

CLASSIFICAÇÃO DE CONSEQUÊNCIA E ANÁLISE DE CRITICIDADE APLICADA EM UM PLATAFORMA DE ÓLEO & GÁS

Diego José Trica¹ (diegotrica@petrobras.com.br)

Mateus Henrique Ferreira de Araújo² (mateushfa@petrobras.com.br)

RESUMO

Este trabalho é referente à aplicação da norma Norsok Z-008 [1] para identificar os subsistemas de plataformas de óleo & gás que acarretam em alto impacto aos interesses do negócio, quando há perda da função principal (FP) que desempenham. Através de uma estrutura hierárquica funcional (EHF) elaborada especificamente para subsistemas da indústria *upstream*, os respectivos equipamentos e componentes receberam classificação de consequência correspondente [2]. Indicadores, dados pelo produto de uma consequência específica aos interesses do negócio vezes a duração da perda da FP, foram utilizados para definir a criticidade dos ativos físicos [3].

O trabalho foi motivado para iniciar uma sistemática de manutenção baseada em risco para PSVs (válvulas de alívio), válvulas instrumentadas de segurança (SDVs, BDVs e ADVs), de controle (PV, LV, etc.), operadas remotamente e algumas válvulas manuais relevantes ao processo. O objetivo foi propor estratégias de manutenção preditiva (ex: monitoramento da condição) e parâmetros de estoque mínimo de sobressalentes.

Foram compostos 05 critérios de Operabilidade para avaliação das consequências: perda de produção (PR), queima de gás (QM), perda do volume de água injetado (VI), custos operacionais (CT) e desenquadramento de correntes (DQ) [4]. A duração da perda da função foi avaliada através do tempo para retornar à disponibilidade do ativo físico, considerando desde a duração do fluxo de trabalho da manutenção corretiva até a compra e fornecimento do mesmo em caso de substituição.

Para a EHF elaborada em uma plataforma de petróleo, foram identificados 36 subsistemas e 236 funções principais, para os quais foram relacionados 6.459 ativos físicos. Deste número, 1.564 são referentes ao escopo das válvulas citadas anteriormente. Assim, verificou-se como vantagem a necessidade de avaliar a consequência apenas das funções ao invés dos ativos físicos individualmente, obtendo o resultado de forma mais ágil.

Uma comparação da técnica com 21 eventos reais de perda de produção foi feita e verificou-se que foi possível prever adequadamente em todos os eventos a consequência real ocorrida, demonstrando assim a eficácia da técnica. Utilizando como severidade a consequência x duração da indisponibilidade da FP - denominada de forma didática como "perda projetada" - foi identificado que 24% das válvulas possuem relevante impacto prolongado aos interesses do negócio. Supondo a aplicação de uma política de estoque mínimo buscando agilizar a manutenção e reduzir a indisponibilidade dessas válvulas, o montante de válvulas de impacto prolongado reduziria para 5%. Essas válvulas seriam, portanto, as candidatas para instalação de dispositivos de monitoramento da condição física dos ativos (ex: sensoramento online). Tal resultado demonstra o potencial da técnica e dos critérios empregados para reduzir os custos de capital investido com uma iniciativa para manutenção baseada em risco.

1. INTRODUÇÃO E OBJETIVOS DO TRABALHO

Uma equipe multidisciplinar foi formada para propor iniciativas de redução dos impactos operacionais acarretados pela indisponibilidade de válvulas nas plataformas de petróleo. A meta da iniciativa e objetivo da equipe foi reduzir as perdas de produção em 1/3 (um terço).

A equipe foi dividida em quatro frentes de trabalho, das quais a frente denominada "Análise de Criticidade e Monitoramento da Condição" gerou um produto final que é o escopo deste trabalho. O principal objetivo desta frente de trabalho foi identificar as válvulas aconselháveis a se instalar dispositivos de monitoramento *on-line* da condição, assim como recomendações para válvulas que requerem menor frequência no monitoramento, como manutenção preditiva ou estratégias de estoque mínimo. A execução de uma triagem para selecionar quais válvulas necessitam receber a instalação de tais dispositivos é importante pela limitação dos recursos e verbas disponíveis [1],[5].

¹ M.Sc, Engenheiro Químico – PETROBRAS

² B.Ch, Engenheiro Elétrico – PETROBRAS

Com base nesses objetivos, o universo de válvulas analisadas foram as de atuação remota: válvulas de segurança (SDVs, BDVs e ADVs), válvulas de controle, válvulas *on/off* e válvulas de alívio de pressão (PSVs). Algumas válvulas manuais foram analisadas em caráter de exceção, como por exemplo as válvulas de alinhamento dos tanques de carregamento de óleo, devido seu imediato impacto operacional.

A análise de criticidade é um conceito de risco, que tem por objetivo identificar quais ativos físicos vêm causando impacto aos interesses do negócio [5]. Traduzindo para o escopo deste trabalho, foi possível identificar as válvulas que acarretaram em perdas de produção, queima de gás, desenquadramentos de correntes, altos custos operacionais e degradação da pressão do reservatório [4]. Foram mapeadas também as válvulas em estado de criticidade aceitável, para as quais consegue-se reduzir o escopo de uma frente de trabalho para concentrar investigações/ações corretivas sobre as válvulas que vêm causando perdas.

Durante execução da análise, também foi possível listar as causas que levam a alta ou baixa criticidade de uma válvula. Assim, foi possível mapear onde estavam os pontos frágeis e propor melhorias. Para a iniciativa do grupo multidisciplinar, foram buscadas melhorias nas políticas de suprimento de válvulas e priorização dos respectivos recursos de manutenção, seguindo a seguinte escala decrescente de investimento: Monitoramento on-line da condição > Manutenção preditiva > Manutenção preventiva > Manutenção corretiva. Ao final da análise, as válvulas de maior severidade aos interesses do negócio foram elencadas para receber o maior investimento de recursos (seja de manutenção ou de fornecimento), com intuito de conseguir maior agilidade no retorno da função principal que elas desempenham.

Apesar do escopo da análise terem sido válvulas de atuação remota, a metodologia pode ser estendida para quaisquer outros tipos de ativos físicos: instrumentos, bombas, tubulações, vasos, etc. [1], [2].

2. DESCRIÇÃO

A metodologia aplicada baseou-se na norma norueguesa NORSOK Z-008 [1], a qual se baseia na análise das consequências da perda de função dos principais equipamentos de um processo, identificados como Funções Principais (FP) de um sistema/subsistema de uma planta de processamento.

É feita uma classificação da consequência (CC) dos ativos físicos (i.e. válvulas), identificando a consequência de sua falha aos aspectos de Operação: produção de óleo, queima de gás, etc. [1], [2]. Em outras palavras, deseja-se obter o impacto de falha do ativo físico aos interesses do negócio de uma plataforma de petróleo: “Produzir Óleo & Gás” [4]. Como essas consequências são decorrentes da falha de algum equipamento/sistema principal do processo (ex.: perda da separação primária, compressão do gás, etc.), constrói-se uma hierarquia entre os equipamentos principais e suas válvulas, cujo impacto de falha será decorrente do impacto de falha do equipamento principal (i.e. função principal). Denomina-se essa relação como Estrutura Hierárquica Funcional (EHF) [1], [2].

As funções principais correspondem ao primeiro nível da hierarquia e os ativos físicos que a compõem situam-se num nível abaixo. Traduzindo para este trabalho, as válvulas (nível abaixo) conectadas a um vaso separador (nível acima) por exemplo, receberiam classificação de consequência em função daquela estabelecida para esse vaso – porque é um equipamento principal, logo uma função principal.

O grau de impacto (severidade) é definido em caráter diário, isto é, o impacto de perda de óleo seria o volume de produção perdido por cada dia em que uma válvula permanece em falha. Entretanto, um dos objetivos da frente de trabalho que desenvolveu este trabalho foi identificar como as dificuldades na execução de manutenções e na cadeia de suprimento das válvulas também causam impactos aos interesses do negócio. Dessa forma definiu-se o conceito de “perda projetada” (PP), permitindo identificar o prolongamento de um impacto devido à indisponibilidade de uma válvula por demora na manutenção ou entrega a bordo da unidade *offshore*.

Por fim, faz-se uma análise de criticidade das válvulas, utilizando as respectivas “perdas projetadas” identificadas anteriormente como o grau de severidade, a fim de investigar o quanto cada uma vêm causando impacto aos interesses do negócio. Em outras palavras, deseja-se identificar a recorrência de falha das válvulas e a consequência disso aos interesses do negócio. Obtém-se como resultado o estado de criticidade ou somente criticidade (CR) das válvulas, dada pelo produto entre a “perda projetada” e a frequência de falha (FR):

$$CR = PP \times FR \quad (1)$$

A priori, por ser uma análise qualitativa, a subjetividade da equipe executante determina a qualidade da análise. Para reduzir tal subjetividade, as plataformas de petróleo foram subdivididas em sistemas e subsistemas padronizados, assim como em funções principais padronizadas [2].

2.1. Estrutura Hierárquica Funcional (EHF) e Funções Principais (FP)

A classificação de consequência é efetivamente aplicada para as funções principais, mas essas são agrupadas num nível hierárquico acima: sistemas/subsistemas, permitindo comparação com os subsistemas de outras plataformas, reduzindo assim a subjetividade da equipe que executou a metodologia [2].

Conforme os conceitos explicados anteriormente, seria possível associar os ativos físicos à uma FP de forma direta. Porém, a associação direta mascara informações úteis da relação entre a FP e o ativo físico, como por exemplo o papel que uma válvula desempenha (subfunção) para o correto desempenho da FP. Outro exemplo seria o caso de equipamentos em paralelo (i.e. bombas), isto é, “réplicas” da FP e nesse caso é interessante informar qual o conjunto (por exemplo A, B ou C) que o ativo físico pertence.

Portanto, a EHF utilizada foi padronizada de forma a sempre informar o conjunto ao qual o ativo físico pertence e estes estarem sempre associados à subfunções da FP ao invés de diretamente associados. As subfunções existentes numa FP foram padronizadas conforme abaixo [2]:

- Alívio de pressão: ativos físicos responsáveis pelo alívio de gás para *flare*;
- Proteção: ativos físicos que compõem malhas do sistema de intertravamento e segurança (SIS);
- Controle de processo: ativos físicos que compõem as malhas de controle da FP;
- Monitoração: ativos físicos para indicação remota de variáveis de processo (fora da arquitetura de automação do SIS);
- Indicação: ativos físicos para indicação local (em campo) de variáveis de processo.

Além das subfunções padronizadas acima, existem ativos físicos que realizam subfunções particulares da FP, denominadas “Subfunções Principais” [2]. Por exemplo, para FP “Separação Primária”, o vaso separador é o ativo físico responsável pela separação dos fluidos produzidos: óleo, gás e água. Assim, o vaso é uma subfunção principal da FP. É possível perceber que subfunções principais não se repetem (não são passíveis de padronização) para outros exemplos de FPs: bombeio, compressão, etc.

A seguir apresentamos na Figura 1 um exemplo dos subsistemas, FPs, subfunções e ativos físicos associados para a EHF do sistema “Fluxo do Óleo”.

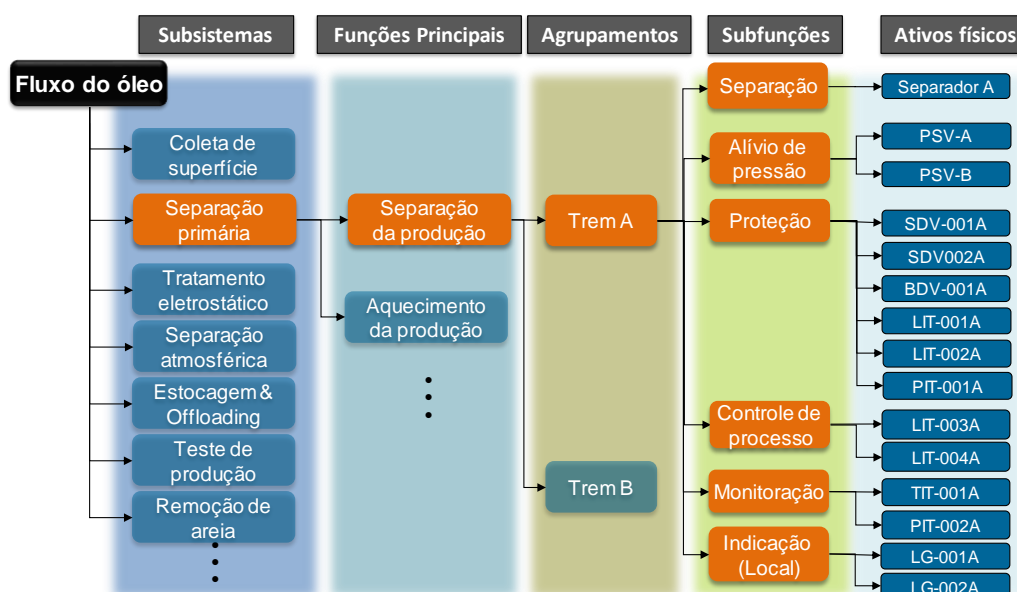


Figura 1 – Estrutura hierárquica funcional do sistema “Fluxo do Óleo”.

Adaptado de [2] para a indústria *upstream*.

Estrutura igual seria obtida para o agrupamento “Trem B”, alterando a letra A por B nos TAGs dos ativos físicos.

2.2. Classificação da Consequência (CC)

As funções principais dos sistemas/subsistemas foram identificadas e estabelecidos os respectivos graus de consequência. Foi estabelecida variação do grau de consequência de 1 (Desprezível) à 4 (Crítico) para os cinco aspectos relacionados à Operabilidade [4], conforme Tabela 1 a seguir.

Tabela 1 – Aspectos de Operabilidade para classificação das consequências de uma FP.

		Operabilidade (OP)				
		Produção (PR)	Queima de gás ^a (QM)	Volume injetado (VI)	Custos (CT)	Desenquadramento ^{b,c,d} (DQ)
Impactos para Classificação das Consequências	4 Crítica	Parada da planta de processo ou perda $\geq 30\%$ do potencial de produção	IUGA $\leq 50\%$	-x-	Custo diário $> +40\%$	O -x-
						G -x-
						A Média mensal TOG ≥ 29 ppm
						AI -x-
	3 Média	5% \leq perda $< 30\%$ do potencial de produção	65% \leq IUGA $< 50\%$	Parada total do sistema de injeção de água ou perda $\geq 3x$ cota de injeção	+40 % $<$ Custo diário $\leq 25\%$	O BSW Média diária $\geq 10\%$
						G -x-
						A TOG ≥ 42 ppm Média diária TOG ≥ 29 ppm
						AI SST $\geq 1,5$ mg/L ou NP ≥ 15 /mL ou TOD ≥ 10 ppb
	3 Marginal	0,5% \leq perda $< 5\%$ do potencial de produção	97% \leq IUGA $< 65\%$	1x \leq perda $< 3x$ cota de injeção (Restrição de um ou mais poços de injeção)	+25 % $<$ Custo diário $\leq 2\%$	O 2% \leq BSW Média diária $< 10\%$
						G $> 8h$
						A 29 ppm \leq TOG < 42 ppm
						AI URS: S0 ₄ permeado ≥ 100 mg/L
	1 Desprezível	perda $< 0,5\%$ do potencial de produção (Distúrbios operacionais)	IUGA $> 97\%$ (Distúrbios operacionais)	perda $< 1x$ cota de injeção (Distúrbios operacionais)	Custo diário $< +2\%$	O 1% \leq BSW Média diária $< 2\%$
						G $> 2h$
						A -x-
						AI -x-

^aIUGA: Índice de Utilização do Gás Associado.

^bO: Óleo G: Gás A: Água AI: Água de injeção.

^cGás: Desenquadramento da umidade acima de 2 lb/MMscf maior que o período indicado.

^dBSW: Basic sediments & water. TOG: Teor de óleos e graxas. SST: Sólidos suspensos totais. NP: Número de partículas. TOD: Teor de oxigênio dissolvido. URS: Unidade de remoção de sulfato.

Os aspectos PR, QM e VI tiveram escala baseada em gatilhos de classificação de ameaças à Produção conforme procedimentos internos [4]. Para o aspecto CT, tomou-se como premissa o custo diário médio de uma plataforma de petróleo. Os graus de consequência para esse aspecto basearam-se no acréscimo percentual em relação ao valor médio de custo diário. O aspecto DQ foi desdobrado para as quatro principais correntes produzidas pela plataforma: óleo, gás, água produzida e água de injeção. A escala de consequência foi baseada nos parâmetros de enquadramento destas correntes para atendimento aos órgãos reguladores, entrega à clientes internos e continuidade operacional da própria plataforma.

Além de estabelecer o grau de impacto aos aspectos das FPs, adiciona-se à classificação de consequência o efeito da presença dos pares dos agrupamentos ou usando o termo correto: redundâncias [2]. A presença de redundância exerce efeito de atenuação no impacto da falha de um equipamento, pois há uma reserva de prontidão para substituir o que falhou. O grau de redundância varia em três níveis: A – sem redundância, B – uma redundância, C – duas ou mais redundâncias [2]. Vale ressaltar que a redundância só deve ser considerada quando há equipamento suficiente para entregar 100% acima da capacidade nominal prevista. Por exemplo, dois aquecedores de produção em configuração 2x50% não possuem redundância, apesar de existirem dois agrupamentos (conjuntos).

Portanto, a CC é composta por um número (entre 1 e 4) e uma letra (A, B ou C), permitindo a fácil visualização do grau de impacto da FP e se existem ou não redundâncias. Para cada aspecto avaliado, é selecionado o de maior grau de impacto para definir a consequência. Um exemplo é apresentado a seguir na Figura 2 para as funções principais “Separação da produção” e “Aquecimento da produção” da EHF apresentada anteriormente.

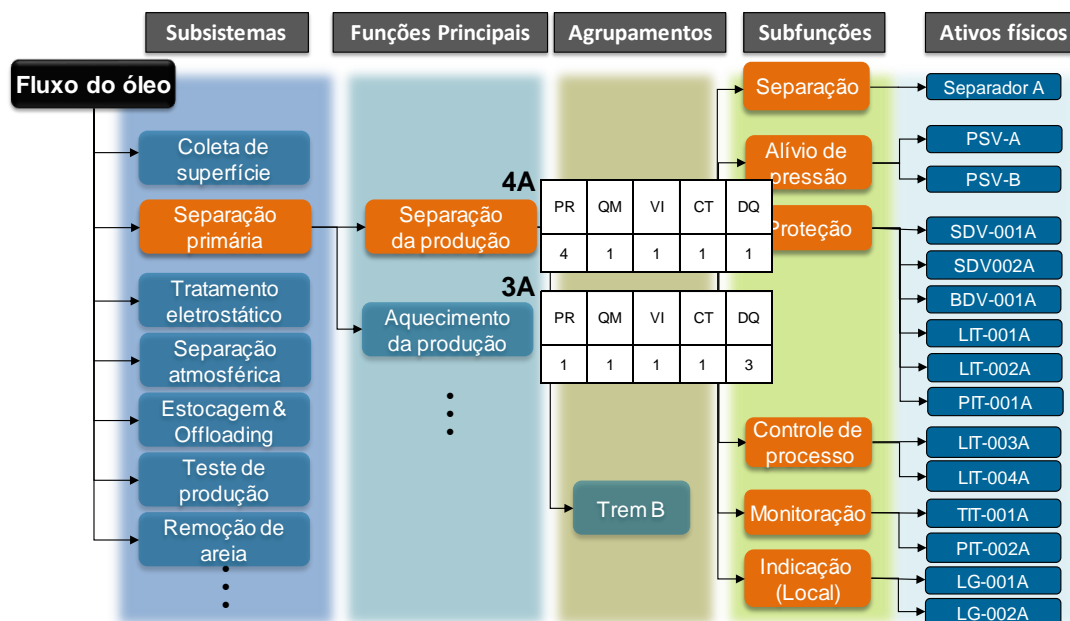


Figura 2 – Estrutura hierárquica funcional do sistema “Fluxo do Óleo”.

Adaptado de [2] para a indústria upstream.

Os graus de consequência estabelecidos para as subfunções das FPs seguiram a padronização conforme Tabela 2 a seguir. Dessa forma, a estrutura hierárquica funcional ganha sentido para a classificação de consequência, pois relaciona a consequência da FP aos ativos físicos que a compõem. FP” na tabela deve ser substituído pelo valor do grau de consequência estabelecido para a FP. Portanto, se para a FP foi estabelecido grau 4, então o controle do conjunto receberá grau 3, a monitoração grau 2, etc. O mesmo vale para o grau de redundância.

Tabela 2 – Classificação de consequência das subfunções por hierarquia [2].

Subfunções	PR	QM	VI	DQ	CT	RED
Subfunção principal	FP	FP	FP	FP	FP	FP
Alívio de pressão	FP	FP	FP	FP	FP	A
Controle do conjunto	FP-1	FP-1	FP-1	FP-1	FP-1	FP
Proteção do conjunto	FP	FP	FP	FP	FP	FP
Monitoração do conjunto	FP-2	FP-2	FP-2	FP-2	FP-2	FP
Indicação do conjunto	1	1	1	1	1	FP
Controle da FP	FP-1	FP-1	FP-1	FP-1	FP-1	A
Proteção da FP	FP	FP	FP	FP	FP	A
Monitoração da FP	FP-2	FP-2	FP-2	FP-2	FP-2	A
Indicação da FP	1	1	1	1	1	A

Após classificar as consequências das FPs e respectivas subfunções, a matriz apresentada na Tabela 3 a seguir foi usada para definir o impacto de falha dos ativos físicos, em escala de 1 (menos crítico) até 6 (mais crítico) [6]. Percebe-se que, pelo conceito de redundância, os impactos de falha se tornam mais brandos à medida que se aumenta a quantidade de conjuntos reservas.

Tabela 3 – Matriz para definição do impacto de falha dos ativos físicos.

Matriz IF		Redundância		
		C	B	A
Consequência	4	IF4	IF5	IF6
	3	IF3	IF4	IF5
	2	IF2	IF3	IF4
	1	IF1	IF1	IF2

A metodologia apresentada para classificação da consequência foi avaliada quanto sua fidedignidade, após comparação com volume de óleo perdido em 21 eventos reais. O volume perdido foi correlacionado com o respectivo valor de IF, seguindo a Tabela 1. A classificação definida pela equipe multidisciplinar previu IF menor que o volume de óleo perdido para 04 eventos. Esses 04 eventos específicos são de falhas de válvulas pertencentes à poços com alto potencial de produção, isto é, acima do valor médio de volume de óleo perdido definido igualmente para todos os poços na metodologia. Descartando esse caso particular, houve concordância completa da metodologia com os eventos reais de perdas de produção.

2.3. “Perda Projetada” (PP)

Conforme citado na introdução e exposto até agora, foi identificado como as dificuldades na execução de manutenções e na cadeia de suprimento das válvulas também causam impactos aos interesses do negócio. Em resumo, isso leva ao prolongamento da perda ou do impacto ao negócio devido demora no retorno da disponibilidade da função principal que o ativo físico desempenha.

A demora na manutenção (manutenabilidade) se dá basicamente pela dimensão do equipamento, sendo fácil perceber que um equipamento pequeno requer menos recursos para sua substituição/reparo. Grandes equipamentos usualmente requerem montagem de andaimes, serviços de caldeiraria, planejamento de simultaneidade, etc. previamente ao serviço interventor propriamente dito. Além disso, há o agravante de que só seja possível fazer intervenção no equipamento em parada de um trem de produção ou até de toda a planta de processo, fazendo com que a manutenção seja sempre adiada para a parada programada da unidade.

Além das dificuldades na manutenção, há as dificuldades no fornecimento, em toda a cadeia de suprimentos: orçamentação, compra, fabricação, entrega, estocagem em armazéns em terra e entrega a bordo. É prática comum fechar-se uma lista única de parada de produção com meses/anos de antecedência da parada programada, dada a demora no suprimento de alguns ativos físicos, principalmente válvulas de atuação remota. Para válvulas, têm-se outro agravante: a estocagem em terra. Péssimas condições de armazenamento, durante o aguardo para entrega a bordo, podem levar à degradação dos componentes da válvula e de seus atuadores e falha logo após sua instalação.

Portanto, a manutenabilidade (MN) e o fornecimento (FN) de novos componentes, equipamento novo, etc., são aspectos que possuem igual importância na agilidade do retorno à disponibilidade da FP. Assim, foi definido o aspecto global MF: Manutenabilidade-Fornecimento para avaliar o quão rápido se consegue recuperar a disponibilidade da FP:

$$MF = \max(MN, FN) \quad (2)$$

cujas escalas variam desde 1 (maior agilidade) até 5 (menor agilidade), conforme Tabela 4.

Tabela 4 – Matriz para definição do aspecto global Manutenabilidade-Fornecimento (MF) para medir o grau de indisponibilidade das válvulas.

Grau de indisponibilidade da FP (MF)					Fornecimento (FN)				
					Dificuldades no suprimento ao cliente final (UEP)				
					FN1 Instantâneo	FN2 Rápido	FN3 Normal	FN4 Lento	FN5 Muito Lento
					Estoque a bordo	- Fornecimento por pelo menos 5 empresas - Tempo de entrega < 60 dias - Estoque mínimo	- Fornecimento por pelo menos 3 empresas - Tempo de entrega < 01 ano - Estoque mínimo	- Fornecimento somente pelo fabricante - Tempo de entrega > 01 ano - Ausência de estoque mínimo	- Fornecimento somente pelo fabricante - Tempo de entrega > 03 anos - Ausência de estoque mínimo
					Demora na entrega (em dias)				
					6	60	180	360	1 080
Manutenabilidade (MN) Dificuldades na manutenção	MN5 Complexa	Reparo/substituição em parada total de produção.			MF5	MF5	MF5	MF5	MF5
	MN4 Difícil	Reparo/substituição em parada de um trem de produção	Dificuldade pelo tamanho (DN)	> 18"	MF4	MF4	MF4	MF4	MF5
	MN3 Normal	Reparo/substituição entre 14 e 90 dias		12"-18"	MF3	MF3	MF3	MF4	MF5
	MN2 Simples	Reparo/substituição menor que 14 dias		4"-12"	MF2	MF2	MF3	MF4	MF5
	MN1 Imediata	Reparo/substituição imediata		≤ 4"	MF1	MF2	MF3	MF4	MF5

NOTA 1 - Para "Manutenabilidade", levar em consideração o tempo para planejamento do serviço e execução de serviços de apoio (inspeção, purga, inertização, liberação de equipamentos, etc.).

Fazendo uso do MF, o impacto prolongado da indisponibilidade das válvulas pôde ser avaliado. Portanto, a “perda projetada” por definição é o impacto instantâneo ou diário vezes o tempo em que a válvula permanece indisponível. Seria o produto entre o impacto de falha (IF) e o grau de indisponibilidade (MF):

$$PP = IF \times MF \quad (3)$$

Uma ilustração é feita para o aspecto “Produção” (PR) na Tabela 5, mostrando a quantidade de *offloadings* que seriam perdidos para cada grau de “perda projetada”. Para essa exemplificação, tomou-se como premissa os volumes de óleo perdido listados no topo das colunas e tempo de indisponibilidade em dias à esquerda das linhas.

Para minimizar a exposição ao risco de perdas prolongadas, deve-se entender que não é desejável operar a planta de processo com recursos secundários de menor eficácia que o ativo físico, por exemplo: controle manual pela válvula de *by-pass*, operação assistida, etc. Isso deve ser exceção e usado somente em curtos períodos. Como esses recursos são usados normalmente no dia-a-dia operacional, os grandes volumes de óleo que seriam perdidos de acordo com a Tabela 5 não se concretizam na prática. A “perda projetada” deve ser entendida supondo que não há recursos secundários disponíveis para “by-passar” a função do ativo físico (i.e. válvulas).

**Tabela 5 – Matriz para definição da “perda projetada” dos ativos físicos.
Exemplificação para o aspecto “Produção” (PR).**

Perda Projetada (PP) (para aspecto PR)				Impacto de Falha (IF)				
				IF2, IF1 Desprezível	IF3 Marginal	IF4 Média	IF5 Crítica	IF6 Catastrófica
				Perda de óleo (m³/d)				
				50	500	1 800	3 180	10 000
Indisponibilidade (MF)	MF5 Catastrófica	Indisponibilidade da Função Principal (em dias)	1 080	1 Offloadings PP2	8 Offloadings PP3	28 Offloadings PP4	49 Offloadings PP5	154 Offloadings PP5
	MF4 Crítica		360	0 Offloadings PP1	3 Offloadings PP2	9 Offloadings PP3	16 Offloadings PP4	51 Offloadings PP5
	MF3 Média		180	0 Offloadings PP1	1 Offloadings PP2	5 Offloadings PP3	8 Offloadings PP3	26 Offloadings PP4
	MF2 Marginal		60	0 Offloadings PP1	0 Offloadings PP1	2 Offloadings PP2	3 Offloadings PP2	9 Offloadings PP3
	MF1 Desprezível		6	0 Offloadings PP1	0 Offloadings PP1	0 Offloadings PP1	0 Offloadings PP1	1 Offloadings PP2

NOTA 1 - Considerado o volume de 70.000 m³/offloading.

2.4. Criticidade (CR)

Tendo-se definido a criticidade conforme equação (1), a severidade é dada pela “perda projetada” obtida através da equação (3), onde o IF é obtido na etapa de classificação de consequência e o MF é determinado pela equação (2) a partir do grau estabelecido para a dificuldade de manutenção (MN) e no fornecimento de componentes para o reparo/reposição (FN). Assim, resta definir como é estabelecido o segundo termo do produto na equação (1): a frequência de falha, dada pela expressão a seguir:

$$\lambda = \frac{\sum_{i=1}^N (\text{N}^\circ \text{ de falhas})_i}{N} \quad (4)$$

tal que N é o número de válvulas que desempenham a mesma função principal e subfunção de um mesmo sistema, mas em conjuntos (agrupamentos) diferentes.

A frequência de falha foi categorizada numa escala conforme Tabela 6 a seguir:

Tabela 6 – Escala da magnitude da frequência de falha dos ativos físicos.

Categoria de frequência	Descrição
FR5 ($\lambda > 5$) Frequente	Esperado ocorrer várias vezes durante a vida útil da instalação.
FR4 ($2 < \lambda \leq 5$) Provável	Esperado ocorrer entre duas e cinco vezes durante a vida útil da instalação.
FR3 ($0 < \lambda \leq 2$) Ocasional	Possível ocorrer até 2 vezes durante a vida útil da instalação.
FR2 ($\lambda = 0$) Remota	Não esperado ocorrer durante a vida útil da instalação, apesar de haver referências históricas.
FR1 Extremamente Remota	Conceitualmente possível, porém extremamente improvável de ocorrer durante a vida útil da instalação. Sem referências históricas.

A frequência de falha proposta é um valor médio da quantidade de falhas do ativo físico (i.e. válvulas). Por exemplo, a SDV-001A e SDV-001B desempenham o mesmo papel no processo, sendo a única diferença pertencerem ao trem A e ao trem B de separação primária, respectivamente. Dessa forma, não faz sentido elas receberem valores de frequência de falha diferentes.

Por fim, após ter-se em mãos os valores de impacto de falha (IF), grau de indisponibilidade (MF) e frequência de falha (FR), obtém-se a criticidade (CR) dos ativos físicos (i.e. válvulas) em três níveis, conforme matriz apresentada na **Erro! Autoreferência de indicador não válida..** Os resultados obtidos serviram como ponto de partida para identificar as causas da alta criticidade e proposição de medidas corretivas.

Tabela 7 – Matriz e categoria da criticidade dos ativos físicos.

Matriz de Criticidade (CR)		Perda Projetada				
		PP1	PP2	PP3	PP4	PP5
Frequência de falha	FR5	CR1	CR2	CR3	CR3	CR3
	FR4	CR1	CR2	CR2	CR3	CR3
	FR3	CR1	CR1	CR2	CR2	CR3
	FR2	CR1	CR1	CR1	CR2	CR2
	FR1	CR1	CR1	CR1	CR1	CR2
Categoria de criticidade		Descrição				
CR3		Comprometimento dos interesses do negócio. Ações devem ser implementadas para reduzir a frequência de falha ou a perda projetada, de modo que a criticidade seja reduzida a categorias aceitáveis.				
CR2		Nível de criticidade no limiar de comprometer os interesses do negócio. Deve-se avaliar a vantagem técnico-econômica de implementar ações que levem à redução da criticidade ou assegurar a execução dos procedimentos de manutenção atualmente cumpridos.				
CR1		Baixo impacto aos interesses do negócio. Não há necessidade de ações adicionais.				

3. DISCUSSÃO

Para a EHF elaborada em uma plataforma de petróleo, foram identificados 36 subsistemas e 236 funções principais, para os quais foram relacionados 6.459 ativos físicos. Deste número, 1.564 são referentes ao escopo dos ativos físicos objetivo deste trabalho: válvulas de atuação remota.

O estado de criticidade atual para essas válvulas foi avaliado utilizando como frequência o histórico de notas de falha abertas desde seu início de operação e como severidade a “perda projetada” conforme apresentado na seção 2.3. Do universo total das válvulas: 36% apresentaram criticidade baixa (CR1), 43% criticidade moderada (CR2) e 21% criticidade não-tolerável (CR3), essas últimas tendo, portanto, impacto prolongado aos interesses do negócio. Face a necessidade de reduzir ao máximo o perfil de criticidade das válvulas, a partir da equação (3) medidas podem ser tomadas para reduzir a escala de “perda projetada” ou o grau de indisponibilidade das válvulas, com foco nas válvulas com criticidade não-tolerável.

O grau de dificuldade na execução de manutenções das válvulas foi avaliado utilizando como único parâmetro o seu diâmetro nominal, obtido através das respectivas folhas de dados. Algumas válvulas específicas foram categorizadas diretamente com grau MN5 ou MN4 por requererem, respectivamente, parada da planta ou de um trem de produção para efetuar a intervenção.

Em relação ao parâmetro de fornecimento (FN), devido a estratégia de suprimento das válvulas, dada pela compra completa do conjunto válvula/atuador, há demora de no mínimo 1 ano para finalização do processo de compra, fora o tempo para entrega e atendimento a bordo, fato que impacta consideravelmente o grau de indisponibilidade. Em função disso, todas as válvulas foram categorizadas com FN4. Em avanço, já foi identificado potencial para redução da criticidade melhorando os planos de estoque mínimo.

Associados os parâmetros MN e FN, o resultado obtido foi de 97% das válvulas categorizadas com MF4 e 3% com MF5, essas últimas as identificadas com necessidade de parada da planta.

3.1. Política de suprimentos e de estoque mínimo

Com auxílio da Tabela 5 e resultados obtidos para a classificação de consequência das funções principais mais o grau MF citado anteriormente, foi obtido um espectro de “perdas projetadas” para os tipos de válvulas escopo deste trabalho, conforme apresentado no primeiro gráfico à esquerda na Figura 3.

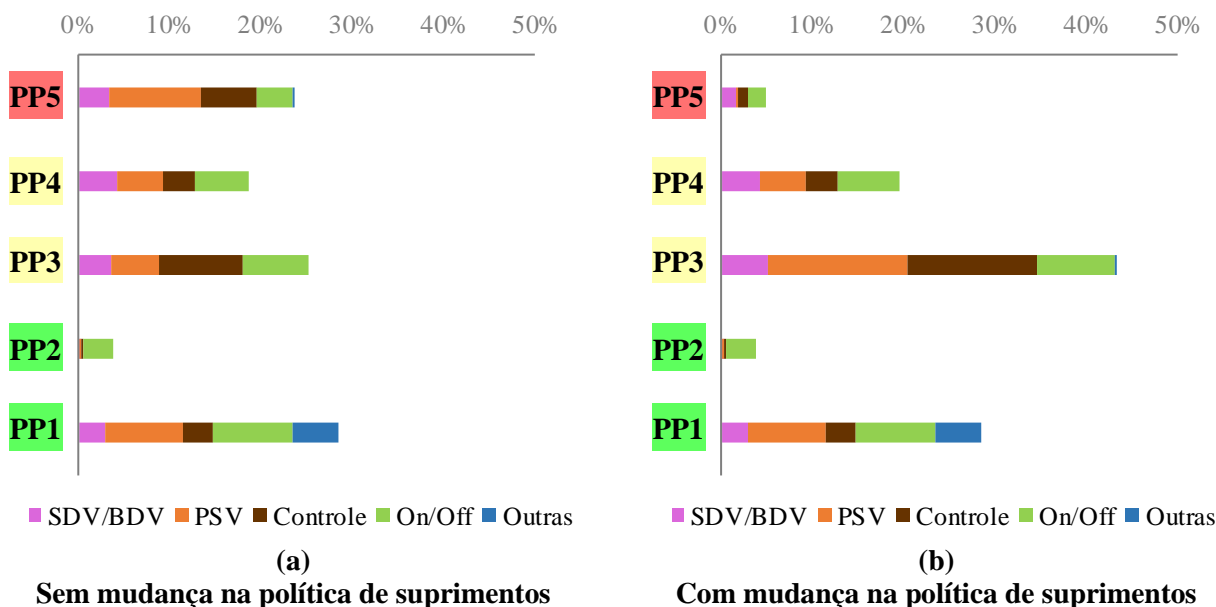


Figura 3 – Espectro da criticidade das válvulas.

Para este gráfico, foi considerada a situação atual da política de suprimentos das válvulas, cujo impacto no grau de indisponibilidade faz com que 24% das válvulas tenham potencial para causar severos impactos prolongados aos interesses do negócio. Dos tipos de válvulas que compõem o espectro em PP5, em primeiro lugar aparecem as PSVs, seguidas das válvulas de controle e empatadas em terceiro lugar as válvulas de segurança e as de alinhamento (*on/off*).

Caso fosse melhorada a política de estoque mínimo dessas válvulas, como por exemplo havendo um estoque mínimo delas para atender um conjunto de plataformas (i.e. reduzir de FN4 para FN2), seria obtido um novo espectro conforme o gráfico à direita na Figura 3, com redução de 24% para 5% das válvulas PP5. Verifica-se também que o espectro remanescente em PP5 basicamente não contém mais PSVs, que antes eram o maior percentual.

As válvulas de controle também reduziram seu quantitativo em PP5 no gráfico à direita. Entretanto, mudar uma política de suprimento de bens e serviços não ocorre de uma hora pra outra e seus efeitos podem demorar a surtir resultados. As válvulas de controle em particular, por estarem continuamente modulando no processo, a instalação de dispositivos *on-line* para monitoramento da condição pode ser mais simples e eficaz do que estruturar uma nova política de suprimentos. Além disso, devido a existência usual de válvulas manuais de *by-pass*, é viável a execução de testes preditivos, sendo possível fazer uma triagem de quais válvulas de fato requerem a instalação de dispositivos *on-line*. Uma estratégia combinada de intensificar os testes preditivos em algumas válvulas e instalar dispositivos *on-line* para monitorar a integridade de outras válvulas de maior impacto de falha pode resultar numa mudança do perfil de frequência de falha das válvulas de controle como um todo.

Como diretriz para definir as políticas de estoque mínimo baseadas na minimização da “perda projetada”, foi identificado o potencial de acelerar o suprimento de válvulas de pequeno/médio porte, por essas apresentarem maior facilidade para execução de manutenção em caráter repositório. Por exemplo, poderia ser definido um estoque mínimo a bordo para válvulas de até 4” (i.e. MN1) e estoque em terra para as demais válvulas até 12” (i.e. MN2). Porém, isso geraria um aumento significativo de estoque tanto a bordo quanto em terra, inviáveis de se concretizarem. Para mitigar esse problema, uma das frentes de trabalho da iniciativa que motivou deste artigo trabalhou em parceria avaliando a engenharia e condições de operação das válvulas, com

objetivo de padronizá-las. O principal produto dessa segunda equipe foi uma lista de folhas de dados mais enxuta, mas capaz de abranger todos os tipos de válvulas existentes nas plataformas de petróleo.

Outro caminho para reduzir a quantidade de válvulas em estoque mínimo foi identificar as características do sistema a que pertencem e agrupá-las por função e características de processo, obtendo-se assim um conjunto menor porque suas características apresentariam, portanto, redundância e poderiam até ser padronizadas, isto é, terem folhas de dados similares. Dessa forma, foram identificados 469 grupos com mesma função e característica, onde cada um desses grupos contém apenas uma ou até 10 válvulas iguais, por exemplo, as válvulas *choke* dos poços ou suas respectivas SDVs. Considerando que só é vantajoso ter estoque mínimo quando houver pelo menos quatro válvulas num grupo, verificou-se que 63 válvulas entre 4" e 12" poderiam ser estocadas em terra e 42 válvulas abaixo de 4" estocadas a bordo, que somadas resultam em 6,7% do quantitativo total de uma única plataforma. Esse número ainda poderia ser menor, caso fossem excluídas as válvulas de controle que já estariam cobertas por um plano de manutenção preditiva ou dispositivos de monitoramento *on-line* já instalados.

3.2. Seleção das válvulas candidatas ao monitoramento *on-line* da condição

A priorização dos respectivos recursos de manutenção segue usualmente a seguinte escala decrescente de investimento: Monitoramento *on-line* da condição > Manutenção preditiva > Manutenção preventiva > Manutenção corretiva. Assim, é lógico que as válvulas de maior severidade aos interesses do negócio são as candidatas para monitoramento *on-line* de sua integridade.

Para as válvulas com "perda projetada" grau 5 (PP5), uma avaliação do espectro da frequência de falha para os diferentes tipos de válvulas mostrou o potencial na instalação de dispositivos *on-line* para as válvulas de segurança (SDVs, BDVs e ADVs) e de controle. O total de válvulas de controle com severidade PP5 que apresentaram frequência de falha categoria igual ou maior que FR3 foi de 3% do total. Mesmo percentual foi verificado para as válvulas de segurança.

Do universo das válvulas acima, apenas 10 válvulas de controle e 21 válvulas de segurança requerem parada total da planta ou de um dos trens de produção (i.e. MN4 e MN5), sendo imediatas candidatas para instalação de dispositivos de monitoramento *on-line* da condição. Para as demais válvulas de controle, a intensificação de testes preditivos ou até política de suprimento ágil (i.e. estoque mínimo) para as de pequeno porte seriam úteis para reduzir a atual frequência de falha. Para as demais válvulas de segurança, a combinação de estoques mínimos a bordo e em terra, dependendo do porte da válvula, não traria mudança na frequência de falha, mas reduziria o impacto prolongado.

4. COMENTÁRIOS FINAIS

Foi obtido o estado de criticidade atual para as válvulas de uma plataforma de petróleo utilizando como frequência o histórico de notas de falha abertas desde seu início de operação e como severidade o impacto prolongado da indisponibilidade da válvula, produto do grau da consequência da falha que a válvula gera e o respectivo tempo para retorno da função que a válvula desempenha.

Como resultado, foi obtido um conjunto de válvulas que apresentam alta criticidade, cujas causas de falha devem ser analisadas em mais detalhes para identificar possíveis medidas que levem a redução de frequência de falha ou de maior agilidade na compra de novas válvulas ou suprimento de componentes. Concomitantemente, devem ser identificadas as medidas atualmente executadas nas válvulas de criticidade aceitável, a fim de garantir a continuidade da execução dessas medidas e manutenção do atual nível de criticidade.

Devido a estratégia de suprimento das válvulas, dada pela compra completa do conjunto válvula/atuador, há demora de no mínimo 1 ano para finalização do processo de compra, fora o tempo para entrega e atendimento a bordo. Assim, foi identificado potencial para redução da criticidade melhorando os planos de estoque mínimo. Por outro lado, não adianta suprir rapidamente uma válvula se há dificuldades em executar sua manutenção, por exemplo, uma válvula grande que requer planejamento de construção e montagem, serviço de caldeiraria, etc., ou que necessite parar um trem de produção ou toda a planta de processo. É fácil notar que essas válvulas são as candidatas ao monitoramento *on-line* da condição.

Os recursos de acompanhamento da integridade devem ser investidos de forma racional, em função do grau de "perda projetada" (severidade). Este trabalho apresenta uma ferramenta baseada no impacto prolongado aos interesses do negócio para fazer uma correlação entre as válvulas e as possíveis estratégias de

manutenção que devem ser estabelecidas. Por exemplo, sugere-se que as válvulas identificadas com moderado potencial de impacto prolongado devem ter seus testes preditivos intensificados (manutenção preditiva). Por outro lado, para válvulas de pequeno porte seria mais rápido e vantajoso realizar a simples substituição e garantir um estoque mínimo a bordo ou em terra (manutenção corretiva). Em resumo, o tipo de medida dependerá do grau de impacto e das características intrínsecas da válvula: dimensão, classe de pressão, estanqueidade, etc. e de sua manutenabilidade.

5. REFERÊNCIAS

- [1] “Risk Based Maintenance and Consequence Classification”. NORSOK STANDARD Z-008, 3ª ed, Standards Norway (Junho, 2011)
- [2] “Estrutura Hierárquica Funcional e Criticidade dos Ativos Físicos na Industrial”. PE-2IND-00202, INDUSTRIAL/AC/GM, Rev.A, PETROBRAS (Abril, 2019)
- [3] “Técnicas Aplicáveis à Engenharia de Confiabilidade”. N-2781, CONTEC – Comissão de Normatização Técnica, Rev.C, PETROBRAS (Outubro, 2012)
- [4] “Gestão de Tratamento de Perdas de Produção de Óleo, Perdas de Gás Não-Associado (GNA), Queima de Gás e Perdas de Injeção de Água no E&P”. PP-2E&P-00146, LMS/OMD/PMP, Rev.A, PETROBRAS (Agosto, 2017).
- [5] “Confiabilidade e Análise de Riscos Industriais”. N-2784, CONTEC – Comissão de Normatização Técnica, Rev.B, PETROBRAS, (Agosto, 2015)
- [6] “Obtenção dos Impactos de Falha para Priorização da Manutenção de Equipamentos”. PE-2E&P-00262, LMS/OMD/IMAN, Rev.A, PETROBRAS (Agosto, 2017)