

1

Introdução

A produção mundial de gás natural tem crescido continuamente ao longo das últimas quatro décadas, como um reflexo do aumento da sua participação nas matrizes energéticas de inúmeros países. Relatório da Agência Internacional de Energia – AIE demonstra o crescimento da produção entre 1973 e 2011 (AIE, 2012), conforme a figura 1.

Graph 1 - World natural gas production by region

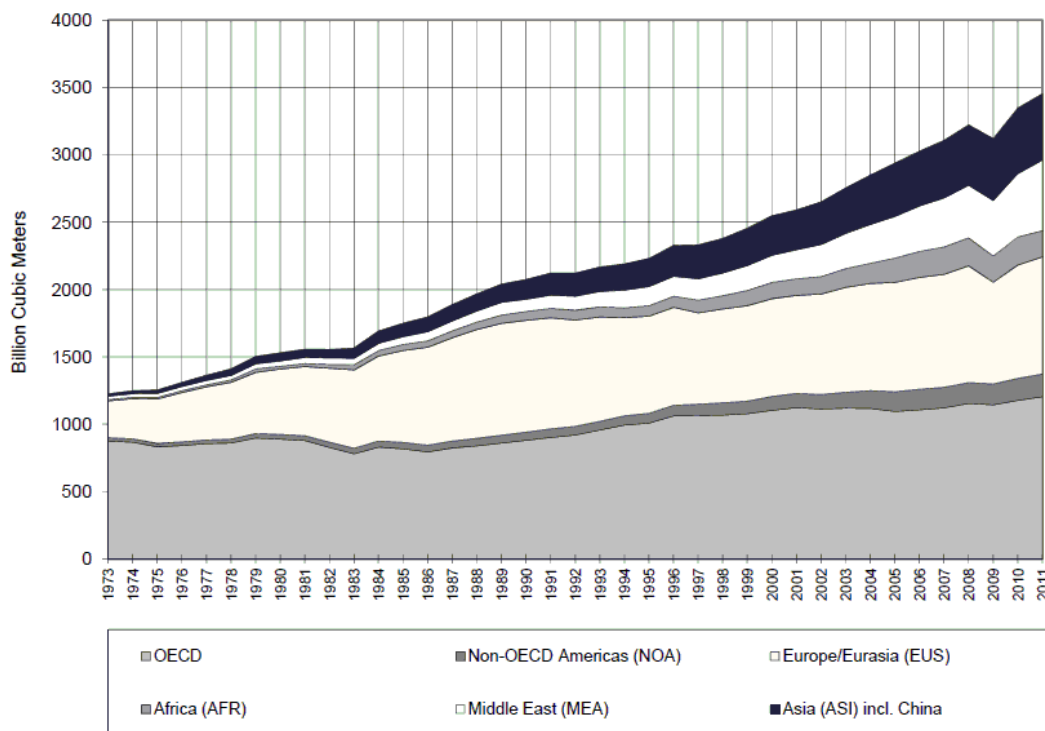


Figura 1 – Produção mundial de gás natural, 1973-2011 (AIE, 2012)

Este crescimento, considerada a década compreendida entre os anos de 2002 e 2011, apresenta uma taxa média anual de 3,4%, com uma produção pouco inferior a 3,5 trilhões de m³ em 2011. O recuo na produção observado no ano de 2009 em relação ao ano anterior é fruto da retração econômica mundial devida à crise financeira de 2008 (Rühl, 2010).

A produção deste insumo no Brasil também teve crescimento significativo e praticamente contínuo ao longo da década de 2000. Dados da Agência Nacional

do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP indicam um crescimento médio anual no período de 2002 a 2011 da ordem de 6,8%, o dobro da taxa de crescimento mundial. A exemplo de grande parte do mundo, a produção nacional recuou em 2009 em relação a 2008, recuperando-se em 2010.

Regiões geográficas, países e blocos econômicos	Produção de gás natural (bilhões m³)										11/10 %
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	
Total	2.518,9	2.616,6	2.688,5	2.770,4	2.869,4	2.939,3	3.047,2	2.955,9	3.178,2	3.276,2	3,08
América do Norte	763,5	766,9	755,1	745,5	763,9	782,2	801,3	802,6	819,1	864,2	5,51
Canadá	187,9	184,7	183,7	187,1	188,4	182,7	176,6	164,0	159,9	160,5	0,34
Estados Unidos	536,0	540,8	526,4	511,1	524,0	545,6	570,8	584,0	604,1	651,3	7,82
México	39,6	41,4	45,0	47,2	51,5	54,0	53,9	54,6	55,1	52,5	-4,73
Américas Central e do Sul	106,7	118,7	131,7	138,6	151,1	152,5	157,6	151,9	162,8	167,7	3,03
Argentina	36,1	41,0	44,9	45,6	46,1	44,8	44,1	41,4	40,1	38,8	-3,27
Bolívia	4,9	6,4	9,8	11,9	12,9	13,8	14,3	12,3	14,2	15,4	8,06
Brasil	9,2	10,0	11,0	11,0	11,3	11,2	13,7	11,7	14,4	16,7	16,19
Colômbia	6,2	6,1	6,4	6,7	7,0	7,5	9,1	10,5	11,3	11,0	-2,72
Peru	0,4	0,5	0,9	1,5	1,8	2,7	3,4	3,5	7,2	11,4	56,95

Figura 2 – Produção nacional de gás natural, 2002-2011 (ANP, 2012)

O crescimento da produção nacional de gás natural foi impulsionado ao longo do período pela entrada em operação de diversas plataformas marítimas nas diferentes bacias produtoras. A participação das unidades marítimas no resultado da produção do ano de 2011 deu-se em percentual pouco inferior a 74% (ANP, 2012).

1.1.

Produção Marítima de Óleo e Gás – Esquema Típico

Uma plataforma marítima de produção tem por objetivo separar o óleo, o gás e a água provenientes de seu conjunto de poços produtores e dar tratamento primário a estes elementos: comprimir, remover a umidade e escoar o gás através de gasodutos; remover a água emulsionada do óleo já separado da água livre e escoá-lo através de oleodutos ou armazená-lo em tanques de carga disponíveis; e remover os resíduos oleosos da água e descartá-la. Uma ilustração deste esquema clássico, com ênfase no processamento de gás, é mostrada na figura 3.

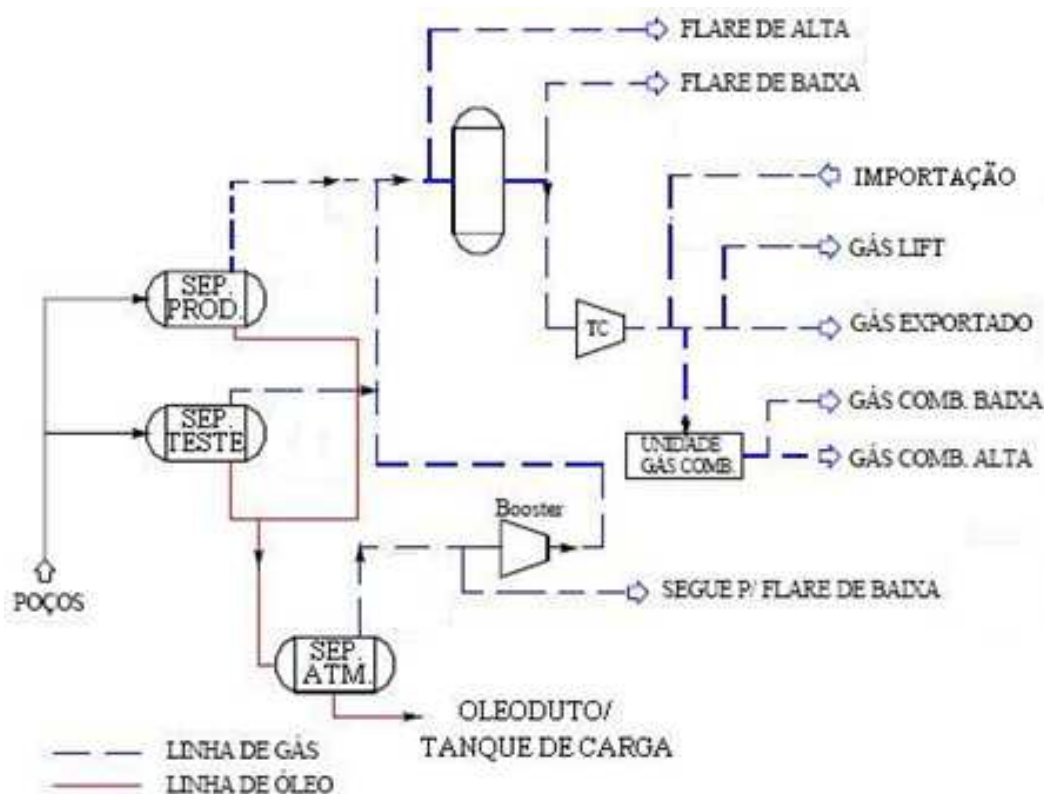


Figura 3 - Esquema típico de produção marítima de óleo e gás (Pinheiro et al, 2010)

A mistura água-óleo-gás ascende à unidade produtora através dos chamados *risers*, condutos que a ligam aos poços produtores desde o leito do oceano, adentrando o processamento contínuo, comumente chamado de trem de produção. Uma vez na superfície, os poços são direcionados para o separador de produção, que é responsável pela separação inicial da mistura. A partir deste ponto, o gás, o óleo e a água seguem seus respectivos caminhos para tratamento.

Em função das condições de pressão e temperatura da separação inicial, uma parcela do gás permanece dissolvida no óleo. Este gás será recuperado em uma etapa mais à frente do tratamento do óleo, quando será enviado a um segundo separador, denominado separador atmosférico, também conhecido como *surge*. As condições de pressão deste separador são próximas à atmosférica, daí o nome. Seu gás encaminha-se para um compressor e denominado *booster*, tradicionalmente alternativo, que eleva a pressão da condição próxima à atmosférica para algo próximo à pressão de separação inicial.

O gás retirado do separador de produção será enviado para a sucção do sistema de compressão, a ele juntando-se o gás oriundo do *booster*. Essa massa de gás será comprimida em estágios, com remoção de condensado de gás e água em vasos antes da entrada de cada estágio (tipicamente três, centrífugos). As pressões

de descarga do estágio final, dependendo das características da unidade de produção, podem alcançar valores superiores a 19000 kPa.

Após a compressão, o gás será encaminhado aos diferentes serviços possíveis. Uma parcela será utilizada como combustível, majoritariamente para acionar turbo-geradores, que fornecerão à unidade energia elétrica (através do acoplamento de geradores elétricos) e energia térmica (através do aproveitamento dos gases de queima para processos de troca de calor entre fluidos); parte dessa energia sustenta o sistema de compressão. Uma outra parcela será utilizada para a injeção em poços produtores, com o objetivo de auxiliar a elevação da mistura desde o fundo do poço, uma técnica conhecida como *gas lift*. A maior parte será exportada através de gasoduto(s), e haverá importação eventual para permitir o funcionamento da unidade em caso de retomada da produção após parada. Uma parcela, no entanto, em função das características do processo contínuo, é enviada para queima (*flare*) por questões de segurança operacional.

Desta forma, os pontos de entrada de gás numa plataforma encontram-se nos diversos separadores e na importação, enquanto os pontos de saída (ou de destino) configuram os pontos de consumo como combustível, exportação, elevação artificial de petróleo e queima de gás.

1.2. Características da Queima de Gás Natural

A queima de gás num ambiente de produção de hidrocarbonetos no esquema clássico decorre do fato deste ser um processo produtivo contínuo, sem a possibilidade de acumulação de excedentes. Flutuações no processo ou falhas operacionais podem levar determinadas etapas a condições de pressão que configurem risco às operações. Pontos sensíveis são dotados de dispositivos de alívio capazes de direcionar o gás para descarte seguro em caso de necessidade. Casos extremos de flutuação ou falha podem levar à interrupção parcial ou total da produção, quando então um inventário significativo de gás necessita ser descartado de modo relativamente rápido. Este descarte se dá através da queima, uma vez que a liberação no ambiente próximo à unidade de produção também oferece risco às instalações e àqueles que a operam. Há uma modalidade de descarte, a ventilação, que é restrita a pontos de baixo potencial de acumulação e

de pressão próxima à atmosférica; para estes pontos, o gás é direcionado para descarte diretamente na atmosfera, em pontos posicionados de forma garantir sua adequada dispersão.

O uso do gás na queima assume dois aspectos distintos, em função dos diferentes graus de flutuação do processo a que uma unidade produtora vê-se submetida: uma queima contínua, devida a flutuações de baixa amplitude relativa; e uma queima eventual, associada a eventos de descarte rápido em função de flutuações severas ou situações imprevistas. A queima contínua é dividida entre os queimadores de alta e de baixa pressão, que coletam gás de pontos do processo com diferentes faixas de pressões relativas. A queima em situações de descarte rápido é predominantemente levada a termo pela queima de alta pressão.

A queima de gás, *per se*, pressupõe uma série de condições para que ocorra de modo adequado, a fim de evitar que ela própria não configure um elemento de risco às operações. Baixas ou altas vazões relativas de gás são registradas durante a queima, em função das condições operacionais; as variações ocorrem de modo extremamente brusco em situações de descarte rápido. Portanto, as condições para a queima segura dos excedentes devem já estar presentes quando de sua ocorrência. A fim de permitir que tal ocorra, os projetos de instalações geralmente prevêem dois pontos de uso do gás que auxiliam a queima: um ponto denominado de gás piloto, que mantém uma chama permanente para os queimadores; e um ponto comumente denominado de assistência de queima, cujo objetivo é garantir, através da velocidade com que seu gás é dirigido aos queimadores, o afastamento da chama da estrutura destes. Este afastamento tem dupla função: ao mesmo tempo em que distancia a chama dos queimadores, aumentando sua vida útil, evita o que se costuma chamar de *engolimento da chama*, fenômeno que pode ocorrer em função de diferenças de pressão entre os pontos de queima e as linhas que levam o gás até seu aparato, potencialmente explosivo. Sob determinadas circunstâncias, porém, pode-se abrir mão da assistência, tomando as devidas precauções.

Uma vez que o ambiente de produção está sujeito às variações mencionadas, a queima de gás detém características bastante próprias para além da grande faixa de vazões, o que resulta em reduzido número de alternativas tecnológicas para a medição de vazão. A tecnologia de medição ultrassônica por tempo de trânsito vem sendo largamente utilizada para esse tipo de medição. O grande parque

instalado de medidores ultrasônicos nos pontos de medição de queima nas Bacias produtoras do Espírito Santo, de Campos e de Santos, no Brasil, em torno de 80% dos pontos existentes, exemplifica o uso extensivo desta solução no ambiente marítimo (Loureiro, 2013). Considerações acerca dessa tecnologia encontram-se no capítulo 2.

Outras tecnologias para a medição de vazão podem ser empregadas na queima, e são mencionadas *en passant* no capítulo supracitado. Nos demais pontos de medição apontados no esquema típico, predomina o uso de placas de orifício, embora assim como para a medição de vazão de queima, variações possam ser eventualmente observadas.

Todo tipo de medição envolve o conceito de incerteza, ente estatístico que associa a resultados de medição uma dispersão na sua apuração, em função do método de medição utilizado, da tecnologia empregada, e das condições nas quais o ambiente em que se procede à medição apresenta-se. No caso de medição de vazão, como no de outras grandezas, diferentes tecnologias, por suas diferentes características e métodos de emprego, apresentarão diferentes resultados para a incerteza de medição sob as mesmas condições. Especificamente com relação à medição de queima, este aspecto é alvo de atenção dos órgãos reguladores da atividade ao redor do mundo. Estes órgãos buscam estabelecer regras para o tratamento desta questão.

Ao longo da última década, o conceito de *queima zero* vem ganhando terreno junto à indústria de óleo e gás em função da crescente atenção dada à hipótese de aquecimento global como resultado das atividades humanas, notadamente a industrial. A face mais visível deste movimento é o denominado GGFR, sigla em inglês para *Redução Global da Queima de Gás (Global Gas Flare Reduction*, no original). O GGFR é uma iniciativa do Banco Mundial, órgão da Organização das Nações Unidas, que pretende convencer os operadores da produção ao redor do globo da importância da redução da queima como elemento da redução de geração de CO₂, gás considerado como um dos principais contribuintes para o chamado *efeito estufa*, associado ao aquecimento global. O conceito consiste em aproveitar, por meio da incorporação de sistemas de recuperação de gás em novos projetos (e eventualmente, em projetos já em operação), os volumes queimados de modo contínuo em um projeto convencional. A queima somente ocorreria em condições de real necessidade, nas quais a

integridade das instalações pudesse estar em risco. Diversas iniciativas ao redor do mundo têm sido levadas a cabo neste sentido, incluindo o Brasil, que terá na plataforma P-58 sua primeira unidade de produção incorporando tal conceito. Entretanto, a despeito das eventuais vantagens do ponto de vista ambiental, as experiências já realizadas estão ainda por provar-se do ponto de vista do custo-benefício.

1.3.

Regulamentação Sobre Medição de Queima de Gás Natural

A regulamentação brasileira para a medição da produção de óleo e gás é estabelecida pela ANP, e pelo Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia - INMETRO, por meio do Regulamento Técnico de Medição – RTM (2013), em vigor desde dezembro de 2013 por força da Resolução Conjunta ANP/INMETRO de N° 1, de 10/Junho/2013. O regulamento estabelece uma série de conceitos relativos à medição, bem como determina diversas obrigações aos concessionários da produção de hidrocarbonetos quanto à medição de fluidos. Este regulamento é complementado por uma série de dispositivos legais que versam sobre temas tratados no RTM de forma mais genérica, e é uma atualização de um documento editado no ano 2000.

Dentre os principais conceitos estabelecidos pelo RTM, estão os que tratam das diferentes classificações da medição de fluidos. Conceitua-se a chamada *medição fiscal*, como sendo aquela que mede a produção (de óleo ou gás) de uma concessão em carácter contínuo ou por etapas, e sobre a qual serão calculados todos os encargos referentes à atividade (tributos, *royalties*, etc), ou seja, tudo aquilo que deixa a concessão. No caso específico do gás, há duas maneiras de contabilizar a produção: pelo denominado *método das entradas*, onde a medição fiscal dá-se pela contabilização dos volumes apurados pelos pontos de medição instalados nos diferentes separadores, descontados dos volumes injetados nos poços a título de *gas lift* (que retornam à concessão); ou pelo chamado *método das saídas*, que contabiliza os volumes consumidos, queimados ou exportados, descontados de eventual importação. O método das saídas é o predominante para a apuração da produção, tendo em vista o fato de que todo o gás medido já foi

processado e pode ser considerado como seco, o que faz dos pontos de queima pontos de medição fiscal em larga medida na produção marítima brasileira.

Outro conceito relativo à medição de fluidos é o de medição de apropriação, que é aquela a partir da qual efetua-se o rateio da produção em função da contribuição relativa de poços de um mesmo campo ou de mais de um campo ligados a uma unidade produtora. A medição de apropriação, para o caso do gás, compreende o gás contabilizado dos poços nos testes de produção efetuados, quando estes são direcionados ao separador de testes, descontada do gás injetado a título de elevação artificial para este poço, se for o caso. No Brasil, esta medição dará origem à distribuição dos *royalties* calculados sobre a medição fiscal. Há ainda a classificação de transferência de custódia, que aponta requisitos para a medição com fins comerciais (compra e venda de hidrocarbonetos); e a medição operacional, que é a medição utilizada para controle e segurança das operações e instalações.

Há um ponto relevante do RTM que trata especificamente da medição de queima: seu subitem 6.4.7 diz que tais sistemas devem ser projetados, instalados e calibrados para operar dentro de incertezas máximas de medição de vazão ou volume de 5% (ANP, 2013). Este dispositivo legal não estabelece uma base temporal para estimativas de incerteza de vazão ou volume (tradicionalmente, o órgão regulador impõe um limite de 5% de incerteza para a vazão, sem base temporal). Embora este fato não seja privilégio da regulamentação brasileira, a definição da grandeza a respeito da qual calcula-se e declara-se a incerteza é mais bem definida no ordenamento legal de outros países.

Gibson (2013) apresenta um resumo da legislação de alguns países com relação à medição de queima de gás. Os citados são:

- Reino Unido: o DECC, departamento de energia e mudança climática (*Department of Energy & Climate Change*, no original, equivalente ao Ministério das Minas e Energia) aponta uma incerteza máxima de 7,5% em seu documento *Guidance to Operators of Offshore Installations* (2012) na medição de volume ou massa para instalações que emitam mais que 500 mil toneladas/ano de CO₂, dentro do escopo do *EU Emissions Trading Scheme*, acordo supra-nacional da União Européia com vistas à redução de emissões de CO₂;

- Noruega: o regulador Standards Norway estabelece, por meio da norma *Norsok Standard I-104* (2005), incerteza de 5% na medição de volume nos pontos de queima, com uma expectativa de presença de medidor ultrasônico em todos os pontos;
- Canadá: a autoridade reguladora de Alberta (Alberta Energy Regulator), requer incerteza de 3% sobre o volume para pontos de medição que computem acima de 16,9 mil m³/dia, conforme o documento *Directive 017: Measurement Requirements for Oil and Gas Operations* (2013);
- E.E.U.U.: embora a lei federal 30-CFR250, secção K, item 1163 (USGPO, 2014), fale em seu título sobre volumes queimados ou ventilados, seu subitem a-2 deixa dúvidas quanto à grandeza a respeito da qual é estabelecido um limite para a incerteza, pois deixa margem à interpretação de que esta poderia ser vazão. O limite máximo é de 5% para a incerteza nos pontos de medição de queima.

Os órgãos reguladores citados inclinam-se na direção de determinação da incerteza de volumes, e não de vazão. A regulamentação brasileira é dúbia, e com a exigência do órgão regulador no estabelecimento de limite de incerteza de 5% sobre a vazão, o resultado das estimativas, consideradas as condições operacionais e as características dos equipamentos envolvidos, encontra-se não raro muito próximo do valor-limite admitido.

1.4. Objetivo e Organização

Este trabalho tem por objetivo avaliar os efeitos da medição de vazão de queima de gás natural por meio de tecnologia ultrasônica por tempo de trânsito, e de sua respectiva incerteza, sobre a incerteza dos volumes de gás natural produzidos por uma unidade de produção marítima típica. Faz-se uma continuação de parte do trabalho de Loureiro (2013), que fez uma avaliação sobre as incertezas sobre volumes queimados de gás natural em uma unidade de produção em ambiente marítimo a partir de volumes diários computados de queima de gás. Aqui, a avaliação da incerteza de volumes queimados se dá a partir de volumes computados em base horária, também em ambiente marítimo.

Para tanto, o texto estrutura-se em capítulos conforme segue: no capítulo 2, são discutidas as técnicas de medição de vazão de gás no esquema típico de produção; no capítulo 3, são apresentados aspectos normativos da computação de volumes de gás a partir da medição de vazão; o cálculo de estimativas de incerteza de vazão e de volume conforme normas estabelecidas é discutido no capítulo 4; os dados colhidos de uma plataforma típica de produção e os resultados das análises e avaliações efetuadas estão disponíveis no capítulo 5; finalmente, as conclusões e indicações de possíveis estudos futuros encontram-se no capítulo 6.