

# 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:**

PROCEDIMENTOS PARA VALIDAÇÃO DA CURVA DE DESEMPENHO DE UMA BOMBA CENTRÍFUGA SUBMERSA OPERANDO COM FLUIDO VISCOSO ATRAVÉS DE ESTUDO COMPARATIVO

## **AUTORES:**

BORGES, A. M. C.<sup>1</sup>; SIMONELLI, G.<sup>1</sup>; SANTOS, O. G.<sup>2</sup>; SCHNITMAN, L.<sup>3</sup>; REGES, G. D. J.<sup>3</sup>; SANTOS, L. C. L.<sup>4</sup>

## **INSTITUIÇÃO:**

Bolsista CAPES, alexandre.magno1411@gmail.com, <sup>1</sup>Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Escola Politécnica, Universidade Federal da Bahia, <sup>2</sup>PETROBRAS, <sup>3</sup>Centro de Capacitação Tecnológica em Automação Industrial, Escola Politécnica, Universidade Federal da Bahia, <sup>4</sup>Departamento de Ciência e Tecnologia dos Materiais, Escola Politécnica, Universidade Federal da Bahia

*Este Trabalho foi preparado para apresentação no 9º 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.*

## PROCEDIMENTOS PARA VALIDAÇÃO DA CURVA DE DESEMPENHO DE UMA BOMBA CENTRÍFUGA SUBMERSA OPERANDO COM FLUIDO VISCOZO ATRAVÉS DE ESTUDO COMPARATIVO

### Abstract

The Electric Submersible Pump (ESP) is a method of artificial elevation, present in the oil and gas industry that consists of supplementing energy to the fluid in the form of pressure through a multi-stage pump, located near the bottom of the well. In this sense, this work presents the necessary procedures for the construction and validation of the performance curve of a electric submersible pump operating with viscous fluid, since the pump manufacturers only provide the performance of the same operating with water. A comparative study was performed between the most present viscosity correction methods, such as Turzo/Takacs/Zsuga (2000), Stepanoff (1967), the American Hydraulic Institute method (1955) and confronted with experimental results obtained in a laboratory of Artificial elevation, containing a electric submersible pump in a 32-meters well located at the Federal University of Bahia - Escola Politécnica. The performance of the pump in operation with water (1 cp) and with an oil (12 cP) was analyzed. Thus, it was observed if the theoretical bases and the practical tests present convergence, according to a criterion of 5% relative error. By following the methodology described in this work, it could be concluded that the correlation proposed by Turzo/Takacs/Zsuga (2000) better reproduce the experiments performed with viscous fluid. Although the analysis is done in a relatively small well, the procedures and calculations involved in this work can be applied in several BCS projects.

### Introdução

O Bombeio Centrífugo Submerso (BCS) é um método de elevação artificial, com destaque na área de petróleo e gás, que consiste na suplementação de energia ao fluido, através de uma bomba centrífuga instalada próximo ao intervalo canhoneado. Segundo Thomas (2004), esse método era aplicado em poços que produziam a altas vazões, sob influxo de líquido com alto teor de água e baixa razão gás-óleo, porém tem crescido nos últimos anos a utilização das bombas centrífugas para produzir com fluidos de alta viscosidade e em altas temperaturas. Todavia, um detalhe importante a ser considerado é quanto a utilização para operar com fluidos viscosos, já que os fabricantes das bombas dimensionam o funcionamento destas, baseando-se no bombeamento com água. Nesse contexto, os objetivos do trabalho são: aplicar três tipos de métodos existentes na literatura (Turzo/ Takacs/ Zsuga (2000), Stepanoff (1957), HI-USA (1955)) para corrigir a curva da bomba fornecida pelo fabricante, para um fluido viscoso, realizar testes experimentais com uma Bomba Centrífuga Submersa (BCS), em um poço de 32 metros, situado na Universidade Federal da Bahia – Escola Politécnica, operando um óleo de 12 cP. E, após isso, efetuar um estudo comparativo entre os valores de *head*, estimado pelos métodos, e os valores de *head*, obtidos experimentalmente.

### Metodologia

#### Método do HI-USA (*Hydraulic Institute-USA*, 1955)

A utilização do método proposto pelo HI-USA parte das informações de vazão ( $Q_w$ ), altura de elevação ( $H_w$ ) e eficiência ( $n_w$ ) da água (subscrito w), para então efetuar-se uma correção para o fluido viscoso (subscrito visc). (Equações (1) a (3)).

$$Q_{visc} = C_Q Q_w \quad (1)$$

$$H_{visc} = C_H H_w \quad (2)$$

$$n_{visc} = C_n n_w \quad (3)$$

Onde,  $C_Q$ ,  $C_H$ ,  $C_n$  são os fatores de correção para a vazão, altura de elevação e eficiência, respectivamente, obtidos através da Figura 1.

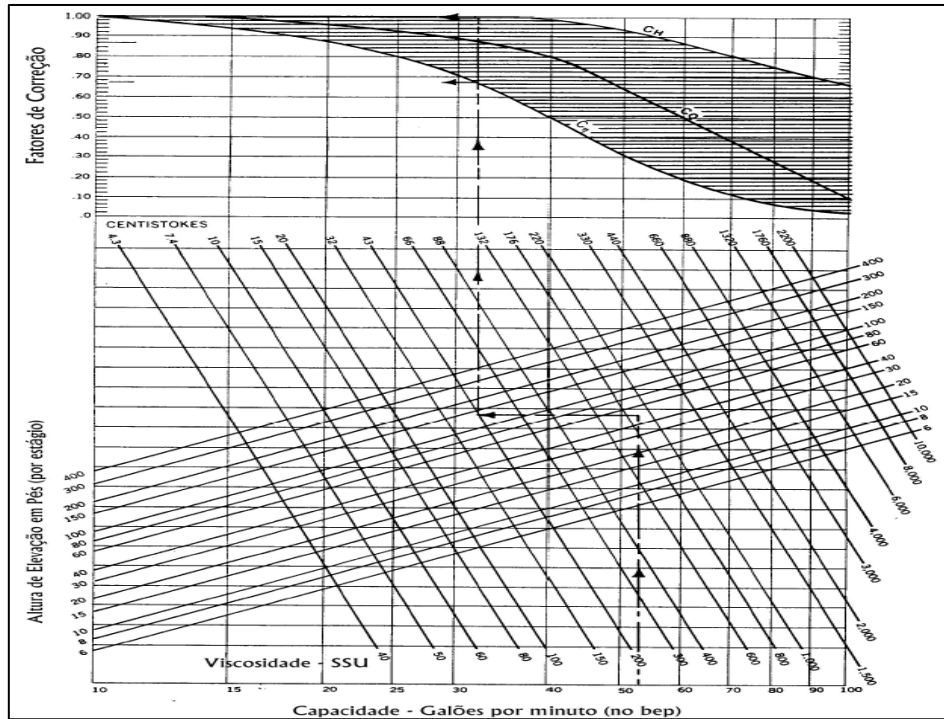


Figura 1. Ábaco HI-USA (Fonte: Hydraulic Institute Standards, 1955)

A metodologia apresentada na Figura 1, se alicerça em testes realizados com bombas centrífugas de fluxo radial, operando com óleos de diferentes propriedades.

Para utilizar o ábaco, deve-se identificar o ponto de melhor eficiência (PME) de vazão e altura de elevação da bomba, operando com água. Após isso, avalia-se a viscosidade cinemática do fluido viscoso, para em seguida, identificar os fatores de correção. Encontrado esses coeficientes, utiliza-se as equações (1), (2) e (3) para determinar os novos parâmetros corrigidos para o fluido analisado.

#### Método de Turzo/ Takacs/ Zsuga (2000)

Turzo, Z.; Takacs, G. e Zsuga, J. (2000) formularam um algoritmo para corrigir o desempenho de bombas centrífugas convencionais, baseando-se na análise do ábaco do HI-USA, visando melhorar a avaliação sobre as curvas. Dessa forma, os autores desenvolveram correlações empíricas para determinar os fatores de correção de viscosidade.

Com a vazão volumétrica ( $Q_{PME}^w$ ) em barris por dia (BPD) e a altura de elevação ( $H_{PME}^w$ ) em pés (ft), para o ponto de melhor eficiência (PME) da bomba operando com água, pode-se estimar um parâmetro de correlação  $y$  (Equação (4)):

$$y = -112,1374 + 6,6504 \ln(H_{PME}^w) + 12,8429 \ln(Q_{PME}^w) \quad (4)$$

Após determinação de  $y$ , estima-se um outro parâmetro designado como  $Q^*$ , cuja a relação é descrita pela Equação (5):

$$Q^* = \exp\left(\frac{39,5276 + 26,5605 \ln(v_{cin}) - y}{51,6565}\right) \quad (5)$$

Onde,  $v_{cin}$  é a viscosidade cinemática, expressa em centistokes (cStk). Com o parâmetro  $Q^*$ , estima-se os fatores de correção para vazão volumétrica e eficiência, através das Equações (6) e (7):

$$C_Q = 1 - 4,0327 * 10^{-3} Q^* - 1,7240 * 10^{-4} (Q^*)^2 \quad (6)$$

$$C_n = 1 - 3,3075 * 10^{-3} Q^* + 2,8875 * 10^{-4} (Q^*)^2 \quad (7)$$

A altura de elevação para o fluido viscoso é baseada na determinação de quatro distintos pontos. São eles, 60% do PME, 80% do PME, 100% do PME e 120% do PME, descritos respectivamente pelas Equações (8) a (11):

$$C_{H0,6} = 1 - 3,68 * 10^{-3} Q^* - 4,36 * 10^{-5} (Q^*)^2 \quad (8)$$

$$C_{H0,8} = 1 - 4,4723 * 10^{-3} Q^* - 4,18 * 10^{-5} (Q^*)^2 \quad (9)$$

$$C_{H1,0} = 1 - 7,00763 * 10^{-3} Q^* - 1,41 * 10^{-5} (Q^*)^2 \quad (10)$$

$$C_{H1,2} = 1 - 9,01 * 10^{-3} Q^* + 1,31 * 10^{-5} (Q^*)^2 \quad (11)$$

Encontrados os fatores de correção, utiliza-se as equações (1), (2) e (3) para determinar os novos parâmetros corrigidos para o fluido viscoso analisado. Vale ressaltar que o trabalho foi direcionado ao estudo da altura de elevação em função da vazão, sendo os fatores de correção  $C_H$  e  $C_Q$  o foco da análise.

### Método de Stepanoff (1957)

Alexey Joaquim Stepanoff (1957), efetuou um estudo experimental para identificar a interferência da viscosidade, em algumas bombas centrífugas convencionais, operando com água e diversos tipos de óleo. Assim, foi proposto um método de correção baseando-se no fato de que a degradação do ponto de melhor eficiência, ocorre para rotação específica constante, que é um número adimensional utilizado para classificar os rotores das bombas quanto a sua extensão e tipo. Com isso, pode-se fazer uma analogia entre a rotação específica para um fluido viscoso e a água, partindo da Equação (12):

$$n_s = \frac{(Q_{PME})^{\frac{1}{2}} N}{(H_{PME})^{0,75} g^{0,75}} \quad (12)$$

Onde,  $n_s$  é a rotação específica (adimensional),  $g$  é a Aceleração da gravidade em  $\text{ft/s}^2$ ,  $N$  é a velocidade rotacional em rpm. A equação (12) é genérica, portanto é válida para qualquer tipo de fluido viscoso ou a própria água. Desse modo, considerando uma mesma rotação específica, tem-se (Equação (13)):

$$\frac{(Q_{PME}^w)^{\frac{1}{2}} N}{(H_{PME}^w)^{0,75} g^{0,75}} = \frac{(Q_{PME}^{visc})^{\frac{1}{2}} N}{(H_{PME}^{visc})^{0,75} g^{0,75}} \quad (13)$$

Assumindo  $g$  e  $N$  constantes na equação (13), obtém-se a Equação (14):

$$\frac{Q_{PME}^{visc}}{Q_{PME}^w} = \left(\frac{H_{PME}^{visc}}{H_{PME}^w}\right)^{1,5} \quad (14)$$

Nota-se que a equação (14), mostra uma relação entre as vazões dos fluidos e uma relação entre as alturas de elevação, no ponto de melhor eficiência. Nesse sentido, foi determinado o fator de correção para vazão através da Equação (15):

$$C_Q = \frac{Q_{PME}^{visc}}{Q_{PME}^w} \quad (15)$$

De forma análoga, a altura de elevação pode ser determinada através da Equação (16):

$$C_H = \frac{H_{PME}^{visc}}{H_{PME}^w} \quad (16)$$

E, portanto, a equação (14) pode ser simplificada e escrita pela Equação (17):

$$C_Q = C_H^{1,5} \quad (17)$$

A partir da equação (17), pode-se observar que é necessário apenas um fator de correção para obtenção do outro coeficiente. Stepanoff então definiu um parâmetro chamado, número de Reynolds de Stepanoff, que é função da vazão, da viscosidade cinemática do fluido, da velocidade rotacional da bomba e da altura de elevação da água (Equação (18)):

$$Re_{Stepanoff} = \frac{NQ_{PME}^{visc}}{v_{cin} \sqrt{H_{PME}^w}} \quad (18)$$

Onde:  $v_{cin}$  é a viscosidade cinemática em  $ft^2/s$ ,  $Q_{PME}^{visc}$  é a vazão do fluido viscoso no ponto de melhor eficiência em  $ft^3/s$ ,  $H_{PME}^{visc}$  é a altura de elevação do fluido viscoso no ponto de melhor eficiência em  $ft$ .

A Figura 2 mostra os resultados do estudo experimental realizado por Stepanoff, obtidos através de bombas convencionais operando com água e com alguns tipos de óleos, em variadas velocidades. O eixo da abscissa está representado pelo número de Reynolds de Stepanoff e no eixo das ordenadas os fatores de correção.

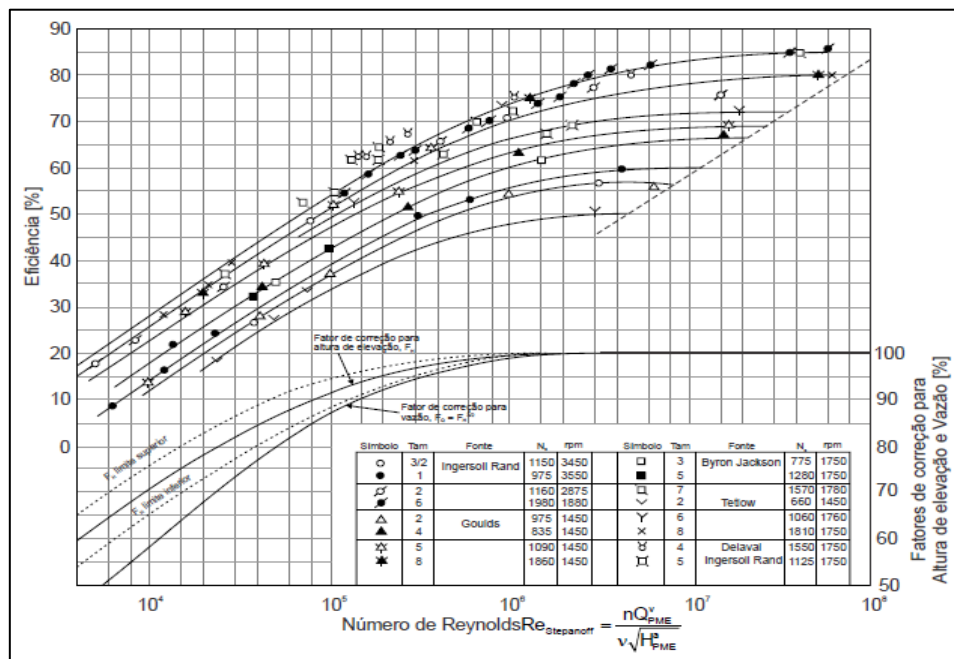


Figura 2. Ábaco de Stepanoff (Fonte: Stepanoff, 1957)

Para aplicar o método e obter os novos parâmetros estimados para o fluido viscoso, deve-se seguir os seguintes passos:

1. Identifica-se ( $Q_{PME}^w$ ,  $H_{PME}^w$  e  $v_{cin}$ ) a uma determinada rotação constante.
2. Estima-se um valor para  $Q_{PME}^{visc}$ . Calcula-se o  $Re_{Stepanoff}$  com a equação (18).
3. Obtém-se  $C_H$  a partir do ábaco. Calcula-se  $C_Q$  com a equação (17).
4. Calcula-se  $Q_{visc}$  com a eq. (15) e compara com  $Q_{PME}^{visc}$  estimado.
5. Se a diferença entre a vazão estimada e a vazão calculada for menor que um erro de 5%, prossegue para o passo 6, se não, retorna ao passo 2 e repete-se o processo até convergir.
6. Calcula-se  $H_{PME}^{visc}$ . Através de  $H_{PME}^{visc} = C_H H_{PME}^w$ .

### Leis de afinidade, gradiente de pressão e head

Segundo a norma API 11S2 (2008), geralmente as BCS operam em uma velocidade específica constante (60hz). Contudo, as alterações rotacionais provocam mudanças na curva de performance da bomba. As análises dessas variações rotacionais são verificadas através das leis de afinidade que relacionam a rotação da bomba com a altura de elevação (Equação (19)):

$$H_{ajust} = H_{ref} \left( \frac{N_{desejado}}{N_{ref}} \right)^2 \quad (19)$$

Onde,  $H_{ajust}$  é o head ajustado pela lei,  $N_{desejado}$  é a velocidade de rotação que se deseja analisar e o  $N_{ref}$  é a velocidade de rotação de referência (geralmente 3500 rpm). De forma análoga a equação (19), existe uma expressão para ajustar a vazão em função da rotação ( $N$ ), porém, com uma relação linear ao invés de quadrática, descrita pela Equação (20):

$$Q_{ajust} = Q_{ref} \left( \frac{N_{desejado}}{N_{ref}} \right) \quad (20)$$

Para calcular o gradiente de pressão entre ponto de descarga da bomba e o topo do poço, é necessário considerar as perdas de cargas geradas ao longo do escoamento. Segundo Fox, Pritchard e McDonald (2010), um regime de escoamento monofásico de um fluido incompressível e newtoniano, sofre perdas de energia relacionadas com parâmetros hidrostáticos e friccionais. Essa relação pode ser expressa pela Equação (21):

$$\frac{\partial p}{\partial x} = -\rho g \sin \theta - \frac{0,5 C_f \rho v^2}{D} \quad (21)$$

Onde,  $\rho$  é a massa específica do fluido em  $\text{kg/m}^3$ ,  $\frac{\partial p}{\partial x}$  é o gradiente de pressão ao longo da tubulação em  $\text{Pa/m}$ ,  $C_f$  é o coeficiente de fricção (adimensional),  $v$  é a velocidade do fluido em  $\text{m/s}$ ,  $D$  é o diâmetro da tubulação em  $\text{m}$ . Determinado o gradiente de pressão na seção do escoamento, pode-se estimar a pressão de descarga na bomba utilizando como referência a pressão medida na cabeça do poço, através da Equação (22):

$$P_{des} = P_{cab} + \frac{\partial p}{\partial x} h \quad (22)$$

A pressão de sucção da bomba é estimada pela pressão medida no fundo do poço, seguindo a Equação (23):

$$P_{suc} = P_f - (\rho g h) \quad (23)$$

Onde,  $P_{suc}$  é a pressão na sucção da bomba em  $\text{Pa}$  ou  $\text{psi}$  e  $P_f$  é a pressão no fundo do poço em  $\text{Pa}$  ou  $\text{psi}$ . Ressalta-se que  $h$ , na equação (22), representa a distância entre a cabeça do poço e a

descarga da bomba, já na equação (23), representa a distância entre o fundo do poço e a sucção da bomba. Com isso, para o cálculo do *head* utiliza-se a Equação (24):

$$Head = \frac{P_{des} - P_{suc}}{\rho g} \quad (24)$$

Ressalta-se que as variáveis utilizadas para cálculo do *head* experimental estão no Sistema Internacional de unidades (SI), porém para comparar com o *head* teórico, deve-se converter para o sistema americano de unidades, onde as medidas de comprimento são avaliadas em ft, a pressão em psi, a vazão volumétrica em BPD e a viscosidade dinâmica em cP.

## Resultados e discussões

As propriedades dos fluidos foram medidas através de um viscosímetro digital SVM 3000, da Anton Paar, que forneceram massa específica avaliada em 845,8 kg/m³ e viscosidade do fluido em 12 cP, em função da temperatura de operação avaliada em 50°C. Avaliou-se, as distâncias entre o ponto de entrada da bomba e fundo do poço (7,83 m), o ponto entre a descarga da bomba e cabeça do poço (21 m) e o diâmetro interno da coluna de produção (0,0531 m), para com estes dados, estimar as pressões de descarga e sucção da bomba. Vale salientar que a vazão volumétrica foi analisada em diversos pontos de operação. Já a frequência nominal de rotação da bomba foi configurada através do inversor de frequência (VSD) e a frequência calculada foi registrada por meio de acelerômetros instalados na parte interna da tubulação, próximo a bomba.

Foi observado que o método de correção por análise de ábaco do HI-USA se restringe a uma faixa de vazão entre 342,8 – 3428 BPD (figura 1), já a faixa operacional da bomba fornecida pelo fabricante é entre 200 – 600 BPD (figura 3). O ponto de melhor eficiência da bomba operando com água é com uma vazão de 450 BPD para um *head* de 31,80 ft. Todavia, o ábaco não possui medições para identificar, de forma precisa, esse ponto específico. Portanto, as análises foram direcionadas para a aplicação dos métodos de Stepanoff e Turzo/ Takacs/ Zsuga. Salienta-se que foi realizado o cálculo do erro relativo percentual do *head* entre os valores experimentais e os valores estimados pelos métodos, e definido um critério de até 5% de erro para designar uma conformidade. Além disso, analisou-se o cálculo percentual do escorregamento de frequência entre os valores nominais e os valores calculados.

A Figura 3 mostra a comparação entre a curva do fabricante, para múltiplas frequências, com testes experimentais feitos com água (1 cP).

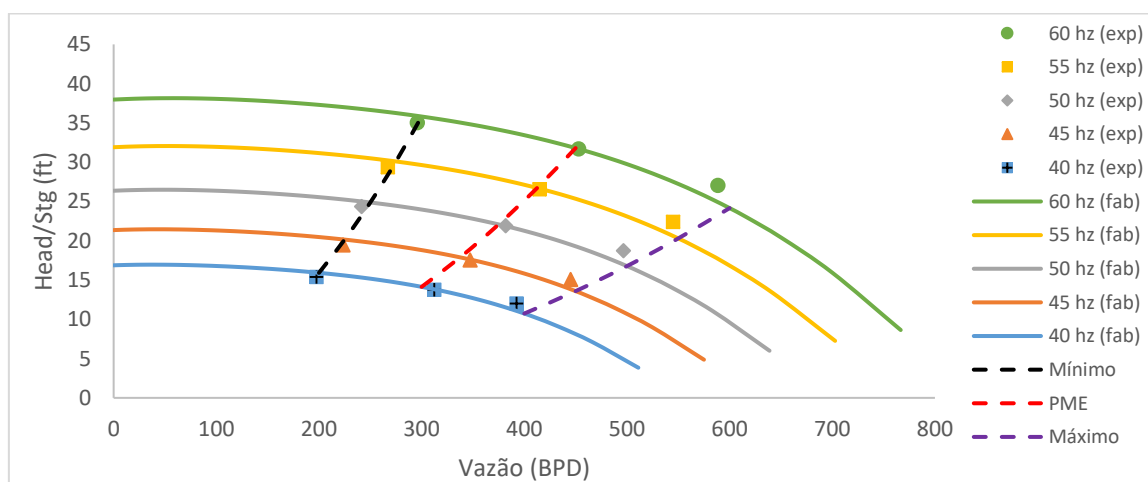


Figura 3. Curva vazão x *head* fornecida pelo fabricante versus testes experimentais

A partir da figura 3, pode-se observar que os ensaios para as frequências entre 40hz a 60hz, representados pelos pontos dispersos, estão próximas às suas respectivas curvas de referência, principalmente nos pontos mais próximos ao PME, onde foram observados erros relativos de 0,21%, 0,49%, 0,74%, 1,83%, 2,55%, para as frequências de 40Hz, 45Hz, 50Hz, 55Hz e 60Hz, respectivamente. Destaca-se que a região entre as linhas tracejadas no gráfico representa a faixa de operação recomendada pelo fabricante, sendo a linha tracejada central, o ponto de melhor eficiência (PME). Uma vez validada a utilização da curva do fabricante pode-se usar os pontos de vazão x *head* para aplicação dos métodos de correção para o fluido viscoso.

A figura 4 mostra a curva vazão x *head*, corrigida pelo método de Stepanoff contra testes experimentais realizados com um óleo de 12 cP.

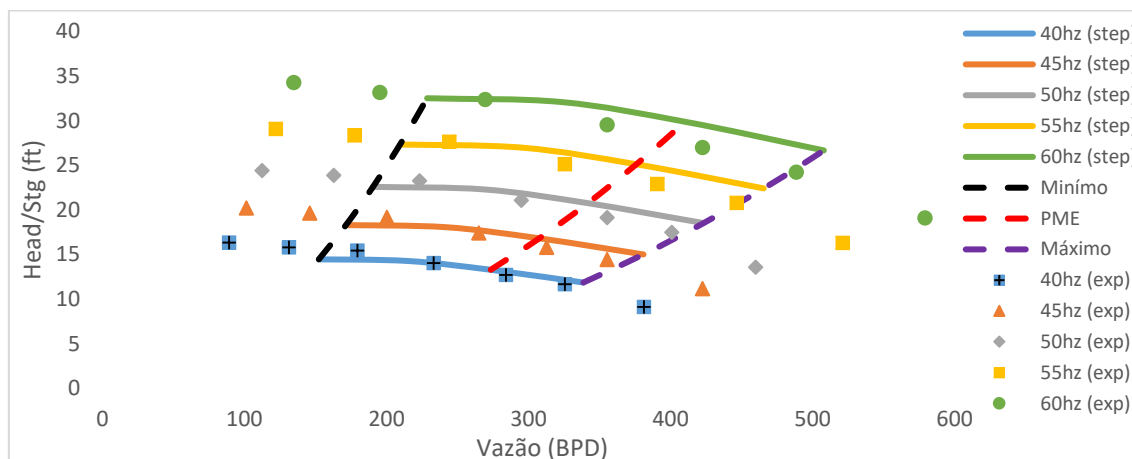


Figura 4. Curva corrigida pelo método de Stepanoff versus testes experimentais

Na figura 4, em relação aos pontos mais próximos ao PME, foram observados erros relativos de 1,8%, 4,5%, 5,3%, 6,3% e 7,6% para as frequências nominais de 40Hz, 45Hz, 50Hz, 55Hz e 60Hz, respectivamente. Ressalta-se que foi identificado a presença de escorregamento de frequência durante as operações (40Hz – 4,5%, 45Hz – 4,9%, 50Hz – 5,5%, 55Hz – 5,9%, 60Hz – 6,4%) ocasionado pelo fluido viscoso. Vale frisar que na figura 4, os pontos dispersos fora dos limites internos tracejados não são representados pelo método.

A Figura 5 mostra a curva vazão x *head* corrigida pelo método de Turzo/ Takacs/ Zsuga contra testes experimentais para o fluido de 12 cP (óleo).

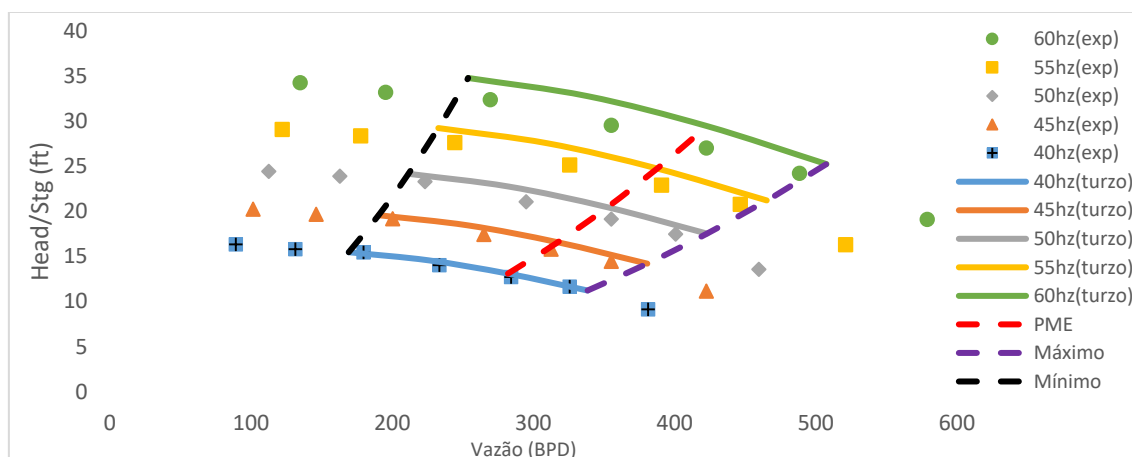


Figura 5. Curva corrigida pelo método de Turzo/ Takacs/ Zsuga versus testes experimentais



Na figura 5, em relação aos pontos mais próximos do PME, foram observados erros relativos de 0,5%, 3,8%, 4,1%, 5,3% e 6,8% para as frequências nominais de 40Hz, 45Hz, 50Hz, 55Hz e 60Hz, respectivamente. O escorregamento de frequência é independente do método aplicado, portanto os valores citados na correção de Stepanoff são válidas para o método de Turzo/ Takacs/ Zsuga. Vale salientar que na figura 5, os pontos dispersos fora dos limites internos tracejados não são representados pelo método de Turzo/ Takacs/ Zsuga.

### Conclusões

O presente artigo apresentou procedimentos para validação da curva de desempenho de uma bomba centrífuga submersa, operando com fluido viscoso, através de estudo comparativo. Avaliou-se que no ponto de melhor eficiência, o erro relativo percentual do *head* entre os valores teóricos e os valores experimentais, foram menores pelo método Turzo/ Takacs/ Zsuga, apresentando maior representatividade dos ensaios realizados. Todavia, foi observado que na operação efetuada em 60hz, nenhum dos métodos aplicados mostraram conformidade com um critério de até 5% de erro relativo, devido um excessivo escorregamento de frequência (6,4%) verificado nesta condição. Assim sendo, pode-se inferir a partir da análise dos resultados que o bombeamento com fluidos viscosos acarreta no escorregamento de frequência, que por sua vez, afeta diretamente o erro relativo percentual. Posto isso, o estudo mostra que há limitação na aplicação dos métodos de correção, se considerado, um critério de aceitabilidade de até 5% de divergência entre as análises teóricas e práticas.

### Agradecimentos

Os autores agradecem ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química da Universidade Federal da Bahia e a CAPES, pelo apoio à participação no 9º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás.

### Referências Bibliográficas

- FOX, R.W.; PRITCHARD, P. J.; MC DONALD, A.T. Introdução à Mecânica dos Fluidos. 7ª edição. Rio de Janeiro: LTC, 2010.
- Hydraulic Institute Standards. Determination of Pump Performance When Handling Viscous Liquid. 10th Edition (1955).
- Recommended Practice for Electric Submersible Pump Testing., API RP 11S2., American Petroleum Institute, 2008.
- STEPANOFF, A. J, Centrifugal and Axial Flow Pumps - Theory, Design and Application., 2<sup>nd</sup> edition. John Wiley & Sons, New York, 1957.
- THOMAS, J. E. (Org.). Fundamentos de Engenharia de Petróleo, 2. Ed, Rio de Janeiro: Interciência, 2004.
- TURZO, Z.; TAKACS, G.; ZSUGA, J. A Computerized Model for Viscosity Correction of Centrifugal Pump Performance Curves, 47th Southwestern Petroleum Short Course, Texas, 2000.