

2 Fundamentação teórica

A produção de gás natural é de fundamental importância para o desenvolvimento e a diversificação da matriz energética brasileira. O gás produzido pode estar associado ao petróleo, em campos produtores de petróleo, ou estar na forma não associada, em campos produtores de gás natural. Em ambos os casos, a medição de vazão de gás na fase de produção é importante para o controle operacional dessa produção, otimização dos processos, gerenciamento dos reservatórios de petróleo ou gás, apropriação da produção dos poços e campos, contabilização dos volumes movimentados para os clientes (medição de transferência de custódia) e pagamento das participações governamentais (medição fiscal).

Quando produzido nas instalações de produção, é necessário o condicionamento ou processamento primário do gás natural, de forma a garantir o seu enquadramento à qualidade requerida para a transferência de forma eficiente e segura até os centros processadores, para o consumo como gás combustível, queima ou outra forma de aproveitamento. O item 2.1 descreve, de forma geral, o processamento primário de gás natural.

2.1. Descrição geral do processamento primário de gás natural

Nos campos de produção, os fluidos geralmente se apresentam como uma mistura de petróleo, água produzida e gás natural, além de contaminantes como o dióxido de carbono, que chega à instalação de produção por meio de dutos, sendo direcionada para o sistema de separação de fluidos. O nível de complexidade da planta de processamento primário depende dos tipos de fluidos produzidos e de aspectos relacionados à viabilidade técnico-econômica no campo de produção. Um sistema típico de condicionamento ou processamento primário de gás natural está descrito a seguir [7].

Primeiramente, é necessária uma separação primária dos fluidos (petróleo, água e gás) em separadores gravitacionais. O gás separado efluente do separador sai na condição de vapor saturado, contendo gotículas de líquido

(água e hidrocarbonetos). Em seguida, a corrente gasosa segue para o sistema de compressão, que pode conter vários estágios. A compressão é necessária para fornecer a energia de pressão requerida para a transferência do gás natural.

Antes de alimentar o sistema de compressão e também entre cada um dos estágios existentes, o gás é direcionado para outro tipo de separador (depurador), responsável por extrair as partículas líquidas e sólidas do gás, principalmente gotículas de hidrocarbonetos carregadas.

Pode ser necessário um sistema para adoçamento do gás, isto é, para remoção dos componentes ácidos, tais como o sulfeto de hidrogênio (H_2S) e o dióxido de carbono (CO_2). Os gases ácidos (CO_2 e H_2S) provenientes de vários campos de produção, quando presentes em teores elevados, comprometem tanto a integridade física dos equipamentos como a qualidade do gás, a ponto de inviabilizar a sua transferência e a utilização interna.

Outro sistema encontrado é a desidratação da corrente gasosa. O gás natural oriundo de qualquer formação está, em geral, saturado com vapor d'água. Conforme o gás vai se aproximando da superfície dentro da linha de produção dos poços, começa a ocorrer formação de água livre, devido às mudanças nas condições termodinâmicas. Um agente desidratante líquido, como o trietilenoglicol (TEG), geralmente é utilizado para absorver o vapor d'água que se encontra em equilíbrio com o gás natural. A presença de água pode comprometer a produção e o escoamento dos fluidos, causando, por exemplo, o tamponamento das tubulações pela formação de estruturas sólidas denominadas hidratos (cristais formados pelos componentes do gás natural em presença de água).

Em algumas aplicações ou situações, faz-se necessária a injeção de produtos químicos nas correntes de gás para auxiliar o tratamento ou para a proteção dos equipamentos.

A Fig. 3 ilustra as etapas básicas do condicionamento ou processamento primário de gás natural em uma Unidade de Produção [7].

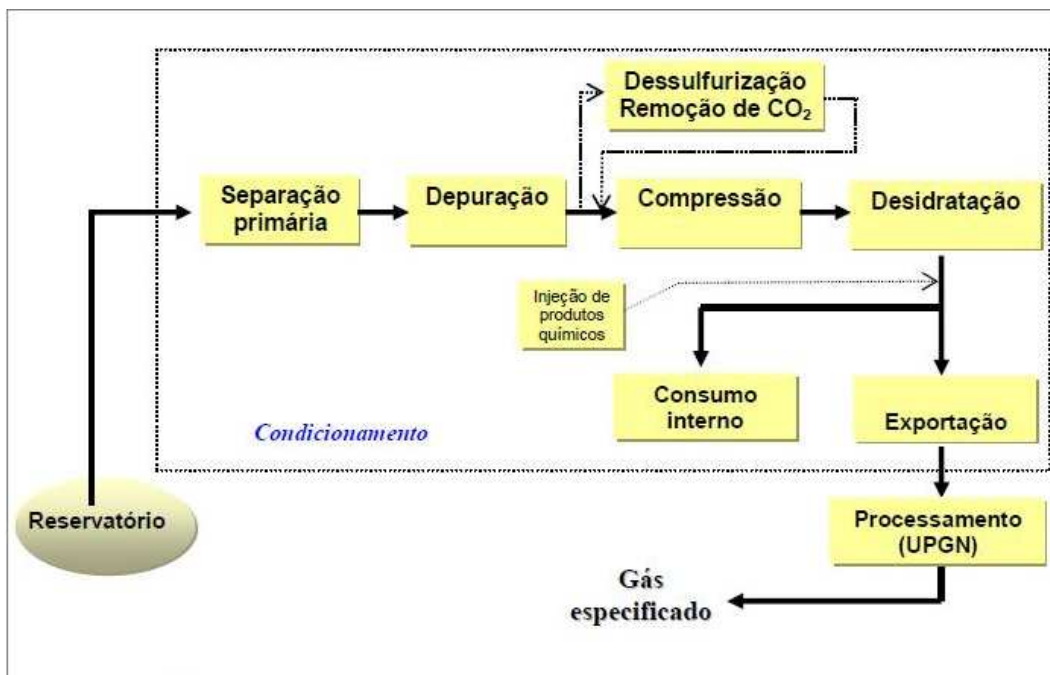


Figura 3 – Sistema típico de condicionamento de gás natural em uma Unidade de Produção

2.2. Aproveitamento do gás natural

Normalmente, os destinos possíveis do gás natural em uma Unidade de Produção de petróleo e gás natural são os seguintes:

- **Gás transferido ou exportado:** volume de gás transferido por dutos para uma unidade responsável por realizar sua especificação final (no caso de plataformas de produção, ocorre a transferência para o continente). Esse gás será processado em uma Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) e, em seguida, transportado para os consumidores. A cadeia macro de movimentação do gás natural, desde os campos produtores até os centros consumidores, está ilustrada na Fig. 4.

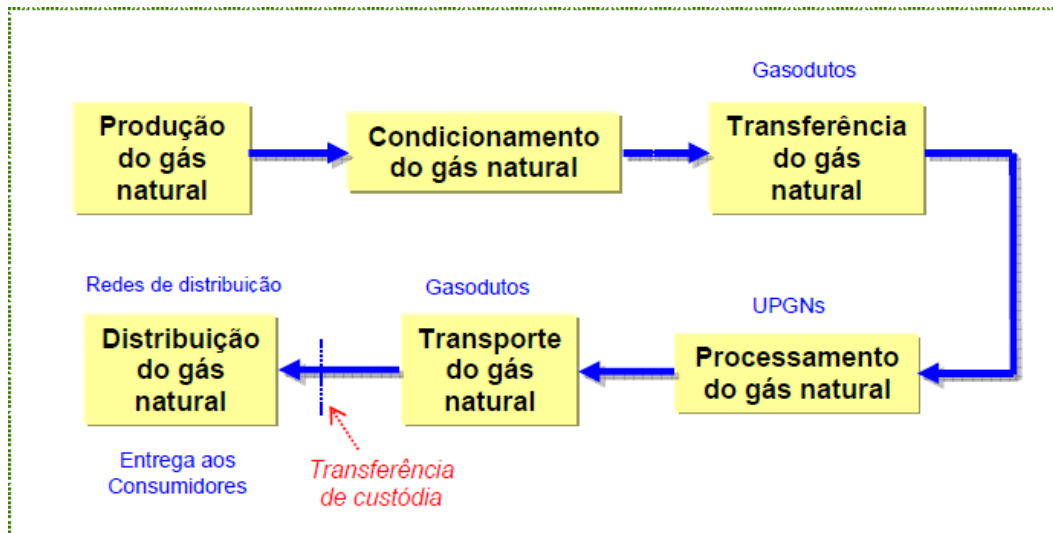


Figura 4 - Cadeia de movimentação do gás natural

- **Gas Lift:** volume de gás utilizado para injeção em um poço de petróleo, visando reduzir a massa específica da mistura e o peso da coluna hidrostática compreendida entre o poço e o sistema de produção, o que auxilia na elevação do petróleo. Trata-se de um método de elevação artificial de petróleo.
- **Gás combustível:** parcela do volume de gás utilizada nos equipamentos de geração de energia térmica e elétrica das Unidades de Produção (uso energético).
- **Gás queimado:** volume de gás queimado em tochas (*flare*).
- **Gás injetado:** parcela do volume de gás injetada nos reservatórios, de forma a contribuir para a manutenção da sua pressão, permitindo o aumento do fator de recuperação de petróleo daquele reservatório, ou seja, maximizando o volume de petróleo produzido do reservatório.

2.3. Conceitos

Convém, neste ponto, definir alguns conceitos relacionados à mecânica dos fluidos e à medição de vazão de gás natural (considerando gás seco ou gás em escoamento com presença de líquido associado).

2.3.1. Número de Reynolds

O número de Reynolds, Re , é um parâmetro adimensional largamente empregado na mecânica dos fluidos e representa a razão entre duas forças encontradas nos fluidos em escoamento: as forças de inércia e as forças viscosas. Para um fluido escoando no interior de uma tubulação de seção transversal circular, Re pode ser calculado pela expressão:

$$Re = \frac{\rho \cdot \bar{v} \cdot D}{\mu} \quad (1)$$

onde \bar{v} é a velocidade média do escoamento, D é o diâmetro interno do tubo por onde escoar o fluido, ρ é a massa específica do fluido e μ é a viscosidade do fluido.

O número de Reynolds indica quais forças são predominantes no escoamento. Em virtude disto, é um critério que permite determinar se o regime de escoamento é laminar, de transição ou turbulento.

Os limites de número de Reynolds mais aceitos na literatura para se determinar o regime do escoamento de fluidos em tubulações são 2000 e 4000. Assim, para valores menores que 2000, o escoamento será laminar e, para valores maiores que 4000, o escoamento será turbulento. Entre esses dois valores, o escoamento é considerado como de transição. Tipicamente, em escoamento de gás natural, o regime encontrado é o turbulento.

2.3.2. Calor específico

De acordo com Van Wylen [8], calor específico é a quantidade de calor necessária para elevar a temperatura de uma determinada substância de um grau na escala termométrica por unidade de massa.

2.3.3. Coeficiente isentrópico ou coeficiente adiabático

Uma análise da equação de estado dos gases ideais (Eq. (2)) permite definir duas formas especiais de aumento da temperatura: considerando o

volume constante (lei de Gay-Lussac) ou considerando a pressão constante (lei de Charles).

$$p.V = n.R.T \quad (2)$$

onde p representa a pressão absoluta, V indica o volume, n representa o número de moles, T é a temperatura e R é a constante universal dos gases.

Portanto, o calor específico pode se apresentar de duas formas especiais: calor específico a volume constante, C_v , e calor específico a pressão constante, C_p .

O coeficiente isentrópico k representa a razão entre o calor específico a pressão constante e o calor específico a volume constante, para um dado gás (Eq. (3)).

$$k = \frac{C_p}{C_v} \quad (3)$$

2.3.4. Fator de compressibilidade

De acordo com Van Wylen [8], um gás ideal é aquele que se comporta de acordo com a Eq. (2), que pode ser aplicada com razoável exatidão para gases reais e vapores que apresentem pressões muito baixas (próximas à pressão atmosférica).

O fator de compressibilidade Z é um parâmetro que expressa o afastamento do comportamento de um gás real em relação ao gás ideal, e pode ser determinado da seguinte forma:

$$Z = \frac{P.V}{n.R.T} \quad (4)$$

Nos sistemas de medição de vazão de gás natural, o fator de compressibilidade é atualizado instantaneamente nos computadores de vazão a partir da composição do gás, pressão, temperatura, e utilizando algoritmos disponíveis na norma AGA Report N°8 [9].

2.3.5.

Lei da Continuidade ou Lei da Conservação da Massa

A Lei da Continuidade estabelece que, para um escoamento em regime permanente, a vazão em massa de um fluido é a mesma em qualquer uma das seções transversais de uma tubulação (volume de controle), ou seja, a quantidade de matéria que entra em uma extremidade da tubulação é igual à quantidade de matéria que sai na outra extremidade [10]. Portanto:

$$Q_m = \rho \cdot Q = \rho_1 \cdot A_1 \cdot v_1 = \rho_2 \cdot A_2 \cdot v_2 \quad (5)$$

Da Eq. (5), temos:

Q_m – vazão mássica do fluido;

Q – vazão volumétrica do fluido;

ρ – massa específica do fluido;

A – área total da seção da tubulação;

v – velocidade média do fluido.

Os subscritos 1 e 2 indicam qualquer seção transversal da tubulação, podendo representar a extremidade de entrada e a extremidade de saída da tubulação, respectivamente.

2.3.6.

Lei da Conservação de Energia

De acordo com a Lei da Conservação de Energia, em regime permanente, pode-se assumir que a energia total de um fluido em movimento é a mesma em todas as seções transversais ao longo de uma tubulação. A equação de Bernoulli (Eq. (6)) expressa tal fato matematicamente, considerando que a soma das energias mecânicas (potencial, cinética e de pressão) se mantém constante em todas as seções da tubulação [10]:

$$P_1 + \frac{\rho \cdot V_1^2}{2} + \rho \cdot g \cdot z_1 = P_2 + \frac{\rho \cdot V_2^2}{2} + \rho \cdot g \cdot z_2 \quad (6)$$

Desta equação, temos:

P = pressão média na seção transversal;

V = velocidade média na seção transversal;

z = cota da seção transversal;

ρ = massa específica média do fluido na seção transversal;

g = aceleração da gravidade.

Essa equação, expressa em forma de pressão, considera o escoamento incompressível (massa específica aproximadamente constante) e não considera as trocas térmicas, com a conseqüente variação de energia interna do fluido, nem as perdas de energia devido às forças viscosas e de atrito que agem no fluido. Os subscritos 1 e 2 da equação representam duas seções transversais quaisquer da tubulação.

2.3.7. Condensado de gás natural

O condensado de gás natural representa a mistura de hidrocarbonetos na fase líquida obtida da condensação do gás nos gasodutos e coletores durante as fases de produção e escoamento do gás natural. É composto, principalmente, por frações de hidrocarbonetos mais pesadas, que se condensam à medida que ocorrem variações de pressão e temperatura durante o processo de produção de gás natural.

2.3.8. Velocidade superficial

A velocidade superficial de uma fase em um escoamento multifásico é definida como a velocidade que a fase teria se escoasse sozinha na tubulação. A velocidade superficial de gás é dada por:

$$U_{sg} = \frac{Q_g}{A} \quad (7)$$

Onde Q_g representa a vazão volumétrica de gás e A é a área total da seção da tubulação.

Caso haja líquido na corrente de gás, a velocidade de gás real será maior que a velocidade superficial, devido à redução de área da linha causada pela presença de líquido.

Geralmente, em um escoamento de gás úmido, a velocidade do gás tende a ser maior do que a velocidade do líquido, já que, devido à grande diferença entre as densidades das fases, o gás dificilmente é capaz de carrear o líquido na mesma velocidade, a não ser que a quantidade de líquido seja muito pequena (gotículas pequenas). À medida que a quantidade de líquido aumenta e as

gotículas se tornam maiores e mais pesadas, com parte do líquido formando um filme ao longo da parede, a velocidade do líquido tende a diminuir e a área ocupada na linha pela fase líquida tende a aumentar (efeito *holdup*).

2.3.9. Parâmetro de Lockhart-Martinelli

O parâmetro de Lockhart-Martinelli (X) é um número adimensional que indica a quantidade relativa de líquido existente em uma corrente de gás [11]. O parâmetro foi derivado pelos engenheiros Lockhart e Martinelli no final da década de 1940, no Reino Unido, tendo sido definido em termos de perdas de pressão em escoamento de gás e líquido. O parâmetro tem sido utilizado pelos pesquisadores até os dias de hoje nos cálculos relacionados ao gás úmido, ainda que com pequenas diferenças em relação ao parâmetro definido originalmente. Neste trabalho, será utilizada a definição conforme a Eq. (8), em que o parâmetro representa a relação entre as forças de inércia superficial de líquido e inércia superficial de gás:

$$X = \sqrt{\frac{\rho_L \cdot U_{sl}^2 \cdot D^2}{\rho_g \cdot U_{sg}^2 \cdot D^2}} = \frac{M_L}{M_g} \sqrt{\frac{\rho_g}{\rho_L}} = \frac{Q_L}{Q_g} \sqrt{\frac{\rho_L}{\rho_g}} \quad (8)$$

Desta equação, temos:

D = diâmetro interno da tubulação;

U_{sg} = velocidade superficial de gás;

U_{sl} = velocidade superficial de líquido;

M_L = vazão mássica de líquido;

M_g = vazão mássica de gás;

ρ_g = massa específica de gás;

ρ_L = massa específica de líquido;

Q_g = vazão volumétrica de gás em condições operacionais;

Q_L = vazão volumétrica de líquido em condições operacionais.

Considerando a fração volumétrica de gás (*gas volume fraction (GVF)*) como a razão entre a vazão volumétrica de gás e a vazão volumétrica total do escoamento, podemos também definir o parâmetro de Lockhart-Martinelli conforme a Eq. (9):

$$X = \frac{1 - GVF}{GVF} \sqrt{\frac{\rho_L}{\rho_g}} \quad (9)$$

2.3.10. Número de Froude

O número de Froude é um número adimensional que representa a relação entre as forças de inércia e as forças gravitacionais. Portanto, o número de Froude de gás (Fr_g) denota a razão das forças de inércia do gás e as forças gravitacionais do líquido em um escoamento de gás e líquido [11], podendo ser utilizado para representar um parâmetro de velocidade de gás adimensional. É calculado de acordo com a Eq. (10):

$$Fr_g = \frac{U_{sg}}{\sqrt{g \cdot D}} \sqrt{\frac{\rho_g}{\rho_L - \rho_g}} \quad (10)$$

2.3.11. Padrões de fluxo ou padrões de escoamento

Os padrões de escoamento ou padrões de fluxo são uma descrição física de como as fases gás e líquida estão distribuídas ao longo do escoamento na linha. Existem vários padrões de escoamento que podem ser encontrados no fluxo horizontal bifásico ou multifásico, de acordo com as configurações interfaciais. No caso do gás úmido, os padrões de escoamento mais comuns são o fluxo estratificado, o fluxo em golfadas, e o fluxo anular ou névoa [12]. A distribuição das fases na linha horizontal de gás úmido é dependente de várias variáveis como o diâmetro da linha, a pressão de operação, as vazões de gás e líquido, e as propriedades das fases (massa específica, viscosidade, etc). O padrão de fluxo existente na linha, em um escoamento de gás úmido, tende a influenciar a resposta do sistema de medição de vazão. Uma breve descrição dos padrões de escoamento é feita a seguir:

- **Fluxo estratificado:** ocorre para pressões relativamente baixas (baixas razões entre as densidades do gás e do líquido) e para baixas velocidades de gás (pequenas forças dinâmicas do gás agindo sobre a fase líquida). Neste caso, a força gravitacional é dominante e a fase líquida tende a estar na base da linha, com o gás escoando na parte superior. O escorregamento entre o gás e o

líquido, ou seja, a diferença entre as suas velocidades, tende a ser alto, com o gás escoamento em velocidades bem superiores às do líquido.

- **Fluxo em golfadas:** com o aumento da pressão de operação e da vazão de gás, quando as forças dinâmicas do gás são maiores, ondas tendem a aparecer na interface entre o gás e o líquido. Se existir uma quantidade suficiente de líquido, as ondas podem bloquear a linha de forma intermitente, causando o fluxo em golfadas, em que golfadas de gás e líquido se sucedem no duto.
- **Fluxo anular ou névoa:** para baixas vazões de líquido, com o aumento na vazão de gás, o líquido é empurrado para as paredes laterais da tubulação, sendo que algumas gotas começam a penetrar no escoamento de gás. Com o aumento da pressão de operação e da vazão de gás, a penetração das gotas de líquido no escoamento de gás se torna mais pronunciada, o tamanho das gotas se reduz (pois as forças dinâmicas do gás quebram as gotas maiores) e o líquido na base da tubulação é forçado com maior intensidade para a área ao redor da linha. É criado, então, um anel anular assimétrico, já que, devido ao efeito gravitacional, a espessura do filme formado pela fase líquida vai diminuindo quando se caminha para o topo da tubulação. Esta situação caracteriza o fluxo anular ou anular-névoa. Caso a pressão e a vazão de gás continuem a aumentar, o percentual de líquido incorporado na corrente de gás aumenta, o tamanho médio das gotas de líquido se reduz e a espessura do filme de líquido se reduz. Finalmente, o anel tende a desaparecer, e o escoamento de gotas totalmente incorporado na corrente de gás e viajando à mesma velocidade gera o fluxo em névoa ou disperso. Neste caso, as forças dinâmicas do gás são dominantes sobre a força gravitacional do líquido. Como geralmente não é possível determinar se o anel anular existe ou não, o termo “fluxo anular-névoa” é frequentemente utilizado para os dois casos. Caso a pressão de operação e a vazão de gás continuem a aumentar, as bolhas se tornarão tão pequenas que a fase líquida é atomizada e o escoamento pode ser considerado homogêneo (pseudo-monofásico). Na prática, a existência de um padrão de escoamento

homogêneo é rara, pois depende de forças dinâmicas do gás extremamente altas.

Os padrões de escoamento são usualmente definidos com o auxílio de mapas, que são criados por observação experimental e estabelecem limites para os vários tipos de padrões. Um exemplo é apresentado por Steven [12], onde foi gerado um mapa em função do número de Froude de gás (Frg), número de Froude de líquido (Frl) e parâmetro de Lockhart-Martinelli (X_{LM}), de forma a definir o arranjo das fases em um escoamento bifásico. O mapa, apresentado na Fig. 5, foi gerado pela Shell para um escoamento de nitrogênio e óleo diesel em uma linha de 4 polegadas (4"). O mapa indica que, em escoamento de gás úmido (parâmetro de Lockhart-Martinelli igual ou menor que 0,3), o padrão de escoamento será estratificado, no caso de baixos números de Froude de gás, ou anular-névoa, para altos números de Froude de gás. Próximo aos limites entre estratificado e anular-névoa, o escoamento pode ser considerado de transição. É importante ressaltar que outras condições (diâmetro da linha, tipos de fluidos, etc) tendem a gerar outros limites no mapa de padrão de escoamento; logo, um mapa de escoamento não se aplica a todas as condições operacionais.

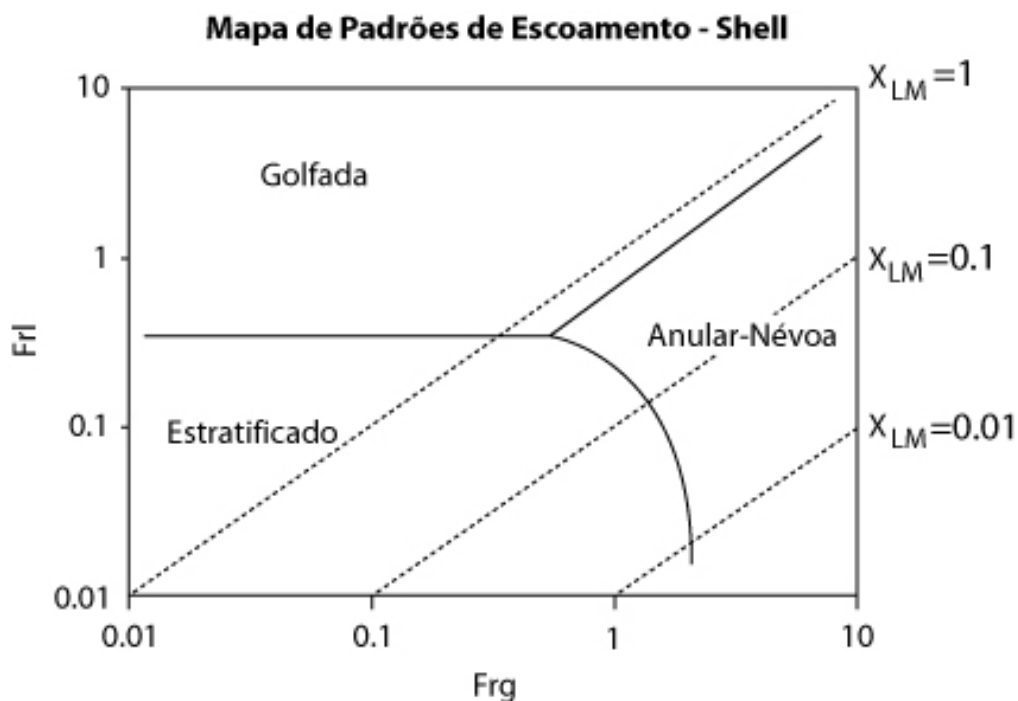


Figura 5 - Exemplo de mapa de padrões de escoamento

2.4. Medição convencional de vazão de gás natural

Tradicionalmente, a medição de vazão de gás natural tem sido realizada, em geral, por placas de orifício. Os medidores de pressão diferencial, categoria na qual se encaixam as placas de orifício, têm sido utilizados desde o final do século XIX e início do século XX. Os primeiros experimentos realizados por Bernoulli no século XVIII resultaram no Princípio de Bernoulli e levaram ao conceito do medidor venturi e, posteriormente, da placa de orifício [13]. Desde então, diferentes formas de elemento primário (elemento de obstrução da vazão) têm sido desenvolvidas. Esses medidores se baseiam no fato de que uma determinada restrição ao escoamento provoca um aumento na energia cinética do fluido e uma redução de sua pressão, atendendo ao princípio de conservação de energia.

Medidores ultrassônicos e turbinas também são previstos pelo Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural (RTM) para a medição de vazão de gás natural, mas são pouco utilizados devido, principalmente, às exigências referentes à calibração dos medidores (prazos e condições operacionais necessárias para calibração). Outras tecnologias somente são permitidas se houver aprovação prévia da ANP.

Conforme o RTM em vigor, os medidores de vazão de gás natural devem ser calibrados em intervalos não superiores a 60 dias para medidores fiscais e não superiores a 90 dias para outros medidores. Além disso, a calibração deve ser realizada em condições operacionais próximas às condições usuais de operação. Esses requisitos restringem bastante a utilização de medidores ultrassônicos e turbinas, pois os laboratórios de calibração existentes atualmente no Brasil atendem a apenas uma faixa estreita de condições operacionais (baixas vazões e pressões). A Tab. 1 ilustra os laboratórios acreditados pela Rede Brasileira de Calibração (RBC) para a calibração volumétrica de medidores de vazão de gás natural [14].

Tabela 1 - Laboratórios acreditados pela RBC para calibração volumétrica de medidores de vazão de gás natural

Laboratório	Fluido	Vazão máxima (m ³ /h)	Melhor Capacidade de Medição
IPT (SP)	Ar	3200	0,17%
CEG (RJ)	Ar	2500	0,60%
SENAI (RN)	Ar	4000	0,31%
TEX (SP)	Ar	3	0,62%

A “melhor capacidade de medição” declarada na acreditação do laboratório (última coluna da Tab. 1) corresponde à menor incerteza de medição que um laboratório pode alcançar no escopo da sua acreditação, quando efetua calibrações mais ou menos rotineiras de padrões de medição, destinadas a definir, realizar, conservar ou reproduzir uma unidade de uma grandeza ou um ou mais de seus valores, ou quando realiza calibrações mais ou menos rotineiras de instrumentos de medição projetados para a medição daquela grandeza [14]. Em linhas gerais, ela informa a parcela da incerteza combinada que tem origem no próprio sistema de calibração.

Nota-se, pela Tab. 1, a ausência de laboratórios nacionais que operem com gás natural em altas vazões como as encontradas na produção de gás. Em determinados pontos de medição do segmento de E&P, as vazões de gás alcançam, por exemplo, valores da ordem de 200 000 m³/h ou 4 800 000 m³/d, nas condições de referência de 20 °C e 101,325 kPa abs [15]. Além disso, as pressões de trabalho dos laboratórios são baixas (próximas à pressão atmosférica), enquanto no campo os medidores trabalham também em pressões bastante elevadas. Em alguns casos, para atender aos requisitos estabelecidos no RTM, é inevitável a contratação de serviços em laboratórios internacionais, como os seguintes [16]:

- **TransCanada Calibrations:** localizado em Manitoba, Canadá, utiliza o gás natural como fluido de calibração, em vazões de até 60 mil m³/h, com pressões de até 6 500 kPa.
- **CEESI:** constitui-se de duas instalações laboratoriais de gás, uma em Garner, Iowa (*CEES Iowa High Flow Gas Facility*), e outra em Nunn, Denver. Possui bancadas com ar e gás natural em vazões de até 42 000 m³/h e pressões de até 76 bar.

No caso das placas de orifício utilizadas na medição de vazão de gás natural, segundo o Regulamento Técnico de Medição em vigor, é suficiente a realização de inspeções metrológicas anuais para verificar se as suas dimensões estão de acordo com as tolerâncias, conforme normas aplicáveis. Essas inspeções anuais incluem, por exemplo, a verificação da espessura da placa, da rugosidade de suas faces e do diâmetro do orifício. Além disso, os trechos de medição a montante e a jusante das placas de orifício devem ser inspecionados, interna e externamente, a cada três anos, para determinação das dimensões dos tubos e de sua rugosidade interna, que devem estar dentro dos limites estabelecidos pelas normas aplicáveis [1]. Dessa forma, não havendo a necessidade de calibração do elemento primário em laboratório, em condições próximas às condições de operação, a utilização das placas de orifício tornou-se bastante vantajosa, tendo sido aplicada na grande maioria das instalações de produção da Petrobras.

2.5. Medição de vazão de gás natural em escoamento com presença de líquido

A medição de vazão de gás úmido está se tornando cada vez mais importante na indústria de petróleo e gás. Os efeitos da presença de líquido no gás natural e seu impacto sobre os sistemas de medição têm sido motivo de pesquisas em todo o mundo, realizadas por laboratórios e grupos de trabalho da indústria. Um dos primeiros trabalhos produzidos sobre os efeitos da presença de líquido no desempenho de medidores de vazão de gás natural foi realizado por J. W. Murdock, no ano de 1962. O trabalho demonstrou a sobrestimação causada pela presença de líquido na medição de vazão de gás natural por medidores do tipo placa de orifício [17].

Outros pesquisadores também contribuíram para o desenvolvimento desse tema, gerando dados e correlações aplicáveis a diferentes sistemas de medição e instalações, principalmente relacionados aos medidores com princípio de pressão diferencial. No entanto, ainda existem poucos dados e estudos disponíveis sobre o assunto, sendo que alguns resultados de testes realizados são proprietários e confidenciais (ficam restritos a determinado fabricante, por exemplo).

É importante ressaltar que, nas instalações de produção, ocorre a necessidade de medição dos volumes de gás natural antes do seu completo tratamento; em outros casos, o processamento primário é insuficiente para

remover todas as frações pesadas (condensado ou gotículas de petróleo) e a água presentes no escoamento de gás natural, também levando à necessidade de medição da vazão do gás em um escoamento de gás úmido. Além disso, condições de processo não completamente previstas, como a presença de fluxo em golfadas, podem levar a arraste de líquido na corrente de gás natural, comprometendo o processamento primário e dificultando a medição de vazão.

Geralmente, é inviável economicamente a utilização de uma planta de tratamento completa para retirada de todas as frações líquidas do gás natural antes da medição dos volumes das concessões de produção. Observa-se que o condensado associado ao gás natural pode ser gerado no próprio reservatório, no caso de um reservatório de gás condensado, ou ser formado devido à redução de pressão e temperatura na linha de escoamento entre o reservatório e a superfície, no caso de um reservatório de gás úmido [18].

Especialmente em poços marginais de gás natural (poços distantes das instalações de produção), pode ainda não ser viável economicamente conectá-los diretamente a uma Unidade de Produção ou pode ser necessário compartilhar as linhas de produção com outras correntes. Neste caso, é necessária a transferência e medição das vazões dos fluidos sem a separação entre o gás e o líquido, de forma a permitir um monitoramento do reservatório, otimização da produção e apropriação adequada da produção oriunda de cada poço.

Outro aspecto importante a considerar é que a presença de líquido na corrente de gás pode afetar o desempenho da instrumentação, causando, por exemplo, bloqueios das linhas de impulso dos instrumentos, e levando a erros de medição além dos erros associados ao medidor de vazão em si (por exemplo, aumento da pressão diferencial devido à presença do líquido, em medidores com princípio de pressão diferencial). Dessa forma, cuidados devem ser seguidos, como a montagem das tomadas de impulso na parte superior da linha ou a instalação de coletores de condensado nas linhas de impulso, de forma a evitar esses erros adicionais.

2.5.1. Definição de gás úmido

Existem, na literatura, várias definições para um escoamento que possa ser considerado de gás úmido. Essas definições podem variar dependendo das perspectivas nas quais a análise dos fluidos é realizada (visão da engenharia de

reservatórios, sistemas de medição, comercialização de produtos, etc). Com o foco nos sistemas de medição de fluidos na fase de produção, podem-se destacar duas correntes principais [19]. Uma corrente considera gás úmido como sendo um gás contendo uma fração de líquido máxima (água livre e condensado) correspondente a um parâmetro de Lockhart-Martinelli igual a 0,3. A outra corrente considera o gás úmido como sendo um gás em que a fração volumétrica máxima de líquido é de 5%. Neste trabalho, será considerada a primeira definição, na qual o escoamento de gás úmido é aquele onde o fluxo de gás e líquido apresenta um valor máximo do parâmetro de Lockhart-Martinelli igual a 0,3. Esta definição possui grande aceitação na comunidade internacional.

O gás seco é caracterizado pela não formação de líquido (condensação) na temperatura e pressão do ponto de medição. Por outro lado, o gás úmido corresponde ao gás natural ainda não processado ou parcialmente processado, contendo componentes desejáveis ou indesejáveis, tais como água livre e hidrocarbonetos líquidos. Como no segmento de Exploração e Produção (E&P) os fluidos geralmente não estão totalmente estabilizados, variações de pressão e temperatura podem causar mudanças de fase, levando o fluido de uma condição monofásica para uma condição multifásica. O gás seco existente em um reservatório de gás natural, por exemplo, pode gerar condensado ao sofrer redução de pressão e temperatura durante o processo de produção, tornando-se um gás úmido (com componentes líquidos em excesso aos componentes saturados na fase gás).

O escoamento de gás úmido pode ainda ser considerado como um subconjunto do escoamento multifásico em geral, para os casos de elevadas frações volumétricas de gás.

2.6. Medidor do tipo v-cone ou cone invertido

O medidor tipo v-cone ou cone invertido é um medidor monofásico de vazão de gás ou líquido que se baseia na relação entre a vazão e a queda de pressão gerada por uma restrição. Trata-se, portanto, de um medidor cujo elemento primário apresenta um princípio de medição semelhante à placa de orifício.

A tecnologia foi desenvolvida e patenteada pela empresa norte-americana McCrometer, na década de 80, e introduzida no mercado no ano de 1986.

Recentemente, a patente foi expirada e novos fabricantes começaram a fabricar medidores semelhantes.

Neste trabalho, será considerado o medidor do fabricante McCrometer. O modelo deste fabricante obteve aprovação de modelo pelo INMETRO para aplicações com gases e líquidos, conforme Portaria INMETRO/DIMEL número 166, de 28 de abril de 2009. O Anexo A apresenta essa Portaria, identificando a empresa Hirsá Sistemas de Automação e Controle como a empresa requerente (representante no Brasil da McCrometer). A aprovação de modelo é exigida para este tipo de medidor, consistindo em um reconhecimento pelo INMETRO de que o modelo do instrumento de medição satisfaz as exigências regulamentares, a partir de estudo da documentação, inspeção visual e ensaios.

Na Portaria de Aprovação de Modelo do medidor v-cone pertencente à McCrometer, é considerada a classe de exatidão 0.5, para aplicações com gases, de acordo com a tabela 2 da Recomendação OIML R137. Isto significa que, para vazões elevadas (próximas à vazão máxima a que o medidor estará submetido), o medidor pode ser utilizado em aplicações em que o erro máximo admissível seja igual a 0,5%, na aprovação de modelo e verificação inicial do medidor, e igual a 1%, para o medidor em operação. No caso de vazões mais baixas, próximas à vazão mínima a que o medidor estará submetido, o erro máximo admissível considerado pode ser o dobro, em cada caso, para a classe de exatidão 0.5 [20].

O princípio de medição do medidor tipo v-cone é o mesmo empregado por outros medidores deprimogênicos (placa de orifício, venturi, bocal, etc). A diferença está no elemento primário, que consiste de um cone concêntrico à tubulação, criando uma abertura anular. A Fig. 6 ilustra o medidor tipo v-cone [21], [22].

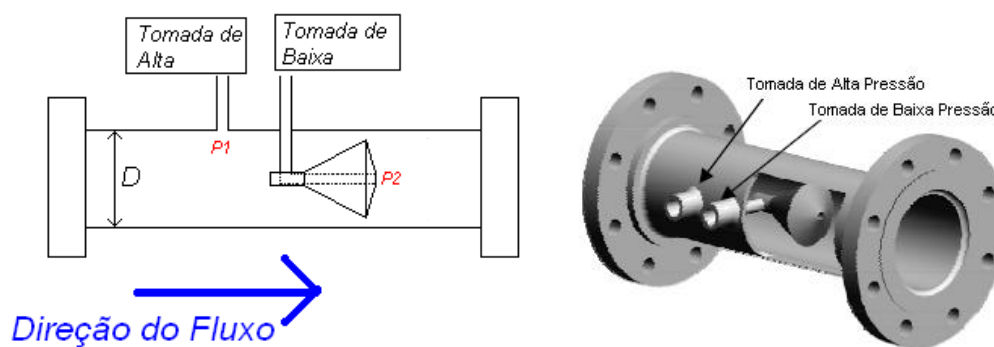


Figura 6 – Medidor tipo v-cone

O medidor v-cone altera ou obstrui parcialmente a seção transversal da tubulação, provocando uma pressão diferencial ao longo do medidor. É constituído por um cone principal inserido no centro da tubulação, com o ápice voltado para o escoamento, conforme ilustrado na Fig. 6. Dessa forma, o fluido é forçado a escoar em torno do cone. Como o impacto contra a superfície do cone não é realizado de forma abrupta, a perda de carga é reduzida e o desgaste do cone é minimizado.

O cone é preso no centro da tubulação e o ápice do v-cone interage com a porção do fluido de maior velocidade, que é a porção central, forçando-o para a periferia. A mistura dessa porção do fluido com o fluido de baixa velocidade próximo à parede da tubulação auxilia no condicionamento do escoamento, tendendo a uniformizar o perfil de velocidade. Na parte de jusante do v-cone, existe ainda outro cone de menor dimensão, que auxilia na recuperação de pressão do fluido após passar pela restrição e permite uma redução dos distúrbios e ruídos gerados pelo escoamento, garantindo um sinal de medição mais estável. Além disso, uma região de menor pressão é criada imediatamente a jusante do v-cone. Nesta região, são gerados pequenos vórtices que criam um sinal de baixa amplitude e alta frequência, minimizando o sinal de ruído produzido sobre o transdutor de pressão e aumentando a estabilidade do sinal de pressão diferencial medido.

Este estudo considera o medidor v-cone com um tubo de suporte que age tanto como suporte do cone, quanto para conduzir a linha de baixa pressão até o interior do cone, conforme ilustrado na Fig. 6. Testes realizados demonstraram que, apesar da possibilidade de geração de pequenos vórtices pelo suporte no escoamento, a influência desses ruídos sobre a medição de vazão pode ser considerada desprezível [23].

Assumindo que a energia total é constante, parte da energia de pressão do fluido em escoamento é convertida em energia cinética ao passar pelo medidor, o que leva a um aumento da velocidade do fluido.

Um sistema de medição típico com medidor do tipo v-cone está apresentado na Fig. 7.

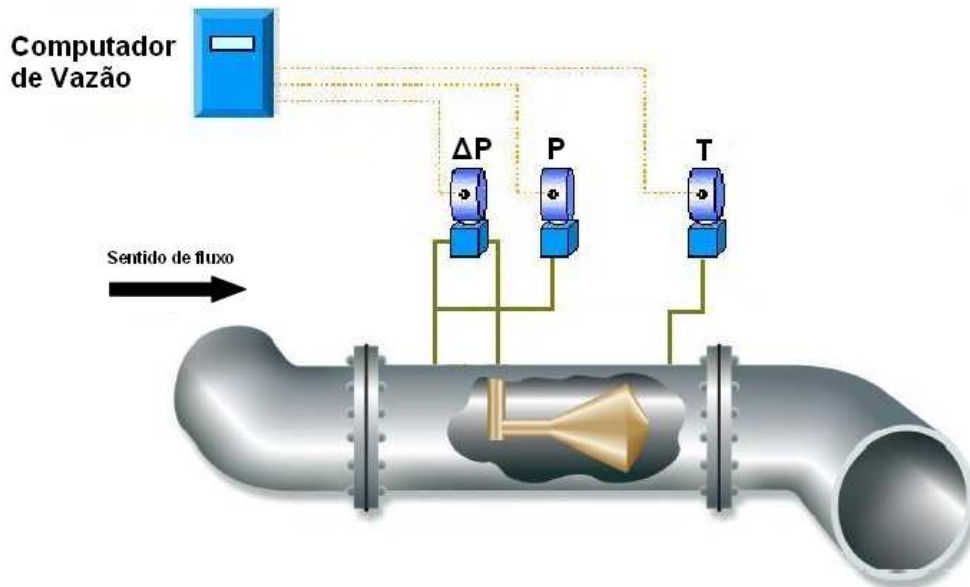


Figura 7 - Sistema de medição típico com medidor v-cone

O sistema de medição é composto, basicamente, pelos seguintes elementos:

- **Elementos primários:** medidor v-cone, tomadas de pressão e trechos retos;
- **Elementos secundários:** transmissores de pressão diferencial, pressão estática e temperatura;
- **Elemento terciário:** computador de vazão, responsável por realizar a aquisição dos sinais e efetuar os cálculos necessários para obtenção das vazões, disponibilizando os dados finais ao usuário.

A tomada de pressão a montante é efetuada na parede da tubulação (ponto $P1$ na Fig. 6). A pressão a jusante é obtida no centro da região traseira do cone (ponto $P2$ na Fig. 6). Essa posição da tomada a jusante favorece a redução dos distúrbios do escoamento, pois tende a haver um cancelamento de parte dos sinais de ruído nessa região central [23].

A Tab. 2 compara as características do medidor v-cone com as características das outras principais tecnologias disponíveis no mercado, com relação aos seguintes requisitos:

- **Trecho reto:** trecho reto de tubulação requerido a montante e a jusante do medidor, em diâmetros de tubulação, de forma a condicionar o escoamento e contribuir para a redução da incerteza de medição, atendendo às especificações de norma ou do

fabricante. Na tabela está apenas considerado o melhor caso, ou seja, considera-se uma instalação em que as conexões ou singularidades a montante e a jusante exijam o menor trecho reto necessário, conforme estabelecido por normas aplicáveis ou recomendações dos fabricantes.

- **Perda de carga:** perda de carga permanente no fluido, causada pelo medidor.
- **Padronização:** existência de normas que padronizem a construção e operação do medidor.
- **Faixa de medição:** intervalo onde se situam os valores que o mensurando pode assumir, para o qual se admite que as incertezas de medição mantém-se dentro dos limites especificados. Neste caso, refere-se à faixa de vazão do medidor.
- **Calibração:** necessidade de calibração nos moldes convencionais (calibração sob escoamento de fluido, comparando-se valores de vazão indicados pelo medidor com os valores indicados por um padrão de referência).
- **Custo:** custo de aquisição do medidor.
- **Partes móveis:** existência de partes móveis no medidor. Caso haja partes móveis, normalmente é necessária manutenção freqüente para evitar a degradação do medidor.

Tabela 2 - Análise comparativa das tecnologias de medição de vazão de gás natural

Tipo de Medidor	Trecho Reto em Diâmetros Montante/Jusante (Melhor Caso)	Perda de Carga	Padronização	Faixa de Medição	Calibração	Custo	Partes Móveis
V-cone	0D/0D [24], [25]	Média	Não	Média	*	Baixo	Não
Placa de Orifício	5D/4D [26]	Alta	Sim	Baixa	Não	Baixo	Não
Venturi	2,5D/4D [27]	Média	Sim	Baixa	Não	Baixo	Não
Ultrassônico	5D/3D [28]	Desprezível	Sim	Alta	Sim	Alto	Não
Turbina	10D/5D [29]	Alta	Sim	Média	Sim	Médio	Sim

* Ainda não está definida e normatizada a forma de verificação do desempenho do medidor tipo v-cone: se por verificação dimensional, para avaliar se determinadas dimensões estão de acordo com tolerâncias pré-definidas (caso

da placa de orifício), ou por calibração sob escoamento de fluido (calibração com fluxo).

Comparado à placa de orifício, o v-cone apresenta, então, as seguintes vantagens [30]:

- **Menor exigência de trecho reto de tubulação**, já que o cone auxilia no condicionamento do escoamento, conformando o perfil de velocidades. Para os elementos primários em geral, as condições de escoamento devem se aproximar daquelas de um perfil de velocidades totalmente desenvolvido e livre de movimentos rotacionais (*swirl*). Para o medidor tipo v-cone, nos casos extremos em que o perfil de velocidades esteja bastante distorcido, um comprimento de trecho reto de 5 vezes o diâmetro de tubulação a montante (5D) é suficiente para conformar o perfil, de acordo com as recomendações do fabricante. Dessa forma, o v-cone pode permitir uma redução de custos, espaço e peso (estas últimas características sendo importantes especialmente em plataformas de produção de petróleo e gás natural).

Testes efetuados com o medidor v-cone demonstraram que os distúrbios no escoamento causados pela presença de singularidades na tubulação (válvulas, curvas, etc) têm pequeno efeito sobre o desempenho do medidor. Em um laboratório independente denominado *Southwest Research Institute* (SWRI), localizado no Texas, Estados Unidos, foi realizada uma série de testes com medidores do tipo v-cone de diferentes diâmetros e características construtivas, conforme a norma API MPMS 22.2, referente a protocolo de testes para avaliação de medidores de vazão por princípio de pressão diferencial. Esses testes demonstraram a baixa sensibilidade do medidor aos efeitos de instalação, mantendo um desempenho satisfatório para várias condições de perturbação a montante e a jusante [31].

Estudos realizados também demonstraram que a placa de orifício tende a preservar ou mesmo aumentar uma possível estrutura de vórtices do fluido devido à configuração de sua restrição. Já no caso do v-cone, o fluido é forçado para o espaço anular entre o cone e a tubulação, minimizando os efeitos de vórtices sobre a medição de pressão diferencial [32].

- **Menor queda permanente de pressão**, pois não há um impacto abrupto do fluido com a superfície do elemento primário, diferentemente da placa de orifício. Um valor aproximado da queda permanente de pressão no v-cone, em termos do percentual do diferencial de pressão criado em uma determinada vazão, pode ser obtido pela seguinte equação [33]:

$$P_{\text{queda}} (\%) = (1,3 - 1,25\beta).100 \quad (11)$$

onde β representa a relação entre o diâmetro equivalente do espaço anular entre o cone e a tubulação, e o diâmetro da tubulação.

O menor impacto do fluido com o elemento primário leva, teoricamente, a uma redução dos efeitos de erosão sobre o medidor, especialmente sobre a borda do cone, contribuindo para a manutenção das suas características construtivas.

- **Não retenção de sólidos, água ou condensado**, ao contrário da placa de orifício que possui áreas de estagnação. A retenção e acúmulo destes elementos tende a ocasionar erros de medição.
- **Maior faixa de medição**, podendo chegar a um *range* de 10:1 ou superior na vazão, contra um *range* comumente encontrado de cerca de 3:1 da placa de orifício. As características construtivas, que permitem um condicionamento do escoamento e redução dos níveis de turbulência, somadas à posição das tomadas de pressão (especialmente a tomada de pressão a jusante localizada no centro do cone), minimizam os efeitos de perturbações de vazão, garantindo um sinal de pressão diferencial mais estável e levando a uma maior faixa de medição no medidor v-cone.

Por ser uma tecnologia relativamente recente, cuja patente só foi expirada há pouco tempo, o desenvolvimento do v-cone ficou restrito à empresa McCrometer, com prejuízo para a padronização do instrumento. As suas principais desvantagens com relação à placa de orifício são:

- Carência de estudos mais aprofundados sobre os efeitos de diferentes configurações de instalações sobre o desempenho do v-cone.

- Inexistência de uma equação para definição do coeficiente de descarga (C_d), como há para a placa de orifício (equação de Reader-Harris/Gallagher [26]). Para o v-cone, a determinação do coeficiente de descarga é feita com testes de vazão, para cada medidor, em toda a faixa de número de Reynolds em que irá operar.
- Inexistência de norma para padronização da construção, operação e verificação periódica do elemento primário, o que dificulta a disseminação da tecnologia e a entrada de outros fabricantes no mercado.

2.6.1.

Cálculo da vazão volumétrica de gás no medidor v-cone

O cálculo de vazão de gás utilizando o medidor do tipo v-cone é semelhante ao cálculo para os medidores baseados no princípio de pressão diferencial em geral, podendo ser deduzido a partir da equação de Bernoulli e da equação de conservação da massa. A vazão pode ser determinada a partir do valor medido do diferencial de pressão, do conhecimento das características do fluido que escoar e das circunstâncias em que o medidor está sendo utilizado. A equação geral de cálculo da vazão volumétrica em condições de operação é [33]:

$$Q = \frac{\pi}{4} \cdot \sqrt{\frac{2}{\rho}} \cdot \frac{D^2 \beta^2}{\sqrt{1 - \beta^4}} \cdot \sqrt{\Delta P} \cdot C_d \cdot Y \quad (12)$$

A vazão mássica corresponde à vazão volumétrica Q multiplicada pela massa específica ρ obtida nas condições de temperatura e pressão de operação:

$$Q_m = Q \cdot \rho \quad (13)$$

Da Eq. (12), temos:

ρ – massa específica do fluido em condições de operação. Geralmente, é calculada por meio de uma equação de estado, tomando como base o conhecimento da pressão estática absoluta (P), da temperatura absoluta (T) e da composição do gás;

D – diâmetro interno da linha onde o v-cone está instalado, nas condições de operação;

ΔP – diferencial de pressão gerado no v-cone.

Complementando, ainda temos:

- **Beta (β):**

$$\beta = \sqrt{\frac{D^2 - d^2}{D^2}} \quad (14)$$

onde d é o diâmetro do cone no ponto de maior diâmetro, em condições de operação. O valor de beta, portanto, representa a relação entre o diâmetro equivalente do espaço anular e o diâmetro da linha. Medições de d e D tomadas em condições diferentes das condições operacionais devem ser corrigidas para considerar qualquer possível expansão ou contração do v-cone e da tubulação devido aos valores de temperatura e pressão do fluido durante a medição. Para aplicações com gás ou vapor, não devem ser utilizados valores de beta que gerem um fator de expansão do gás menor que 0,84 [33]. Tipicamente, os valores de beta padrão, utilizados na maioria das aplicações, variam de 0,45 a 0,85.

- **Fator de Expansão do Gás (Y):** fator de correção para os efeitos da compressibilidade dos gases (variação da massa específica com a variação da pressão de operação). Para fluidos incompressíveis, $Y=1$.

$$Y = 1 - (0,649 + 0,696 \cdot \beta^4) \frac{\Delta P}{k \cdot P} \quad (15)$$

onde k é o coeficiente isentrópico do gás e P é a pressão estática absoluta do fluido. Considera-se que a expansão do gás é adiabática, ou seja, o processo ocorre à entropia constante e sem perda ou ganho de calor. O gás se expande devido à perda de pressão através do cone.

- **Coeficiente de descarga (C_d):** fator de correção utilizado para compensar os efeitos de viscosidade dos fluidos e da não idealidade do escoamento (há perdas de energia, por exemplo),

permitindo o uso prático da equação de Bernoulli. Para o v-cone, o coeficiente de descarga de cada medidor é determinado empiricamente, já que não existe equação geral desenvolvida. Outro meio de obtenção do C_d é por estimativa com base em dados históricos. Esta estimativa não é recomendada por geralmente causar um aumento da incerteza. No caso da placa de orifício, o coeficiente de descarga é determinado por equação prevista em norma. Como exemplo, a norma ISO 5167-2:2003 [26] utiliza a equação de Reader-Harris/Gallagher para determinar o C_d a partir do número de Reynolds do fluido e do valor de beta da placa, entre outros fatores. O valor do coeficiente de descarga representa o quociente entre a vazão real e a vazão teórica:

$$C_d = \frac{Q_{real}}{Q_{teórica}} \quad (16)$$

O coeficiente de descarga dos medidores do tipo v-cone está relacionado ao número de Reynolds (Re). Portanto, o v-cone deve ser calibrado na faixa de Reynolds no qual ele irá operar, para gerar o coeficiente de descarga. Este pode ser um valor único para toda a faixa ou uma curva em função do número de Reynolds.

Quando os medidores v-cone estão sujeitos a temperaturas substancialmente diferentes daquelas nas quais eles foram calibrados, deve-se considerar o efeito da dilatação dos materiais da tubulação e do v-cone. Para isso, pode-se determinar o fator de expansão térmica (F_a) utilizando o cálculo apresentado na Eq. (17) [33]:

$$F_a = \frac{D^2 - d^2}{((1 - \alpha_{pipe} \cdot (T - T_c)) \cdot D)^2 - ((1 - \alpha_{cone} \cdot (T - T_c)) \cdot d)^2} \quad (17)$$

Nesta equação, α_{pipe} é o coeficiente de expansão térmica do material do tubo, α_{cone} é o coeficiente de expansão térmica do material do cone, T é a temperatura do fluido em operação e T_c é a temperatura de referência na qual o sistema de medição foi calibrado.

Dessa forma, a equação de vazão volumétrica, considerando a temperatura de operação, é a seguinte:

$$Q_{(\text{novatemp})} = Q \cdot F_a \quad (18)$$

2.6.1.1.

Cálculo da vazão volumétrica em condições de referência

Após o cálculo da vazão volumétrica em condições de operação, Q , pode-se efetuar a conversão para as condições de referência. Conforme o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural [1], os volumes de gás natural devem ser medidos e convertidos para as condições de referência de 20 °C de temperatura e 0,101 325 MPa abs de pressão. A equação de conversão da vazão volumétrica em condições de operação para a vazão volumétrica em condições de referência é:

$$Q_{ref} = Q \left(\frac{P}{P_{ref}} \cdot \frac{T_{ref}}{T} \cdot \frac{Z_{ref}}{Z} \right) \quad (19)$$

Desta equação, temos:

P – pressão estática em condições de operação;

T – temperatura em condições de operação;

Z – fator de compressibilidade em condições de operação;

P_{ref} – pressão na condição de referência (0,101 325 MPa abs);

T_{ref} – temperatura na condição de referência (20 °C);

Z_{ref} – fator de compressibilidade nas condições de referência.