

Análise Preliminar de Perigos da Integridade de Poços de Petróleo Submarinos em Diferentes Fases do Ciclo de Vida

Danilo Taverna Martins Pereira de Abreu, LabRisco – USP

Danilo Colombo, CENPES – Petrobras

Joaquim Rocha dos Santos, LabRisco – USP

Carlos Henrique Bittencourt Morais, LabRisco – USP

Marcelo Ramos Martins, LabRisco – USP

RESUMO

O ciclo de vida de um poço de petróleo submarino é composto por diferentes fases, tais como a construção (perfuração, completação e avaliação), produção, intervenção e abandono. A cada fase, perigos distintos são observados, decorrentes de particularidades em termos operacionais. Entre os eventos de perigo, destacam-se aqueles relacionados ao fluxo não intencional de hidrocarbonetos da formação ao meio externo (i.e. meio ambiente, sonda, plataforma de produção). Em função da preocupação com essa questão, a indústria possui regulamentações que tratam da necessidade de existência de conjuntos solidários de barreiras (CSB), prevista, por exemplo, na Resolução ANP nº 46 e na NORSOK D-010. A essa exigência, está intrinsecamente relacionado o conceito de integridade do poço. Um poço íntegro deve possuir a capacidade de conter o fluxo indesejado de hidrocarbonetos da formação ao meio ambiente, por meio da aplicação de soluções técnicas, operacionais e organizacionais. A inobservância dessas soluções (e.g., falha de componentes dos CSB, erros operacionais), naturalmente, leva ao comprometimento de sua integridade. Com o objetivo de mapear os principais eventos de perigo associados à perda de integridade de poços de petróleo, este trabalho propõe uma estrutura de Análise Preliminar de Perigos (APP) voltada para a observância da funcionalidade dos CSBs em combinação com as condições operacionais de cada ciclo de vida. O trabalho tem como foco as soluções técnicas aplicadas nas fases de construção, produção, intervenção e abandono. O resultado consiste na tabela de APP com a relação de eventos de perigo identificados, descritos em termos de suas potenciais causas, medidas de controle e monitoração.

1. INTRODUÇÃO

A integridade de um poço de petróleo remete à aplicação de soluções técnicas, operacionais e organizacionais para reduzir o risco da liberação descontrolada de fluidos da formação durante o ciclo de vida de um poço de petróleo [1]. Essa definição é ampla e se aplica a todos os momentos do ciclo de vida de um poço. Geralmente, a integridade do poço é garantida pelo estabelecimento de dois conjuntos solidários de barreiras (CSBs), compostos por elementos de barreira do poço capazes de conter o fluxo de hidrocarbonetos. A Fig. 1 apresenta uma ilustração típica da composição dos CSBs para um poço genérico, na qual o CSB primário está apresentado na coloração azul e o secundário na coloração vermelha.

A falha de um elemento de barreira leva ao desmantelamento do CSB que este faz parte. Entender as causas de cada tipo de falha e suas consequências é primordial para um gerenciamento adequado de integridade. Uma possível abordagem para esta questão reside na análise de integridade de poços baseada em risco, que leva em consideração a tríple composta pelos cenários, probabilidades e consequências.

A análise de risco se inicia pela identificação de perigos. Um perigo é uma condição ou situação física com potencial de consequências indesejáveis ou perdas [2]. Uma maneira estruturada de realizar a sua identificação é por meio da análise preliminar de perigo (APP), na qual os eventos de perigo são descritos em formato tabular e classificados de acordo com a tolerabilidade do risco que representam.

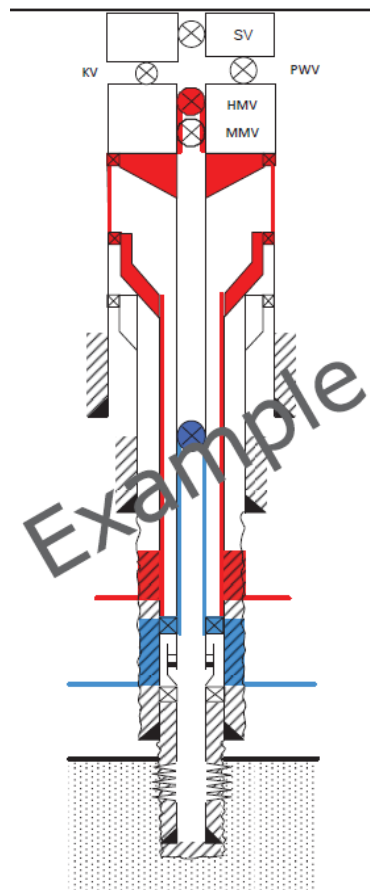


Fig. 1 – Exemplo de ilustração do conjunto de barreiras para um poço de petróleo. Fonte: [1].

Nesta linha, este trabalho propõe uma APP como primeira abordagem para a análise do risco associado às questões de integridade de poços submarinos. A tabela de APP foi elaborada com base nas descrições dos CSBs propostas pela NORSOK D-010 [1] para diferentes tipos de operações ao longo do ciclo de vida do poço.

2. METODOLOGIA

A APP foi desenvolvida de maneira a identificar quais falhas combinadas de elementos de barreira dos poços poderiam levar a algum tipo de perda. Por “perda”, entendem-se os danos à vida humana, ao patrimônio e ao meio ambiente, por meio do vazamento de hidrocarbonetos. Adicionalmente, também foram considerados eventos externos que poderiam levar à perda de integridade de uma ou duas barreiras simultaneamente.

Os campos a serem preenchidos numa tabela de APP devem se adequar à necessidade da análise. Entretanto, há recomendações básicas. Preconiza-se que, no mínimo, devem ser registradas a causa e a consequência do evento de perigo. Dessa maneira, garante-se insumos para estimar a frequência e a severidade do evento e, assim, classificar o risco. Especificamente para a análise de integridade de poços de petróleo, foi proposto o cabeçalho apresentado na Fig. 2 para a tabela de APP.

Os campos a serem preenchidos, são os que seguem:

Fase do ciclo de vida

Definição de qual a etapa do ciclo de vida do poço na qual aquele evento está sendo considerado. As fases consideradas foram: construção (perfuração, completação e avaliação), operação, intervenção e abandono.

Tarefa

Descrição da tarefa realizada dentro da etapa considerada do ciclo de vida. Inclui, por exemplo, atividades como a descida de revestimento não cortável na fase de construção (perfuração) e a intervenção por meio da árvore de natal molhada (ANM).

Fase do ciclo de vida	Tarefa	Condições operacionais			Causa primária			Causa secundária			Combinação de frequências	Efeitos das consequências	Classe de severidade				Classe de risco				Medidas de monitoramento	Medidas de controle
		Modo de falha ou evento	Causas	Frequência	Modo de falha ou evento	Causas	Frequência	Modo de falha ou evento	Causas	Frequência			Ambientais	Pessoais	Patrimoniais	Imagem	Ambientais	Pessoais	Patrimoniais	Imagem		

Fig. 2 – Cabeçalho da tabela de APP

Condições operacionais

Condições específicas nas quais as tarefas são desempenhadas como, por exemplo, surgência ou não do poço.

Causa primária

Evento que provoca a perda da barreira primária do poço, descrito por: a) modo de falha (de elemento de barreira) ou evento (outro tipo de evento que não um modo de falha de elemento de barreira, mas que leva à perda da barreira primária); b) causa (do modo de falha ou evento); e c) frequência (estimativa da frequência de ocorrência do evento).

Causa secundária

Idem à causa primária, mas referente à perda da barreira secundária.

Combinação de frequências

Combinação entre as frequências de ocorrência das causas primária e secundária.

Efeitos das consequências

Dado que ambas as causas do eventos de perigo ocorreram (primária e secundária), quais são os efeitos esperados em termos de perdas ambientais, pessoais, patrimoniais e de imagem.

Classe de severidade

Classificação dos efeitos das consequências em cada uma das dimensões consideradas (perdas ambientais, pessoais, patrimoniais e imagem)

Classe de risco

Tolerabilidade do risco, em função da combinação entre a frequência e a severidade.

Medidas de monitoramento

Medidas conhecidas que permitem a identificação da ocorrência do evento de perigo.

Medidas de controle

Dada a ocorrência do evento de perigo (i.e., a sua concretização em um acidente), quais medidas podem ser tomadas para reduzir o impacto das consequências.

As classes de frequência foram avaliadas de acordo as categorias apresentadas na Tab. 1. Já as categorias de severidade nas dimensões pessoal, patrimonial e de imagem estão apresentadas na Tab. 2. Por fim, a Tab. 3 apresenta as categorias de severidade para os danos ambientais, especificamente para áreas costeiras.

Tab. 1 – Categorias de frequência [3]

Classe de frequência	Descrição
A – Extremamente remota	Possível, mas sem referências na indústria.
B – Remota	Não esperada, mas há referência em instalações industriais similares.
C – Pouco provável	Pouco provável de ocorrer durante a vida útil de um conjunto de instalações similares.
D – Provável	Possível de ocorrer uma vez durante a vida útil da instalação.
E – Frequente	Possível de ocorrer muitas vezes durante a vida útil da instalação.

Tab. 2 – Classes de severidade para as dimensões de danos pessoais, patrimoniais e de imagem [3]

Classe de severidade	Perdas pessoais	Perdas patrimoniais	Perdas de imagem
I – Desprezível	Sem lesões ou, no máximo, primeiros socorros.	Danos leves a equipamentos sem comprometimento da continuidade operacional.	Danos insignificantes.
II – Marginal	Lesões leves.	Danos leves a sistemas/equipamentos.	Danos leves.
III – Média	Lesões graves intramuros ou lesões leves extramuros.	Danos moderados a sistemas/equipamentos.	Danos moderados.
IV – Crítica	Fatalidade intramuros ou lesões graves extramuros.	Danos severos a sistemas/equipamentos (reparação lenta).	Danos severos.
V – Catastrófica	Múltiplas fatalidades intramuros ou fatalidade extramuros.	Danos catastróficos podendo levar à perda da instalação industrial.	Danos catastróficos.

Tab. 3 – Classes de severidade para a dimensão de danos ambientais [3]

Classe de severidade para as danos ambientais	Volume liberado (V) [m ³] de acordo com o grau API do óleo			
	$^{\circ}\text{API} \geq 45$	$35 \leq ^{\circ}\text{API} < 45$	$17.5 \leq ^{\circ}\text{API} < 35$	$^{\circ}\text{API} < 17.5$
I – Desprezível	$V < 0.5$	$V < 0.4$	$V < 0.2$	$V < 0.1$
II – Marginal	$0.5 \leq V < 5$	$0.4 \leq V < 4$	$0.2 \leq V < 2$	$0.1 \leq V < 1$
III – Média	$5 \leq V < 100$	$4 \leq V < 80$	$2 \leq V < 40$	$1 \leq V < 20$
IV – Crítica	$100 \leq V < 1000$	$80 \leq V < 700$	$40 \leq V < 400$	$20 \leq V < 200$
V – Catastrófica	$V \geq 1000$	$V \geq 700$	$V \geq 400$	$V \geq 200$

As categorias de frequência e severidade devem ser combinadas para a classificação do risco. Isso é feito por meio da matriz de risco, apresentada na Tab. 4. A matriz estabelece três níveis de risco: tolerável (T), moderado (M) e não tolerável (NT).

Tab. 4 – Classificação da tolerabilidade ao risco [3]

		Classe de frequência				
		A	B	C	D	E
Classe de severidade	V	M	M	NT	NT	NT
	IV	T	M	M	NT	NT
	III	T	T	M	M	NT
	II	T	T	T	M	M
	I	T	T	T	T	M

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Ao todo foram identificados 239 eventos de perigo, distribuídos ao longo de cada fase da do ciclo de vida do poço como indicado na Fig. 3. As fases com maior número de eventos identificados foram as de intervenção e construção (perfuração, completção e avaliação), com 85 e 73 eventos de perigo, respectivamente.

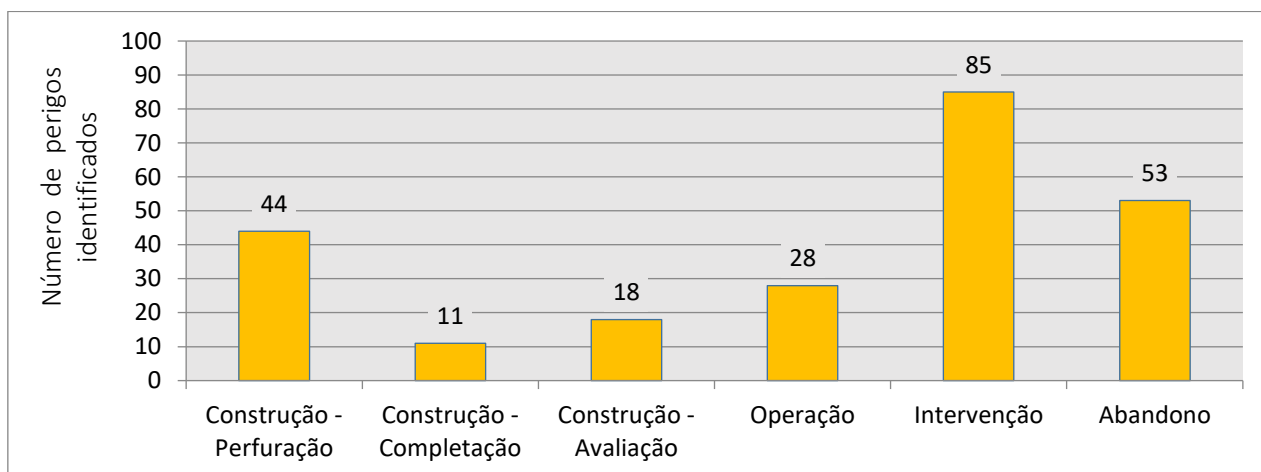


Fig. 3 – Número de perigos identificados por fase do ciclo de vida

O elevado número de perigos da etapa de intervenção se origina das diversas configurações possíveis para a intervenção em poço. Um poço sujeito à intervenção por *wireline*, por exemplo, possui um conjunto de perigos associado bastante diferente do que um poço sujeito a uma intervenção mais pesada, com remoção da completção. O mesmo pode ser afirmado para a etapa de construção: várias etapas menores a compõem, cada qual com seus perigos particulares.

As demais etapas do ciclo de vida do poço – construção e abandono – possuem caráter mais estático. Em outras palavras, significa que uma vez estabelecidos seus conjuntos de barreira, estes não se alteram com frequência. Portanto, para estas etapas, o número identificado de perigos foi menor.

Por fim, destaca-se que a avaliação do risco não deve ser realizada apenas em função do número de perigos. É de suma importância avaliar a tolerabilidade do risco imposto pelos eventos levantados. Entretanto, dada a sensibilidade destes dados, esta informação foi excluída do escopo deste artigo.

4. CONCLUSÃO

Neste artigo foi apresentada uma proposta de análise preliminar de perigos em poços submarinos produtores de petróleo. A estrutura apresentada foi desenvolvida de maneira específica para a análise de questões relevantes à integridade do poço ao longo das diversas etapas de seu ciclo de vida. Adicionalmente, foram consideradas as diferentes condições operacionais e tarefas aplicáveis a cada etapa.

A análise realizada indicou um número elevado de perigos nas etapas de construção e intervenção quando comparadas às etapas de produção e abandono. Atribuiu-se tal diferença à dinâmica das duas primeiras fases, quando comparadas às duas últimas, que possuem caráter estático. Por “estático” se entende que o conjunto de barreiras é sujeito a nenhuma ou poucas alterações ao longo da fase do ciclo de vida, o que reduz o número de eventos perigosos. Já nos cenários dinâmicos, os CSBs estão constantemente em mudança, o que leva a um número maior de eventos de perigo no total.

5. AGRADECIMENTOS

Este artigo relata parte dos resultados gerais obtidos no projeto de pesquisa e desenvolvimento número 5850.0106642.18.9, patrocinado pela Petrobras, cujo apoio os autores agradecem. O último autor também agradece o apoio do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) através da concessão 304533 / 2016-5.

6. REFERÊNCIAS

- [1] NORSOK, NORSOK D-010: Well integrity in drilling and well operations, 2013.
- [2] M. Modarres, Risk Analysis in Engineering: Techniques, Trends, and Tools, CRC Press, Boca Raton, FL, 2006.
- [3] Petrobras, N-2782 - Técnicas Aplicáveis à Análise de Riscos Industriais, (2015) 20.