

Indicadores de Integridade para a Seleção de Configurações de Poços de Petróleo

Danilo Taverna Martins Pereira de Abreu, Laboratório de Análise, Avaliação e Gerenciamento de Risco – LabRisco, Universidade de São Paulo

Danilo Colombo, CENPES – Petrobras

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

Carlos Henrique Bittencourt Morais, Laboratório de Análise, Avaliação e Gerenciamento de Risco – LabRisco, Universidade de São Paulo

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

RESUMO

Durante a concepção de sistemas de engenharia, é comum que projetistas se deparem com decisões envolvendo objetivos conflitantes. A exploração de óleo e gás *offshore* não é diferente nesse aspecto. Para o projeto de poços de petróleo submarinos, objetivos financeiros e de segurança podem se contrapor, o que gera dilemas aos tomadores de decisão. Este trabalho tem como objetivo a proposição de indicadores quantitativos aplicáveis à fase de projeto de poços, com foco em questões de integridade e os custos associados à sua manutenção. Esses indicadores permitem o ranqueamento entre diferentes alternativas de configurações de poços e, dessa forma, auxiliam o processo de tomada de decisão. Como exemplo de aplicação, quatro configurações de poços foram avaliadas e classificadas segundo seus méritos.

1. INTRODUÇÃO

O projeto de poços produtores de petróleo é uma etapa fundamental para o desenvolvimento de campos de petróleo. Nesta atividade, os projetistas têm como desafio selecionar alternativas de configurações que atendam a diferentes critérios, os quais podem ser conflitantes entre si. Em particular, as decisões de projeto com potencial para reduzir despesas importantes ao longo do ciclo de vida (e.g., custos de construção, custos de operação) são desejáveis do ponto de vista financeiro. Entretanto, outros aspectos relevantes, tais como a segurança e a integridade do poço, podem ser comprometidos no longo prazo.

Nesse contexto, torna-se interessante a aplicação de metodologias que permitam avaliar os aspectos conflitantes em fase de projeto. Com o intuito de contribuir para o avanço de questões pertinentes à problemática exposta, este trabalho propõe indicadores quantitativos para a classificação de configurações de poços submarinos em fase de projeto, com foco em questões de integridade. Esses indicadores permitem ranquear as configurações segundo diferentes méritos, tais como a probabilidade de perda de contenção do fluxo indesejado de hidrocarbonetos ao longo da vida produtiva e a expectativa de custos de reparos motivados por questões de integridade. A metodologia adotada consiste no uso de modelos híbridos que usam simulação de Monte Carlo combinada com a análise por árvores de falhas para a representação das relações funcionais entre os elementos de barreira do poço. Quatro configurações de poços conceituais foram avaliadas e classificadas segundo a metodologia proposta.

2. INDICADORES PROPOSTOS E METODOLOGIA DE CÁLCULO

A Tabela 1 apresenta o conjunto de cinco indicadores propostos para a avaliação de configurações de poços ao longo de sua vida produtiva. Os três primeiros (F_5 , U e SIL) mensuram a capacidade de manutenção da integridade ao longo da vida produtiva. Por sua vez, os dois últimos (CR e DT) mensuram o impacto que os problemas associados à integridade exercem nos custos operacionais do poço.

Tabela 1 – Indicadores propostos, seus símbolos, e unidades de medida típicas

Indicador	Símbolo	Unidade de medida
Não-confiabilidade para 5 anos	F_5	adimensional
Indisponibilidade esperada durante a vida produtiva	U	adimensional
<i>Safety Integrity Level</i>	SIL	adimensional
Custo esperado devido a reparos de integridade	CR	Milhões de dólares
<i>Downtime</i> devido a reparos de integridade	DT	dias

A não-confiabilidade para 5 anos (F_5), quantifica a capacidade do poço manter a integridade durante o início da sua vida produtiva, sem considerar ações de manutenção. Essa grandeza é calculada a partir da probabilidade de perda de integridade. Por sua vez, a indisponibilidade esperada durante a vida produtiva (U) mensura a capacidade de o poço manter a sua integridade ao longo de toda a vida produtiva, considerando processos de reparo. Já o *safety integrity level* (SIL) indica como a probabilidade de falha da configuração se apresenta em relação a valores de referência propostos em normas industriais e é calculado com base na probabilidade de falha por hora (PFH) [1]. O SIL varia numa escala de 1 a 4, como apresentado na Tabela 2. Quanto maior o valor, maior o nível de proteção do sistema físico avaliado. Neste trabalho, o maior valor de PFH atingido ao longo do tempo de missão foi adotado para determinar o indicador.

Tabela 2 – Critérios para a avaliação do SIL [1]

SIL	Critério
1	$10^{-6} \leq \text{PFH} < 10^{-5}$
2	$10^{-7} \leq \text{PFH} < 10^{-6}$
3	$10^{-8} \leq \text{PFH} < 10^{-7}$
4	$10^{-9} \leq \text{PFH} < 10^{-8}$

O custo esperado devido a reparos de integridade leva em consideração as despesas realizadas com intervenções no poço motivadas por falhas nos elementos de barreira. Portanto, neste cálculo são ignorados, por exemplo, os custos com intervenções para reparos de modos de falha que cessam a produção (e.g., válvulas de produção que apresentem falha na posição fechada), para manipulação de válvulas e remoção de hidratos. Finalmente, o *downtime* devido a reparos de integridade contabiliza o tempo que o poço permanece parado (sem produzir) por conta de atividades das atividades de manutenção correspondentes.

A metodologia adotada para o cálculo consiste na aplicação da simulação de Monte Carlo para a análise RAM (sigla para o termo em inglês, *Reliability, Availability, and Maintainability*) do poço ao longo de sua vida produtiva. As relações funcionais entre os elementos de barreira (e.g., válvulas da árvore de Natal molhada, *packer*, revestimentos) foram modeladas utilizando árvores de falhas. Por meio dos *cut sets* mínimos é possível determinar as combinações de falhas dos elementos de barreira que levam à perda de integridade do poço. Entretanto, a abordagem convencional de análise por árvores de falhas é estática e, por conseguinte, limitada em termos de capacidade de modelar dinâmicas de reparo e substituição de componentes. O método de Monte Carlo permite relaxar estas restrições, pela adição de aspectos dinâmicos à simulação.

Em particular, neste trabalho, foi adotado o método de simulação de Monte Carlo direto [2]. As informações quantitativas para as distribuições de probabilidade de falha dos componentes foram coletadas do banco de dados comercial *Offshore & Onshore Reliability Data* (OREDA) [3]. Para os componentes que não constam no OREDA, as probabilidades de falha foram elicítadas junto a especialistas da operadora [4]. Este último método também foi adotado para a determinação das distribuições de probabilidade de reparo.

3. APLICAÇÃO DA METODOLOGIA

Os indicadores e metodologia descritos na seção 2 foram aplicados às quatro configurações de poços esboçadas na Figura 1, apresentadas inicialmente por [5], e descritas sucintamente a seguir:

- Configuração A: poço convencional. Poço típico da área da região do Pré-Sal brasileira, construído em quatro fases.
- Configuração B: poço convencional com revestimento intermediário *backup*. Poço idêntico ao da configuração A, mas com o revestimento intermediário qualificado para atuar como elemento de barreira.
- Configuração C: poço *packoffless* com barreira mecânica anular (BMA). Diferentemente das configurações A e B, este poço não adota *packoff* para isolar os anulares. A vedação entre anulares é promovida por um *liner* e *liner packer*, além da BMA como elemento redundante.
- Configuração D: poço *packoffless* sem BMA. Poço idêntico ao da configuração C, mas sem a adoção de BMA como elemento redundante.

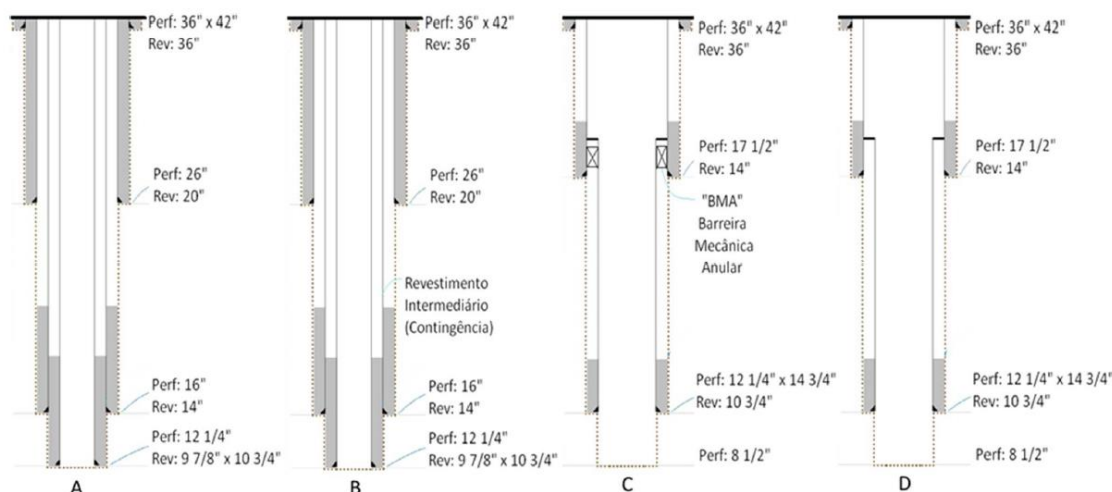


Figura 1 – Configurações analisadas para poços produtores submarinos [5]

4. RESULTADOS

A Tabela 3 resume os resultados obtidos após a realização de 10 mil rodadas de simulação de Monte Carlo para as quatro configurações avaliadas. Os melhores valores obtidos em cada categoria foram destacados em células de cor verde e negrito, enquanto os piores foram destacados em células de cor vermelha e em itálico.

Tabela 3 – Resultados obtidos após o cálculo dos indicadores

Indicador	Configuração A	Configuração B	Configuração C	Configuração D
F ₅	9,84E-04	3,17E-04	3,59E-04	3,92E-04
U	4,03E-04	2,43E-04	2,53E-04	5,52E-04
SIL	SIL 2	SIL 2	SIL 2	SIL 2
CR	MUS\$ 17,71	MUS\$ 16,69	MUS\$ 8,76	MUS\$ 8,70
DT	59 dias	55 dias	29 dias	29 dias

Dos resultados obtidos, é possível observar que a configuração A foi a pior classificada em três dos cinco aspectos avaliados: confiabilidade, custos de reparo e *downtime* esperado. Por sua vez, a configuração B se destacou nos indicadores relativos à segurança, mas não naqueles relativos a custos. De maneira contrária, as configurações C e D apresentaram o melhor desempenho em termos de custos, mas, em particular, a configuração D foi a pior classificada em termos de disponibilidade dos elementos de barreira. O poço *packoffless* se sobressai em termos de custos devido ao seu tempo reduzido de duração de workovers. Ainda vale destacar que em termos de SIL todas as configurações se situam na mesma categoria (SIL 2).

5. CONCLUSÃO E CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os indicadores propostos permitiram diferenciar e ranquear quatro configurações de poços segundo diferentes méritos associados à questão de integridade. Foi possível esclarecer, por exemplo, quais as configurações mais seguras e quais as mais econômicas em termos de custos de manutenção, bem como ter noção da ordem de magnitude das respectivas diferenças.

Desenvolvimentos futuros da metodologia estão previstos. Dentre eles, destaca-se a abordagem estruturada para comparar todas as configurações segundo um critério único, que pondere todos os demais indicadores. Esta dificuldade reside no fato de que cada indicador possui uma unidade de medida diferente. Neste caso, como proceder? As ideias de trabalhos futuros apontam para duas alternativas: a) criar um sistema de notas que reflita as prioridades da operadora e a regulamentação vigente no país; ou b) converter todos os indicadores para uma unidade de medida unificada (por exemplo, valores monetários). Na linha dessa última abordagem, há propostas interessantes na literatura que podem ser usadas de inspiração, tal como o trabalho de [6], que utiliza as probabilidades de *blowout* para calcular o custo esperado das consequências do acidente.

6. REFERÊNCIAS

- [1] The Norwegian Oil Industry Association. OLF 070 - Application of IEC 61508 and IEC 61511 in the Norwegian Petroleum Industry (Rev. no. 3). 2018.
- [2] Zio E. The Monte Carlo Simulation Method for System Reliability and Risk Analysis. London: Springer London; 2013. <https://doi.org/10.1007/978-1-4471-4588-2>.
- [3] SINTEF, NTNU. Offshore and Onshore Reliability Data (OREDA): Volume 2 - Subsea Equipment. 6th ed. OREDA Participants; 2015.
- [4] Abreu DTMP, Santos JR, Morais CHB, Martins MR, Colombo D. Application of Fuzzy Logic and Expert Elicitation for Quantitative Offshore Well Integrity Data Collection. Vol. 2A Struct. Safety, Reliab., American Society of Mechanical Engineers; 2020. <https://doi.org/10.1115/OMAE2020-18995>.
- [5] Neves Jr MM. Metodologia para a seleção de configurações de poços de petróleo baseada em gerenciamento de integridade, utilizando diagrama de blocos de confiabilidade acoplado com simulação de Monte Carlo. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal Fluminense, 2019.
- [6] Rahman MS, Colbourne B, Khan F. Risk-Based Cost Benefit Analysis of Offshore Resource Centre to Support Remote Offshore Operations in Harsh Environment. Reliab Eng Syst Saf 2021;207:107340. <https://doi.org/10.1016/j.ress.2020.107340>.