

Diagramas MIL e MIRO para Definição Baseada em Risco de Posicionamento de Sondas de Perfuração com Sistema de Posicionamento Dinâmico

Adriana Miralles Schleder
Universidade Estadual de São Paulo “Júlio de Mesquita Filho” (UNESP)

Marcos Coelho Maturana e Marcelo Ramos Martins
LabRisco - Universidade de São Paulo (USP)

1 INTRODUÇÃO

Atualmente, a maioria das operações relacionadas à exploração offshore de petróleo é realizada por unidades dinamicamente posicionadas (DP); no Brasil, o uso dessas unidades é comum nas operações de perfuração (sondas de perfuração DP). O advento dos sistemas DP, que permitem que a embarcação mantenha uma determinada posição sem a necessidade de linhas de ancoragem, trouxe grande flexibilidade ao campo de exploração de petróleo; no entanto, normalmente, nas áreas de perfuração, há um grande número de operações sendo realizadas simultaneamente e sujeitas às condições climáticas; uma falha no sistema de DP pode causar a deriva destas embarcações, o que ocasionalmente pode resultar em uma colisão com outro equipamento de campo ou embarcação, causando danos materiais, pessoais e ambientais.

Neste contexto, é preciso analisar quais seriam os melhores pontos de posicionamento para estas sondas de acordo com a configuração dos potenciais obstáculos presentes na região (tais como risers, sistemas de ancoragem e sistemas de produção flutuantes) e as características da sonda e do ambiente. Para esta análise é vital conhecer o risco de colisão associado ao posicionamento desta unidade. O risco de colisão dependerá principalmente das variáveis meteo-oceanográficas da região de operação, das características hidrodinâmicas da unidade, da confiabilidade e dos tempos de reparo da unidade, além da distribuição dos obstáculos nas suas proximidades.

O objetivo da pesquisa em andamento é o desenvolvimento de metodologia para definição do risco associado ao posicionamento das unidades DP, através de um método estatístico aprofundado e validação dos modelos matemáticos de deriva sob influência de agentes ambientais. A metodologia proposta permite demonstrar o atendimento de um CAR (Critério de Aceitação de Risco) aceito de forma ampla (nacional ou internacionalmente). Assim, propõe-se o uso de dois instrumentos: Mapas de Iso-Probabilidade de Localização (MIL) e Mapas de Iso-Risco de Operação (MIRO), como formas de sintetizar a informação a ser avaliada na tomada de decisão sobre a operação das sondas DP em uma localização específica – sendo considerado o risco de colisão de forma geral (no MIRO) e a probabilidade da sonda estar em determinada localização (MIL).

2 SEGURANÇA OPERACIONAL NA INDÚSTRIA OFFSHORE

Na indústria offshore, de maneira geral, as metodologias e procedimentos para garantir a segurança operacional são desenvolvidos com o apoio de análises de risco, em resposta aos requisitos normativos que sujeitam a operação. No caso brasileiro, a estrutura regulatória é definida pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

Definida em 2007 [1], a estrutura regulatória em vigor no Brasil se baseia em ‘gerenciamento de segurança de processos’ – que inclui princípios e sistemas aplicados na identificação, entendimento e controle de perigos de processo para reduzir os riscos à segurança [2]. Este sistema, baseado em desempenho, permite que os operadores definam a forma mais adequada para a realização de funções específicas e o alcance de resultados. Como a ANP [1] apresenta requisitos prescritivos para a avaliação de risco, os documentos a serem entregues pelo operador restringem-se à descrição dos equipamentos e da operação. Não há, portanto, necessidade de demonstrar o atendimento de CARs definidos pela ANP.

Para entender as metodologias e procedimentos de análise de risco utilizados por diferentes empresas, é necessário compreender as estruturas regulatórias que sujeitam o ambiente de negócios nas diferentes partes do mundo. Assim, como base de comparação, foram tomadas as estruturas regulatórias da Noruega, da Grã-

Bretanha e dos Estados Unidos, apresentadas brevemente nos parágrafos seguintes – estas estruturas são tomadas como referência em diversos países [2].

A estrutura regulatória norueguesa, administrada pela *Petroleum Safety Authority* (PSA), é composta por um sistema de definição de metas e por requisitos prescritivos – fortemente amparados pelas normas NORSOK (Norsk Sokkels Konkuransesystem) [3]. A PSA permite que o operador decida como o padrão de segurança será alcançado [4]. Entretanto, nota-se nesta estrutura regulatória a ênfase dada ao envolvimento do trabalhador nas decisões relacionadas à segurança. A norma NORSOK Z-013 [5] apresenta critérios para o estabelecimento e atualização de CAR.

A estrutura regulatória da Grã-Bretanha, administrada pela *Health and Safety Executive* (HSE), exige que o operador apresente um *safety case*, elaborado em resposta a um sistema regulatório baseado em desempenho. Este sistema exige que o operador faça a identificação sistemática de perigos e que apresente soluções de engenharia de qualidade para que o risco seja reduzido para a condição *as low as reasonably practicable* (ALARP). Para a indústria offshore, a HSE sugere um risco individual tolerável máximo de 10-3 mortes por ano para os operadores (aumentando tratar-se de valor típico para a indústria offshore) [6] considerando todos os possíveis eventos na operação que podem levar à morte – com adoção não obrigatória, este CAR é justificado nos guias da HSE [6].

A estrutura regulatória dos Estados Unidos, administrada pelo *Bureau of Safety and Environmental Enforcement* (BSEE), ainda é prescritiva [2]. Entretanto, desde o acidente da sonda *Deepwater Horizon* em 2010, esta estrutura regulatória vem sendo revista, tendendo a uma estrutura baseada em desempenho [7].

Os quatro casos apresentados ilustram a tendência na indústria offshore mundial de deixar os requisitos regulatórios prescritivos e se concentrar em requisitos baseados em desempenho [8]. Assim, conforme os operadores são levados a demonstrar a eficácia de suas medidas de gestão de segurança, o uso de ferramentas para a análise de risco cresce nesta indústria [8]. Entretanto, de forma geral, a regulamentação para a aceitação do risco associado à operação offshore baseia-se em metas estabelecidas pelas companhias, não em CAR pré-definido por órgão regulador [9].

2.1 Quantificação de risco de colisão de navios sonda com DPS

Como visto na seção anterior, a avaliação de risco na indústria *offshore* mundial tende a requisitos baseados em desempenho. Vários países já adotam esta abordagem e, neste sentido, o Brasil vem revendo seus requisitos regulatórios. Para o atendimento de requisitos baseados em desempenho, faz-se necessária a demonstração de que o risco associado às operações se mantém abaixo de um limite tolerável, e.g., em respeito a um CAR, e de que as ações dos operadores sejam orientadas para a redução do risco a padrões aceitáveis – em observação ao princípio ALARP (*As Low As Reasonably Practicable*).

Neste contexto, evidenciou-se a necessidade da estimativa da parcela do risco atribuída aos eventos que levam à colisão de sondas dotados de DPS (do inglês *Dynamic Positioning System* - Sistema de Posicionamento Dinâmico), devido à deriva destes, quando operam em campos com número significativo de embarcações e outros possíveis obstáculos, por exemplo, nas proximidades de uma plataforma FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*) em operação. Assim, foi desenvolvida uma metodologia que permite demonstrar o atendimento de um CAR aceito de forma ampla (nacional ou internacionalmente), acrescentando credibilidade aos resultados das análises de risco. Esta metodologia propõe a criação e o uso de Mapas de Iso-Probabilidade de Localização (MIL) e Mapas de Iso-Risco de Operação (MIRO) como formas de sintetizar a informação a ser avaliada na tomada de decisão sobre a operação de sondas com DPS.

3 MAPAS DE ISO-RISCO DE OPERAÇÃO (MIRO) E MAPAS DE ISO-PROBABILIDADE DE LOCALIZAÇÃO (MIL)

O risco atribuído a uma operação é a composição do risco associado a diferentes perigos, i.e., o risco associado a cada perigo é um contribuinte para o risco total da operação. Nas atividades de exploração e produção offshore de petróleo, eventos que levam a incêndios, explosões, vazamentos ou colisões são exemplos de perigos que contribuem para o risco.

O objetivo da metodologia proposta neste texto é calcular a parcela do risco atribuída aos eventos que levam à colisão de navios sonda com DPS quando estas operam nas proximidades de campos produtivos –

com alta densidade de embarcações (fixas, com DPS ou em trânsito) – em função do ponto (x',y') escolhido para o posicionamento da sonda e do tempo de permanência neste local. Neste sentido, procurou-se equacionar o risco associado à operação do navio sonda como um todo e isolar a parcela correspondente aos perigos associados à colisão.

Os sistemas DP permitem que a embarcação mantenha uma determinada posição sem a necessidade de linhas de ancoragem, o que trouxe grande flexibilidade ao campo de exploração de petróleo; no entanto, normalmente, nas áreas de perfuração, há um grande número de operações sendo realizadas simultaneamente e sujeitas às condições climáticas; uma falha no sistema de DP pode causar a deriva destas embarcações, o que ocasionalmente pode resultar em uma colisão com outro equipamento de campo ou embarcação, causando danos materiais, pessoais e ambientais. O risco associado a operação de uma sonda dependerá, entre outros, da probabilidade de uma perda da capacidade propulsiva da sonda e consequente deriva da mesma, a provável duração deste evento, do tempo de reparo, da distribuição de obstáculos na região e das condições meteorológicas da região de operação. Neste contexto foram criados os MILs e os MIROs.

Os MILs são mapas construídos individualmente para cada sonda que representam a probabilidade da sonda estar em determinada localização do campo de interesse; estes mapas são construídos em função da confiabilidade da sonda, dos tempos de reparo e da probabilidade de ocorrência de potenciais rotas de deriva da sonda no caso de perda de capacidade propulsiva. A Figura 1 apresenta um MIL para uma sonda hipotética. Os MIL são úteis principalmente para estudos de viabilidade, pois representam a probabilidade da sonda estar em determinada posição independentemente da presença ou não de obstáculos.

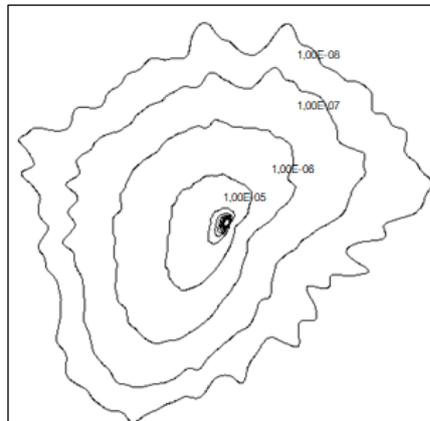


Figura 1- MIL para uma sonda hipotética

Os MIROs são mapas que apresentam as curvas de iso-risco para um conjunto sonda-campo específico. São utilizados quando já existem informações disponíveis acerca da operação e representam o risco associado à operação no qual já se conhece o cenário na qual a sonda irá operar. Vale notar que um MIRO pode ter variados níveis de detalhamento; pode se partir de um MIRO genérico e a medida que mais informações a respeito da sonda e da operação forem conhecidas as informações são atualizadas, de forma que possa se obter a cada passo um mapa customizado para as informações conhecidas e, assim, menos conservativo. A atualização poderia customizar o mapa para as condições sazonais específicas do período no qual a sonda irá operar, ou para a probabilidade do evento de perda de propulsão dado o histórico da sonda específica, ou ainda para a presença de obstáculos com grande potencial de dano ou não, entre outras características específicas de cada operação.

A Figura 2 apresenta um MIRO hipotético para uma zona de exploração e produção com quatro plataformas fixas, semissubmersíveis ou com DPS – as cores indicam o grau de risco (as plataformas encontram-se nos círculos em vermelho, de maior risco). Neste MIRO, considerando que a região branca represente o limite para o risco tolerável, a sonda poderia ser posicionada, respeitando o CAR, nas regiões representadas pelos diferentes tons de azul. Em contrapartida, o posicionamento do navio sonda nas regiões amarelas, alaranjadas ou nas regiões representadas pelos diferentes tons de vermelho levaria ao desrespeito do CAR, sendo assumido um risco intolerável na operação. A Figura 3 apresenta também um MIRO hipotético, porém agora com mais detalhes sobre o campo, neste MIRO são considerados diversos obstáculos presentes no local, principalmente *risers* e amarras; estes obstáculos são representados em uma superfície que pode ser vista como a área preta da figura e então as demais cores indicam o grau de risco.

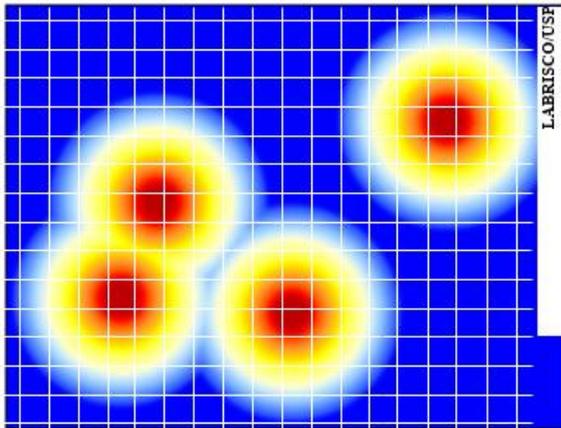


Figura 2- MIRO hipotético para um campo com quatro plataformas

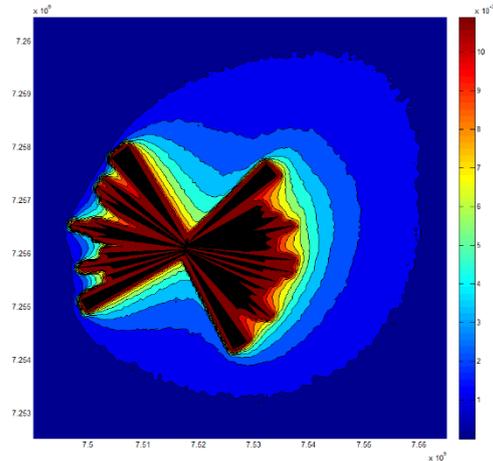


Figura 3- Miro hipotético considerando *risers* e amarras.

4 CONCLUSÕES

Antes baseada em requisitos prescritivos, a avaliação de risco na indústria offshore mundial tende a requisitos baseados em desempenho. Neste contexto, faz-se necessária a demonstração de que o risco associado às operações se mantém abaixo de um limite tolerável e de que as ações dos operadores sejam orientadas para a redução do risco a um padrão aceitável. Assim, é necessário analisar, de forma integrada, os diferentes contribuintes para o risco relacionado à operação da sonda com sistema DP, entre eles os fatores relacionados à falha do sistema DP (possibilidade de colisão, dado que houve a deriva; possibilidade de dano, dado que houve a colisão). Neste contexto, o uso de ferramentas como o MIL e o MIRO contribui de forma significativa para o atendimento de CAR em padrões aceitos internacionalmente (para a indústria *offshore*).

AGRADECIMENTOS

Este artigo relata parte dos resultados gerais obtidos no projeto de pesquisa e desenvolvimento número 0050.0102062.16.9, 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.

REFERÊNCIAS

- [1] ANP, "Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional das Instalações Marítimas de Perfuração e Produção de Petróleo e Gás Natural," Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, Brasília, 2007.
- [2] P. A. Mendes, J. Hall, S. Matos and B. Silvestre, "Reforming Brazil's offshore oil and gas safety regulatory framework: lessons from Norway, the United Kingdom and the United States," *Energy Policy*, no. 74, pp. 443-453, 2014.
- [3] J. Morgan, P. Hook and P. Budgen, "Review and Comparison of Petroleum Safety Regulatory Regimes for the Commission for Energy Regulation," GL Noble Denton, Aberdeen, UK, 2010.
- [4] D. Chourdaki, "Offshore Safety Regulations - The European perspective," University of Oslo, 2012.
- [5] NTS, "NORSOK STANDARD Z-013: Risk and emergency preparedness analysis," Norwegian Technology Centre - NTS, Oslo, Rev. 2, 2001.
- [6] HSE, "Reducing risks, protecting people: HSE's decision-making process," HSEBOOKS, UK, 2001.
- [7] Well Informed, "Regulatory Reform in Response to the Deepwater Horizon," 2012.
- [8] ABS, Guidance Notes on Risk Assessment Applications for the Marine and Offshore Oil and Gas Industries, Houston, TX: American Bureau of Shipping - ABS, 2000.
- [9] DNV, "Final Report – Risk Acceptance Criteria for Technical Systems and Operational Procedures," Det Norske Veritas - DNV, Cheshire, 2010.