



PROPOSTA DE METODOLOGIA INTEGRADA PARA IDENTIFICAÇÃO DE ELEMENTOS CRÍTICOS DA SEGURANÇA OPERACIONAL E FATORES HUMANOS ALINHADA AS DIRETRIZES DO SGIP

Pedro Rafael N. Perez¹; Bianca Lemos. J. Peters² & Brian Marques P. Ramos³

1. INTRODUÇÃO

Vigente no Brasil desde 2007, o Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional (SGSO), estabelecido pela Resolução ANP n° 43, foi um divisor de águas no que tange a forma de se gerenciar a segurança operacional em atividades de perfuração e produção marítimas no Brasil. Isso porque esta foi a primeira regulamentação norteadora por metas e performance, e baseada em risco a ser mandatória para atividades de óleo e gás em território nacional.

Mais recentemente, em 2018, a Agência Nacional do Petróleo (ANP) tornou mandatório o cumprimento do Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços (SGIP), estabelecido pela Resolução ANP n° 46. Assim como o SGSO, trata-se de uma norma não prescritiva. Resumidamente, o SGIP integra aspectos de gerenciamento de segurança de processos já abordados pelo SGSO com aspectos típicos de gerenciamento da integridade de poços, presentes em normas e boas práticas internacionais, tais como a NORSOK-010 (*Well Integrity in Drilling and Well Operations* – Integridade de Poços em Operações de Perfuração e Produção de Poços) e a ISO/TS 16530-2 (*Well Integrity Part2: Well Integrity for Operational Phase* – Integridade de Poços para Fase Operacional), em torno de um arcabouço de governança que abrange todas as etapas do ciclo de vida do poço, semelhante à ISO/DIS 16530-1 (*Petroleum and Natural Gas – Well Integrity Part1: Life Cycle Governance* – Integridade de Poço Parte 1: Governança do Ciclo de Vida).

Parte crítica de todo este processo consiste na integração coerente entre as Práticas de Gestão (PG) referentes à análise e ao gerenciamento de riscos – PG-12, à identificação e ao gerenciamento de elementos críticos – PG-11, e à consideração por fatores humanos e organizacionais – PG-04, neste arcabouço de gerenciamento baseado em riscos, visando à prevenção de eventuais perdas de controle do poço (*blowouts*), um dos eventos acidentais mais temidos da indústria de óleo e gás segundo Rosenberg e Nielsen, 1997.

Nesse sentido, o presente trabalho propõe e exemplifica a aplicação de uma metodologia para viabilizar esta integração, alinhada às diretrizes do SGIP, considerando as especificidades de ambos o projeto de poço e a unidade de perfuração.

¹ PhD (Dr. Eng.)

² Pós-Graduada em Engenharia de Petróleo; Engenheira Química

³ Engenheiro Químico

3. METODOLOGIA

A metodologia desenvolvida para garantir a integração mencionada anteriormente pode ser definida como uma metodologia hierárquica, que percorre os seguintes processos: (1) análise de riscos, (2) identificação dos CSB e respectivos elementos críticos e, por fim, (3) correlação com os fatores humanos e organizacionais a estes associados.

A aplicação da metodologia proposta considera a utilização dos seguintes métodos: (1) identificação de função de segurança, (2) desenvolvimento de árvore de falha para identificação dos elementos críticos e (3) correlação direta entre fatores de risco típicos reconhecidos por literatura com os elementos críticos, representada por gráfico acíclico direcionado (do inglês, *directed acyclic graph* – DAG). O detalhamento e a aplicação da metodologia são apresentados a seguir.

4. DESCRIÇÃO DA APLICAÇÃO DO MÉTODO

4.1. Análise de Riscos

O processo deve se iniciar com um estudo de análise de riscos que, inicialmente, pode ser qualitativo (matriz de riscos). O cenário de *blowout* deve ser considerado, bem como, o *kick* como precursor accidental. A **Tabela 1** exemplifica um modelo de planilha HAZID ajustado para ser utilizado no processo de identificação e análise inicial dos riscos associados às diferentes fases de ciclo de vida do poço e respectivas operações.

Tabela 1: Modelo de planilha de HAZID.

HAZARD IDENTIFICATION STUDY - HAZID						
Etapa de Projeto: Perfuração			Fase/Operação: Perfuração do reservatório			
Perigo	Causas	Consequências	F	S	Risco	Conjunto Solidário de Barreiras (CSB) / Medidas de controle
<i>Kick</i>	Causas do <i>kick</i> (fase/operação) Causas do escalonamento para o <i>blowout</i>	<i>Blowout</i>	-	-	-	Ver Tabela 2

A **Tabela 2** apresenta uma matriz que associa os principais elementos de conjuntos solidários de barreira (CSB) com etapas operacionais tradicionais a construção de poços.

Tabela 2: Matriz de CSB frente a diferentes operações de perfuração (Perez *et al.*, 2018).

CSB	Operações		
	Perfuração	Tripping	Cimentação/Revestimento
Fluido de perfuração	X	X	
Revestimento			X
Cimento			X
Sapata			X
Cabeça de poço			X
BOP	X	X	
Plug de cimento			X

A **Tabela 3** apresenta os principais modos de falha do *blowout* que podem servir como base para a construção do cenário utilizando como base uma planilha de HAZID ajustada para identificação das respectivas CSB e elementos associados (modelo abaixo).

Tabela 3: Mapeamento macro dos modos de falha associados ao *blowout* (Perez, 2019).

Modo de Falha	Causas	Efeito (*)	Consequência
Peso do fluido de perfuração inferior ao peso mínimo ($W_m < W_{m_{min}}$)	Fluido com indícios de gás Efeitos da temperatura Erro humano (design ou preparação do fluido) Problemas na limpeza do poço e ECD Falha de equipamentos	<i>Kick</i> $p_h < p_p$	Se não controlado, pode levar ao <i>blowout</i>
Peso do fluido de perfuração superior ao peso máximo permitido ($W_m > W_{m_{max}}$)	Erro humano (design ou preparação do fluido) Limpeza ineficiente do poço Falha de equipamentos	Perda de fluido para a formação potencialmente levando ao <i>kick</i> $p_h < p_p$	Se não controlado, pode levar ao <i>blowout</i>
Fluido de perfuração mais leve injetado no poço	Erro humano (transferência do fluido) Falha de equipamentos	<i>Kick</i> $p_h < p_p$	Se não controlado, pode levar ao <i>blowout</i>
Falha ao manter o poço preenchido durante a operação de <i>tripping out</i>	Erro humano (registro do <i>trip</i> , procedimentos, comunicação) Falha de equipamentos (sistema do <i>trip tank</i>)	<i>Kick</i> $p_h < p_p$	Se não controlado, pode levar ao <i>blowout</i>
Efeito de pistoneio (<i>swab</i>)	Erro humano (velocidade de <i>tripping</i> , baixa sobrepressão/ <i>trip margin</i> , design do BHA) <i>Falha do BHA</i> Parâmetros do fluido (ex. alta densidade/viscosidade/géis)	<i>Kick</i> $p_h < p_p$	Se não controlado, pode levar ao <i>blowout</i>
Efeito de surgência (<i>surge</i>)	Erro humano (velocidade de <i>tripping</i> , baixa sobrepressão/ <i>trip margin</i> , design do BHA) Parâmetros do fluido (ex. alta densidade/viscosidade/géis) Limpeza ineficiente do poço	Fratura da formação levando a perdas de fluido e <i>kick</i> $p_h < p_p$	Se não controlado, pode levar ao <i>blowout</i>
Zonas de pressões anômalas em intervalos específicos ($p_p \gg p_h$)	Gás raso (<i>shallow gas</i>) Incertezas na previsão de G&G Efeito de gás capeador Altas pressões e temperaturas (HPHT)	<i>Kick</i> $p_h < p_p$	Se não controlado, pode levar ao <i>blowout</i>

Nota: * Quando as condições de G&G para fluxo de hidrocarbonetos são atendidas.

Legenda: W_m = Peso do fluido de perfuração; $W_{m_{min}}$ = Peso mínimo de fluido; $W_{m_{max}}$ = Peso máximo de fluido

p_p = Pressão dos poros; p_h = Pressão hidrostática

4.2. Identificação de Elementos Críticos e do CSB

A identificação dos elementos críticos para a integridade de poços - procedimentos, sistemas e equipamentos, responsáveis pela efetividade dos elementos que compõem os CSB, pode ser feita por meio de um *workshop* com este objetivo específico, envolvendo tanto a equipe responsável pelo gerenciamento da integridade de poços, quanto especialistas em análise e gerenciamento de riscos que saibam conduzir os integrantes dessa equipe técnica no processo de identificação. No entanto, uma maneira mais rigorosa de se realizar essa etapa a identificação dos CSB e elementos críticos para a integridade de poços é por meio da aplicação de técnicas como a da árvore de falhas, ou mesmo a do *bowtie* qualitativo. A **Tabela 4** apresenta um modelo de planilha para ser utilizado na listagem dos CSB primários e secundários por fase do ciclo de vida.

Tabela 4: Modelo de planilha de CSB..

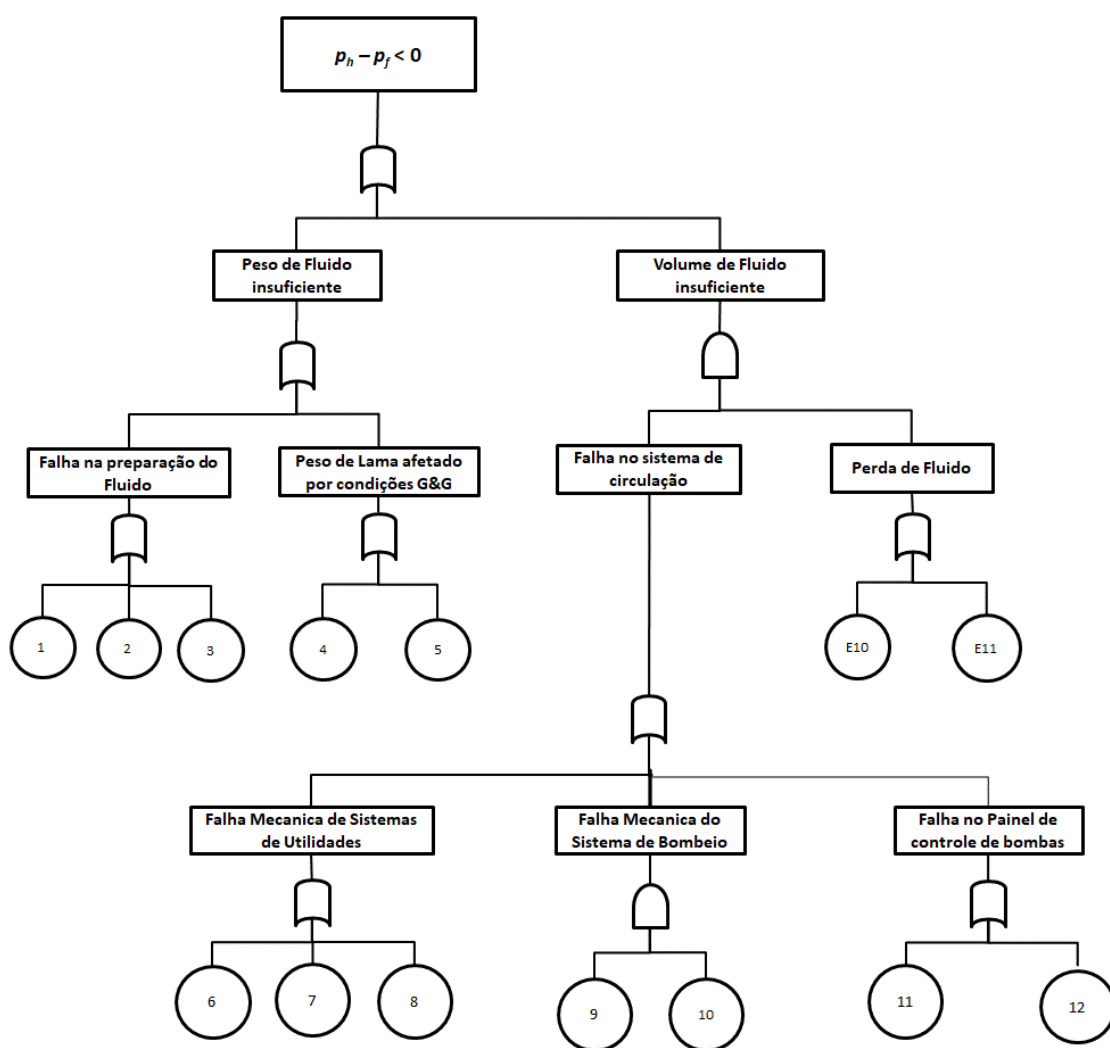
Fase	Tipo	CSB
Perfuração no reservatório	Primário	Coluna de Fluido de Perfuração (manutenção da pressão hidrostática)
	Secundário	Sistema de detecção e controle de poço

A identificação dos elementos de falha dos CSB, bem como as combinações lógicas entre eles que potencialmente levam à falha do conjunto como um todo é feita mediante a aplicação da técnica de árvore de falhas.

A árvore de falhas é uma técnica que permite a análise de uma condição indesejável de um sistema, mediante o uso de lógica Booleana, a fim de combinar uma série de falhas primárias. Esse método de análise é especialmente usado na área de engenharia de segurança e confiabilidade para compreender como os sistemas podem falhar, identificar as melhores formas de reduzir riscos e determinar taxas de ocorrência de um acidente ou de falha de um sistema específico (CCPS, 2008).

A árvore de falhas é representada na forma de um diagrama onde setas (arcos) demonstram uma relação direta de causa e efeito entre os elementos (nós). Tal relação pode ganhar uma representação matemática. Neste *paper*, entretanto, a árvore de falhas é usada de forma qualitativa para demonstrar visualmente a interdependência entre os elementos críticos e fatores de risco (no caso, aspectos humanos e organizacionais).

A **Figura 1** apresenta a árvore de falhas referente à perda da pressão hidrostática ocasionada pela falha no CSB primário (coluna de fluido de perfuração).



- | | | |
|---|---|---|
| 1. Falha no densímetro/Má calibração | 5. Efeitos de temperatura
(<i>mud weight temperature effect</i>) | 9. Falha da bomba principal |
| 2. Erro humano no preparo do fluido | 6. Obstrução nas linhas | 10. Falha da bomba secundária |
| 3. Erro humano na concepção do programa do fluido | 7. Perda do sistema água de serviço | 11. Falha no sistema de controle / painel de controle |
| 4. Presença de gás (<i>gas-cut mud</i>) | 8. Falha no sistema de vácuo | 12. Falha do sistema de energia |

Figura 1: Árvore de falhas referente à falha no CSB primário (Fonte: adaptado de Perez, 2019).

Os elementos críticos para a integridade de poço são, consequentemente, os sistemas, equipamentos e procedimentos diretamente associados a estes elementos de falha. A **Tabela 5** exemplifica a relação dos elementos de falha com os respectivos elementos críticos associados.

Tabela 5: Relação dos elementos de falha com os elementos críticos.

#	Elementos de Falha da Barreira Primária	Descrição dos Elementos Críticos	Tipo de Elemento Crítico
1	Falha no sistema densímetro/ má calibração	Densímetro de fluido	Equipamento
2	Erro Humano no preparo do fluido	Atividades/ procedimento de preparo do fluido	Procedimento / Fator Humano e Organizacional
3	Erro humano (Engenharia do fluido)	Atividades/ procedimento para concepção do programa de fluido	Procedimento / Fator Humano e Organizacional
4	<i>Gas-cut-mud</i>	Instrumentação de G&G	Sistema

#	Elementos de Falha da Barreira Primária	Descrição dos Elementos Críticos	Tipo de Elemento Crítico
5	Efeitos de alta temperatura no peso da lama	Instrumentação de G&G	Sistema
6	Obstrução nas linhas	Linhas/ conexões do sistema ativo de bombeio	Sistema
7	Perda do sistema de água de serviço	Sistema de água de serviço	Sistema
8	Falha no sistema de vácuo	Sistema de vácuo	Sistema
9	Falha da Bomba de Fluido	Bombas de Lama	Equipamento
10	Falha da Bomba de Fluido (Sistema redundante)		
11	Falha no sistema de controle/ painel	Sistema de controle/ painel	Sistema
12	Falha do sistema de energia	Sistema de geração e distribuição de energia	Sistema

4.3. Correlação com Fatores Humanos e Organizacionais

A metodologia proposta, alinhada ao trabalho de Yang *et al.*, 2017, mostra a relação entre os elementos críticos associados à segurança e integridade de poço e os aspectos relacionados a fatores técnicos, humanos e organizacionais, não se limitando ao erro humano propriamente dito.

Nesse sentido, tais elementos críticos podem ser associados a grupos específicos de Fatores de Risco (RIF) que, por definição, são fatores que podem afetar o grau risco através do impacto que causam na funcionalidade e efetividade dos elementos críticos.

A **Tabela 6** a seguir, baseada em revisão de literatura, pode ser usada como guia para identificar tais fatores de risco, que devem ser monitorados para que garantam a manutenção do risco dentro do critério de aceitabilidade, uma premissa crítica utilizada na classificação do risco do *blowout* bem como de outros cenários.

As estratégias de monitoramento destes fatores servem como base para seleção de KPIs, o que garante a adequação e alinhamento com outra importante prática de gestão do SGIP – PG-06, que aborda o monitoramento e a melhoria contínua do gerenciamento da integridade de poços.

Tabela 6: Grupo de fatores de risco e relação com elementos críticos.

Grupo de Fatores de Risco	Definições segundo Yang <i>et al.</i> , 2017
Fator de Risco Organizacional Indireto	RIFs a níveis organizacionais que são as causas raízes para riscos ou acidentes no sistema.
Fator de Risco Organizacional Direto	Fatores que modelam o comportamento do operador e que são fortemente relacionados à organização. Treinamentos, comunicação e coordenação de pessoal participam dessa categoria.
Fator de Risco de Gestão Operacional	A gestão operacional é uma função suporte que ajuda os operadores a executarem suas tarefas de maneira programada e estruturada. Ela é influenciada por RIFs Organizacionais Indiretos e influencia tanto a probabilidade de falhas técnicas quanto o erro humano durante as operações.
Fator de Risco de Gestão De Pessoas	RIFs pessoais representam as características individuais do operador, tais como competências, habilidades, conhecimento, carga de trabalho, motivação e expectativas, entre outras.

Grupo de Fatores de Risco	Definições segundo Yang <i>et al.</i> , 2017
Fator de Risco Característico às Tarefas	Esse grupo de RIFs cobre aspectos relacionados à própria atividade, como a metodologia para a sua execução, supervisão, complexidade, tempo, pressão, disponibilidade e operabilidade de ferramentas e disponibilidade de peças necessárias para a tarefa, entre outros.
Fator de Risco de Sistemas Técnicos	Esses RIFs cobrem aspectos relacionados ao design de equipamentos ou sistemas, complexidade de sistemas, acessibilidade e manutenção, feedback dos sistemas e condições técnicas no geral.
Fator de Risco Ambiental	Esse grupo de RIFs cobre fatores do ambiente externo como condições climáticas. As condições climáticas podem afetar tanto os indivíduos quanto os sistemas técnicos.

A aplicação das diretrizes da **Tabela 6** com fatores humanos e organizacionais diretos é apresentado pelo gráfico acíclico direcionado ilustrado pela **Figura 2**, que correlaciona os fatores de risco com tais elementos.

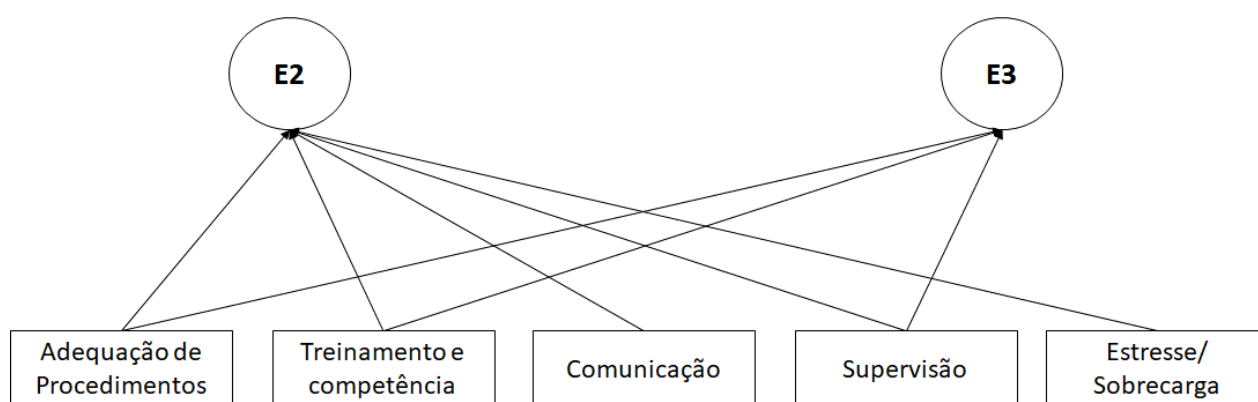


Figura 2: Relação dos RIF com fatores humanos e organizacionais.

A partir da identificação dessa relação direta, é possível estabelecer medidas de controle para verificação e para o monitoramento destes fatores humanos e organizacionais ao longo do ciclo de vida dos poços, conforme solicitado pela PG-04 (Fatores Humanos). Exemplos de medidas seriam:

- Revisão por partes do projeto de fluido;
- Detalhamento/revisão do procedimento de preparação de fluido;
- Controle de competência de engenheiros de fluido (projeto e operação);
- Rotinas de supervisão e QA/QC durante atividades de preparo do fluido;
- Revisão de protocolos de comunicação associados ao procedimento de preparação de fluido, considerando todas as partes envolvidas;
- Controle/ monitoramento de estresse e sobrecarga de trabalho.

6. CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou um método prático e eficaz, baseado em ferramentas tradicionais de análise e gestão de riscos, para avaliar os riscos de acidentes maiores envolvendo perda de contenção de poço. Adicionalmente, o método apresentado garante o atendimento de forma integrada a diferentes práticas de gestão de integridade de poços (SGIP): Análise e Gestão de Riscos (PG12), Elementos Críticos de Segurança de Poço (PG11), Fatores Humanos (PG04) e Monitoramento e Melhoria Contínua (PG06).

É esperado a aplicação da metodologia proposta no presente trabalho seja facilmente reproduzida em escala real, uma vez que não envolve alto grau de abstração, complexidade ou capacidade computacional específica. Desta forma, a reprodução da metodologia apresentada e exemplificada depende somente do emprego de esforços gerenciais e do conhecimento técnico em integridade de poços e em ferramentas usuais de análise e gerenciamento de riscos.

REFERÊNCIAS

ANP, Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Sistema de Gerenciamento de Integridade de Poços (SGIP), 2016.

ANP, Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional (SGSO), 2007.

CCPS. *Center for Chemical Process Safety (2008) Guidelines for Hazard Evaluation Procedures, 3rd Edition*. Wiley.

NORSOK-010 – *Well Integrity in Drilling and Well Operations*, 2013.

ISO/DIS 16530-1 – *Petroleum and Natural Gas – Well Integrity Part1: Life Cycle Governance*, 2017.

ISO/TS 16530-2 – *Well Integrity Part2: Well Integrity for Operational Phase*, 2014.

Perez, P., Dalu, G., Gomez, N. & Tan, H. Offshore Drilling Blowout Risk Model: An Integration of Basic Causes, Safety Barriers, Risk Influencing Factors and Operational Performance Indicators. *Safety and Reliability Society SaRS*. Taylor & Francis Group. 2018

Perez, P. Accident Precursor Probabilistic Method (APPM) for Modeling and Assessing Risk of Offshore Drilling Blowouts. University of Aberdeen. 2019

Rosenberg, T. & Nielsen, T. E. *Offshore Blowouts: Causes and Control*. Houston: Gulf Publishing Company. 1997

Yang, X., Haugen, S. & Li, Y. Risk influence frameworks for activity-related risk analysis during operation: A literature review. *Safety Science*, Elsevier, 96, pp. 102–116. 2017