UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO
CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE UM SISTEMA DE *GAS-LIFT* CONTÍNUO

Discente: João Maria de Góis Júnior
Orientador: Prof. Dr. Lindemberg de Jesus Nogueira Duarte

NATAL – RN
17/11/2014

João Maria de Góis Júnior

AVALIAÇÃO DE UM SISTEMA DE *GAS-LIFT* CONTÍNUO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado como parte dos requisitos para obtenção do Grau em Engenharia de Petróleo pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Aprovado em _____ de _____ de 2014.

_____

Prof. Dr. Lindemberg de Jesus Nogueira Duarte

Orientador – UFRN

_____

Profa. Dra. Vanessa Cristina Santanna

Membro Examinador – UFRN

_____

Prof. Msc. Célio Gurgel Amorim

Membro Examinador – UFRN

AGRADECIMENTOS

- A Deus, pela vida e serenidade para vivê-la.
- Ao professor Lindemberg pela orientação e apoio de sempre.
- À minha esposa, Catarina, pelo companheirismo e amor a mim dedicados durante toda minha trajetória.
- À minha mãe, Isabel, pelo incentivo e luta incansável objetivando minha formação.
- Aos meus amigos, Rodrigo, Eduardo, Vinicius, Leonardo, Yago, Diego e Lucas, que foram parceiros durante todo o processo da minha formação.
- Aos professores do Departamento de Engenharia de Petróleo, pela paciência e presteza na transmissão do conhecimento.
- A todos, que de alguma forma participaram dessa minha realização.

RESUMO

Dentre os métodos de elevação artificial, o *gas-lift* contínuo é um dos sistemas mais utilizados, principalmente em poços submarinos, devido a sua robustez, simplicidade e capacidade de operar em largas faixas de vazão.

Esse método utiliza a injeção contínua de gás na coluna de produção para diminuir a densidade média do fluido produzido e, consequentemente, a pressão exercida pelo mesmo na frente dos canhoneados. Normalmente, essa injeção é feita no anular do poço e direcionada para coluna de produção através de uma válvula operadora de *gas-lift*.

Um dos pontos relevantes em relação ao método refere-se à otimização do uso de gás comprimido. Dessa forma, esse trabalho se propõe a realizar uma avaliação de um sistema de *gas*-lif contínuo com o objetivo de analisar os parâmetros que regem o bom desempenho do método.

Para isso, foram propostos estudos de casos, nos quais se proponha o uso desse método de elevação artificial, no ambiente do software Pipesim da Schlumberger. Esse recurso permite a avaliação de pontos chaves para avaliação do processo, tais como: análise da relação da injeção de gás e profundidade de instalação da válvula operadora com a produção de fluidos no poço, dentre outros.

A simulação no Pipesim permitiu a determinação de parâmetros ótimos para operação de um sistema de *gas*-lift contínuo, a menos de uma análise econômica.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO 9
1.1. OBJETIVOS 9
2. ASPECTOS TEÓRICOS 10
2.1. *GAS-LIFT* 10
2.1.1. Tipos de *Gas-Lift* 10
2.2. SISTEMA DE *GAS-LIFT* 11
2.2.1. Equipamentos 12
2.2.2. Válvulas de *Gas-Lift* 12
2.3. DESCARGA DE UM POÇO DE *GAS-LIFT* 13
2.4. *GAS-LIFT* CONTÍNUO 14
2.4.1. Desempenho do Sistema de *Gas-Lift* Contínuo 17
3. METODOLOGIA 18
3.1. PIPESIM 19
3.2. ESTUDO DE CASO 19
3.2.1. Estudo de Caso 01 20
a) Caracterização do modelo *black oil*: 20
b) Caracterização do Reservatório 20
c) Caracterização da coluna de Produção 20
3.2.2. Estudo de Caso 2 21
a) Caracterização do modelo black oil 21
b) Caracterização do Reservatório 21
c) Caracterização da coluna de Produção 22
4. RESULTADOS E DISCUSSÕES 22
4.1. ESTUDO DE CASO 01 22
4.1.1. Análise de Surgência 22
4.1.2. Análise da Injeção do gás 23
4.1.3. Otimização do Sistema de *Gas-Lift* 24
4.1.3.1. Análise do Diferencial de Pressão 25
4.1.3.2. Análise da Pressão de Injeção do Gás 26

4.2. ESTUDO DE CASO 02 27
4.2.1. Análise de Surgência 27
4.2.2. Análise da Injeção de gás 28
4.2.3. Otimização do Sistema de Gas-Lift 29
4.2.3.1. Análise do Diferencial de Pressão 29
4.2.3.2. Análise da Pressão de Injeção do Gás 31
5. CONCLUSÕES 32
REFERÊNCIAS 34

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Relação *Gas-Lift* versus IP, Pe 10
Tabela 2: Qualificação IP e Pe 11
Tabela 3: Dados do Modelo Black Oil 20
Tabela 4: Caracterização do Reservatório 20
Tabela 5: Dados do Poço 20
Tabela 6: Gradiente Geotérmico 21
Tabela 7: Dados do Poço 21
Tabela 8: Dados do Modelo Black Oil 21
Tabela 9: Caracterização do Reservatório 21
Tabela 10: Dados do Poço 22
Tabela 11: Gradiente Geotérmico 22
Tabela 12: Dados do Poço 22
Tabela 13: Valores Obtidos da Análise de Diferencial de Pressão de Abertura da Válvula Operadora 26
Tabela 14: Valores Obtidos da Análise da Pressão de Injeção 27
Tabela 15: Valores Obtidos da Análise de Diferencial de Pressão de Abertura da Válvula Operadora 30
Tabela 16: Valores Obtidos da Análise da Pressão de Injeção 32

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Sistema de *Gas-Lift* 11
Figura 2: Válvula de *Gas-Lift* 12
Figura 3: Tipos de Válvulas de *Gas-Lift* 13
Figura 4: Descarga de um Poço de *Gas-Lift* 14
Figura 5:Poço Morto 15
Figura 6: Sistema de *gas-lift* contínuo 16
Figura 7: Curvas de Sistema com gas-lift contínuo 17
Figura 8: Ponto ótimo e Ponto ótimo econômico do sistema 18
Figura 9: Ambiente de Trabalho Pipesim 19
Figura 10: Análise de Surgência 23
Figura 11: Influência da Injeção na Produção 24
Figura 12: Influência do DP na Produção 25
Figura 13: Influência da Pressão de Injeção na Válvula Operada para Produção 26
Figura 14: Análise de Surgência 28
Figura 15: Influência da Injeção de Gás na Produção 29
Figura 16: Influência do DP na Produção 30
Figura 17: Influência da Pressão de Injeção na Válvula Operada para Produção 31

1. 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:

- Métodos Pneumáticos que utilizam a energia contida em gás comprimido:
  - *Gas-Lift* Contínuo;
  - *Gas-Lift* Intermitente;
  - *Plunger-Lift;*
  - Bombeio Pneumático de Zadson;
  - *Pig-Lift.*
- 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).

Cada método apresenta vantagens e desvantagens de aplicação. A seleção do mais adequado para um determinado poço ou campo depende de vários fatores, tais como: razão gás-líquido, vazão, índice de produtividade do poço (IP), produção de areia, entre outros.

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.

1.1. OBJETIVOS

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.

Assim sendo, esse estudo pretende, com o auxílio do software da Schlumberger Pipesim, avaliar os parâmetros de um sistema de *gas-lift* de um estudo de caso visando sua otimização.

2. ASPECTOS TEÓRICOS

2.1. *GAS-LIFT*

É um método de elevação artificial que utiliza a energia contida em um gás comprimido para elevar fluidos até a superfície. O gás é utilizado para gaseificar a coluna de fluido (*gas-lift* contínuo) ou simplesmente para deslocá-la (*gas-lift* intermitente) de uma determinada profundidade até a superfície. É um método muito versátil em termos de vazão (1 a 1700 m³/dia), de profundidade (até 2600 metros, dependendo da pressão do gás de injeção), e é propício para poços que produzem fluidos com alto teor de areia, elevada razão gás-líquido, além de exigir investimentos relativamente baixos para poços profundos (Thomas et al, 2004).

2.1.1. Tipos de *Gas-Lift*

Os sistemas de *gas-lift* podem ser divididos em dois tipos: contínuo e intermitente. O contínuo está intimamente ligado à gaseificação do fluido e a consequente redução de sua densidade. O gás é injetado de forma controlada e contínua. Já o intermitente baseia-se no deslocamento por golfadas. A injeção de gás a alta pressão na coluna de produção é feita em tempos determinados, cujo controle é realizado por um *intermitor* de ciclo e uma válvula controladora (*motor valve*).

A escolha entre *gas-lift* contínuo (GLC) e intermitente (GLI) depende de inúmeros fatores, sendo os principais o índice de produtividade (IP) e a pressão estática (Pe), conforme mostra as Tabelas 1 e 2.

Tabela 1: Relação *Gas-Lift* versus IP, Pe

Pressão/IP	IP alto	IP médio	IP baixo
Pe alta	GLC	GLC/GLI	GLI
Pe média	GLC/GLI	GLC/GLI	GLI
Pe baixa	GLI	GLI	GLI

Tabela 2: Qualificação IP e Pe

	Índice de Produtividade	Pressão Estática
Alto	Maior do que 2,26 $(m^3/d)/(kg/cm^2)$	Suficiente para suportar uma coluna de fluido igual ou superior a 70% da profundidade total do poço.
Médio	Entre 0,68 e 2,26 $(m^3/d)/(kg/cm^2)$	Suficiente para suportar uma coluna de fluido entre 40 e 70% da profundidade total do poço.
Baixo	Menor do que 0,68 $(m^3/d)/(kg/cm^2)$	Suficiente para suportar uma coluna de fluido inferior a 40% da profundidade total do poço.

2.2. SISTEMA DE *GAS-LIFT*

De uma forma geral, um sistema de *gas-lift* se apresenta no campo de operação como ilustra a Figura 1. Normalmente, composto por:

- Compressores (garantir a injeção de gás a alta pressão);
- *Choke* ou *motor valve* (controlar a injeção de gás na superfície);
- Válvulas de *gas-lift* (controlar a injeção de gás na subsuperfície);
- Demais equipamentos para produção e armazenamento de fluidos.

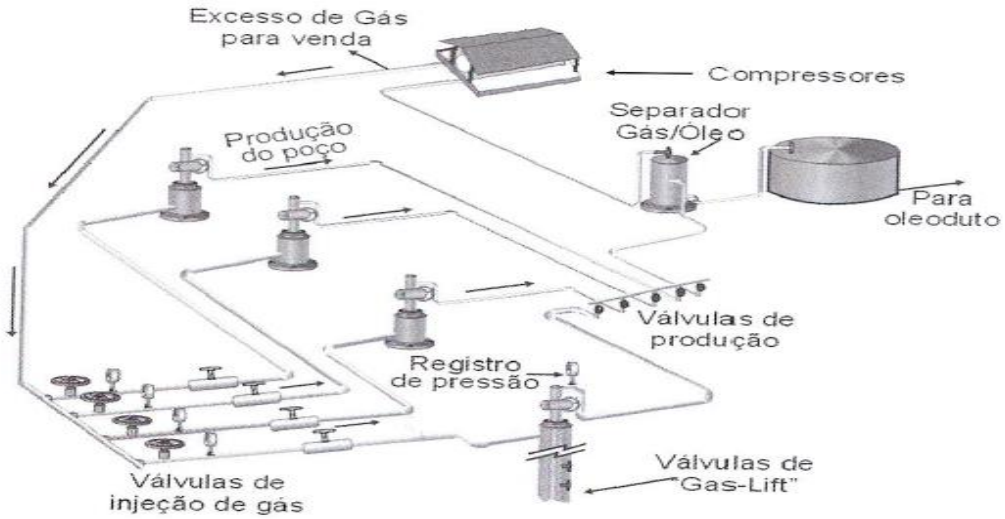

Figura 1: Sistema de *Gas-Lift*
Fonte: Thomas, 2004

2.2.1. Equipamentos

- Equipamentos de Superfície:

São os equipamentos responsáveis por ancorar a coluna de produção, fazer a vedação entre a coluna e o revestimento de produção, e controlar o fluxo de fluidos à superfície. Os principais equipamentos de cabeça de poço são: árvore de natal, controlador lógico programável (CLP), válvula solenoide e válvula controladora (*motor valve)*.

- Equipamentos de Subsuperfície:

São os equipamentos responsáveis pela interação entre a injeção de gás e a condução dos fluidos à superfície. Os principais são: coluna de produção, obturador (*packer)*, válvula de pé, mandril e válvulas da *gas-lift*.

2.2.2. Válvulas de *Gas-Lift*

São válvulas instaladas no interior dos mandris de *gas-lift*, em profundidades pré-determinadas ao longo da coluna de produção (Figura 2), com a finalidade de direcionar e controlar o fluxo de gás do anular para o interior da coluna. Podem ser classificadas de duas formas, segundo sua função:

- Válvulas de descarga: Facilitam a operação de descarga do poço, ou seja, a retirada de forma segura do fluido de amortecimento do poço;

- Válvulas Operadoras: Controla o fluxo de gás do anular para o interior da coluna de produção durante o processo de injeção.

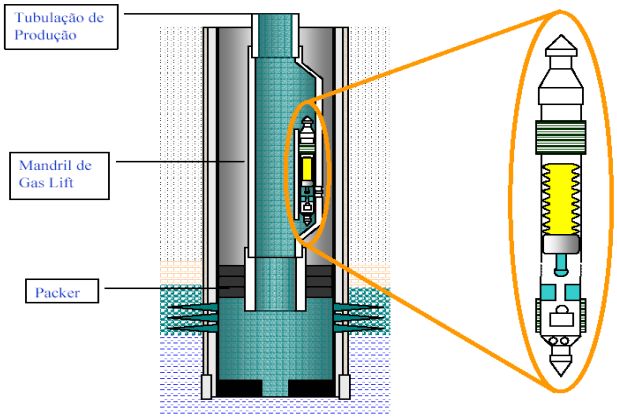

Figura 2: Válvula de *Gas-Lift*
Fonte: Apostila da Petrobras, 2013

Existem três tipos de válvulas de *gas-lift* (Figura 3):

- cega, que atua bloqueando o orifício do mandril;
- de orifício, que atua como operadora;
- calibrada, que atua na descarga de um poço de *gas-lift*.

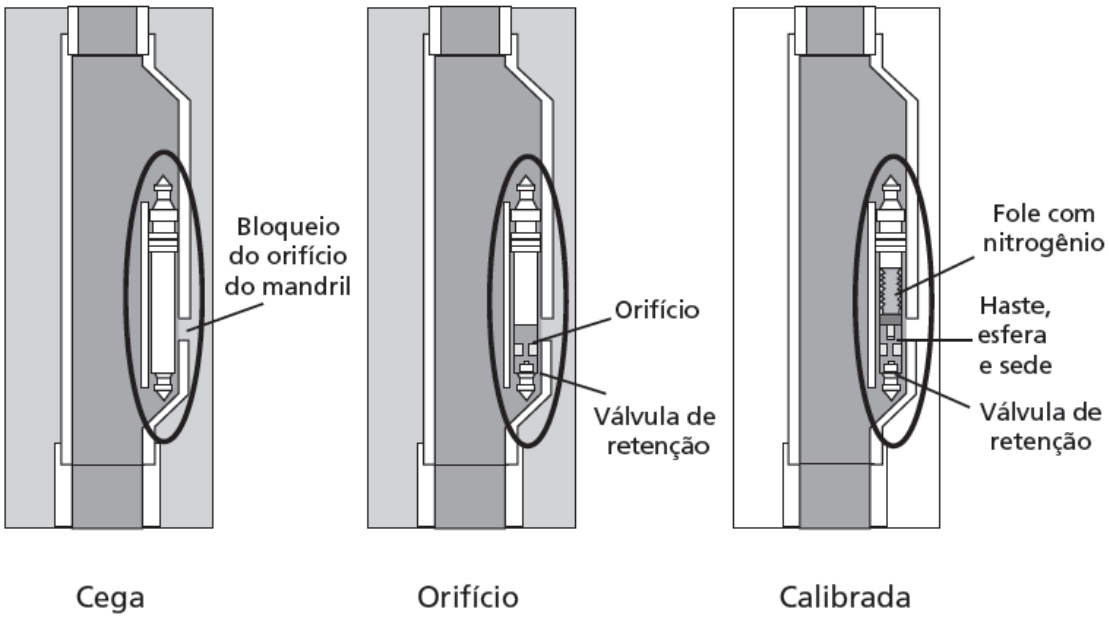

Figura 3: Tipos de Válvulas de *Gas-Lift*
Fonte: Spíndola, 2003

2.3. DESCARGA DE UM POÇO DE *GAS-LIFT*

Para habilitar a injeção de gás pela válvula operadora de *gas-lift*, se faz necessário, inicialmente, realizar a operação de descarga do poço. Esse processo consiste em retirar o fluido de amortecimento que preenche a coluna de produção e o anular, e elevá-lo a superfície através de uma injeção contínua e controlada de gás, a fim de colocar o poço em produção.

As válvulas de *gas-lift* (de descarga) são distribuídas, seguindo um dimensionamento adequado, ao longo da coluna de produção de forma que, com a injeção de gás, ocorra uma gaseificação do fluido no tubo de produção de forma sequencial. Essas válvulas operam por pressão, seja pela pressão de injeção ou pela pressão exercida pela coluna de produção. Assim sendo, a entrada de gás na coluna de produção ocorre inicialmente pela válvula mais próxima da superfície que só se fecha quando o nível de fluido atinge a segunda válvula, e assim por diante.

A operação de descarga estará finalizada, quando a última válvula da coluna de produção (a mais profunda) estiver descoberta permitindo a passagem de gás, e as demais, acima dela, estiverem fechadas. Esse processo é ilustrado na Figura 4.

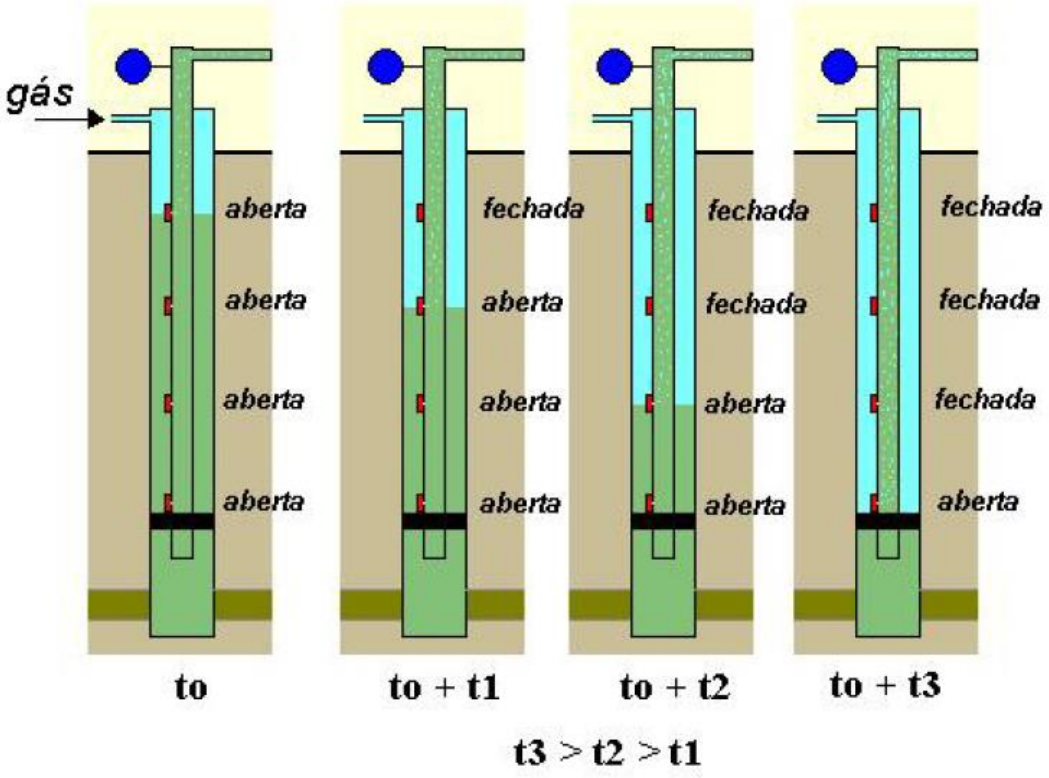

Figura 4: Descarga de um Poço de *Gas-Lift*
Fonte: Plucenio, 2003.

2.4. *GAS-LIFT* CONTÍNUO

A Equação 1, Equação do Gradiente de Pressão, mostra a composição do diferencial de pressão total a ser vencido na elevação de fluidos:

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_t = \left(\frac{dP}{dL}\right)_f + \left(\frac{dP}{dL}\right)_h + \left(\frac{dP}{dL}\right)_a \quad (1)$$

Onde, o primeiro termo da equação é a perda de carga devido à fricção que representa entre 5 a 20% da perda de carga total; o segundo, devido à elevação (coluna hidrostática), representa entre 80 a 95%; e, o terceiro, devido à aceleração, que

normalmente é negligenciado nos cálculos, sendo considerado somente em caso onde haja alta velocidade de escoamento ou mudanças significativas na velocidade.

O uso de injeção contínua de gás está atrelado à diminuição da densidade do fluido que preenche a coluna de produção. Isso acarreta uma diminuição do gradiente de pressão ao longo da coluna devido à diminuição das perdas de pressão por elevação. Assim sendo, a ascensão do fluido passa a ocorrer impulsionado pela pressão de fundo que passa a ser capaz de elevá-lo, diferente do que acontece quando na situação inicial, poço morto (figura 5).

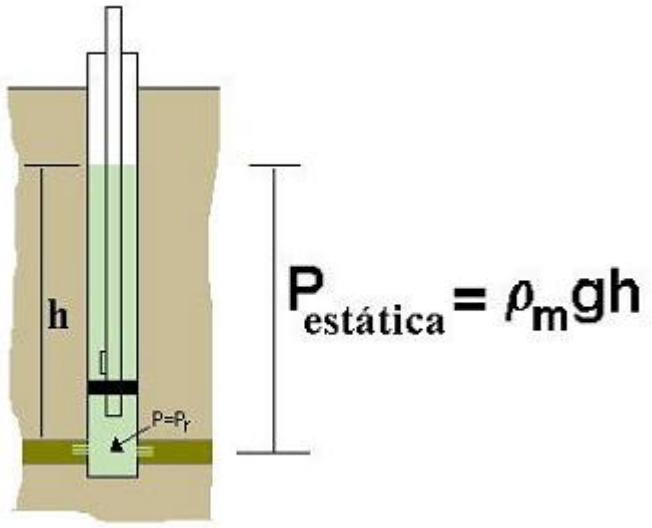

Figura 5:Poço Morto
Fonte: Plucênio, 2003

A Equação 2 pode ser utilizada como base para o dimensionamento de um projeto de *gas-lift* contínuo. Sua aplicação permite uma avaliação inicial a respeito da variação de pressão que a injeção do gás provoca, de modo a avaliar se a redução do gradiente de pressão será suficiente para que ocorra a elevação dos fluidos até a superfície.

$$P_w = P_{wh} + GF_{fa}.L_{vo} + GF_{fb}.(D - L_{vo}) \quad (2)$$

Onde:

P_w = pressão de fluxo no fundo do poço;

P_{wh} = pressão de fluxo na cabeça do poço;

G_{fa} = gradiente dinâmico médio acima do ponto de injeção de gás;

G_{fb} = gradiente dinâmico médio abaixo do ponto de injeção de gás;

L_{vo} = profundidade da válvula operadora;

D = profundidade dos canhoneados

No sistema de *gas-lift* contínuo é muito importante ter controle sobre a injeção do gás, pois é um dos principais condicionantes da eficiência do sistema. Nesse sentido, a válvula controladora (*motor valve)* permite o controle na entrada do anular e a válvula operadora de *gas-lift* realiza o controle na entrada da coluna de produção, como ilustra o esquema da Figura 6.

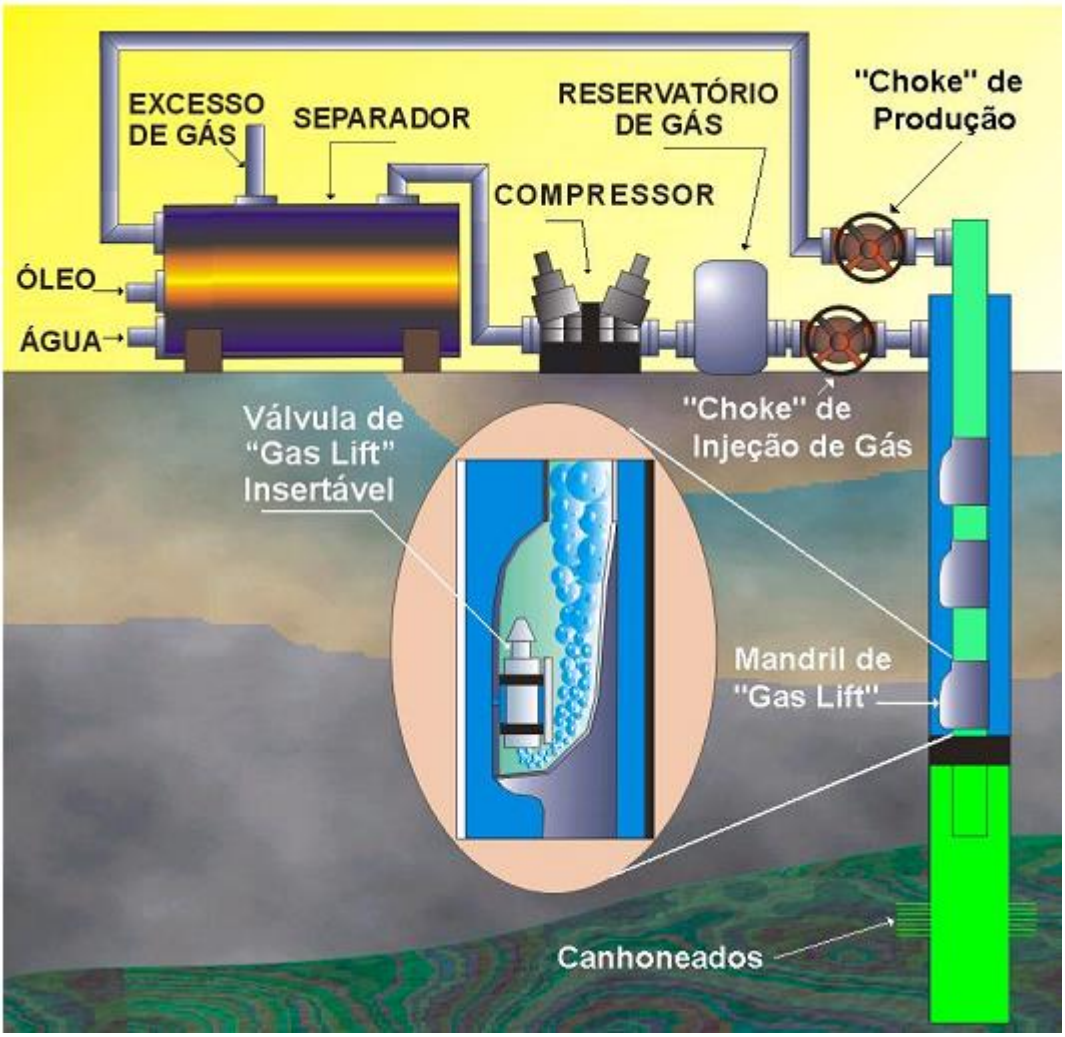

Figura 6: Sistema de *gas-lift* contínuo
Fonte: Plucenio, 2003.

Além da alteração dos perfis de pressão ocasionada pela diminuição do gradiente de pressão ao longo da tubulação, outra forma de se avaliar o sistema de *gas-lift* contínuo é com a utilização das curvas de sistema. Fazendo o uso das curvas TPR (*Tubing pressure requirement*) e IPR (*Inflow Performance Relationship*), curva de pressão requerida e pressão disponível, respectivamente, pode-se avaliar os efeitos da injeção de gás contínua, como ilustrado na Figura 7.

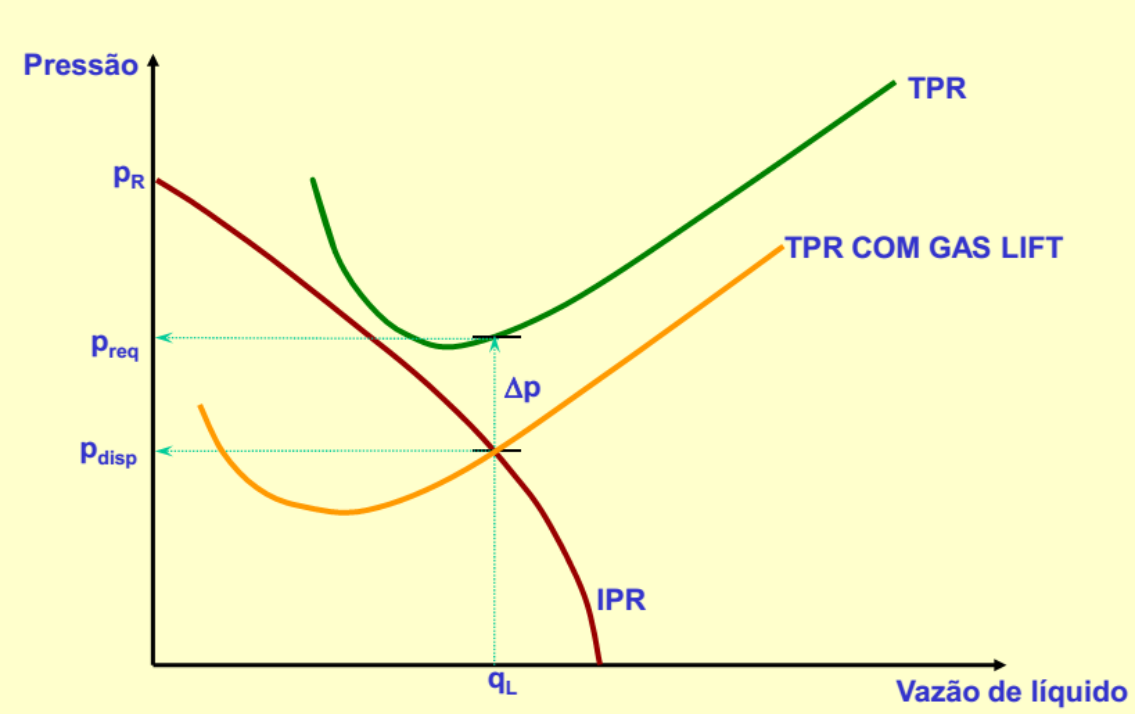

Figura 7: Curvas de Sistema com gas-lift contínuo
Fonte: Apostila Petrobras

2.4.1. Desempenho do Sistema de *Gas-Lift* Contínuo

Para cada vazão de injeção de gás tem-se uma curva TPR associada, pois cada vazão diferente corresponde a uma mudança do gradiente de pressão. Desta forma, o cruzamento da curva de IPR com as curvas de TPR medida para diversas vazões de injeção de gás gera a curva de desempenho do sistema.

No entanto, nem sempre o ponto ótimo do sistema para uma melhor produção é o ponto mais econômico do sistema, visto que quanto maior a injeção de gás, maior o custo do projeto. Assim, alguns estudos determinam a região econômica um pouco

antes do ponto ótimo no gráfico: vazão mássica de produção x vazão mássica de injeção (Figura 8).

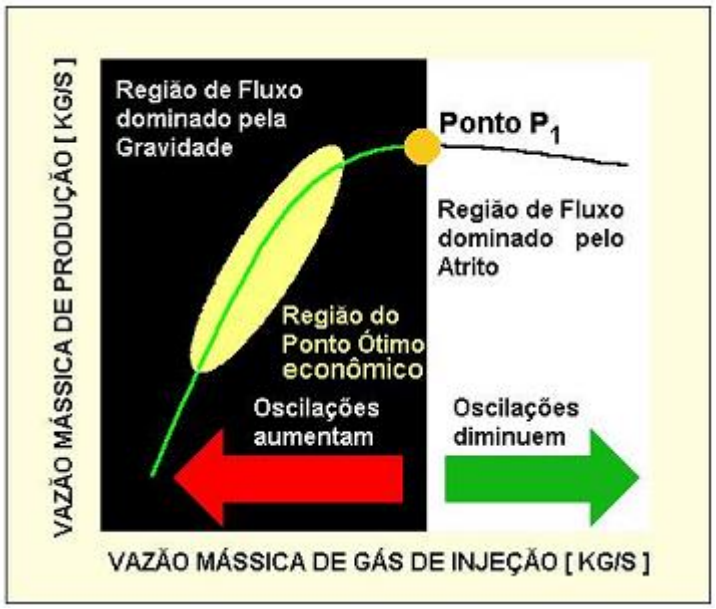

Figura 8: Ponto ótimo e Ponto ótimo econômico do sistema
Fonte: Plucenio, 2003

Além disso, é importante entender que o aumento da produção não aumenta indefinidamente com o aumento da injeção. Esse fenômeno só é verdade enquanto o efeito de perda de pressão por elevação é maior do que por atrito.

Em síntese, para que se tenha um desempenho satisfatório é necessário projetar o sistema para operar em valores ótimos. E para isso, o controle das seguintes variáveis é de suma importância: Vazão e pressão de injeção do gás, profundidade da válvula operadora de *gas-lift* e o mínimo diferencial de pressão no qual operará a válvula.

3. METODOLOGIA

Esse trabalho se norteia em reunir informações a respeito do funcionamento de um sistema de *gas-lift* contínuo, a fim de obter aparato teórico para implementação de estudo de caso no ambiente do PIPESIM, que é o objetivo principal desse trabalho.

3.1. 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 9 mostra o ambiente de trabalho.

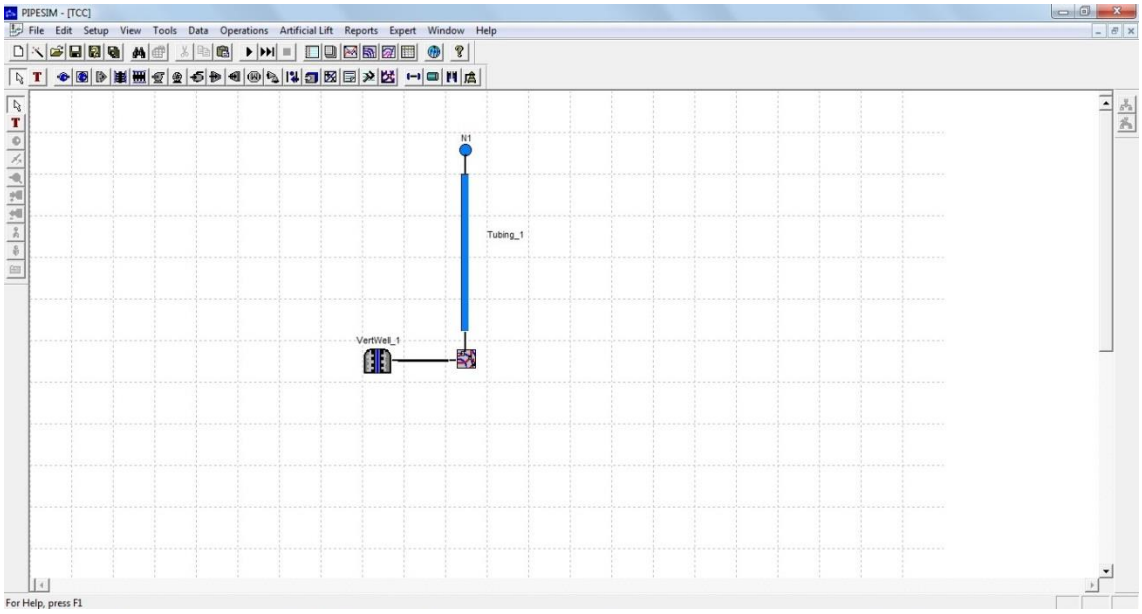

Figura 9: Ambiente de Trabalho Pipesim

3.2. ESTUDO DE CASO

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 com características diferentes entre si.

3.2.1. Estudo de Caso 01

a) Caracterização do modelo *black oil*:

Alimenta-se o módulo *Black Oil* com os dados da Tabela 3.

Tabela 3: Dados do Modelo Black Oil

BSW	55%
RGO	300 scf/stb
Densidade do gás	0,64
Densidade da água	1,05
API	32

b) Caracterização do Reservatório

Alimenta-se o módulo *Vertical Completation* com os dados da Tabela 4.

Tabela 4: Caracterização do Reservatório

Pressão	2800 psig
Temperatura	175 °F
Índice de Produtividade	2,5 stb/d/psi

c) Caracterização da coluna de Produção

Para caracterizar a coluna de produção, se faz necessário o conhecimento das profundidades medida e vertical do poço (Tabela 5), do gradiente geotérmico (Tabela 6) e do diâmetro interno da coluna (Tabela 7).

Tabela 5: Dados do Poço

Profundidade medida (ft)	Profundidade vertical (ft)
0	0
7550	7550

Tabela 6: Gradiente Geotérmico

Profundidade medida (ft)	Temperatura Ambiente (°F)
0	50
7550	175

* Coeficiente de transferência de calor padrão do Pipesim: 2 Btu/h/ft²/F

Tabela 7: Dados do Poço

Profundidade medida (ft)	Diâmetro Interno (in)
7500	2,441
7550	6,184

3.2.2. Estudo de Caso 2

a) Caracterização do modelo black oil

Alimenta-se o módulo *Black Oil* com os dados da Tabela 8.

Tabela 8: Dados do Modelo Black Oil

BSW	90%
RGO	400 scf/stb
Densidade do gás	0,65
Densidade da água	1,00
API	30

b) Caracterização do Reservatório

Alimenta-se o módulo *Vertical Completation* com os dados daTabela 9.

Tabela 9: Caracterização do Reservatório

Pressão	3050 psig
Temperatura	170 °F
Índice de Produtividade	5,0 stb/d/psi

c) Caracterização da coluna de Produção

Para caracterizar a coluna de produção, se faz necessário o conhecimento das profundidades medida e vertical do poço (Tabela 10), do gradiente geotérmico (Tabela 11) e do diâmetro interno da coluna (Tabela 12).

Tabela 10: Dados do Poço

Profundidade medida (ft)	Profundidade vertical (ft)
0	0
9000	9000

Tabela 11: Gradiente Geotérmico

Profundidade medida (ft)	Temperatura Ambiente (°F)
0	100
9000	170

* Coeficiente de transferência de calor padrão do Pipesim: 2 Btu/h/ft²/F

Tabela 12: Dados do Poço

Profundidade medida (ft)	Diâmetro Interno (in)
9000	2,5

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Para o estudo proposto nesse trabalho, usaram-se alguns módulos da ferramenta PIPESIM que estão diretamente relacionadas à avalição do sistema de *gas-lift* contínuo. Desta forma, foi possível avaliar os parâmetros mais influentes no desempenho do *gas-lift* contínuo.

4.1. ESTUDO DE CASO 01

4.1.1. Análise de Surgência

Em um estudo feito para produção de um campo de petróleo, verificar se o reservatório tem energia suficiente para elevar os fluidos até a superfície é de fundamental importância. Essa análise pode ser feita fazendo uso das curvas de sistema IPR e TPR, como mostrado na Figura 10.

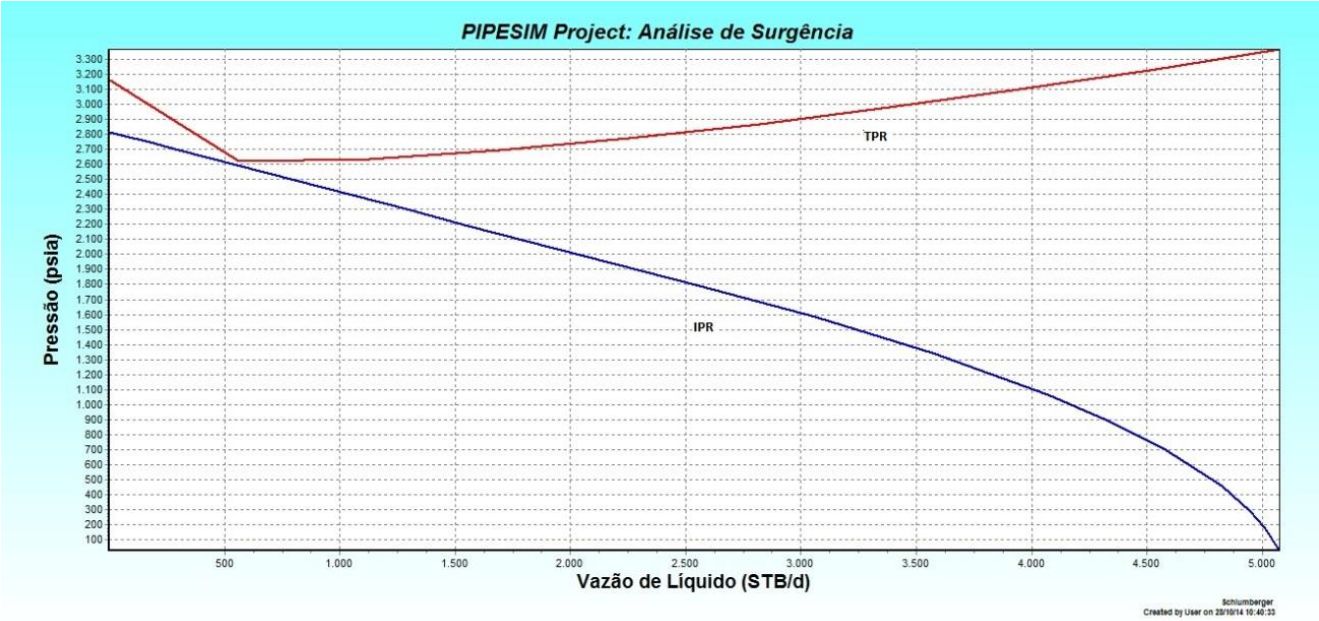

Figura 10: Análise de Surgência

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. No caso analisado, o dispositivo de elevação utilizado será o sistema de *gas-lift* contínuo, isso acarretará uma diminuição do gradiente de pressão ao longo da coluna devido à diminuição das perdas de pressão por elevação.

O correto dimensionamento do sistema de elevação proporciona uma operação dentro de condições ótimas de produção, ou seja, produzir tudo que o método for capaz de impulsionar.

4.1.2. 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 11 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 pisg.

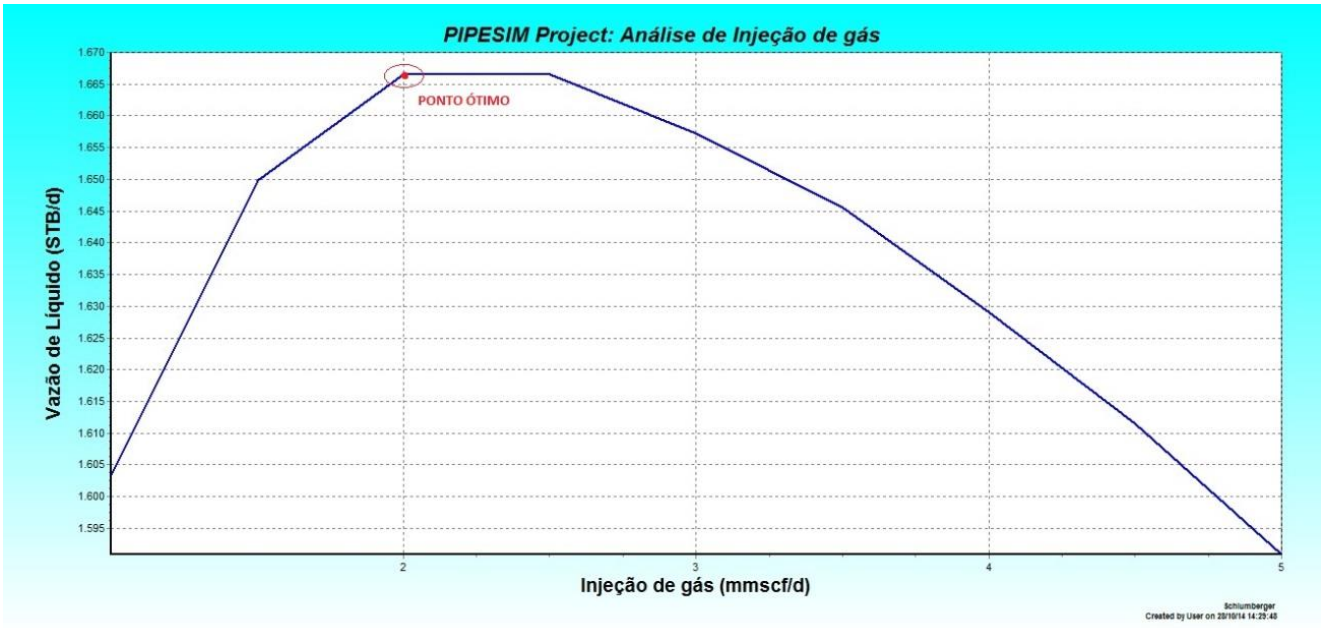

Figura 11: Influência da Injeção na Produção

Através da análise do gráfico da figura 11, percebe-se que para instalação da válvula a uma profundidade de 3775 ft, tem-se uma vazão ótima de injeção 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.

4.1.3. 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.

4.1.3.1. 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 12 mostra o resultado da simulação.

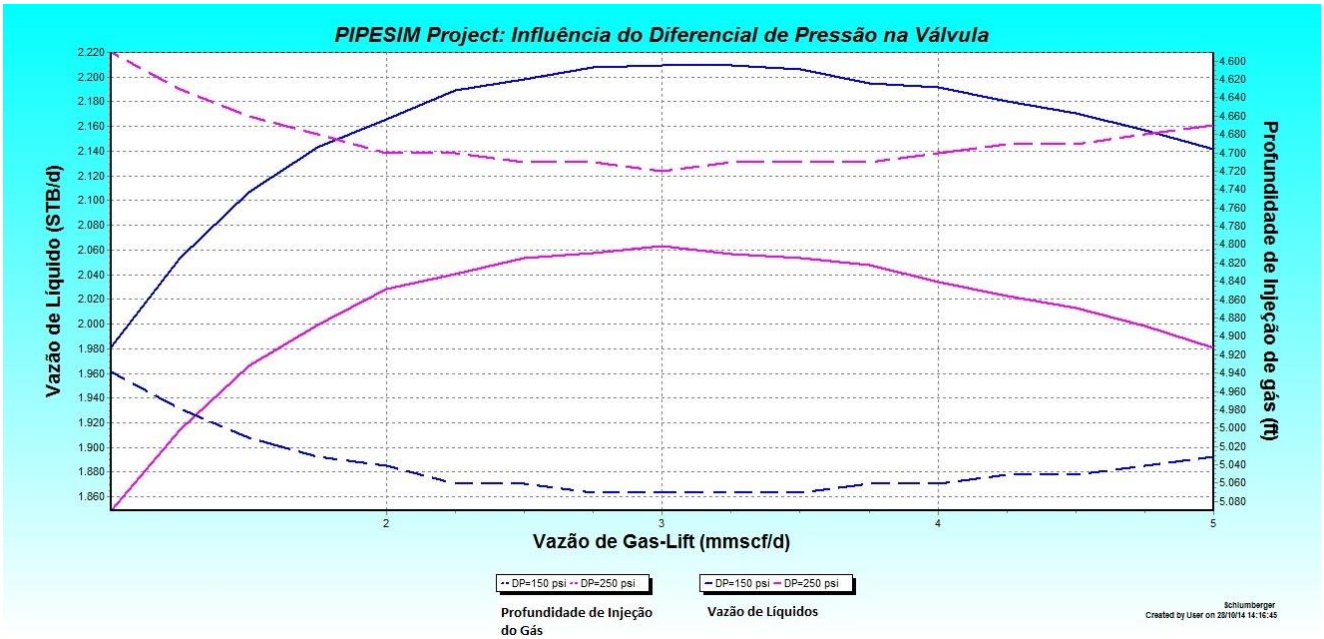

Figura 12: Influência do DP na Produção

Analisando a Figura 12, 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. Os resultados dessa simulação estão dispostos na Tabela 13.

Tabela 13: Valores Obtidos da Análise de Diferencial de Pressão de Abertura da Válvula Operadora

Pressão de Injeção do Gás 1000 Psig	Diferencial de Pressão (Psig)	
	150	**250**
Vazão Maxima de Produção (stb/dia)	1929	1815
Vazão Ótima de Injeção de Gás (mmscf/dia)	2,7	2,5
Profundidade Ótima da Válvula (ft)	4795	4360

4.1.3.2. 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 13 mostra o resultado da simulação.

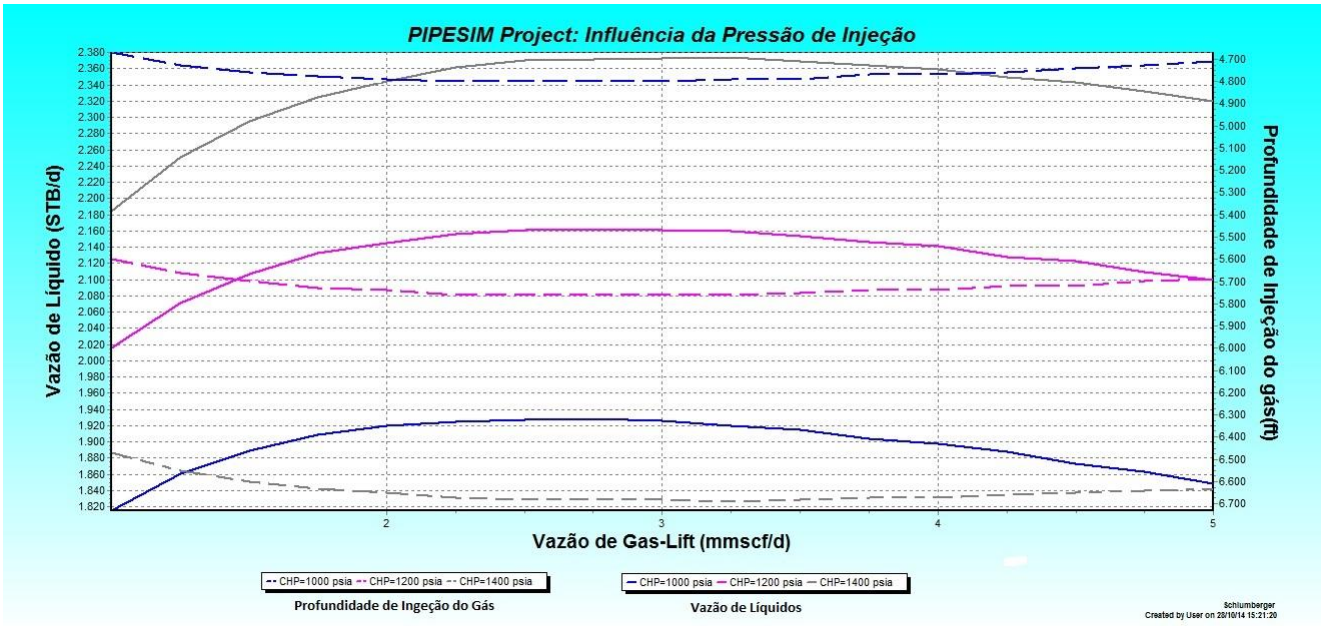

Figura 13: Influência da Pressão de Injeção na Válvula Operada para Produção

Através da análise da Figura 13, 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. Os resultados dessa simulação estão dispostos na Tabela 14.

Tabela 14: Valores Obtidos da Análise da Pressão de Injeção

DP 150 Psig	**PRESSÃO DE INJEÇÃO GÁS**		
	1000	**1200**	**1400**
Vazão Maxima de Produção (stb/dia)	1930	2160	2370
Vazão Ótima de Injeção do Gás (mmscf/dia)	2,75	2,75	3
Profundidade Ótima da Válvula (ft)	4780	5750	6650

4.2. ESTUDO DE CASO 02

4.2.1. Análise de Surgência

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. No entanto, assim como na análise do estudo de caso 01 (Figura 10), esse ponto não existe naturalmente.

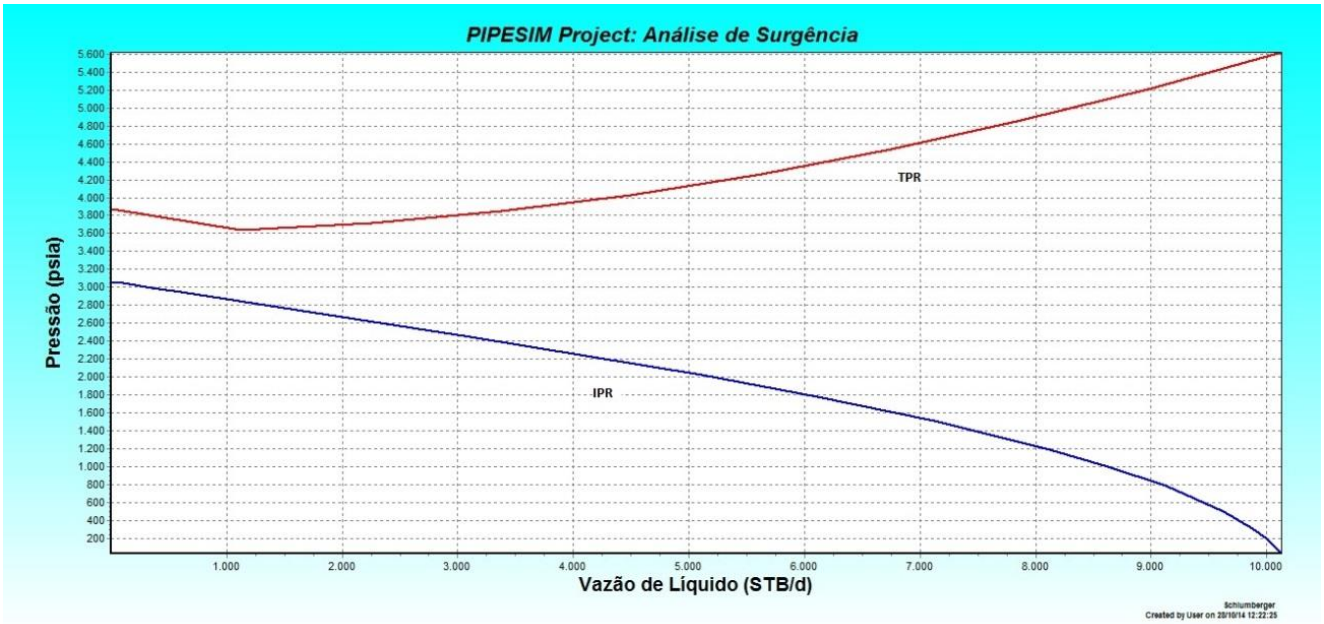

Figura 14: Análise de Surgência

.

Dessa forma, pode-se dizer que esse poço não conseguirá elevar seus fluidos sem ajuda de um método de elevação artificial, ou seja, não será surgente. No caso analisado, o dispositivo de elevação utilizado será o sistema de *gas-lift* contínuo, isso acarretará uma diminuição do gradiente de pressão ao longo da coluna devido à diminuição das perdas de pressão por elevação.

O maior afastamento das curvas na análise da Figura 14 se dá principalmente pelo alto teor de água na produção do poço, aumentando a pressão requerida do sistema.

4.2.2. Análise da Injeção de gás

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 15 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 4500 ft e considerada a pressão de saída de 80 psig.

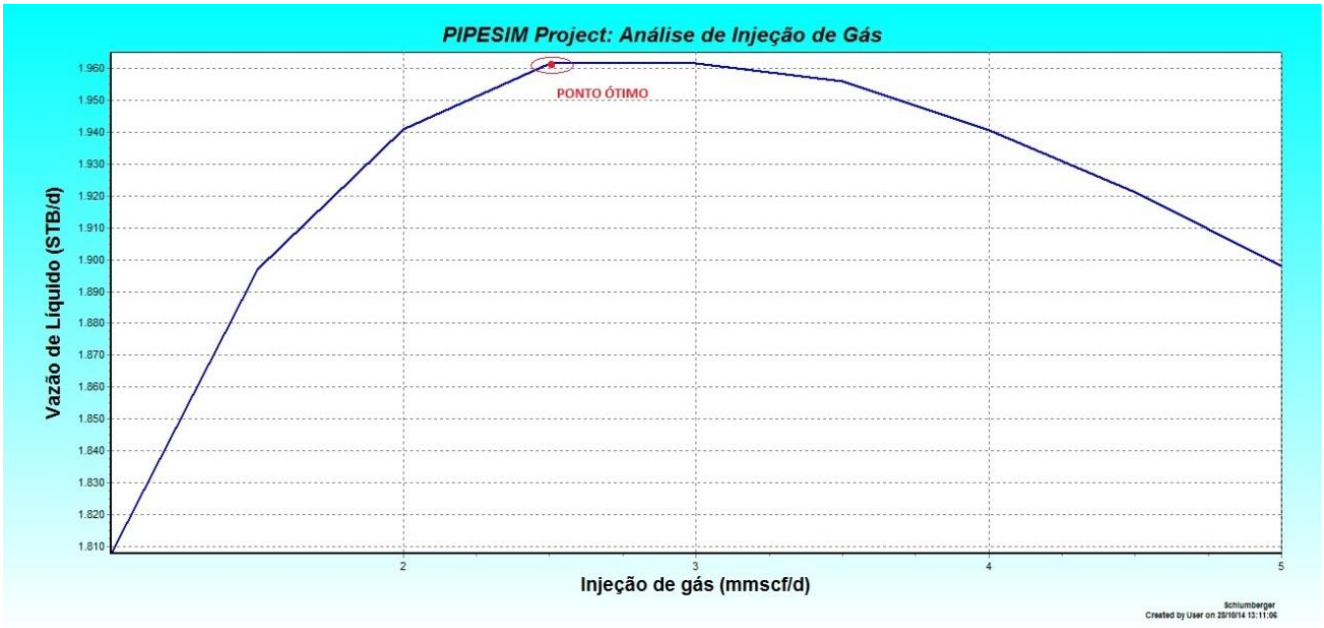

Figura 15: Influência da Injeção de Gás na Produção

Através da análise da Figura 15, percebe-se que para instalação da válvula a uma profundidade de 4500 ft, tem-se uma vazão ótima de injeção nas proximidades de 2,5 MMscf/dia (2,5 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.

4.2.3. 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.

4.2.3.1. Análise do Diferencial de Pressão

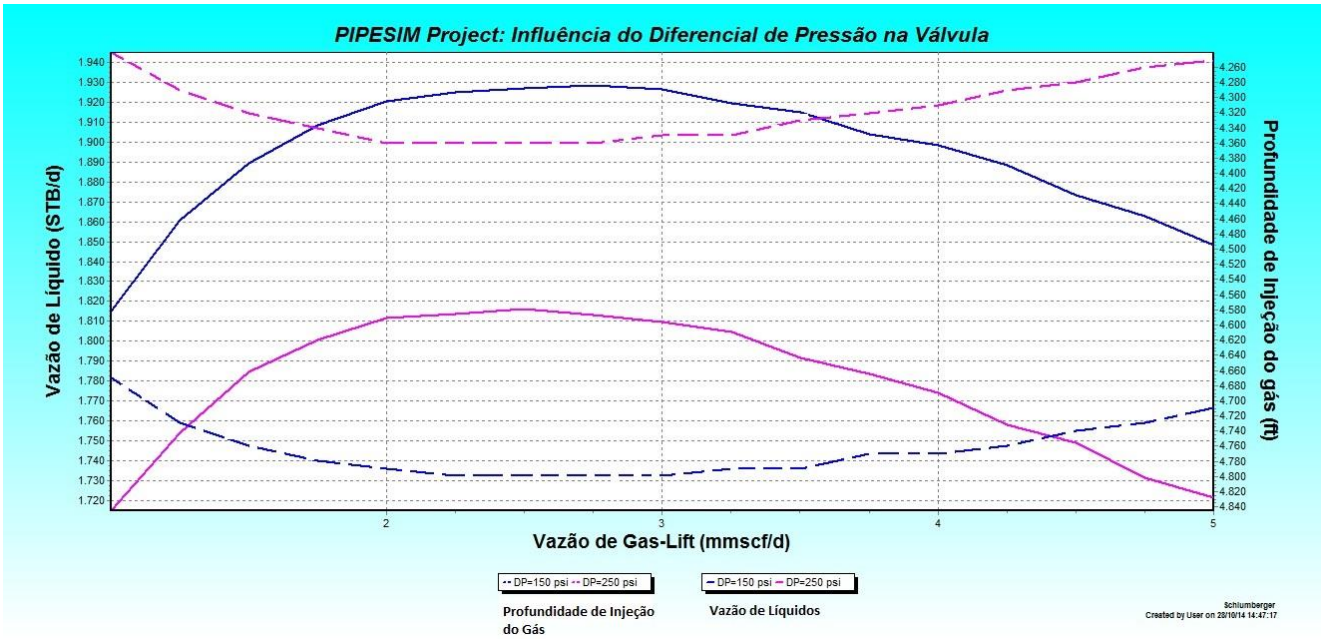

Figura 16: Influência do DP na Produção

Analisando a Figura 16, 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. Os resultados dessa simulação estão dispostos na Tabela 15.

Tabela 15: Valores Obtidos da Análise de Diferencial de Pressão de Abertura da Válvula Operadora

Pressão de Injeção do Gás 1000 Psig	**Diferencial de Pressão (Psig)**	
	150	**250**
Vazão Maxima de Produção (stb/dia)	2210	2065
Vazão Ótima de Injeção de Gás (mmscf/dia)	3	3
Profundidade Ótima da Válvula (ft)	5078	4718

4.2.3.2. Análise da Pressão de Injeção do Gás

Para essa análise, foi utilizado um diferencial de pressão de abertura da válvula operadora de 150 psig, decorrente da análise da Tabela 15 e temperatura de superfície de 100 °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 17 mostra o resultado da simulação.

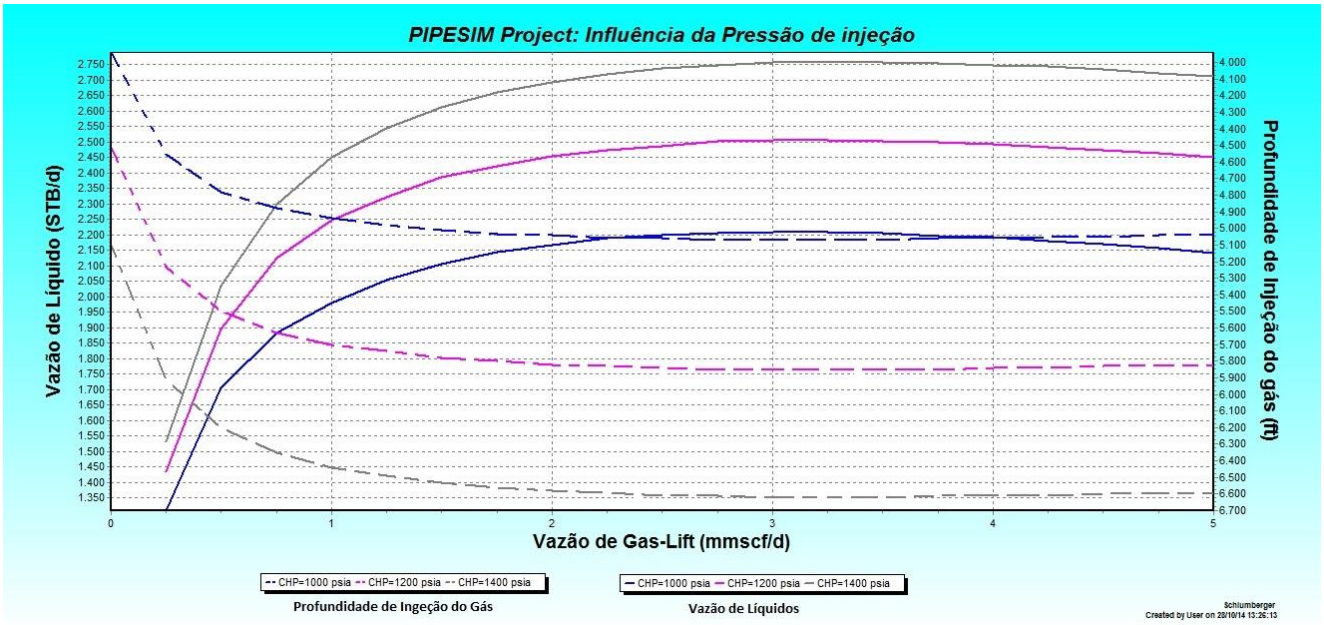

Figura 17: Influência da Pressão de Injeção na Válvula Operada para Produção

Através do gráfico da Figura 17, 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. Os resultados dessa simulação estão dispostos na Tabela 16.

Tabela 16: Valores Obtidos da Análise da Pressão de Injeção

DP 150 Psig	PRESSÃO DE INJEÇÃO GÁS		
	1000	**1200**	**1400**
Vazão Maxima de Produção (stb/dia)	2210	2500	2750
Vazão Ótima de Injeção do Gás (mmscf/dia)	3	3	3
Profundidade Ótima da Válvula (ft)	5100	5880	6600

5. CONCLUSÕES

A proposta deste estudo foi a seleção de valores ótimos dentro de valores comumente utilizados em operações com gas-lift contínuo, de forma a garantir uma maior produção do poço, ou do campo de petróleo.

A partir dos valores apresentados nas Tabelas 8, 9, 15 e 16 podem ser selecionados os valores ótimos de operação do sistema de *gas-lift* contínuo para os dois estudos de caso modelados neste trabalho.

Para o estudo de caso 01, 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.

O estudo de caso 02 seguiu a mesma linha do 01. A seleção direcionou o resultado para um diferencial de pressão na válvula operadora de 150 psig e pressão de injeção de 1400 Psig. 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 6600 ft, gerando uma vazão máxima de produção de 2750 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.

Além dos estudos técnicos e econômicos, o projeto ainda depende da disponibilidade do gás, da disponibilidade de compressores na lotação de trabalho e energia elétrica, além de outros fatores logísticos para o funcionamento do método.

REFERÊNCIAS

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 contínua 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.

MENESES, T. G., 2013, **Os principais métodos de elevação,** Apostila da Petrobras, Salvador.

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