

2 Conceitos Básicos

Este capítulo apresenta alguns conceitos básicos para o melhor entendimento das questões abordadas na presente dissertação.

2.1. Gás Natural

De acordo com o inciso II, do artigo 6º, da Lei nº 9.478/97, gás natural ou gás é todo hidrocarboneto que permaneça em estado gasoso nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gaseíferos, incluindo gases úmidos, secos, residuais e gases raros.

O gás natural é uma mistura constituída por hidrocarbonetos (metano, etano, propano etc), na maior proporção, e por outros componentes conhecidos como contaminantes, tais como inertes (N₂), gás ácidos (CO₂, H₂S) e vapor d'água em menor proporção.

O gás natural pode ser classificado quanto à fase em subsuperfície, quanto à existência em sistemas de fases e quanto à ocorrência simultânea de petróleo e gás. As definições que se seguem foram retiradas da Portaria ANP nº 09/2000, que institui o Regulamento Técnico de Reservas de Petróleo e Gás Natural no Brasil.

“Classificação quanto à fase em subsuperfície

Quanto à fase em que se encontra em subsuperfície, o gás natural pode ser classificado em:

Gás Livre - *todo gás natural que se encontra na fase gasosa nas condições originais de pressão e temperatura do reservatório.*

Gás em Solução - *todo gás natural que se encontra em solução no petróleo nas condições originais de pressão e temperatura do reservatório.*

Classificação quanto à existência em sistemas de fases

Quanto à existência em um sistema monofásico ou bifásico, o gás natural pode ser classificado em:

Gás Seco - todo hidrocarboneto ou mistura de hidrocarbonetos que permaneça inteiramente na fase gasosa em quaisquer condições de reservatório ou de superfície.

Gás Úmido - todo hidrocarboneto ou mistura de hidrocarbonetos que, embora originalmente na fase gasosa, venha a apresentar a formação de líquidos em diferentes condições de reservatório ou de superfície.

Classificação quanto à ocorrência simultânea de petróleo e gás

Quanto à ocorrência simultânea com petróleo em subsuperfície, o gás natural pode ser classificado em:

Gás Associado ao Petróleo - gás natural produzido de jazida onde ele é encontrado dissolvido no petróleo ou em contato com petróleo subjacente saturado de gás.

Gás Não Associado ao Petróleo - gás natural produzido de jazida de gás seco ou de jazida de gás e condensado (gás úmido).”

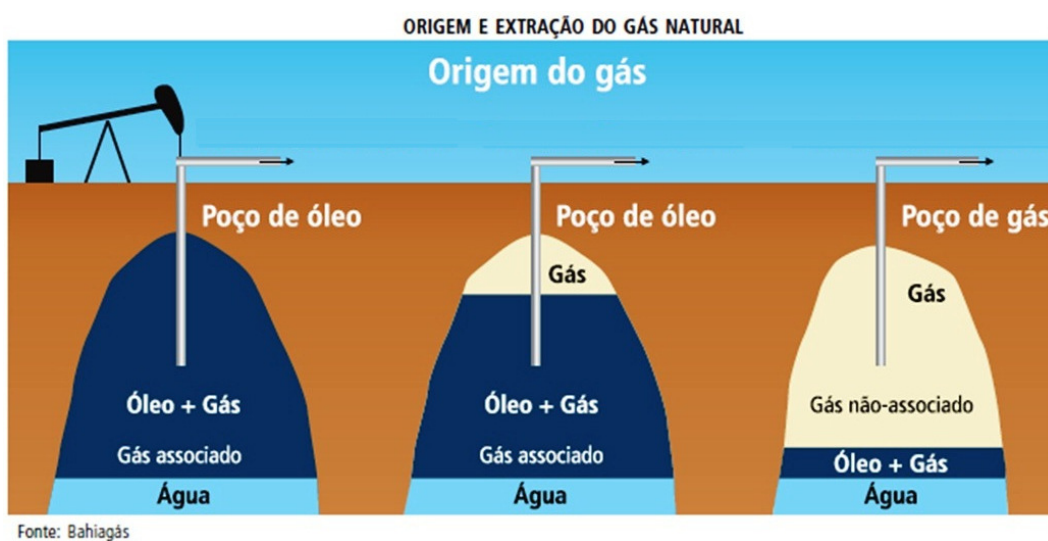


Figura 3 – Origem e extração do gás natural (adaptado BAHIAGÁS, 2005)

A maior parcela das queimas de gás natural refere-se ao gás associado ao petróleo. Ao produzir o óleo inevitavelmente ocorre a produção de gás. Quanto este não é comercializado de imediato ou consumido nas facilidades de produção, ocorre a queima deste gás associado. A quantidade de gás associado produzido vai depender da razão gás-óleo (RGO), ou seja, da relação entre a vazão de gás e a vazão de óleo, medidas nas condições de superfície.

A RGO pode variar ao longo do tempo em um mesmo reservatório, podendo aumentar significativamente caso não haja a aplicação das melhores práticas para a manutenção da pressão do reservatório e um bom gerenciamento do comportamento deste. A elevação da RGO implica na movimentação de um maior volume de gás natural, podendo gerar um aumento na queima de gás, caso não seja possível comercializá-lo ou consumi-lo, bem como se não houver maiores ações no sentido de prevenir eventos que incorram em liberação de gás para os queimadores (*flares*). Neste caso, para não ocorrer o fechamento do poço, opta-se por continuar produzindo o volume de óleo, em detrimento da queima ou ventilação de gás natural.

Campos que produzem exclusivamente gás não associado normalmente funcionam em função da demanda do mercado de transporte e distribuição de gás para o imediato consumo e, desta forma, o gás produzido não é queimado nos *flares* em operação normal nas respectivas instalações, exceto por questões de segurança.

2.2. Queima e Ventilação de Gás Natural

Os itens 4.1 e 4.2 do Regulamento Técnico de Queimas e Perdas de Petróleo e Gás Natural, instituído pela Portaria ANP no 249/2000, definem o que são queimas e perdas de gás natural:

“4.1 Queimas de gás natural -significa o ato de queimar em flares um determinado volume de gás natural.

4.2 Perdas de gás natural - significa o ato de ventilar no meio ambiente um determinado volume de gás natural.”

A perda ou ventilação de gás é a liberação controlada de gases para a atmosfera, sem que haja a queima. Uma ventilação segura é realizada quando o gás é liberado a alta pressão e é mais leve que o ar.

Normalmente, a ventilação não é um processo visível. No entanto, ela pode gerar algum ruído, dependendo da pressão e da vazão dos gases ventilados. Em alguns casos, a ventilação é a melhor opção para o escoamento do gás associado, como por exemplo, no caso onde haja elevada concentração de gases inertes no gás natural. Sem um teor de hidrocarboneto suficientemente elevado, o gás não vai queimar e a queima torna-se uma opção inviável. A limpeza de sistemas de processo com gás inerte pode, por si só, justificar a ventilação como o mais seguro meio de alívio. (OGP, 2000)

A queima de gás já engloba um sistema composto principalmente por um queimador (*flare*) e por tubulações que recolhem os gases para serem queimados. Um vaso na base do queimador (*flare*) remove e armazena todos os líquidos advindos com o fluxo do gás de tocha. Dependendo do projeto, um ou mais queimadores (*flares*) podem ser necessários. (OGP, 2000)

A queima é normalmente visível e gera tanto ruído quanto calor. Durante a queima, o gás queimado gera principalmente vapor de água e dióxido de carbono. A combustão eficiente depende do alcance de uma boa mistura entre o gás combustível e o ar, e da ausência de líquidos.

Os gases que estão sendo queimados ou dispersados podem vir de uma variedade de fontes, como o gás de consumo, o vazamento em válvulas e selos de bombas, os vapores recolhidos dos topos dos tanques ou até mesmo todo o inventário de gás da planta em casos de emergência (*shutdown*). Além disso, podem incluir uma mistura de gás natural ou outros vapores de hidrocarbonetos, vapor de água, dióxido de carbono etc.

Cumpra salientar que as características da medição de gás de *flare* também se aplicam quando o gás é apenas ventilado no ambiente. Para simplificação, utiliza-se apenas a expressão “medição de gás de *flare*”.

2.3. Sistema de *Flare* (Tocha)

O dispositivo utilizado em instalações de produção para queima de gás usualmente é denominado *flare*, do inglês, podendo ser traduzido como

queimador ou tocha. Em instalações de perfuração este queimador pode ser utilizado também para queima de petróleo, em eventos de teste.

O objetivo do sistema de *flare* (tocha) é a eliminação segura e eficaz dos gases não aproveitados ou a recuperação destes. Refinarias, plantas petroquímicas e outras instalações de processamento de hidrocarbonetos têm a necessidade de eliminar resíduos combustíveis, a fim de manter o controle do processo e a segurança dos equipamentos e das pessoas. Para alcançar este objetivo, os resíduos são recolhidos em um sistema coletor (*flare header*) e encaminhados para a tocha.

Além do fluxo para o queimador, oriundo do controle de processo e das válvulas de alívio de segurança, o sistema coletor deve estar fluindo gás para manter a si mesmo e os sistemas associados purgados de ar. Adicionalmente, gás deve ser injetado no sistema coletor para elevar o calor do gás a ser queimado. A complexidade do sistema de *flare* (tocha) pode variar de uma simples aplicação, como a eliminação de gases em uma locação de poço, a sistemas de componentes múltiplos atendendo a uma refinaria.

O queimador (*flare*) é normalmente formado por três componentes: a torre, o selo e o queimador (do inglês *stack*, *seal* e *tip*). O sistema, por sua vez, contém elementos adicionais como um vaso de separação de líquido (do inglês *knock-out drum*, também chamado de vaso de *flare*), um vaso de selagem hidráulica (do inglês *water seal*) opcional e alguns componentes auxiliares como pilotos, ignitores, retentores de chama, instrumentos de controle etc.

Os projetos dos sistemas de tocha levam em consideração uma série de fatores como sua localização, área disponível, velocidade do vento, nível de ruído posição, radiação térmica entre outros.

Segundo a Norma API MPMS 14, seção 10 (*Measurement of Flow to Flares*) os tipos mais comuns de sistemas de tochas são aqueles de um único queimador, de um queimador enclausurado ou de múltiplos queimadores. Sistemas de queimadores individuais quase sempre incluem uma estrutura vertical de suporte que coloca a saída do queimador (*flare*) em uma posição elevada em relação aos seus arredores para reduzir a intensidade da radiação e ajudar na dispersão. Em contraste, sistemas de vários queimadores (*flares*) são quase sempre localizados no nível do solo e muitas vezes rodeados por alguma cerca que reduz a visibilidade da chama e restringe o acesso ao trabalhador. Queimadores

(*flares*) enclausurados escondem completamente a chama e minimizam os níveis de visibilidade e de som. Um queimador enclausurado ou multi-queimadores podem ser vantajosamente combinados com um queimador vertical para minimizar chamas abertas queimando no dia-a-dia, mantendo a capacidade de lidar com requisitos de queimas emergenciais.

A Figura 4 apresenta um fluxograma básico de um sistema de *flare* (tocha).

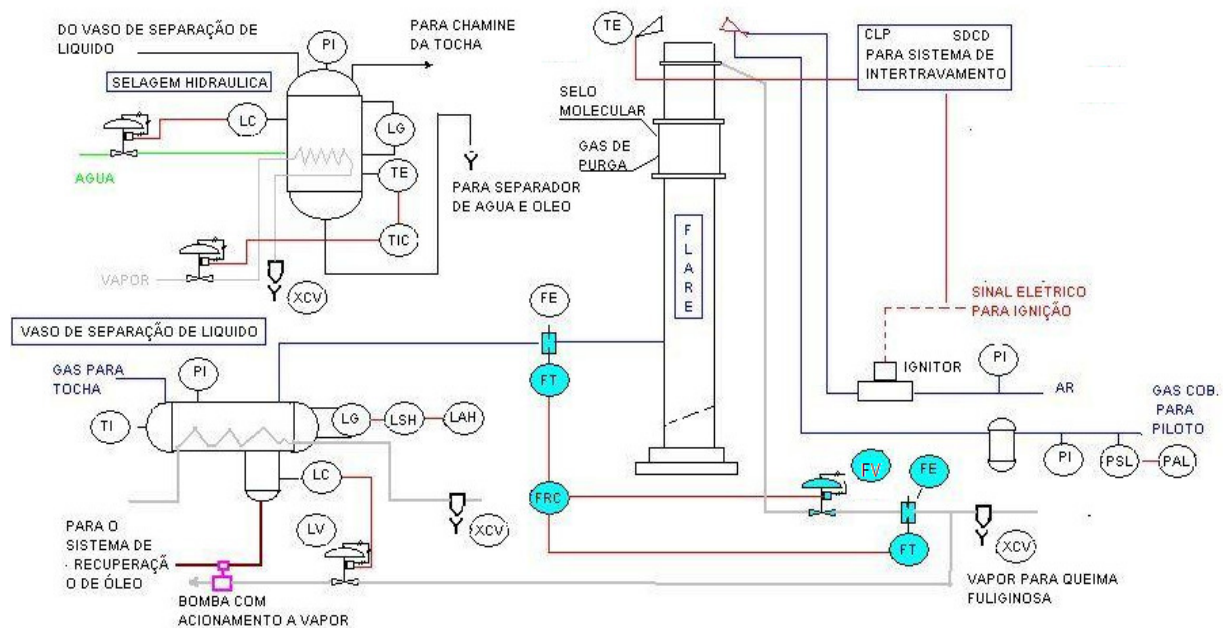


Figura 4 – Fluxograma básico de um Sistema de *Flare* (KRCONTROL, 2012)

Cumprе salientar que a Norma API 537:2008 e a ISO 25457:2008 tratam exclusivamente dos detalhes dos sistemas de tochas (*flares*) aplicados às petroquímicas e refinarias.

2.4. Sistema de Medição de Vazão

Medição é o conjunto de operações com objetivo de determinar o valor de uma grandeza. Estas operações podem ser realizadas automaticamente. (ISO GUM, 1998).

Um sistema de medição pode ser definido como um conjunto de instrumentos, padrões, operações, métodos, *software* ou outras premissas utilizadas para quantificar a unidade de medição ou corrigir a avaliação de uma

característica medida, sendo o processo completo para obter o valor de uma grandeza. Um sistema de medição de vazão é constituído basicamente por três elementos principais:

- 1) Elemento primário – É o medidor em si, cuja função é transformar a vazão em uma grandeza física mensurável. É o instrumento que fica em contato direto com o fluido e interage com o mesmo. Essa interação pode ser na forma de uma restrição ao fluxo (placa de orifício, por exemplo), ultrassom, resistências elétricas, rotores, entre outros.
- 2) Elemento secundário – São os instrumentos de pressão, temperatura e pressão diferencial, e analisadores de BS&W (teor de água no petróleo), por exemplo. Estes instrumentos fazem medições secundárias para conversão da leitura do elemento primário em informação desejada. Os elementos de pressão e temperatura, por exemplo, fornecem as respectivas medidas nas condições de processo, que são necessárias para conversão da vazão para as condições de referência ou de base (no Brasil tais condições são 20 °C e 0,101325 MPa). Os analisadores de BS&W, por sua vez, fornecem o percentual de água e sedimentos no líquido, podendo daí ser quantificada a vazão de óleo apenas. Em alguns casos o elemento secundário pode transformar a medidas do elemento primário em vazão, ficando o elemento terciário apenas responsável pela totalização desta (por exemplo, volume).
- 2) Elemento terciário – É o computador de vazão, ou seja, aquele que recebe os sinais do elemento primário e dos elementos secundários e os transforma em vazão nas condições de processo ou de referência, totalizando-a. A Figura 5 apresenta um diagrama esquemático de funcionamento de um computador de vazão.

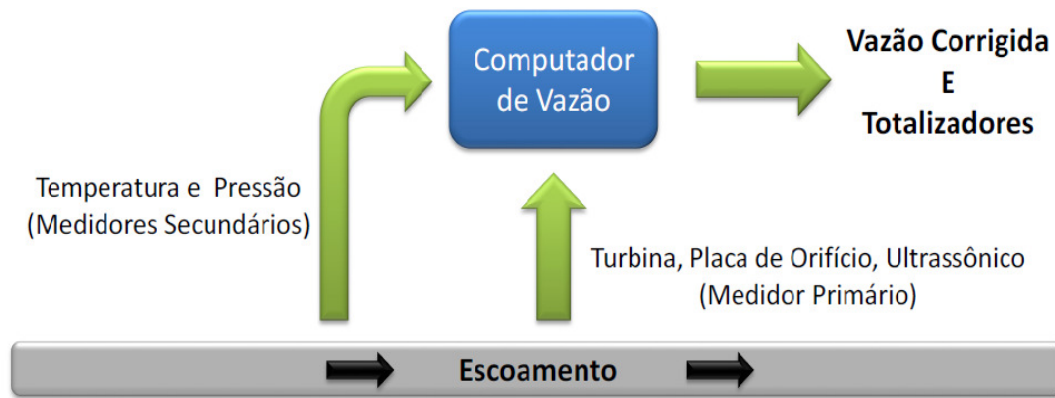


Figura 5 - Diagrama de funcionamento do computador de vazão (LAZARI *et al*, 2011)

Os computadores de vazão podem ser divididos em computadores de vazão para uso geral e computadores de vazão para transações comerciais (ou legais). As funções comuns aos dois são: cálculo da vazão, a capacidade de integrá-la e totalizá-la, cálculo da massa específica (“densidade”) e da compressibilidade de gases, cálculo da massa específica de líquidos. A única diferença entre os dois elementos está no fato de que, nos computadores de vazão para uso comercial, as informações devem ser rastreáveis e auditadas (DELMÉE, 2003), além de serem invioláveis.

É importante destacar que além dos elementos principais descritos anteriormente, um sistema de medição pode conter outros elementos como, por exemplo, os condicionadores de fluxo para uniformizar o perfil de velocidade no escoamento do fluido, contribuindo para a precisão das medições e permitindo a redução do trecho reto a montante nas tubulações; os indicadores para monitoramento *in loco* das medidas (temperatura e pressão, por exemplo); os misturadores estáticos que homogeneizam o fluido que está escoando pela tubulação para que as amostragens de fluido que serão feitas na sequência sejam mais próximas da realidade; os amostradores automáticos que retiram, de tempos em tempos, pequenas amostras do fluido, sendo estas armazenadas em cilindros para posterior análise laboratorial em uma amostra global mais realista do fluido medido; e os amostradores manuais isocinéticos que permitem a retirada de uma amostra pontual do fluido para sua análise.

Como exemplo de um sistema de medição de gás, a Figura 6 apresenta um esquemático de um sistema de medição de gás por diferencial de pressão, através do emprego de uma placa de orifício.

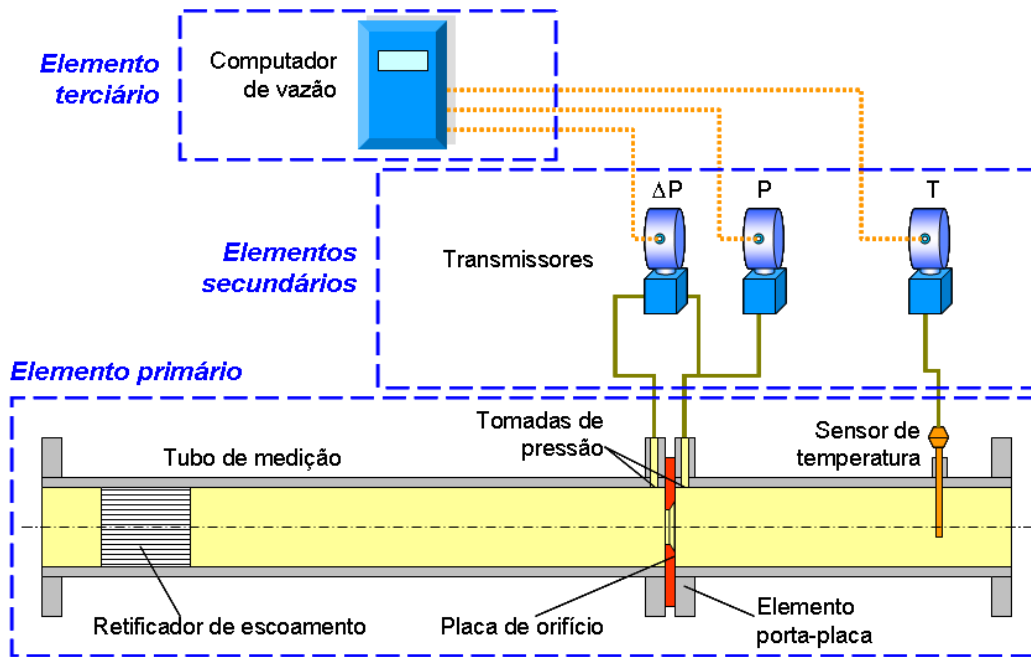


Figura 6 – Sistema de medição com placa de orifício (PINHEIRO, 2010)

Neste caso, o elemento primário é a placa de orifício. A inserção desta na tubulação gera uma restrição ao fluxo e conseqüentemente, uma redução da pressão estática após a placa. O diferencial entre as tomadas de pressão antes e depois da placa é proporcional à vazão de gás que está passando. Os elementos secundários são os transmissores de diferencial de pressão, pressão e temperatura. Essas medidas são enviadas ao elemento terciário, o computador de vazão, responsável por convertê-las em vazão e totalizá-las em volume ou massa.

A tecnologia ultrassônica é a mais empregada nas medições de gás de tocha, pelos motivos já expostos na introdução e que serão detalhados no capítulo IV. A Figura 7 apresenta um típico sistema de medição ultrassônica de gás de tocha. Neste caso, o elemento primário é o medidor ultrassônico de um feixe ou trajetória, os elementos secundários são os transmissores de pressão e temperatura e o elemento terciário é o computador de vazão.

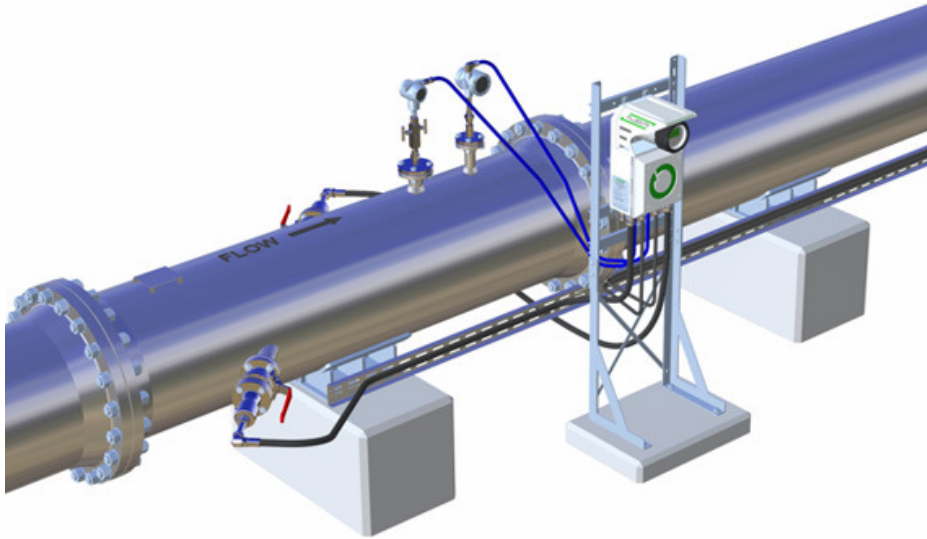


Figura 7 – Típico Sistema de Medição de gás de *flare* (FLUENTA, 2012)

Diferentemente das aplicações de placa de orifício, o sistema de medição de gás de *flare* não permite a utilização de condicionadores de fluxo, tendo em vista que estes impõem restrição ao fluxo, o que não deve ocorrer nos sistemas de alívio, pois estes sistemas devem ser capazes de manusear grandes quantidades de gás em eventos emergenciais de despressurização da planta.