

ESTIMATIVA DAS CONDIÇÕES OPERACIONAIS PARA PRODUÇÃO DE ÓLEO NO PROCESSO DE GAS LIFT: MODELAGEM E SIMULAÇÃO.

¹ Karine Viviane de Araújo Pimentel; ² Hiuquem Monteiro Lopes; ³ Leonardo Mendonça Tenório De Magalhães Oliveira

¹Universidade Federal de Alagoas, Centro de Tecnologia. karinevpimentel@hotmail.com

²Universidade Federal de Campina Grande, Unidade Acadêmica de Engenharia Química.
hiuquem.lopes@gmail.com

³Universidade Federal de Alagoas, Centro de Tecnologia. leonardo.oliveira@ctec.ufal.br

Resumo O presente trabalho busca analisar, via modelagem e simulação, o escoamento bifásico óleo-gás dentro do método de elevação artificial de *gas lift* contínuo, quantificando sua capacidade produtiva em termos da vazão de gás de injeção e dos gradientes de pressão desenvolvidos no fenômeno do fluxo vertical ascendente. Foi adotado um modelo de escoamento multifásico considerando o óleo como fluido contínuo e o gás como fluido disperso. Abordou-se uma modelagem tridimensional, bifásica, sem transferência de massa e isotérmica atrelada a um modelo de partícula não homogêneo multifásico, levando em consideração os efeitos da gravidade. As simulações foram realizadas por meio do *Ansys-CFX*® e o modelo de turbulência utilizado foi o *k-epsilon*. O modelo adotado mostrou-se capaz de prever o fenômeno de *gas lift*. Identificou-se um ponto ótimo de operação para injeção de gás (50%), porém, esse valor está suscetível a mudanças de acordo com as condições de fluxo na entrada da coluna.

Palavras-chave: Produção de óleo, *Gas lift*, Fluidodinâmica Computacional.

1 INTRODUÇÃO

Para a produção de óleo e gás, é necessário que haja um diferencial de pressão positivo entre o fundo do poço e a superfície, de modo que os fluidos se elevem superando as perdas energéticas de sua trajetória. Quando isso ocorre naturalmente, temos a presença de uma elevação natural, ou poço surgente (GANZAROLI, 2011).

À medida que se aumentam as perdas de carga e o peso de coluna hidrostática envolvendo o escoamento de óleo e gás na coluna de produção, há impacto direto na produtividade, de forma que os fluidos a serem produzidos talvez não possuam energia suficiente para alcançar a superfície ou a vazão de produção seja baixa (THOMAS, 2004).

Nos casos de depleção do reservatório, há a possibilidade de suplementar sua energia através dos métodos de recuperação secundária e avançada. Mesmo com essa suplementação, ainda existem poços que não possuem energia suficiente para elevar o fluido da formação até a cabeça do poço (ZAMITH, 2008).

Quando a energia do reservatório não é capaz de provocar a elevação dos fluidos, é preciso intervir diretamente na coluna de produção. Os métodos de elevação artificial aparecem, então, como etapas essenciais na produção de petróleo na forma de ferramentas para suprimir a demanda por energia no escoamento do fundo do poço à superfície. Eles permitem, com isso, a produção de poços não surgentes, além de promover a manutenção ou acréscimo da pressão de fundo dos poços, o que resulta no aumento da sua vazão de produção (GANZAROLI, 2011).

Os métodos de elevação artificial podem ser divididos em pneumáticos e bombeados. São ditos pneumáticos aqueles métodos que utilizam injeção de gás natural na coluna de produção com o objetivo de gaseificar a coluna. Já os métodos bombeados fazem uso de bombas de subsuperfície que promovem a geração de energia no fundo do poço, levando os fluidos até as linhas de produção (RESENDE e OLIVEIRA, 2016; BELLARBY, 2009).

Dentre tais métodos, o *gas lift* contínuo (GLC) é considerado o principal método de elevação artificial no Brasil (EIKREM, 2004) e, de acordo com Nascimento (2005), responde por 87% da produção dos poços explorados pela Petrobras.

O GLC é um método pneumático que utiliza gás natural comprimido, o qual é injetado contínua e controladamente sob alta pressão na coluna de produção. Sua finalidade é gaseificar o sistema e, portanto, diminuir a pressão hidrostática da coluna de fluido, fazendo com que a pressão de fundo de poço desenvolva uma variação positiva em relação à cabeça de poço (MEDEIROS, 2015; BELLARBY, 2009). Esse método se destaca, pois é considerado confiável e de baixo custo quando comparado aos demais métodos existentes. Além disso, seu princípio de funcionamento é simples e pode ser aplicado em poços desviados, com alta produção de areia e com elevada razão gás-líquido (THOMAS, 2004; MEDEIROS, 2015; GÓIS JUNIOR, 2014).

Nesse contexto, a Fluidodinâmica Computacional (CFD), técnica que faz uso de modelos matemáticos baseados nas equações de conservação de massa, momento e energia para estudar fenômenos que envolvem interações com fluidos, apresenta-se como instrumento de análise no estudo do método de elevação artificial de *gas lift* contínuo, visto que se utiliza de ferramentas de processamento de dados que diminuem o tempo de resposta e aproximam o fenômeno simulado do real (FORTUNA, 2000).

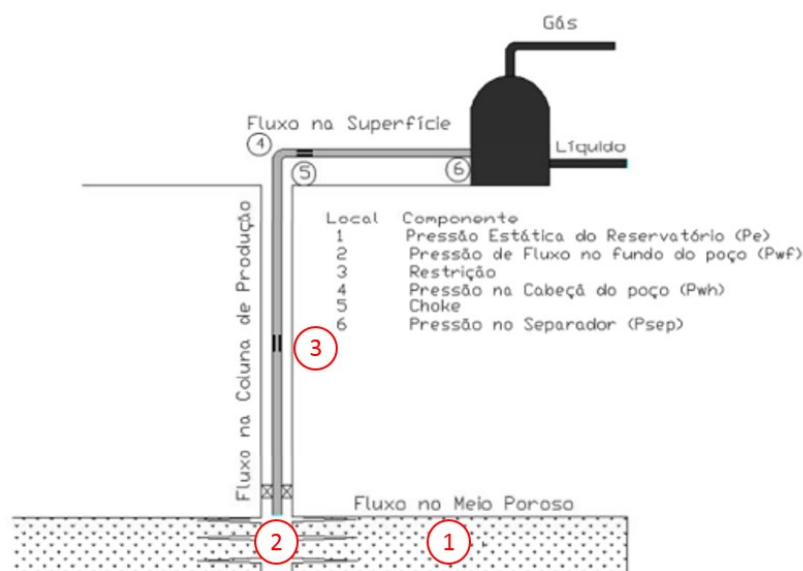
Portanto, este trabalho busca analisar, via modelagem e simulação, o escoamento bifásico óleo-gás dentro do método de elevação artificial de *gas lift* contínuo, quantificando sua capacidade produtiva em termos da vazão de gás

de injeção e dos gradientes de pressão desenvolvidos no fenômeno do fluxo vertical ascendente.

2 METODOLOGIA

O problema físico estudado consiste na previsão da remoção de óleo de um reservatório de petróleo a partir de um tubo cilíndrico vertical ou coluna de produção. A vazão na saída do tubo, a qual equivale ao óleo produzido a partir de um reservatório, pode ser calculada a partir das condições na entrada e nas paredes da coluna. As regiões de principal interesse estão destacadas na Figura 1 e são: 1 – Pressão estática do reservatório; 2 – Pressão de fluxo no fundo do poço; 3 – Coluna de produção.

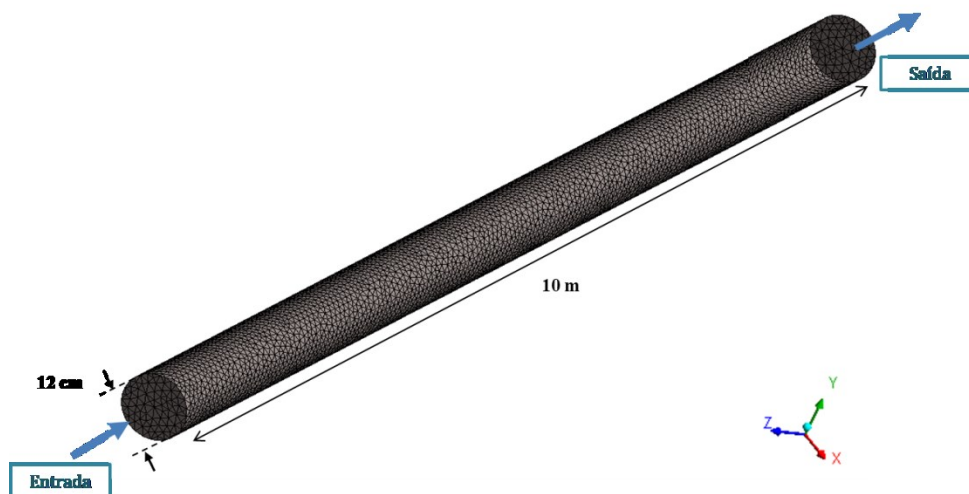
Figura 1 - Sistema simples de produção.



Fonte: Adaptado de Nascimento (2013).

A geometria do problema consiste em um tubo cilíndrico com diâmetro de 12 cm e extensão total de 10 m (LEAL, 2006). Foi gerada então uma malha numérica, apresentada na Figura 2, não estruturada com elementos triangulares. A imagem não está em escala, tampouco na posição vertical, porém as dimensões reais estão indicadas tendo o eixo y como vertical.

Figura 2 - Malha numérica com suas dimensões e condições de contorno.



Fonte: Autor (2018).

2.1 Modelo Dinâmico

As simulações tomaram como base a abordagem *Euleriana-Euleriana* do escoamento multifásico e os modelos foram resolvidos considerando a interação das duas fases: óleo leve em estado líquido como fluido contínuo e metano (CH_4) como fluido disperso, ambos a 25°C . O gás metano foi utilizado baseado no modelo de gás ideal e de modo a representar o gás natural por se apresentar em maior composição nessa mistura complexa de hidrocarbonetos leves.

Abordou-se uma modelagem tridimensional, bifásica, sem transferência de massa e isotérmica atrelada a um modelo de partícula não homogêneo multifásico, levando em consideração os efeitos da gravidade. O modelo de turbulência *k-epsilon* foi utilizado para os dois sistemas. Para as paredes, um modelo adiabático com rugosidade definida foi considerado.

Condições de contorno:

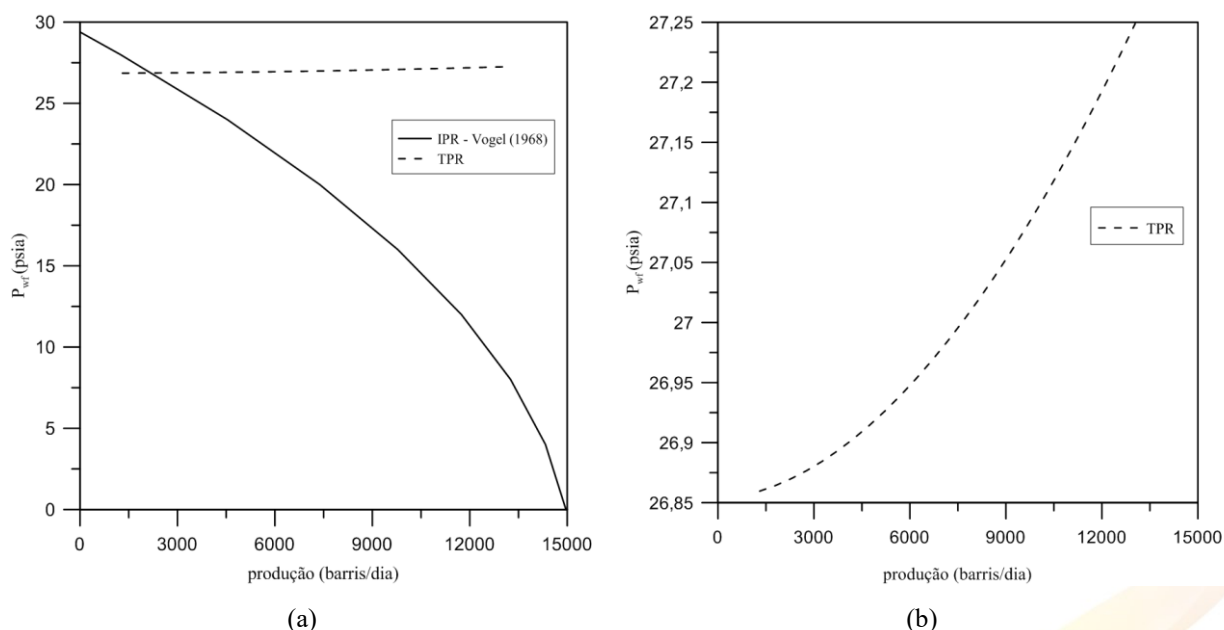
- Na Entrada: Óleo leve ($\rho = 855 \text{ kg/m}^3$) e CH_4 ($\rho = 0,7 \text{ kg/m}^3$);
Velocidades entre 0,2 e 2,0 m/s;
Composição de CH_4 entre 0,1 e 1,0.
- Parede: Rugosa (0,00006 m) e adiabática (*No slip wall*);
- Saída: Pressão atmosférica (1 atm).

3 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Na Figura 3, são apresentadas as curvas de IPR para um poço vertical de óleo saturado a partir do modelo empírico de Vogel (1968) e a curva de TPR, calculada via CFD, para o escoamento do óleo na coluna de produção a diferentes vazões. Assumiu-se uma pressão média de reservatório $\bar{P} = 29,4$ psia (2 atm) e realizou-se um teste de produção via CFD obtendo vazão $q = 2217$ barris/dia e pressão $P_{wf} = 26,87$ psia.

Através da Figura 3.a, observa-se um único ponto satisfazendo as duas etapas de fluxo. De acordo com Santos (2011), esse ponto representa uma condição de equilíbrio que consegue satisfazer tanto as equações que regem o escoamento no meio poroso quanto na tubulação. Nota-se também que, considerando apenas o fluxo no reservatório (IPR), quanto maior a vazão desejada, menor deve ser a pressão fluxo no fundo. Considerando apenas o fluxo através da coluna de produção (TPR), quanto maior a vazão desejada, maior deve ser esta pressão. A Figura 3.b, uma ampliação da TPR gerada, enfatiza a afirmação anterior, uma vez que na Figura 3.a aparentou um comportamento linear. Na verdade, como a tubulação é apenas de 10 m, o valor da perda de carga é pequeno em relação aos valores absolutos de pressão.

Figura 3 – a) Ponto de equilíbrio entre as curvas de IPR e TPR. b) Detalhe da curva de TPR.



Fonte: Autoria própria

Em seguida, foram realizadas simulações multifásicas variando as composições de gás no fluxo

de entrada da coluna de produção. Na Figura 4.a estão plotadas as TPR's para os valores de composição de gás 0, 25, 50 e 75%. Observa-se que os pontos de operação diminuem à medida que aumenta a quantidade de gás na entrada da coluna de produção. Evidencia-se, assim, o método de *gas lift* contínuo, o qual acarreta uma diminuição do gradiente médio de pressão, conseqüentemente, reduz a pressão de fluxo no fundo do poço, aumentando a vazão.

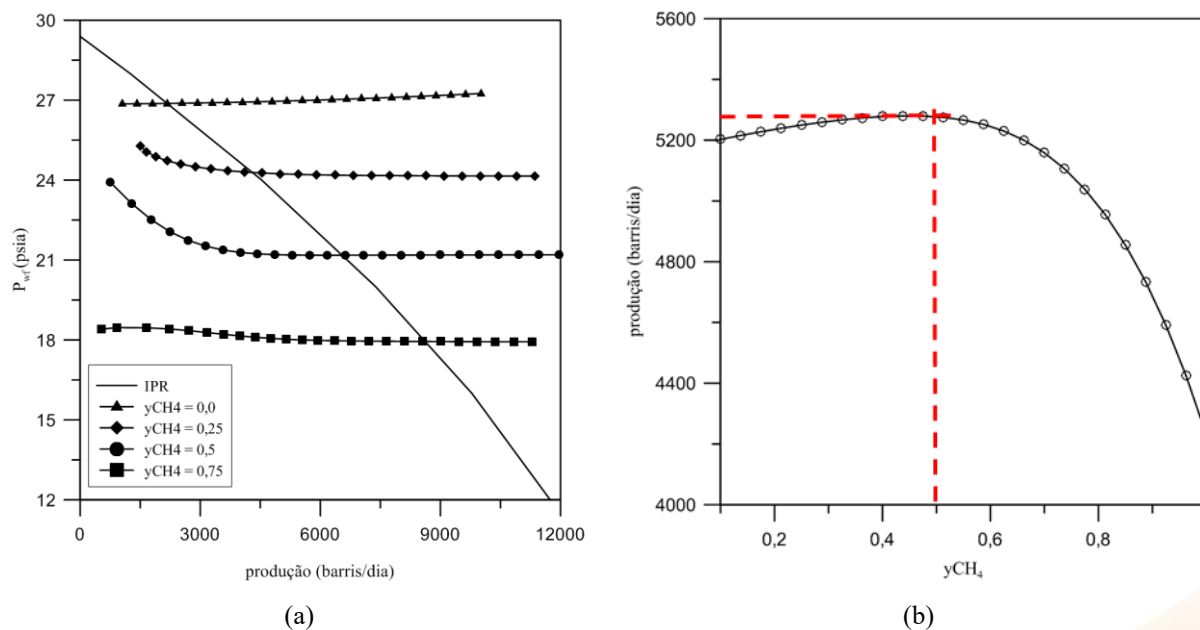
A partir da curva apresentada na Figura 4.b, nota-se um ponto ótimo de composição gasosa em aproximadamente 50%, no qual há maior produção de óleo. Pela Figura 4.a também se observa que o maior valor de produção é dado para a curva de composição 50%. Tais valores são especificados na Tabela 1, a seguir:

Tabela 1 – Valores máximos de produção

Composição gasosa	Produção Máxima [bbl/dia]
0%	10008.31
25%	11356.98
50%	11955.12
75%	11291.6

Fonte: Autor (2018).

Figura 4 – a) Curvas de IPR versus TPR para várias frações volumétricas de CH₄. b) produção versus composição de gás.



Fonte: Autor (2018).

4 CONCLUSÕES

Com base nos resultados obtidos e apresentados, pode-se inferir que:

- A modelagem matemática desenvolvida foi capaz de representar os fenômenos físicos e teóricos envolvidos neste processo;
- Resultados mais precisos podem ser alcançados a partir de condições mais adequadas de reservatórios e dimensão da coluna de produção. Contudo, mesmo com as simplificações, a técnica de CFD mostrou-se capaz de prever o fenômeno de *gas lift*;
- Foi identificado um ponto ótimo de operação para injeção de gás (50%), porém, esse valor está suscetível a mudanças de acordo com as condições de fluxo na entrada da coluna.

REFERÊNCIAS

BELLARBY, J. **Well Completion Design**. Developments in Petroleum Science. Elsevier B.V. Amsterdam, 2009.

EIKREM, Gisle Otto et al. **Anti-Slug Control of Gas-Lift Wells - Experimental Results**. Ifac Symposium On Nonlinear Control Systems, 6, 2004, Stuttgart, Alemanha. Artigo.

FORTUNA, Armando de Oliveira. **Técnicas Computacionais para Dinâmica dos Fluidos: Conceitos básicos e aplicações**. São Paulo: Editora da Universidade de São Paulo, 2000.

GANZAROLI, Cleber Asmar. **Modelagem, simulação e controle da dinâmica de poços operando com gas-lift contínuo**. Dissertação – Florianópolis: UFSC, 2011.

GOIS JUNIOR, J. M. **Avaliação do desempenho de um sistema de gas-lift contínuo**. 2014. Monografia (Graduação em Engenharia de Petróleo) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte – UFRN. Rio Grande do Norte/RN: UFRN, 2014.

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

LEAL, F. I. **Modelagem e Simulação de Mecanismos Artificiais de Elevação em Plataformas Offshore de Prospecção de Petróleo**. Dissertação de conclusão de curso. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo – USP. São Paulo, 2006.

MEDEIROS, Luan Fonseca. **Avaliação do Funcionamento de uma válvula de gas lift do tipo piloto de 1 polegada utilizando técnicas de CFD**. Trabalho de Conclusão de Curso – Rio Grande do Norte: DPET/UFRN, 2015.

NASCIMENTO, J. C. S. **Simulador de escoamento multifásico em poços de petróleo (SEMPP)**. Dissertação de Mestrado. Universidade federal do Rio Grande do Norte – UFRN, Natal, 2013.

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br

www.conepetro.com.br

RESENDE, M. T.; OLIVEIRA, M., **Simulação Dinâmica do Processo Gás Lift em SCILAB**. Trabalho de Conclusão de Curso (Departamento de Engenharia Química) Universidade Federal Fluminense – UFF, Niteroi, 2016.

SANTOS, H., **A otimização de gás lift na produção de petróleo**: Avaliação da Curva de Performance de Poço, Tese de M. SC. PPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2011.

THOMAS, J. E. **Fundamentos da engenharia de petróleo**. Ed. Interciência: Petrobrás, 2ª Ed., Rio de Janeiro, 2004.

VOGEL, J.V.: **Inflow Performance Relationship for Solution GasDrive Wells** paper SPE 1476 presented at the SPE Annual Fall Meeting held in Dallas, Texas, USA, 02-05 October 1968.

ZAMITH, R. **Atividades Onshore no Brail**. Editora Annablume, São Paulo – SP, 2008.