A Análise de Vibração em Tubulações de Processo e o Emprego de Diretrizes Normativas na Prevenção de Falha por Fadiga Associada a FIV: Estudo de Caso

Jose Jefferson M. de Oliveira[1,2], Marcos Tadeu T. Pacheco[2]

[1] Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS) – UN-BS, Santos, SP;
[2] Universidade Santa Cecília (UNISANTA) – PPGMEC, Santos, SP.

E-Mail: jjmoliveira@petrobras.com.br

Resumo: Problemas de vibração excessiva em tubulações são a maior causa de paradas, falha por fadiga, vazamentos de hidrocarbonetos, incêndios e explosões em refinarias, plantas petroquímicas e plataformas de petróleo. Através do uso de diretrizes especificas para a análise vibrações em tubulações, o presente artigo avalia dados reais de medição de vibração na tubulação de um compressor alternativo – onde ocorreu este tipo de falha, ratificando a importância da análise do risco de fadiga em tubulações devido à vibração induzida por fluxo.

Palavras chaves: *Tubulações de processo, fadiga, vibração induzidas por fluxo*.

Abstract: Excessive vibration problems in piping are the biggest cause for shutdown, fatigue failure, hydrocarbon leaks, fires and explosions in refineries, petrochemical plants, and oil platforms. Using specific guidelines for the analysis of vibrations in pipes, this article evaluates real data of vibration measurement in piping of a reciprocating compressor - where this type of failure occurred, confirming the importance of analyzing the risk of fatigue in piping due to flow-induced vibrations.

Key words: *Process piping, fatigue, flow-induced vibration (FIV).*

Introdução:

A ocorrência de vibrações excessivas em dutos e sistemas de tubulações é um fenômeno muito comum em unidades de processo. Uma das fontes para este fenômeno é a vibração induzida por fluxo (do inglês: *fluid induced vibration – FIV*), e ocorre em unidades que utilizam compressores alternativos. Dependendo de sua intensidade, a *FIV* pode promover a falha por fadiga em tubulações – algo indesejável na indústria de óleo e gás *off-shore*, por comprometer a segurança do pessoal de bordo, a integridade das instalações e a preservação do meio ambiente [1-2]. Estudos no Mar do Norte mostram que tubulações de processo respondem por 21% dos vazamentos de hidrocarboneto numa plataforma de produção de petróleo, principalmente, devido a falhas por fadiga [3]. Por isto, considerável esforço é empreendido para o aumento da segurança de processo nestas instalações, tais como simulação computacional e inteligência artificial a partir de dados de vibração, com o intuito de se avaliar a integridade estrutural e a predição de falhas em tubulações *topside* ou gasodutos marítimos [4-6].

Em plantas em operação, inspeções periódicas permitem avaliar os níveis de vibração existentes para tomadas de decisão e formação de "*know how*". Em novos projetos, que não dispõem de nenhum histórico, deve-se recorrer a diretrizes normativas que estabelecem limites admissíveis como critério de aceitação [1, 7].

No presente trabalho, foram analisados valores máximos de vibração medidos num sistema de tubulação de uma planta de processo *on-shore* recém comissionada. Estas tubulações estavam acopladas a um compressor alternativo de grande porte (~20 MW), similar aos utilizados nas plataformas do pré-sal brasileiro. O compressor apresentou vibrações excessivas na fase de pré partida. Mesmo assim, a planta entrou em operação, vindo a falhar poucos dias depois. Dispositivos de amortecimento e de controle passivo foram instalados para supressão das vibrações, permitindo o retorno da unidade de forma segura – práticas usuais em estruturas mecânicas, civis e aeroespaciais [8, 9].

Compressores alternativos são fontes conhecidas de excitação em tubulações de processo, pela presença de pulsos de pressão – característica típica nestes equipamentos [10]. Diversos estudos já foram realizados para analisar este problema [2, 11-14].

O objetivo deste artigo é ressaltar a necessidade da análise de vibração em novos projetos de tubulações, bem como, a importância do emprego de diretrizes normativas, tais como a *ISO 20821-8* [15] e o *Energy Institute* [16] para este tipo de análise.

Materiais e Métodos:

Utilizou-se como parâmetro de análise as velocidades máximas de vibração, medidas com sensores piezoelétricos (acelerômetros), na linha de sucção do segundo estágio do compressor (ver Figura 1). Trata-se de uma tubulação em aço ASTM A106 Gr. B, NPS 10 pol e Classe de Pressão 300#.

Foram medidas a velocidade global de vibração em RMS (mm/s), e a velocidade de vibração em RMS no espectro (mm/s) – para esta última, também foi registrada a respectiva frequência de resposta (Hz). Os dados foram obtidos em vários pontos de medição para três condições distintas de operação: [#1] durante a fase de pré partida da planta (ou seja, antes de ocorrer falha por fadiga numa tomada de pequeno diâmetro, devido a excessiva vibração); [#2] após o reparo da mesma e instalação de amortecedores de alta viscosidade para supressão da vibração e, [#3] após a adição de amortecedor de massa sintonizada para uma nova redução do nível de vibração. Apenas os valores máximos foram comparados com os limites estabelecidos pelas diretrizes para vibração em tubulações da *ISO 20821-8* [15] e do *Energy Institute* ou, simplesmente, *EI* [16].

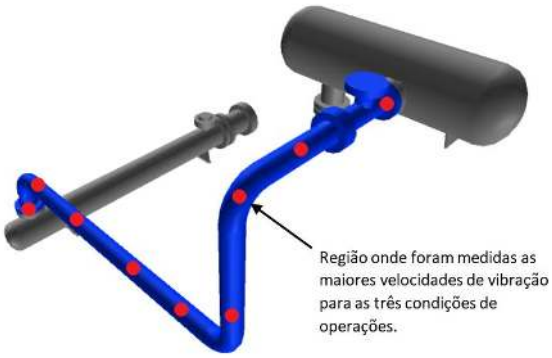

Figura 1 – Tubulação de sucção do segundo estágio (*em azul*), com a indicação dos pontos (*em vermelho*) onde foram realizadas as medições de vibração. O local indicado na seta apresentou maior nível de vibração para as três condições operacionais do equipamento.

Resultados

Na Tabela 1, tem-se os resultados obtidos para os máximos valores da velocidade de vibração nas três condições operacionais, descritas no tópico anterior. Todos os valores de máxima velocidade de vibração ocorreram na região da curva indicada na Figura 1.

Tabela 1 – Valores Máximos Medidos para Vibração na Tubulação de Sucção do 2º Estágio

Nº	Condição Operacional para Medição	Veloc. Global Máx.[mm/s]	Velocidade RMS Máx. [mm/s]	Freq. para Veloc. RMS Máx. [Hz]
#1	Durante a Pré Partida da Planta, com a configuração do Projeto Original[1]	104,5	102	30,1
#2	Após Instalação de Amortecedores de Alta Viscosidade[2]	29	25,8	30
#3	Após Instalação de Amortecedor de Massa Sintonizada[3]	17	9,4	18

Notas: *(1) Antes da falha da tubulação, que ocorreu poucas horas após a partida da planta;*
(2) Primeira medida implementada para supressão da vibração na tubulação;
(3) Segunda medida implementada para supressão da vibração na tubulação.

Para análise dos dados, os mesmos foram plotados nos gráficos das curvas *velocidade de vibração (mm/s) x frequências (H)*, disponibilizadas nas diretrizes da *ISO 20821-8* e do *Energy Institute* – ver Figuras 2 e 3.

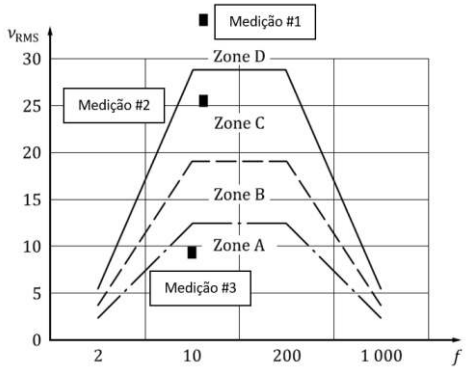

Figura 2 – Resultados para as velocidades máximas de vibração global medidas e plotadas no gráfico da *ISO 20821-8* [15].

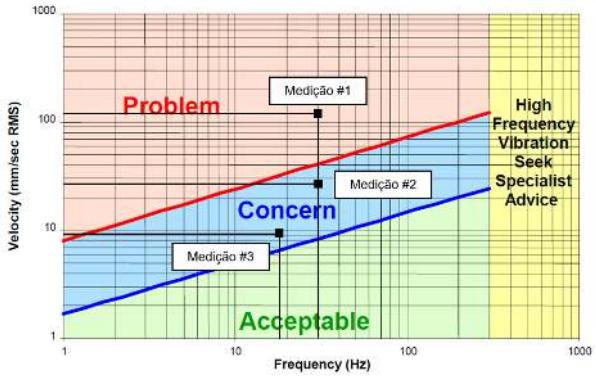

Figura 3 – Resultados para as velocidades máximas de vibração medidas para o espectro da frequência e plotadas no gráfico do *Energy Institute* [16].

Discussão

A metodologia empregada, comparou os valores medidos com os valores dos critérios de aceitação [15-16]. É importante ressaltar que as medições ocorreram nas três condições de operação descritas: *(#1) pré partida da planta, (#2) com amortecedores de alta viscosidade e (#3) com amortecedores de alta e viscosidade + amortecedor de massa sintonizada.*

Dos resultados da Tabela 1, é possível observar que, na primeira condição de operação, obteve-se o maior nível de nível de vibração medido para a tubulação. As velocidades de vibração global e no espectro estavam acima de 100 mm/s (respectivamente, 104,5 mm/s e 102 mm/s @ 30,1 Hz). Estes valores excederam, em pelo menos, 200% os limites para condição crítica – o que explica a falha da tubulação por fadiga associada a FIV.

Para o segundo cenário de operação, com medidas mitigatórias implementadas, houve uma redução significativa no nível de vibração. No entanto, não o suficiente conforme Figuras 2 e 3 (Medição #2). Tanto a região definida como "*Zone C*" ou como "*Cocern*", de acordo com as diretrizes [15-16], exigem um monitoramento sistemático da instalação em operação para esta condição, podendo requerer novas ações mitigatórias.

Finalmente, para os resultados obtidos após a adição de amortecedor de massa sintonizada (em conjunto com os amortecedores de alta viscosidade), alcançou-se uma região considerada segura para a Figura 2 (pelo critério da máxima velocidade de vibração global), mas continuou-se na região de atenção para a Figura 3 (pelo critério da máxima velocidade no espectro), conforme pontos identificados como Medição #3. Assim, análises que utilizam apenas o critério do *EI*, como aconteceu em [9], tendem a ser mais conservativos, uma vez que utiliza limites que favorecem a segurança da instalação.

Conclusão

A análise demostrou que a condição operacional na qual ocorreu a falha da tubulação, estava associada a vibrações acima dos níveis aceitáveis pelas diretrizes utilizadas – o que sugere que a falha poderia ter sido evitada. Como proposta para um trabalho futuro, poderia se aplicar os conceitos da lógica paraconsistente anotada com anotação de dois valores (*LPA2v*), em dados de medição de vibração em tubulações, com a finalidade de se predizer a iminência desta falha, a partir dos critérios de aceitação estabelecidos nestas diretrizes.

O autor agradece à Petrobras pela disponibilização dos dados de medição de vibração, que permitiram a realização do presente estudo.

Referências

1. Ghazali MK, Hee LM, Leong MS, Piping Vibration due to Pressure Pulsations: Review. AMR 2013; 845: 350-354;
2. Lu H, Wu X, Huang K. Study on the Effect of Reciprocating Pump Pipeline System Vibration on Oil Transportation Stations. Energies 2018; 11(132): 1-23;
3. Health and Safety Executive. Offshore Hydrocarbon Releases 2001-2008. Buxton: HSE; 2008. RR672 Research Report;
4. Franco R, Blas MA, Rodriguez L, Ortiz-Vidal E. Procedimiento para el Análisis de Vibración Inducida por Flujo Turbulento en Tuberías Usando Simulación Numérica. IT 2020; 31(3): 265-276;
5. Keprate A, Ratnayake RMC. Enhancing Offshore Process Safety by Selecting Fatigue Critical Piping Locations for Inspection Using Fuzzy-AHP Based Approach. PSEP 2016; 102: 71-84;
6. Zajam S, Joshi T, Bhattacharya B. Application of Wavelet Analysis and Machine Learning on Vibration Data from Gas Pipelines for Structural Health Monitoring. PSI 2019; 14: 712-719;
7. Papadopoulos A, Aboulella M. Piping Evaluation of Flow Vibrations Using Harmonic Loads. In: Proceedings of the ASME 2018 - Pressure Vessels and Piping Conference; 2018 July 15-20; Prague, Czech Republic: ASME; PVP2018-84028: 1-11;
8. Tan J, Ho SCM, Zhang P, Jiang J. Experimental Study on Vibration Control of Suspended Piping System by Single-Sided Pounding Tuned Mas Damper. Appl Sci 2019; 9; 285: 1-17;
9. Medeiros J, Mendonça CO, Tinoco EB. Dynamic Analysis of a Reciprocating Compressor Piping System. In: Rio Oil & Gas Expo Conference 2020; 2020 Nov'30-Dec'3: Rio de Janeiro: IBP; FM 3808 00: 1-10;
10. Kacani V. Vibration Analysis in Reciprocating Compressors. In: IOP Conf Ser Mater Sci Eng; 2017; 232; 012016;
11. Lu H, Huang K, Wu S. Vibration and Stress Analyses of Positive Displacement Pump Pipeline Systems in Oil Transportation Stations. J Pipeline Syst Eng Pract. 2016; 7 (1); 05015002: 1-11;
12. Tian J, Yuan C, Yang L, Wu C, *et al*. The Vibration Analysis Model of Pipeline Under The Action of Gas Pressure Pulsation Coupling. Eng Fail Analysis; 2016; 66: 328-340;
13. Liu E, Wang X, Zhao W, Su Z, Chen Q. Analysis and Research on Pipeline Vibration of a Natural Gas Compressor Station and Vibration Reduction Measures. Energy Fuels; 2021; 35: 479-492;
14. Fawcett R, Lingen EJ. In-Field Vibration Assessment of Piping of a Reciprocating Compressor Plant. In: 10th EFRC Conference – 3rd International Rotating Equipment Conference (IREC) – Pumps, Compressors and Vacuum Technology; 2016 Sep 14-15: Düsseldorf; EFRC;
15. International Organization for Standardization. Mechanical Vibration — Measurement and Evaluation of Machine Vibration – Part 8: Reciprocating Compressor Systems. Switzerland: ISO 2018. ISO 20816-8;
16. Energy Institute. Guidelines for the Avoidance of Vibration Induced Fatigue in Process Pipework. London: EI 2008 (2nd Ed).