicadores corporativos, somente a identidade das métricas voltadas aos ASP *Tier 1* e *2* foram definidas. O início do programa por esses indicadores de caráter mais reativo apresentou vantagens, as quais serão discutidas na próxima seção deste artigo. Entretanto, os conceitos definidos na Companhia e descritos na Tabela 1 já permitem realizar uma correspondência com o que o API [3] propôs para cada uma das camadas de sua Pirâmide, não se restringindo aos eventos do topo (*Tier 1* e *2*). A Figura 3 ilustra essa correspondência. Importante ainda ressaltar que as definições estabelecidas se adequaram à sistemática de classificação de anomalias já em uso na Companhia, as quais fornecem uma medida da severidade da anomalia em função de suas consequências às pessoas, meio ambiente e patrimônio da Companhia.

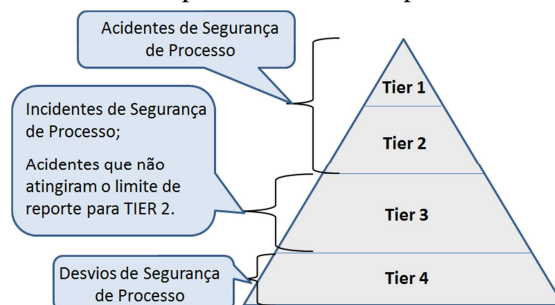


Figura 3 - Correspondência entre a Terminologia de Segurança de Processo Adotada na Companhia e a Pirâmide de Eventos de Segurança de Processo Proposta pelo API [3]

Apesar das definições de segurança de processo terem sido estabelecidas em completa correspondência com o proposto na prática do API [3], algumas dificuldades conceituais ainda permanecem e acabam por exigir ajustes até mesmo dos sistemas informatizados de registro de anomalias. Para ilustrar essas dificuldades será utilizado como exemplo, um evento de colisão de uma embarcação de apoio com um FPSO que teve por consequência, um dano a esta instalação com um custo direto associado. Este evento será entendido como um acidente com dano ao patrimônio. Entretanto, do ponto de vista da segurança de processo, se nenhuma perda de contenção primária na instalação ocorreu e o evento apenas teve potencial para uma LOPC, o mesmo será entendido como um Incidente de Segurança de Processo (ISP). E, nesse momento, temos um mesmo evento, tradicionalmente apropriado como acidente, mas que é entendido, do ponto de vista da segurança de processo, como um incidente.

Outra situação que passará pela mesma problemática é um evento de incêndio que tenha sido iniciado, por exemplo, por uma falha num sistema ou painel elétrico. O evento certamente estará associado a um dano patrimonial com um custo direto e, por esse motivo, será designado como acidente. Mas, novamente, se o evento não gerou nenhuma LOPC na planta, apenas apresentando potencial para tal, será entendido como um ISP.

Em resumo, as definições de segurança de processo estabelecidas nas práticas internacionais precisaram ser adaptadas à terminologia (anomalias, acidentes, incidentes e desvios) e sistemática pré-

existente na Companhia de apropriação e classificação dos eventos. Além dessas questões conceituais que, por vezes, provocam dificuldades de entendimento, é preciso ainda realizar ajustes nos sistemas informatizados, a fim de garantir registros adequados das anomalias de segurança de processo. Por fim, ressalta-se a necessidade de capacitação da força de trabalho envolvida nas questões de segurança de processo, de forma a permitir que os eventos sejam compreendidos, corretamente registrados e tratados.

3.3 Indicadores Reativos (“Lagging”) e Preventivos (“Leading”) - Vantagens Observadas na Implantação Inicial de Métricas Reativas

Os indicadores escolhidos para suportar um programa de monitoramento de segurança operacional devem incluir uma combinação de indicadores que reflitam o desempenho atual (os chamados “lagging”), bem como aqueles que forneçam sinais antecipados do declínio no desempenho (chamados “leading”) [9]. De acordo com MONTEIRO [2], o acompanhamento do número de acidentes de processo consiste em uma métrica comum de segurança. Entretanto, acompanhar simplesmente o número de acidentes após sua ocorrência não é suficiente para entender as falhas dos sistemas que possibilitaram tais eventos e o que precisa ser feito para evitar a sua repetição. Daí a necessidade dos dois tipos de métricas.

Os indicadores preventivos ou antecipatórios são por vezes definidos como medidas da realização das atividades relevantes à segurança ou da extensão na qual tais atividades ocorreram [2]. Entretanto, não basta monitorar a realização dessas atividades (ex.: percentual de testes / inspeções em sistemas críticos de segurança realizados dentro do período programado). É preciso também identificar métricas que reflitam os resultados dessas atividades (ex.: percentual de sistemas críticos de segurança que falharam durante teste) [2]. Já no que se refere aos indicadores reativos, se os eventos indesejáveis monitorados através dessas métricas forem raramente observados, dificilmente a compilação dessas informações irá gerar uma métrica útil, que permita a identificação de problemas através, por exemplo, da análise de tendência. Por definição, acidentes de processo mais significativos e catastróficos são eventos raros, e medidas de desempenho devem estar preferencialmente focadas em indicadores preditivos, ou pelo menos em indicadores reativos de incidentes relevantes e mais frequentes [10].

A partir do exposto, é possível concluir que três grandes tipos de indicadores devem existir num programa de monitoramento de segurança: medidas da realização de atividades rotineiras e críticas para segurança; medidas dos resultados ou das falhas descobertas durante essas atividades; medidas de falhas reveladas por eventos inesperados, sendo essas as métricas de caráter mais reativo.

Ao iniciar a implantação do programa corporativo de indicadores de segurança de processo, identificou-se que indicadores de caráter mais preventivo já existiam nas diversas Áreas de Negócio da Companhia. Entretanto, métricas de caráter mais reativo, alinhadas com os conceitos de segurança de processo preconizadas nas práticas internacionais eram inexistentes. Optou-se, portanto, por iniciar o programa pela definição da identidade dos indicadores reativos descritos na Tabela 2, os quais são associados ao monitoramento dos eventos *Tier 1* e *2* numa periodicidade mensal. Entendeu-se ainda que, no que se refere ao público alvo de cada tipo de indicador, essas seriam as métricas de interesse para o Setor Corporativo de Segurança da Companhia, ficando as métricas mais preventivas para gestão dedicada das próprias Áreas de Negócio.

Tabela 2 – Indicadores Corporativos de Segurança de Processo – Métricas Reativas

| Indicador | Descrição |
|-------------|---|
| NASP TIER 1 | Número total de Acidentes de Segurança de Processo <i>Tier 1</i> , no período de medição considerado. |
| NASP TIER 2 | Número total de Acidentes de Segurança de Processo <i>Tier 2</i> , no período de medição considerado. |
| TASP TIER 1 | Número total de Acidentes de Segurança de Processo <i>Tier 1</i> que ocorreram a cada milhão de horas-homem de exposição ao risco no período considerado. |
| TASP TIER 2 | Número total de Acidentes de Segurança de Processo <i>Tier 2</i> que ocorreram a cada milhão de horas-homem de exposição ao risco no período considerado. |

A implantação inicial dessas métricas reativas trouxe algumas vantagens. A definição desses indicadores favoreceu a introdução de diversos conceitos relevantes de segurança de processo e o estabelecimento de uma cultura de reporte dessas anomalias. De forma gradual, muitos dos eventos registrados passam a ser compreendidos como eventos de segurança de processo. Uma liberação não planejada ou não controlada de hidrocarboneto numa instalação de processo passa a ser entendida como um acidente de segurança de processo, ainda que tenha sido contida e não tenha evoluído para nenhuma consequência mais severa. E, a depender do inventário vazado, tal acidente pode ser caracterizado como um *Tier 1*. O entendimento desses conceitos criou ainda um terreno favorável para o futuro estabelecimento de métricas mais preventivas, alinhadas com a proposta do API [3]. É o caso, por exemplo, dos indicadores *Tier 3*, focados no monitoramento das demandas às camadas de proteção, cuja atuação interrompeu uma cadeia accidental, impedindo uma LOPC. O monitoramento de eventos em que o *setpoint* de atuação de uma válvula de alívio foi alcançado ou de eventos em que uma função instrumentada de segurança foi demandada pode fornecer importantes informações para prevenção de acidentes maiores.

No que se refere às instalações marítimas de produção e, em especial, de perfuração, ficou evidente que as métricas reativas descritas na Tabela 2 são necessárias, porém outros indicadores precisam ser estabelecidos para monitorar a ocorrência de eventos relevantes à segurança dessas atividades. É o caso, por exemplo, do indicador que monitora a ocorrência de eventos de *kick* nas sondas de perfuração, que pode ser entendido como uma métrica com caráter mais antecipatório, mas que não é sugerida na publicação do IOGP [4]. Portanto, outras métricas, voltadas às especificidades dessas atividades precisaram ser desenvolvidas, o que será objeto de discussão da seção seguinte deste artigo.

O foco inicial nas métricas reativas não significa que a implantação de um programa de indicadores corporativos chegou ao fim. Pelo contrário, esse foi apenas o primeiro passo e a continuação do trabalho passará pelo levantamento e análise dos vários indicadores preventivos já estabelecidos nas Áreas de Negócio, a fim de identificar as melhores práticas e o conjunto mínimo de métricas que deve ser monitorado em todas as instalações de processo.

3.4 *Questões Conceituais e Lacunas Identificadas nas Práticas Internacionais para Tratamento das Especificidades das Instalações Offshore de Perfuração*

Como já colocado, no que se refere ao segmento *upstream*, em especial às atividades de perfuração marítima, algumas lacunas permeiam os conceitos de segurança de processo aplicados internacionalmente.

Um exemplo que ilustra tais lacunas se refere ao monitoramento dos eventos de *kick*, os quais podem ser definidos como um evento de instabilidade do poço, resultado do influxo de gás, óleo ou água, que pode levar a um *blowout* [11]. Para o IOGP [4], o evento de *kick* deve ser classificado como evento de segurança de processo *Tier 1* ou *Tier 2* apenas se houver perda de contenção com liberação de material para fora do poço (superfície do solo, leito marinho ou sonda). Entretanto, se as paredes do poço, com a sua tecnologia e operações específicas, forem entendidas como a contenção primária, o evento de *kick* em si já poderia ser considerado uma LOPC, pois o fluido venceu as barreiras existentes e o influxo de água, óleo ou gás ocorreu. Ou seja, adotando-se este último critério em que as paredes do poço são definidas como a contenção primária, independente das medidas de controle existentes de identificação e reação ao *kick*, a perda de contenção tecnicamente existiu.

O mesmo entendimento poderia ser aplicado para o evento de perda de circulação, sendo que, neste caso, o conceito de perda de contenção seria aplicado de forma inversa, considerando-se a perda de fluido para dentro da formação. Tais eventos necessitam de uma avaliação mais criteriosa do que aquela disposta em [4], pelo fato de antecederem um dos mais catastróficos eventos de segurança de processo da indústria de óleo e gás: o *blowout*.

4. RESULTADOS OBTIDOS E PRÓXIMOS PASSOS

O trabalho de implantação dos conceitos e definições de segurança de processo e o estabelecimento das métricas descritas na Tabela 2 permitiu que, já no ano de 2014, fosse feita uma medição experimental desses indicadores reativos nas várias Áreas de Negócio. As métricas são computadas mensalmente e apresentadas em reunião de Grupo de Trabalho que envolve representantes de cada Área. Nessa reunião, os eventos e as dúvidas levantadas pela força de trabalho são discutidos. O estabelecimento de pontos focais em cada Área de Negócio para tratar das questões de apropriação e classificação de anomalias de segurança de processo tornou-se fundamental para permitir uma melhor disseminação dos conceitos e a criação de uma rede de comunicação que garante que as dúvidas levantadas sejam discutidas a nível corporativo e as estratégias de solução e orientações sejam transmitidas de maneira uniforme na Companhia. Os resultados das métricas são então apresentados mensalmente em reunião gerencial de análise crítica do Setor Corporativo de Segurança.

No que se refere às atividades de perfuração da Área de Exploração e Produção, indicadores adicionais foram propostos para monitorar eventos relevantes à segurança dessas atividades, como o número absoluto de *kicks* a cada 1000 poços operados e a eficiência de fechamento do poço quando da ocorrência desses eventos ou em caso de simulado de *kicks* [12]. Na área de sondas marítimas existe ainda a proposta do monitoramento, através de métrica de caráter mais preventivo, do número de incidentes de alto potencial para a queda de objeto, tendo em vista que a movimentação e elevação de cargas são atividades rotineiras na sondagem. Considerando-se a possibilidade da queda de carga ou objeto levar à uma LOPC, é necessário também gerenciar tais atividades e realizar análise crítica com ênfase em segurança de processo.

Como colocado ao longo deste artigo, este foi o primeiro passo para o estabelecimento de um programa corporativo de indicadores de segurança de processo e as próximas etapas incluem as seguintes atividades, algumas já em desenvolvimento: 1) proposição de uma tipologia dos acidentes de segurança de processo, com base no histórico de eventos reportados; 2) diagnóstico para identificação dos eventos recorrentes; 3) estabelecimento de metas para os indicadores propostos. Além dessas atividades, a etapa de capacitação da força de trabalho foi entendida como fundamental para a implantação do programa, bem como para promover a melhoria da qualidade de registro e melhor compreensão e disseminação dos conceitos de segurança de processo. O “Curso Básico de Segurança de Processo”, que possui uma carga horária total de 24 horas e uma disciplina focada no assunto “anomalias e indicadores de segurança de processo”, busca atender a esta demanda de capacitação.

5. CONCLUSÕES (OU COMENTÁRIOS FINAIS)

As práticas internacionais do API [3] e IOGP [4] que surgiram em resposta ao acidente ocorrido em 2005 em refinaria da BP apresentam uma sistemática de indicadores de segurança de processo cuja adoção, certamente coloca a indústria de óleo e gás num melhor patamar no que se refere à gestão para prevenção de grandes acidentes de processo. Como apresentado pelo IOGP [8], o crescente número de companhias que tem publicado o resultado de suas métricas *Tier 1* e 2 evidencia a adesão das operadoras de óleo e gás às essas práticas. Entretanto, a implantação da abordagem proposta exige ajustes de escopo e adaptações de terminologia para que seja possível sua adequação às atividades realizadas e conceitos praticados nas companhias que adotam tais estratégias, bem como às sistemáticas pré-existentes de apropriação e classificação de anomalias.

Além da necessidade de ajustes, lacunas podem ser identificadas, em especial no que se refere ao tratamento proposto para os eventos que caracterizam as atividades marítimas de perfuração, o que evidencia a necessidade de revisões conceituais para que práticas como a proposta pelo IOGP [4], possam tratar com maior completeza a gestão de segurança de processo nessas atividades. Como colocado por

HOPKINS [13], em sua análise sobre o acidente de *blowout* ocorrido em 2010 na sonda *Deepwater Horizon*, quando esta operava para a BP no Golfo do México, os indicadores de segurança de processo precisam estar focados nos principais perigos existentes na operação de uma instalação. A taxa de ocorrência de eventos de LOPC não é capaz de medir o quão satisfatoriamente os riscos de um *blowout* estão sendo gerenciados [13]. Em outras palavras, é preciso retornar ao Modelo Acidental do Queijo Suíço [6], a fim de identificar os principais cenários acidentais que caracterizam as atividades marítimas de perfuração e formular indicadores voltados ao monitoramento desses eventos e da integridade e confiabilidade das barreiras de proteção previstas para interromper tais cadeias acidentais.

Além dessas questões associadas às atividades de perfuração, é importante que as operadoras de óleo e gás estejam alertas para o fato de que as práticas internacionais [3, 4] não são capazes de abranger todos os processos de trabalho associados às suas atividades, de forma que métricas dedicadas a determinadas instalações e tipologias acidentais passam a ser necessárias para que haja uma adequada gestão da segurança operacional.

6. REFERÊNCIAS

- [1] BAKER, J. A., BOWMAN, F.L., ERWIN, G.; GORTON, S., HENDERSHOT, D., LEVESON, N., PRIEST, S., ROSENTHAL, I., TEBO, P.V., WIEGMANN, D. A., WILSON, L. D., “The Report of the B.P. U.S. Independent Safety Review Panel; (2007).
- [2] MONTEIRO, G. P., *Uma Proposta de Indicadores de Segurança com Foco em Fatores Humanos e Organizacionais como Ferramenta de Prevenção de Acidentes*. Dissertação de Mestrado, Programa de Engenharia Nuclear da COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil (2012).
- [3] API, “Process Safety Performance Indicators for the Refining and Petrochemical Industries”, ANSI/API Recommended Practice 754, American Petroleum Institute, First Edition (2010).
- [4] IOGP, “Process Safety – Recommended Practice on Key Performance Indicators”, IOGP Report 456, International Association of Oil and Gas Producers (2011).
- [5] HEINRICH, H.W., *Industrial Accident Prevention*, McGraw-Hill, New York, USA (1931).
- [6] REASON, J., *Managing the risks of organizational accidents*. 1 ed. ,Ashgate publishers, England, 1997.
- [7] CCPS (Center for Chemical Process Safety), *Process safety leading and lagging metrics*, 1 ed, Center for Chemical Process Safety of the American Institute of Chemical Engineers, New York, (2015).
- [8] IOGP, “Safety Performance Indicators – Process Safety Events – 2013 data”, IOGP Report 2013p, International Association of Oil and Gas Producers (2015).
- [9] IAEA (International Atomic Energy Agency), “Operational safety performance indicators for nuclear power plants”, IAEA-TECDOC-1141, Vienna, Austria (2000).
- [10] HOPKINS, A., “Thinking about process safety indicators”, *Safety Science*, v. 47, pp. 460-465 (2009).
- [11] SKOGDALEN, J. E., UTNE, I. B., VINNEM, J. E., “Looking Back and Forward: Could Safety Indicators Have Given Early Warnings about the Deepwater Horizon Accident?”; Deepwater Horizon Study Group, (2011).
- [12] CARVALHO, F. A. F., LOPES, M. T., “Process Safety Key Performance Indicators in Wells and Drilling Activities at Petrobras”, *9th Global Congress on Process Safety*, San Antonio, Texas, USA, April 28 – May 1, (2013).
- [13] HOPKINS, A., “*Disastrous Decisions – The Human and Organisational Causes of the Gulf of Mexico Blowout*”, CCH Australia Limited, Sydney, Australia, (2012).