

5º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Validação do Modelo de Gás Perfeito para Avaliação das Propriedades Termofísicas do Gás de Flare Utilizando Dados Operacionais

AUTORES:

Alex Luz Salgado, Rogério Ramos

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal do Espírito Santo

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 5º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 5º PDPETRO, realizado pela a Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 15 a 22 de outubro de 2009, em Fortaleza-CE. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 5ºPDPETRO.

VALIDAÇÃO DO MODELO DE GÁS PERFEITO PARA AVALIAÇÃO DAS PROPRIEDADES TERMOFÍSICAS DO GÁS DE FLARE UTILIZANDO DADOS OPERACIONAIS

Abstract

The aim of present work is to investigate the possibility and the consequences to use the perfect gas modelling in order to predict some thermophysical properties of natural gas flowing in off-shore flare tubes. Such validation will propitiate the development of a fast and realible self-diagnostics software for ultrasonic flowmeter specific to flare metering. The validation is based on comparision of thermophysical properties simulated by AGA report no. 10 virial state equation (once gas composition and operational pressure and temperature data are known) and those properties obtained by the perfect gas classical approach. Once the thermophysical behaviour is validated, the thermodynamic property speed of sound may be calculated and used to check ultrasonic gas meters operation.

Keywords: ultrasonic flow meter, flare metering, self-diagnostics, sonic speed.

Introdução

A motivação do presente trabalho advém da publicação da Portaria Conjunta ANP/INMETRO nº. 1 (2000) que constitui uma regulamentação federal que impõe novos desafios às companhias e instituições que lidam com medição de vazão, especialmente aquelas que usam novas tecnologias, como medidores de vazão por ultra-som – MUS. Este regulamento descreve, pela primeira vez no Brasil, as condições e os procedimentos para a medição operacional e fiscal de hidrocarbonetos, bem como inclui a utilização do medidor de vazão por ultra-som como uma tecnologia aceitável para tais medições.

Por outro lado, a publicação da American Gas Association – AGA report nº 9 (1998) difunde informações sobre características básicas da tecnologia por ultra-som para medição de vazão de gás. Naquele tempo, o texto da AGA-9 admitia que a tecnologia por ultra-som aplicada à medição de vazão ainda estava em estágio inicial e sugeria que mais estudos eram necessários com o objetivo de definir, com confiabilidade, várias características sobre o MUS como efeitos de instalação, necessidade de tubulações retas, tratamento de sinais, qualidade do perfil de velocidade na seção de medição, influência da composição do gás, etc.

A comunidade tecnológica e científica respondeu a este desafio com um grande número de conferências e artigos sobre tais efeitos característicos, como citados por Eren (1998), Lansing (2000, 2002, 2004), Ruppel e Peters (2004) e Raisutis (2006) entre outros.

Um importante complemento da AGA-9 veio com a publicação da AGA Report nº. 10 (2003), onde é descrita uma equação viral de estados que prediz a velocidade do som – VoS para gás natural, tendo com dados de entrada: composição química, temperatura e pressão. A AGA-10 se constitui provavelmente como a equação mais confiável e atualizada para simular tal propriedade com confiabilidade, apresentando incertezas de 0,1% para o intervalo de interesse do estudo. Outros trabalhos dedicados a examinar o comportamento termofísico do gás natural podem ser encontrados em Burnstein *et al.* (1999) e Estela-Uribe *et al.* (2003).

Devido a tais esforços, a utilização de medidores de vazão por ultra-som para aplicações com gás natural tem crescido significativamente. Hoje, virtualmente qualquer companhia de petróleo usa tal tecnologia, seja para transferência de custódia, medição fiscal ou monitoramento operacional. Alguns benefícios desta tecnologia incluem:

- Exatidão: os medidores podem ser calibrados para uma incerteza de 0,3%;
- Grande faixa de medição: tipicamente mais de 50:1 (placas de orifício oferecem faixas de vazão típicas em torno de 3:1 e turbinas, 20:1);
- Tolerância a gás úmido;
- Não intrusivo: não causa queda de pressão;
- Pouca manutenção: não há partes moveis;
- Auto-diagnóstico: dados para determinar a condição de operação do medidor.

A habilidade para diagnosticar a saúde do medidor é uma importante característica do MUS e este artigo discute e propõe um meio de avaliar a saúde operacional do medidor de vazão por ultra-som especificamente para medição de *flare*.

Desenvolvimentos dedicados a medição de vazão por ultra-som, especificamente para aplicações em *flare* são encontradas em trabalho de Mylvaganan (1989) e Folkestad e Mylvaganan (1989, 1993).

Concepção básica de um medidor ultrasônico

A construção básica de um medidor de vazão por ultra-som é relativamente simples, como mostrado na fig. 1.

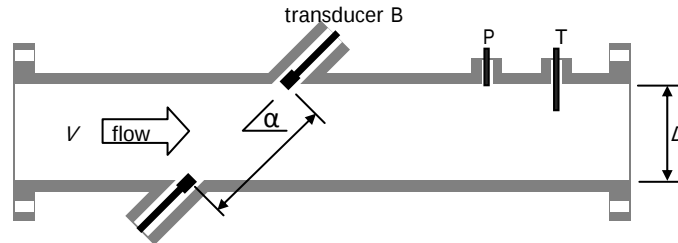


Figura 1 – Esquema e dimensões básicas de um medidor de vazão por ultra-som

Medidores ultra-sônicos são medidores de velocidade por natureza. Isto quer dizer que eles medem a velocidade do gás no interior no corpo de medição. Conhecendo a velocidade e a área da seção transversal, a vazão volumétrica pode ser adquirida.

O aspecto fundamental da medição de vazão por ultra-som depende do conhecimento preciso do tempo de trânsito de um pulso ultra-sônico atravessando o fluido do transdutor A (a favor do fluxo) ao transdutor B (t_{AB}). Quando se completa esta medição, um novo pulso é lançado do transdutor B ao A, agora contra o fluxo, e este tempo de trânsito pode ser determinado (t_{BA}). O tempo de trânsito do sinal viajando à jusante é menor que o tempo de trânsito do sinal viajando à montante.

Uma vez que os tempos de trânsito são conhecidos, à montante e à jusante, as velocidades, v_{AB} e v_{BA} , respectivamente podem ser determinadas pelas Eqs. (1-2):

$$v_{AB} = \frac{L}{t_{AB}} = c + V \cos \alpha \quad (1)$$

$$v_{BA} = \frac{L}{t_{BA}} = c - V \cos \alpha \quad (2)$$

Onde L , α , t_{AB} e t_{BA} são parâmetros conhecidos; V é associado à velocidade do fluido e c é a velocidade do som do gás - VoS. O sistema algébrico composto pelas Eqs. (1) e (2) pode ser facilmente resolvido para os parâmetros desconhecidos c e V , o que proporciona:

$$V = \frac{D}{\sin 2\alpha} \frac{t_{AB} - t_{BA}}{t_{AB} \cdot t_{BA}} \quad (3)$$

$$c = \frac{D}{2 \sin \alpha} \frac{t_{AB} + t_{BA}}{t_{AB} \cdot t_{BA}} \quad (4)$$

Pelas Eqs. (3) e (4) é possível medir a variável associada à velocidade do fluido, V , assim como a velocidade do som do gás fluindo. Infelizmente, determinar corretamente a taxa do fluxo no medidor é uma tarefa um pouco mais difícil. A velocidade V mostrada na Eq. (3) se refere à velocidade no caminho acústico. A velocidade necessária para determinação do fluxo de vazão, também conhecida com velocidade média ou *bulk velocity*, é a média da velocidade do gás através da área do medidor. Na tubulação, o perfil da velocidade do gás nem sempre é uniforme e frequentemente é submetida a vórtices e também a um perfil de velocidade assimétrico. Isso faz com que a aquisição da velocidade média seja um pouco mais desafiadora, o que está fora do escopo do presente texto.

Porém, é importante notar que o cálculo da velocidade do gás na Eq. (3) é independente da velocidade do som calculada na Eq. (4), para computar a velocidade do som, a velocidade do gás não é necessária. Isso é verdade porque as medições do tempo de trânsito t_{AB} e t_{BA} são medidos dentro de alguns milissegundos em relação ao outro, e a composição do gás não muda significativamente durante este tempo. Também deve ser notada a simplicidade das Eqs. (3) e (4) que são dependentes somente de L , α , t_{AB} e t_{BA} .

Por outro lado, a velocidade do som c pode ser obtida pelas equações de estado citadas na AGA Report n°. 10 (2003), onde depende somente da composição química, pressão e temperatura do fluxo. Pressão e temperatura do fluxo são constantemente monitoradas pelos sensores P e T respectivamente, instalados próximos a seção de medição, como indicado na Fig. 1. A composição do gás é mais estável e é mensalmente adquirida pela tripulação das plataformas de petróleo.

Tal observação leva a concluir que a comparação entre as velocidades do som medida e estimada pode ser um caminho para conferir se os tempos de trânsito e, por consequência, a velocidade do fluido tem sido bem medidos. Tal procedimento de auto-diagnóstico é especialmente atrativo para sistemas de medições localizados em áreas de acesso restrito, como plataformas *off-shore*.

Esta idéia não é nova e foi parcialmente explorada por alguns autores como Sakariassen (1997), Letton *et al.* (1988), Lansing (2000), Calander e Delsing (2000) e Norli *et al.* (2005).

Agora, objetivando desenvolver um *software* capaz de comparar a VoS, depois de ter a composição do fluxo de gás, níveis operacionais de pressão e temperatura caracterizados, é proposto aqui uma maneira rápida para estimar a velocidade do som termodinâmica.

Metodologia

A fim de caracterizar o gás que flui em linhas de flare, Tab. 1 demonstra cromatografias originadas de distintas plataformas *off-shore* da costa brasileira.

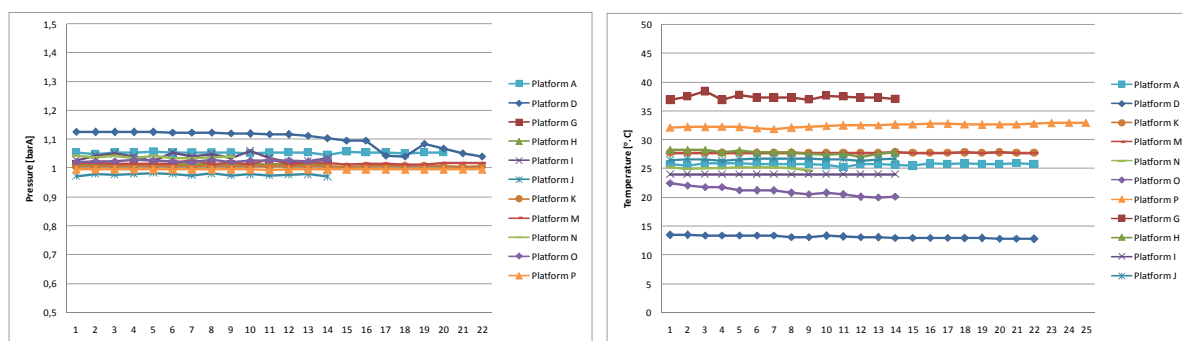
Dados da Tab. 1 são fornecidos para um estado padrão ($T = 20^\circ\text{C}$, $P = 1 \text{ barA}$). Um importante ponto a ser notado na Tab. 1 é a queda gradual das concentrações de metano nas composições dos gases das plataformas de A para F.

Tabela 1 – Cromatografias de plataformas *off-shore* operando na costa brasileira

	Platform A	Platform B	Platform C	Platform D	Platform E	Platform F
Gas constant R	8314,3	8314,3	8314,3	8314,3	8314,3	8314,3
Molecular weight M	19,12	20,74	22,09	22,37	22,79	29,47
Adiabatic constant k	1,2754	1,2552	1,2338	1,2505	1,2464	1,1929
Methane	89,44	84,59	75,90	72,82	70,82	62,88
Ethane	5,10	6,12	10,79	12,96	14,57	9,78
Propane	1,67	4,47	7,24	8,72	9,31	10,72
i-butane	0,73	0,81	1,27	1,18	1,09	2,45
n-butane	0,79	1,64	2,06	1,98	1,91	5,72
i-pentane	0,40	0,41	0,43	0,33	0,28	1,66
n-pentane	0,30	0,53	0,48	0,36	0,32	2,21
n-hexane	0,35	0,39	0,26	0,19	0,14	1,74
n-heptane	0,30	0,33	0,15	0,00	0,11	1,43
n-octane	0,15	0,19	0,00	0,00	0,01	0,66
n-nonane	0,07	0,13	0,01	0,00	0,03	0,21
n-decane	0,02	0,07	0,00	0,00	0,02	0,03
C11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
C12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nitrogen	0,52	0,17	0,80	1,18	0,95	0,27
Carbon dioxide	0,16	0,15	0,61	0,28	0,44	0,24
Helium	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Oxygen	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Dados operacionais de *flare* em algumas plataformas são mostrados na Fig. 2a (pressão do gás) e na Fig. 2b (temperatura do gás).

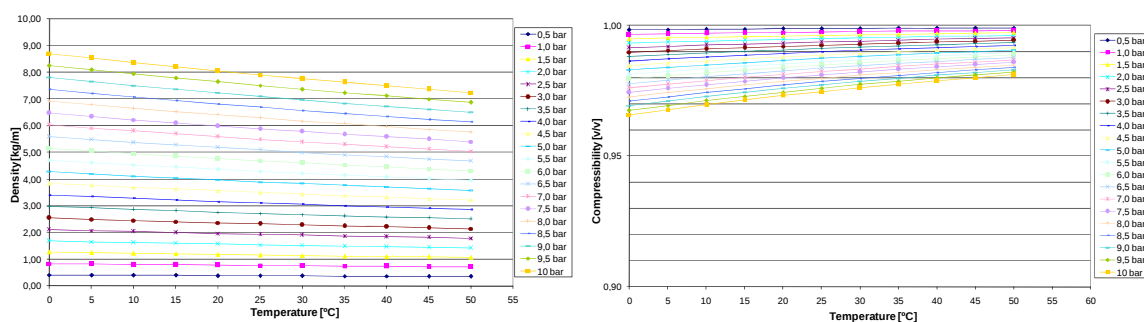
Na Fig. 2a, as leituras de pressão em tubulações de flare variam de 0,97 a 1,12 barA e como pode ser visto na Fig. 2b, a temperatura do gás encontrada varia de 13 a 37°C , mas em sua maioria ela fica em torno de 25°C . Observando as Figs. 2a,b, é razoável considerar pressões e temperaturas típicas de *flare* como 1 barA e 25°C respectivamente.



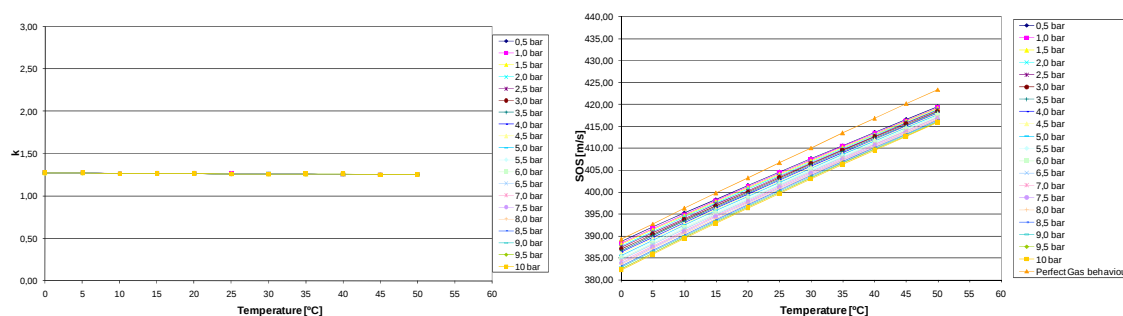
(a) (b)
 Figura 2 – Leituras operacionais de gás em tubulações de flare:
 a) pressão [barA], b) temperatura [°C]

Estimando as Propriedades do Gás de Flare

O comportamento das propriedades termodinâmicas para tais misturas de gás pode ser determinado pela equação de estado determinada pela AGA-10. Estas simulações são mostradas nas Figs. 3 e 4 para dados da plataforma A, como exemplificação. Níveis de pressão e temperatura foram variados de 0.5 a 10 barA e 0 a 50 °C, respectivamente. Todas as simulações usando a AGA-10 foram realizadas através do programa FLOWSOLV™ (2009), após validações prévias dos resultados e considerando composição do gás da Tab. 1 e dados operacionais das Fig. 2a,b.



(a) (b)
 Figura 3 – Simulações de propriedades para cromatografia do gás da plataforma A:
 a) densidade, b) fator de compressibilidade Z.



(a) (b)
 Figura 4 – Simulações de propriedades para cromatografia do gás da plataforma A: a) fator isoentrópico k, b) velocidade do som utilizando AGA-10 e aproximação de gás perfeito

Como esperado, menores densidades são obtidas para pressões mais baixas e temperaturas mais altas, como mostrado na Fig. 3a. Na Fig. 3b, pressões mais baixas e temperatura mais altas indicam um fator de compressibilidade Z tendendo a 1. A $T = 25^\circ\text{C}$ e $P = 1 \text{ barA}$, a simulação obteve $Z = 0,9975$, o que significa um comportamento muito próximo da abordagem de gás perfeito, quando $Z=1$.

A tendência do fator isentrópico $k=cp/cv$ se mantém em um valor quase uniforme, $k = 1,27$, para todas as temperaturas e pressões simuladas, como demonstrado na Fig. 4a. Este valor é muito próximo aos dados da cromatografia da plataforma A da tab. 1, onde $k = 1,275$.

Figura 4b mostra o comportamento da velocidade do som. Os dados foram simulados pela AGA-10 considerando a composição química completa do gás a diferentes pressões e foi considerado o comportamento de gás perfeito, que nos é fornecido pela fórmula clássica, Eq. (5), que é independente da pressão.

$$c_{\text{gásperfeito}} = \sqrt{kRT} \quad (5)$$

Na Eq. (5), c é a velocidade do som em m/s, k é adimensional, R está em kJ/kg.K e T em Kelvin. Deve-se observar que o comportamento da velocidade do som tanto pela AGA-10 quanto pela equação de gás perfeito apresentam o mesmo comportamento, aumentando com a temperatura, mas indicando que pressões menores levam a um comportamento mais próximo do gás perfeito.

Resultados e Discussão

As diferenças na velocidade do som obtida pela AGA-10 e pela simulação de gás perfeito são mostradas na Fig. 5 para o gás da plataforma A onde pode ser vista a máxima diferença de 1,8% a $T = 0^\circ\text{C}$ e $P = 10 \text{ barA}$. A $T = 25^\circ\text{C}$ e $P = 1 \text{ barA}$, tal diferença gira em torno de 0,58%. As diferenças foram calculadas como descritas pela Eq. (6):

$$dif = \frac{c_{\text{gasperfeito}}(T) - c_{\text{AGA-10}}(P, T)}{c_{\text{AGA-10}}(P, T)} \times 100\% \quad (6)$$

Figura 6 mostra as diferenças para o gás da plataforma F, que apresenta a menor concentração de metano, distanciando do comportamento de gás perfeito, como pode ser observado por diferenças atingindo níveis de 6% a baixas temperaturas. Mas a $T = 25^\circ\text{C}$ e $P = 1 \text{ barA}$, tal diferença ainda permanece a 1,05%.

Conclusões

O comportamento descrito utilizando as Figs. 3-6 são similares para todas as cromatografias, mas por questão de síntese, não são mostradas todas aqui. A Tabela 2. sintetiza as diferenças a $T = 25^\circ\text{C}$ e $P = 1 \text{ barA}$ e as máximas diferenças para os gases das plataformas A até F. Está inclusa também a diferença na velocidade do som para gás composto por 100% de metano comparada à aproximação de gás ideal. Deve ser observado que as diferenças no estado operacional típico é menor que 2%, e que a máxima diferença gira em torno de 6% a 10 barA, o que já está fora das condições típicas de operação para tubulações de *flare* como pode ser inferido da Fig. 2.

Esses resultados, obtidos de diferentes fontes com condições de operação e composições de gás distintas, indicam que é verossímil desenvolver um *software*, considerando o modelo de gás perfeito, com o objetivo de determinar a velocidade do som em linhas de *flare*. Deve ser observado que, neste caso especificamente, o valor absoluto da velocidade do som não é tão significativo quanto o comportamento das diferenças relativas, que são similares para um grande intervalo de condições operacionais. Obviamente, tal aproximação pode não oferecer a simulação mais precisa, mas certamente, é mais rápida para efeitos computacionais quando comparada à simulação usando a equação proposta pela AGA-10.

Genericamente falando, as diferenças na simulação tendem a ser menores quanto maior for a concentração de metano, o que é previsível sendo o metano o componente do gás natural que apresenta o menor ponto crítico, ou seja, mais perto do comportamento de gás perfeito a $T = 25^\circ\text{C}$ e $P = 1 \text{ barA}$ do que os outros componentes.

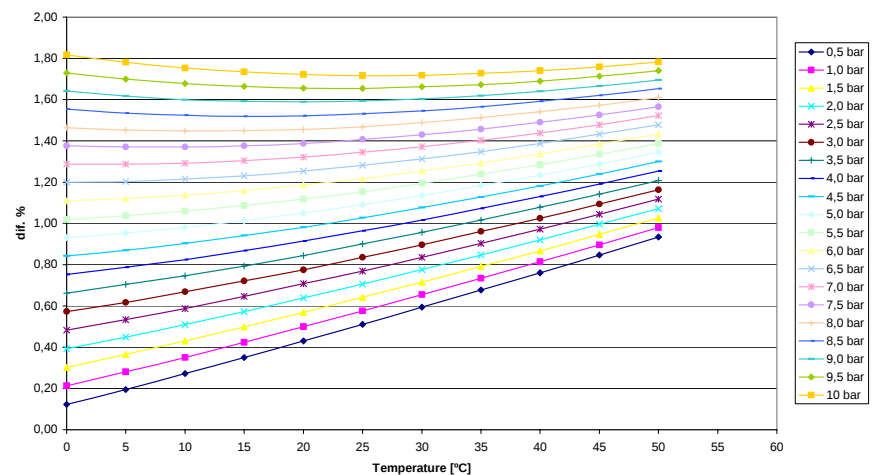


Figura 5 – Diferenças na velocidade do som – VoS. Dados obtidos da AGA-10 e considerando aproximação para gás perfeito para cromatografia do gás da plataforma A.

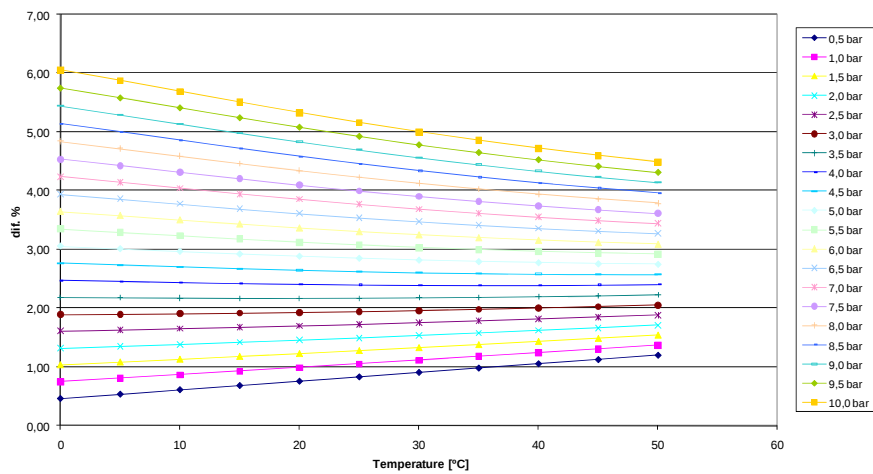


Figura 6 – Diferenças na velocidade do som – VoS. obtidos da AGA-10 e considerando aproximação para gás perfeito para cromatografia do gás da plataforma F.

Tabela 2 – Diferenças entre a velocidade do som obtida pela AGA-10 e pela aproximação de gás perfeito para dois estados termodinâmicos: condições típicas de operação e pressões extremas.

Platform	Difference [%] at 25°C and 1 barA	Maximum differences [%] at 10 barA
pure methane	0,09	0,87
A	0,58	1,82
B	0,59	2,26
C	0,10	2,21
D	0,89	3,11
E	0,87	3,22
F	1,05	6,05

Com objetivo de comparar as simulações das velocidades do som simuladas com leituras de campo, Fig. 7 mostra alguns dados obtidos da plataforma A, medidos diretamente por um medidor de vazão por ultra-som de apenas um caminho acústico (um par de transdutores). Pela Fig. 7, se observa que as diferenças entre as simulações se mantêm menores que 1%, enquanto as diferenças entre as simulações e as leituras atingem em média valores em torno de 13%. É importante notar que tais diferenças se mantêm muito estáveis, apresentando desvio padrão médio de aproximadamente 0,22%. Tal comportamento e os respectivos níveis de diferenças são observados para todas as leituras operacionais disponíveis para diferentes plataformas, o que significa que o

melhor levantamento da velocidade do som, obtida pela AGA-10, é muito próximo da aproximação para gás perfeito considerando fluxos em linhas de *flare*, mas as duas simulações apresentam uma diferença estável quando comparadas as leituras da velocidade do som obtidas diretamente do sistema de medição de vazão.

Esse comportamento indica que, para comparações de longa duração é viável estabelecer uma diferença típica entre as leituras e a aproximação de gás perfeito objetivando a criação de um *software* de auto-diagnóstico para avaliar o funcionamento o medidor de vazão por ultra-som para condições de operação em *flare*.

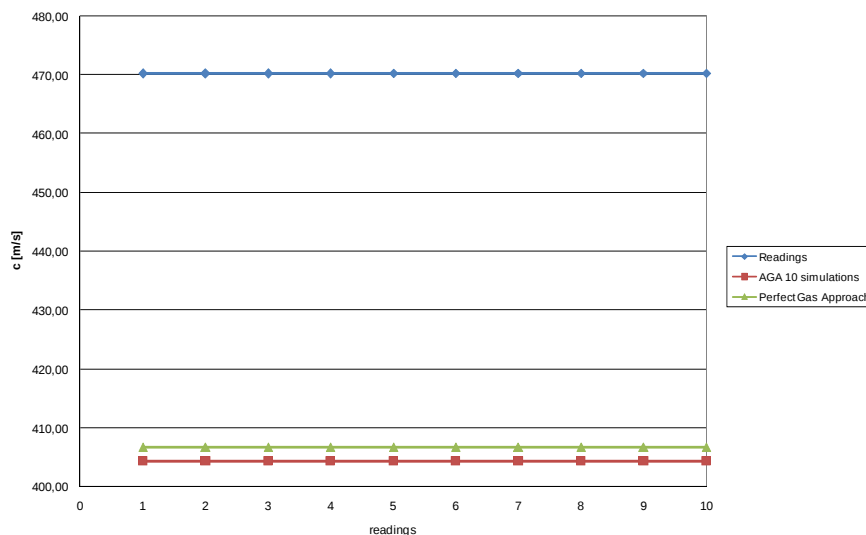


Figura 7 – Leituras operacionais da VoS medidas na plataforma A comparadas com simulações da AGA-10 e da aproximação para gás perfeito.

Tal *software* é baseado na seguinte lógica: uma vez medida a velocidade do som c , obtida pela Eq. (4) é avaliado conta a VoS simulada, assim é possível validar se os pulsos ultrasônicos viajando à montante t_{BA} e à jusante t_{AB} são corretos. Porém, como indicado pela Eq. (3) os esses tempos de trânsito são os mesmos utilizados para calcular a velocidade do escoamento v . Assim, pode ser inferido que se os tempos de trânsito estão corretos, a sanidade do medidor é satisfatória.

Este estudo também fornece perspectivas teóricas interessantes sobre a utilização de túneis de vento atmosféricos na calibração de medidores ultrasônicos de gás de *flare*, como indicado por Hill *et al.* (2002).

Agradecimentos

Os autores gostariam de expressar seus agradecimentos a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Bio-Combustíveis – ANP através do seu programa de recursos humanos – PRH/UFES nº.29 e a Petróleo Brasileiro S.A. pela cessão de dados operacionais.

Referências Bibliográficas

- Burnstein, D., Igman, D. and Michlin, Y., 1999, “Correlation Between Gas Molecular Weight, Heating Value and Sonic Speed Under Variable Compositions of Natural Gas”, ISA Transactions, V. 38, pp. 347-359.
- Carlander, C. and Delsing J., 2000, “Installation Effects on an Ultrasonic Flow Meter With Implications for Self Diagnostics”, Flow Measurement and Instrumentation, V. 11, pp. 109-122.
- Eren, H., 1998, “Accuracy in Real Time Ultrasonic Applications and Transit-Time Flow Meters”, Proceedings of the IEEE Instrumentation and Measurement Technology Conference, pp. 568-572, Ottawa, Canada.
- Estela-Uribe, J.F., Jaramillo, J., Salazar, M.A. and Trusler, J.P.M., 2003, “Virial Equations of State for Natural Gas Systems, Fluid Phase Equilibria, V. 204, pp. 169-182.
- FLOWSOLV™, 2009, <http://www.mysolv.com>, accessed at April 2009, SOLV Ltd, Scotland, UK.

- Folkestad, T. and Mylvaganam, K.S., 1989, "Chirp Excitation of Ultrasonic Probe for High Rangeability Gas Flowmetering", Proceedings of the IEEE Ultrasonics Symposium, pp.1087-1092.
- Folkestad, T. and Mylvaganam, K.S., 1993, "Chirp Excitation of Ultrasonic Probes and Algorithm for Filtering Transit Times in High-Rangeability Gas Flow Metering", IEEE Transactions on Ultrasonics, Ferroelectrics and Frequency Control, V. 40, pp. 193-215.
- Hill, J., Weber, A. and Weber, J., 2002, "Qualification of Ultrasonic Flow Meters for Custody Transfer of Natural Gas Using Atmospheric Air Calibration Facilities", Proceedings of the 20th. North Sea Flow Measurement Workshop, 12p.
- Lansing, J., 2000, "Field Verification Procedures for Ultrasonic Gas Meters", Proceedings of the AGA Operations Conference, Colorado, 12p.
- Lansing, J., 2000, "Smart Monitoring & Diagnostics for Ultrasonic Gas Meters", Proceedings of the 18th. North Sea Flow Measurement Workshop, 15p.
- Lansing, J., 2002, "Benefits of Flow Calibrating Ultrasonic Meters", proceedings of the AGA Operations Conference, Chicago, Il, 10p.
- Lansing, J., 2004, "Ultrasonic Meter Station Design Considerations", proceedings of the AGA Design Considerations of Ultrasonic Flow Meters Conference, 17p.
- Letton, C., Pettigrew, D., Renwick, B. and Watson, J., 1998, "An Ultrasonic Gas Flow Measurement System With Integral Self Checking", Proceedings of the 16th. North Sea Flow Measurement Workshop, 14p.
- Mylvaganam, K.S., 1989, "High-Rangeability Ultrasonic Gas Flow Metering for Monitoring Flare Gas", IEEE Transactions on Ultrasonics, Ferroelectrics and Frequency Control, V. 36, pp. 144-149.
- Norli, P., Lunde, P. and Vestrheim, M., 2005, "Investigation of Precision Sound Velocity Measurement Methods as Reference for Ultrasonic Gas Flow Meters", Proceedings of the IEEE Ultrasonics Symposium, pp. 1443-1447.
- Portaria Conjunta ANP/INMETRO N° 1, 2000, "Dispõe sobre Medição de Petróleo e Gás Natural", Diário Oficial da União da República Federativa do Brasil, Brasília DF.
- Raisutis, R., 2006, "Investigation of the Flow Velocity Profile in a Metering Section of an Invasive Ultrasonic Flowmeter", Flow Measurement and Instrumentation, V. 17, pp. 201-206.
- Report AGA N° 9, 1998, "Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters", Ed. American Gas Association, Washington, DC.
- Report AGA N° 10, 2003, "Speed of Sound in Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases", Ed. American Gas Association, Washington, DC.
- Ruppel, C. and Peters, F., 2004, "Effects of Upstream Installations on the Reading of an Ultrasonic Flowmeter", Flow Measurement and Instrumentation, V. 15, pp. 167-177.
- Sakariassen, R., 1997, "On-line Quality Control of Ultrasonic Gas Flow Meters", Proceedings of the 15th. North Sea Flow Measurement Workshop, 14p.
- Yeh, T.T., and Mattingly, G.E., 1997, "Computer Simulations of Ultrasonic Flow Meter Performance in Ideal and Non-Ideal Pipeflows", Proceedings of the ASME Fluids Engineering Division Summer Meeting – FEDSM'97, 6p.