

Capítulo 6. Escolhendo as medidas adequadas e fazendo com que elas sejam importantes

Há um velho ditado que diz que o que é medido é gerenciado. Isso não é inteiramente verdadeiro. Só é verdade se se faz com que as medidas importem. Assim, há realmente dois passos para assegurar que algo é bem gerido: primeiro, conceber as medidas apropriadas; e, segundo, fazer com que essas medidas sejam importantes. Indo direto ao assunto: para que os principais riscos sejam geridos eficazmente, devemos primeiro conceber indicadores e depois fazer com que esses indicadores sejam importantes. É esse o objeto deste capítulo. Ele mostrará que a BP fez esforços louváveis para desenvolver indicadores de segurança do processo e para torná-los importantes, incluindo-os nos acordos de desempenho. Isso significava que o desempenho em relação aos indicadores de segurança do processo afetaria diretamente os bônus financeiros. No entanto, o mundo da perfuração permaneceu fora do alcance desses esforços. Como resultado – e este é o argumento central deste capítulo – para as operações de perfuração no Golfo do México, as pressões de custo inerentes aos acordos de desempenho não foram condicionadas por qualquer preocupação com a segurança contra riscos graves.

Indicadores de segurança de processo

Tal como se observou no Capítulo 5, uma das principais lições provenientes do desastre da Refinaria *Texas City* foi a necessidade de um enfoque separado na segurança de processo, em oposição à segurança pessoal.¹ Isso significa, em particular, a necessidade de desenvolver indicadores da segurança

¹ Em indústrias de alto risco é comum ter a segurança de processo separada da segurança do trabalho (que o autor chama aqui de segurança pessoal ou das pessoas). [N.T.]

dos processos. O relatório Baker recomendava que a BP adotasse um indicador de segurança de processo composto, que consistia no número de incêndios, explosões, eventos de perda de contenção e lesões relacionadas ao processo. O Centro para a Segurança dos Processos Químicos dos Estados Unidos subseqüentemente recomendou que a indústria química como um todo adotasse essa mensuração.

Quando uma planta está passando por numerosos incêndios e incidentes de perda de contenção, como no caso da refinaria de *Texas City*, tal medida é um indicador útil de quão bem a segurança do processo está sendo gerida, no sentido de que uma redução do número de incidentes desse tipo implica em uma melhoria na gestão da segurança dos processos. Em algumas unidades, no entanto, o número de incêndios e incidentes de perda de contenção já será tão baixo que tais números não podem ser utilizados para monitorar as mudanças na eficácia da gestão de segurança do processo. Para tornar a questão concreta: se houver um evento de perda de contenção em um ano, mas dois no ano seguinte, não se pode assumir que o sistema de gestão da segurança deteriorou-se. Embora isso represente o dobro, ou um aumento de 100%, os números são demasiado pequenos para serem estatisticamente significativos. Esse aumento pode ser simplesmente uma questão de acaso. Em contraste, se os números passassem de 100 para 200 (o mesmo aumento percentual), certamente faríamos a inferência de que a situação havia se deteriorado.

Quando os números são demasiado baixos para que se possa identificar tendências, uma abordagem alternativa é necessária para mensurar a segurança do processo. Essa abordagem serve para identificar as barreiras, ou seja, salvaguardas ou controles, que se acredita que estejam instalados para evitar um acidente grave, e para medir o desempenho desses controles. Para dar um exemplo simples: se a segurança depende em parte de válvulas de alívio de pressão que se abram quando necessário, então o que é preciso é alguma medida de quão bem elas estão funcionando. Ou um tipo diferente de exemplo: se um dos controles dos quais a segurança depende é uma exigência de que os operadores se mantenham dentro de limites de funcionamento predeterminados, então precisamos medir até que ponto eles excedem esses limites.

Os indicadores do primeiro tipo (números de vazamentos de gás e incêndios) são, por vezes, chamados “indicadores reativos”, enquanto as mensurações do tipo desvios de limites de funcionamento seguro são por vezes referidos como “indicadores preventivos”. O Comitê de Segurança Química dos Estados Unidos (*Chemical Safety Board* – CSB) recomendou que o Instituto Americano do Petróleo (*American Petroleum Institute* – API) desenvolvesse um conjunto

desse tipo de indicadores preventivos e reativos.² O Instituto fez exatamente isso e, finalmente, publicou o documento *Recommended Practice 754: Process Safety Performance Indicators for the Refining and Petrochemical Industries* (Prática recomendada 754: Indicadores de desempenho de segurança do processo para as indústrias de refino e petroquímica) em abril de 2010 – coincidentemente, o mês do acidente do Macondo.

O documento 754 da API define uma pirâmide de segurança do processo análoga à familiar pirâmide, ou triângulo, ou iceberg, de segurança pessoal (ver Figura 6.1).



Figura 6.1 Pirâmide de indicadores de segurança de processo API 754

Simplificando um pouco, o Nível 1 é definido da seguinte forma:

- (1) qualquer perda de contenção primária (*loss of primary containment – LOPC*), *independentemente do tamanho*, que tenha consequências significativas, como uma lesão com afastamento ou incêndio; ou
- (2) qualquer perda de contenção primária *superior a um determinado valor-limite*, mesmo que não tenha consequências.

² CSB, 2007, p. 212. A terminologia LEAD/LAG é de certa forma confusa e seu uso será mínimo aqui. Veja Hopkins, 2009a. (LEAD e LAG são outros termos utilizados em inglês para falar dos indicadores preventivos e reativos [N.T..])

Uma vez que a maioria das perdas não tem consequências imediatamente prejudiciais, é a segunda categoria que é mais suscetível de contribuir para o indicador. A dimensão do limite mencionado nesta segunda categoria depende do tipo de material envolvido. Por exemplo, para um gás inflamável, o limite é de 500 kg em um período qualquer de uma hora, enquanto o limite para o petróleo³ é de 2.000 kg por hora – quatro vezes mais. A diferença surge porque, na opinião da API, os últimos tipos de liberação são “eventos com menores consequências”.⁴ Em outras palavras, a norma tem uma inclinação para considerar as liberações de gás como os eventos mais graves em matéria de segurança do processo. Este ponto tornar-se-á relevante mais tarde neste capítulo.

O Nível 2 é definido em termos semelhantes, mas com limiares menores.

Um evento de Nível 3 é definido como evento que “representa um desafio ao sistema de barreiras que progrediu em direção ao dano, mas que foi interrompido antes que tivesse atingido uma LOPC de Nível 1 ou Nível 2”. Por exemplo:

- uma ampliação dos limites de funcionamento seguro;
- resultados de testes fora dos limites aceitáveis;
- o recurso a um sistema de segurança, tal como a ativação de uma válvula de alívio de pressão.
- o Nível 4 refere-se à mensuração de atividades do sistema de gestão de segurança de processos, tais como:
 - avaliações de riscos do processo concluídas a tempo;
 - itens de ação encerrados dentro do prazo;
 - treinamentos concluídos dentro do prazo previsto;
 - procedimentos atualizados e exatos;
 - conformidade das autorizações de trabalho.

Quando eventos de Nível 1 ou Nível 2 estão ocorrendo com frequência suficiente para que se possa calcular uma taxa, o foco deve ser colocado neste nível e o objetivo deve ser o de conduzir a taxa para baixo. Quando o número de eventos de perda de contenção é demasiado pequeno para que se possa calcular uma taxa significativa, o foco se desloca para o Nível 3 e para o Nível 4. Isso será

3 Falando com precisão, este limite é para substâncias com um ponto de ignição maior que 60 °C. Além disso, ele só conta se a substância for liberada em uma temperatura maior do que seu ponto de ignição.

4 API 754, p. 12.

frequentemente a situação em plantas específicas. Mas para algumas unidades grandes, como a Refinaria *Texas City*, e para grandes empresas e indústrias inteiras, o número de eventos de perda de contenção será suficientemente grande para manter o foco neste nível.

Nos anos que se seguiram ao acidente da *Texas City*, a BP desenvolveu vários indicadores de segurança de processo, sendo que o indicador “eventos de perda de contenção” era central entre eles. Os dados foram cuidadosamente analisados no quartel-general da corporação e apresentados de uma maneira uniforme que permitiu comparações de toda a empresa.⁵ Em 2010, a BP adotou as definições da API descritas acima, com ênfase nos Níveis 1 e 2 de eventos de perda de contenção. (A distinção entre perda de contenção primária (LOPC) e perda de contenção (LOC) não é totalmente clara.⁶ Para os nossos objetivos, eu usarei os termos de forma equivalente).

Fazendo com que indicadores de processo sejam importantes

As investigações após o acidente da Refinaria *Texas City* deixaram muito claro que não era suficiente apenas desenvolver indicadores de segurança de processo. Eles deveriam se tornar importantes, por meio de sua inclusão em sistemas de pagamento. Assim, o Painel Baker recomendou que:⁷

[...] uma proporção significativa dos ganhos totais dos gerentes e supervisores das linhas de refino [deveria ser] dependente de que metas de desempenho de segurança sejam atingidas [...]

5 “Os relatórios de HSE e de integridade de operações” (os chamados “livros laranja” da BP). Veja o *4º relatório anual do perito independente*, março de 2011, p. 28, disponível na página da BP na internet.

6 O conceito de contenção *primária* cria algumas dificuldades. Suponha que um recipiente está com pressão excessiva e ativa as válvulas de alívio de pressão, liberando gás inflamável. Mas suponha, além disso, que esse gás é contido em um sistema de contenção secundário e liberado para a atmosfera através de uma tocha (*flare*), apenas como produtos de combustão. Logicamente, essa sequência de eventos resulta em uma perda de contenção primária de um material inflamável, com contenção e neutralização pelo sistema de contenção secundária. Parece que essa é a visão dos redatores dos padrões quando mencionam (no parágrafo 6.1): “Os PSEs (process safety events) do Nível 2, mesmo aqueles que foram contidos por sistemas secundários, indicam fraquezas dos sistemas de barreiras que podem ser precursores potenciais de incidentes futuros mais graves”. Entretanto, alguns comentaristas argumentam que o cenário que acabamos de descrever não é uma LOPC.

7 Baker et al., p. 251.

O raciocínio era simples. Se os sistemas de pagamento enfatizam metas de produção e de redução de custos sem que também sejam especificadas metas de segurança, a segurança de processo sofrerá. Como Bergin observa de forma franca: “Os gerentes não agiram para impedir [o desastre de] *Texas City* porque cada bônus e penalidade potencial que tinham diziam-lhes que não o fizessem”.⁸

No entanto, a BP foi lenta para implementar essa recomendação. A empresa nomeou um “perito independente” para relatar anualmente sobre os progressos no processo de implantação das recomendações do Painel Baker, e o segundo relatório afirma que:⁹

O objetivo do plano de remuneração variável de 2008 para o Refino incluiu as métricas de segurança de processo, mas as pontuações de desempenho não foram atribuídas por qualquer categoria de objetivos ou por qualquer objetivo específico. Como consequência, foi impossível para o perito independente confirmar se uma porção significativa das bonificações relacionadas ao plano foi baseada no atingimento das metas e objetivos de segurança de processo recomendadas pelo Painel Baker.

Essa afirmação é de certa forma obscura. Um ano mais tarde, o perito independente é um pouco mais incisivo:¹⁰

Com relação aos indicadores de segurança de processo preventivos e reativos, etapas adicionais são necessárias para desenvolver metas de desempenho para cada indicador. A BP deve responsabilizar os gerentes de linha pelo cumprimento pelo menos destas metas mínimas.

Claramente, em 2009, os gerentes de refinaria ainda não estavam sendo responsabilizados financeiramente pela segurança de processo.

Em 2010, nada tinha mudado.¹¹ Em 2011, a métrica de segurança de processo, juntamente com metas específicas, foi finalmente incluída nos contratos de desempenho dos gerentes de refinarias nos Estados Unidos, embora os detalhes não tenham se tornado públicos.¹² Foram precisos quatro anos para que a BP implantasse essa recomendação específica do Painel Baker.

8 Bergin, 2011, p. 85.

9 Segundo relatório anual do perito independente, março de 2009, p. 3.

10 Terceiro relatório anual do perito independente, março de 2010, p. 20.

11 Quarto relatório anual do perito independente, março de 2011, p. 29.

12 Quinto relatório anual do perito independente, abril de 2012, p. 21.

A ubiquidade das pressões de custo no contexto de Macondo

Para compreender a importância de tornar as mensurações de segurança de processo importantes para as operações de perfuração, precisamos ter uma certa compreensão de como eram poderosas e ubíquas as pressões de custos no contexto da perfuração.

De acordo com um gerente sênior, “cada conversa, cada decisão tem um certo fator de custo”. É assim que tem que ser para qualquer empresa no mercado.¹³ Ele recebia uma atualização dos custos da perfuração diariamente, segundo o próprio.¹⁴ O líder da equipe do poço de Macondo falou a mesma coisa. A equipe atualizava os registros de custos diariamente e compilava um total cumulativo de forma que estavam sempre cientes de onde estavam posicionados com relação ao gasto autorizado. O líder da equipe do poço observou que havia uma reunião semanal sobre custos e que havia um grande grupo técnico de analistas de custo e engenheiros de custo, que controlava os custos.¹⁵

A organização da perfuração no Golfo do México estava envolvida com exercícios de *benchmarking* (comparação) regulares com outras organizações de perfuração em outras partes do mundo, e com outras empresas. Uma empresa chamada *Rushmore* reuniu dados gerais sobre empresas de perfuração (sobre coisas como dias por 10.000 pés de poço perfurado), e devolveu essa informação para todos os que haviam contribuído com os dados, de forma que eles pudessem ver em que quartil estavam situados. É claro que todos querem estar no quartil superior, mas por definição apenas 25% conseguem. Essas comparações, portanto, ampliaram a pressão para reduzir custos.

Uma outra atividade que pressionou as equipes de perfuração a trabalhar tão rápido quanto possível era a ideia de um limite técnico.¹⁶ Baseada em dados históricos, a BP tinha identificado os tempos mais rápidos para diferentes operações de perfuração de poço.¹⁷ Antes de perfurar cada poço, a equipe faria uma “reunião de limites técnicos” em outro local, em que iriam “perfurar o poço em papel”. Isso envolvia a identificação detalhada de cada passo da operação de perfuração para um poço específico. Então, sabendo os melhores tempos atingidos para cada etapa, eles podiam calcular o melhor tempo atingível para

13 DWI, 26 de agosto, Sims, p. 145.

14 DWI, 26 de agosto, Sims, p. 189.

15 DWI, 7 de outubro, Guide, pp. 161, 162.

16 CCR, p. 247.

17 CCR, p. 247.

perfurar esse poço em particular – o limite técnico. Inevitavelmente, a perfuração vai ficar atrasada com relação a esse cronograma, dando origem a uma pressão constante para perfurar mais rápido.

A BP estava comprometida com a criação de uma “cultura de cada dólar conta”, o que significava que o controle de custos podia atingir níveis extraordinários. O chefe das operações de perfuração no Golfo do México foi chamado por duas vezes a explicar para seu chefe por que ele estava usando uma marca de café em sua sede em Houston que custava US\$ 70 a mais por mês do que uma outra marca.¹⁸

Acordos de desempenho

Uma das formas mais poderosas pelas quais a pressão por custos operava era por meio de acordos de desempenho que eram feitos em todos os níveis de gerência. As metas do líder da unidade de negócios para o Golfo do México eram estabelecidas em consulta com sua chefia, o diretor global de exploração e produção. Essas metas eram então difundidas para os níveis inferiores, o que significa que as metas dos subordinados imediatos eram projetadas para dar apoio à meta do chefe, e assim por diante descendo o organograma, sempre que gerentes em níveis mais baixos tinham a capacidade de influenciar os números. Abaixo disso, as metas eram apresentadas em termos qualitativos ao invés de quantitativos.

O que é crítico sobre esses acordos de desempenho é que os funcionários recebiam um bônus dependendo de seu desempenho com relação a esses acordos. Segundo Bergin, “para os funcionários seniores da perfuração, o bônus anual podia acrescentar mais de US\$ 100.000 a salários que giravam em torno de US\$ 200.000”.¹⁹ Algumas medidas incluíam “alvos ampliados” que, se fossem atingidos, atraíam um bônus ainda maior. Esse era realmente um sistema de incentivo poderoso, projetado para alinhar os funcionários às metas corporativas.

Não é surpreendente que as metas comerciais fossem proeminentes nesses acordos de desempenho. Uma medida importante era a velocidade de perfuração (dias por 10.000 pés). O impacto nos líderes do poço pode ser visto em uma solicitação que um deles fez ao sondador para “bater nele”, isto é, aumentar

18 Comunicação pessoal.

19 Esta seção baseia-se em Bergin, 2011, pp. 126, 127.

a velocidade de perfuração. A avaliação do sondador era de que eles estavam perfurando o mais rápido que podiam nas circunstâncias geológicas predominantes. Apesar disso, o homem da companhia queria que ele perfurasse mais rápido. Ele obedeceu e, em poucos dias, houve problemas. De acordo com uma testemunha, “nós perdemos a circulação. Nós estouramos o fundo do poço”.²⁰ Bergin observa que, “porque perfurar muito rápido era perigoso, outras empresas usualmente não tinham a prática de focar esse tipo de mensuração”. Ele cita um alto executivo da BP como tendo admitido que “nós tropeçamos ao incentivar as pessoas da forma errada”.

A investigação feita pelo órgão regulador descobriu uma outra maneira pela qual essas pressões afetaram o comportamento. Ela notou que, dos 13 empregados cujas avaliações de desempenho foram avaliadas pelo órgão, 12 tinham documentado formas pelas quais eles tinham economizado para a empresa grandes quantias. Um deles tinha anexado uma planilha mostrando como ele havia economizado US\$ 490.000 para a empresa.²¹

Curiosamente, “os engenheiros [da BP] tinham seus bônus e as perspectivas de promoção ligados à eficiência de perfuração, de forma que seu incentivo era pressionar para um avanço rápido e para gastar o mínimo possível”.²² Isso fica claramente evidente no comportamento dos engenheiros de Macondo, para os quais, como vimos, custo e cronograma eram imensamente importantes. É óbvio que as pressões de custo e desempenho que a BP criou para seus engenheiros potencialmente minou seu comprometimento com a excelência técnica em engenharia.

Vale a pena considerar o caso específico das autoridades em engenharia da BP nesse contexto. Essas pessoas são, com efeito, os guardiões dos padrões de engenharia da BP. Quando um gerente de operações (isto é, de linha) busca desviar de um padrão, a autoridade de engenharia pode autorizar o desvio se o risco é considerado aceitável. Ser uma autoridade de engenharia não é uma ocupação em tempo integral. Essas autoridades são selecionadas de acordo com sua especialidade e não estão localizadas em locais predeterminados da estrutura organizacional. Eles podem, na verdade, ser gerentes de linha. Mas os acordos de desempenho dos gerentes de linha destacam metas de redução de custos. Em princípio, parece haver um conflito de interesses particular aqui.

20 DWI, 23 de julho, Williams, pp. 36, 37.

21 DWI, 7 de outubro, p. 148.

22 Bergin, 2011, p. 153.

O lugar da segurança nos acordos de desempenho

Dado que as considerações comerciais estão entranhadas de forma tão central nos acordos de desempenho dos gerentes e engenheiros de linha, surge a pergunta se havia quaisquer requisitos de segurança inseridos nesses acordos que pudessem servir para restringir, temperar ou equilibrar esses imperativos de custo.

A BP havia incluído há muito tempo indicadores de segurança individual nos seus acordos de desempenho, especialmente a frequência de lesões de notificação obrigatória e de casos de afastamento do trabalho.²³ As metas eram estabelecidas e cada bônus era diretamente influenciado pelo cumprimento ou não das metas. Essa não era uma prática restrita ao Golfo do México; ela ocorria em toda a empresa. E resultou em um foco notável nos riscos de lesões individuais no Golfo do México, como demonstrado no Capítulo 5.

Mas e quanto à segurança de processo? A BP reconhecia a necessidade de indicadores de segurança de processo e, após o acidente da *Texas City*, havia tentado desenvolver indicadores relevantes. Havia, entretanto, um certo grau de confusão sobre esses esforços.

Durante algum tempo, a empresa havia tratado o número de derramamentos de óleo como um indicador de segurança de processo. Por exemplo, na revisão anual de 2009, esse foi o único indicador de segurança de processo que foi mencionado. Mesmo depois do acidente de Macondo, a BP afirmou em sua apresentação à Academia Nacional de Engenheiros (*National Academy of Engineers*) que “os dados de derramamento de petróleo são uma métrica de segurança de processo”.

Entretanto, enquanto um derramamento de óleo é certamente uma questão ambiental, sua relevância para a segurança do processo é muito menos clara. O óleo não é volátil e por isso não gera prontamente uma mistura explosiva como a provocada por uma liberação de gás.²⁴ Os sondadores da BP ficavam muito preocupados com vazamentos de óleo (por exemplo, das mangueiras hidráulicas) precisamente porque o número de derramamentos de óleo era um indicador de desempenho que importava. Mas tais eventos tinham pequeno potencial catastrófico.

23 Ver relatórios anuais da BP.

24 Isto é fundamental para as definições de eventos de Nível 1 e de Nível 2 no API 754, como discutido anteriormente.

É interessante que os sondadores da BP distinguiam entre os vazamentos de óleo e os derramamentos de óleo, e ambos eram registrados. Se uma liberação era contida no convés, era um vazamento; se atingisse o oceano, tornava-se algo mais sério – um derramamento. Essa distinção faz todo o sentido do ponto de vista ambiental – um derramamento no oceano é mais poluidor do que um que é contido no convés. Entretanto, a distinção faz pouco sentido do ponto de vista do processo – o óleo na água dificilmente pega fogo e, desse ponto de vista, é menos perigoso do que um vazamento no convés. Em suma, o número de vazamentos de óleo é um indicador ambiental importante, mas não é um bom indicador de segurança de processo.

A BP parece ter reconhecido isso tardiamente. No relatório anual de 2010, ela afirma que:²⁵

A BP está progressivamente se movendo em direção à adoção de [perda de contenção primária] como um dos indicadores-chave para a segurança do processo, pois acreditamos que ele representa um indicador de desempenho melhor e mais abrangente da segurança e integridade de nossas instalações do que apenas o indicador de vazamentos de óleo.

Foi assim que, em 2010, a BP adotou as definições do documento API 754 de perda de contenção primária (que enfatizam as liberações de gás) e começou a incluir a perda de contenção primária (assim definida) nos acordos de remuneração de seus gerentes mais seniores.²⁶ Essa era a situação no Golfo do México na época do acidente de Macondo.

A falta de relevância do indicador de perda de contenção para a perfuração

Infelizmente, a tentativa da BP de fazer a coisa certa foi profundamente imperfeita. O documento API 754 é aplicável a qualquer indústria em que uma perda de contenção tem potencial de provocar sérios danos.²⁷ Ele se aplica

25 Na p. 12. Essa afirmação é confusa. Um derramamento de petróleo é de fato uma medida de integridade – é uma perda de contenção, definida de forma vaga. Mas não é uma medida da segurança do processo. Se o argumento no texto for aceito, a LOPC (conforme definido na API 754) deve substituir o número de derramamentos de petróleo, e não o aumentar, como um indicador de segurança do processo.

26 Relatórios anuais da BP para 2009, p. 84; 2010, p. 114; 2011, p. 140.

27 Seção 1.2.

especificamente às indústrias de refino e petroquímica e é potencialmente relevante para etapas anteriores de *produção* de gás e óleo, mas a *perfuração* é um assunto diferente. Vou argumentar aqui que a perda de contenção *não* é um indicador significativo sobre o quão bem os riscos principais em uma plataforma de perfuração estão sendo gerenciados.

Considere, novamente, o que torna os eventos de perda de contenção relevantes. Em grande parte da indústria do petróleo, uma perda de contenção de gás inflamável ou hidrocarboneto líquido volátil é um evento que, em certas circunstâncias, pode resultar em uma explosão, ou um jato de fogo catastrófico, ou uma explosão de vapor em expansão de líquido fervente (*boiling liquid expanding vapour explosion* – Bleve). Em outras palavras, tais eventos de perda de contenção são precursores de um acidente grave. Segue-se que, ao reduzir o número de tais eventos, o risco de um acidente grave pode ser reduzido.

Agora considere a indústria de perfuração. Gás pode ser e é liberado dos poços durante o processo de perfuração e pode atingir níveis perigosos em uma plataforma. Falando sobre os alertas de gás na *Deepwater Horizon*, uma testemunha disse:²⁸

Nós tínhamos tido alertas tão frequentes que eu tinha na verdade ficado de certa forma imune a eles. Eu tinha chegado a um ponto no qual eu nem mesmo os ouvia, porque estávamos tendo liberação de gás continuamente. Era uma luta constante. Quando o nível atingia 200, esse é o ponto de corte para interromper todo o trabalho externo a quente, como corte, soldagem, rebarbação, esmerilhamento e outros trabalhos externos a quente. É aí que eu começo a me preocupar com níveis de gás [...] [é quando] eu não posso fazer nenhuma faísca em lugar nenhum, de nenhum tipo. Então é nesse ponto que eu realmente começo a prestar atenção aos níveis de gás.

Fica aparente a partir desse relato que as liberações de gás durante as operações de perfuração de poço não eram normalmente consideradas significativas. Nem eram tratadas como eventos notificáveis de perda de contenção. O gás a que se referem é em geral “gás de perfuração” ou “gás de ventilação”, que é rotineiramente gerado em alguns poços conforme a perfuração avança, especialmente quando se está perfurando xisto. Ele é normalmente ventilado para a atmosfera.²⁹ E, mais importante, ele não é o precursor de um vazamento.

28 DWI, 23 de julho, Williams, pp. 8, 9.

29 Estou em dívida para com David Pritchard por este relato.

Por isso, mesmo que essas liberações sejam tratadas como eventos notificáveis de perda de contenção, reduzir o número de tais eventos não seria necessariamente reduzir o risco de um vazamento.

O gás de ventilação não tem o potencial catastrófico de um vazamento, mas é um perigo por si só. Infelizmente, o padrão API não tem utilidade nesse contexto. O padrão depende da habilidade de avaliar o peso de gás liberado, e é improvável que estimativas realistas possam ser feitas sobre o peso do gás de ventilação liberado. Entretanto, o que pode ser mensurado é o número de ocasiões nas quais gás de ventilação atinge *concentrações* perigosas. Este seria um indicador totalmente diferente. É desejável que tal indicador seja desenvolvido. O órgão regulador estava ciente do problema de gás de ventilação na *Deepwater Horizon*, e tinha pedido que a perfuração “procedesse com cautela”. Um indicador relevante seria de grande utilidade para a gestão desse risco.

Pontapés (*kicks*)

Então, o que pode ser sensatamente usado como indicador de risco de explosão na perfuração? Se os vazamentos estavam ocorrendo com frequência suficiente para poder falar de uma taxa que poderia ser reduzida, então a própria taxa de vazamentos seria um indicador apropriado de risco de vazamento. Entretanto, de acordo com um estudo feito pelo órgão regulador, houve 39 vazamentos no Golfo do México em um período de 15 anos, de 1992 a 2005, isto é, uma média de dois a três por ano.³⁰ Esse número é muito pequeno para ser útil.

Considere, portanto, o precursor imediato de um vazamento/explosão, isto é, um pontapé do poço, ou um incidente de controle de poço (esses termos são usados de forma equivalente). Como foi observado no Capítulo 5, um pontapé do poço pode ocorrer quando se está perfurando através de areias de óleo e gás. Algumas vezes, a pressão nessas areias é grande o suficiente para superar o peso do fluido de perfuração, e óleo e gás podem começar a entrar no poço e abrir caminho para cima. Isso é um pontapé. A menos que os operadores controlem o pontapé de alguma forma, ele pode evoluir para um vazamento. Pontapés são mais numerosos que vazamentos, e é amplamente reconhecido que a redução do número de pontapés reduz o risco de vazamentos. Os órgãos reguladores em certos lugares do mundo coletam e publicam de forma rotineira dados sobre o

30 Izon et al, 2007.

número de pontapés.³¹ Para qualquer poço específico, o número de pontapés pode ser muito pequeno para servir como um indicador útil, mas o número por empresa por ano é algo que seria útil às empresas computar e tentar reduzir.

Uma consideração a ser feita quando da introdução de novos indicadores, especialmente se são indicadores que importam, é a facilidade com a qual eles podem ser manipulados. Quando se faz com que mensurações sejam importantes, a primeira resposta é tentar *gerenciar a mensuração*. A estratégia mais simples é desencorajar o registro, mas há também jogos de classificação muito espertos que podem ser jogados para minimizar os números. Por exemplo, as estatísticas de lesões com afastamento sofrem desse tipo de manipulação.³² Mesmo os eventos de perda de contenção podem ser manipulados. O peso de uma liberação deve ser calculado a partir da pressão, duração e tamanho do orifício, todos os quais devem ser estimados, o que deixa bastante espaço para manipulação de dados. Um pontapé, no entanto, é um evento relativamente sem ambiguidade que não é facilmente suprimido. O número de pontapés é, portanto, um indicador razoavelmente robusto desse ponto de vista.

Vamos fazer uma pausa por um momento para considerar o problema da subnotificação que frequentemente ocorre quando uma medida como a perda de contenção é tornada importante. Esse é um problema bastante real. Felizmente, há uma solução, que envolve um ajuste fino dos acordos de incentivo. Os gerentes de alto escalão são aqueles que estão em posição de reduzir as taxas de perda de contenção, ou qualquer outro indicador que importe, utilizando as ferramentas de gestão à sua disposição. Eles devem, portanto, receber incentivos para fazer isso. Entretanto, para muitos indicadores (por exemplo, perdas de contenção), nós podemos estar na dependência de que trabalhadores da linha de frente reportem as ocorrências; daí decorre que eles devem ser incentivados a fazer isso. Isso significa que, em primeiro lugar, a remuneração deles não deve ser dependente de reduzir a taxa relevante e, em segundo, que eles devem receber um incentivo positivo para notificá-las. Quando as ocorrências de interesse estão bem definidas, tal como a perda de contenção, isso pode ser atingido pelo oferecimento de uma pequena recompensa financeira para cada ocorrência reportada. Esses arranjos terão um efeito geral de incentivar o aumento das notificações e, ao mesmo tempo, contribuir para reduzir a taxa de ocorrência real.

31 Por exemplo, na Noruega; ver Skogdalen et al., 2011. Também na Austrália; ver: www.nopsa.gov.au/document/Charts%20-%20Quarterly%20Key%20Performance%20Indicators%20June%202011.pdf

32 Hopkins, 2008, pp. 85, 86.

Voltando à questão dos pontapés, algumas vezes se argumenta que os poços diferem em complexidade e, por isso, na sua propensão a dar pontapés, e que qualquer indicador baseado simplesmente no número de pontapés seria, portanto, enganoso. Pode ser que seja assim. Mas há maneiras pelas quais os níveis de complexidade podem ser levados em consideração de forma que comparações válidas possam ser feitas.³³ Esse é claramente o tipo de refinamento que precisa ser feito conforme os sistemas de mensuração tornam-se mais maduros.

Infelizmente, a BP não tinha reconhecido a importância de usar o número de pontapés como um indicador do risco de vazamento antes do evento de Macondo. Os dados sobre o número de pontapés eram registrados, mas isso não era uma medida importante. Dados de tendência sobre os pontapés não eram disponibilizados para a equipe de gestão do Golfo do México. Tampouco havia acordos de desempenho que colocassem metas para uma redução no número de pontapés.

O problema é que a BP não tinha pensado minimamente em como poderia transferir para o ambiente de perfuração a maior consciência sobre a segurança de processo gerada pelo acidente da *Texas City*. Um alto executivo da BP reconheceu após o acidente que, na sua cabeça, a segurança de processo se referia às plataformas de produção, enquanto para plataformas de perfuração a questão era simplesmente segurança, que significava para ele segurança individual. De fato, enquanto metas numéricas de segurança de processo eram incluídas nos acordos de desempenho dos executivos responsáveis pela produção, não havia nenhuma meta desse tipo para os executivos de perfuração.³⁴ Dessa forma, a segurança de processo simplesmente desapareceu de vista no que se referia à perfuração.

Outros indicadores do risco de vazamento

Vários outros potenciais indicadores do risco de vazamento tornaram-se aparentes durante os inquéritos depois do acidente de Macondo.³⁵

33 D. Pritchard e K. Lacy, “Deepwater well complexity – the new domain”, documento de trabalho do *Deepwater Horizon Study Group*, janeiro de 2011.

34 Comunicação pessoal.

35 Uma discussão muito mais completa sobre este tópico pode ser encontrada em Skogdalen et al., 2011.

Tempos de resposta aos pontapés

A prevenção de vazamento depende de os sondadores identificarem os pontapés o quanto antes depois que eles ocorrerem, e tomarem ações corretivas, como o fechamento do poço. Na noite do vazamento de Macondo, os sondadores levaram aproximadamente 40 minutos para perceber que um pontapé havia ocorrido, e a essa altura já era muito tarde. Pouco mais de um mês antes, a *Deepwater Horizon* havia experimentado um outro pontapé que passou despercebido por 33 minutos. A análise subsequente indicou que ele deveria ter sido reconhecido muito mais cedo.³⁶ Pode-se então facilmente imaginar um indicador baseado no tempo de resposta aos pontapés, que seria relevante no nível da indústria ou da empresa, se não no nível dos poços individualmente. Os dados são todos registrados automaticamente de forma que, como dito anteriormente, esse seria um indicador razoavelmente robusto. Curiosamente, a BP e a *Transocean* faziam testes não anunciados de tempo de resposta, talvez uma vez por semana. Esses testes envolviam a simulação de um pontapé e avaliação de quanto tempo as equipes levavam para reconhecê-lo e responder à alteração das circunstâncias. Isso também poderia servir como base de um indicador do quão bem o risco de vazamento está sendo gerenciado.

Falhas de cimentação

Um outro indicador potencial de risco de vazamento é o número de falhas na cimentação. O vazamento de Macondo foi iniciado por uma falha não detectada de cimentação. Além disso, haviam ocorrido duas falhas de cimentação em pontos mais altos no poço. O estudo do órgão regulador mencionado anteriormente descobriu que, dos 39 vazamentos no período de 15 anos sob análise, 18 haviam começado por falhas de cimentação. A falha do cimento é, portanto, um evento precursor, e reduzir as taxas deste tipo de falha seria desejável do ponto de vista da segurança, além de ser comercialmente desejável.

Indicadores específicos de risco

Um ponto geral emerge dessa discussão: os indicadores de segurança de processo devem ser escolhidos à luz do maior risco que deve ser gerenciado.

³⁶ BP, 2010, p. 107; ver também BP, 2011, p. 9.

Uma companhia de petróleo que estudei identificou seu cenário de acidente grave mais preocupante como um acidente com um caminhão-tanque que resultasse em fogo ou explosão. Ela estava monitorando o comportamento dos motoristas utilizando gravadores de dados, e decidiu usar esses dados para identificar situações precursoras, isto é, situações de risco aumentado. A primeira ideia era focar o número de ocasiões em que os motoristas excederam o limite de velocidade. Entretanto, a análise revelou que alguma das situações mais perigosas ocorreram em velocidades que eram menores que o limite e, inversamente, havia situações nas quais exceder o limite não aumentava significativamente o risco de um acidente. Foi então que eles compreenderam que, quando os motoristas eram forçados a breicar de forma mais forte do que o usual, eles não estavam tão no controle da situação como era desejável. Essas “brecadas fortes” eram, portanto, eventos precursores, que valia a pena monitorar, estudar e reduzir.

De novo, uma colisão entre navios no mar, ou entre um navio e uma plataforma, poderia ser um evento de acidente grave. O órgão regulador norueguês coleta dados sobre o número de ocasiões em que esses navios estão em rota de colisão.

Alternativamente, seria possível monitorar as ocasiões em que tais navios estão mais perto do que deveriam, de uma plataforma ou entre si. Tal evento pode ser descrito como uma “quebra de separação”. Esse é o indicador de segurança mais importante usado pelo controle de tráfego aéreo ao redor do mundo. Quebras de separação são eventos precursores que podem ser monitorados e reduzidos. O ponto geral, então, é que, na indústria do petróleo, a perda de contenção não é sempre o indicador mais adequado do risco de grande perigo. Os indicadores devem ser feitos sob medida para eventos específicos de acidentes graves. Isso é particularmente verdadeiro para vazamentos.

Indicadores precursores *versus* outros indicadores de risco

O leitor atento terá notado que essa discussão tem sido feita principalmente sobre eventos precursores, o equivalente dos indicadores do Nível 1 e Nível 2 no triângulo da API para as indústrias de refino e petroquímicas (Figura 6.1). Mas também há circunstâncias nas quais precisamos considerar indicadores de risco mais remotos, como os indicadores do Nível 3 e Nível 4. Isso é tão verdadeiro para os riscos da indústria da perfuração e outras indústrias de grande risco quanto é para aquelas de refino e petroquímica. As empresas e unidades

de negócio devem estar atentas a esses indicadores mais remotos quando não têm números suficientes de eventos precursoros que permitam construir indicadores significativos.

Entretanto, há boas razões para se concentrar nos eventos precursoros quando estamos desenvolvendo medidas para incluir nos acordos de desempenho da alta hierarquia. Indicadores precursoros adequados mensuram o risco de forma direta e óbvia. Por sua vez, eles encorajam a alta hierarquia a pensar mais sobre como reduzir o risco. Esses gerentes podem decidir que a melhor maneira é desenvolver um conjunto de indicadores de Nível 3 e de Nível 4 sob medida para seu próprio ambiente, ou podem optar por outras táticas, como uma auditoria melhor ou supervisão mais próxima. O indicador de evento precursor deixa os gerentes livres para criar as melhores estratégias de redução de risco no seu ambiente particular, ao mesmo tempo que mantém a pressão neles para fazer exatamente isso.

Há ainda uma outra razão para focar a extremidade superior da pirâmide durante a construção de indicadores para incluir em acordos de desempenho. Os indicadores do Nível 4, como o número de recomendações de auditoria cumpridas no prazo, leva rapidamente a resultados perversos se se tornarem medidas importantes. Se a taxa de fechamento no prazo influencia os bônus, os gerentes podem aumentar a *quantidade* de fechamentos sacrificando sua *qualidade*. Como resultado, eles podem ser capazes de atingir quaisquer metas de fechamento que forem estabelecidas, sem recursos adicionais, mas sem necessariamente melhorar a segurança. Isso não é desonestidade, é simplesmente pragmatismo. É uma hipótese razoável de que, quanto mais distante causalmente o indicador está do resultado indesejado, maiores são as oportunidades para resultados perversos dessa natureza.

A resposta da BP

Tendo em mente essas observações de cautela, vamos finalmente considerar o conjunto de indicadores que a BP desenvolveu desde o incidente de Macondo para auxiliar o gerenciamento do risco de vazamento:³⁷

- eventos de controle de poço (pontapé) e/ou de ativação do preventor de explosão;

37 BP, 2011, p. 51.

- investigações de incidentes de controle de poço – ações atrasadas;
- desvios aprovados das práticas técnicas de engenharia;
- falhas de equipamentos críticos de plataforma de perfuração – ações atrasadas;
- o número de poços com pressão do invólucro sustentada;
- o número de poços com falhas nas válvulas de segurança abaixo da superfície ou no fundo do poço; e
- o número de recomendações feitas no relatório de investigação do incidente da BP em Macondo implementadas.

O primeiro deles é essencialmente o indicador de pontapés recomendado anteriormente. Os outros são uma mistura judiciosa de indicadores do Nível 1 ao Nível 4 que a BP acha que ajudarão a gerenciar o risco de vazamento mais efetivamente. A questão crucial é: quais desses indicadores, se houver, irão tornar-se medidas que importam, no sentido de afetar a remuneração. A BP não tornou essa informação pública.

O único comentário que desejo fazer a respeito desse conjunto de indicadores diz respeito ao terceiro item, o número de desvios aprovados das práticas técnicas de engenharia – presumivelmente, quanto menos melhor. Há duas razões pelas quais as autoridades de engenharia podem aprovar desvios. A primeira é quando os padrões não estão de fato apropriados ou necessários nas circunstâncias. Se os desvios estão sendo aprovados por essa razão, então o uso do indicador proposto irá impulsionar melhorias nos padrões, pois quanto mais cuidadosamente projetados os padrões forem, menores serão as situações nas quais eles parecem inadequados. A segunda razão pela qual as autoridades de engenharia podem aprovar um desvio é que os gerentes de linha estão buscando um afrouxamento dos padrões por razões comerciais, e estão argumentando que o aumento de risco é insignificante ou no mínimo razoável nas circunstâncias. Isso coloca as autoridades de engenharia em uma posição difícil. O problema é que, embora em qualquer caso específico pode ser verdadeiro que o desvio não aumenta significativamente o risco, se tais autorizações se tornarem a regra, os riscos associados irão subir lenta e imperceptivelmente. O indicador proposto ajuda a controlar esse processo e fortalece a vontade de quem tem que aprová-lo de resistir às pressões comerciais. Além disso, esse é um indicador relativamente robusto, no sentido de que a autorização é um evento discreto e por isso o número de autorizações é difícil de disfarçar. (É claro que, como a maioria dos indicadores, ele pode ser falsificado, mas isso é um assunto

totalmente diferente.) Por esse motivo, pode muito bem ser apropriado tornar essa medida uma das que importam por meio da especificação das metas nos acordos de desempenho. E, ainda sobre esse assunto, um indicador relacionado é o número de autorizações concedidas a desvios do sistema de segurança. Esse também é um indicador que deve ser tornado importante.

Observações finais

A BP fez a coisa certa ao tentar construir indicadores de segurança de processo e incluí-los nos acordos de desempenho. Porém, ela falhou em traduzir a ideia de segurança de processo para o contexto de perfuração. Isso significou que, para a equipe de Macondo, não havia ímpeto para reduzir o risco de vazamento. Esse fato oferece uma maior compreensão sobre o fracasso da equipe em pensar cuidadosamente sobre a segurança do que estava fazendo.

Suponha que façamos a seguinte pergunta: dado que um acidente grave estava para ocorrer nas operações da BP no Golfo do México, por que isso ocorreu em uma plataforma de perfuração, e não em uma plataforma de produção? Esse capítulo sugere uma resposta possível. O indicador de risco grave que a BP desenvolveu e incluiu nos acordos de desempenho era relevante para as plataformas de produção, mas não para as de perfuração. Era, portanto, efetivo em chamar a atenção para o risco grave nas plataformas de produção, mas não nas de perfuração.

Eu concordo com o penúltimo parágrafo do livro de Tom Bergin sobre a BP, que inclui as seguintes palavras:³⁸

Até que ponto uma empresa é uma boa cidadã social é menos uma função da bússola moral de seus gerentes do que [...] dos incentivos dados por eles para os funcionários. Se eles desenvolvem incentivos que não foram bem pensados e os aplicam cegamente, haverá consequências não intencionais, algo que o setor financeiro ilustrou em grande escala nos últimos anos.

³⁸ Bergin, 2011, p. 267.