Gestão:

Reunião de Acompanhamento
e Avaliação - RAA 2026

OTIMIZAÇÃO E CONTROLE DE UM CAMPO DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO OPERADO POR BOMBAS CENTRÍFUGAS SUBMERSAS

Coutinho R.C.[1]; Santana D.D.[2];
[1]Bolsista do PRH 41/UFBA, Salvador – BA. E-mail: rafaelcoutino@ufba.br
[2]Docente do curso de Engenharia de Controle e Automação da Universidade Federal da Bahia, Salvador – BA.
E-mail: daniel.diniz@ufba.br

INTRODUÇÃO

A operação de campos de produção de petróleo equipados com Bombeio Centrífugo Submerso (BCS) é influenciada pelo consumo de energia das bombas e pela disponibilidade energética do campo, o que torna a sua eficiência um aspecto a ser considerado dentro da lei de controle.

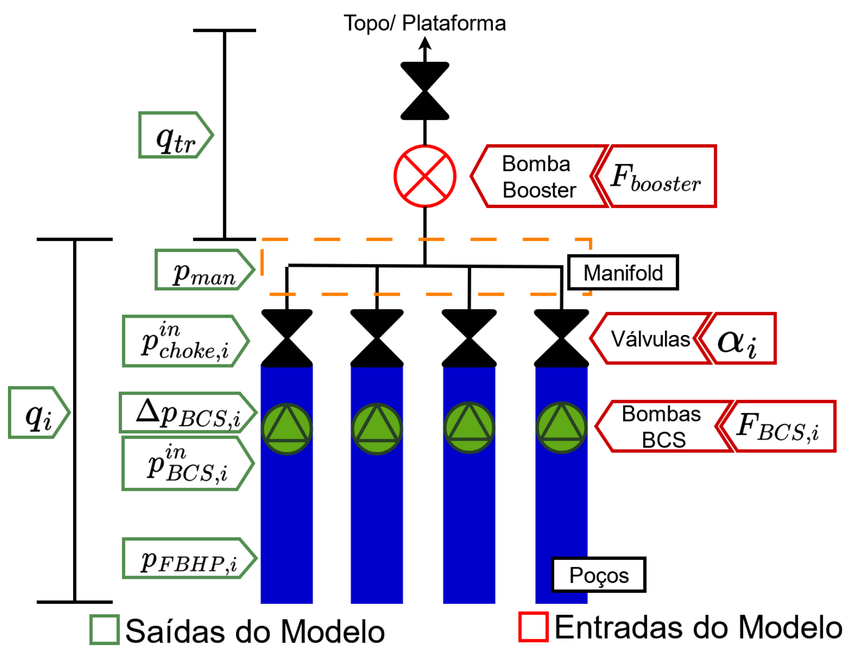
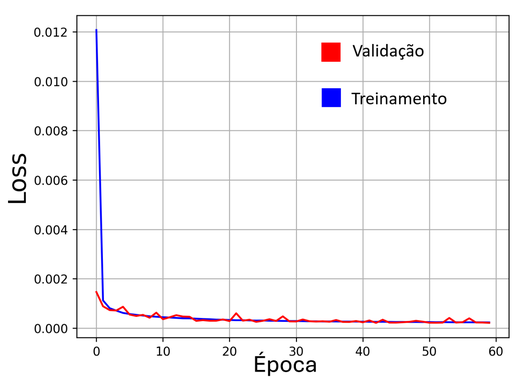


Figura 1: Fluxograma do Campo de Produção.

OTIMIZAÇÃO ESTACIONÁRIA



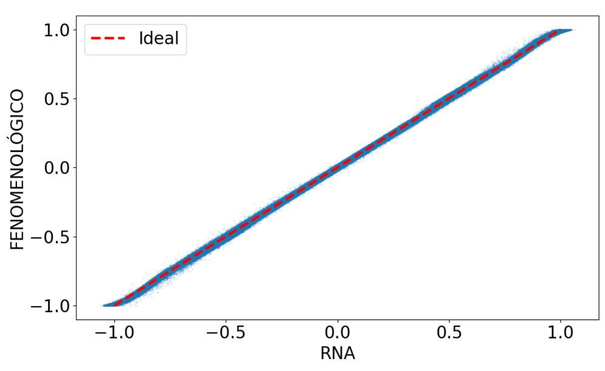


Figura 2: Treinamento de Validação do Modelo RNA.

Item	Caso A	Caso B e C	Dif. / %	Item	Caso A	Caso B e C	Dif. / %
Função Objetivo / R$	716 155	741 586	3,6	$F_{BCS,3}/Hz$	60,35	62,61	+3,7
p_{topside}/bar	0,80	0,80	0,0	$F_{BCS,4}/Hz$	60,35	65,00	+7,7
$F_{Booster}/Hz$	53,41	52,03	-2,6	$\alpha_{1,2,4}$ / %	100,00	100,00	0,0
$F_{BCS,1}/Hz$	60,35	63,29	+4,9	α_3 / %	100,00	98,00	-2,0
$F_{BCS,2}/Hz$	60,35	63,39	+5,1				

Tabela 1:Comparação entre os problemas de otimização.

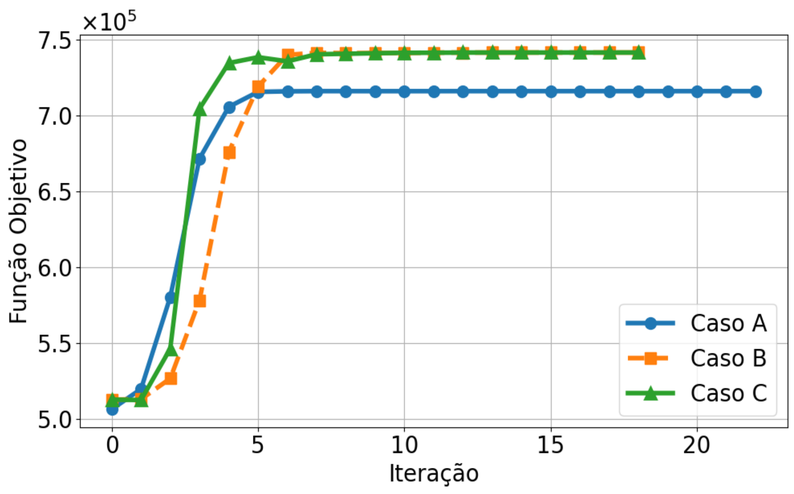


Figura 3: Valor da Função Objetivo por Iteração.

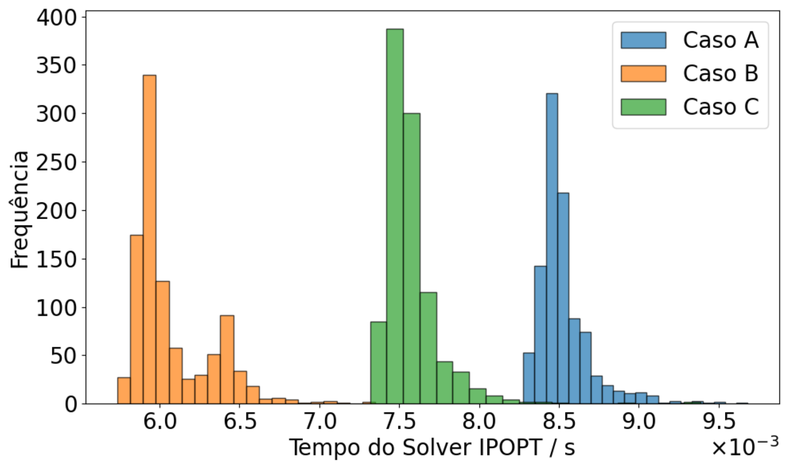
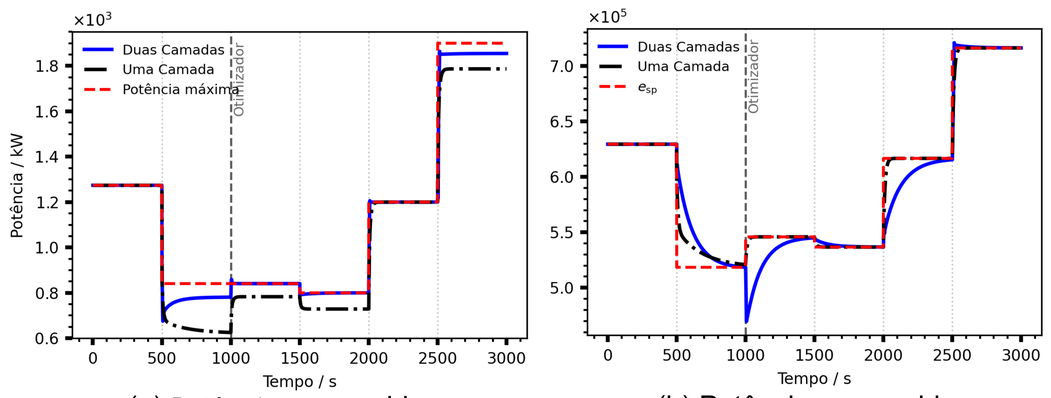


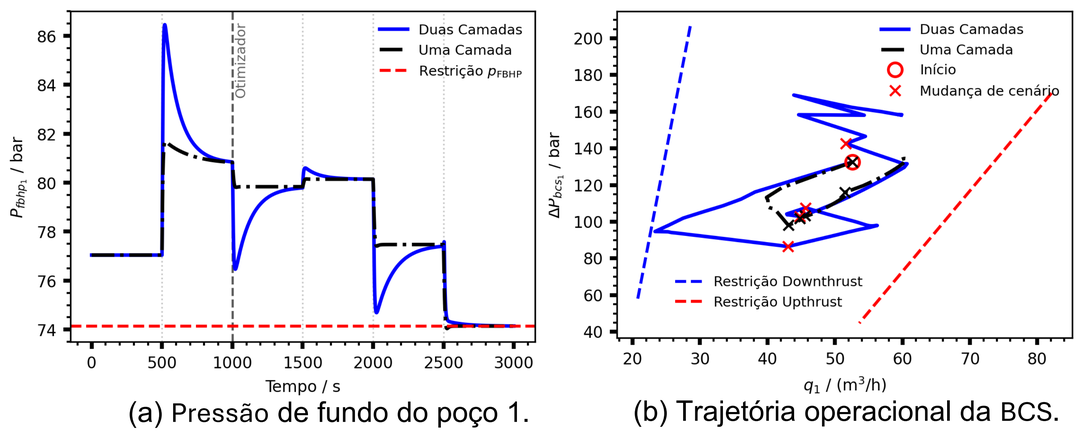
Figura 4: Histograma dos tempos de execução dos três casos.

CONTROLE PREDITIVO



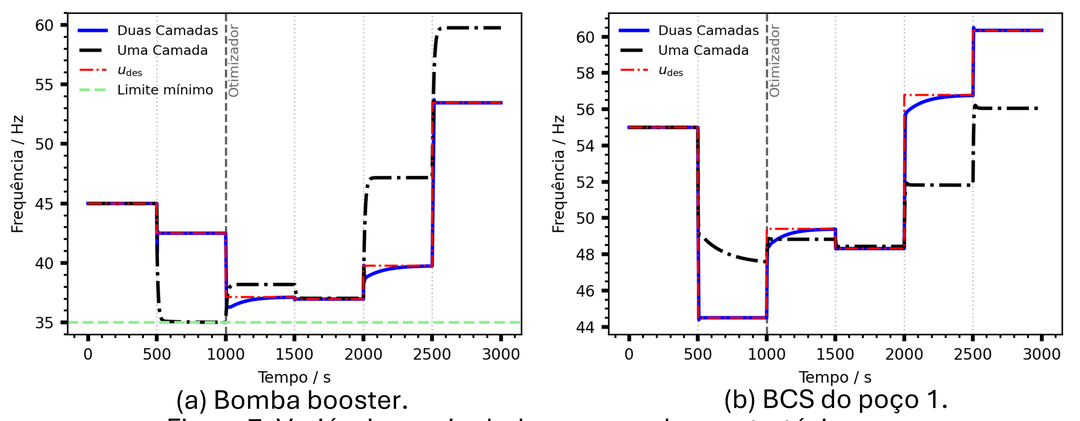
(a) Potência consumida. (b) Potência consumida.

Figura 5: Desempenho econômico e consumo de potência.



(a) Pressão de fundo do poço 1. (b) Trajetória operacional da BCS.

Figura 6: Principais restrições operacionais do poço 1.



(a) Bomba booster. (b) BCS do poço 1.

Figura 7: Variáveis manipuladas para as duas estratégias.

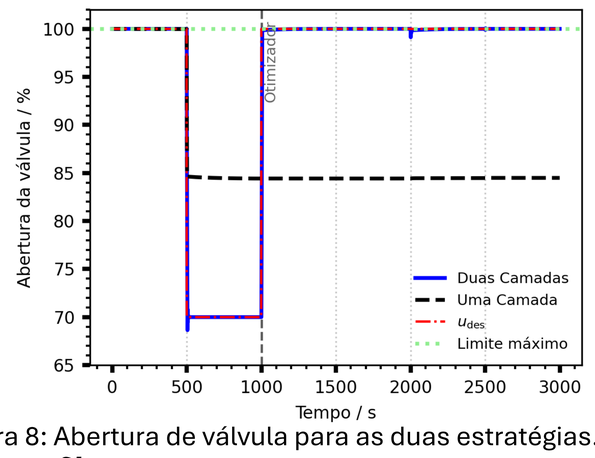


Figura 8: Abertura de válvula para as duas estratégias.

CONCLUSÃO

Os resultados indicam o potencial das estruturas de otimização e das estratégias de controle utilizadas, uma vez que ambas foram capazes de conduzir o campo a condições economicamente favoráveis, respeitando simultaneamente as restrições operacionais do processo.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio financeiro da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), através do Programa de Formação de Recursos Humanos em Descarbonização e Transformação Digital para Indústria de Petróleo e Gás da Universidade Federal daBahia (PRH 41/UFBA), sob a gestão da Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP), processo nº 2025/03627-1.

REFERÊNCIAS

RØNNING, R. *Automatic start-up and control of artificially lifted wells*. 2011. Dissertação (Mestrado) – Norwegian University of Science and Technology (NTNU), Trondheim, 2011.

COUTINHO, R. C.; MEIRA, R. L.; SANTANA, D. D.; FONTES, R. M.; MARTINS, M. A. F. Análise da viabilidade do uso de modelo substituto em uma otimização de campo de produção de petróleo. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENGENHARIA QUÍMICA (COBEQ), 2025. *Anais [...]*, 2025.