

MEDIÇÃO FISCAL DE GÁS NATURAL

Carlos Eduardo Ribeiro de Barros Barateiro
Carlos.barateiro@emersonprocess.com
Emerson Process Management Ltda

Abstract

In the last years we have been accompanying the crescent use of the natural gas as source of energy. And we know that the cost of the energy is a quite significant part in the total of expenses of a modern company. With that we are absolute sure that it will increase the concerns on the form as we made the measurement of the energy consumption. The natural gas suffers compression and that introduces several technical considerations that should be done so that one can understand as if to obtain the normalized values. The purpose of this article is to show the foundations of the measurement of natural gas with legal purpose, in other words, for effect of counting of the transferred value and with consequent payment for the input.

Resumo

Nos últimos anos temos acompanhado o crescente uso do gás natural como fonte de energia. E nós sabemos que o custo da energia é uma parte bastante significativa no total de despesas de uma empresa moderna. Com isso temos absoluta certeza de que irão aumentar as preocupações sobre a forma como são efetuadas as medições do consumo de energia. O gás natural sofre compressão e isso introduz diversas considerações técnicas que devem ser feitas para que se possa entender como se obter os valores normalizados. A finalidade deste artigo é mostrar os fundamentos da medição de gás natural com finalidade legal, ou seja, para efeito de apuração do valor transferido e com conseqüente pagamento pelo insumo.

Palavras chaves: Medição fiscal de gás natural, auditorias em sistemas de medição, incertezas e soluções de medição.

1 INTRODUÇÃO

Considerando que o uso de gás natural já está sendo uma realidade dentro do Brasil, vai se tornar cada vez mais comum nos depararmos com problemas inerentes, principalmente a medição do seu volume e/ou energia transferida.

Há muito tempo, encontramos especificações de engenharia que definem totalizadores com "cálculo da vazão conforme AGA3 / AGA7 / AGA8 / NX19". O objetivo deste trabalho é criar alguma base para a familiarização com esses termos e seus significados, permitindo melhor clareza na análise das especificações dos equipamentos envolvidos.

2 HISTÓRICO

A American Gas Association (AGA) publicou ao longo de sua história, diversos artigos que descreviam como se deve medir a vazão de gás natural, começando em 1930 pelo AGA Report n° 1, que mostrava aspectos da medição com orifícios. Esse artigo foi revisado em 1935 com a publicação do AGA Report n° 2 e, novamente em 1955 com a publicação do AGA Report n° 3. Novas revisões foram efetuadas em 1969, 1985 e 1992, mas manteve-se, dessa vez, a mesma numeração. Assim, o AGA3 (AGA Report n°3 - Orifice Metering of Natural Gas and Other Related Hydrocarbons) tornou-se sinônimo de medição de vazão com orifícios.

Em 1975, a American Petroleum Institute (API) adaptou o AGA Report n° 3, aprovando-o como API Standard 2530 e também publicou o Chapter 14.3 do Manual of Petroleum Measurement Standards. Em 1977, a American National Standards Institute (ANSI) também aprovou o AGA3

referenciando-o como ANSI/API 2530. Desse modo, as especificações de diversos órgãos acabaram sendo idênticas ao AGA Report nº 3.

Em 1980 (revisado depois em 1984) foi publicado o AGA Report nº 7 - Measurement of Fuel Gas by Turbine Meters, que detalhava como deveria ser realizada a medição de gás através de medidores tipo turbina.

Enquanto o AGA3 e o AGA7 detalhavam os métodos de cálculo da vazão de gás, outros documentos foram sendo criados para especificação do cálculo do fator de supercompressibilidade, usado nesses dois procedimentos. O método inicial de cálculo foi chamado de NX19 e foi publicado em 1963. Um outro método mais detalhado foi publicado em 1985 e foi chamado de AGA Report nº 8. Esse relatório foi recentemente revisado em 1992.

Também em 1992 a API relançou o Chapter 21, Section 1, que foi endereçado para aplicações em sistemas com medição eletrônica da vazão de gás.

3 AGA REPORT N° 3 - 1985

A medição por orifício é essencialmente uma medição mássica. Ela é baseada nos conceitos da conservação de massa e energia. A equação de vazão mássica para orifícios é a base para o cálculo da vazão volumétrica nas condições operacionais e na "padrão". Uma vez que a massa é calculada podemos converter em termos de volume na condição "base" se a densidade do fluido nas mesmas condições for determinada ou especificada.

O AGA Report nº 3 define a medição, através de um orifício circular localizado concentricamente dentro da tubulação, com tomadas de pressão antes (upstream) e depois (downstream) do orifício. Essas tomadas de pressão podem ser localizadas nos flanges da placa de orifício (flanges tap) ou na própria tubulação (pipe taps), e devem estar em conformidade com as especificações encontradas na AGA3.

Essa norma somente se aplica ao gás natural, gás natural liquefeito, ou gases ou líquidos de hidrocarbonetos associados. Não podemos aplicar a AGA3 para gases de não-hidrocarbonetos ou de líquidos.

Tópicos importantes

Concentricidade: Quando se instalam placas de orifício, dentro de tubulações, deve-se atentar que o orifício esteja concêntrico com a tubulação dentro de 3% do diâmetro interno da linha. Isto é muito crítico com pequenas tubulações, placas com grandes beta (β = diâmetro do orifício / diâmetro da tubulação), ou quando o orifício está muito próximo das tomadas.

Limitações no Beta (β): Quando se utiliza tomadas nos flanges o beta deve estar limitado dentro de 0,15 até 0,70; quando se utiliza tomadas na tubulação o beta é limitado de 0,20 até 0,67.

Fluxo pulsante: Leituras precisas de vazão de gás não podem ser obtidas quando há grande pulsação presente no local onde está instalada a placa de orifício. Ainda não foi encontrada nenhuma compensação satisfatória para esse problema. Temos as seguintes causas para fluxo pulsante:

- proximidade com compressores, motores ou amplificadores (boosters);
- bombas ou reguladores com dimensionamento inadequado;
- movimento irregular de água ou condensado na linha;
- sistemas de produção intermitentes;
- tubulações com linhas ou conexões fechadas.

Equação Geral do Fluxo

$$Q_v = C' \sqrt{(h_w) \cdot (P_f)} \quad [\text{Equação 59 AGA}]$$

onde Q_v = Taxa de vazão volumétrica nas condições "padrão" (em pés cúbicos por hora).

h_w = Pressão diferencial gerada pela placa de orifício (em pol. água a 60°F).

P_f = Pressão absoluta do gás nas condições de operação.

$$e \quad C' = (F_b)(F_r)(Y)(F_{pb})(F_{tb})(F_{tf})(F_{gr})(F_{pv})$$

onde (F_b) = Fator base do orifício, que é uma função do diâmetro do orifício da placa e do coeficiente do escoamento (κ).

(F_r) = Fator número de Reynolds que corrige mudanças no número de Reynolds baseado no tamanho da tubulação e do orifício.

(Y) = Fator de expansão que é usado para ajustar o fator base de orifício para mudanças na velocidade do escoamento e da pressão estática, que é acompanhada de uma mudança na densidade. Esse fator é uma função do valor do beta (β) e do valor do poder calorífico do gás na pressão específica e no volume.

(F_{pb}) = Fator base de pressão que é usado para corrigir contratos onde a pressão base do contrato é diferente de 14,73 psia.

$$(F_{pb}) = \frac{14,73}{(P_b)}$$

onde (P_b) = pressão base de contrato em psia

(F_{tb}) = Fator base de temperatura que é usado para corrigir contratos onde a temperatura base do contrato é diferente de 60°F.

$$(F_{tb}) = \frac{(T_b)}{519,67}$$

onde (T_b) = temperatura base de contrato em graus Rankine

(F_{tf}) = fator de temperatura do escoamento que é usado para corrigir a mudança assumida na temperatura do escoamento (60°F) para o valor verdadeiro.

$$(F_{tf}) = \sqrt{\frac{519,67}{(T_f)}}$$

onde (T_f) = temperatura verdadeira do escoamento em graus Rankine

(F_{gr}) = densidade relativa real do gás que é usada para mudar a densidade do gás a partir da densidade relativa de um gás ideal para a densidade relativa durante o escoamento

$$(F_{gr}) = \sqrt{\frac{1}{(Gr)}}$$

onde (Gr) = densidade relativa real do gás que é calculada a partir da densidade relativa de um gás ideal e da razão entre o fator de supercompressibilidade do ar e do fator de supercompressibilidade do gás.

(F_{pv}) = supercompressibilidade

$$(F_{pv}) = \sqrt{\frac{(Z_b)}{(Z_{f1})}}$$

onde (Z_b) = fator de supercompressibilidade do gás na condição base (P_b, T_b)

(Z_{f1}) = fator de supercompressibilidade do gás na condição de operação (P_f, T_f)

(Rd) = número de Reynolds que correlaciona a mudança do coeficiente do orifício (κ), com referencia a taxa de vazão, densidade do fluido e da viscosidade do fluido.

(κ) = coeficiente de vazão que é um valor experimental obtido em função do tamanho da tubulação, tamanho do orifício, taxa de vazão mássica, densidade e viscosidade do fluido. Ele varia com o número de Reynolds no orifício, que, por sua vez, varia com a taxa de vazão através do orifício.

4 AGA REPORT N° 3 - 1992

A versão AGA3 de 1992 foi desenvolvida apenas para tomadas no flange. Assim, a versão de 1982 deve continuar a ser utilizada para tomadas na tubulação. A nova versão é baseada no cálculo do coeficiente de descarga. O número de Reynolds é função da vazão. Ele deve ser determinado interativamente. Adicionalmente, foram acrescentados novos parâmetros (temperatura de medição da placa de orifício e da tubulação) para corrigir a variação das medidas desses elementos.

O coeficiente de descarga recebeu muita ênfase na sua criação na versão de 1992. Ele é função do número de Reynolds, localização das tomadas, diâmetro da tubulação e valor do beta (β). Criou-se um banco de dados a partir de quatro diferentes fluidos (óleo, água, gás natural e ar) com diferentes fontes de impulso, em onze diferentes laboratórios, com doze diferentes tubulações de diversas origens, e mais de cem placas de orifício de diferentes origens. Dessa forma, conseguiu-se uma faixa de escoamentos com número de Reynolds variando de 4000 até 36.000.000, de onde se pode selecionar um modelo matemático. Tomadas em flange, em quina (tipo corner) e radial, em dutos de 2, 3, 4, 6 e 10 polegadas, com beta (β) de 0,1, 0,2, 0,375, 0,5, 0,575, 0,660 e 0,750 foram todos testados.

Técnicos dos USA, Europa, Canadá e Japão trabalharam juntos para desenvolvimento de uma equação que pudesse, a partir do banco de dados criado, propiciar melhor precisão que qualquer forma antes publicada. Dados empíricos associados com esse banco de dados é a melhor quantidade e qualidade de informações disponíveis ainda hoje. Essa correção foi o maior avanço na medição de vazão de gás desde 1985. O modelo matemático para o Coeficiente de Descarga é aplicável à maioria dos escoamentos ensaiados, compreendendo tubulações a partir de 2", com beta (β) de 0,1 até 0,75 (com o diâmetro do orifício maior que 0,45 polegadas), e número de Reynolds maior ou igual a 4000.

Tolerâncias de concentricidade tinham sido definidas em 3% na AGA3 de 1985. A versão de 1992 utiliza uma equação para calcular a máxima excentricidade permitida. O efeito da concentricidade é mais crítico para a precisão do sistema que o próprio cálculo do coeficiente de descarga.

A versão de 1992 da AGA3 especificamente se utiliza a AGA8 para o cálculo do fator de supercompressibilidade, portanto, a NX19 ou a AGA-1985 não devem ser utilizadas na nova versão.

Diferentemente da versão de 1985, a versão de 1992 foi dividida em quatro partes:

- Parte 1: Equações gerais e incertezas
- Parte 2: Especificações e requisitos para instalação
- Parte 3: Aplicações em Gás Natural
- Parte 4: Histórico, desenvolvimento, procedimento de implementação e documentação para equação empírica do Coeficiente de Descarga para tomadas tipo flange.

A Parte 3 propicia um guia para aplicações com as especificações previstas nas partes 1 e 2. Os métodos para obtenção da vazão mássica e a base volumétrica estão em conformidade com as normas da indústria Norte-americana.

Considerações no escoamento

O termo "Gás Natural" é definido como fluido que, para os propósitos práticos, é utilizado tanto em gasodutos como na produção, como gás com uma única fase e com porcentagem em moles de seus componentes de acordo com o definido pela AGA n° 8, Compressibilidade e Supercompressibilidade para Gás Natural e outros gases de hidrocarbonetos.

Essa norma é aplicável para fluidos, que para propósitos práticos, são considerados limpos, homogêneos (fase simples), com comportamento Newtoniano, usando orifícios concêntricos, perpendiculares à tubulação e com tomadas nos flanges. Escoamentos pulsantes, como na versão de 1985, devem ser evitados. O fluido não deve sofrer mudança de fase ao passar pelo orifício e a velocidade do escoamento deve ser subsônica. O número de Reynolds deve ficar dentro dos limites estabelecidos nos coeficientes empíricos e nenhum desvio (by-pass) em torno do orifício deve ocorrer em qualquer tempo durante a medição.

A temperatura é assumida como constante entre as duas tomadas e na tomada de temperatura (poço de proteção do elemento sensor). Condições "padrões" são definidas como as especificadas para a condição base. Essa condição é $P_s = 14,73$ psia, $T_s = 60^\circ\text{F}$, e a compressibilidade do fluido Z_s para uma densidade relativa G . Uma vez que os parâmetros são calculados para as condições assumidas, eles podem ser ajustados para condições que não estejam na mesma base.

Fluxos bidirecionais através do orifício requerem uma configuração especial para o medidor e o uso de placas de orifício em situações não muito desejáveis. Uso desse tipo de configuração deve estar dentro dos limites definidos pela tabela 2-4 da AGA 3 1992.

O fluido, sempre que estiver passando pelo orifício, deve estar com o perfil totalmente desenvolvido, livre de distorções ou vórtices (esse é, aliás, o principal motivo por que as tomadas de temperatura devem ser efetuadas após a localização da placa de orifício). Para que isso seja possível, é recomendado o uso de trechos retos de tubulações antes e depois do orifício. Qualquer distorção no perfil do escoamento irá provocar erros na leitura. Um bom guia de instalações pode ser encontrado na Parte 2 da AGA 3.

Equação geral do escoamento

$$Q_m = (E_v)(Y)(C_d)(d^2)\left(\frac{\pi}{4}\right)\sqrt{2.(g_c).(p_t).(\Delta).(P)} \quad \text{[Equação AGA 1-1]}$$

Que normalmente é encontrada nos computadores de vazão como:

$$Q_m = (N_v)(E_v)(Y)(C_d)(d^2)\sqrt{\frac{(Z_s).(P_f).(h_w)}{(G_r).(Z_f).(T_f)}} \quad \text{[Equação AGA 3-6b]}$$

Onde:

Q_m = vazão volumétrica normalizada (em pés cúbicos por hora)

N_v = fator de conversão de unidades

E_v = fator velocidade de aproximação (adimensional)

É um termo relacionado com a geometria do medidor. Ele relaciona a velocidade do fluido no escoamento antes da placa e por ocasião da sua passagem pelo orifício. Numericamente é definida como:

$$E_v = \frac{1}{\sqrt{1 - \beta^4}} \quad \text{onde } \beta = \text{diâmetro orifício/diâmetro da linha}$$

Y = fator de expansão do gás (adimensional)

Este fator está relacionado com a geometria do medidor, as propriedades do fluido e a perda de carga. É um termo empírico, usado para ajustar o coeficiente de descarga, pelas variações de mudança na densidade do fluido e da pressão estática.

Numericamente, é definida como:

$$Y = 1 - (0,41 + 0,35(\beta^4)) \frac{(h_w)}{27,707 \cdot (\kappa)(P)}$$

Onde

β = diâmetro orifício/diâmetro da linha

h_w = pressão diferencial gerada pela placa

P = Pressão estática absoluta do gás

κ = coeficiente isentrópico do gás

O coeficiente isentrópico do gás é a razão entre o poder calorífico, a pressão constante e o volume constante. Normalmente, seu valor é 1,3.

C_d = coeficiente de descarga da placa de orifício (adimensional)

Como já discutido, o coeficiente de descarga é um termo empírico relacionado com a geometria do medidor e que relaciona a vazão real com a teórica. É um valor aproximado de 0,6 (ou seja, espera-se que por um orifício determinado irá escoar cerca de 60% da vazão teórica).

d = diâmetro do orifício (polegadas)

O diâmetro do orifício é corrigido pela variação da temperatura entre sua medição e nas condições de escoamento através de:

$$d = d_r (1 + a (T_f - T_r))$$

onde d_r = diâmetro de referência

a = coeficiente de expansão do material da placa

T_f = temperatura do escoamento

T_r = temperatura de referência da placa

Z_s = fator de compressibilidade do gás nas condições normais (adimensional)

A compressibilidade é um fator empírico, que é uma função da composição do gás, da pressão absoluta e da temperatura. A AGA3 de 1992 especificou que somente a AGA8 1992 pode ser utilizada para o cálculo do fator de compressibilidade para o gás natural.

Z_f = fator de compressibilidade do gás nas condições de escoamento (adimensional)

Idem.

Gr = densidade relativa real do gás (adimensional)

A densidade específica é uma propriedade do fluido e dada pela equação:

$$Gr = \left(\frac{M_{gas}}{M_{rar}} \right) \left(\frac{Z_{bar}}{Z_{bgas}} \right)$$

onde M_{gas} = peso molecular do gás

M_{rar} = peso molecular do ar

Z_{bar} = compressibilidade do ar na condição base

Z_{bgas} = compressibilidade do gás na condição base

P_f = Pressão estática absoluta do gás antes da placa nas condições do escoamento (psia)

A pressão absoluta é dada pela equação $P_f = P_g + P_{atm}$

onde P_g = pressão manométrica antes da placa

P_{atm} = pressão atmosférica no local

T_f = Temperatura absoluta do gás nas condições do escoamento (graus Rankine)

A temperatura em graus Rankine é dada pela fórmula:

$$^{\circ}R = ^{\circ}F + 459,67$$

h_w = pressão diferencial gerada pela placa (polegadas de água a 60°F)

Obs: a AGA3, parte 4, define que a precisão do cálculo deve ser de 0,005%. Isto não está relacionado com a precisão da medição de vazão. Somente define que a partir das variáveis de entrada fixadas, o microprocessador deverá executar o cálculo com essa precisão.

5 AGA REPORT N° 7 - 1985

Um medidor de vazão tipo turbina é um dispositivo para medição de velocidade. Ele consiste basicamente de:

- um corpo;
- um mecanismo de medição;
- um dispositivo de leitura e saída.

O fluxo de gás que percorre o interior do medidor causa uma rotação no rotor cuja velocidade é proporcional à vazão do gás. Idealmente a rotação é proporcional ao fluxo. Na realidade, a velocidade é uma função do tamanho da passagem interna, a forma dessa passagem, o projeto do rotor, os atritos no mecanismo, o arraste do fluido, o carregamento externo e a densidade do gás.

Os fatores que afetam a performance de uma turbina são apresentados na Seção 5 do AGA 7. Sumariamente temos:

a) efeito de turbilhonamento: os medidores de turbina são projetados e calibrados com fluxo axial. Se o escoamento do gás tem vórtices perto da tomada de entrada do rotor, dependendo da direção, o rotor poderá aumentar ou diminuir a velocidade. "Comprador" ou "vendedor" podem perder.

b) Efeito do perfil de velocidade: se a instalação não segue as boas práticas recomendadas e um perfil de velocidade não-uniforme é observado na tomada de entrada, a velocidade do rotor para uma dada vazão será afetada. Tipicamente irá resultar numa maior velocidade do rotor. Desse modo, menos gás irá atravessar o medidor do que o valor que será indicado. O "comprador" perde.

c) Efeito do arraste do fluido: O arraste do fluido na pá, na extremidade e no cubo do rotor podem causar o deslizamento na sua velocidade ideal. Esse deslizamento é conhecido como uma função da ilimitada taxa de inércia para forças viscosas. Essa taxa é conhecida como número de Reynolds e o efeito do arraste é conhecido como efeito do número de Reynolds. Basicamente tem-se uma menor velocidade do rotor, então o "comprador" ganha.

d) Efeito de arraste no mecanismo: com o decréscimo da velocidade do rotor da sua condição ideal força a criação de forças relacionadas ao mecanismo e não ao fluido, tais como em engrenagens e no arraste do mecanismo de leitura. A quantidade desse arraste é função da vazão e da densidade. Por isso é conhecido como "efeito da densidade". Ele beneficia o "comprador".

e) Repetibilidade: testando a repetibilidade em curtos ou longos espaços de tempo, tem-se obtido uma repetibilidade de +/- 0,10% com 95% de confiabilidade em curtos períodos e de +/- 0,15% dia-após-dia.

f) Precisão: as turbinas para transferência de custódia devem ser definidas com precisão de +/-1 1% na faixa de vazão operacional.

g) Linearidade: medidores de vazão tipo turbina são usualmente lineares numa faixa definida de vazão. Isso significa que o sinal de saída é proporcional à vazão.

h) Perda de carga: a perda de carga é atribuída à energia necessária para mover o mecanismo.

i) Limites mínimos e máximos da vazão: medidores tipo turbina têm uma faixa de vazão mínima e máxima para condições específicas.

j) Pulsação: geralmente a pulsação do fluxo irá causar uma rotação mais rápida do rotor, que irá resultar um erro em favor do "vendedor". Uma variação pico-a-pico de 10% na vazão média geralmente irá resultar num erro de pulsação menor que 0,25%.

Equação geral do escoamento

As rotações do rotor são contadas mecanicamente ou eletricamente, e convertidas para continuamente totalizar a vazão volumétrica. Desde que o volume registrado é numa dada condição de pressão e temperatura, deve-se corrigida para uma condição base para efeito de propósitos de tarifação. O indicador da turbina indica o volume nas condições do escoamento então o volume deve ser corrigido para as condições base.

$$Q_b = (Q_f)(F_{pm})(F_{fb})(F_{tm})(F_{tb})(S) \quad \text{[Equação AGA 15]}$$

Onde:

Q_b = vazão volumétrica na condição base

Q_f = vazão volumétrica nas condições do escoamento

$$\text{onde } Q_f = \frac{(V_f)}{(t)} \quad \text{[Equação AGA 14]}$$

V_f = volume medido nas condições do escoamento
 = diferença no contador no mecanismo de saída
 = (total de pulsos) x (1/ κ) na saída elétrica

t = tempo

κ = quantidade de pulsos por pé cúbico

F_{pm} = fator pressão

$$F_{pm} = \frac{(P)}{(P_b)} \quad \text{[Equação AGA 16]}$$

$$P = (P_f) + (P_a)$$

P_f = pressão estática manométrica psig

P_a = pressão atmosférica psia

$$\text{logo } F_{pm} = \frac{(P_f)}{14,73} \quad \text{[Equação AGA 17]}$$

F_{fb} = fator pressão base

$$F_{fb} = \frac{14,73}{(P_b)} \quad \text{[Equação AGA 18]}$$

P_b = pressão de contrato em psia

Obs: este fator é aplicado para alterar a pressão base de 14,73 para outra definida no contrato.

F_{tm} = fator temperatura do escoamento

$$F_{tm} = \frac{520}{(T_f)} \quad \text{[Equação AGA 19]}$$

T_f = temperatura do escoamento do gás em graus Rankine

F_{tb} = fator temperatura base

$$F_{tb} = \frac{(T_b)}{520} \quad \text{[Equação AGA 20]}$$

T_b = temperatura de contrato em graus Rankine

Obs: este fator é aplicado para alterar a temperatura base de 60°F para outra definida no contrato.

S = fator de compressibilidade

$$\text{onde } S = \frac{(Z_b)}{(Z_f)}$$

Z_b = fator de compressibilidade da condição base

Z_f = fator de compressibilidade da condição do escoamento

O fator de compressibilidade S pode ser obtido do fator de supercompressibilidade F_{pv} que é definido como:

$$S = (F_{pv})^2$$

$$\text{onde } F_{pv} = \frac{(Z_b)}{(Z_f)}$$

O fator de supercompressibilidade é obtido pela AGA NX19 ou AGA8.

6 SUPERCOMPRESSIBILIDADE

O que é a supercompressibilidade? No desenvolvimento das equações de gás é presumido usualmente que o gás tem um comportamento de gás ideal. Isso seria verdadeiro se o gás seguisse a lei de gases ideais ($PV = nRT$). Contudo, nem todos os gases são ideais, e de fato, nenhum deles é. Por essa razão, foi desenvolvido um fator para corrigir a variação das características em função de diferentes condições. Uma dessas características é chamada de supercompressibilidade.

Em gases ideais a distância entre as moléculas é grande o suficiente para que influências da atração com outras moléculas seja desprezível. Quando as pressões crescem ou temperaturas decrescem, as moléculas se aproximam e o resultado é que o volume ocupado acaba sendo menor que o previsto pela lei dos gases ideais.

Para correção dessa mudança no volume previsto, a lei dos gases ideais foi modificada. Uma vez que o gás é mais compressível, ele irá ocupar um volume maior nas condições normais de pressão

e temperatura. Esse fator de correção é a compressibilidade. A equação de gases ideais passou a ser: $PV = ZnRT$.

7 NX19

Em 1956 o comitê Pipeline Research centrou esforços no sentido de estender a faixa de aplicação do fator de supercompressibilidade publicado em 1955 e início de 1956. Esse documento foi oficialmente conhecido como PAR Research Project NX19, que foi completado em 1961. Inicialmente proveu-se dado básico para extensão das faixas do fator de supercompressibilidade AGA a partir dos dados conhecidos. Esse foi resultado do desenvolvimento de expressões matemáticas aplicáveis aos computadores de vazão de gás eletrônicos.

Os limites básicos para aplicabilidade da NX19 são:

Pressão:	0 até 5000 psig
Temperatura:	-40 até 240°F
Densidade específica:	0,554 até 1,00
Moles de CO2	0 até 15%
Moles de N2	0 até 15%

Como mencionado acima, a técnica para determinar o fator de supercompressibilidade do gás natural envolveu os pontos de pressão e temperatura crítica, e sua relação com a densidade específica. Essa foi a técnica mais comum e foi apresentada como o método padrão da norma NX19.

Os limites para o método padrão da NX19 são:

Pressão:	0 até 5000 psig
Temperatura:	-40 até 240°F
Densidade específica:	0,554 até 0,75
Moles de CO2	0 até 15%
Moles de N2	0 até 15%

O método padrão é aplicável a todo gás natural que não tenha uma larga concentração de hidrocarbonetos pesados.

Como se observa, a equação da supercompressibilidade é função da pressão, temperatura, densidade específica e dos moles percentuais de CO2 e N2.

A figura 1 mostra que diferentes equações são usadas para o cálculo do fator de correção da compressibilidade. Este fator é usado para ajustar o fator de supercompressibilidade com diferentes condições de operação. Observe que há um grande número de equações referenciadas neste gráfico. De fato, isto é verdadeiro e que os melhores dados disponíveis, neste momento, ainda requerem diferentes equações para adequar o modelo aos dados empíricos. A figura 2 mostra o relacionamento da supercompressibilidade e do aumento da pressão para gases de hidrocarbonetos com densidade específica de 0,60.

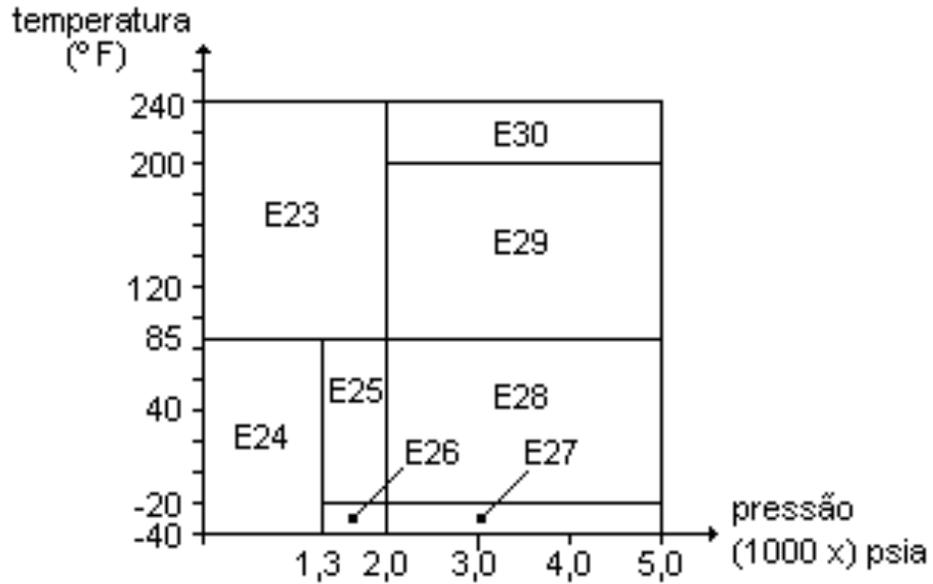


Figura 1: limites de aplicabilidade da supercompressibilidade conforme NX19 e as equações utilizadas para a sua obtenção.

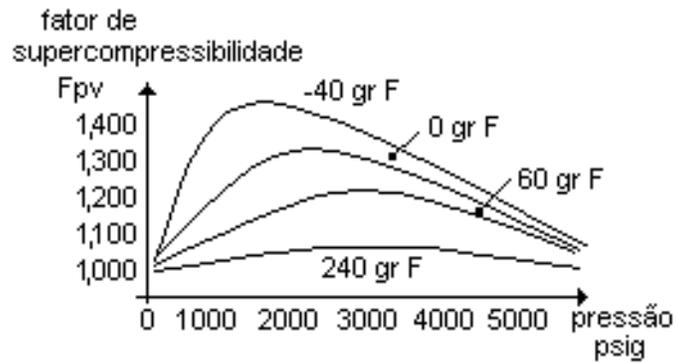


Figura 2: Variação do fator de supercompressibilidade em função da temperatura para um gás de hidrocarboneto com 0,6 de gravidade específica

8 AGA8 1985

A AGA 8 de 1985 permite uma certa variação na composição do gás. Quando a análise do gás fica fora dos parâmetros definidos na tabela abaixo, a figura 3, pode ser utilizada para determinar a incerteza para as várias condições de operação.

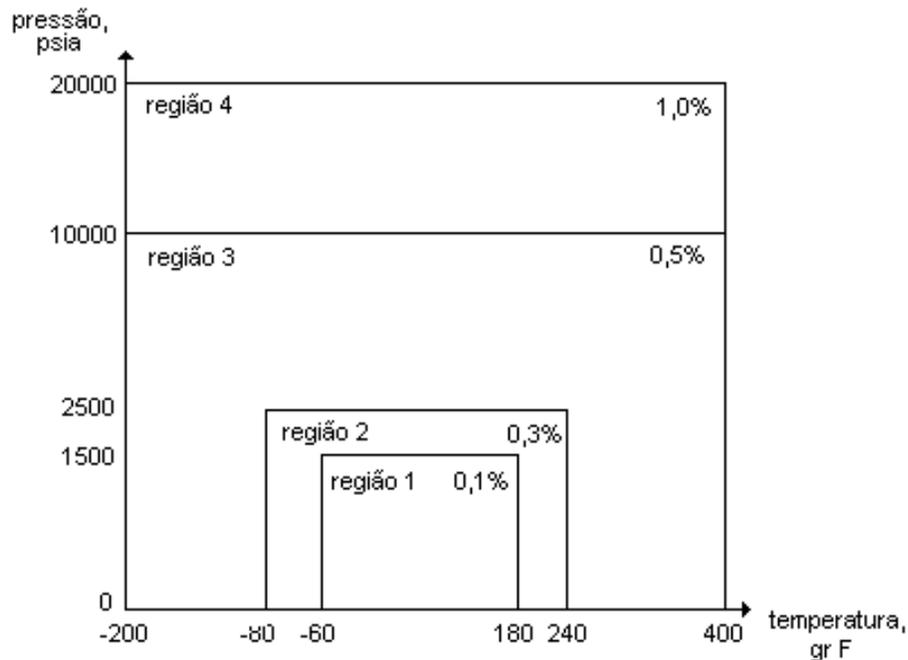


Figura 3: Limites de incerteza para cálculo do fator de supercompressibilidade Para a versão AGA8 1985

Também se a composição do gás não fica dentro dos limites dados abaixo, o erro é substancialmente aumentado.

O AGA8 somente é válido dentro dos limites:

Pressão: 0 até 20000 psia

Temperatura: -200 até 460°F

Elemento	Quantidade (em moles)
Metano	50 até 100%
Nitrogênio	0 até 50%
Dióxido de carbono	0 até 50%
Etano	0 até 20%
Propano	0 até 5%
Butano	0 até 3%
Pentano	0 até 2%
Hexano e superiores	0 até 1%
Vapor de água, sulfeto de hidrogênio. Hidrogênio, monóxido de carbono, oxigênio, hélio e argônio	0 até 1%

9 AGA8 1992

A AGA 8 de 1992 também permite uma certa variedade na composição do gás. Da mesma forma que a versão de 1985, também se pode esperar um aumento substancial da incerteza, conforme as condições de operação. Observa-se esse aumento especialmente quando se desloca da região 1 definida na figura 4.

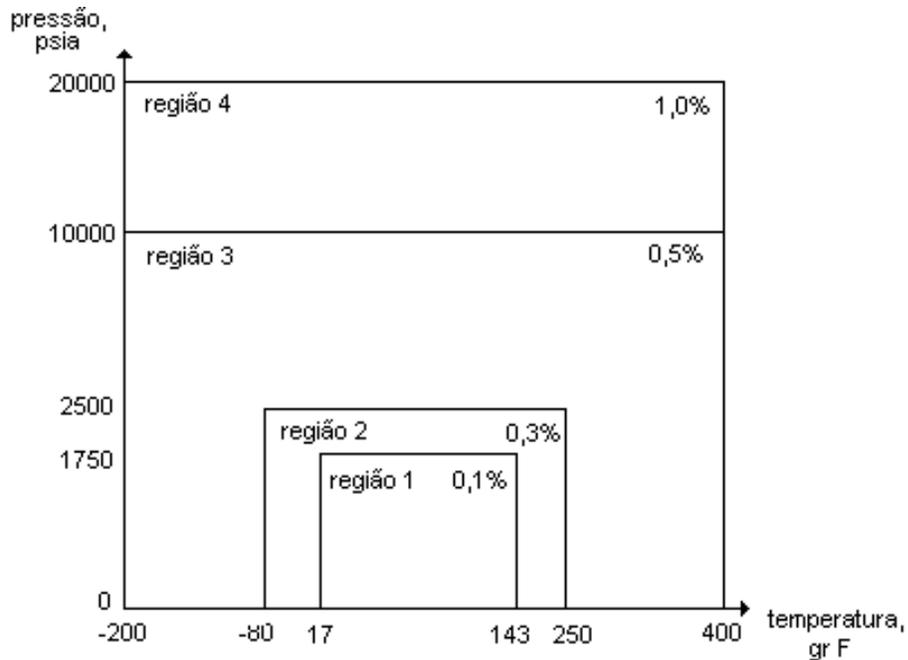


Figura 4: Limites de incerteza para cálculo do fator de supercompressibilidade
Para a versão AGA8 1992

Quando os limites excedem os definidos na coluna de "expandido", os erros ficarão substancialmente aumentados.

O cálculo do AGA8 de 1992 terá uma incerteza maior quanto maior for a distância aos limites definidos na tabela abaixo. Contudo, na maioria dos casos, o método de 1992 é ainda mais preciso que o obtido com a NX19 e a AGA8 de 1985.

A versão AGA8 de 1992 tem seus limites de aplicabilidade dentro de:

Pressão: 0 até 40000 psia
Temperatura: -200 até 760°F

Parâmetro	Normal	Expandido
Densidade relativa	0,554 até 0,87	0,07 até 1,52
Poder calorífico	477 até 1150 Btu/scf	0 até 1800 Btu/scf
metano	45 até 100%	0 até 100%
nitrogênio	0 até 50%	0 até 100%
dióxido de carbono	0 até 30%	0 até 100%
etano	0 até 30%	0 até 100%
propano	0 até 4%	0 até 12%
total de butanos	0 até 1%	0 até 6%
total de pentanos	0 até 3%	0 até 4%
hexanos e superiores	0 até 0,2%	0 até ponto de orvalho
hélio	0 até 2%	0 até 3%
hidrogênio	0 até 10%	0 até 100%
monóxido de carbono	0 até 3%	0 até 3%
argônio	-	0 até 1%
oxigênio	-	0 até 21%
água	0 até 0,05%	0 até ponto de orvalho

sulfeto de hidrogênio

0 até 0,02%

0 até 100%

A versão AGA8 de 1992 permite dois diferentes métodos de cálculo para o fator de supercompressibilidade: o método "Detail" e o "Gross". O método "Gross" somente é aplicável dentro dos limites da condição Normal e da região 1 da figura ...

Recomendações da AGA8 de 1992

- O método "Gross" deve ser aplicado dentro das seguintes condições:
 - temperatura: 32 até 130°F
 - pressão: 0 até 1200 psia
 - composição do gás: limites definidos na condição normal da tabela ...
- Para todas as outras aplicações deve-se utilizar o método "Detail".

Quando apropriadamente utilizado o AGA8 de 1992 permite uma incerteza no fator de compressibilidade dentro de 0,1% dos dados experimentais. O AGA8 necessita de que o usuário determine claramente qual a composição do gás na condição de escoamento para definir qual o melhor método a ser utilizado. A primeira impressão para os usuários é que as entradas do NX19 são as mesmas do método "Gross" e que assim poderia se utilizar esse método no lugar do NX19. Contudo, isso não é verdadeiro e o usuário deve observar os limites do AGA8 antes de selecionar o método adequado.

- Método "Detail"
 - Esse método necessita que a composição do gás seja fornecida completamente e em % de moles.
- Método "Gross"
 - Esse método necessita da densidade do gás e a quantidade de não-hidrocarbonetos. Existem dois métodos possíveis para o "Gross":
 - método I: são necessários os seguintes parâmetros:
 - Densidade específica
 - Poder calorífico real do gás em unidades de volume
 - % em moles de CO₂
 - método II: são necessários os seguintes parâmetros:
 - Densidade específica
 - % moles de CO₂
 - % em moles de N₂

O método "Gross" trata o gás natural como uma mistura básica de três componentes: os hidrocarbonetos, o nitrogênio e o dióxido de carbono.

10 API Capítulo 21

Para o cálculo da vazão de gás existem outras normas que procuram determinar especificações gerais que devem ser seguidas para uma padronização nas leituras. Um documento bem alinhado com essa orientação é a norma criada pela American Petroleum Institute denominada API Manual of Petroleum Standards, Chapter 21, Flow Measurement Using Electronic Metering Systems, Section 1, Electronic Gas Measurement.

As equações AGA determinam a forma de se calcular a vazão instantânea do gás nas condições contratadas. No entanto, somente isso não basta para a cobrança, uma vez que a vazão que é calculada precisa ser totalizada para se definir a quantidade de gás que atravessou o medidor ao longo de um determinado período. A decisão de como se proceder a essa integração depende da varredura das variáveis dinâmicas, a periodicidade da execução do cálculo AGA, o método de integração e a técnica de cálculo das médias.

Basicamente as equações AGA determinam como deve ser calculada a vazão instantânea e as normas API determinam a periodicidade de execução dos cálculos e o que se deve fazer quando forem feitos.

A API descreve as especificações mínimas para a implementação da medição eletrônica de gás (Electronic Gas Measurement - EGM). Na determinação das frequências de execução e de cálculos, foram utilizados modelos computacionais para adequar a performance, mesmo com a flutuação das variáveis.

Essas normas são aplicáveis tanto a medidores lineares quanto a diferenciais e os estudos mostraram que todas as entradas dinâmicas devem ser lidas pelo menos uma vez por segundo.

A API também introduziu quatro diferentes formas de cálculo das médias que se deve utilizar para obtenção das variáveis dinâmicas. Essas técnicas são:

- a) vazão-dependente, tempo-ponderado linear.
- b) vazão-dependente, tempo-ponderado por fórmula.
- c) vazão-ponderada linear
- d) vazão-ponderada por fórmula

Outros requisitos foram estabelecidos para instalação dos equipamentos no campo e para a disponibilidade dos dados na central. Registros para auditorias são definidos para conter os dados suficientes para verificação das quantidades diárias e horárias. São feitas também recomendações mínimas para definir a quantidade de registros, documentação associada com a operação dos EGM's e períodos de retenção dos dados. Outros tópicos incluem equipamentos para instalação, comunicação, calibração, verificação e segurança.

Valores ou parâmetros que devem ser armazenados no medidor

A norma API, Capítulo 21, estabelece os seguintes parâmetros que devem ser armazenados no computador de vazão diferencial:

- a) os valores médios horários para a temperatura, pressão estática e diferencial, densidade relativa, energia, composição do gás e densidade;
- b) quantidades totalizadas;
- c) datas e horários para todas as médias calculadas e totais;
- d) total acumulado durante cada período contratual;
- e) diâmetro do orifício, da tubulação e faixas calibradas de pressão estática, diferencial e temperatura;
- f) qualquer alarme ou condição de erro que ocorreu durante o período de medição;
- g) registro de calibração de todas as entradas dinâmicas ("as found" e o "as left");
- h) registro de todos os valores antigos e os novos introduzidos e que afetam os cálculos;
- i) sumário diário da quantidade de tempo percentual e em termos de horas das condições de vazão e não-vazão;
- j) todas as datas e horários de todos os eventos registrados devem ser identificados cronologicamente;
- k) a identificação numérica única do medidor de vazão local da estação.

Para medidores lineares a norma API, Capítulo 21, basicamente tem-se os mesmos dados, exceto que se deve armazenar o fator K do medidor ao invés dos diâmetros da tubulação e orifício.

Requisitos para relatórios de auditoria

Os sistemas de medição eletrônica de gás devem ser capazes de gerar relatórios de auditoria por compilação e retenção de dados suficientes para os propósitos de verificação diária e horária. Os arquivos para auditoria devem incluir registros de transação, dados de configuração, arquivos de eventos, registro dos valores calculados e relatórios de testes de campo.

A principal razão para retenção de dados históricos é permitir que se reconstitua manualmente todos os valores calculados pelo equipamento ou verificar-se a exatidão dos cálculos realizados.

A norma API define que é necessário um arquivo de armazenamento que informe as médias diárias dos valores abaixo, por todo o período de tarifação contratual:

- a) data;
- b) horário;
- c) pressão estática média;
- d) pressão diferencial média (ou volume não corrigido em medidores lineares);
- e) temperatura média do escoamento;
- f) densidade relativa média;
- g) quantidades totalizadas.

Também definem a existência de um arquivo que armazene os mesmos dados dos últimos 60 minutos de operação do medidor. A partir desse arquivo é gerado um outro, com os valores médios horários para cada dia contratual.

Todos os arquivos de auditoria devem ser armazenados por dois anos.

Requisitos adicionais

A API ainda define os seguintes requisitos adicionais:

a) segurança: deve existir um sistema de senha de acesso com pelo menos quatro dígitos para impedir acesso aos parâmetros de configuração do equipamento. O algoritmo de cálculo deve também ser protegido de alterações.

b) proteção da memória: deve haver um sistema de back-up de energia capaz de garantir os dados da memória por períodos não menores que os períodos normais de coleta de dados. Quando houver falha da alimentação primária, devem ser registradas a data e hora da ocorrência e a data e hora do retorno à condição normal.

c) frequência de verificação da calibração dos EGM's: a API determina uma frequência mínima para verificação da calibração na base trimestral, mas recomenda que seja efetuado um acordo entre as partes.

11 Contratos de venda de gás

Abaixo, estamos apresentando um exemplo dos termos referentes à medição para um contrato de venda de gás. Ele pode ser utilizado como referência e é utilizado normalmente nos USA. Esse exemplo é válido para placas de orifício, mas podem ser adaptados para turbinas.

Medição

1) A unidade de medição do volume de gás deve ser em milhões de metros cúbicos ajustada para base seca a partir da condição saturada, na pressão e temperatura base no ponto de recepção. A medição do volume deve ser multiplicada pelo poder calorífico do gás seco para determinar a quantidade de energia fornecida. A unidade de medição para pagamento pelo serviço deve ser em reais por unidade de energia fornecida, ou fração dela.

2) Os volumes de gás apurados devem ser medidos e calculados de acordo com as normas ANSI/API 2530, terceira edição, AGA Report 3, "Orifice Metering of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Fluids", suplementada ou revisada constantemente. Também devem ser obedecidas as especificações da AGA Report 8. O local de instalação do computador de vazão deve ser definido pelo "Vendedor", sendo assumidos por este todos os custos envolvidos.

3) A pressão atmosférica utilizada nos cálculos deve ser a média determinada pela altura do local de entrega ou recepção do gás.

4) A análise dos componentes do gás entregue deve ser feita inicialmente dentro de 30 (trinta) dias depois da data de início de operação do serviço, ou após 30 (trinta) dias depois que o "Vendedor" notificar qualquer alteração na fonte de suprimento do gás. A cada seis meses, caberá ao "Vendedor" proceder a uma análise dos componentes do gás para determinação do poder calorífico do gás seco, densidade relativa e fator de compressibilidade. O "Vendedor" deverá manter registros para efeito de auditorias de todas as análises de gás executadas.

5) O volume do gás medido deve ser corrigido para uma temperatura base de 20° C (vinte graus Celsius). O poder calorífico, densidade relativa e compressibilidade do gás fornecido devem ser determinados de acordo com a norma 2172, "Calculation of Gross Heating Value, Relative Density and Compressibility Factor for Natural Gas Mixtures from Compositional Analysis", da "Processors Association" e devem ser utilizados no cálculo de totalização. O poder calorífico, densidade relativa e compressibilidade determinadas pela análise do gás devem ser introduzidas no medidor de vazão no primeiro dia do mês subsequente ao da tomada da amostra.

6) As mais modernas técnicas, métodos de cálculo e equipamentos devem ser utilizados pelo "Vendedor" para satisfazer-se aos requisitos das normas aplicáveis e devem ser reconhecidos como aceitáveis pelas autoridades e agências de regulamentação.

7) O "Comprador" deverá permitir acesso ao "Vendedor" ao local de instalação do computador de vazão e as tomadas da linha desde que não haja interferência na operação do primeiro ou precisão da medição, sem sua prévia anuência.

8) O "Vendedor" concorda em instalar, operar e efetuar a manutenção, na linha de gás próximo do ponto de entrega do gás, de um ou mais medidores, para efetuar toda a totalização do gás fornecido. O "Vendedor" também se compromete a instalar, operar e efetuar a manutenção de todos os equipamentos necessários à regulação da pressão e volumes fornecidos. Ambos, "Comprador" e "Vendedor" devem estar representados em qualquer nova instalação, leitura, limpeza, mudança, reparo, inspeção, calibração ou ajuste feito no equipamento de medição ou regulação. Os registros de cada equipamento de medição devem ser apropriadamente armazenados pelo "Vendedor", sendo que o "Comprador" poderá ter acesso a cópias dos mesmos. Os registros de todos os testes e dados de medição deverão ser mantidos por um prazo mínimo de três anos.

9) O "Vendedor" ou seu agente deverá verificar a precisão de cada equipamento de medição com a seguinte periodicidade:

a) para pontos de recepção maiores que 100 milhões de metros cúbicos por dia: a cada seis (seis) meses;

b) para pontos de recepção menores que 100 milhões de metros cúbicos por dia: a cada 12 (doze) meses.

Cada verificação deverá incluir a remoção e inspeção do elemento primário de medição (placa de orifício).

O "Vendedor" deverá informar com cinco dias de antecedência ao "Comprador" o horário e a localização dos testes em qualquer equipamento de medição ou na obtenção de amostras para determinar a natureza ou qualidade do gás.

10) Se, em função dos testes efetuados, verificar-se um erro na medição maior que 2 % (dois por cento) do volume, então as leituras prévias efetuadas deverão ser corrigidas pelo período conhecido que a medição errônea foi realizada, de comum acordo entre as partes, ou caso esse período não seja conhecido, adota-se como período de correção desse erro metade do período existente com o último teste de precisão realizado.

11) Se por qualquer motivo, o medidor de vazão estiver fora de serviço ou em reparo, a quantidade de gás fornecida deverá ser estimada da melhor forma possível, adotando-se médias de períodos e condições similares quando o medidor estava instalado apropriadamente.

12 CONCLUSÃO

Temos observado constantes conflitos entre compradores de vendedores de gás e normalmente se constata falhas na interpretação de como a medição de vazão de gás é realizada. Esse assunto muitas vezes chega a disputas judiciais com prejuízos a todas as partes.

Entendemos que um novo profissional deverá estar sendo capacitado no mercado para compreender as particularidades dos sistemas que envolvem transferência de custódia. Podemos chamar esse novo ramo da área técnica como “engenharia de medição” que com certeza terá um crescimento muito grande no Brasil nos próximos anos em função do aumento de demanda. E os desafios desse novo profissional serão bem grandes porque ainda carecemos de uma base técnica sólida nesse segmento.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANP / INMETRO: Portaria Conjunta # 1 de 19/06/2000 – Regulamento Técnico de Medição de Óleo e Gás Natural;
API - MPMS, Chap. 14.3 - Part 1 - Concentric, Square-Edged Orifice Meter (AGA Rep. 3);
API - MPMS, Chap. 14.3 - Part 2 - Specification and Installation Requirements - third edition, 1991;
API - MPMS, Chap. 14.3 - Part 3 - Natural Gas Applications;

DADOS DO AUTOR

Carlos Eduardo Ribeiro de Barros Barateiro
Emerson Process Management Ltda
Avenida Hollingsworth, 325 – Iporanga
18087-000 – Sorocaba (SP)
Telefone: (15) 238-3659
Fax.: (15) 238-3735
Email: carlos.barateiro@emersonprocess.com