

9º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



9º CONGRESSO
Brasileiro de **P&D** em
PETRÓLEO E GÁS

Maceió, AL
de 09 a 11 de novembro
2017

Realização:



ABPG
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE P&D EM
PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Análise do melhor ponto operacional do Bombeio Centrífugo Submerso

AUTORES:

Julianna de Sousa Santos, Luiz Filipe Moreira Rocha, Ezequias Santos de Matos, Tiago de Oliveira Silva, Odilon Santana Luiz de Abreu.

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal da Bahia

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 8º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás - 9º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás - ABPG, no período de 09 a 11 de novembro de 2017, em Maceió/AL. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 9º PDPETRO.

Análise do melhor ponto operacional do Bombeio Centrífugo Submerso

Abstract

In the oil pits that don't have enough pressure to produce, artificial elevation methods are used to increase the flow rate through a differential pressure. The Electrical Submersible Pump (ESP) is one of the main methods applied that is capable of produce high flow rates on higher depths. The Best Efficiency Point (BEP) represents the place where the pump curve operates at maximum efficiency, with less deterioration, less engine effort, thus prolonging the life of the pump. It is noteworthy that the pump curves are provided by manufacturers made with water as test fluid. In this scenario, viscosity changes directly affect the BEP, since the ESP units produce oils with superior viscosity, when compared with the water, making necessary the use of an alternative methodology to make this correction. From this context, the objective of this article is determine one point of operation for the ESP through a graph with the curve of the pump and the installed system, using a specific mineral oil in an experimental well located in the Laboratory of Artificial Elevation (LEA), from the Polytechnic School of the UFBA, where there is a 32-meters high ESP plant, fully equipped. It is concluded that, based on the present findings, it was possible to draw the curve and compare it with the manufacturer standards, and to determine the point of operation in which the pump will work. Therefore, it is suggested a correct design and choice of the pump before its installation to operate the proposed artificial elevation method.

Key words: ESP, System Curve, BEP, Artificial Elevation.

1 Introdução

Elevação de petróleo é o estágio no qual o fluido escoar do fundo do poço para a tubulação de produção. Takács (2009) destaca que a produção só ocorre se a pressão no fundo do poço for suficiente para ultrapassar a soma das perdas de pressão que ocorrem ao longo do percurso de fluxo até o separador. Pode ocorrer de duas formas, natural e artificial. A primeira ocorre devido à energia exclusiva proveniente do reservatório, chamado de poço surgente. Já a segunda utiliza equipamentos específicos, com métodos de elevação que dependem das características do reservatório para que ocorra esse deslocamento do fluido.

O Bombeio Centrífugo Submerso (BCS) é um dos principais métodos aplicados na elevação artificial, que pode ser aplicado no leito marítimo (*off-shore*) e terrestre (*on-shore*), em condições adversas de temperatura e viscosidade, com ampla faixa de vazões volumétricas e é responsável pelas maiores quantidades de líquido bombeado por um único método de elevação (MAITELLI, 2010).

Deve ser dimensionado de acordo com a produtividade do poço e implantado a uma profundidade em que a sucção da bomba fique submersa. Possui um motor elétrico, que converte energia elétrica em mecânica rotacional a bomba. Parte dessa energia é transferida ao fluido em forma de pressão, fazendo com que o fluido do fundo do poço chegue aos equipamentos de superfície (NICOLAU, 2016).

O conhecimento sobre uma determinada bomba centrífuga se dá por suas curvas características: curva de desempenho (vazão *versus* head), curva de eficiência (eficiência *versus* vazão) e curva de potência (potência *versus* vazão). A seleção adequada do equipamento é feita através da análise dessas curvas juntamente com a curva do sistema de operação, definida pelos seguintes parâmetros: altura manométrica, acessórios da tubulação, pressões e comprimento total (SOUZA, 2014). Sua seleção se dá conforme os parâmetros citados, de modo que opera em um intervalo próximo ao seu ponto de máxima eficiência (BEP).

De acordo com Turzo (2000), para um líquido ideal, onde não ocorre tanto atrito, essas curvas são de fácil determinação. No entanto, se modifica para líquidos reais, pois ocorrem maiores perdas por fricção e arraste. Nestes casos, o comportamento da bomba é alterado consideravelmente se comparado ao demonstrado pelas curvas operando em água. Seus principais efeitos são o decaimento da vazão da bomba, um *head* (altura de elevação) menor do que comparada a da água, necessitando de maior potência no seu eixo do motor e por fim, sua eficiência diminui. Portanto, para levantar as curvas reais necessita-se de métodos de correção de viscosidade, em que os mais utilizados são: método de Stepanoff (1949), método do *Hydraulic Institute* (1955) e método de Turzo (2000).

O ponto de melhor eficiência, o BEP (*Best Efficiency Point*) é uma informação obtida a partir da curva característica, que representa o local em que a curva da bomba opera em máximo rendimento. Envolve também outros parâmetros, como vida útil do equipamento, tendo ocorrência de menos desgaste, menor esforço do motor e a economia de energia em um determinado sistema.

Em condições ideais, as bombas deveriam operar nesse ponto, mas é quase impossível, devido às perdas que ocorrem nas partes internas da bomba, nos acessórios, pela fricção do fluido com as paredes do tubo e a hidrostática. Por isso se faz necessário determinar um intervalo de funcionamento, a partir da curva do fabricante corrigida juntamente com a curva do sistema. Souza (2014) afirma que quando o sistema BCS opera entre o ponto do BEP e sua vazão máxima significa que a vazão na coluna de produção do poço é a melhor possível, sugerindo que os dispositivos internos da bomba, por exemplo, o impelidor e o difusor não terão desgaste prematuro.

Portanto, os objetivos desse artigo são: gerar a curva do poço BCS situado na Escola Politécnica da UFBA, corrigir as curvas característica da bomba para o óleo mineral e, por fim, compará-las a fim de obter um ponto de operação adequado, com intuito de estender a vida útil, reduzir o desgaste da bomba, o esforço no motor e otimizar a produção.

2 Metodologia

2.1 Curva do sistema

Neste artigo foi determinada a curva da planta do Laboratório de Elevação Artificial (LEA), que representa a variação de energia por unidade de peso que o sistema solicita em função da vazão. O sistema opera com óleo mineral Lubrax XP10, a 50°C, considerando escoamento monofásico e incompressível. O LEA possui uma planta com 32 metros de altura, completamente instrumentado. Para tal determinação, foi necessário o cálculo da altura manométrica do sistema em diversos pontos de vazão, levando em conta a altura manométrica estática e as perdas de carga localizada e distribuída. O sistema de unidade de medidas empregado foi o Sistema Internacional (SI).

2.1.1 Altura manométrica do sistema

Para o cálculo da altura manométrica total do sistema (H) foi utilizado a Equação 1, disponível em Mattos e Falco (1998).

$$H = H_d - H_s \quad (1)$$

Para a melhor compreensão do sistema em estudo, foi necessário realizar as deduções das equações dispostas na literatura. O sistema BCS do LEA configura uma altura manométrica de sucção (H_s) onde a perda de carga foi considerada desprezível, pois a bomba está imersa no fluido e não existe nenhuma tubulação ou acessórios ligando o fluido até a sucção da bomba. O reservatório de sucção é pressurizado, portanto, resulta na Equação 2.

$$H_s = Z_s + \frac{P_s}{\gamma} \quad (2)$$

Onde Z_s é a altura estática de sucção, P_s é a pressão manométrica no reservatório de sucção e γ é o peso específico do fluido.

Já na altura manométrica de descarga (H_d), a pressão do sistema é igual à pressão atmosférica, que consideraremos zero, pois as pressões aqui consideradas são referentes às pressões manométricas, a da perda de carga devido aos acessórios da tubulação e à fricção do fluido com os tubos. Resultando assim, na Equação 3.

$$H_d = Z_d + hf_{TD} \quad (3)$$

Onde Z_d é a altura estática de descarga, hf_{TD} é a perda de carga total na descarga.

Substituindo as Equações 2 e 3 na Equação 1, obtemos a Equação 4, sendo geral para altura manométrica, onde o termo (hf_{TD}) é o único que varia com a vazão, portanto, os demais compõem a altura manométrica estática (H_{est}).

$$H = (Z_d - Z_s) - \frac{P_s}{\gamma} + hf_{TD} \quad (4)$$

2.1.2 Perda de carga do sistema

A perda de carga total (h_f), mostrada na Equação 5, pode ser desmembrada em duas partes, perda de carga normal (h_{fn}), devido à fricção e perda de carga localizada (h_{fL}) por conta dos acessórios.

$$h_f = h_{fn} + h_{fL} \quad (5)$$

A perda de carga normal para regime turbulento é dada pela Equação 6 desenvolvida por Darcy-Weisbach, segundo Mattos e Falco (1998).

$$h_{fn} = f \frac{L}{D} \frac{V^2}{2g} \quad (6)$$

Onde L é o comprimento total da tubulação, f é o coeficiente de fricção, V é a velocidade do fluido e g é a gravidade. O fator f , no escoamento completamente turbulento, independe do número de Reynolds. Segundo Von Kármán, em Daugherty e Franzini (1965), o qual sugere a Equação 7 para o cálculo do mesmo.

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 2 \log_{10} \frac{D}{\varepsilon} + 1.14 \quad (7)$$

Sendo ε a rugosidade absoluta do material da tubulação do sistema.

A perda de carga localizada (h_{fL}) é obtida a partir da Equação 8 para método direto.

$$h_{fL} = K \frac{V^2}{2g} \quad (8)$$

Onde K é o coeficiente experimental dos acessórios e é tabelado disponível em Mattos e Falco (1998).

Portanto, de acordo com Çencel e Cimbala (2007), substituindo as Equações 6 e 8 na Equação 5, temos a perda de carga total em função dos parâmetros operacionais do sistema, descrita na Equação 9.

$$h_{L_{TOTAL}} = \left(f \frac{L}{D} + \sum K_L \right) \frac{V^2}{2g} \quad (9)$$

2.2 Curvas características da bomba

A determinação do ponto de trabalho (vazão, carga e rendimento) é em função das características da bomba e do sistema, assim, se faz necessário um estudo sobre as mesmas. Estas curvas são disponibilizadas pelos fabricantes e traduzem o desempenho da bomba operando com água. Alguns fatores alteram estas curvas, como a natureza do líquido bombeado, necessitando de métodos de correção, pois ocorre uma redução da eficiência, na carga e na vazão (MATTOS E FALCO, 1998).

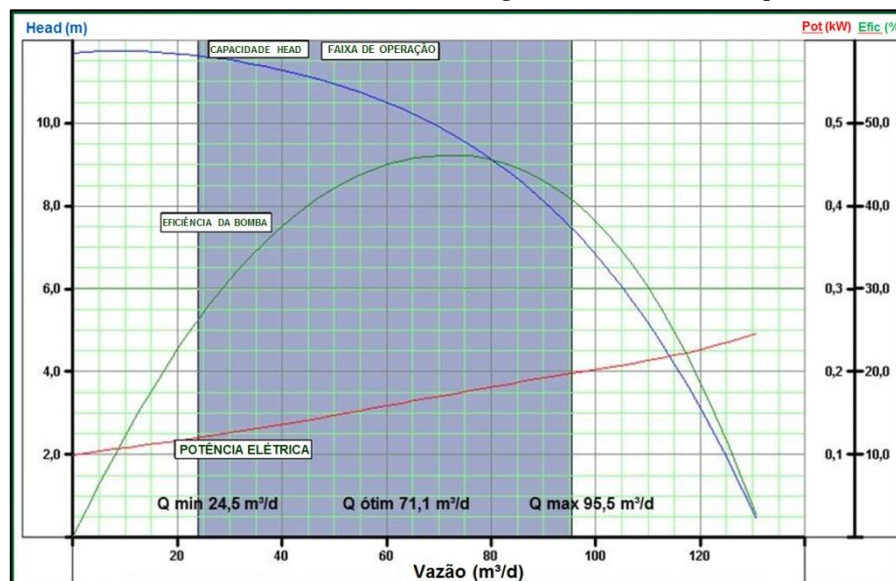
No presente trabalho, a curva da bomba foi determinada levando em consideração a bomba centrífuga submersa da Baker Hughes, modelo P4 SSD SÉRIE 400, com 70 estágios, operando com óleo mineral Lubrax XP10 a 3.600 RPM (60 Hz).

2.2.1 Métodos de correção de viscosidade

Para o estudo em questão foi definido o método do Turzo (2000) para correção das curvas características, por ser um método analítico e adequado para a faixa de vazão da bomba analisada, ao contrário do método do *Hydraulic Institute* (1995), que não atende as especificações da bomba e está sujeito a maiores erros por ser um método gráfico (SOUZA, 2014).

A base para correção teórica das curvas da bomba foi a documentação fornecida pelo fabricante, mostrando as curvas de *head*, eficiência e potência em relação à vazão com fluido (água), ilustrado na Figura 1. O método consiste na aplicação de equações que corrigem esses valores, baseados nos diagramas dispostos pelo *Hydraulic Institute* (1995).

Figura 1- Curvas características da bomba centrífuga P4 SSD SÉRIE 400 operando com água.



Fonte: adaptada da Baker Hughes.

As Equações 10 e 11 representam os parâmetros y^* e Q^* utilizados para determinar os fatores de correção e levam em consideração a vazão ($Q_{\text{ÁGUA BEP}}$) e *head* ($H_{\text{ÁGUA BEP}}$) no ponto de maior rendimento, assim como a viscosidade cinemática do fluido (ν).

$$y^* = -112,1374 + 6,6504 \ln(H_{\text{ÁGUA BEP}}) + 12,8249 \ln(Q_{\text{ÁGUA BEP}}) \quad (10)$$

$$Q^* = \exp\left(\frac{39,5276 + 26,5605 \ln(\nu) - y^*}{51,6565}\right) \quad (11)$$

Após o Q^* calculado, pode se calcular o fator de correção da vazão volumétrica (C_q) e da eficiência (C_η), dada pelas Equações 12 e 13. Os valores são constantes para qualquer ponto de correção.

$$C_q = 1,0 - 4,0327 \times 10^{-3} Q^* + 1,7240 \times 10^{-4} (Q^*)^2 \quad (12)$$

$$C_\eta = 1,0 - 3,3075 \times 10^{-2} Q^* + 2,8875 \times 10^{-4} (Q^*)^2 \quad (13)$$

A determinação dos fatores de correção para as alturas (*head*) é realizada estabelecendo quatro pontos distintos, estes definem a trajetória da curva, estabelecidos pelos percentuais correspondentes ao *head*, sendo eles: 60% da vazão do BEP, 80% da vazão do BEP, 100% (BEP) e 120% da vazão do BEP. Esses fatores de correção serão denominados respectivamente de $C_{h_{0,6}}$, $C_{h_{0,8}}$, $C_{h_{1,0}}$ e $C_{h_{1,2}}$, mostradas nas Equações 14 a 17.

$$C_{h_{0,6}} = 1,0 - 3,6800 \times 10^{-3} Q^* - 4,3600 \times 10^{-5} (Q^*)^2 \quad (14)$$

$$C_{h_{0,8}} = 1,0 - 4,4723 \times 10^{-3} Q^* - 4,1800 \times 10^{-5} (Q^*)^2 \quad (15)$$

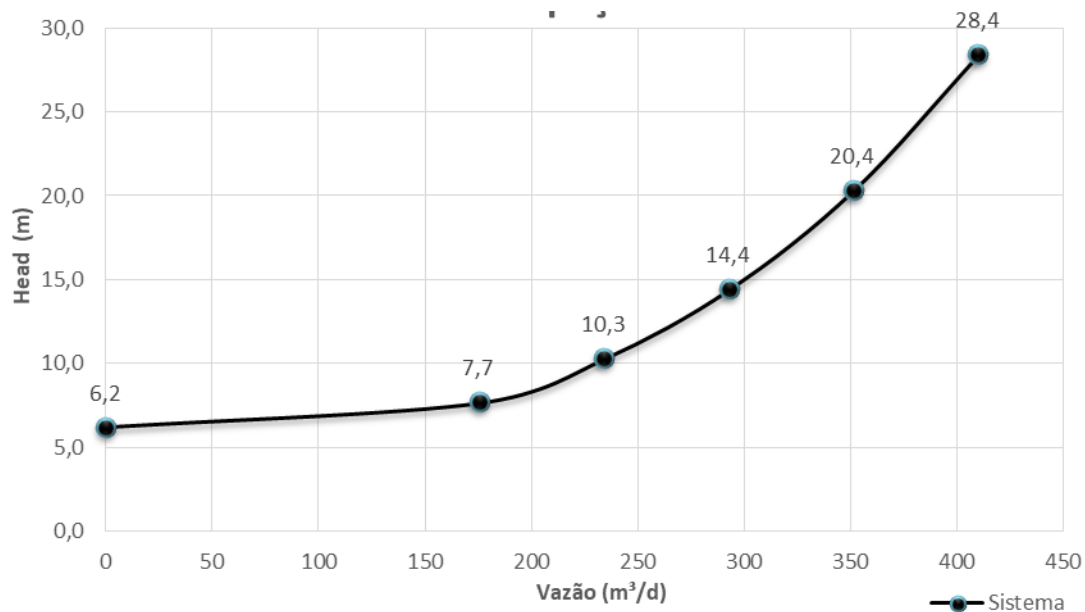
$$C_{h_{1,0}} = 1,0 - 7,0076 \times 10^{-3} Q^* - 1,4100 \times 10^{-5} (Q^*)^2 \quad (16)$$

$$C_{h_{1,2}} = 1,0 - 9,0100 \times 10^{-3} Q^* + 1,3100 \times 10^{-5} (Q^*)^2 \quad (17)$$

3 Resultados e Discussão

A partir das equações do tópico de metodologia (2), foi possível determinar: o fator de atrito (0,187), a vazão de projeto (0,00338 m³/s), velocidade (1,12 m/s), a perda de carga localizada dos acessórios (6,41 m) a perda de carga total (156 m) e a altura manométrica total do sistema (6,2 m). Sendo que alguns parâmetros foram coletados, como viscosidade do XP10 a 50°C (0,012 kg/m.s), massa específica XP10 (845,6 kg/m³) rugosidade da tubulação (0,06), diâmetro interno da tubulação (0,0062 m). Com estes dados, construiu-se um conjunto de pontos (*vazão versus head*), no qual caracterizam a curva do sistema, apresentada abaixo na Figura 2.

Figura 2- Curva do sistema da unidade BCS do LEA.



Fonte: O autor.

Nota-se que há variação do *head* de acordo com o aumento de vazão, ou seja, são diretamente proporcionais.

Na Tabela 4, observa-se os valores corrigidos segundo o método de Turzo (2000).

Tabela 4- Correção de viscosidade do fluido (XP10).

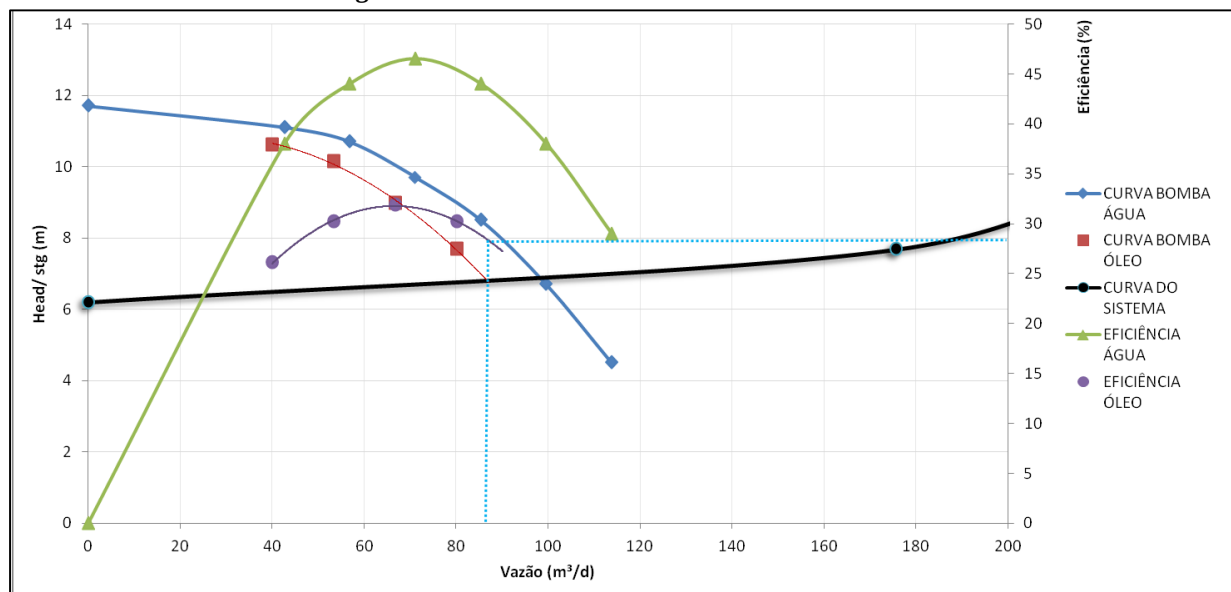
		0,6Q	0,8Q	1Q	1,2Q
Vazão (m³/d)	ÁGUA	42,6	56,8	71,1	85,3
	ÓLEO	40,1	53,4	66,7	80,1
Head (m)	ÁGUA	11,1	10,7	9,7	8,5
	ÓLEO	10,6	10,1	8,9	7,7
Eficiência (%)	ÁGUA	38	44	46,5	44
	ÓLEO	26,1	30,2	31,9	20,2

Fonte: O autor.

É possível observar que se comparada com a do fabricante, as vazões, alturas de elevação e eficiências sofrem um decréscimo nos valores. Isso ocorre devido à viscosidade bem superior do fluido utilizado ao da água, à perda de carga sofrida e sua fricção na tubulação. Verifica-se uma diferença nos pontos de melhor operação entre a água e fluido (XP10), ressaltando assim a importância dessas correções.

Observa-se na Figura 3 que a escala do gráfico foi aumentada com objetivo de melhor visualização, onde estão presentes as curvas de desempenho da bomba operando com água e óleo, a do sistema e o ponto de trabalho definido. A determinação do ponto de trabalho ocorre na interseção da curva da bomba com óleo (em vermelho) com a do sistema (em preto), encontrando a vazão de operação de aproximadamente 86 (m³/d), elevando 6,2 (m) de coluna de fluido, que neste caso, apresenta uma vazão maior do que a do BEP. Após isso, projeta-se uma reta, a partir da vazão de trabalho encontrada, até a curva de eficiência com óleo (em roxo) e se obtém a eficiência do sistema em 28% aproximadamente.

Figura 3- Curvas da bomba versus curva do sistema.



Fonte: O autor.

Nota-se o decaimento da curva da bomba com óleo (em vermelho) quando comparada à que opera com água (em azul), ou seja, a energia por unidade de peso que a bomba é capaz de fornecer ao fluido em função da vazão é menor no óleo do que na água. Na curva de eficiência observa-se o mesmo, a que atua com óleo (em roxo) tem uma redução de 14,5 pontos percentuais quando equiparado com a da água (em verde), conforme apresentado na Figura 3. Assim, é possível controlar os parâmetros de operação, através de sensores e válvulas presentes no LEA, a fim de atingir o ponto mais próximo do BEP com óleo e otimizar o desempenho do equipamento.

4 Conclusão

A partir dos achados, com os cálculos e dados coletados, foi possível traçar a curva e compará-la com a do fabricante, como foi apresentado. Com isso, a proposta de cálculo da altura manométrica, para construir a curva do sistema do poço simulado da UFBA e determinar o ponto de operação ao qual a bomba irá trabalhar, foi válida, mesmo que sua eficiência não seja máxima. Faz assim, a importância de um correto dimensionamento e escolha da bomba que irá operar antes da instalação e implementação do método de elevação artificial em questão. Portanto, o estudo visa garantir ao sistema instalado uma produção e eficiência moderada, e quanto aos equipamentos uma maior vida útil. Assim sendo, se espera ter contribuído para a coleta de dados do laboratório e sugerir novos estudos a partir do método do Bombeio Centrífugo Submerso.

5 Agradecimentos

Os autores agradecem a Deus e ao Centro de Capacitação Tecnológica em Automação Industrial (CTAI) - LEA da Escola Politécnica da UFBA pela infraestrutura disponibilizada para o trabalho.

6 Referências Bibliográficas

- ÇENGEL, Y.A. CIMBALA, J. M. **Mecânica dos Fluidos: Fundamentos e Aplicações**. Tradução Katia Aparecida Roque, Mario Moro Fecchio. 1ª ed. 816 p. São Paulo: McGraw-Hill, 2007.
- DAUGHERTY R. L.; FRANZINI J. B. **Fluid Mechanics with Engineering Applications**. 6ª ed. 574 p. New York: McGraw-Hill, 1965.
- Hydraulic Institute Standards. Hydraulic Institute*. 1955, 13º Ed. 328 p.
- MAITELLI, C. W. S. de. P. **Simulação do escoamento monofásico de um estágio de uma Bomba Centrífuga utilizando técnicas de fluidodinâmica computacional**. 2010. Tese (Doutorado em Ciências e Engenharia de Petróleo) - Centro de Tecnologia. Centro de Ciências Exatas e da Terra. Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN. Natal-RN.
- MATTOS, E. E. de.; FALCO. R. de. **Bombas Industriais**. 2ª Ed. 474 p. Rio de Janeiro: Interciência, 1998.
- NICOLAU, E. L. **Seleção de bomba e cálculo de capacitância para operação em sistema de teste de Bombas Centrífugas Submersas**. 2016. Monografia de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Mecânica) - Departamento de Engenharia Mecânica DEM/POLI/UFRJ, Escola Politécnica. Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ. Rio de Janeiro - RJ.
- PINEDA, L. F. R. **Controle do Ponto de Operação de Bombas Centrífugas Submersas em Escoamento Líquido-Gás Usando Redes Neurais**. 2016. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica na Área de Mecânica dos Sólidos e Projeto Mecânico) - Faculdade de Engenharia Mecânica. Universidade Estadual de Campinas. Campinas- SP.
- SOUZA, L. F. et al. **Controle Adaptativo Aplicado ao Bombeio Centrífugo Submerso para operar no ponto de melhor eficiência**. 2014. Centro de Capacitação Tecnológica em Automação Industrial (CTAI), Programa de Pós-Graduação em Mecatrônica da Universidade Federal da Bahia- UFBA. Salvador-BA.
- TAKÁCS, G. **Electrical Submersible Pumps Manual - Design, Operations, and Maintenance**. 1ª ed. 440 p. Gulf Professional Publishing, USA, 2009.
- TURZO, Z., TAKÁCS, G. e ZSUGA, J. **Equations correct centrifugal pump curves for viscosity**. OIL & GAS REVISTA, 2000.