

1 Introdução

Dentre as diversas interações entre desenvolvimento e meio ambiente, o binômio mudança do clima e energia é uma das questões mais desafiadoras da atualidade, tanto para a ciência quanto para a política (MENDES & FILHO, 2012).

As emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) oriundas do uso de combustíveis fósseis compõem a principal fonte das causas antrópicas que contribuem para o aquecimento global.

A indústria de petróleo e gás é responsável por uma parcela significativa das emissões de Gases de Efeito Estufa. Na Exploração e Produção (E&P) de petróleo e gás natural, o gás queimado em tochas é fonte de emissão de CO₂. Em aditamento à contribuição para o aquecimento global e às alterações climáticas, a queima ou a ventilação de gás natural no E&P é considerada como um desperdício de um valioso recurso energético, não renovável (MARSHALL, 2012).

De acordo com o Banco Mundial, estima-se que 134 bilhões de metros cúbicos de gás foram queimados em *flares* em 2010, nas atividades da indústria de petróleo e gás natural. Isto equivale a aproximadamente seis vezes a produção total de gás no Brasil neste mesmo ano.

Em 2009, este número foi ainda maior: 150 bilhões de metros cúbicos de gás, o que corresponde a aproximadamente 23% do consumo de gás nos Estados Unidos ou 30% do consumo de gás na União Européia. Em termos de impacto ambiental, tal volume representa um montante de 400 milhões de toneladas de CO₂ por ano, o que equivale a emissões anuais de 77 milhões de carros. (FARINA, 2010)

As discussões em torno da queima de gás natural nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural se iniciaram a cerca de duas décadas. No passado, o holofote estava sobre o petróleo e o gás natural era visto como uma fonte de energia não rentável. As chamas nos queimadores (*flares*) das plataformas e das instalações de produção terrestres podiam ser verificadas ininterruptamente a longa distância. Não havia infraestrutura de aproveitamento da produção do gás associado ao óleo.



Figura 1 – Queimadores – *flares* (FARINA, 2010)

O aumento da participação do gás natural na matriz energética dos países propiciou a valorização deste recurso natural. A preocupação mundial com o aquecimento global impulsionou as ações para redução das emissões de gases estufas, contribuindo também para a mudança do quadro supracitado. As empresas de petróleo começaram a reconhecer que os impactos ambientais relacionados à extração dos hidrocarbonetos podiam afetar de forma negativa suas imagens e seus negócios.

A crescente mobilização dos órgãos reguladores de diversos países para publicação de restrições de queima e ventilação do gás natural vem contribuindo para o aumento dos índices de aproveitamento do gás associado. O objetivo é pressionar os operadores a reduzirem a queima de gás para valores mínimos e até mesmo nulos, em condições normais de operação. Vale destacar nestes esforços os órgãos reguladores do Canadá, da Noruega e do Reino Unido.

Muito embora já tenha havido certo progresso, o montante de 134 bilhões de metros cúbicos ainda precisa ser reduzido. Cumpre salientar que esta estimativa é feita pela NOAA (U.S. National Oceanic Atmospheric Administration), em parceria com o Banco Mundial, e baseia-se em imagens de satélites que, embora tenham excelente cobertura mundial, possuem várias fontes de incertezas, tais como variações nas intensidades das tochas, dificuldades em distinguir as tochas (*flares*) de outras fontes de iluminação urbana e principalmente incapacidade de detectar a ventilação de gás, o que, na prática, significa que o desperdício do gás natural é ainda maior do que o volume citado.

De fato, comparando os dados estimados pela NOAA e os publicados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), os números fornecidos pelos satélites estão aquém dos praticados no Brasil.

Esta constatação se estende pelas Américas: o nível de queima relatado por agências reguladoras excede o que é estimado através de imagens de satélite. Por outro lado, na Rússia, o número citado por Vladimir Putin em 2007 é praticamente a metade dos números estimados através de satélites, na ordem de 40 a 50 bilhões de metros cúbicos. (FARINA, 2010)

Neste contexto, a necessidade de se quantificar corretamente os volumes desperdiçados de gás fica evidente. As ações para redução da queima ou ventilação de gás natural e o controle das emissões de gases de efeito estufa se baseiam em medições precisas. O reflexo disto são as constantes publicações de diretrizes regulatórias voltadas para as medições de vazão de gás dos sistemas de alívio/*flare*.

Em sua maioria, estes regulamentos estabelecem níveis de incerteza para tais medições. Nos Estados Unidos, no Canadá e no Brasil, os operadores são obrigados a relatar o gás ventilado ou queimado dentro de uma incerteza de medição de $\pm 5\%$. A União Européia, por sua vez, aplica uma abordagem escalonada quando se trata deste assunto. Por exemplo, em instalações maiores se requer um nível maior de incerteza de medição: $\pm 7,5\%$, relaxando-se a $\pm 12,5\%$ para instalações de médio porte e a $\pm 17,5\%$, para os pequenos emissores.

Apesar da medição de gás de *flare* não ser uma técnica nova, ela ainda é considerada desafiadora e bem diferente das demais aplicações de medição de vazão. A natureza imprevisível da queima de gás em um ambiente muitas vezes inapropriado, por exemplo, torna a medição extremamente difícil e complexa, além do aspecto econômico que impede que sistemas muito onerosos sejam aplicados. (HUNTER, 2012)

O principal propósito do sistema de *flare* (tocha) ou de alívio é garantir a segurança operacional na instalação, eliminando de forma segura o gás quando necessário. Isto pode envolver o manuseio aleatório de grandes quantidades de gás ao longo de um curto período de tempo. Por conseguinte, é essencial que qualquer equipamento de medição, instalado na linha do queimador (*flare*), não obstrua o fluxo de gás, de forma a não provocar queda de pressão significativa.

Na União Européia e no Brasil, as diretrizes regulatórias permitem diferentes abordagens para a quantificação do gás queimado. As diretrizes não são prescritivas em termos de especificação de um tipo de tecnologia de medição de vazão e não requerem um medidor de fluxo dedicado para a linha do queimador (*flare*). Já na Noruega, a regulamentação exige instalação de medidores ultrassônicos e na plataforma continental externa dos Estados Unidos, bem como no Golfo do México, há a obrigação de que sejam instalados medidores de gás de tocha em todas as unidades que processem mais de 2.000 barris por dia de óleo.

Operadores na União Européia e no Brasil tem a opção de uma combinação de abordagens. Isso muitas vezes implica em técnicas de medição indireta (por diferença), utilizando medidores de vazão instalados em outros fluxos.

A principal desvantagem deste método é a alta incerteza de medição observada quando a queima é baixa em relação aos outros fluxos que contribuem. Ao aplicar o "método da raiz da soma ao quadrado" para calcular a incerteza de medição, esta pode ser tão alta quanto $\pm 100\%$. Em contraste, quando a queima é elevada em relação aos outros fluxos que contribuem, o método de cálculo pode ser extremamente preciso com incerteza de medição abaixo de $\pm 1\%$. Desta forma, há operadores que optam por aplicar a medição indireta em eventos de emergência e, em operações normais, capturam as informações dos medidores dedicados de gás de tocha. (HUNTER, 2012)

Principalmente em unidades marítimas, por questões de restrição de espaço e peso, a instalação do medidor de vazão de gás de tocha é comumente improvisada. A maioria destes medidores requer trechos retos (comprimentos) de tubos à montante e à jusante do medidor de vazão para assegurar condições ideais de fluxo. No entanto, isso muitas vezes não é possível, e curvas e outras obstruções podem causar distúrbios no perfil de velocidade. Além disso, o uso de um condicionador de fluxo para retificar tais problemas geralmente não é uma opção, devido a sua natureza obstrutiva.

Os sistemas de alívio/tocha apresentam riscos durante a operação, o que limita o acesso para instalação, manutenção ou calibração dos equipamentos de medição. Isto geralmente requer, por razões de segurança, uma parada programada da planta, e conseqüentemente, a indesejada interrupção da produção. Desta forma, devido às dificuldades de remoção dos medidores de vazão, as

calibrações laboratoriais não ocorrem periodicamente, acarretando em grande responsabilidade para as verificações *in situ* de tais medidores.

Talvez um dos maiores desafios da medição de gás de *flare* seja a ampla faixa de velocidade de escoamento do gás, que chega a variar de 0,03 m/s, em operação normal da planta (valores inexpressivos de gás de piloto/purga), até valores acima de 100 m/s, em eventos de parada de emergência (*shutdown*), situações que levam a uma despressurização da planta de processo (*blowdown*). Estas condições requerem medidores de vazão com uma ampla faixa de vazão e capazes de medir rapidamente mudanças bruscas tanto de vazão como de pressão (além da composição do gás).

A alteração das condições de operação também pode induzir a grandes variações na temperatura e composição do gás. Em eventos de queima elevada, as temperaturas podem variar entre valores abaixo de -70°C até valores acima de 150°C , e remanescentes de líquidos também podem ser arrastados pela linha de gás, comprometendo a capacidade do medidor de vazão no atendimento à incerteza requerida. Por ser extremamente arriscado obter amostras do gás em eventos de despressurização da planta, as análises cromatográficas são feitas periodicamente (no Brasil mensalmente), o que não significa que a composição do gás seja mantida exatamente esta em todo o período.

Alterações na viscosidade e massa específica (“densidade”) também afetam o perfil de escoamento através de variações no número de Reynolds. Em baixas velocidades, estratificação, transientes e fluxos reversos não são incomuns. Em tubulações de grandes diâmetros, há relatos de estratificação da temperatura do fluido devido à exposição solar somente em uma área do tubo. Os fatores ambientais também devem ser considerados quando da escolha de equipamentos de medição, incluindo os índices de explosão e corrosão, uma vez que o fluxo de gás para o tocha (*flare*) pode conter ácidos e sulfetos de hidrogênio. (HUNTER, 2012)

Outro desafio é a variação de *design*, tipo e tamanho dos sistemas de tocha. O diâmetro da linha do queimador (*flare*) pode variar, por exemplo, de 8” até 40”, comprometendo algumas tecnologias de medição.

O medidor ultrassônico (USM), baseado no princípio da diferença dos tempos de trânsito, é o medidor de vazão de gás mais utilizado e desenvolvido atualmente para quantificação dos volumes queimados ou perdidos. As principais

vantagens do USM são a ampla faixa de vazão, a ausência de peças móveis e o design não-invasivo. É também possível calcular o peso molecular a partir da velocidade do som, que pode ser útil para determinar a densidade e apoiar cálculos de composição do gás.



Figura 2 – Medidor Ultrassônico de Gás de *Flare* (PINHEIRO, 2010)

É importante destacar que há um equívoco em afirmar que a incerteza de medição citada pelo fabricante do USM é a real incerteza de medição do medidor instalado. Alguns fabricantes atribuem, para uma faixa de velocidade entre 0,03 m/s até 100 m/s, uma incerteza de 2,5% a 5%. No entanto, as incertezas citadas pelos fabricantes são apenas aplicáveis em condições ideais de fluxo que requerem um escoamento relativamente estável, completamente desenvolvido, livre de líquidos e sólidos e com todas as dimensões críticas das tubulações medidas com precisão. A fim de obter a real incerteza, qualquer outra incerteza resultante de efeitos da instalação deve ser adicionada à incerteza citada pelo fabricante.

Os medidores ultrassônicos de gás queimado ou ventilado geralmente empregam um único feixe ou trajetória, o que significa que eles são sensíveis ao perfil de escoamento, em comparação com o de múltiplos feixes. Uma das questões chave para este ponto é a não identificação dos efeitos da instalação a montante sobre o perfil do escoamento e, conseqüentemente, a incerteza de medição. Componentes de velocidade não axiais (turbilhões) afetam as leituras do

medidor e a repetitividade deste pode ser ainda mais impactada pela turbulência gerada por alguns acidentes de tubulação ou válvulas, entre outros, especialmente quando o medidor está próximo a estes. (HUNTER, 2012)

Nos casos em que o USM não pode ser instalado em estrita conformidade com as instruções do fabricante, incluindo os inadequados comprimentos de trecho reto a montante e a jusante do medidor, a modelagem computacional de dinâmica de fluidos (CFD) pode ser aplicada para determinar o erro de instalação.

A técnica de CFD proporciona uma solução de custo eficaz para avaliar e corrigir os erros decorrentes da instalação em linhas do sistema de alívio/tocha. Ela também oferece um meio de visualizar o que está realmente acontecendo na tubulação (em três dimensões) e fornece mais informações do que pode ser adquirido a partir de experimentos. Por esta razão, é vantajoso, sempre que possível, executar a análise CFD antes da instalação de um medidor, a fim de determinar as melhores configurações dos transdutores e a localização ótima do medidor. (HMC 58)

Pelos motivos expostos acima, a medição de gás de *flare*/alívio é considerada desafiadora, ao mesmo tempo em que é imprescindível para as ações de redução de emissão de gases estufas, relacionadas às queimas e ventilações de gás natural nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural.

1.1. Objetivo

A presente dissertação objetiva discorrer sobre a medição de gás de *flare*, embora também abranja um capítulo dedicado à regulação da queima de gás natural, trazendo exemplos de aspectos relevantes da regulação da Noruega, Canadá (Alberta), Estados Unidos e Reino Unido. Um enfoque detalhado da regulação e das estatísticas de queima de gás foi dado ao Brasil.

Adicionalmente, foram adquiridos dados de uma dada unidade de produção *offshore*, de forma a analisar:

- 1) as incertezas mensais da produção de gás natural da instalação e a correspondente influência da incerteza da medição do gás de tocha nesta;
- 2) as diferenças encontradas entre a medição indireta (balanço de gás) e a medição direta (medição ultrassônica);

3) as incertezas relacionadas à medição indireta e os erros sistemáticos.

1.2. Estrutura do Trabalho

O trabalho está estruturado em cinco capítulos. O Capítulo I, introdutório, apresentou resumidamente os desafios da medição de gás de *flare*, bem como os objetivos da presente dissertação.

O Capítulo II apresenta alguns conceitos básicos do assunto, como a definição de gás natural, queima e ventilação de gás natural, sistema de *flare* e sistema de vazão.

O Capítulo III aborda as estatísticas da queima de gás natural nas atividades de exploração e produção, os motivos que levam ao desperdício deste recurso, a importância da regulação para redução destes níveis, além de apresentar uma revisão normativa sobre a regulação da queima de gás natural no Brasil, na Noruega e no mundo.

No Capítulo IV há a descrição mais detalhada sobre as características do processo que impactam na medição de gás de *flare* e uma revisão bibliográfica sobre as tecnologias de medição de gás de *flare*, os aspectos metrológicos envolvidos na medição de gás de *flare* e as fontes que contribuem para a incerteza da medição de gás de *flare*.

O capítulo V analisa os dados de uma dada instalação de produção offshore, de forma a analisar as diferenças encontradas entre a medição indireta (balanço de gás) e a medição direta (medição ultrassônica) de gás de tocha e a influência da medição de gás de *flare* (fiscal) sobre a medição da produção de gás natural da unidade.

Por fim, o Capítulo VI apresenta as conclusões e considerações finais do trabalho.