



MONITORAMENTO DO DESEMPENHO DE GERADORES MOVIDOS A GÁS ATRAVÉS DO CONTROLE DE QUALIDADE DO GÁS NATURAL

Elizabeth de S. M. Mothé^{1,2}; Camila C. Lopes¹; Shayane P. de Magalhães¹; Elizabeth da S. Figueiredo¹

¹ Instituto Nacional de Tecnologia, Laboratório de Combustíveis e Lubrificantes – DIEN
camila.lopes@int.gov.br

² Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Instituto de Química – UERJ
elizabeth.mothe@int.gov.br

RESUMO

O gás natural é uma mistura de hidrocarbonetos de origem fóssil que permanece no estado gasoso nas condições atmosféricas normais. Pode ser encontrado em reservatórios de forma associada (quando encontra-se dissolvido no óleo) ou não associada (livre ou com pequena quantidade de óleo). O gás natural não associado apresenta os maiores teores de metano, enquanto o associado apresenta proporções significativas de etano, propano, butano e hidrocarbonetos mais pesados. Para adquirir as características comerciais definidas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), o gás natural passa por tratamento nas Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN), que efetua a retirada de impurezas e a separação dos hidrocarbonetos pesados. As turbinas a gás são as máquinas primárias mais utilizadas nos sistemas de geração de energia. Esses equipamentos podem ser abastecidos pelo gás natural antes de seu processamento, passando apenas por um tratamento primário que remove a água e outros contaminantes mais significativos. O presente trabalho tem por objetivo avaliar a composição do gás natural não processado, estabelecendo uma comparação entre este combustível e o gás processado proveniente das UPGNs. Os resultados das análises cromatográficas realizadas mostraram que o gás não-processado possui quantidade de contaminantes acima do valor permitido pela ANP inviabilizando sua comercialização e utilização. Entretanto, foi evidenciado seu potencial de utilização para o provimento de energia requerendo apenas o monitoramento dos contaminantes presentes.

Palavras-chave: gás natural, cromatografia a gás, gás natural processado, gás natural não-processado.

1. INTRODUÇÃO

A Conferência de Estocolmo realizada em 1972 revelou a urgência de uma relação mais harmoniosa entre o homem e o meio ambiente [ALVES, 2001]. Desde então, algumas iniciativas foram tomadas, como a Conferência das Nações Unidas sobre o Meio Ambiente e Desenvolvimento em 1992 (Rio 92) que teve como principal foco estabelecer as

quantidades máximas de gases causadores do efeito estufa e o Protocolo de Quioto (1997), que impôs aos países mais industrializados a maior responsabilidade em atingir tais metas. [VIOLA, 2005].

Dessa forma, o gás natural ganhou destaque frente a outros combustíveis fósseis derivados do petróleo especialmente devido às menores



emissões de gases do efeito estufa [MONFORT e ENRIQUE, 1996].

A Lei nº 9.478/1997 define o gás natural da seguinte maneira:

Gás Natural ou Gás: 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.

A composição química do gás natural depende de alguns fatores como: sua origem, a associação ou não ao petróleo e os processos ao qual foi submetido [SANTOS, 2001]. Dessa forma, não é simples definir sua composição, mas é sabido que a presença de hidrocarbonetos é predominante, independente da fonte do gás natural [KIDNAY, 2011]. A composição típica do mesmo é apresentada na Tabela 1.

Tabela 1: Composição do gás natural tipicamente encontrado. Adaptado de RANP Nº 16/2008.

Componente (%mol)	Limite		
	Norte	Nordeste	Centro-Oeste, Sudeste e Sul
Metano, min.	68,0	85,0	85,0
Etano, máx.	12,0	12,0	12,0
Propano, máx.	3,0	6,0	6,0
Butanos e mais pesado, máx.	1,5	3,0	3,0
O ₂ , máx.	0,8	0,5	0,5
Inertes (N ₂ + CO ₂), máx.	18,0	8,0	6,0
CO ₂ , máx.	3,0	3,0	3,0
Enxofre total (mg/m ³), máx.	70	70	70
H ₂ S (mg/m ³), máx.	10	13	10

As turbinas a gás também constituem equipamentos nos quais pode-se empregar o gás natural não processado. Estas podem ser utilizadas

para geração de energia elétrica e como propulsor para navios e aviões [MENESES, 2011].

As principais impurezas encontradas nesse gás são: nitrogênio, dióxido de carbono, hélio e ácido sulfídrico [KIDNAY, 2011].

A presença de ácido sulfídrico (H₂S) e outros compostos de enxofre como mercaptanas (R-SH), sulfetos de carbonila (COS) e dissulfetos de carbono (CS₂), entre outros, além de formarem soluções corrosivas na presença de água, promovem a formação de hidratos (cristais formados por hidrocarbonetos presentes no gás natural), uma vez que estes compostos ácidos são mais solúveis em água do que os hidrocarbonetos [MACHADO, 2012].

O H₂S é um gás volátil, tóxico e inflamável oriundo naturalmente de ambientes geológicos [MAINER e VIOLA, 2005]. É uma das mais prejudiciais impurezas encontradas no gás natural responsável por problemas sérios desde irritação dos olhos até a morte [FRARE, GIMENES e PEREIRA, 2009]. Além disso, sua presença também é responsável por defeitos nos equipamentos devido à corrosão [LEE e KUMAR, 2013].

Os principais compostos inertes presentes no gás natural são o dióxido de carbono (CO₂) e o nitrogênio (N₂) [AUGUSTO, 2011]. Esses compostos, quando presentes em altas concentrações, diminuem o poder calorífico do gás natural, além de diminuir o número de cetano através do aumento da resistência à detonação, no caso do uso veicular [AUGUSTO, 2011; MACHADO, 2012; BONFIM, 2008].

Sendo assim, é de suma importância retirar essas impurezas de sua matéria-prima, pois, segundo CONFORT [2006 apud ABREU, 2003] elas diminuem seu poder calorífico, aumentam a probabilidade de explosão em veículos terrestres e, no caso dos compostos sulfurados, há ainda o problema do



desgaste mais acelerado dos tanques de armazenamento.

Apesar da diferença de composição do gás natural em relação a sua origem, o ponto de orvalho, poder calorífico, os teores de H₂S, enxofre total, gases inertes são parâmetros que determinam a especificação do gás comercializado no Brasil [AMARAL, 2009]. Portanto, para determinação adequada desses parâmetros, é importante o conhecimento da composição química do gás.

Indubitavelmente, a principal utilização do gás natural é na produção de energia. A Agência Nacional de Petróleo (ANP) define o conceito de poder calorífico superior (PCS) através do Regulamento Técnico N°3/2002 como:

Quantidade de energia liberada na forma de calor, na combustão completa de uma quantidade definida de gás com o ar, à pressão constante e com todos os produtos de combustão retornando à temperatura inicial dos reagentes, sendo que a água formada na combustão está no estado líquido.

O poder calorífico inferior (PCI), diferencia-se do poder calorífico superior apenas pela entalpia de condensação da água onde, neste caso, todos os produtos, inclusive a água formada na combustão, estão no estado gasoso [BONFIM, 2008].

O Índice de Wobbe (I.W) é um importante parâmetro definido como a relação entre o PCS e a raiz quadrada da densidade relativa sob as mesmas condições de temperatura e pressão. Ele representa uma medida da quantidade de energia disponibilizada em um sistema de combustão que é capaz de passar pelo orifício injetor. Em outras palavras, para que dois combustíveis gasosos sejam intercambiáveis sem que seja necessário trocar o queimador, o I.W de ambos deve ser similar [BONFIM, 2008].

O ponto de orvalho é definido como a temperatura na qual ocorre formação da primeira gota de líquido quando um gás

sofre resfriamento ou compressão. Este parâmetro é importante para garantir que não haja formação de água líquida durante o transporte do gás natural [BONFIM, 2008]. A composição química do gás natural obtida por cromatografia gasosa pode ser utilizada para construir a curva de condensação, o envelope de fases, permitindo o cálculo do ponto de orvalho a partir de modelos adequados de equações de estado termodinâmicas.

Assim, a necessidade de monitoramento e avaliação desses parâmetros visa garantir o bom desempenho e segurança dos geradores, com a otimização do funcionamento do sistema e, conseqüente redução do custo com reparos e interrupções de funcionamento para execução de serviços de manutenção.

Neste contexto, a proposta deste trabalho é identificar a composição do gás natural não processado empregado nas turbinas dos equipamentos para fornecimento de energia, evidenciando a importância do monitoramento destes parâmetros a partir da comparação com o gás natural processado.

2. METODOLOGIA

Foram utilizadas duas amostras: uma de gás natural não processado, e outra de gás natural processado, obtido em postos de combustível cujas características atendem às exigências da ANP.

Inicialmente, as amostras foram analisadas através da norma ABNT NBR 15631:2008 - Gás natural - Determinação de compostos sulfurados.

Foi utilizado um cromatógrafo a gás da marca Agilent modelo 6890N, equipado com detector específico para enxofre (CG-DQE), SCD 355-Sievers, válvula de 6 vias com alça de amostragem e loop de 3 mL.

O gás de arraste utilizado foi Hélio a um fluxo constante de 45 mL.min⁻¹. O



detector foi mantido a temperatura constante de 250 °C, e os gases utilizados pelo detector foram hidrogênio, com fluxo de 60 cm³.min⁻¹ e ar sintético, com fluxo de 45 cm³.min⁻¹ e faixa de pressão de 370 a 380 Torr.

O sistema de injeção utilizado, movido por fluxo de ar sintético, assim como todas as válvulas e conexões, eram tratados com material “*sulfinert*®”, específico para prevenir a adsorção dos compostos sulfurados nas superfícies metálicas durante a análise, o que poderia conduzir à detecção de falsos resultados.

O controle do volume de amostra introduzido no sistema foi realizado através de uma válvula micrométrica e a vazão medida por um “bolhometro”, localizado na entrada do cromatógrafo; o tempo de purga foi de 2 minutos para uma vazão de 60 mL.min⁻¹.

O injetor foi utilizado no modo *Split* com razão 3:2, com fluxo de 22,1 mL.min⁻¹ e sua temperatura foi mantida em 250 °C.

Foi utilizada uma coluna capilar específica para determinação de compostos sulfurados, modelo WASSON 3048, de 60 m de comprimento, 530 µm de diâmetro interno e 0,00 µm de espessura de filme.

As análises cromatográficas de compostos sulfurados foram realizadas utilizando-se uma rampa de temperatura no forno, sendo: a temperatura inicial de 45 °C mantida por 1 minuto, elevada até 110 °C a uma taxa de 15 °C.min⁻¹ e, por fim, elevada até 230 °C, mantida por 5,0 minutos, a uma taxa de 20 °C min⁻¹.

A calibração do equipamento foi realizada com padrão fornecido pela *White Martins Praxair*, contendo 7 ppm de H₂S. Foram realizadas 5 replicatas do padrão e foi aplicado o teste estatístico de Grubbs para descartar valores discrepantes.

Para determinação da composição química foi utilizada a norma ABNT NBR 14903:2014.

Para isso, foi utilizado um cromatógrafo a gás da marca Agilent modelo 6890, equipado com dois detectores (CG-DCT/DIC): ionização por chama (DIC) e condutividade térmica (DCT). Neste tipo de configuração, o DIC analisa os compostos que contêm três átomos de carbono ou mais, enquanto o DCT analisa os compostos inertes e hidrocarbonetos contendo até dois átomos de carbono [PRADO, 2006]. O gás de arraste utilizado foi Hélio a um fluxo constante de 25 mL.min⁻¹. O DIC foi mantido a temperatura fixa de 250 °C e utilizando hidrogênio, com fluxo de 35 mL.min⁻¹ e ar sintético, com fluxo de 350 mL.min⁻¹, enquanto o DCT foi mantido a mesma temperatura, utilizando fluxo de 10 mL.min⁻¹ durante a análise.

Foram utilizados dois injetores: um para o DIC, mantido a 150 °C e com razão *Split/Splitless* 20:1 e o outro para o DCT, mantido a 150 °C, com razão *Split/Splitless* 1,5:1.

Foram utilizadas três colunas capilares: uma *HP-PLOT Al₂O₃ “S” deactivated*, de 50 m de comprimento, 0,53 mm de diâmetro interno e 15 µm de espessura de filme, alinhada diretamente ao DIC e as demais alinhadas em série ao DCT: *HP-PLOTQ*, de 30 m de comprimento, 0,53 mm de diâmetro interno e 40 µm de espessura de filme e *HP-PLOT - Molecular Sieve 5A*, de 15 m de comprimento, 0,53 mm de diâmetro interno e 25 µm de espessura de filme.

O controle do volume de amostra introduzido no sistema foi realizado através sistema de injeção por válvula micrométrica e controle de vazão por “bolhometro” similar ao empregado na análise de sulfurados, porém o tempo de purga foi de 1 minuto para uma vazão entre 25-30 mL.min⁻¹.

Devido à variedade da composição do gás natural, foi necessário criar um sistema de acionamento por válvulas, empregando um sistema de reversão de fluxo para intercambiar o acionamento das mesmas durante a análise,



promovendo o atraso dos tempos de retenção de alguns compostos, de modo a melhorar a separação dos componentes.

Esse sistema de injeção era composto por três válvulas: válvula 1, do amostrador do DCT com *loop* de 0,5 mL, válvula 2, comutador (*Switch*), responsável pela reversão de fluxo e transição entre as colunas do DCT e válvula 3, do amostrador do DIC com *loop* de 1,00 mL. As válvulas foram mantidas a 110 °C e a programação de acionamento é apresentada na Tabela 2.

Tabela 2: Programação de acionamento de válvulas.

Tempo (min)	Válvula	Posição
0,00	1	On
0,01	3	On
0,50	3	Off
4,10	2	On
7,50	2	Off
11,90	2	On
20,00	2	Off

Na análise cromatográfica dos demais compostos presentes no gás natural, foi programada uma rampa de temperatura do forno, onde: a temperatura inicial de 40 °C mantida por 5 minutos, elevada até 70 °C a uma taxa de 60 °C.min⁻¹, mantida por 7 minutos e, por fim, elevada até 200 °C, a uma taxa de 120 °C min⁻¹, mantida por 31,42 minutos.

A amostra de gás não processado foi previamente aquecida por 2 horas a uma temperatura de 10 °C a 30 °C acima da temperatura de amostragem, para garantir que os compostos condensáveis permanecessem no estado gasoso.

A calibração do equipamento foi realizada com uma mistura padrão de referência produzida pela *White Martins Praxair*, cujas composições foram definidas para equivalerem à esperada nas amostras de gás natural. A Tabela 3

apresenta a composição do padrão utilizado.

Tabela 3: Composição do gás natural padrão.

Componente	Reportado (%mol/mol)
Metano	82,81
Etano	6,05
Propano	5,015
CO ₂	1,991
Nitrogênio	1,793
n-Butano	1,027
Isobutano	0,8047
Oxigênio	0,2061
n-Pentano	0,2006
Isopentano	0,05
n-Hexano	0,501

A Norma ABNT NBR 15213:2008 especifica um método de cálculo para o poder calorífico, e para outras propriedades do gás, a partir da composição molar do gás obtida por cromatografia. Sendo assim, esta norma foi utilizada para o cálculo do poder calorífico superior e inferior e índice de Wobbe das amostras.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

3.1: Gás Natural Não Processado

Primeiramente, foi feita a análise do teor de compostos sulfurados e H₂S da amostra de gás natural não-processado.

A Figura 1 representa o resultado desta análise.

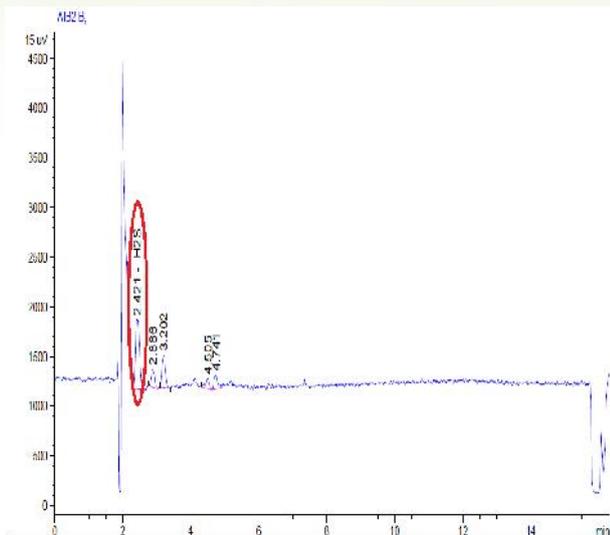


Figura 1: Cromatograma do gás natural não processado analisado pelo CG-DQE.

Analisar primeiramente o teor de compostos sulfurados é importante, pois, de acordo com a norma ABNT NBR 14903:2014, o limite máximo de sulfeto de hidrogênio permitido na amostra sem que haja necessidade de tratamento para remoção preliminar deste componente é de 300 mg/kg (0,03% em massa), de modo a prevenir danos no sistema cromatográfico durante a análise. Neste caso, a amostra apresentou 0,42 mg/kg

de H₂S e 0,51 mg/kg de compostos organossulfurados totais estando dentro do limite de segurança estipulado pela norma de referência. Dessa forma, é garantido que a quantidade de H₂S presente não prejudicará o equipamento.

Em seguida, a amostra de gás não processado passou pela análise de determinação de sua composição química. Esses resultados são apresentados na Figura 2.

Na parte superior do cromatograma mostrado na Figura 2, apresentam-se os componentes identificados pelo DIC, hidrocarbonetos a partir do propano, com três ou mais átomos de carbono.

Na parte inferior, apresentam-se os componentes identificados pelo DCT, metano e etano, além dos compostos inertes, CO₂, N₂ e O₂. A análise dos cromatogramas permite perceber que há uma quantidade significativa de CO₂ e N₂, além de numerosos picos na região dos maiores tempos de retenção do DIC, correspondentes a compostos a partir de 5 átomos de carbono.

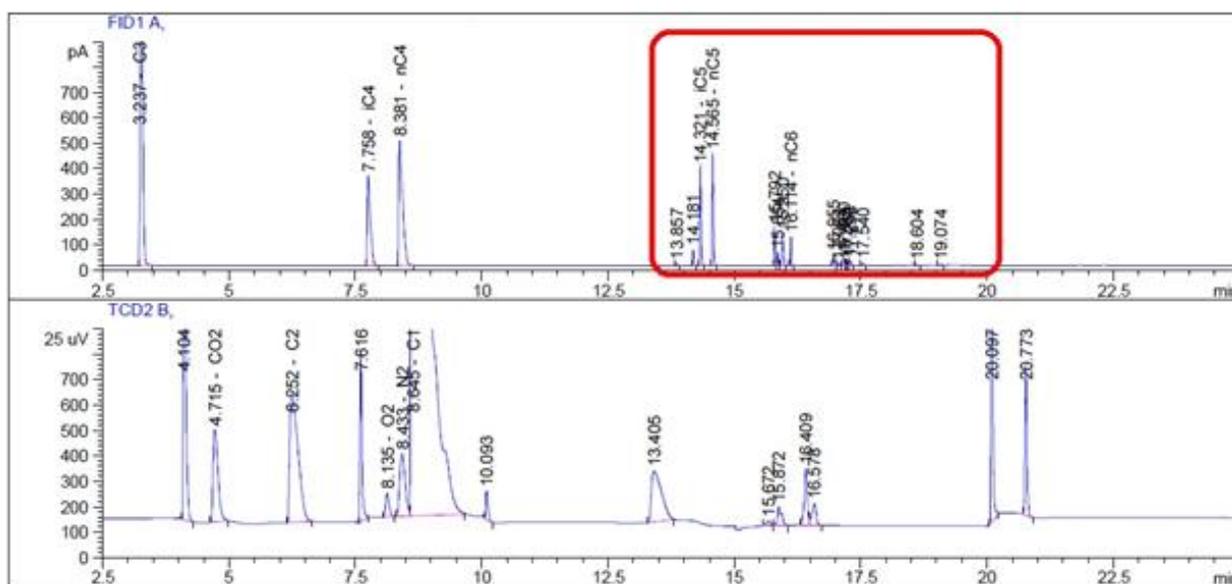


Figura 2: Cromatograma do gás natural não processado analisado pelo CG-DCT/DIC.



As Tabelas 4 e 5 apresentam, respectivamente, as composições obtidas e as propriedades físico-químicas calculadas a partir destas, para a amostra de gás natural não processado.

Tabela 4: Resultados da análise do gás natural não processado.

Componente	Conc (%)
Metano	87,06
Etano	4,98
Propano	1,965
i-Butano	0,3616
n-Butano	0,6076
i-Pentano	0,1
n-Pentano	0,1182
nC ₆	0,0135
C ₆ +	0,09779
nC ₇	0,00248
C ₇ +	0,06286
N ₂	1,889
CO ₂	2,267
O ₂	0,4543

Tabela 5: Propriedades do gás natural não processado.

Propriedades	Condições de referência		
	0 °C	15 °C	20 °C
PCS _{molar} (kJ.mol ⁻¹)	943,18	941,73	941,25
PCS _{mássico} (MJ.Kg ⁻¹)	49,91	49,83	49,80
PCS _{volumetrico} (MJ.m ⁻³)	42,20	39,93	39,24
PCI _{molar} (kJ.mol ⁻¹)	851,01	850,87	850,82
PCI _{mássico} (MJ.kg ⁻¹)	45,03	45,02	45,02
PCI _{volumetrico} (MJ.m ⁻³)	38,08	36,08	35,47
Densidade relativa	0,65	0,65	0,65
Índice de Wobbe (MJ.m ⁻³)	52,18	49,38	48,52
Massa Molar (kg.kmol ⁻¹)	18,900		

Como é possível observar na Tabela 4, o gás não processado possui, majoritariamente, metano, entretanto, também é possível identificar compostos mais pesados com 5, 6 e 7 carbonos em sua composição.

3.2 Gás Natural Processado

Diferentemente do não processado, o gás natural processado apresenta uma quantidade pouco significativa de gás sulfídrico [AUGUSTO, 2011]. Por se tratar de amostra obtida comercialmente, em conformidade com os parâmetros definidos pela ANP, a amostra apresenta teores inferiores a 10 mg/m³ e 70 mg/m³ de H₂S e sulfurados totais, respectivamente.

Para definição da composição química, a amostra de gás processado foi analisada no equipamento CG-DCT/DIC. A Figura 3 apresenta o cromatograma obtido.

Nesse caso, os picos referentes ao CO₂ e ao N₂ são de menor intensidade, e há poucos sinais na região de identificação de compostos pesados no DIC.

As Tabelas 6 e 7 apresentam, respectivamente, as composições obtidas e as propriedades físico-químicas para a amostra de gás natural processado.

Tabela 6: Resultados da análise do gás natural processado.

Componente	Conc (%)
Metano	91,61
Etano	5,69
Propano	1,77
i-Butano	0,29
n-Butano	0,32
i-Pentano	0,011
n-Pentano	0,003
n-Hexano	0,000
N ₂	0,31
CO ₂	0,000
O ₂	0,0000



Comparando-se os resultados mostrados nas Tabelas 4 e 6 para o gás natural não processado e para o processado, respectivamente, é possível perceber que a quantidade de hidrocarbonetos mais pesados (do C₄ ao C₇) e de gases inertes presentes diminuiu, significativamente, em função do processamento do gás natural, portanto, é notória a relevância do processamento do gás natural na remoção de contaminantes.

Tabela 7: Propriedades do gás natural processado.

Propriedades	Condições de		
	0 °C	15 °C	20 °C
PCS _{molar} (kJ.mol ⁻¹)	966,0	964,20	963,70
PCS _{massico} (MJ.Kg ⁻¹)	55,31	55,20	55,16
PCS _{volumetrico} (MJ.m ⁻³)	43,09	40,82	40,10
PCI _{molar} (kJ.mol ⁻¹)	871,0	870,6	870,5
PCI _{massico} (MJ.kg ⁻¹)	49,80	49,77	49,76
PCI _{volumetrico} (MJ.m ⁻³)	38,90	36,86	36,22
Densidade relativa	0,61	0,61	0,61
Índice de Wobbe (MJ.m ⁻³)	70,88	70,73	70,69
Massa Molar (kg.kmol ⁻¹)	17,640		

Pode-se verificar que o gás natural não processado empregado nos sistemas de geração de energia apresenta composição bastante diferente da composição típica do gás processado.

Os valores das propriedades físico-químicas reportados nas Tabelas 5 e 7 evidenciam o aumento da capacidade calorífica do gás natural após o processamento do mesmo. A presença dos gases inertes, especialmente CO₂ e N₂, em misturas gasosas reduz o poder calorífico; sendo assim, conforme esperado, observa-se uma redução do poder calorífico em relação ao gás não processado. O propano e os hidrocarbonetos mais pesados apresentam poder calorífico, na base volumétrica, superior ao metano, porém acarretam problemas na qualidade da combustão.

A densidade relativa do gás não sofreu grandes alterações, mas houve uma pequena redução no valor devido à menor massa molar média da mistura no gás natural processado. Ainda, o valor do índice de Wobbe, que é proporcional ao poder calorífico, foi significativamente maior para o gás natural processado.

Sendo assim, pode-se concluir que o monitoramento constante da composição do gás não processado é de extrema

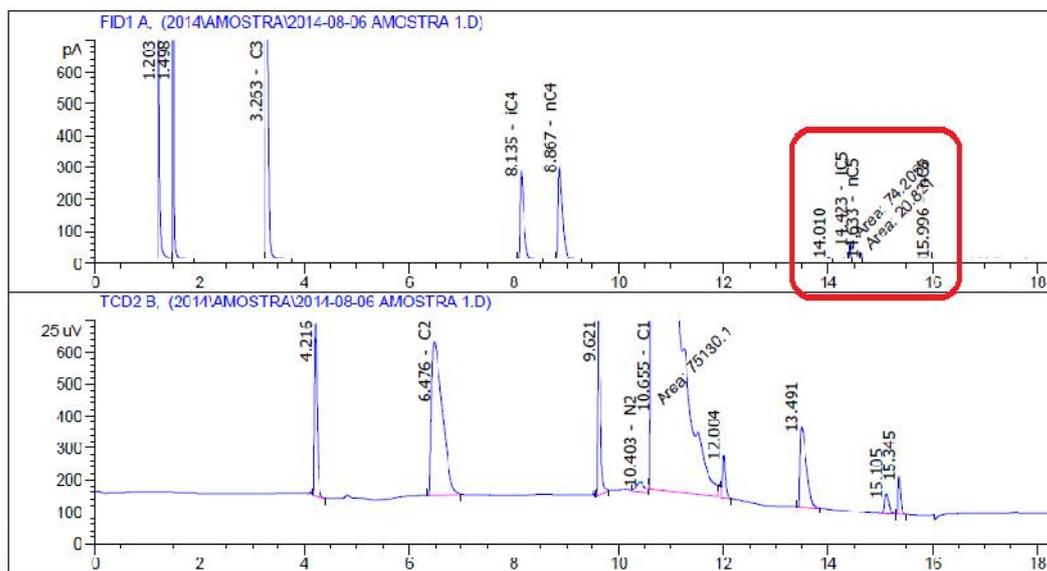


Figura 3: Cromatograma do gás natural processado analisado pelo CG DTC/DIC.



importância, pois esses dados permitem a avaliação dos possíveis impactos causados com a utilização do mesmo nos equipamentos movidos a gás, de modo a garantir o bom desempenho e segurança dos mesmos.

4. CONCLUSÕES

Com base nos resultados apresentados pode-se afirmar que as impurezas que estavam presentes no gás natural, não só prejudicam sua comercialização mas também dificultam sua utilização. Por isso o processamento é tão importante, pois é através dele que há garantia de qualidade do produto.

Os resultados mostraram que o gás natural não processado pode ser utilizado na produção de energia, porém a quantidade de contaminantes presentes deve ser monitorada periodicamente garantindo a segurança e confiabilidade na operação dos equipamentos.

5. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao INT e ao CNPq pela bolsa concedida.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABREU, P. L., MARTINEZ, J. A. **Gás Natural, o combustível do novo milênio**. 2ª ed. Porto Alegre: Plural Comunicação, 2003. 81 p.

ALVES, J. A. L. **Relações Sociais e Temas Sociais: a década das conferências**. IBRI, 2001.

AMARAL, R. A. **Remoção de CO₂ e H₂S do gás natural por contactores com membranas**. 2009, 119p. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química. Rio de Janeiro-RJ.

AUGUSTO, C. R. **Validação de metodologia analítica para determinação da composição química do gás natural por cromatografia em fase gasosa aliada à estimativa dos parâmetros de precisão através da comparação laboratorial**. 2011, 175p. Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Programa de Pós Graduação em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos. Rio de Janeiro - RJ.

BRASIL. Lei nº 9.478, de 6 de Agosto de 1997. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF. Disponível em:<http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9478.htm>. Acessado em 29 de março de 2015.

BOMFIM, M. dos S. **Considerações sobre a utilização do gás natural na geração de energia elétrica em municípios da região amazônica**. 2008, 87p. Dissertação de Mestrado, Universidade de São Paulo, Programa de Pós-Graduação em Energia. São Paulo-SP.

CONFORT, M.J.F. **Estocagem geológica de Gás Natural e seus aspectos técnicos e regulatórios internacionais**. 2006, 155p. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Programa de Pós Graduação em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos. Rio de Janeiro - RJ.

FRARE, L.; GIMENES, M.; PEREIRA, N. **Processo para remoção de ácido sulfídrico do biogás**. Engenharia Sanitária Ambiental, v. 14, p. 167-172, 2009.

Gas Net – O site do gás natural. Disponível em:<http://www.gasnet.com.br/gasnatural/gas_completo.asp>. Acessado em 26 de março de 2015.



KIDNAY J.A.; PARRISH, W. R.; McCARTNEY D. G. **Fundamentals of Natural Gas Processing**. CRC Pressing, 2011.

LEE, J.; KUMAR, R. **Laboratory study of hydrogen sulfide removal in slug flows in a high pressure crude oil loop**. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 103, p 72-79, 2013.

MACHADO, P.B. **Análise comparativa de tecnologia de separação supersônica para o condicionamento de gás natural**. 2012, 152p. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Programa de Pós Graduação em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos. Rio de Janeiro - RJ.

MAINER, F.B.; VIOLA E. D. M. **O sulfeto de hidrogênio (H₂S) e o meio ambiente**. II Simpósio de Excelência em Gestão e Tecnologia, p. 612-618, 2005.

MENESES, E. do L. **O uso de turbinas a gás para geração de energia elétrica em plataformas**. 2011, 48p. Trabalho de Conclusão de Curso, Centro Estadual Universitário Estadual da Zona Oeste, Graduação em Tecnologia em Construção Naval. Rio de Janeiro-RJ.

MONFORT, E.; ENRIQUE J. E. **Economia Energética e Vantagens Meioambientais da Reutilização de Resíduos**. Cerâmica Industrial, v. 01, p. 14-20, 1996.

PRADO, M.A.C. **Produção de Biogás no tratamento dos efluentes líquidos de Coffea arábica L. em reator UASB para o potencial aproveitamento na secagem do café**. 2006, 228p. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Lavras, Programa de Pós Graduação em Engenharia Agrícola. Lavras – MG.

Processing Natural Gas. Disponível em:<<http://naturalgas.org/naturalgas/processing-ng/>>. Acessado em 23 de fevereiro de 2015.

SANTOS, E. *et al.* **Gás Natural: Estratégias para uma Energia Nova no Brasil**, Annablume, 2001.

VIOLA, E. As Complexas Negociações Internacionais para Atenuar as Mudanças Climáticas. *In*: TRIGUEIRO, A. **Meio Ambiente no Século XXI**. São Paulo, Autores Associados, 2005.