



PROCESSOS DE TRATAMENTO DO GÁS NATURAL

Lucas Freitas de Lima e Freitas¹; Ronney José Oliveira Santos²; Marília Rafaela Oliveira Santos³

¹ Universidade Tiradentes, Graduação em Engenharia de Petróleo – flfreitas.lucas@hotmail.com

² Universidade Tiradentes, Mestrado em Engenharia de Processos – ronneyoliveira_outlook.com

³ Universidade Tiradentes, Mestrado em Engenharia de Processos – marilia-oliveiras@hotmail.com

RESUMO

Mistura de hidrocarbonetos gasosos como metano, etano, hexano e alguns contaminantes que são encontradas nos reservatórios são também conhecidas por gás natural, fonte de energia não renovável encontrada de forma abundante em rochas reservatórios, que tem se mostrado uma importante fonte de energia na economia mundial. O gás natural ao fim das operações de exploração e produção passa por processos de tratamentos para retirada de contaminantes como CO₂ e H₂S, e separação das frações leves e pesadas no intuito de conseguir produtos finais que se encontrem dentro das especificações que o mercado exige para uma futura comercialização. Os principais processos aplicados no tratamento do gás natural são a desidratação e a dessulfurização ou adoçamento, para retirada da água e remoção dos gases ácidos, respectivamente. O presente trabalho tem como objetivo apresentar a cadeia de produção do gás natural, em específico os processos de tratamentos necessários para atingir as especificações para comercialização, e como também apresentação da sua demanda atual e logística de distribuição.

Palavras-chave: gás natural, tratamento, desidratação, dessulfurização.

1. INTRODUÇÃO

Considerada uma energia não renovável, o gás natural é mais leve do que o ar, não tem cor e nem cheiro. É um combustível fóssil que podemos encontrar na natureza, normalmente no subsolo em grandes reservatórios, associado ou não ao petróleo. Assim como o petróleo, o gás natural resulta da degradação da matéria orgânica, fósseis de plantas e animais que estão acumulados em rochas a milhares de anos, sua retirada da terra é através da perfuração.

O gás natural é uma mistura de hidrocarbonetos gasosos, sendo composto quase inteiramente por metano. Apresenta, também, hexano, nitrogênio, vapor d'água e alguns contaminantes (gás sulfídrico – H₂S e dióxido de carbono – CO₂). É considerado rico quando a soma das percentagens de todos os componentes mais pesados que o propano (C₃) é maior que 7% (THOMAS, 2001). Entretanto, o gás natural que se encontra na boca do poço embora ainda constituído por metano, não é puro. O gás natural bruto vem de três tipos de poços: poços de petróleo, poços de gás e poços condensados.



II CONEPETRO

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

Segundo (MELO *et al.*, 2011) o gás natural dissolvido no campo Lula no Pré-Sal apresenta concentrações de CO₂ entre 8 e 12%. Como esses valores ultrapassam os previstos para comercialização do gás no Brasil (entre 0 e 2%), o mesmo deve ser removido e descartado.

O gás natural, que vem a partir de poços de petróleo é geralmente denominado “gás associado”. Este gás pode existir separadamente do óleo na formação (gás livre), ou dissolvido no óleo bruto (gás dissolvido). O gás natural a partir de poços de gás e poços condensados em que existe pouco ou nenhum óleo bruto é denominado “gás não associado”. A proporção em que o petróleo e o gás natural se encontram misturados na natureza varia muito (RIGOLIN, 2007; ROSA, 2010).

O gás natural inicialmente era usado como fonte de luz, porém com avanço da energia elétrica, foi substituído em 1890. No início do século XX, o gás natural ingressou como atividade econômica no cenário mundial, usado para aquecer as casas, cozinhar alimentos, como combustível para veículos e em células de energia. Estas aplicações têm aumentado o uso de gás natural, e a procura deve aumentar até 2020 (COELHO, 2007; DO BRASIL *et al.*, 2014).

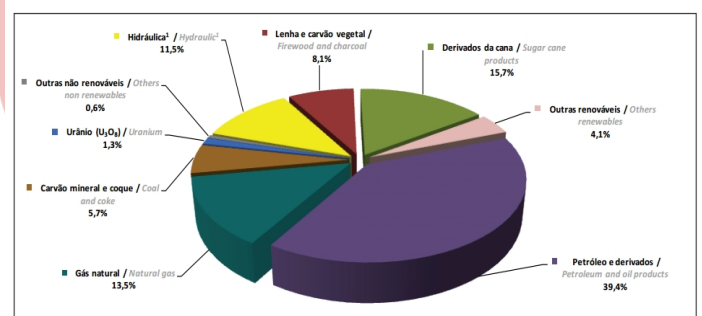
2. GÁS NATURAL

2.1. Demanda atual do gás natural

Uma das principais vantagens do gás natural é a sua versatilidade. A sua utilização o faz um competidor potencial de quase todos os demais combustíveis alternativos (DOS SANTOS *et al.*,

2002). No Brasil e no mundo ocorre uma aceleração do aumento da demanda do gás natural, devido à preocupação ambiental, já que comparado a outros combustíveis fósseis, é considerado uma energia limpa. Na demanda atual, o gás natural enfrenta o carvão, a hidroeletricidade e o óleo combustível. Na geração de energia e na área de transporte, surge como forte concorrente à gasolina, diesel e outros. De forma indispensável o desenvolvimento de tecnologias de produção e transporte deste gás, campos marginais vêm sendo desenvolvidos de forma segura e econômica para que esta demanda seja correspondida (SANTOS *et al.* 2002; BAIOCO *et al.*, 2007; DOS, ROSA, 2010).

A média diária de produção de gás natural no Brasil do ano de 2014, segundo o relatório final (BEN, 2015) foi de 87,4 milhões de m³/dia e o volume de gás natural importado foi de 52,9 milhões de m³/dia. Com estes dados, a participação do gás natural na matriz energética nacional atingiu o patamar de 13,5%, como mostra a figura 1.



¹ Inclui importação de eletricidade oriunda de fonte hídrica. 1 kWh = 860 kcal (equivalente térmico teórico - primeiro princípio da termodinâmica). Ver Anexo VI.6 - Tratamento das informações. ¹ Includes electricity imports originated from hydraulic sources. 1 kWh = 860 kcal (physical equivalent - First Principle of Thermodynamics). Look Appendix VI.6.

Figura 1: Oferta interna de energia no cenário nacional (BEN, 2015).

www.conepetro.co
m.br
(83) 3322.3222
contato@conepetro.com.br

Em 2014 o gás natural destinado à geração de energia elétrica alcançou na média 51,7 milhões de m³/dia. Como pode ser visto na figura 2, a participação do gás natural destinado aos centros de transformação supera o consumo setorial atingindo 51% do total, sendo 8% destinado à produção de derivados e 43% para geração de energia elétrica – EE (BEN, 2015).

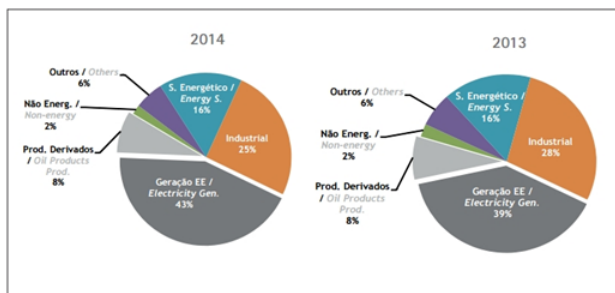


Figura 2: Consumo de gás natural no Brasil (BEN, 2015).

O gás natural ofertado ao mercado nacional tem origem na produção do país, no gás importado da Bolívia e no gás natural liquefeito (GNL). Até o início de 2030, a oferta média estimada de gás natural será de 168 milhões de m³/dia, cujo crescimento será impulsionado pelo gás natural produzido no Brasil. Em termos de capacidade, suficiente para atender à demanda de todos os compromissos assumidos. Para isso, haverá investimentos na eficiência das operações, principalmente do gás produzido no pré-sal (PETROBRAS, 2015).

2.2. Reservas provadas de gás natural

Com o desenvolvimento de novas tecnologias e a descoberta de novos poços, as reservas provadas de gás natural vêm crescendo com o

passar dos anos. De acordo com a tabela 1 as reservas provadas de gás natural, que incluem campos em desenvolvimento referente ao ano de 2014 foram de 471,1 bilhões de m³, representando um aumento de 7,9% ao ano anterior e 30,8% a 2004.

Tabela 1: Reservas Provadas de Gás Natural (BEN, 2015).

Anos	Gás Natural (10 ⁶ m ³)
2004	326.084
2005	306.395
2006	347.903
2007	364.991
2008	364.236
2009	366.467
2010	416.952
2011	434.376
2012	436.430
2013	433.958
2014	471.148

A tabela 2 mostra as reservas provadas de gás natural de acordo com cada região no Brasil nos últimos dois anos. A região Sudeste é a maior em reservas provadas. Já a região Centro-Oeste não possui nenhuma reserva provada de gás natural. Comparando 2013 com 2014, pode-se observar o desaparecimento das reservas de gás natural na região Sul e o crescimento nas regiões Norte, Nordeste e Sudeste.

Tabela 2: Reservas Provadas de Gás Natural por Região no Brasil (BEN, 2014/2015).

Região	Gás Natural (10 ⁶ m ³)	
	2013	2014
NORTE	50.522	52.383
Amazonas	50.522	52.383
NORDESTE	45.195	45.329
E		
Maranhão	6.300	7.770
Ceará	458	325
Rio Grande do Norte	6.940	6.615
Alagoas	3.071	2.589
Sergipe	4.489	4.463
Bahia	23.936	23.566
SUDESTE	337.44	373.38
	5	3
Espírito Santo	43.171	44.280
Rio de Janeiro	237.86	274.68
São Paulo	8	5
56.406	54.418	
SUL	834	0
Paraná	834	0
CENTRO-OESTE	0	0

2.3. Infraestrutura de transporte e distribuição

No Brasil, existe uma dupla instância regulatória no segmento de transporte e distribuição de gás natural. A regulação da

atividade de transporte de gás natural cabe à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Já os governos estaduais ficam responsáveis pela atividade de distribuição deste gás (PRATES *et al.*, 2006).

O atendimento pleno às demandas desse importante mercado do gás natural é garantido desde matérias-primas para indústrias e refinarias até a entrega, por meio de distribuidoras locais para termelétricas, indústrias, casas e postos. As etapas de transporte e distribuição de gás natural caracterizam-se como uma “indústria de rede”, visto que têm grandes custos de implantação, baixos custos de operação e manutenção e grandes ganhos de escala, na qual ofertas e demandas devem ser conectadas pela malha de gasodutos (PRATES *et al.*, 2006, EPE, 2013; PETROBRAS, 2015).

A construção de gasodutos de transporte no Brasil teve seu início nos anos 70, porém o marco zero do desenvolvimento de uma malha de gasodutos de transporte foi à conclusão do Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL) em 1999/2000 e sua interligação em Guararema/SP com a malha Sudeste do Sistema Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) de gasodutos. Posteriormente, a conclusão dos demais gasodutos brasileiros. Atualmente, a extensão total de gasodutos de transporte no Brasil é de 9.244 km, sendo 8.582,2 km de malha integrada (EPE, 2013).

Segundo (BRITTO, 2002; MOURA, 2007; ROSA, 2010), na fase de transporte, as tecnologias de aproveitamento do gás natural são limitadas e caras, sendo as mais utilizadas o Gás



II CONEPETRO

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

Natural Liquefeito e o Gasoduto. Classificadas como transformações do tipo físicas, o gasoduto (pipelines) transporta o GN no estado gasoso através de sistemas de compressão, redução de pressão, medição, superfície e controle, armazenamento, com a finalidade de distribuição desse gás. Para o escoamento do gás em dutos, o transporte por dutos utiliza uma pressão de 70 a 100 bar, com uma redução de volume de 60 a 90 vezes em relação ao volume inicial. Já o gás natural liquefeito (GNL) transporta o GN no estado líquido por meio de navios, barcaças e caminhões criogênicos na forma de gás natural liquefeito a temperaturas inferiores a -160°C , visando transferência e estocagem como líquido. Este processo de liquefação é bastante complexo e caro, pois requer uma quantidade de energia satisfatória para que possa ser concluído.

Outras tecnologias, com o tipo de transformação física são (BRITTO, 2002; MOURA, 2007; ROSA, 2010):

- Gás Natural Comprimido (GNC): transporte de GN no estado gasoso por meio de navios e caminhões em cilindros de alta pressão próxima ao fator de compressibilidade do gás;
- Hidrato de Gás Natural (HGN): transporte de GN no estado sólido, na qual as moléculas de água encapsulam moléculas de gás, ou seja, o GN é aprisionado formando um composto cristalino sólido.
- Gas to Wire (GTW): utilização do GN como fonte de combustível para geração de energia elétrica;

Além de transformações físicas, destaca-se como transformação química o GTL (gas to liquid) que consiste na conversão de GN em hidrocarbonetos líquidos estáveis como gasolina, lubrificante, diesel e etc. Essas tecnologias de aproveitamento, tanto de transformações físicas, como químicas necessitam de enormes reservas provadas de gás natural (BRITTO, 2002; MOURA, 2007; ROSA, 2010).

Em termos de infraestrutura do gás natural, a fase de armazenagem engloba a escolha do local para armazenar o GN e a fase de distribuição é o momento em que o gás chega ao consumidor final para uso industrial, automotivo, comercial ou residencial (BRITTO, 2002). De acordo com (PRATES, 2006), no Brasil a malha de distribuição é duas vezes mais extensa que a malha de transporte, ultrapassando 13 mil km.

3. PROCESSAMENTO DO GÁS NATURAL

O gás natural, livre da fase líquida é enviado a uma Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN), onde é promovida a separação das frações leves (metano e etano que constituem o chamado gás residual) das pesadas, que apresentam um maior valor comercial. O gás natural antes de ser processado é denominado de “gás úmido”, por conter líquido de gás natural (LGN), enquanto o gás residual é o “gás seco”, pois não possui hidrocarbonetos condensáveis (THOMAS, 2001).

O objetivo do processamento de gás é separar gás natural condensados e gases não

www.conepetro.com.br

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br



II CONEPETRO

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

condensáveis, gases ácidos e água e condicionar esses fluidos para venda ou alienação. As unidades de processamento ficam responsáveis por recuperar, na forma líquida, o GLP e a gasolina natural e especificar o gás natural seco para os seus diversos usos (MOKHATAB *et.al.*, 2006; BRASIL *et.al.*, 2014).

O condicionamento, ou tratamento é o conjunto de processos (físicos e/ou químicos) a qual o gás natural deve ser submetido de modo a remover ou reduzir os teores de contaminantes (teores máximos de compostos de enxofre, de dióxido de carbono e de água, ponto de orvalho e poder calorífico). Plantas de processamento de gás natural são, usualmente, projetadas para remoção dos componentes indesejáveis, como o H_2S e CO_2 , que são gases de caráter ácido, tornando-se corrosivos na presença de água líquida e que apresentam grandes riscos de segurança (THOMAS, 2001; TALAVERA, 2002; BRASIL *et.al.*, 2014).

H_2S quando combinado com água forma ácido sulfúrico fraco, enquanto que CO_2 e água forma carbônico ácido, daí o termo “gás ácido”. Mesma nomeação quando ocorre a mistura gás natural e H_2S (ou outro composto de enxofre) (MOKHATAB *et.al.*, 2006). A remoção desses contaminantes é necessária para produzir o gás em condições de mercado (TALAVERA, 2002; BRASIL *et.al.*, 2014). As restrições de composição controladas por especificações de mercado limita o CO_2 e o H_2S para 2% e 4 ppm (BAKER, 2002).

Segundo (OXITENO, 2006; COELHO, 2007) no Brasil, a remoção de gases ácidos é

realizada em refinarias e campos produtores de gás natural, sendo mais presente nas refinarias, pois poucos campos brasileiros apresentam gases ácidos.

Assim, o processamento e tratamento de gás natural devem ser realizados antes de passar pelos gasodutos, por envolver principalmente os processos de separação do gás (SUN *et.al.*, 2015). No tratamento dos gases, primeiramente os gases ácidos devem ser removidos num processo que é conhecido como adoçamento ou dessulfurização. Posteriormente, água líquida ou em forma de vapor, tem que ser removida num processo de desidratação. Estes processos são fundamentais para o tratamento do gás e sua comercialização (TALAVERA, 2002).

3.1. Adoçamento ou Dessulfurização

A remoção de gases ácidos (CO_2 e H_2S) pode ser efetuada através dos processos de separação por membrana, absorção com aminas e adsorção em solventes sólidos (SRAVANTHI, 2014). Para processos que envolvem apenas a retirada de CO_2 , a escolha deve considerar a quantidade de CO_2 na entrada e a eficiência da qualidade de remoção (THOMAS, 2001; COELHO, 2007).

Separação por membrana é bastante competitiva em termos de menor consumo de energia, menor espaço e de fácil escala. Membranas poliméricas hidrófilas mostram uma permeabilidade inferior aos gases no estado seco, mas quando ocorre a umidificação da água, a permeabilidade das

www.conepetro.com.br

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br

membranas aumenta substancialmente (LI *et.al.*, 2015).

Verificou-se que a água tem um papel fundamental no transporte rápido de CO₂ através de membranas. Por um lado, a água pode inchar matrizes de polímero, aumentando assim significativamente a permeabilidade do CO₂ devido ao aumento da flexibilidade das cadeias de polímero. Em contrapartida, a água em si pode atuar como corredores de transporte de CO₂ em membranas. Por conseguinte, o contato do ambiente de água combinada nas membranas parece ser uma estratégia promissora para satisfazer com eficiência o desempenho de separação de CO₂ (LI *et.al.*, 2015).

Absorção é uma tecnologia no que concerne maturidade no contexto de pós-combustão para a captura de CO₂. Os processos químicos reversíveis que utilizam soluções de aminas (monoetanolamina – MEA, dietanolamina – DEA, trietanolamina – TEA) são os mais usados (HANIF *et.al.*, 2015).

Para execução de tecnologias de primeira geração, processos de absorção de líquidos são utilizados inicialmente para um sistema de pós-combustão. Devido à baixa pressão parcial de CO₂ no gás de combustão (50-150 mbar), estes sistemas utilizarão soluções à base de amina alcalina aquosa, seja a MEA ou DEA. No entanto, estes purificadores a base de amina exigem quantidades satisfatórias de energia para a

regeneração de solventes, possuem impactos ambientais, têm preocupação de degradação e corrosão e sofrem com as perdas de evaporação devido ao grande consumo de solventes. (LINNEEN *et.al.*, 2014)

A absorção química com aminas líquidas apresenta algumas desvantagens por ser dispendiosa e gerar rejeitos na sua recuperação, além da necessidade de uma baixa temperatura para a absorção de CO₂ e uma elevada temperatura (250 – 500 °C) para regeneração de solventes. O uso da adsorção gás-sólido seletiva de CO₂ apresenta muitas vantagens sobre a absorção com aminas, como manipulação sem riscos ao ambiente e recuperação do material adsorvente (OLIVEIRA *et.al.*, 2014; HANIF *et.al.*, 2015).

Como os processos de absorção com aminas líquidas expõem algumas desvantagens, o processo de adsorção em solventes sólidos é um método de baixo custo e bastante promissor, aplicável para captura de CO₂. Um grande número de adsorventes sólidos tais como a sílica, os carvões ativados e as zeólitas têm sido investigados para captura desse gás (TSUYOSHI e KATSUNORI, 2013).

Em alguns debates sobre a captura de CO₂ por adsorção, pode ser entendido que para desenvolver uma captura apropriada, o adsorvente deve satisfazer: elevada capacidade de adsorção de CO₂, baixo custo de matérias-primas, capacidade calorífica baixa, uma cinética rápida e elevada seletividade de CO₂ (YU *et.al.*, 2012).

Na captura de CO₂ por tecnologia de adsorção, a coluna empacotada é preenchida



principalmente por esferas adsorventes. O CO_2 é atraído para o adsorvente e adere sobre a superfície do adsorvente. Depois de atingido o equilíbrio, a dessorção ocorre para obter CO_2 na forma pura e regenerada (MONDAL *et.al.*, 2012).

Os adsorventes sólidos funcionalizados com amina têm se destacado no cenário científico devido suas propriedades, como a capacidade elevada de adsorção de CO_2 e a tolerância à umidade (TSUYOSHI e KATSUNORI, 2013).

Dentre os materiais existentes, sílica mesoporosa ordenada se consagra um excelente adsorvente devido a sua elevada área superficial, volume de poro elevado e boa estabilidade térmica e mecânica. No entanto, a capacidade de adsorção de CO_2 não é abastadamente elevada para permitir sua funcionalidade, principalmente à pressão atmosférica (YU *et.al.*, 2012).

3.2. Desidratação

Gás natural, associado ou residual contém normalmente água no estado líquido e/ou na forma de vapor, na fonte ou como um resultado de edulcorantes com uma solução aquosa (MOKHATAB *et.al.*, 2006; BAHADORI e VUTHALURU, 2009). O vapor de água é uma das impurezas mais comuns nas correntes de gás, porém o principal problema é a água no estado líquido ou sólido, que pode precipitar nas tubulações de transporte (THOMAS, 2001).

Para prevenir tais problemas, as correntes de gás devem ser desidratadas. Portanto as propriedades chaves nas unidades de desidratação estão relacionadas à quantidade de água no gás

tratado e as condições de temperatura e pressão (COELHO, 2007).

Segundo (MOKHATAB *et.al.*, 2006) as principais razões para a remoção da água do gás natural são as seguintes:

- O gás natural combinado com a água livre forma hidratos (solução sólida constituída de hidrocarbonetos de baixa massa molar e água, apresentada em forma de cristais) que provocam obstrução de válvulas e tubulações e entupimento das condutas;
- A água pode se condensar na calha, causando golfadas e possível erosão e corrosão;
- O vapor de água aumenta o volume e diminui o valor de aquecimento do gás;
- A especificação de mercado do gás natural, permite um teor máximo de água (H_2O) de 7 lb/MMscf.

Entre os diferentes processos de desidratação de gás natural, absorção é a técnica mais comum onde esse processo é realizado em um vaso onde o gás flui em contracorrente a uma solução de glicol de grande poder higroscópico, passando após por uma regeneração através de aquecimento, retornando ao processo (THOMAS, 2001; MOKHATAB *et.al.*, 2006; BAHADORI e VUTHALURU, 2009).

Glicóis são os líquidos de absorção mais utilizados, pois suas propriedades se enquadram a aplicações comerciais (MOKHATAB *et.al.*, 2006; BAHADORI e VUTHALURU, 2009). Eles são muito bons absorvedores de água porque os grupos hidroxila em glicóis formam associações similares com as moléculas de água (BAHADORI

e VUTHALURU, 2009). Segundo (COELHO, 2007) o processo com glicóis consiste basicamente num absorvedor onde o glicol entra em contato com o gás úmido e um regenerador onde o glicol será separado da água absorvida.

De acordo com (KATZ, 1959; MOKHATAB *et.al.*, 2006) os glicóis disponíveis e a suas utilizações são descritas da seguinte forma:

1. Monoetilenoglicol (MEG) possui equilíbrio de vapor elevado, assim tende a perder a fase gasosa no absorvedor. O uso como inibidor de hidrato pode ser recuperado a partir da separação do gás a temperaturas inferiores a 10°C.
2. Dietilenoglicol (DEG) possui alta pressão de vapor, levando a perdas elevadas no absorvedor. Possui baixa temperatura de decomposição, que requer baixa temperatura de reconcentração e, portanto não pode ficar totalmente puro para a maioria das aplicações.
3. Trietilenoglicol (TEG) é o glicol mais comum. Possui menor pressão de vapor o que causa menor perda por evaporação. O processo exige menores custos de investimento e de operação. Capacidade de reconcentração em 170 – 205 °C em alta pureza.
4. Tetraetilenoglicol (TREG) é mais caro que o TEG e sua capacidade de reconcentração é em 205 – 225 °C.

Para remoção de água das correntes de gás natural por absorção, o trietilenoglicol (TEG) é o mais usado pelos produtores, pois exhibe a maior parte dos critérios desejáveis de adequação

comercial. Normalmente é escolhido porque é mais facilmente regenerável, alcançando teores maiores que 98%, devido a seu maior ponto de ebulição e à sua maior temperatura de degradação térmica (MOKHATAB *et.al.*, 2006; BAHADORI e VUTHALURU, 2009; BRASIL *et.al.*, 2014).

Inicialmente o trajeto do fluxo de gás natural em uma unidade de desidratação utilizando TEG se resume na entrada do gás natural úmido pela primeira vez em um separador de entrada a fim de remover todos os hidrocarbonetos líquidos a partir da corrente de gás. Logo após, o gás flui para um absorvedor em contracorrente e seco pela TEG magra. TEG também absorve compostos voláteis orgânicos (VOC), que são voláteis com a água no re-ebulidor (MOKHATAB *et.al.*, 2006; BAHADORI e VUTHALURU, 2009).

A desidratação do gás natural está relacionada ao armazenamento de GN. Os principais motivos para armazenamento de gás é que pode diminuir a dependência do fornecimento e que ele pode explorar a capacidade máxima das linhas de distribuição. O GN é armazenado no verão, devido a menor demanda, e é retirado no inverno em que quantidades significativas são utilizadas para aquecimento (NETUSIL e DITL, 2011).

4. CONCLUSÕES

O trabalho apresentado consistiu em determinar sobre a cadeia produtiva, a demanda e infraestrutura e os processos de tratamento do gás natural (GN). Foram abordados tópicos

conceituais como sua história, definição, composição e utilização. Através de dados bibliográficos, a demanda atual do gás foi detalhada e toda sua infraestrutura de transporte e distribuição.

A pesquisa deu continuidade com o processamento do GN e seus processos de tratamento, que subdividem em adoçamento e desidratação. No adoçamento do GN, que consiste em remover os gases ácidos (principalmente o CO₂), foi abordado algumas técnicas, como separação por membranas, absorção com aminas líquidas e adsorção em sólidos. Já na desidratação do GN, que compreende em remover a água do gás, a técnica utilizada foi à absorção com glicóis.

4. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BAHADORI, A.; VUTHALURU, H. B. Simple methodology for sizing of absorbers for TEG (triethyleneglycol) gas dehydration systems, *Energy*, 34, p. 1910 – 1916, 2009.

BAIOCO, J. S.; SANTARÉM, C. A.; BONÉ, R. B.; FILHO, V. J. M. F.; Custos e benefícios econômicos de tecnologias de transporte de gás natural no Brasil, 4º *PDPEYRO*, Campinas, SP; 21–24 de Outubro de 2007.

BAKER, R. W. Future directions of membrane gas-separation technology, *Ind. Eng. Chem. Res.*, 41, p. 1393 – 1411, 2002.

BEN - *Balanço Energético Nacional 2014*, ano base 2013. Empresa de Pesquisa Energética. Relatório Final. Disponível em <www.ben.epe.gov.br> acessado em 14 de Setembro de 2015.

BEN - *Balanço Energético Nacional 2015*, ano base 2014. Empresa de Pesquisa Energética. Relatório Final. Disponível em <www.ben.epe.gov.br> acessado em 08 de Setembro de 2015.

BRASIL, N. I.; ARAÚJO, M. A. S.; SOUSA, E. C. M. *Processamento de petróleo e gás*, 2ª ed., Rio de Janeiro, RJ, Brasil, Editora LTC, 2014.

BRITTO, M. P. T. Desenvolvimento da Indústria de Gás Natural no Brasil: Estratégia Empresarial e seus Desafios, Dissertação de Mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2002.

COELHO, A. M. Simulação e Otimização dos processos de adoçamento e desidratação de gás natural e de refinaria, Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia Química/UNICAMP, Campinas, SP, Brasil, 2007.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética – Plano decenal de expansão da malha de transporte dutoviário (PEMAT) 2013-2022. Disponível em <www.epe.gov.br> acessado em 08 de setembro de 2015.

HANIE, A.; DASGUPTA, S.; NANOTI, A. High temperature CO₂ adsorption by mesoporous silica supported magnesium aluminum mixed oxide, *Chemical Engineering Journal*, p. 703 – 710, 2015.

KATZ, D. L. *Handbook of Natural Gas Engineering*, McGraw-Hill, New York, 1959.

KHAN, M. I.; YASMIN, T.; SHAKOOR, A. Technical overview of compressed natural gas (CNG) as a transportation fuel,

www.conepetro.com.br
m.br

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br



II CONEPETRO

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

- Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 51, p. 785 – 797, 2015.
- LI, X.; JIANG, Z.; WU, Y.;ZHANG, H.; CHENG, Y.; GUO, R.; WU, H. High-performance composite membranes incorporated with carboxylic acid nanogels for CO₂ separation, *Journal of Membrane Science*, 495, p. 72 – 80, 2015.
- LINNEEN, N. N.; PFEFFER, R.; LIN, Y. S. CO₂ adsorption performance for amine grafted particulate silica aerogels, *Chemical Engineering Journal*, p. 190 – 197, 2014.
- MELO, C. L.; THEDY, E. A.; ROCHA, P. S.; DE ALMEIDA, A. S.; MUSSE, A. P. The challenges on the CCGS monitoring in the development of Santos Basin Pre-salt Cluster, *Energy Procedia*, 4, p. 3394 – 3398, 2011.
- MOKHATAB, S.; POE, W. A.; SPEIGHT, J. G. *Handbook of Natural Gas Transmission and Processing*, USA, 2006.
- MONDAL, M. K.; BALSORA, H. K.; VARSHNEY, P. Progress and trends in CO₂ capture/separation technologies: A review, *Energy*, 46, p. 431 – 441, 2012.
- MOURA, N. R. Apresentação: Desafios tecnológicos para o gás natural, Petrobras, Novembro de 2007.
- NETUSIL, M.; DITL, P. Comparison of three methods for natural gas dehydration, *Journal of Natural Gas Chemistry*, 20, p. 471 – 476, 2011.
- OLIVEIRA, T. G.; MACHADO, S. W. M.; SANTOS, S. C. G.; SOUZA, M. J. B.; PEDROSA, A. M. G. Adsorção de CO₂ em peneiras moleculares micro e mesoporosa, *Química Nova*, 37, No.4, p. 610 – 617, 2014.
- OXITENO, Ind. e Comércio, Relatório Interno, 2006.
- PETROBRAS – Site da empresa - Disponível em <<http://www.petrobras.com.br>> - Acessado em 08 de setembro de 2015.
- PRATES, C. P. T.; PIEROBON, E. C.; COSTA, R. C.; FIGUEIREDO, V. S. *Evolução da oferta e da demanda de gás natural no Brasil* <<http://www.bndes.gov.br/bibliotecadigital>> Informe setorial, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2006.
- RIGOLIN, P. H. C. *Avaliação global dos modos energéticos de transporte do gás natural inclusive como energia secundária*, Programa Interunidades de Pós Graduação em Energia, USP, São Paulo, SP, Brasil, 2007.
- ROSA, L. C. Estudo de viabilidade econômica das formas de aproveitamento do gás natural, Dissertação de Mestrado, Escola de Química/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2010.
- SANTOS, E. M.; ZAMALLOA, G. C.; VILLANUEVA, L. D.; FAGÁ, M. T. W. *Gás natural: estratégias para uma energia nova no Brasil*, 1ª ed., São Paulo, SP, Brasil, Editora Annablume, 2002.
- SRAVANTHI, L.; MAYUR, T.; SATYANNARAYANA, E.; AAKANKSHA M.; ALOKE, K. G. CO₂ adsorption kinetics on mesoporous silica under wide range of

www.conepetro.com.br

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br



II CONEPETRO

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

- pressure and temperature, *Chemical Engineering Journal*, 250, p. 1 – 8, 2014.
- SUN, C.; WEN, B.; BAI, B. Application of nanoporous graphene membranes in natural gas processing: Molecular simulations of CH₄/CO₂, CH₄/H₂S and CH₄/N₂ separation, *Chemical Engineering Science*, 138, p. 616 – 621, 2015.
- TALAVERA, R. M. R. Caracterização de sistemas, simulação e otimização de etapas da planta de processamento de gás natural, Tese de Doutorado, Engenharia Química/UNICAMP, São Paulo, SP, 2002.
- THOMAS, J. E. *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, Editora Interciência, 2001.
- TSUYOSHI, W.; KATSUNORI, Y. Isotherms and isosteric heats of adsorption for CO₂ in amine-functionalized mesoporous silicas, *Separation and Purification Technology*, 120, p. 20 – 23, 2013.
- YU, C-H.; HUANG, C-H.; TAN, C-S. A review of CO₂ capture by absorption and adsorption, *Aerosol and Air Quality Research*, 12, p. 745 – 769, 2012.

