

Inferência da Vazão de Produção em Poços de Petróleo

Juliana Schenatto Monks, Mario Cesar Mello De Massa Campos, Paulo César Pellanda

Instituto Militar de Engenharia,
Praça General Tibúrcio, 80, 22290-270
Rio de Janeiro, RJ, Brasil
mariocampos@petrobras.com.br

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). A utilização de medidores de fluxo multifásicos é uma solução cara e indisponível na maioria das unidades produtoras e as medidas de variáveis de fundo (pressão e temperatura) possuem baixa confiabilidade. Além disso, os sensores submersos, em geral, deixam de operar após alguns anos. Assim, o objetivo desta pesquisa é desenvolver um algoritmo para estimar a vazão de produção em poços de petróleo, com base somente nas medidas de variáveis de superfície (pressão, temperatura e posição de válvula).

O método proposto consiste em determinar uma constante de vazão para a inferência durante o teste de produção e, quando a vazão do poço for redirecionada para o separador de produção (que recebe também a produção de vários poços), calcular a produção durante o período de operação. Em tempo real, o método proposto determina a constante de vazão, com uma correção referente à vazão de gás injetada no poço e outra referente à posição da haste da válvula, e utiliza o método de Newton-Raphson para recalcular a vazão de líquido produzida de acordo com a constante da válvula.

PALAVRAS-CHAVE: produção de petróleo, poço, inferência, sensores de superfície.

ABSTRACT: This work deals with the determination of the liquid production in each submarine well of an oil production platform of the FPSO (Floating, Production, Storage and Offloading) type. The use of multiphase flow meters is an expensive and unavailable solution in most of the producing units and the measurements of background variables (pressure and temperature) have low reliability. In addition, the submerged sensors, in general, cease to operate after a few years. Then, the objective of this research is to develop an algorithm to estimate the production flow in oil wells based only on measured surface variables (pressure, temperature and valve position).

The proposed method consists of determining a flow constant for inference during the production test and, when the well flow is redirected to the production separator (which also receives the production of several wells), computing the production during the operation. In real-time, the proposed method determines the flow constant, with a correction for the gas flow injected into the well and another referring to the position of the valve stem, and uses the Newton-Raphson method to recalculate the flow of liquid produced according to the valve constant.

KEYWORDS: oil production, well, inference, surface sensors.

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, otimizando as operações 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 (somatório da produção de todos os poços da unidade) 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 periodicidades maiores como de meses. 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 também na identificação de problemas 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 mais 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 as variáveis medidas e disponíveis deste poço (CARBONE, 2007).

O trabalho de Aguirre et al. (2017) buscou inferir a pressão de fundo (*PDG*) através dos sensores de superfície, utilizando uma abordagem de aprendizagem a partir dos dados históricos. Neste trabalho, busca-se inferir o comportamento da pressão de fundo, normalmente medida pela *PDG* (*Permanent Downhole Gauge*), utilizando os dados históricos combinados com equações fenomenológicas associadas às válvulas de controle.

2. CONSIDERAÇÕES PRELIMINARES

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. Este gás que é injetado é produzido com o fluido do reservatório e separado na planta de processamento da plataforma. A Figura 1 é um diagrama simplificado de um sistema de separação, tratamento, compressão e de elevação a gás (ARNOLD, 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. Considerando que a pressão do reservatório está constante, esta diminuição da *PDG* faz com que a produção do poço aumente. Pode-se dizer, de forma simplificada, que a produção é proporcional à diferença de pressão entre o reservatório e o poço.

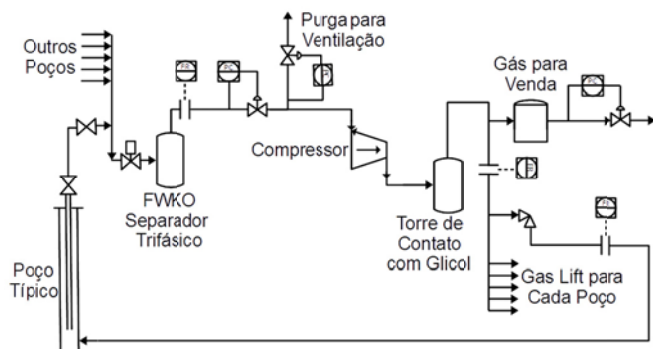


Fig. 1 - Sistema de Gas Lift. Fonte: (ARNOLD e STEWART, 1989)

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 do poço, ao invés da diminuição desejada. Ou seja, à medida que o *gas lift* 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 que 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 ótimo para a taxa de injeção de gás.

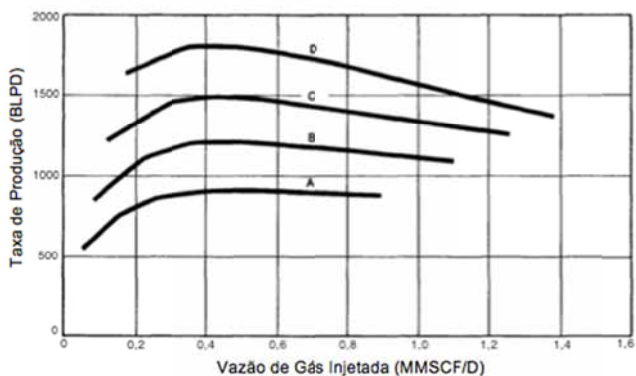


Fig. 2 - Efeito da Taxa de Injeção de Gás. Fonte: (ARNOLD e STEWART, 1989)

Os sistemas automáticos de otimização da produção buscam encontrar esta vazão ótima de *gas lift*, e para isto, precisam ter uma medição da *PDG* ou uma inferência da taxa ou vazão de produção do poço. Como muitos poços de produção não possuem mais os medidores de variáveis de fundo devido às falhas decorrentes da baixa confiabilidade e das condições severas de operação, é muito importante estudar uma inferência para a vazão de produção dos poços.

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 este objetivo, as plataformas de produção possuem um separador trifásico para os testes de produção dos poços. Periodicamente, alinha-se 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. (ARNOLD e STEWART, 1989).

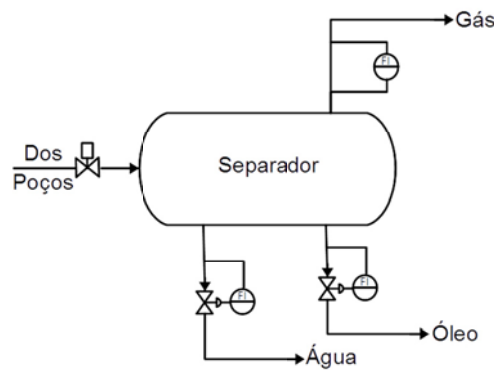


Fig. 3 - Sistema de Teste de Poços. Fonte: (ARNOLD e STEWART, 1989)

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.

A partir deste teste, pode-se obter os parâmetros para o cálculo da constante de vazão da válvula *choke*, conforme será discutido posteriormente neste trabalho. Os dados obtidos durante o teste do poço são: posição da haste da *choke* (%), vazão média de líquido produzida (m^3/d), vazão média de gás injetado (m^3/d), densidade do óleo, densidade do gás, densidade da água, teor de água do poço – *BSW* (%), razão gás-óleo – *RGO* (m^3/m^3), temperatura média à montante da *choke* ($^{\circ}C$), pressão média à montante da *choke* (kgf/cm^2) e pressão média à jusante do *choke* (kgf/cm^2).

2.3 Sensores

A Figura 4 mostra um esquema com os sensores normalmente disponíveis no poço e na superfície de uma unidade de produção de petróleo. Na referida figura, mostra-se que, em geral, medem-se a pressão do fluido próxima ao reservatório (*PDG* – *permanent downhole gauge*) e sua temperatura e pressão ao chegar no leito marinho (*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, são feitas medições de temperatura e pressão a montante e de pressão a jusante de uma válvula de controle conhecida como *choke* de produção, localizada no interior da plataforma.

Tendo em vista que nem todos os poços possuem a medição da *PDG* e *TPT*, devido a falhas e a baixa confiabilidade, a inferência será feita apenas em função dos sensores de superfície, que também possuem praticidade em 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 forte fator para a escolha de se usar apenas os sensores de superfície para a inferência da vazão de líquido produzida nos poços (CARBONE, 2007).

Os sensores de superfície fornecem as seguintes variáveis para cálculo: pressão a montante da válvula

choke (P1), temperatura a montante da válvula choke (T1), abertura da válvula choke (H2) e pressão a jusante da válvula choke (P2).

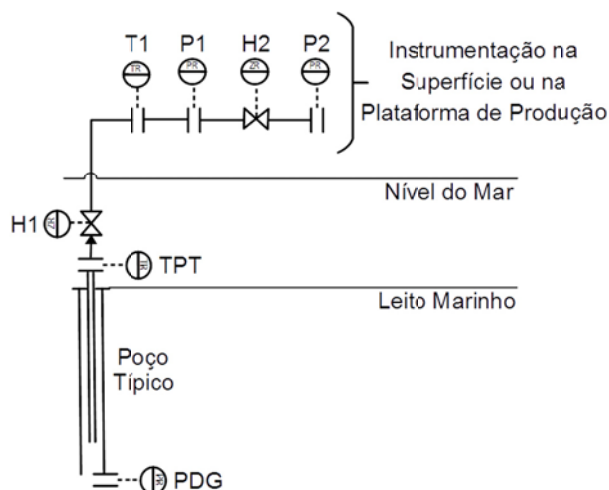


Fig. 4 - Localização dos Sensores de Fundo e Superfície

2.4 Software MPA

O MPA é um *software* que permite a automação de procedimentos de partida e de operação de equipamentos industriais e processos através da definição de fluxos de ações, que podem ser obtidos através de entrevistas com os operadores e engenheiros do sistema, como nos sistemas especialistas clássicos (CAMPOS e SAITO, 2004). Particularmente, o MPA foi desenvolvido objetivando a automação das plataformas e processos de petróleo da Petrobras (QUARESMA et al., 2015).

Basicamente, o MPA é composto de um servidor de execução e um aplicativo de configuração e gerência dos fluxos. O servidor do MPA é um processo que roda em uma máquina da rede de automação, utilizando o sistema operacional da plataforma e que contém o executor de diagramas ou fluxos do MPA. O servidor pode receber comandos de controle do aplicativo de configuração e gerência através de uma interface de rede. Esses comandos permitem realizar operações no executor de diagrama, tais como, iniciar a execução de uma manobra de operação ou alterar condições de equipamentos através de seus pontos de controle. O executor de diagramas é responsável por realizar manobras de operação sobre os equipamentos da plataforma, conforme especificado pelo operador-engenheiro. Para tanto, o executor interage com o sistema supervisorio, que é o sistema que permite manipular os equipamentos de uma plataforma. Essa interação é feita através de uma ponte de comunicação desenvolvida especificamente para um determinado supervisorio. A versão do MPA utilizada neste trabalho foi desenvolvida com duas pontes de comunicação: a versão para plataforma Microsoft Windows fornece uma ponte de comunicação com supervisorios que sigam o padrão de automação OPC (OLE for Process Control); e a versão para a plataforma OpenVMS Alpha fornece uma ponte de comunicação com o supervisorio VXL (QUARESMA et al., 2015).

O sistema supervisorio permite a manipulação de equipamentos através de pontos de controle. Os pontos de controle são variáveis que podem assumir valores lógicos, numéricos ou textuais. Em geral, os pontos de controle representam sensores que informam as condições dos

equipamentos, ou atuadores que permitem alterar essas condições (QUARESMA et al., 2015).

O processo de utilização do MPA consiste na definição dos pontos de controle de cada um dos equipamentos a serem manipulados e na especificação e execução de manobras ou procedimentos de operação sobre esses equipamentos. Essas tarefas são realizadas por intermédio do aplicativo de configuração e gerência do MPA, denominado aplicativo cliente. Todas as informações definidas no aplicativo cliente são enviadas ao servidor de execução por uma interface de rede. Essas informações são por sua vez interpretadas pelo executor de diagramas, que efetivamente realizará a automação e otimização dos equipamentos (QUARESMA et al., 2015).

3. EQUACIONAMENTO

A base da inferência de vazão a ser estudada neste trabalho é a Equação (1), onde a constante de vazão da válvula de controle (C_v) será calculada 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:

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

Para aumentar a qualidade da inferência são utilizadas três correções:

- Após estudos do comportamento do C_v e da variação de pressão com a pressão de entrada, criou-se o coeficiente F_c para corrigir o diferencial de pressão e permitir uma melhor inferência da vazão multifásica, com o valor de C_v obtido nos testes de produção.
- É necessária também uma correção para abertura da válvula choke pois a Equação (1) é válida somente para o caso de 100% de abertura da choke, porém a abertura dessa válvula muda conforme a necessidade. Essa correção, consiste em equacionar a curva de calibração da válvula fornecida pelo seu fabricante, que retorna uma equação análoga à Equação (2), na qual H corresponde à abertura da válvula. Feito isso, calcula-se o C_v para abertura durante o teste de produção e para uma abertura de 100%. A constante de vazão calculada pela Equação (1) deverá então ser multiplicada pela razão entre o C_v calculado com a abertura durante o teste de produção ($C_{v,TP}$) e o C_v calculado com a abertura de 100% ($C_{v,100\%}$) (Equação (3)).

$$C_v = a.H^4 + b.H^3 + c.H^2 + d.h + e \quad (2)$$

$$C_v = C_v * \frac{C_{v,TP}}{C_{v,100\%}} \quad (3)$$

- Outra correção é proposta para 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, com os dados do teste de produção, traça-se um gráfico C_v versus $Q_{injetada}$, variando a vazão de injeção. A curva de ajuste desse gráfico é então obtida por regressão e é análoga à Equação (4). Em seguida, calcula-se o C_v com a vazão de injeção do teste de produção e com a vazão de injeção no momento da medição. A constante de vazão calculada pela Equação (1) deverá então ser multiplicada pela razão entre o C_v calculado com a vazão de injeção do teste de produção ($C_{v,TP}$) e o C_v calculado com a vazão de injeção no momento da medição ($C_{v,PI}$) (Equação (5)).

$$C_v = a \cdot Q_{injetada} + b \quad (4)$$

$$C_v = C_v * \frac{C_{v,PI}}{C_{v,TP}} \quad (5)$$

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 (HAUSER, 2009), para o qual será utilizado como suposição inicial o valor de $X = 5$ e de $X_e = 1,05 * X$. Com essa suposição inicial e com o valor de C_v corrigido, calcula-se a vazão mássica total.

$$W = C_v \cdot 1519,2 \sqrt{X (P_{montante} - P_{jusante}) F_c} \quad (6)$$

Em seguida, calcula-se a vazão mássica de líquido através da Equação (7), na qual $Q_{injetada}$, $\rho_{incompressivel}$ e $\rho_{liquido}$ referem-se à vazão de gás injetada, massa específica do gás considerado como fluido incompressível e massa específica do líquido.

$$W_{liq} = \frac{W - Q_{injetada} \cdot \rho_{incompr}}{1 + \frac{1}{\rho_{liq}} \cdot \left(1 - \frac{BSW}{100}\right) (RGO - RS) \cdot \rho_{incompr}} \quad (7)$$

A razão de solubilidade (RS) é calculada via método de Vazques e Beggs (AHMED, 1989), que utiliza a Equação (4), cujas variáveis são $\gamma_{gás,100}$, P , API e T que representam, respectivamente, a densidade do gás na pressão de 100 psig, a pressão de entrada do gás na *choke*, a densidade do óleo em API e a temperatura de entrada do gás na *choke*, respectivamente. Os valores dos coeficientes C_1 , C_2 e C_3 são tabelados.

$$RS = C_1 \gamma_{gás,100}^{P^{C_2}} \exp \left[C_3 \left(\frac{API}{T} \right) \right] \quad (8)$$

Na sequência, calcula-se a vazão volumétrica de líquido $Q_{liquido}$ (Equação (9)), a vazão mássica de gás $W_{gás}$ (Equação (10)), vazão volumétrica de gás $Q_{gás}$ (Equação (11)), vazão volumétrica total Q (Equação (12)) e fração mássica X (Equação (13)).

$$Q_{liquido} = \frac{W_{liquido}}{\rho_{água} \gamma_{liquido}} \quad (9)$$

$$W_{gás} = \rho_{ar} \gamma_{gás} Q_{gás} \quad (10)$$

$$Q_{gás} = Q_{injetada} + Q_{óleo} (RGO - RS) \quad (11)$$

$$Q = Q_{gás} + Q_{liquido} \quad (12)$$

$$X = \frac{W}{Q} \quad (13)$$

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

O algoritmo abaixo resume o procedimento final de cálculo da vazão de líquido:

1. $X = 5$, $X_e = 1,05 * X$;
2. Enquanto $\| X - X_e \| < 10^{-5}$

X_e

Cálculo de W , W_{liq} , $Q_{liquido}$, $W_{gás}$, $Q_{gás}$, Q e X por meio das Equações (6), (7), (9) a (13);

3. Fim

Os referidos cálculos foram implementados no *software* MPA, o que permitiu que a inferência fosse feita em tempo real, ou seja, no momento em que as medições foram enviadas para o *software*, este já calculava a vazão inferida para aqueles dados.

4. TESTE DE CAMPO

A coleta de dados para acompanhamento histórico dos processos pode ser feita por intermédio de diferentes *software*, como o PI (*Plant Information*) da OSIsoft e o BR-Historian, desenvolvido pela UFRN em colaboração com a Petrobrás (MEDEIROS NETO, 2015; SANTOS, 2015; BRASIL, 2017). Aplicativos de acompanhamento da produção podem ser criados utilizando os dados históricos, como no ambiente PI, de forma a indicar, por exemplo, a vazão de *gas-lift* ótima que será passada periodicamente à equipe de operação para implementação. Outra opção é realizar em malha fechada estas operações de otimização. O *software* MPA, descrito anteriormente, é um ambiente para controle e automação que permite implementar módulos através dos quais é possível, por exemplo, otimizar em tempo real a injeção de gás em todos os poços de uma unidade de produção.

Com o objetivo de 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, 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 a análise dos resultados. Com os dados do arquivo de registro de um período de operação de 20 dias, plotaram-se variáveis de entrada para a inferência, conforme as seções a seguir.

4.1 Poço 1

A Figura 5 apresenta os dados do Poço 1 para as primeiras 40 horas de monitoramento.

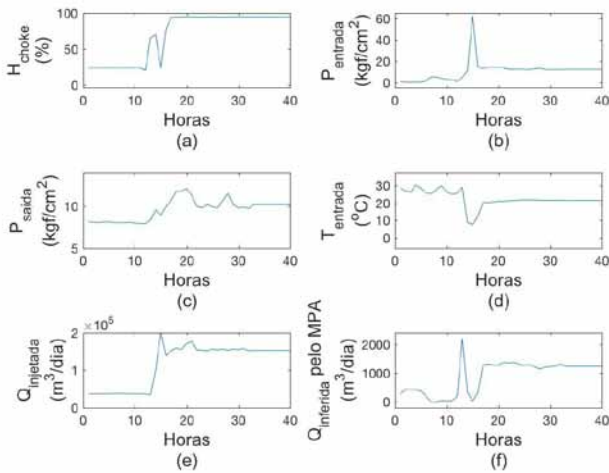


Fig. 5 - Intervalo de Dados Analisados do Poço 1

Durante o intervalo analisado, observa-se uma coerente correspondência do aumento da pressão de entrada quando houve um fechamento brusco da *choke*, bem como um aumento da vazão inferida quando houve um aumento brusco na injeção de gás. Além disso, nos momentos em que houve uma brusca variação na vazão de produção inferida, houve uma variação de sentido contrário da *PDG*, como se pode observar pela Figura 6.

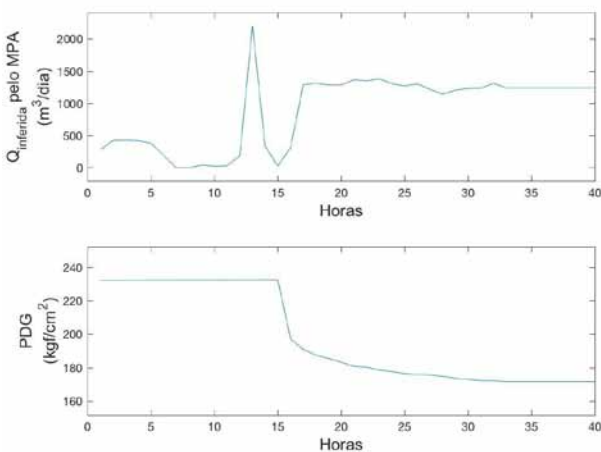


Fig. 6 - Vazão de Líquido Produzida e *PDG* Analisadas do Poço 1

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 a Figura 7. Analisando-se a Figura 7, pode-se observar uma correlação negativa e próxima de -1 para deslocamentos de tempo quase nulos e predominantemente negativa para deslocamentos maiores, indicando que o comportamento das variáveis estudadas é oposto, ou seja, enquanto uma aumenta a outra diminui, confirmando a hipótese sugerida.

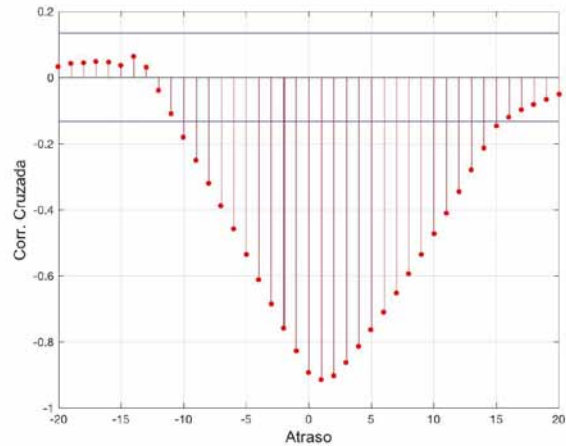


Fig. 7 - Correlação Cruzada entre a Vazão de Líquido Produzida e a *PDG* Analisadas do Poço 1

4.2 Poço 2

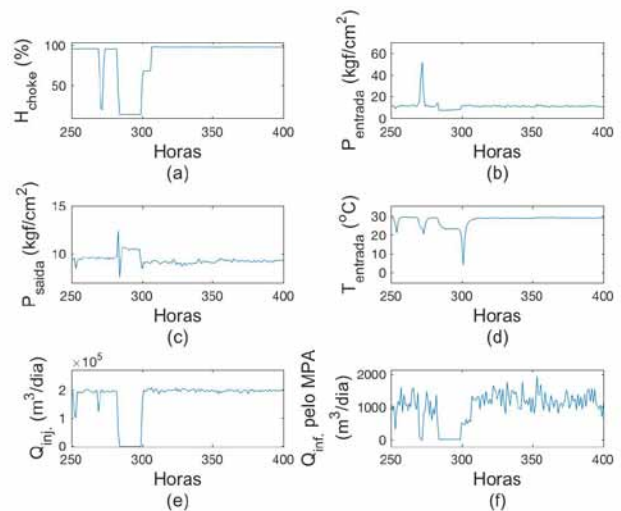


Fig. 8 - Intervalo de Dados Analisados do Poço 2

A Figura 8 apresenta os dados do Poço 2 para o período de monitoramento de 250 a 400 horas.

Durante o intervalo de dados analisados, para esse poço não fica evidente a correspondência no comportamento das variáveis de entrada como no Poço 1, porém, como se pode observar pela Figura 9, quando houve uma brusca variação na vazão de produção, houve uma variação de sentido contrário da *PDG*.

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. Analisando-se a Figura 10, também se observa uma correlação negativa e próxima de -1 para deslocamentos de tempo quase nulos e predominantemente negativa para deslocamentos maiores, indicando novamente que o comportamento das variáveis estudadas é oposto, o que confirma a hipótese sugerida.

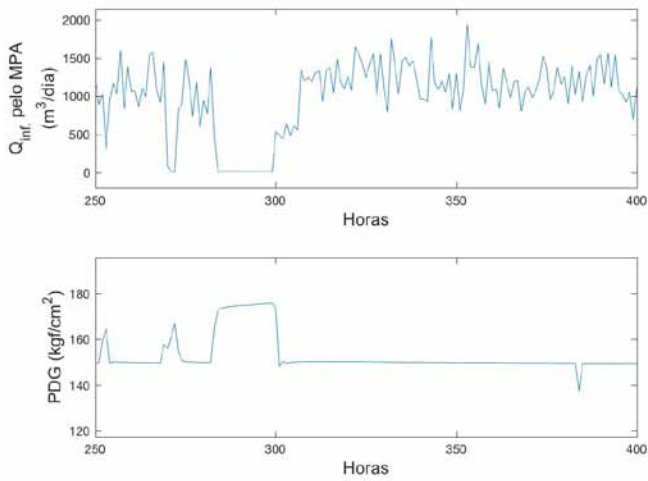


Fig. 9 - Vazão de Líquido Produzida e PDG Analisadas do Poço 2

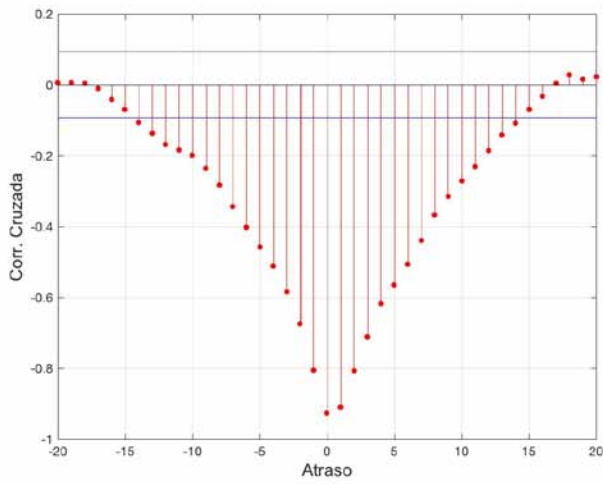


Fig. 10 - Correlação Cruzada entre a Vazão de Líquido Produzida e a PDG Analisadas do Poço 2

4.3 Análise de Sensibilidade

Após a elaboração do algoritmo para inferência da vazão de líquido produzida, fez-se uma breve análise da sensibilidade do mesmo a variações nos parâmetros de entrada. Com esse objetivo, atribuíram-se aos parâmetros de entrada os valores apresentados na Tabela 1 e variou-se individualmente cada parâmetro em até 10% desse valor.

Tab 1: Valores dos Parâmetros para Análise de Sensibilidade

Variável	Valor Atribuído
H_{choke}	96,2092 %
$P_{entrada}$	13,1417 kgf/cm ²
P_{saida}	9,2201 kgf/cm ²
$T_{entrada}$	2,9765 °C
$Q_{injetada}$	1,6573e5 m ³ /h

A referida análise levou aos resultados mostrados nas Figuras 11 a 14.

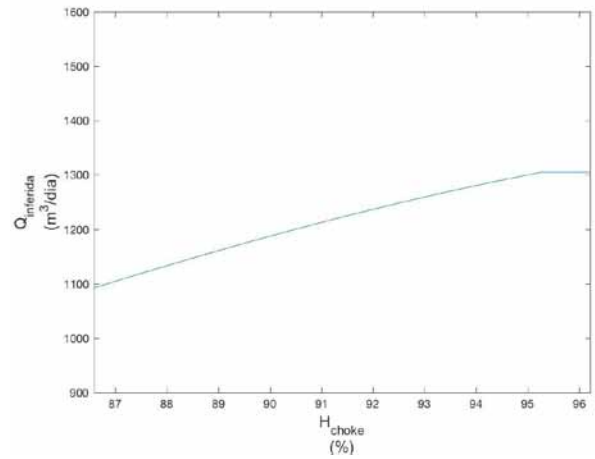


Fig. 11 - Análise da Sensibilidade do Algoritmo Frente à Variações na Abertura da Choke

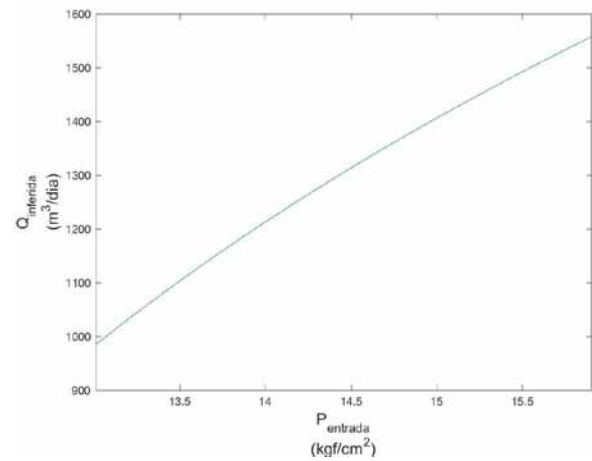


Fig. 12 - Análise da Sensibilidade do Algoritmo Frente à Variações na Pressão de Entrada

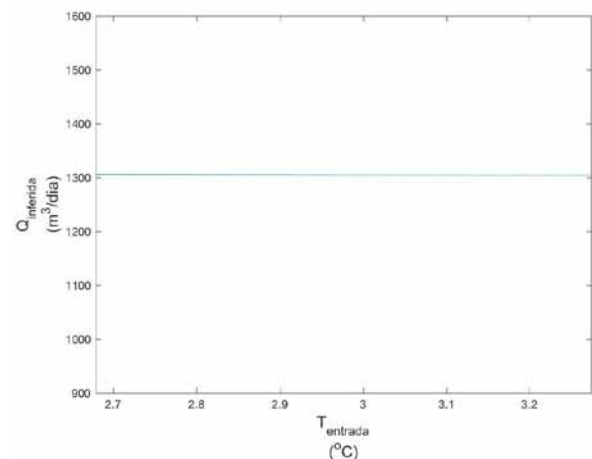


Fig. 13 - Análise da Sensibilidade do Algoritmo Frente à Variações na Temperatura de Entrada

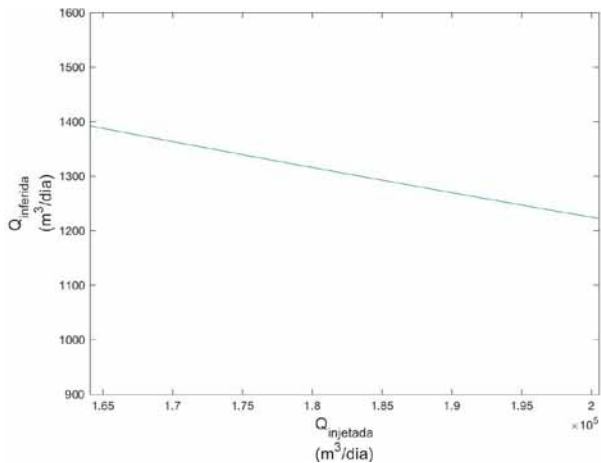


Fig. 14 – Análise da Sensibilidade do Algoritmo Frente à Variações na Vazão de Gás Injetada

Analisando-se as Figuras 11 a 14, observa-se que o algoritmo é sensível a mudanças nas variáveis de entrada, ou seja, qualquer mudança nas variáveis de entrada percebida pelos sensores terá efeito imediato na inferência da vazão de produção.

Além disso, vê-se que o algoritmo é mais sensível a variações na pressão de entrada do que a variações nos demais parâmetros. Esse fenômeno sugere que a pressão de entrada seja a variável que requiera maiores cuidados durante as medições.

5. CONCLUSÃO

Durante este trabalho, um método para a inferência da vazão de produção de líquido de um poço de produção de petróleo foi implementado em um ambiente de tempo real.

Observou-se que, a despeito do uso de um filtro passa-baixas de primeira ordem para eliminar ruídos de medidas, as inferências sofreram variações bruscas, o que indica a influência de fenômenos físicos do processo como, por exemplo, variações na abertura de válvula, golfadas, etc.

O método de inferência proposto foi implementado em cinco poços, e os resultados obtidos permitem afirmar que foi verificada uma correlação inversa entre o comportamento da *PDG* e a vazão de líquido produzida no período analisado em 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 os poços nos quais essa medição não esteja disponível.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] AGUIRRE, L. A.; TEIXEIRA, B. O. S.; BARBOSA, B. H. G.; TEIXEIRA, A. F.; CAMPOS, M. C. M. M.; MENDES E. M. A. M. Development of Soft Sensors for Permanent Downhole Gauges in Deepwater Oil Wells, Belo Horizonte, Universidade Federal de Minas Gerais, 2017.
- [2] ANP/INMETRO, Resolução Conjunta ANP/INMETRO No 1 De 10.6.2013 - Dou 12.6.2013 – Retificada Dou 17.6, 2013.
- [3] ARNOLD, K.; STEWART, M. Surface Production Operations, Vol. 1. Gulf Publishing Company. Houston, 1989.
- [4] CARBONE, L. C. Metodologia para Medição Virtual de Vazão e Otimização da Produção, III Seminário de Elevação Artificial e Escoamento. Búzios, 2007.
- [5] QUARESMA, B.; BARBOSA JR., A.; MAIA, R. Módulo de Procedimentos Automatizados, Tecgraf/PUC-Rio, Rio de Janeiro, 2015.
- [6] CAMPOS, M.; SAITO, K. Sistemas Inteligentes em Controle e Automação de Processos, Editora Ciência Moderna, 2004.
- [7] BRASIL. Instituto Nacional da Propriedade Industrial. Revista da Propriedade Industrial, Brasília, Nº 2413, Seção VII - Programas de Computador - Processo BR 51 2016 001552-7, p. 54/90, Abril 2017.
- [8] MEDEIROS NETO, E. J. Análise de Desempenho de Algoritmos de Compressão de Dados com Perda para Aplicações Industriais, Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica e de Computação), Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2015.
- [9] AHMED, T. Hydrocarbon Phase Behavior. Houston, 1989.
- [10] HAUSER, J. R., Numerical Methods for Nonlinear Engineering Models, Springer, 2009.