

8º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE UM SISTEMA DE GAS-LIFT CONTÍNUO

AUTORES:

João Maria de Góis Júnior¹, Lindemberg de Jesus Nogueira Duarte¹

INSTITUIÇÃO:

¹Departamento de Engenharia de Petróleo, Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 8º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás - 8º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás - ABPG, no período de 20 a 22 de outubro de 2015, em Curitiba/PR. 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 8º PDPETRO.

AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE UM SISTEMA DE GAS-LIFT CONTÍNUO

Abstract

Among the artificial lift methods, the continuous gas-lift systems is one of the most widely used, especially in subsea wells, because of its robustness, simplicity and ability to operate at large flow rates.

This method utilizes continuous injection of gas into the production column to lower the average density of the produced fluid and therefore the pressure exerted by the same on the front of completion. Typically, this injection is made in the annular well and directed to the production column through a valve-lift carrier gas.

One of the relevant points from the method relates to the optimization of compressed gas use. Thus, this study aims to conduct an evaluation of a continuous gas-lif system with the aim of analyzing the parameters that govern the performance of the method.

For this, case studies were proposed, in which it proposes the use of this method of artificial lift in Pipesim software environment Schlumberger. This feature allows the assessment of key points for evaluating the process, such as analysis of the relationship of gas injection and depth of carrier valve installation with the production of fluid in the well, among others.

The simulation in Pipesim allowed determination of optimum parameters for operating a continuous gas-lift system, less than an economic analysis.

Introdução

Quando a pressão do reservatório é insuficiente para que os fluidos nele contidos alcancem espontaneamente a superfície, depara-se com um poço não surgente. Nesse caso, ou em situações que o poço está produzindo com uma vazão abaixo de seu potencial, se faz necessário o uso de métodos artificiais de elevação de fluidos como forma de suplementar a energia natural do reservatório.

Alguns métodos conhecidos na indústria petrolífera são: 1) Métodos Pneumáticos que utilizam a energia contida em gás comprimido: *Gas-Lift* Contínuo; *Gas-Lift* Intermitente; *Plunger-Lift*; Bombeio Pneumático de Zadson; *Pig-Lift*.. 2) Métodos Bombeados que utilizam uma bomba acionada por um elemento motriz: Bombeio Centrífugo Submerso (BCS); Bombeio Mecânico com Hastes (BM); Bombeio por cavidades progressivas (BCP).

Esse trabalho se focará na avaliação de um sistema de elevação artificial baseado no uso de *gas-lift* contínuo. Esse recurso norteia-se pela injeção contínua de gás a alta pressão na coluna de produção objetivando gaseificar a coluna de fluido do ponto de injeção até a superfície. Nesse processo, o fluido diminui de densidade, diminuindo a pressão de fluxo no fundo do poço e aumentando a vazão.

Para avaliação do sistema de *gas-lift* contínuo, se faz necessária a determinação de parâmetros principais, tais como: pressão e vazão de injeção do gás na coluna de produção, diferencial de pressão de abertura da válvula operadora e posição de assentamento da válvula operadora na coluna de produção.

Metodologia

PIPESIM

O Pipesim é uma ferramenta computacional para análise de sistemas de produção de óleo e gás em regime permanente. O software possui módulos individuais que podem ser usados para uma larga escala de aplicações, incluindo: modelagem de poços, análise nodal, otimização da elevação artificial, modelagem de instalações de produção e de tubulações bem como planejamento de exploração de um campo produtor (Nunes, 2008).

No Pipesim existe um módulo destinado especificamente para a análise de desempenho de elevação artificial. Esta opção permite analisar os efeitos da aplicação de um sistema de elevação artificial. É possível modelar sistemas que operam por: bombeio mecânico, bombeio centrífugo submerso e o gas-lift contínuo, esse último instrumento de estudo desse trabalho. A Figura 1 mostra o ambiente de trabalho.

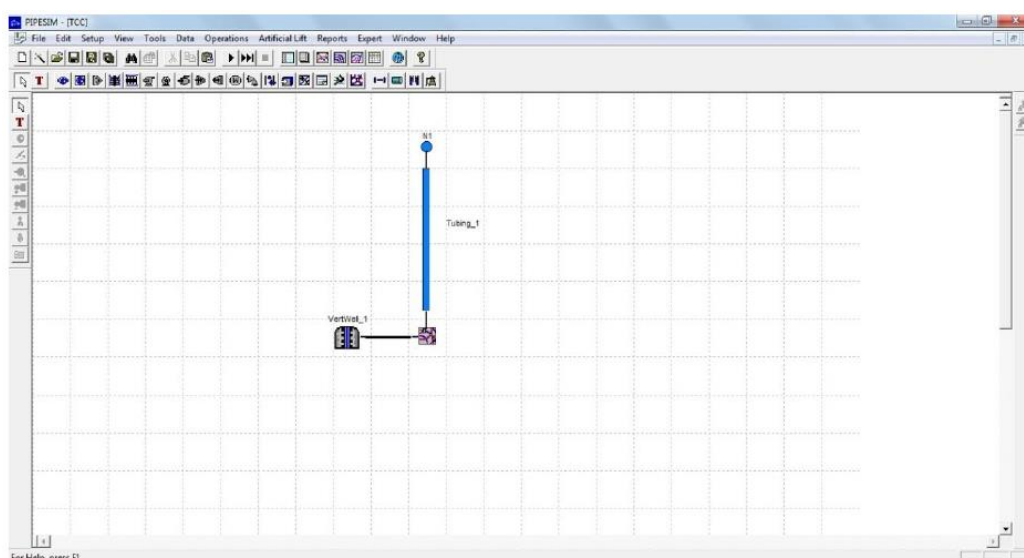


Figura 1: Ambiente de trabalho do Pipesim.

ESTUDO DE CASO

O modelo utilizado para caracterização dos fluidos será o *black oil*, em detrimento do composicional, pois apresenta aplicação computacional mais simples e tem um amplo uso na indústria petrolífera. E a escolha dos dados está baseada em poços que se assemelham aos da Bacia de Campos/RJ. Para implementar o sistema de *gas-lift* contínuo no Pipesim, se faz necessário alimentar a plataforma com informações referentes aos seguintes pontos: caracterização dos fluidos, do reservatório e da coluna de produção.

O modelo utilizado para caracterização dos fluidos será o *black oil*, em detrimento do composicional, pois apresenta aplicação computacional mais simples e tem um amplo uso na indústria petrolífera. E a escolha dos dados está baseada em poços que se assemelham aos da Bacia de Campos/RJ. Os dados referentes ao estudo de caso podem ser visualizados na tabela 1.

Tabela 1: Dados do estudo de caso proposto.

Dados do Modelo Black Oil	
BSW	55%
RGO	300 scf/stb
Densidade do gás	0,64
Densidade da água	1,05
API	32
Caracterização do Reservatório	
Pressão	2800 psig
Temperatura	175 °F
Índice de Produtividade	2,5 stb/d/psi
Dados do Poço	
Profundidade vertical	7550
Gradiente Geotérmico	
Temperatura superfície	50°F
Temperatura reservatório	175°F

Resultados e Discussão

Os resultados obtidos para o estudo de caso proposto serão mostrados a seguir:

1. Análise de surgência

A análise de surgência tem a finalidade de verificar se o reservatório tem energia suficiente para elevar os fluidos até a superfície naturalmente. Essa análise pode ser feita fazendo uso das curvas de sistema IPR e TPR, como mostrado na Figura 2.

A interseção entre as curvas TPR e IPR mostra o ponto de otimização operacional em relação à pressão de fluxo no fundo de poço e a vazão de produção. Quando esse ponto não existe naturalmente pode-se dizer que esse poço não conseguirá elevar seus fluidos sem ajuda de um método de elevação artificial, ou seja, não será surgente. Neste sentido, o correto dimensionamento do sistema de elevação será imprescindível para proporcionar uma operação dentro de condições ótimas de produção, ou seja, produzir tudo que o método for capaz de impulsionar.

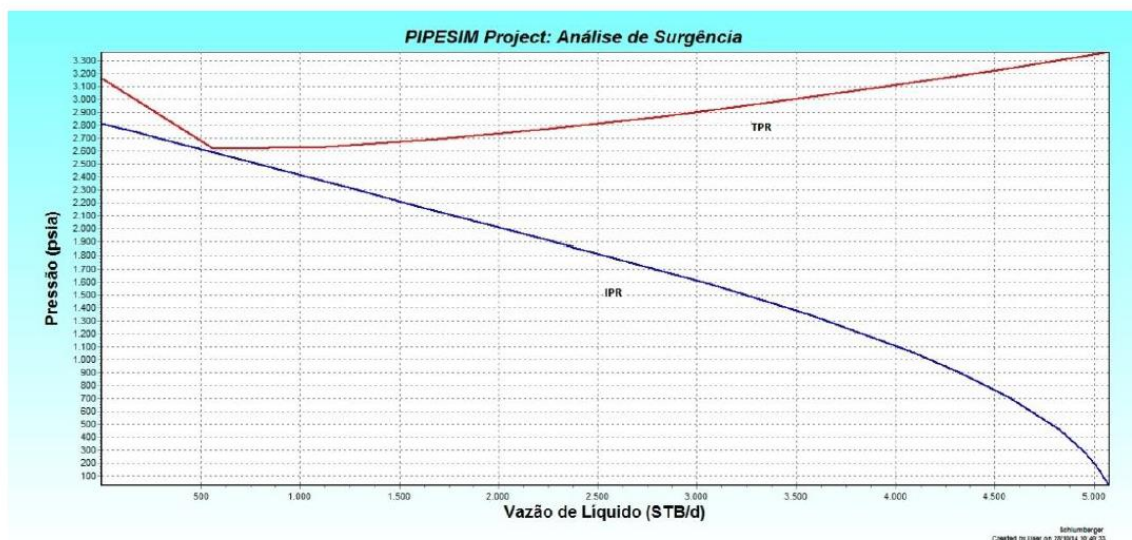


Figura 2: Análise de surgência

2. Análise da injeção do gás

A determinação da vazão de injeção de gás é um dos parâmetros primordiais a ser definido. Através do módulo *Artificial Lift Performance*, do PIPESIM, foi possível simular a injeção de gás na coluna de produção e verificar a influência da quantidade de gás injetado na produção dos fluidos.

A Figura 3 mostra uma simulação realizada, onde os parâmetros de análise são: a vazão de líquido e a vazão de injeção de gás. Inicialmente, o sistema de *gas-lift* foi instalado na coluna de produção a uma profundidade de 3775 ft e considerada a pressão de saída de 110 psig.

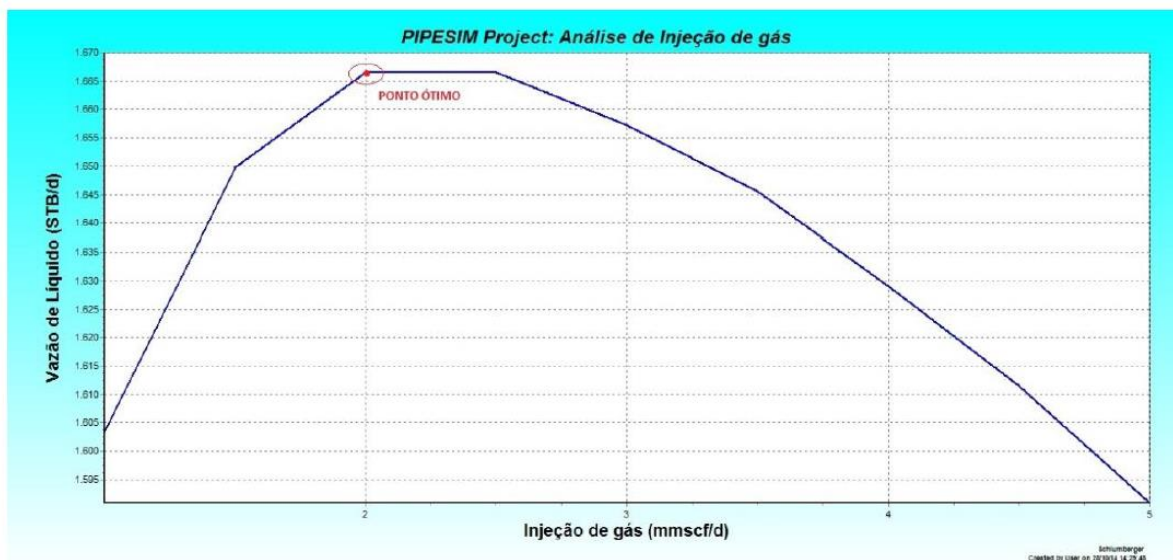


Figura 3: Influência da injeção de gás na produção do poço

Através da análise do gráfico da Figura 3, percebe-se que para instalação da válvula a uma profundidade de 3775 ft, tem-se uma vazão ótima de injeção de gás nas proximidades de 2 MMscf/dia (2 milhões de pé cúbicos *standart* por dia). O referido gráfico mostra também que a vazão de fluidos produzidos não é proporcional à vazão de injeção de gás, pois a partir de um determinado valor de injeção, a produção não aumenta mais, registrando uma diminuição.

3. Otimização do sistema de Gas-Lift

Com auxílio do módulo *Lift Gas Response Curves* localizado no menu *Artificial Lift* do PIPESIM também foi possível realizar simulações objetivando a obtenção da vazão ótima de injeção de gás, da pressão ótima do gás de injeção, da profundidade ótima para assentamento da válvula operadora. Pode-se ainda avaliar o diferencial de pressão que a válvula operadora pode ser submetida.

• Análise do Diferencial de Pressão

Para essa análise, foi utilizada uma pressão de injeção de 1000 psig e temperatura de superfície de 50 °F. Além disso, para sensibilidade das curvas foram inseridas dois parâmetros de diferencial de pressão (DP): 150 e 250 psig, além de variar a vazão de injeção de 0 a 5 MMscf/d. A Figura 4 mostra o resultado da simulação.

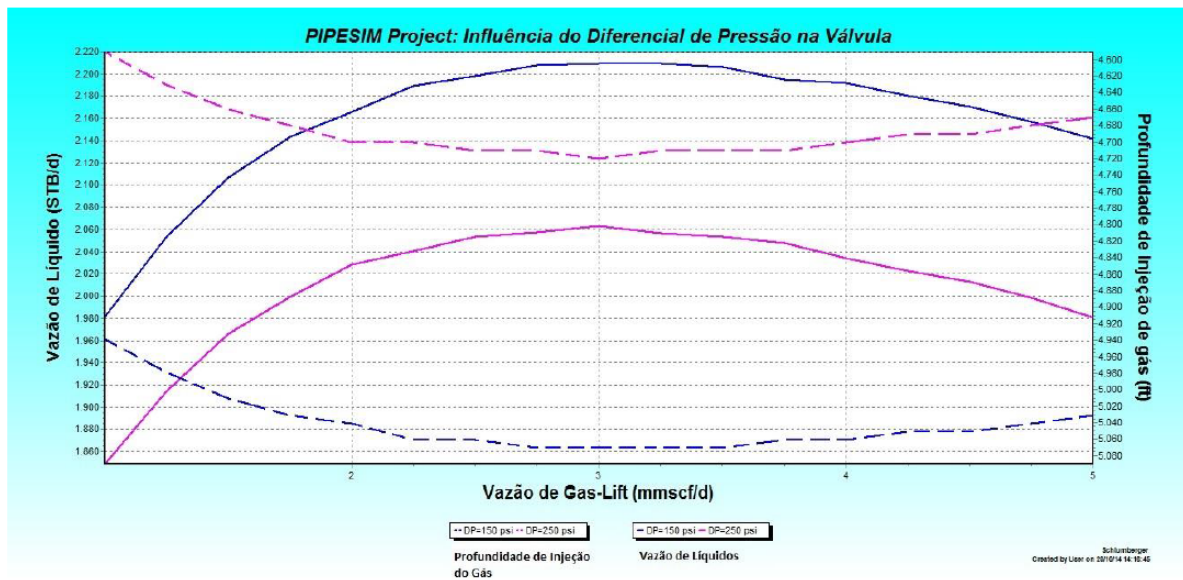


Figura 4: Influência do diferencial de pressão na produção poço.

Analisando a Figura 4, percebe-se que imprimindo um diferencial de pressão de 150 psig à válvula operadora, a vazão de produção se mostra mais alta. Além disso, usando esse DP, a profundidade ótima de instalação da válvula é maior, fazendo com que o sistema dentro da coluna de produção seja gaseificado com mais eficiência.

- **Análise da Pressão de Injeção do Gás**

Para essa análise, foi utilizado um diferencial de pressão de abertura da válvula operadora de 150 psig e temperatura de superfície de 80 °F. Além disso, para sensibilidade das curvas foram inseridas 3 parâmetros de pressão de injeção: 1000, 1200 e 1400 psig, além de variar a vazão de injeção de 0 a 5 MM scf/dia. A Figura 5 mostra o resultado da simulação.

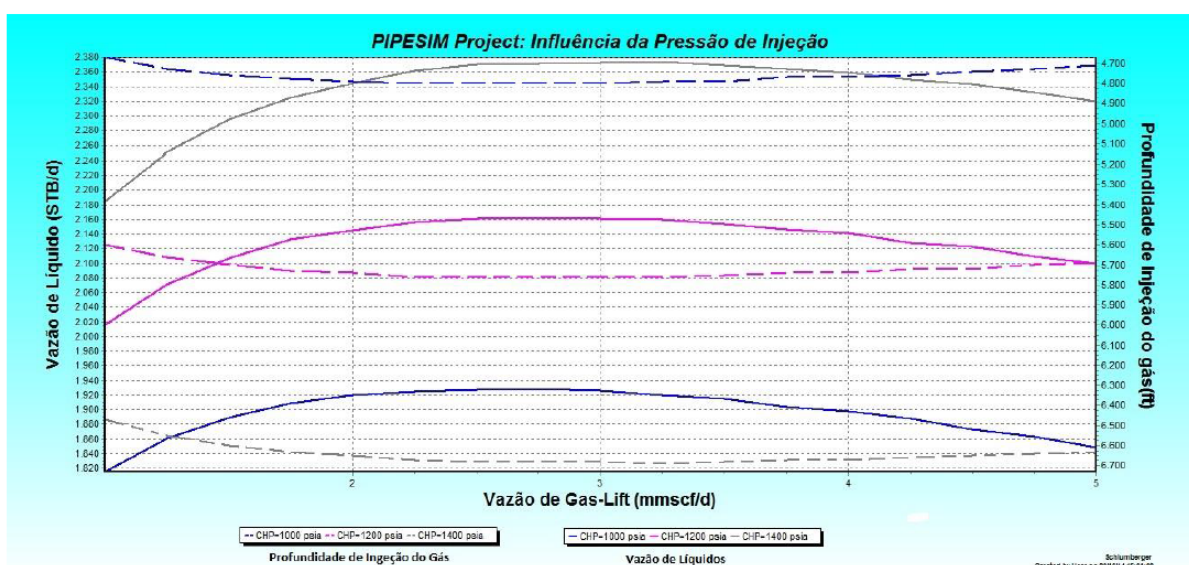


Figura 5: Influência da pressão de injeção na válvula operadora para a produção.

Através da análise da Figura 5, percebe-se que imprimindo uma pressão de injeção de 1400 psig, a vazão de produção se mostra mais alta. Além disso, usando essa pressão, a profundidade ótima de instalação da válvula é maior, fazendo com que o sistema dentro da coluna de produção seja gaseificado com mais eficiência.

Conclusões

Para o estudo de caso proposto, selecionou-se o diferencial de pressão de 150 Psig a uma pressão de injeção qualquer. No caso da simulação realizada, 1000 Psig. Obtido o diferencial de pressão que gerou maior produção, partiu-se para seleção da melhor pressão de injeção, que foi a de 1400 Psig, visto que também gerou uma maior produção. Com essas definições, definiram-se os seguintes parâmetros ótimos de operação: Vazão de Injeção de Gás de 3 mmscf/dia e uma Profundidade Válvula Operadora de 6650 ft, gerando uma vazão máxima de produção de 2370 STB/dia.

Esses resultados sugerem que um menor diferencial de pressão na válvula, dentro de um limite operacional, implica numa gaseificação mais uniforme da coluna de produção, e, portanto, maior produção. Além disso, mostra que quanto maior a pressão de injeção, antes de atingir um ponto ótimo, maior a quantidade de gás inserida na coluna de produção e, portanto, maior eficiência do processo de elevação por *gas-lift* contínuo.

Os valores obtidos nas simulações são parâmetros ótimos de operação visando apenas maior produtividade. Na prática, acrescentado a esse estudo é feito uma minuciosa análise econômica para viabilizar a implementação do projeto.

Agradecimentos

Os autores agradecem a UFRN pela realização deste trabalho.

Referências Bibliográficas

THOMAS, J. E., 2004, **Fundamentos de engenharia de petróleo**, Editado por José Eduardo Thomas, 2ª edição, Interciência: Petrobrás, Rio de Janeiro.

NUNES, J. S., 2008, **Estudos, modelagem e simulação de instalações de produção de petróleo no simulador Pipesim com ênfase na otimização de “gas-lift” contínuo**, Projeto de Graduação, UFES, Vitória.

PLUCENIO, A., 2003, **Automação da produção de poços de petróleo operando com elevação artificial por injeção continua de gás**. Dissertação de mestrado, UFSC, Florianópolis.

SPÍNDOLA, R.B., 2003, **Controle automático para injeção otimizada de gás em poços de petróleo equipados para funcionamento com gás lift contínuo**. Dissertação de mestrado, UFRN, Natal.

Schlumberger Information Solutions, **Pipesim Fundamentals: Training and Exercise Guide Version 2006.1**, 2007.