Unisanta Science and Technology, **2015, 6, December**
Published Online 2015 Vol.4 N°2 http://periodicos.unisanta.br/index.php/sat)

UNISANTA
Science and Technology
ISSN 2317-1316

Análise dos Efeitos e Especificação dos Parâmetros de Injeção de *gas lift* em um Poço de Petróleo

Luís Paulo Garcia[1,2], Tosca De Lucca Benine[2], Dayanne Mascarenhas dos Santos[2], Thiago Andreotti[1,2]

[1]Petróleo Brasileiro SA - Petrobras
Rua Marques do Herval, 90 - Santos – SP, Brasil.
[2]Universidade Santa Cecília - Unisanta
Rua Oswaldo Cruz, 266 - Santos – SP, Brasil.

E-mail*:* lpaulogarcia@yahoo.com.br
Received October, 2015.

Resumo: O método de elevação artificial por *gas lift* consiste na injeção de gás no interior da coluna de produção com intuito de diminuir a densidade média do fluido que está sendo produzido pelo reservatório e, com isso, reduzir o gradiente gravitacional dentro da coluna para possibilitar uma redução da pressão necessária no fundo do poço para o deslocamento do fluido produzido até a superfície. Essa redução na pressão requerida no fundo do poço para escoar o fluido produzido possibilita um aumento da vazão produzida pelo reservatório e gera, portanto, ganhos de produção de óleo. Esse trabalho teve por objetivo avaliar, através de simulações em regime permanente, a influência da injeção de gás na produção de um poço de petróleo e determinar para esse poço os principais parâmetros relacionados à especificação do sistema de injeção de *gas lift*. A partir das simulações realizadas no software PIPESIM ® foi possível determinar, para o poço em estudo, o ponto ótimo de injeção de *gas lift*, os ganhos de produção com a injeção de *gas lift*, a pressão necessária para injetar o gás no fundo do poço e a posição de instalação da válvula de injeção de gás.

Palavras chave: método de elevação artificial, *gas lift*, injeção de gás, vazão ótima.

Analysis of Effects and Specification of the gas lift Injection Parameters in an oil Well

Abstract: The gas lift method consists on the gas injection inside the production tubing to decrease the medium density of the fluid that is being produced by the reservoir. This way, it is possible to reduce the gravitational gradient inside of the tubing and the necessary pressure on the bottom of the well to move the produced fluid to the surface. To drain the produced fluid, the reduction of the required pressure on the bottom of the well allows an increase of the production flow by the reservoir, thus, increasing the oil production. This work aimed to evaluate the influence of the gas injection in the production of an oil well through simulations in steady state and then, determine to this well the main parameters related to the specification of the gas lift system. With the well's simulations made by the PIPESIM® software, it was possible to determine the optimum point of gas lift injection, the production's gains, the necessary injection pressure in the bottom of the well and the position of the gas injection valve.

Keywords: Artificial lift method, gas lift, gas injection, flow production rate.

Copyright © 2015 ISESC.

1. Introdução

Quando o reservatório, no início de sua vida produtiva, possui energia suficiente para disponibilizar a pressão necessária para elevar os fluidos (óleo, água e gás) desde o fundo do poço até as facilidades de produção (separadores, tratadores e tanques), a produção se dá pelo processo de recuperação do petróleo chamado de elevação natural.

Esse processo ocorre normalmente no início da vida produtiva das jazidas, mas com o passar do tempo e com a depleção, a pressão do reservatório declina, tornando-se insuficiente para deslocar os fluidos até a superfície numa vazão econômica ou conveniente.

Para mitigar essa queda na vazão, existem métodos que pressurizam a região de interesse do reservatório com intuito de manter a energia do reservatório e manter a disponibilidade de pressão necessária para escoar a produção do poço. Esses métodos são chamados de métodos de recuperação secundária. Entretanto, em alguns casos, além dos métodos de recuperação secundária, utilizam-se também métodos de elevação artificial dos fluidos, que consistem em complementar a energia necessária para o escoamento dos fluidos do fundo do poço ao separador de produção.

Existem vários métodos para a elevação artificial dos fluidos, sendo que os mecanismos mais comuns acontecem por meio de uma bomba mecânica, ou através da injeção de gás natural na coluna de produção.

Para a escolha do método de elevação a ser utilizado, deve-se analisar diversos fatores, como, por exemplo, o número de poços, a profundidade, a inclinação dos poços, o diâmetro do revestimento, a vazão, a razão gás-líquido, as propriedades do óleo, a possibilidade de produção de areia, as fontes de energia disponíveis, sua localização e a potência disponível, além da acessibilidade ao poço. Levam-se em conta também considerações sobre confiabilidade e desempenho dos equipamentos envolvidos juntamente com a análise de aspectos financeiros como: custos de investimentos, operacionais e de abandono. Além disso, ao ser escolhido um método de elevação é remota a possibilidade de substituição desse método por outro, devido aos altos custos de operação, principalmente em ambientes de águas profundas.

Existem diversos métodos de elevação artificial de petróleo, dentre os quais o método de injeção de *gas lift* é um dos que mais se destaca. O método de injeção de *gas lift* é um método de elevação artificial bastante versátil, podendo ser aplicado tanto para óleos leves, quanto para óleos pesados.

Este método de elevação utiliza a energia contida em gás comprimido para elevar fluidos até a superfície. O gás é utilizado para gaseificar a coluna reduzindo a densidade média dos fluidos produzidos formando uma mistura mais leve, facilitando o escoamento do óleo ao reduzir a pressão requerida para deslocá-lo.

Esse método apresenta diversas vantagens, como, a fácil construção, a simples operação, o baixo custo de instalação e de manutenção e não contém partes mecânicas móveis em contato com o fluido a ser elevado.

Apesar de todas as vantagens, esse sistema apresenta um sério inconveniente, seu baixo rendimento comparado com outros tipos de sistemas de elevação é tal que pode chegar a limitar a sua aplicação em alguns casos. Isso se deve ao fato do grande consumo de gás comprimido representar um custo elevado de energia com o funcionamento do compressor.

Portanto, o objetivo desse trabalho é analisar de forma comparativa os efeitos causados por alterações nos principais parâmetros envolvidos na produção de um poço que utiliza o método do *gas lift* como método de elevação.

1.1 Influência da injeção de *gas lift* no ponto de operação do sistema

Para haver elevação natural dos fluidos, a pressão disponível no fundo do poço, tem que ser maior do que a soma da pressão de saída com a pressão hidrostática da coluna de fluido e as perdas de cargas no escoamento desse fluido até a saída do sistema. Além disso, a aceleração submetida ao fluido no processo de elevação também gera uma queda da pressão resultante na superfície, porém esta parcela pode, algumas vezes, ser desconsiderada por ter um valor quase nulo.

Com isso, o resultado da pressão requerida no fundo do poço para que o poço seja surgente está descrito na Equação 01; e os detalhamentos da pressão hidrostática e das perdas de carga estão referidos nas Equações 02, 03 e 04.

$$P_{wf} = P_{hid} + \Delta P_{atr,D} + \Delta P_{atr,L} + \Delta P_{ac} + P_s \quad \text{(Eq. 01)}$$

$$P_{hid} = \rho_m * g * h \quad \text{(Eq. 02)}$$

$$\Delta P_{atr,D} = \frac{f_{bifásico} * \rho_m * V_m^{\,2} * L}{2 * d} \quad \text{(Eq. 03)}$$

$$\Delta P_{ac} = \int \frac{\partial \left(\rho_m * V_m^{\,2}\right)}{\partial x} \quad \text{(Eq. 04)}$$

Onde:

P_{hid} = Pressão hidrostática referente à coluna de fluido;

ΔP_{atr} = Perda de carga referente ao atrito provocado entre o fluido e tubulações somadas com as

Copyright © 2015 ISESC

perdas localizadas referentes às obstruções na linha de produção, como válvulas, restrições entre outros;

ΔP_{ac} = Perda de carga devido ao aumento de velocidade do fluido durante o escoamento;

P_s =Pressão na saída do sistema;

$f_{bifásico}$ = Fator de atrito bifásico;

ρ_m = Massa específica da mistura;

L = Distância percorrida pelo fluido do fundo do poço até a superfície;

h = Altura vertical da coluna de fluido;

V_m = Velocidade da mistura;

d = Diâmetro da linha em que o fluido escoa.

A Equação 01 representa o cálculo da pressão requerida para o escoamento do fluido a uma dada vazão. Quanto maior for a fricção, a perda de carga por aceleração convectiva ou a parcela da hidrostática, maior será a pressão requerida no fundo do poço para escoar uma dada vazão. Por outro lado, a pressão disponível no fundo do poço (fornecida pelo reservatório) pode ser obtida da equação que melhor represente a IPR (*Inflow Performance Relationship*) do reservatório.

A Figura 1 apresenta um exemplo de comparação entre a curva de pressão disponibilizada pelo reservatório (IPR - *Inflow Performance Relationship*) e a curva de pressão requerida pelo sistema (TPR - *Tubing Pressure Requeriment*), ambas sendo função da vazão produzida pelo poço. Essa análise considera que o regime de operação do poço é permanente, ou seja, considera que não há variação das condições operacionais (vazão, pressão, etc...) com o tempo.

Analisando inicialmente na Figura 1 a condição de operação relativa ao ponto A (250 m^3/d) verifica-se que a IPR mostra um valor mais alto de pressão do que a TPR, ou seja, o poço requer apenas 210 bar de pressão para fazer fluir nesta vazão, mas o reservatório entrega esta vazão com uma pressão de 240 bar. É natural, portanto, que a vazão produzida pelo poço aumente, reduzindo a pressão disponível e aumentando a pressão requerida, sucessivamente até atingir o equilíbrio situado no ponto em que a IPR intercepta a TPR, tal como mostra o ponto C. Nesse ponto a pressão disponibilizada pelo reservatório é igual à pressão requerida no fundo do poço, para escoar uma determinada vazão. Esse ponto (ponto C) é conhecido como ponto de equilíbrio e identifica a condição de pressão de fundo e vazão de líquido que o poço irá produzir.

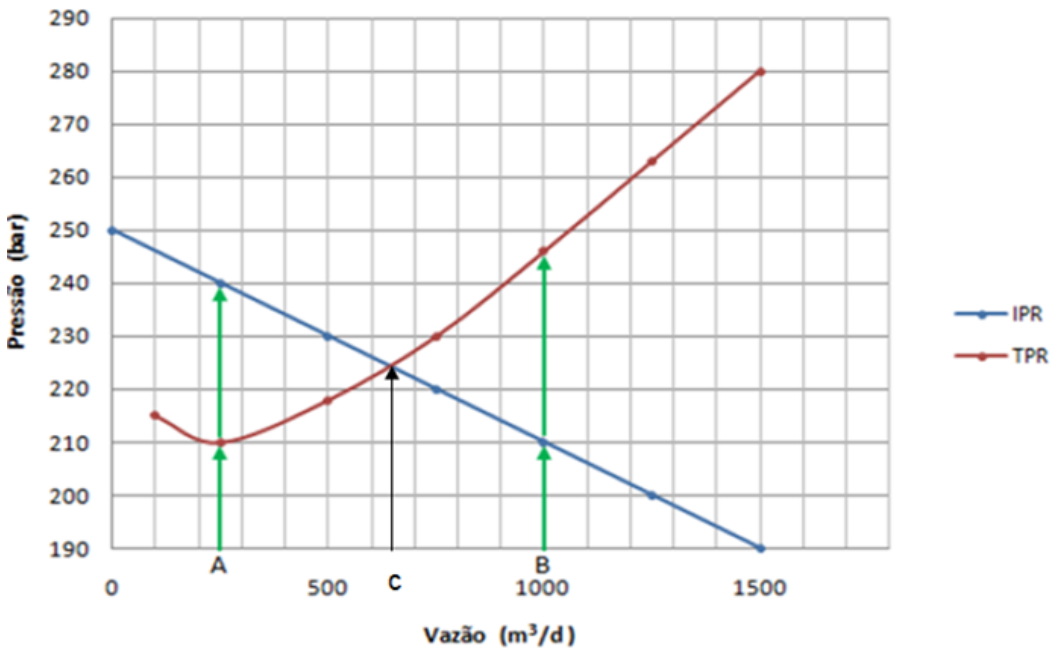


Figura 1 – Curva de IPR e TPR. (Rizzo Filho, 2011).

Copyright © 2015 ISESC

Para o caso em estudo, a vazão produzida pelo poço no ponto de equilíbrio é de 640 m^3/d. Ao refazer a mesma análise para o ponto B (1.000 m^3/d), percebe-se que a pressão requerida (aproximadamente 247 bar) é maior do que a pressão disponível (210 bar). Logo, para esta situação o reservatório não consegue elevar o óleo com 1000 m^3/d de vazão, que será reduzida naturalmente até atingir o ponto de equilíbrio.

O sistema de elevação por *gas lift* consiste na gaseificação da coluna de produção, utilizando gás natural com a finalidade de diminuir a densidade média do fluido que está sendo produzido do reservatório. Com isso, a pressão necessária para o deslocamento do fluido se reduz por causa do menor gradiente hidrostático obtido da mistura de óleo com gás injetado.

O processo de injeção de gás natural (GN) funciona a partir de um compressor instalado na plataforma de produção que aplica uma pressão suficiente que empurra o GN para dentro da coluna de produção através da válvula de *gas lift*, equipamento que possibilita a passagem e o controle de vazão do gás.

Conforme apresentado na Figura 2, o efeito do gás injetado na coluna de produção faz com que a curva de pressão necessária (TPR) decline. Assim, um novo ponto de equilíbrio com maior vazão será estabelecido entre a pressão requerida e a pressão disponível (IPR).

A análise detalhada desse sistema (Figura 2) permite verificar que o ponto de equilíbrio anterior à injeção de *gas lift* (ponto A') formado entre a curva de IPR e TPR-1, fixou-se em uma nova condição (ponto B') formado entre a IPR e TPR-2. Para esse caso, demonstra-se que, ao se injetar *gas lift* na coluna de produção, altera-se a vazão que antes era próxima de 640 m^3/d, para uma vazão em torno de 870 m^3/d, apresentando um acréscimo de 230 m^3/d de fluido ou um ganho percentual de 35,94%.

2. Materiais e Métodos

Para a elaboração do estudo foi modelado a produção de um poço de petróleo com dados fictícios através do *software* de simulação computacional de escoamento multifásico em regime permanente PIPESIM®, da Schlumberger, no qual foram observados aspectos do escoamento da produção e características como profundidade de injeção de *gas lift*, perdas de carga no escoamento, pressão estática do reservatório, RGO, entre outras. Assim, utilizando a versatilidade das simulações, buscou-se avaliar a influência da injeção de gás na produção de um poço do poço em estudo e para esse poço determinar os principais parâmetros relacionados a especificação do sistema de injeção de *gas lift*.

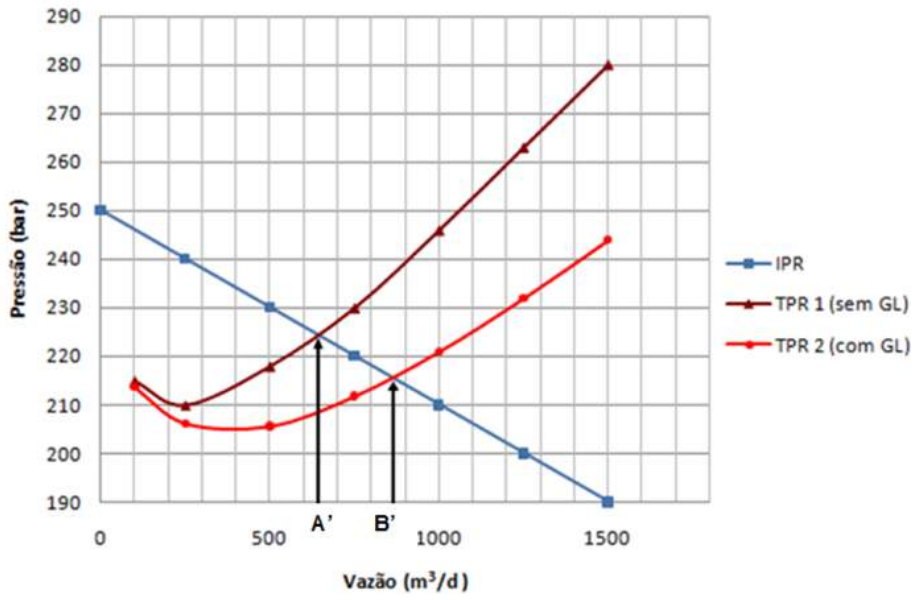


Figura 2 - Influência da injeção de *gas lift* na curva TPR. (Rizzo Filho, 2011).

Copyright © 2015 ISESC

No modelo de poço construído no PIPESIM® foram inseridos os elementos do sistema composto por reservatório, coluna de produção, *flowline* e *riser*, com seus respectivos dados.

Nesse modelo, o reservatório possui uma pressão estática (Pe) de 400 bara e Índice de Produtividade (IP) de 30 Sm³/d/bar. O fluido produzido pelo poço apresenta um grau API de 30 e uma razão gás-óleo (RGO) de 150 Sm³/Sm³. Nas simulações realizadas não foi considerada a produção de água (*water cut* = 0%).

A coluna de produção (*Tubing*) do poço possui 4000 metros de comprimento e um diâmetro de 4 polegadas.

A linha de produção do poço *Flowline* possui um comprimento horizontal de 5.500 metros e a linha de produção *Riser* possui um comprimento vertical de 2000 metros. Ambas as linhas possuem um diâmetro interno de 6 polegadas e são isoladas com um TEC (*Thermal Exchange Coeficient*) de 0,2 W/m/K.

A Figura 3 apresenta uma visão geral do sistema, conforme foi modelado no *software* PIPESIM®.

3. Resultados e Discussões

A Figura 4 mostra o efeito do aumento da fração de gás na redução do gradiente de pressão por gravidade, para o poço em estudo, no cenário de produção por surgência natural. Nessa figura pode-se ver que, a redução da pressão, que ocorre ao longo do escoamento, origina um gradual desprendimento do gás que estava solubilizado na fase óleo. Essa liberação do gás, a partir da fase óleo, gera um contínuo aumento da fração de gás livre no sistema, o que ocasiona uma redução da massa específica média da mistura e, por consequência, uma redução na perda de carga por gravidade. A injeção de *gas lift* contínuo tem por objetivo amplificar o efeito de redução da perda de carga por gravidade, que já é gerada pelo próprio gás produzido de forma associada com o óleo.

A Figura 5 apresenta uma comparação entre os perfis de gradiente de pressão por gravidade no poço em estudo nos cenários considerando e não considerando a injeção de *gas lift* no fundo do poço.

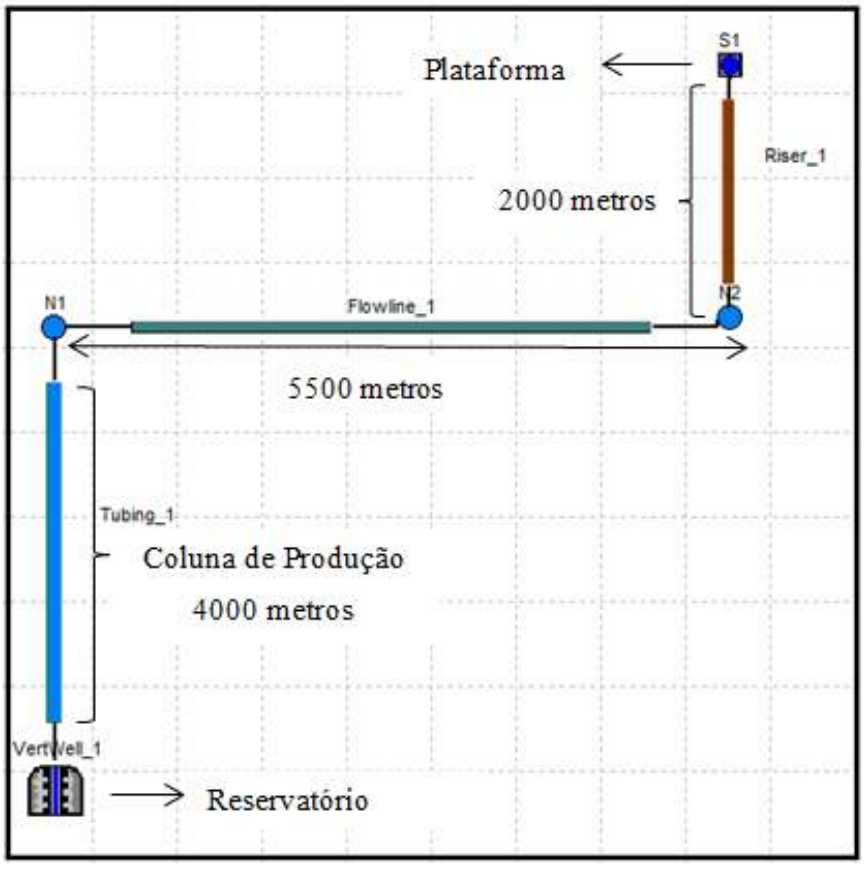


Figura 3 - Modelo criado no *software* PIPESIM®.

Copyright © 2015 ISESC

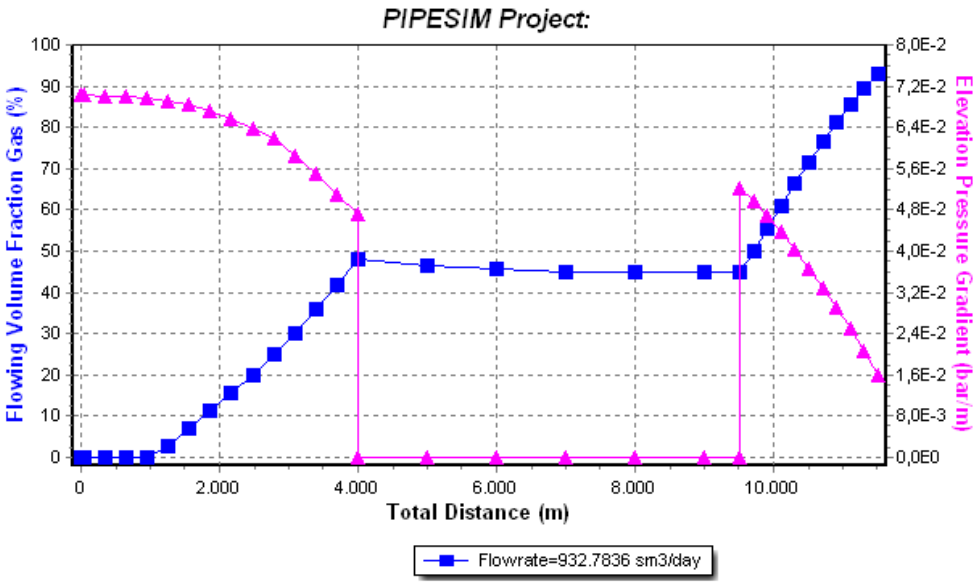


Figura 4 - Efeito do aumento da fração de gás na redução do gradiente de pressão por gravidade.

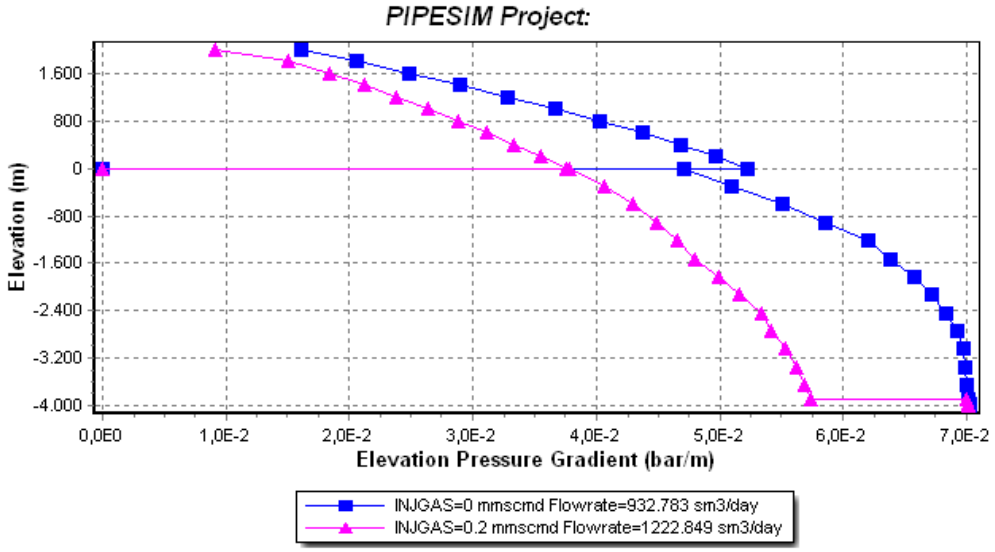


Figura 5- Comparação entre os perfis de gradiente de pressão por gravidade considerando e não considerando a injeção de *gas lift* no fundo do poço.

No cenário considerando a injeção de *gas lift,* a válvula de injeção de gás foi posicionada na profundidade de -3.900 metros e a vazão de gás injetada no poço foi de 200.000 Sm^3/d.

Na Figura 5 pode-se verificar que do fundo do poço (-4.000 metros) até a profundidade de -3.000 metros os gradientes de pressão são praticamente iguais nos dois cenários estudados (com e sem injeção de *gas lift*). Isto ocorre porque nesse trecho, em ambos os casos, há somente a influência da massa específica do fluido produzido sobre a perda de carga gravitacional.

A partir da profundidade de -3.000 metros, pode-se observar uma grande diferença entre os gradientes de pressão gravitacional referentes aos cenários com e sem injeção de *gas lift*.

Copyright © 2015 ISESC

Nesse ponto, pode-se verificar que o gradiente de pressão é reduzido de um valor de 0,0701 bar/m, no cenário em que não há injeção de gás, para um valor de 0,0574 bar/m quando se considera a injeção de *gas lift* no poço. Isto ocorre em função da redução da massa específica média da mistura que ocorre devido a incorporação do gás injetado na mistura produzida. Vale ressaltar que o ponto zero do gráfico corresponde ao trecho *flowline,* onde não há perda de carga gravitacional por ser um eixo horizontal, sem elevação. Após esse trecho, a perda de carga gravitacional volta a atuar no sistema devido à elevação de 2.000 metros no trecho *riser.* A Figura 6 apresenta duas curvas de perfil de pressão nas proximidades do fundo do poço, para os cenários com e sem a injeção de *gas lift*. Nessa figura pode-se ver que a pressão de fluxo no fundo do poço para o cenário com injeção de *gas lift* é menor do que a pressão de fluxo alcançada no cenário sem *gas lift*.

Essa redução na pressão de fluxo é devida ao efeito da injeção de gás, que ocasiona a diminuição da massa específica da mistura e a redução da perda de carga por gravidade, o que acaba resultando numa menor perda de carga total no sistema e numa consequente menor pressão de fluxo no fundo do poço (entrada do sistema). A menor pressão de fluxo no fundo do poço gera como último efeito da injeção de *gas lift,* uma maior produção do reservatório. Apesar de ter um efeito benéfico na redução da perda por gravidade, nem sempre a injeção de *gas lift* irá trazer ganhos para a produção de líquido do poço. Isso ocorre porque com o aumento da injeção de *gas lift* há um aumento da velocidade de fluxo, o que gera um aumento na perda de carga por fricção.

A Figura 7 mostra o efeito da injeção de *gas lift* na variação da perda de carga por gravidade e na perda de carga por fricção, para o poço em estudo. Nessa figura

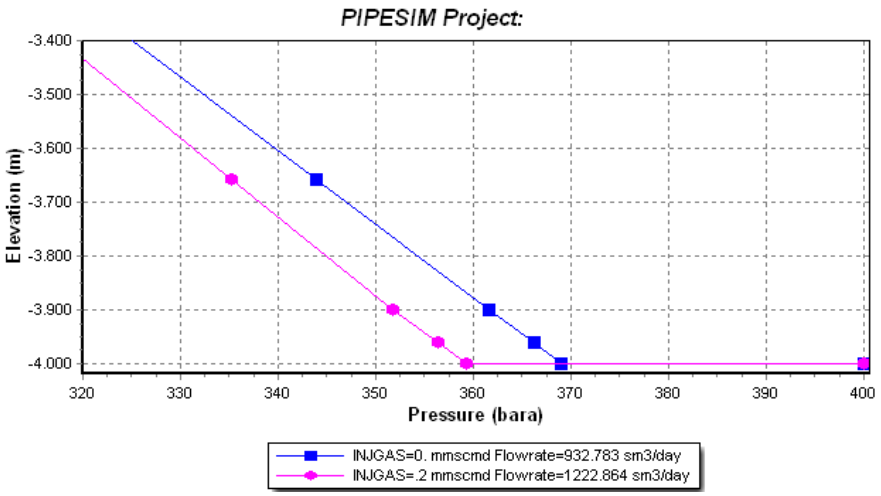


Figura 6 - Comparação entre os perfis de pressão do sistema com e sem a injeção de *gas lift.*

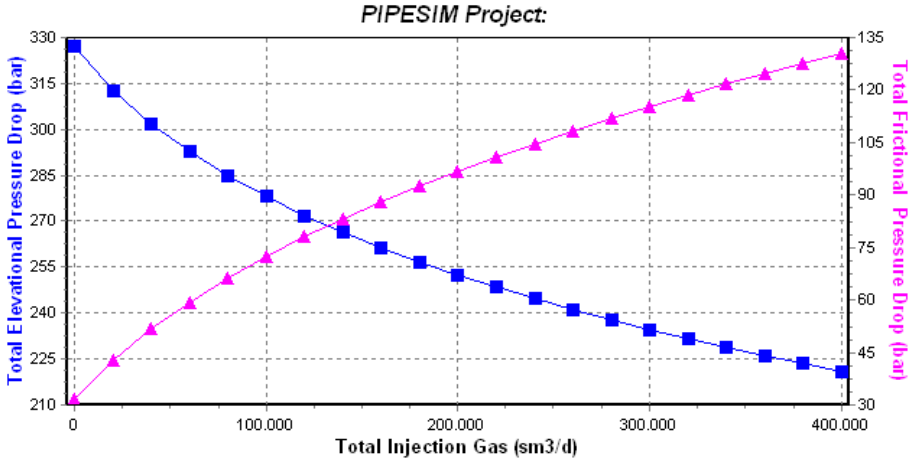


Figura 7 - Efeito da injeção de *gas lift* na variação da perda de carga por gravidade e na perda de carga por fricção.

Copyright © 2015 ISESC

pode-se observar que a injeção de *gas lift* ocasiona uma gradual redução da perda de carga por gravidade, mas ao mesmo tempo o aumento da injeção de *gas lift* gera uma elevação na perda de carga por fricção. Assim, enquanto o aumento na injeção estiver ocasionando uma redução na perda de carga por gravidade maior do que o aumento na perda de carga por fricção $(\Delta DP_{grav} > \Delta DP_{fric})$, a perda de carga total resultará em valores menores $(\downarrow DP_{total})$ e o aumento na injeção de *gas lift* trará ganhos de produção. Entretanto, quando o aumento na injeção ocasionar uma redução na perda de carga por gravidade, menor do que o aumento na perda decarga por fricção $(\Delta DP_{grav} < \Delta DP_{fric})$, a perda de carga total resultará em valores maiores $(\uparrow DP_{total})$e, nesse caso, o aumento na injeção de *gas lift* não trará ganhos de produção.

A influência da injeção de *gas lift* na variação de produção de líquido do poço pode ser visualizada na Figura 8. Nessa figura pode-se perceber que para o cenário de poço operando por surgência natural (injeção de *gas lift* nula) a produção de líquido do poço é de 932,78 Sm³/d.

A partir desse ponto, a injeção de *gas lift* aumenta a produção de líquido do poço até uma vazão máxima de 1.222,86 Sm³/d, isso ocorre em função da predominância da redução da perda de carga por gravidade sobre o aumento da perda de carga por fricção. Após o ponto de vazão máxima, chamado de ponto ótimo de injeção de *gas lift*, a produção de líquido do poço passa a diminuir com o aumento da injeção de *gas lift*. Conforme explicado anteriormente, essa redução na produção de líquido, ocasionada pelo aumento na injeção de gás, é devida ao aumento na perda de carga por fricção ficar superior à redução na perda de carga por gravidade, o que resulta numa maior perda de carga total, que implica numa maior pressão de fluxo no fundo e, como consequência final, numa menor produção de líquido pelo reservatório.

O dimensionamento do sistema de injeção de *gas lift* deve ser realizado de acordo com as características de cada poço, devendo-se levar em consideração as propriedades do fluido produzido, da coluna de produção, dos dutos de coleta e do sistema de compressão, bem como as propriedades de outros fatores relevantes. A depender das características do sistema pode-se encontrar cenários em que a injeção de *gas lift* não seja interessante.

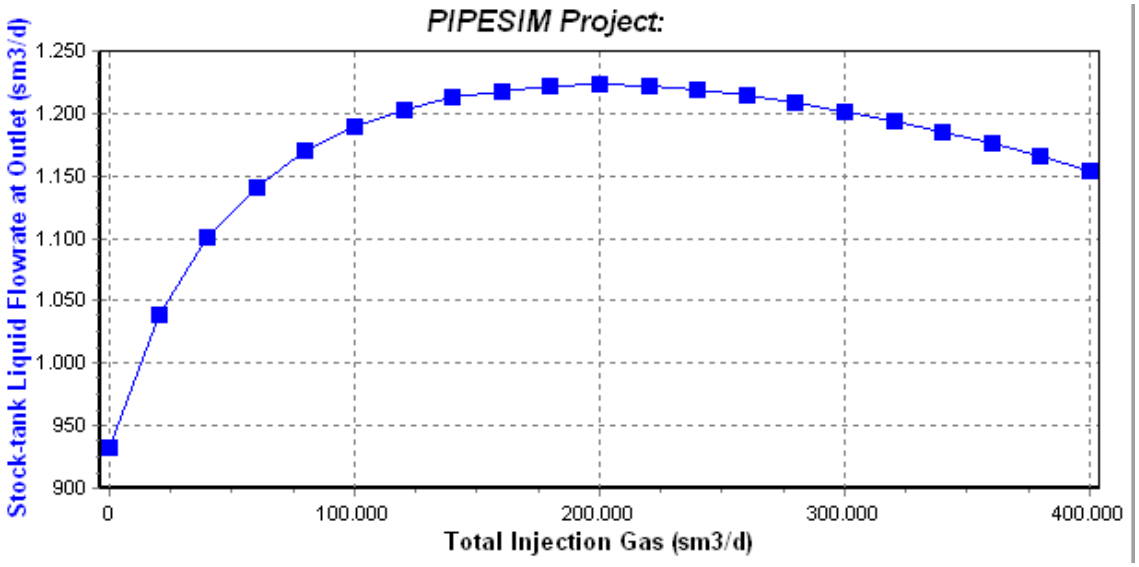


Figura 8 - Influência da injeção de *gas lift* na produção de líquido do poço (curva de performance de *gas lift*).

Copyright © 2015 ISESC

Uma das características do sistema que possui uma grande influência sobre os efeitos do *gas lift* é a Razão gás-óleo (RGO) do fluido produzido pelo poço. A depender da RGO do fluido produzido, a fração de gás no sistema pode já ser elevada e a injeção de *gas lift* pode não trazer uma redução na perda de carga por gravidade superior ao incremento na perda de carga por fricção.

A Figura 9 apresenta uma comparação do efeito da injeção de *gas lift* para diferentes RGOs de fluido produzido. Nessa Figura, pode-se observar que para a RGO de 50 Sm³/Sm³, o poço não é surgente naturalmente, pois para vazões de *gas lift* abaixo de 40.000 Sm³/d a sua produção de líquido é nula. A partir da vazão da injeção de 40.000 Sm³/d a produção do poço aumenta com a injeção de *gas lift*, alcançando um máximo de 1.224 Sm³/d quando a injeção de *gas lift* é de 320.000 Sm³/d e depois a produção do poço começa a declinar com o aumento da injeção de *gas lift*.

Para a RGO 150 Sm³/Sm³ o efeito da injeção de *gas lift* na produção de líquido do poço, fica conforme já explicado anteriormente: quando a vazão de *gas lift* é nula a produção do poço, por surgência natural, é de 932,78 Sm³/d. A partir desse ponto o aumento na injeção de *gas lift* ocasiona um aumento na produção do poço até o valor de 1.222,86 Sm³/d quando a vazão de *gas lift* é de 200.000 Sm³/d e a partir desse ponto ótimo tem-se uma gradual redução da produção do poço com o aumento na injeção de *gas lift*.Para a RGO de 350 Sm³/Sm³ o poço tem uma produção de 1.202,5 Sm³/d quando a vazão de *gas lift* é nula e para qualquer quantidade de injeção de *gas lift* tem-se uma redução na produção de líquido do poço. Isso ocorre porque, para essa RGO, a quantidade de gás produzida pelo fluido do poço já é suficiente para reduzir a massa específica da mistura até valores que deixam a perda de carga por gravidade em valores baixos. Assim, a injeção de *gas lift* não terá um efeito tão importante sobre a perda de carga por gravidade, mas, por outro lado, ocasionará um aumento na perda de carga por fricção, o que, para esse caso, irá resultar numa perda de carga total maior para qualquer valor de injeção de *gas lift.*

A Figura 10 apresenta uma análise sobre o efeito da profundidade de instalação da válvula de injeção de *gas lift* na curva de performance de *gas lift*. Nessa figura pode-se verificar que em todas as posições avaliadas houve ganho de produção do poço, a partir da injeção de *gas lift.* Entretanto, pode-se observar que quanto maior for a profundidade de instalação da válvula de *gas lift*, maior será a vazão produzida para uma mesma vazão de gás injetada.

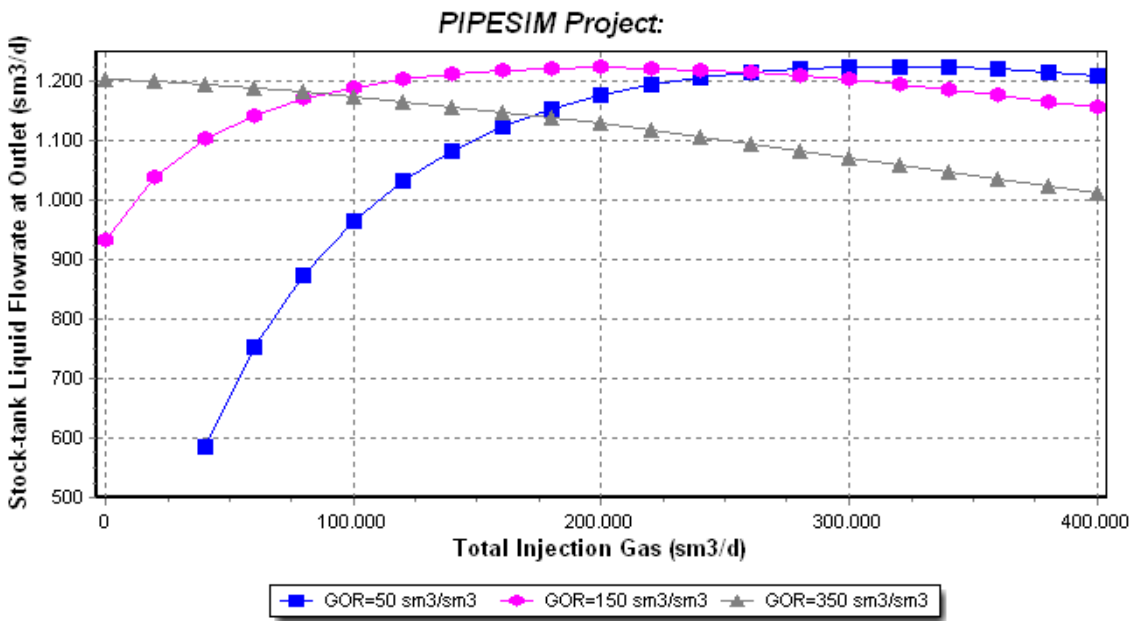


Figura 9 - Comparação do efeito da injeção de *gas lift* para diferentes RGOs de fluido produzido.

Copyright © 2015 ISESC

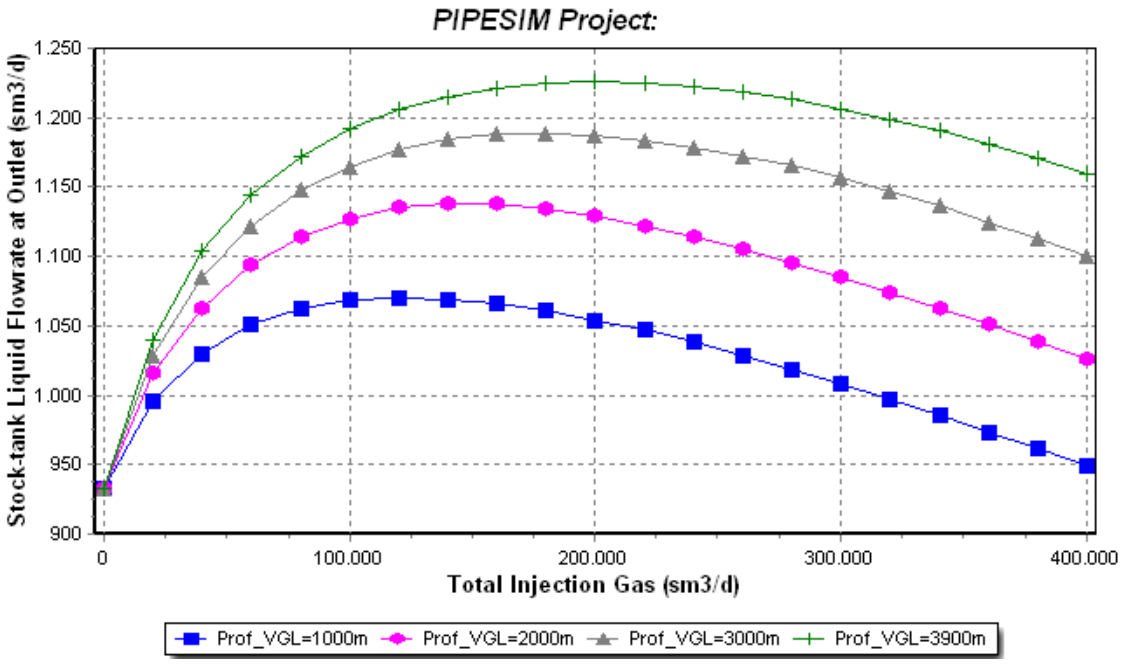


Figura 10 - Efeito da profundidade de instalação da válvula de injeção de *gas lift* na curva de *performance* de *gas lift*.

O aumento da produção de líquido que ocorre com o aumento da profundidade de instalação da VGL é devido ao maior comprimento de coluna de produção gaseificada, o que diminui a parcela da perda de carga gravitacional que age sobre o reservatório no fundo do poço. Essa redução na perda de carga gravitacional reduz a pressão de fluxo no fundo do poço e possibilita um aumento da produção do reservatório.

Nas Figuras 11 A – D é realizada uma análise da influência da variação da pressão de injeção na determinação da profundidade máxima de instalação da VGL.

A Figura 11 A, apresenta o caso de uma pressão de injeção de gás de 220 bara. Nessa figura pode-se verificar que a pressão no anular é superior a pressão no interior da coluna de produção até a profundidade de 2.832 m. Para profundidades abaixo desse ponto, a pressão no anular fica inferior a pressão na coluna de produção e, portanto, não é possível que o gás flua no sentido do anular para o interior da coluna de produção. Geralmente, para se ter certeza que haverá fluxo do anular para a coluna de produção se define como requisito de projeto uma diferença de pressão positiva mínima entre esses dois pontos. No caso em estudo se definiu um diferencial de pressão mínimo de 10 bar e a posição no sistema em que esse diferencial de pressão ocorre está sinalizado pela linha apontada pela seta.

No caso do cenário com pressão de injeção de 220 bara, a posição máxima de instalação da VGL que garante um diferencial de pressão positivo de 10 bar é 2.645 m. Nas Figuras 11 B, C e D são mostrados cenários com pressão de injeção de 240, 260 e 280 bara, respectivamente. Nesses cenários a máxima profundidade de instalação da VGL considerando um diferencial de pressão mínimo de 10 bar entre o anular e a coluna de produção é de 3107 m para a pressão de injeção de 240 bara (Figura 11 B), de 3.569 m para uma pressão de injeção de 260 bara (Figura 11 C) e 4000 m para uma pressão de injeção de 280 bara (Figura 11 D). Para esse último caso, se não houver nenhuma restrição física, será possível injetar *gas lift* no ponto mais profundo da coluna de produção. Esses resultados mostram que quanto maior for a pressão disponível no anular maiores são as profundidades em que se pode instalar a VGL com garantia de que haverá fluxo de gás do anular para o interior da coluna de produção. A Figura 12 novamente exemplifica a afirmação de que é necessário que a pressão no anular seja maior que a pressão dentro da coluna de produção para haver injeção de *gas lift* para dentro da mesma. Como consta nessa figura, somente a partir da pressão do anular de 270 bara, inicia-se a injeção de gás, conseguindo alcançar uma vazão de 292.554 Sm³/d com 280 bara de pressão no anular.

Copyright © 2015 ISESC

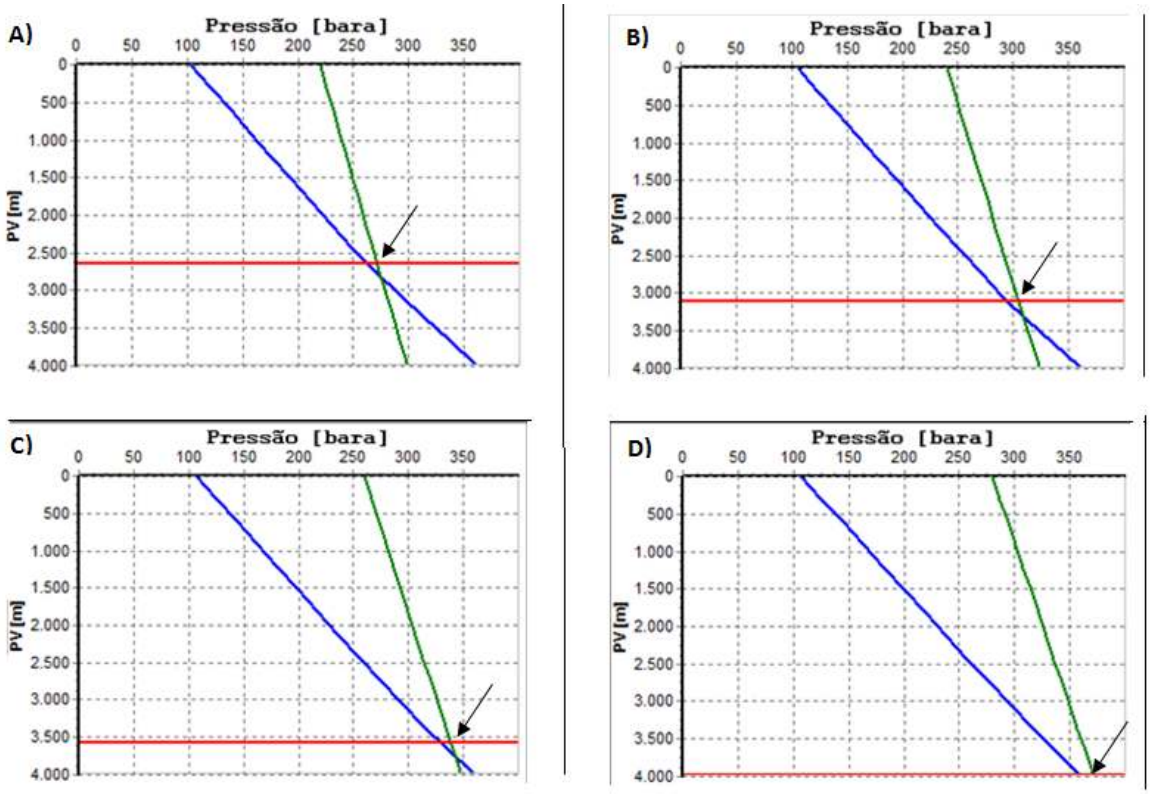


Figura 11 - Efeito da profundidade de instalação da válvula de *gas lift* em função da pressão do *casing*.

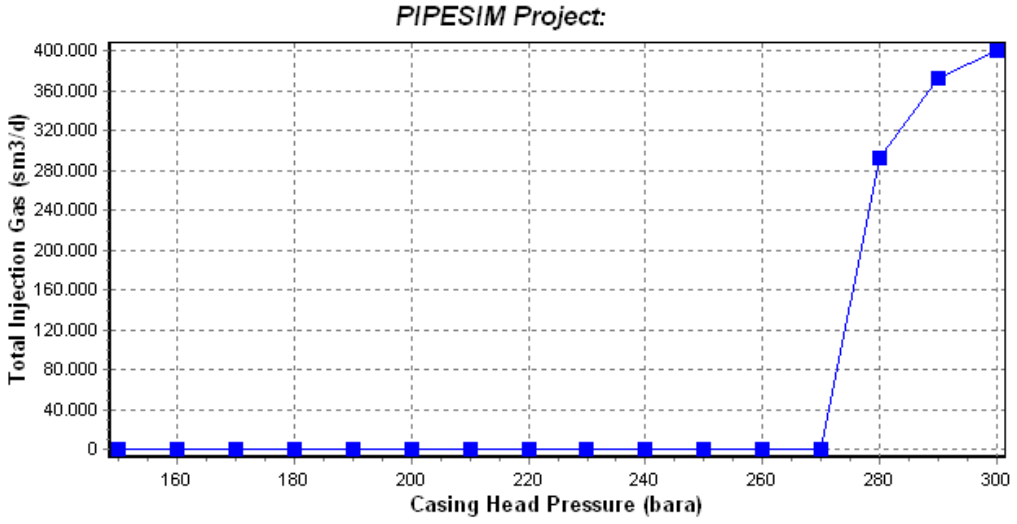


Figura 12 - Efeito da injeção de *gas lift* em função da pressão do *casing*.

Copyright © 2015 ISESC

Portanto, essa análise mostra que, quanto maior for a vazão de *gas lift* requerida, maior será a pressão de injeção necessária. Assim, se a pressão na descarga do compressor for menor do que o necessário para se injetar a vazão de *gas lift* necessária, a vazão de *gas lift* ficará limitada e o poço não irá produzir a máxima vazão de líquido possível.

A Figura 13 apresenta uma análise nodal realizada no fundo do poço para cenários de diferentes pressões estáticas do reservatório, considerando o cenário sem injeção de *gas lift*. Nota-se nessa figura, que somente o cenário cuja pressão estática é de 400 bara produz por surgência natural com uma vazão de 932,78 Sm³/d.

Os demais cenários por possuírem pressões disponibilizadas pelo reservatório abaixo das pressões requeridas pelo sistema, não possuem energia suficiente para deixar o poço em produção, necessitando assim da aplicação de algum método de elevação artificial para continuar produzindo.

Uma das possibilidades para manter a produção desse poço é a instalação de sistema de injeção de *gas lift*. Esse método irá reduzir os valores da curva de pressão requerida do sistema, ou seja, a pressão de fluxo do fundo do poço através da redução da massa específica da mistura epor consequência, da redução da perda de carga gravitacional, possibilitando, dessa forma, operar com menores pressões de fluxo no fundo do poço e permitindo a produção do reservatório nos cenários de menor pressão estática.

Também é importante destacar que, para o caso em estudo, mesmo o reservatório sendo surgente, sem a necessidade do método, após a injeção de *gas lift* ele apresentará um ganho maior em termos de produção.

A influência da injeção de *gas lift* na produção do poço para diferentes pressões estáticas é mostrada na Figura 14. Nessa figura pode-se observar que nos cenários com pressão estática de 300 e 350 bara somente haverá produção de líquido pelo poço se houver injeção de *gas lift*.

A curva de 300 bara começa a produzir, somente a partir de uma injeção de gás de 40.000 Sm³/d, apresentando uma vazão de líquido de 474,65 Sm³/d e a curva de 350 bara produz uma vazão de 651,25 Sm³/d a partir de uma injeção de gás de 20.000 Sm³/d.Já a curva de 400 bara por ser um cenário em que o poço consegue produzir por surgência natural, no ponto zero de injeção de *gas lift* já apresenta uma vazão na saída do sistema de 932,78 Sm³/d.

Conseguindo alcançar em seu ponto ótimo uma vazão de 1.222,86 Sm³/d com uma injeção de gás de 200.000 Sm³/d.

Essa análise evidencia a importância do método de injeção de *gas lift* para aumentar a produção de óleo de poços que ainda operam por surgência natural (caso haja a necessidade de utilizá-lo) ou para permitir que poços que não produzem mais por surgência natural, devido à depleção do reservatório, voltem a produzir, garantindo um aumento no fator de recuperação do mesmo.

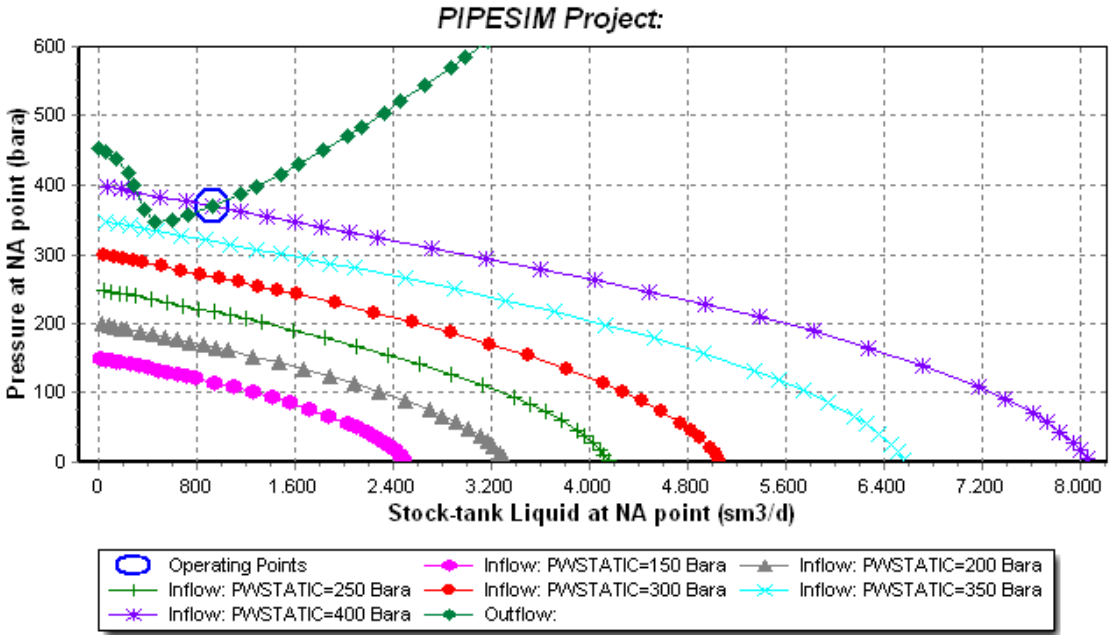


Figura 13 - Análise nodal para cenários de diferentes pressões estáticas considerando o poço sem injeção de *gas lift*.

Copyright © 2015 ISESC

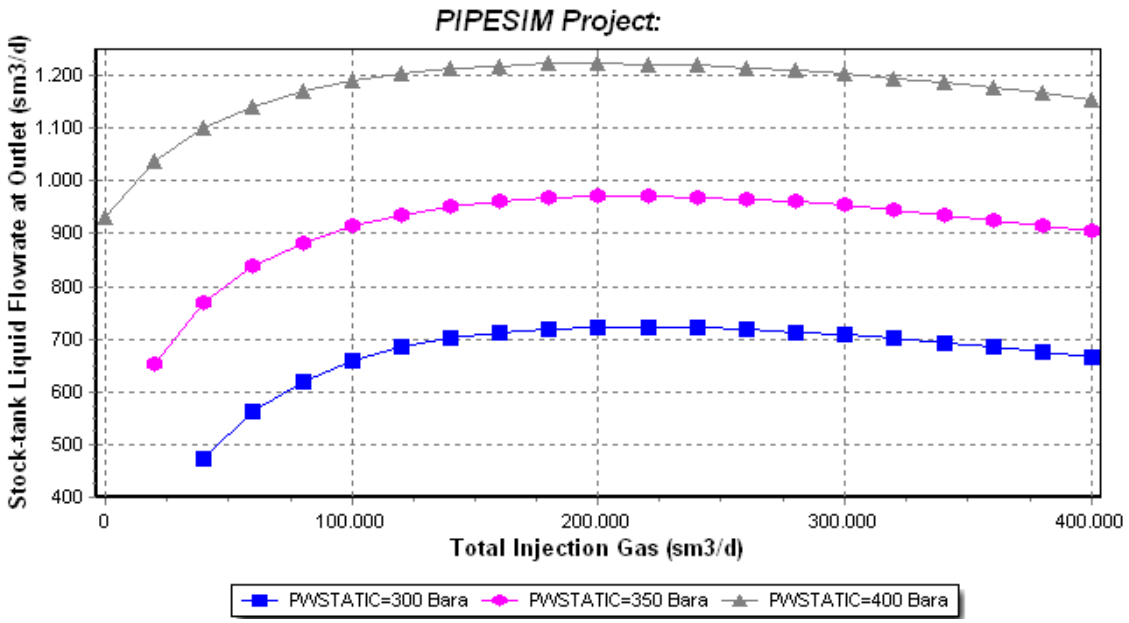


Figura 14 - Influência da injeção de *gas lift* na produção do poço para diferentes pressões estáticas.

4. Conclusões

Nesse trabalho foi realizada a modelagem de um poço de petróleo no *software* PIPESIM® e a partir das simulações realizadas, foi possível avaliar os efeitos da injeção de *gas lift* nesse poço, bem como, foi possível determinar os principais parâmetros relacionados a especificação do sistema de injeção de *gas lift*.

As simulações mostraram que a injeção de *gas lift*, no poço em estudo, possibilitou uma redução na perda de carga por gravidade, o que resultou num aumento da produção de líquido de 932,78 Sm^3/d, referente ao cenário por surgência natural, para 1.222,86 Sm^3/d, no cenário referente ao ponto ótimo de injeção de *gas lift*. Após o ponto ótimo de injeção de *gas lift*, as simulações demonstraram que a elevação da vazão de injeção ocasiona um aumento na perda de carga por fricção superior à redução na perda de carga por gravidade, o que ocasiona um aumento na perda de carga total e uma consequente redução na produção do poço.

Os resultados obtidos também mostraram que quanto mais profunda for a posição de instalação da válvula de injeção de *gas lift* maior será a produção alcançada pelo poço. Isso ocorre em função do aumento da extensão da coluna de produção que é gaseificada pelo *gas lift*, o que aumenta o efeito na redução da perda de carga por gravidade e, portanto, reduz a pressão de fluxo no fundo do poço. Para o ponto de injeção referente à posição 3.900 m (apenas 100 metros do fundo do poço) a produção alcançada no ponto ótimo de injeção de *gas lift* é de 1.222,86 Sm^3/d.

As análises realizadas para definição do ponto máximo de instalação da VGL comprovaram que quanto maior for a profundidade desejada para a instalação da VGL maior será a pressão de injeção requerida no anular. Para se permitir a injeção de *gas lift* no fundo do poço em estudo é preciso que a pressão de injeção em superfície seja de 280 bara. Caso a pressão disponibilizada pelo compressor seja inferior a esse valor a vazão injetada ficará limitada e poderá ser nula a depender do valor máximo de pressão de injeção disponibilizado.

As simulações realizadas para avaliar o efeito da injeção de *gas lift*, no poço em estudo, em cenários futuros de pressão estática reduzida, que ocorrem em função da depleção do reservatório, mostraram que a injeção de *gas lift*, além de possibilitar o aumento da produção de líquido nos cenários em que o poço é surgente naturalmente, pode possibilitar a manutenção do poço em produção por um maior tempo, mesmo quando o poço não conseguiria operar por surgência natural. Dos cenários avaliados, somente no cenário de pressão estática de 400 bara, o poço mostrou condições de operar por surgência natural, sendo que, para os cenários de pressão estática igual ou menor do que 350 bara os resultados mostraram que o poço não consegue operar por surgência natural.

Copyright © 2015 ISESC

Nesses cenários o uso de um sistema de elevação artificial pode prolongar o tempo de operação do poço e aumentar o fator de recuperação do reservatório. Para o poço em estudo as simulações realizadas mostraram que nos cenários de pressão estática de 300 e 350 bara o poço não é surgente naturalmente e permanece sem produção de líquido até que seja alcançada uma vazão mínima de *gas lift*. Nesses cenários a produção de líquido alcança o ponto ótimo nos valores de 723,24 Sm³/d e 971,38 Sm³/d, quando as vazões de *gas lift* injetadas em ambos os casos é de 220.000 Sm³/d.

5. Referências Bibliográficas

CARVALHO FILHO, C. O. **Produção de petróleo por elevação a gás intermitente: simulação e análise dos métodos convencional e invertido**. Campinas: *UNICAMP*, 2004

LEONEZ, R. C. L. **Métodos de elevação utilizados na Engenharia de Petróleo – Uma revisão de Literatura**. Angicos: UFERSA, 2011.

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

RIZZO FILHO, H. S. **A otimização de gás *lift* na produção de petróleo: Avaliação da curva de performance do poço.** Rio de Janeiro: UFRJ, 2011.

PLUCENIO, A. **Stabilization and optimization of an oil well network operating with continuous gas lift**. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio-Texas, 2002 .

NIND, T. E. W. **Principles of Oil Well Production**. McGraw-Hill Book Company, 1981.

JANSEN B., DALSMO M., NOKLEBERG L. HAVRE K. KRISTIANSEN V. LEMETAYER P.. **Automatic control of unstable gas lift wells**. In: 1999 SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Houston - Texas, 1999.

BAXENDELL, P. B. **Producing Wells on Casing Flow, an Analysis of Flowing Pressure Gradients**. Trans.AIME, 1958.

Copyright © 2015 ISESC