

GESTÃO DO POTENCIAL ENERGÉTICO DE GÁS DE FLARE EM UNIDADES DE PROCESSAMENTO PETROQUÍMICAS

Gabriela de Carvalho Brito¹, Reginaldo Ferreira de Sousa², Samuel Mathias do Amaral Junior³,
Tomas Saiter Lins⁴

¹ Universidade Federal do Espírito Santo, UFES campus São Mateus - gabriela.carvalho.brito@hotmail.com

² Universidade Federal do Espírito Santo, UFES campus São Mateus - naldofs@yahoo.com.br

³ Universidade Federal do Espírito Santo, UFES campus São Mateus - samueljuniorbr@hotmail.com

⁴ Universidade Federal do Espírito Santo, UFES campus São Mateus - tomaslins@gmail.com

RESUMO

A crescente demanda por gás natural tem levado a uma busca constante por tecnologias para seu máximo aproveitamento, ou seja, métodos para evitar ou minimizar a queima inerente aos processos petroquímicos. Um dos pontos a ser atacado é a queima em *flares*, que são queimadores de gás natural que permanecem acesos para absorver descontroles operacionais e despressurizar o sistema, não utilizando a capacidade calorífica do gás para geração de energia útil. Assim, a atenuação do desperdício evidencia uma oportunidade sob o ponto de vista econômico, uma vez que o gás pode ser utilizado para suprir a demanda por gás combustível dentro da própria unidade. Esse insumo gera um dispêndio considerável para o balanço de faturamento e é um ponto que desperta possibilidade de economia para a gestão da planta. Além dos impactos econômicos, outro fator importante neste cenário está na emissão de gases contribuintes para o efeito estufa, oriunda da queima residual nos *flares*. Através de uma pesquisa bibliográfica, foi verificado que o Estado da Arte para o tema apontou técnicas de recuperação aplicadas ao redor do mundo, com uma deficiência para o Brasil. O trabalho investiga a viabilidade econômica da recuperação desse potencial energético visando o aumento da eficiência no processamento. Foi feito um estudo de caso da possível recuperação de gás em uma unidade de tratamento de gás, para uso como gás combustível. A recuperação mostrou-se economicamente viável, além de reduzir a emissão de gases causadores do efeito estufa.

Palavras-chave: Gás natural, *flare*, recuperação, potencial energético.

1. INTRODUÇÃO

A queima em *flares* constitui uma necessidade básica para a segurança das instalações de processamento de petróleo e gás, sejam *onshore* ou *offshore*, embora contradizendo a política de máximo aproveitamento dos recursos fósseis, no ponto de vista de eficiência energética. O fomento das termelétricas movidas a gás natural, como resposta mais rápida para o aumento da segurança de fornecimento de energia elétrica a partir de 2001, trouxe consigo uma expansão no setor de gás natural, cuja oferta se mostra ainda insuficiente para atender a demanda atual [REGO, 2007].

Isso pode ser evidenciado pela análise de produção de gás nacional, que registrou déficit em 49,16%, no ano de 2015, em relação à demanda do País, segundo o Ministério de Minas e Energia [MME, 2016]. As alternativas para o atendimento da demanda total provêm, então, da importação da Bolívia ou compra de GNL (Gás Natural Liquefeito) de mercados externos.

A queima em *flares*, que representa uma parcela do gás produzido, porém não disponível para a venda, apontou um valor médio de 3,83 milhões de m³/dia em 2015. Esse gás poderia ser utilizado, por exemplo, para suprir a demanda por gás combustível das próprias unidades petroquímicas, que

consumiram em média 12,20 milhões de m³/dia neste mesmo ano [MME, 2016].

Os gastos com gás combustível (custos), somados aos valores potenciais associados à queima (resíduo), embasam a necessidade do aproveitamento desta energia desperdiçada e denotam uma possibilidade de aumento de rentabilidade da Unidade.

A questão ambiental também deve ser considerada, uma vez que a queima de combustíveis fósseis contradiz o compromisso firmado pelo Brasil na Cúpula da ONU sobre Desenvolvimento Sustentável em 2015, cuja meta compreende reduzir em 43% a emissão de gases do efeito estufa até 2030 [TORRES & MUNIZ, 2016].

Estes fatores justificam o referente trabalho, cujo objetivo se concentra em avaliar a viabilidade econômica da implantação da recuperação do gás de *flare*. Para tal, é investigado o estado da arte e a possibilidade do uso de gás como combustível em determinados subsistemas que demandam carga térmica dentro da própria instalação. Tal recuperação pretende trazer vantagens ambientais e econômicas, além de contribuir para uma maior eficiência energética e sustentabilidade.

2. QUEIMA DE GÁS EM UNIDADES PETROQUÍMICAS

A operação em unidades petroquímicas é conhecida por utilizar altas pressões e vazões, caracterizando risco potencial à segurança das instalações e dos trabalhadores. Para a prevenção de descontroles e sobrepressões, é utilizado o sistema de tocha, ou simplesmente *flare*, que consiste em um conjunto de queimadores e vaso de acomodação do volume e depuração de frações líquidas arrastadas, projetado para a capacidade de alívio de todo o inventário da planta de processo [MOKHATAB; POE, 2014].

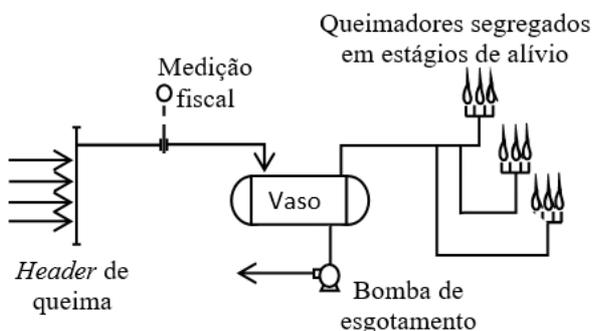


Figura 1. Esquemático do Sistema de Tocha

Fonte: Autores, baseado em Leite, 2012.

Cada subsistema da unidade petroquímica é interligado a uma tubulação coletora (*header*), que recebe, principalmente, a fração gasosa nos vasos e equipamentos, com pressão ligeiramente superior à pressão

atmosférica. O *header* então direciona o fluxo a um vaso *blowdown* para separação de frações líquidas que por ventura possam ter sido arrastadas ou condensadas ao longo da tubulação devido à alteração das propriedades que definem o estado da mistura gasosa (resfriamento ou queda da pressão). O esgotamento deste vaso pode ser realizado por drenagem fechada e o condensado pode ser aproveitado em outro sistema [LEITE, 2012].

2.1. Vazão de queima e regulamentação segundo ANP

A origem da corrente gasosa que flui pela tubulação coletora pode ser verificada por passagens indevidas em válvulas de controle, gás residual das particularidades de cada subsistema, produto de reações químicas, despreendimento por dissociação (efeito *flash*), dentre outros. Estas origens possuem vazões volumétricas com pouca variação, diferente das despressurizações de emergência, ou alívios de segurança, como em aberturas abruptas de válvulas tipo PSV (*pressure safe valve*), que são válvulas de segurança contra pressões superiores às suportadas pelos vasos e equipamentos [MOKHATAB; POE, 2014].

A ANP, através da Portaria nº 249/2000, regulamenta a queima de gás nas unidades de processamento. Dentre os limites estipulados, destaca-se o limite para queima de gás natural igual ou inferior a 3% do volume

de produção mensal de gás natural associado ao campo. As situações adversas e não previstas, devem ser negociadas com a ANP, no âmbito do Programa Anual de Produção [ANP, 2000].

Pela Tabela 1 é possível notar o volume de queima por Bacia produtora através da distribuição da movimentação de gás natural (em mil m³/d), segundo o Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural.

Tabela 1 - Distribuição da movimentação de gás natural no Brasil (em mil m³/d)

Bacia	Consumo Interno	Queima	Disponível	Injeção	Produção
Santos	2581	554	15043	19897	38075
Campos	7828	2205	14673	262	24968
Solimões	486	178	5603	7942	14209
Camamu	99	3	5900	0	6002
Parnaíba	41	4	4338	0	4384
Recôncavo	153	105	1685	728	2670
Sergipe	218	82	748	1597	2645
Espírito Santo	356	44	159	0	1909
Alagoas	6	15	1239	0	1260
Potiguar	355	77	569	3	1004
Ceará	0	9	73	0	82
Tucano Sul	11	0	29	0	39
Total geral	12134	3275	51408	30429	97246

Fonte: ANP (2016, pág 24).

3 ESTADO DA ARTE PARA SISTEMAS DE RECUPERAÇÃO DE GÁS DE *FLARE*

Partindo da busca em uma base de dados internacional (Elsevier), utilizando as palavras-chave: “recuperação”, “gás de *flare*”, “gás natural”, “*flare*” “sustentabilidade” e

“emissões”, foi possível identificar as tecnologias mais recentes sobre o tema, úteis para compreensão do tema e passíveis de reprodução.

3.1. Recuperação de gás para suprimento de gás combustível na Itália

Na Itália, um estudo recente fez um levantamento de possibilidades reais para a recuperação de gás em uma refinaria, com nome não divulgado, no qual é apresentado um tratamento para o gás reutilizado, sua viabilidade econômica e o período de retorno. Foi apresentada uma metodologia para a seleção do sistema, em que um compressor de anel líquido foi escolhido. Foram descritos seu funcionamento e desenho básicos, os tratamentos químicos dos gases inertes e dos compostos ácidos [COMODIA et al. 2016]. Um esquema, em tradução livre, é apresentado na Figura 2:

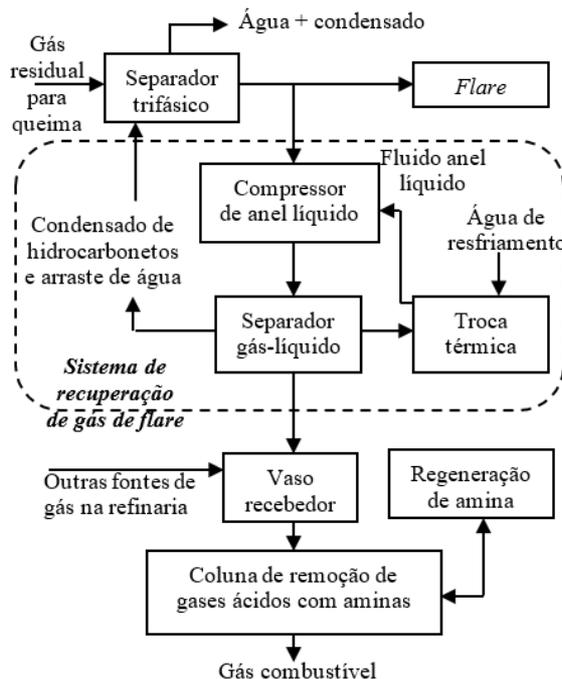


Figura 2. Esquemático da recuperação de gás de flare em refinaria na Itália.

Fonte: Comodia et al (2016).

3.2. Desenvolvimento e análise de dois métodos para a geração de energia a partir de gás de flare no Canadá

O estudo investiga dois cenários de reutilização de gás de queima para a geração de energia elétrica, apresentados por uma concessionária de energia elétrica em Saskatchewan, Canadá. O primeiro cenário considera uma mistura dos gases queimados com um combustível convencional utilizando o ciclo de Brayton, tecnologia já dominada no setor. O segundo simula o envio do gás residual para um estágio intermediário de uma turbina de gás já presente no arranjo original da unidade em que foi realizado o estudo de caso.

Após análises termodinâmicas e simulação, o estudo revela que o primeiro cenário é preferível em relação aos aspectos técnicos e econômicos, exceto em vazões baixas, inferiores a 0,8 kg/s (faixa de referência: 0 a 2,14 kg/s), apontando a geração de eletricidade como alternativa vantajosa à ventilação ou queima desta fonte de energia.

Como um exemplo, para uma mistura média de 1,12 kg/s de gás de flare e 0,756 kg/s de gás natural tratado, o primeiro cenário gera 18,9% a mais de potência que o segundo cenário que gera 37,678 MW, de acordo com a simulação [HEIDARI et al, 2016].

3.3. Recuperação de gás de flare no Egito: melhoria de sustentabilidade

Realizado na refinaria de Suez (Suez oil processing company – SOPC), no Egito, o estudo baseia-se na implementação de um sistema de recuperação total do gás, utilizando-o internamente como combustível para aquecedores na refinaria, minimizando a quantidade de gás descartada. Para o tratamento de particularidades da composição local, como a presença de compostos corrosivos na presença de umidade, principalmente o CO₂ e H₂S, foi necessário prever um sistema adicional de adoçamento, ou seja, remoção de gases ácidos.

A análise econômica do projeto foi feita independentemente e considerando a

receita gerada por créditos de carbono, que só são inseridos se o projeto for registrado pelo Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL). O método de análise foi de Taxa de Retorno Interna, mostrando-se viável com TIR em 25%. A análise de viabilidade social foi feita com base nos empregos gerados pelo projeto e está dentro dos critérios de sustentabilidade do Egito. A Figura 3 apresenta um diagrama de blocos indicando as instalações existentes e as propostas pelo projeto de recuperação [ABDULRAHMAN et al, 2015].

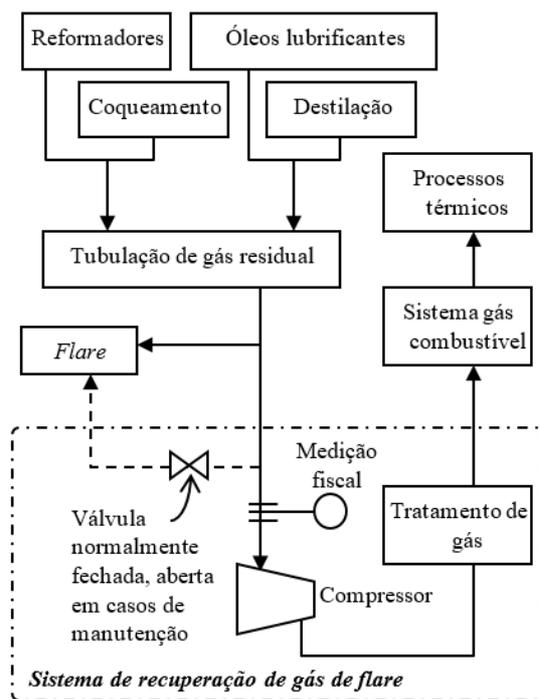


Figura 3. Esquemático da recuperação de gás de flare na refinaria de Suez, Egito.

Fonte: Abdulrahman et al (2015).

3.4. Alguns dos projetos em andamento no Irã

Os objetivos do projeto AMAK (Ab-Teymour, Mansuri, Marun, Ahwaz e Kupal) compreendem: compressão, desidratação e remoção de gases ácidos do gás associado à produção de petróleo em sete unidades de produção, assim como a transferência do gás tratado para as plantas de gás natural do Complexo Petroquímico Razi. O projeto AMAK vem sendo implementado desde 2010 e é composto sete estações de compressão. O objetivo está na redução da alta taxa de emissão por óleo produzido, cujos resultados visam acabar com a queima de 6,8 milhões de metros cúbicos de gás natural altamente ácido. Assim seria evitada a emissão de 18.000 toneladas/dia de poluentes, com uma taxa de retorno (TIR) de 28% e tempo de retorno em 30 meses.

Na ilha de Kharg-Irã, no Golfo Pérsico e nos campos *offshore* relacionados, os projetos Kharg e Behregansar se destacam por conter a maior parte do gás queimado de natureza ácida, o que representa uma barreira técnica e financeira substancial para acabar com a queima, apesar dos esforços de longo prazo para aliviar a situação. A atividade de projeto à luz do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo neste campo foi projetada para capturar e tratar gás nos campos de petróleo no mar Soroosh & Nowrooz para o uso em instalações de processamento de petróleo, de geração de energia e em uma

instalação petroquímica. A infraestrutura é composta por:

- Compressão de gás e desidratação nas plataformas dos campos de petróleo;
- Linhas do sistema de coleta e transporte de gás;
- Instalações de recepção em terra (separadores e tratadores).

Kharg e Behregansar representam os campos com maior queima no Irã, com um valor estimado de 15,3 milhões de m³/d [TAHOUNI et al, 2016].

3.5. Comparação entre três métodos de recuperação de gás de flare na refinaria de Asalooye – Irã

Um estudo comparativo simulou a viabilidade econômica de três mecanismos distintos. Diferente dos demais retratados, este estudo desconsidera o uso do gás recuperado como combustível, mas investiga outras possibilidades de geração de produtos finais, descritas a seguir.

3.5.1. Tecnologia Gas-to-Liquid

Compreende um mecanismo de produção de combustíveis líquidos a partir do gás natural, no caso, utilizando o gás residual como insumo, ao invés daquele destinado à queima em *flares*. A tecnologia utiliza o processo químico denominado síntese Fisher-Tropsch.

3.5.2. Produção de eletricidade a partir de turbinas a gás

Diz respeito a uma tecnologia já dominada, em que uma turbina converte a energia cinética de um fluido em movimento para energia mecânica e esta é convertida em energia elétrica. Para simulação, foi utilizado o ciclo de *Brayton*, com alta eficiência comprovada e amplamente utilizado.

3.5.3. Compressão

Refere-se ao aproveitamento do gás para a comercialização ou uso nas instalações da unidade. A seleção do compressor compreende uma decisão importante para o projeto, uma vez que a razão de compressão necessária agrega custos à instalação do projeto. A pressão disponível no cenário avaliado apresentava-se baixa, em 3,5 bar (próxima à pressão atmosférica) exigindo alta taxa de compressão. Sendo assim, foi selecionado um compressor alternativo, por apresentar tal possibilidade e ser de tecnologia já conhecida.

3.5.4. Avaliação econômica

Comparando os três métodos, o estudo indicou a maior taxa de retorno TIR para a compressão de gás de 200%, seguido da tecnologia GTL com TIR de 125% e TIR de 21% para a geração de eletricidade. Quanto ao tempo de retorno, a compressão também

apresentou o melhor resultado com 0,5 anos, GTL com 0,8 anos e uma considerável diferença com a geração de eletricidade, com 4,76 anos. O estudo aponta o uso da compressão como melhor alternativa, porém recomenda a tecnologia GTL quando há recursos disponíveis para investimento e há déficit de combustíveis líquidos no mercado [RAHIMPOUR et al, 2012].

3.6. Situação no Brasil

No País, a preocupação da ANP em regular e controlar a queima em *flares* é percebida através dos Termos de Compromissos firmados com as empresas do setor, com implementação de planos de ação para o aproveitamento e minimização da queima do gás associado à produção de petróleo. O mais recente foi firmado em 2010, com a Petrobras (ANP, 2016). As tecnologias adotadas nas empresas fazem parte da gama de informações com níveis de proteção da informação, dificultando a dissipação do *know how*, porém experiências no exterior com resultados positivos para a viabilidade econômica de mecanismos de recuperação de gás queimado em *flares* em unidades petroquímicas indicam possibilidades para replicação no Brasil.

4 METODOLOGIA

Como prática já dominada de obtenção de conhecimento e aprendizagem sobre o tema, no trabalho é adotada a pesquisa científica em associação à prática na indústria.

Segundo Yin (2005), o estudo de caso permite uma investigação para se preservar as características holísticas e significativas dos eventos da vida real.

Quanto à abordagem do tema, este trabalho caracteriza-se como uma pesquisa quantitativa, expondo as características e propriedades do processo selecionado, comparando com a diferença em valor monetário do potencial energético e da emissão evitada de CO₂ na atmosfera como resultado da queima em *flares*.

O levantamento do estado da arte, constituído principalmente de artigos de periódicos presentes no Capítulo 3, torna-se fundamental para embasar a proposta do referente trabalho.

4 ESTUDO DE CASO

A Unidade de Tratamento de Gás de Cacimbas (UTGC) criada em 2006, é hoje responsável por 9% do gás natural entregue aos consumidores [MME, 2016]. Além de contribuir para a oferta nacional, a UTGC ainda ocupa uma posição estratégica para o processamento do gás associado à produção de petróleo no norte do Espírito Santo.

Situada no município de Linhares, o Polo Cacimbas totaliza uma capacidade de processamento de 16 milhões m³/d [MME, 2016], embora esteja processando atualmente 9 MMm³/d.



Figura 4. UTGC (em destaque: *ground flare*)

Fonte: Petrobras, 2012.

4.1. Insumos disponíveis: composição de entrada

A análise cromatográfica da composição do gás de queima no *flare* é realizada periodicamente, uma vez que esses parâmetros são monitorados pela agência reguladora. Para o estudo, é considerada uma composição típica de gás associado à produção de petróleo, pois caracteriza a maior parcela do gás que é produzido no Brasil (67,1% em 2014) [ANP, 2015]. A sugestão para o estudo de caso é considerar a composição de alimentação em percentual molar semelhante ao da entrada da UPGN 2 da Reduc, que tem uma riqueza expressiva.

Tabela 2 – Composição de cromatografia de gás

Composição (% molar)	Entrada da UPGN2 da Refinaria Duque de Caxias – RJ (REDUC)
C ₁ – Metano	77,94
C ₂ – Etano	11,93
C ₃ – Propano	6,11
nC ₄ – Butano	1,32
iC ₄ – Isobutano	0,84
nC ₅ – Pentano	0,23
iC ₅ – Isopentano	0,29
C ₆ – Hexano	0,05
C ₇ – Heptano	0,02
C ₈ – Octano	0
N ₂ – Nitrogênio	0,63
CO ₂ – Dióxido de carbono	0,64
	(continuação)
PCS – Gás Ideal, Kcal/m ³ (@1atm, 20°C)	10922,1
Densidade relativa (ar = 1)	0,7229
% riqueza	8,860
% diluentes	1,270

Fonte: Borges (2003).

5. RESULTADOS E DISCUSSÃO

5.1. Aspectos econômicos

A negociação do gás natural praticada no mercado diz respeito ao conteúdo energético nele contido e seu valor é calculado em US\$/MMBTU (dólares por milhão de BTU), sendo baseado no poder calorífico superior, cuja referência adotada pelo Ministério de Minas e Energia é de PCS = 9.400 Kcal/m³.

Considerando o preço de 9,752 US\$/MMBTU (média desde 2014, para os preços praticados pela Petrobras para distribuidoras, isentos de

tributos e encargos) e o preço de 15,762 US\$/MMBTU para venda aos consumidores [MME, 2016], é possível estimar uma perda mensal de US\$ 294.633,01 (distr.) a US\$ 476.212,46 (consumidor). A vazão de queima considerada para o cálculo foi de 27.000 m³/d, ou seja, 0,03% do volume processado segundo o MME (2016).

Tabela 3 - Valor monetário perdido do gás residual queimado

Preço Petrobras para Distribuidora (Dist)	9,752	US\$/MMBTU
Preço Petrobras para Consumidor (Cons)	15,760	US\$/MMBTU
Vazão de queima	27000	m ³ /d
Vazão convertida em energia	1007,086	MMBTU
Valor monetário do gás queimado (Dist)	294.633,01	US\$/mês
Valor monetário do gás queimado (Cons)	476.212,46	US\$/mês

Fonte: Autores, baseado nos Boletins Mensais de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural, [MME, 2016].

5.1.1 Consumo de gás combustível

O consumo de gás combustível para as demandas térmicas da própria Unidade pode ser verificado nos seguintes subsistemas no Polo Cacimbas:

- Sistema aquecimento de óleo térmico;
- Seção de secagem do gás de alimentação por adsorção em leito sólido;

- Gás combustível para circuito de refrigeração mecânica;
- Gás combustível para compressão para exportação no gasoduto.

As demandas térmicas requisitadas acarretam em um alto dispêndio para o faturamento da Instalação. Comparado às vazões médias de entrega de 9 MMm³/d notadas no período de referência para o referido trabalho, o consumo de gás combustível representa cerca de 3% da produção e compreende um custo mensal de US\$ 2.946.330,10 para os valores praticados pela Petrobras para as distribuidoras.

Tabela 4 – Custo do gás combustível total

Preço Petrobras para Distribuidora (Dist)	9,752	US\$/MMBTU
Preço Petrobras para Consumidor (Cons)	15,760	US\$/MMBTU
Vazão de gás combust.	270.000	m ³ /d
Vazão convertida em energia	1007,086	MMBTU
Valor monetário do gás queimado (Dist)	2.946.330,10	US\$/mês
Valor monetário do gás queimado (Cons)	4.762.125,58	US\$/mês

Fonte: Autores, baseado nos Boletins Mensais de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural, [MME, 2016].

5.2. Aspectos ambientais

Pela reação de combustão [1], e esta considerada completa, é calculada uma emissão 57,05 ton/d de CO₂ para a atmosfera, considerando uma vazão de queima em 27.000 m³/d.

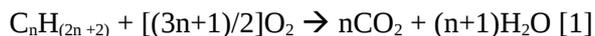


Tabela 5 – Cálculo das emissões de CO₂ do sistema de Tocha

Cromatografia do gás em %mol	Vazão molar (mol/d)	
C1	92,45	1.114.352,68
N2	1,58	-
CO2	1,47	17.718,75
C2	2,23	53.758,93
C3	1,05	37.968,75
H2O	0	-
H2S	0	-
H2	0	-
CO	0	-
O2	0	-
iC4	0,27	13.017,86
nC4	0,38	18.321,43
iC5	0,15	9.040,18
(continuação)		
nC5	0,12	7.232,14
nC6	0,14	10.125,00
nC7	0,1	8.437,50
nC8	0,02	1.928,57
nC9	0,03	3.254,46
nC10	0,01	1.205,36
Poder Cal.	39301,85	KJ/m ³
Densidade	0,6200044	
Total CO2	1.296.361,61	mol/d
Massa CO2	57,05	ton/d

Fonte: Autores.

6. CONCLUSÕES

Pela análise, o valor monetário gasto por mês com gás combustível na instalação mostra-se expressivo (US\$ 2.946.330,10), além de representar uma parcela de gás não disponível ao consumidor final, em um mercado já deficitário. Parte dessa demanda poderia ser suprida pela recuperação do recurso energético desperdiçado na queima nos *flares*. Além de contribuir com as emissões de CO₂ (57,05 ton/d), a queima representa um potencial financeiro significativo (US\$ 294.633,01).

As tecnologias vistas no Estado da Arte apontam uma tendência para a maior viabilidade

do uso do gás a ser recuperado como gás combustível, uma vez que, para esta finalidade, a gama de equipamentos requisitados no projeto apresenta-se de forma reduzida e de tecnologia dominada.

Por fim, é evidente o comprometimento ainda incipiente com este recurso no setor petrolífero brasileiro. A ANP, embora garanta a obrigatoriedade de investimento de 0,5% do faturamento das empresas em pesquisa e desenvolvimento, segundo a Resolução nº 47/2012 [ANP, 2012], não vislumbra por parte das empresas um compromisso com a causa, conforme constatado em pesquisa em base de dados específica. As empresas ainda contam com valores limítrofes elevados para a queima, de acordo com a Portaria nº 249/2000, o que não as impulsiona para um olhar mais crítico sobre o tema.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABDULRAHMAN, A. O., HUISINGH, D., HAFKAMP, W. *Sustainability Improvements In Egypt's Oil&Gas Industry By Implementation Of Flare Gas Recovery*, Journal of Cleaner Production, v. 98, p. 116-122, 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **PORTARIA ANP Nº 249**, DE 1º.11.2000 - DOU 3.11.2000. Disponível em: <
http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg/folder_portarias_anp/portarias_anp_tec>. Acesso em: maio 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS.

RESOLUÇÃO ANP Nº 47, DE 21.12.2012 - DOU 24.12.2012. Disponível em: <http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg/resolucoes_anp/2012/>. Acesso em: maio 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2015**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?pg=78136&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1465930711666>>. Acesso em: maio 2016.

BORGES, P. R. **Propriedades termodinâmicas do gás natural**. In: Artigo, Petrobras, Petróleo Brasileiro S/A, 2003. Publicação autorizada pela Petrobras - Gerência Executiva de Abastecimento-Logística - Documento AB-LO 08/2009, 29/09/2009.

COMODIA, G.; RENZIB, M.; ROSSIB M. **Energy efficiency improvement in oil refineries through flare gas recovery technique to meet the emission trading targets**. Energy, v. 109, p. 1-12, 2016.

HEIDARI, M.; ATAEI, A.; RAHDAR, M. H. **Development and analysis of two novel methods for power generation from flare gas**. Applied Thermal Engineering, v. 104, p. 687-696, 2016.

LEITE, C. O. **Underbalanced Drilling: Limits and Extremes, Chapter Flaring**. IADC Technical Publications Committee. Pág. 537-575, 2012.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA; Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis

Renováveis; Departamento de Gás Natural. **Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural**. Brasília, 2016. 42p. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-combustiveis-renovaveis/publicacoes>>. Acesso em: Maio 2016.

MOKHATAB, S.; POE, W. A. **Processamento e transmissão de gás natural**. 1. ed. Elsevier, 2014.

PETROBRAS. Petrobras assina contrato de serviço para adequação do Polo Cacimbas. 2016. Disponível em: <<http://fatosedados.blogspotpetrobras.com.br/2012/05/23/petrobras-assina-contrato-de-servico-para-adequacao-do-polo-cacimbas/>>. Acesso em: Maio 2016.

RAHIMPOUR, M. R., JAMSHIDNEJAD, S. M., JOKAR, S. M., KARIMI, G., GHORBANI, A. H., MOHAMMADI, A.H. **A comparative study of three different methods for flare gas recovery of Asalooye Gas Refinery**. Journal of Natural Gas Science and Engineering, v. 4, p 17 a 28, 2012.

REGO, E.E.; **Entendendo a expressiva participação das termelétricas a gás natural no primeiro leilão de energia nova**. Revista Brasileira de Energia, v. 13, p. 83-101, 2007.

TORRES, Gláucia Cardoso Teixeira. MUNIZ, Tânia Lobo Muniz. **A construção da consciência ambiental e a importância das Organizações Internacionais no enfrentamento das questões ambientais globais**. Revista do Direito Público. Londrina, v.11, n.1, p.183-204, 2016.



II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

TAHOUNI, N.; GHOLAMI, M.; PANJESHANI,
M. H. *Integration of flare gas with fuel gas
network in refineries*. Energy, v. 111, p. 82-91,
2016.

YIN, R. K. *Estudo de caso: planejamento e
métodos*. 3. ed. Porto Alegre: Bookman, 2005.



[www.conepetro.com](http://www.conepetro.com.br)
.br

(83) 3322.3222
contato@conepetro.com.br