

DETERMINAÇÃO DA PRESSÃO DE INJEÇÃO DE GÁS PARA ELEVAÇÃO DE PETRÓLEO POR *GAS-LIFT* CONTÍNUO

DETERMINATION OF THE GAS INJECTION PRESSURE FOR LIFTING OIL USING CONTINUOUS GAS-LIFT METHOD

GEORGE SIMONELLI

Engenheiro Químico com Ênfase em Produção e Exploração de Petróleo. Especialização em Gestão e Educação Ambiental. Mestre em Engenharia Metalúrgica e de Materiais. Professor da Escola Politécnica da Universidade Federal da Bahia (UFBA).

E-mail: gsimonelli@ufba.br

LUIZ CARLOS LOBATO DOS SANTOS

Mestre e Doutor em Engenharia Química (2002). Professor e Coordenador na Universidade Federal da Bahia.

E-mail: lclsantos@ufba.br

Envio em: Agosto de 2015

Aceite em: Maio de 2016

RESUMO

Os métodos de elevação artificial de petróleo são utilizados quando a energia do fluido contido no reservatório não é suficiente para que sejam vencidas as perdas de carga durante o escoamento até a superfície, ou quando se deseja aumentar a vazão de produção. Entre os diferentes métodos de elevação utilizados no Brasil, o responsável pela maior produção acumulada de óleo em campos *offshore* é o *gas-lift* contínuo. Nesse método, gás natural é injetado continuamente em uma determinada profundidade da coluna de produção. Entre alguns fatores, a injeção de gás depende especialmente da pressão disponível na saída da estação de compressão. A estação de compressão deve ser projetada para fornecer uma vazão de gás suficiente e a alta pressão. Neste trabalho foi mostrado o procedimento de cálculo da pressão de saída de uma estação de compressão de gás. Nos cálculos, foram utilizadas equações contidas na literatura para determinação das pressões necessárias na profundidade da válvula operadora, na linha de distribuição e na superfície, considerando-se a presença de *choke*. O cálculo da pressão de saída é fundamental na definição da potência requerida pela estação de compressão. A pesquisa resultou na elaboração de uma planilha eletrônica que, utilizando de forma sistemática as equações contidas na literatura, propicia realizar de forma rápida a determinação da pressão de injeção de gás para elevação de petróleo por *gas-lift* contínuo.

Palavras-chave: *choke*, *gas-lift* contínuo, produção de óleo.

ABSTRACT

Artificial lift methods are used when the energy of the fluid contained in the reservoir is not enough to overcome pressure loss during flow up to the surface, or when it is desired to increase the flow production. Among the different lifting methods used in Brazil, the continuous gas-lift is responsible for the highest cumulative oil production in offshore fields. In this method, gas is continuously injected at a certain depth of the production column. The gas injection depends especially on the pressure available at the outlet of the compressor station. The compressor station should be designed to provide sufficient gas flow at high pressure. In this work, it was shown the procedure for calculating the outlet pressure of a gas compression station. For the calculations, some equations based on the literature were used to determining the necessary pressure in the depth of the operating valve, on the distribution line and also on the surface, assuming the existence of choke. The calculation of the output pressure is critical for setting the required power by the compressor station. This work resulted in the preparation of a spreadsheet that, systematically using the equations contained in the literature, quickly provides the determination of the gas injection pressure for lifting oil by continuous gas-lift.

Keywords: *Choke. Continuous gas-lift. Oil production.*

1 - INTRODUÇÃO

A elevação artificial de petróleo é empregada quando as condições impostas pelo reservatório e pelos equipamentos de produção não são adequadas para que ocorra elevação natural (surgência), ou quando por razões econômicas deseja-se aumentar a vazão de produção. Há diferentes métodos de elevação artificial, entre eles: *gas-lift*, bombeio mecânico, bombeio centrífugo submerso e bombeio por cavidades progressivas (THOMAS, 2004).

O *gas-lift* é um método de elevação artificial que pode ser utilizado em produção onshore ou *offshore* de petróleo, em poços desviados ou não, com ou sem produção de areia. O mesmo consiste na injeção de gás na coluna de produção do poço, e pode ser denominado *gas-lift* contínuo (GLC) ou *gas-lift* intermitente (GLI) (ECONOMIDES; HILL; EHLIG-ECONOMIDES, 1994).

O GLI é utilizado quando se tem baixa pressão no reservatório. A pressão é considerada baixa quando suporta menos que 40% de coluna de fluido, em relação à profundidade total da coluna de produção. No GLI um volume significativo de gás é injetado de modo intermitente na coluna de produção, visando produzir o óleo através de golfadas (GUO; LYONS; GHALAMBOR, 2007).

No GLC o efeito produzido pela injeção contínua de pequeno volume de gás na coluna de produção é a redução da densidade média do óleo, o que facilita a elevação em razão da diminuição da carga hidrostática de fluido (THOMAS, 2004). Se não houver potencial para surgência recomenda-se que essa técnica seja empregada somente caso a coluna hidrostática de óleo ocupe mais de 40% da profundidade total da coluna de produção. O GLC pode ser utilizado quando o índice de produtividade (IP) é maior que 0,5 (stb/d)/psi e a pressão no fundo do poço é alta (GUO; LYONS; GHALAMBOR, 2007).

Segundo Thomas (2004), na elevação por GLC são normalmente encontrados os seguintes equipamentos:

- válvula operadora,
- válvulas de descarga,
- *choke* de produção, e
- compressores.

As válvulas de descarga e a válvula operadora são equipamentos de subsuperfície. As mesmas ficam alojadas em mandris na coluna de produção. O *choke* de produção e os compressores ficam localizados na superfície. O primeiro serve para o controle da quantidade de gás injetado no espaço anular existente entre a coluna de produção e coluna de revestimento, e o segundo para elevar suficientemente a pressão do gás (ECONOMIDES; HILL; EHLIG-ECONOMIDES, 1994).

A estação de compressão deve fornecer o gás em pressão e vazão adequadas para injeção. Em relação à pressão de saída de gás, a mesma deve ser definida levando-

-se em consideração um fator de segurança e a pressão necessária na linha de distribuição de gás (RASHID; DEMIREL; COUET, 2011).

Dado o elevado custo de uma estação de compressão de gás, a viabilidade de exploração de um campo de óleo por *gas-lift* dependerá do número de poços, da pressão exigida na injeção, do valor comercial do óleo e da quantidade a ser produzida (KANU; MACH; BROWN, 1981).

Tendo em vista que tanto do ponto de vista técnico, como do ponto de vista econômico, a pressão de injeção de gás é uma variável importante, objetiva-se neste trabalho destacar o procedimento que segundo a literatura deve ser empregado para determinação da mesma.

A pesquisa resultou na elaboração de uma planilha eletrônica que a partir das equações contidas na literatura, propicia realizar de forma rápida a determinação da pressão de injeção de gás para elevação de petróleo por *gas-lift* contínuo.

A simulação computacional tem sido utilizada em várias pesquisas na área de petróleo. Como exemplos podem ser citados os trabalhos de Camponogara, Nakashima (2006); Michael, Bunch e Varma (2013); Kohshour, Ahmadi e Hanks (2014); Wang e Gong (2015); Hakimi e Abdullah (2015).

2 MATERIAIS E MÉTODOS

2.1 MÉTODO DE CÁLCULO DA PRESSÃO DE SAÍDA DA ESTAÇÃO DE COMPRESSÃO DE GÁS

De acordo com Guo, Lyons e Ghalambor (2007) a pressão de saída de gás de uma estação de compressão pode ser calculada através da Equação (1):

$$P_{out} = S_f p_L \quad (1)$$

Onde:

P_{out} : pressão de saída do gás da estação de compressão, em psia,

S_f : fator de segurança,

p_L : pressão na linha de distribuição de gás, em psia.

Uma vez que S_f é definido no projeto, deve-se calcular p_L para que a pressão necessária na saída da estação de compressão seja calculada.

De acordo com Weymouth (1912) a pressão na linha de distribuição para fluxo horizontal pode ser encontrada empregando-se a Equação (2):

$$p_L = \sqrt{p_{up}^2 + \left(\frac{q_{GM} P_b}{0,433 T_b} \right)^2 \left(\frac{y g T z_L L_g}{D^{16/3}} \right)} \quad (2)$$

Onde:

Q_{gM} : vazão de gás por manifold, em Mscf/d,
 P_{up} : pressão upstream do choke, em psia,
 \bar{z}_L : fator de compressibilidade médio do gás na linha de distribuição,
 T_s : temperatura na superfície, em °R,
 γ_g : gravidade específica do gás,
 D : diâmetro da linha de distribuição de gás, em in,
 T_b : temperatura na superfície, em °R,
 p_b : pressão na superfície, em psia,
 L_g : comprimento da linha de distribuição de gás, em milhas.

O z_L pode ser calculado através do método de Hall-Yarborough (1973) ou Beggs & Brill (1974). Neste trabalho utilizou-se o método de Hall-Yarborough (1973).

De acordo com Guo, Lyons e Ghalambor (2007) o método de Hall e Yarborough é considerado o mais preciso encontrado na literatura para determinação do fator de compressibilidade do gás natural.

O método de Hall e Yarborough (1973) proporciona que o fator de compressibilidade do gás natural seja calculado através das Equações (3) a (13):

$$T_{pc} = 326 + 315,7(\gamma_g - 0,5) - 240y_{N_2} - 83,3y_{CO_2} + 133,3y_{H_2S} \quad (3)$$

$$p_{pc} = 678 - 50(\gamma_g - 0,5) - 206,7y_{N_2} + 440y_{CO_2} + 606,7y_{H_2S} \quad (4)$$

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} \quad (5)$$

$$t_r = \frac{1}{T_{pr}} \quad (6)$$

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} \quad (7)$$

$$A = 0,06125t_r e^{-1,2(1-t_r)^2} \quad (8)$$

$$B = t_r(14,76 - 9,76t_r + 4,58t_r^2) \quad (9)$$

$$C = t_r(90,7 - 242,2t_r + 42,4t_r^2) \quad (10)$$

$$D = 2,18 + 2,82t_r \quad (11)$$

Y = valor a ser assumido (chute)

$$f(y) = \frac{Y + Y^2 + Y^3 - Y^4}{(1-y)^3} - Ap_{pr} - BY^2 + CY^D = 0 \quad (12)$$

$$Z = \frac{AP_{pr}}{Y} \quad (13)$$

Onde:

y_z : fração molar de N₂,
 y_{CO_2} : fração molar de CO₂,
 y_{H_2S} : fração molar de H₂S,
 T : temperatura do gás, °R,

p : pressão do gás, psia,
 T_{pr} : temperatura pseudo-reduzida,
 p_{pr} : pressão pseudo-reduzida,
 T_{pc} : temperatura pseudo-crítica, °R,
 P_{pc} : pressão pseudo-crítica, psia,
 t_r : inverso da temperatura pseudo-reduzida,
 A, B, C, D e Y : constantes,
 Z : fator de compressibilidade.

Quando se assume fluxo crítico no choke, a pressão upstream pode ser calculada através da Equação (14). O fluxo crítico ocorre quando a velocidade do gás através do orifício do choke é igual a velocidade do som no gás. Essa hipótese é normalmente considerada nos projetos (GUO; LYONS; GHALAMBOR, 2007).

$$p_{up} = 1,82p_{dn} \quad (14)$$

Onde:

p_{dn} : pressão downstream do choke, em psia.

Desprezando as perdas de pressão entre o choke de injeção e o topo da coluna de revestimentos, a pressão downstream do choke pode ser considerada igual a pressão na superfície da coluna de revestimento. Logo:

$$p_{dn} = p_{c,s} \quad (15)$$

A pressão no revestimento próximo à superfície do poço ($p_{c,s}$, em psia) pode ser determinada através da Equação (16):

$$P_{c,v} = P_{c,s} e^{0,01875 \frac{\gamma_g D_v}{z_A T}} \quad (16)$$

Onde:

$p_{c,v}$: pressão no revestimento na profundidade da válvula operadora, em psia,
 D_v : profundidade da válvula operadora, em ft,
 z_A : fator de compressibilidade médio do gás contido no espaço anular,
 T : Média entre as temperaturas na superfície e na profundidade da válvula operadora, em °R.

Para encontrar z_A utilizou-se o método de Hall-Yarborough (1973).

A pressão no revestimento na profundidade da válvula operadora ($p_{c,v}$, em psia) pode ser calculada como (Equação (17)):

$$p_{c,v} = p_{t,v} + \Delta p_v \quad (17)$$

Onde:

$p_{t,v}$: pressão na coluna de produção na profundidade da válvula operadora, em psia,

Δp_v = diferença de pressão no orifício da válvula operadora, em psia.

Segundo Guo, Lyons e Ghalambor (2007) o valor de Δp_v é geralmente utilizado nos projetos como 100 psi.

Tendo em vista a determinação das variáveis envolvidas nas equações (1) a (17), a pressão de saída de uma estação de compressão pode ser definida. As equações fornecidas foram utilizadas na elaboração de uma planilha eletrônica em Excel 2010 que propiciou realizar de forma prática e rápida o cálculo da pressão de saída desejada.

2.2 APLICAÇÃO DO MÉTODO

Com o objetivo de demonstrar o uso da planilha que foi elaborada, selecionou-se do livro de Guo, Lyons e Ghalambor (2007) um caso que relata um campo de óleo com 16 poços produzindo por GLC. O gás injetado não possui quantidades significativas de N_2 , CO_2 e H_2S . A vazão de gás requerida por poço é de 2 MMscf/d. O gás natural é encaminhado para dois manifolds com diâmetro interno de 6 in após passar pela estação de compressão. As linhas de distribuições possuem comprimento de 1 milha, com diâmetro interno de 4 in. As temperaturas na superfície (T_s) e na profundidade da válvula operadora (T_v) são 70 e 120°F, respectivamente. Sabe-se que:

S_f : 1,1
 T_b : 60°F
 p_b : 14,7 psia
 γ_g : 0,65
 D_v : 5000 ft
 $p_{t,v}$: 500 psia
 q_{gM} : 16000 Mscf/d

Como a vazão de gás requerida por poço é de 2 MMscf/d, em razão da existência de 16 poços, a vazão total de gás requerida é igual a 32 MMscf/d. Dividindo-se a vazão total para os dois manifolds, encontrou-se a vazão de gás por manifold (q_{gM}) de 16 MMscf/d, ou 16000 Mscf/d.

3 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Implementando-se nas células de uma planilha eletrônica as Equações (1) a (17) foi possível elaborar um simulador que torna prático e rápido o cálculo da pressão de uma estação de compressão.

Na elaboração da planilha prezou-se pela clareza das etapas de cálculos necessárias. As variáveis vão sendo solicitadas conforme a necessidade, objetivando-se zerar o grau de liberdade do problema.

A Figura 1 apresenta a planilha confeccionada após ser preenchida com os dados do caso escolhido para estudo.

Figura 1 – Propriedades reológicas dos fluidos à temperatura de 77 °F.

| DETERMINAÇÃO DA PRESSÃO DE INJEÇÃO DE GÁS PARA ELEVÇÃO DE PETRÓLEO POR GÁS LIFT CONTÍNUO | | |
|---|---------------------------------------|-----------------------|
| Esta planilha objetiva o cálculo da pressão de injeção de gás para elevação artificial de petróleo por gás lift contínuo. Observações: - Para facilitar o entendimento, os cálculos são realizados em etapas. Forneça os dados solicitados por uma determinada etapa (células em amarelo) somente após os cálculos da etapa anterior serem realizados. - Forneça os valores nas unidades pedidas. | | |
| 1ª Etapa: Cálculo da pressão no revestimento na profundidade da válvula operadora (p _v) | | |
| Valor | | |
| Δp_v | 100 | psia |
| $p_{v,v}$ | 600 | psia |
| 2ª Etapa: Cálculo da pressão no revestimento na superfície (p _s) | | |
| Determinação do Z (Método de Hall-Yarborough) | | |
| Valor | Chute p _s próximo de: 533 | Chutar Y até F(Y) = 0 |
| D_v | 5000 | ft |
| γ_g | 0,65 | |
| T_s | 70 | °F |
| T_v | 120 | °F |
| $p_{v,s}$ | 533 | psia |
| Chutar p _s até X = 0 X= 0,1 | | |
| ATENÇÃO: Antes de chutar diferentes valores de p _s (até que a célula X = 0), encontre um valor de Y (chutar Y até F(Y) = 0) | | |
| 3ª Etapa: Pressão upstream do choke (p _{up}) | | |
| Valor | | |
| p _{up} | 970 | psia |
| 4ª Etapa: Pressão na linha de distribuição de gás (p _l) | | |
| Determinação do Z (Método de Hall-Yarborough) | | |
| Valor | Chute p _l próximo de: 1066 | Chutar Y até F(Y) = 0 |
| q _{gM} | 16000 | Mscf/d |
| p _b | 14,7 | psia |
| T _b | 60 | °F |
| L _g | 1 | mi |
| D | 4 | in |
| p _l | 1066 | psia |
| Chutar p _l até W = 0 W= -0,1 | | |
| ATENÇÃO: Antes de chutar valores para p _l (até que a célula W = 0), encontre um valor de Y (chutar Y até que F(Y) = 0) | | |
| 5ª Etapa: Pressão de saída do gás da estação de compressão (p _{out}) | | |
| Valor | | |
| S _f | 1,1 | |
| P _{out} | 1172 | psia |
| RESPOSTA | | |

Fonte - Autor

Conforme a Figura 1, na primeira etapa de cálculo a pressão no revestimento na profundidade da válvula operadora foi de 600 psia. O mesmo valor foi obtido por Guo, Lyons e Ghalambor (2007).

Na segunda etapa de cálculo, após serem fornecidos os valores de D_v , γ_g , T_s e T_v , calculou-se o fator de compressibilidade referente ao gás do espaço anular utilizando-se Y de 0,03. Esse valor de Y resultou em $F(Y)$ próximo de zero, conforme requer a metodologia de Hall-Yarborough (1973). O valor do fator de compressibilidade obtido foi de 0,93. Ainda nessa etapa, chutando-se a pressão do revestimento na superfície em 533 psia obteve-se X próximo de zero. O valor de 532 psia foi obtido por Guo, Lyons e Ghalambor (2007) utilizando fator de compressibilidade igual a 0,92.

A pressão *upstream* do *ckoke* encontrada na terceira etapa de cálculo foi de 970 psia. O valor de 969 psia foi encontrado por Guo, Lyons e Ghalambor (2007).

Na quarta etapa de cálculo, após entrada dos dados de q_{gm} , D , L_g , T_b e P_b encontrou-se o valor do fator de compressibilidade da linha de distribuição de gás (0,84). Utilizou-se Y de 0,07. Esse valor de Y resultou em $F(Y)$ próximo de zero, conforme requer a metodologia de Hall-Yarborough (1973). Nesta mesma etapa, ao usar p_L de 1066 psia obteve-se W igual a -0,1; valor próximo de zero conforme necessário. Guo, Lyons e Ghalambor (2007) encontraram o valor de 1063 psia, utilizando fator de compressibilidade igual a 0,83.

Por fim, na quinta etapa, com o valor de p_L determinado encontrou-se a pressão de saída requerida na estação de compressão.

Conforme simulação, a pressão de saída requerida para a estação de compressão é de 1172 psia, levando-se em consideração um fator de segurança de 1,1. Ou seja, adotando-se uma pressão de saída 10% superior à prevista para a linha de distribuição de gás, em virtude das perdas de carga que ocorrem durante o escoamento. O resultado encontrado está bem próximo de 1170 psia previsto por Guo, Lyons e Ghalambor (2007).

Os resultados calculados neste trabalho e no de Guo, Lyons e Ghalambor (2007) apresentaram a mesma ordem de grandeza.

A solução computacional de problemas de engenharia é importante por poupar tempo, uma vez que fornece os resultados com rapidez, e evita a realização exaustiva de cálculos manualmente. Assim sendo, a simulação em computadores tem se destacado na engenharia, inclusive na produção de petróleo. Para o caso estudado, a implementação computacional das equações possuiu as seguintes vantagens:

- realização rápida dos cálculos que necessitaram de tentativas,
- o fator de compressibilidade (z) que geralmente é obtido através da análise de diagramas foi determinado matematicamente através do método de Hall-Yarborough (1973) dispensando o uso de ábacos, e
- uso de um programa acessível (Excel) em cálculo específico de engenharia de produção de petróleo.

A planilha elaborada é distribuída gratuitamente. O *download* pode ser realizado em:

https://docs.google.com/spreadsheets/d/12086wQ2PosHVsjbNZsduJ8xuZiTm_alV4KRIRWAIZc/edit?usp=sharing

4 CONCLUSÃO

A elevação artificial é utilizada em muitos campos de produção de óleo visando aumentar a produtividade, e conseqüentemente a viabilidade de exploração. O GLC é um dos métodos de elevação que pode ser utilizado para esses fins.

No caso do GLC, gás a alta pressão deve ser disponibilizado para o poço visando-se aumentar a razão gás-líquido, diminuir a densidade do óleo e a pressão de fluxo no fundo do poço, aumentando assim a vazão disponibilizada pelo reservatório.

No projeto de um sistema de injeção de gás para produção por GLC, ocupa lugar de destaque a determinação da pressão de saída da estação de compressão. Para esse fim, a planilha eletrônica elaborada utilizando-se equações contidas na literatura mostrou-se uma ferramenta útil. Através da mesma a pressão de 1172 psia foi prevista para uma estação de compressão levando-se em consideração um fator de segurança de 10%.

REFERÊNCIAS

BEGGS, H. D.; BRILL, J. P. **Two-phase flow in pipes**. INTERCOMP Course. The Hague, 1974.

CAMPONOGARA, E.; NAKASHIMA, P. Optimizing gas lift optimization problem using dynamic programming. **Eur. J. Oper. Res.** 174, p. 1220-1246, 2006,

ECONOMIDES, M. J.; HILL, A. D.; EHLIG-ECONOMIDES, C. **Petroleum production systems**. New Jersey: Prentice Hall, 1994.

GUO, B.; LYONS, W. C.; GHALAMBOR, A. **Petroleum Production Engineering: a computer-assisted approach**. Oxford: Elsevier, 2007.

HAKIMI, M. H.; ABDULLAH, W. H. Modelling petroleum generation of Late Cretaceous Dabut Formation in the Jiza-Qamar Basin, Eastern Yemen. **Marine and Petroleum Geology**, v. 61, p. 1-13, Mar. 2015.

HALL, K. R.; YARBOROUGH, L. A new equation of state for Z-factor calculations. **Oil Gas J.** 18, 82 June. 1973.

KANU, E. P.; MACH, J.; BROWN, K. E. Economic approach to oil production and gas allocation in continuous gas lift. **Journal of Petroleum Technology**, p. 1887-1892, 1981.

KOHSOUR, I. O.; AHMADI, M.; HANKS, C. Integrated geologic modeling and reservoir simulation of Umiat: A frozen shallow oil accumulation in national petroleum reserve of Alaska. **Journal of Unconventional Oil and Gas Resources**, V.6, p. 4-27, June 2014.

MICHAEL, K.; BUNCH, M.; VARMA, S. Simulation of the cumulative impacts of CO₂ geological storage and petroleum production on aquifer pressures in the offshore Gippsland Basin. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, v.19, p. 310-321, Nov. 2013.

RASHID, K.; DEMIREL, S.; COUET, B. Gas-lift optimization with choke control using a mixed-integer nonlinear formulation. **Ind. Eng. Chem. Res.**, v. 50, p. 2971-2980, 2011.

THOMAS, J. E. (Org.). **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2004.

WANG, H.; GONG, B. Hierarchical stochastic modeling and optimization for petroleum field development under geological uncertainty. **Computers & Industrial Engineering**, Volume 80, Feb. 2015, p. 23-32.

WEYMOUTH, T. R. Problems in Natural Gas Engineering. **Trans. ASME** 1912; 34:185.

