

## 2

# Medição de Vazão na Produção de Gás Natural

### 2.1.

#### Tecnologias de Medição de Vazão Utilizadas Para Gás Natural

Em um cenário de produção típico, há diferentes tecnologias de medição de vazão aplicadas aos pontos, sendo cada tecnologia aplicável a determinados tipos de condições operacionais e sujeitas a considerações econômicas. Uma solução bastante popular e relativamente barata para a medição de gás em unidades marítimas de produção é o uso da placa de orifício. A grande parte dos pontos de medição utiliza esta tecnologia. Embora barata, a faixa de vazão suportada para uma dada placa é relativamente pequena. Tradicionalmente, considera-se a relação entre as vazões máxima e mínima para níveis razoáveis de repetibilidade como sendo 3:1.

No caso da queima, as condições operacionais impõem, em função de limitações da placa de orifício, o emprego de outra tecnologia. Em eventos de alívio, provocados por instabilidade do processo ou problemas operacionais as variações de vazão ocorrem em tempo pequeníssimo, e em uma faixa muito grande, o que obrigaria o uso de vários pontos de medição com placa de orifício para cobrir toda a faixa. Além da anti-economicidade, há o inconveniente de adicionar mais equipamentos a uma instalação onde o espaço tende a ser escasso e altamente valorizado. A placa de orifício representa, também, uma obstrução ao fluxo, tornando-a inadequada para uso nestas condições do ponto de vista da segurança operacional.

Há tecnologias que oferecem maior faixa dinâmica que a placa de orifício, e estão disponíveis para a medição de vazão de queima: *pitot*, termal, turbina de inserção, óptica, vórtice e ultrassom por tempo de trânsito. Esta última é a tecnologia mais extensamente utilizada no meio *offshore* para a medição de queima, com relações entre as vazões mínima e máxima da faixa de medição da ordem de 2000:1. Ela é discutida em mais detalhes na seção 2.3.

## 2.2. Medição de Vazão por Placa de Orifício

A medição de vazão a partir de diferencial de pressão tem sua descrição a partir da equação de Bernoulli. Esta, dedutível a partir da lei de conservação da energia, estabelece que a soma das energias estática, cinética e potencial do fluido conserva-se num escoamento através de uma restrição em uma tubulação e pela continuidade (Ribeiro, 2010).

$$\frac{P}{\rho \cdot g} + \frac{v^2}{2 \cdot g} + z = C \quad (1)$$

Onde:

- $P$  = pressão estática na parede do duto;
- $\rho$  = densidade do fluido;
- $g$  = aceleração da gravidade no local;
- $v$  = velocidade de escoamento do fluido;
- $z$  = elevação do duto;
- $C$  = constante.

Em situações onde há uma restrição ao escoamento do fluido, como num sistema de medição de vazão por placa de orifício, e considerando-se um trecho de duto horizontal, o que leva a um equilíbrio da energia potencial a montante e a jusante da placa, ao aplicar-se a equação de Bernoulli a ambos os lados, chega-se a uma equação para a vazão mássica:

$$Q_m = C_d \cdot \frac{\pi d^2}{4} \cdot \varepsilon \cdot \frac{1}{\sqrt{1 - \beta^4}} \sqrt{2 \cdot \Delta P \cdot \rho_o} \quad (2)$$

Onde:

- $Q_m$  = vazão mássica de gás;
- $C_d$  = coeficiente de descarga da placa de orifício;
- $d$  = diâmetro do orifício da placa na temperatura de operação;
- $\varepsilon$  = fator de expansão do gás;
- $\beta$  = relação entre os diâmetros do orifício da placa e interno do duto;
- $\Delta P$  = pressão diferencial entre pontos a montante e a jusante da placa;
- $\rho_o$  = massa específica do gás em pressão e temperatura de operação.

$C_d$ , o coeficiente de descarga, pode ser encarado como sendo um fator que compensa o carácter turbulento (alto número de Reynolds) de um escoamento. A equação de Bernoulli considera a velocidade ao longo da secção transversal da tubulação na qual o fluido escoava como sendo a mesma em todos os pontos, o que não ocorre em um escoamento turbulento (Delmée, 2003). Os modelos mais conhecidos para a determinação do coeficiente para placas de orifício são os de Stoltz e Reader-Harris/Gallagher, originados de dados empíricos.  $\varepsilon$ , fator de expansão, também empírico e adimensional, está associado à compressibilidade do gás.

A partir da equação da vazão mássica, é possível obter-se a vazão volumétrica de gás para condições de pressão e temperatura conhecidas ou desejadas, dividindo-se a vazão mássica pela massa específica do gás em tais condições. O índice “*ref*” denota as grandezas em condições ditas como sendo de referência. Ao longo deste trabalho, sempre que mencionadas, condições de referência referir-se-ão à temperatura de 20 °C e à pressão absoluta de 101,325 kPa.

$$Q_{ref} = \frac{Q_m}{\rho_{ref}} \quad (3)$$

O esquema típico de medição por placa de orifício aparece na figura 4.

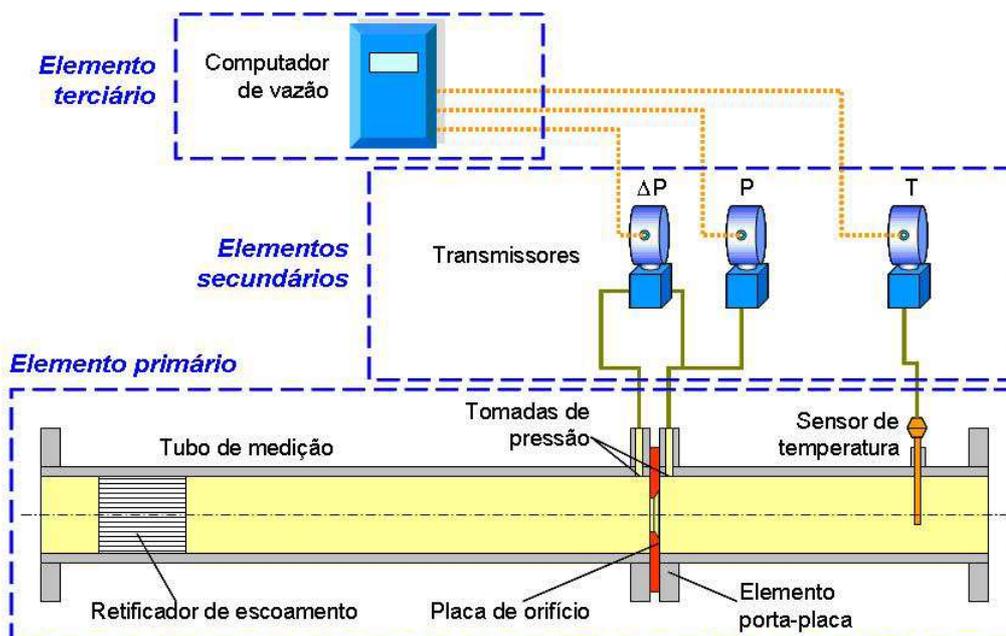


Figura 4 - Arranjo típico de medição de vazão por placa de orifício (Ribeiro, 2010)

O elemento terciário (computador de vazão), por meio da coleta das informações fornecidas pelos transmissores e de seu uso pelos algoritmos nele inseridos, será a entidade responsável pelo cálculo da vazão, neste caso específico, e do volume ao longo de dado intervalo de tempo. Esse é o esquema básico para a computação de volumes a partir da vazão obtida por elementos deprimogênios (por pressão diferencial). Outras tecnologias podem também enviar informação que necessitará de cálculo da vazão pelo elemento terciário (medidores do tipo turbina, medidores de deslocamento positivo, *e.g.*), assim como outras já entregarão uma vazão em condições de operação já calculada (medidores por efeito *coriolis*). O uso de algumas tecnologias permite optar pela entrega da vazão já calculada, ou de informação que permitirá ao computador de vazão fazê-lo.

A placa de orifício não é passível de calibração, tomada esta em seu sentido estrito. Num ponto de medição deste tipo, as boas práticas de Engenharia recomendam (e os órgãos reguladores requerem) que verificações periódicas acerca de aspecto dimensionais da placa (planeza, diâmetro e circularidade do furo) e do trecho reto (diâmetro interno, rugosidade da superfície interna). Os transmissores de pressão e temperatura também devem ser alvo de verificação periódica, por meio de calibração, visando manter a confiabilidade da medição.

### **2.2.1. Normas Associadas à Medição de Vazão por Placa de Orifício**

A regulamentação brasileira referente à medição da produção de gás natural admite duas normas para a determinação de vazão por placa de orifício na produção: *ISO-5167/2* (2003) e *AGA Report n° 3 - Part 2* (2000), emitidas pela *International Organization for Standardization - ISO* e pela *American Gas Association - AGA*, respectivamente. Normas emitidas pela AGA foram encampadas pelo *American Petroleum Institute - API*, tendo a norma AGA3/2 ganho nova identificação, API Capítulo 14.3 Parte 2. As referidas normas ISO e AGA/API estabelecem critérios para dimensionamento, instalação e operação dos pontos de medição a partir de extensa coleta de dados experimentais. Cada uma estabelece condicionantes para a adequada determinação da vazão, considerando aspectos construtivos que permitam a obtenção de resultados semelhantes aos integrantes da base de dados originária.

O atendimento aos requisitos de instalação visa garantir que o escoamento turbulento esteja completamente desenvolvido no ponto de medição. A principal ferramenta apresentada pelas normas para garantir esta condição é o estabelecimento de trechos retos de dimensões mínimas livres de acidentes ou obstáculos a montante e a jusante do ponto de medição. As dimensões destes trechos, embora variem de acordo com a norma utilizada, sofrem influência da relação  $\beta$  e do acidente imediatamente a montante. Entende-se por acidente qualquer perturbação do caminho reto da tubulação: curvas, derivações, restrições, alterações de diâmetro entre outras. Eventuais discordâncias entre o esperado em termos de dimensões, principalmente, para trechos retos de tubulação e a real condição física de uma instalação, acarretam um aumento na incerteza da vazão medida num ponto de medição desta natureza.

### **2.3. Medição de Vazão por Ultrassom por Tempo de Trânsito**

Os fundamentos da técnica de medição de vazão por ultrassom por tempo de trânsito remontam à década de 1920. No entanto, devido às características de precisão na medição de tempos de trânsito requeridas para implementação da técnica, esteve "adormecida" por mais de quatro décadas. No início da década de 1970, os avanços alcançados na eletrônica permitiram a possibilidade de utilização dos princípios de medição em equipamentos voltados para a medição de vazão (Mylvaganam, 1989).

Um medidor de vazão por tempo de trânsito mede os tempos decorridos entre o envio e a recepção de pulsos ultrassônicos que trafegam, alternadamente, em trajetórias contra e a favor do escoamento do fluido. Estes pulsos possuem frequências superiores a 20 kHz, limite da audição humana. Os pulsos são enviados e recebidos por transdutores dotados de cristais piezoelétricos, dispositivos capazes de transformar energia elétrica em energia mecânica, e vice-versa. Para cumprir esta tarefa, os transdutores são mantidos em contacto com o fluido.

Na figura 5, observa-se uma vista de topo do arranjo físico de um medidor e seu princípio de funcionamento de forma simplificada.

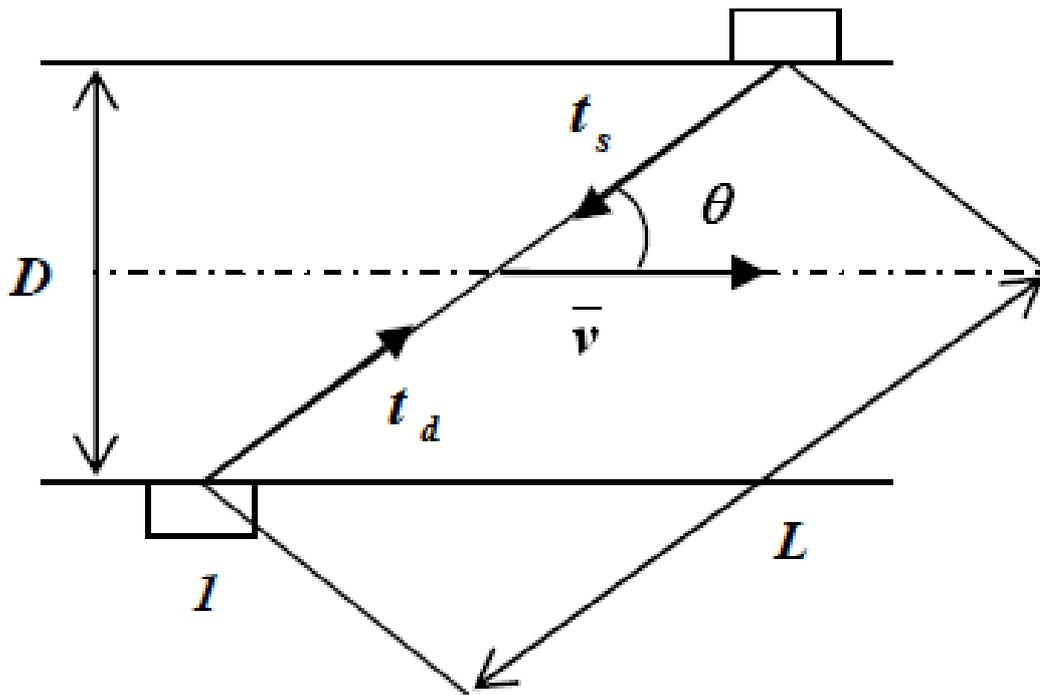


Figura 5 - Vista em corte: trajetórias dos pulsos ultrassônicos (Orlando & Val, 2006)

O arranjo físico permite associar alguns elementos. A velocidade de propagação é a razão entre a distância entre os transdutores ( $L$ ) e o tempo necessário para cobrir esta distância, o que vale para ambos os transdutores. No cerne da técnica está a diferença apresentada entre os tempos de deslocamento dos pulsos. O arranjo não-ortogonal dos transdutores (ângulo de  $45^\circ$  em relação ao escoamento,  $\theta$ ) permite medir tempos diferentes para a "subida" (contra o fluxo, na figura 5 anotado como  $t_s$ ) e para a "descida" (a favor do fluxo, na figura 5 anotado como  $t_d$ ). Tal diferença se dá como resultado do efeito do escoamento do fluido sobre a velocidade de deslocamento dos pulsos. Um pulso que se desloque de modo coincidente com o escoamento terá um incremento em sua velocidade de propagação para além da velocidade do som naquele fluido naquelas condições. Por outro lado, o efeito é inverso para um pulso que trafegue em direção contrária. A figura 6 traz uma imagem de um medidor ultrassônico de um canal típico.



Figura 6 - Medidor típico, transdutores em plano longitudinal diametral (NPP, 2007)

Com base no acima exposto, é possível obter uma equação para a velocidade do escoamento que relacione os tempos de trânsito com os aspectos construtivos do medidor. Partindo da determinação das velocidades de deslocamento de subida e de descida, chega-se à equação (4), que representa a velocidade média do fluido ao longo da trajetória (Ferreira, 2010).

$$v = \frac{L \cdot (t_s - t_d)}{2 \cdot \cos(\theta) \cdot t_s \cdot t_d} \quad (4)$$

Onde:

$v$  = velocidade de propagação ao longo do caminho acústico;

$L$  = distância entre os transdutores;

$\theta$  = ângulo entre os transdutores e o escoamento;

$t_s$  = tempo de subida (contra o escoamento);

$t_d$  = tempo de descida (a favor do escoamento).

Outra informação de interesse que pode ser obtida a partir destas relações é a velocidade do som no fluido:

$$c = \frac{L \cdot (t_s + t_d)}{2 \cdot t_s \cdot t_d} \quad (5)$$

Estas duas equações apresentam um aspecto interessante da construção de um medidor desta natureza, conforme visto na figura 5: caso os transdutores estivessem posicionados a 90 graus em relação ao escoamento, somente a velocidade do som poderia ser determinada. Mais que um subproduto da determinação do tempo de trânsito, a velocidade do som obtida pode ser utilizada para fins de diagnóstico das condições de funcionamento do equipamento. As equações de estado que permitem o cálculo da velocidade do som no meio podem ser inseridas na eletrônica do medidor (AGA, 2003). Se a composição do fluido for estável e conhecida, pode também ser inserida e permitir o cálculo da velocidade do som. O cotejo entre os dois valores pode ser utilizado como um indicativo qualitativo do desempenho do equipamento, embora, em condições práticas, a composição varie em função das condições de processo, o que prejudica a comparação.

Com base nas equações (4) e (5), é possível determinar os tempos de trânsito de subida e descida em função da velocidade média do fluido ao longo da trajetória e da velocidade do som naquele meio. O tempo de subida será:

$$t_s = \frac{L}{c - v \cdot \cos(\theta)} \quad (6)$$

E o tempo de descida:

$$t_d = \frac{L}{c + v \cdot \cos(\theta)} \quad (7)$$

A figura 7 mostra um arranjo típico de conexão entre medidor ultrasônico e computador de vazão. No exemplo mostrado, a vazão em condições de operação é calculada pela eletrônica do medidor e enviada ao computador de vazão, juntamente com as informações de pressão e temperatura (recebidas por este através de informação de corrente oriunda dos transmissores  $P$  e  $T$ ), via uma rede de comunicação RS-485 com protocolo ModbusRTU.

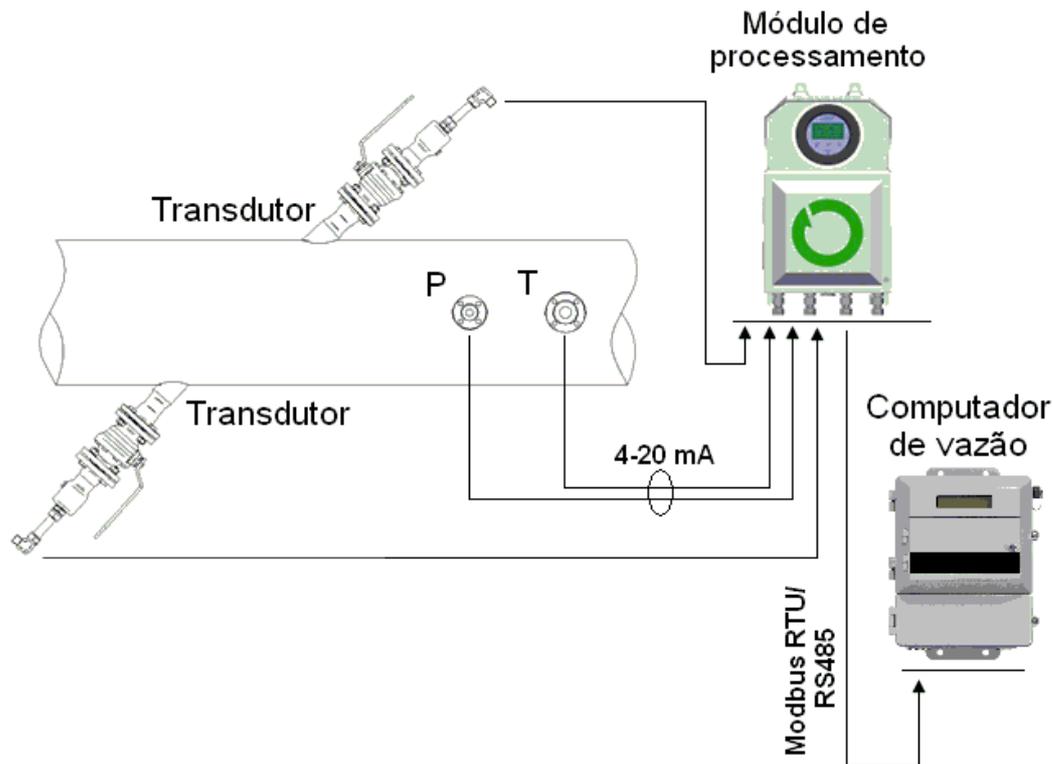


Figura 7 - Arranjo de medidor ultrassônico e computador de vazão (Elaboração Própria)

Em princípio, o medidor não necessita das informações de pressão e temperatura para determinar a vazão. No exemplo apresentado, ele funciona como um intermediário entre os transmissores e o computador de vazão, que utiliza estas informações para efetuar a correção do volume para condições de referência.

### 2.3.1. Compensação pelo Fator $k$

O processo de determinação da velocidade do escoamento não se encerra na obtenção da velocidade média por meio dos tempos de trânsito. A velocidade de propagação ao longo do chamado caminho acústico necessita de um ajuste, uma vez que os medidores ultrassônicos são projetados, de modo geral, para medir a velocidade de escoamentos turbulentos completamente desenvolvidos. Um aspecto extremamente importante na obtenção deste perfil, adequado à medição de vazão nestas condições, é a observância de trechos retos de dimensões mínimas, livres de acidentes a montante e a jusante dos medidores. Cada fabricante, conforme as características de seus equipamentos, indica que trechos mínimos serão estes, que serão função do diâmetro da linha em que estiverem instalados. O do fabricante FLUENTA, por exemplo, especifica para seu modelo

FGM130, um trecho reto de 20 diâmetros nominais a montante do medidor e um trecho de 8 diâmetros nominais a jusante.

Em certos casos, estes trechos não necessariamente garantirão um perfil totalmente desenvolvido, porém os efeitos de distorção do perfil poderão ser compensados com técnicas de análise do comportamento dinâmico de fluidos (*Computer Fluid Dynamics* – CFD). Estas técnicas também podem ser utilizadas para avaliar os efeitos provocados por instalações não-adequadas no perfil de escoamento onde espera-se desenvolvimento completo, e seu consequente efeito na medição da vazão (Gibson, 2009).

O perfil do escoamento apresenta variações na velocidade ao longo do caminho acústico percorrido pelo pulso ultrasônico. Num escoamento laminar, as velocidades do perfil são as mesmas ao longo deste e, com isso, essa velocidade não sofre variações. No caso do perfil turbulento, a velocidade do escoamento é máxima no centro da trajetória, e mínima junto às paredes do duto. Há, então, a necessidade verificar o comportamento do pulso ao longo de sua trajetória de modo que se obtenha a efetiva velocidade média do escoamento, conforme a equação (8). Esta equação integra o caminho acústico ao longo da secção transversal no ponto onde encontram-se os transdutores. No caso de medidores com mais de um par destes (multicanais) posicionados em planos paralelos ao plano onde encontra-se o diâmetro do duto, esta integração desdobrar-se-á em um modelo onde cada velocidade será determinada em função de sua posição relativa. Tradicionalmente, o método de integração utilizado é o de Gauss-Legendre (Ferreira, 2010).

$$v = \frac{1}{A} \iint_A v(r) dA \quad (8)$$

Onde:

$v$  = velocidade média do escoamento;

$A$  = área da secção transversal;

$v(r)$  = velocidade ao longo do caminho acústico como função da posição radial dos transdutores.

Uma aproximação bastante comum ao trabalhar-se com escoamentos para gases é o modelo de Hinze (AGA, 2007). O perfil de velocidades completamente desenvolvido pode ser descrito pela equação (9).

$$v(r) = v_0 \cdot \left(1 - \left|\frac{r}{R}\right|\right)^{1/n} \quad (9)$$

Onde:

$v(r)$  = velocidade do escoamento na posição radial  $r$ ;

$v_0$  = velocidade do escoamento na linha central da tubulação;

$r$  = posição radial (variando de 0 a  $R$ );

$R$  = raio interno da tubulação;

$n$  = expoente dependente do  $n^\circ$  de Reynolds e da rugosidade do material da tubulação.

A figura 8 mostra uma representação do perfil de Hinze segundo como definido por diferentes equações, algumas das quais apresentam uma descontinuidade no ponto central do perfil.

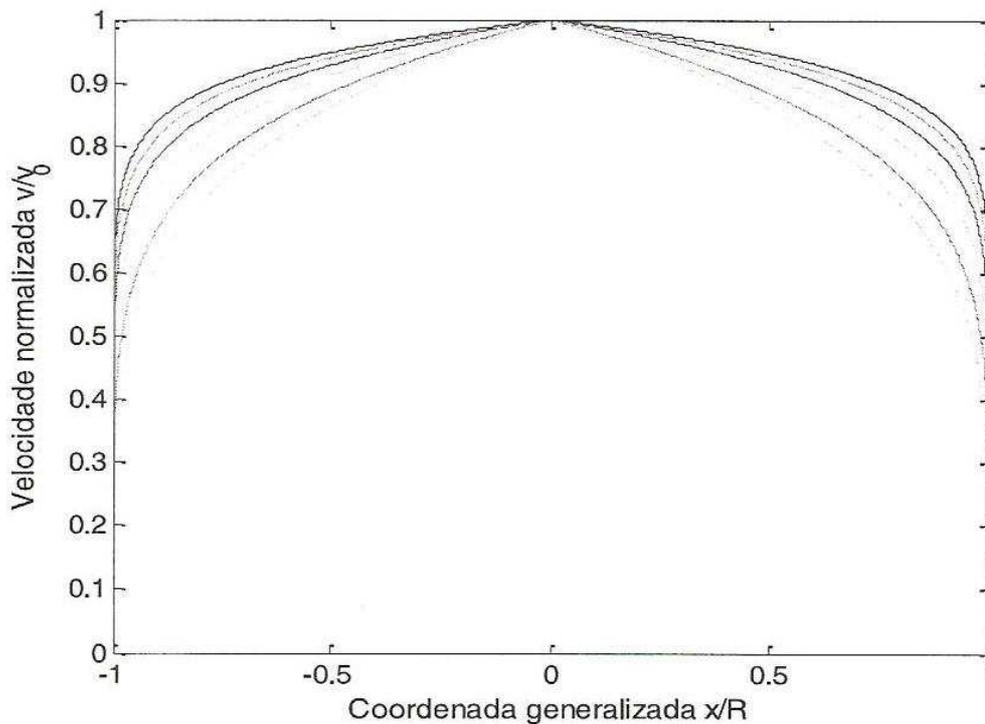


Figura 8 - Perfil de Hinze para diversos  $Re$ :  $10^3$  a  $10^8$  (Ramos et al, 2013)

O expoente  $n$  é uma função do número de Reynolds ( $Re$ ). Como  $Re$  é uma função da velocidade do escoamento, há a necessidade de uma iteração, estabelecendo critérios de convergência. A relação entre  $n$  e  $Re$  é expressa pela equação (10).

$$n = 2 \cdot \log\left(\frac{Re}{n}\right) - 0,8 \quad (10)$$

Finalmente, o fator de correção da velocidade do escoamento,  $k$ , é expresso em função de  $n$ :

$$k = \frac{2 \cdot n}{1 + 2 \cdot n} \quad (11)$$

Analiticamente,  $k$  é expresso como sendo a razão entre a velocidade média do escoamento ao longo da secção transversal e a velocidade ao longo do caminho acústico.

$$k = \frac{\frac{1}{A} \iint_A v(r) dA}{\frac{1}{L} \int_L v(r) dL} \quad (12)$$

O perfil de Hinze é um modelo teórico. Em termos práticos, as condições de operação de uma instalação industrial adicionam elementos como vibração e pulsação, não previstos num modelo teórico. Com isso, com base em dados experimentais e análises que considerem elementos como os citados, pode-se desenvolver outros modelos para a determinação do fator  $k$  como função de  $Re$ . Um exemplo é o modelo proposto pelo *AGA Report n° 9*, que expressa o fator  $k$  como sendo:

$$k \approx \frac{1}{1,2 - 0,011 \cdot \log(Re)} \quad (13)$$

A velocidade média do escoamento será determinada pelo produto do fator  $k$  pela velocidade ao longo do caminho acústico:

$$v = k \cdot v \quad (14)$$

O medidor ultrasônico é um medidor volumétrico. Assim, a vazão volumétrica em condições de operação é determinada pelo produto da velocidade do escoamento pela área da secção transversal do medidor.

$$Q_o = v \cdot A \quad (15)$$

Os medidores por tempo de trânsito são passíveis de calibração, embora na grande maioria dos casos de instalações em operação *offshore* isso não seja praticável, em função das dificuldades envolvidas na remoção do equipamento para envio a um laboratório.

Os fabricantes recomendam que periodicamente os medidores passem por um processo de verificação denominado *dry calibration*, onde os transdutores são retirados de suas sedes e instalados em equipamento apropriado, a fim de verificar seu comportamento. Embora os fabricantes recomendem geralmente intervalos de um ano, a regulamentação nacional obriga os concessionários a fazê-lo a cada seis meses (ANP, 2013).

O procedimento consiste em determinar a velocidade do som utilizando os transdutores e comparar os valores obtidos com os fornecidos por uma equação de estado (geralmente a proposta pelo *AGA Report n° 10*). Uma equação simplificada pode ser utilizada para uma estimativa da velocidade.

$$c = \sqrt{\frac{k \cdot Z \cdot \bar{R} \cdot T}{MM}} \quad (16)$$

Onde:

- $k$  = expoente isentrópico do gás;
- $Z$  = fator de compressibilidade;
- $\bar{R}$  = constante universal dos gases;
- $T$  = temperatura absoluta;
- $MM$  = massa molar do gás.

### 2.3.2. Propagação do Pulso Ultrasônico e Interferências

O pulso ultrasônico propaga-se como uma onda mecânica em meio ao fluido. Os transdutores, que geram os pulsos, possuem características físicas que permitem uma concentração de energia na direção desejada, de modo a obter a melhor eficiência possível na transmissão. Uma boa analogia para estes efeitos pode ser feita com antenas de transmissão de sinais eletromagnéticos. Antenas possuem o que se chama de diagrama de irradiação, que mostra em que direções e com que concentrações a energia propaga-se a partir da antena, formando lóbulos. Estes diagramas geralmente apresentam a propagação em planos vertical e horizontal. A figura 9 ilustra um transdutor "irradiando" um pulso ultrasônico.

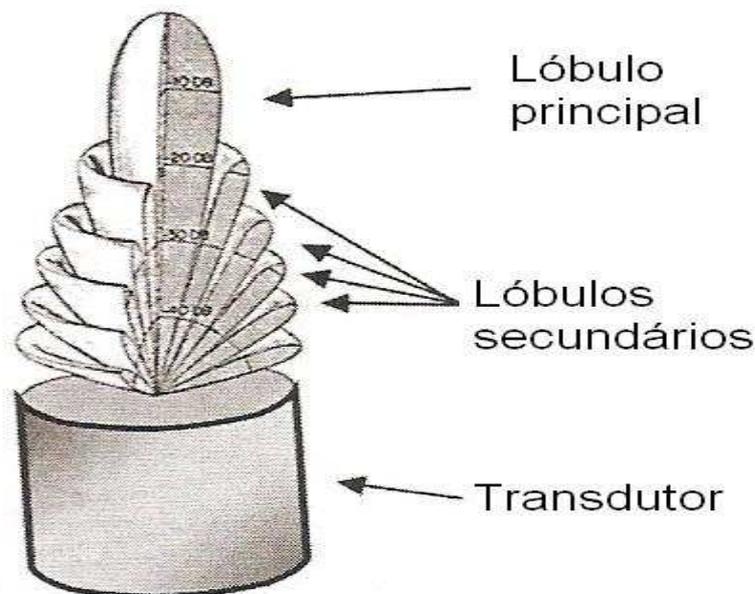


Figura 9 – “Irradiação” de transdutor de medidor ultrasônico de vazão (Ramos et al, 2013)

Os medidores por tempo de trânsito geram pulsos, tipicamente, de 50 kHz a poucos MHz, operando em ambientes industriais naturalmente ruidosos. Isso traz um problema a ser equacionado para o dimensionamento de transdutores. A tendência natural do espectro do ruído industrial é diminuir com a frequência, quer seja o ruído no espectro eletromagnético, quer seja o ruído mecânico, sob forma de vibração. A partir disso, seria desejável que os transdutores operassem na maior frequência possível. Via de regra, isso não é atingível, uma vez que para entregar a mesma potência a um pulso ultrasônico de frequência mais elevada que

a um entregue a uma frequência mais baixa, um transdutor maior seria necessário. Isso ocorre como efeito do aumento da atenuação do sinal com o aumento da frequência num mesmo meio de propagação (Ramos et al, 2013). Estabelece-se uma relação de compromisso entre tamanho do transdutor, frequência do pulso e potência entregue. Quanto mais denso o meio, maior tende a ser a atenuação, e maior a velocidade de propagação. A fim de mitigar o problema, técnicas de correlação em processamento de sinais são utilizadas.

Como um imperativo para a facilidade de manuseio, transporte, instalação e operação destes equipamentos, os fabricantes optam por transdutores de dimensões relativamente reduzidas. Na figura 10, um transdutor típico pode ser visto em corte. Para medidores de queima, que utilizam geralmente apenas um par de transdutores (ou um canal), estes dispositivos variam entre 5 e 7 cm de comprimento por 3 cm de diâmetro. Estes equipamentos utilizam muito comumente frequências de pulso de 60-70 kHz (Fluenta, 2010).

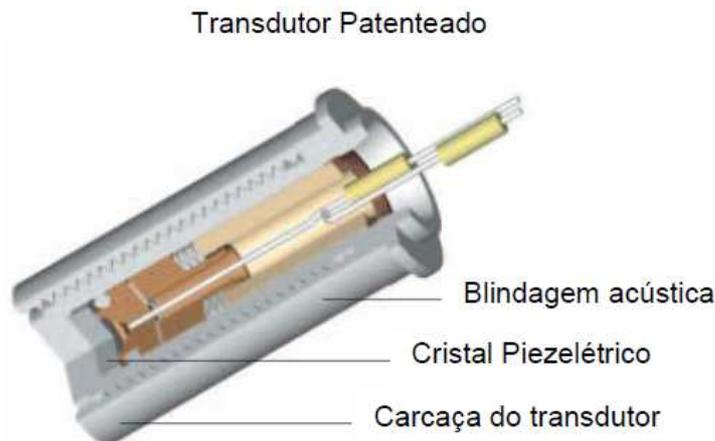


Figura 10 – Vista em corte de transdutor piezoelétrico (Ferreira, 2010)

Um aspecto construtivo importante dos medidores ultrasônicos é o posicionamento dos transdutores em relação ao escoamento. A figura 5 indica o posicionamento a 45° dos transdutores. No entanto, um escoamento em altas velocidades relativas pode exercer um efeito de arraste sobre o pulso, dificultando sua recepção. No limite, o efeito de arraste pode mesmo impedir a recepção do sinal. Para minimizar esse inconveniente, há medidores que são construídos de forma a aumentar o ângulo entre o transdutor que envia o sinal de descida e a tubulação, fazendo oposto com o outro transdutor. A figura 11 mostra esta

alternativa, aplicável, em geral, para medidores com diâmetros de até 12" (Mylvaganam, 1989).

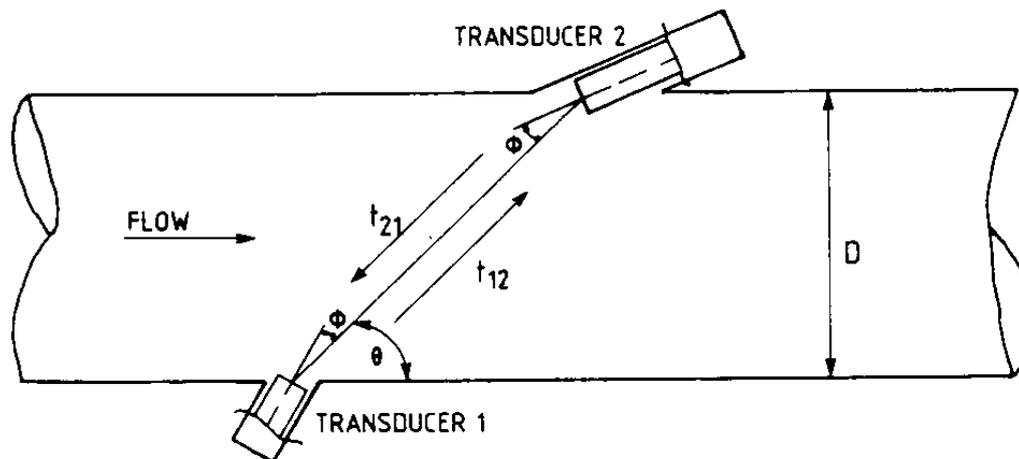


Figura 11 - Transdutores postos a ângulos diferentes de 45° (Mylvaganam, 1989)

Na prática, em condições de alta velocidade do escoamento, a trajetória do pulso (também chamada de caminho acústico) afasta-se de uma reta. À medida que a velocidade do escoamento aumenta, e tende a aproximar-se da velocidade do som no fluido, a determinação da velocidade de propagação deve considerá-la como sendo uma grandeza vetorial (Ferreira, 2010). Este efeito, pelas circunstâncias expostas no capítulo 5, não será levado em consideração no presente trabalho.

### 2.3.3. Composição do Gás Natural e Influência de Fluxo Bifásico

A composição do gás natural tende a ter influência desprezível no desempenho de medidores ultrasônicos. No entanto, altos teores relativos de CO<sub>2</sub> podem trazer prejuízos ao desempenho dos medidores. O dióxido de carbono apresenta a mais alta atenuação para sinais ultrasônicos, por conta de suas propriedades químicas, na faixa de frequências em que geralmente operam os medidores (Harper et al, 2009). Frações molares de 5% já são considerados como relativamente elevados. Unidades que operem campos de produção com altos teores relativos de CO<sub>2</sub> podem enfrentar dificuldades para uma adequada determinação de volumes queimados em alta e baixa pressões.

Em pontos de medição de queima, não é incomum a presença de umidade no gás. Esta umidade consiste de vapor d'água, condensado de gás em suspensão e

eventualmente outros fluidos de processo sob a forma condensada pulverizada. Esta umidade, por acarretar incremento na densidade do meio, tende a aumentar a atenuação, além de eventualmente provocar efeitos indesejáveis de refração e reflexão, que podem levar à perda dos sinais ultrasônicos, e conseqüentemente à impossibilidade de determinação da vazão.

Em casos mais severos, onde há a presença eventual ou permanente de condensado não pulverizado, caracterizando um escoamento bifásico, há a tendência à introdução de erro no cálculo da vazão. Numa hipótese em que problemas combinados de instalação e de processo possam propiciar acúmulo de condensado na secção inferior do trecho de tubulação em que encontra-se o medidor, o gás natural estará mais veloz que em trechos de mesmo diâmetro livres de condensado depositado. Ao efetuar o cálculo da vazão, o medidor efetuará o produto da velocidade do escoamento pela área total da secção, e não da área efetiva da secção, livre de condensado. Portanto, a vazão estará superestimada.

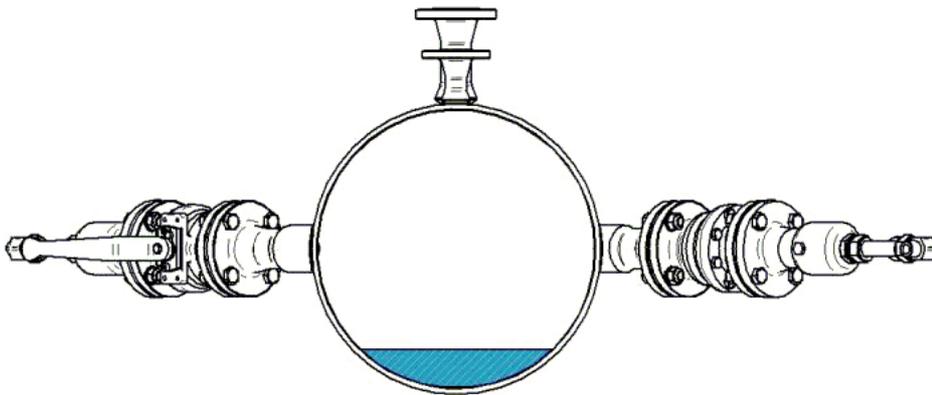


Figura 12 - Exemplo de acúmulo de condensado na região inferior do medidor (FLUENTA, 2010)

A instalação deste tipo de medidor pode dar-se na horizontal ou na vertical. Na instalação horizontal, os transdutores devem estar posicionados em plano paralelo à horizontal na linha diametral, de modo a evitar a imersão de um deles em condensado no caso de acúmulo. Na posição vertical, qualquer posição relativa dos transdutores é admissível. Em casos de instalação em posição diagonal, não recomendável, os transdutores deverão estar posicionados como na instalação horizontal.

#### 2.3.4.

#### **Normas Associadas à Medição de Vazão por Tempo de Trânsito**

Há algumas normas associadas à medição de vazão por tempo de trânsito que são seguidas pelos diversos fabricantes de equipamentos. Uma delas é a *API 14.10* (2007), que aborda diversos aspectos relativos a esta tecnologia: critérios de instalação, operação, instrumentação associada, entre outros. Outra norma é a chamada *AGA Report n° 7* (2006), a qual embora estabeleça critérios para a geração de sinais correspondentes à vazão gerados por turbinas, é aplicável a medidores ultrasônicos que transmitam a informação de vazão na forma de pulsos gerados eletronicamente. Como já mencionado, a *AGA Report n° 10* provê uma equação de estado que permite a determinação da velocidade do som nas condições em que se encontre um medidor ultrasônico (vide secção 2.3).

A calibração de medidores ultrasônicos utilizados em sistemas de queima de gás (obrigatória segundo o regulamento Técnico de Medição da Agência Nacional do Petróleo) é objeto da norma *ISO 17089/2* (2012). Esta norma estabelece critérios para a condução de uma calibração em laboratório e, eventualmente, em campo. Já a *ISO 17089/1* (2010) dispõe sobre critérios para a calibração de medidores utilizados para apropriação de produção e para transferência de custódia, tipo de medição que caracteriza uma transação comercial, de compra e venda de estoques de hidrocarbonetos.