

## **MEDIÇÃO DE VAZÃO COM COMPUTADORES DE VAZÃO: CONCEITOS BÁSICOS. ALGORITMOS E APLICAÇÕES NA ÁREA DE OLEO E GÁS**

Carlos Eduardo Ribeiro de Barros Barateiro, M. Sc.  
[carlos.barateiro@emerson.com](mailto:carlos.barateiro@emerson.com)  
Emerson Process Management – Brasil

Jorge Gomez Sanchez, M. Sc.  
[jorge.gomez@emerson.com](mailto:jorge.gomez@emerson.com)  
Emerson Process Management – Brasil

Renato Soranz  
[renato.soranz@emerson.com](mailto:renato.soranz@emerson.com)  
Emerson Process Management – Brasil

### **1. Introdução**

Em todos os sistemas de medição destinados a medição fiscal ou a transferência de custódia, necessariamente podemos observar a instalação de computadores de vazão que tem duas finalidades básicas: efetuar os cálculos de normalização dos valores para condições de referência e permitir a rastreabilidade das medições. A normalização dos valores é necessária porque todos os fluídos sofrem alterações em seu volume devido a alterações em sua pressão e temperatura – essas alterações são mais críticas nos gases, mas mesmo os líquidos sofrem dos mesmos efeitos. Já a questão da rastreabilidade é fundamental para permitir-se a verificação das condições de operação dos sistemas seja no tocante aos valores das variáveis primárias da medição, os valores calculados, alarmes e todos os eventos ocorridos que afetaram os valores calculados. Este artigo aborda os conceitos básicos da operação dos computadores de vazão, os algoritmos de cálculos implementados e principalmente alguns exemplos de aplicações desse tipo de equipamento na indústria de produção, distribuição, tratamento e refino de óleo e gás.

## **2. Conceitos Básicos de Computadores de Vazão**

No começo do século XX, quando começava a venda de gás para uso público e introduziu-se o conceito da normalização dessa medição. Uma entidade particular denominada *American Gas Association* (AGA) foi responsável pela publicação dos primeiros artigos que definiam como se efetuar a normalização da vazão de gás natural, incluindo a compensação pelas variações de pressão e temperatura.

Antes da utilização de equipamentos elétricos/eletrônicos no campo, as medições de vazões com a finalidade fiscal eram efetuadas basicamente com o uso de registradores de carta circular e elementos primários tipo placa de orifício. Esses equipamentos utilizavam células mecânicas que mediam a pressão diferencial gerada entre as tomadas antes e depois das placas, transformando essa diferença em uma saída mecânica - tipicamente um eixo de torção. Esses eixos eram ligados através de mecanismos a uma pena que imprimia as variações na carta gráfica. Para a medição de pressão estática utilizavam-se elementos helicoidais e/ou capsulares compatíveis com as faixas de medição. Para a medição de temperatura utilizavam-se sistemas capilares com enchimento de gás que sofriam expansão em seu volume quando o gás do escoamento entrava em contato do bulbo sensor. Esses capilares eram ligados também a elementos helicoidais que se deformavam em função das variações de volume do gás de enchimento. Os elementos helicoidais e/ou capsulares das medições de pressão e temperatura eram ligados em penas individuais de forma que as cartas gráficas registravam simultaneamente as variações da pressão diferencial, estática e temperatura. O operador de posse dessas três variáveis efetuava o planilhamento dos valores, considerando que a vazão instantânea de operação era diretamente proporcional à raiz quadrada do produto da pressão diferencial e da pressão estática. Integrando a área sob o gráfico da variação da vazão instantânea ao longo do tempo obtinha-se a vazão totalizada de operação. Utilizando-se os valores de pressão, temperatura e composição do gás obtinha-se os demais coeficientes necessários para compensação da vazão de operação.

Apesar do sistema de medição utilizar-se de ações manuais, todas as operações podiam ser auditadas a qualquer momento. Um eventual questionamento do consumidor sobre os valores da medição podiam ser rebatidas mostrando-se os registros da carta circular e os cálculos efetuados a partir dos valores da pressão diferencial, estática e temperatura - todo o processo era auto documentado.

Com a introdução dos medidores eletrônicos não bastava mais ter-se um display com os valores da medição. Tinha que haver uma forma de auditar-se como o equipamento efetuou a medição, garantindo a possibilidade da auditoria.

Desde 1930 a AGA publicou diversos artigos que definiam os algoritmos de compensação de pressão e temperatura. O objetivo da AGA sempre foi criar a metodologia para normalizar o cálculo para obtenção da vazão instantânea corrigida para uma determinada condição de pressão e temperatura - no caso dos USA esses valores de referência eram 68F e uma atmosfera. A AGA, no entanto, nunca teve uma preocupação quanto à rastreabilidade das medições. Somente em 1975 a *American Petroleum Institute* (API) publicava os capítulos 14 e principalmente o 21, em seu *Manual of Petroleum Measurement Standards*, com a introdução do conceito da *Electronic Gas Measurement* e recomendações para garantir a possibilidade da realização de auditorias nos valores das medições.

Basicamente essas auditorias são fundamentadas em bancos de dados específicos criados dentro dos computadores de vazão eletrônicos:

a) históricos de variáveis: são a contrapartida das antigas cartas gráficas, com o registro das variáveis de processo (pressão diferencial, estática, temperatura, vazão não-corrigida, etc.), valores calculada (vazão instantânea corrigida e totalizada) e dos fatores de correção (coeficiente de descarga, expansão, etc.);

b) eventos: todas as alterações processadas no equipamento que afetam a medição como, por exemplo, parâmetros (dados da geometria das tubulações e do orifício, temperaturas e pressões de referência, composição do gás, métodos de cálculo, etc.), períodos de inatividade

do equipamento causadas por interrupção do suprimento de energia, registro das verificações das calibrações, etc.;

c) alarmes: todos os alarmes de processo como, por exemplo, a atuação dos sensores de pressão diferencial, estática e temperatura fora das suas faixas calibradas, e principalmente a utilização do equipamento em limites de vazão fora do alcance determinado pelo fabricante;

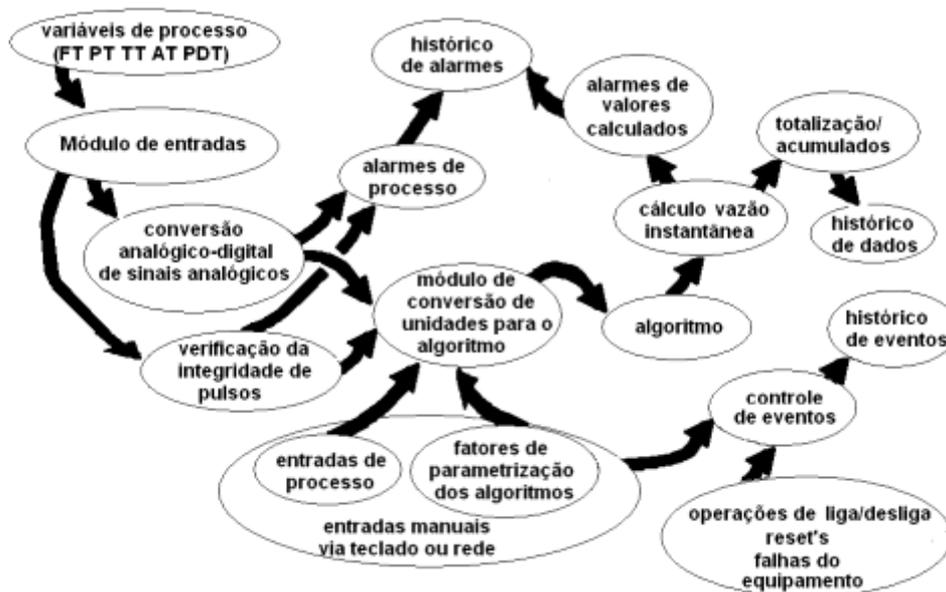
d) relatório de parametrização: trata-se da configuração adotada inicialmente no equipamento que pode ser alterada posteriormente, desde que as alterações fiquem registradas nos logs de eventos.

Assim, um eventual questionamento do consumidor sobre os valores da medição podiam ser rebatidas auditando-se as informações disponíveis nesses bancos de dados. Na Figura 1 temos um esquemático do funcionamento de um computador de vazão destinado à medição de gás natural que também poderia ser aplicado à medição de líquidos com pequenas alterações. Nessa figura podemos observar como os dados são tratados e como os bancos de dados são gerados a partir das entradas dos computadores de vazão.

Também é interessante abordarmos a formação dos bancos de dados de históricos. As normas existentes determinam de forma bem detalhada como os valores devam ser apurados. Na Figura 2 temos um esquemático da montagem de um banco de dados destinado a rastreabilidade de um sistema de medição de gás. Aqui também estamos utilizando a medição de gás, mas a sistemática é a mesma aplicável para a medição de líquidos. A cada segundo o computador de vazão coleta as variáveis de entrada da medição de gás (pressão, temperatura, pressão diferencial, por exemplo), roda o algoritmo de compensação, obtém o valor da vazão corrigida, totaliza esse valor e armazena todos esses dados no banco de dados “second database”. Repete essa sequência durante o minuto e então calcula as médias dos valores e armazena-os na primeira linha do banco de dados “minute database”. Reinicia o processo durante um minuto e então calcula novamente as médias dos minutos e lança o primeiro valor no “hourly database”. Sempre reinicia o processo até fecharmos a medição do primeiro dia

lançando então novamente as médias horárias na primeira linha do “daily database”. E o processo repete-se indefinidamente até o preenchimento completo dos *logs* quando então, atingindo-se a capacidade máxima de armazenamento o computador de vazão, os primeiros dados são apagados e a “pilha” dos valores sobe dentro do banco de dados.

Figura 1: Esquemático de Funcionamento de um Computador de Vazão

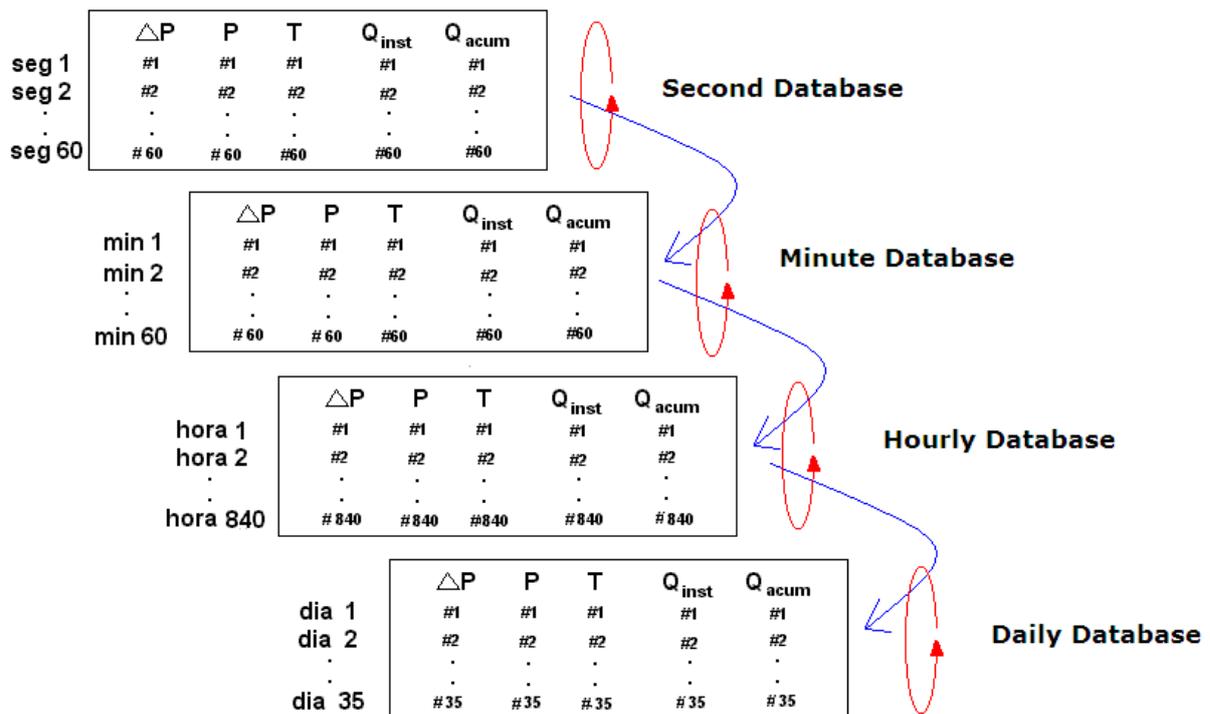


Cada fabricante apresenta uma capacidade de armazenamento dos valores de históricos, mas normalmente o mínimo verificado são 840 horas de dados médios horários e 35 dias de dados médios diários. Da mesma forma os bancos de dados de eventos e alarmes possuem uma capacidade máxima dependendo de cada fabricante sendo o mínimo são 240 registros, e também operam subindo-se a pilha ao atingir-se a capacidade máxima – método *first-in-first-out*.

Por sim outro importante aspecto dos computadores de vazão e objeto principal deste artigo, são os algoritmos de compensação. São eles que determinam como são realizados os

cálculos dos valores da vazão instantânea corrigida e dependem basicamente do tipo de fluido a ser medido e da tecnologia de medição.

Figura 2: Esquemático de Funcionamento do Banco de Dados de Históricos



Na Figura 3 temos um exemplo de um algoritmo para medição de gás utilizando um elemento primário diferencial e na Figura 4 outro exemplo de um algoritmo para medição de óleo. Em ambos os casos podemos visualizar as entradas vindas de instrumentos ou medidores, os valores manuais inseridos pelos operadores, e as rotinas de cálculos executadas pelos computadores de vazão. Nessas figuras podemos observar a complexidade de operações realizadas e entendermos porque há necessidade da utilização de equipamentos dedicados para sua realização com grande capacidade de processamento de dados.

Por fim vale também mencionar que a ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas) acabou publicando em 2003 a NBR 14978 (Medição eletrônica de gás - Computadores de vazão) muito similar as recomendações da API no Capítulo 21 do *Manual of Petroleum Measurement Standards*, aplicável a medição de gás natural.

Figura 3: Esquemático de Algoritmo para Medição de Gás

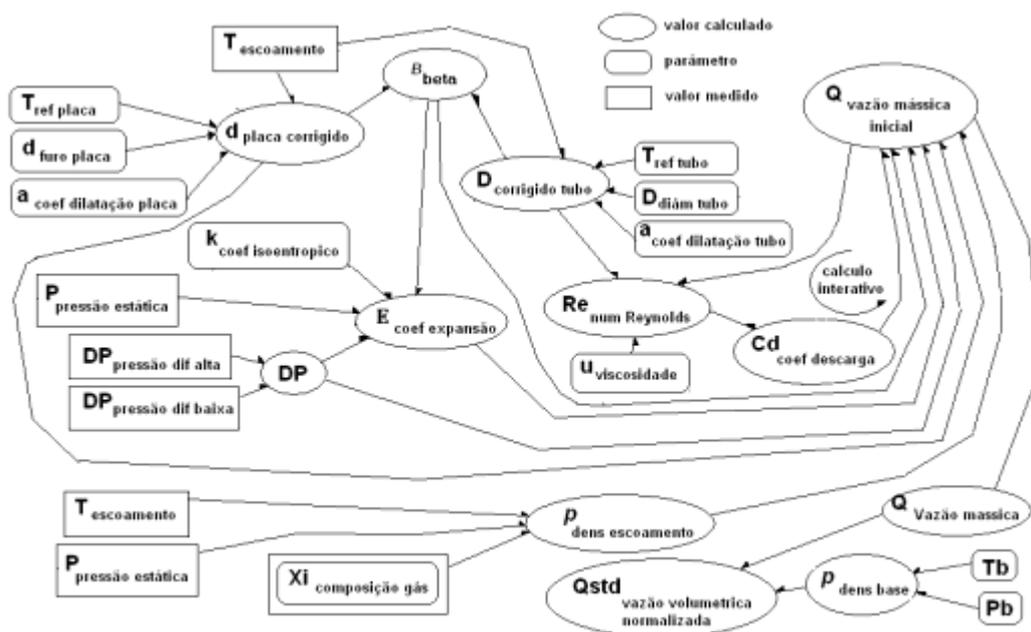
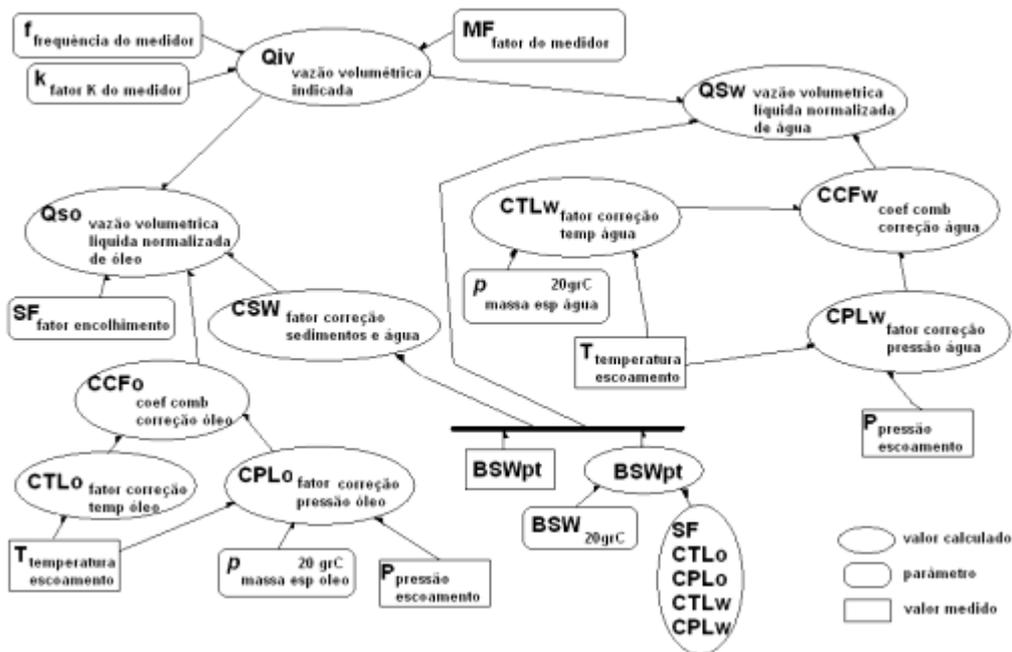


Figura 4: Esquemático de Algoritmo para Medição de Óleo



### 3. Algoritmos de Cálculo

Como mencionado, os algoritmos implementados nos computadores de vazão se constituem de uma parte do conjunto de medição e, portanto, um item importante de projeto a ser considerado. Para efeito da indústria de óleo e gás natural podemos considerar esses algoritmos divididos em quatro grupos básicos: a) a medição de gás natural; b) a medição de óleo e derivados; c) a medição de gases puros e; d) a medição de vapor.

#### 3.1 Medição de Gás Natural

Para entendermos o processo de medição do escoamento de gás natural e seus algoritmos, implementados nos computadores de vazão, é necessário conhecermos um pouco do seu histórico de desenvolvimento da normalização existente:

- Em 1930 a AGA publicou o primeiro artigo sobre medição de gás natural com a utilização de orifícios inseridos nas linhas (*AGA Report # 1*). Já em 1935 a AGA faz a revisão desse artigo (*AGA Report # 2*) que novamente é revisado em 1955 (*AGA Report # 3*). São efetuadas novas revisões (1969, 1985 e 1992) mantendo-se a mesma numeração de 1955. O AGA 3 (*Orifice Metering of Natural Gas and Other Related Hydrocarbons*) torna-se padrão no mercado de gás natural.

- Em 1975 a API adapta o AGA 3, aprovando-o como API Standard 2530 e também publica o Chapter 14.3 do *Manual of Petroleum Measurement Standards*. Em 1977, a *American National Standards Institute* (ANSI) também aprova o AGA 3 referenciando-o como ANSI/API 2530;

- Em 1980 foi publicado o AGA 7 (*Measurement of Fuel Gas by Turbine Meters*) para medidores tipo rotativos que sofre a primeira revisão em 1985. Em 1993 é lançada pela *International Standard Organization* (ISO) a norma ISO9951 similar a AGA 7 de 1985.

- Em 1963 surge o primeiro método de cálculo do fator de compressibilidade - NX19 que permite corrigir os valores da vazão considerando que o gás real tem um comportamento diferente do gás ideal. Em 1985 surge outro método mais detalhado para a compressibilidade, o AGA 8 (*Compressibility and super compressibility for natural gas and other hydrocarbon gases*), que sofre a primeira revisão em 1992. Em 2006 a ISO publicou a ISO 12213 (*Natural gas -- Calculation of compression factor -- Part 3: Calculation using physical properties*) muito similar a AGA 8 para o cálculo da compressibilidade. Também em 2008 a ABNT publicou a NBR 15213 (Cálculo do poder calorífico, densidade, densidade relativa e índice de Wobbe de combustíveis gasosos a partir da composição) também similar a AGA 8.

- Ainda em 1991 é publicada pela ISO a norma ISO 5167 específica para a medição de dispositivos diferenciais em dutos circulares. Em 1994 a ABNT lança a norma NBR ISO 5167 que é a tradução da norma da ISO versão 1991. Em 1997 a ISO volta a revisar a ISO5167 e em 2000 a AGA 3 é revisada aumentando substancialmente os dimensionais dos trechos retos

necessários. Em 2003 a ISO atualiza a norma ISO 5167 conforme a AGA 3 versão 2000. Em 2005 a ABNT inicia o processo de revisão da NBR 5167 conforme a nova versão da ISO 5167 que é publicada oficialmente em 2008.

- Ainda em 1998 a AGA publica a AGA 9 (*Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters*) que não incorpora novos algoritmos, mas sim se trata de uma recomendação de especificação de fabricação e instalação para uso de medidores ultrassônicos aplicáveis a medição de gás natural. No caso específico dessa tecnologia de medição, o algoritmo de cálculo a ser utilizado é o previsto na AGA 7. Essa recomendação foi depois revisada em 2006, Em 2010 foi publicada pela ABNT a norma NBR 15855 muito similar a AGA 9. No mesmo ano a ISO publica a ISO 17089 também específica para medidores ultrassônicos.

- Também ainda em 2003 a AGA publica a AGA 11 (*Measurement of Natural Gas by Coriolis Meter*) introduzindo a medição de gás natural com medidores mássicos por efeito Coriolis. A ABNT está em fase final para publicação de uma norma brasileira similar a AGA11.

Temos assim vários algoritmos disponíveis nos computadores de vazão para a medição de gás em conformidade com a tecnologia de medição a ser utilizada. A Figura 5 sumariza essa questão com a apresentação das equações implementadas. O significado de cada componente das equações deve ser verificado nas normas e recomendações citadas.

### **3.2 Medição de Óleo e Derivados**

Para entendermos os algoritmos destinados a medição de óleo estão implementados nos computadores de vazão precisamos também analisar um pouco da história do seu desenvolvimento:

- Em 1916 foi reconhecido que a totalização de volumes iria necessitar do estabelecimento de Fatores de Correção de Volume (VCF) a serem aplicados às medições

locais de modo a corrigir as variações da temperatura de referência. Nessa época o *National Bureau of Standards* (NBS dos Estados Unidos) publica então a Circular No. 57 – *Correction factors for thermal expansion of liquid hydrocarbons*. Em 1924 o mesmo NBS publica uma nova circular corrigindo esses fatores (Circular No. C154) que volta a sofrer uma nova revisão em 1936 (Circular C410).

- Em 1945 a API publica as tabelas de correção em unidades inglesas (Tables for Measurement of Oil).

Figura 5: Normas e Equações para Medição de Gás Natural

Norma / Recomendação	Aplicação	Equação Básica
AGA 3 versão 2000	Medidores Diferenciais	$Q_m = (E v) (Y) (C d) \left( d^2 \left( \frac{\pi}{4} \right) \sqrt{2 \cdot (g c) \cdot (\rho f) \cdot (\Delta) \cdot (P)} \right)$
AGA 7 versão 1995	Rotativos	$Q_s = Q_r \left( \frac{P_r}{P_s} \right) \left( \frac{T_s}{T_r} \right) \left( \frac{Z_r}{Z_s} \right)$
ISO 5167 versão 2003	Medidores Diferenciais	$q_m = \frac{C d}{\sqrt{1 - \beta^4}} \cdot \frac{\pi}{4} \cdot d^2 \cdot \sqrt{2 \Delta p \rho_1}$
ISO 9851 versão 1993	Rotativos	$Q_s = Q_r \left( \frac{P_r}{P_s} \right) \left( \frac{T_s}{T_r} \right) \left( \frac{Z_r}{Z_s} \right)$
AGA 9 versão 1998	Ultrassom	Norma Construtiva - utiliza algoritmo AGA 7
ISO 1789 versão 2010	Ultrassom	Norma Construtiva - utiliza algoritmo ISO 9851
AGA 11 versão 2003	Mássico	$Q_{vel\ corr} = Q_{mass} / \text{densidade padrao}$
AGA 8 versão 1992	Cálculo de Compressibilidade	$Z = 1 - \frac{DB}{K^2} - D \sum_{n=1}^{16} C_n T^{-n} + \sum_{n=1}^{30} C_n T^{-n} (b_n - c_n k_n D^{-k_n}) D^2 \exp(-c_n D^{k_n})$

- Ainda em 1945 a API publica a recomendação 1101, Apêndice B, II, com a compressibilidade de hidrocarbonetos na faixa de 0 to 90° graus API, prevendo pela primeira vez a correção pela variação da pressão.

- Em 1952 a API publica as tabelas destinadas a medição de petróleo também conhecidas como “*Blue Book Tables*” que servem de base ainda hoje para os algoritmos dos computadores de vazão. Essas tabelas foram numeradas de um a 58, cada uma se referindo a uma conversão particular de unidades, massa específica (densidade) e volume.

- Em 1965, a API adota oficialmente as tabelas de 1952. São essas as tabelas constantes na portaria do Conselho Nacional de Petróleo conhecida como CNP6/70 já obsoletas.

- Em 1980 a API separou as tabelas em três grupos: Grupo A: óleos crus; Grupo B: para refinados; e Grupo C: para aplicações especiais. Ainda em 1980 foram publicados procedimentos gerais com a intenção de uniformizar as tabelas de conversão e procedimentos para os diversos instrumentos, configurações e softwares existentes no mercado.

- Em 1982 a API disponibilizou as tabelas para óleo lubrificantes criando o Grupo D.

- Em 1998 a *Gas Petroleum Agency* dos EUA (GPA) publica a TP-25 (*Temperature Correction for the Volume of Light Hydrocarbons*) destinados a medição de condensados de gas natural e GLP, adicionando novas tabelas de conversão para esses fluidos. Essas tabelas numeradas como 23E and 24E se tornaram o grupo E da API: hidrocarbonetos leves,

- Em 2004 foram implementados procedimentos adicionais considerando as recomendações do *Institute of Electrical and Electronic Engineers* (IEEE), padrão esse conhecido como IEEE 754 (*IEEE Standard for Floating-Point Arithmetic*), revisado posteriormente em 2008. Além disso, a predominância de processadores de 32 bit e superiores levou a aplicação de cálculos de compensação em ponto flutuante com dupla precisão. Esse fato é que leva a utilização de computadores de vazão para essa função ao invés do uso de PLC's (*programmable logic controller*) que normalmente não tem esse recurso.

- Já em 2007 as tabelas TP25 são atualizadas para as TP 27, incluindo-se equações mais exatas de interpolação.

A Figura 6 representa então um resumo da atual situação dos algoritmos implementados nos computadores de vazão existentes no mercado com as tabelas existentes, versão e aplicação de acordo com o produto a ser medido. Podemos observar que as normas mencionadas fazem uso das tabelas desenvolvidas desde 1952 que foram atualizadas de acordo com as pesquisas realizadas.

Figura 6: Algoritmos Típicos para Medição de Óleo nos Computadores de Vazão

Normas	Unidades	Tabelas de referencia			
		Óleo cru	Produtos refinados	Produtos especiais	Óleo lubrificante
API2540 - Correção do grau API Gravity para 60°F	°API	5A 1980	5B 1980		5D 1982
API2540 – Correção do volume a 60°F contra o grau API a 60°F	°API	6A 1980	6B 1980	6C 1980	6D 1982
API2540 Correção da massa especifica para a condição de referência ( 60°F)	Densidade relativa	23A 1980	23B 1980		23D 1982
API2540 Correção do volume a 60°F pela densidade a 60°F/60°F	Densidade relativa	24A 1980	24B 1980	24C 1980	24D 1982
API2540 Correction da density medida para 15°C	kg/m <sup>3</sup>	53A 1980	53B 1980		53D 1982
API2540 Correção do volume a 15°C pela densidade a 15°C	kg/m <sup>3</sup>	54A 1980	54B 1980	54C 1980	54D 1982
ISO 91.2 Correção da densidade medida para a densidade a 20°C	kg/m <sup>3</sup>	59A	59B		59D
ISO 91.2 Correção do volume a 20°C pela densidade a 20°C	kg/m <sup>3</sup>	60A	60B		60D

Todas as tabelas mencionadas servem para o cálculo dos fatores de compensação devido à variação da pressão e temperatura. No entanto há ainda dois outros fatores a serem considerados: a presença de água/ granulados e o fator de encolhimento. A presença de água e granulados no óleo escoado é medida através do BSW (*Basic Sediment and Water*) - para a medição ser considerada fiscal o escoamento tem que ter um teor de BSW menor que 1%. Já o fator de encolhimento está relacionado com a diminuição do volume do óleo quando a fase

gasosa dissolvida é separada pela diminuição da pressão do líquido. Esses dois fatores também são considerados na equação geral do escoamento de óleo e derivados e é expressa na Figura 7. Vale também mencionar que o BSW operacional é o encontrado nas condições do escoamento – o que nem sempre é possível de se obter - normalmente amostras do óleo são coletadas e enviadas para um laboratório e, portanto medidas em uma temperatura e pressão de referencia. Assim o valor do BSW operacional é obtido através da equação prevista na Figura 8.

Figura 7: Equação Geral do Escoamento de Óleo e Derivados

$$Q_b = MF \times CTL \times CPL \times Q \times SF \times (1 - BSW_{OP})$$

Onde:

**MF:** Fator do medidor volumétrico  
**CTL:** Fator de compensação da temperatura  
**CPL:** Fator de compensação da pressão  
**Q:** vazão bruta não corrigida  
**SF:** Fator de encolhimento  
**BSWop:** Teor de sólidos e água operacional

Figura 8: Cálculo do BSW Operacional

$$BSW_{OP} = \frac{SF \cdot CTL_{\text{ÓLEO}} \cdot CPL_{\text{ÓLEO}}}{SF \cdot CTL_{\text{ÓLEO}} \cdot CPL_{\text{ÓLEO}} + CTL_{\text{ÁGUA}} \cdot CPL_{\text{ÁGUA}} \left( \frac{CTL_{\text{ÓLEO-LAB}}}{CTL_{\text{ÁGUA-LAB}}} \left( \frac{1}{BSW_{LAB}} - 1 \right) \right)}$$

Ainda com respeito à medição de produtos petroquímicos a Figura 9 apresenta as normas típicas de compensação de pressão e temperatura normalmente disponíveis nos computadores de vazão para alguns dos fluidos mais comumente medidos.

Figura 9: Outros Fluidos Petroquímicos Medidos por Computadores de Vazão

Fluido	Metodos para a conversão com a temperatura	Metodos de correlação com a pressão
Etileno (eteno)	API – 2565	API – 2565
Propileno (propeno)	API – 2565	API – 2655
Hidrocarbonetos leves	Tabelas API 53E e 54E, GPA TP25 e GPA - TP27	API MPMS capítulo 11.2.2/M 1984
Benzeno	ASTM D1555M-00	API MPMS Capítulo 11.2.1/M 1984
Orto e Para-Xileno	ASTM D1555M-00	API MPMS capítulo 11.2.1/M 1984
MTBE ou ETBE	ISO 91.2 Tabela C	API MPMS capítulo 11.2.1/M 1984
Butadieno	ASTM D1550-94	API MPMS capítulo 11.2.2/M 1984
Etanol	NBR 5992	não disponível

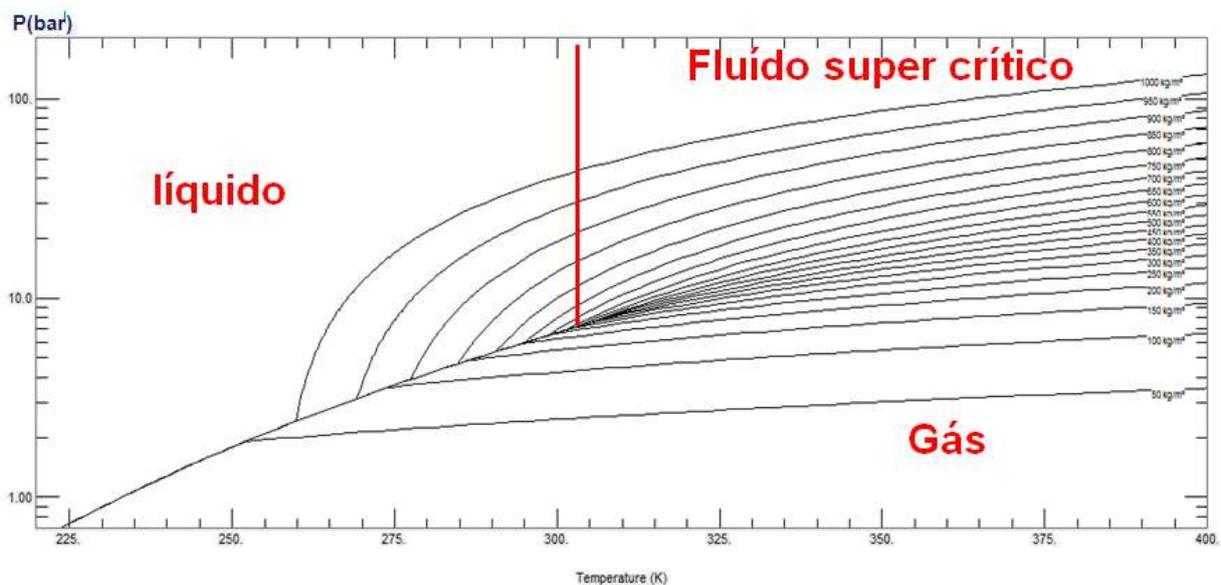
### 3.3 Medição de Gases Puros

Entende-se por gases puros os formados por apenas uma variedade de molécula, ou seja, todas as moléculas são iguais. Por conta disso, possuem ponto de fusão, solidificação, ponto de ebulição constantes, e sua composição é bem definida. Na indústria os principais gases puros manuseados são o O<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>, H<sub>2</sub> e Ar<sub>2</sub>. Para esses gases normalmente são utilizadas as equações de estado compiladas na NIST 23 (*National Institute of Standards and Technology Reference Fluid Thermodynamic and Transport Properties Database*). A AGA 8 foi pensada para misturas de base metano (gás natural) e tem exatidão limitada para misturas com menos de 80% metano, em especial gases puros A AGA 3 não é recomendada para gases puros e vapor e sempre deve ser dada preferência NBR ISO 5167.

Dos gases citados temos uma especial atenção à medição de CO<sub>2</sub> pelas suas particularidades. Na Figura 9 temos o diagrama de fases desse gás e observamos o CO<sub>2</sub> (gás carbônico) por ter um ponto crítico baixo (74 bar e 31°C), frequentemente escoando próximo da fase líquida e supercrítica, requerendo assim equações de estado especiais. O CO<sub>2</sub> comprimido acima de 74 bar é tratado como líquido e bombeado e normalmente para isso são utilizados medidores Coriolis, Vortex e bocais e os cálculos de compensação são realizados considerando as equações de estado de Span & Wagner. Já abaixo de 74 bar é tratado como gás e

normalmente efetuado sua medição com uso de elementos diferenciais com aplicação da AGA8 e NBR ISO 5167. Tipicamente um computador de vazão destinado à medição de CO<sub>2</sub> trabalha com as equações de estado para as fases gasosa, líquida e supercrítica, calculando densidade e fatores de correção.

Figura 10: Diagrama de Fases do CO<sub>2</sub>



### 3.4 Medição de Vapor

Tipicamente para a medição de vapor são implementados nos computadores de vazão as equações da IPWS de 97 (*Industrial Formulation IAPWS-IF97: Tables, Algorithms, Diagrams, and CD-ROM Electronic Steam Tables - All of the equations of IAPWS-IF97 including a complete set of supplementary backward equations for fast calculations of heat cycles, boilers, and steam turbines*) que são as mais aceitas internacionalmente. São normalmente utilizadas com elementos diferenciais ou vortex e permitem medir e corrigir os valores para água líquida, vapor saturado e superaquecido. Uma das principais condições de processo nessa medição é o

controle do título (teor de água presente no vapor) que é extremamente crítico para o escoamento.

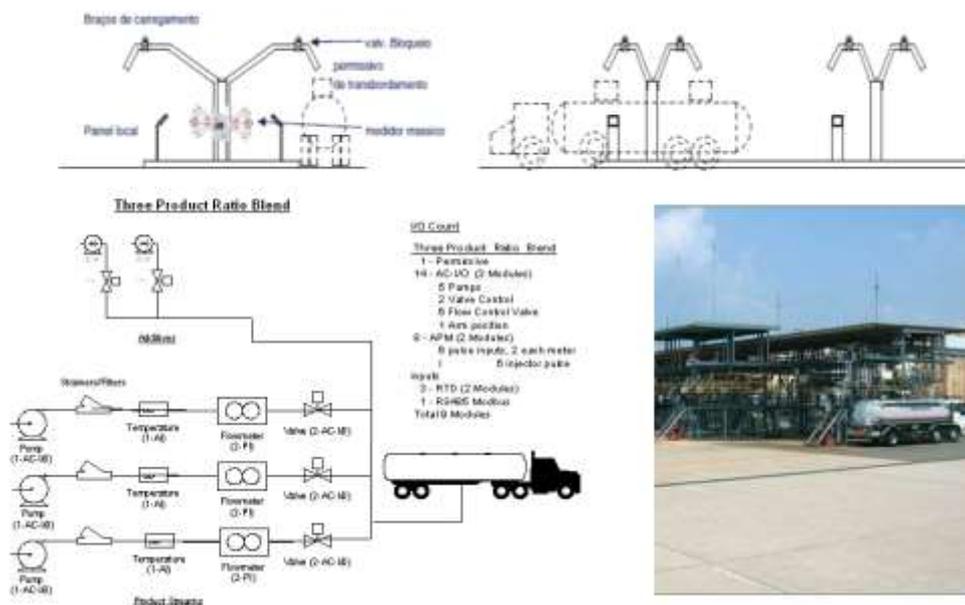
## 4. Exemplos de Aplicações

São inúmeras as aplicações de computadores de vazão além das típicas para medição do escoamento de óleo e gás natural em campos de produção. Selecionamos algumas menos corriqueiras e que mostram a versatilidade desse tipo de equipamento na indústria: a) medição em terminais de carregamento; b) medição na injeção de CO<sub>2</sub>; c) medição na injeção de vapor; e; d) medição de LNG.

### 4.1 Medição em Terminais de Carregamento

Nessa aplicação temos instalações destinadas normalmente ao carregamento de caminhões com a utilização de receitas pré-programadas incluindo a adição de aditivos ou marcadores. Os computadores de vazão são utilizados para o controle do carregamento e utilizam basicamente equações de correção de hidrocarbonetos leves. As principais operações executadas são os cálculos para de correção para 20°C, registro de transações, relatórios e comunicação integrada com sistemas supervisórios de interface para os usuários.

Figura 11: Aplicação em Terminais de Carregamento



## 4.2 Injeção de CO<sub>2</sub>

A injeção de CO<sub>2</sub> para execução do *gás lift* (elevação do petróleo do reservatório até a superfície) tem se tornado uma necessidade devido a questões ambientais: trata-se de um dos gases que agravam o efeito estufa de aquecimento do planeta. Particularmente na produção de petróleo nas áreas do pre-sal isso será crítico porque tem se observado um grande teor desse gás presente nos seus reservatórios. Assim a reinjeção será a alternativa para descartar-se esse gás após os processos de separação.

Como mencionado na discussão dos algoritmos, a medição desse gás não é simples porque envolve a mudança de fases em condições de operação muito baixa necessitando, portanto de computadores de vazão com a capacidade de operação com multi-algoritmo (Figura 12).

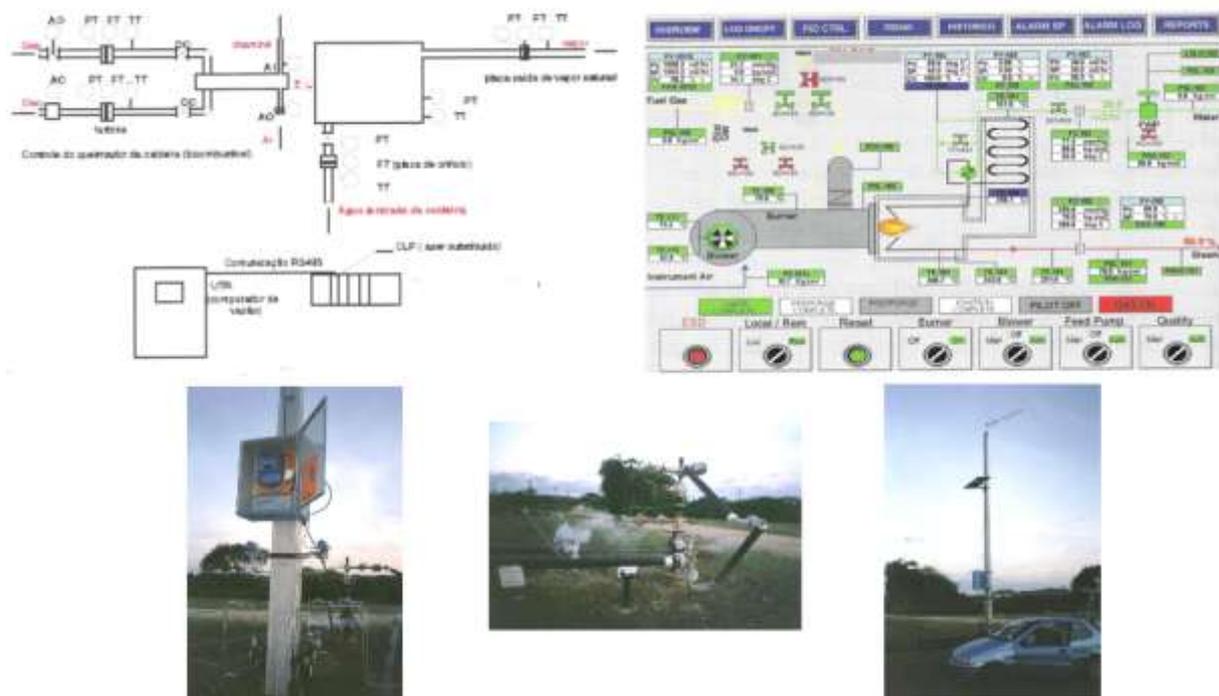
Figura 12: Aplicação em Injeção de CO<sub>2</sub>



## 4.3 Injeção de Vapor

A injeção de vapor nos campos de produção de óleos pesados do tipo parafínico são muito comuns e nesses casos o título varia entre 70 a 90%. Nesses casos a determinação do título não pode ser feita apenas pela P e T do vapor, pois ele está não está na fase de saturação (Figura 13).

Figura 13: Aplicação em Injeção de Vapor

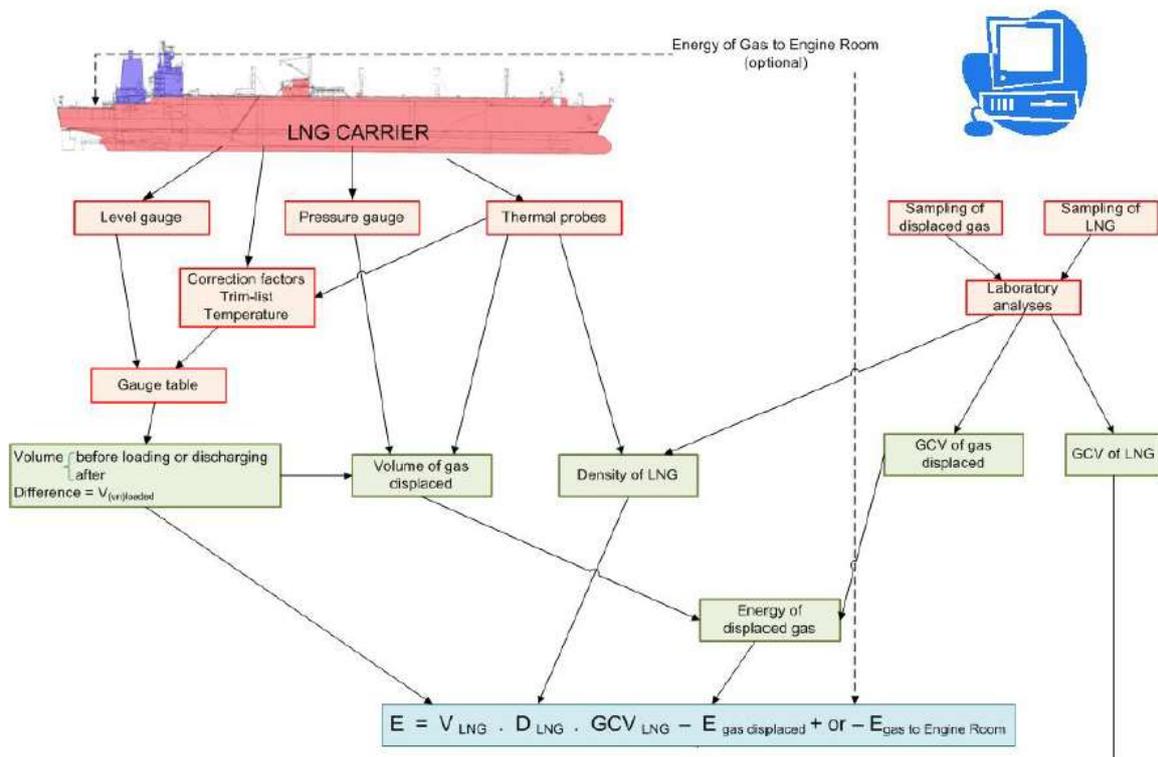


Os computadores de vazão recebem os dados dos geradores de vapor com a vazão de água consumida x vapor produzido obtendo o título da mistura e corrigindo então as vazões no campo. O sistema pode então controlar a própria injeção do vapor mantendo os valores previamente definidos de injeção no poço: excesso de injeção de vapor causa perda de produção, aumenta a descarga e desperdício de água.

## 4.4 Medição de LNG

Nessa aplicação o objetivo principal da medição é tipicamente quantificar a energia nas instalações de produção do LNG (*liquefied natural gas*) para um navio transportador ou deste para um terminal de recepção. Essa aplicação envolve a medição do volume do LNG, sua densidade e o poder calorífico, a energia do gás deslocado durante a transferência e a energia consumida no navio transportador durante as operações de (des) carga. Na Figura 14 temos o esquema dessa medição que é relativamente complexa.

Figura 14: Aplicação para Medição de LNG



## 5. Conclusões

O uso de computadores de vazão requer uma engenharia de detalhamento mais sofisticada que a de um instrumento ou medidor normal. Há necessidade de entender-se a aplicação, suas normas de referência, tecnologias de medição, algoritmos e as interfaces do

equipamento com os sistemas supervisórios de controle. É muito difícil à especificação de um equipamento com esse grau de complexidade com uma simples folha de dados e seu comissionamento requer ainda maior experiência e conhecimento. O artigo procurou mostrar alguns desses aspectos para nortear os usuários finais, fabricantes e empresas de engenharia na necessidade de sua consideração na elaboração dos projetos de medição.

Vale também uma última observação: a AGA e API não são formalmente normas e sim recomendações de entidades que reúnem *players* do mercado de óleo e gás – em que pese que sejam reconhecidas como padrões mundiais. Podemos considerar normas apenas as emitidas pela ANSI e pela ISO. Lembramos também que o Brasil é signatário da ISO e, portanto tem como diretiva atender suas regulamentações exceto quando houver algo específico emitido no país.

## Referências

- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API). Manual of Petroleum Measurement Standards. Publicação API. Washington: 2007.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). ABNT NBR 14978:2003: Medição eletrônica de gás - Computadores de vazão. Publicação: ABNT. São Paulo: 2003.
- AMERICAN GAS ASSOCIATION. AGA 3: Orifice Metering of Natural Gas and Other Related Hydrocarbons. Publicação: AGA. Washington: 2000.
- AMERICAN GAS ASSOCIATION. AGA 7: Measurement of Fuel Gas by Turbine Meters. Publicação: AGA. Washington: 1985.
- AMERICAN GAS ASSOCIATION. AGA 9: Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters. Publicação: AGA. Washington: 1998.
- AMERICAN GAS ASSOCIATION. AGA 11: Measurement of Natural Gas by Coriolis Meter. Publicação: AGA. Washington: 2003.
- AMERICAN GAS ASSOCIATION. AGA 8: Compressibility and super compressibility for natural gas and other hydrocarbon gases. Publicação: AGA. Washington: 1992.
- AMERICAN NATIONAL STANDARDS INSTITUTE / AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. ANSI/API 2530: Orifice Metering of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Fluids. Publicação: ANSI. Washington: 1992.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). ABNT NBR 15213:2008: Cálculo do poder calorífico, densidade, densidade relativa e índice de Wobbe de combustíveis gasosos a partir da composição. Publicação: ABNT. São Paulo: 2008.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). ABNT NBR ISO 5167-1:2008: Medição de vazão de fluidos por dispositivos de pressão diferencial, inserido em condutos forçados de seção transversal circular Publicação: ABNT. São Paulo: 2008.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). ABNT NBR 15855:2010: Medição de gás por medidores do tipo ultrassônicos multitrajetórias. Publicação: ABNT. São Paulo: 2010.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). ABNT NBR 5992:2008 Versa Corrigida: 2009 Alcohol exilic e sues moistures com ague - Determinacies da Massa specific e do tear alcoholic - Meted do dens metro de video. Publicação: ABNT. São Paulo: 2009.

INTERNATIONAL STANDARD ORGANIZATION (ISO). ISO 9951:1993: Measurement of gas flow in closed conduits -- Turbine meters. Publicação: ISO. Geneva: 1993.

INTERNATIONAL STANDARD ORGANIZATION (ISO). ISO 12213:2006: Natural gas -- Calculation of compression factor -- Part 3: Calculation using physical properties. Publicação: ISO. Geneva: 2006.

INTERNATIONAL STANDARD ORGANIZATION (ISO). ISO 5167-1:2003: Measurement of fluid flow by means of pressure differential devices inserted in circular cross-section conduits running full -- Part 1. Publicação: ISO. Geneva: 2003.

INTERNATIONAL STANDARD ORGANIZATION (ISO). ISO 91.2: Temperature-Dynamic Temperature Determination. Publicação: ISO. Geneva: 1993.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API). API 2540: Density and Volume Correction. Publicação API. Washington: 1980.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API). API 2565: Ethylene Density Calculation. Publicação API. Washington: 1960.

NATIONAL INSTITUTE OF STANDARDS AND TECHNOLOGY (NIST). NIST 23 Reference Fluids Thermodynamic and Transport Properties Database). Publicação: NIST. Gaithersburg: 2010.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API). Blue Book Tables. Publicação API. Washington: 1952.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERS (IEEE). IEEE 754 Standards for Floating-Point Arithmetic. Publicação IEEE. Colorado: 2008.

INTERNATIONAL ASSOCIATION FOR THE PROPERTIES OF WATER AND STEAM (IAPWS). IAPWS-IF97: Tables, Algorithms, Diagrams, and CD-ROM Electronic Steam Tables - equations for fast calculations of heat cycles, boilers, and steam turbines. Publicação IAPWS: 1997.

GAS RESEARCH INSTITUTE (GRI). NX19 Supercompressibility Equation. Publicação: GRI. 1963.

AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS (ASTM). ASTM D1555M.00. ASTM D1555-09 Standard Test Method for Calculation of Volume and Weight of Industrial Aromatic Hydrocarbons and Cyclohexane. Publicação: ASTM. West Conshohocken: 2000.

AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS (ASTM). ASTM D1550 - 94(2009) Standard ASTM Butadiene Measurement Tables. Publicação: ASTM. West Conshohocken: 2009.

## **Autores**

Carlos Eduardo Ribeiro de Barros Barateiro, M. Sc.  
Emerson Process Management  
Gerente da Unidade de Negócios RAS – Remote Automation Solutions  
Rua R1, 277 | Macaé | Rio de Janeiro | 27933-375  
Telefone: (22) 2796-8700 ou (22) 9207-8335  
Email: [carlos.barateiro@emerson.com](mailto:carlos.barateiro@emerson.com)

Jorge Gomez Sanches  
Emerson Process Management  
Gerente de Aplicações – RAS/METCO  
Rua R1, 277 | Macaé | Rio de Janeiro | 27933-375  
Telefone: (15) 3413 8422 ou (15) 9119-7957  
Email: [jorge.gomez@emerson.com](mailto:jorge.gomez@emerson.com)

Renato Soranz  
Emerson Process Management  
Coordenador de Vendas – RAS/METCO  
Rua R1, 277 | Macaé | Rio de Janeiro | 27933-375  
Telefone: (15) 15 3413-8424 ou (15) 9166-2679  
Email: [renato.soranz@emerson.com](mailto:renato.soranz@emerson.com)