

4 A Medição de Gás de *Flare* (Tocha)

Existem várias áreas-chave para o sucesso nas reduções das queimas e ventilações de gás natural. Uma das mais importantes é a garantia de qualidade da medição dos volumes envolvidos.

A medição de gás de *flare* se tornou assunto de destaque nos últimos anos em função do rígido controle de emissões de CO₂ que ocorre principalmente em países da União Européia, Noruega, Canadá e mais recentemente nos Estados Unidos.

Diversas legislações voltadas para a medição de gás de *flare* foram publicadas. As normas principais que tratam desta medição são a HMC 58, publicada pelo Instituto de Energia de Aberdeen, Reino Unido, e a API MPMS 14.10, publicada pelo Instituto Americano de Petróleo. O regulador marítimo do Reino Unido também publicou orientações para a medição de gás de *flare* dentro do Módulo 9 do Guia de Medição de Petróleo.

4.1. Considerações Operacionais

A medição dos volumes queimados ou ventilados é considerada uma medição desafiadora, principalmente devido às grandes variações intrínsecas ao sistema de *flare* (tocha).

Para entendimento dos cenários prováveis vivenciados em um sistema de *flare* (tocha), é possível selecionar uma unidade de produção típica e categorizar os eventos que geram a vazão de gás de tocha.

Em uma visão global, tais eventos podem estar relacionados a operações normais, instabilidades de processo e emergências. A Tabela 4 mostra os três eventos típicos de tocha (*flare*).

Tabela 4 - Categorização de Eventos Típicos de Tocha (HM 58)

	Velocidade (m/s)	Vazão volumétrica (Mm ³ /h)	Tempo (%)	Estimativa de volume anual (%)
Operação Normal	0-5	0-4,5	96,20%	35,40%
Instabilidade de processo	5-50	4,5-45	3,50%	43,30%
Emergência	50+	45+	0,30%	21,30%

A primeira categoria, vivenciada na quase totalidade do tempo, refere-se à operação normal da planta e às fontes rotineiras do gás de tocha, como o gás de piloto, purga ou alguns vazamentos em válvulas. Apesar de serem observados na maior parte do tempo, nota-se que os volumes totais queimados não representam a maior proporção ao fim de um ano.

A segunda categoria são as instabilidades do processo inerentes à natureza imprevisível da produção de óleo e gás. Apesar de representarem apenas 3,5% do tempo, estas instabilidades respondem pela maior proporção de volumes queimados ao longo de um ano.

A terceira categoria refere-se a eventos raros de emergência que envolvem a rápida liberação de todo o gás da planta, despressurizando-a. Estes eventos representam o menor tempo, mas contribuem significativamente para a queima.

As três categorizações mostram que os sistemas de tocha são preparados para lidar com amplas faixas de velocidade que variam de próximo de zero até mais de 100 m/s, podendo chegar a 183 m/s, conforme informado por fabricantes.

A maioria dos sistemas de tochas é projetada para operar, durante condições normais, à pressão próxima da atmosférica e na temperatura ambiente, onde a compressibilidade da mistura é aproximadamente 1 (um). Condições extremas são esperadas entre -3,4 kPa g (- 0,5 psig) a 414 kPa a (60 psia) e entre -100 °C a 300 °C. As composições do gás de tocha são altamente variáveis e podem ir de pesos moleculares médios que se aproximam da do hidrogênio até o do C5+ (pentano e mais pesados) ou superior.

Algumas considerações operacionais serão melhor detalhadas a seguir.

4.1.1. Sistemas de *Flare* (Tocha) de Alta e de Baixa Pressão

Muitas instalações de produção possuem sistemas de tocha de alta e de baixa pressão para lidar com a ampla faixa de vazão e em diferentes condições de operação dos sistemas da planta. Às vezes, é necessária mais de uma tocha (*flare*) por instalação para atender os requisitos de segurança.

O sistema de *flare* de baixa pressão (do inglês *low pressure - LP flare*) é geralmente utilizado para liberar os gases de baixa pressão, como por exemplo, os gases liberados em vazamentos de válvulas, separadores de último estágio ou em tanques de armazenamento, e os hidrocarbonetos líquidos que evaporaram

parcialmente (*flash*) dos controles de níveis de tanques e vasos. Este sistema geralmente opera em torno da pressão atmosférica e as vazões são baixas.

O sistema de *flare* de alta pressão (do inglês *high pressure - HP flare*) é o que usualmente utiliza-se para despressurizar a planta em eventos de emergência e, portanto, lida com altas vazões. Este sistema geralmente opera entre a pressão atmosférica e 10 bar de pressão, dependendo da frequência e da natureza dos eventos que impliquem em queimas mais elevadas.

Há plataformas marítimas que somente possuem uma única linha de tocha (*flare*) que experimentarão todas as faixas de vazão, pressão e temperatura.

4.1.2. Temperatura

A temperatura em sistemas de tocha pode variar acentuadamente, quer devido ao ganho de calor durante o processamento do gás, quer devido à refrigeração gerada com a expansão do gás em eventos de grandes volumes liberados para a tocha (*flare*).

A temperatura do ambiente também pode variar bastante, dependendo das condições do vento e do tempo, influenciando nos sistemas de tocha, que não são isolados. É, portanto, difícil de especificar uma faixa típica de temperatura do sistema. Entretanto, é provável que tenha menos variações durante a operação normal da planta do que quando há instabilidades da planta e paradas de emergência (*shutdown*).

Em casos extremos, temperaturas criogênicas podem ocorrer durante queimas prolongadas de grandes volumes de gás. Os hidrocarbonetos mais pesados e a água podem se liquefazer a baixas temperaturas, afetando a performance do medidor de tocha.

Há casos observados de estratificação da temperatura do gás dentro de tubos de grandes diâmetros, o que também pode gerar instabilidades nos escoamentos e determinação das vazões (PRCI – *Pipeline Research Council International*).

4.1.3. Composição do Gás

O gás de tocha normalmente é resultado de uma contribuição de várias fontes de gás dentro da planta, como o gás de piloto e purga, os vazamentos em

válvulas, o gás de alívio das unidades de tratamento e desidratação do gás, o inventário de gás de uma linha de exportação, o *flash* de líquidos dos controladores de nível de vasos, o gás liberado em função de quedas do sistema de compressor etc.

Em operação normal da planta, o gás queimado é o gás de piloto e purga, desviado do gás de consumo. Entretanto, instabilidades na planta e paradas de emergência (*shutdown*), ainda que em intervalos pequenos, respondem por um grande percentual do volume queimado durante o mês. Dependendo de onde o gás foi originado no sistema e das condições de pressão e temperatura, a composição do gás pode variar consideravelmente ao longo do dia.

O gás de tocha tipicamente contém altas concentrações de metano, com o restante composto por hidrocarbonetos de alto peso molecular, H₂S e inertes, como o CO₂, N₂, He e a água.

No caso de produção de gás com teores de contaminantes, como o H₂S e o CO₂, a instalação de produção deve ser dotada de unidades de tratamento do gás, como as plantas de amina, para o tratamento do gás e a retirada dos contaminantes. Quando não há o aproveitamento deste gás ácido removido (nos casos de reinjeção de CO₂ em reservatórios, por exemplo), o mesmo é encaminhado para a tocha (*flare*). Em alguns casos, este gás ácido compreende 99% de CO₂.

4.2. Quantificação dos volumes

4.2.1. Medição Indireta

A medição indireta pressupõe a ausência de um medidor de gás de tocha dedicado e significa a metodologia de quantificar os volumes queimados em tocha ou ventilados a partir de equações, como as que envolvem o cálculo do inventário ou a medição por diferença.

4.2.1.1. A medição por diferença para determinação do gás queimado

A medição por diferença utiliza as medições de gás realizadas para os demais fluxos de gás do sistema (Figura 26). O princípio básico para o balanço de gás é de que todo o gás produzido que entra no sistema deverá sair deste, seja através de seu consumo (ex.: sendo queimado em turbinas a gás para geração de energia elétrica ou fornos ou mesmo para consumo em cozinhas, aquecimento de água etc), queima (nas tochas) ou exportação (por meio de gasodutos para o continente). Desta forma, aplica-se como equação básica a totalização do gás produzido menos as saídas, exceto a de queima de gás. Assume-se nesta metodologia que todo o gás que não é aproveitado na planta, ou não é exportado, vai direto para o queimador. A equação abaixo representa, de maneira simplificada, o cálculo dos volumes queimados através da medição por diferença.

$$\text{Gás queimado} = \text{Gás produzido} - (\text{Gás exportado} + \text{Gás consumido})$$

A desvantagem deste método é a alta incerteza observada quando os volumes queimados são pequenos em relação aos volumes produzidos. Adicionalmente, tal metodologia não oferece um acompanhamento contínuo (*online*) dos volumes queimados, mas tão somente em base diária, mensal ou anual.

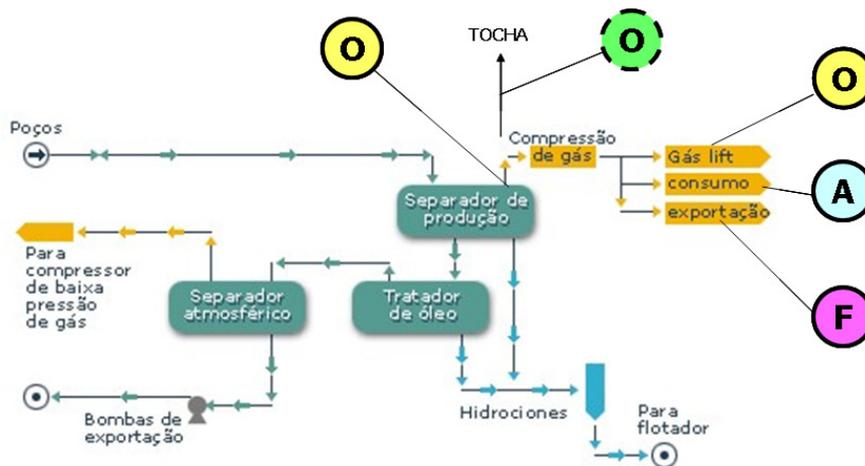


Figura 26 – Verificação por diferença, onde o gás do *flare* é calculado como o gás que não foi utilizado na instalação (F: Fiscal; A: Apropriação; O: Operacional) (PINHEIRO, 2012)

De acordo com Marshall (2005), antes de instalar um medidor dedicado, a unidade de produção Cormorant Alpha utilizava a medição por diferença para a quantificação dos volumes queimados. Com o passar do tempo, o número de pontos de medição envolvidos no balanço de gás cresceu de oito para catorze. Além disso, o balanço de gás envolvia vários tipos de medição (objetivo fiscal, de apropriação e controle operacional), com incertezas distintas que variavam desde menos de 1% até mais de 10%. A Figura 27 mostra todos os pontos de medição de gás envolvidos no balanço, bem como as devidas classificações e incertezas.

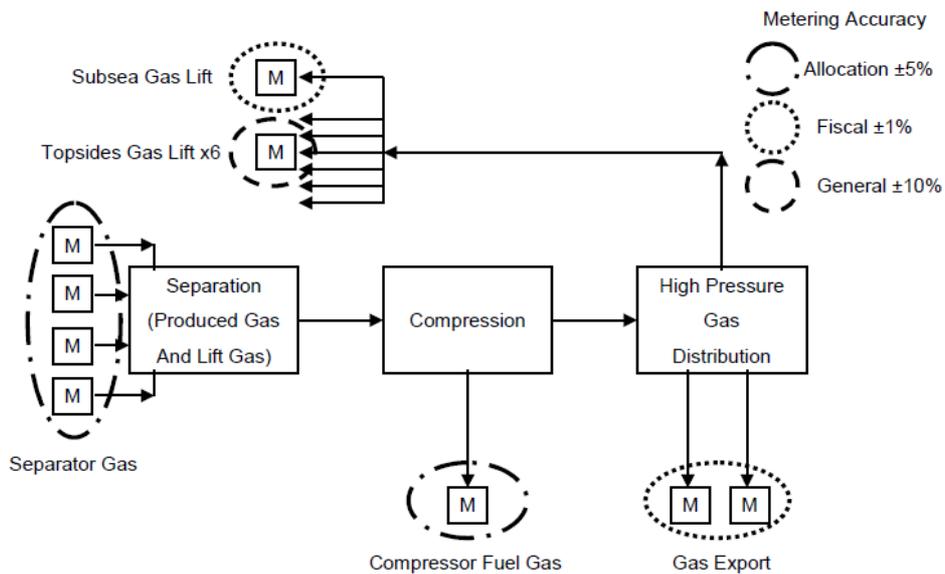


Figura 27: Pontos de Medição da Cormorant Alpha envolvidos na Medição de gás de *flare* por Diferença (MARSHALL, 2005)

Como pode ser visto na Figura 28, uma análise de incertezas apontou para um aumento da incerteza proporcional à redução da vazão, chegando a ocasionar em alguns dias volumes negativos de queima de gás natural.

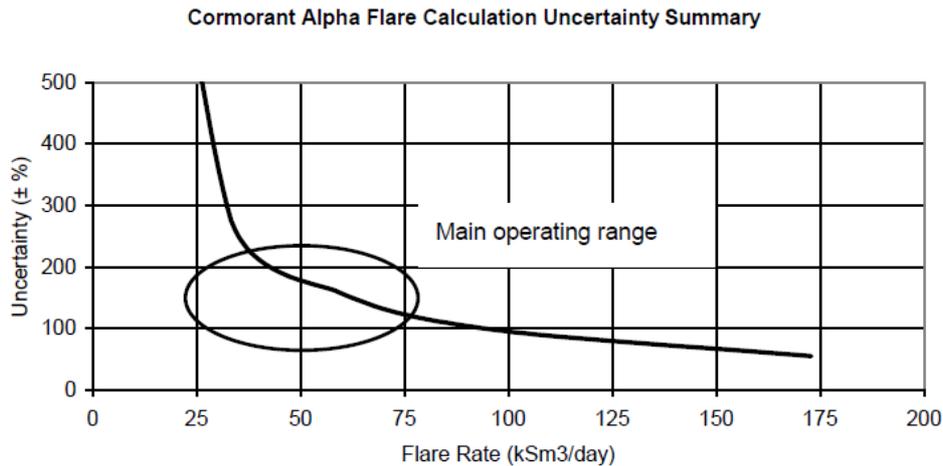


Figura 28: Estudo de Incerteza da Medição de gás de *flare* da Cormorant Alpha (MARSHALL, 2005)

O menor nível de incerteza é identificado na ocorrência de grandes volumes queimados, como por exemplo, nos casos em que o sistema de compressão estava indisponível ou durante o reinício (*start up*) da planta. Entretanto, em dias normais, a planta operava com uma vazão de gás de tocha entre 25 e 50 mil m³ por dia e neste caso, o estudo apontou para incertezas maiores ou menores a 100%.

A medição por diferença é utilizada quando não há medidor dedicado na tocha ou nos eventos de falha deste medidor. Também pode ser utilizada para casos específicos, quando o faixa do medidor não cobre a vazão observada.

No capítulo 5 será feita uma comparação entre os resultados da medição por diferença e a leitura do medidor dedicado, de uma dada unidade de produção típica.

4.2.1.2. Cálculo do Inventário

A metodologia de cálculo do inventário baseia-se na estimativa dos volumes de gás contidos nos vasos e equipamentos da unidade de produção, tais como vasos separadores, trens de compressão, sistemas de tratamento e consumo de gás, linhas de exportação etc. O cálculo destes fluxos pode fazer parte de uma medição de gás distribuída, definida no item 4.2.2, ou pode ser aplicada, principalmente, para determinar os volumes de gás queimados em eventos de emergência que levam a uma despressurização da planta de processo (*shutdown*).

O cálculo do inventário envolve a estimativa de volumes de gás destes sistemas que estão sendo despressurizados em condições de processo, convertendo-os para as condições de referência. O volume de inventário é estimado com base na geometria de projeto ou nas medições realizadas durante a fase de comissionamento da instalação, e na pressão e na temperatura de processo.

A quantificação dos volumes queimados em certo período é simplesmente a diferença entre o inventário calculado no início de operação da planta e aquele ao final desta.

Tendo em vista que os vasos de pressão sempre conterão líquidos, é necessário que seja calculado o volume de gás que ocupa o vaso a partir do nível do líquido. A aplicação desta suposição ignora qualquer fase líquida que evaporará com a redução de pressão do vaso. Entretanto, já é possível modelar este processo utilizando simuladores.

O guia de medição do regulador marítimo do Reino Unido recomenda que sejam usadas técnicas indiretas de medição de gás de *flare*, como o cálculo do inventário, quando ocorrem situações de queda da planta de processo (*blowdown*). Neste caso, quantidades significativas de gás passam pela linha do queimador a altíssima velocidade, o que pode representar um desafio para qualquer medição direta. Quando se conhece o inventário das tubulações e dos vasos, o regulador sugere que utilize esta técnica.

4.2.2. Medição Direta

A medição direta dos volumes queimados ou ventilados refere-se ao uso de medidores de vazão com sensores adicionais de pressão e temperatura para o cálculo direto do gás de tocha/alívio.

A medição direta pressupõe o emprego de um medidor dedicado na linha de gás de tocha, significando que o total de gás queimado ou ventilado está sendo medido naquela localização.

As vantagens de utilização de medidor(es) dedicado(s) são:

- 1) as medições de gás de tocha são feitas após o vaso de tocha (*flare*) e o sistema coletor;
- 2) somente é necessária uma medição, simplificando o processo;

- 3) uma vez instalado, o custo operacional de operação e manutenção do medidor é barato;
- 4) alguns medidores fornecem uma saída adicional, referente ao peso molecular do gás, permitindo determinações de massas de modo contínuo (*online*).

As desvantagens de utilização de medidor(es) dedicado(s) são:

- 1) para países da UE que fazem parte do RLCE-EU, é mais difícil a identificação das fontes do gás queimado para a determinação da vazão mássica e/ou do fator de emissão.
- 2) a vazão de gás de tocha pode ser mais alta do que a projetada para o medidor (geralmente só descoberta após a instalação do medidor);
- 3) existe um risco potencial na medição (não há redundância quando o medidor falhar ou ser afetado adversamente pelo processo, podendo gerar descrédito nos seus resultados);
- 4) os medidores são especialmente propensos a erros de instalação que tem um impacto direto na qualidade da medição de gás de *flare*;
- 5) devido às grandes vazões envolvidas, a calibração de tais medidores é dificultada (normalmente são adotados procedimentos de verificação de funcionamento sem vazão).

Para países que necessitam determinar o chamado fator de emissão⁴ de suas queimas, o que demanda saber a composição do gás que está sendo queimado e conseqüentemente as fontes de gás que estão alimentando o queimador, há uma metodologia de medição direta intitulada distribuída, onde um número de medidores é distribuído pela instalação, e o total de volume queimado ou ventilado é o somatório dos volumes medidos em cada contribuição. A principal vantagem desta abordagem é a identificação das fontes de gás e a desvantagem é o custo para implantação e manutenção.

Cabe mencionar que, em alguns regulamentos de medição, como por exemplo o do Reino Unido (DECC), a medição de gás nas instalações de

⁴ Fator de emissão: O fator de emissão é definido como o montante de CO₂ (em unidades de massa) liberado por m³ de gás, nas condições normais.

produção deve ser realizada em base mássica e não volumétrica. Isto porque os equacionamentos para as vazões mássicas levam a incertezas melhores quando comparadas às das vazões volumétricas (obs: tal procedimento é válido para todas as medições de gás das instalações, não somente a dos *flares*).

4.2.3. Combinação de Medição Direta e Indireta

A medição indireta pode ser utilizada em conjunto com a medição direta em alguns casos. Alguns exemplos são listados abaixo:

- ✓ a medição por diferença pode ser utilizada em eventos de grandes volumes de queima, quando a vazão que passa pelo medidor poderá ter ultrapassado a sua faixa e ter se tornado imprecisa. A incerteza na medição por diferença pode ser aceitável nestas circunstâncias, quando um grande percentual do gás produzido é queimado, que é o caso das paradas de emergência (*shutdown*) ou programadas;

fontes de gás, como gás de piloto, que não passam por um medidor dedicado podem ser determinadas utilizando algumas técnicas de estimativa. Importante ressaltar que na maioria das vezes o gás de piloto deriva da corrente do gás para consumo;

- ✓ o montante do gás queimado a partir de vasos de pressão e compressores poderá ser estimado com base no cálculo do inventário.

4.3. Tecnologias de Medição de Vazão de Gás de *Flare* (Tocha)

Existem diversas tecnologias de medição de vazão de gás. Entretanto muitas delas não se aplicam às características da medição de gás de *flare*, principalmente devido à alta faixa requerida para as vazões e à impossibilidade de restrição ao fluxo (ou intrusividade).

A tabela contida no Anexo I desta dissertação contém uma comparação entre as principais tecnologias de medição de vazão de gás.

Para a escolha do medidor de tocha dentre os vários medidores de vazão de gás disponíveis, os seguintes critérios devem ser levados em conta:

- ✓ deve-se evitar qualquer restrição ao fluxo (baixa ou nenhuma intrusividade por questões de segurança operacional);

- ✓ deve-se ter uma ampla faixa de medição de vazão;
- ✓ deve ser capaz de medir em linhas de grande diâmetro;
- ✓ deve tolerar extremas condições de processo (altas velocidades, temperaturas criogênicas, líquidos, eventuais sólidos e componentes corrosivos, picos de pressão etc.)
- ✓ deve ser de fácil instalação (permitindo adaptações às linhas de tocha já existentes);
- ✓ deve requerer mínima intervenção e manutenção;
- ✓ deve ser capaz de determinar vazão mássica (o conhecimento da composição do gás e as medições de pressão e temperatura são requeridos) embora a vazão volumétrica seja também necessária (motivos legais etc);
- ✓ deve ser de fácil calibração e/ou verificação periódica (de preferência, os sensores devem ser removíveis sem a parada do processo).

As tecnologias que atendem o critério da não imposição de restrição ao fluxo (mínima perda de pressão ao longo da linha de processo):

- ✓ medidores ultrassônicos baseados em tempos de trânsito (*transit time ultrasonics*);
- ✓ medidores do tipo termal (*thermal*);
- ✓ medidores ópticos;
- ✓ medidores vórtices (*vortex*) do tipo inserção;
- ✓ medidores do tipo turbina de inserção;
- ✓ medidores do tipo tubo de Pitot de Média.

Tubos de Pitots podem ser úteis para determinar grandes volumes de queima, mas não irão medir de baixas vazões a zero, já que trabalham com a medição de pressão diferencial, notoriamente de baixa faixa da vazão, normalmente 3:1. Eles podem ser propensos a problemas decorrentes do ingresso de líquidos e entupimentos e podem requerer a instalação de unidades de purga. Entretanto, podem ser usados na combinação com outros medidores para cobrir toda a faixa de vazão, ou se instalar diversos tubos de Pitot em série, cada um cobrindo determinada faixa.

Turbinas de Inserção possuem baixa faixa de vazão (10:1) e, portanto, ficam limitadas nas aplicações de gás de tocha, além dos problemas de desgaste e deposição de impurezas.

Medidores vortex do tipo inserção têm a vantagem de não ter partes móveis, mas podem apresentar problemas se houver ruído decorrente do fluxo de gás, além de possuírem limitadas amplitudes de vazão, principalmente devido à falta de resolução às baixas velocidades (máximo de 70:1, de acordo com fabricantes) e relativa intrusividade (já que necessitam de um obstáculo dentro da linha).

Por questões de segurança e outras considerações, pode ocorrer um fluxo multifásico de líquidos e gases na linha de gás de tocha. Entretanto, considerando que gotículas de líquido e/ou névoa ou outros contaminantes possam ser arrastados na linha de gás de tocha, os medidores precisam estar aptos para lidar com este cenário (não necessariamente medir as vazões de líquido e gás independentes, mas sim tolerar a presença do líquido, medindo de alguma forma a vazão de gás).

A Tabela 5 mostra uma comparação entre as tecnologias citadas em relação à entrada de névoa, líquido e entupimento.

Tabela 5 - Sensibilidade em relação à entrada de líquido e entupimento (Norma API MPMS 14.10)

Tecnologia	Sensibilidade para entrada de névoa ou líquido	Sensibilidade à incrustação/entupimento	Habilidade de detectar a incrustação/entupimento
Pressão Diferencial (Pitot)	Baixa a Moderada (Varia de acordo com a quantidade de líquido)	Moderada	Inspeção Física
Termal	Alta	Alta	Inspeção Física
Óptico	Moderada	Alta	Diagnósticos de Medição
Ultrassônico	Baixa (a não ser que o sensor esteja imerso no líquido, quando será muito alta)	Alta	Diagnósticos de Medição
Vórtice	Baixa (se o medidor é instalado em linha horizontal e o corpo está na horizontal)	Baixa a Alta (varia com o design do medidor)	Inspeção Física

Das tecnologias descritas, somente os medidores ultrassônicos, termais e ópticos possuem uma faixa de vazão acima de 100:1. Os fabricantes dos medidores ultrassônicos e ópticos citam as faixas de vazão mais altas. Entretanto, observa-se que mais de uma tecnologia pode ser empregada para cobrir a faixa de vazão requerida.

As tecnologias que atendem ao critério de não restrição ao fluxo serão detalhadas a seguir.

4.3.1. Tubo de Pitot de Média

O tubo de Pitot é um instrumento de medição de vazão através da detecção da velocidade do fluido em um ponto da tubulação, via a medição de pressão diferencial entre dois pontos da sonda de inserção. Possui uma abertura na sua extremidade que é colocada na direção da corrente do fluido. As diferenças de pressão total (pressão de estagnação) e da pressão estática da linha fornecem a pressão dinâmica e esta é proporcional ao quadrado da velocidade (CHAVES, 2002).

Como todos os dispositivos baseados em pressão diferencial, também conhecidos como sistemas “deprimogênios”, sua função é criar uma diferença de pressão Δp que seja relacionada à vazão Q , através de uma equação do tipo:

$$Q = K\sqrt{\Delta p} \quad , \quad (1)$$

onde o valor de K inclui os parâmetros próprios da placa, da configuração física da instalação e das características do fluido medido.

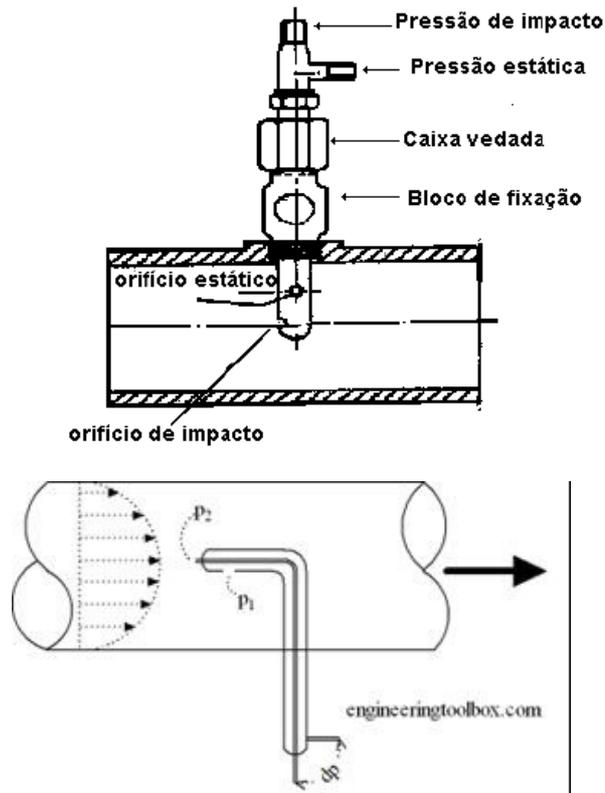


Figura 29 – Tubo de Pitot (CHAVES, 2002)

O tubo de Pitot de média tem o mesmo princípio que o tubo de Pitot, no entanto ele toma quatro, seis ou oito velocidades ao longo da tubulação e extrai a média dessas velocidades. As vantagens deste tipo de medidor estão no baixo custo de aquisição e manutenção, facilidade na instalação e baixa perda de carga. No entanto, a pressão diferencial gerada é baixa e não pode ser usado com fluidos que apresentem partículas sólidas. (SANTOS, 2011)

4.3.2. Mássico tipo termal

Os medidores termal (*Thermal flowmeters, Calorimetric flowmeters*) medem vazão mássica de fluido a partir das mudanças causadas no equilíbrio térmico por um fluxo de fluido que passa por um sensor aquecido. Podem ser classificados em dois tipos principais: os que medem vazão em escoamentos que estão no regime laminar e os que medem vazão em escoamentos em regime

turbulento. Os medidores com aplicação em medição de tocha são do segundo tipo.

O segundo tipo de medidor térmico pode ser de inserção para diâmetros de tubulação maiores ou podem fazer parte de um medidor em linha no caso de diâmetros menores. Seu princípio de funcionamento é relativamente simples, pois é feita uma comparação entre a temperatura do sensor aquecido com a temperatura do fluido que passa pela tubulação, esta última é medida por outro sensor. A diferença de temperaturas entre o sensor aquecido e o fluido é tanto menor quanto maior for a vazão que passa pela tubulação. (DELMÉE, 2003).

Ainda é possível haver outro arranjo de medidor térmico, neste são colocados dois termistores onde o primeiro recebe um pulso de corrente de tempo definido, que o aquece. Conforme o fluido passa por este termistor ele é resfriado até uma temperatura de referência que é medida pelo outro termistor. Quando o primeiro termistor atinge então esta temperatura limite outro pulso de aquecimento é enviado a ele e a frequência de envio dos pulsos de aquecimento é proporcional a vazão mássica do fluido. (DELMÉE, 2003).

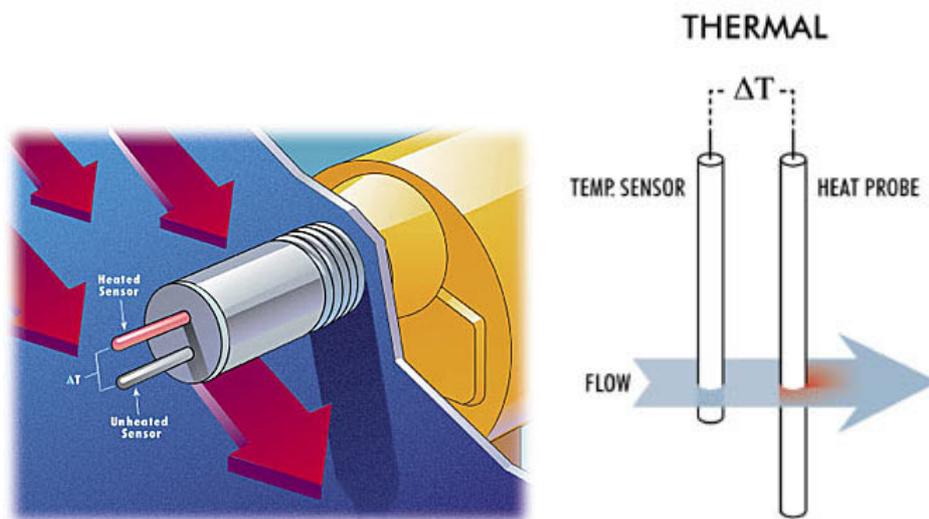


Figura 30: Exemplo de Medidor do Tipo Termal (PINHEIRO, 2012)

A vazão mássica medida no ponto onde está o par de sensores (Figura 30) é dada por:

$$q_m = \left[\frac{1}{k_1} \left(\frac{E_v^2}{R_v} \right) - \frac{k_2}{k_1} \right]^{1/m}, \quad (2)$$

onde k_1 e k_2 são constantes empíricas. A diferença de temperatura ($T_v - T$) é mantida constante pela alteração da potência elétrica do sistema (E_v^2 / R_v).

Segundo dados de fabricantes, os valores de velocidade aceitáveis estão limitados a 25 m/s, já que a tendência do instrumento é saturar em altas velocidades. A exatidão do instrumento leva a valores de $\pm 1\%$ do valor indicado e faixa de vazão de 2:1 a 100:1, embora seja possível 1000:1 em algumas aplicações.

Como vantagens apresenta a simplicidade de operação e instalação, além de baixa perda de carga e ausência de partes móveis. Como desvantagens apresenta relativa baixa faixa de vazão, média intrusividade, possibilidade de depósito ou aderência de óleo nos sensores e sensibilidade a variações na composição do gás. (PINHEIRO, 2012)

4.3.3. Turbina tipo inserção

Os medidores de vazão tipo turbina de inserção apresentam o mesmo princípio de operação das turbinas, que são instrumentos utilizados tanto para medição da vazão de líquidos quanto de gases.

O sensor é instalado junto à tubulação do processo por meio de uma sonda removível. O fluido que então passa pelo medidor faz com que gire as pás de uma pequena turbina (rotor) no interior da tubulação. A velocidade com que gira o rotor é proporcional à velocidade com que o fluido escoar, que por sua vez é proporcional à sua vazão (vazão = velocidade x área). A medição da velocidade do rotor é feita por meio de um sensor eletromagnético chamado “pick-off coil”, que em geral utiliza a tecnologia de radiofrequência. Cada pá do rotor, que é feita, integral ou parcialmente, de material magnético, ao passar pelo sensor *pick-off*, altera a impedância do circuito, modulando a amplitude do sinal gerado. Essa alteração então gera um pulso elétrico. Dessa forma, o rotor ao girar

continuamente, faz gerar um trem de pulsos. A frequência desse trem de pulsos é diretamente relacionada com a velocidade de rotação. A partir daí, unidades eletrônicas são capazes de calcular a vazão instantânea, o volume acumulado, ou outros dados do processo. (LOTT, 2010)

Como em todo medidor de vazão com saídas em pulsos, há o Fator K do medidor que é definido como o número de pulsos n emitidos pelo instrumento dividido pela unidade de volume V do padrão de calibração, ou seja:

$$K = \frac{n}{V} \quad (3)$$

O volume bruto (*raw volume*) é dado então por:

$$VolumeBruto = \frac{PulsosGerados}{K}, \quad (4)$$

onde “*PulsosGerados*” é o número de pulsos contados (por meio de um contador de pulsos) pelo totalizador ou computador de vazão ou qualquer dispositivo que contabilize o número de pulsos.

De acordo com a Norma API nº 21, a vazão corrigida Q_b é obtida então a partir da vazão “bruta” Q_f , segundo a fórmula abaixo:

$$Q_b = Q_f \cdot \left(\frac{T_b}{T_f} \right) \cdot \left(\frac{P_f}{P_b} \right) \cdot \left(\frac{Z_b}{Z_f} \right), \quad (5)$$

onde:

- Q_f Vazão nas condições de escoamento sem correções;
- T_b Temperatura nas condições de referência;
- T_f Temperatura nas condições de escoamento;
- P_f Pressão nas condições escoamento;
- P_b Pressão nas condições de referência;
- Z_b Fator de Compressibilidade nas condições de referência;
- Z_f Fator de Compressibilidade nas condições de escoamento.

As turbinas do tipo inserção apresentam características construtivas um pouco diferentes das turbinas, como se vê na Figura 31.



Figura 31: Medidor de Vazão Tipo Turbina e Turbina de Inserção (INCONTROL, 2012)

O rotor é bem menor e tem aspecto físico diferente, sendo colocado na extremidade de uma estrutura tipo sonda que é inserida na tubulação no ponto onde se deseja medir a vazão. São usadas em tubulações a partir de 4" de diâmetro e servem para medir tanto líquidos como gases. São mais versáteis que as comuns por poderem trabalhar em faixas maiores de vazão, apresentarem instalação e manutenção mais simples que as turbinas normais.

Como regra geral para esse tipo de medidor, os fluidos devem ser limpos, a menos que sejam utilizados mancais do tipo selado.

Incertezas típicas para esse tipo de medidor se apresentam na faixa de $\pm 2\%$ ou piores. Os níveis de velocidade aceitáveis se situam na faixa de até 30 m/s.

Como vantagens apresenta a relativa simplicidade de operação e instalação, além de baixa perda de carga. Como desvantagens, apresenta baixa faixa de vazão, presença de partes móveis, média intrusividade, possibilidade de depósito ou aderência de óleo nas partes e relativa sensibilidade a variações na composição do gás ou a altos teores de líquido no mesmo. (PINHEIRO, 2012)

4.3.4. Vórtice do Tipo Inserção

Os medidores do tipo vórtice (vortex) têm seu funcionamento baseado na observação do fenômeno físico que ocorre quando uma corrente de fluido encontra um anteparo que obstrui sua passagem. No momento deste encontro, se a

velocidade da corrente fluida for baixa, a mesma acompanhará a forma do objeto. (SANTOS, 2011)

No entanto, se a velocidade da corrente for elevada, as linhas de fluido não conseguem mais acompanhar a forma do objeto e acabam se separando do seu contorno, neste momento as velocidades locais ficam mais elevadas e as pressões por sua vez diminuem e como resultado formam-se os vórtices que são espécies de turbilhões de fluido, alternado os sentidos das suas rotações um a um, conforme Figura 32 (DELMÉE, 2003).

Os vórtices são gerados por obstáculos ao escoamento, normalmente por meio de hastes (*shedder bar*) que podem ser de diversas formas (cilíndricas, quadradas, trapezoidal, triangular truncada nas três pontas, etc.). Apesar da variedade de formas todas devem ser construídas a fim de que a velocidade do fluxo seja única ao longo da haste, para que a frequência de geração dos vórtices não varie ao longo da tubulação. (SANTOS, 2011)

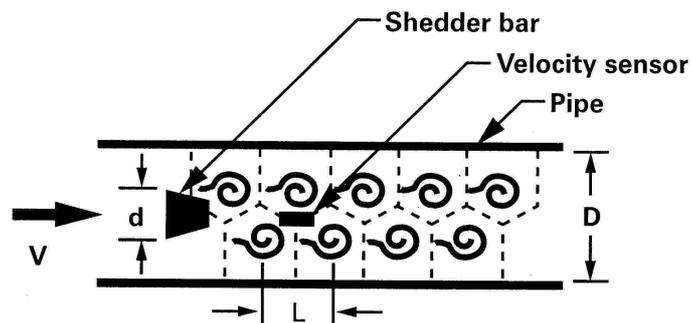


Figura 32 – Vórtices em um tubo (SANTOS, 2011)

A vazão é determinada pela frequência de formação dos vórtices já que esta é proporcional à velocidade do fluido e conseqüentemente à vazão do mesmo. A frequência é medida por sensores, fixados em um ponto a jusante do obstáculo, e podem ser térmicos, extensométricos, por pressão diferencial nas laterais das hastes, piezoelétricos, ultrassom ou fibras ópticas. Cada um deles capta a frequência de acordo com seu princípio de funcionamento e esta é convertida para vazão que é a variável que se deseja obter (DELMÉE, 2003).



Figura 33 – Medidor Vórtice do Tipo Inserção (FIVE ATLAS, 2012)

O número de Strouhal, uma constante adimensional usada para fenômenos oscilatórios, aplica-se também à frequência de sucessão de vórtices, conforme se segue:

$$S = \frac{f \cdot d}{V} \quad (6)$$

onde f é a frequência da sucessão de vórtices, d é uma dimensão do obstáculo e V é a velocidade do fluido.

As vantagens desse tipo de medição de vazão referem-se à ausência de peças móveis e de componentes que se desgastariam, o que garante uma operação confiável e manutenção reduzida; a relação linear entre a formação dos vórtices e a vazão; a aplicabilidade tanto para líquidos quanto para gases; a perda de carga permanente é pequena; a calibração independe das condições de operação; a instalação não é complicada e tem baixo custo. As limitações, por sua vez, dizem respeito ao tamanho do medidor, pois medidores de diâmetro muito pequeno não são práticos e medidores com diâmetro elevado são muito caros e não apresentam boa resolução (RIBEIRO, 2003) além da relativa intrusividade.

A incerteza varia conforme o fabricante, podendo atingir 1% (em escoamentos estáveis) e faixa de vazão de 15:1.

Comercialmente há disponibilidade para diâmetros de 1 a 8", havendo alguma limitação de velocidade (algo em torno de 6 m/s para líquidos). Os

sensores do tipo Vortex podem sofrer danos devido à aderência de sólidos ou mesmo erosão ou entupimento parcial das tomadas de pressão.

4.3.5. Óptico

Até agora não existem normas internacionais cobrindo a utilização e a aplicação de medidores óticos, apesar de eles terem sido reconhecidos como uma tecnologia de medição de gás de *flare* na API MPMS 14.10. Na verdade são medidores ainda em estágio de desenvolvimento.

Medidores óticos operam de acordo o princípio de medição de correlação cruzada de pequenos distúrbios localizados ou partículas no fluxo de gás. Os principais componentes do medidor ótico são os transmissores óticos, os receptores óticos e os controles eletrônicos. Um exemplo de medidor ótico é o LTF (*laser-two-focus*).

Um laser concentrado permite detectar pequenas partículas no ar mais limpo, se as condições de observação estiverem definidas corretamente. As partículas criam picos de luz dispersa quando atravessam um feixe de laser. Este processo aleatório torna-se mais organizado quando é o ar ou o gás que está fluindo em uma tubulação. Concentrando dois feixes de laser na tubulação, separados por uma distância fixa D ao longo do fluxo de gás, dois detectores de eventos de dispersão podem ser aplicados, como mostrado na Figura 34. A estes dois conjuntos é aplicada a técnica de correlação cruzada, determinando-se então o tempo τ que uma partícula leva para se deslocar do sensor 1 até o sensor 2, chegando-se à velocidade pela divisão de D por τ . Cabe observar que a medição é pontual, já que o sensor ótico está medindo a velocidade num ponto único da seção reta da tubulação e, desta forma, é assumido que a medição é representativa para o escoamento total.

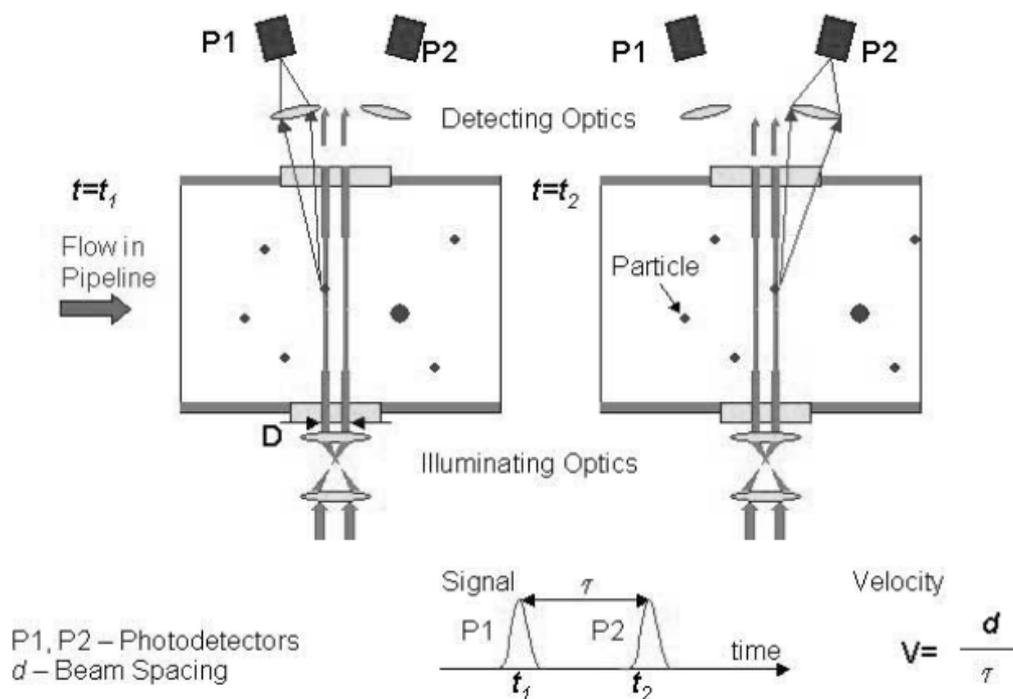


Figura 34 - Princípio de operação do medidor L2F (MELNYK, 2005)

As vantagens desta tecnologia na medição de gás são amplas faixas de vazão (1000:1), altas precisões, operação a baixa pressão e altas temperaturas, independência da composição do gás e aplicabilidade em várias dimensões da tubulação.

4.3.6. Ultrassônico do tipo tempo de trânsito

A medição ultrassônica por tempo de trânsito é a tecnologia mais aplicada nas medições de gás de tocha, sendo amplamente utilizada em muitas instalações de produção em nível internacional. A regulamentação da Noruega (NORSOK I-104) orienta que a medição de gás de *flare* deve ser feita através de medidores ultrassônicos.

No Brasil, nas bacias marítimas de Campos, Espírito Santo e Santos, responsáveis por cerca de 90% da produção de petróleo no Brasil, a tecnologia

ultrassônica é a mais utilizada para medir os volumes queimados, conforme Figura 35.

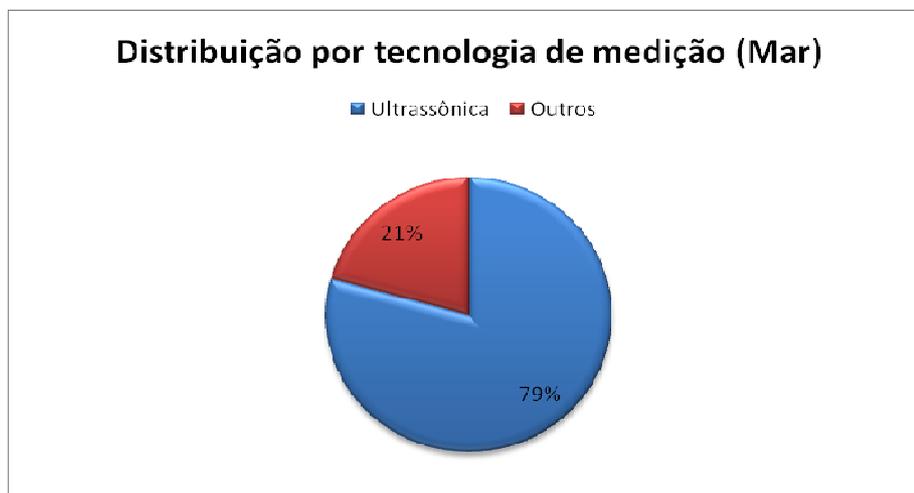


Figura 35 – Distribuição da medição de gás de *flare* por tecnologia de medição, Mar – ES, Campos e Santos (elaboração própria com base nos dados da ANP, 2012)

É importante observar que a tecnologia ultrassônica para a medição de gás de *flare* é primordialmente utilizada nas novas unidades de produção no Brasil, havendo indicação da ANP para instalação de medidores dedicados nos novos projetos. O percentual correspondente a outras tecnologias/procedimentos está relacionado a instalações antigas que, em sua maioria, aplicam a medição indireta através do balanço volumétrico para o cálculo do gás queimado.

Isto fica bem evidente nas bacias terrestres do Espírito Santo, Sergipe, Alagoas, Rio Grande do Norte e Bahia, onde se verifica o oposto (Figura 36). Além de serem bacias maduras, com instalações antigas, a produção de gás é bem inferior. Nelas, a medição ultrassônica corresponde a uma pequena parcela. O percentual referente às outras tecnologias engloba a utilização de sondas térmicas (medidor termal), placas de orifício e também medições indiretas, com outras metodologias de cálculo, incluindo o balanço de gás e o cálculo da RGO (razão gás-óleo).

Entretanto, é importante ressaltar que há uma evidente tendência à instalação de medidores ultrassônicos em unidades de produção antigas,

principalmente quando as mesmas movimentam muito gás e os pontos de medição de gás de *flare* possuem requisito fiscal.

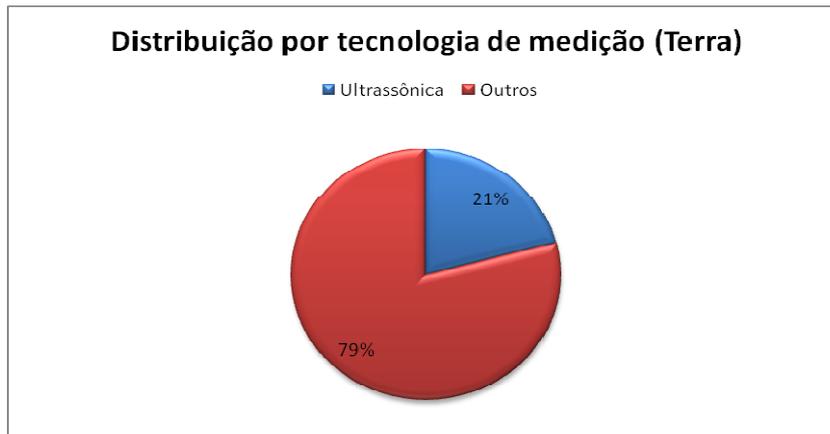


Figura 36 – Distribuição da medição de gás de *flare* por tecnologia de medição, Terra – ES, Bahia, Rio Grande do Norte, Sergipe, Alagoas (elaboração própria com base nos dados da ANP, 2012)

Um sistema de medição ultrassônica por tempo de trânsito propaga a energia acústica através de uma ou mais trajetórias inclinadas em relação à direção principal do escoamento numa tubulação. Quando pulsos de energia acústica são emitidos no sentido do escoamento, estes demoram menos tempo para atravessar a seção da tubulação do que quando emitidos contra o fluxo. Essa diferença de tempo é medida e correlacionada com a velocidade do fluido que está escoando, podendo-se determinar a vazão de escoamento. Um arranjo básico desse tipo de medidor é ilustrado na Figura 37.

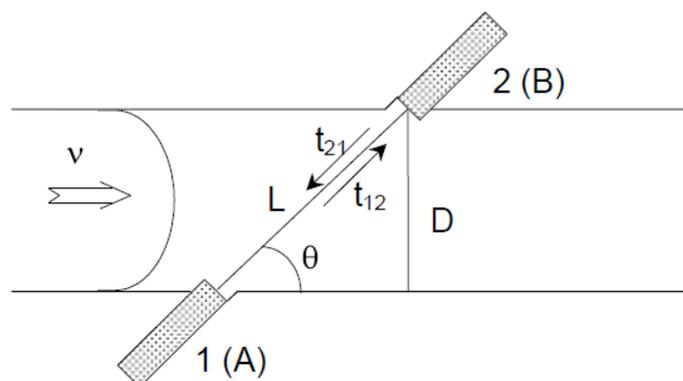


Figura 37 – Alinhamento do sensor e parâmetros importantes para o cálculo da vazão (FLUENTA, 2007)

O cálculo da vazão envolve uma série de etapas. Inicialmente determinam-se as velocidades dos pulsos ultrassônicos de A para B (V_{AB}) e de B para A (V_{BA}), tendo conhecimento dos tempos de trânsito (t_{AB} e t_{BA}) e do caminho acústico (L).

Assim, as velocidades V_{AB} e V_{BA} são (MARCHETTI JR., 2010):

$$V_{AB} = \frac{L}{t_{AB}} = c + V_e \cdot \cos \theta \quad (7)$$

$$V_{BA} = \frac{L}{t_{BA}} = c - V_e \cdot \cos \theta \quad (8)$$

onde,

c : velocidade do som no fluido; e

V_e : velocidade do fluido (constante ao longo da tubulação).

Subtraindo V_{AB} de V_{BA} e explicitando, tem-se:

$$V_e = \frac{L}{2 \cdot \cos \theta} \cdot \left(\frac{1}{t_{AB}} - \frac{1}{t_{BA}} \right) \quad (9)$$

A velocidade V_e representa a velocidade axial média apenas ao longo da trajetória acústica (ou caminho acústico) L . Como as velocidades em escoamentos reais variam ao longo da seção transversal do tubo, para o cálculo correto da vazão é necessário determinar a velocidade axial média (V_m) do escoamento ao longo de toda seção transversal do tubo, que é função do número de Reynolds.

$$V_m = k.V_e, \text{ onde} \quad (10)$$

$$k = f(\text{Re}) \quad (11)$$

Ou seja, k é o fator de correção do perfil de fluxo baseado no número de Reynolds. O número de Reynolds pode ser expresso como:

$$\text{Re} = \frac{V_e \cdot D \cdot P \cdot T_0 \cdot Z_0}{\mu \cdot P_0 \cdot T \cdot Z}, \quad (12)$$

onde,

P : pressão nas condições de operação;

T : temperatura nas condições de operação;

Z : Fator de compressibilidade nas condições de operação;

P_0 : pressão nas condições de referência;

T_0 : temperatura nas condições de referência;

Z_0 : Fator de compressibilidade nas condições de referência;

μ : viscosidade cinemática

É importante mencionar que os fabricantes dos medidores ultrassônicos de gás de tocha geralmente aplicam valores padrões para a viscosidade cinemática e os fatores de compressibilidade, sendo facultado ao operador a inserção de outros valores. Um valor comum utilizado para viscosidade cinemática é $15 \times 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$. Como a pressão do *flare* é praticamente a pressão atmosférica, costuma-se assumir a relação entre os fatores de compressibilidade em torno de um. As hipóteses assumidas podem ser explicadas já que o parâmetro k tende assintoticamente para um valor constante para elevados números de Reynolds, que é o caso de escoamento de gases.

A Figura 38 apresenta os valores de k em função do número de Reynolds e do parâmetro a que é a distância da trajetória ao centro da tubulação, normalizada em relação ao raio do tubo. O valor $a=0$ significa que a trajetória acústica passa pelo centro. (ORLANDO, 2008)

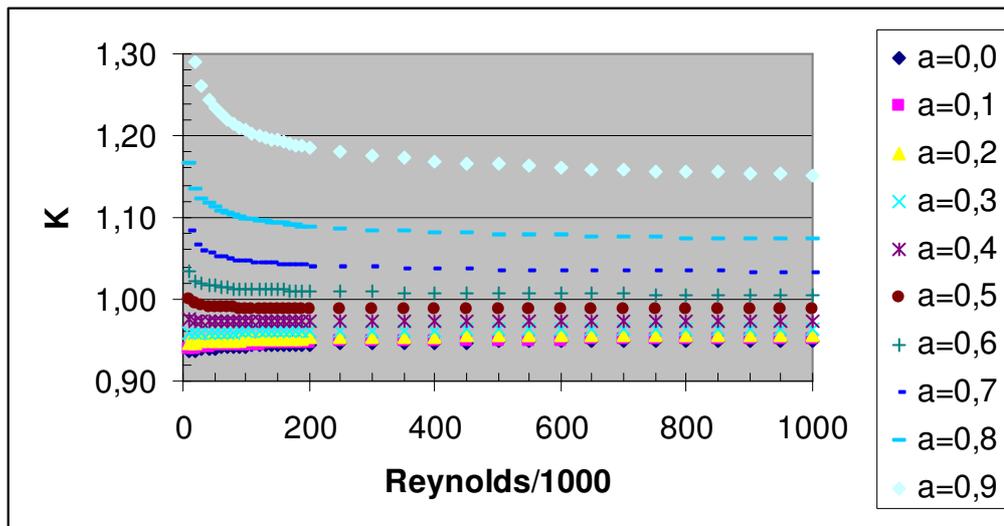


Figura 38 – Relação entre velocidades, escoamento completamente desenvolvido em tubulações (ORLANDO, 2008)

Pode-se observar da Figura 38, que para $a=0,5$, o parâmetro k praticamente independe do número de Reynolds. Em 1975, Baker e Thompson mostraram que a posição ótima de uma única trajetória para a medição da vazão com um medidor ultrassônico é a posição média, ao longo do raio, entre a parede e o centro do tubo ($a=0,5$).

A vazão volumétrica é determinada pelo produto da velocidade média axial do fluido pela área da seção transversal da tubulação.

$$Q_v = A.V_m \cdot \frac{P}{P_0} \cdot \frac{T_0}{T} \cdot \frac{Z_0}{Z} \cdot 3600 \quad (13)$$

onde,

Q_v : vazão volumétrica nas condições de referência [m^3/h]; e

A : área da seção transversal [m^2].

O medidor ultrassônico tem no mínimo um par de transdutores, que devem ser posicionados numa determinada angulação de forma que seja possível medir a diferença de tempo de trânsito a favor e contra o escoamento.

Os transdutores podem estar em contato com o fluido que está escoando ou serem fixados fora da tubulação, método denominado *clamp-on*, o que garante uma vantagem aos medidores ultrassônicos, pois a medição pode ser efetuada sem

contato de nenhuma parte do medidor com o fluido, assegurando maior durabilidade do medidor e facilidade tanto na instalação quanto na manutenção (FERREIRA, 2010).

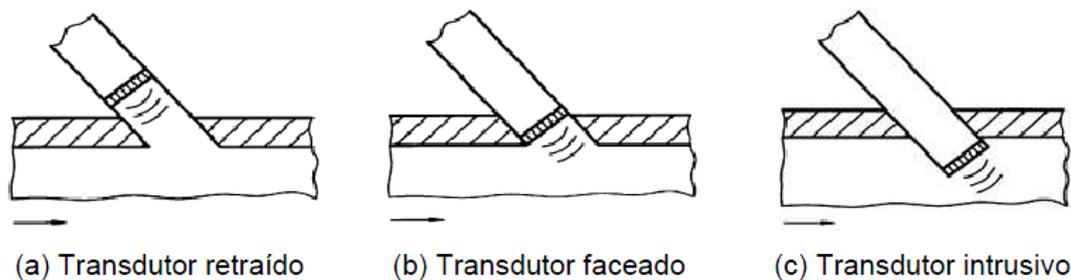


Figura 39 – Transdutores em contato com o fluido (FERREIRA, 2010)

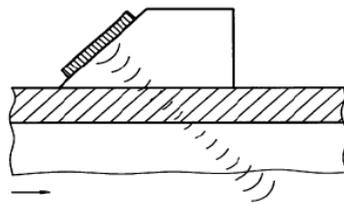


Figura 40 – Transdutor externo a tubulação (FERREIRA, 2010)

Ainda relacionada à instalação dos transdutores, dois tipos de instalação são possíveis: a chamada “*spool-piece*”, onde os transdutores são montados em um carretel de tubulação pré-fabricado e o chamado “*hot-tap*”, onde os transdutores são instalados nas tubulações originais da linha do *flare*. Para novos sistemas, é preferível o arranjo “*spool-piece*”, já que ele permite melhor posição e alinhamento dos transdutores, além de precisão na determinação das dimensões que influenciarão diretamente no cálculo da vazão (notoriamente o diâmetro interno da tubulação D , já que nos medidores ultrassônicos com caminho acústico diametral L é determinado como $D\sqrt{2} - 45^\circ$).

Existem também duas possibilidades de transmissão dos sinais ultrassônicos ao longo da tubulação:

- Transmissão direta, onde os transdutores devem ser instalados em lados opostos da tubulação, de acordo com a Figura 41.

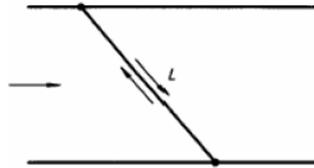


Figura 41 – Transmissão direta do sinal acústico (ARANTES, 2007)

- Transmissão indireta, onde a parede interna do tubo é utilizada para reflexão do sinal ultrassônico. Neste tipo de transmissão os transdutores ficam do mesmo lado da tubulação.

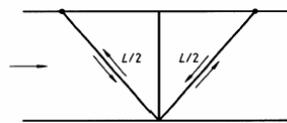


Figura 42 – Transmissão indireta do sinal acústico (ARANTES, 2007)

Os medidores ultrassônicos podem possuir um ou mais pares de transdutores. Os medidores monocanais são os mais empregados na medição de gás de *flare* e possuem trajetória acústica única, ou seja, um par de transdutores.

Medidores de gás de tocha que apresentem dois pares de transdutores oferecem uma melhora na incerteza e opção de se ter um sistema redundante para se fazer um verticalização cruzada. De acordo com Matson *et al.* 2012, duas trajetórias cruzadas darão a melhor imunidade em casos de escoamentos com rotação do fluido (*swirl*), se comparado com um medidor monocanal. Há escoamentos com mais de uma rotação (fluxos cruzados) que podem ocorrer em baixíssimas velocidades.

A grande vantagem dos medidores ultrassônicos para aplicações de gás de tocha é a sua alta faixa de vazão que pode chegar valores acima de 2500:1, além da simplicidade de operação e instalação, da possibilidade de retirada dos sensores sem parar o processo, nenhuma perda de carga, ausência de partes móveis, nenhuma intrusividade e, virtualmente, perda de pressão zero.

Outra vantagem do medidor ultrassônico é a habilidade de determinar o peso molecular do fluido em fluxo e, assim, a massa específica (“densidade”) do gás pela medição da velocidade do som no fluido. Algoritmos próprios foram

desenvolvidos pelos fabricantes dos medidores para determinar o peso molecular em função da velocidade do som e das medições de temperatura e pressão.

Dependendo dos fabricantes e do tamanho da linha, a faixa de velocidade pode ir de 0,03m/s a valores maiores que 100m/s. Entretanto, na prática, a faixa de velocidade vai depender também das condições de processo e do número de Reynolds do escoamento na tubulação. Adicionalmente, os medidores ultrassônicos têm a possibilidade de medir fluxos bi-direcionais e, portanto, detectam problemas como retorno de fluxos e instabilidades geradas por volumes de purga insuficientes.

De acordo com fabricantes, as incertezas dos medidores são de até $\pm 5\%$ do valor instantâneo na faixa de 25 a 100 m/s e de $\pm 2,5\%$ do valor instantâneo na faixa de 0,3 a 25 m/s. (PINHEIRO, 2012).

Entretanto, cumpre salientar que tais incertezas só são reais em estritas aplicações de condições de fluxo ideais, como perfil de fluxo completamente desenvolvido sem presença de gotículas de líquidos, sólidos e ruídos gerados por válvulas etc.

4.4. Considerações a respeito da Instalação de Medidores de Gás de Flare (Tocha)

A instalação correta de todo o sistema de medição de gás de *flare* é fundamental para alcance de uma medição de qualidade com as incertezas dentro dos valores esperados.

A incerteza de todos os medidores é, de certo modo, afetada em algum grau pelos efeitos de instalação, principalmente em relação ao trecho reto de tubulação à montante e à jusante, e pelas condições de processo. Entretanto, alguns medidores são mais sensíveis. Os efeitos da instalação podem depender da vazão, do tipo e tamanho do medidor, do comprimento do trecho reto à montante e a jusante, da orientação do medidor em relação à tubulação e à disponibilidade da medição de pressão e temperatura.

4.4.1. Considerações gerais relacionadas à localização do sistema de medição e dos trechos retos requeridos

O fluxo multifásico ou a vazão de líquido nos medidores de gás de tocha deve ser evitada inserindo o medidor após o vaso da tocha (*knock-out drum*), responsável por separar o remanescente do líquido direcionado para a tocha (*flare*). De acordo com a norma API MPMS 14.10, a configuração ideal consiste num único medidor, localizado depois do vaso de tocha, e na tubulação horizontal, antes de entrar no sistema coletor (*flare header*) vertical da tocha (*flare*).

Os sistemas de alívio/tocha apresentam riscos durante a operação. Em eventos de queima de gás, trabalhadores e equipamentos muito próximos da tocha (*flare*) são expostos à radiação de calor, causando danos. Considerando que o medidor de gás de tocha, bem como os elementos secundários, precisam estar acessíveis para verificação, calibração ou manutenção, não é recomendável que a instalação do medidor de gás de tocha seja feita no sistema coletor (*flare header*) vertical.

Já de acordo com a HMC 58, os medidores podem ser instalados em tubulações horizontais ou verticais. Independentemente da orientação da tubulação, o guia afirma que faz mais sentido instalar os transdutores de tal modo que eles se posicionem no ou acima do eixo do tubo, de forma a minimizar o risco de líquidos que ingressarem nos receptáculos dos transdutores.

Este guia também afirma que a instalação vertical é a melhor opção para baixas vazões já que o efeito da gravidade tende a inibir a estratificação da temperatura o que pode resultar em distorções no perfil de velocidade. Entretanto, apesar da instalação vertical na tubulação da tocha (do inglês *flare boom*) proporcionar comprimentos de trecho reto à montante, o acesso será restrito devido aos perigos correspondentes à radiação da ponta da tocha. Adicionalmente, a funcionalidade do medidor poderá ser afetada dada a instalação muito perto da ponta da tocha (um isolamento térmico será necessário para proteger os sensores eletrônicos).

O medidor de gás de tocha deve estar localizado depois de todas as aberturas laterais que alimentam o sistema de ventilação, incluindo o gás de purga.

Um ponto importante é a localização dos sensores de pressão e temperatura. Em geral, os sensores de temperatura devem ser inseridos à jusante dos medidores de vazão, a não ser que a instalação à montante não cause distúrbios no fluxo.

No que diz respeito aos instrumentos de pressão, a localização ideal varia de acordo com a tecnologia. A Tabela 6, retirada da norma API 14.10, apresenta a configuração ideal por tipo de medidor.

Tabela 6 - Localização dos Instrumentos de Pressão em relação ao medidor de vazão por Tecnologia de Medição (Norma API MPMS 14.10)

Tecnologia de Medição	Localização do Instrumento de Pressão
Tubo de Pitot Médio	À montante
Venturi	À montante ou à jusante
Orifício	À montante ou à jusante
Óptico	À montante ou à jusante
Termal	N/A
Ultrassônico ou Integral	À montante ou à jusante
Vórtice	À jusante

Principalmente em plataformas de produção, o espaço é muito limitado e nem sempre se consegue obter os trechos retos, a montante e a jusante, requeridos pelo fabricante dos medidores para assegurar que não haja distorções no perfil de velocidade, implicando no acréscimo das incertezas.

Distorções do perfil de velocidade ocorrem quando o fluido passa por um componente da tubulação como uma válvula, uma curva, uma redução ou uma obstrução. Estes componentes alteram o perfil axial de velocidade e podem provocar movimentos não axiais do fluido, os chamados vórtices (do inglês *swirl*). Estas distorções modificam a leitura do medidor, pois sua calibração não levou em consideração estes efeitos.

Segundo Bowker (2001) seriam necessários comprimentos de 40 D (diâmetro interno da tubulação) a montante do medidor para minimizar completamente os efeitos de distúrbios no escoamento devido a curvas no mesmo

plano. O mesmo autor diz que, se as curvas estiverem em planos diferentes, separadas cerca de 10 D uma da outra, serão gerados severos vórtices, o que requereria pelo menos 100 D de comprimento a montante.

Para os medidores de gás de transferência de custódia ou fiscal, segundo as normas AGA-3 e ISO 17089, o uso de trechos retos a montante e a jusante dos medidores se apresenta conforme Figura 43.

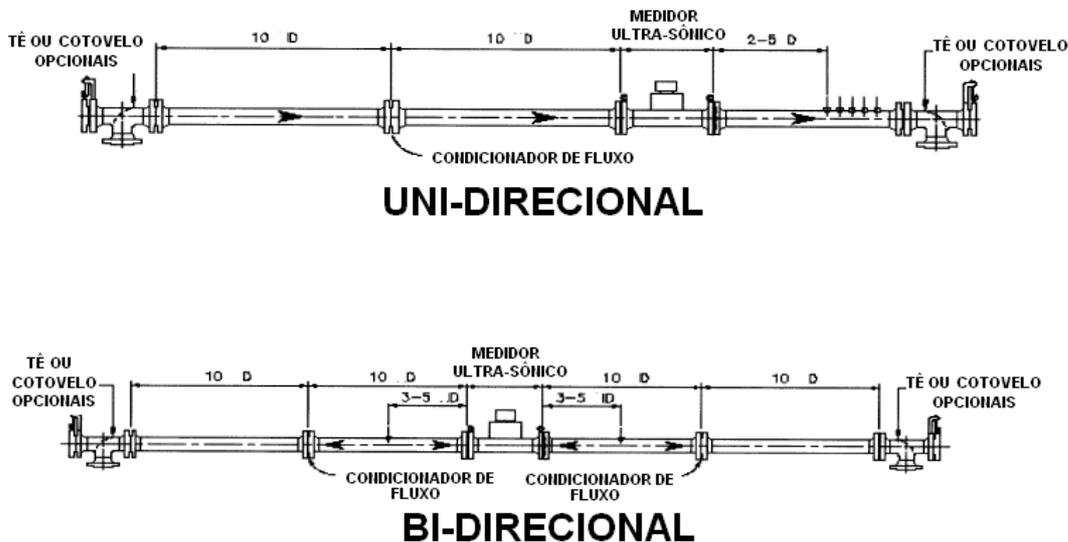


Figura 43 – Arranjos de instalações recomendadas pela AGA-9 (AGA)

Em medições de gás de tocha, não se pode instalar condicionadores de fluxo na tubulação devido à queda de pressão imposta por este dispositivo ou os riscos de se restringir o fluxo quando há a necessidade de liberar rapidamente para a tocha (*flare*) grandes quantidades de gás. Desta forma, para que não haja distorções do perfil de velocidade e/ou presença de “swirl” que atrapalhem a leitura do medidor, a norma API MPMS 14.10 recomenda que esteja garantido um mínimo de 20 diâmetros de tubulação à montante do medidor e 10 diâmetros de tubulação à jusante do medidor. Este requisito varia dependendo da configuração da tubulação à montante e à jusante e da tecnologia de medição, devendo os fabricantes serem consultados.

A regulamentação da Noruega (NORSOK I-104) orienta que a medição de gás de *flare* deve ser feita através de medidores ultrassônicos, com 20 e 8 diâmetros de tubulação à montante e à jusante do medidor, respectivamente.

4.4.2. Efeitos da Instalação

As tubulações nas instalações de produção incluem inúmeras válvulas e conexões de diferentes tipos, como curvas, reduções e *headers*. A presença desses elementos em uma tubulação tende a induzir a ocorrência de diferentes tipos de perturbação no escoamento do fluido, tanto a jusante quanto a montante da válvula ou da conexão. As consequências dessas perturbações, como assimetria no perfil de velocidades e escoamento helicoidal (*swirl*), podem ser graves se ocorrerem a montante de alguns tipos de medidores de vazão.

Dessa forma, caso a configuração física da instalação onde o medidor opera seja diferente da utilizada na calibração, o seu desempenho metrológico poderá ser afetado, em maior ou menor grau, a depender do tipo de perturbação gerada por conexões e válvulas existentes a montante e a jusante do ponto de medição.

Dadas as restrições impostas aos medidores de gás de tocha, a maioria das tecnologias de medição incorpora inserções de sondas (não são medidores com uma seção reta completamente livre) e, por conseguinte, irá medir uma velocidade num ponto ou uma média ao longo de um caminho no fluxo de gás. Assim, um parâmetro k deve ser inserido para corrigir a velocidade medida e significar a velocidade média do fluxo na tubulação. O parâmetro k também pode variar como uma função da vazão ou de outros parâmetros do processo, para correção de distorções, devido, por exemplo, ao número de Reynolds (Re) ou rugosidade. Nas calibrações iniciais, esses fatores são ajustados para melhorar a exatidão.

Em geral, o parâmetro k é previsto dentro das especificações do fabricante, considerando que o fluxo seja estável, o perfil de velocidade completamente desenvolvido e a tubulação hidraulicamente lisa.

Desvios no perfil de fluxo completamente desenvolvido assumido resultará em erros no parâmetro k . Em vários casos é difícil, ou quase impossível, para o fabricante providenciar fatores de correção se os comprimentos de trechos retos requisitados não forem respeitados.

Provavelmente, durante o desenvolvimento da tecnologia, testes de laboratório têm sido realizados pelo fabricante para estabelecer a resposta do medidor para o número de Reynolds, trocas de condições de processo etc. O parâmetro k usado será baseado nestes dados ou em uma calibração individual do medidor antes da instalação.

Há casos relatados de acúmulo de condensado nas reentrâncias dos sensores na parede interna da tubulação. Operadores instalaram drenos juntos aos sensores para possibilitar a retirada do líquido periodicamente.

4.4.2.1. Modelagem CFD

Nos casos em que o medidor não é instalado em estrita conformidade com as instruções do fabricante, e o perfil de fluxo se desvia muito do ideal, o parâmetro k configurado no computador de vazão estará errado.

Quando uma solução para o caso não é acessível (requeira obras impactantes, por exemplo), técnicas de modelagem de escoamento, como a CFD (do inglês *Computational Fluid Dynamics*) pode ser usada para determinar o erro de instalação.

A CFD permite modelar em 3D os fluxos através dos vasos, tubulações, válvulas, levando em conta a turbulência e a rugosidade da parede da tubulação onde apropriado.

Apesar da CFD ser uma ferramenta muito valiosa, é importante frisar que é uma solução numérica, que carrega suas próprias incertezas.

A Figura 44 apresenta os resultados obtidos por meio de simulações em CFD de escoamentos de fluidos através de uma curva de 90° e de duas curvas sequenciais de 90° em uma configuração fora de plano.

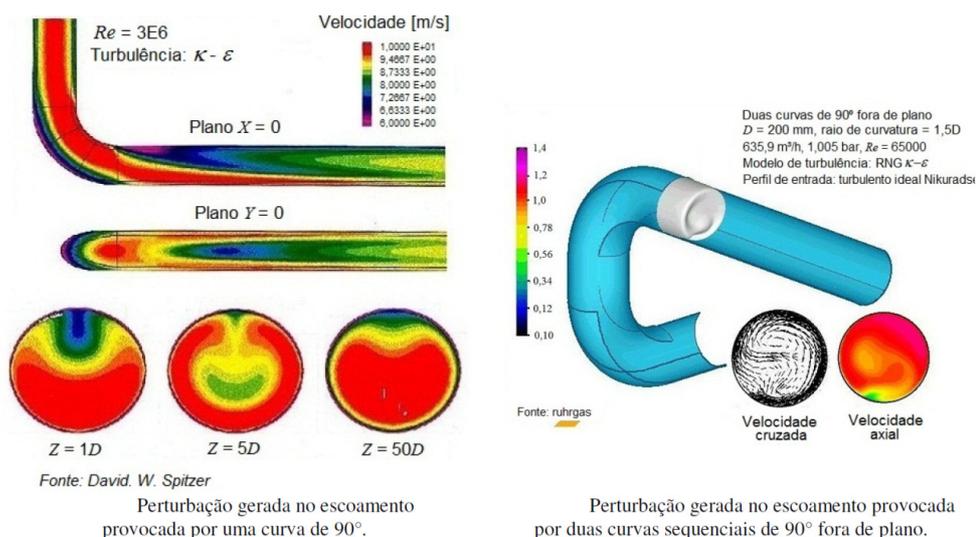


Figura 44 - Simulações em CFD de escoamentos de fluidos através de uma curva de 90° e de duas curvas sequenciais de 90° em uma configuração fora de plano

(KAWAKITA, 2012)

Um exemplo de comparação da aplicação de CFD à medição com dados experimentais foi realizado nas facilidades do TUV NEL (Figura 45). Os testes foram feitos utilizando uma curva única de raio $1.5D$ inserida em vários diâmetros de tubo (D) a partir do flange de entrada do medidor. O trabalho experimental foi conduzido usando transdutores ultrassônicos fornecido pela GE Sensing. Os transdutores foram instalados em um *spool* de 12 polegadas, especialmente fabricado para permitir que o erro fosse avaliado nas posições diametral e meio raio comumente utilizadas. O medidor foi testado de $0,25$ m/s a 30 m/s, o que corresponde a uma faixa de Reynolds de 5.000 a 600.000 , os números de Reynolds na extremidade inferior sendo tal que o fluxo provavelmente estaria na transição laminar-turbulento. Tais vazões são comuns no dia a dia de um sistema de *flare*. As simulações de fluxo foram realizadas usando o pacote comercial CFD FluentTM.

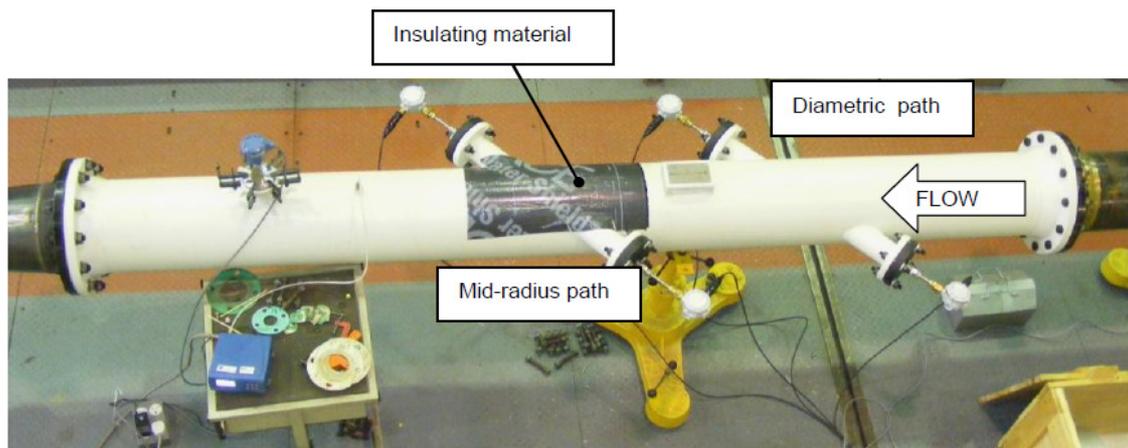


Figura 45: Detalhes dos transdutores nas posições diametral e de meio raio (GIBSON, 2009)

O trabalho descrito no relatório provou que a modelagem CFD é uma ferramenta muito útil para a determinação dos erros de instalação, ajudando também na interpretação e racionalização dos dados experimentais. As simulações de CFD concordaram bem com os dados de teste para a posição diametral da trajetória e previu a tendência correta com a distância a partir da curva. As previsões estavam dentro dos 4% das medições em todos os casos.

No entanto, as simulações CFD foram significativamente diferentes para a posição de meio-raio da trajetória quando comparadas aos dados de teste, em

especial a velocidades mais baixas em que os erros registrados durante os ensaios foram grandes (entre 5% e aproximadamente 44%). Observou-se que o erro também aumenta com a distância a partir da curva, o que era um tanto inesperado e contra intuitivo.

Houve dispersão maior na saída da trajetória de meio raio do que na diametral, o que pode ser atribuído, em alguma parte, a uma perturbação criada pelos transdutores diametrais que estavam a apenas 3 diâmetros de tubulação a montante. Também é provável que o perfil de fluxo seja instável na velocidade mais baixa testada devido ao fluxo sofrer transição de laminar a turbulento.

A influência das extremidades dos transdutores nos erros resultantes da instalação foi também examinada usando o CFD. Os resultados foram mais sensíveis à inclusão das pontas dos transdutores quando a curva aproximou-se do medidor. Não houve tendência óbvia com a velocidade.

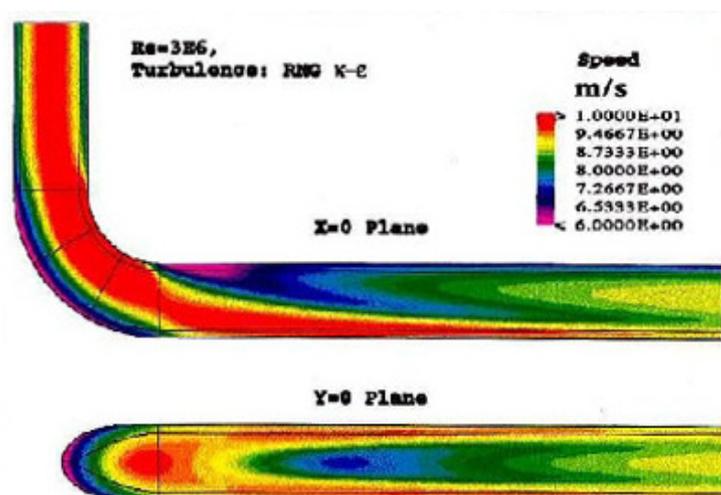


Figura 46 – Exemplo de simulação via CFD de escoamento numa curva (TUV NEL, 2010)

Os resultados em baixa velocidade demonstram as dificuldades enfrentadas para medir a vazão na transição dos números de Reynolds.

Em suma, a CFD proporciona uma solução de custo eficaz para avaliar e corrigir os erros de instalação em linhas do sistema de alívio/tocha (Figura 46). Por esta razão, é vantajoso, sempre que possível, executar a análise CFD antes da instalação de um medidor, a fim de determinar as melhores configurações dos transdutores e a localização ótima do medidor.

4.4.3. Efeitos do Número de Reynolds

O número de Reynolds é função da composição do gás de tocha, pressão, temperatura, viscosidade, velocidade e diâmetro da tubulação. Para todos os medidores há efeitos secundários de medição relacionados ao perfil de escoamento e causados pelas variações no número de Reynolds para uma determinada velocidade de gás de tocha.

O erro relacionado ao número de Reynolds é geralmente menor para medições a número de Reynolds elevado (altas velocidades). O efeito do número de Reynolds deve ser fornecido pelo fabricante do medidor e utilizado nas análises de incertezas dos medidores.

Para medições a número de Reynolds reduzido (baixas velocidades), este erro pode se tornar significativo. Vários medidores experimentam uma mudança significativa no fator de medição quando há a transição do fluxo turbulento para o laminar. O efeito do número de Reynolds deverá ser fornecido pelo fabricante do medidor e também utilizado nas análises de incertezas. O operador do medidor deverá ter atenção especial aos erros de medidores de gás de tocha que operam abaixo de número de Reynolds de 10.000.

4.4.4. Efeitos do Fluxo Laminar/Turbulento

É geralmente aceito que o fluxo dentro de tubulações fechadas será turbulento para número de Reynolds maior que 10.000, enquanto que abaixo deste limite o fluxo será de transição/laminar. Fluxo com número de Reynolds igual ou menor que 2000 será geralmente laminar e previsível. Entretanto, é improvável que o escoamento dentro das linhas de *flare* seja laminar sempre.

Os medidores de gás de *flare* serão invariavelmente configurados para operar em uma faixa turbulenta e não contabilizará as mudanças do perfil de escoamento nas faixas laminar e/ou de transição. A saída de qualquer tecnologia de medição estará sujeita a altos erros na região de transição porque o perfil de escoamento não se repetirá e será potencialmente instável. A estratificação da temperatura também poderá ocorrer.

O operador deve ter em mente que a redução nas vazões futuras de gás de tocha poderá resultar em número de Reynolds que atravesse a faixa de transição.

Se ocorrer fluxo reverso, isto será uma indicação típica de problemas de estratificação e instabilidade de perfil de escoamento. Adicionalmente, ventos fortes poderão inclusive causar pulsações na linha. Nesses casos, é improvável que o medidor esteja operando com uma incerteza razoável.

4.4.5. Efeitos da Rugosidade

Uma consideração adicional para fluxos turbulentos é a rugosidade da tubulação. A rugosidade da tubulação altera o perfil de escoamento, já que este tende a ser mais pontiagudo que o perfil com número de Reynolds equivalente, mas em uma tubulação hidraulicamente lisa. Por isso, a rugosidade tende a introduzir um erro que, se não contabilizado, se constituirá em uma incerteza que não se anulará com a medição repetida.

Felizmente, os medidores de gás de tocha tendem a ser instalados em tubulações de grandes diâmetros, que serão relativamente lisas se comparadas às tubulações com diâmetros menores. Entretanto, medidores instalados diretamente nas linhas sofrerão mais a influência da rugosidade do que aqueles instalados em *spools* dedicados. A deposição de sujeira ou ferrugem poderá degradar as superfícies com o passar do tempo que até os *spools* dedicados poderão não mais ser hidraulicamente lisos.

4.5. Fatores que influenciam a Incerteza de Medição

Os medidores de gás de tocha poderão ser afetados por uma ampla gama de fatores, alguns dos quais comuns a todos os medidores e outros que serão únicos para um tipo de medidor particular. As principais questões estão relacionadas com as medições primárias, os elementos secundários e os processos:

- Medição primária:
 - incerteza básica de medição (calibração/resolução);
 - desvio na saída com o passar do tempo (eletrônica, desgaste, acúmulo de sujeira ou líquido);
 - metrológica (diâmetro da tubulação/ alinhamento do transdutor);
 - relacionada ao escoamento (perfis distorcidos/ turbilhões afetando a

performance);

- ambiental (temperatura ambiente, ruído, líquidos, acúmulo de sujeira);

- aquisição de Dados (resolução, velocidade de resposta/ atenuação).

➤ Instrumentos secundários:

- incerteza Básica de Medição (calibração/resolução);

- desvio na saída com o passar do tempo (eletrônica, desgaste, acúmulo de sujeira e líquido);

- localização dos Instrumentos (medição representativa nas condições medidas);

- ambiental (temperatura ambiente, ruído, líquidos, acúmulo de sujeira).

➤ Processos:

- composição do fluido (análise dos componentes);

- fases do fluido (amostra representativa);

- cálculo das propriedades adicionais do fluido (ex: fator de compressibilidade).

Alguns dos fatores acima não serão contabilizados quando do cálculo de incerteza pelo fabricante do medidor, já que eles não conhecem as características das instalações, condições de operação etc.

De acordo com a norma ISO 17089 (Tabela 7), a medição de vazão de gases para efeito de alocação requer uma incerteza menor que 1,5%. Já para transferência de custódia, a incerteza deve ser menor que 0,7%. Entretanto, cada país pode estabelecer um nível de incerteza de acordo com o requisito fiscal, operacional ou de apropriação. No Brasil, o Regulamento Técnico de Medição, incertezas de 1,5% e 3% para medição fiscal e de apropriação, respectivamente.

Tabela 7 – Incerteza de medição de vazão de gases (ISO 17089)

Class	Typical Applications	Typical uncertainty 95% confidence level (volume flow rate)*	ISO 17089
1	Custody transfer	< ±0.7 %	Part 1
2	Allocation	< ±1.5 %	Part 1
3	Utilities / Process	< ± 1.5 to 5 % for $Q > Q_t$ By specific flow conditioning or when multi-path meters are employed, lower uncertainties may be achieved.	Part 2
4	Flare gas / Vent gas	< ± 5 to 10 % for $Q > Q_t$	Part 2

Nota: Na Tabela 7, Q_t é a vazão de transição em função da exatidão de medição como pode ser visualizado na Figura 47.

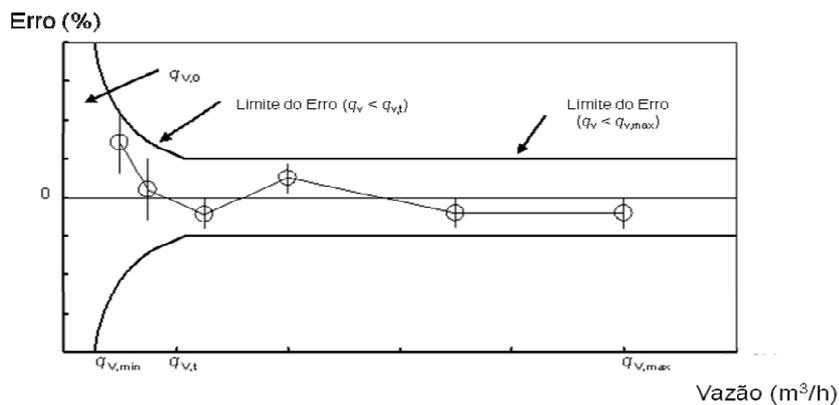


Figura 47– Curva típica de erro em função da vazão num medidor USM (ISO 17089, 2010)

No que diz respeito à medição de gás de *flare*, nos Estados Unidos, no Canadá e no Brasil, os operadores são obrigados a relatar o gás ventilado ou queimado dentro de uma incerteza de medição de $\pm 5\%$. A União Européia, por sua vez, aplica uma abordagem escalonada quando se trata deste assunto, por exemplo, instalações maiores requerendo um nível maior de incerteza de medição: $\pm 7,5\%$. Isto relaxa a $\pm 12,5\%$ para instalações de médio porte e $\pm 17,5\%$, para os pequenos emissores.

Ross (2005) et al. conduziu um estudo nas instalações de E&P da BP UK para avaliar o status das medições de gás de tocha e combustível, identificando melhorias. O objetivo do artigo é mostrar se os 49 sistemas de medição de tocha da BP UK E&P alcançam os 2,5% de incerteza requerida pela MRG (*Monitoring and Reporting Guidelines*) para inclusão da queima de gás no Regime de Comércio de Emissões de Carbono na UE, o que só ocorreu na Fase II do programa, iniciada em 2008.

Desta forma, o artigo fornece as incertezas dos 49 sistemas de medição, detalhando as tecnologias envolvidas, os trabalhos já realizados em um programa de aprimoramento e as oportunidades de melhoria. Vale ressaltar que os resultados das análises de incertezas mostram que a meta não foi alcançada na maioria das instalações, conforme ilustrado na Figura 48.

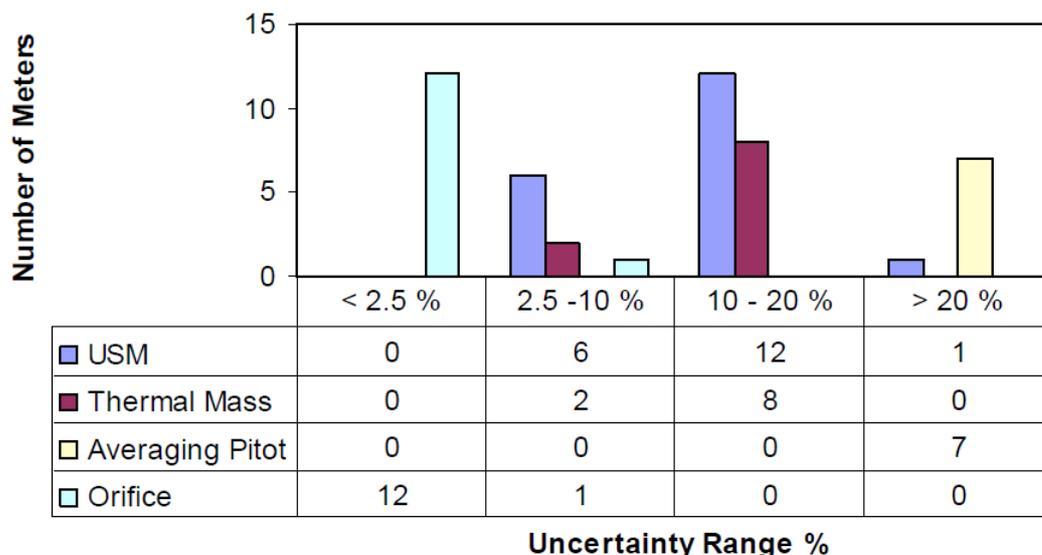


Figura 48: Incertezas da Medição de gás de *flare* por tipo de Medidor, apuradas em estudo com 49 sistemas de medição no Reino Unido (ROSS, 2005)

De um total de 49 sistemas de medição de tocha analisados, somente 12 instalados em terminais eram capazes de medir com uma incerteza menor que 2,5% em cenários de alta e de baixa vazão. Interessante observar que nenhum dos 23 sistemas de medição de tocha de aplicação offshore, na sua totalidade medidores ultrassônicos, alcançaram este limite. Adicionalmente, observamos que as medições por placa de orifício possuem incertezas menores.

Uma vez que o medidor ultrassônico é o mais utilizado na medição de gás de *flare*, abaixo serão descritas as principais fontes de incerteza desta tecnologia quando aplicada para as medições de gás de tocha (*flare*), retiradas do guia de boas práticas do Sistema Nacional de Medição (do inglês *National Measurement System*).

Conforme item 4.3.6, a equação utilizada para cálculo da vazão volumétrica do gás através de um sistema de medição ultrassônica é:

$$Q_V = \frac{\pi D^2}{4} \cdot k \cdot \frac{L}{2 \cdot \cos \phi} \cdot \left(\frac{1}{t_{AB}} - \frac{1}{t_{BA}} \right) \cdot \frac{P}{P_0} \cdot \frac{T_0}{T} \cdot \frac{Z_0}{Z} \cdot 3600 \quad (14)$$

Desta forma, as fontes de incertezas relacionadas ao sistema de medição ultrassônica de gás de tocha são:

- incerteza do Diâmetro da tubulação;
- incerteza relacionada ao fator k, que é função do número de Reynolds;

- c) incerteza da dimensão/posicionamento dos transdutores e do caminho acústico;
- d) incerteza relacionada ao tempo de trânsito;
- e) incerteza da pressão;
- f) incerteza da temperatura;
- g) incerteza do Fator de Compressibilidade;

O fundamento da medição ultrassônica de gás de tocha é o tempo. A incerteza aumenta a medida que a velocidade diminui e o tempo de trânsito tende a zero. A incerteza relacionada ao *timing* compreende a resolução do tempo de trânsito (ex. “*clock speed*” dos transdutores), o erro zero (tempo de atraso nos cabos, eletrônica e softwares de processo) e a diferença do tempo de atraso (relacionado à operação dos transdutores na alternância da transmissão e recebimento).

O diâmetro da linha do queimador é normalmente determinado utilizando medidores de espessura da parede tais como os dispositivos ultrassônicos. Várias leituras são necessárias para que seja medida toda a circunferência da tubulação, uma vez que esta pode ter sido distorcida durante, por exemplo, a instalação dos transdutores. No que diz respeito à dimensão dos transdutores, técnicas como a EDM (do inglês *Electro-optical Distance Measurement*) podem ser utilizadas para calcular as dimensões críticas dos transdutores a partir de pontos externos da tubulação. Isto inclui as incertezas relacionadas com o comprimento da trajetória acústica e o ângulo entre a tubulação e a trajetória acústica.

Outras fontes de incerteza da medição ultrassônica de gás de tocha são listadas a seguir:

✓ fontes de Incerteza relacionadas ao Fluxo (Estratificação e rugosidade): a estratificação ocorre a baixos números de Reynolds quando gradientes térmicos existem através da tubulação. Esta pode afetar o perfil de fluxo consideravelmente e em casos extremos, o fluxo pode estar recirculando localmente, causando uma indicação negativa de fluxo. A rugosidade da tubulação poderá afetar significativamente o perfil de fluxo a número de Reynolds elevado, mas esta não será uma questão relevante para as medições de gás de tocha, dado os grandes diâmetros da linha de tocha, conforme discutido no item 4.4.5.

- ✓ fatores Ambientais: Os medidores ultrassônicos são relativamente insensíveis em relação à composição do gás, conforme já demonstrado, e considerando que líquidos não estarão presente na medição. Entretanto, altas concentrações de CO₂ poderão atenuar a energia ultrassônica normalmente utilizada na frequência das aplicações de *flare*. Grandes mudanças na velocidade do som poderá limitar a resolução do medidor a baixas vazões. Em relação aos ruídos, estes deverão estar no domínio de frequência ultrassônica para causar problemas nos medidores. Tais ruídos podem ser gerados por válvulas de alívio de pressão durante uma rápida despressurização. Líquidos tendem a causar uma medição acima da real nos medidores ultrassônicos, a depender do montante de líquido presente, o padrão de fluxo e a linha de pressão. Adicionalmente, a deposição de sujeiras nos transdutores poderá mudar a velocidade do som e, portanto, a medição do tempo de trânsito.
- ✓ erros de Instalação: Os erros de instalação já foram abordados em sua maioria no item 4.4.2. Estes podem ser minimizados utilizando a tecnologia CFD.

4.6. Calibração e verificação

Para a obtenção de um resultado de medição válido e confiável, o instrumento de medição utilizado deve ser previamente calibrado por meio do uso de um padrão de referência que represente com exatidão a grandeza sob medição. No caso dos medidores de vazão de gás, estes são normalmente calibrados sob condições controladas em laboratórios reconhecidos por organismos oficiais de acreditação.

Um dos maiores problemas na medição de gás de *flare* (*flare*) é o processo de calibração e verificação do sistema de medição, independentemente do tipo de medidor.

A primeira decisão deverá ser tomada entre: calibração de laboratório, calibração no próprio local de operação (*in situ*) ou calibração intrínseca.

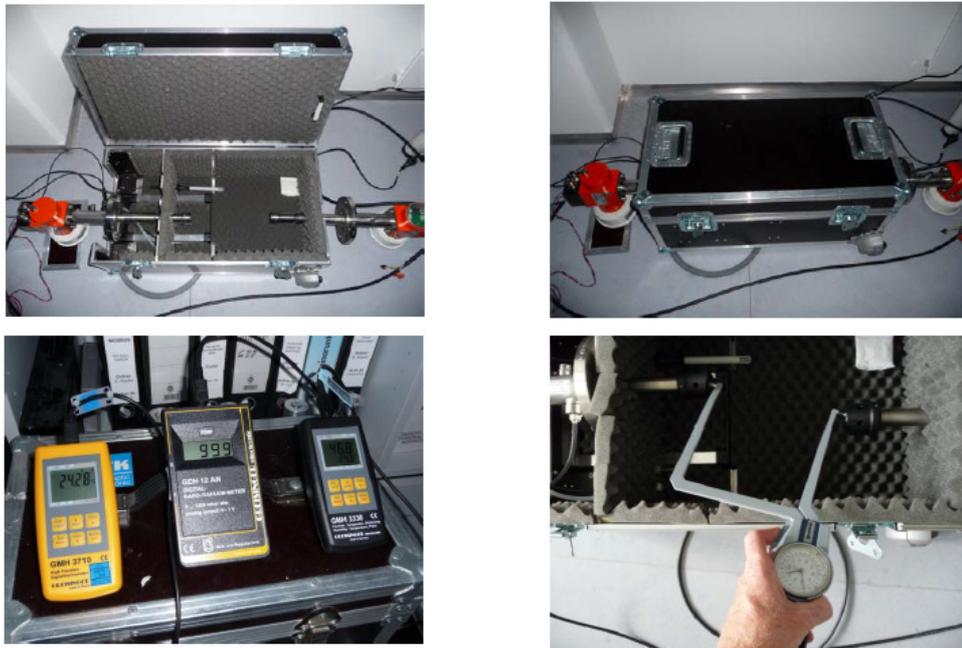


Figura 49 – Dry Calibration – Zero Flow Box (CAMARA et al, 2012)

Na calibração intrínseca (*dry calibration*), conforme exemplo mostrado na Figura 49, a incerteza da medição do tempo de trânsito pode ser verificada ao se comparar a velocidade do som medida e a calculada para um gás conhecido, normalmente em condições estáticas. Tal procedimento é previsto inclusive na norma AGA-10 "*Speed of Sound in Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases*". Entretanto, interpretações adicionais serão necessárias, pois a incerteza na medição da velocidade do som não é a mesma incerteza da medição da velocidade do gás. A diferença do tempo de trânsito utilizada na medição de velocidade do gás é um intervalo muito menor que deve ser determinado com ótima incerteza, em comparação com as medidas do tempo de trânsito utilizadas na determinação da velocidade do som.

Na calibração em laboratório, embora sejam esperadas ótimas incertezas de medição, poderá haver problemas de reproduzir as condições operacionais, em vista dos grandes diâmetros dos tubos, arranjo da tubulação a montante do medidor, etc. Entretanto, mesmo utilizando uma faixa limitada de vazão, é possível estabelecer um fator de calibração do medidor.

Na calibração no próprio local de operação, é possível a remoção de erros devido aos efeitos da instalação, entretanto não é possível se obter os mesmos níveis de incerteza de laboratório.

Uma possibilidade é comparar a vazão do medidor contra um medidor de referência inserido periodicamente na linha (Figura 50). Esse procedimento poderá requerer a parada da linha, e não é uma solução muito prática.

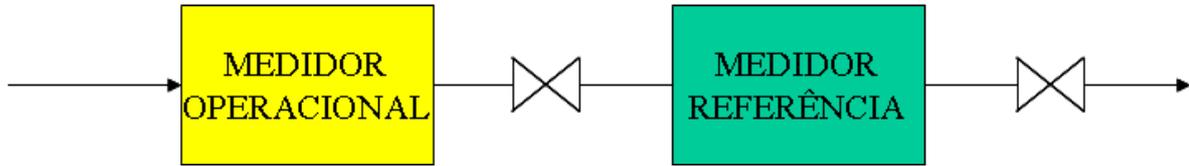


Figura 50 - Calibração no próprio local de operação (PINHEIRO, 2012)

Uma outra abordagem utilizando um medidor de referência, é instalá-lo numa linha auxiliar de forma que seja possível alinhar para a linha do *flare* uma corrente de gás controlada (Figura 51). A vazão de referência seria então comparada com a variação na vazão (ΔQ) indicada pelo medidor de *flare*. Este método requer que o processo esteja plenamente estável, de forma que não haja vazões de gás extras adentrando a linha principal de *flare* durante o período de teste.

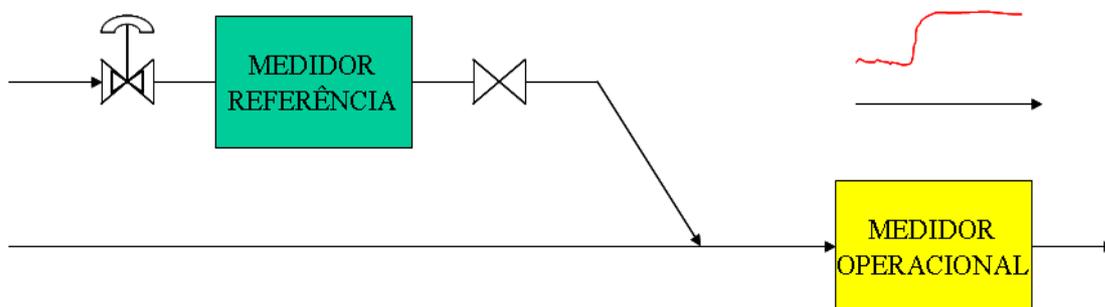


Figura 51 - Calibração com medidor de referência instalado numa linha auxiliar (PINHEIRO, 2012)

A inserção de medidores na própria linha de *flare*, tais como um medidor tipo tubo de Pitot ou uma turbina de inserção, também pode ser utilizada (Figura 52). No entanto, é recomendável que várias velocidades pontuais na seção reta do tubo sejam medidas, de forma a se obter a velocidade média. Esse método tem sido muito usado em sistemas de água de grandes diâmetros e a incerteza esperada é da ordem de 5 %.

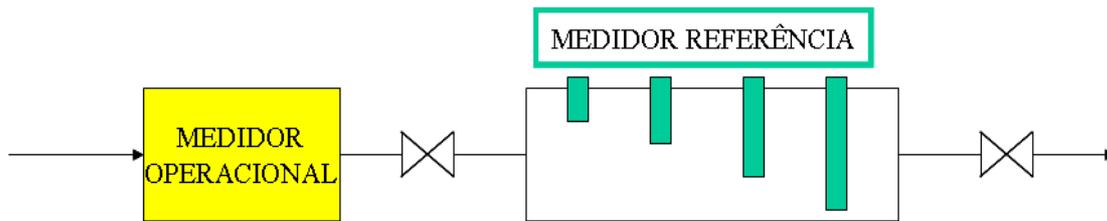


Figura 52 - Calibração com a inserção de medidores de diferentes faixas (PINHEIRO, 2012)

Há o método do traçador (*tracer*) que envolve a injeção de pequenas quantidades de isótopos radioativos diretamente na linha de processo que se misturam ao gás e, portanto assumindo o mesmo perfil de fluxo. Um detector separado por uma distância razoável e fixa L (Figura 53) irá detectar a passagem dos isótopos e assim o tempo de trânsito (procedimento de medição de vazão já normalizado segundo a ISO 2975).

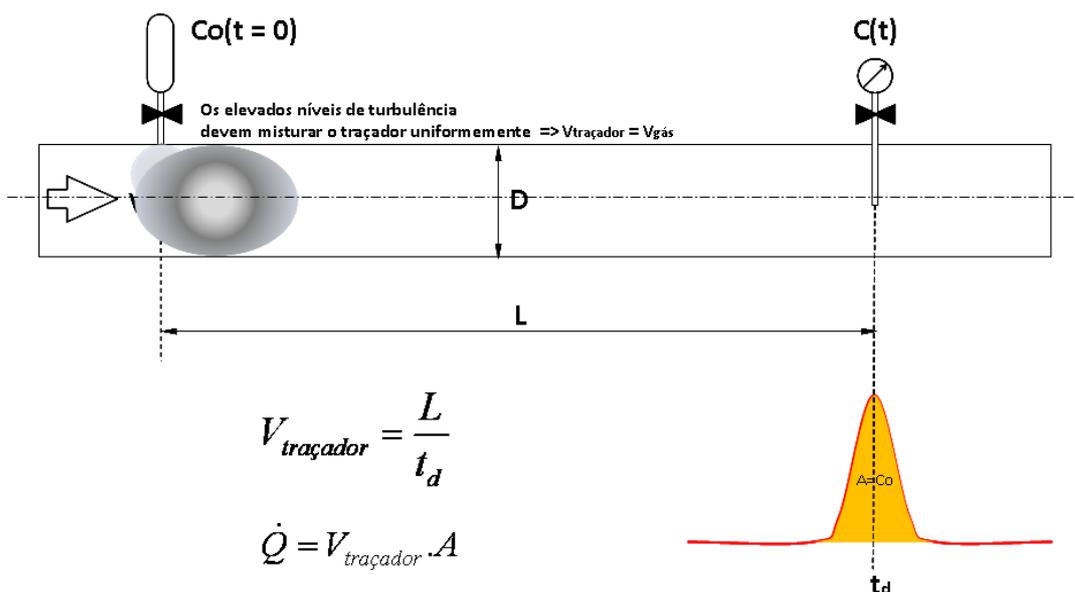


Figura 53– Esquema de medição de vazão por traçadores (RAMOS, 2013)

A última alternativa é a medição por diferença, onde o gás do *flare* é calculado como o gás que não foi utilizado na instalação. É o caso onde também não há medidor instalado na linha do *flare*. Isso envolve a medição de todas as correntes (exportação, combustível, etc.) e o maior problema é que, em condições normais de operação, a proporção do gás queimado para o gás total produzido é

muito pequena. Neste caso, a incerteza do cálculo da vazão do gás queimado é degradada, mesmo com sistemas de medição com ótimas incertezas.