

CONTROLE APLICADO AO BOMBEIO CENTRIFUGO SUBMERSO: PROPOSTA DE PARTIDA AUTOMÁTICA E REJEIÇÃO À INFLUÊNCIA DE GÁS LIVRE

FRANCISCO BACELLAR, CELSO J. MUNARO

Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Espírito Santo, UFES
Vitória, ES, Brasil

E-mails: franciscobacellar@petrobras.com.br, munaro@ele.ufes.br

Abstract— The automation of the artificial lift methods has great potential to increase operational efficiency and productivity of oil wells. In this context, this paper presents control strategies applied to Electrical Submersible Pump in a Pumping Module that consider the implementation of proportional-integral controllers, in a switching structure, to a) enable the automatic start of the pump and b) prevent the occurrence of operational instabilities caused by high gas void fractions at the pump inlet. This work was developed in a transient simulator of fluid flow by modelling the production system from the reservoir to the processing plant, considering the characteristics and restrictions of the actuator elements (choke valve and frequency converter) and electronic sensors. The results indicates that the application of classical control techniques contributes significantly to automation of the method by allowing the control of the pump operation point in transient events as pump acceleration/deceleration and the uninterrupted operation of the artificial lift system in conditions of high gas void fraction.

Keywords— Electrical Submersible Pump, Artificial Lift, Process Control, Pumping Module, Gas Void Fraction.

Resumo— A automação dos métodos de elevação artificial tem grande potencial para aumentar a eficiência operacional e a produtividade dos poços de petróleo. Neste contexto, este trabalho apresenta estratégias de controle aplicadas ao Bombeio Centrifugo Submerso Submarino em um Módulo de Bombeio que consideram a implementação de controladores proporcional-integral, em uma estrutura comutada, para a) viabilizar a partida automática da bomba e b) evitar a ocorrência de instabilidades operacionais provocadas pelas altas frações de gás livre em sua admissão. Este trabalho foi desenvolvido em simulador transiente de escoamento de fluidos a partir da modelagem do sistema produtivo desde o reservatório até a planta de processamento, considerando as características e restrições usuais dos elementos atuadores (válvula *choke* e conversor de frequência) e dos sensores eletrônicos. Os resultados mostraram que a aplicação de técnicas de controle clássico contribui significativamente para a automação do método ao permitir o controle do ponto de operação da bomba em eventos transitórios de aceleração/desaceleração e o funcionamento ininterrupto do sistema de elevação em condições de altas frações de gás livre.

Palavras-chave— Bombeio Centrifugo Submerso, Elevação Artificial, Controle de Processos, Módulo de Bombeio, Fração de Gás Livre.

1 Introdução

Nos últimos anos, a automação dos métodos de elevação artificial vem ganhando papel importante na indústria de petróleo e gás. As principais inovações têm foco no monitoramento da produção e de suas variáveis mais relevantes, dependendo da ação humana para intervir na condição operacional dos equipamentos. Neste cenário, excetuam-se os intertravamentos de segurança que são configurados para atuação automática.

Alguns estudos surgiram no sentido de desenvolver técnicas de diagnóstico e controle automático do BCS. O controle clássico PID foi aplicado em poços direcionais para reduzir as instabilidades provocadas pela fração de gás livre na bomba (Haapanen, 2010). Técnicas avançadas de controle também foram estudadas para controle da submergência (variável diretamente ligada à pressão na admissão da bomba) de poços verticais de modo a evitar a interferência excessiva de gás na bomba (Costa, 2012).

Este trabalho tem o objetivo de estudar estratégias de controle aplicadas ao método de elevação Bombeio Centrifugo Submerso em sistemas MOBO (Módulo de Bombeio).

2 O Bombeio Centrifugo Submerso na Produção de Petróleo

Os métodos de elevação artificial têm por objetivo reduzir a pressão de fluxo no interior do poço que atua na profundidade da rocha-reservatório e, por consequência, aumentar a vazão de líquido. Os principais métodos utilizados são: *Gas Lift* Contínuo (GLC) e Bombeio Centrifugo Submerso (BCS).

Desde a sua concepção, os sistemas BCS se destacaram em aplicações de alta vazão bruta e óleo pesado e/ou viscoso. Apesar da grande importância para a indústria de petróleo, o tempo médio entre falhas do método BCS é de, aproximadamente, 2 anos e um evento de falha demanda custos elevados para retornar o poço à condição de operação. Neste cenário, surgiu uma tecnologia alternativa que viabiliza a instalação da BCS no leito marinho, fora do poço produtor, conhecida como MOBO (módulo de bombeio). Além de intervenções mais rápidas, esta tecnologia viabiliza a substituição da BCS sem parar a produção (Rodrigues, 2005).

O Sistema de produção MOBO (Fig. 1) é caracterizado pela instalação da bomba BCSS (o último S refere-se a Submarino) num poço alojador

próximo ao poço produtor e interligado por um duto flexível (*jumper* de produção). O fluido produzido é conduzido da ANM (Árvore de Natal Molhada) para o MOBO, onde atinge a admissão da bomba e é bombeado até a UEP (Unidade Estacionária de Produção) através da linha de produção, composta pelos trechos horizontal (*flowline*) e vertical (*riser*) (Rodrigues, 2005). A jusante de todo o sistema de escoamento está instalada uma válvula *choke*.

Ao entrar no MOBO, o fluido produzido escoar pelo anular entre a cápsula e a BCSS até atingir a admissão da bomba. Neste caminho, o fluido sofre alterações bruscas de direção e transita entre escoamentos verticais descendente e ascendente (Betonico, 2014).

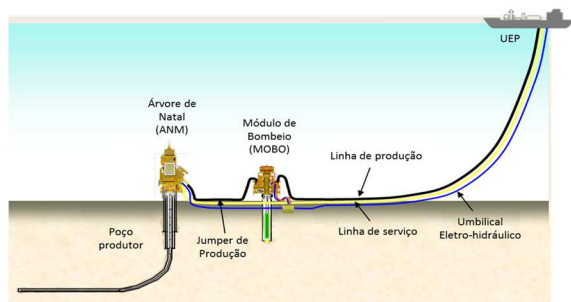


Figura 1 – BCSS instalada em poço alojador.

As variáveis operacionais disponíveis para monitoramento do BCSS são: pressão e temperatura na ANM e no fundo do poço, pressão de admissão e descarga da bomba, temperatura do motor, pressão e temperatura na chegada da UEP. As variáveis que permitem o controle operacional da BCSS são a rotação da bomba e a abertura da válvula *choke*.

2.1 Faixa operacional da bomba BCSS

O ponto de operação da BCSS é definido pela interseção da curva de *head* (capacidade de elevação) disponível e a curva de *head* requerido. Este ponto de equilíbrio entre a energia disponível pela bomba e a requerida para elevar os fluidos até a UEP define a vazão volumétrica produzida (Takacs, 2009).

Existe uma faixa operacional em que a BCSS opera com boa eficiência. Dentro desta faixa, um ponto operacional provê a melhor eficiência para a bomba, chamado de BEP (*Best Efficiency Point*). Ao operar em vazões menores que o limite inferior da faixa diz-se que a BCSS opera em *Downthrust*, enquanto que operar em vazões maiores que o limite superior, *Upthrust*. Em condições ideais, em que a BCSS opera nas proximidades do BEP, há um equilíbrio das forças axiais que atuam sobre os impelidores (elementos que entregam energia cinética ao fluido bombeado) (Takacs, 2009). O desequilíbrio de forças leva a danos aos componentes internos da bomba e dos selos protetores.

A partir da curva de desempenho da BCSS, as leis de afinidade permitem calcular a vazão volumétrica

no BEP para qualquer rotação, sendo que a eficiência no BEP é a mesma para qualquer rotação da bomba.

Na prática, a partida da BCSS é dividida em quatro etapas distintas. Inicia-se pela aceleração da bomba desde a rotação zero até 2400 rpm em poucos segundos e permanece nesta rotação por alguns minutos até que seja confirmado o bombeio efetivo do fluido. Em seguida, a rotação é incrementada em degraus de 60 rpm até atingir a rotação de operação. Durante esta etapa, a abertura da válvula *choke* é constante, a menos que a pressão a montante do *choke* supere um valor limite que indique operação da BCSS em *shut-off* (bloqueio na descarga). Por último, o operador faz o ajuste da abertura do *choke*, definindo o ponto de operação da BCSS.

A automação do método BCSS envolve a atuação de dois elementos finais de controle relacionados com as variáveis manipuladas de rotação da BCSS e abertura da válvula *choke*. Num sistema real, a manipulação destes elementos é feita manualmente, o que traz inconvenientes operacionais e riscos à integridade da bomba.

Neste trabalho, uma estratégia de controle do ponto de operação da bomba será proposta, de modo que os eventos de aceleração e desaceleração da BCSS sejam controlados, em malha fechada, viabilizando a partida automática do sistema de elevação.

2.2 Operação da BCSS sob influência de altas frações de gás livre

O método BCSS apresenta a desvantagem da queda de desempenho sob altas frações de gás livre (FGL) na admissão da bomba.

O fenômeno, que ocorre em escoamento bifásico no interior da bomba, é conhecido como *surging*, e foi mapeado em Estevam (2002). Este trabalho concluiu que o *surging* ocorre quando uma bolha fica estacionária no canal rotórico, havendo apenas uma parte do canal ativo para a transferência de energia ao fluido escoado. No limite, ocorre o “bloqueio de gás” (ou *gas lock*), condição em que a bolha alongada preenche quase a totalidade do canal e não há (ou há pouca) transferência de energia para o fluido.

Os sistemas MOBO tem geometria que contribui para a separação das fases líquida e gasosa, levando a um fenômeno transiente de acúmulo de gás no anular entre a bomba e a cápsula que conduz o fluido produzido à sua admissão. Mesmo que, em um sistema BCSS convencional, as propriedades dos fluidos e as condições de pressão e temperatura “*in-loco*” não induzissem altas frações de gás livre na admissão da bomba, a geometria do MOBO pode favorecer a formação de bolsões de gás que entram na bomba de forma intermitente, forçando-a a manipular, em curtos intervalos de tempo, um volume excessivo de gás. O dimensionamento inadequado e o controle operacional ineficiente podem levar a BCSS a operar de forma instável, o

que levaria a ocorrência do fenômeno de *gas lock*. (Betonico, 2014).

Tipicamente, o aumento da fração de gás livre na admissão da bomba é causado pela: a) queda da pressão do reservatório, seja por declínio natural (depleção) ou por perda de eficiência de sistema de injeção de água em poço adjacente; b) produção indesejada de fluido oriundo de capa de gás.

Numa instalação real, de modo a evitar que a BCSS opere em condições desfavoráveis que possam levar à instabilidade operacional, as variáveis operacionais são supervisionadas 24h/dia em uma malha rápida de atuação, que engloba o monitoramento do desempenho da BCSS e a tomada de decisões quanto a partir/parar, alterar a rotação da bomba e abrir/fechar a válvula *choke*.

Neste trabalho propõe-se uma estratégia de controle automático que, antecipadamente à ocorrência de instabilidades provocadas pela influência de altas frações de gás livre, atue na rotação da bomba e abertura da válvula *choke*, levando a BCSS para uma região estável de operação.

3 Metodologia

Este trabalho foi desenvolvido em simulador de escoamento transiente OLGA (Schlumberger, 2015), a partir de modelo construído com base nas características de um Módulo de Bombeio. A modelagem do processo produtivo (reservatório, poço de petróleo e sistema de elevação e escoamento) possibilitou a análise da interação entre o reservatório e o poço e do comportamento dinâmico do processo/sistema de controle.

A curva de desempenho da BCSS relaciona *Head* com vazão volumétrica (gás e líquido). Numa instalação de produção de petróleo, a variável disponível no supervísório é pressão, nos pontos de admissão e descarga da bomba. Logo, o primeiro passo das simulações foi converter a variável *Head* em diferencial de pressão para viabilizar a aplicação do controle do ponto operacional da bomba.

Em aplicações de bombeio de fluidos monofásicos, esta tarefa é simples. Porém, para o bombeio de fluidos multifásicos, a densidade média dos fluidos que entram nos impelidores da bomba a todo instante é desconhecida, tornando a tarefa mais complexa.

A solução utilizada foi simular um conjunto de pontos de operação da BCSS com o modelo calibrado a partir do teste de produção do poço. Um controlador PI foi sintonizado empiricamente e aplicado para atuar na abertura da válvula *choke* e controlar a vazão volumétrica que passa pela bomba. Ao atingir o *setpoint* de vazão volumétrica, o diferencial de pressão foi obtido para cada ponto de operação (BEP ou limite de *Upthrust*) e diferentes valores de rotação da bomba.

A simulação foi repetida 10 vezes, gerando o gráfico da Fig. 3 que relaciona o diferencial de pressão com a vazão volumétrica para rotações de 2400 a 3600

rpm, nas condições de melhor eficiência da BCSS (linha BEP) e do limite de *Upthrust* (linha UT).

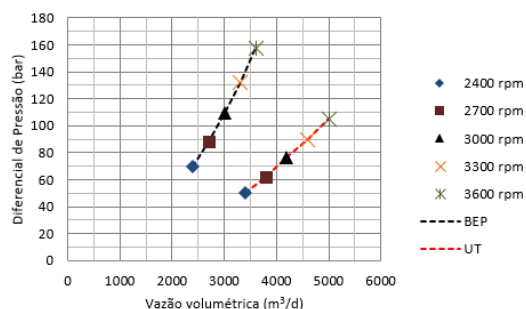


Figura 3 – Diferencial de pressão versus vazão volumétrica.

A estratégia proposta de controle da BCSS é composta por duas malhas de controle: a primeira, controle de diferencial de pressão (Fig. 4) e a segunda, controle da pressão de admissão da bomba (Fig. 5).

O controlador $C_1(s)$ atua na abertura da válvula *choke* e controla o diferencial de pressão fornecido pela bomba. Os *setpoints* do diferencial de pressão SP_{DP} são obtidos de uma tabela a partir da rotação da BCSS. Cada tabela (BEP e UT) contém os cinco pontos de operação apresentados na Fig. 3 e, para obter o *setpoint* em qualquer rotação, o simulador faz uma interpolação linear entre dois valores adjacentes da tabela.

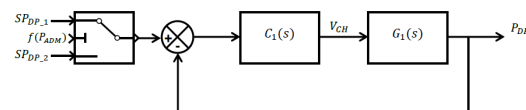


Figura 4 – Diagrama de blocos da malha de controle do diferencial de pressão.

O controlador $C_2(s)$ atua na rotação da BCSS e controla a pressão de admissão da bomba. Esta malha recebe o *setpoint* SP_{ADM} , valor que leva à condição favorável, em que não ocorre degradação no desempenho da bomba nem instabilidades no interior do MOBO, provocadas por altas frações de gás livre.

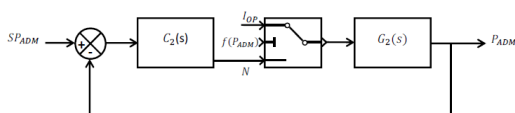


Figura 5 – Diagrama de blocos da malha de controle da pressão de admissão da BCSS.

As malhas de controle apresentadas têm modos de operação diferentes que são comutados entre si através da chave mostrada nos diagramas da Fig. 4 e 5. A função $f(P_{ADM})$ é responsável por comutar a chave: se for igual a zero a entrada superior do bloco é selecionada (modo primário) e se for igual a 1, a inferior (modo secundário). A comutação entre os modos de operação é disparada no instante que a

pressão de admissão da bomba atinge um valor mínimo $P_{ADM_{min}}$. (Eq. 2).

$$f(P_{ADM}) = \begin{cases} 0, & \text{se } P_{ADM} > P_{ADM_{min}} \\ 1, & \text{se } P_{ADM} \leq P_{ADM_{min}} \end{cases} \quad (2)$$

Em condições normais de operação, a estratégia de controle proposta atua no modo primário, controlando o diferencial de pressão fornecido pela BCSS a partir da manipulação da válvula *choke*. Por um lado, o estrangulamento através do *choke* pode indicar desperdício de energia, porém é necessário para posicionar o ponto de operação dentro da região que provê boa eficiência hidráulica à bomba (Takacs, 2011) e evitar o desgaste prematuro causado pela operação em *Upthrust*. Neste modo, a rotação da BCSS é definida pelo operador (entrada I_{OP} , mostrada na Fig. 5).

No instante em que a pressão de admissão da bomba atinge o valor definido em $P_{ADM_{min}}$, o modo secundário é assumido: 1) a tabela de *setpoint* do diferencial de pressão é modificada de SP_{DP_1} para SP_{DP_2} e; 2) a malha de controle da pressão de admissão é fechada e $C_2(s)$ atua na rotação da BCSS a fim de seguir o *setpoint* definido em SP_{ADM} .

No modo secundário, a atuação simultânea da abertura da válvula *choke* e da rotação da BCSS é importante porque o efeito, na pressão de admissão, de atuar a rotação da BCSS é consideravelmente mais rápido do que ao manipular a válvula *choke*. Além disto, atuar apenas a rotação da BCSS pode não ser capaz de levar o ponto de operação da bomba para uma região estável de operação.

4 Aplicação e resultados

A aplicação da estratégia de controle envolveu as etapas de obtenção das funções de transferência de primeira ordem, escolha da estrutura dos controladores e sintonia dos parâmetros e, por fim, simulação dos controladores, em modo automático, interagindo sobre todo o processo produtivo modelado em OLGA.

4.1 Obtenção das funções de transferência $G_1(s)$ e $G_2(s)$

Na simulação do modelo completo de escoamento foram extraídos os dados relevantes para a obtenção dos modelos simplificados de primeira ordem $G_1(s)$ e $G_2(s)$.

No teste para obter $G_1(s)$, a rotação da BCSS foi mantida em 3600 rpm e a abertura da válvula *choke* variou, em degrau, de 3 a 10%. O modelo $G_1(s)$ tem como entrada a abertura da válvula *choke* $V_{CH}(s)$ e como saída o diferencial de pressão $P_{DP}(s)$. O ganho do modelo $G_1(s)$ é -704,7 e a constante de tempo é

igual a 52,8 segundos, uma vez que ao abrir a válvula *choke*, o diferencial de pressão é reduzido.

$$G_1(s) = \frac{P_{DP}(s)}{V_{CH}(s)} = \frac{-704,7}{52,8s + 1}$$

Para obter $G_2(s)$, a abertura da válvula *choke* foi mantida em 31,5% e a rotação da BCSS variou, em degrau, de 3300 a 3600 rpm. O modelo $G_2(s)$ tem como entrada a rotação da BCSS $N(s)$ e como saída a pressão de admissão $P_{ADM}(s)$. A constante de tempo de $G_2(s)$ é igual a 70,1 segundos. O ganho do é -57,2 pois ao aumentar a rotação da BCSS (aceleração), a pressão de admissão é reduzida.

$$G_2(s) = \frac{P_{ADM}(s)}{N(s)} = \frac{-57,2}{70,1s + 1}$$

A Fig. 6 mostra o bom ajuste dos modelos $G_1(s)$ e $G_2(s)$ em relação aos dados do modelo completo de simulação (qualidade do ajuste igual a 85% e 94%, respectivamente).

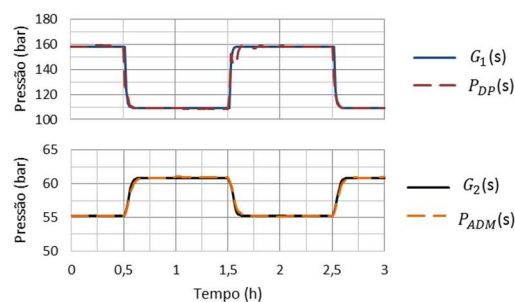


Figura 6 – Validação dos modelos $G_1(s)$ e $G_2(s)$.

4.2 Projeto dos controladores $C_1(s)$ e $C_2(s)$

Os controladores PI têm a forma do algoritmo paralelo descrito na Eq. 9.

$$C(s) = K_p \left(1 + \frac{1}{T_i} \cdot \frac{1}{s} \right) \quad (9)$$

Os parâmetros dos controladores $C_1(s)$ e $C_2(s)$ aplicados, respectivamente, aos modelos $G_1(s)$ e $G_2(s)$ foram calculados através do algoritmo de sintonia baseado nas margens de ganho e de fase (Ho, 1995). Este algoritmo provê boa robustez e performance aos controladores e os parâmetros K_p e T_i , apresentados na Tabela 2, são calculados através de equações simplificadas, dispensando o uso de métodos numéricos e/ou gráficos.

Tabela 2 – Parâmetros dos controladores PI $C_1(s)$ e $C_2(s)$

	K_p	T_i
$C_1(s)$	-0,00148	17,62
$C_2(s)$	-0,0182	23,33

Os controladores operam em *Reset Anti-windup*, o que evita a saturação do sinal de saída dos controladores. Ao controlador $C_2(s)$ é atribuída a função *Output Tracking* para que, em modo inativo, a saída do controlador siga a rotação da BCSS. Assim, $C_2(s)$ não estará saturado ao assumir o controle, levando apenas um ciclo de processamento para manipular a rotação da bomba, sem perda de desempenho da malha de controle (Campos, 2006). Restrições operacionais foram impostas à válvula *choke*, que opera de 0,1 a 20% (corresponde a 95% de área aberta ao fluxo), e a BCSS cuja rotação está limitada entre 2400 e 3600 rpm. As variações de abertura/fechamento da válvula *choke* e aceleração/desaceleração da BCSS foram limitadas a 0,167%/min e 8 rpm/min, respectivamente.

4.3 Simulação das estratégias de controle

A primeira etapa simulou a malha de controle do diferencial de pressão, com atuação do controlador $C_1(s)$ sobre a abertura da válvula *choke* para controlar o diferencial de pressão fornecido pela bomba. A rotação da BCSS é uma entrada do operador I_{OP} e configurada em rampa, acelerando de 2400 a 3600 rpm em 2,5 horas e desacelerando a 2400 rpm (Fig. 7).

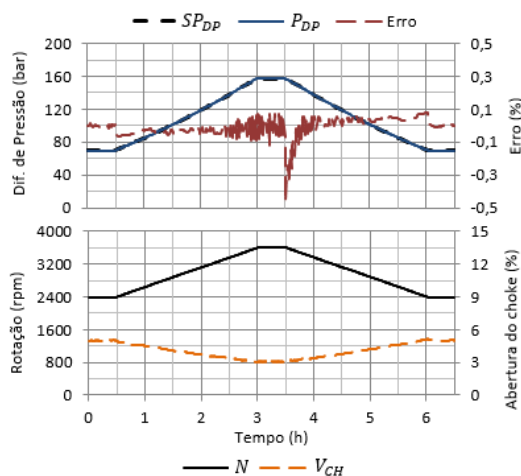


Figura 7 – Variáveis controladas e manipuladas durante a atuação das rampas de aceleração e desaceleração.

Durante todo o período simulado ($t=6,5$ horas), a válvula *choke* atuou automaticamente para minimizar o erro entre o diferencial de pressão e o setpoint SP_{DP} . O setpoint definido representa a condição do ponto de melhor eficiência (BEP), linha tracejada em preto na Fig. 3.

As principais variáveis operacionais (pressões na profundidade do sensor de fundo P_{PDG} e na admissão da bomba P_{ADM} e vazões volumétricas total e de líquido) estão mostradas na Fig. 8, e apresentam variações suaves, sem sobressaltos, e coerentes com o perfil em rampa imposto sobre a rotação da bomba.

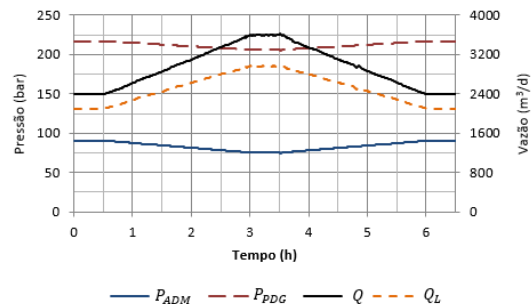


Figura 8 – Variáveis operacionais (pressão e vazão) durante a atuação das rampas de aceleração e desaceleração.

A segunda etapa simulou a estratégia de controle completa, envolvendo as malhas de controle do diferencial de pressão e da pressão de admissão, $C_1(s)$ e $C_2(s)$, com manipulação simultânea da abertura da válvula *choke* e rotação da BCSS (Fig. 9).

A pressão estática (ou de reservatório), variável de entrada do modelo, foi configurada para diminuir, linearmente, de 250 para 230 bar, dentro das três primeiras horas da simulação. É sabido que tal situação, em malha aberta, leva o sistema de elevação a operar sob instabilidades severas, devido ao fluxo intermitente de altas frações de gás no interior da bomba.

A simulação inicia ($t=0$) com rotação da BCSS igual a 3600 rpm e atuação do controlador $C_1(s)$ para minimizar o erro do diferencial de pressão. A pressão de admissão é monitorada de forma que ao atingir o valor configurado no parâmetro $P_{ADM_{min}}$, igual a 56 bar, sejam atuadas as chaves mostradas nos diagramas de blocos das Fig. 4 e 5.

No instante $t=1,1$ h, a pressão de admissão atinge o valor mínimo e o controlador $C_2(s)$ passa a atuar na rotação da BCSS com o objetivo de aumentar a pressão de admissão, minimizar o seu erro em relação a SP_{ADM} (igual a 75 bar) e evitar a ocorrência de instabilidades na operação.

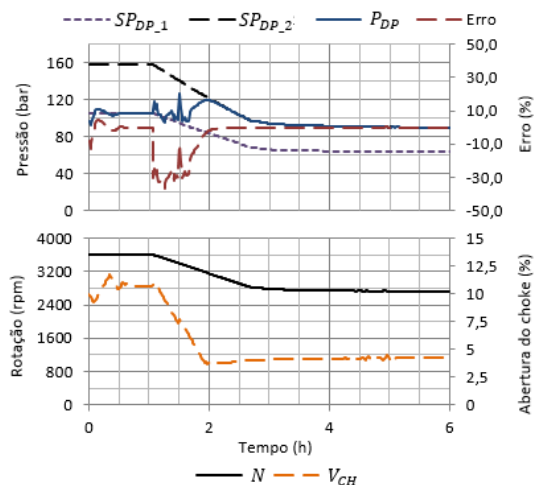


Figura 9 – Variáveis controladas e manipuladas antes e após a comutação dos controladores.

Ao mesmo tempo, o controlador $C_1(s)$ recebe o setpoint $SP_{DP,2}$ com o objetivo de mover o ponto de

operação da bomba, trazendo-o do limite de operação em *upthrust* (linha tracejada em vermelho na Fig.3) para o ponto de melhor eficiência. A Fig. 9 mostra que a rotação da BCSS é reduzida de 3600 para 2720 rpm e a abertura da válvula *choke* é restringida de 10 para 4,2%. A variável de diferencial de pressão segue o *setpoint* $SP_{DP,1}$ até o instante $t=1,1$ h, quando ocorre a transição para $SP_{DP,2}$. Os controladores $C_1(s)$ e $C_2(s)$ atuam no mesmo sentido, de aumentar a pressão de admissão da bomba.

A Fig. 10 mostra as principais variáveis operacionais (pressão e vazão), evidenciando o novo patamar de operação atingido, onde é mantida a estabilidade operacional, evitando-se a interrupção no funcionamento do sistema de elevação.

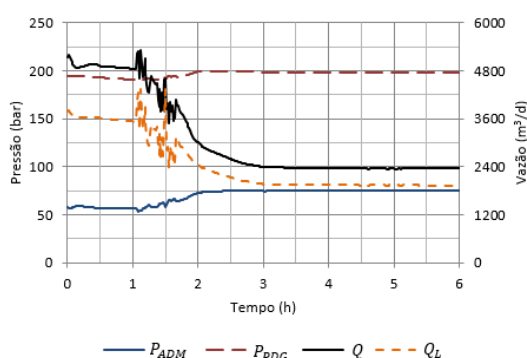


Figura 10 – Variáveis operacionais (pressão e vazão) antes e após a comutação dos controladores.

5 Conclusões

As estratégias de controle aplicadas ao BCSS em sistemas MOBO mostraram que a implementação de um controlador PI, em malha fechada, atuando na abertura da válvula *choke* viabiliza a partida automática do sistema de elevação. A estratégia proposta se mostrou capaz de controlar o diferencial de pressão fornecido pela bomba e, por consequência o seu ponto de operação, em eventos de aceleração ou desaceleração, cabendo ao operador apenas o ajuste da rampa e da rotação desejada.

A implementação da função de chaveamento e do controlador PI da pressão de admissão assegurou a operação estável da bomba em condições que, em malha aberta, levariam a ocorrência de instabilidades provocadas pela influência de altas FGL na admissão da bomba, ao atuar simultaneamente na abertura da válvula *choke* e na rotação da bomba. A estratégia impediu a interrupção (*shutdown*) do sistema de elevação causada por oscilações acentuadas da carga demandada ao motor elétrico.

A estratégia proposta requer a construção e calibração periódica do modelo do poço, a cada novo teste de produção, assegurando que os parâmetros de sintonia dos controladores, os *setpoints* e a função de chaveamento estejam coerentes com a condição de operação do poço. Seja

essa premissa válida, a estratégia de controle é aplicável para diferentes aplicações de BCSS, além do MOBO, por exemplo, Skid-BCSS, BCSS convencional, BCSS instalada no *Riser* e BCS terrestres.

A implementação em um sistema real de produção é viável e pode ser embarcada em um CLP, utilizando blocos de controle PID e chaves seletoras. Uma camada avançada de controle pode ser projetada para permitir a detecção/diagnóstico de falhas do sistema de elevação e introduzir inteligência na definição dos pontos de ajustes, com o objetivo de maximizar a produção de óleo.

6 Agradecimentos

Os autores agradecem à Petrobras pelo incentivo e disponibilização dos recursos que viabilizaram a realização deste trabalho.

7 Referências Bibliográficas

- Betonico, G., Teixeira, V., Gessner, T., Borges, O., Furtado, R., Silva, L., Estevam, V. (2014). Estudo de instabilidades de escoamento em módulo de bombeamento off-shore. In: Rio Oil & Gas Expo and Conference. RJ: IBP 1936-14.
- Campos, M., Teixeira, H. (2006). Controles típicos de equipamentos e processos industriais. São Paulo: Edgard Blücher.
- Costa, R. (2012). Controle aplicado a poços com método de elevação bombeio centrífugo submerso. Tese de Doutorado - UFRN, Natal.
- Estevam, V. (2002). Uma análise fenomenológica da operação de bomba centrífuga com escoamento bifásico. Tese de Doutorado - Unicamp, SP.
- Haapanen, B., Gagner, M. (2010). Remote monitoring and optimization of electrical submersible pumps utilizing algorithms. In: Canadian Unconventional Resources & International Petroleum Conference. Calgary: CSUG/SPE 134109.
- Ho, W., Hang, C., Cao, L. (1995). Tuning of PID controllers based on gain and phase margin specifications. *Automação*, 31(3), pp.497-502.
- Rodrigues, R., Soares, R., Matos, J., Pereira, C., Ribeiro, G. (2005). A new approach for subsea boosting – pumping module on the seabed. In: Offshore Technology Conference. Houston: OTC 17398.
- Schlumberger (2015). OLGA Dynamic Multiphase Flow Simulator, viewed 01 october 2015, <https://www.software.slb.com/products/olga>.
- Takacs, G. (2011). How to improve poor efficiencies of ESP installations controlled by surface chokes. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*.
- Takacs, G. (2009). Electrical submersible pumps manual. Amsterdam: Gulf Professional Pub./Elsevier.