

AVALIAÇÃO PRELIMINAR DAS TECNOLOGIAS DE DIFERENTES FONTES DE CARBONO PARA A PRODUÇÃO DE MATÉRIAS PRIMAS PETROQUÍMICAS

Ernesto Pires de Lima Neto¹ (CEFET Química de Nilópolis – RJ, doutorando EQ/UFRJ), Edmar Luiz Fagundes de Almeida² (IE/UFRJ), José Vitor Bomtempo³ (IE/UFRJ, EQ/UFRJ)

¹ Av N.S. Copacabana, 1194/304, 22070-012, Rio, RJ, ernestopiresquimico@yahoo.com.br

² Grupo de Economia da Energia, IE/UFRJ, Av Pasteur, 250 sala 123, 22290-240, Rio, RJ, edmar@ie.ufrj.br

³ Grupo de Economia da Energia, IE/UFRJ, Av Pasteur, 250 sala 123, 22290-240, Rio, RJ, vitor@eq.ufrj.br

Há mundialmente uma demanda constante e crescente de precursores petroquímicos (principalmente eteno e propeno). A disponibilidade de matérias primas em preços e qualidade adequados é ponto central na dinâmica da indústria química. Nos anos que se seguiram à segunda guerra mundial, o petróleo e o gás natural se colocaram como matérias primas de eleição para as indústrias química e petroquímica. Nos últimos anos, entretanto, volta à tona a discussão sobre possíveis alternativas. Incertezas quanto à disponibilidade e preços do petróleo e gás, aliadas às restrições ambientais crescentes têm contribuído para estimular esforços de pesquisa de novas fontes de matérias primas, incluindo fontes renováveis, assim como de reavaliação das fontes tradicionais. Este trabalho tem como objetivo fazer um mapeamento das diferentes rotas tecnológicas, e um estudo preliminar comparativo da viabilidade econômica e da competitividade entre as diferentes fontes de carbono, para a produção de olefinas. As fontes de carbono a serem abordadas são: carvão, petróleo, gás natural (GN), areias betuminosas, petróleo ultra-pesado, gás de carvão (Coalbed methane), hidrato de metano e gás carbônico (CO₂). A comparação entre essas diversas fontes sugere que ao lado da disponibilidade dos recursos diversos desafios tecnológicos teriam que ser vencidos antes que algumas das fontes consideradas pudessem ocupar o espaço que foi do petróleo e do gás natural desde a metade do século XX.

Este estudo buscará apontar o potencial de cada uma das alternativas citadas enquanto fontes de carbono para a produção de matérias primas petroquímicas. Este potencial será contrastado com os custos estimados de produção, buscando-se estabelecer o potencial econômico de cada alternativa para aplicação na indústria petroquímica. Finalmente, a partir desta análise comparativa, buscar-se-á apontar as fontes com maior potencial para utilização na indústria petroquímica.

Palavras-chave: *matérias primas petroquímicas, olefinas leves, eteno*

1) INTRODUÇÃO

O preço do petróleo na última década evoluiu de US\$ 15-25 para os atuais US\$ 55-70, e seu comportamento futuro é imprevisível. O aumento das reservas provadas contrariou todas as previsões pessimistas, as questões políticas são cada vez mais importantes, as guerras se intensificam na principal região produtora e maior barril de pólvora da atualidade, o Oriente Médio. Existem campos de petróleo e gás, inviáveis comercialmente há dez anos, que atualmente são rentáveis. Portanto, é necessário estudar a viabilidade econômica de alternativas de fontes de carbono. Este trabalho, que procura contribuir neste sentido, será direcionado à produção do maior precursor petroquímico, o eteno.

O trabalho tem como objetivo fazer um mapeamento das diferentes rotas tecnológicas, e um estudo preliminar comparativo da viabilidade econômica e da competitividade entre as diferentes fontes de carbono, para a produção de olefinas.

O trabalho está organizado da seguinte forma. Na seção 2 são identificadas e caracterizadas as fontes de carbono que podem ser utilizadas para obtenção dos precursores petroquímicos. Na seção 3 é feita a descrição técnica dos processos selecionados para este estudo. Na seção 4 apresenta-se uma metodologia de comparação econômica preliminar entre as alternativas estudadas. Os resultados dessa comparação são discutidos na seção 5 e finalmente a seção 6 apresenta as conclusões do trabalho.

2) IDENTIFICAÇÃO DAS FONTES FÓSSEIS

As fontes fósseis de carbono que podem ser utilizadas diferem-se em função da razão C/H, e são:

- Carvão – É constituído basicamente de carbono e água, cuja sua quantidade em conjunto com o poder calorífico, determinam a qualidade e classificação do carvão. O teor de enxofre, contaminante indesejável, também é observado.

- Petróleo – É uma mistura de hidrocarbonetos alifáticos, cíclicos e aromáticos com relação C/H variável, em função do grau API, o que determina também o seu preço, dependente ainda do teor de contaminantes como: enxofre, nitrogênio e metais pesados, além da acidez.

- Gás natural (GN) – É uma mistura de hidrocarbonetos gasosos, principalmente metano, possui ainda etano e propano e traços de C4 a C6. Seu preço é determinado pelo poder calorífico e pelo teor de impurezas como o gás sulfídrico (H₂S).

- Areia betuminosas (oil sands) – são depósitos de areia que contém um óleo altamente viscoso e com alto teor de enxofre, o betume. Estão sendo explorados comercialmente no Canadá (National Energy Board, 2007).

- Petróleo pesado – é um petróleo com grau API de aproximadamente 10, e alto teor de enxofre e metais, encontrado principalmente na faixa de Orinoco, na Venezuela. Possui projetos com previsão de início de produção em 2011 (PDVSA, 2007).

- Xisto – É uma rocha que não se afundou o bastante para ter pressão e temperatura necessárias para a transformação da matéria orgânica nela contida em petróleo. Possui querogênio, uma mistura de hidrocarbonetos sólidos betuminosos, que pode ser transformado em óleo. Atualmente sua utilização comercial não é economicamente viável (NETL, 2007a).

- Gás de carvão (Coalbed methane) – É o metano que se encontra adsorvido pelo carvão em alguns de seus depósitos. Por possuir grande área superficial, o carvão tem enorme capacidade de retenção de metano. Esta fonte nos EUA já representa 10% da sua produção de metano (U.S. Department Of Energy, 2003).

- Tight sands and shales - São formações geológicas com baixa permeabilidade que em alguns casos podem conter GN. São rochas de alta densidade que não permitem que o GN flua. O GN é extraído por perfuração horizontal ou fratura com explosivos. Já contribui com 15% da produção doméstica de metano nos EUA (World Energy Council, 2007).

- Hidrato de metano – Os gases têm a característica de formar hidratos com o gelo, ficando retidos em sua estrutura cristalina. O hidrato de metano é o mais comum deles. Portanto águas profundas de oceanos e lagos frios e oceanos polares são as maiores fontes ainda não exploradas comercialmente (NETL, 2007b).

- Gás carbônico (CO₂) – É o principal responsável pelo efeito estufa que aumenta a temperatura da Terra, provocando maior produção de água pelas geleiras, que elevam os níveis dos oceanos, provocando um total desequilíbrio no ecossistema de nosso planeta. Grandes quantidades de CO₂ são produzidos pela combustão de qualquer uma das fontes carbônicas citadas anteriormente. Estas emissões podem ser capturadas e, se reagidas com hidrogênio produzirão metanol, que pode ser utilizado na obtenção de eteno e inúmeros outros produtos como formaldeído, MTBE, metil aminas e formamida. Existem pesquisas avançadas no desenvolvimento desta tecnologia (Olah *et al.*, 2006).

Uma visão geral da cadeia produtiva, que leva as fontes de carbono aos precursores petroquímicos, é mostrada na Figura 1:

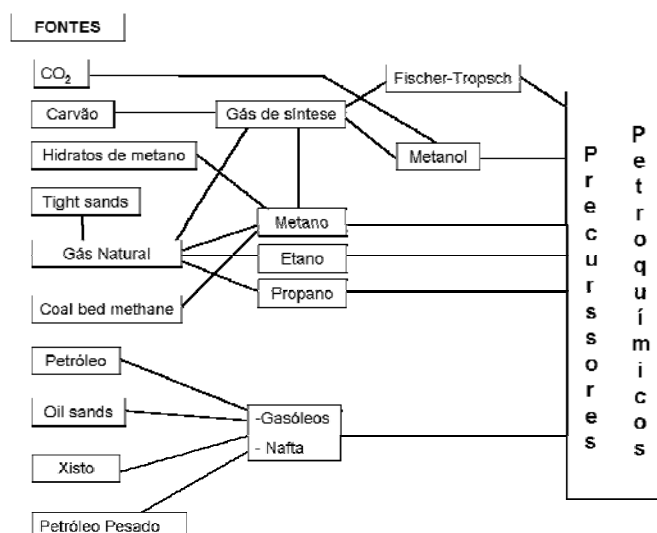


Figura 1: Cadeia produtiva dos precursores petroquímicos – Elaboração própria

Avaliando a utilização das fontes assinaladas na Figura 1, verifica-se que as produções de metano nos EUA, são usadas para geração de energia. A quase totalidade dos processos de obtenção de químicos orgânicos comerciais atuais parte de petróleo, GN e carvão, sendo que as areias betuminosas começam a apresentar uma oferta significativa, com produção de um milhão de barris por dia (CAPP, 2007), mas ainda é muito pouco para produção de olefinas leves. Portanto, este trabalho se deterá em petróleo, GN e carvão.

A Figura 1 apresenta as rotas tecnicamente possíveis, mas muitas delas não são utilizadas comercialmente por apresentarem baixa competitividade econômica. As principais rotas atualmente utilizadas, e que serão alvo deste estudo estão apresentadas na Figura 2, sendo a nafta um produto da destilação do petróleo.

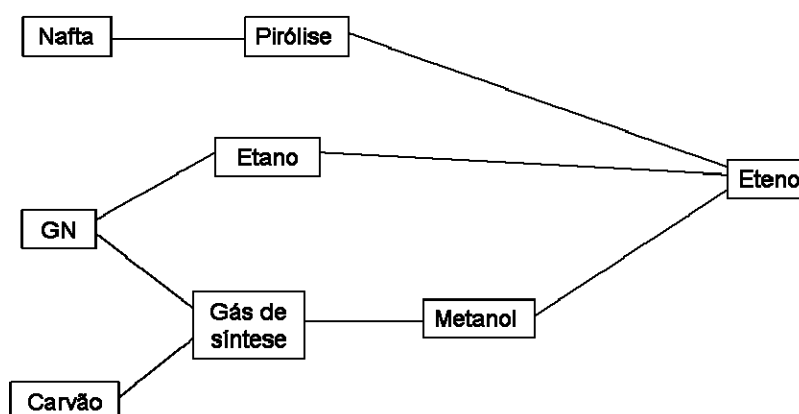


Figura 2: Rotas mais utilizadas para a produção de eteno – Elaboração própria

Os processos de reforma a vapor ou pirólise via nafta e etano são maduros e atuais. Concorrem entre si e tem relação direta com os preços de eteno, portanto servirão como base para a comparação.

Devido ao elevado número de rotas e processos, e para facilitar a leitura e compreensão, a revisão bibliográfica será efetuada em conjunto com a descrição e comparação dos diferentes processos oriundos do carvão e do GN, no item 2.

3) DESCRIÇÃO DOS PROCESSOS E COMPARAÇÃO TÉCNICA

Serão descritos, analisados e comparados os diferentes processos que podem ser utilizados em cada uma das rotas, subdivididas em: carvão - gás de síntese, GN - gás de síntese, gás de síntese – metanol, metanol – olefinas leves.

3.1) Carvão - gás de síntese

Vem sendo desenvolvida desde fins do século XIX na Alemanha e após 1950 pela África do Sul, por serem países com grandes reservas de carvão e por terem sofrido sanções comerciais devido a I e II guerra mundial e pela política do *apartheid*, respectivamente.

Esta via é chamada de gaseificação, que é a produção da mistura H_2 / CO (gás de síntese ou *syngas*), através de reação, a altas temperaturas e pressões, de carvão com quantidade controlada de oxigênio (que pode vir do ar, oxigênio puro) na presença de vapor d'água. Os constituintes contaminantes são CO_2 e N_2 (quando se utiliza ar). O vapor age como moderador de temperatura.

Segundo o Electric Power Research Institute - EPRI (Phillips, 2006), os principais processos atualmente utilizados são: leito fixo, leito fluidizado e leito arrastado (Entrained-Flow Gasifier).

3.1.1) Leito fixo (Tecnologia Lurgi)

O carvão, com granulometria de 5-30mm, é carregado no topo do gaseificador e encontra em contra corrente com corrente gasosa ascendente (oxigênio e vapor). No processo de descida o carvão é seco, pré-aquecido, carbonizado e finalmente gaseificado pelo oxigênio e vapor que entram pelo fundo do reator. As cinzas são descarregadas pelo fundo do vaso. Devido ao contato em contra corrente obtêm-se uma grande eficiência de troca térmica, permitindo um menor uso de energia e oxigênio que as outras tecnologias. Um oxigênio de menor pureza (90%) pode também ser usado. O efluente sai pelo topo do gaseificador a 450°C é

resfriado e lavado para remoção de alcatrão, HC líquidos, partículas em suspensão e etc. O gás lavado contém CO, H₂, CO₂, CH₄ e outros HCs e passa por uma série de tratamentos para remover CO₂ e H₂S e otimizar CO e H₂.

3.1.2) Leito fluidizado (Tecnologia Winkler)

O carvão, com granulometria, de 15 mm, é introduzido no fundo do reator em conjunto com vapor e oxigênio. O leito fluidizado formado a 1000°C é isotérmico, o que não permite a formação de alcatrão ou outro HC líquido e o gás produzido contém basicamente H₂ e CO com menos de 1% de metano. O gás quente é resfriado e sofre tratamentos similares aos descritos para o processo 2.1.1.

É um processo de baixa pressão (1-3 atm), o que provoca a desvantagem de um maior custo de compressão do gás de síntese para a continuidade da rota. Quanto à matéria prima, é mais flexível, podendo trabalhar com diversos graus de carvão.

3.1.3) Leito arrastado (Tecnologia Koppers-Totzek)

O carvão pulverizado em pequenas partículas é introduzido em co-corrente com oxigênio ou ar e vapor, em cabeçotes. O tempo de residência do carvão no gaseificador é muito pequeno, e devido à alta temperatura as cinzas são recolhidas como escória. Opera à pressão atmosférica, com carvão pulverizado com 75% abaixo de 200 mesh e utiliza temperaturas de 1000-1200°C. Tais características produzem um gás cuja composição típica é 56% CO, 31% H₂, 11% CO₂ e menos de 0.1% CH₄, não formando produtos líquidos do tipo alcatrão e fenóis. O processo é de operação simples, mas por operar à pressão atmosférica, exige grandes sistemas de compressão para o posterior tratamento do gás de síntese bruto obtido no gaseificador. Outras desvantagens são, a necessidade de pequena granulometria do carvão e o maior consumo de oxigênio que os outros processos de gaseificação (IFFCO, 2007).

A seleção do melhor processo vai depender da qualidade do carvão.

A baixa razão C/H do carvão provoca a obtenção de um gás de síntese deficiente em H₂, para servir como matéria prima para o metanol, portanto haverá necessidade de suprimento de H₂, aumentando os custos de produção.

3.2) GN - gás de síntese

As principais tecnologias atualmente utilizadas para a produção do gás de síntese via GN são:

- reforma a vapor (Steam methane reforming – SMR): O GN reage com vapor (na razão de H₂O/GN = 2:1 a 4:1) em reatores tubulares, recheados com catalisadores à base de níquel, à pressão 25 kgf/cm² e temperatura de 800°C. Este processo é endotérmico, o que exige grande fornecimento de energia.
- oxidação parcial não catalítica (Partial oxidation – POX): O GN e oxigênio são pré-aquecidos, misturados e introduzidos em reator sem catalisador. A reação é exotérmica, portanto, libera energia.
- reforma auto-térmica (Autothermal reforming – ATR): É uma combinação dos dois processos anteriores, com o objetivo de maximizar o uso da energia, já que o primeiro necessita e o segundo disponibiliza. A mistura GN, oxigênio e água entram num queimador, onde ocorre a oxidação parcial catalítica. Em seguida, passa por um catalisador de níquel, onde ocorre a reforma. Há formação e acumulação de carvão nos tubos, que é minimizada com introdução de vapor d'água. Ocorre em um reator de duas seções. A reforma a vapor ocorre na zona superior, e o gás de síntese e o metano não convertido reagem com oxigênio na zona inferior. As pressões são superiores a 70 atm e a temperatura de 1200 a 1600°C (Reyes et al., 2003).

A composição do gás de síntese produzido por cada um dos processos é distinta, e caracterizada pelo número estequiométrico S.

$$S = \frac{(\text{moles H}_2 - \text{moles CO}_2)}{(\text{moles CO} + \text{moles CO}_2)} \quad (1)$$

Para a produção de metanol, o valor ideal de S é 2. Portanto, se S é menor que 2 há falta de hidrogênio e, se maior que 2 há excesso (Olah et al., 2006). A maior rentabilidade do processo se dá quando o gás de síntese tem sua composição com o valor ideal, ou seja, 2 para o metanol. Este parâmetro é um dos que norteia as inovações, o que levou ao desenvolvimento de novos processos. O primeiro deles é um arranjo em série entre uma primeira reforma a vapor e posterior reforma auto-térmica chamada de reforma combinada (Combined reforming – CR).

No Gráfico 1 são comparados os custos relativos dos diversos processos de reforma em função do volume do gás de síntese utilizado.

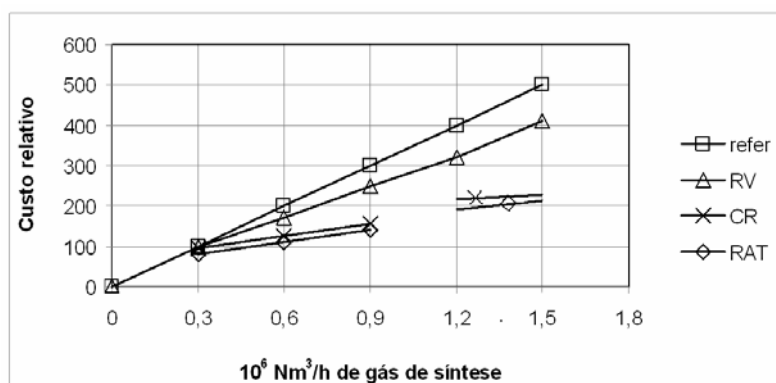


Gráfico 1: Produção de gás de síntese e seus custos relativos dos processos atualmente utilizados

Fonte: Lurgi, 2007a

Considerando a alta escala exigida para a competitividade da rota, a reforma a vapor tem o dobro do custo de investimento da reforma auto-térmica, que por sua vez é ligeiramente inferior à reforma combinada (Lurgi, 2007a).

Além destes, têm sido atualmente estudados os seguintes processos:

- Reforma Auto-térmica com Ar: substituição de oxigênio pelo ar, proposto pela Syntroleum
- Leito Fluidizado - Exxon (Fluidized Bed synthesis gas – FBSG) (Pinheiro, 2002).
- Oxidação Parcial Catalítica, onde os catalisadores são a base de metais nobres, como a platina (Reyes, 2003).

Recentemente a Air Products and Chemicals, Inc. desenvolveu o processo de reforma por membrana catalítica de cerâmica. Esse processo guarda as mesmas características básicas do processo de reforma auto-térmica. Entretanto, substitui-se a planta de suprimento de oxigênio por uma membrana seletiva a este gás, reunindo a separação de ar e a oxidação parcial em uma única operação unitária (U.S. Department of energy, 2007b).

A SMR é o processo de maior custo. Um dos focos das pesquisas atuais é a diminuição desses custos. O processo SMR é caro devido ao alto custo de aquisição e à grande manutenção e reposição dos tubos de liga de níquel, o que é minimizado na ATR e POX, que por sua vez têm alta demanda de energia para a produção de oxigênio e alto custo de investimento na planta criogênica de separação do ar.

A produção de gás de síntese é de aproximadamente 60% do custo total para a produção de olefinas leves.

3.3) Os processos de extração e seus conseqüentes impactos ambientais

Carvão, nafta e GN possuem suas relações C/H decrescentes e se apresentam em estados físicos distintos, sólido, líquido e gasoso respectivamente. Estas características provocam diferentes métodos de extração e processamento.

A mineração do carvão, particularmente a executada na superfície, produz distúrbios temporários numa grande área geográfica. Há um grande número de impactos ambientais como erosão do solo, produção de pó (poluição do ar), poluição sonora e da água presentes e impactos na biodiversidade local. Na moderna mineração há um prévio e cauteloso planejamento, que define as condições existentes e identifica os sensíveis e potenciais problemas, que a mineração pode causar à superfície terrestre, à água, à vegetação, à fauna nativa e ao uso local da terra. Estes estudos têm que ser aprovados pelos órgãos governamentais do meio ambiente, que têm aumentado sistematicamente o nível de exigência (World Coal Institute, 2007).

A exploração e produção de petróleo e GN apresentam potencialmente uma variedade de fatores que impactam o meio ambiente. Dependem do estágio, tamanho e complexidade do processo. Desde o levantamento sísmico até o seu processamento primário, as operações com petróleo e GN interferem no meio ambiente com barulho, luz, emissão de efluentes sólidos líquidos e gasosos, agindo sobre toda a biodiversidade ambiental. Na produção de nafta nas refinarias há ainda um alto consumo de água. A indústria tem sido pró ativa no desenvolvimento do manejo dos sistemas, práticas operacionais e tecnologia de engenharia, para minimizar os impactos ambientais, o que vem contribuindo para a diminuição de acidentes.

É possível concluir que todas as fontes provocam um alto impacto ambiental e, que a escolha por uma delas vai depender da melhor solução e minimização de agressões ao meio ambiente.

2.3) Gás de síntese – metanol

Todos os processos atuais de obtenção de metanol utilizam catalisadores à base de cobre. Existem duas rotas: uma em fase gasosa, que domina o mercado, e outra em fase líquida, introduzido recentemente pela Air Products (Olah et al., 2006).

ICI atual Syntex e a Lurgi são os maiores detentores de tecnologias em fase gasosa utilizadas no mundo. O reator é em leito fixo, com tubos aquecidos cheios de catalisador (Syntex, 2007 e Lurgi, 2007b).

O processo em fase líquida se dá num reator de lodo aquecido, formado por catalisador em pó em óleo mineral, por onde é borbulhado o gás de síntese (Heydorn et al., 2007).

Uma importante variável para a competitividade desta rota, para a produção de olefinas leves, é a escala de produção de metanol, que atualmente é de 5000 t/dia no mínimo. O comportamento deste parâmetro pode ser observado no Gráfico 2.

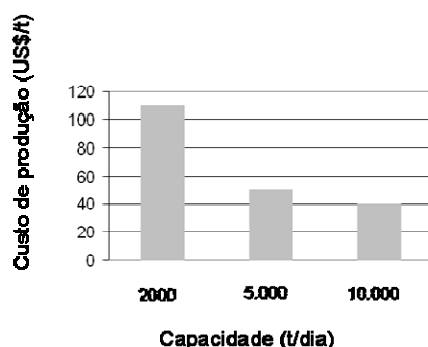


Gráfico 2: Custo de produção de metanol em função da escala Fonte: Lurgi, 2007

2.4) Metanol – olefinas

Existem duas tecnologias, a serem licenciadas atualmente, no mercado internacional, ambas baseadas em reatores de leito fluidizado, similares aos utilizados no processo de Fluid Catalytic cracking (FCC) no refino do petróleo. A primeira da UOP (Universal Oil Products)/Hydro Norsk e a segunda da ExxonMobil. A diferença entre as duas está na catálise.

Os esforços de pesquisa buscam a otimização de processos e escala da produção dos intermediários, gás de síntese e metanol.

Há produção de C4+ que pode passar por um craqueador de olefinas (Olefin cracking - OC) para aumentar seletividade do processo em relação à produção de eteno e propeno.

Comparando-se com a reforma a vapor do GN este processo fornece excepcional valor para conversão de metano, mínima produção de subprodutos (resulta em uma simplificada seção de recuperação) e flexibilidade na mudança da razão dos produtos, propeno para eteno. Enquanto a reforma fornece uma razão praticamente fixa de 2:1 eteno/propeno, o craqueamento do metanol pode fornecer de 1:0,7 até 1:2 eteno/propeno, o que vai ao encontro da maior taxa de crescimento de demanda mundial do propeno (Chen, 2005).

3) METODOLOGIA PARA ANÁLISE ECONÔMICA PRELIMINAR

A análise econômica preliminar será baseada no modelo tradicional de cálculo do custo de produção simplificado que pode ser definido como:

$$C_{\text{produção}} = C_{\text{capital}} + C_{\text{operação e manutenção}} + C_{\text{matéria-prima}} + \text{Outros} \quad (2)$$

C_{capital} – é a depreciação da planta, considerada em 10 anos (custo investimento/10 anos) + a remuneração do capital considerada 10% ao ano (10% do custo de investimento)

$C_{\text{operação e manutenção}}$ – fixado em 4% do custo de investimento, com base em dados médios dos processos petroquímicos.

$C_{\text{matéria prima}}$ – Esses processos só são viáveis quando o custo da matéria-prima é muito inferior aos dos grandes centros consumidores. Esta possibilidade existe quando a jazida se encontra longe destes grandes centros. Não há custos de transportes e a matéria prima é processada ao lado de sua exploração, como pode ser verificado nas reservas de GN na Nigéria e de carvão na China. Estas fontes são conhecidas como *stranded* e se caracterizam pelo baixo custo de oportunidade dos recursos. Como

este valor é desconhecido e diferente, para cada região, será estimado para este estudo como sendo 50% do preço médio CIF (custo+seguro+frete) praticado na Europa.

Outros: são os custos inerentes aos processos químicos, como reposição de catalisador gasto e a utilização de produtos químicos e utilidades, que não serão considerados.

O custo de produção será calculado baseado na escala de 300.000 tons ano de eteno, que é a quantidade de produto produzido pelas plantas com capacidade de aproximadamente 5.500 t/dia de metanol (Alperowicz, 2002), que são as plantas atualmente construídas. Serão calculados os custos de produção do eteno utilizando como matérias primas o carvão e o GN, para posterior comparação com o preço de eteno, atualmente praticado no mercado mundial, e produzido a partir de nafta e etano

4.1) Custos de produção de eteno (CP) via Carvão

- 1) Investimento carvão/eteno – US\$ 1,1 bilhões (Henley, 2007)
 - 2) Depreciação = US\$ 1,1 bilhões/10 anos = US\$ 110 milhões/ano
 - 3) Remuneração do capital = 10% de US\$ 1,1 bilhões = US\$ 110 milhões/ano
 - 4) Custo operacional e de manutenção = 4% de US\$ 1,1 bilhões = US\$ 44 milhões
 - 5) Custo de matéria-prima – Taxa de conversão carvão/eteno é 11,3 t de carvão/t de eteno (Aycook, 2006 e Alperowicz, 2002). O custo carvão *stranded* é estimado em US\$ 30/t a partir da cotação internacional (BP, 2006). Portanto, a produção de 300.000 t/ano de eteno tem o custo da matéria-prima de US\$ 102 milhões
- $C_{\text{produção}} = 110 + 110 + 44 + 102 = \text{US\$ } 366 \text{ milhões/ano}$
 $C_{\text{produção}} = \text{US\$ } 366 \text{ milhões} / 300.000 \text{ t de eteno} = \text{US\$ } 1220 / \text{t de eteno}$

4.2) CP via GN – eteno

- 1) Investimento GN/Metanol (Intille, 2003 e Hydrocarbon Processing, 2003) = US\$ 380 milhões
Investimento Metanol/Eteno (Baker, 2004) = US\$ 320 milhões/ano
Investimento total – US\$ 700 milhões
 - 2) Depreciação = US\$ 700 milhões/10 anos = US\$ 70 milhões/ano
 - 3) Remuneração do capital = 10% de US\$ 700 milhões = US\$ 70 milhões/ano
 - 4) Custo operacional e de manutenção = 4% US\$ 700 milhões = US\$ 28 milhões/ano
 - 5) Custo de matéria-prima – Taxa de conversão GN/eteno = 4,3 m³ de GN/t de eteno (Baker, 2004) = 47 milhões de MM BTU. O custo do GN *stranded* é estimado em US\$ 3,14/MM Btu a partir da cotação internacional (BP, 2006). Portanto, a produção de 300.000 t ano de eteno tem o custo da matéria-prima de US\$ 148 milhões.
- $CP = 70 + 70 + 28 + 148 = \text{US\$ } 316 \text{ milhões}$
 $CP = \text{US\$ } 316 \text{ milhões} / 300.000 \text{ t eteno} = \text{US\$ } 1053 / \text{t de eteno}$

	Parâmetros	Carvão	GN
1	Investimento - US\$	1,1 bilhões	700 milhões
2	Depreciação - US\$milhões/ano	110	70
3	Remuneração do capital - US\$milhões/ano	110	70
4	Custo operacional e de manutenção - US\$milhões/ano	44	28
5	Custo de Matéria-prima - US\$milhões	102	148
	Custo de produção - US\$milhões	366	316
	Custo de produção - US\$/t eteno	1220	1050

Tabela 1: Custos de produção de eteno a partir de carvão e GN

Fonte: Elaboração própria

Os processos de reforma a vapor de nafta e etano produzem eteno, que é vendido na Europa a US\$ 1200/t (ICIS, 2006).

Considerando margem de erro da metodologia, pesquisa e aquisição de dados de 50% (Peters & Timmerhaus, 1991), obteremos uma faixa de CP que variará de +50% do valor da Tabela 1 a – 50% . Portanto o CP poderá ser de:

Para o carvão CP = US\$ 610 – 1830/t

Para o GN = US\$ 525 – 1575/t

Estas faixas de CP quando comparados com o preço médio do eteno, produzido por reforma a vapor da nafta ou etano, praticado na Europa em 2006, US\$ 1200/t (ICIS, 2006), não nos dão uma resposta conclusiva da competitividade.

O comportamento do CP quando se varia o preço da matéria prima é mostrado no Gráfico 3. Observar-se que seu peso é muito maior quando se parte de GN do que de carvão.

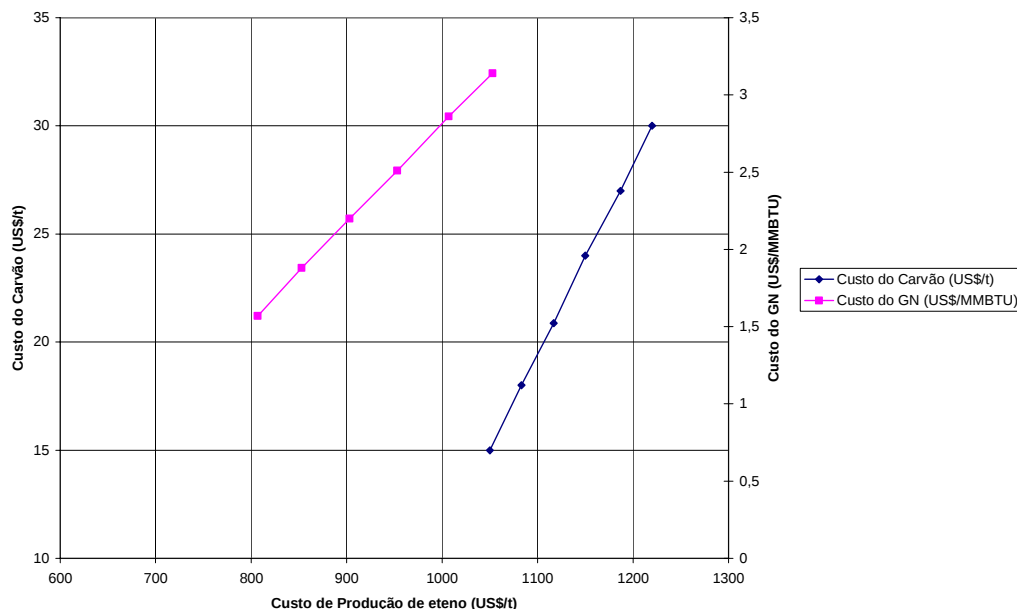


Gráfico 3: Comparação da alteração do CP quando se varia o preço do carvão e GN
Fonte: Elaboração própria

As etapas de produção dos intermediários gás de síntese e metanol vêm sendo continuamente pesquisadas, para diminuição dos seus custos de produção. Sendo principalmente:

- na otimização de energia, pois a produção de gás de síntese consome 65% da energia total gasta no processo e sua grande maioria não é recuperada.
- no desenvolvimento de sistemas catalíticos com maiores taxas de conversão e seletividade tanto para gás de síntese quanto para metanol

Enquanto as pirólises de nafta e etano são tecnologias maduras, as rotas 4.1 e 4.2 têm suas primeiras instalações sendo construídas. Haverá, portanto, os ganhos com a curva de aprendizado.

As atuais plantas de eteno via nafta/etano tem uma escala mais de três vezes superior da que adotada, estão na ordem de 1.000.000. O Gráfico 2 mostra a grande contribuição da escala na produção de metanol.

O consumo de energia é muito superior na produção de gás de síntese via GN do que via carvão, o que aproximará os custos de produção dos dois processos.

5) CONCLUSÕES

Os estudos preliminares deste artigo mostram que as vias alternativas carvão ou GN/gás de síntese/metanol/eteno, não podem ser já consideradas competitivas com os preços atuais de eteno, devido ao grau de incerteza da estimativa utilizada. Entretanto, existe potencial de competição se for considerado que os custos de produção têm a tendência de redução, devido as possíveis inovações tecnológicas naturais destas rotas, que não estão maduras, assim como o aprendizado quer será adquirido no seu desenvolvimento. A construção de plantas de maior escala produtiva, que dependerá em certos casos de considerável progresso tecnológico, também contribuirá para a diminuição do referido custo.

Os resultados deste trabalho poderão ter melhor precisão a partir do maior detalhamento da coleta e manipulação de dados técnico-econômicos. Além disso, variáveis qualitativas ligadas à prospecção da inovação, como evolução do conhecimento científico e tecnológico e posição no ciclo de vida das diversas tecnologias, podem contribuir para uma análise mais aprofundada das perspectivas das diversas matérias primas levantadas neste artigo como potenciais fontes de precursores dos produtos químicos e petroquímicos.

6) REFERÊNCIAS

- Alperowicz N. Methanol-to-olefins complex planned for Nigeria. Chemical Week: New York Vol.164, Num. 39, 14-15, Oct 2, 2002
- Aycook J. Chemicals and power co- productions by Gasification of Illinois Coal. 2006 Gasification Technology Conference, Disponível em :< http://www.gasification.org/Docs/2006_Papers/25_AYCO.pdf> Acessado em maio 2007
- Baker J. Stranded gas options European. Chemical News, march, 1-7p, 2004
- BP – Britsch Petroleum BP Statistical Review of World Energy June 2006. Disponível em: <http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2006/STAGING/local_assets/downloads/spreadsheets/statistical_review_full_report_workbook_2006.xls#Coal-Prices!A1> Acessado em maio 2007
- CAPP - Canadian Association of Petroleum Producers Oil Sands Resources, Production and Projects. Disponível em: http://www.capp.ca/default.asp?V_DOC_ID=1162. Acessado em março 2007
- Chen J.Q., Bozzano A., Glover B., Fuglerud T., Kvisle S. Recent Advancements in Ethylene and Propylene Production Using the UOP/Hydro MTO Process. Catalysis Today, nº 106, 103–107p, 2005
- Henley J.P. Overview of China's Lead in Coal Gasification Implementation. Dow Chemical Company, 2007. Disponível em: <<http://www.gasification.org/Docs/Legis/2007%20China%20Roundtable/Senate%20RT%20Review%20DOW%20JPH%202007%2003%2023.pdf>> Acessado em maio 2007
- Heydom E.C., Stein V. E., Street B. T., Kornosky R.M. Liquid Phase Methanol (LPMEOH™) Project Operational Experience. Disponível em: http://www.gasification.org/Docs/1998_Papers/gtc9807p.pdf Acesso em março 2007
- Hydrocarbon Processing, Petrochemical process, 2003
- ICIS Pricing 10th November 2006 Ethylene (Europe). Disponível em:< http://www.icispricing.com/il_shared/Samples/SubPage49.asp> Acessado em maio 2007
- IFFCO - Indian Farmers Fertiliser Co-operative Limited - Developments in Ammonia Production Technology. Disponível em:<<http://www.iffco.nic.in/applications/iffcoweb5.nsf/622a5cc0ab1610f6e52566a500151fbb/4c4c41bda8dce6c7652570c40047bd41?OpenDocument>> Acessado em maio de 2007
- Intille G. M., Predicting Chemical Profitability in the Chemical Industry New Breakthrough Chemical Manufacturing Technologies, 2003. Disponível em: <<http://www.iupac.org/symposia/conferences/chemrawn/crXVI/crXVI-N24-Intille.pdf>> Acessado em maio 2007
- Leveen L. What to do when you have a gas. Hydrocarbon Processing, 83-86, January, 2005
- Lurgi AG Reforming Disponível em: <http://www.lurgi.com/website/fileadmin/user_upload/pdfs/07_Reforming-E.pdf> Acessado em maio 2007a
- Lurgi AG Methanol Disponível em:<http://www.lurgi.com/website/fileadmin/user_upload/pdfs/17-Methanol-EN.pdf>Acessado em março 2007b
- National Energy Board (Canadá). Canada's oil sands, opportunities and challenges to 2015: na update, 2006. Disponível em: http://www.neb.one.gc.ca/energy/EnergyReports/EMAOilSandsOpportunitiesChallenges2015_2006/EMAOilSandsOpportunities2015Canada2006_e.pdf. Acessado em abril 2007
- NETL (National Energy Technology Laboratory). Oil Shale Development in the United States. Disponível em: <http://www.netl.doe.gov/energy-analyses/pubs/Oil%20Shale%20Development%20in%20the%20United%20States%20%20RAND%20August%202000.pdf>, 2005 . Acesso em março 2007a
- NTEL (National Energy Technology Laboratory). The National Methane Hydrates R&D Program. Disponível em: http://www.netl.doe.gov/technologies/oilgas/FutureSupply/MethaneHydrates/MH_ReferenceShelf/RefShelf.html. Acesso: mar 2007b
- Olah G.A., Goeppert A., Prakash G. K. S. Beyond Oil and Gás: The methanol economy. WILEY-VCH: Weinheim, 290p, 2006
- PDVSA Faja Petrolífera del Orinoco. Disponível em: <http://www.pdvsa.com>. Acessado em março 2007
- Philips J. Coal Gasification. disponível em: <http://www.gasification.org/Docs/Bismarck%2006/01Phillips.pdf>, Acesso em jan 2007
- Pinheiro, B. B. Produção de combustíveis sintéticos a partir do gás natural: evolução e perspectivas. Monografia de bacharelado, IE-UFRJ, 2002.
- Reyes S. C., Sinfelt J. H., Jennifer S. Feeley J. S. Evolution of Processes for Synthesis Gas Production: Recent Developments in an Old Technology Ind. Eng. Chem. Res. Nº42, 1588-1597, 2003
- Synetix Leading Concept Methanol (LCM) Process Disponível em:<<http://www.jmcatalysts.com/pct/pdfs-uploaded/methanol/shortlcm.pdf>> Acesso em março 2007
- Tham C.M. Pyrolysis Furnace Disponível em:<<http://kolmetz.com/pdf/Pyrolysis-Furnace-Rev-1.pdf>> Acessado em maio 2007
- U.S. Department Of Energy Ground Water Protection Research Foundation National Petroleum Technology - Office Bureau of Land Management. Handbook on Coal Bed Methane Produced Water:

Management and Beneficial Use Alternatives. 2003. Disponível em: <http://www.all-llc.com/CBM/BU/index.htm>. Acesso em março 2007a.

U.S. Department of energy Advanced Syngas Production Disponível em: <<http://www.fossil.energy.gov/programs/fuels/hydrogen/hydrogen-from-gas.html>> Acessado em maio 2007b

World Coal Institute. Coal and the Environment. Disponível em: <http://www.worldcoal.org/assets_cm/files/PDF/coalminingandtheenvironment.pdf> Acessado em maio/2007

World Energy Council New Technology for Tight Gas Sands. Disponível em: <http://www.worldenergy.org/wec-geis/publications/default/tech_papers/17th_congress/2_1_16.asp#top>. Acesso em março 2007

PRELIMINARY ASSESSMENT OF THE DIFFERENT CARBON SOURCES FOR THE PRODUCTION OF PETROCHEMICAL FEEDSTOCKS

There is a growing and constant world demand of petrochemical predecessors (mainly ethylene and propylene). The availability of feedstock with suitable price and quantity is the main issue in the dynamics of the chemical industry. In the years following the Second World War, oil and gas placed themselves as feedstock of choice for the chemical and petrochemical industries. In latest years however, a discussion on the alternatives is back. The uncertainty as to the availability and price of oil and gas, coupled with growing environmental limitations have contributed to the stimulation of research efforts for new sources of feedstocks, renewable sources included, as well as reassessment of conventional sources. The present work aims at mapping the different technological routes, as well as a preliminary comparative study of the economic feasibility and competitiveness among the different carbon sources for the production of olefins. The carbon sources to be approached are coal, oil, gas, oil sands, extra heavy oil, coalbed methane, methane hydrates and carbon dioxide. A comparison with these many sources suggests that, side by side with the availability of such resources, many technological challenges would have to be overcome before some of the sources in issue could replace the role oil and gas has had since mid-twentieth century. This study aims at pointing out the potential of each of the aforementioned alternatives as carbon sources for the production of petrochemical feedstocks. Such potential will be contrasted with production estimated costs, in an attempt to determine the economic potential of each alternative for use in the petrochemical industry. Finally, as from such comparative analysis, an attempt will be made to point out the sources with greater potential of use in the petrochemical industry.

Key words: petrochemical feedstocks, light olefins, ethylene

“Os autores são os únicos responsáveis pelo conteúdo deste artigo”