

INFERÊNCIA DA VAZÃO DE PRODUÇÃO EM POÇOS DE PETRÓLEO

JULIANA S. MONKS*, MARIO C. M. M. CAMPOS*, PAULO C. PELLANDA*

* Instituto Militar de Engenharia, Rio de Janeiro, RJ, Brasil

* Centro de Pesquisa e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello, Rio de Janeiro, RJ, Brasil

E-mails: julianamonks94@gmail.com, mariocampos@petrobras.com.br, pcpellanda@ieee.org

Abstract— This work deals with the problem of determining the liquid production in each submarine well of an oil production platform of FPSO (Floating, Production, Storage and Offloading) type. Considering the use of multiphase flow meters is an expensive and unavailable solution in most of producing units, the inference of well production from background variables (pressure and temperature) measurements has low reliability and submerged sensors normally stop working after operating for a few years, the main objective of this research is to develop an algorithm to estimate the production flow in oil wells only from measurements of surface variables (pressure, temperature and valve position). The proposed methodology consists in firstly determining a flow constant for inference, during the production test, and in a second step, in estimating the production, when the well flow is directed to the production separator (which also receives the production of several wells). The flow constant is computed online by applying two correction factor, one related to the gas flow injected into the well and another to the position of the valve stem. The flow of liquid produced is then recomputed online according to the valve constant. Results of field tests performed on Petrobras FPSO platforms are presented.

Keywords— oil well, production flow, flow inference, surface variables.

Resumo— Este trabalho trata da determinação da produção de líquido em cada poço submarino de uma plataforma de produção de petróleo do tipo FPSO (*Floating, Production, Storage and Offloading*). Tendo em vista que a utilização de medidores de fluxo multifásicos é uma solução cara e indisponível na maioria das unidades produtoras, que a inferência da produção de poços a partir de medidas de variáveis de fundo (pressão e temperatura) possui baixa confiabilidade e que sensores submersos normalmente param de funcionar após alguns anos de operação, o principal objetivo desta pesquisa é desenvolver um algoritmo para estimar a vazão de produção em poços de petróleo, partindo somente de medidas de variáveis de superfície (pressão, temperatura e posição de válvula). A metodologia proposta consiste em primeiro determinar uma constante de vazão para a inferência, durante o teste de produção, e em um segundo passo, em estimar a produção, quando a vazão do poço for direcionada para o separador de produção (que recebe também a produção de vários poços). A constante de vazão é calculada *online* aplicando-se dois fatores de correção, um referente à vazão de gás injetada no poço e outro à posição da haste da válvula. A vazão de líquido produzido é então recalculada *online* pelo uso do método de Newton-Raphson, de acordo com a constante de válvula. Resultados de testes de campo realizados em plataformas FPSO da Petrobras são apresentados.

Palavras-chave— poço de petróleo, fluxo de produção, inferência de fluxo, variáveis de superfície.

1 Introdução

Na indústria de óleo e gás, há muitos desafios relacionados às políticas e regulamentações de segurança, eficiência energética, meio ambiente e qualidade dos produtos que se tornam cada vez mais rigorosas. Para fazer face a esses desafios, a área de automação e controle pode contribuir com novas tecnologias para garantir maior segurança, confiabilidade e eficiência, aprimorando a operação das unidades industriais, em particular dos sistemas de produção *offshore*.

Atualmente, é possível acompanhar remotamente e em tempo real a vazão total produzida por uma unidade de produção e monitorar variáveis individuais de cada poço como pressão e temperatura em diferentes pontos. No entanto, a vazão de líquido produzida por um poço em particular só é conhecida durante os testes de produção, que em algumas unidades são feitos a cada trinta dias ou até em periodicidades maiores. No intervalo de tempo entre esses testes, considera-se que a produção do poço seja

constante, o que leva a atrasos nos ajustes da produção e na identificação de problemas tais como possíveis perdas de produção. Além disso, o conhecimento da vazão produzida por um poço é fundamental para o controle e para a otimização de sua produção.

Uma solução adequada para o problema em questão seria a instalação de medidores multifásicos independentes em cada poço produtor, porém esta solução tem alto custo para as unidades de produção já existentes. Uma solução alternativa é inferir a vazão de líquido produzido, ou seja, estimar qual a vazão de produção de cada poço, por intermédio de correlações ou equações utilizando variáveis medidas disponíveis (Carbone, 2007).

A utilização apenas de sensores de superfície para as inferências deve-se à praticidade da sua implementação. Em comparação com sensores de fundo do poço, que apresentam alto custo de substituição, difícil calibração e difícil manutenção, os sensores de superfície têm características favoráveis como fácil calibração, fácil manutenção e baixo custo de substituição. Além desses fatores, o alto histórico de falhas dos sensores de fundo é um fator determinante para a utilização de variáveis medidas por sensores de su-

perfície para a inferência da vazão de líquido produzida nos poços (Carbone, 2007).

O trabalho de Aguirre et al. (2017) buscou estimar a pressão de fundo por uma abordagem de aprendizagem a partir dos dados históricos medidos por sensores de fundo chamados de *Permanent Downhole Gauge* (PDG). Neste trabalho, busca-se inferir o comportamento da pressão de fundo combinando dados históricos de PDG com equações fenomenológicas associadas às válvulas de controle instaladas na superfície.

2 Fundamentação

2.1 Método de Elevação de Gás (Gas Lift)

Para aliviar a coluna de fluido (pressão hidrostática) e permitir que a pressão do reservatório consiga elevar o petróleo para a superfície, uma corrente de gás de alta pressão (*gas lift*) é injetada no poço de produção em uma posição próxima ao reservatório. O gás que injetado é produzido com o fluido do reservatório e separado na planta de processamento da plataforma. Portanto, o separador trifásico de produção deve ter uma capacidade de separação de gás suficiente para lidar com o gás produzido da formação mais o *gas lift*. A Figura 1 é um diagrama simplificado de um sistema de separação, tratamento, compressão e de elevação a gás (Arnold e Stewart, 1989).

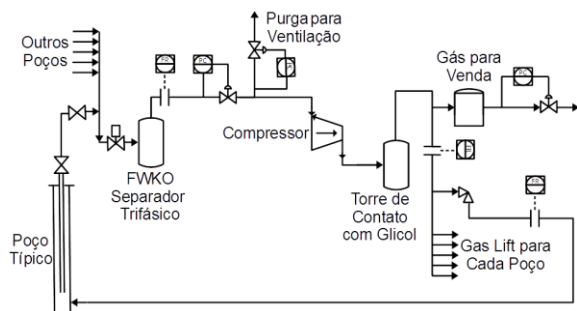


Figura 1. Sistema de *gas lift* (Arnold e Stewart, 1989)

À medida que o gás é injetado, o peso do fluido na tubulação ou coluna de produção diminui e a pressão do fundo do poço também diminui. Esta diminuição da pressão medida no sensor PDG faz com que a produção do poço aumente, considerando que a pressão do reservatório está constante. Pode-se dizer de forma simplificada, que a produção é proporcional à diferença de pressão entre o reservatório e o poço (PDG).

Entretanto, se a vazão de gás aumentar muito, ela pode causar um aumento na perda de carga, devido ao atrito na tubulação, gerando um aumento na pressão de fundo (PDG), ao invés da diminuição desejada. Ou seja, à medida que o gás é injetado, o diferencial de pressão devido à fricção da mistura que regressa à superfície aumenta exponencialmente (Arnold e Stewart, 1989). Em determinado momento, o efeito do aumento de pressão por fricção é maior do

que o efeito de diminuição no peso da coluna de fluido. Neste ponto, a injeção de volumes maiores de gás faz com que a pressão no fundo do poço aumente e assim a taxa ou vazão de produção diminua. A Figura 2 mostra curvas de taxa de produção versus injeção de gás para os poços A, B, C e D, ilustrando que existe um ponto máximo (ótimo) para a taxa de injeção de gás.

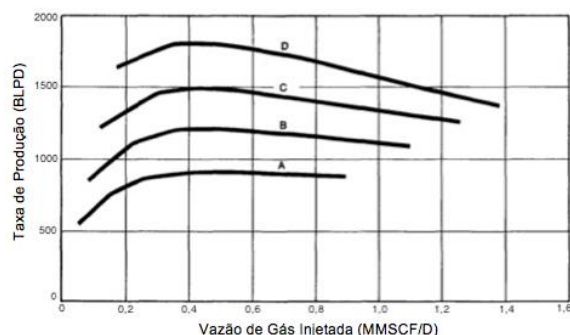


Figura 2. Efeito da taxa de injeção de Gás (Arnold e Stewart, 1989)

Os sistemas automáticos de produção buscam encontrar esta vazão ótima de injeção de gás e podem se basear em uma medição da pressão de fundo por meio de PDG ou em uma inferência da taxa ou vazão de produção do poço. Como muitos poços de produção da Petrobras não possuem mais medidores PDG operativos, devido a falhas decorrentes da baixa confiabilidade e das condições severas de operação, é muito importante estudar uma inferência para a vazão de produção dos poços, que é o objetivo deste artigo.

2.2 Teste de Produção ou Teste de Poço

Para poder gerenciar adequadamente as reservas, avaliar onde pode ser encontrado maior potencial de reserva e diagnosticar problemas de poço o mais rápido possível, é necessário acompanhar a produção de gás, óleo e água de cada poço (Arnold e Stewart, 1989). Com esse objetivo, as plataformas de produção possuem um pequeno separador trifásico para os testes de produção dos poços. Desta forma, alinha-se periodicamente cada poço para este separador de teste (Figura 3) e mede-se a sua produção de gás, óleo e água de forma contínua durante certo tempo.

A maioria dos poços de petróleo deve ser testada a cada 90 dias (ANP/INMETRO, 2013). Os poços de gás devem ser testados pelo menos uma vez por mês. Devido à necessidade de colocar poços problemáticos em testes de maior duração, a necessidade de repetir testes cujos resultados podem ser suspeitos e a necessidade de testar vários poços sempre que houver uma mudança inesperada na produção total, os sistemas de teste de plataformas são bastante utilizados e devem ter a flexibilidade de lidar com diferentes poços de petróleo, cada um com suas características particulares (Arnold e Stewart, 1989).

A partir desses testes, pode-se obter os parâmetros para o cálculo da constante de vazão da válvula *choke*, conforme será discutido mais adiante. Os dados obtidos durante um teste de poço são: posição da haste da *choke* (%), vazão média de líquido produzida (m³/d), vazão média de gás injetado (m³/d), densidade do óleo, densidade do gás, densidade da água, teor de água do poço – *BSW* (%), razão gás-óleo – *RGO* (m³/m³), temperatura média à montante da *choke* (°C), pressão média à montante da *choke* (kgf/cm²) e pressão média à jusante do *choke* (kgf/cm²).

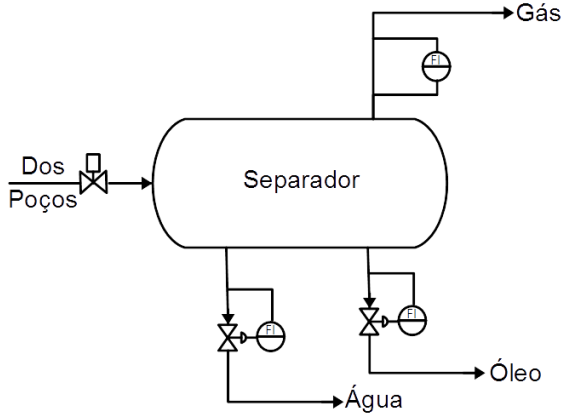


Figura 3. Sistema de teste de poços (Arnold e Stewart, 1989)

2.4 Sensores

A Figura 4 mostra um esquema com os sensores normalmente disponíveis no poço e na superfície de uma unidade de produção de petróleo. Em geral, se mede a pressão do fluido próxima ao reservatório (PDG) e, no leito marinho, mede-se também sua temperatura e pressão (TPT – *temperature and pressure transducer*). Após essa medição, há uma válvula de bloqueio de segurança na árvore de natal molhada (conjunto de válvulas de alinhamento e segurança, e onde se encontra o TPT). Na sequência, o fluido, ao chegar na plataforma, passa por uma válvula de controle conhecida como *choke* de produção, onde são feitas medições de temperatura e pressão a montante e de pressão a jusante da mesma.

Tendo em vista que nem todos os poços possuem a medição da PDG e TPT, a inferência será feita apenas em função dos sensores de superfície, que fornecem as seguintes variáveis para cálculo:

- P_1 – pressão a montante da válvula *choke*;
- T_1 – temperatura a montante da válvula *choke*;
- H_2 – abertura da válvula *choke*;
- P_2 – pressão a jusante da válvula *choke*.

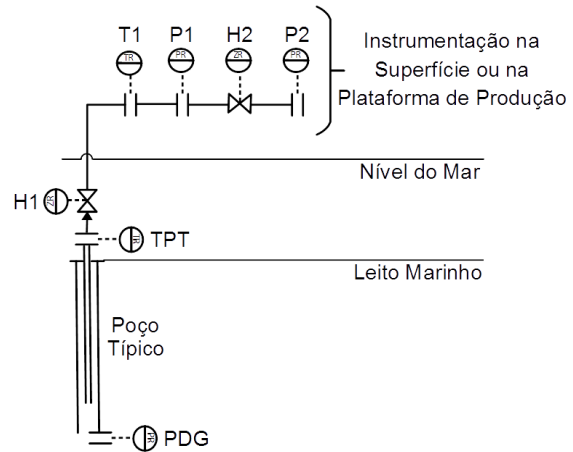


Figura 4. Sensores de fundo e de superfície

3 Equacionamento

A base da inferência de vazão a ser estudada é a Equação (1), em que ρ é massa específica do fluido. A constante de vazão da válvula de controle (C_v), determinada durante os testes de produção dos poços, e as medições de pressão e temperatura, conjuntamente com a abertura da válvula *choke*, serão usadas para estimar a vazão produzida.

$$Q = C_v \sqrt{\frac{P_{\text{montante}} - P_{\text{jusante}}}{\rho}} \quad (1)$$

Para aumentar a qualidade da inferência são utilizadas três correções:

- Para correlacionar o valor do C_v com a variação na pressão de entrada, definiu-se um coeficiente F_c . Justifica-se utilizar esse coeficiente de correção porque após estudos do comportamento do C_v em função da pressão de entrada e da variação de, não se encontrou relação direta entre os parâmetros.
- Correção para abertura da válvula *choke*: necessária porque o valor de C_v calculado por meio de (1) considera que a *choke* está 100% aberta, quando na realidade abertura da válvula muda conforme a necessidade. Essa correção consiste em equacionar a curva de calibração da válvula fornecida pelo seu fabricante e dividir essa equação pela constante de vazão equivalente a 100% de abertura da *choke*.
- Correção da vazão de gás injetado: necessária para evitar que o modelo considere a substituição do líquido pelo gás e com isso determine uma diminuição da vazão de líquido produzida pelo poço. Essa correção consiste em uma análise de sensibilidade do C_v a partir dos dados do teste de produção. Ou seja, corrige-se o C_v do teste de produção de acordo com a curva de ajuste do grá-

fico C_V versus $Q_{injetada}$. O gráfico C_V versus $Q_{injetada}$, é traçado utilizando os dados do teste de produção e variando a vazão de injeção. A curva de ajuste é então obtida por regressão e equivale ao fator de correção do C_V relativo à vazão de gás injetada.

Conhecendo-se a pressão a montante e a jusante da *choke*, a temperatura a montante da *choke* e a vazão de gás injetado em tempo real, busca-se uma vazão de líquido que consiga o mesmo valor da constante de válvula calculada no último teste de produção (Carbone, 2007).

Essa estimativa é feita utilizando o método de Newton-Raphson, para o qual é utilizado como suposição inicial o valor de $X=5$ e de $X_e=1,05*X$ na Equação (2). Com essa suposição inicial e com o valor de C_V corrigido, calcula-se a vazão mássica total.

$$W = C_V 1519,2 \sqrt{X (P_{montante} - P_{jusante}) F_c} \quad (2)$$

Em seguida, calcula-se a vazão mássica de líquido (3):

$$W_{liq} = \frac{W - Q_{injetada} \cdot \rho_{incompr}}{1 + \frac{1}{\rho_{liq}} \cdot \left(1 - \frac{BSW}{100}\right) (RGO - RS) \cdot \rho_{incompr}} \quad (3)$$

A razão de solubilidade (RS) é calculada via método de Vazques e Beggs, que utiliza a Equação (4), cujas variáveis são $\gamma_{gás,100}$, P , API e T que representam, respectivamente, densidade do gás na pressão de 100 psig, pressão de entrada do gás na *choke*, densidade do óleo em API e temperatura de entrada do gás na *choke*, respectivamente. Os valores dos coeficientes C_1 , C_2 e C_3 são tabelados.

$$RS = C_1 \gamma_{gás,100} P^{C_2} \exp \left[C_3 \left(\frac{API}{T} \right) \right] \quad (4)$$

Na sequência, calcula-se a vazão volumétrica de líquido $Q_{líquido}$ (5), a vazão mássica de gás $W_{gás}$ (6), vazão volumétrica de gás $Q_{gás}$ (7), vazão volumétrica total Q (8) e fração mássica X (9).

$$Q_{líquido} = \frac{W_{líquido}}{\rho_{água} \gamma_{líquido}} \quad (5)$$

$$W_{gás} = \rho_{ar} \gamma_{gás} Q_{gás} \quad (6)$$

$$Q_{gás} = Q_{injetada} + Q_{óleo} (RGO - RS) \quad (7)$$

$$Q = Q_{gás} + Q_{líquido} \quad (8)$$

$$X = \frac{W}{Q} \quad (9)$$

Enquanto a diferença entre X e X_e for maior que 10^{-5} os cálculos serão refeitos. Quando a precisão for atingida, a variável $Q_{líquido}$ corresponderá à vazão inferida de líquido produzido.

4 Resultados

Com o objetivo de analisar as correlações entre $Q_{inferida}$ e PDG e confirmar a hipótese de que uma diminuição da PDG leva a um aumento na vazão de líquido produzida e vice-versa, plotou-se, para cada poço analisado, uma curva $Q_{inferida}$ versus tempo e uma curva de PDG versus tempo.

Devido ao grande ruído de medição, assim como grandes perturbações (paradas e partida dos poços), inseriu-se nos cálculos um filtro de primeira ordem com constante de tempo de 1h. Apesar de a constante de tempo ser alta, os fenômenos de análise são lentos (o processo responde em horas), portanto a filtragem utilizada não afeta os resultados.

Com os dados do arquivo de registro de um período de operação de 20 dias, plotaram-se variáveis de entrada para a inferência.

4.1 Poço 1

Escolhendo-se para análise do poço 1, os dados de 0 a 480 horas, tem-se para as variáveis de entrada a Figura 5.

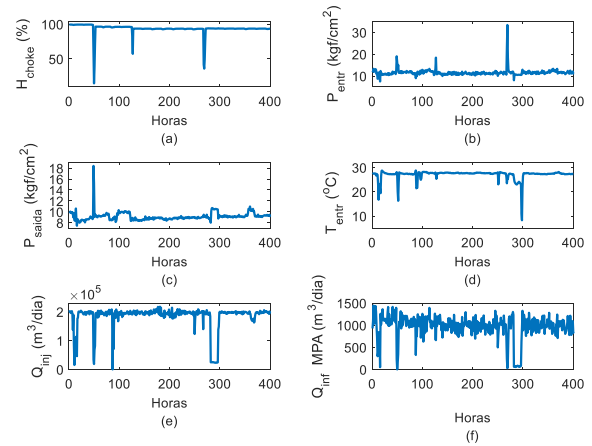


Figura 5. Intervalo de dados analisados do Poço 1

Durante o intervalo analisado, nos momentos em que houve uma brusca variação na vazão de produção, houve uma variação de sentido contrário da PDG, como pode-se observar pela Figura 6.

Buscando uma análise de caráter não visual, fez-se a correlação cruzada entre a vazão de líquido produzida e a PDG para o Poço 1, obtendo-se os dados da Figura 7.

Analisando-se a Figura 7, pode-se observar que, na maior parte do tempo, manteve-se uma correlação negativa, indicando que o comportamento das variáveis estudadas é oposto, ou seja, enquanto uma au-

menta a outra diminui, confirmando a hipótese sugerida.

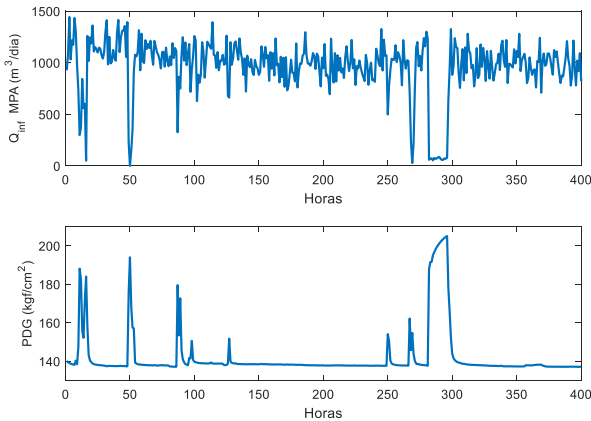


Figura 6. Vazão de líquido produzida e PDG analisadas do Poço 1

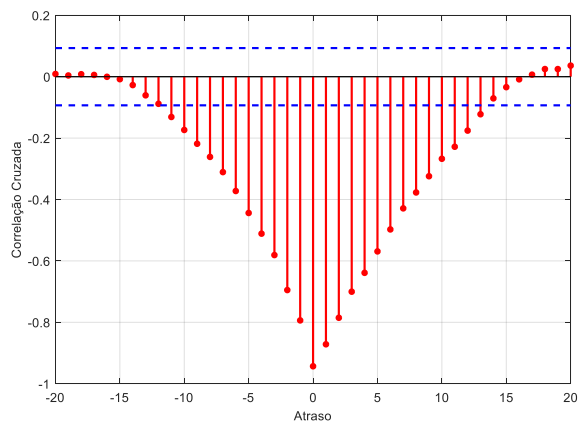


Figura 7. Correlação cruzada entre a vazão de líquido produzida e a PDG analisadas do Poço 1

4.2 Poço 2

Escolhendo-se para análise do período de operação os dados de 250 a 400 horas, tem-se para as variáveis de entrada os dados da Figura 8.

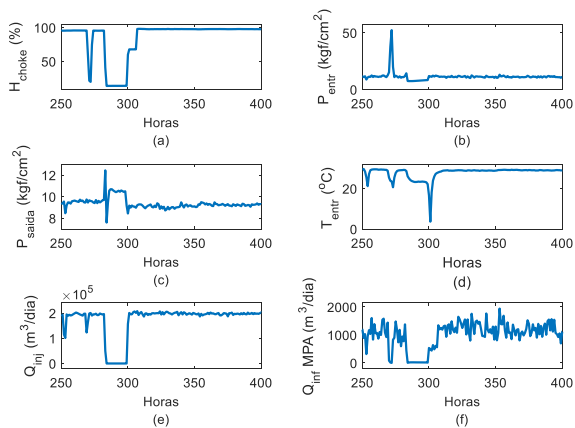


Figura 8. Intervalo de dados analisados do Poço 2

Durante o intervalo de dados analisados, pode-se observar, pela Figura 9, que quando houve uma brusca variação na vazão de produção, houve uma variação de sentido contrário da PDG.

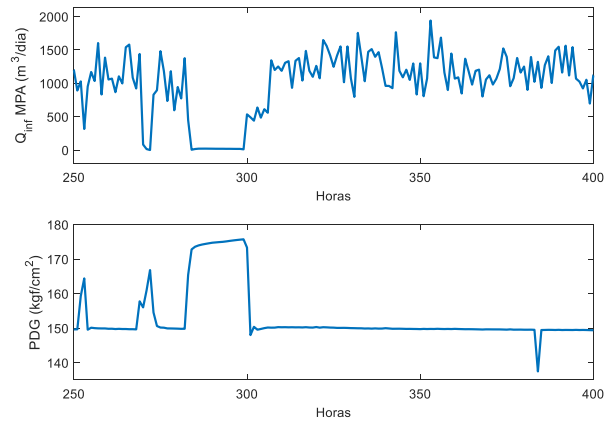


Figura 9. Vazão de líquido produzida e PDG analisadas do Poço 2

Fazendo-se a correlação cruzada entre a vazão de líquido produzida e a PDG para o poço 2, obtêm-se os dados da Figura 10.

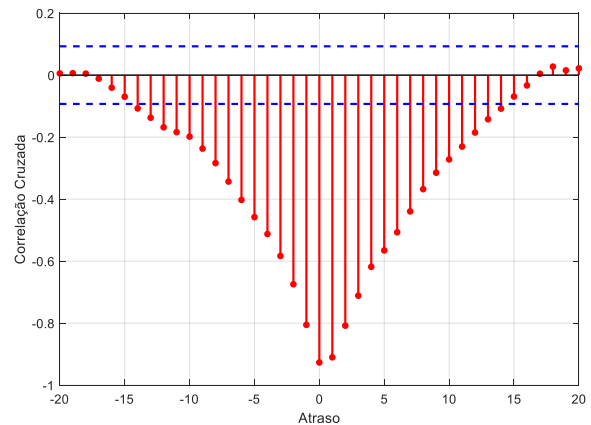


Figura 10. Correlação cruzada entre a vazão de líquido produzida e a PDG analisadas do Poço 2

Analisando-se a Figura 10, também se observa que, na maior parte do tempo, manteve-se uma correlação negativa, indicando novamente que o comportamento das variáveis estudadas é oposto, confirmando a hipótese sugerida.

5 Conclusão

Uma metodologia para a inferência da vazão de produção de líquido de um poço de produção de petróleo foi desenvolvida e implementada em um ambiente de tempo real.

Esta inferência foi implementada em cinco poços, e pode-se afirmar que foi verificada uma correlação inversa entre o comportamento da PDG e a vazão de líquido produzida no período de análise de

quatro dos cinco poços estudados. Assim, conclui-se que a metodologia se mostra promissora como forma de previsão de comportamento da pressão de fundo para poços nos quais essa medição esteja ausente. Entretanto, observou-se que as inferências estão bastante ruidosas, o que pode ser devido a variações na abertura de válvula, golfadas, calibragem de sensores etc.

Agradecimento

A primeira autora agradece pelo apoio recebido da CAPES durante o desenvolvimento deste trabalho.

Referências Bibliográficas

- Aguirre et al. (2017). Development of Soft Sensors for Permanent Downhole Gauges in Deepwater Oil Wells, *Control Engineering Practice* **65**: 83–99.
- ANP/INMETRO (2013). Resolução Conjunta ANP/INMETRO N° 1 de 10/6/2013 - DOU 12/6/2013 – Retificada DOU 17/6/2013.
- Arnold, K. e Stewart, M. (1989). *Surface Production Operations*, Vol. 1, Gulf Publishing Company. Houston.
- Carbone, L. C. (2007). Metodologia para Medição Virtual de Vazão e Otimização da Produção, *III Seminário de Elevação Artificial e Escoamento*, Búzios.