

6

Medidores de vazão para petróleo e gás natural

Conforme abordado no capítulo 5, para se assegurar a confiabilidade da medição de vazão de petróleo e gás faz-se necessário efetuar a compensação da pressão e temperatura do fluido. Essa etapa da medição é denominada de secundária, necessária apenas para a obtenção da vazão dita “normalizada” para as condições de pressão e temperatura. No entanto, a medição primária é a mais importante tendo vista ser ela que disponibiliza a referência da hierarquia metrológica mais elevada (menores incertezas associadas) para provimento de rastreabilidade. A medição primária da vazão, também conhecida como vazão não corrigida, é obtida de em função da tecnologia de medição selecionada. A escolha da tecnologia de medição é função dos seguintes parâmetros:

- Diâmetro das linhas
- Vazões do escoamento
- Faixas de operação (“rangeabilidade” do sistema de medição) definidas em função das vazões máxima e mínima;
- Perda de carga induzida na linha pela presença do elemento sensível do medidor;
- Classe de incerteza associada ao instrumento de medição;
- Propriedades físicas do fluido (viscosidade, densidade, pressão e temperatura);
- Presença de sólidos ou gases.

Os próprios regulamentos de medição, muitas vezes limitam as tecnologias aprovadas para uso em transferência de custódia ou fiscal. Essas limitações são normalmente definidas em função da classe de exatidão dos instrumentos de medição de vazão e das incertezas que lhe são associadas. No desempenho da sua condição de organismo regulador, a ANP reconhece as tecnologias primárias abaixo mencionadas.

Para medição de gás natural:

- Placas de orifício;
- Turbinas;
- Medidores ultra-sônicos.

Para medição de óleo:

- Sistemas mássicos;
- Micro-turbinas;
- Sistemas por deslocamento positivo;
- Medidores ultra-sônicos.

No que diz respeito à padronização primária para medição de vazão, cabem as seguintes explicações:

- a. Não obstante a versão original da Portaria Conjunta nº 1 INMETRO ANP não incluir os medidores ultra-sônicos para a medição de óleo, a sua utilização foi posteriormente autorizada pela ANP. A autorização se deu com base em evidências técnicas de sua aplicabilidade e com base na experiência dos concessionários que solicitaram autorização à ANP e que fazem uso dessa tecnologia para aplicações em grandes vazões.
- b. As tecnologias acima caracterizadas possuem aplicações específicas para medição de petróleo e gás natural em linha permite a medição de óleo em tanques calibrados. Embora ciente das dificuldades de operacionalização de medições em tanques instaladas nas plataformas da UNBC, cabe aqui registrar que este problema não é analisado neste trabalho, cujo escopo concentra-se nas questões relacionadas à medições em linha.
- c. Analogamente cabe lembrar que também os medidores mássicos que originalmente só estavam aprovados para uso em sistemas de medição com óleo, recentemente foram aprovados pela ANP para utilização em sistemas de medição de gás, em conformidade aos requisitos da norma americana AGA 11.

Assim, o presente estudo limita-se às tecnologias aprovadas pela ANP caracterizando os princípios de operação, sua aplicabilidade e vantagens na sua utilização.

6.1 Medição com Placa de Orifício

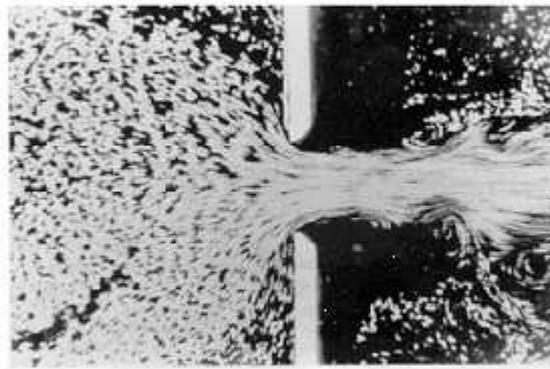
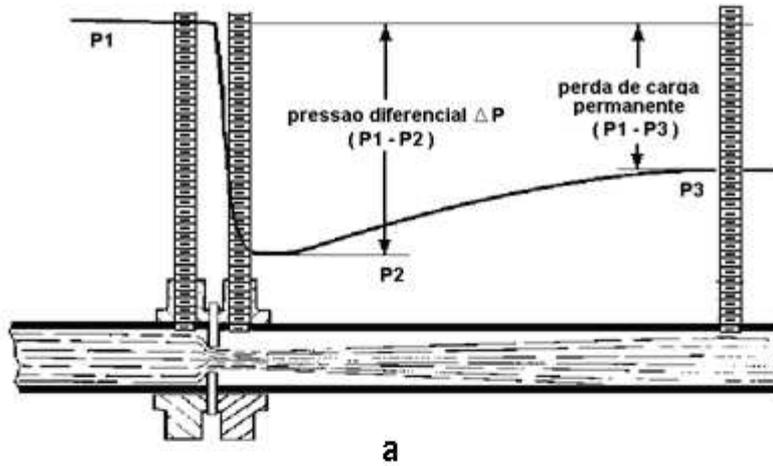
Considerado um dos métodos mais tradicionais para medição da vazão por inferência, a vazão não corrigida é proporcional à raiz quadrada da perda de carga permanente causada no escoamento pela introdução de uma obstrução parcial (placa de orifício) na linha. Fundamentos da dinâmica clássica dos fluidos permite mostrar que a medida da pressão diferencial induzida pela obstrução é então proporcional à vazão do fluido. A pressão diferencial é usualmente medida fazendo-se uso de um transmissor de pressão. A figura 6.1 ilustra o princípio de medição segundo essa técnica por placas de orifício, cuja calibração requer controle dimensional das características geométricas da placa.

A figura 6.2 mostra uma instalação típica ¹ que faz uso dessa tecnologia por placa de orifício, explicitando instrumentos e componentes que integram o sistema de medição.

A medição, por meio da placa de orifício, cujo projeto e dimensionamento seguem recomendações específicas constantes de norma técnica, para se garantir a confiabilidade metrológica da medição, permite uma faixa de operação de até 4:1, que é a razão entre a vazão máxima e a mínima do escoamento. A aplicabilidade dessa técnica de medição pode ser ampliada para razões de até 10:1 desde que transmissores adicionais de pressão diferencial sejam introduzidos no sistema de medição. Dentre as inconveniências dessa tecnologia destacam-se a limitação das razões de aplicabilidade (“rangeabilidade”) e o caráter intrusivo da técnica, que introduz perturbações no escoamento a montante do medidor, entendidas como fontes de erro de medição se não forem cuidadosamente levadas em consideração, quando da seleção do seu local de instalação.

Esta tecnologia é recomendável comercialmente para linhas de até 12 polegadas e permite a operação com grandes vazões e altas pressões. A grande vantagem do uso da tecnologia por placa de orifício reside na facilidade de manutenção do sistema, destacando-se que a sua calibração requer controle dimensional da placa de orifício e atenção na seleção dos trechos retos e supervisão de transmissores de instrumentos auxiliares de processamento e transmissão de dados. A realização dessas calibrações é relativamente simples, podendo ser realizadas repetidas vezes no próprio local de instalação. As placas de orifício podem ser utilizadas tanto para líquidos como para gases não obstante a ANP aprovar essa tecnologia apenas para as medições de gás natural. Nos diversos projetos da UNBC é comum a utilização dessa tecnologia

¹Fonte: Barateiro, Carlos, Eng., Medição Fiscal de Gás Natural, artigo, 2005



Escoamento em placa de orifício, $Re_y = 4300$

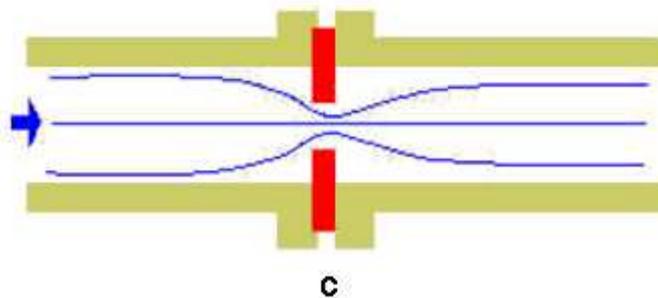


Figura 6.1: Esquemático para medição de vazão utilizando placas de orifício

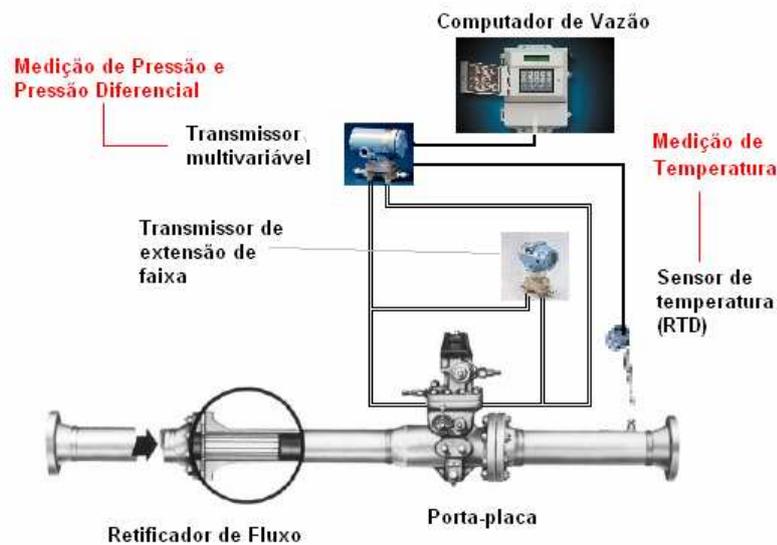


Figura 6.2: Componentes de um sistema com placa de orifício

na maioria dos sistemas de medição, notadamente para "gas lift" (gás que auxilia na elevação do petróleo para a superfície), gás transferido, importado e nos separadores de testes.

6.2 Medição por Ultra-som

A medição por ultra-som em transferência de custódia e fiscal é relativamente recente e sua utilização teve início no final da década 90. Existem duas tecnologias básicas para a medição por ultra-som:

- **Doppler:** dois sinais de ultra-som são emitidos por sensores independentes sendo que a frequência dos sinais é atenuada quando os mesmos trafegam a favor ou contra o fluxo. A vazão não corrigida é diretamente proporcional à atenuação desses sinais;
- **Tempo de Trânsito:** também baseado em dois sinais ultra-sônicos que trafegam a favor ou contra o escoamento. Nesse caso, entretanto, o que é medido são os tempos gastos para o percurso entre os dois sensores quando trafegam nos dois sentidos. Com base no seu princípio de operação mostra-se que a vazão (objeto da medição) é proporcional à diferença desses tempos de trânsito do sinal.

A figura 6.3 ilustra um medidor ultra-sônico típico, explicitando as equações utilizadas para cálculo das velocidades de fluxo e sônica e cálculo da

vazão volumétrica. Em transferência de custódia e fiscal somente é utilizada a tecnologia por tempo de trânsito face às incertezas que são associadas ao processo de medição. A medição por ultra-som permite faixas de operação de

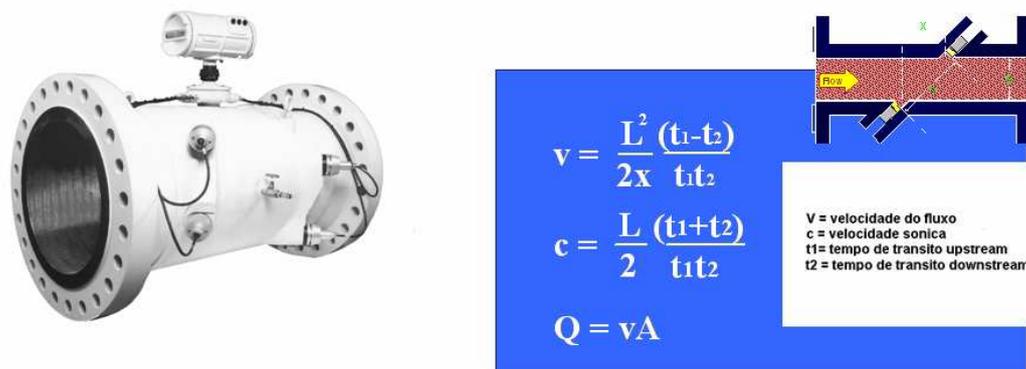


Figura 6.3: Medidor ultra-sônico e equações utilizadas

até 100:1 com valores elevados de vazão e pressão de escoamento. A tecnologia é do tipo não intrusiva, o que elimina a perda de carga nos sistemas e elimina indesejáveis perturbações no escoamento. Tecnicamente sua aplicação limita-se a circuitos cujo diâmetro seja de quatro polegadas ou superior.

Com relação a outras tecnologias, a medição por ultra-som produz resultados mais confiáveis (nível de incerteza mais reduzido, sendo recomendado para sistemas de grande importância operacional, ou seja, cujo resultado da medição pode influenciar nos sistemas operacionais. Embora os instrumentos operem sem qualquer parte móvel, assim facilitando a manutenção, a calibração dos equipamentos tem que ser realizada em laboratórios externos o que sempre causa alguns transtornos operacionais.

A tecnologia ultra-sônica aplica-se à medição de gás ou óleo muito embora, na UNBC sua aplicação concentra-se nas linhas de saída dos navios transformados em plataformas de produção (**Floating Production, Storage & Offloading**, FPSOs), face aos volumes escoados e à menor incerteza associada.

6.3

Medição pela técnica de Coriolis

A tecnologia denominada medição mássica baseia-se no princípio de medição do efeito Coriolis. Esse princípio é fundamentado na variação da frequência de vibração percebida no escoamento entre duas condições de operação: a condição associada à vazão que se deseja medir e outra condição

tomada como referência. Esses medidores possuem um elemento sensível composto de um tubo especial submetido à uma determinada vibração de referência. Quando o fluido escoar essa alteração é avaliada pela medição da frequência que é proporcional à massa do fluido escoado. A figura 6.4 mostra um esquemático do funcionamento desse medidor. A grande limitação dessa

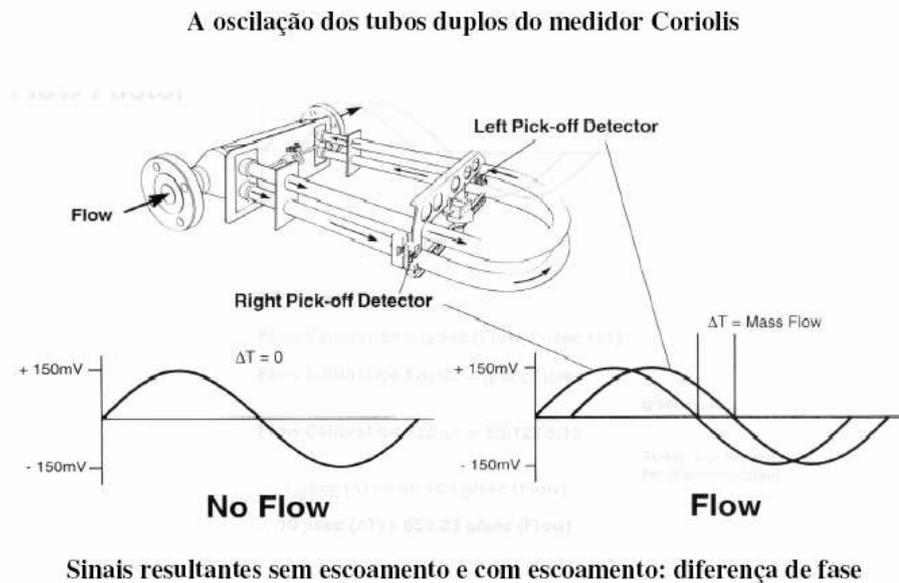


Figura 6.4: Esquemático de funcionamento de um medidor tipo Coriolis

tecnologia reside no fato de a medição ser realizada em termos de massa e não de volume como determinado pelos regulamentos da ANP. Nesse caso faz-se necessário o conhecimento da densidade do fluido para correlacionar vazão mássica e vazão volumétrica. Quando o valor da densidade varia em função de variação nas propriedades do fluido, incertezas adicionais são introduzidas e devem ser avaliadas no cômputo final do balanço de incertezas. Muito embora medidores mais modernos possuam a capacidade para realizar a medição da densidade (e também de outras propriedades) em tempo real, o regulamento técnico não faz essa exigência e trata a densidade como um parâmetro de entrada (portanto baseado num valor médio de referência).

Os medidores mássicos são viáveis economicamente até com linhas de 6 polegadas porém encontram-se disponíveis para linhas de até 1/10 de polegada, o que os tornam recomendados para linhas de baixa vazão. Possuem baixa incerteza e podem operar em escoamentos submetidos a elevadas pressões, na ordem de 40 MPa. No entanto provocam indesejável e expressiva perda de carga na linha, fator entendido como uma de suas limitações técnicas de operação. A tecnologia mássica pode ser utilizada para a medição de gás ou

óleo não obstante, na UNBC, ser utilizada para medições de vazão de óleo dos separadores de teste, face ao dimensional das linhas e os baixos volumes escoados.

6.4 Medição por micro-turbinas

A tecnologia de medição por turbinas (micro-turbinas) baseia-se no princípio de que a vazão de um escoamento é proporcional ao movimento de rotação causado numa pá rotativa inserida no fluxo, no interior da tubulação. Para tanto basta inserir um "pick up" magnético nessa pá e efetuar a contagem do número de rotações executadas. A figura 6.5 mostra o esquemático de um medidor tipo turbina e seus principais componentes.

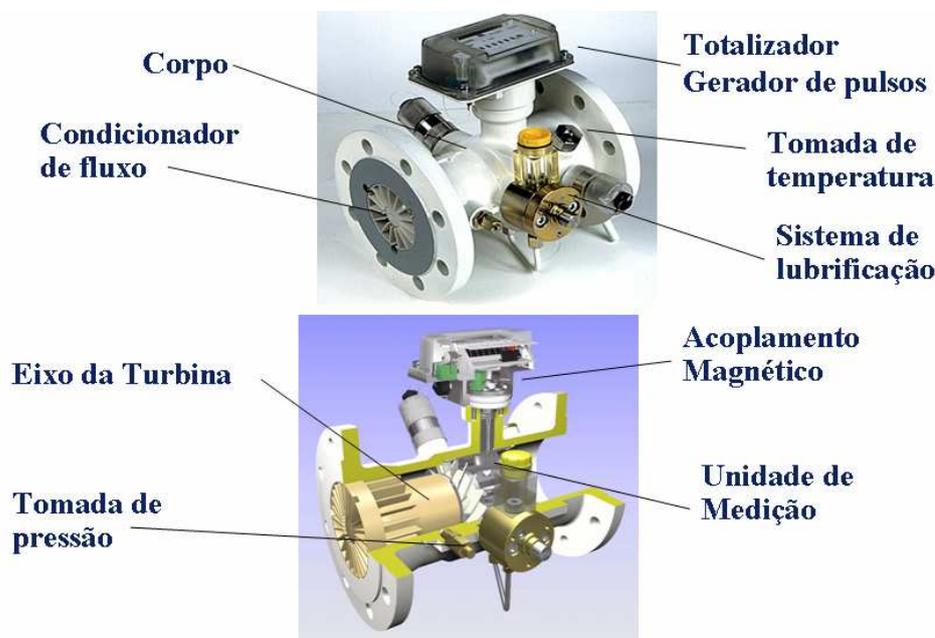


Figura 6.5: Esquemático de funcionamento de um medidor tipo turbina

A medição com turbinas tipicamente permite uma faixa de operação de até 10:1, podendo chegar a 20:1 com o aumento da pressão de operação. É própria para operação com fluidos limpos e possui excelente repetibilidade, sendo muito utilizada como medidor padrão para calibração de outros dispositivos. Comercialmente é limitada para linhas de até 6 polegadas.

A tecnologia por turbina pode ser utilizada pela medição de gás ou óleo. No entanto na UNBC não são encontradas muitas aplicações em função da existência de fluidos com sólidos em suspensão o que acarreta grandes danos a esses medidores.

6.5

Medição por dispositivos de Deslocamento Positivo

A medição por dispositivos de deslocamento no Brasil data da década de 80, com o País limitado à política de substituição de importações. Foi a mudança da política industrial expondo o mercado brasileiro à abertura da economia que motivou empresas competitivas a atuarem nesse importante segmento. Iniciava-se, assim, a produção de medidores de deslocamento positivo de engrenagens ovais sob licença de empresas tradicionais (e.g.: a empresa alemã Bopp & Reuther GmbH, dentre outras), abrindo novas perspectivas de mercado (até então limitado às demandas do setor de saneamento) para o setor de petróleo e gás. Superados os anos de modestos índices de crescimento econômico na área de fluidos industriais, o País passou a produzir em escala competitiva medidores para o controle industrial. A tecnologia de medição por deslocamento positivo baseia-se no princípio do preenchimento de uma câmara com volume conhecido inserida em linha com o escoamento. O medidor de vazão tipo engrenagem por dispositivo de deslocamento positivo funciona similarmente a uma bomba de engrenagem, com o princípio de funcionamento invertido. Ao invés de as engrenagens moverem o fluido, é o fluido quem move as engrenagens. Um sensor não intrusivo (sem contato com o fluido) detecta o movimento das engrenagens e, a cada dente da engrenagem que passa pelo sensor, um pequeno, discreto volume de líquido é medido e um pulso de onda quadrada é produzido. A resultante do pulso criado é proporcional à vazão real. Cuidados especiais devem ser tomados para que o líquido a ser medido esteja isento de partículas capazes de obstruir a rotação das engrenagens, partículas essas que, entretanto podem ser filtradas à montante do medidor antes da instalação do medidor. A confiabilidade metrológica do medidor requer rígido controle durante o processo de fabricação já que ao construir o medidor torna-se necessário calibrar as câmaras internas cujo volume deve atender rigorosas especificações técnicas e controle dimensional. A figura 6.6 ilustra o funcionamento de um medidor por deslocamento típico.

Existem diversos tipos de medidores de deslocamento positivo em função da forma de construção dessas câmaras calibradas.

A tecnologia por deslocamento positivo é utilizada para medição de óleo e possui algumas aplicações na UNBC, notadamente nas linhas de óleo transferido ou em linhas por onde escoam óleo não-tratado.

Na figura 6.7 estão representados os diversos tipos de medidores comercialmente encontrados no mercado.

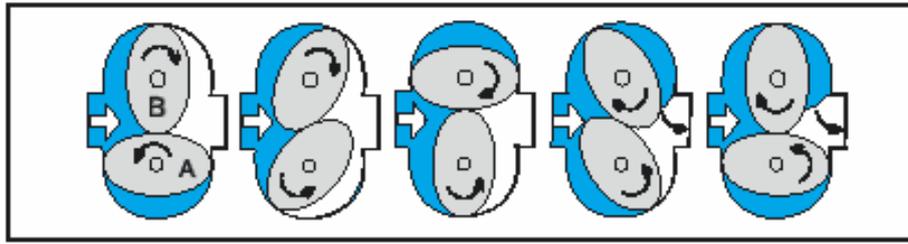


Figura 6.6: Esquemático de um medidor tipo deslocamento positivo

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0421062/CA

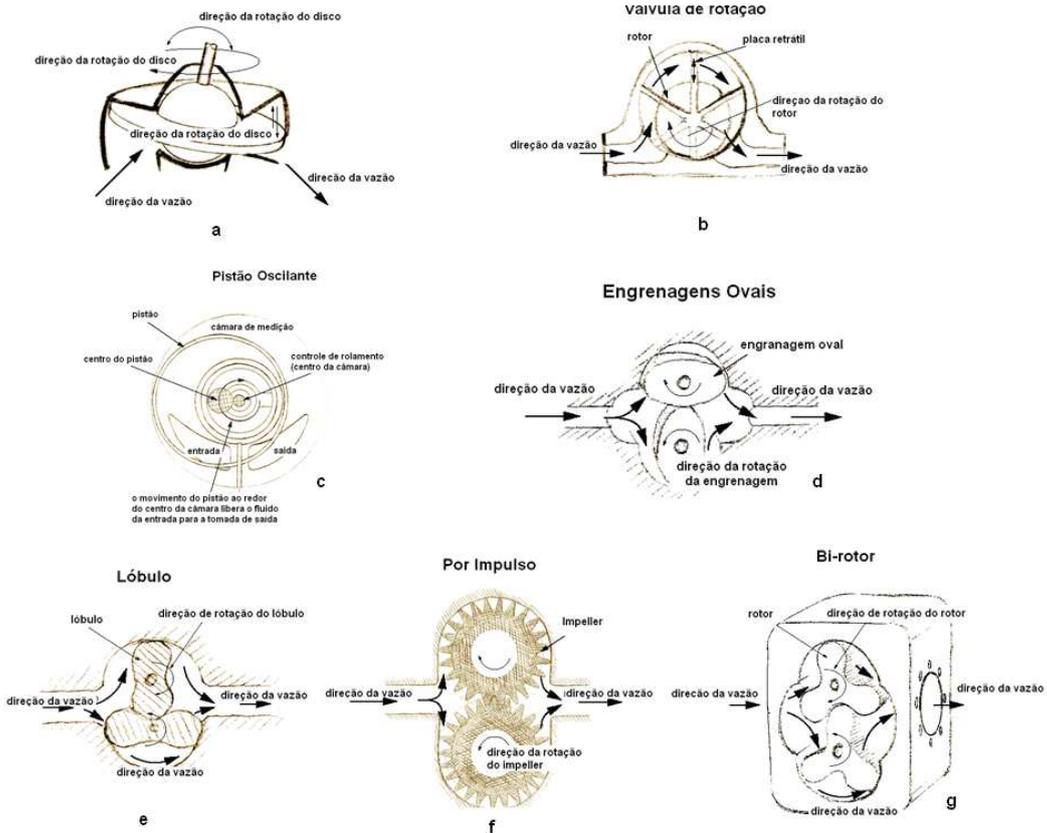


Figura 6.7: Tipos de medidores por deslocamento positivo

São medidores apropriados para medição de vazão de fluidos em presença de detritos (fluidos sujos) já que são robustos e resistem a elevados níveis de desgaste elevados.

Esses medidores são também recomendados para utilização com fluidos com alta viscosidade (até 3000 cP). São comercialmente utilizados para linhas de até 12 polegadas com rangeabilidade típica de 5:1 e alta repetibilidade. Por essa razão, são muitas vezes utilizados na calibração de outros tipos de equipamentos.