



XXI Congresso Brasileiro
de Engenharia Química

Fortaleza/CE
25 a 29 de setembro



XVI Encontro Brasileiro sobre o
Ensino de Engenharia Química
Fortaleza/CE
25 a 29 de setembro

MITIGAÇÃO DE GOLFADAS NA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO EM SISTEMAS OFFSHORE

F. H. ASHIKAWA¹, S. W. PARK¹

¹ Universidade de São Paulo, Escola Politécnica, Departamento de Engenharia Química
E-mail para contato: fabiohidashi@gmail.com

RESUMO – *Existem inúmeras instalações offshore operando em regimes instáveis de escoamento. Tal regime é resultado de diâmetros das linhas de produção superdimensionados ou baixa vazão dos poços no final da vida produtiva. Esta instabilidade traz dificuldades na produção offshore, pois pode causar danos nos equipamentos da plataforma ou perdas de produção. Neste âmbito, é necessário estudar meios de atenuar ou suprimir este tipo de regime de escoamento. O objetivo deste trabalho é desenvolver métodos de forma a garantir a estabilidade do sistema através da modulação adequada da válvula choke, reduzindo ou mesmo eliminando o comportamento oscilatório da produção, mantendo a válvula choke na maior abertura possível, trazendo desta forma, ganhos econômicos através do aumento da produtividade do poço. A análise do problema foi realizada através de simulações no MATLAB utilizando um modelo dinâmico simplificado encontrado na literatura. Este modelo foi escolhido, por reproduzir adequadamente o escoamento em golfadas severas, causado pela presença de trecho horizontal descendente na linha de produção. O problema foi também modelado no OLGA®, sendo este, um software comercial com grande aplicação em simulações que exigem uma análise do comportamento transiente. Por fim, a avaliação da eficácia dos métodos de supressão das golfadas foi realizada através da integração entre o modelo do OLGA® e MATLAB via comunicação por servidor OPC.*

1. INTRODUÇÃO

A exploração do petróleo se iniciou em jazidas de pequena profundidade que demandavam menores esforços e pouca tecnologia. Entretanto, à medida que estes campos superficiais se esgotaram, foi necessário um maior desenvolvimento tecnológico de forma a possibilitar a exploração de reservas mais profundas. No Brasil há um desafio adicional, pois, as maiores reservas de petróleo se encontram em alto mar (offshore). Com o avanço tecnológico, a fronteira exploratória se deslocou para lâminas d'água cada vez mais profundas.

Nestas condições, a tendência é que o escoamento de petróleo esteja sujeito a temperaturas

PROMOÇÃO

REALIZAÇÃO

ORGANIZAÇÃO





XXI Congresso Brasileiro
de Engenharia Química

Fortaleza/CE
25 a 29 de setembro



XVI Encontro Brasileiro sobre o
Ensino de Engenharia Química
Fortaleza/CE
25 a 29 de setembro

menores, o que possibilita a formação de bloqueios nas linhas pela formação de hidratos e/ou parafinas, além disso, há uma maior probabilidade de o escoamento ser intermitente (Jahanshahi, 2013).

Quando o regime de escoamento é caracterizado pela presença de golfadas, ou seja, é composto por severas variações na produção de óleo e gás, tem-se diversos problemas na plataforma, como: redução de eficiência na separação dos fluidos, possíveis perdas de produção ocasionadas por paradas não programadas (shutdown) ou restrição de produção por capacidade limitada da planta de processo, causada pelos picos de vazão dos poços.

Devido a estes desafios, o estudo do regime de escoamentos multifásicos na produção offshore e a mitigação de instabilidades é cada vez mais importante para se evitar perdas de produção e aumentar a produtividade dos campos de petróleo.

2. MATERIAIS E MÉTODOS

Ao estudar um escoamento em golfadas, o foco deve ser direcionado a capturar a dinâmica da formação da golfada, não a golfada em si, ou seja, o objetivo é evitar o regime de escoamento em golfadas ao invés de determinar o comprimento ou o formato das mesmas. Ao invés de lidar com modelos complexos, como os desenvolvidos no simulador OLGA®, é necessário um modelo dinâmico simplificado para a análise de controlabilidade e projeto do controlador. Em Jahanshahi e Skogestad (2011), alguns dos principais modelos encontrados na literatura foram simulados no domínio do tempo e seus resultados, comparados ao modelo OLGA® com o objetivo de avaliar os cinco aspectos: abertura crítica da válvula choke para a formação de golfadas, frequência das oscilações com a válvula choke na abertura crítica, resposta dinâmica para uma mudança em degrau da abertura da válvula choke, pressão e vazão do sistema para o regime permanente e pressões e vazões mínima e máxima das oscilações durante o regime de golfadas.

Os modelos simplificados também foram analisados no domínio da frequência, onde foram consideradas a localização dos polos instáveis e zeros instáveis (RHP) do modelo. Ao final do comparativo, os modelos que apresentaram os melhores resultados e as melhores previsões das pressões e vazões mínimas e máximas para o regime permanente quando comparadas aos resultados do OLGA®, foram o modelo proposto em Jahanshahi e Skogestad (2011) e o proposto em Di Meglio et al. (2009). Porém o primeiro apresentou um melhor ajuste para uma resposta em degrau da pressão de top-side

Neste trabalho, optou-se pela utilização do proposto em Jahanshahi e Skogestad (2011), pois considera-se que este é o modelo simplificado mais representativo do sistema real e apresenta vantagens sobre os demais.

PROMOÇÃO

REALIZAÇÃO

ORGANIZAÇÃO



2.1. Modelo Dinâmico Simplificado

O diagrama simplificado para o escoamento sem bloqueio de líquido na base do riser é mostrado na Figura 1 e o diagrama simplificado para o escoamento com bloqueio de líquido, levando a um regime de golfadas severas está mostrado na Figura 2 (Jahanshahi e Skogestad, 2011).

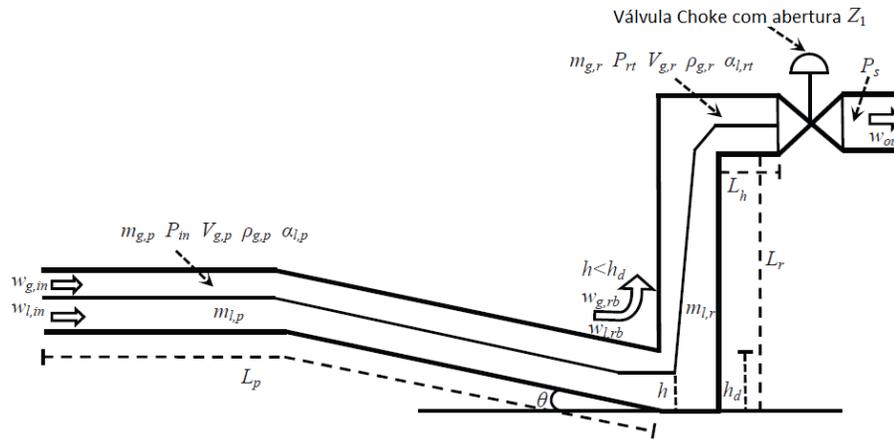


Figura 1 – Representação simplificada do escoamento desejado (Sem bloqueio de líquido).

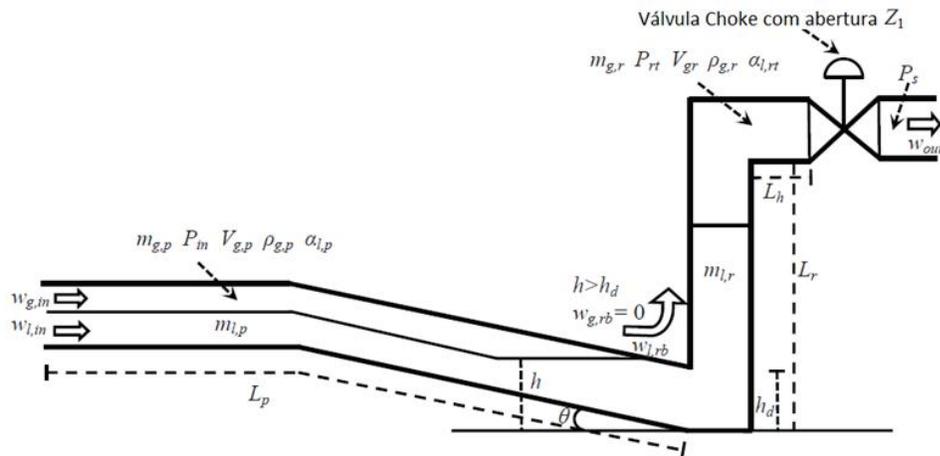


Figura 2 – Representação simplificada do bloqueio de líquido na base do riser,

Nesta modelagem, as vazões mássicas de entrada de gás e de líquido são consideradas constantes e as vazões mássicas de saída para uma mistura bifásica são dadas pela equação da válvula choke mostrado pela Equação 1.

$$w_{out} = C_{v1} \cdot f(z_1) \sqrt{\rho_{rt} \cdot \max(P_{rt} - P_s, 0)} \quad (1)$$

Quando o líquido não está bloqueando a base do riser ($h < h_d$) conforme Figura 1, o gás irá fluir através da mesma e a modelagem pode ser dada por uma “equação de orifício” conforme mostrado na Equação 2:

$$w_{g,rb} = K_g \cdot A_g \cdot \sqrt{\rho_{g,p} \cdot \Delta P_g}, \quad h < h_d \quad (2)$$

A dinâmica do bloqueio de líquido ocorre quando o nível de líquido ultrapassa a abertura do duto na base do riser ($h > h_d$), momento no qual, o líquido causa um bloqueio do gás, ou seja, a vazão de gás na base do riser é zero, conforme mostra a Figura 2.

2.2. Modelagem do Sistema no Simulador OLGA®

Um sistema sujeito a golfadas severas foi modelado utilizando o software OLGA® conforme Figura 3. Para esta modelagem, considerou-se alguns parâmetros geométricos de um sistema fictício mostrados na Tabela 1.

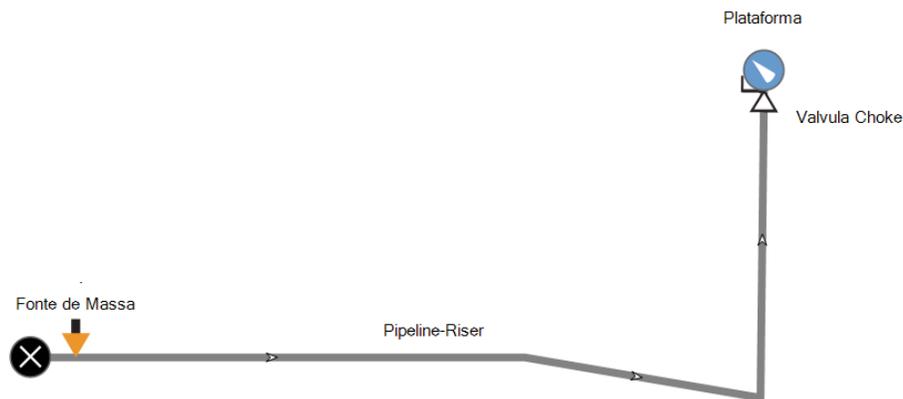


Figura 3 – Modelo do OLGA® para o sistema pipeline-riser.

Tabela 1 – Dados da geometria do sistema modelado no OLGA®.

Trecho	Diâmetro (m)	Rugosidade (m)	Comprimento (m)	Elevação (m)
PIPE-1	0.12	2.8E-05	2000	0
PIPE-2	0.12	2.8E-05	2000	-34.9

PIPE-3	0.12	2.8E-05	300	-5.24
PIPE-4	0.1	2.8E-05	300	300
PIPE-5	0.1	2.8E-05	100	0

2.3. Controlador PI com Ganho Adaptativo

A implementação deste controlador foi realizada com base no ganho estático do sistema e na abertura média da válvula choke (Jahanshahi, 2013). O ganho estático do sistema em função de z , assumindo que a válvula possui abertura linear é dado pela Equação 3.

$$k(z) = \frac{-2\bar{a}}{z^3} \quad (3)$$

Onde z é a abertura do choke e varia de $0 \leq z \leq 1$.

Os valores do ganho proporcional e do tempo integral podem ser escritos em função da abertura da válvula choke (z) e são dados respectivamente pelas Equações 4 e 5.

$$k_c(z) = \frac{\beta \cdot T_{osc}}{k(z) \cdot \sqrt{z/z^*}} \quad (4)$$

$$\tau_I(z) = 3 \cdot T_{osc} \cdot \left(\frac{z}{z^*}\right) \quad (5)$$

Onde z^* é a abertura crítica da válvula choke do diagrama de bifurcação.

3. RESULTADOS

Simulou-se o comportamento das pressões de entrada (linha preta) e saída (linha vermelha) para uma abertura da válvula choke em rampa (entre 2% e 100%) conforme Figura 4. O objetivo é determinar a abertura crítica, a partir da qual, as pressões da entrada e de saída se tornam instáveis e iniciam o comportamento oscilatório. Através desta análise, nota-se que as instabilidades se iniciam para aberturas da válvula choke em 7%, sendo esta, a abertura crítica. Através desta simulação, foi possível determinar também, de forma indireta, o diagrama de bifurcação do sistema, visto que os ranges de oscilação para aberturas da válvula choke acima da crítica, são bem visíveis.

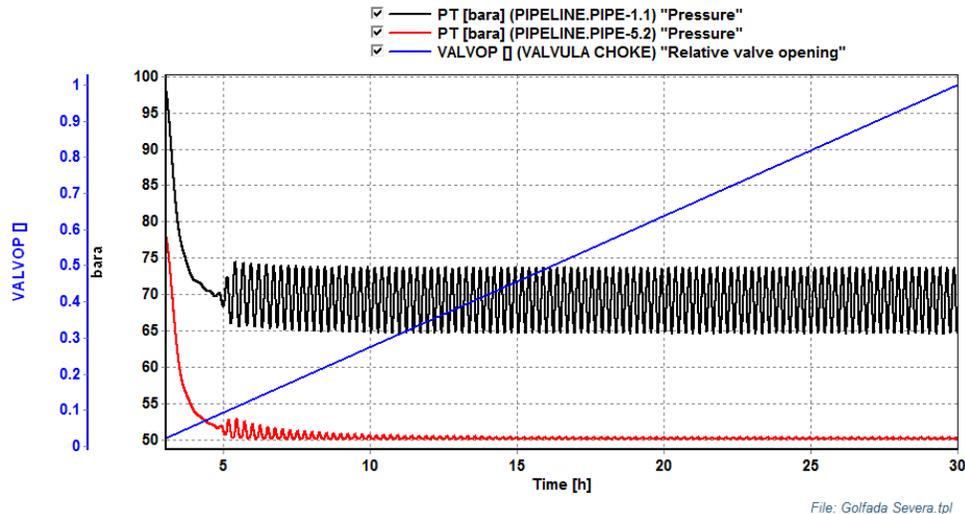


Figura 1 – Oscilação das pressões de entrada e saída para diferentes aberturas da válvula choke.

Considera-se que o modelo acima representa o sistema real. Então modelou-se o sistema simplificado no MATLAB, conforme descrito na seção 2.1, a partir do qual foram plotados os diagramas de bifurcação das pressões de entrada e saída conforme Figura 5 onde a linha tracejada representa a região de equilíbrio instável, sendo esta, o ponto ideal de operação onde é possível elevar a produtividade, visto que esta região representa uma pressão menor que a média das pressões máximas e mínimas das oscilações.

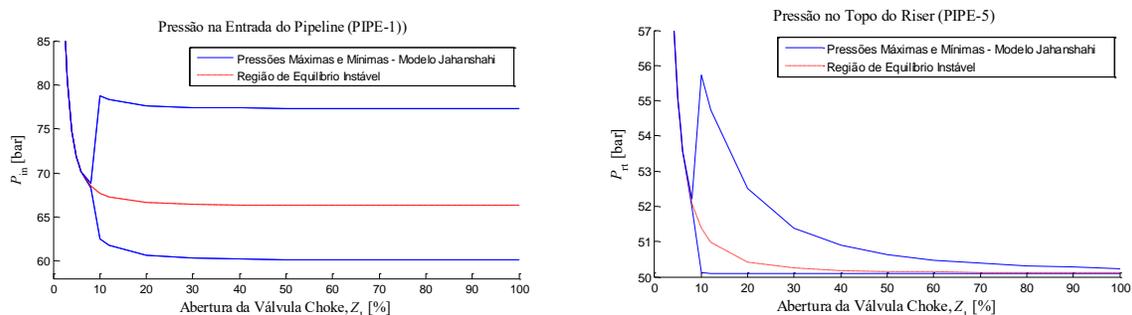


Figura 2 – Diagrama de bifurcação - Pressões de entrada e saída x abertura da válvula choke.

O sistema proposto é instável para aberturas fixas da válvula choke superiores a abertura crítica, portanto, para se operar na região instável, aumentando a produtividade do poço e mitigando as golfadas, é necessário modular adequadamente a válvula.

Utilizou-se neste trabalho, o controlador PI com ganho adaptativo citado na seção 2.3, de forma a lidar melhor com as variações da planta e com diferentes pontos de operação.

A implementação do controlador foi realizada no Simulink® e o mesmo foi testado no OLGA® em tempo real através da comunicação via servidor OPC entre o OLGA® e o MATLAB mostrado na Figura 6.

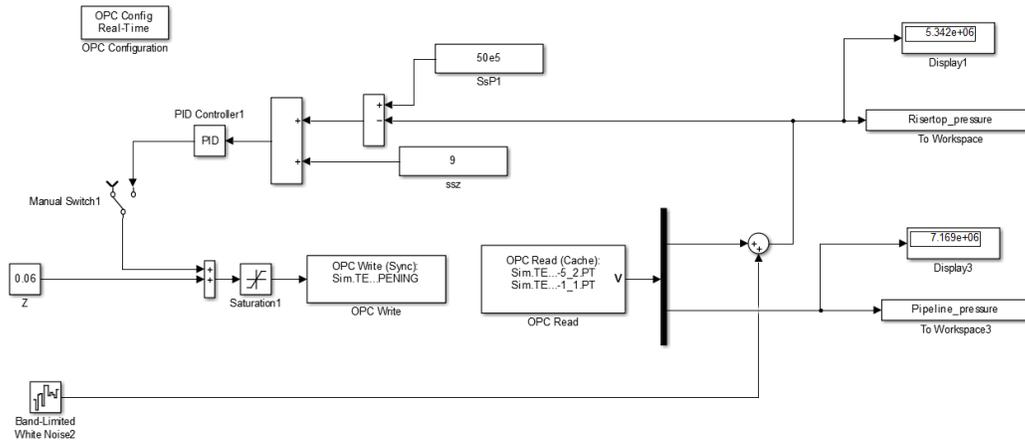


Figura 6 – Modelo simulink® para comunicação OPC entre o MATLAB e o OLGA®

Como variável controlada, foram utilizadas as pressões de entrada (fundo do poço) e de saída (topo do riser), pois as mesmas são as mais comumente encontradas nos sistemas reais, seja através de sensores de pressão submarinos ou na plataforma e como variável manipulada, foi utilizada apenas a válvula choke no topo do riser.

A Figura 7 mostra a pressão de entrada após a implementação do controlador PI com ganho adaptativo, proposto na seção 2.3. Nota-se que o mesmo proporciona um range de oscilações muito menores da pressão citada, proporcionando também uma pressão média menor, trazendo desta forma, ganhos de produtividade ao poço.

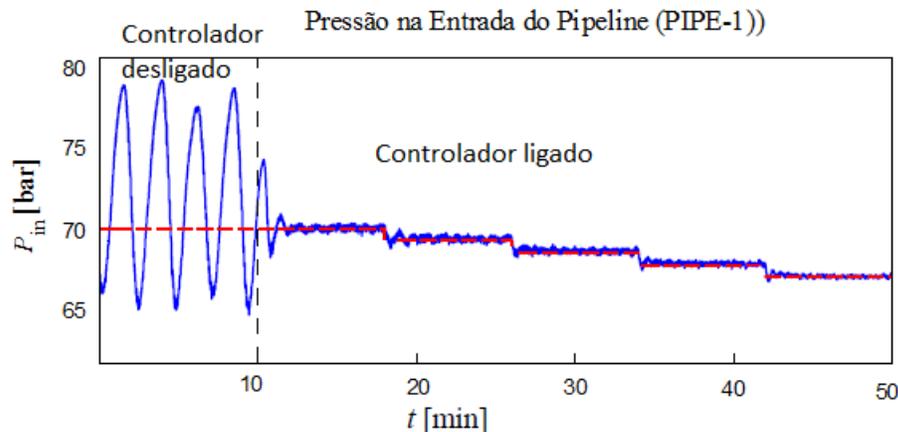


Figura 7 – Pressões de entrada para o controlador adaptativo.



XXI Congresso Brasileiro
de Engenharia Química

Fortaleza/CE
25 a 29 de setembro



XVI Encontro Brasileiro sobre o
Ensino de Engenharia Química
Fortaleza/CE
25 a 29 de setembro

4. CONCLUSÕES

Através da comparação dos resultados apresentados na seção 3, é possível avaliar se o modelo desenvolvido no MATLAB se ajustam bem a simulação do OLGA®. Apesar das diferenças verificadas no diagrama de bifurcação, considera-se que o modelo proposto em Jahanshahi e Skogestad (2011) implementado no MATLAB apresenta bom ajuste com os resultados das simulações no OLGA®. Com base em tais resultados, o modelo simplificado foi utilizado para o desenvolvimento de algoritmos de controle, com o objetivo de suprimir golfadas nos pontos de operação em que o sistema é instável (para aberturas da válvula choke maiores que a abertura crítica).

Para o controlador PI com ganho adaptativo, nota-se que a pressão de entrada oscila em um range muito menores, o que indica regime de produção mais estável, adicionalmente, a pressão média também é visivelmente menor, trazendo desta forma, ganhos de produtividade ao poço.

5. REFERÊNCIAS

JAHANSHAH, E.; SKOGESTAD, S. Simplified Dynamical Models for Control of Severe Slugging in Multiphase Risers. 18th IFAC World Congress, 2011.

JAHANSHAH, E. Control Solutions for Multiphase Flow Linear and nonlinear approaches to anti-slug control. Tese de Doutorado, 2013.

MEGLIO, F. D.; KAASA, G. O.; PETIT, N. A first principle model for multiphase slugging flow in vertical risers. Joint 48th IEEE Conference on Decision and Control and 28th Chinese Control Conference, 2009.

PROMOÇÃO

REALIZAÇÃO

ORGANIZAÇÃO

