

Avaliação Sistêmica da Segurança durante a Perfuração de Poços Offshore

Marco Aurélio Pestana^a – marco.pestana@usp.br
Lucas Ribeiro de Almeida^a – lucas.ribeiro.almeida@usp.br
Joaquim Rocha dos Santos^a – jrsantos@usp.br
Marcelo Ramos Martins^a – mrmartin@usp.br

^aLabRisco - Laboratório de Análise, Avaliação e Gerenciamento de Riscos
Departamento de Engenharia Naval e Oceânica, Escola Politécnica, Universidade de São Paulo

RESUMO

A avaliação sistêmica da segurança das operações de perfuração de poços de petróleo *offshore* é um campo pouco difundido, em função de seu caráter cético e desconhecido quando comparado às análises tradicionais. Esta abordagem apresenta uma série de precedentes positivos, uma vez que traz para o avaliador, a possibilidade de trabalhar com problemas mais complexos, onde o projeto pode ser ineficiente em termos de segurança. A estruturação da análise parte de uma estrutura de controle de segurança do sistema em que, busca-se identificar as deficiências nos controles que possam levar às perdas. Projetos envolvendo o emprego intensivo dos sistemas computacionais tem se beneficiado com esta abordagem, considerando a limitação/inviabilidade dos processos de simulação. Exemplos de aplicações são encontrados na aviação, projetos automotivos e setor aeroespacial, especialmente em função de uma maior automação dos sistemas. Na área de O&G, o número de aplicações vem crescendo e, a aderência tende a aumentar na medida que há uma evolução da complexidade dos sistemas. De forma a contribuir com este cenário, este artigo avalia a segurança das operações de perfuração de poços de petróleo *offshore* com emprego da análise sistêmica e uso do *System-Theoretic Process Analysis* (STPA). Como resultados preliminares a análise permitiu a identificação de 405 cenários de perdas relacionados a 39 tipos de ações inseguras que podem ocorrer durante a atuação do *Blowout Preventer* (BOP) e servem de apoio a melhoria da segurança destas operações.

1. INTRODUÇÃO

A perfuração de poços de petróleo é considerada uma das fases mais críticas do ciclo de vida dos poços, considerado seu elevado potencial em acarretar consequências com elevado potencial de dano. Na área de óleo e gás, quando um incidente ocorre e tem potencial para produzir perdas ou danos ele é registrado como uma ocorrência de perda de controle do poço – *Loss of Well Control Occurrence* (LOWC). Entre 2000 e 2015 foram registrados de 156 eventos de LOWC onde, 45% dos eventos ocorreram durante a fase de perfuração [1].

Quando ocorre a LOWC os piores cenários estão relacionados aos eventos de *blowout*. Entre 2000 e 2015, 54 casos de *blowout* foram reportados sendo, 38 casos em águas profundas e 16 em águas rasas [1]. Eventos de *blowout* que ocorrem na superfície são severos e, quando estão associados a zonas de elevada profundidade, tendem a ocasionar consequências mais graves. Somente o acidente de Macondo [2], por exemplo, provocou 11 fatalidades, o que representa 85% do total de casos registrados no período de 2000-2015.

Evitar que acidentes futuros possam ocorrer ou mesmo criar medidas que possam mitigar ou conter o avanço das consequências é ainda um grande desafio, mesmo que sejam totalmente conhecidas as causas dos eventos passados. Uma série de argumentos tem sido utilizados para explicar as causas, entre eles, a falha de equipamentos, erros humanos, testes de equipamentos, violações e, outros. O fato é que estas operações são consideradas complexas e a investigação dos acidentes a partir da segregação das partes pode não ser a mais adequada, considerando a perda das características emergentes do sistema, assunto discutido na **Seção 2**.

Para tentar preencher esta lacuna, este artigo discute a avaliação da segurança das operações de perfuração *offshore*, a partir de uma visão sistêmica e aplicação do STPA [3]. Como resultados o artigo mostra como o STPA e a abordagem sistêmica podem contribuir para uma melhoria da segurança do projeto.

2. SISTEMAS COMPLEXOS, PENSAMENTO SISTÊMICO E PERFURAÇÃO DE POÇOS

Sistemas complexos podem ser definidos por um conjunto de elementos que interagem entre si, gerando propriedades emergentes. Entender o comportamento de um sistema complexo faz parte do pensamento

sistêmico que analisa o sistema como um todo, ao invés de individualizar os elementos do sistema, decompondo-o em partes. A vantagem desta análise é que é possível abordar problemas complexos, caracterizados por não linearidades, forte acoplamento entre os elementos e o efeito dinâmico – algumas das características presentes nos sistemas complexos [4]. Nesses sistemas, os elementos que compõem o todo não podem dissociados sem que haja prejuízo das propriedades emergentes.

A perfuração de poços de petróleo faz parte de um sistema complexo que engloba uma série de elementos fortemente associados em que, o seu comportamento é governado pelas ações tomadas pelos seus agentes. O início das operações de perfuração de um poço não pode ser realizado sem a autorização do agente regulador, assim como os demais envolvidos no processo (agentes de fiscalização, proteção ambiental, etc.). Similarmente, quando uma sonda inicia uma perfuração é necessário uma série de procedimentos e as ações sejam tomadas pelos operadores. Estas ações são definidas pelos níveis superiores, que acabam influenciando o sucesso ou fracasso das atividades. A interação homem/máquina também apresenta forte elo, considerando que as decisões são tomadas a partir de informações ou parâmetros que o equipamento informa para o operador. Quando existe falhas nesta estrutura ou, quando há alterações no estado do sistema (tendo em vista sua dinâmica), este pode entrar em uma condição de perigo, elevando o risco de acidentes.

Ao avaliar o sistema a partir do pensamento sistêmico é possível evitar a degradação das barreiras de segurança, corrigir falhas de projeto e entender melhor como os níveis gerenciais podem contribuir para instabilidade da segurança do sistema. Adicionalmente, este entendimento permite sugerir melhorias nos processos regulatórios, gerar requisitos de projeto e possibilitar a correção de erros de projeto. Uma das ferramentas promissoras que vem ganhando destaque é o *System-Theoretic Process Analysis* (STPA), uma ferramenta que foi desenvolvida a partir do *System Approach to Safety Engineering* (STAMP), e será apresentada na Seção 3. Esta ferramenta permite, entre outros, avaliar a segurança do sistema logo nas fases preliminares do projeto.

3. System Approach to Safety Engineering - STAMP

O STAMP é um modelo de causalidade destinado avaliar a segurança de sistemas complexos com base na avaliação das interações e relacionamento entre os diferentes elementos do sistema. O propósito do STAMP é desenvolver um modelo de causalidade que seja capaz de auxiliar na melhoria da segurança de sistemas complexos, com base em uma estrutura hierárquica de controle. A base do STAMP permitiu o desenvolvimento de outros processos de análises entre eles, a Análise Causal Baseada na Teoria de Sistemas – *Causal Analysis Based on System Theory* (CAST) e a Análise de Processo Teórico Sistêmico – *System-Theoretic Process Analysis* (STPA). Com a aplicação do STPA é possível interferir na segurança do projeto logo nas fases iniciais, como será discutido na Seção 4. Por outro lado, quando o objetivo é analisar causas de um acidente, a ferramenta CAST é bastante adequada, uma vez que permite identificar os elementos que contribuíram para o evento acidental, sugerindo reforços na estrutura de controle.

O STAMP, CAST e STPA estão fundamentados em 3 conceitos básicos: estruturas hierárquicas de controle de segurança (*hierarchical safety control structures*), restrições de segurança (*safety constraints*) e modelos de processos (*process models*). A estrutura hierárquica de controle é uma representação gráfica dos elementos do sistema em que são descritos os níveis hierárquicos e suas conexões, conforme mostra a **Figura 1**.

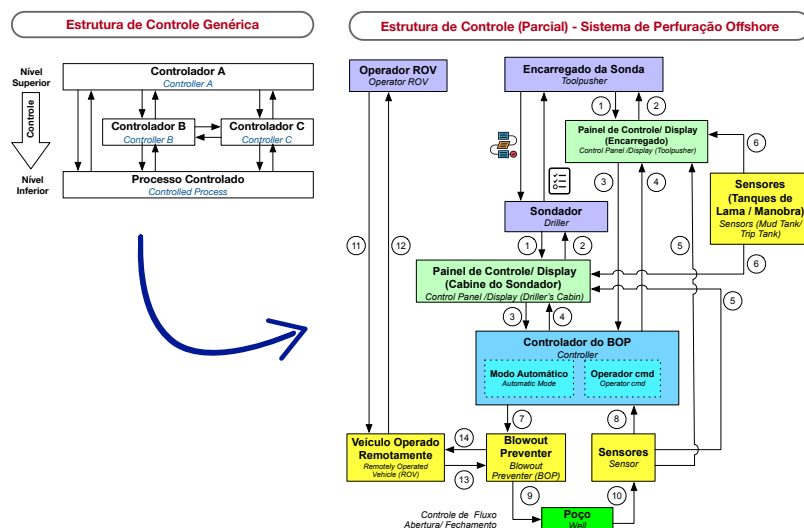


Figura 1 – Estruturas de Controle.

Nesta figura estão apresentadas duas estruturas de controle: Uma genérica e outra específica que será discutida ao longo do texto. Na estrutura genérica, os níveis superiores exercem o controle sobre os níveis inferiores por meio de ações de controle, representadas pelas setas descendentes. As ações de controle são tomadas a partir de um modelo de processo e podem ser atualizadas com base no *feedback* recebido. O *feedback* é representado pelas setas ascendentes e representa a resposta no sistema. Quando não existe uma relação hierárquica, setas horizontais podem ser utilizadas para definir a troca de informações.

A partir da definição da estrutura de controle é possível desenvolver uma estrutura mais específica, de acordo conforme mostra a Figura 1 a direita. Nesta estrutura está representada parcialmente uma estrutura de controle de um poço, considerando a operação de perfuração, que será discutida a seguir.

4. Aplicação do STPA na fase de perfuração

Conforme discutido, o STPA é uma das ferramentas que busca fazer uma análise proativa da segurança a partir da identificação dos perigos, em um determinado sistema. Usando-se o STPA é possível identificar os perigos, ações de controle inseguras, falhas de controle e *feedback*. Adicionalmente, pode-se também gerar uma lista de potenciais cenários que podem levar a perdas no sistema. A aplicação do STPA envolve a aplicação de 4 passos que serão detalhados a seguir a partir de um estudo de caso de perfuração de um poço *offshore*.

No Passo 1 definem-se as perdas a serem consideradas com base nos valores e interesses dos *stakeholders*. Danos ambientais e perdas que envolvam as pessoas (fatalidades ou feridos) foram definidos como perdas comuns a todos *stakeholders*. Adicionalmente, foram consideradas perdas específicas, tais como: a perda do poço, danos em equipamentos, danos às instalações vizinhas, perdas econômicas etc.

A partir da definição das perdas, os perigos e as restrições do sistema foram identificados e vinculados. Para cada perigo identificado há uma restrição necessária que, caso não seja satisfeita, pode levar a perdas no sistema. Por exemplo, o valor da pressão hidrostática exercida na parede do poço deve estar dentro dos limites de tolerabilidade (SC-1). Quando esta restrição é satisfeita, não há uma violação sobre os valores toleráveis da pressão hidrostática (H-1). Desta forma, ao se satisfazer a SC-1, evita-se o perigo H-1 e consequentemente perdas no sistema. Estas perdas são vinculadas nesta etapa e assim garante-se a rastreabilidade do processo desde o início da análise.

Na sequência foi elaborada a estrutura de controle conforme já comentado na Seção 3. Para cada nível foram definidas as responsabilidades e sua cobertura em relação às restrições em nível de sistema. Esta estrutura foi elaborada a partir de um nível de abstração elevado e refinada até obter estrutura de controle da **Figura 1** à direita.

No passo 3 as ações de controle foram analisadas de forma a identificar em que contexto estas ações se tornam inseguras, colocando o sistema em estado de perigo. De acordo com STPA, quatro contextos podem levar o sistema a um estado de perigo: a) o acionamento indevido do comando b) a ausência do comando, quando necessário c) o atraso no acionamento do comando ou seu acionamento fora de uma sequência obrigatória d) a interrupção prévia ou tardia do comando no caso de comandos contínuos. Estes contextos estão descritos e na primeira coluna da Tabela 1 que exemplifica uma ação de controle de fechamento da gaveta cisalhante cega (BSR), realizada pela função automática do BOP (AMF/ *Deadman*). Dependendo do contexto, é possível observar que, tanto o acionamento indevido da válvula BSR quando a ausência do comando por parte do sistema automático, podem gerar uma série ações de controle classificadas como não seguras (UCA).

Tabela 1 – Exemplos de ações de controle não seguras (UCAs) geradas em função do acionamento indevido da BSR ou na ausência do controle, quando necessário.

Ação de Controle do AMF/ <i>Deadman</i> : Fechar a gaveta cisalhante cega – <i>blind shear ram</i> (BSR)	
Não atuação ocasiona causa de perigo	UCA-16: AMF/ <i>Deadman</i> não envia o comando para fechar a gaveta cisalhante de revestimento – <i>casing shear ram</i> (CSR) durante a falha do <i>riser</i> ou corte das comunicações entre a sonda e o BOP (perda hidráulica/elétrica) provocadas por incêndios ou explosões na sonda [H-1; H-1,1; H-1,2; H-3; H-3,1; H-3,4; H-4,2; H-5; H-5,1; H-5,2]
Atuação gera uma causa de perigo	UCA-17: AMF/ <i>Deadman</i> envia o comando para fechar a gaveta cisalhante de revestimento – <i>casing shear ram</i> (CSR) indevidamente [H-1; H-1,1; H-1,2; H-3; H-3,1; H-3,4; H-4,2; H-5; H-5,1; H-5,2]
Muito cedo, muito tarde, fora de sequência	UCA-18: AMF/ <i>Deadman</i> atrasa o comando para fechar a gaveta cisalhante de revestimento – <i>casing shear ram</i> (CSR) em evento de falha do <i>riser</i> ou evento de falhas de comunicações entre a sonda e o BOP (perda hidráulica/elétrica) resultante de evento de explosão ou incêndio [H-1; H-1,1; H-1,2; H-3; H-3,1; H-3,4; H-4,2; H-5; H-5,1; H-5,2]

*Contextos referentes a controles contínuos são aplicáveis para fechamento da válvula BSR

Essas ações de controle alimentam os parâmetros para execução do passo 4 do STPA. Nesta etapa para cada UCA são identificados quais seriam os prováveis cenários que levariam o sistema a uma condição de perigo, em função de uma UCA. A descrição destes cenários (SC) pode levantar uma série de hipóteses a depender da robustez da análise. Por exemplo, em um evento de *kick*, o operador da sonda pode deixar de enviar o comando para fechamento da *pipe ram*. Alguns cenários podem justificar a ausência deste controle:

Evento de *kick* ocorre e painel de instrumentação indica aumento no volume de lama nos tanques...

O operador não envia o comando para o fechamento no preventor anular do BOP porque os procedimentos não especificam quando o operador deve fechar o preventor anular do BOP (SC-01).

O operador não envia o comando para o fechamento no preventor anular do BOP porque assume que outros controles (automáticos/operadores) já foram realizados (SC-02).

O operador não envia o comando para o fechamento no preventor anular do BOP porque o ganho de lama indicado no painel de instrumentação é inferior aos limites especificados nos procedimentos (SC-03).

Com a finalização do passo 4, a aplicação do STPA está encerrada e os resultados já podem ser utilizados para o desenvolvimento e melhoria da segurança do sistema como será discutido na Seção 5.

5. Discussão dos Resultados Obtidos e Conclusões

A avaliação sistêmica da segurança das operações de perfuração de poços de petróleo com uso do STPA garantiu a identificação de 405 SC baseados em 39 UCAs que podem levar o sistema a um estado de perigo. Para cada cenário identificado, melhorias podem ser implementadas para incrementar o nível de segurança das operações. Por exemplo, quando um operador deixa de atuar quando necessário, é preciso entender o que levou a inércia da ação. Em alguns cenários esta inércia pode estar relacionada a um *feedback* inadequado do sistema ou a ausência de um controle de um nível superior. Falhas de monitoramento no painel de instrumentação é um exemplo de *feedback* inadequado. Por outro lado, o operador pode não dispor de recursos necessários para tomada de decisão. Essa condição pode estar associada à falta de treinamento, obsolescência dos procedimentos operacionais, ausência de procedimentos, entre outros.

Em uma outra análise é possível que ocorra um atraso no comando por parte do operador, levando novamente o sistema em um estado de perigo. Este atraso pode estar relacionado, por exemplo, à ocupação do operador com uma segunda tarefa. Neste caso, é necessário rever as responsabilidades do operador e/ou verificar se esta responsabilidade pode ser suprida por um segundo operador.

Cenários mais específicos também podem ser relevantes. Por exemplo, o projeto dos equipamentos pode estar obsoleto, requerendo novos requisitos ou até mesmo pode haver uma inadequação do projeto. Tais condições podem estar associadas ao emprego do equipamento para uma condição não especificada ou uma degradação do equipamento prematura. Nestes casos é necessário rever os parâmetros do projeto.

Foram identificados também cenários em que existe uma dependência direta entre os elementos do sistema. Uma exemplificação, são os comandos automáticos do BOP. Estes comandos necessitam de uma habilitação prévia por parte do operador para que atuem quando necessário. A ausência da habilitação do comando pode comprometer a segurança do sistema de forma que o comando não seja efetuado quando necessário. Neste caso torna-se necessário uma revisão do projeto.

Por fim, vale destacar que os resultados do STPA podem ser utilizados para uma série de aplicações entre elas: o desenvolvimento de requisitos de projeto, elaboração de indicadores de risco e outros. Estas aplicações fazem parte dos trabalhos futuros a serem desenvolvidos.

6. REFERÊNCIAS

- [1] Holand, P. (2017). Loss of Well Control Occurrence and Size Estimators, Phase I and II (Issue May).
- [2] U.S. Chemical Safety and Hazard Investigation Board. (2014). Investigation Report Volume 1 - Drilling Rig Explosion and Fire at the Macondo Well (Vol. 1, Issue Investigation Report).
- [3] Leveson, N. G., & Thomas, J. P. (2018). STPA Handbook. 188. http://psas.scripts.mit.edu/home/get_file.php?name=STPA_handbook.pdf
- [4] Stermann, J. D. (2002). System Dynamics: Systems Thinking and Modeling for a Complex World. In Proceedings of the ESD Internal Symposium.
- [5] Leveson, N. (2004). A new accident model for engineering safer systems. Safety Science, 42(4), 237–270. [https://doi.org/10.1016/S0925-7535\(03\)00047-X](https://doi.org/10.1016/S0925-7535(03)00047-X)