

## Capítulo 2 Fundamentação Teórica

Com o intuito de situar o leitor, neste capítulo resumem-se as legislações que regulamentam a atividade de medição de petróleo no país, bem como os principais conceitos que serão abordados durante o trabalho.

### 2.1 Leis Empregadas na Medição de Petróleo: Um Novo Conceito

Serão apresentados nos subitens as principais portarias e regulamentos que norteiam a indústria da exploração do petróleo nacional.

#### 2.1.1 Portaria conjunta ANP/INMETRO no. 01.

O artigo 1º da Portaria Conjunta ANP/Inmetro no. 01, de 19 de junho de 2000, aprova o Regulamento Técnico de Medição (RTM) [1] e tem por objetivo estabelecer as condições mínimas para os sistemas de medição de petróleo e gás natural, com vistas a garantir resultados acurados e completos.

Em seu capítulo 6, item 6, subitem 3.1, o RTM cita que: *“os medidores que podem ser usados para a medição de petróleo em linha são: deslocamento positivo, turbina e mássicos”*; sendo assim os medidores ultra-sônicos não poderiam ser utilizados, todavia o mesmo RTM cita no mesmo item que outros medidores podem ser utilizados desde que autorizados previamente pela ANP, para tal o crivo inicial passa pela homologação do equipamento por parte do Inmetro *“responsável pela parte técnica do processo de autorização”*.

Sendo assim, em 2004, a Petrobras apresentou uma solicitação à ANP comprovando os bons resultados da medição ultra-sônica para medição de petróleo, tecnologia essa que já vinha sendo propagada por diversos países.

O pleito foi favorável, o medidor de tecnologia de ultra-som ganhava oficialmente espaço no mercado nacional de medidores de vazão de petróleo.

Outro fator preponderante do RTM que vale ressaltar é a frequência de calibração dos medidores; segundo o subitem 4.1, do mesmo item 6, capítulo 6: *“os medidores fiscais devem ser calibrados com um intervalo de no máximo 60 dias entre calibrações sucessivas*. E ainda, no subitem 4.6: *o medidor padrão*

*(utilizado para calibração dos medidores de petróleo em operação) deve ser calibrado mensalmente, com intervalo de tempo entre calibrações sucessivas menores que 60 dias”.*

E ainda como o próprio RTM menciona em seu subitem 6.4.4, a calibração deve ser feita tendo como parâmetro um tanque de calibração ou um provador em linha para obter um fator de calibração do medidor-padrão.

### **2.1.2 Portaria INMETRO n° 064.**

Essa portaria [3] entrou em vigor em 11 de abril de 2003, e é baseada na OIML R-117 [5], com fins de estabelecer um controle metrológico e técnico sobre os sistemas de medição dinâmicos de quantidades de líquidos utilizados em medição fiscal da produção de petróleo nas instalações de produção, em terra e no mar, em medição da produção de petróleo em testes de longa duração dos campos de petróleo, medição para apropriação da produção de petróleo dos poços e campos, medição da produção de petróleo em testes de poços cujos resultados sejam utilizados para apropriação da produção aos campos e poços, e medição em transferência de custódia de petróleo, seus derivados líquidos, álcool anidro e álcool hidratado carburante, sujeitos ao controle metrológico e fixa os requisitos para aprovação de modelo de partes desses sistemas de medição.

### **2.1.3 Lei 9.478 (conhecida como a lei do petróleo).**

Essa lei foi sancionada em 06 de agosto de 1997 e dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo e institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo.

### **2.1.4 Portaria INMETRO n° 234.**

Essa portaria [4] dispõe sobre penalidades com base no Regulamento de Procedimento de Imposição de Penalidades anexo à mesma.

Definindo em seu artigo número 1, o procedimento de imposição de penalidades aplicáveis aos infratores das disposições e termos constantes dos contratos de concessão, dos editais de licitação e na legislação aplicável.

## 2.1.5 Impactos para atendimento das legislações pertinentes.

Além do grande investimento para adequar as instalações e atender o novo cenário imputado pelas novas legislações, deve haver treinamento visando a capacitação técnica, bem como um gradativo aumento no inter-relacionamento entre concessionário-fornecedor e centros de pesquisa para o desenvolvimento técnico. Portanto as implicações são de natureza econômica, técnica e social.

Com relação aos aspectos econômicos, à redução no número de calibrações minimiza custos. Como exemplo de gastos, o medidor ultra-sônico deve ser calibrado bimestralmente (conforme 4.1 do RTM), então uma estimativa do custo anual de calibração, pode ser verificado na Figura 1.

Nº medidores (15) x Custo da Calibração (R\$18.500) x 6 calibrações/ano



= **R\$ 1.665.000,00**

**Figura 1 – Custo anual de Calibrações em Medidor US na Bacia de Campos**

Outro aspecto é a redução no custo devido a melhoria na qualidade da medição, diminuindo os erros, conforme mostra a Tabela 1, onde se tem um campo de petróleo produzindo 3000 m³/d (18870 bbl) de óleo cru, cuja cotação do barril (tipo Brent) em 20 de março de 2008 era de US\$ 101,84 o barril.

**Tabela 1 – Redução de custos devido a melhoria da medição**

Erro na Medição (%)	Fluxo diário de erro (bbl/dia)	Custo diário de erro (US\$/dia)	Fluxo anual de erro (bbl/ano)	Custo anual de erro (US\$/ano)
0,10	18,87	1921,72	6887,55	701.427,80
0,20	37,74	3843,44	13775,1	1.402.855,60
0,25	47,175	4804,30	17218,875	1.753.569,50
0,30	56,61	5765,16	20662,65	2.104.283,40
0,50	94,35	9608,60	34437,75	3.507.139,00
1,00	188,7	19217,20	68875,5	7.014.278,00

O medidor passa por um grande processo logístico devido ao desembarque da plataforma e encaminhamento para um laboratório para que possa ser calibrado. Assim, fica evidente que ao se propor um diagnóstico para esse tipo de equipamento o ganho real de tempo, custo e segurança ficam latentes, comprovando que o medidor mantém suas características de calibração e somente sendo necessário o seu desembarque se o diagnóstico assim o indicá-lo.

## 2.2 A Ciência de Escoamento de Fluidos: Tópicos

“Um fluido é qualquer substância que escoar”. Ou melhor, conforme Fox & McDonald [18] “É uma substância que se deforma continuamente sob a aplicação de uma tensão de cisalhamento (tangencial), não importa quão pequena possa ser”.

Fluidos são classificados ora como líquidos que podem ser comprimidos com dificuldade, porém se deslocam facilmente, e ora como gases que não têm fronteiras próprias e cujos volumes dependem dos volumes de seus recipientes.

Na hidrodinâmica convencional, um fluido, seja líquido ou gás, é um meio contínuo que também escoar de modo contínuo.

A medição de fluidos na indústria está focada principalmente na determinação da vazão de fluidos em dutos ou tubos, seja volumétrica ou mássica, e na determinação de volumes em tanques.

### 2.2.1 Massa específica

A massa específica de um fluido,  $\rho$ , é a divisão de sua massa  $M$  pelo seu volume  $V$ , ou seja:

$$\rho = \frac{M}{V} \quad (1)$$

A massa específica da água é mais ou menos mil vezes a massa específica do ar nas condições atmosféricas. A unidade SI de massa específica absoluta é o quilograma por metro cúbico ( $\text{kg/m}^3$ ).

O termo densidade relativa (ou gravidade relativa) é o valor adimensional aceito para descrever a relação da densidade de um material sólido em relação à densidade da água, a  $4^\circ\text{C}$  e de gases em relação ao ar, nas condições padrão de pressão e temperatura.

Para se obter a vazão mássica de um fluido, é comum a medição da densidade utilizando-se transmissores de densidade montados em linha do processo. A densidade pode também ser inferida pela medição de temperatura e pressão em linha.

### 2.2.2 Viscosidade

A viscosidade de um fluido,  $\mu$ , é uma medida de sua resistência a cisalhar a uma razão constante. É uma variável característica do fluido e expressa a facilidade ou dificuldade com que o mesmo escoar quando submetido a uma força externa. A viscosidade é a medida dos efeitos combinados de adesão e coesão das moléculas do fluido entre si. Pode ainda ser tomada como o atrito interno do fluido ou a habilidade do fluido vazar sobre si mesmo.

Um exemplo clássico utilizado para se explicar a idéia de viscosidade de um fluido é o de uma chapa plana que se desloca em uma determinada direção, estando um certo líquido entre a chapa e o piso que o suporta (Figura 2).

Na região de contato do fluido com a chapa a velocidade do fluido é igual à velocidade da chapa. Na região de contato do fluido com o piso a velocidade é igual a zero. Com isto, é estabelecido um aumento (gradiente) de velocidade ao longo do fluido na direção  $y$ , e se a velocidade da chapa for pequena e o fluido for newtoniano, o perfil de velocidade será linear. Com isso, pode-se imaginar ao longo da direção  $y$  diversas camadas de fluido uma “escorregando” sobre a outra.

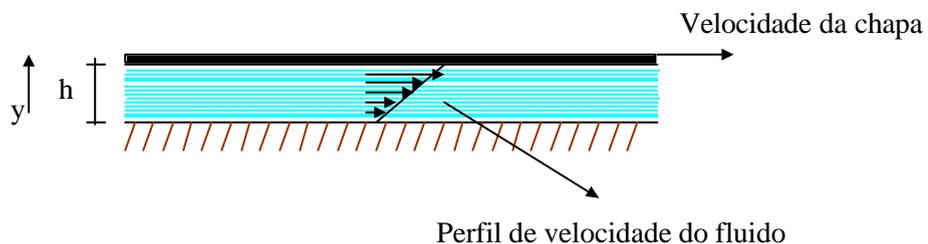


Figura 2 - Deslocamento de uma placa sobre um fluido

Em termos da Figura 2, a viscosidade é definida como:

$$m = \frac{t}{\dot{g}} \quad (2)$$

Onde:

$t$  é a tensão de cisalhamento e

$\dot{g}$  o gradiente de velocidade ( $\frac{dg}{dt}$ , onde  $g$  é o ângulo que um ponto da placa se desloca em relação a um ponto fixo do piso).

A unidade do SI de viscosidade é o **pascal segundo** (Pa s), mas é usual se expressar as viscosidades em centipoise (cP), sendo 1 cP igual a  $10^{-3}$  Pa s.

A viscosidade é usualmente citada como viscosidade absoluta ou viscosidade dinâmica de forma a diferenciar da viscosidade cinemática,  $\nu$ , sendo esta última a razão da viscosidade e da densidade,  $\frac{\mathbf{m}}{\mathbf{r}}$ , à mesma temperatura. A unidade do SI para a viscosidade cinemática é o  $\text{m}^2/\text{s}$ , e a unidade comum é o centistoke (cSt), onde 1 cSt equivale a  $10^{-6}$   $\text{m}^2/\text{s}$ .

Cabe salientar que os valores de viscosidade caem abruptamente com o aumento da temperatura.

## 2.3

### Regimes de Escoamento: Número de Reynolds

#### 2.3.1 Número de Reynolds

Osborne Reynolds (1842-1912) desenvolveu um “identificador de regime” de escoamento baseado em parâmetros cujas unidades, uma vez efetuada a operação, resultam em valor adimensional:

$$R_E = \frac{\mathbf{r} \bar{\nu} D}{\mathbf{m}} \quad (3)$$

Onde:

$\mathbf{r}$  é a densidade do fluido,

$\bar{\nu}$  a velocidade média,

$D$  o diâmetro da tubulação e

$\mathbf{m}$  a viscosidade

O número de Reynolds é um conceito bastante valioso, pois o numerador é uma medida da habilidade do fluido de gerar forças dinâmicas, enquanto o denominador, a sua viscosidade dinâmica, é uma medida de sua habilidade de gerar forças viscosas. Isso quer dizer que o número de Reynolds indica qual tipo de forças irá predominar no fluido que escoar.

Outra forma bastante usual de apresentar a equação de Reynolds é:

$$R_D = \frac{4.Q_m}{\rho.D.m} = \frac{1,273.Q_m}{D.m} \quad (4)$$

Onde:

$Q_m$  é a vazão mássica (kg/s),

$D$  o diâmetro da tubulação (m) e

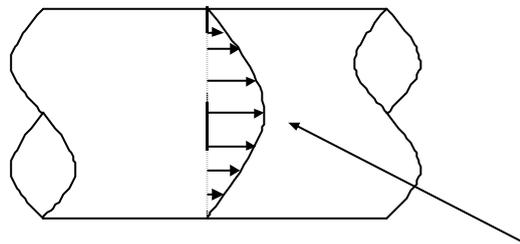
$m$  a viscosidade do fluido (Pa.s)

Conforme Delmée [15] o número de Reynolds é válido para líquidos, gases e vapores e permite definir três regimes de escoamento, a saber:

- Para valores abaixo de 2000, o regime é dito laminar.
- Para valores entre 2000 e 4000, o regime é transitório.
- Para valores acima de 4000, o regime é turbulento.

### 2.3.2 Perfil de escoamento

Um perfil de velocidade é um gráfico que mostra como a velocidade varia ao longo de um diâmetro de um tubo (Figura 3). No fluxo laminar, o perfil é uma parábola (Figura 4) e a velocidade no centro do tubo é o dobro da velocidade média. No fluxo turbulento, o perfil é mais achatado (Figura 4) e a velocidade no centro do tubo é cerca de 1,2 vezes a velocidade média. Nestas condições, o perfil é dito totalmente desenvolvido ou normal.



Perfil de velocidade ao longo do diâmetro de uma tubulação

**Figura 3 – Exemplo de Perfil de Velocidade**

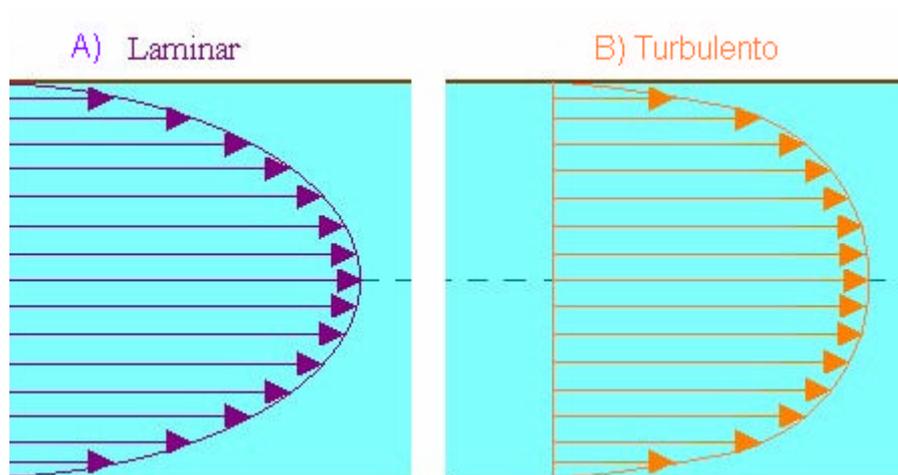


Figura 4 – Exemplos de Perfis de Velocidade: (A) Laminar; (B) Turbulento

O perfil de velocidade pode ser distorcido devido à presença de curvas na tubulação, válvulas, medidores, etc. e, neste caso, pode ser chamado de assimétrico. Em tubulações reais, os arranjos contêm mudanças de planos e direção que distorcerão o perfil, como, por exemplo, após curvas, válvulas, medidores, etc. A Figura 5 mostra dois típicos perfis assimétricos, obtidos à 5 e 20 D à jusante de uma mesma curva em um tubo de 3”.

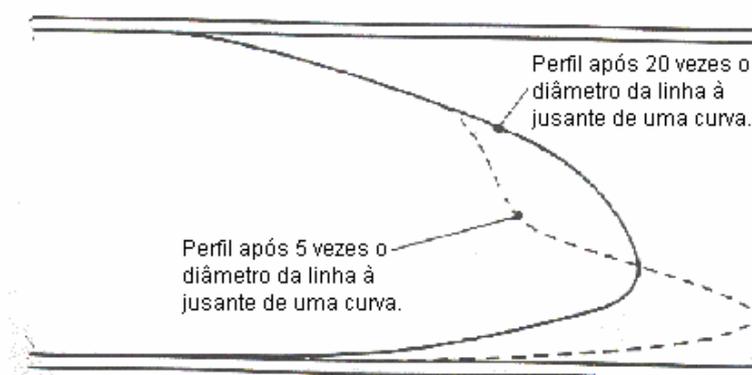
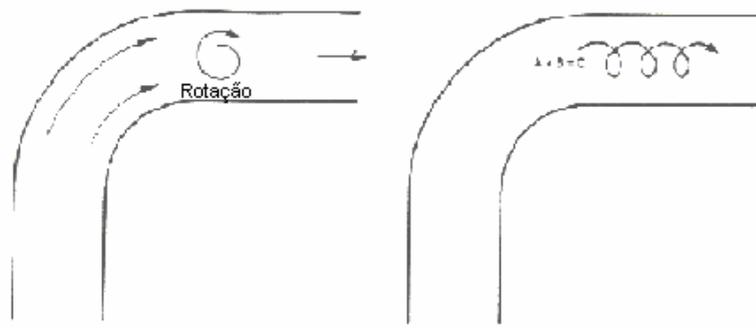


Figura 5 – Exemplos de Perfis de Velocidade Assimétricos à 5 D e a 20D à jusante de uma mesma curva em tubo de 3”

As curvas de tubulação, válvulas e medidores também produzem o que é conhecido com rotação do fluido (Figura 6) ou até um movimento tri-dimensional do tipo redemoinho (*swirl*), criado geralmente por duas curvas adjacentes em diferentes planos cujo efeito se persiste por longas distâncias. É comum a instalação de retificadores de fluxo para suprimir esse efeito.



**Figura 6 – Movimentos de rotação criados após curvas de tubulação (Swirl).**

### 2.3.3 Diferenciando o regime laminar e o regime turbulento

Os regimes de escoamentos viscosos são classificados em laminar ou turbulento, tendo por base a sua estrutura. No regime laminar, a estrutura do escoamento é caracterizada pelo movimento suave em *laminae*, ou camadas. A estrutura do escoamento no regime turbulento é caracterizada por movimentos aleatórios, tridimensionais, de partículas fluidas, adicionais ao movimento principal.

No escoamento laminar não há mistura macroscópica de camadas adjacentes do fluido. Um filamento delgado de corante injetado num escoamento aparece como uma linha única, não havendo dispersão do corante pelo fluxo. Todavia, quando o mesmo filamento é inserido em um fluxo turbulento dispersa-se rapidamente por todo o campo de escoamento; a linha de corante parte-se numa miríade de filamentos entrelaçados, isso devido às flutuações de velocidades presentes.

Portanto uma característica do escoamento turbulento é que não há relação universal entre o campo de tensões e o campo de velocidade média, sendo assim deve-se para esses escoamentos basear-se nas teorias semi-empíricas e nos dados experimentais.

## 2.4 O Estado da Arte da Medição de Fluidos

Sabe-se hoje em dia que a gama de medidores usados para determinar a vazão de um determinado fluido é bastante ampla e abrange os mais diversificados serviços. Há os medidores deprimogênicos (como a placa de orifício, Venturi, Pitot, Bocal e V-cone), também há os volumétricos (como diafragma, palheta, pistão oscilante e rotores, como o de lóbulo e engrenagem, também conhecidos como deslocamento positivo), há os medidores lineares (como o mássico Coriolis, a turbina, vórtice, eletromagnético, laser, térmico e o ultrassônico) e finalizando também há os canais abertos (como calhas e vertedores).

A cada princípio de funcionamento correspondem características que limitam as aplicações a faixas de diâmetros, de pressões, de temperaturas, de viscosidades e de teores de impurezas. A escolha entre os possíveis medidores para uma determinada aplicação pode considerar também a perda de carga introduzida pelo medidor na tubulação, os trechos retos disponíveis, os custos de implantação (incluindo os acessórios necessários), os custos de manutenção e ainda o atendimento às normas aplicáveis. Como exemplo de atendimento tem-se os preceitos de Erro Máximo Admissível (E.M.A) da OIML R117, conforme Tabela 2:

**Tabela 2: Critérios de Classe de Exatidão da OIML R117**

	<i>Classes de Exatidão</i>				
	0.3	0.5	1.0	1.5	2.5
A	± 0.3 %	± 0.5 %	± 1.0 %	± 1.5 %	± 2.5 %
B	± 0.2 %	± 0.3 %	± 0.6 %	± 1.0 %	± 1.5 %

Sendo: **A)** E.M.A do sistema **B)** E.M.A do medidor

Cabe lembrar que os sistemas fiscais devem ser projetados, instalados e calibrados para operar dentro da classe de exatidão 0.3 estipulado no RTM. Mas, como esse trabalho refere-se à medição de petróleo, focar-se-á brevemente somente nas tecnologias mais usuais e que tem o respaldo de aceitação do RTM,

ficando um capítulo completo para explicar sobre o medidor ultra-sônico, objeto de estudo desse trabalho.

#### 2.4.1 Deslocamento positivo:

Os medidores de deslocamento positivo destinam-se essencialmente à medição de volumes, em litros ou em metros cúbicos, ao invés de vazão, em litros por minuto ou em metros cúbicos por hora.

O princípio geral de funcionamento consiste em forçar a passagem do líquido por câmaras de volume perfeitamente determinado (conforme Figura 7).

Os mais usuais na indústria do petróleo são os tipos rotor : de lóbulos e de engrenagem. O E.M.A (erro máximo admissível) desses medidores é da ordem de  $\pm 0,2\%$ . Os diâmetros podem variar de 2” à 24”. Em geral é necessária a colocação de um filtro a montante da turbina, para evitar que partículas sólidas possam emperrar a parte móvel.



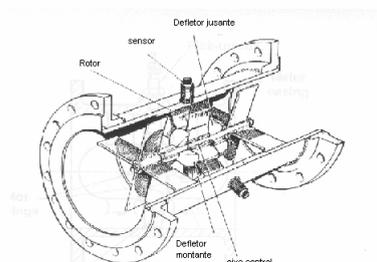
**Figura 7 – Medidor de Engrenagens Ovais - exemplo de medidor de deslocamento positivo e princípio de funcionamento.**

#### 2.4.2 Turbina:

Os medidores do tipo turbina são utilizados para medir fluxos de líquidos e gases. A teoria das turbinas é simples: o rotor, provido de aletas e formando um ângulo  $\alpha$  com as linhas de escoamento, é posto a girar quando há vazão, devido à incidência das linhas de velocidade do fluxo contra os planos inclinados representados pelas pás do rotor (conforme Figura 8). Existem diversos projetos de rotores para turbinas.

Para medição de líquidos viscosos, os rotores com poucas pás e de forma helicoidal longa são considerados os mais independentes da viscosidade.

A exatidão na media de vazões obtida com turbinas está entre as mais elevadas dos elementos primários: 0,25% do valor instantâneo. Os diâmetros podem variar de ¼ ” a 30”. O uso de filtros também são recomendáveis.

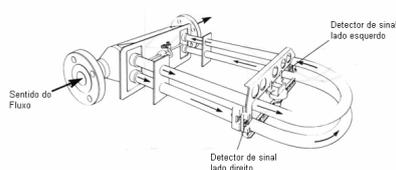


**Figura 8 – Exemplo de Medidor Turbina.**

### 2.4.3 Mássico (Coriolis):

Os medidores do tipo mássico Coriolis utilizam o princípio estabelecido pelo engenheiro e matemático francês Gaspard Coriolis, que no início do século XIX, determinou que há uma força proveniente de uma massa, deslocando-se com uma velocidade relativa em relação a um sistema de referência, esse por sua vez em movimento de rotação.

Estendendo esse conceito para a aplicação do medidor mássico, tem-se que usando o efeito Coriolis que causa essa vibração de torção lateral no tubo (Figura 9), pode ter-se uma medida direta do fluxo de massa. Além disso, uma medida direta da densidade do fluido também é obtida. A medição mássica pode ser muito precisa independente do tipo de gás ou líquido que estão sendo medidos, o mesmo tubo de medição ser usado para diferentes fluídos sem necessidade de recalibração. A limitação dessa tecnologia está no tamanho máximo no mercado que é de 6” e na perda de carga considerada de moderada a alta dependendo das condições do fluido e de processo.



**Figura 9 – Exemplo de Medidor Mássico.**

## 2.5 Medição de Petróleo usando Ultra-Som.

O termo “medição de vazão” pode ser atribuído a seis finalidades diferentes, porém o interesse aqui está na medição de velocidade média – instrumentos que medem a velocidade média  $\bar{v}$  associando-a à vazão volumétrica  $Q_V$ , assumindo que o perfil de velocidades corresponde à situação de fluxo turbulento dentro de uma área de seção reta  $A$ , conforme se segue:

$$\bar{v} = \frac{Q_V}{A} \quad (5)$$

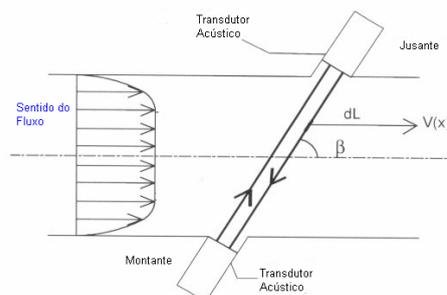
O medidor tipo ultra-sônico se baseia na propagação de ondas de ultra-som, emitidas a frequências na faixa de 150 kHz a 4 MHz através do fluido, sendo necessário pelo menos um par de transdutores. Há dois métodos mais utilizados comercialmente:

- (a) efeito Doppler,
- (b) tempo de trânsito (*transit time*),

sendo esse último o mais utilizado na indústria do petróleo.

O medidor baseado em efeito Doppler funciona transmitindo um sinal de frequência constante no fluido. Bolhas, sólidos em suspensão ou redemoinhos no fluido fazem com que o sinal seja refletido ou disperso de volta ao transdutor receptor. Se o fluido estiver em movimento, haverá uma variação na frequência do sinal recebido. A diferença entre as frequências dos sinais transmitidos e recebidos será proporcional à velocidade do meio.

O princípio denominado tempo de trânsito utiliza dois transdutores posicionados nos lados opostos da tubulação que enviam e recebem sinais acústicos através do fluxo, de modo alternado a favor e contra o fluxo (ver Figura 10), baseando-se no fato que uma onda sonora movimenta-se mais rapidamente na mesma direção do fluxo do que numa outra propagada contra o fluxo.



**Figura 10 – Configuração Básica do Medidor US de Tempo de Trânsito**

O transdutor emissor gera um pulso numa direção definida (feixe) e o transdutor receptor registra o tempo de chegada do mesmo pulso. Após essa operação, o transdutor receptor é colocado a operar como emissor, gerando um pulso na direção oposta e o primeiro transdutor também registra o tempo de chegada do segundo pulso. A diferença entre os dois períodos de tempo medidos é correlacionada com a velocidade do fluido.

O tempo de trânsito na direção a favor do fluxo é dado por:

$$t_{favor} = \frac{L}{c - v_m(x) \cdot \cos(\mathbf{b})} \quad (6)$$

Onde;  $c$  é a velocidade do som,  $L$  é a distância entre os dois transdutores,  $\mathbf{b}$  é o ângulo entre a linha do feixe e o eixo do tubo e  $x$  um ponto qualquer ao longo de  $L$ .

O tempo de trânsito na direção contra o fluxo é dado por:

$$t_{contra} = \frac{L}{c + v_m(x) \cdot \cos(\mathbf{b})} \quad (7)$$

Combinando-se as duas equações acima, vem à fórmula para a velocidade média  $v_m(x)$ :

$$v_m(x) = \frac{L \cdot (t_{afavor} - t_{contra})}{2 \cdot t_{afavor} \cdot t_{contra} \cdot \cos(\mathbf{b})} \quad (8)$$

Após obtida a velocidade média pode-se fazer uso da equação (5) para cálculo da vazão volumétrica do sistema.

O relacionamento entre a velocidade medida e a vazão do escoamento se dá através da garantia de um perfil conhecido de escoamento, normalmente o perfil denominado de completamente desenvolvido. Como na prática existem distorções deste perfil, o uso de vários feixes acústicos pode compensar as discrepâncias, fazendo com que a medição de vazão tenha uma incerteza mais baixa.

## 2.6 Diagnóstico do Medidor Ultra-Sônico.

Conforme demonstrado por Orlando e Do Val [21] a calibração do medidor não pode ser feito apenas com água, necessitando de outros fluidos mais viscosos para que toda a faixa do número de Reynolds seja coberta. Quanto maior o diâmetro do medidor, menor a faixa do número de Reynolds que pode ser coberta pela água. Entretanto, o estudo demonstrou que o desempenho do medidor tem a mesma qualidade metrológica para toda a faixa do número de Reynolds.

A qualidade metrológica neste estudo é caracterizada pela média do METER FACTOR e pela sua dispersão (2.s), dentre todas as corridas realizadas com a finalidade de comparação. Assim, uma verificação periódica pode ser feita apenas na faixa do número de Reynolds de operação ou outra que seja possível. Se houver uma deriva de desempenho, então uma calibração com água ou com outros fluidos mais viscosos deverá ser feita.

O manual de instalação, manutenção e diagnósticos da empresa Daniel [26], para medidores de vazão de gás natural do tipo ultra-sônico, sugere que para monitorar seu desempenho e assegurar que ele está operando dentro das especificações aceitáveis, diagnósticos devem ser feitos com uma frequência que varia de um a quatro meses se o fluido estiver limpo.

Inicialmente, quando a calibração de fábrica do medidor (*fingerprint*), parâmetros devem ser anotados para um número de Reynolds típico de operação, formando um conjunto denominado de referência, que deve ser verificado quando da primeira operação do medidor, de forma que erros de instalação possam ser evidenciados. A Figura 11 apresenta o posicionamento dos feixes acústicos e sua nomenclatura.

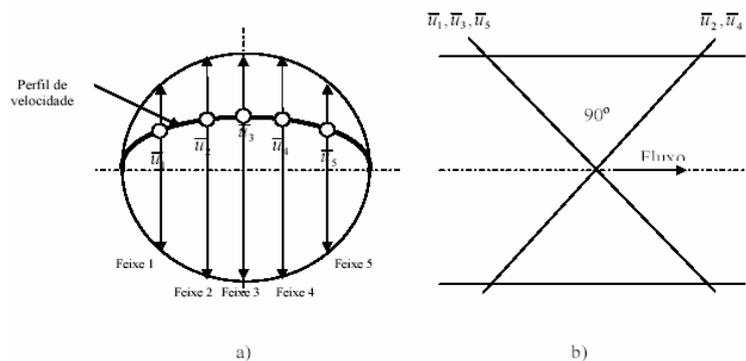


Figura 11 – Posição dos feixes acústicos: a) Vista frontal b) Vista superior

Convenciona que a numeração dos feixes de um medidor ultra-sônico se processa de cima para baixo, sendo o feixe 1 o de maior cota.

O medidor ultra-sônico fornece a cada instante um diagnóstico sobre o perfil de velocidade do escoamento e, eventualmente, um alarme para alertar sobre a qualidade da medição. Os seguintes diagnósticos devem ser avaliados:

➤ **Simetria (X1):** O medidor compara o escoamento da metade superior da tubulação com a inferior. Idealmente, este valor se aproxima de 1. Uma variação fora da faixa  $\pm 0,02$  pode indicar que o condicionador de escoamento pode estar bloqueado, ou que o perfil está variando.

$$X1 = \frac{\bar{u}_1 + \bar{u}_2}{\bar{u}_4 + \bar{u}_5} \quad (9)$$

Onde  $\bar{u}$  é a velocidade axial em cada canal.

➤ **Escoamento cruzado (X2):** O medidor compara as velocidades em dois planos em ângulo reto, duas velocidades em cada um. Idealmente, este valor se aproxima de 1. Uma variação fora da faixa  $\pm 0,02$ , pode indicar um bloqueio da tubulação, ou incrustações.

$$X2 = \frac{\bar{u}_1 + \bar{u}_4}{\bar{u}_2 + \bar{u}_5} \quad (10)$$

➤ **Turbilhonamento (X3):** O medidor compara as trajetórias internas com as externas, como um indicador do turbilhonamento. Idealmente, deve se aproximar de 1,17. Se um condicionador de escoamento adequado estiver instalado, uma variação de até 2 % pode ser esperada. Maiores valores podem indicar bloqueio.

$$X3 = \frac{\bar{u}_2 + \bar{u}_4}{\bar{u}_1 + \bar{u}_5} \quad (11)$$

➤ **Swirl Number:** O limite para formação de swirl é o valor de 0,250, conforme recomendação do fabricante. Valores acima desse parâmetro podem indicar problemas de medição devido ao perfil de velocidade, necessitando de condicionadores de fluxo na linha.

➤ **Velocidade do som:** Os valores de velocidade do som em cada feixe, devem ser iguais. Os valores do som em cada feixe, não devem diferir entre si em mais que 1 m/s em valor absoluto. A ocorrência de valores diferentes em cada canal, pode indicar a existência de segregação de fases ou de formação de depósitos junto aos pontos onde os feixes atravessam o corpo do medidor.

➤ **Rugosidade :** O medidor pode detectar um aumento de rugosidade pelo seu efeito no perfil de velocidade. Se o perfil não variar mais do que 2%, a rugosidade provavelmente permaneceu constante.

➤ **Estratificação do escoamento:** Provoca diferentes valores para a velocidade do som. Valores de velocidade do escoamento menores do que 0,1 m/s provocam uma estratificação do escoamento pela presença de correntes de convecção natural, aumentando a incerteza de medição. A aprovação de modelo pelo NMI indica um valor mínimo de 0,2 m/s. Variações maiores do que 0,3 a 0,7 m/s entre as cordas podem indicar estratificação.

➤ **Turbulência:** O medidor calcula a intensidade de turbulência pelo valor médio quadrático das flutuações de velocidade. Este valor pode ser comparado com o esperado, podendo diagnosticar distorções no perfil. Para trajetórias próximas da parede, um valor de 4 % é normal. Para as internas, 2 %. Variações de 1 a 2 % acima ou abaixo são permitidas.

Desta forma, pelo diagnóstico obtido pelo medidor, pode-se concluir que, ou o escoamento mudou, ou que o medidor sofreu uma deriva. A primeira pode ser evidenciada se, pela verificação da calibração com água, não houver mudança na calibração do medidor.

Utilizando-se vários feixes ao longo do diâmetro da tubulação com dois planos de medição cruzados do tempo de trânsito, permite diagnosticar não idealidades no escoamento, além de reduzir sua influência sobre a vazão volumétrica medida, reduzindo, portanto, a incerteza de medição. A introdução de planos cruzados permite reduzir os erros devido ao efeito do escoamento transversal.

Diferentes métodos numéricos de integração têm sido utilizados, visando reduzir o erro de discretização que se obtém quando o perfil de escoamento tem poucos pontos. O método de integração de Gauss, usando o polinômio ortogonais de Legendre, é o que mais tem sido usado pelos fabricantes que possuem medidores de baixa incerteza de medição. Esse método pode ser usado para simular o valor que seria indicado pelo medidor se o feixe acústico passasse pelo centro da tubulação.

A velocidade média ( $u_m$ ) indicada pelo medidor, quando o feixe acústico passa pelo centro do tubo, após otimização do fabricante, pode ser expressa da seguinte forma:

$$\overline{u_m} = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^5 w_i \times \overline{u_i} = 0,136 \times \frac{(\overline{u_1} - \overline{u_5})}{2} + 0,469 \times \frac{(\overline{u_2} - \overline{u_4})}{2} + 0,569 \times \frac{\overline{u_3}}{2} \quad (12)$$

Onde;  $w_i$  é a função peso calculada a partir do polinômio de Legendre e  $u_i$  é a velocidade em cada canal.

Com intuito de se conseguir um erro admissível inferior a 0,2% para a vazão indicada pelo medidor, o fabricante indica a necessidade de multiplicação da velocidade média calculada por um fator de correção denominado “fator de correção de perfil” (*PCF-profile correction factor*).