

ANÁLISE DE CRITICIDADE PARA EQUIPAMENTOS RELEVANTES NA INTEGRIDADE DE POÇOS DE PETRÓLEO

Maria Valentina Clavijo Mesa, Laboratório de Análise, Avaliação e Gerenciamento de Risco – LabRisco, Universidade de São Paulo

Luis Felipe Guarda Bräuning, Laboratório de Análise, Avaliação e Gerenciamento de Risco – LabRisco, Universidade de São Paulo

Joaquin Eduardo Figueroa Barraza, Laboratório de Análise, Avaliação e Gerenciamento de Risco – LabRisco, Universidade de São Paulo

Joaquim Rocha dos Santos, Laboratório de Análise, Avaliação e Gerenciamento de Risco – LabRisco, Universidade de São Paulo

Danilo Colombo, CENPES – Petrobras

Marcelo Ramos Martins, Laboratório de Análise, Avaliação e Gerenciamento de Risco – LabRisco, Universidade de São Paulo

RESUMO

Na indústria de óleo e gás, a garantia de operação segura é o principal motivo da evolução do conceito de integridade de poços. Este conceito se refere à aplicação de soluções técnicas, operacionais e organizacionais para reduzir o risco de liberação descontrolada de fluidos de formação ao longo do ciclo de vida de um poço. Assim, a alta disponibilidade de um poço pode ser garantida por meio do estabelecimento de Conjuntos Solidários de Barreiras (CSB) robustos que são responsáveis por prevenir, controlar e mitigar riscos potenciais que podem surgir durante o ciclo de vida do poço. Um CSB é composto a partir de vários elementos que agem individual ou coletivamente para garantir a integridade do poço. Este artigo apresenta uma análise de criticidade para quatro elementos de barreira de poço: *packoff*, revestimento, coluna de produção e DHSV, do inglês *Downhole Safety Valve*. Além disso, o estudo inclui a análise da válvula de gás *Lift*, que embora não seja considerada elemento de barreira, é um elemento de grande importância na operação do poço. Os resultados são divididos em qualitativos e quantitativos. A avaliação qualitativa descreve a análise funcional de cada componente, os modos de falha potencial de acordo com a norma ISO 14224 (2016), os efeitos potenciais da falha em termos de integridade do poço, bem como ações de mitigação e contingência que os operadores podem tomar para implementar antes ou durante os acidentes, respectivamente. A avaliação quantitativa identifica os 10 principais modos de falhas de cada elemento em análise, a partir dos seus respectivos Números de Prioridade de Risco, e o índice de criticidade desses elementos. Finalmente, as conclusões do estudo podem ser usadas para o projeto centrado na confiabilidade de elementos de barreira de poço e planejamento de manutenção de poços de petróleo.

1. INTRODUÇÃO

Devido à alta demanda por hidrocarbonetos como a principal fonte de energia, a indústria de petróleo e gás se expandiu para além da costa. Posteriormente, a exploração e produção na indústria offshore de petróleo e gás migrou para águas ainda mais profundas [1]. Considerando que uma falha nesse ambiente desafiador pode gerar importantes prejuízos econômicos e ambientais, diversos estudos têm sido realizados nesses campos, a fim de reduzir o risco das operações offshore.

Vale a pena ressaltar que um dos elementos essenciais para a operação segura de uma planta offshore são os poços usados para a extração dos hidrocarbonetos. A função essencial de um poço produzindo óleo e gás é o transporte de hidrocarbonetos do reservatório, localizado às vezes a quilômetros de profundidade no leito do mar, até a planta de processamento de maneira vantajosa em termos custo sobre benefício.

Em vista disso, [2] assegura que garantir a integridade, tanto durante as fases de construção quanto nas fases de produção dos poços de petróleo, tem um impacto relevante na imagem das companhias atuantes na indústria, o que por sua vez possui uma influência significativa em seu desempenho comercial.

Portanto, este artigo tem o objetivo de desenvolver uma análise detalhada de criticidade de equipamentos relevantes para a integridade do poço. Estes equipamentos são: *Packoff*, Válvula de gás *Lift*, Revestimento, Coluna de produção e DHSV (*Downhole Safety Valve*). A DHSV e a Coluna de produção correspondem a elementos de barreira primária de poço, ou seja, primeiro componente ou sistema que impede o fluxo de uma fonte potencial de influxo. Enquanto o *packoff* e o revestimento de produção referem-se à barreira secundária do poço que impede o fluxo de uma fonte potencial de influxo [3]. Note que o quinto elemento selecionado para a análise (válvula de gás *Lift*) não é classificado como barreira pela [3], porém é relevante para a integridade do poço [4].

2. ANÁLISE DE CRITICIDADE

A seguir os autores apresentam os resultados mais relevantes que foram obtidos ao analisar cada um dos equipamentos em estudo.

2.1 *Packoff*

O *packoff* também chamado Conjunto de Vedação Universal (CVU), é um elemento de vedação da cabeça do poço, destinado a prover vedação entre as colunas de revestimento do poço (anular) no qual encontra-se instalado [5]. Desta maneira, este estudo foi desenvolvido considerando o CVU da Backer Hughes, o qual está composto de um CVU superior e um CVU inferior. A principal função do CVU inferior é ter uma região de utilização dos *wickers* diferente do CVU superior. Dessa forma o CVU superior pode ser instalado em uma região onde os *wickers* do Alojador de Alta Pressão e do Suspensor de Revestimento não foram solicitados.

Os resultados da análise qualitativa demonstraram que o principal modo de falha para este equipamento é a *deficiência estrutural*, principalmente no anel U, o qual pode acontecer como o resultado da degradação acumulada durante os ciclos de carregamento ou porque o CVU estava sendo instalado num ambiente com cascalho ou sujeira gerando atrito do anel U com material duro e acelerando assim o processo de desgaste dele. Com relação à criticidade, os resultados são similares à avaliação qualitativa, uma vez que o índice de criticidade indica o anel U como o componente mais crítico do *packoff*, pois os modos de falha relacionados com o anel energizador e as bandas de vedação estão principalmente orientadas à instalação do CVU e portanto afetam o tempo logístico do projeto mais do que a integridade do poço.

2.2 Coluna de produção

A coluna de produção é o condutor principal através do qual os fluidos do reservatório são fluem para a superfície [6]. A coluna de produção é composta por dois sistemas: um sistema estrutural e um sistema de segurança. O primeiro é responsável por suportar o peso da coluna de produção e seus equipamentos, garantindo integridade no poço; enquanto o sistema de segurança garante isolamento entre os elementos da coluna de produção e o anular A [7]. Nesse sentido, o sistema estrutural está composto pela guia de entrada de cabo de aço (também chamada *wireline entry guide*), o *tubing hanger*, os *nipples*, os acoplamentos de fluxo e o *tubing* como tal. Enquanto a válvula de segurança de subsuperfície controlada por superfície (analisada de forma individual na seção 2.5) e o *packer* de produção compõem o sistema de segurança.

Com respeito aos resultados da análise qualitativa, foi mostrado que os principais modos de falha impactam a funcionalidade do *tubing* e do *packer* de produção, comprometendo assim a vedação entre o exterior da tubulação de produção e o interior do revestimento. As principais causas para falhas críticas nestes componentes são o contato com material abrasivo no interior da tubulação, exceder as cargas de trabalho para as quais o *packer* foi projetado ou o desconhecimento dos requisitos técnicos e operacionais do projeto levando à uma seleção inadequada do *packer* de produção e concluindo numa falha do elemento de vedação durante a operação. Para o índice de criticidade para este equipamento, os resultados quantitativos apontam o

tubing, o *tubing hanger* e os acoplamentos de fluxo como os componentes mais críticos da coluna de produção.

2.3 Revestimento

O revestimento de produção corresponde a colunas de tubulação metálicas revestidas de concreto externamente, que tem como principal objetivo isolar a zona produtora e abrigar a coluna de produção, permitindo que os hidrocarbonetos sejam conduzidos até a superfície [8].

Assim, mediante a análise qualitativa foi possível constatar que a maior parte dos modos de falha identificados está relacionada à *deficiência estrutural*, ou a problemas de *flambagem* pelo excesso de esforços axiais. Em ambos os casos os modos de falha comprometem a integridade do poço. Ao gerar a análise quantitativa, foi possível confirmar as descobertas da análise qualitativa mediante o cálculo de criticidade dos modos de falha, o qual confirmou que a deficiência estrutural representa o modo de falha mais crítico, e ao mesmo tempo revela que dentro do revestimento de produção, a cimentação representa o componente mais crítico.

2.4 Válvula de Gás Lift

A válvula de gás *Lift* (GLV, do inglês *Gas Lift Valve*) é uma válvula utilizada em poços para injetar gás na coluna de produção. O objetivo da injeção de gás por meio de GLVs é diminuir a densidade do fluido extraído para gerar uma gradiente de pressão que estimule a produção [10].

Neste sentido, os resultados da análise qualitativa indicam que o modo de falha comum nos diferentes componentes da válvula de gás *Lift* é a deficiência estrutural, o que pode ocorrer devido à fadiga, desgaste, corrosão, fratura, entre outros. Dos componentes analisados, a válvula de retenção é a que apresenta maior quantidade de modos de falha. Isto tem relação com a complexidade dos componentes. Ou seja, enquanto a maioria dos componentes são elementos mais simples, uma válvula de retenção contém várias peças interagindo para realizar a sua função, o que resulta em mais possíveis caminhos de falha. Respeito à análise quantitativa, os resultados indicam que os *packings* são os elementos mais críticos. A razão disso se deve à combinação de sua alta taxa de falha e uma probabilidade condicional alta de que o pior efeito da falha (comprometimento da integridade do poço) seja verificado dado à ocorrência dos modos de falha desse componente. A válvula de retenção também tem uma alta criticidade, devido à existência de diversos modos de falha.

2.5 DHSV

A DHSV é uma válvula de segurança de subsuperfície, a qual é sempre posicionada abaixo do leito marinho. De acordo com [11] a DHSV é comumente chamada de sistema de "catástrofe" porque normalmente é acionada (exceto para testes) apenas se o equipamento de segurança da superfície falhar ou se houver a iminência de um acidente real ou iminente na plataforma. Além disso, uma característica importante da válvula é que ela pode se mover apenas em uma direção, ou seja, na posição fechada ou aberta. Quando essas válvulas são fechadas, elas devem isolar completamente o fluxo dos fluidos do reservatório da superfície [12].

Vale ressaltar que de acordo com [13] a análise da DHSV deve levar em consideração não só a válvula e sim incluir o sistema de controle dela. Assim, o modo de falha mais prioritário deste equipamento de acordo com o NPR é a *leitura de instrumento anormal* seguido pela *deficiência estrutural* da umbilical de controle e a *saída errática* no painel. Perceba-se que essa classificação se refere aos componentes de controle da válvula pois a DHSV em si apresenta uma falha segura, ou seja, se falhar ela se fechará e isolará o poço. Essa válvula é operada hidráulicamente a partir do painel de controle localizado na superfície e um caminho de falha poderia ser pressurizar a válvula desde o painel de controle no momento no qual ela deveria permanecer fechada. Esta possibilidade foi refletida na estimativa do índice de criticidade, o qual aponta o painel de controle como o componente mais crítico da válvula.

3. DISCUSSÃO

Neste trabalho uma análise detalhada de criticidade foi desenvolvida para cinco de equipamentos relevantes para a integridade do poço. Os resultados qualitativos evidenciaram que o modo de falha *deficiência*

estrutural era o modo de falha mais comum entre os diversos componentes dos equipamentos em estudo. Apresentando como possíveis causas erros durante a fabricação, instalação ou operação dos componentes. Respeito aos resultados da análise quantitativa, a **Tab. 1** apresenta o modo de falha que deveria ser priorizado em cada um dos equipamentos de acordo com o maior NPR obtido durante a análise. Adicionalmente o índice de criticidade também é apresentado, expondo que a DHSV é o equipamento mais crítico entre os cinco equipamentos analisados, seguido pela coluna de produção.

Tab. 1 - Resultados da análise quantitativa

Equipamento	NPR	Modo de falha	Índice de criticidade do equipamento
DHSV	216	Leitura de instrumento anormal	0,9438
Coluna de produção	216	Vazamento externo do fluido do processo	0,0278
GLV	168	Deficiência estrutural	0,0198
		Falha de fechamento em demanda	
Revestimento	112	Deficiência estrutural	0,0009
Packoff	112	Deficiência estrutural	0,0003

REFERÊNCIAS

- [1] J. Lehmköster, "Oil and gas from the sea," *World Ocean Rev.*, p. 47, 2014, [Online]. Available: http://worldoceanreview.com/wp-content/downloads/wor3/WOR3_chapter_1.pdf.
- [2] T. Fonseca, *Metodologia de Análise de Integridade para Projetos de Poços de Desenvolvimento da Produção*. 2012.
- [3] NORSOK, *NORSOK D-010: Well integrity in drilling and well operations*. Oslo, 2013.
- [4] M. Moraes, G. Alves, D. Colombo, D. Taverna, and J. Serigati, "Seleção de configurações de poços de petróleo baseada em gerenciamento de integridade, utilizando diagrama de blocos de confiabilidade," *XIX Simpósio Pesqui. operacional e logística da Mar.*, pp. 1–17, 2019.
- [5] K. J. Zwart, *Pack Off Tool*, no. 5. 1995.
- [6] Schlumberger, "Wireline Reentry Guide Reliable reentry from the casing into the tubing string," 2014. <https://www.slb.com/completions/well-completions/multilaterals/wireline-reentry-guide>.
- [7] S. Al-Jaroudi, A. Ul-Hamid, and M. Al-Moumen, "Premature failure of tubing used in sweet Extra Arab Light grade crude oil production well," *Eng. Fail. Anal.*, vol. 47, pp. 178–198, 2015.
- [8] F. L. Oliveira, "Carregamentos Aleatórios No Dimensionamento Probabilístico De Revestimentos De Poços De Petróleo," vol. 2, pp. 2011–2011, 2011.
- [9] W. Renpu, "Production Casing and Cementing," *Adv. Well Complet. Eng.*, pp. 221–294, 2011, doi: 10.1016/b978-0-12-385868-9.00009-9.
- [10] G. Takács, *Gas Lift Manual*. Budapest: Petroleum Engineering Department, University of Miskloc, 2005.
- [11] G. M. Raulins, "Safety by Down-Hole Well Control," *JPT - J. Pet. Technol.*, vol. 24, pp. 263–271, 1972.
- [12] Resato, "DHSV - Controlling Objects - Oil & Gas Industry," 2015. <https://www.resato.com/en/controlling/oil-gas/objects/dhsv>.
- [13] D. Colombo, G. B. A. Lima, D. R. Pereira, and J. P. Papa, "Regression-based finite element machines for reliability modeling of downhole safety valves," *Reliab. Eng. Syst. Saf.*, vol. 198, no. February, p. 106894, 2020, doi: 10.1016/j.res.2020.106894.