

MEDICÃO DA VAZÃO DE GÁS NATURAL PARA TRANSFERÊNCIA DE CUSTÓDIA

Julio Cesar C.M.Palhares

TBG – Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia – Brasil, Praia do Flamengo 200, 25º andar, Rio de Janeiro, Brasil.
palhares@tbg.com.br

Alcir de Faro Orlando

PUC-Rio – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, R. Marquês de S. Vicente 225, Rio de Janeiro, Brasil.
afo@mec.puc-rio.br

Mauricio Nogueira Frota

PUC-Rio – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, R. Marquês de S. Vicente 225, Rio de Janeiro, Brasil.
mfrota@mec.puc-rio.br

Resumo. O objetivo deste trabalho é avaliar o procedimento atual da medição de gás natural na TBG - Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil. Embora os volumes transportados sejam inferiores a um terço da capacidade do gasoduto, a metrologia do balanço de massa já aponta claramente a necessidade de melhorias visando reduzir a incerteza de medição. A incerteza de medição dos balanços de massa tem várias funções, dentre as quais destacam-se: 1) direcionar investimentos, apontando os sistemas de medição menos exatos que necessitam de reavaliação ou melhoria; 2) identificar o momento em que uma investigação mais detalhada é necessária para corrigir eventuais perdas; 3) participar na estimativa do estoque de gás no gasoduto; 4) auxiliar nos sistemas avançados de controle do gasoduto como detecção de vazamentos e simulação das condições operacionais; 5) apoiar a redação de contratos de compra e venda de gás e dos contratos de transporte. O presente trabalho demonstra que uma consistente avaliação metrológica do balanço do gás transportado e consumido contribui decisivamente para a redução das perdas de gás, para a melhoria dos contratos e para a melhoria do controle operacional, além de estimar mais exatamente o gás natural transportado, minimizando as perdas financeiras, sendo um instrumento de adaptação à legislação existente de transferência de custódia.

Palavras-chave: Gasoduto, Vazão, Balanço, Transferência de Custódia

1. Introdução

Na medida em que a demanda de energia cresce no mundo, as transportadoras de derivados procuram aperfeiçoar e racionalizar a operação de dutos a fim de reduzir perdas. As perdas são constituídas basicamente de erros nas medições de consumos, ou vazamentos imperceptíveis aos sistemas monitoradores, cujo ônus não se limita à empresa que o controla, mas se dilui nos custos de fornecimento, acabando por lesar o usuário.

Muito tem sido feito no sentido de se mensurar as perdas. Novos meios de medição foram desenvolvidos e sistemas de detecção de vazamentos têm sido implementados nas empresas operadoras em grandes redes de transporte. Se por um lado a propriedade dissipativa do gás natural lhe confere segurança na utilização, conforme já mencionado, por outro lado, em se tratando de transporte e distribuição, a questão das perdas por vazamento torna-se crítica, uma vez que nenhum vestígio de vazamento de gás é visualmente detectável.

O conceito de medição fiscal de gás natural está relacionado à confiabilidade da medição, levando-se em consideração que uma transferência de custódia do produto é feita pelo transportador, que o recebe, e o transfere numa cadeia contínua ao cliente final, contabilizando um balanço mássico para efeito de faturamento. Como pequenos erros no transporte de grandes volumes podem resultar em diferenças financeiras grandes (contra ou a favor), um esforço grande tem sido feito pela comunidade científica para determinar mais exatamente a relação entre a vazão de gás natural e os parâmetros medidos pelos sensores, como pressão, temperatura e perda de carga, além das características geométricas dos mesmos. Como o gás natural nas condições requeridas não se comporta normalmente como gás ideal, e a recuperação da pressão após a placa de orifício não é completa, existe necessidade de modelar o desempenho do sensor para diferentes condições de operação, a partir de dados obtidos experimentalmente. Assim, normas têm sido desenvolvidas e aperfeiçoadas, visando uma maior confiabilidade dos resultados, garantindo incertezas de medição cada vez mais baixas.

Em 19 de junho de 2000, a Agência Nacional de Petróleo (ANP) publicou uma portaria em conjunto com o Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (INMETRO), determinando os requisitos mínimos que os medidores fiscais devem ter para que o faturamento possa ser feito dentro de uma faixa aceitável de incerteza, compatível com a realidade do Brasil e com base na melhor tecnologia existente. Assim, foi estipulado que um valor limite de incerteza de $\pm 1,5\%$ para medição de vazão. Atualmente, as empresas transportadoras estão analisando seus medidores e se adequando à nova realidade para atender à portaria.

2. Medição e faturamento

No gasoduto, em cada ponto de transferência de custódia do produto, há um sistema de medição. Nesse ponto são medidas vazão e composição do gás, que vão compor o cálculo do volume ou energia transportados. O valor medido é do interesse do produtor, do “Shipper” (carregador), do transportador, do distribuidor, e do consumidor final, uma vez que a confiabilidade da medição é a forma de garantir a coerência dos faturamentos.

O balanço de um setor do gasoduto pode ser obtido pela simples aplicação do princípio da conservação de massa, descrito pela expressão:

$$[\text{Gás admitido} + \Delta\text{Gás presente} - \text{Gás retirado} - \text{Gás consumido}] = 0 \text{ (zero)} \quad (1)$$

Nessa equação, o gás presente no gasoduto é o gás de empacotamento necessário à garantia da continuidade operacional; o gás consumido se refere, por exemplo, a um turbocompressor utilizado para compensar as perdas de carga do deslocamento.

Considerando a relação de 1 dólar por 25 m³ transportados, a Fig. (1) procura ilustrar o forte componente econômico que justifica qualquer estudo para redução dos desbalanceamentos de massa em gasodutos. Quando se fala de dois milhões de metros cúbicos, um desbalanceamento de 5% significa 100 mil m³ ou 4.000 dólares, volume transportado por um pequeno gasoduto em apenas um dia de operação. No outro oposto, um desbalanceamento de 1% no gasoduto objeto desse estudo que tem hoje a capacidade máxima de 30 milhões de metros cúbicos por dia, significa falar de 250 mil m³ por dia ou U\$ 10.000 no mesmo período.

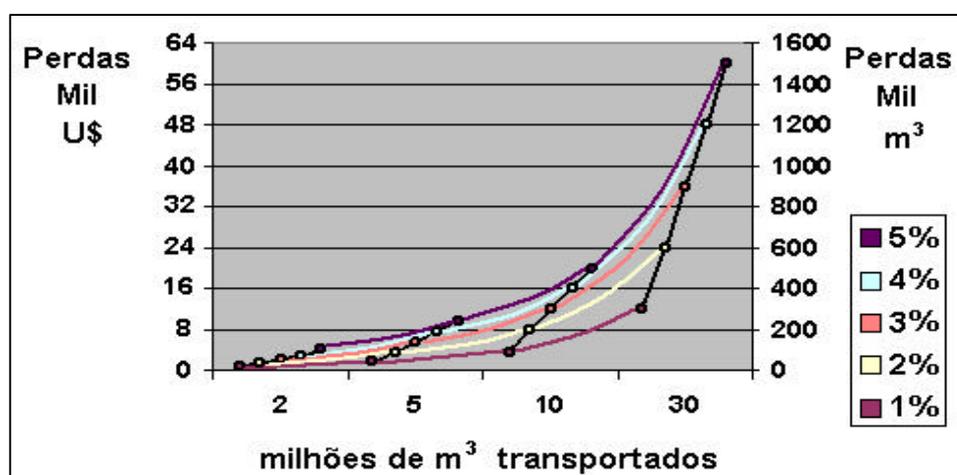


Figura 1 – Perdas financeiras como função do volume de gás transportado

2.1. Sistemas de Medição do Gasoduto Bolívia-Brasil

O gasoduto objeto desse estudo faz uso de medição por placa de orifício na entrada situada próximo a Corumbá (MS), e turbina em todos os 37 pontos de saída distribuídos ao longo de seus 3.150 km. Dados os princípios físicos utilizados e as características do projeto dos sistemas de medição, pode-se considerar a Eq. (2) para a medição por placa de orifício (ANSI/API 2530, 1992) e Eq. (3) para a medição por turbina (AGA 7, 1996), respectivamente.

$$Q_m = C.E.\beta^2 .D^2 .\pi / 4.\sqrt{2}.\epsilon_1.\sqrt{\Delta p.\rho_1} \quad (2)$$

$$Q_m = Q_v . \frac{P_L M_m}{RT_L Z} \quad (3)$$

Onde, na Eq. (2),

- Q_m : vazão mássica, em kg/s;
- D : diâmetro do trecho reto, em m;
- Dp : pressão diferencial sobre a placa (“flange taps”), em Pa;
- r : massa específica do fluido medida a montante da placa, em kg/m³;
- C : coeficiente de descarga, adimensional;
- E : fator de velocidade de aproximação $1/(1-\beta^4)$, adimensional;
- b : razão dos diâmetros do orifício e trecho reto, adimensional; e
- e_1 : fator de expansão isentrópica medido a montante da placa, adimensional.

na Eq. (3),

Q_m	: vazão mássica, em kg/s;
Q_v	: vazão volumétrica, m ³ /unidade de tempo;
P_L	: pressão de leitura, em Pa;
M_m	: massa molar média, kg/kmol
R	: constante universal dos gases, 8,31451 kJ/kmol.K;
Z	: fator de compressibilidade, adimensional;
T_L	: temperatura de leitura, em K.

O fator de compressibilidade Z estabelece a relação entre os volumes ocupados pelo gás real e o mesmo gás se tivesse comportamento ideal, e é função da composição química, da pressão e temperatura (Starling *et al.*, 1994).

3. Medidores e Normas

O custo de comercialização do gás natural pode ser calculado com base no seu poder calorífico, ou com base na sua massa. Na primeira forma, adotada quando grandes volumes são comercializados, é necessário conhecer a composição do gás natural, o que resulta em custos de investimento e de operação mais elevados. Na segunda forma, normalmente quando pequenos volumes são comercializados, a sua massa é escolhida como referência. Neste caso, é preciso controlar a composição do gás natural, para que a influência de sua variação sobre o seu poder calorífico seja pequena, justificando os custos mais baixos. Calculando-se a massa específica do gás natural na pressão de 101325 Pa e temperatura de 20 °C, condições utilizadas no Brasil, pode-se determinar o volume que ele ocuparia nas mesmas condições, resultando então no chamado volume de referência, volume normal ou volume padrão (Nm³).

Dois tecnologias são normalmente utilizadas em transferência de custódia: placa de orifício e turbina. Os medidores ultrassônicos e os que operam segundo o efeito Coriolis estão em fase de aprovação. A vazão mássica, nos primeiros casos, depende da temperatura e da pressão para o mesmo diferencial de pressão ou rotação, respectivamente para a placa de orifício e para a turbina. Surge então o conceito de volume medido e de volume corrigido, este último usado para calcular a vazão mássica.

Barateiro (2001) apresenta um resumo da evolução das normas existentes para medição de gás.

Desde 1930, a American Gas Association (AGA) tem publicado diversos trabalhos sobre algoritmos de correção de volume como função da temperatura e pressão medidas. Sua primeira norma para compensação de variação de pressão e temperatura, foi publicada em 1930, sendo conhecida como AGA Report nº 1, limitada à medição com orifícios. Esta norma foi revisada em 1935 e novamente em 1955, recebendo, respectivamente, os nomes de AGA Report nº 2 e nº 3. Novas revisões foram efetuadas em 1969, 1985 e 1992, mantendo-se a mesma numeração. Assim, o AGA Report nº 3 tornou-se uma referência para medição de vazão com placa de orifício.

Em 1975, o American Petroleum Institute (API) adaptou o AGA Report nº 3, aprovando-o como API Standard 2530. Em 1977, o American National Standards Institute (ANSI) também aprovou o AGA Report nº 3, denominando-o de ANSI/API 2530. Desta forma, as especificações destas três instituições são muito parecidas.

Em 1980 (revisado em 1984) foi publicado o AGA Report nº 7, detalhando a medição de gás natural através de turbinas.

Enquanto o AGA Report nº 3 e o AGA Report nº 7 detalhavam os métodos de cálculo da vazão de gás, outros trabalhos foram desenvolvidos para a melhor estimativa do fator de compressibilidade Z . O método inicial de cálculo foi chamado de NX19, publicado em 1963. Em 1985, foi publicado o AGA Report nº 8, revisado em 1992, sobre um método mais detalhado de cálculo de Z .

Em 1992, a API publicou um relatório detalhando a medição eletrônica da vazão de gás e definindo os critérios necessários para auditorias nos sistemas de medição.

Em 1998, foi publicado o AGA Report nº 9, que define as características construtivas de medidores de vazão ultrassônicos destinados à medição fiscal. O método de cálculo, entretanto, permaneceu o AGA Report nº 7, considerando este medidor como um elemento primário semelhante a uma turbina.

Finalmente, em 2000, foi atualizada a norma AGA Report nº 3, redefinindo os aspectos de instalação das placas de orifício, aumentando consideravelmente os trechos retos, porém sem mudanças no método de cálculo.

Encontra-se finalmente em discussão a norma AGA Report nº 11, que irá permitir a utilização de medidores baseados na tecnologia Coriolis.

Na Europa, a International Organization for Standardization (ISO) publicou a norma ISO 5167-1 em 1991, revisada em 1998.

No Brasil, a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) publicou a NBR ISO 5167-1 : 1991.

Finalmente, a Agência Nacional de Petróleo (ANP) recomenda prioritariamente a norma ISO 5167-1 como referência para medições fiscais.

Teyssandier & Upp (2001), fazem uma análise comparativa entre as normas ISO-5167 e AGA Report nº 3. Parece, que os dados mais atuais e confiáveis para o cálculo do fator de compressibilidade Z estão disponíveis no AGA Report nº 8. Para a instalação, o AGA Report nº 3.

Finalmente, a PETROBRAS utiliza as normas AGA para medição fiscal de vazão.

4. Medição dentro dos limites contratuais

Os erros associados aos sistemas de medição são normalmente classificados de sistemáticos e aleatórios. Os primeiros podem ser minimizados por uma calibração, onde o valor indicado é comparado com o valor verdadeiro, estimado pelo padrão, representado no caso pelo calibrador, resultando numa correção de medição. Os últimos são características de projeto do mesmo, não podendo ser modificados por uma calibração. Eles definem a repetitividade do sistema de medição.

Os sistemas de medição fiscal devem ser periodicamente calibrados, visando a minimização do erro sistemático, que representa uma deriva da sua calibração inicial. A repetitividade das medições, entretanto, representada pela incerteza inicial de calibração, permanece constante, por ser uma característica do instrumento. A frequência de calibração é função das características do instrumento e das condições de operação, sendo determinada pelo acompanhamento ao longo do tempo da mesma. Pode-se portanto escolher o intervalo de tempo que resulte num erro sistemático compatível com os máximos valores admitidos no Contrato de Transporte. Alternadamente, conhecendo-se a incerteza inicial de calibração e o erro sistemático atual medido pelo calibrador, pode-se determinar a probabilidade de que a medição fiscal esteja sendo feita dentro dos limites contratuais.

A manutenção dos sistemas de medição e da rastreabilidade de um gasoduto não é tarefa trivial. Exige uma infraestrutura logística muito bem gerenciada, procedimentos coerentes e práticos, padrões de calibração robustos e reprodutivos para as diversas condições de transporte e operação.

Com base nas Eqs. (2) e (3) e levando-se em consideração que grandezas como pressão, pressão diferencial, temperatura bem como a composição do gás natural são as mais críticas, estas devem ser estrategicamente monitoradas nos pontos de recebimento e entrega. Pode-se afirmar que a rastreabilidade dessas medidas é o que há de mais importante no balanço de um gasoduto. A criticidade dessas medições se reflete igualmente nos contratos de transporte e compra e venda do produto. Esses contratos procuram estabelecer as frequências das verificações e os limites de erros para os monitoramentos dos parâmetros que compõem o cálculo das vazões. A Tabela 1 descreve os limites e frequências contratuais para as medições das grandezas citadas.

Tabela 1. Parâmetros do contrato de transporte

<u>Elemento</u>	<u>Frequência</u>	<u>Erro Máximo Permissível</u>
Instrumento de pressão diferencial	1 mês	± 0,25 %
Instrumento de pressão estática	1 mês	± 0,50 %
Instrumento de temperatura	2 meses	± 0,50 %
Inspeção de placa de orifício	1 mês	ANSI/API-2530
Cromatógrafo	15 dias	ASTM D-1945
Inspeção de medidor de turbina	3 meses	AGA-7

A partir dos resultados da calibração periódica dos instrumentos de medição, são definidos dois critérios para sua validação :

- Os erros de medição devem estar dentro dos limites estipulados no Contrato de Transporte
- A incerteza de medição deve ser no máximo um terço dos valores definidos como *erros máximos admissíveis* no Contrato de Transporte

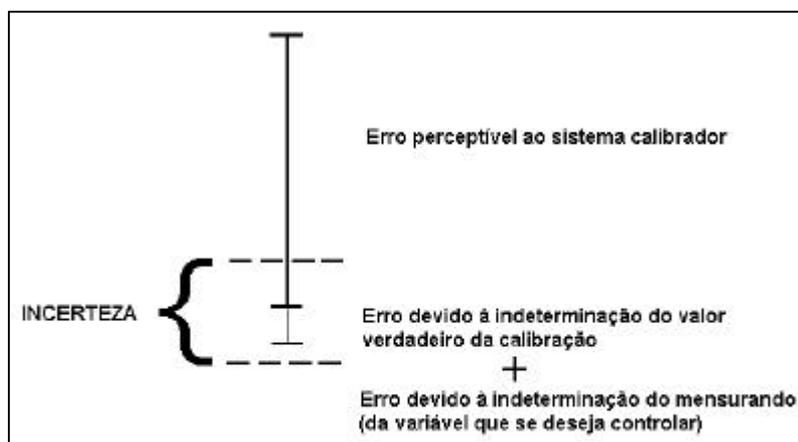


Figura 2 - Composição do erro de medição

Nas calibrações dos sistemas de medição ao longo de suas faixas de operação, o instrumento de referência (calibrador) detecta erros sistemáticos que podem estar aquém dos limites estipulados, provenientes de uma deriva de calibração do instrumento. A Fig. (2) mostra a composição do erro de medição de uma variável genérica controlada, de interesse na composição do cálculo da vazão.

O erro de medição é composto de uma parcela relacionada com a incerteza do valor verdadeiro (*Erro devido à indeterminação do valor verdadeiro da calibração*), representada pelo sistema calibrador, e de outra devido à própria repetitividade do instrumento de medição (*Erro devido à indeterminação do mensurando*). A incerteza de medição define uma faixa onde se supõe que o valor verdadeiro esteja, com um determinado nível de confiança (normalmente 95,45%). Após a calibração do instrumento, ela deve praticamente coincidir com sua repetitividade, visto que os erros sistemáticos foram minimizados.

A Fig. (2) apresenta também uma situação em que, durante o processo de monitoramento do sistema de medição, foi medido pelo sistema calibrador um erro sistemático. A análise a seguir, detalhada por (Palhares, 2000), mostra a metodologia empregada para se determinar a probabilidade de que o sistema de medição esteja medindo dentro dos limites contratuais.

Seja um ponto de medição hipotético X, representando o valor verdadeiro, medido pelo instrumento de medição com repetitividade $\pm q.X$. Após a calibração inicial, o valor indicado pelo instrumento está na faixa $X \pm q.X$, com um nível de confiança de 95,45%. Durante o monitoramento do sistema de medição, foi observado pelo sistema calibrador que o instrumento indicava o valor médio de $X + p.X$, a diferença sendo devida ao erro sistemático proveniente da deriva da calibração. Considerando que a repetitividade percentual permanece constante, o valor medido pelo instrumento Y, para um nível de confiança de 95,45%, se encontra na faixa

$$(X + p.X) - q.(X + p.X) \leq Y \leq (X + p.X) + q.(X + p.X) \tag{4}$$

Segundo o Contrato de Transporte, o erro máximo admissível é igual a $r.X$. Assim, a diferença entre este valor e o valor médio indicado pelo instrumento, denominado dispersão, é igual a $(r-p).X$.

$$\text{Dispersão} = (X + r.X) - (X + p.X) = (r-p).X \tag{5}$$

O desvio padrão da distribuição normal dos erros do instrumento de medição é :

$$\sigma = q.(X + p.X)/2 = (q/2).(1+p).X \tag{6}$$

A variável normalizada da distribuição normal pode ser obtida dividindo-se a Eq. (5) pela Eq.(6)

$$\eta = 2.(r - p)/[q.(1+p)] \tag{7}$$

A probabilidade de que o instrumento esteja medindo dentro dos limites contratuais pode ser calculada como 1 menos a probabilidade de que o instrumento não esteja medindo dentro dos limites contratuais, sendo calculada pela Eq.(8), com valores de η calculados pela Eq. (7).

$$P(Y \leq X + r.X) = 1 - \frac{1}{\sqrt{2p}} \int_{\eta}^{\infty} \exp(-h^2 / 2).dh \tag{8}$$

A Tabela 2 apresenta, para vários valores de p, $r=0,25\%$ e $r=0,50\%$ (Tabela 1), e $q=r/3$ (Contrato), os valores de probabilidade de que o sistema de medição esteja medindo dentro dos limites contratuais. Desta forma pode-se selecionar o maior erro possível p, para que a vazão seja medida dentro dos limites contratuais.

Tabela 2 : Probabilidade de medição dentro dos valores contratuais (Tabela 1)

p	Pressão Diferencial		Pressão e Temperatura	
	r = 0,25% e q = r/3		r = 0,50% e q = r/3	
	η	Probabilidade	η	Probabilidade
%	%		%	
0,10	3,60	100,0	4,80	100,0
0,15	2,40	99,2	4,19	100,0
0,20	1,20	88,5	3,59	100,0
0,25	-		2,99	99,9
0,30	-		2,39	99,2
0,35	-		1,79	96,3
0,40	-		1,20	88,5

5. VISÃO MACROSCÓPICA DO BALANÇO MÁSSICO

Uma vez equacionadas as principais funções do cálculo do balanço mássico do gasoduto (vazão por placa de orifício – Eq. (2), vazão por turbina – Eq. (3)), apresenta-se nesse ponto uma visão macroscópica do balanço mássico [Fig.(3)] e os fatores de influência do empacotamento em função da pressão P , temperatura T e fator de compressibilidade Z .

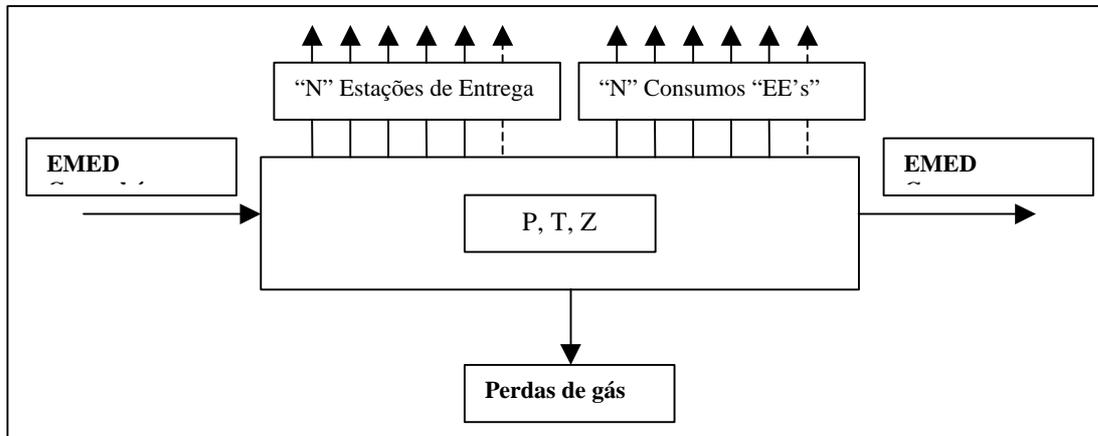


Fig.3 – Visão macroscópica do balanço mássico

Conforme mencionado, a vazão da entrada do gasoduto é medida por placa de orifício. A EMED Corumbá, Estação de Medição de Corumbá dispõe atualmente de 4 ramais paralelos de medição cada um com capacidade de 2 a 6 milhões de m^3 /dia.

As saídas (EE's - Estações de Entrega) atualmente totalizam 16 unidades em operação. Baseiam-se em medição por turbina e variam de tamanho de acordo com as demandas localizadas. A EMED Guararema é uma unidade de características semelhantes às Estações de Entrega. Baseia-se em medição por turbina e opera em 4 ramais paralelos com capacidade de 200 a 2.200 mil metros cúbicos diários.

As perdas de gás podem ser classificadas em três tipos: (1) as que estão relacionadas à ventagens e purgas operacionais necessárias para qualquer tipo de manutenção, as quais devem ser estimadas e reportadas por meio de formulários específicos; e (2) as não estimáveis associadas a vazamentos não percebidos por qualquer sistema de detecção; e (3) aquelas associadas a erros sistemáticos de medição.

O quadrado maior representa a linha principal do gasoduto que funciona como estoque regulador para manutenção da continuidade operacional.

No ponto de entrada assim como nos pontos de saída, as propriedades físico-químicas do gás natural são monitoradas continuamente na Central de Controle de modo a compor o cálculo do balanço. As informações operacionais do gasoduto são portanto base de cálculo dos valores faturados aos clientes ("Shippers" ou carregadores).

6. Análise de incertezas

A metodologia de análise de incerteza segue (ISO GUM, 1998).

Os erros associados aos sistemas de medição são normalmente classificados de sistemáticos e aleatórios.

São classificados de erros aleatórios os provenientes da medição de ;

- placa de orifício : temperatura (T), pressão (P) , pressão diferencial (ΔP) , diâmetro da tubulação (D), diâmetro do orifício (d), viscosidade (μ), e composição do gás natural (x_i)
- turbina : temperatura (T), pressão (P), frequência (f), viscosidade (μ), e composição do gás natural (x_i)

São classificados de erros sistemáticos os provenientes das equações de ajuste dos dados experimentais de :

- placa de orifício : fator de compressibilidade (Z) , coeficiente de descarga (C) e fator de expansão (ϵ).
- turbina : fator (K)

O coeficiente de sensibilidade (c_i) é definido como a derivada parcial da vazão em relação às variáveis (i), relacionadas com os erros sistemáticos e aleatórios. Estas podem ser obtidas numericamente através de Eq. (2) e Eq. (3), respectivamente para placa de orifício e turbina, mantendo-se todas as outras variáveis com o mesmo valor.

A incerteza padronizada (u_i) é obtida de calibrações dos instrumentos de medição das variáveis relacionadas com os erros aleatórios, e através dos valores de normas e calibrações para as variáveis relacionadas com os erros sistemáticos.

A incerteza padronizada combinada (u) pode ser calculada por :

$$u^2 = \sum_{\text{aleatorio}} (c_i \cdot u_i)^2 + \sum_{\text{sistemático}} (c_i \cdot u_i)^2 \quad (9)$$

A incerteza expandida (U) pode ser calculada para (k=2), como :

$$U = 2.u \tag{10}$$

6.1. Placa de Orifício

Definidos os fatores de influência da medição por placa de orifício na Eq. (1), a Tabela 3 demonstra as incertezas de medição aplicáveis a cada um deles. Os dados de incertezas são provenientes (1) dos históricos de calibrações realizadas; (2) de dados experimentais contidos nas normas ISO 5167 e ANSI/API-2530 (AGA 3); e (3) calculada por combinações das anteriores.

Na primeira coluna estão relacionados os fatores componentes do cálculo de vazão. A segunda coluna descreve as incertezas levando-se em consideração a situação atual de medição. A terceira coluna descreve a situação possível de ser alcançada a curto prazo. A última coluna reflete as expectativas da contratante em relação à medição de vazão de entrada do sistema.

A linha $Q_m \times 4$ indica a incerteza que é obtida pela utilização simultânea dos quatro ramais de medição disponíveis. As demandas atuais são supridas por um único ramal em operação.

Os valores apresentados levam em conta que o sistema de medição esteja em conformidade com a norma, isto é, sem empenamentos, danos ao chanfro, depósitos de partículas ou incrustações na superfície das placas de orifício. A rugosidade do trecho reto é considerada dentro do tolerável e o sistema como um todo, livre de erros de instalação.

Tabela 3 – Avaliação de incertezas da entrada

Componente	Atual (%)	mín~máx (%)	Contratual (%)
$C^{(2)}$	0,5	0,5	-
$\beta^{(2)}$	0,41	0,41	-
$D^{(2)}$	0,4	0,4	-
$\Delta p^{(1)}$	2	0,04 ~ 0,21	0,25
$P_l^{(1)}$	2	0,08 ~ 0,42	0,5
$T^{(1)}$	2	0,08 ~ 0,42	0,5
$\varepsilon_l^{(3)}$	0,004	0,0002 ~ 0,0007	0,0009
$\rho^{(3)}$	2,8	0,15 ~ 0,6	0,7
Q_m	2,2	1,3	1,4
$Q_m \times 4$	4,4	2,6	2,8

A elevada incerteza das variáveis monitoradas (Dp , P_l e T) ocorre devido ao cumprimento de cláusula contratual que determina dentre os sistemas monitores disponíveis, o uso de carta circular (a incerteza estimada para esse processo é de 2% por parâmetro, podendo chegar a 4%). Na configuração descrita na coluna *mín~máx* a incerteza dessas grandezas considera a calibração das malhas do computador de vazão já instalado. Observa-se que as incertezas possíveis não impactam o valor de Q_m devido à influência dos demais fatores.

Só com as mudanças implementadas será possível atender às expectativas da contratante para a medição por placa.

6.2. Turbina

Analogamente, considerando a Eq. (2), a Tabela 4 demonstra as incertezas aplicáveis aos pontos de saída do gasoduto. A norma de referência para a incerteza de Z é a AGA 8.

Tabela 4 - Avaliação de incertezas da saída

Componente	Atual (%)	mín~máx (%)	Contratual (%)
$Q_L^{(1)}$	0,5	0,5	1
$M_m^{(1)}$	0,1	0,05	0,1
$P^{(1)}$	0,08 ~ 0,42	0,08 ~ 0,42	0,5
$Z^{(2)}$	0,12	0,1	0,1
$T^{(1)}$	0,08 ~ 0,42	0,08 ~ 0,42	0,5
Q_m	0,54 ~ 0,79	0,52 ~ 0,78	1,2
$Q_m \times n (=16 \text{ hoje})$	2,2 ~ 3,6	1,5 ~ 3,1	4,9

A incerteza percentual de Q_L vale para toda a faixa de medição entre Q_{min} e Q_{max} da turbina. Os valores apresentados levam em conta que o sistema de medição esteja em conformidade com a norma, isto é, sem erros de instalação ou defeitos no mecanismo da turbina.

Os valores superestimados de M_m e Z na coluna *Atual* são devido às atualizações de composição do gás não serem feitas em tempo real. Já na coluna *mín~máx* os valores podem ser minimizados com a implantação de um sistema de medição em cada ponto de entrega na derivação da linha principal.

A última coluna reflete as expectativas da contratante em relação à medição de vazão de saída do sistema. Quaisquer das situações descritas nas colunas *Atual* ou *mín~máx* atendem com folga à expectativa do cliente.

A incerteza da medição de vazão por turbina é mais sensível às calibrações da instrumentação secundária. Os números demonstram ser economicamente viável uma tentativa de redução dos valores de incerteza na medição de pressão e temperatura.

6.3. Balanço mássico

A Tabela 5 combina as incertezas apresentadas nas tabelas 3 e 4 considerando as situações possíveis de operação ou não dos sistemas disponíveis.

A linha intitulada **x 4** considera a análise das incertezas para o caso dos quatro ramais de medição da entrada do gasoduto estarem operando simultaneamente.

O maior impacto sobre os resultados de incerteza provém da medição de vazão por placa de orifício, mesmo implementadas as mudanças no sistema monitorador.

Observa-se que com o equipamento de que se dispõe atualmente há uma possibilidade de se estar descumprindo o Contrato de Transporte e que com evolução dos sistemas de medição aos níveis desejados essa probabilidade passa a ser remota.

Tabela 5 – Incerteza do balanço mássico

Componente	Incerteza sobre	Atual (%)	mín~máx (%)	Contratual (%)
Placa de Orifício	Q_m	2,2	1,3	1,4
	$Q_m \times 4$	4,4	2,6	2,8
Turbina	$Q_m \times n$ (=16 hoje)	2,2 ~ 3,6	1,5 ~ 3,1	4,4
Uma entrada	Total	3,11 ~ 4,21	1,98 ~ 3,36	4,6
x 4	Total	4,92 ~ 5,69	3,00 ~ 4,05	5,21

7. Conclusões

Há necessidade de se incorporar os conceitos básicos de medição que conduzem a conclusão de que há certa probabilidade de se medir fora dos limites contratuais, sejam quais forem esses limites. Uma vez que os erros de medição não podem ser integralmente definidos, não se pode estabelecer limites admissíveis para estes.

O sistema de medição por placa de orifício se mostra ser vulnerável devido ao fato de que nenhuma melhoria da medição secundária pode vir a impactar a incerteza global desse princípio de medição. A medição por turbina, ao contrário, demonstra que é viável um investimento na redução de incertezas da instrumentação secundária embora na avaliação realizada, esta esteja dentro dos limites contratuais.

Por outro lado a turbina, carece de um sistema de rastreabilidade viável que reproduza com maior fidelidade as condições de operação, isto é, fluído real e pressão de trabalho. As calibrações disponíveis no País reproduzem condições que não permite ter segurança sobre os valores de incerteza reportados nos relatórios de calibração.

Embora medições errôneas favoreçam o consumidor, as turbinas têm menor probabilidade de medir com erros devido à fragilidade de seus mecanismos. Num acidente operacional a turbina normalmente deixa de medir por causa dos danos aos seus frágeis mecanismos. A experiência tem demonstrado que nesses casos a quebra é percebida pelo Sistema Supervisório. A placa de orifício por ser mais robusta, continuaria medindo com erro sistemático até que a inspeção periódica do sistema fosse feita.

Na medida em que se dispõe de medições de vazão mais exatas, menores serão as incertezas na composição do balanço, reduzindo assim as possibilidades de perdas explicáveis ou aceitáveis em face do sistema de medição implantado. Sendo assim, no momento de se investir na redução dessa incerteza, pode-se obter claramente a relação custo-benefício do investimento observando-se o quanto se ganha e qual o tempo de retorno do investimento.

8. Agradecimentos

À *TBG - Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil*, por ter entendido a importância da Metrologia como ferramenta estratégica para o cumprimento de suas metas, por incentivar e dar os subsídios necessários à realização desse estudo.

Ao *Mestrado de Metrologia para a Qualidade Industrial da PUC-Rio*, pelo audacioso e inédito programa de formação específica do Metrologista tão necessário em todas as áreas do conhecimento.

Ao Eng. Luiz Gustavo do Val, pelas discussões sobre a medição de vazão.

REFERÊNCIAS

- AGA R, report n°7, 1996, *Measurement of Gas by Turbine Meters*. Second revision, American Gas Association, Arlington, Virginia.
- ANSI/API 2530 (AGA report n°3), 1992, *Natural Gas Fluids Measurement*. Third Edition, American Petroleum Institute, Washington D.C.
- ASTM D 1945-96, 1996, *Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography*. American Society for Testing and Materials, West Conshohocken, Pennsylvania, November,
- Barateiro, C.E., 2001, *Considerações sobre Medição Fiscal de Gás Natural*, Relatório Interno, Emerson Process Management,
- Delmée, G. J. *Manual de Medição de Vazão*. Segunda Edição, São Paulo: Edgard Bücher, 1995.
- IPLT, 1997, *Fundamentals of Natural Gas: Gas Controller Training Course*. IPL Technology & Consulting Services Inc. Edmonton, Alberta, Canada.
- ISO 5167-1, 1998, *Measurement of Fluid Flow by Means of Pressure Differential Devices*. First edition, Genève Switzerland,
- ISO 5168, 1998, *Measurement of Fluid Flow – Evaluation of Uncertainties*. First Edition, Genève, Switzerland.
- ISO GUM, 1998, *Guia Para a Expressão da Incerteza de Medição*. Segunda edição brasileira em língua portuguesa – Rio de Janeiro: ABNT, INMETRO, SBM.
- Palhares, J. C., 2000, *Análise Metrológica da Medição de Vazão e do Balanço Mássico no Gasoduto Bolívia-Brasil*. Dissertação de Mestrado de Mestrado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ,
- PETROBRAS, 1997, *Manual Descritivo do Gasoduto Bolívia-Brasil*. Setor de Engenharia, Rio de Janeiro, RJ.
- Starling K. E., Savidge J. L. *Compressibility Factors of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases*: AGA Report n°8, 1992, Arlington, Virginia, November, 1992.
- Teyssandier, R.G. & Upp, E.L., 2001, *Comparison of ISO-5167 to AGA Report No. 3*, Relatório Interno, Daniel Industries, Inc

NATURAL GAS FLOW RATE MEASUREMENT FOR CUSTODY TRANSFER

Julio Cesar C.M.Palhares

TBG – Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia – Brasil, Praia do Flamengo 200, 25^o andar, Rio de Janeiro, Brasil.
palhares@tbg.com.br

Alcir de Faro Orlando

PUC-Rio – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, R. Marquês de S. Vicente 225, Rio de Janeiro, Brasil.
afo@mec.puc-rio.br

Mauricio Nogueira Frota

PUC-Rio – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, R. Marquês de S. Vicente 225, Rio de Janeiro, Brasil.
mfrota@mec.puc-rio.br

Abstract. *The purpose of this paper is to evaluate the present natural gas flow rate measurement procedure in Bolívia-Brasil gas pipeline facilities. Although the transported volumes are less than on third of the pipeline capacity, the mass balance metrology already points out the necessity of improvements clearly aiming to reducing the measurement uncertainty. The mass balance measurement uncertainty has several functions: 1) to drive investments in order to reevaluate or improve less accurate measurement systems; 2) to point out the right moment when to investigate and control eventual gas losses; 3) to participate in determination of line packing; 4) to help in gas pipeline advanced systems like leak detection and simulation of operational conditions; 5) to support sale and purchase contracts as well as gas transport contracts. The present work demonstrates that a consistent metrological evaluation of the transported and consumed gas, contributes definitely to the reduction of unaccounted gas, to improving contracts and improving operational control. Furthermore, it estimates more accurately the natural gas volumes, thus minimizing financial losses, being an instrument to be used for adapting the measurement system to the existing custody transfer legislation.*

Key words: Gas, Pipeline, Flow, Mass balance; Custody Transfer