



PROGRAMA EQ-ANP

**Processamento, Gestão e Meio Ambiente na Indústria
do Petróleo e Gás Natural**



**Transporte de Gás Natural sob a forma de
hidratos gasosos**

Daniel Bernardini Martinez

Projeto de Final de Curso

Orientador

Fernando Luiz Pellegrini Pessoa, D.Sc.

Agosto de 2009

TRANSPORTE DE GÁS NATURAL SOB A FORMA DE HIDRATOS GASOSOS

Daniel Bernardini Martinez

Projeto de Final de Curso submetido ao Corpo Docente do Programa Escola de Química/Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – Processamento, Gestão e Meio Ambiente na Indústria de Petróleo e Gás Natural, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro Químico com ênfase na área de Petróleo e Gás Natural – Gestão e Regulação.

Aprovado por:

Flávia Chaves Alves, D.Sc.
(Escola de Química)

Cláudia Ferreira da Silva, M.Sc.
(IFRJ)

Leandro Couto Rosa, Título
(Escola de Química)

Orientado por:

Fernando Luiz Pellegrini Pessoa, D.Sc.

Rio de Janeiro, RJ - Brasil

Agosto de 2009

Ficha Catalográfica

Martinez, Daniel Bernardini.

Transporte de gás natural sob a forma de hidratos gasosos/ Daniel Bernardini
Martinez. Rio de Janeiro: UFRJ/EQ, 2009.

xiv, 92 p.;

(Monografia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, 2009.

Orientador: Fernando Luiz Pellegrini Pessoa.

1. Transporte. 2. Gás Natural. 3. Hidratos. 4. Monografia. (Graduação – UFRJ/EQ).
5. Fernando Luiz Pellegrini Pessoa, D.Sc.

À minha família.

“It ain't about how hard you hit. It's about how hard you can get hit, and keep moving forward. How much you can take, and keep moving forward.

That's how winning is done.”

(Rocky Balboa)

AGRADECIMENTOS

À minha mãe por todo amor, compreensão, educação e formação de caráter. Sempre me incentivou e apoiou durante toda a minha vida, vivenciando cada escolha, acompanhando a vitória de cada desafio, e sempre com a certeza de que eu conseguiria.

Ao meu pai por ser um exemplo de honestidade, caráter, trabalho duro e de como aproveitar a vida. Mesmo quando distante fisicamente, sempre foi um pai presente, conselheiro e sempre acreditou no meu potencial.

Ao meu irmão e melhor amigo pelo companheirismo e lealdade. Sempre presente nas horas boas e ruins, pronto pra me alegrar e me ajudar em qualquer situação.

À Escola de Química – UFRJ, pela excelente formação acadêmica oferecida, e por me proporcionar tantos momentos de alegria.

Aos meus familiares e amigos pelo incentivo, convivência e colaboração durante o período da faculdade. Afinal, sem amigos o mundo é um deserto.

Ao apoio financeiro da **Agência Nacional do Petróleo** – ANP – e da **Financiadora de Estudos e Projetos** – FINEP – por meio do Programa de Recursos Humanos da ANP para o Setor de Petróleo e Gás – PRH-ANP/MCT, em particular ao **PRH 13**, da Escola de Química - Processamento, Gestão e Meio Ambiente na Indústria do Petróleo e Gás Natural.

Ao Professor Fernando Luiz Pellegrini Pessoa, pela excelente orientação fornecida, apoio e incentivo durante a realização deste projeto, e por toda a ajuda e colaboração durante minha formação acadêmica e a vigência da bolsa de estudos.

À Sr.a Alzirene Rodrigues, por toda colaboração durante a minha bolsa de estudos.

À empresa White Martins e ao gerente comercial Eduardo Lima pelas informações fornecidas, por toda a atenção e pelo tempo dedicado.

Aos grupos Exaltasamba e Pixote por toda a inspiração.

Resumo do Projeto Final apresentado à Escola de Química como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Engenheiro Químico com ênfase na área de Petróleo e Gás Natural – Gestão e Regulação.

TRANSPORTE DE GÁS NATURAL SOB A FORMA DE HIDRATOS GASOSOS

Daniel Bernardini Martinez

Agosto de 2009

Orientador: Prof. Fernando Luiz Pellegrini Pessoa, D.Sc.

O aumento do consumo de gás natural, assim como o aumento da demanda por energia, é uma tendência mundial, e no Brasil não é diferente. A recente descoberta de novas reservas que contém gás natural e a crescente demanda abrem espaço para se pensar em alternativas economicamente viáveis para o transporte desse gás natural para diferentes regiões do país. A etapa de transporte do gás natural é uma etapa que envolve um custo relativamente alto no preço final desse gás. Existem diferentes maneiras em atividade de se transportar esse gás natural, e algumas ainda em fase de estudo. Uma dessas técnicas em estudo é o transporte utilizando hidratos gasosos. Os hidratos gasosos são sólidos com aparência similar ao gelo, formados a partir da mistura de água e determinados tipos de gases nas condições favoráveis a sua formação, em geral pressões elevadas e baixas temperaturas. As propriedades dos hidratos e as condições de sua formação são favoráveis para o transporte, por esse motivo, a possibilidade é promissora. Esta modalidade de transporte ainda não está em atividade comercialmente, apenas estudos sobre ela foram feitos. No entanto, essa modalidade já é considerada como uma opção em diversos estudos, e a importância do transporte de gás natural enquadra este estudo na realidade da indústria de petróleo e gás nacional e internacional.

Abstract of a Final Project presented to Escola de Química/UFRJ as partial fulfillment of the requirements for the degree of Chemical Engineer with emphasis on Petroleum and Natural Gas – Management and Regulation.

NATURAL GAS TRANSPORT AS GAS HYDRATES

Daniel Bernardini Martinez
August, 2009

Supervisor: Prof. Fernando Luiz Pellegrini Pessoa, D.Sc.

The growth at the demand for natural gas, as the growth at the demand for energy, is a world's trend, and it is not different in Brazil. The recent discovery of new sources of natural gas and the growing demand for this gas stimulate the study of economically interesting alternatives to supply natural gas to different regions of Brazil. The natural gas transport represents a relatively high cost at the final price of natural gas. There are some ways in use to transport natural gas, and some alternatives in study for this transport. One of the alternatives in study is natural gas transport as gas hydrates. Gas hydrate is naturally occurring ice-like solid, which production is achieved by mixing gas and water under hydrate formation conditions, generally high pressure and low temperature. The hydrate properties and production conditions are favorable for the transport. This alternative to transport natural gas is not commercially operating, only studies are made about it. However, this alternative is already considered as an option for the natural gas transport in several studies, and the importance of the natural gas transport makes this study relevant at the national and international oil and gas scenario.

ÍNDICE

I- Introdução	1
II- Gás Natural.....	4
II.1 – A Importância do Gás Natural	4
II.2 – Matriz Energética Mundial.....	5
II.3 – Matriz Energética Brasileira.....	10
II.4 – Conceitos	13
II.5 – Cadeia Produtiva do Gás Natural.....	16
2.5.1 Prospecção e Exploração	17
2.5.2 Perfuração de poços	19
2.5.3 Produção	20
2.5.4 Condicionamento	21
2.5.5 Transferência	22
2.5.6 Processamento	23
2.5.7 Transporte	23
2.5.8 Armazenamento.....	23
2.5.9 Distribuição	24
II.6 – Alternativas para o Transporte de Gás Natural	24
2.6.1 Gasodutos	25
2.6.2 Gás Natural Liquefeito (GNL)	27
2.6.3 Gás Natural Comprimido (GNC)	28
2.6.4 Gas to Solid (GtS)	29

2.6.5 Gas to Wire (GtW)	30
2.6.6 Gas to Liquid (GtL).....	30
2.6.7 Gas to Commodity (GtC).....	31
III – Hidrato de Gás Natural.....	32
III.1 – Introdução	32
III.2 – O Transporte sob a forma de hidrato.....	39
III.3 – Modelo proposto.....	45
3.3.1 Apresentação do Modelo	45
3.3.2 Estimativa de custo	49
IV – Análise Econômica	58
IV.1 – Introdução	58
IV.2 – GNL.....	61
IV.3 – GNC	69
IV.4 – Comparação com HGN.....	74
IV.5 – Estudo de caso	83
V – Conclusão	87
VI - Referências	90

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Consumo Mundial de Energia Comercializada.....	5
Figura 2: Oferta Interna de Energia no mundo em 2006.....	6
Figura 3: Consumo mundial de energia dividido por tipo de combustível, 1980-2030 ...	8
Figura 4: Consumo Mundial de Gás Natural.....	9
Figura 5: Principais usos do gás natural no mundo em 2003	10
Figura 6: Principais usos do gás natural no mundo em 2030	10
Figura 7: Oferta Interna de Energia no Brasil em 2008.....	11
Figura 8: Matriz de Oferta de Energia Elétrica em 2008.....	12
Figura 9: Cadeia Produtiva do Gás Natural	17
Figura 10: Opções de Transporte de Gás Natural	25
Figura 11: Hidrato de metano	32
Figura 12: Moléculas de metano aprisionadas na estrutura do hidrato	33
Figura 13: Hidrato formado	34
Figura 14: Envelope de fases com curva de formação de hidrato	36
Figura 15: Hidrato coletado quando da abertura de receptor de pig	38
Figura 16: Processo Gas-in-Ice	41
Figura 17: Aparato experimental da produção de hidrato	42
Figura 18: Reaproveitamento do gás	44
Figura 19: Processo proposto para produção de HGN.....	45
Figura 20: Curva de equilíbrio de hidratos	47
Figura 21: Contribuição dos equipamentos no investimento	53
Figura 22: Capacidade de produção versus distância	60
Figura 23: Impacto da distância nos custos de transporte	61
Figura 24: Cadeia produtiva de GNL.....	63
Figura 25: Unidades Autônomas de Regaseificação.....	64

Figura 26: Caminhão de GNL	65
Figura 27: Custos de transporte do GNL em função da distância.....	67
Figura 28: Redes de atendimento de GNL	68
Figura 29: Gasoduto móvel	69
Figura 30: Cadeia produtiva de GNC	70
Figura 31: Painel de Redução de Pressão	71
Figura 32: Custos de transporte do GNC em função da distância	73
Figura 33: Custos de transporte do HGN em função da distância	76
Figura 34: Custo do transporte em função da distância	78
Figura 35: Custos totais de transporte em função da distância	79
Figura 36: Custos totais de transporte em função da distância, para produção de 74.000 m ³ /dia	81
Figura 37: Custos totais de transporte em função da distância, para produção de 200.000 m ³ /dia	81
Figura 38: Custos totais de transporte em função da distância, para produção de 380.000 m ³ /dia	82
Figura 39: Custos totais de transporte em função da distância, para produção de 550.000 m ³ /dia	82
Figura 40: Custos totais de transporte em função da distância, para produção de 705.000 m ³ /dia	83
Figura 41: Gasodutos em operação	84
Figura 42: Betim - Belo Horizonte.....	86

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1: Principais usos do Gás Natural no Brasil.....	13
Tabela 2: Condições Operacionais e outras variáveis do processo proposto	46
Tabela 3: Especificações dos equipamentos.....	49
Tabela 4: Investimentos de Produção de HGN	52
Tabela 5: Investimentos de Produção de HGN atualizados	52
Tabela 6: Navio de HGN	54
Tabela 7: Custo do tanque para transporte rodoviário de HGN	57
Tabela 8: Dados de produção do GNL	65
Tabela 9: Custos de produção do GNL.....	66
Tabela 10: Base de compressão.....	69
Tabela 11: Dados de produção do GNC	71
Tabela 12: Custos de produção do GNC	72
Tabela 13: Dados de produção do HGN	74
Tabela 14: Comparação dos custos de produção	75
Tabela 15: Comparação dos custos de transporte	76
Tabela 16: Custos variáveis do transporte.....	77
Tabela 17: Comparação dos custos com o cliente.....	78
Tabela 18: Custos totais de transporte	79

GLOSSÁRIO

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e B combustíveis;

CH₄ – Molécula de metano;

CO – Molécula de monóxido de carbono;

CO₂ – Molécula de dióxido de carbono;

DEG – Dietilenoglicol;

GASBEL – Gasoduto REDUC-REGAP;

Gasbol – Gasoduto Bolívia Brasil;

GEE – Gases do Efeito Estufa;

GLP – Gás Liquefeito de Petróleo;

GN – Gás Natural;

GNC – Gás Natural Comprimido;

GNL – Gás Natural Liquefeito;

GNV – Gás Natural Veicular;

GtC – Gas to Commodity;

GtL – Gas to Liquid;

GtS – Gas to Solid;

GtW – Gas to Wire;

H₂O – Molécula de água;

H₂S – Ácido sulfídrico;

HGN – Hidrato de Gás Natural;

MEG - Monoetilglicol;

MMSCF – Million standard cubic feet;

N₂ – Molécula de nitrogênio;

OIE – Oferta Interna de Energia;

ONU – Organização das Nações Unidas;

REDUC – Refinaria Duque de Caxias;

REGAP – Refinaria Gabriel Passos;

SCF – Standard Cubic Feet;

TEG – Trietilenoglicol;

UAG – Unidade Autônoma de Regaseificação;

UPGN – Unidade de Processamento de Gás Natural.

I- Introdução

O aumento do consumo de gás natural, assim como o aumento da demanda por energia, é uma tendência mundial, e no Brasil não é diferente. As descobertas de novas reservas que contém gás natural e a crescente demanda abrem espaço para se pensar em alternativas economicamente viáveis para o transporte desse gás natural para diferentes regiões do país.

A etapa de transporte do gás natural é uma etapa que envolve um custo relativamente alto no preço final desse gás. Existem diferentes maneiras em atividade de se transportar esse gás natural, e algumas ainda em fase de estudo. Uma dessas técnicas em estudo é o transporte utilizando hidratos gasosos. As propriedades dos hidratos, e as condições de sua formação são favoráveis para o transporte, e tornam a possibilidade promissora.

Esta modalidade de transporte ainda não está em atividade, apenas estudos sobre ela foram feitos. No entanto, essa modalidade já é considerada como uma opção em diversos estudos, e a importância do transporte de gás natural enquadra este estudo na realidade da indústria de petróleo e gás nacional e internacional.

O objetivo do presente trabalho é propor um modelo para o transporte e armazenamento de gás natural sob a forma de hidratos gasosos, estimar os custos de transporte do modelo proposto, e avaliar economicamente para quais condições o modelo é viável, fazendo a comparação com modalidades de transporte em atividade.

No primeiro capítulo introdução e objetivo foram apresentados anteriormente.

No capítulo dois será apresentado um estudo sobre o gás natural, assunto de interesse, mostrando desde a definição básica de petróleo e a importância do gás natural, até conceitos importantes para o desenvolvimento do trabalho.

No capítulo três será apresentada uma revisão bibliográfica sobre os hidratos gasosos. Um modelo de transporte será proposto, e serão mostradas todas as considerações feitas e os resultados obtidos.

No capítulo quatro será realizada uma avaliação econômica do modelo proposto. Para isso, outras modalidades de transporte serão detalhadas e comparadas de diferentes maneiras com o modelo proposto. As considerações feitas para a comparação, e os resultados obtidos são apresentados.

No quinto capítulo será mostrada uma reflexão geral sobre os resultados, a conclusão do trabalho e propostas de continuação de estudo do tema.

II- Gás Natural

II.1 – A Importância do Gás Natural

O Gás Natural foi por muito tempo considerado como uma barreira à exploração do petróleo. Por falta de tecnologia para seu aproveitamento, costumava-se queimar o gás natural proveniente dos poços de exploração, pois era menos custoso queimá-lo do que transportá-lo para posterior aproveitamento.

A Conferência Mundial das Nações Unidas (RIO-92) e, em 1997, a elaboração do Protocolo de Quioto (Painel de Mudanças Climáticas) deram um papel estratégico ao componente ambiental na produção de energia primária no mundo. Nesse contexto de geração de energia com menor impacto ambiental, o gás natural ganhou destaque em relação a seus concorrentes, como o carvão e outros derivados do petróleo, devido às suas menores taxas de emissão de gases do efeito estufa (CH₄, CO₂, dentre outros) (VAZ et al., 2008).

A criação da Lei n. 9.478/97 (Lei do Petróleo) (ANP, 1997) aumentou significativamente a participação do Gás Natural na matriz energética brasileira, assim como a diversificação de sua demanda. Dentre os principais fatores responsáveis por essas mudanças, podemos destacar a entrada em operação do gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol) no final de 1999, o aumento do volume de reservas de gás natural de

origem nacional (Bacia de Campos, Santos e Urucu), e a ampliação da rede transporte (gasodutos).

II.2 – Matriz Energética Mundial

O consumo de energia comercializada no mundo está projetado para aumentar em 44% no período entre 2006 e 2030. O que se espera é que essa demanda por energia seja maior em países em desenvolvimento, como países da África, que hoje possuem grande parcela da população sem acesso à energia elétrica e uma indústria em desenvolvimento. Países considerados desenvolvidos terão um aumento na demanda de energia, porém em menor proporção (EIA, 2009). Podemos ver na figura 1 a projeção da demanda energética até 2030:

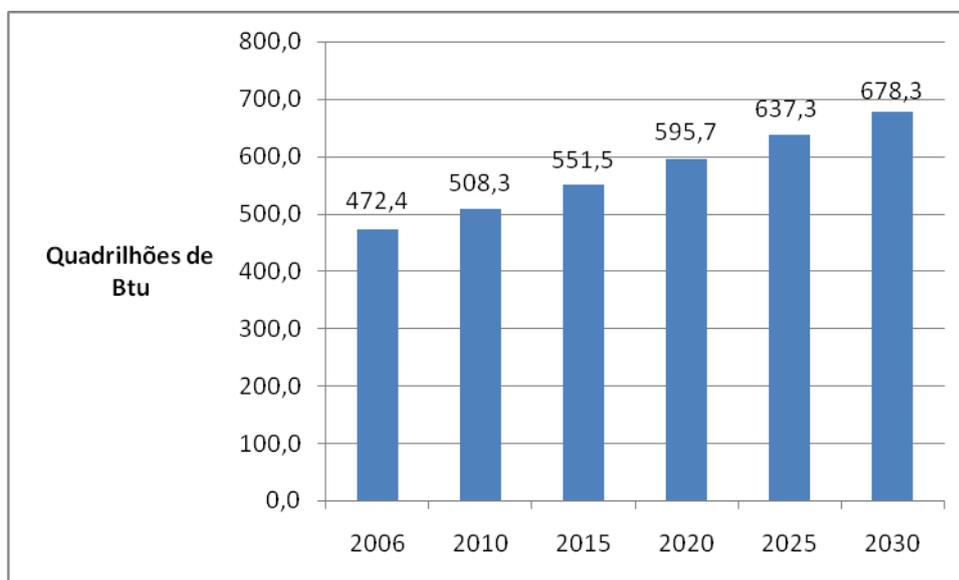


Figura 1: Consumo Mundial de Energia Comercializada

Fonte: EIA (2009)

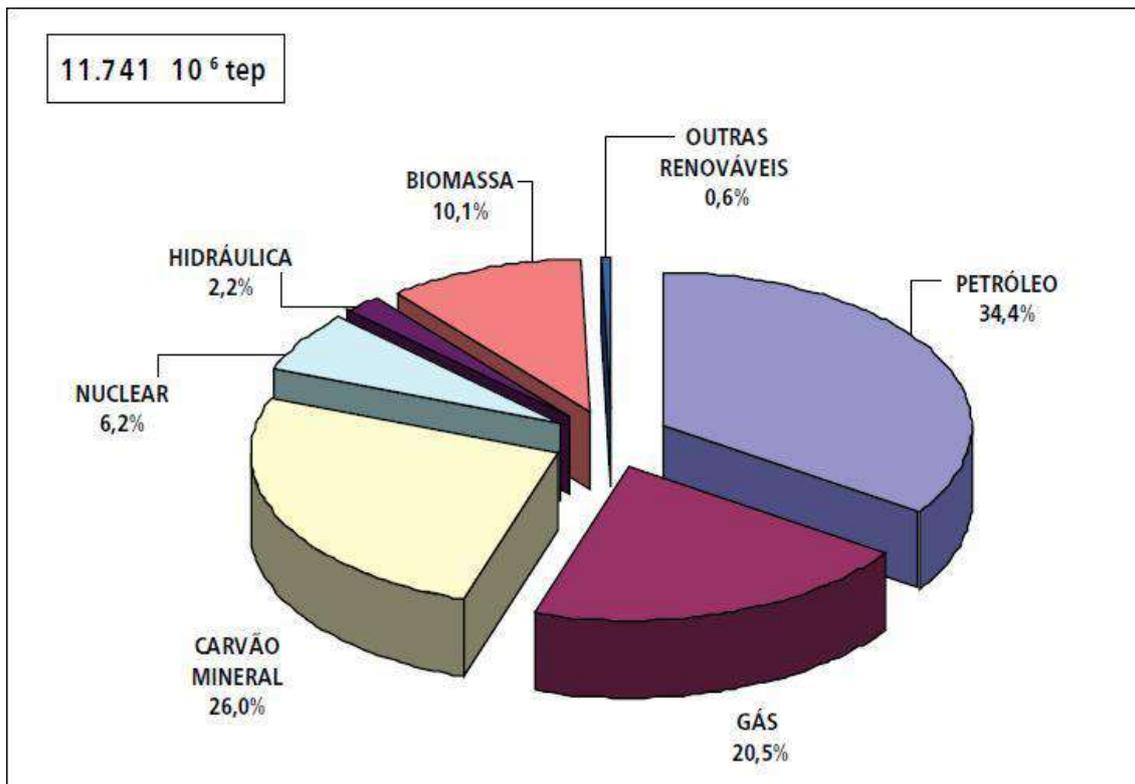


Figura 2: Oferta Interna de Energia no mundo em 2006

Fonte: VAZ ET AL. (2008)

Percebe-se na figura 2 que o gás natural possui um papel importante no fornecimento de energia, representando 20,5% da oferta interna de energia do mundo. A energia que movimenta a indústria, o transporte, o comércio e demais setores econômicos do país recebe a denominação de Consumo Final. Essa energia, para chegar ao local de consumo, demanda perdas de energia para transporte. Por outro lado, a energia extraída da natureza não se encontra nas formas mais adequadas para os usos finais, necessitando, na maioria dos casos, passar por processos de transformação. Esses processos também demandam perdas de energia. A soma do consumo final de energia, das

perdas na distribuição e armazenagem e das perdas nos processos de transformação recebe a denominação de Oferta Interna de Energia (OIE), também, denominada de demanda total de energia (EIA, 2009).

De acordo com informações do International Energy Outlook 2009 (EIA, 2009), o consumo total de gás natural no mundo cresce em média 1,6% ao ano. Com a freqüente oscilação do preço do barril de petróleo, consumidores optam pelo gás natural como uma fonte de energia comparativamente mais barata sempre que possível.

Com a constatação do aquecimento global terrestre, que gera impactos no ciclo hidrológico, perda de biodiversidade, entre outros danos, o componente ambiental passou a ter prioridade no âmbito mundial. Apesar das incertezas, diversos cientistas acreditam que as emissões gasosas provenientes da indústria e da queima de combustíveis fósseis são responsáveis por esse aquecimento global, e dessa forma em 1997 foi assinado por 59 países o Protocolo de Quioto (VAZ et al., 2008). Trata-se de um acordo internacional, patrocinado pela ONU, que está associado à estabilização das concentrações de gases do efeito estufa (GEE) na atmosfera.

Nesse contexto de prioridade do componente ambiental, o gás natural passou a ter vantagem em relação a outros combustíveis fósseis, pois possui a queima mais limpa. Dessa forma, governos que buscam reduzir a emissão dos gases que provocam o efeito estufa tendem a encorajar o uso do gás natural.

Além do fator econômico e ambiental, o fator tecnológico também tem contribuído para o aumento do consumo de gás natural no mundo. O desenvolvimento de plantas de geração de energia a gás natural na década de 1990, através de turbinas de alta potência, ajudou a tornar o gás natural mais competitivo em relação às hidrelétricas (VAZ et al., 2008).

Na figura 3 é possível observar a expectativa de crescimento da demanda de gás natural em comparação com outros combustíveis:

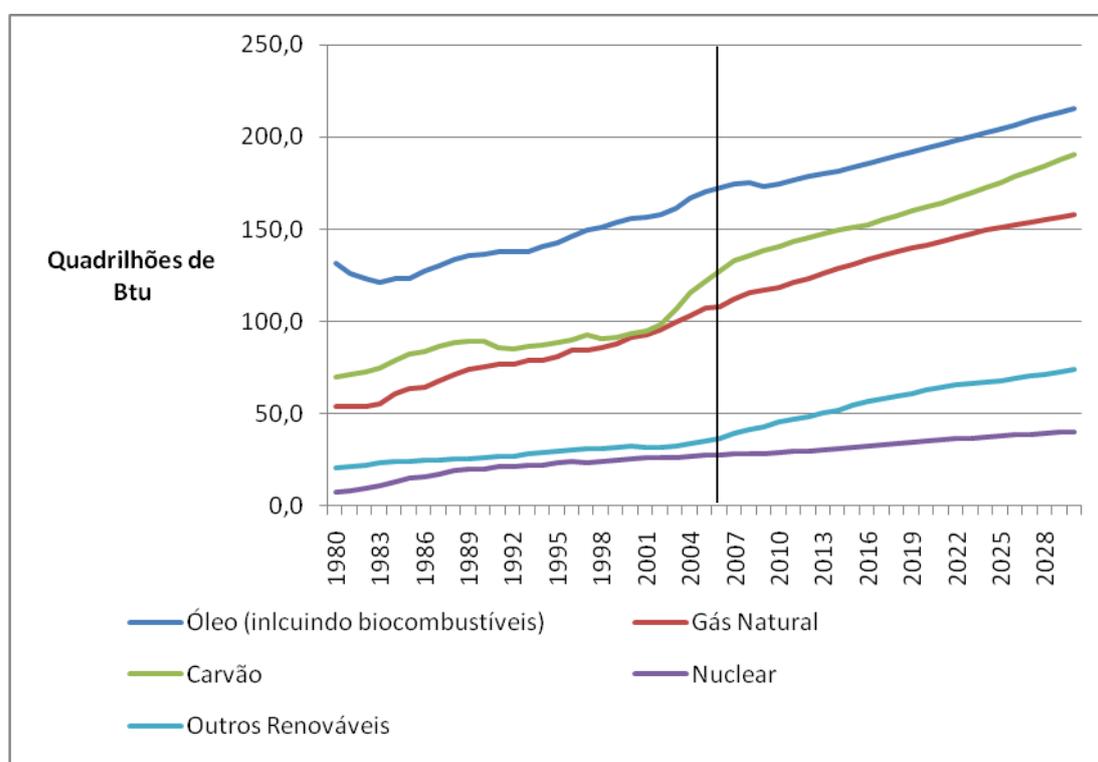


Figura 3: Consumo mundial de energia dividido por tipo de combustível, 1980-2030

Fonte: ANP (1997)

Mesmo com o crescimento mundial da demanda de gás natural e das diversas vantagens apresentadas de seu uso, o aumento de seu

preço favorece o consumo de carvão na geração de energia, que continua como segundo combustível mais consumido (EIA, 2009). Essa tendência é muito negativa do ponto de vista ambiental.

Na figura 4 é possível observar a expectativa de crescimento na demanda de gás natural até 2030:

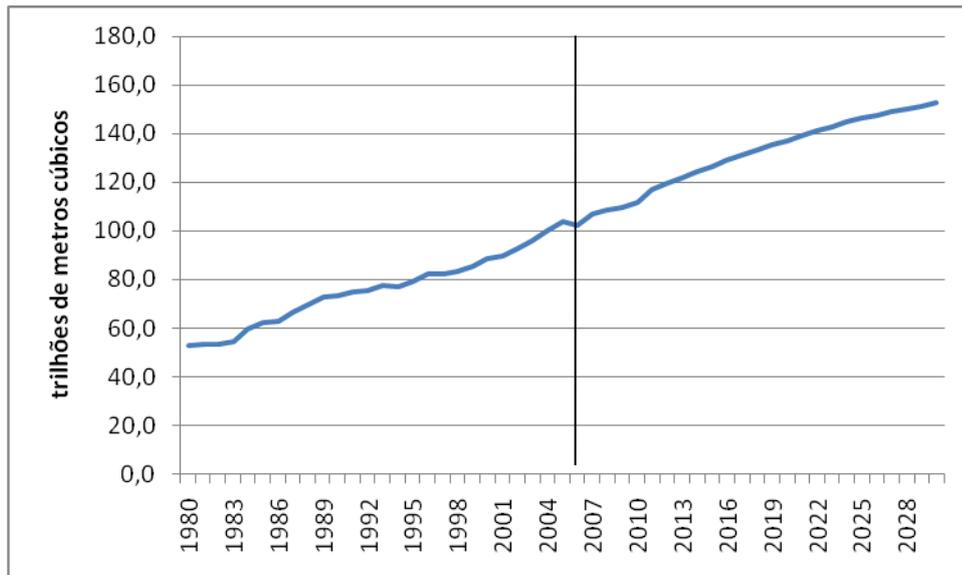


Figura 4: Consumo Mundial de Gás Natural

Fonte: ANP (2007)

Os setores industriais e de geração de energia são as principais áreas de utilização do gás natural, e em 2030 a tendência é de que esse cenário se mantenha, como podemos ver nas figuras 5 e 6:

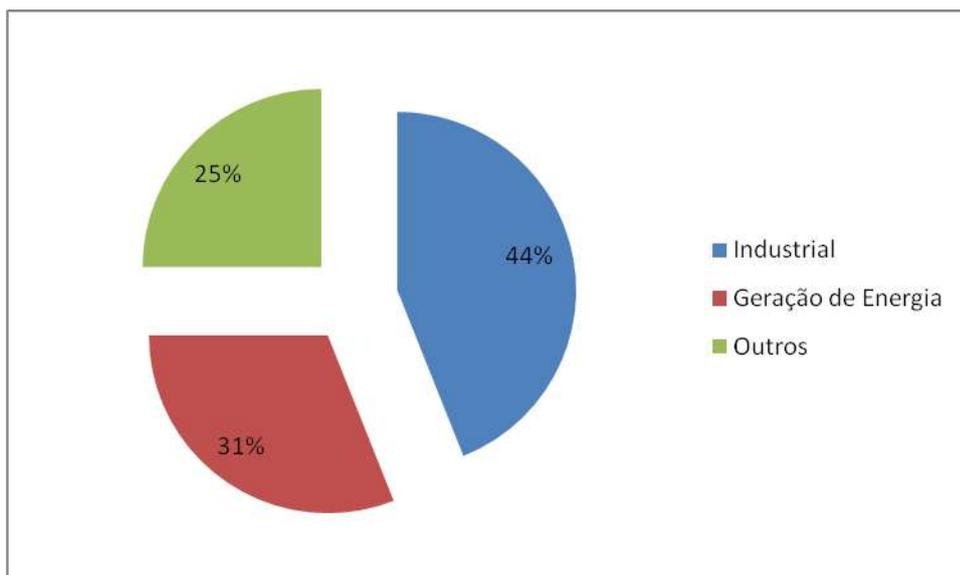


Figura 5: Principais usos do gás natural no mundo em 2003

Fonte: VAZ ET AL. (2008)

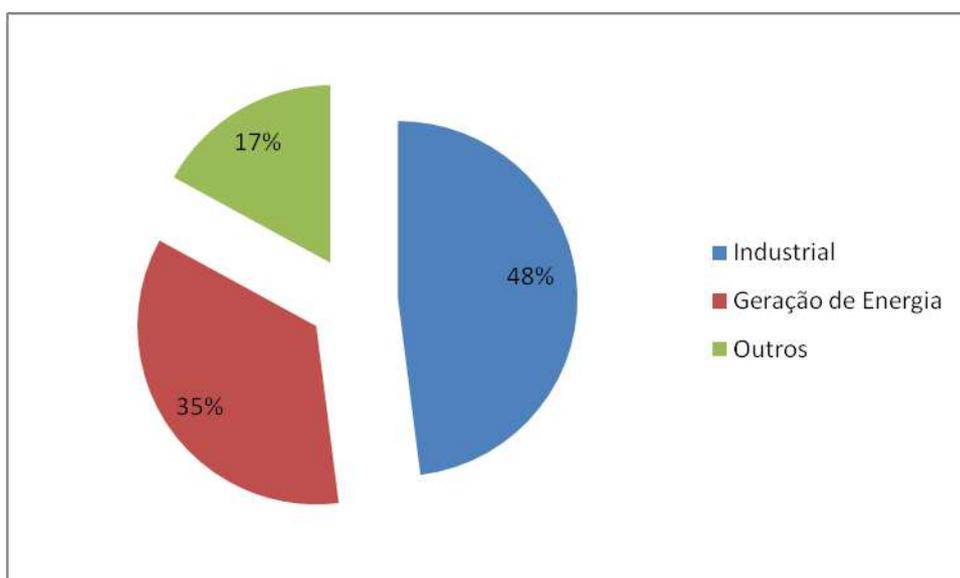


Figura 6: Principais usos do gás natural no mundo em 2030

Fonte: VAZ ET AL. (2008)

II.3 – Matriz Energética Brasileira

Segundo a Resenha Energética 2008 do Ministério de Minas e Energia (MME, 2009), o gás natural é o energético que vem apresentando as maiores taxas de crescimento na matriz energética, tendo quase triplicado a sua participação nos últimos anos, de 3,7% em 1998, para 9,3% em 2007. Em 2008, a participação passou a 10,2%, como é possível observar na figura 7:

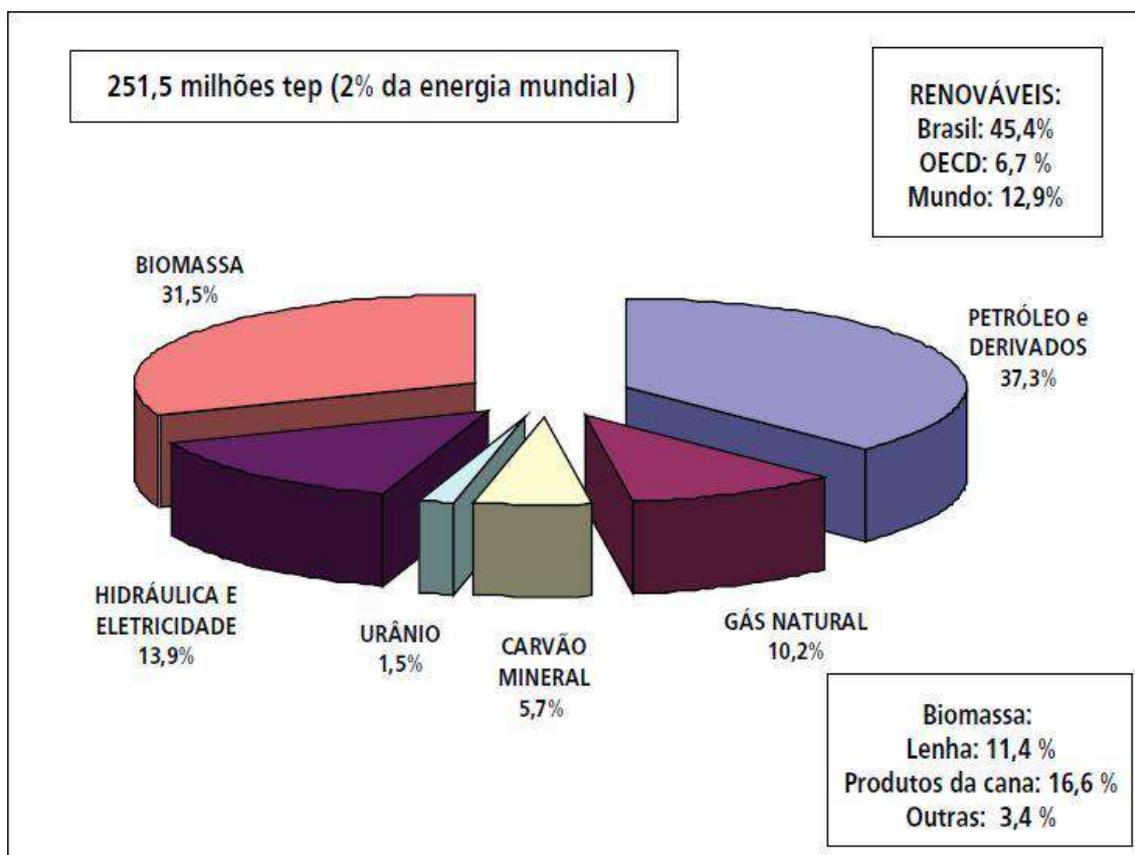


Figura 7: Oferta Interna de Energia no Brasil em 2008

Fonte: MME (2009)

O reflexo destes aumentos recai, principalmente, sobre os derivados de petróleo - pela substituição de óleo combustível e gás liquefeito de petróleo - GLP na indústria, e de gasolina no transporte,

além de outras substituições em menor escala. No caso específico de 2008, o aumento foi em razão do uso na geração elétrica, com crescimento de 81% (MME, 2009).

A oferta de energia elétrica do Brasil em 2008 teve um crescimento de 4,2% em relação a 2007. Na figura 8, observa-se que a energia hidráulica é a principal fonte de energia elétrica no país, mas é importante destacar que a geração a gás natural é a segunda principal fonte do país.

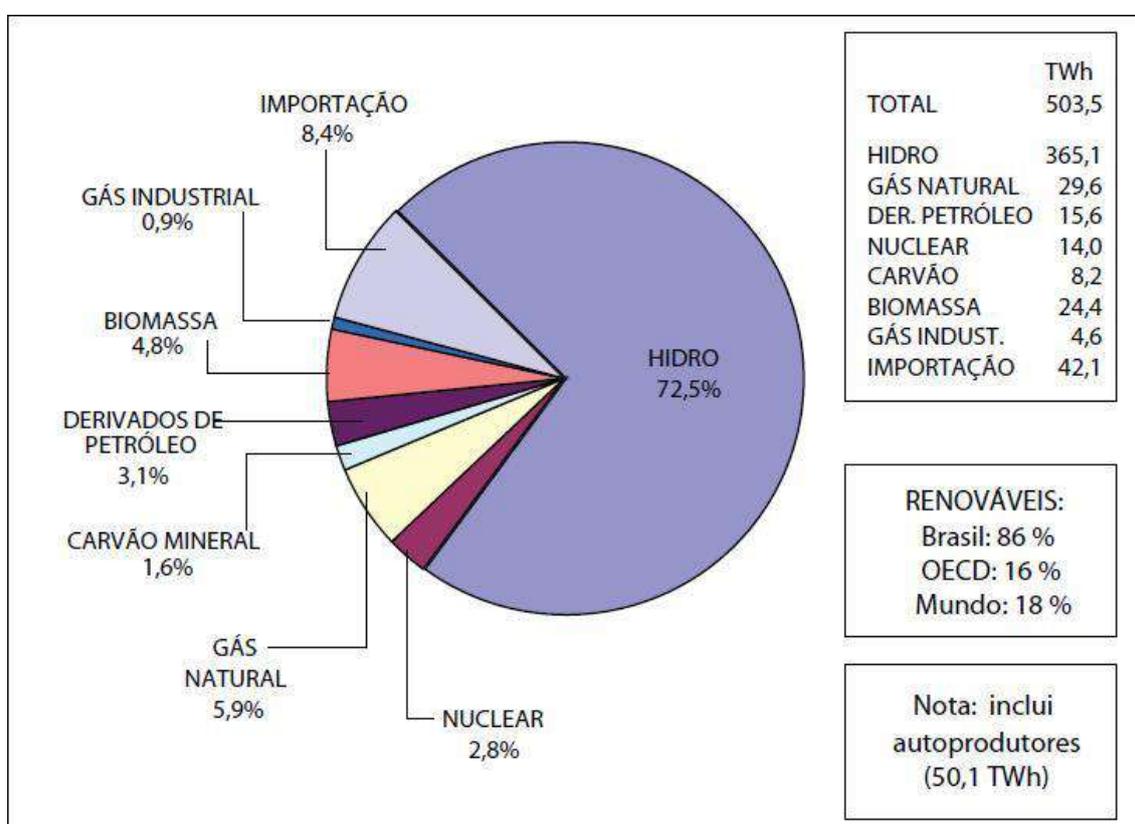


Figura 8: Matriz de Oferta de Energia Elétrica em 2008

Fonte: MME (2009)

Na tabela 1, é possível observar que o Brasil segue a tendência mundial, e com exceção do gás reinjetado nos poços e do gás não aproveitado, os principais usos do gás natural são na indústria e na geração de energia.

Tabela 1: Principais usos do Gás Natural no Brasil

Utilização	%
Indústria	42,7
Reinjetado/Flair	26
Geração Elétrica	14,4
Automotivo	4,7
Não Energético	3,6
Outros	8,6

Fonte: VAZ ET AL. (2008)

II.4 – Conceitos

O petróleo é uma substância oleosa, inflamável, menos densa que a água, com cheiro característico e de cor variando entre o negro e o castanho escuro. Admite-se que sua origem esteja ligada à decomposição dos seres que compõem o plâncton – organismos em suspensão nas águas doces ou salgadas tais como protozoários, celenterados e outros – causada pela pouca oxigenação e pela ação de bactérias.

O petróleo é uma mistura de hidrocarbonetos parafínicos, naftênicos e aromáticos, além de hidrocarbonetos com heteroátomos. Apresenta-se nas fases (LEIRAS, 2008):

- Gasosa: Gás Natural
- Líquida: Óleo Cru
- Sólida: Xisto

O óleo nunca está sozinho em seu reservatório, ele costuma ser encontrado junto com gás, água e outros compostos inorgânicos. Essas substâncias, incluindo o óleo, estão distribuídas no reservatório de acordo com suas densidades.

Na zona superior do reservatório, geralmente há uma “capa” de gás rico em metano (CH_4), conhecido como gás associado. Esse gás é composto também por outros hidrocarbonetos (no estado gasoso) e por gases corrosivos, como o gás sulfídrico (H_2S) e o dióxido de carbono (CO_2).

Na zona intermediária, está o óleo propriamente dito, contendo água emulsionada e também os mesmo componentes presentes no gás associado. Na zona inferior, encontramos água livre (não misturada com óleo), com sais inorgânicos dissolvidos e sedimentos.

Existe um nível no óleo, acima do qual a presença de gás associado e da salmoura (nome dado à mistura de água, sais e sedimentos) causaria problemas para o transporte em dutos ou petroleiros, para o seu armazenamento em tanques nos terminais e na refinaria, e para os equipamentos de refino.

O gás associado, contendo substâncias corrosivas e sendo altamente inflamável, deve ser removido por problemas de segurança,

podendo gerar corrosão ou causar uma explosão. Água, sais e sedimentos também devem ser retirados, para evitar gastos desnecessários com bombeamento e transporte, bem como para evitar corrosão ou acumulação de sólidos nas tubulações e equipamentos por onde o óleo passa.

Para evitar os problemas citados acima, antes de ser enviado à refinaria, o petróleo passa pelo Processamento Primário, realizado em equipamentos de superfície, nos próprios campos de produção. Ao final desse processamento teremos fluxos separados de óleo e gás, além de salmoura descartável.

Gás natural é a porção do petróleo que existe na fase gasosa ou em solução no óleo, nas condições de reservatório, e que permanece no estado gasoso nas condições atmosféricas de pressão e temperatura (ANP, 1997).

Os hidrocarbonetos que participam da sua composição são o metano, o etano, o propano e outros componentes de maior peso molecular. A composição varia de acordo com a origem, maior ou menor associação ao óleo e ao grau de tratamento submetido.

A fase não hidrocarboneto, também conhecida como contaminantes, pode ser classificada segundo três tipos básicos (LEIRAS, 2008):

- Inertes: Possuem como características principais o fato de não apresentarem reatividade química com os compostos e materiais da unidade. Um exemplo é o N_2 .
- Vapor d'água: A sua presença deve ser limitada no gás exportado, uma vez que teores elevados contribuem para a ocorrência de formação de hidratos e corrosão.
- Gases ácidos: Assim são chamados, por formarem uma solução de características ácidas quando na presença de água, como o CO_2 , H_2S e demais compostos de enxofre.

II.5 – Cadeia Produtiva do Gás Natural

O gás natural é movimentado por vários atores da cadeia produtiva, desde a área de produção até as redes de distribuição das empresas concessionárias estaduais. A cada transferência de custódia entre os atores da cadeia, a responsabilidade pela qualidade e quantidade do gás entregue passa de um a outro participante, até a efetiva entrega ao consumidor final.

Na figura 9 a seguir, é apresentado um macro fluxo geral da movimentação do gás pelos principais participantes da cadeia de gás natural, em que são indicados os principais pontos de transferência de responsabilidade (denominados pontos de transferência de custódia) entre os participantes diretamente envolvidos nesse fluxo.

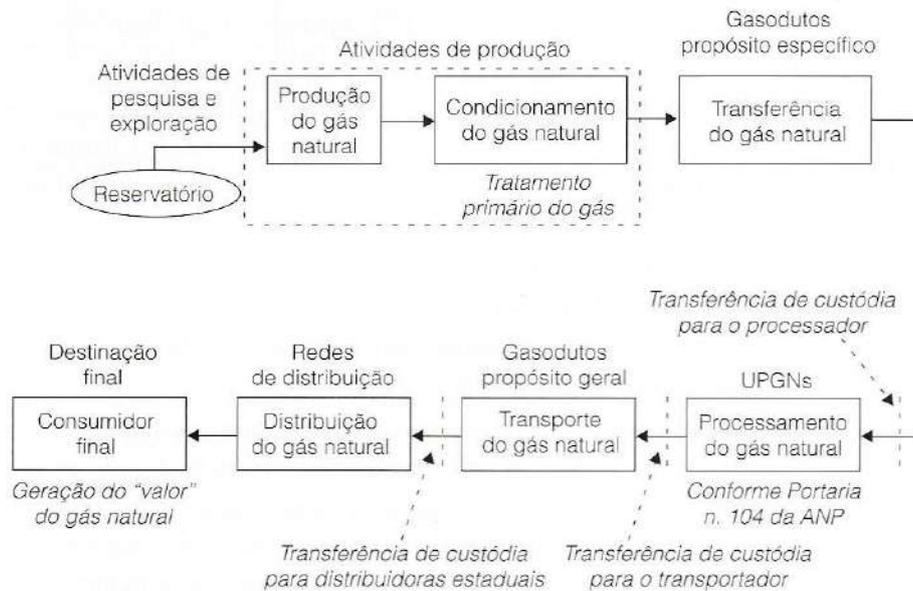


Figura 9: Cadeia Produtiva do Gás Natural

Fonte: VAZ ET AL. (2008)

O fluxo do gás natural é apresentado, desde a fonte de matéria-prima até o consumo final do produto, permite a visualização das inter-relações e dos serviços prestados pelos participantes da cadeia do gás e define claramente a agregação de valor em cada etapa, até a conclusão do ciclo, quando temos, então, o estabelecimento do “valor do gás natural” como fonte de riqueza nacional.

2.5.1 Prospecção e Exploração

A primeira etapa para se explorar o gás natural é verificar a existência de bacias sedimentares que possuam rochas reservatórios ricas na acumulação de hidrocarbonetos. O Brasil possui 29 bacias

sedimentares principais, que se distribuem por mais de 6,4 milhões de quilômetros quadrados, sendo 4,9 milhões de quilômetros quadrados em terra e 1,5 milhão de quilômetros quadrados na plataforma continental, até a lâmina d'água de 3 mil metros. Apesar dessa extensa área sedimentar e do grande número de bacias, 70% delas não registram, até o momento, descobertas de óleo ou gás em quantidades comerciais (VAZ et al., 2008).

Após estudos de geólogos e geofísicos, reunindo um razoável conhecimento sobre a espessura, profundidade e comportamento das camadas de rochas existentes em uma bacia sedimentar, são escolhidos os locais mais propícios para a perfuração de poços exploratórios. A perfuração desses poços é fundamental para complementar o conhecimento do reservatório, pois, mesmo com o atual desenvolvimento tecnológico, não é possível determinar com certeza absoluta a presença de hidrocarbonetos no subsolo apenas a partir da análise de dados da superfície. Os métodos científicos podem, no máximo, sugerir que certa área é propícia ou não à existência de depósitos de hidrocarbonetos. Essa existência somente será confirmada pela perfuração dos poços exploratórios. Por isso, a atividade de exploração de petróleo e gás natural é considerada uma atividade de alto risco.

A etapa seguinte a comprovação da existência da jazida é chamada de avaliação e tem o objetivo de determinar se o poço contém hidrocarbonetos em quantidades comerciais que viabilizem a sua

produção. São realizados testes de formação para recuperação do fluido contido em intervalos selecionados de rochas-reservatórios. Se os resultados obtidos forem promissores, executam-se os testes de produção, utilizados para se estimar a vazão de produção diária potencial do poço.

A etapa que completa a exploração é o mapeamento do reservatório, utilizando as informações obtidas com o testemunho dos poços. São perfurados os poços de extensão para se estimar as dimensões da jazida e a quantidade de hidrocarbonetos nela existente. Essas informações são, então, utilizadas no desenvolvimento do plano de produção do reservatório, com definição da vazão diária a ser produzida, do número e arranjo dos poços de produção a serem perfurados, em complemento aos poços de delimitação.

2.5.2 Perfuração de poços

A perfuração dos poços, até certa profundidade programada em função dos estudos sísmicos, é realizada por sondas de perfuração, constituídas de uma estrutura metálica (a torre) e de equipamentos rotativos especiais. A torre sustenta a coluna de perfuração, em cuja extremidade é colocada uma broca que, por meio de movimentos de rotação e de peso transmitidos pela coluna, consegue perfurar as rochas das camadas do subsolo (VAZ et al., 2008).

Durante toda a perfuração é utilizada a injeção de um fluido especial, chamado lama de perfuração, para evitarem-se desmoronamentos das paredes do poço e após isso todo o material triturado pela broca vem à superfície, misturado com lama de perfuração. Por meio da análise dos detritos contidos nesse material, é possível se conhecer os dados geológicos das sucessivas camadas rochosas atravessadas pela sonda. Essas informações obtidas definem a presença ou não de hidrocarbonetos em uma determinada formação.

2.5.3 Produção

O processo de produção de gás natural é influenciado pelo tipo de gás a ser produzido: poços de petróleo produzem gás associado. Dessa forma, ao ser produzido, o gás natural associado ao petróleo sofre um tratamento primário em vasos separadores, que são equipamentos projetados para separar o gás produzido, a água de formação, o petróleo e as partículas sólidas contidas no fluido produzido. O gás natural produzido a partir de poços de gás não-associado também precisa receber tratamento primário, pois sempre ocorre a presença de água livre e hidrocarbonetos condensados na corrente de gás produzida, porém as condições de pressão e temperatura são diferenciadas, assim como o projeto dos equipamentos de separação.

O gás produzido pode ser utilizado para aumento da produção de petróleo de duas formas distintas. A utilização mais comum é por meio do emprego da técnica de gás lift (gás de elevação), que é a injeção e circulação de gás na coluna de produção, com objetivo de fluidizar o líquido produzido, com redução da densidade aparente do fluido. Essa técnica diminui o peso aparente da coluna de produção e, conseqüentemente, a resistência a ser vencida pela pressão do reservatório, gerando aumento da vazão de líquido produzida. O gás usado para o gás lift não é perdido.

Outra forma de utilização do gás no aumento da produção de líquido de uma jazida é por meio da técnica de recuperação secundária pela injeção de gás dentro do reservatório, visando o aumento ou a manutenção da pressão original da jazida. Essa técnica tende a recompor a energia que o reservatório utiliza para elevar a produção da acumulação.

Outra situação que pode ocorrer é a reinjeção do gás para armazenamento no reservatório, quando não houver consumo para este.

2.5.4 Condicionamento

Em plataformas marítimas o gás deve ser desidratado antes de ser enviado para terra, para evitar a formação de hidratos, que são compostos sólidos capazes de obstruir os gasodutos. Em outras

ocasiões, pode ser necessário retirar compostos ácidos contaminantes, como compostos de enxofre e gás carbônico. Nesse caso, o gás é tratado em uma unidade de dessulfurização ou remoção de CO₂, na qual esses contaminantes são eliminados da corrente de gás.

De uma forma geral, sempre será necessário dar algum tratamento ao gás natural produzido antes de transferi-lo para um centro processador, Ao conjunto dessas etapas de tratamento primário que o gás sofre em um ponto de produção, para ser escoado em segurança, dá-se o nome de Condicionamento de Gás Natural.

2.5.5 Transferência

O gás natural condicionado é transferido dos campos de produção para as unidades de processamento de gás natural. Em muitos sistemas de produção localizados na plataforma marítima o escoamento do gás produzido ocorre por dutos submarinos de grande extensão. A especificação do gás transferido deve atender a requisitos técnicos que garantam essa movimentação de forma segura e continuada, sem a ocorrência de hidratos (tamponamento do duto) ou altas taxas de corrosão (normalmente geradas pela presença de contaminantes ácidos no gás). Aos dutos utilizados para essa movimentação dá-se o nome de dutos de transferência de gás natural.

2.5.6 Processamento

Nesta etapa, o gás é recebido nas últimas unidades industriais, conhecidas como UPGNs, para ser processado. Nessas unidades, o gás é separado da fase líquida (água e hidrocarbonetos líquidos), desidratado, resfriado e fracionado em produtos especificados para venda ao consumidor final. As seguintes correntes podem ser produzidas a partir do processamento do gás natural: metano e etano, que formam o gás especificado para venda, também chamado de gás residual; corrente líquida de etano, para fins petroquímicos; propano e butano, que formam o Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) ou gás de cozinha; e um produto na faixa da gasolina, denominado C5+ ou gasolina natural.

2.5.7 Transporte

A partir das UPGNs, o gás especificado para venda é transportado até os pontos de entrega. O gás pode ser entregue diretamente a um grande consumidor, ou é feita a transferência de custódia para as companhias distribuidoras estaduais.

2.5.8 Armazenamento

Essa etapa da cadeia produtiva não é muito praticada no Brasil, mas o gás natural pode ser armazenado em poços de petróleo já

exauridos ou em cavernas adaptadas, de forma a garantir o suprimento dos fornecedores em caso de aumento sazonal de consumo, ou alguma outra eventualidade.

2.5.9 Distribuição

A distribuição é a etapa final da cadeia produtiva do gás natural, caracterizada pela entrega do gás ao consumidor final para uso residencial, comercial, industrial ou automotivo. Nessa etapa, o gás deve atender às especificações vigentes, reguladas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e deve também conter substância odorizante para garantir a segurança do usuário final em caso de vazamentos.

A distribuição do gás é realizada por meio de malhas de gasodutos (chamadas redes de distribuição) de baixa pressão e de responsabilidade das companhias distribuidoras estaduais, as quais podem ser de ferro fundido, aço ou polietileno de alta densidade.

II.6 – Alternativas para o Transporte de Gás Natural

Existem diversas alternativas para transporte, armazenamento, e uso do Gás Natural. A figura 10 mostra as alternativas de transporte de Gás Natural recentes:

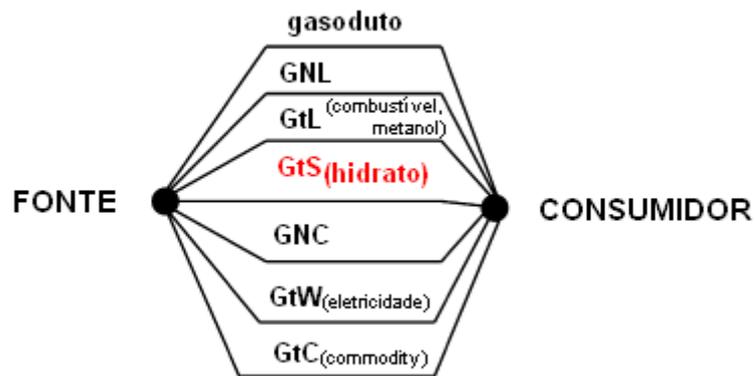


Figura 10: Opções de Transporte de Gás Natural

Fonte: THOMAS ET AL. (2003)

2.6.1 Gasodutos

O gasoduto é um método muito eficiente para o transporte de gás, porém não é um método flexível, já que o gás deixa sua fonte e chega ao seu único destino. Uma vez que o diâmetro do gasoduto foi decidido, a quantidade de gás que pode ser transportada é determinada pela pressão, apesar de que um aumento na quantidade máxima pode ser obtido adicionando compressores ao longo da linha, adicionando tubulações em forma de loop, ou aumentando a pressão média do gasoduto. No entanto, se o gasoduto tiver que ser desligado, a produção e as instalações que recebem o gás (reservatório, processador ou refinaria), muitas vezes também precisam ser encerradas porque o gás não é facilmente armazenado, exceto talvez no caso de aumentar a pressão do gasoduto.

A pressão dos gasodutos em geral está na faixa 700-1100 psig (apesar de termos linhas com 4000 psig em operação) dependendo do material de construção e da idade da tubulação. O custo de instalação dos gasodutos gira em torno de US\$ 1-5 milhões por milha, às vezes mais caros, dependendo do terreno (onshore, montanhas, offshore, fundo do mar, etc.) além das estações de compressão, dessa forma a distância se torna um fator muito importante no custo final da linha (custo aproximadamente proporcional ao comprimento da linha). Frequentemente se trabalha abaixo da capacidade (THOMAS et al., 2003).

A construção de gasodutos deve ser bem estudada. Quando são construídos sobre a terra são vulneráveis a sabotagem em países hostis. Frequentemente atravessam diversas fronteiras políticas, e não são econômicos para pequenas reservas. Gasodutos submarinos, que atravessam grandes distâncias ou ambientes marinhos complexos como águas profundas, ou locais com atividades de pesca, são de difícil manutenção, e conseqüentemente não econômicos. No entanto, novos métodos estão sendo desenvolvidos para reduzir os custos e tornar mais rápida a construção dos gasodutos.

Transporte de Gás Natural por gasodutos sobre a terra é feito na Europa, nos Estados Unidos e em breve na América do Sul. Linhas submarinas com mais de 2000 milhas foram, até recentemente, consideradas inviáveis economicamente (THOMAS et al., 2003).

2.6.2 Gás Natural Liquefeito (GNL)

O gás natural liquefeito é a forma líquida do gás natural. O gás quando resfriado a uma temperatura de -162°C se liquefaz, tendo $\sim 1/600$ do volume do gás em temperatura ambiente. A exportação do GNL para o Japão, os Estados Unidos e a Europa a partir de campos de produção distantes agora se tornou mais econômica devido ao aperfeiçoamento na tecnologia e na capacidade termodinâmica das instalações do GNL, porém esse tipo de transporte ainda é caro, sendo muitas vezes equivalente ao transporte da gasolina. No entanto, o custo adicional por milha é menor que o mesmo custo para o gasoduto (THOMAS et al., 2003).

As instalações do GNL necessitam de equipamentos complexos tais como máquinas com partes móveis e navios com sistema de refrigeração especial capazes de transportar o GNL até o mercado consumidor. O custo de construção de uma instalação de GNL tem diminuído nos últimos 25 anos por causa da capacidade termodinâmica que foi muito aperfeiçoada, o que permitiu o GNL se tornar um grande método de exportação de gás usado em escala mundial, com a exportação 15 bilhões de scf (standard cubic foot) por dia e ampliação de muitas instalações ou construção de novas no mundo inteiro, por exemplo, na Nigéria, Angola, Qatar, Egito e Trinidad. Porém, esses

projetos exigem um compromisso em cadeia de longo prazo, talvez de até 20 anos, o que necessita de uma longa fase de negociação sobre os aspectos legais dos contratos a serem celebrados, e ainda existindo o risco de que qualquer elo da cadeia possa vir a se tornar frágil repentinamente (THOMAS et al., 2003).

2.6.3 Gás Natural Comprimido (GNC)

O gás natural pode ser transportado em containeres de alta pressão, que varia de acordo com a composição do gás. GNC é utilizado em alguns países, incluindo o Brasil, como alternativa de combustíveis para os automóveis. As estações de abastecimento podem ser alimentadas diretamente por um gasoduto, mas o compressor necessário para elevar a pressão do gás até 3000 psig pode ser grande, barulhento e muito caro para comprar, operar e fazer a manutenção.

Originalmente, os containeres para o transporte eram vasos de pressão com paredes espessas, e muito pesadas, mas recentemente novos designs mais leves têm sido usados. Um design utiliza grandes comprimentos de tubulação com parede fina (6,25 in de diâmetro externo com 0,25 in de espessura da parede) enrolado em uma bobina de grande diâmetro, chamado de Coselle por seus inventores.

Uma abordagem alternativa foi defendida pela Enersea Transport LLC. Eles desenvolveram o Votrans™, onde o gás natural é comprimido

e resfriado a baixas temperaturas. Essa redução na temperatura também diminui o volume do gás comprimido, o que possibilita uma redução na pressão. A tecnologia é relativamente simples. O gás natural é comprimido e resfriado a baixas temperaturas. Navios especialmente desenvolvidos, com um sistema de contenção feito de tubos empilhados horizontalmente ou verticalmente, transportam o gás comprimido e resfriado. A tecnologia pode ser dividida em três partes: compressão, refrigeração e transporte, sendo que o transporte inclui carga, viagem utilizando os transportadores e a descarga.

Esses sistemas de transporte de CNG poderiam tornar possível o transporte de gases em pequenas quantidades, ou provenientes de reservatórios ociosos (onde não existe um mercado desenvolvido e o transporte não é feito por gasodutos).

2.6.4 Gas to Solid (GtS)

É possível transportar o gás natural sob a forma sólida utilizando hidratos gasosos. O hidrato de gás natural (HGN) é produto da mistura de gás natural com água líquida, que nas condições adequadas formam uma substância sólida, estável, com aspecto similar ao gelo. A tecnologia GtS envolve três estágios: produção, transporte e re-gaseificação. Maiores detalhes sobre os hidratos serão mostrados no capítulo 3.

2.6.5 Gas to Wire (GtW)

Atualmente, grande parte do gás natural é utilizado como combustível de termelétricas, para geração de eletricidade, no entanto essa eletricidade pode ser gerada em qualquer lugar, inclusive perto das reservas de gás, sendo transportada via cabos para os pontos de destino. Pode-se até pensar na construção de uma usina offshore, que geraria energia para ser vendida onshore, ou para outros consumidores offshore (THOMAS et al., 2003).

Esta tecnologia envolve muitas perdas de energia nos cabos ao longo das grandes distâncias percorridas durante o transporte, e reduz a flexibilidade de consumo que se tem ao transportar o gás propriamente.

2.6.6 Gas to Liquid (GtL)

Nesta tecnologia, o gás natural é convertido em uma substância líquida como metanol, amônia, dentre outras, e transportado dessa forma. Primeiramente o metano é misturado com vapor e convertido em gás de síntese ($\text{CO} + \text{H}_2$) através de uma das várias rotas catalíticas existentes e patenteadas. O gás de síntese é convertido em líquido utilizando um processo Fischer Tropsch ou um método de oxidação. O líquido produzido pode ser um combustível, um lubrificante, amônia, metanol ou algum precursor na produção de plásticos. Este líquido é transportado em um tanque adequado (THOMAS et al., 2003).

2.6.7 Gas to Commodity (GtC)

Commodities como alumínio, vidro, tijolos, cimento e barras de ferro demandam grandes quantidades de energia em sua fabricação. No GtC, o gás é convertido em energia térmica ou elétrica, que é então utilizada na produção dos commodities, para posterior venda (THOMAS et al., 2003).

III – Hidrato de Gás Natural

III.1 – Introdução

Hidratos gasosos pertencem à classe dos claratos. Um clarato é considerado uma substância química que consiste em uma gaiola feita de um tipo de molécula, prendendo em seu interior um diferente tipo de molécula. Hidratos de gás natural devem sua existência à capacidade que as moléculas de H₂O possuem de se ligar via ligações de hidrogênio, formando cavidades poliédricas, como mostram as figuras 11 e 12, abaixo:

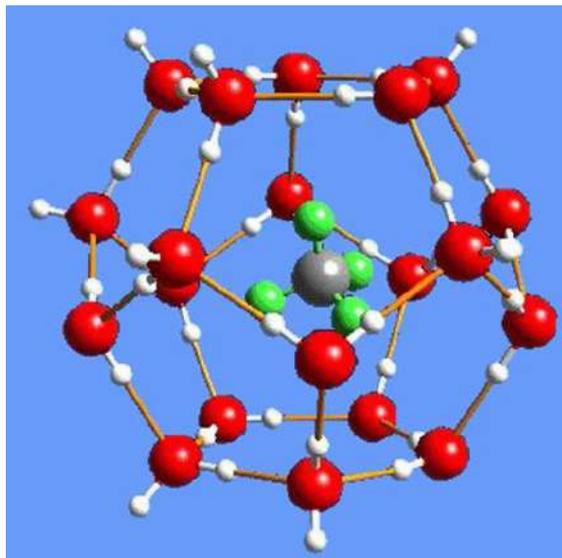


Figura 11: Hidrato de metano

Fonte: JPSE (2007)

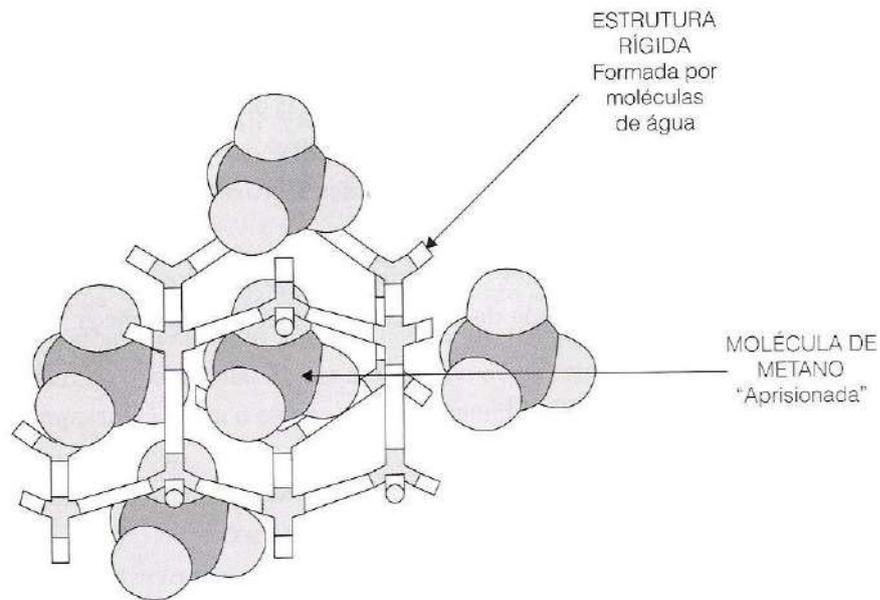


Figura 12: Moléculas de metano aprisionadas na estrutura do hidrato

Fonte: VAZ ET AL. (2008)

Os hidratos de gás natural são sólidos similares ao gelo, que se formam naturalmente nas condições adequadas. Formado a partir de moléculas de água formando a gaiola, e outras moléculas gasosas presas no interior dessa gaiola. As moléculas presas, como o metano ou dióxido de carbono, possuem um tamanho apropriado de modo a caber nas cavidades formadas pelas moléculas de água. Na figura 13 é possível observar a aparência de um hidrato.



Figura 13: Hidrato formado

Fonte: JPSE (2007)

A aparência física de um hidrato de gás natural é similar a de outras substâncias cristalinas. A temperatura e pressão padrão, uma molécula de hidrato de metano contém aproximadamente 170 volumes de metano pra cada volume de água.

Os hidratos gasosos foram descobertos pelo Sir Humphry Davy em 1810, mas até a década de 30, o interesse por eles era puramente acadêmico. Em 1934, Hammerschmidt descobriu que a formação de hidratos gasosos era responsável por bloquear gasodutos, e essa formação era mais comum em regiões frias (JPSE, 2007).

Levando em consideração os grandes riscos econômicos para a indústria de óleo e gás, grande parte das pesquisas foi conduzida pela indústria de petróleo, de modo a descobrir uma maneira de impedir a realização do fenômeno. Na verdade, a propagação do hidrato na tubulação forma gradualmente um bloqueio que separa a tubulação em duas seções de pressão distintas: uma de alta pressão entre a fonte o

entupimento e outra de baixa pressão entre o entupimento e o local de destino da tubulação. O entupimento da tubulação pode gerar uma explosão, devido ao aumento de pressão, na seção de upstream. O entupimento também pode se comportar como um projétil que destrói a tubulação quando a diferença de pressão entre as seções de upstream e downstream aumentam. Ambos os eventos podem pôr em risco a segurança pessoal e danificar o equipamento de produção.

Durante os 40 anos que se passaram a essa descoberta, um grupo de pesquisadores investigou a física de diversos clatratos, inclusive construíram o primeiro modelo para prever sua formação. O primeiro foco desse trabalho era, e continua sendo, o desenvolvimento de aditivos químicos e outros métodos para inibir a formação dos hidratos. O estudo da prevenção de formação dos hidratos era um desafio, pois os hidratos se formam em ambientes hostis, como no Ártico, onde temos temperaturas muito baixas, ou em dutos submarinos, onde a pressão é elevada.

A formação de hidrato é resultante de um processo de congelamento, uma vez que a redução da temperatura e o aumento da pressão favorecem sua formação. Na figura 14, é apresentado o diagrama de pressão e temperatura de um gás natural, e a curva de formação de hidrato para a composição desse gás. É possível perceber que a curva de hidrato está na região bifásica do gás natural, onde líquido e vapor estão em equilíbrio.

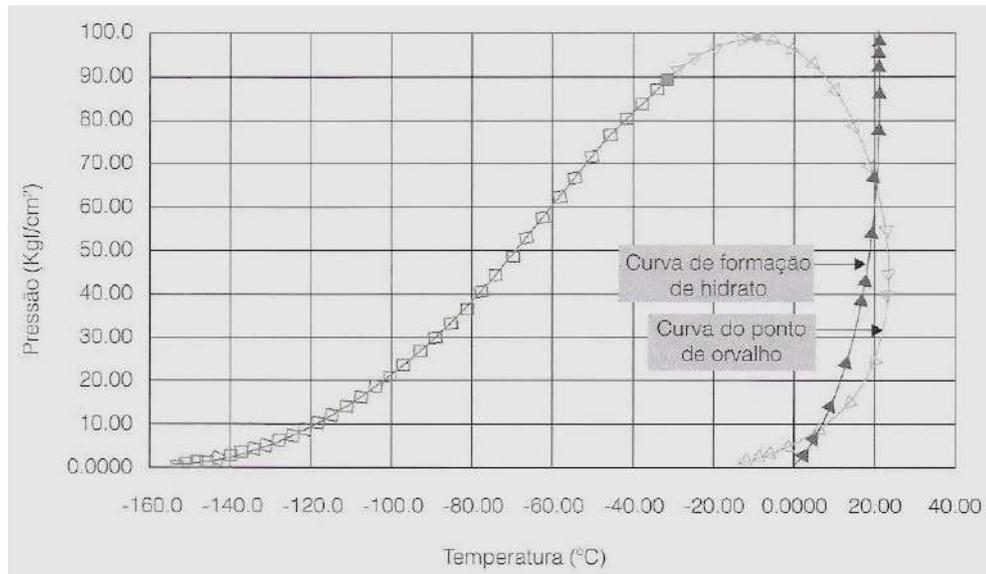


Figura 14: Envelope de fases com curva de formação de hidrato

Fonte: VAZ ET AL. (2008)

A primeira medida a ser tomada para evitar o bloqueio da tubulação é estudar as condições de formação do hidrato para a composição do produto transportado, e identificar pontos críticos de acordo com as limitações da planta. A temperatura de formação do hidrato depende da pressão e da densidade do gás. Uma vez que o hidrato está sendo formado e acumulado na tubulação, alterações da pressão e vazão de escoamento das linhas de óleo ou gás podem ser observadas. O acompanhamento dessas variáveis possibilita a identificação do problema antes que ele se torne significativo.

Após a constatação do bloqueio da tubulação, causado pelos hidratos, algumas medidas para sua dissociação podem ser tomadas. O processo de aquecimento é o mais eficiente, e por isso o mais utilizado

em unidades de processamento de gás (UPGN), ou ainda em dutos externos. O método térmico consiste em gerar uma carga térmica localizada na parede externa à área onde o hidrato se formou de modo a elevar a temperatura do sistema naquela região a temperaturas acima do ponto de formação do hidrato. Em plataformas marítimas, essa técnica é inviável em função da dificuldade de se descobrir o ponto exato do bloqueio, além da inexistência de técnicas comerciais que permitam o aquecimento localizado em linhas submarinas.

A remoção hidráulica consiste da dissociação dos hidratos formados por despressurização, até atingir valores inferiores à pressão de formação do hidrato. Embora o método pareça promissor, não pode ser usado com hidrocarbonetos líquidos, uma vez que a redução na pressão pode vaporizar esses hidrocarbonetos.

A injeção de inibidores de hidrato é também utilizada, porém essa técnica é mais eficiente para prevenção da formação de hidratos. Após o bloqueio total da tubulação, a injeção de inibidores é ineficaz devido à ausência de fluxo de gás. Os inibidores atuam reduzindo a temperatura de congelamento e formação dos hidratos. Diversos produtos podem ser utilizados como inibidores, dentre os mais utilizados temos metanol, etanol, trietilenoglicol (TEG), dietilenoglicol (DEG) e monoetilenoglicol (MEG) (VAZ et al., 2008).

O método mecânico pode ser usado como prevenção para formação dos hidratos. Este método utiliza um projétil, como o pig, que é

inserido na tubulação e escoar através da corrente de produtos. Esse projétil remove os obstáculos e depósitos que encontra pelo caminho.

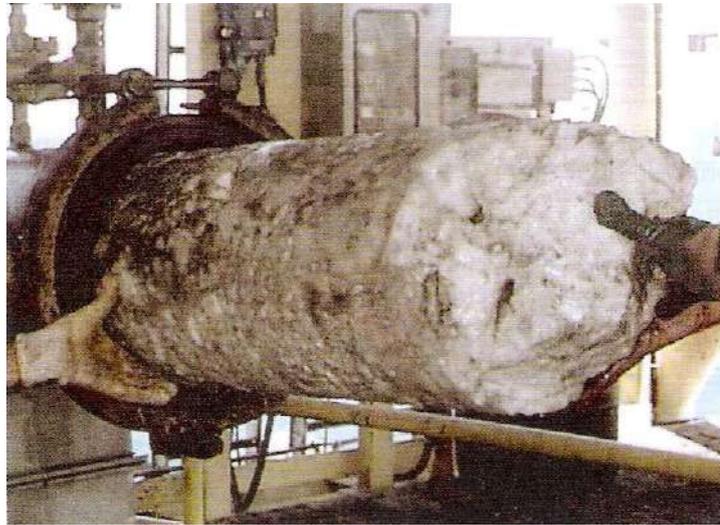


Figura 15: Hidrato coletado quando da abertura de recebedor de pig

Fonte: VAZ ET AL. (2008)

Durante todos esses anos de estudo, buscando encontrar maneiras de evitar a formação dos hidratos nas tubulações, as propriedades dos hidratos foram estudadas, e do estudo dessas propriedades algumas possíveis aplicações para esses hidratos foram descobertas. Dentre elas temos: Seqüestro marinho de dióxido de carbono, processos de separação, conservação de frio, transporte e armazenamento de gás natural (CHATTI et al., 2005).

Grande parte da causa do efeito estufa é atribuída à emissão de dióxido de carbono na atmosfera. Uma solução para reduzir a emissão desses gases é levá-los ao fundo do mar, em uma profundidade onde a

pressão e a temperatura sejam favoráveis à formação de hidratos gasosos de dióxido de carbono.

Em processos de separação, a utilidade dos hidratos foi demonstrada para processos de dessalinização, onde hidratos são formados em água do mar, e separados. Água pura é obtida do derretimento desses hidratos, porém esse projeto não foi desenvolvido industrialmente porque não é economicamente viável. Outro processo de separação que pode utilizar hidratos é a extração de CO₂ de gases provenientes de chaminés de grandes usinas.

Em processos de refrigeração, os hidratos foram considerados como bons para frigoconservação, uma vez que possuem alto calor de fusão. Além disso, como sua temperatura de mudança de fase é menor que a temperatura da água, o uso de hidratos é relevante no campo de condicionamento de ar.

Graças à capacidade dos hidratos de armazenar grandes quantidades de gás natural, é possível pensar no transporte e armazenamento de gás natural sob a forma de hidratos gasosos. O processo é simples e consiste na formação dos hidratos em condições adequadas, transporte até o local onde o gás será usado, e derretimento do hidrato e liberação do gás.

III.2 – O Transporte sob a forma de hidrato

O hidrato é considerado como um meio de transporte de gás natural devido a sua capacidade de armazenamento de gás. Em 1 m³ de hidrato temos 0,85 m³ de água e o restante de gás natural, e essa quantidade de gás natural é equivalente a aproximadamente 170 m³ de gás natural em condições normais de temperatura e pressão. Se comparado com tecnologias concorrentes como o GNC ou GNL, a quantidade de gás transportada por metro cúbico de hidrato é menor, porém as condições de transporte são melhores quando comparadas às altas pressões dos cilindros de GNC e temperaturas criogênicas no transporte de GNL, o que torna o HGN promissor.

Segundo J. S. Gudmundsson e F. Hveding (GUDMUNSON et al., 1995), para o desenvolvimento de um processo de transporte de gás natural viável economicamente, existem três etapas do processo que são determinantes: produção, separação e o transporte. O desafio da produção é armazenar a maior quantidade possível de gás natural no hidrato. O desafio da separação é saber como retirar os hidratos formados que se encontram misturados com a água após sua produção, pois água e hidrato possuem densidades similares. O desafio do transporte está em como armazenar e transportar grandes volumes de hidrato formado, evitando o uso de altas pressões e temperaturas muito baixas. O derretimento do hidrato para posterior uso do gás natural não é considerado um desafio, pois em países como o Brasil é possível utilizar a temperatura ambiente para derreter o hidrato.

Para produção de hidrato, J. S. Gudmundsson e F. Hveding (GUDMUNSON et al., 1995) propõem um modelo chamado de “Gas-in-Ice process” (processo gás em gelo). A produção do hidrato é feita em um reator tipo tanque, continuamente agitado, onde o gás natural é injetado em água líquida. O reator opera a aproximadamente 50 bar e 10°C. Para remover a energia liberada durante a formação do hidrato, gelo é misturado com a água, dessa forma o gelo derrete enquanto o hidrato é formado, mantendo a temperatura constante. De um a três reatores podem ser usados, e o processo está demonstrado na figura 16:

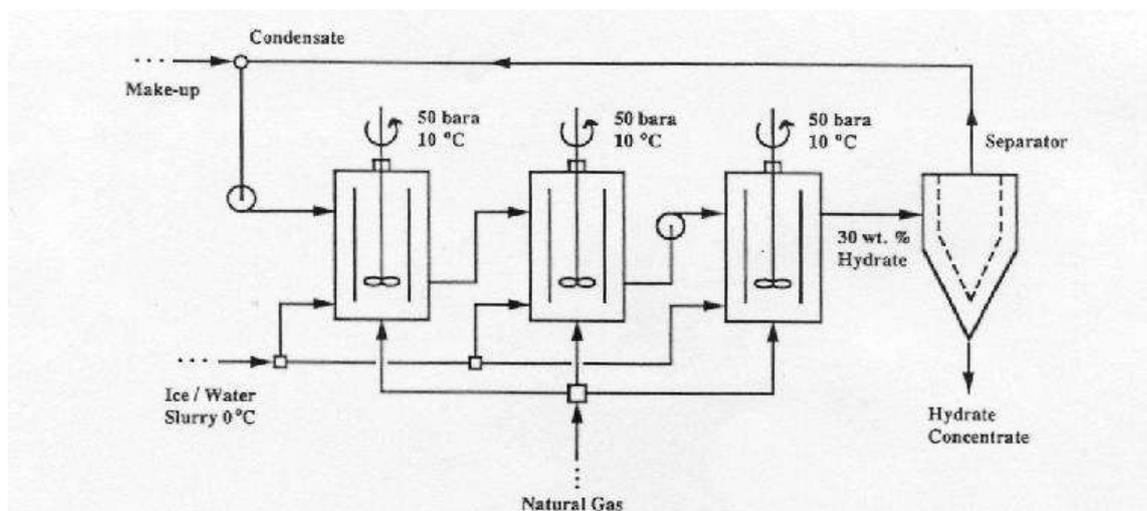


Figura 16: Processo Gas-in-Ice

Fonte: GUDMUNSON ET AL. (1995)

Recentemente, Wenfeng Hao ET AL. (HAO et al., 2008) testaram experimentalmente diversas variáveis em um sistema de produção de hidrato, utilizando um tanque agitado sob condições de 50 bar e

aproximadamente 1°C. O processo utilizado por eles está demonstrado na figura 17:

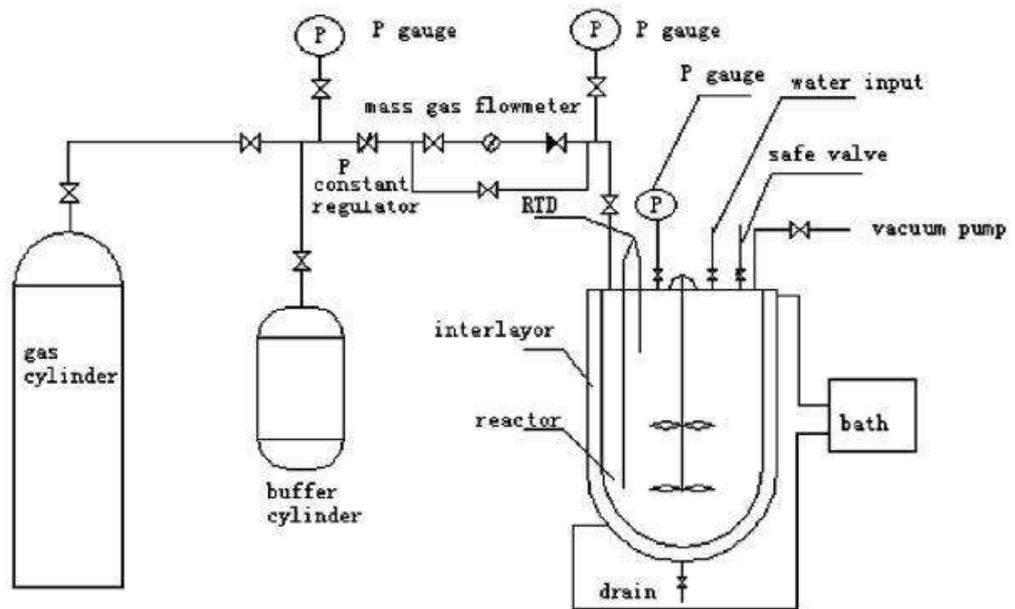


Figura 17: Aparato experimental da produção de hidrato

Fonte: HAO ET AL. (2008)

Outros processos de produção de hidrato existem, e os custos de formação do hidrato vão depender do processo escolhido. Quanto à separação do hidrato e da água, também varia de acordo com cada processo, mas a diferença entre as densidade pode ser utilizada no processo de separação. O hidrato possui densidade similar ao gelo, 928,5 kg/m³ (JAVANMARDI et al., 2005).

A temperatura de equilíbrio do hidrato sob condições ambientais de pressão varia de acordo com a composição do gás natural. No entanto, o transporte e armazenamento não precisam ser realizados na temperatura

de equilíbrio do hidrato, podem ser feitos em temperaturas maiores. Quando a parte externa do hidrato de gás natural se decompõe, deixa pra trás uma camada de gelo que atua como uma espécie de revestimento que evita que o hidrato se decomponha mais (GUDMUNSON et al., 1995). Dessa forma o hidrato pode ser armazenado e transportado a temperaturas entre -5°C e -15°C , sem necessitar de refrigeração externa, apenas isolado nas condições mais adiabáticas possíveis.

Recentemente, Guochang Zhang e Rudy E. Rogers (ZHANG et al., 2008) desenvolveram pesquisas e conseguiram obter hidratos de metano e gás natural nas condições de pressão igual 1 atm e temperaturas entre 268,2 K e 270,2 K, estáveis por 256 horas, com perdas de gás inferiores a 0,5%. O hidrato foi armazenado em cilindros de alumínio ou cobre, arrumados de modo a minimizar os espaços internos.

O reaproveitamento do gás natural é feito através de simples derretimento do hidrato. Na figura 18 pode-se observar como funciona o processo. O hidrato derrete através de contato direto com água quente, separando gás e água. O gás é comprimido e seco, pois contém umidade.

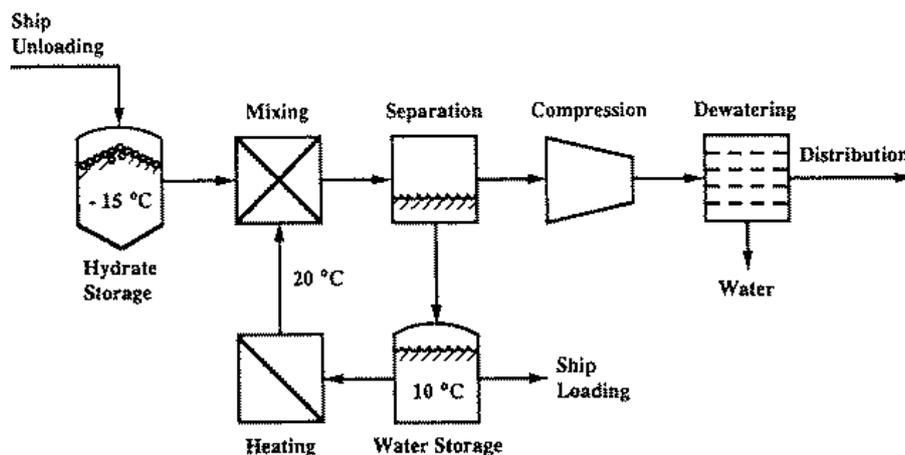


Figura 18: Reaproveitamento do gás

Fonte: GUDMUNSON (1995)

Outro ponto importante a ser pensado é a questão da água. O que fazer com a água utilizada na produção do hidrato após o derretimento do mesmo para utilização do gás natural. Segundo J. S. Gudmundsson e F. Hveding (GUDMUNSON et al., 1995), essa água deve transportada de volta para ser reutilizada na produção de hidrato, pois contém pequenos cristais de hidrato que aumentam a velocidade de formação do hidrato no reator.

Sydney Thomas e Richard A. Dawe (THOMAS et al., 2003) em seu trabalho sugerem que a água pode ser trazida de volta para a planta, mas também pode ser aproveitada no local de recebimento do hidrato, caso haja escassez de água na região. Essa solução é particularmente interessante para o Brasil se pensarmos no abastecimento de cidades do nordeste, por exemplo, que sofrem com escassez de água durante épocas do ano. É importante destacar que essa água está saturada de

gases leves, logo em caso de consumo humano necessita de um tratamento prévio.

III.3 – Modelo proposto

3.3.1 Apresentação do Modelo

Este capítulo propõe um processo de produção de HGN. Este modelo é baseado no processo proposto por Javanmardi et al. (JAVANMARDI et al., 2005) para conversão de gás natural para a forma de hidrato gasoso. Abaixo, na figura 19 é possível observar o modelo proposto:

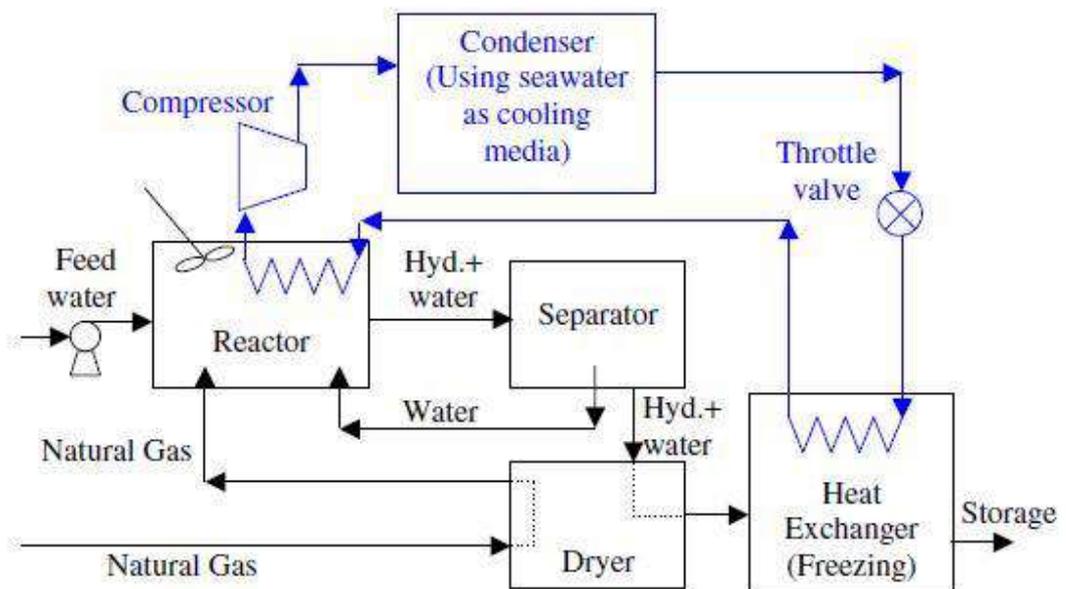


Figura 19: Processo proposto para produção de HGN

Fonte: JAVANMARDI (2005)

Na tabela 2 abaixo, é possível encontrar as condições operacionais e outras variáveis utilizadas para os cálculos de custo:

Tabela 2: Condições Operacionais e outras variáveis do processo proposto

Composição de alimentação do gás natural (fração molar)	CH ₄ 0.94, C ₂ H ₆ 0.04, C ₃ H ₈ 0.02
Pressão do reator	6000 kPa
Temperatura de alimentação do gás natural	300 K
Temperatura de alimentação da água	300 K
Temperatura de armazenamento do hidrato	258 K
Temperatura da água do mar (água de resfriamento)	300 K
Vida útil da planta	20 anos
Taxa de juros	8%
Vazão volumétrica de hidrato	4160 m ³ /dia
Vazão volumétrica de gás natural	25 MMSCF/dia

Fonte: JAVANMARDI ET AL. (2005)

Nesse processo, o gás natural é alimentado ao reator após passar por um secador. O secador atua como um pré resfriador da corrente de gás natural que entra no processo, e também reduz o teor de água da mistura de água e hidrato de gás natural que sai do separador.

A temperatura da mistura de água e HGN que é alimentada ao secador é a mesma temperatura do reator. A pressão e temperatura da corrente de alimentação de gás natural estão a condições conhecidas de operação. Assume-se que a temperatura da corrente de gás natural fora do separador é 2°C maior que a temperatura do reator. No secador, a corrente de gás natural e a corrente da mistura de água e HGN estão em contracorrente. Assume-se que o teor de água livre na corrente da mistura da água e HGN que sai do separador é de 12% em peso.

A água, considerada pura, é alimentada ao reator juntamente com o gás natural que vem do secador. No reator, o calor de formação do hidrato é removido através de um ciclo externo de refrigeração. Como a pressão do reator e a temperatura da água de alimentação são conhecidas, é possível prever as condições de equilíbrio de formação do hidrato. No gráfico 6 temos um exemplo de curva de equilíbrio de formação de hidrato. Para ilustrar como seria o procedimento, pode-se imaginar que essa é a curva de equilíbrio do hidrato formado a partir da mistura de GN utilizada no modelo, e é possível perceber que para a pressão de 60 bar do reator, a temperatura de equilíbrio do hidrato é de aproximadamente 17°C:

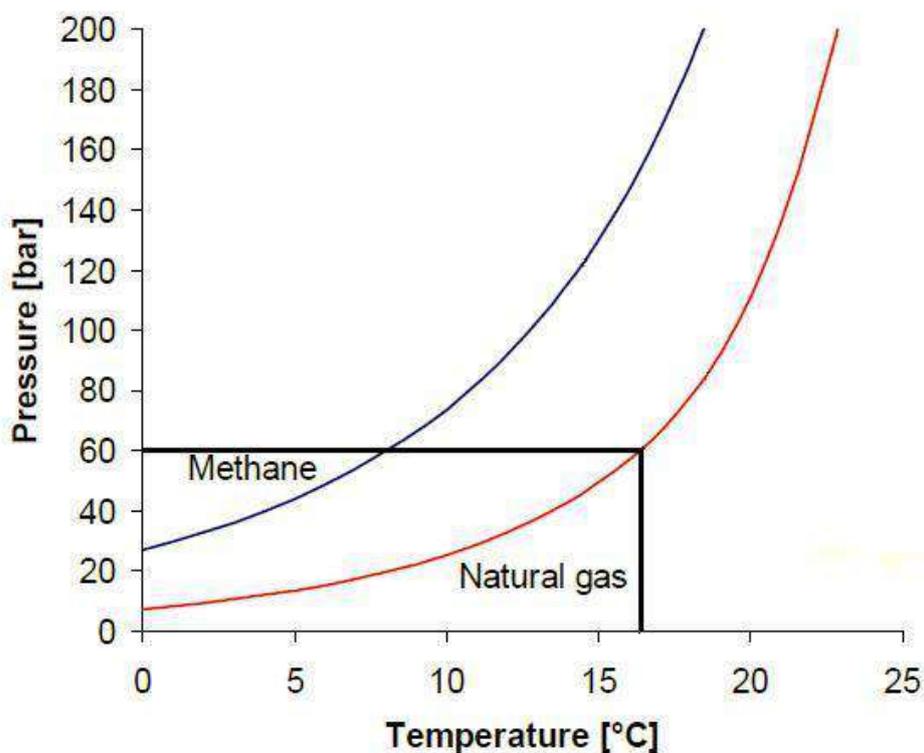


Figura 20: Curva de equilíbrio de hidratos

Fonte: GUDMUNSON (2008)

De modo a maximizar a formação de hidrato, a temperatura do reator foi considerada 2 °C abaixo da temperatura de equilíbrio. Logo, para o exemplo ilustrado, a temperatura do reator seria de aproximadamente 15°C.

Ao sair do reator, a mistura de água livre e hidrato é alimentada ao separador, onde a água livre é separada e realimentada ao reator. O transporte do hidrato de gás natural é feito à pressão atmosférica, onde a pressão de equilíbrio de formação de hidrato é -49 °C. No entanto, esse transporte pode ser feito eficientemente a -15 °C, logo o hidrato formado deve ser mantido a essa temperatura.

O ciclo de refrigeração externo, destacado em azul na figura 2, é responsável pelas trocas de calor realizadas durante o processo. Com a temperatura de armazenamento do hidrato e com a temperatura da água do mar conhecidas, é possível determinar a temperatura do chiller e do condensador do ciclo. Uma temperatura de aproximação de 6 °C foi considerada nos trocadores. Com essas informações e escolhendo um fluido de trabalho para o ciclo é possível estimar as pressões do condensador e do compressor. Baseado nas condições do ciclo de refrigeração, nesse estudo foi escolhido o propano como fluido. Um compressor isentrópico de eficiência 0,8 foi usado para simular o compressor desse ciclo.

Uma proposta deste modelo para atingir uma maior produção de hidrato é colocar várias unidades em paralelo. Dessa forma é possível aumentar a vazão de gás natural a ser transportado, e o hidrato é produzido simultaneamente em diversas unidades.

Tanques de armazenamento de hidrato são utilizados no cálculo dos custos da planta. Os tanques mantêm a temperatura do hidrato a -15 °C, e comportam 40.000 m³ de hidrato. O número de tanques depende da produção de hidrato, mas são estimados para armazenar a produção de 7 dias. Para essa planta apenas um tanque é necessário.

Na tabela 3 é possível observar as especificações dos equipamentos dimensionados:

Tabela 3: Especificações dos equipamentos

Equipamento	Especificação
Compressor	Potência, 10,6 MW Pressão de entrada, 200 kPa Pressão de saída, 1270 kPa rendimento = 0,8 (isentrópico)
Condensador	Carga térmica, -34,5 MW Área superficial, 3530 m ² Pressão, 1270 kPa
Trocador de Calor	Carga térmica, 2,7 MW Área superficial, 221 m ² Pressão, 200 kPa
Secador	Carga térmica, 0,2 MW
Reator	Carga térmica, 0,2 MW
Bomba	Potência, 0,2 MW
Moles de propano/mol de gás natural	6,4

Fonte: JAVANMARDI ET AL. (2005)

3.3.2 Estimativa de custo

A estimativa de custo da cadeia de produção de HGN leva em conta os custos fixos de construção da planta, e os custos de operação e manutenção da planta (O&M). Os custos com o transporte ainda não estão sendo considerados. Para amortização do capital investido na construção da planta, a equação (1) foi utilizada (JAVANMARDI et al., 2005):

$$\text{Amortized tot. inv.} = \frac{\left(\frac{\exp(0.08 \times 20)}{\sum_{i=0}^{19} \exp(0.08 \times i)} \right)}{(365 \times \text{capacity})} \text{tot. inv.} \quad (1)$$

Nesta equação considera-se a vida útil da planta de 20 anos e a contínua aplicação de uma taxa de juros de 8% ao ano. A capacidade da planta é utilizada em MJ/dia.

Na equação (1), o termo “tot. inv.” é referente ao valor dos investimentos diretos de capital. Este valor é obtido através da equação 2 (JAVANMARDI et al., 2005):

$$\text{Tot. inv., \$} = 2,36 * (\text{onsite}) \quad (2)$$

O valor onsite é referente ao custo dos equipamentos de uma planta, que representa a maior parte dos investimentos diretos instalados. Valores precisos destes investimentos, entretanto, só podem ser obtidos com os fornecedores dos equipamentos. Porém, em estágios de projetos conceituais ainda não se tem informações suficientes para uma cotação por parte dos fornecedores e desta maneira, uma

estimativa de custos de um projeto deve sempre passar por cálculos preliminares de custos dos equipamentos.

Para o cálculo do custo dos equipamentos, Javanmardi et al. (JAVANMARDI et al., 2005) utilizaram as correlações de GUTHRIE. Esse conjunto de correlações foi baseado em dados de quarenta e dois projetos de plantas de processo, foi publicado em 1969 por GUTHRIE. Essas correlações incluem informações de aquisição e de instalação dos principais equipamentos utilizados nas indústrias químicas.

Porém, como essas correlações foram publicadas em 1969, os custos precisam ser atualizados pela inflação. Vários métodos podem ser usados os quais envolvem, em geral, a multiplicação do custo básico em um ano base pela razão entre o índice de custo de algum outro ano e o índice do ano base. Para correção dos custos, o índice Marshall e Swift (M&S) foi utilizado, atualizado mensalmente pela revista Chemical Engineering. O valor inicial deste índice foi de 100 (1926) e atualmente o valor é de 1373,5 (2007).

Além dos investimentos diretos de capital, os custos com O&M devem ser considerados. A equação (3) fornece uma estimativa dos custos de O&M (JAVANMARDI et al., 2005):

$$\text{O\&M} = 1,031(\text{Mat.Prim.} + \text{util.}) + 0,186(\text{onsite}) + 2,13(\text{MDO}) + 0,0256(\text{receita}) \quad (3)$$

Na equação (3), os custos com matéria-prima (gás natural basicamente), utilidades (energia elétrica é a principal utilidade gasta),

custo dos equipamentos (estima o custo da manutenção), mão-de-obra e receita influenciam no custo de O&M.

Na equação (4) temos a amortização dos custos de O&M (JAVANMARDI et al., 2005):

$$\text{Amortized O\&M} = \text{O\&M cost/capacity} \quad (4)$$

O investimento total de produção é a soma das equações (1) e (4).

Os valores detalhados estão representados na tabela 4:

Tabela 4: Investimentos de Produção de HGN

Tipo de Equipamento	2002 (US \$)
Compressor	1,74E+07
Condensador	2,41E+06
Trocador de Calor	3,98E+05
Separador	1,09E+06
Secador	2,57E+05
Reator	1,49E+06
Bomba	4,50E+04
Tanque de Armazenamento	1,98E+06
Capital total investido por unidade	5,91E+07
Capital investido amortizado	\$0,00059/MJ
Custo de O&M amortizado	\$0,00122/MJ
Custo total da cadeia de produção de HGN	\$0,00181/MJ

Fonte: JAVANMARDI ET AL. (2005)

Os valores encontrados na tabela 4 foram calculados para um índice de Marshall e Swift de 1094,4 para 2002. Na tabela 5 temos uma atualização desses valores para o índice referente a 2007, de 1373,5.

Tabela 5: Investimentos de Produção de HGN atualizados

Tipo de Equipamento	2002 (US \$)	2007 (US \$)
---------------------	--------------	--------------

Compressor	1,74E+07	2,18E+07
Condensador	2,41E+06	3,02E+06
Trocador de Calor	3,98E+05	5,00E+05
Separador	1,09E+06	1,37E+06
Secador	2,57E+05	3,23E+05
Reator	1,49E+06	1,87E+06
Bomba	4,50E+04	5,65E+04
Tanque de Armazenamento	1,98E+06	2,48E+06
Capital total investido por unidade	5,91E+07	7,42E+07
Capital investido amortizado	\$0,00059/MJ	\$0,00074/MJ
Custo de O&M amortizado	\$0,00122/MJ	\$0,00149/MJ
Custo total da cadeia de produção de HGN	\$0,00181/MJ	\$0,00223/MJ

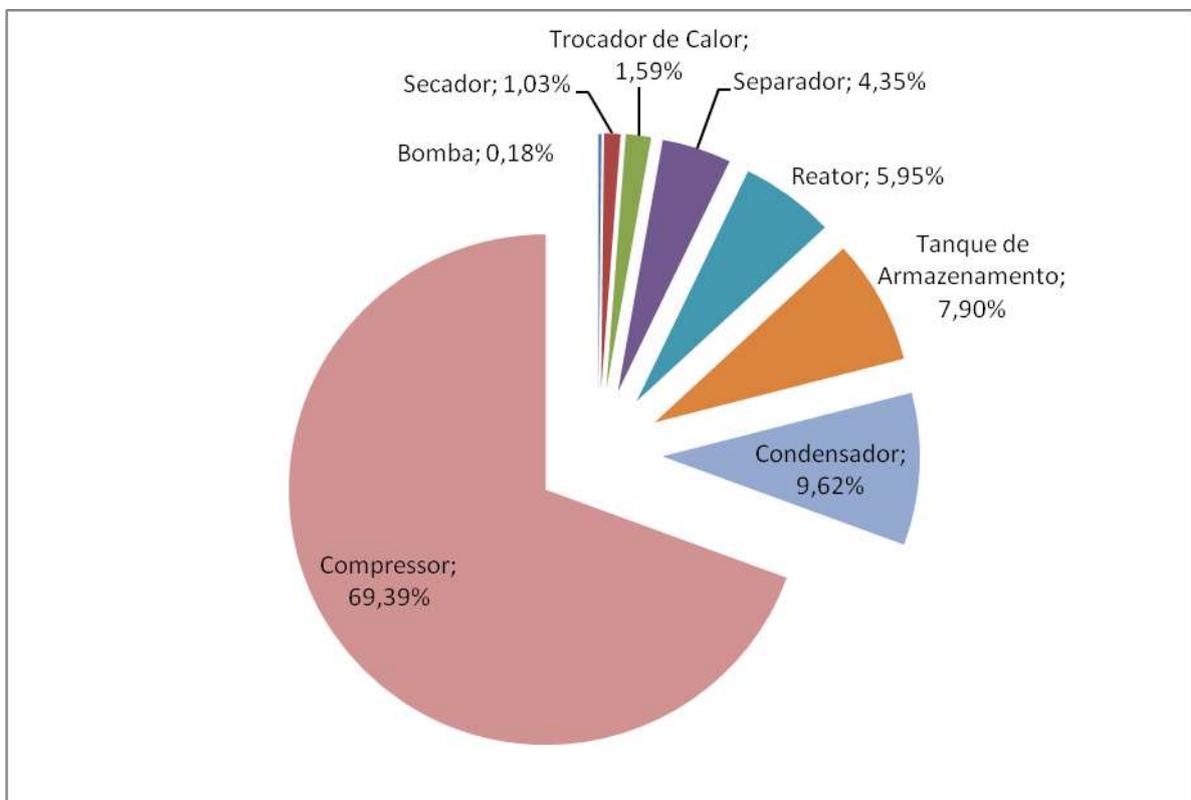


Figura 21: Contribuição dos equipamentos no investimento

Os valores apresentados na tabela 5 não contêm os custos de transporte. O transporte é feito em tanques apenas isolados, sem necessidade de refrigeração externa ou acréscimo de pressão. As

opções consideradas nesse trabalho para o transporte são rodoviária, através de caminhões, e marítima, através de navios. No entanto, outras opções podem ser consideradas como a utilização de trens para o transporte ferroviário, ou de balsas para regiões onde é possível a utilização dos rios.

Os navios podem ser construídos pra transportar 250.000 m³ de hidrato (GUDMUNSON et al., 1995). Considerando que os tanques carregados de hidrato possuem porosidade igual a 16%, ou seja, 16% do volume total da carga é de espaço não ocupado, e considerando que 1 m³ de hidrato libera 170 m³ de gás natural, é possível calcular a quantidade de gás natural carregada por navio (JAVANMARDI et al., 2005).

Tabela 6: Navio de HGN

Volume	250.000 m ³
Preço	80.000.000 US\$
O&M	12.000.000 US\$/year
Porosidade dos tanques	16%
Carga de gás natural	35.700.000 m ³
Velocidade	15,4 knots ou 28,5 km/h
Tempo de Carga	7 dias
Tempo de Descarga	7 dias

Fonte: JAVANMARDI ET AL. (2005)

Com os dados apresentados na tabela 6, sabendo a quantidade de gás a ser transportada, e a distância do ponto de entrega, é possível calcular a quantidade de navios necessária e o custo para efetuar o transporte. Com a velocidade e a distância, calcula-se o número de dias

de viagem. Somando os dias necessários para carga e descarga, temos o tempo total de uma entrega. Dividindo 365 dias pelo tempo de entrega, temos quantas entregas são feitas por ano. Temos a quantidade de gás natural transportada pelo navio por viagem, multiplicando esse valor pelo número de viagens em um ano, temos a quantidade de gás natural transportada pelo navio em um ano. De acordo com a quantidade de gás natural a ser transportada por ano, calcula-se o número de navios necessários para o transporte (JAVANMARDI et al., 2006).

Considerando a planta de produção de hidrato utilizando toda sua capacidade de produção (4.160 m³ de hidrato/dia), podemos calcular o preço do transporte em função da distância.

Apesar da utilização de navios ser uma alternativa mais eficiente para o transporte de grandes quantidades de hidrato, não é uma alternativa flexível. Para exportação de gás natural em grandes quantidades, pode-se pensar em navios. Para o transporte de menores quantidades de hidrato, para locais onde o mercado ainda não está estabelecido, como pequenas cidades do Brasil, melhor seria pensar no transporte rodoviário.

O transporte utilizando caminhões é bastante flexível, o que torna possível atingir diversos mercados pequenos num raio de ação no entorno da planta de produção de hidrato. Para calcular o custo do transporte utilizando caminhões, é preciso pensar em como seria desenhado esse caminhão para transportar o hidrato a -15°C.

Uma forma bastante simples de se pensar nesse transporte é considerar um caminhão carregando um tanque de armazenamento de hidrato. Os tanques de armazenamento de hidrato possuem capacidade de 40.000 m³, são cilíndricos, e foram dimensionados com razão altura/diâmetro igual a 2, para minimizar a área da superfície externa, minimizando assim as trocas térmicas com ambiente (JAVANMARDI et al., 2005). A correlação de Guthrie utilizada para a estimativa de custo do tanque foi a mesma de um tanque pressurizado:

$$\text{Installed cost, \$} = \left(\frac{\text{M\&S}}{280} \right) (937.6) D^{1.066} H e^{0.802} (2.18 + F_c) \quad (5)$$

Na equação (5), M&S é o índice Marshall e Swift, D é o diâmetro do tanque, H é a altura do tanque, F_c é um parâmetro que depende do tipo, desenho, e condições operacionais do tanque. O valor de F_c utilizado nesse caso é -1,6 (JAVANMARDI et al., 2005).

Considerando as diferenças apenas no armazenamento da carga, o caminhão que transporta o hidrato é semelhante ao caminhão que transporta GNL e GNC. A legislação de trânsito brasileira permite o transporte de até 45 toneladas para este tipo de caminhão, sendo que dessas 45 toneladas, aproximadamente 40 toneladas serão de carga (WHITE MARTINS, 2009a).

A densidade do hidrato é 928,5 kg/m³, então 40 toneladas de hidrato correspondem a aproximadamente 43 m³ (JAVANMARDI et al.,

2005). Considerando os mesmos 16% de porosidade no armazenamento da carga que utilizamos na carga do navio, o tanque deve possuir 50 m³ de volume. Utilizando a equação (5), temos os resultados na tabela 7, abaixo:

Tabela 7: Custo do tanque para transporte rodoviário de HGN

M&S	1.373,5
D	3,17 m
He	6,34 m
Volume	50 m ³
Fc	-1,6
Custo Instalado	US\$ 40.116,00

A última etapa do transporte a ser discutida neste modelo é a etapa de derretimento do hidrato para aproveitamento do gás natural no local de consumo. Na figura 18 uma proposta foi apresentada. Segundo os autores (GUDMUNSON et al., 1995) a planta de derretimento custaria 50% do valor da planta de produção de hidrato. Logo, para aproveitar a produção diária de 4.160 m³ de hidrato, o custo estimado de implantação da planta de regaseificação seria de US\$ 37.100.000,00.

IV – Análise Econômica

IV.1 – Introdução

Na figura 10, é possível observar diversas modalidades de transporte de gás natural. No entanto, de todas as modalidades de transporte apresentadas, apenas gasodutos, GNL, GNC e GtS (HGN) tem o objetivo de levar o gás natural para distribuição. Logo, para comparação somente as modalidades que transportam o gás natural serão consideradas.

Para a escolha de uma modalidade de transporte consideram-se os seguintes fatores (VAZ et al., 2008):

- Reservas
- Distância reserva versus mercado
- Mercado potencial
- Custo de produção
- Custo financeiro sobre capital investido
- Localização das instalações fixas
- Segurança
- Prazo de implantação

Para situações onde a demanda de gás natural é grande, e as condições do terreno tornam viável a construção de um gasoduto, este leva vantagem.

O transporte de gás natural em grande escala é feito através de gasodutos, ou através de navios no estado líquido. Os gasodutos são utilizados para distâncias de alguns mil quilômetros, enquanto os navios são utilizados para distâncias maiores (GUDMUNSON et al., 1995).

O transporte utilizando cilindros de alta pressão (GNC), não deve ser visto como um concorrente do transporte por gasoduto ou mesmo GNL. O GNC é utilizado para o transporte de quantidade menores de gás, ajudando a criar a cultura de consumo de gás natural em determinada região, permitindo que a demanda cresça, podendo vir a tornar possível a construção de um gasoduto (VAZ et al., 2008). Uma vez construído o gasoduto, o fornecimento de gás natural pode ser integrado a uma planta de GNC para levar gás natural a uma cidade vizinha. O mesmo raciocínio é utilizado para o transporte utilizando hidratos.

A figura 22 mostra que para o transporte de grandes quantidades de gás natural, GNL e gasodutos são utilizados, enquanto que pra quantidades menores, CNG compete com o HGN.

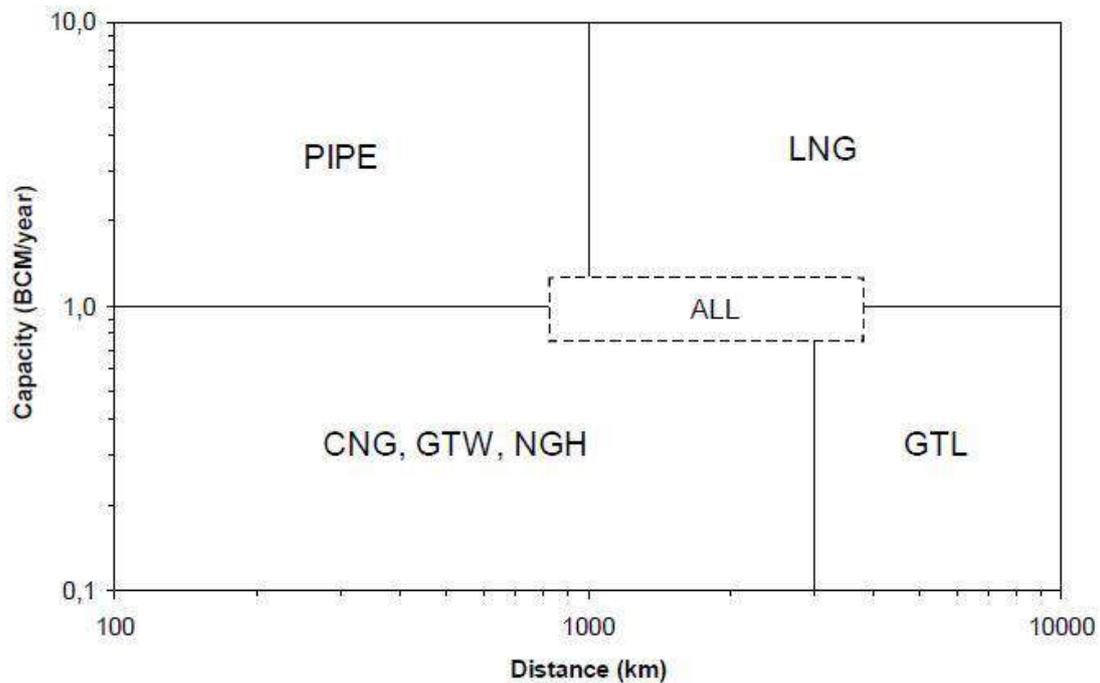


Figura 22: Capacidade de produção versus distância

Fonte: GUDMUNSON (2008)

A figura 23 mostra os resultados de um estudo comparando os custos de transporte de 100.000.000 m³ de GN/dia em função da distância, utilizando gasoduto, GNL, GNC e HGN:

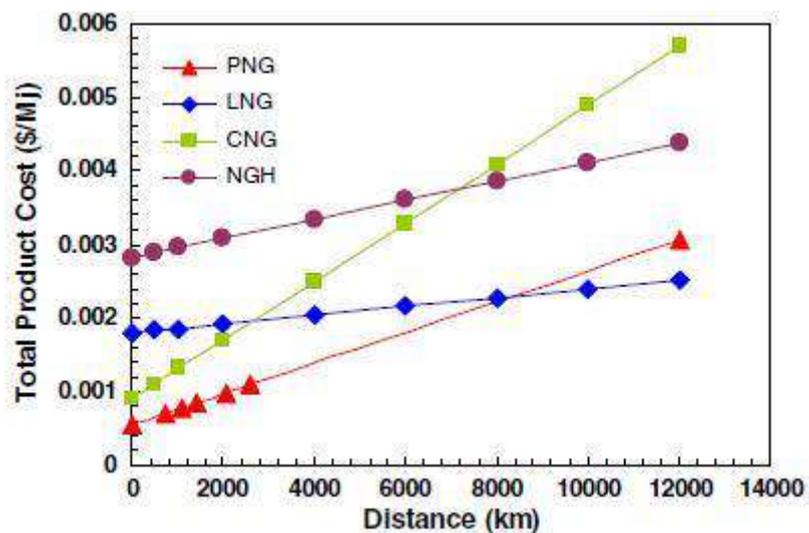


Figura 23: Impacto da distância nos custos de transporte

Fonte: NAJIBI ET AL. (2009)

As figuras 22 e 23 mostram que o mercado de GNC e HGN é mais promissor para menores quantidades de gás natural negociadas. Devido aos altos custos de instalação, o gasoduto não compete nesse mercado. Apesar de o GNL levar vantagem para grandes quantidades transportadas e grandes distâncias, no Brasil a planta de GNL possui capacidade menor, e foi construída para criar a cultura de utilização do GNL, portanto ela será levada em consideração para comparação.

IV.2 – GNL

A principal alternativa aos gasodutos em atividade é o transporte de gás natural na forma líquida. Alguns fatores tem aumentado a utilização do GNL no mundo, dentre eles temos o aumento da demanda mundial de gás natural, a longa distância entre as áreas de produção e consumo, e a redução nos custos de produção do GNL graças ao desenvolvimento tecnológico do processo (VAZ et al., 2008).

O mercado mundial de GNL possui três principais consumidores, localizados em diferentes regiões. Os Estados Unidos são os maiores consumidores de gás natural do mundo, e vem intensificando os projetos de importação de gás de outras regiões, como Canadá e México. A

Europa é interligada por uma ampla rede de gasodutos, e importa gás natural da Rússia. O mercado da Ásia é fortemente dependente do GNL, e o Japão é o maior consumidor (VAZ et al., 2008).

No Brasil, no início da década de 2000, foi criado o Consórcio Gemini, com a participação da Petrobras, White Martins e Gás Local. O objetivo desse consórcio era comercializar um novo produto no mercado, o GNL. Atualmente, esse consórcio continua sendo o único a comercializar GNL no Brasil.

A primeira planta de liquefação de Gás Natural está localizada em Paulínia (São Paulo) e possui capacidade de liquefazer 380 mil m³/dia. Esta nova tecnologia busca atender as regiões não abastecidas por gasodutos e viabilizar o suprimento de gás natural para indústrias dos ramos alimentício, metalúrgico, cerâmico e químico, entre outros, assim como postos de GNV e Concessionárias Estaduais de Gás Natural Canalizado. Para essas concessionárias, a chegada do GNL representa a antecipação de suas atividades, ajudando-as a atender os requisitos de crescimento das redes exigidos pelos estados.

O GNL é um indutor para o crescimento das vendas de gás natural e representa uma alternativa a mais de suprimento, ampliando sua participação na matriz energética brasileira. A chegada do GNL em determinadas regiões cria a cultura de utilização do gás natural, permitindo que se viabilize posteriormente a construção de gasodutos.

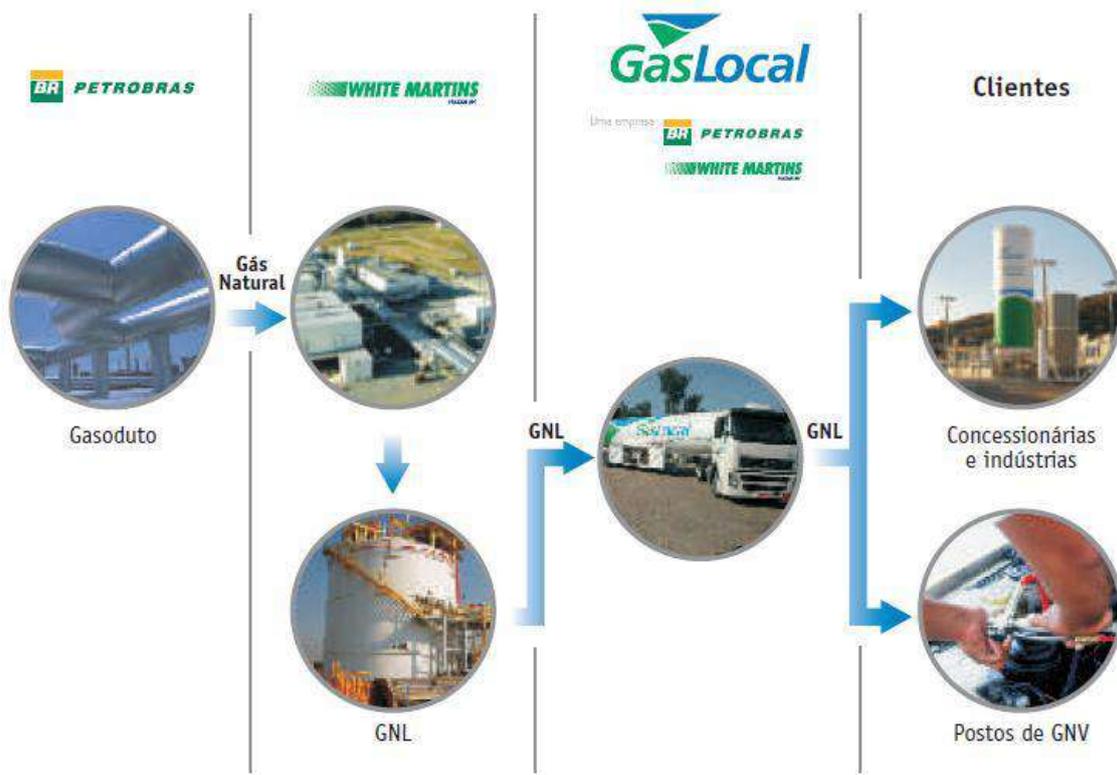


Figura 24: Cadeia produtiva de GNL

Fonte: WHITE MARTINS (2009c)

O GNL produzido na planta de Paulínia passa por um processo criogênico, no qual o gás é resfriado à temperatura de -162°C , a pressões entre 8 e 10 bar, e tem seu volume reduzido em aproximadamente 600 vezes. Liquefeito, o gás natural é armazenado e transportado em carretas para as Unidades Autônomas de Regaseificação (UAGs), construídas nas instalações dos clientes. Nas UAGs o GNL é estocado em tanques criogênicos a -162°C e, em seguida, regaseificado e odorizado. O GNL é regaseificado em vaporizadores atmosféricos, tendo sua pressão regulada para o uso.

Uma UAG possui tanques criogênicos de GNL, vaporizadores atmosféricos, quadro de regulagem de pressão, medidores de pressão, vazão e temperatura, odorizador e detectores de chama e gás. Na figura 25 abaixo, é possível observar dois tipos de UAG, a primeira representa as unidades instaladas em postos de GNV, e a segunda representa unidades instaladas em indústrias que utilizam o gás natural.

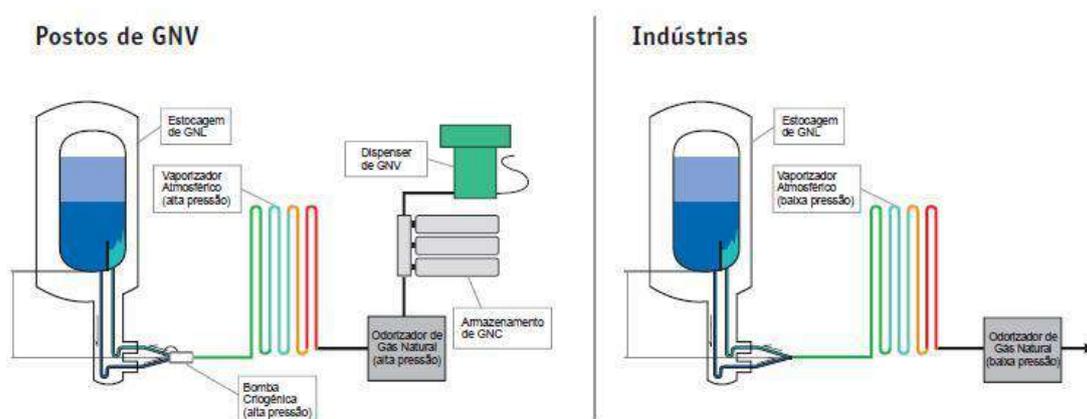


Figura 25: Unidades Autônomas de Regaseificação

Fonte: WHITE MARTINS (2009c)

O transporte é feito em carretas criogênicas. O GNL é transportado a -162°C dentro de tanques de camada dupla, com um espaço interno entre as camadas que contém um isolante térmico, tipo perlita. A parede interna é feita de aço-inox e a parede externa é feita de aço-carbono. Na figura 26, uma carreta criogênica é demonstrada:



Figura 26: Caminhão de GNL

Fonte: WHITE MARTINS (2009c)

Para o cálculo dos custos de produção de GNL, transporte e investimento em cliente, dados cedidos pela White Martins foram tomados como base. Na tabela 8, os dados utilizados para o cálculo são apresentados:

Tabela 8: Dados de produção do GNL

Planta	
Capital Investido	US\$ 60.000.000
Capacidade	380.000 m ³ de GN/dia
O&M	
Energia elétrica	0,034 R\$/m ³
Manutenção	0,02 R\$/m ³
Mão de Obra	0,005 R\$/m ³
Transporte Caminhão	
Volume Hidráulico	39.000 L
Gás Natural Transportado	25.000 m ³
Custo (sem cavalo)	R\$ 1.200.000
Peso	38 a 40 ton

Custo médio do transporte rodoviário	2,8 R\$/km
Velocidade Média	40 km/h
Tempo de Carga e Descarga	5 h
Investimento em Cliente	
Custo UAG	R\$ 1.000.000
Consumo UAG máximo	1.000.000 m ³ de GN/mês

Fonte: WHITE MARTINS (2009a)

As carretas podem carregar mais de 25.000 m³ de GN, mas a legislação para esse tipo de carreta só permite o transporte de 45 toneladas, considerando o peso total do caminhão. O custo médio do transporte rodoviário, apresentado na tabela, é um valor utilizado para estimar o custo do transporte que leva em consideração custos fixos (preço do cavalo, salário do caminhoneiro, etc.) e variáveis (combustível, óleo do motor, etc.) de transporte.

Para o cálculo do custo de investimento amortizado, a equação (1) foi utilizada, supondo os mesmos parâmetros, de vida útil da planta de 20 anos, e taxa de juros de 8% ao ano. Para o cálculo dos gastos com operação e manutenção, apenas as informações da tabela foram utilizadas. Na tabela 9 os valores calculados para a produção máxima da planta são apresentados:

Tabela 9: Custos de produção do GNL

Capital Investido	R\$ 110.097.000
Capital Investido Amortizado	0,08284 R\$/m ³
O&M	8.183.300 R\$/ano
O&M Amortizado	0,059 R\$/m ³

Como a cotação do dólar oscila muito ao longo de um ano, o valor de 1,83495 R\$/US\$ foi utilizado para conversão dos custos, que representa a média das cotações do dólar em 2008 (YAHII, 2009).

Os custos de transporte variam de acordo com a distância onde o cliente se encontra, e da quantidade consumida pelo mesmo. Com os dados da tabela 8, e as informações sobre distância e quantidade a ser entregue é possível estimar o número de caminhões necessários para a entrega, e as despesas com transporte.

Para o cálculo do investimento capital, a equação (1) foi utilizada, supondo os mesmos parâmetros, como feito para o cálculo dos custos da planta. Já os custos variáveis são calculados a partir do custo médio rodoviário, apresentado na tabela 8. A figura 27 apresenta uma estimativa de custo em função da distância, supondo a entrega de toda a capacidade de produção da planta.

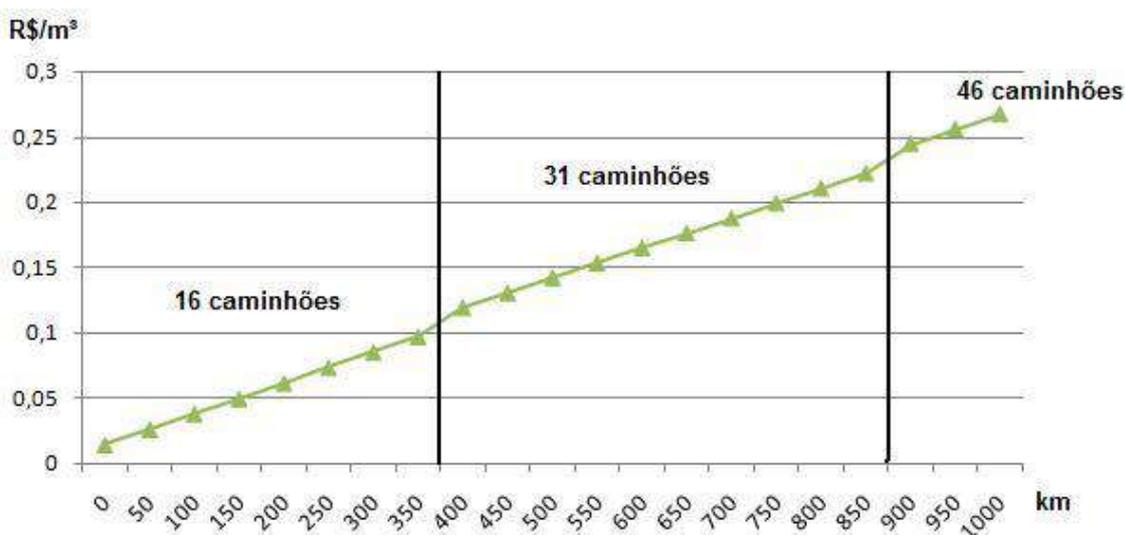


Figura 27: Custos de transporte do GNL em função da distância

O transporte de GNL foi previsto para cidades situadas em um raio de até 600 km no entorno de Paulínia, com algumas exceções dependendo da demanda. A partir dessa distância, os custos com o transporte passam a tornar a venda não vantajosa (WHITE MARTINS, 2009a).



Figura 28: Redes de atendimento de GNL

Fonte: WHITE MARTINS (2009c)

O investimento feito por cliente através da instalação de UAGs também foi apresentado na tabela 8. Repetindo o procedimento de amortização, utilizando a equação (1) e considerando a venda da capacidade total da UAG, temos um custo adicional de 0,008577 R\$/m³.

IV.3 – GNC

Outra alternativa utilizada para o transporte de gás natural é a modalidade de compressão desse fluido em cilindros, à alta pressão (25 bar) (WHITE MARTINS, 2009a). Esses cilindros são acomodados em carretas e transportadas por via rodoviária.



Figura 29: Gasoduto móvel

Fonte: WHITE MARTINS (2009b)

Um dos principais produtores de GNC do Brasil é a White Martins. Para efetuar a compressão do gás, ela conta com bases de compressão. Cada base de compressão em geral conta com quatro compressores. Na tabela 10 os dados de uma base compressão são apresentados:

Tabela 10: Base de compressão

Compressores	4
Capacidade do compressor	1.100 m ³ /h
Rendimento	70%
Custo	R\$ 400.000

Capacidade da base	74.000 m ³ /dia
Custo total de instalação da base	R\$ 2.800.000

Fonte: WHITE MARTINS (2009a)

Assim como o GNL, o GNC é um indutor para o crescimento das vendas de gás natural e representa uma alternativa a mais de suprimento. O objetivo é antecipar e divulgar o uso do produto no mercado consumidor, com potencial de consumo, mas que não dispõe de rede de abastecimento (VAZ et al., 2008).



Figura 30: Cadeia produtiva de GNC

Fonte: WHITE MARTINS (2009b)

Para a utilização do gás natural, no local de recebimento deve existir um Painel de Redução de Pressão. Este sistema foi desenvolvido para adequar o fornecimento do GNC à pressão e vazão de consumo do cliente. Conta com sistema em 2 estágios de redução de pressão, tubulação em aço inoxidável, válvula de bloqueio de alta e baixa pressão, sistema de filtros e sistema de aquecimento (WHITE MARTINS, 2009b).



Figura 31: Painel de Redução de Pressão

Fonte: WHITE MARTINS (2009b)

Para o cálculo dos custos de produção de GNC, transporte e investimento em cliente, dados cedidos pela White Martins foram tomados como base. Na tabela 11, os dados utilizados para o cálculo são apresentados:

Tabela 11: Dados de produção do GNC

Planta	
Capital Investido	US\$ 280.000
Capacidade	74.000 m ³ de GN/dia
O&M	
Energia elétrica	0,06 R\$/m ³
Manutenção	0,005 R\$/m ³
Mão de Obra	0,01 R\$/m ³
Transporte Caminhão	
Volume Hidráulico	21.000 L
Gás Natural Transportado	6.300 m ³
Custo (sem cavalo)	R\$ 450.000
Peso	37 ton

Custo médio do transporte rodoviário	2,8 R\$/km
Velocidade Média	40 km/h
Tempo de Carga e Descarga	5 h
Investimento em Cliente	
Custo por painel	R\$ 150.000
Consumo máximo por painel	120.000 m ³ de GN/mês

Fonte: WHITE MARTINS (2009a)

É importante destacar que o custo da mão de obra para a planta de GNC é maior que na planta de GNL. Isso ocorre porque a planta de GNL é mais automatizada que a planta de GNC. A manutenção da planta de GNC é mais simples, porém o gasto com energia elétrica para comprimir o gás na planta de GNC é maior que o gasto com energia para liquefação.

Para o cálculo do custo de investimento amortizado, a equação (1) foi utilizada, supondo os mesmos parâmetros, de vida útil da planta de 20 anos, e taxa de juros de 8% ao ano. Para o cálculo dos gastos com operação e manutenção, apenas as informações da tabela foram utilizadas. Na tabela 12 os valores calculados para a produção máxima da planta são apresentados:

Tabela 12: Custos de produção do GNC

Capital Investido	R\$ 280.000
Capital Investido Amortizado	0,02086 R\$/m ³
O&M	2.025.750 R\$/ano
O&M Amortizado	0,075 R\$/m ³

Da mesma forma que para o GNL, os custos de transporte variam de acordo com a distância onde o cliente se encontra, e da quantidade

consumida pelo mesmo. Com os dados da tabela 11, e as informações sobre distância e quantidade a ser entregue é possível estimar o número de caminhões necessários para a entrega, e as despesas com transporte.

Repetindo o procedimento utilizado para o cálculo do custo de transporte do GNL, a figura 32 apresenta uma estimativa de custo em função da distância, supondo a entrega de toda a capacidade de produção da planta.

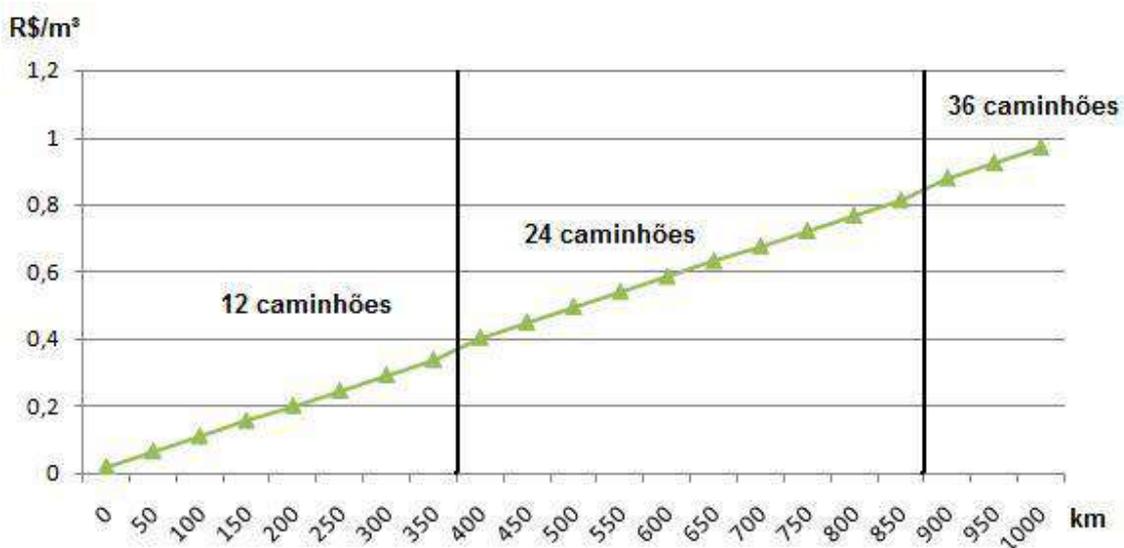


Figura 32: Custos de transporte do GNC em função da distância

O transporte do GNC foi planejado para atender a demanda de consumidores situados a até 250 km de distância da planta. A partir dessa distância, os custos com o transporte passam a tornar a venda não vantajosa (WHITE MARTINS, 2009a).

O custo do investimento feito por cliente também foi apresentado na tabela 11. Repetindo o procedimento de amortização, utilizando a equação (1) e considerando a venda da capacidade total que o painel pode receber de GNC, temos um custo adicional de 0,01072 R\$/m³.

IV.4 – Comparação com HGN

Para fazer uma comparação entre os custos de produção e transporte do GNL, GNC e HGN, a 13 com os dados de produção do HGN foi montada:

Tabela 13: Dados de produção do HGN

Planta	
Capital Investido	US\$ 74.224.221
Capacidade	707.920 m ³ de GN/dia
O&M	
Amortizado	0,03142 R\$/m ³
Transporte Caminhão	
Volume Hidráulico	50.000 L
Gás Natural Transportado	7.310 m ³
Custo (sem cavalo)	R\$ 73.611
Peso	40 ton
Custo médio do transporte rodoviário	2,8 R\$/km
Velocidade Média	40 km/h
Tempo de Carga e Descarga	5 h
Investimento em Cliente	
Custo Planta de Regaseificação	R\$ 68.076.645
Consumo máximo por planta	17.000.000 m ³ de GN/mês

Novamente a cotação do dólar utilizada foi 1,83495 R\$/US\$, que representa a média das cotações do dólar em 2008 (YAHII, 2009).

Alguns dados de transporte foram copiados do GNC e do GNL, pois o caminhão pode ser considerado o mesmo, a única alteração é no tipo da carreta. Para o cálculo do custo de O&M o valor de 38,7 MJ/m³ foi utilizado na conversão de unidades (NATURAL GAS, 2009).

Com os dados da tabela 13 é possível fazer uma comparação dos custos de produção das respectivas plantas:

Tabela 14: Comparação dos custos de produção

Custos	GNL	GNC	HGN
Capital Investido	R\$ 110.097.000	R\$ 280.000	R\$ 136.197.735
Capital Investido Amortizado	0,08284 R\$/m ³	0,02086 R\$/m ³	0,05501 R\$/m ³
O&M	8.183.300 R\$/ano	2.025.750 R\$/ano	8.119.894 R\$/ano
O&M Amortizado	0,059 R\$/m ³	0,075 R\$/m ³	0,03142 R\$/m ³
Custo Total Amortizado	0,14184 R\$/m ³	0,09586 R\$/m ³	0,08643 R\$/m ³

Podemos perceber pela tabela 14 que a produção de HGN é a menos custosa, seguida pela produção de GNC, e por última a de GNL. Os resultados encontrados estavam de acordo com o esperado, uma vez que a produção de HGN é muito mais simples que a produção de GNL e GNC. Na mesma linha de raciocínio, encontrar um valor de O&M também era esperado. Vale ressaltar que os custos de O&M do GNL e do GNC somente consideram os gastos com energia elétrica, manutenção e mão de obra por falta de informação, e mesmo assim os valores encontrados para o HGN ainda são menores.

Repetindo o procedimento utilizado para o cálculo do custo de transporte do GNL e do GNC, a figura 33 apresenta uma estimativa de

custo em função da distância, supondo a entrega de toda a capacidade de produção da planta.

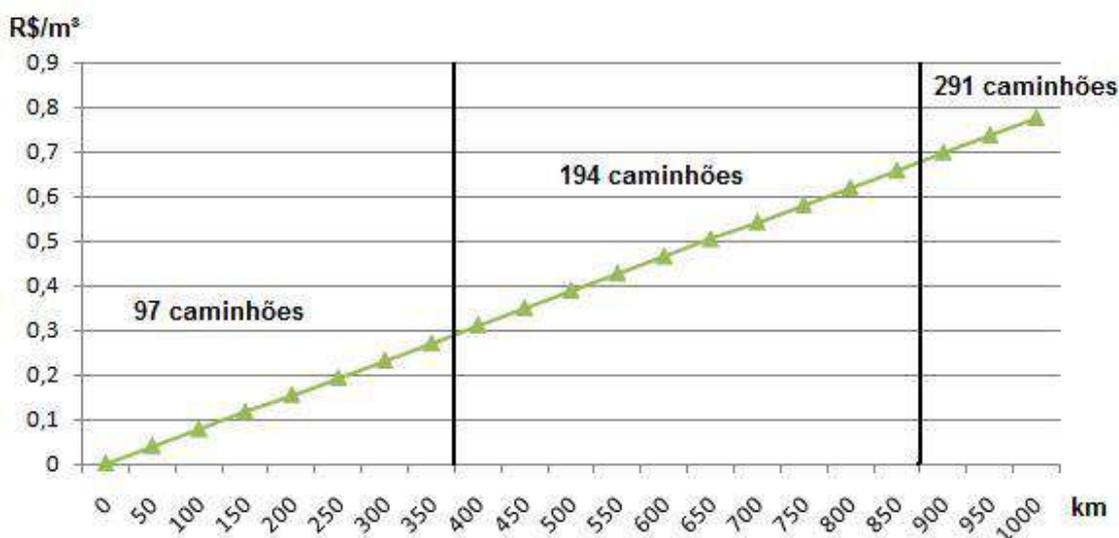


Figura 33: Custos de transporte do HGN em função da distância

Para o cálculo do custo do transporte em função da distância, os únicos valores que variam são os preços das carretas e a quantidade de carretas. Como o transporte nas três modalidades é feito em caminhões iguais, os custos que variam com a distância, por caminhão, são idênticos em qualquer modalidade de transporte escolhida. Logo, uma maneira de comparar o custo do transporte é analisar o quanto o preço da carreta afeta no preço final do transporte. Para esse cálculo, o procedimento de amortização dos custos utilizando a equação (1) foi utilizado, já repetido algumas vezes ao longo deste trabalho, e os resultados são apresentados na tabela 15:

Tabela 15: Comparação dos custos de transporte

Custos	GNL	GNC	HGN
Preço da Carreta	R\$ 1.200.000	R\$ 450.000	R\$ 73.611
Quantidade de GN transportada	25.000 m ³	6.300 m ³	7.310 m ³
Preço amortizado	0,01372 R\$/m ³	0,02042 R\$/m ³	0,00288 R\$/m ³

Mais uma vez o HGN se mostrou uma melhor opção. O custo da carreta de GNC amortizado é 7 vezes maior que o custo da carreta de HGN, e o custo da carreta de GNL é quase 5 vezes maior. Por ser transportado de forma mais simples, era esperado que o custo do HGN fosse menor.

No entanto, para o transporte de uma mesma quantidade de gás natural, a carreta de GNL leva vantagem, pois possui maior capacidade. O transporte possui um custo de R\$ 2,80/km, logo podemos fazer um cálculo do custo na unidade R\$ / (km . m³ de GN):

Tabela 16: Custos variáveis do transporte

Custos	GNL	GNC	HGN
Capacidade por carreta (m ³)	25.000	6.300	7.310
R\$/(km.m ³ de GN)	0,000112	0,000444	0,000383

Na figura 34, temos o custo total do transporte estimado em função da distância:

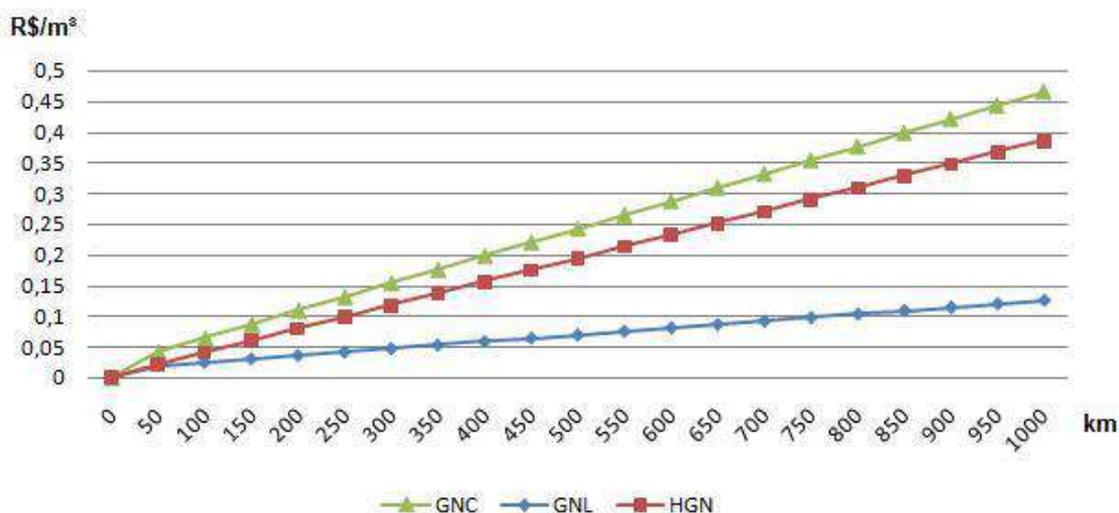


Figura 34: Custo do transporte em função da distância

Como 1 m³ de GNL libera aproximadamente 600 m³ de GN, era esperado que mesmo com carretas mais custosas o transporte fosse mais barato.

Falta ser avaliada a última etapa do transporte, onde o gás será aproveitado pelo cliente. Utilizando mais uma vez o procedimento de amortização dos custos utilizando a equação (1), os resultados são apresentados na tabela 17:

Tabela 17: Comparação dos custos com o cliente

Custos	GNL	GNC	HGN
Custo Planta de Regaseificação	R\$ 1.000.000	R\$ 150.000	R\$ 68.076.645
Consumo máximo de GN	1.000.000 m ³ /mês	120.000 m ³ /mês	17.000.000 m ³ /mês
Preço amortizado	0,00858 R\$/m ³	0,01072 R\$/m ³	0,02749 R\$/m ³

Nesse caso o GNL possui o menor custo, seguido pelo GNC, e o HGN é o mais caro. Agora é possível somar os custos de todas as

etapas do transporte, e avaliar quem possui o menor custo, sem levar em consideração os custos que variam com a distância.

Tabela 18: Custos totais de transporte

Custos	GNL	GNC	HGN
Produção	0,14184 R\$/m ³	0,09586 R\$/m ³	0,08643 R\$/m ³
Transporte	0,01372 R\$/m ³	0,02042 R\$/m ³	0,00288 R\$/m ³
Cliente	0,00858 R\$/m ³	0,01072 R\$/m ³	0,02749 R\$/m ³
Total	0,16414 R\$/m ³	0,127 R\$/m ³	0,1168 R\$/m ³

O HGN se mostrou como a modalidade de transporte mais barata dentre as três, seguido pelo GNC e pelo GNL. Apesar de ter se apresentado como tecnologia mais cara, o GNL possui o menor custo variando com a distância. A figura 35 leva em consideração os dados da tabela 18, e os custo que variam com a distância:

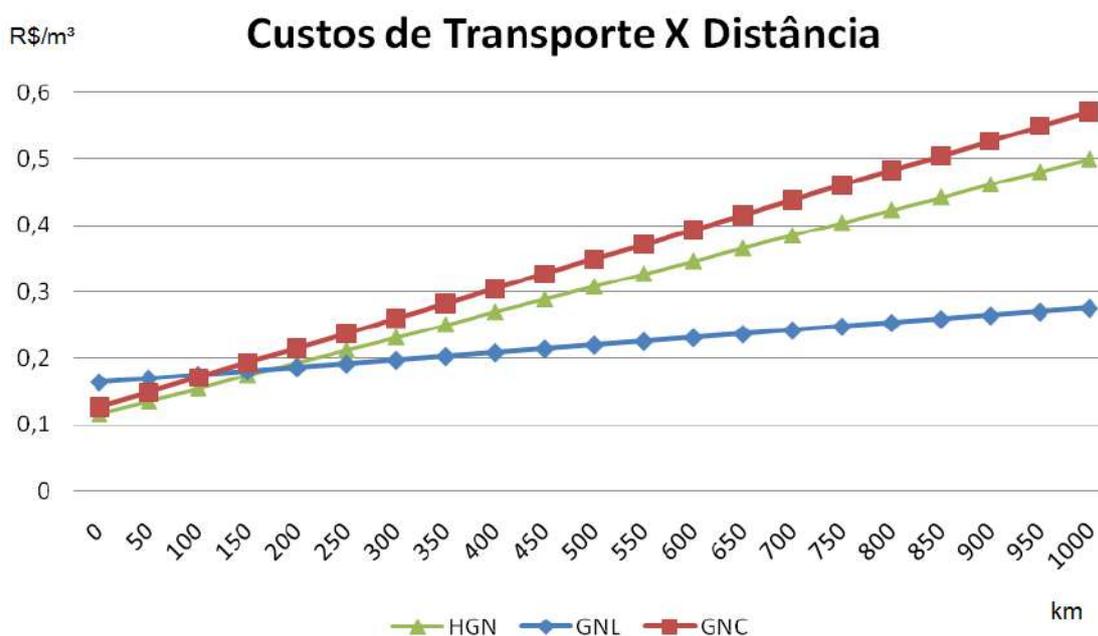


Figura 35: Custos totais de transporte em função da distância

Nesse caso, a utilização de HGN é mais viável que a utilização de GNL até distâncias de 150 km. No entanto, a cadeia de HGN da maneira que foi proposta neste trabalho, demanda maiores investimentos, e possui capacidade maior. Outra maneira de se comparar os custos de transporte é variar a distância e a quantidade produzida, criando diferentes cenários.

Os custos de transporte do hidrato foram estimados fixando uma quantidade produzida, e variando a distância em função dessa quantidade. As quantidade de 74.000, 200.000, 380.000, 550.000 e 705.000 m³/dia foram estudadas. Esses valores foram escolhidos porque estão entre as capacidades de produção das planta de GNC e HGN, passando pela planta de GNL. Os valores calculados levam em consideração os custos de produção, os custos de transporte, incluindo os custos que variam com a distância, e os custos com o cliente.

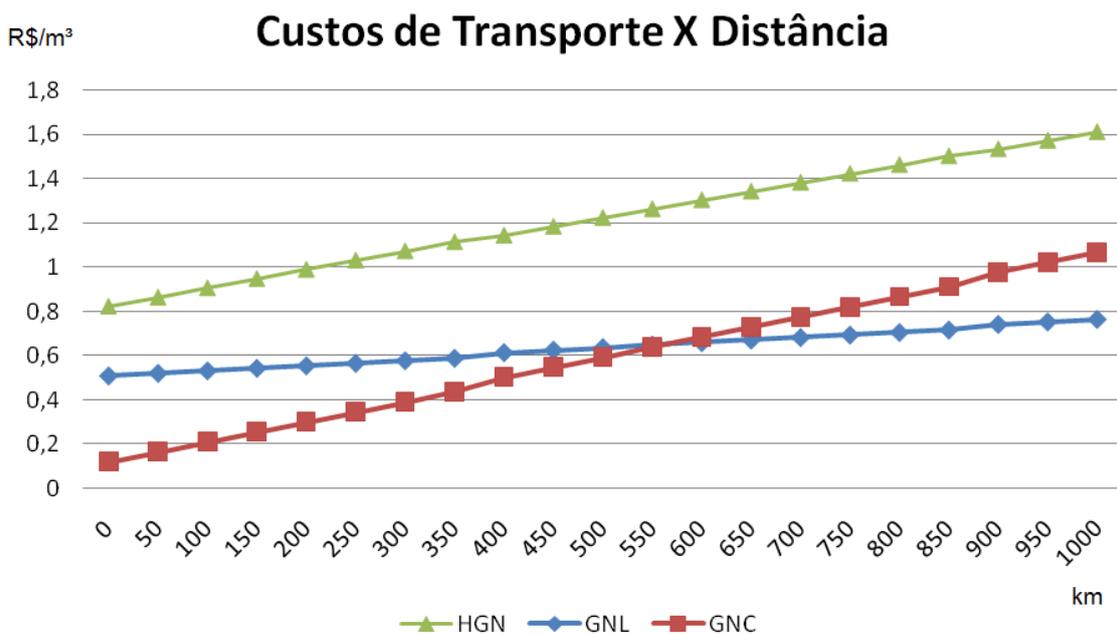


Figura 36: Custos totais de transporte em função da distância, para produção de 74.000 m³/dia

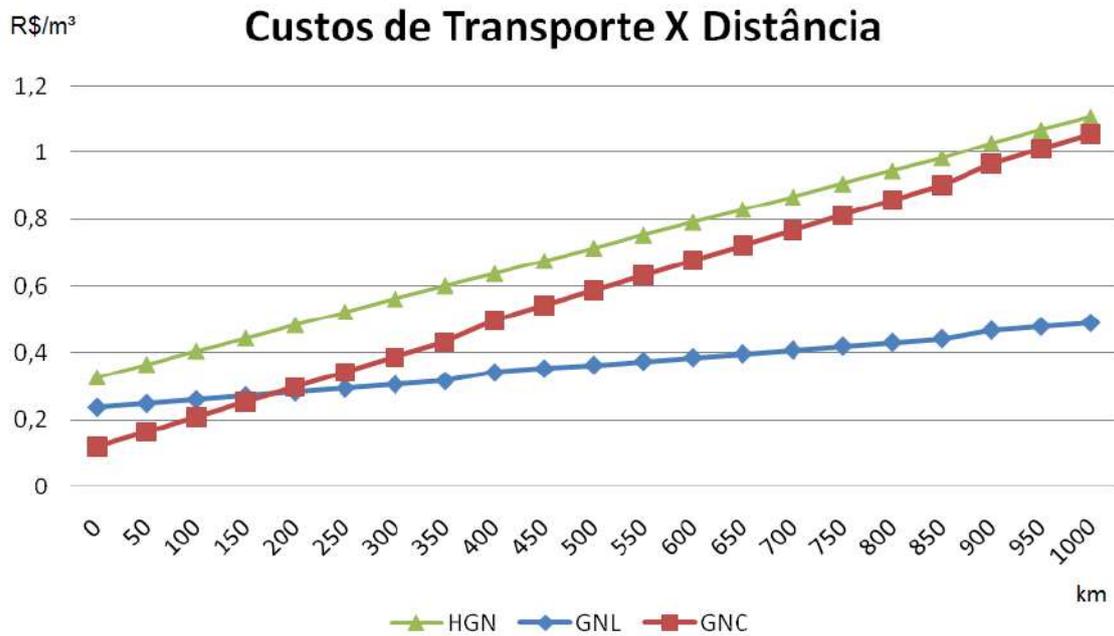


Figura 37: Custos totais de transporte em função da distância, para produção de 200.000 m³/dia

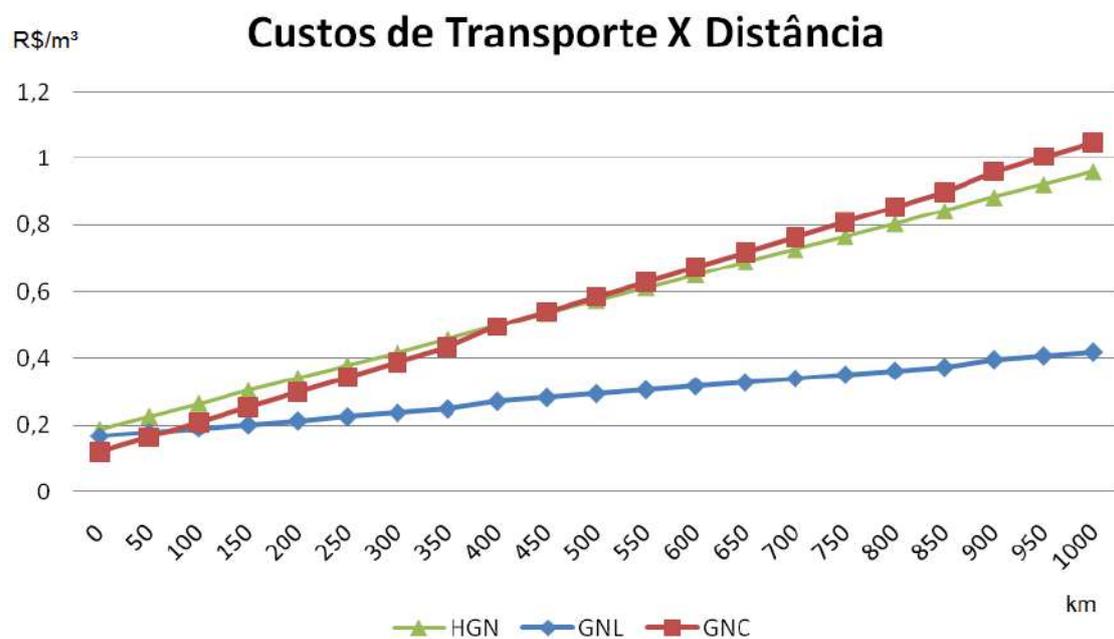


Figura 38: Custos totais de transporte em função da distância, para produção de 380.000 m³/dia

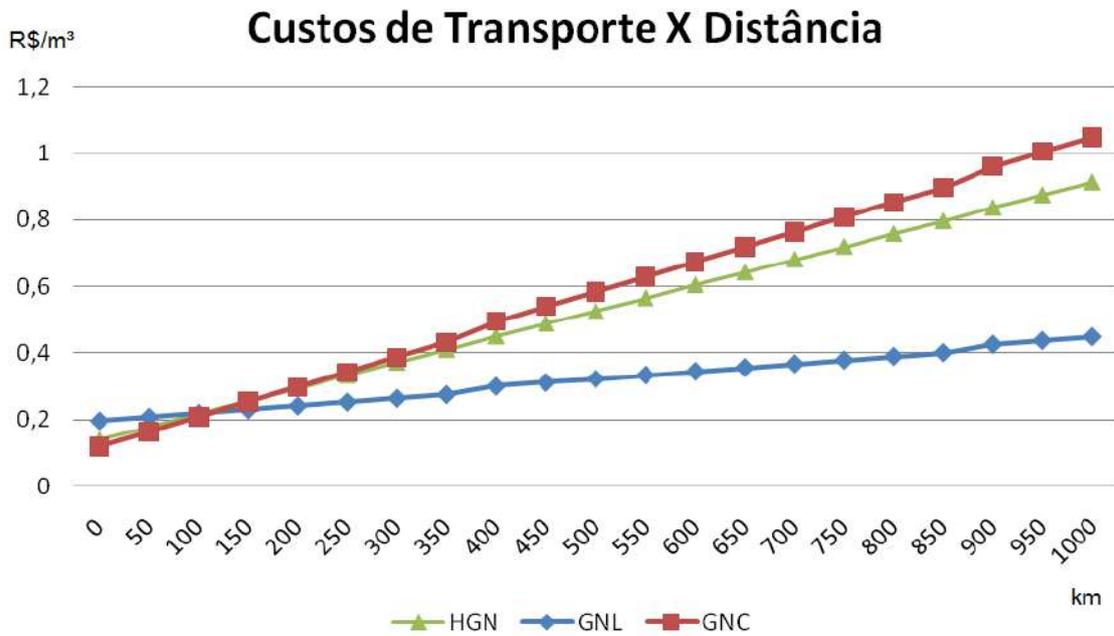


Figura 39: Custos totais de transporte em função da distância, para produção de 550.000 m³/dia

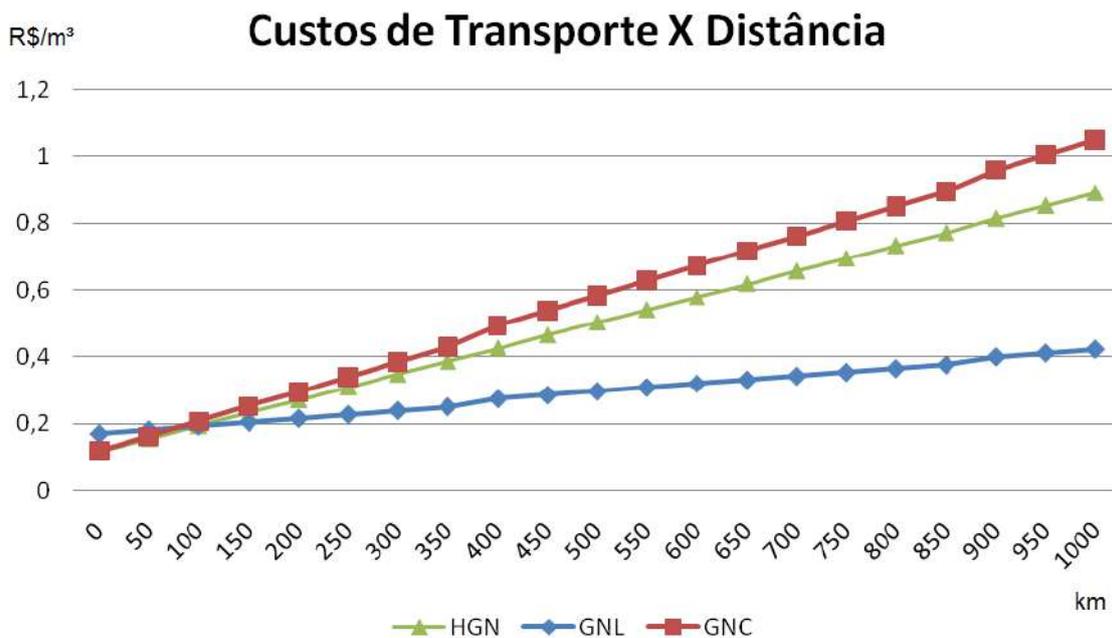


Figura 40: Custos totais de transporte em função da distância, para produção de 705.000 m³/dia

De todas as possibilidades estudadas, o HGN só obteve o menor custo no caso da produção de gás natural de 705.000 m³/dia, para até 100 km de distância. O GNL leva vantagem no atendimento de demandas em grandes distâncias, pois possui o menor custo de transporte por quilômetro. O GNC trabalha com plantas menores, que demandam menores investimentos, logo são mais viáveis para pequenas demandas de gás natural, e a pequenas distâncias, pois possui o maior custo de transporte por quilômetro.

IV.5 – Estudo de caso

Analisando o mapa de gasodutos brasileiros, é possível pensar em algumas possibilidades de aplicação do HGN. Minas Gerais é um estado promissor, pois não possui muitos gasodutos em passando por seu estado, e possui uma capital bastante desenvolvida.

Belo Horizonte é a sexta cidade mais populosa do país, possui uma população estimada de 2.452.617 habitantes e o quarto maior PIB do país (WIKIPEDIA, 2009). É uma cidade que possui um grande potencial para a utilização de gás natural.

O gasoduto GASBEL (Gasoduto REDUC-REGAP) possui capacidade de 712 milhões de m³/ano, diâmetro de 16 polegadas, transporta gás natural da Bacia de Campos que é processado na REDUC, no Rio de Janeiro até a REGAP, em Betim, no estado de Minas Gerais. Passa pelos municípios de Juíz de Fora, Barbacena e Betim (GASNET, 2009).

A REGAP (Refinaria Gabriel Passos) tem o nome do engenheiro Gabriel Resende Passos que, ao ocupar o cargo de Ministro das Minas e Energia, lutou pela instalação da unidade em Minas Gerais. As obras começaram em 1962 - pouco antes da morte dele. Seus principais produtos são gasolina, óleo diesel, querosene de aviação, GLP, aguarrás, asfaltos, coque e enxofre. Possui capacidade instalada de 151 mil barris/dia (PETROBRAS, 2009).

Betim está localizada a 41,5 km de Belo Horizonte (GOOGLE MAPS, 2009). Essa distância é menor que 100 km, então é possível

V – Conclusão

O modelo proposto para o transporte de gás natural com utilização de hidratos gasosos envolve basicamente três etapas: produção do hidrato, transporte do gás natural e regaseificação do hidrato para utilização. Para a produção do hidrato e regaseificação, modelos de processo foram propostos, e seus custos foram estimados. Para o transporte, duas alternativas foram sugeridas, utilizando caminhões ou navios, mas como a comparação foi feita imaginando a interiorização do gás no país, apenas os custos do transporte rodoviário foram comparados.

Os custos do transporte utilizando o modelo foram calculados para distâncias de até 1.000 km, e produção de até 705.000 m³/dia. O modelo foi comparado com as plantas de produção de GNC e GNL da White Martins, líder no setor nacional de gases.

Na primeira etapa do transporte, comparando os custos de produção do HGN com os demais custos de produção, o HGN se mostrou mais econômico no custo por m³, o que era esperado, devido a maior simplicidade de produção do hidrato. No entanto, a capacidade de produção da planta de HGN era maior que as outras.

Na segunda etapa, de transporte do HGN produzido até o cliente, mais uma vez o modelo proposto se mostrou mais econômico no considerando apenas o preço da carreta. Esse resultado era esperado, pois o HGN é transportado a -15°C, apenas isolado. No entanto, por possuir maior capacidade de transporte por carreta, o GNL possui o menor custo variável com a distância.

Na terceira etapa do transporte, de reaproveitamento do gás pelo cliente, o HGN apresentou custos elevados, sendo mais caro que o GNL e o GNC. Além disso, o modelo proposto não é flexível como os outros com relação a diversificação dos clientes, pois a planta de regaseificação possui uma capacidade muito alta.

Analisando as três modalidades de transporte apresentadas, considerando que cada uma utiliza toda sua capacidade de produção, o transporte via HGN apresentou o menor custo total, para distâncias de até 150 km. Acima de 150 km o uso de GNL é mais vantajoso.

No entanto, a planta de HGN é a que demanda maiores investimentos, logo não é recomendada para atender mercados com demandas muito inferiores a sua capacidade, pois os custos de instalação da planta inviabilizariam sua utilização. Para comparar a influência da demanda de gás natural, e da distância, diferentes cenários foram criados. Analisando esses cenários, o transporte de HGN só foi mais econômico para demandas de 705.000 m³ de GN/dia, para distâncias de até 100 km. No entanto, a partir de 550.000 m³ de GN/dia já se pode pensar em uma planta de HGN.

Foi concluído que uma das causas do alto custo do transporte utilizando HGN é o alto valor investido para regaseificação do gás. Outra desvantagem do processo em relação às outras modalidades é a maior capacidade de produção, que torna o custo para pequenas demandas elevado. No entanto, considerando que os cálculos de custo do transporte de HGN foram somente estimativas, e mesmo assim os valores encontrados se mostraram competitivos comparados com dados de plantas em atividade, o modelo se mostrou promissor.

Uma proposta de continuação de estudo do tema é o dimensionamento de plantas de regaseificação menores, tornando o modelo mais flexível e competitivo. Nessa linha de redimensionamento da planta, uma proposta de estudo interessante seria redimensionar toda a planta de produção de HGN, de modo a torná-la mais flexível no atendimento de demandas menores de gás natural. Outra proposta é o estudo de mais possíveis casos para a aplicação da planta de produção de HGN para o transporte de gás natural.

VI - Referências

ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis; (1997). **Lei do Petróleo**. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/conheca/lei.asp>, acessado em 15 de julho de 2009.

CHATTI, I., DELAHAYE A., FOURNAISON L., PETITET J. **Benefits and drawbacks of clathrate hydrates: a review of their areas of interest**. Energy Conversion and Management 46 (2005) 1333–1343.

CTGAS. Disponível em: <http://www.ctgas.com.br/mercado/gasodutos/gasodutos.html>, acessado em 18 de agosto de 2009.

EIA. Energy Information Administration; (2009). **International Energy Outlook**. Disponível em: <http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/>, acessado em 13 de julho de 2009.

GASNET. Disponível em: http://www.gasnet.com.br/novo_gasoduto/operacao.asp, acessado em 18 de agosto de 2009.

GOOGLE MAPS. Disponível em: <http://maps.google.com/>, acessado em 18 de agosto de 2009.

GUDMUNSON, J.S., HVEDING, F. **Transport of Natural Gas as Frozen Hydrate**. In: 5th International Offshore and Polar Engineering Conference, junho de 1995. Disponível em: <http://www.ipt.ntnu.no/~ngh/library/paper1/paper1.html>, acessado em 23 de julho de 2009.

GUDMUNSON, J.S. **Non-Pipeline Transport of Natural Gas**. Setembro de 2008. Disponível em: [http://www.lngpedia.com/wp-content/uploads/lng_cng/Non%20Pipeline%20Transport%20of%20Natural%20Gas%20-%20Jon%20Steinar%20Gudmusson%20\(NTNU\).pdf](http://www.lngpedia.com/wp-content/uploads/lng_cng/Non%20Pipeline%20Transport%20of%20Natural%20Gas%20-%20Jon%20Steinar%20Gudmusson%20(NTNU).pdf), acessado em 3 de agosto de 2009.

HAO, W., WANG, J., FAN S., HAO W. **Evaluation and analysis method for natural gas hydrate storage and transportation processes**. Energy Conversion and Management 49 (2008) 2546–2553.

JAVANMARDI, J., NASRIFAR, KH., NAJIBI, S.H., MOSHFEGHIAN M. **Economic evaluation of natural gas hydrate as an alternative for**

natural gas transportation. Applied Thermal Engineering 25 (2005) 1708–1723.

JAVANMARDI, J., NASRIFAR, KH., NAJIBI, S.H., MOSHFEGHIAN, M. **Feasibility of transporting LNG from South-Pars gas Field to potential markets.** Applied Thermal Engineering 26 (2006) 1812–1819.

JPSE. Journal of Petroleum Science and Engineering; (2007). **An introduction to natural gas hydrate/clathrate: The major organic carbon reserve of the Earth.**

LEIRAS, A. Apostila Tecnologia do Refino de Petróleo e Gás Natural. Rio de Janeiro, agosto de 2008.

MME. Ministério de Minas e Energia; (2009). **Resenha Energética Brasileira 2008.** Disponível em: http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/publicacoes/ben/arquivos/resenha_2008/Resenha_energetica_-_2008-V2_-_16-04-09.pdf, acessado em 15 de julho de 2009.

NAJIBI, H., REZAEI, R., JAVANMARDI, J., NASRIFAR, KH., MOSHFEGHIAN, M. **Economic evaluation of natural gas transportation from Iran's South-Pars gas field to market.** Applied Thermal Engineering 29 (2009) 2009–2015.

NATURAL GAS. Disponível em: <http://www.natural-gas.com.au/about/references.html>, acessado em 12 de agosto de 2009.

PETROBRAS. Disponível em: <http://www2.petrobras.com.br/minisite/refinarias/portugues/refinariar/regap.asp>, acessado em 18 de agosto de 2009.

THOMAS, S., DAWE, R.A. **Review of ways to transport natural gas energy from countries which do not need the gas for domestic use.** Energy 28 (2003) 1461-1477.

VAZ, C.E.M., MAIA, J.L.P., SANTOS, W.G. **Tecnologia da Indústria do Gás Natural.** Editora Blucher, 2008.

WHITE MARTINS. **Dados fornecidos pela empresa White Martins, em reunião com o gerente de negócios de gás natural.** Rio de Janeiro, agosto de 2009a.

WHITE MARTINS. **Gás Natural Comprimido (GNC): a alternativa inteligente de energia.** Disponível em: <http://www.praxair.com/sa/br/bra.nsf/0/CFC0FAA11788E0720728525725>

800B74/\$file/FolderGNC.pdf, acessado em 14 de agosto de 2009. Rio de Janeiro, 2009b.

WHITE MARTINS. **Gás Natural Liquefeito**. Disponível em: [http://www.praxair.com/sa/br/bra.nsf/0/95960CCE7E4CC0688525706885257E75/\\$file/GasLocal_Perfil2006.pdf](http://www.praxair.com/sa/br/bra.nsf/0/95960CCE7E4CC0688525706885257E75/$file/GasLocal_Perfil2006.pdf), acessado em 14 de agosto de 2009. Rio de Janeiro, 2009c.

WIKIPEDIA. Disponível em: http://pt.wikipedia.org/wiki/Belo_Horizonte, acessado em 18 de agosto de 2009.

YAHII. Disponível em: <http://www.yahii.com.br/>, acessado em 23 de julho de 2009.

ZHANG G., ROGERS R.E. **Ultra-stability of gas hydrates at 1 atm and 268.2K**. Chemical Engineering Science 63 (2008) 2066 – 2074.