

3.11.05 - Engenharia Naval e Oceânica / Tecnologia de Construção Naval e de Sistemas Oceânicos

**USO DE INTELIGÊNCIA ARTIFICIAL NA DETECÇÃO DE FALHA DE AMARRAÇÃO EM UNIDADES FPSO**Vitor S. Silva<sup>1</sup>, Anna H. R. Costa<sup>2</sup>, Eduardo A. Tannuri<sup>3</sup>, Asdrubal N. Queiroz Filho<sup>4</sup>

1. Estudante da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (EP-USP)

2. Professora da EP-USP - Departamento de Engenharia de Computação e Sistemas Digitais / Orientadora

3. Professor da EP-USP - Departamento de Engenharia Mecatrônica e de Sistemas Mecânicos / Co-orientador

4. Pesquisador do Tanque de Provas Numérico (TPN) da EP-USP / Co-orientador

**Resumo**

As unidades FPSO (*Floating Production, Storage and Offloading Unit*), responsáveis pela extração de petróleo do leito oceânico, possuem um sistema de amarração que consiste de diversas linhas, cuja função é manter sua estabilidade, o que é imprescindível para a segurança do processo. O rompimento de alguma dessas linhas pode oferecer risco às pessoas e ao meio ambiente. Em vista disso, o objetivo deste trabalho foi propor e desenvolver um sistema composto por módulos de processamento de sinal e de inteligência artificial que monitore o período natural de oscilação da unidade e detecte variações que ocorrem quando há rompimento de uma linha de amarração. O sistema desenvolvido foi capaz de detectar com uma precisão média de mais de 99,5% em qual grupo de linhas foi a falha, nos dados simulados utilizando um modelo de plataforma real.

**Palavras-chave:** Período natural; Aprendizado de máquina; Gêmeos digitais

**Apoio financeiro:** Petrobras - Petróleo Brasileiro S.A

**Trabalho selecionado para a JNIC:** Pró-Reitoria de Pesquisa da Universidade de São Paulo (PRP - USP).

**Introdução**

O leito oceânico é sabidamente uma importante fonte de petróleo, que é uma das principais matérias primas para a nossa sociedade. Entre as diversas tecnologias usadas para obtenção do petróleo, o mercado de FPSO tem sido um dos mais atraentes no setor de óleo e gás *offshore*. FPSOs operam em mais de 30 países em todo o mundo, sendo que o Brasil é a região mais ativa, respondendo por cerca de 30% do mercado [1].

O sistema de amarração das unidades FPSO pode ser do tipo *spread mooring*, no qual as linhas de amarração são espalhadas ao redor da plataforma, em contraponto ao sistema *turret mooring*, no qual as linhas ficam concentradas em um mesmo ponto. O tipo de unidade estudada possui um sistema *spread mooring*, com 18 linhas de amarração agrupadas em 4 grupos, conforme ilustra a Figura 1. O rompimento de qualquer uma dessas linhas representa um risco ao processo de extração de petróleo, aos tripulantes da unidade e ao meio ambiente, além de gerar atraso na produção que depende dessa matéria prima [2].

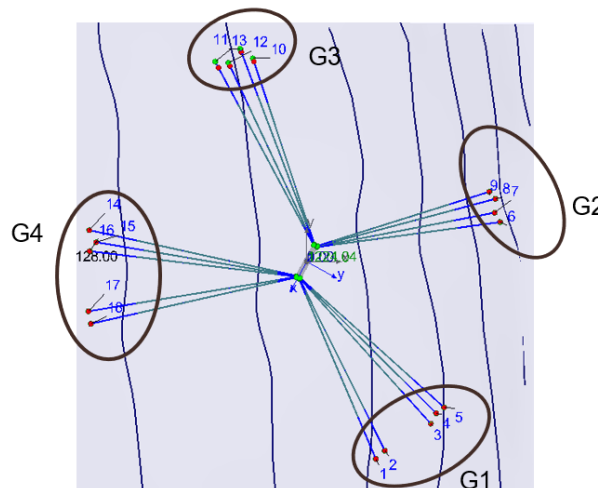


Figura 1: Sistema de amarração da unidade FPSO estudada, com 4 grupos de linhas: grupo 1 (linhas 1 - 5), grupo 2 (linhas 6 - 9), grupo 3 (linhas 10 - 13) e grupo 4 (linhas 14 - 18). Fonte: Autoria própria.

Os métodos atuais costumam envolver a instalação de equipamento adicional [3] ou inspeção visual, processos que costumam ser dispendiosos e envolver uma mobilização de pessoal. Uma maneira alternativa, proposta neste trabalho, consiste em detectar o rompimento pelo processamento dos dados dos sensores de GPS (*Global Positioning System*) e IMU (*Inertial Motion Unit*), disponíveis nas plataformas. Uma vez que se constatou que há uma mudança na movimentação da plataforma no caso de falha do sistema de amarração [4], propõe-se detectar essa mudança por um sistema de inteligência artificial, em conjunto com técnicas de

processamento de dados.

### Metodologia

O sistema desenvolvido possui como entrada os dados de GPS e IMU de movimentação da plataforma, que passam por uma transformação linear, na qual eles são transladados para eixos de coordenadas locais que acompanham a direção da plataforma, como mostra a Figura 2.

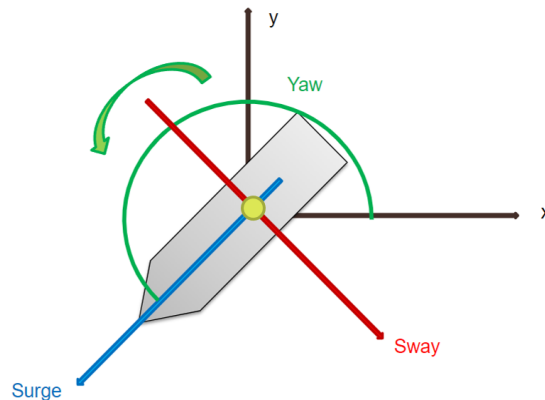


Figura 2: Eixos de movimentação da plataforma, com sinais de *sway*, *surge* e *yaw*. Fonte: Autoria própria.

Partindo da aproximação do sistema de amarração da plataforma como um sistema massa-mola (ver a Figura 3), o rompimento de uma linha de amarração geraria uma alteração na constante elástica da mola resultante, alterando assim o período natural de oscilação da plataforma.

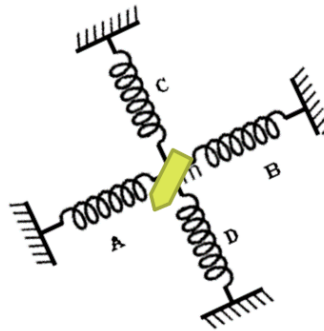


Figura 3: Analogia com sistema massa-mola: mola D corresponde ao grupo 1 de linhas de amarração; mola B, ao grupo 2; mola C, ao grupo 3 e mola A, ao grupo 4. Fonte: Autoria própria.

O sistema proposto é constituído por três módulos: Estimador, Regressor e Classificador (ver Figura 4). O Estimador e o Regressor recebem os dados de movimentação da plataforma e têm suas respostas combinadas em um parecer sobre o estado do sistema de amarração pelo Classificador.

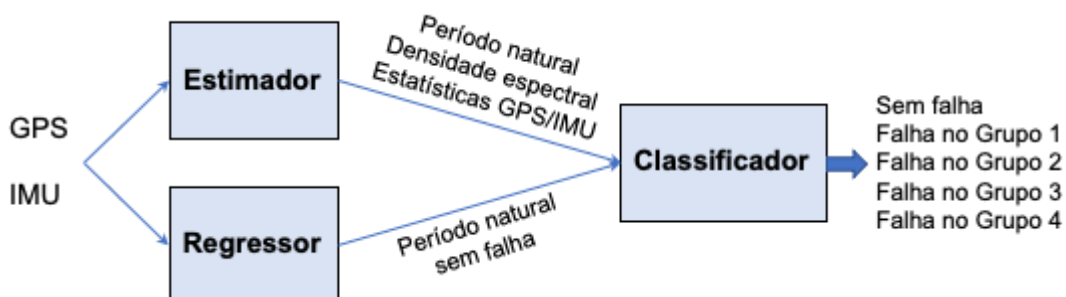


Figura 4: Sistema proposto com os módulos Estimador, Regressor e Classificador. Fonte: Autoria própria.

No módulo Estimador, responsável pela etapa de processamento do sinal, o período natural atual da plataforma é estimado com base na abstração do sistema massa-mola citado anteriormente. Devido à dinâmica física da plataforma, há um acoplamento entre os sinais de *surge* e *sway*, recebidos como entrada do Estimador, que interfere no cálculo do período natural. Para mitigar a interferência entre os períodos, o método

da Diferença de Espectros foi criado, o qual calcula a Transformada de Fourier de ambos os sinais e realiza uma subtração entre os sinais no domínio da frequência. Com isso, o sinal resultante possui majoritariamente apenas seu próprio período natural, como ilustra a Figura 5, onde a região de interferência do sinal de *surge* no sinal de *sway* é ressaltada na caixa vermelha, mostrando um período estimado de 261,6 segundos de *sway*; o sinal de *sway* sem essa interferência mostra um período estimado de 206,1 segundos, muito mais próximo do real. O Estimador também calcula algumas métricas relevantes, como a distância média da plataforma à sua posição de equilíbrio, além da amplitude de seu movimento.

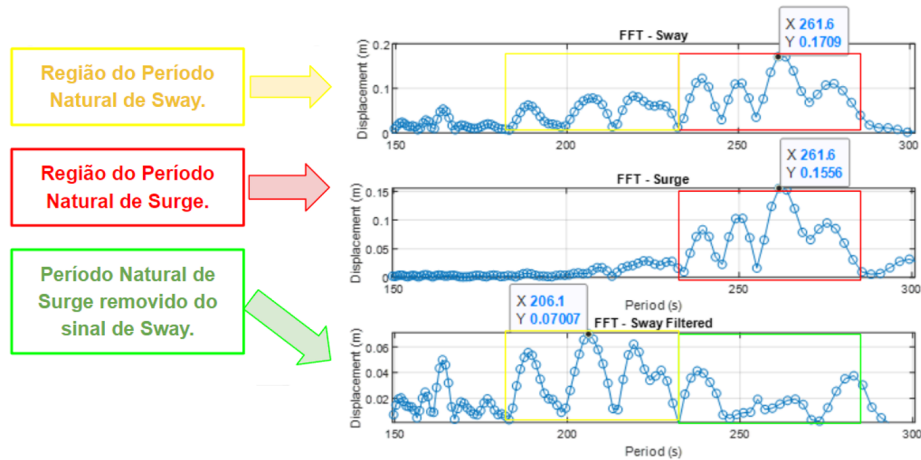


Figura 5: Acoplamento entre os sinais de *surge* e *sway*. Abaixo, o espectro de *surge* é removido do *sway*, estimando um período natural mais próximo do real. Fonte: Autoria própria.

O módulo Regressor é um modelo de aprendizado de máquina treinado para prever o período natural da unidade com a amarração intacta. Dados simulados do movimento da plataforma sem rompimento e seus respectivos períodos naturais estimados pelo Estimador são fornecidos como pares de <entrada,saída> para o treino supervisionado do modelo de aprendizado de máquina do Regressor. Na fase de execução, dado o movimento da plataforma como entrada, o Regressor responde com o período natural previsto considerando intacto o sistema de amarração da unidade FPSO.

Finalmente, o período atual da plataforma estimado pelo Estimador, juntamente com outras estatísticas simples, e o período no caso da amarração intacta previsto pelo Regressor são alimentados no módulo Classificador, previamente treinado com diferentes situações da plataforma, que os compara e retorna a probabilidade de rompimento em cada grupo de linha da plataforma, assim como sua probabilidade de estarem intactas.

## Resultados e Discussão

Primeiramente, ao avaliar o desempenho do módulo Estimador, os períodos obtidos através da análise dos sinais de movimentação foram coerentes com os valores esperados para esse modelo de plataforma (vide Figura 6). No entanto, a filtragem precisou de adaptações referentes à variação de massa da plataforma correspondente a diversos calados da FPSO.

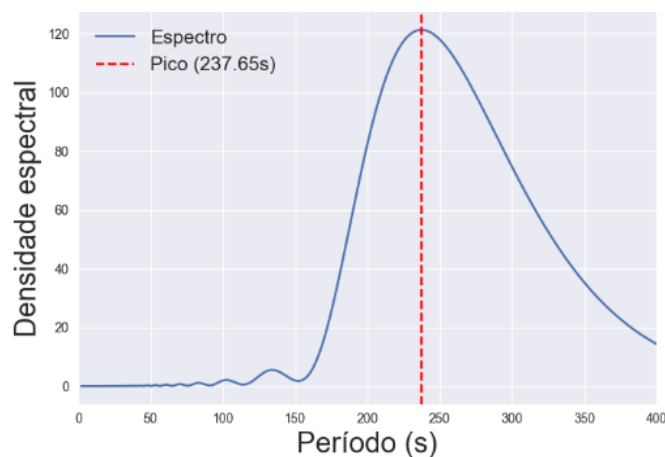


Figura 6: Exemplo de período natural estimado

Após a consolidação do módulo Estimador, e com os dados produzidos por ele, o Regressor foi treinado, e o seu desempenho foi bastante satisfatório, possuindo em média 2.987 segundos de erro absoluto na previsão do período de *surge*, e 3.26 segundos na previsão do período de *sway*.

Finalmente, o Classificador foi treinado utilizando dados dos dois módulos anteriores para detectar não

somente se havia um rompimento, mas também em qual grupo de linhas o rompimento havia acontecido. Essa tarefa foi realizada, apresentando a matriz de confusão mostrada na Figura 7, que resulta em uma precisão para "Intacto" de 99,94%, para o rompimento do grupo 1 de 99,89%, grupo 2 de 99,80%, grupo 3 de 99,87% e grupo 4 de 100%. Já o F1-score foi de 99,97% para o sistema intacto de amarração, 99,88% para rompimento no grupo 1, 99,90% para rompimento no grupo 2, 99,88% para o grupo 3 e 99,87% para o grupo 4.

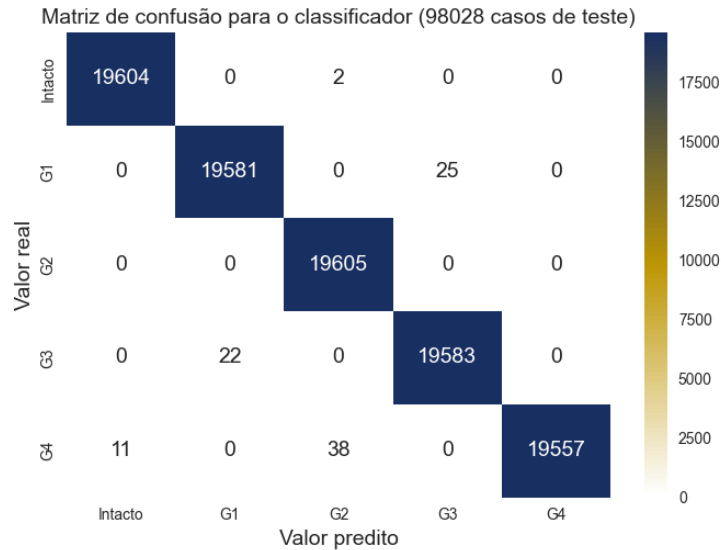


Figura 7: Matriz de confusão para o classificador de rompimento da amarração. Fonte: Autoria própria.

### Conclusões

O sistema desenvolvido mostrou que os dados de movimentação da plataforma possuem informações suficientes para que, se forem processadas corretamente, possam indicar o estado do sistema de amarração das unidades FPSO. Analisando os resultados de 98028 casos de teste, divididos entre 5 classes (sistema intacto e rompimento no grupo 1, grupo 2, grupo 3 e grupo 4) pudemos concluir que os resultados foram bastante satisfatórios, com mais de 99% de precisão e F1-score, em todas as classes. Vale lembrar, entretanto, que o sistema foi treinado e testado no simulador numérico Dynasim [5]. Apesar do simulador ser bastante realista, dados reais são mais ruidosos, exigindo uma sintonia fina no sistema. Além disso, mais avaliações serão necessárias para lidar com situações climáticas extremas e diferentes cargas nas unidades FPSO. Esses fatores serão explorados em trabalhos futuros.

### Referências bibliográficas

- [1] BOGGS, David. FPSOs continue to be the dominant deepwater solution. *Offshore magazine*, Set. 2020. Disponível em: <https://www.offshore-mag.com/rigs-vessels/article/14182196/energy-maritime-associates-fpsos-continue-to-be-the-dominant-deepwater-solution>. Acesso em: 21 fev. 2022.
- [2] PETROBRAS Imprensa. Petrobras informa sobre ocorrência na P-50. Notícia publicada em: 23/09/2019 22:23:52. Disponível em: [https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p\\_materia=981253](https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=981253). Acesso em: 21 fev. 2022.
- [3] GAUTHIER, Steven; ELLETSON, Edward. Mooring line monitoring to reduce risk of line failure. In: *The Twenty-fourth International Ocean and Polar Engineering Conference, Korea, June 2014*. Disponível em: <https://onepetro.org/ISOPEIOPEC/proceedings-abstract/ISOPE14/All-ISOPE14/ISOPE-I-14-495/14131>
- [4] SIDARTA, Djoni; LIM, Ho-Joon; KYOUNG, Johyun; TCHERNIGUIN, Nicolas; LEFEBVRE, Timothee; O'SULLIVAN, Jim. Detection of Mooring Line Failure of a Spread-Moored FPSO: Part 1 - Development of an Artificial Neural Network Based Model. In: *International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering*. DOI: 10.1115/OMAE2019-96288.
- [5] NISHIMOTO, K.; FUCATU, C. H.; MASETTI, I.Q. Dynasim - A Time Domain Simulator of Anchored FPSO. *Journal of Offshore Mechanics and Arctic Engineering*, 124(4), 2002, pp. 203–211.