

ESTUDO DO ESCOAMENTO MULTIFÁSICO NA ELEVAÇÃO ARTIFICIAL – GÁS LIFT CONTÍNUO - GLC

ISADORA MASCARENHAS DE ALMEIDA¹; CAROLINA DUTRA DORNELLES
DUARTE²; DANDARA SARTORI³; FERNANDO HENRIQUE GUIMARÃES
REZENDE; LUCAS RAFAEL SILVA DA SILVEIRA⁵; VALMIR FRANCISCO
RISSO⁶

¹Universidade Federal de Pelotas – isamascarenhas@live.com

²Universidade Federal de Pelotas – carolina3ddd@hotmail.com

³Universidade Federal de Pelotas – dandarasartori@yahoo.com.br

⁴Universidade Federal de Pelotas – fernando_rgh@hotmail.com

⁵Universidade Federal de Pelotas – lucasrss@icloud.com

⁶Universidade Federal de Pelotas – vfrisso@gmail.com

1. INTRODUÇÃO

O escoamento multifásico é muito encontrado nas tubulações da indústria de petróleo, seja no percurso dos fluidos, na sua produção ou no transporte. Por meio da análise nodal, o objetivo deste trabalho é analisar o impacto econômico da elevação artificial em um projeto. A elevação artificial visa utilizar equipamentos para aumentar a vazão e a pressão em poços de óleo e gás e o método é escolhido de acordo com uma análise do projeto e de alguns fatores como custos de instalação, manutenção e condições do campo. Neste trabalho, o método de elevação utilizado foi o Gás Lift Contínuo, aplicado para recuperar a surgência do poço e analisar a sua viabilidade econômica.

2. METODOLOGIA

O fluxograma da metodologia é apresentado na Figura 1.

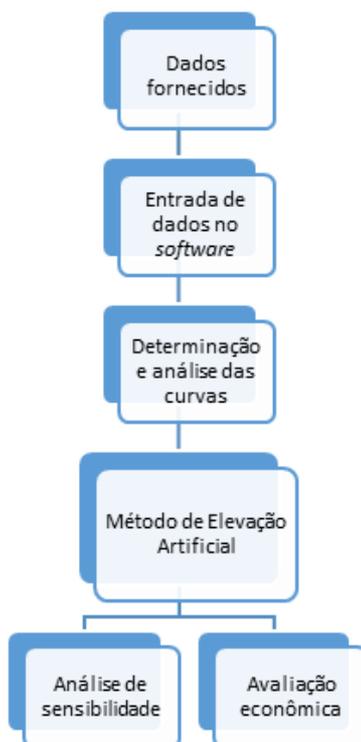


Figura 1: Fluxograma

A princípio, um banco de dados foi disponibilizado e estes foram inseridos no *software* para dar início ao dimensionamento do sistema de produção. As configurações iniciais foram utilizadas para realizar a análise. O tipo de poço escolhido foi vertical, sem elevação artificial e lâmina d'água de 226 m. A perfuração foi realizada em duas fases e, por isso, teve dois revestimentos: um *casing* com diâmetro externo de 298 mm e interno de 281 mm e outro com 273 mm e 248 mm; as profundidades das sapatas 1 e 2 foram 1839 m e 2138 m; um *tubing* com diâmetro externo de 244 mm e interno de 230 mm e sua profundidade de 1939 m.

Em seguida foram plotadas as curvas de IPR pelo método de Vogel, a produção do projeto foi analisada para determinar a pressão em que o reservatório perderia a surgência para que fosse iniciada a aplicação do método de Gás Lift Contínuo. O método consiste em selecionar a opção no *software* e analisar a implicação da adição das válvulas na vazão final. Novas válvulas podem ser adicionadas enquanto a vazão aumenta; quando do seu declínio, implica-se que a quantidade pode ter excedido o necessário.

Posteriormente, foi realizada a análise de sensibilidade para que alguns parâmetros que tiveram maior impacto no resultado fossem encontrados e, assim, novas vazões fossem descobertas. A partir daí a receita futura do projeto foi calculada utilizando o tempo previsto de duração e a vazão correspondente, encontrada pela pressão prevista. Descoberto esse valor, a produção do método foi determinada e esse valor foi multiplicado pelo preço do barril, encontrando assim a receita do projeto.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

As curvas de IPR Futuras foram estimadas para as diversas pressões de reservatório. O sistema apresentou os resultados a seguir para as diferentes condições da IPR quando a pressão de operação e o índice de produtividade eram alterados. A pressão de operação na entrada do *tubing* é um valor que se aproxima da BHP. Se o índice de produtividade em função de sua pressão for próximo a esse valor, o poço não apresentará mais surgência, então não conseguirá mais produzir naturalmente. O primeiro resultado foi o gráfico de IPR, mostrado na figura 2, e este representa todas as curvas de IPR desde a pressão inicial do reservatório, que é 327 kgf/cm² até 1 kgf/cm², que mostra como a produção é afetada com a queda da pressão.

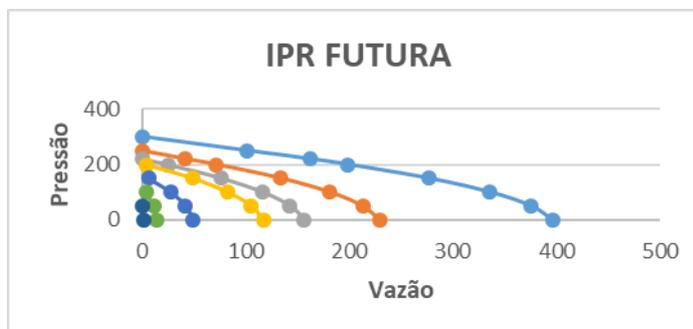


Figura 2: Curva IPR

Nos resultados obtidos, estão a pressão de operação (129,88 kg/cm²), sendo esta a pressão em que as curvas de IPR e TPR se separam (e não ocorrerá mais surgência natural dos fluidos), e as vazões de óleo (290,45 m³/dia) e de gás (16910,58 m³/dia), como pode ser visto na figura 3.

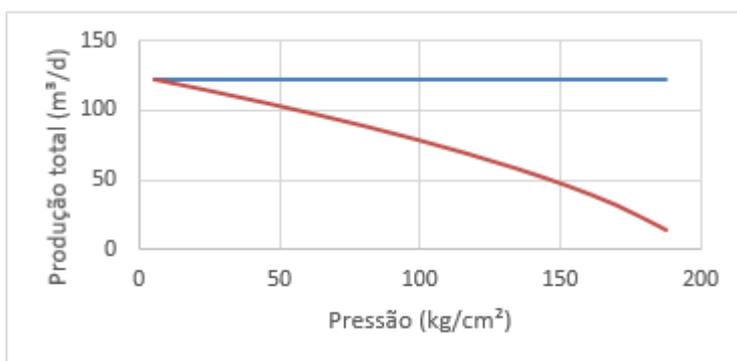


Figura 3: Curvas de IPR (azul) e TPR (vermelha) para a pressão inicial do reservatório

Em seguida, o método de Gás Lift Contínuo é selecionado no software e quatro válvulas são adicionadas: suas profundidades são 200, 500, 1000 e 1850 metros e as temperaturas 22 °C, 36,2 °C, 60,7 °C e 113,7 °C, respectivamente. Observando as vazões de acordo com a aplicação das válvulas, obtemos os resultados apresentados na tabela 1:

Tabela 1: Vazões das válvulas

Válvula	OIL RATE (m ³ /d)
1	153,17
2	164,61
3	171,57
4	132,89

Uma nova análise de sensibilidade é realizada para determinar os parâmetros mais críticos para o método. Foram analisados a pressão e o índice de produtividade do reservatório, o diâmetro do casing, o *water cut* e a profundidade das válvulas. Esta nova análise de sensibilidade demonstrou que, para o método de Gás-Lift, os parâmetros mais críticos foram o *water cut* e, novamente, o seu índice de produtividade, como pode ser visto no gráfico tornado apresentado na Figura 4:

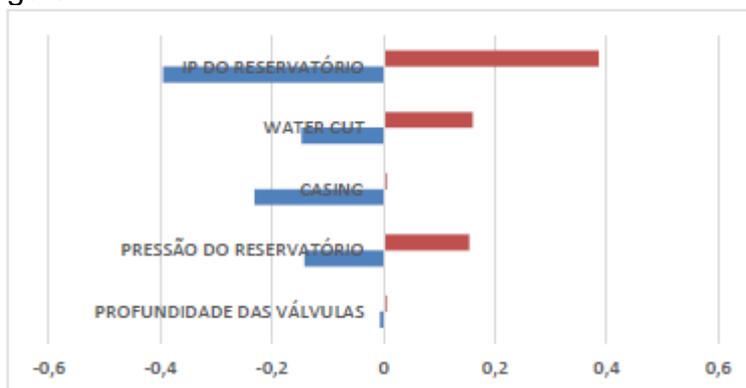


Figura 4: Análise de sensibilidade

Em seguida, foi feito o cálculo da receita. O tempo de abandono do poço escolhido foi de 36 meses. As vazões de óleo recuperadas são analisadas até o abandono do poço, onde a surgência é zero ou o volume recuperado não é suficiente para cobrir os custos de produção. Primeiro, o objetivo é determinar a

pressão prevista em cada tempo escolhido, utilizando para isso a taxa de declínio fornecida (0,25). Os cálculos resultaram no gráfico de Vazão x Tempo da figura 5.

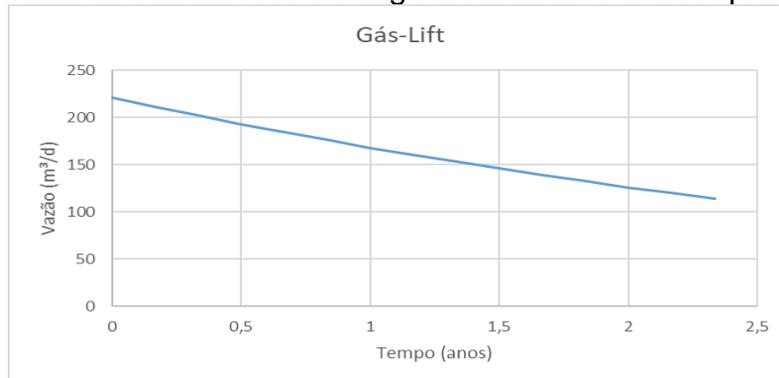


Figura 5: Gráfico de Vazão x Tempo

Dado o tempo de abandono do poço, o cálculo da receita foi realizado utilizando as vazões previstas. O preço do barril de óleo foi estipulado em US\$ 60, então a vazão total do tempo de projeto foi somada, multiplicada pelos dias do ano (365) e pelo preço do barril, dando a receita de US\$ 64 milhões.

4. CONCLUSÕES

Os resultados da aplicação do Gás Lift Contínuo no projeto foram expressivos com relação à produção, mostrando que um projeto não precisa ser abandonado quando ocorre a perda de surgência natural. Aplicando o método em seguida à análise necessária para adequação às condições em questão, os métodos de elevação artificial se mostram muito eficientes para a recuperação de parte da vazão original.

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

GÓIS JUNIOR, J. M. Avaliação do desempenho de um Sistema de gás-lift contínuo. **Trabalho de conclusão de curso. Natal – RN. 2014.**

THOMAS, J. E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo.** Rio de Janeiro: Interciência, 2004. 2v.

SCOTT, P. A, BOWRING, M, COLEMAN, B. Electrical Submersible Pumps in Subsea Completions. In: **OFFSHORE EUROPE.** Aberdeen, 1991. Society of Petroleum Engineers.

VOGEL, J.V. **Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells.** J Pet Technol 20 (1): 83–92. 1968. SPE 1476-PA.