

5º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS

10^o pdpetro

Realização



TÍTULO DO TRABALHO:

ESTUDO SOBRE APLICAÇÃO DA TECNOLOGIA GTL EM AMBIENTE OFFSHORE

AUTORES:

Armando Almeida dos Santos Neto
Gláucia Nicolau dos Santos

INSTITUIÇÃO:

Universidade Tiradentes

ESTUDO SOBRE APLICAÇÃO DA TECNOLOGIA GTL EM AMBIENTE OFFSHORE

Abstract

Natural gas is a fossil fuel that has several applicability. When produced, this product is extracted with petroleum. However it is often burned due to the large distance between the field and the Natural Gas Processing Unit, making its transportation by conventional means impracticable. Therefore, some techniques are applied to enable the use of this remote natural gas which may be associated or not with petroleum, such as gas-to-liquids (GTL). This technology seeks to monetize this natural resource and reduce unwanted emissions into the atmosphere during the gas flaring process. GTL uses natural gas as its raw material and converts it into synthesis gas through different processes. Among them, the most used are steam reforming, partial oxidation and autothermal reforming. Synthesis gas consists of a mixture of carbon monoxide (CO) and hydrogen (H₂), which is later converted by Fischer-Tropsch synthesis into higher quality, cleaner and more flexible liquid hydrocarbons compared to petroleum distillates. These liquid hydrocarbons can be transformed by conventional processes already used in the petroleum industry to produce high quality distillates such as diesel which has a lower sulfur content and a high carbon number. This paper aims to perform a literature review on GTL technology, in order to present the processes involved and their technical characteristics, as well as the importance of its applicability in remote natural gas fields. As well as verify the economic viability of a GTL plant to be used in offshore fields, where this gas will be harnessed. Noting that, despite fluctuations in oil prices in the market, its growth is expected. From this economic analysis, it was possible to verify the use of GTL technology in offshore fields.

Introdução

O petróleo é a principal fonte de energia de origem fóssil, a indústria petrolífera responsável pela sua produção vem tendo um crescimento extraordinário nas últimas décadas. Porém temos que as reservas mundiais de petróleo vêm diminuindo com o passar dos anos, além disso vemos cada vez mais temos uma maior demanda de energia e uma necessidade de redução de emissão de poluentes no mundo, logo a utilização de fontes de energias alternativas vem ganhando espaço no mercado mundial.

O gás natural, o qual é produzido juntamente com o petróleo, vem ganhando atenção dos pesquisadores já que é uma fonte de energia alternativa mais limpa que o petróleo, diminuindo a dependência do mesmo e com aplicações diversificadas, de acordo com Wei & Peng (2016) o gás natural ainda é considerado um combustível ecológico. Com essas vantagens o gás natural vem obtendo um aumento de sua participação na matriz energética brasileira, tendo um aumento significativo na sua produção nos últimos anos, conforme pode ser visto na Figura 1 (ANP, 2017).

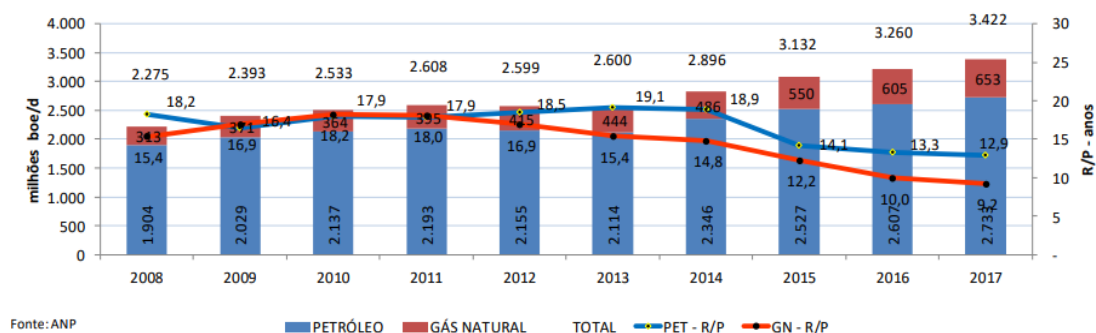


Figura 1: Evolução da produção de petróleo e gás natural e Reserva/Produção (R/P) de 2008 a 2017. Fonte: ANP, 2017.

De acordo o Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural referente ao mês de Julho/2019, disponibilizado pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), foram publicados os 20 campos que mais queimaram gás natural neste período, tendo os campos offshore o maior índice de queima. Por vezes, devido a inviabilidade do transporte desse combustível o mesmo pode ser queimado em flares, por motivos de segurança, ocasionando a geração do dióxido de carbono (CO₂) contribuindo para o aquecimento global, como também re-injetado no reservatório para recuperação secundária, ou até mesmo não produzidos por causa da inviabilidade (MUÑOZ *et al.*, 2014).

Gas-to-liquids (GTL) é uma tecnologia que a partir do gás natural produz um gás de síntese (*syngas*), o qual é um produto intermediário que pode ser processado em derivados do petróleo utilizando a reação de Fischer-Tropsch ou pela síntese e conversão de metanol (Tso *et al.*, 2018). Levando em consideração o desperdício de gás natural, tem-se que a tecnologia GTL a qual obtém produtos mais limpos e flexíveis, se torna uma solução atrativa, agregando um maior valor econômico e ambiental, incentivando a produção desse gás natural.

O presente trabalho tem como objetivo realizar um estudo de caso sobre a aplicação da tecnologia GTL para verificar a viabilidade econômica de uma planta GTL a ser utilizada em campos offshore onde será aproveitado o gás associado remoto.

Metodologia

A tecnologia GTL possibilita o aproveitamento do gás natural associado remoto. Deste modo, foi realizado um estudo de caso para analisar os resultados obtidos na dissertação de mestrado elaborada por Castelo Branco (2008), em que se verificou a viabilidade econômica da utilização de uma planta GTL com a tecnologia SMR de microcanais da empresa Compact GTL em ambiente *offshore*, onde será obtido como produto final o *syncrude*, o qual pode ser transportado junto ao petróleo produzido e refinado para obter o derivado desejado conforme a necessidade comercial.

Além disso, o estudo realizado escolheu como exemplo para uso da tecnologia o campo Marlim Leste, situado na Bacia de Campos, litoral norte do Rio de Janeiro, sendo um dos maiores produtores de petróleo e gás do Brasil. Sendo que esta tecnologia também pode ser empregada no campo Piranema, localizado na Bacia de Sergipe, pois o mesmo produz em torno de 1.400.000 Mm³/d de gás natural, de modo que este valor atente a produção necessária (para plantas de 1.000 e 5.000 barris/dide *syncrude* (Nicholls, 2007).

A análise da viabilidade econômica da utilização da tecnologia GTL, relatada no estudo realizado por Castelo Branco (2008), utilizou o Valor Presente Líquido (VPL) o qual consiste num método para análise econômica de investimento, obtido pela diferença entre o valor presente das entradas de caixa (benefícios), e o custo inicial do investimento executado, a uma determinada taxa de desconto (Reberlatto, 2004), conforme descrito na Equação 1.

$$VPL = -C + \frac{\Pi_1}{(1+r)^1} + \frac{\Pi_2}{(1+r)^2} + \frac{\Pi_3}{(1+r)^3} + \dots + \frac{\Pi_n}{(1+r)^n} \quad (1)$$

Em que: C é o custo de capital; r é a taxa de desconto; n é a vida útil da planta e Π representa o lucro.

Determina-se se o projeto deve ser aceito através da análise do VPL. Quando este é maior que zero, o projeto é aceito, pois, tem-se retorno (lucro). Caso o VPL apresente valor negativo, o projeto não é aceitável, de modo que a despesa é maior que a receita. Porém, se o VPL for igual à zero, o projeto é considerado indiferente, pois não gerará lucros (Reberlatto, 2004).

Para a determinação dos valores do VPL (equação 1) foram utilizadas algumas variáveis:

- A capacidade de produção da planta foi de 1.000 e 5000 barris/dia do *syncrude*;
- A taxa de desconto (r), atribuída de 15 %, que é o valor normalmente utilizado em projetos na área de petróleo.
- O preço do petróleo foi o West Texas Intermediate (WTI) com valor de US\$ 60,00, que é o valor mínimo previsto entre os anos de 2005 e 2030 pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE) (EIA, 2007).
- A diferença entre os preços do petróleo do campo Piranema localizado na Bacia de Sergipe e do *syncrude* em relação ao petróleo WTI foi determinada por meio da Equação 2, a qual é influenciada pela qualidade do óleo produzido, como a quantidade de enxofre (S), o $^{\circ}\text{API}$ e o índice de acidez (IA).

$$\text{Diferença (\%)} = \text{US\$}0,007 \times (^{\circ}\text{API}_{\text{petróleo}} - ^{\circ}\text{API}_{\text{WTI}}) + \text{US\$}0,056 \times (\%S_{\text{WTI}} - \%S_{\text{petróleo}}) + \text{US\$}0,051 \times (IA_{\text{WTI}} - IA_{\text{petróleo}}) \quad (2)$$

- O custo de insumo foi considerado US\$ 0,00, pois o gás natural não gerara custos de queima ou reinjeção.
- Custo de capital US\$35.000,00/barril de capacidade (Riches, 2007).
- O custo operacional foi no valor de US\$ 5,00/barril que equivale a US\$ 31,45/m³ do *syncrude*.
- A eficiência da planta foi 283 m³ do gás natural para produzir 1 barril de *syncrude*.
- O tempo de operação anual foi de 340 dias, pois 20 dias serão para a manutenção da planta.
- O tempo de vida útil foi de 25 anos.

Além dessas variáveis, Castelo Branco (2008) considerou 3 situações com condições diferentes na aplicação:

A primeira situação: Uma planta GTL com capacidade produtiva de 1.000 bbl/dia de *syncrude*, operando no máximo. Além disso, considerou que o campo em estudo, Piranema, possui um gasoduto para exportar o gás natural que excede a capacidade da planta e o *syncrude* é transportado separado do petróleo.

A segunda situação: Uma planta GTL com capacidade de 5.000 bbl/dia de *syncrude*. O gás produzido não excederá a capacidade de produção e o *syncrude* obtido ao final do processo será transportado junto ao petróleo.

A terceira situação: Uma planta GTL com capacidade de 5.000 bbl/dia de *syncrude*. O gás produzido não excederá a capacidade de produção e o *syncrude* obtido ao final do processo será transportado separado do petróleo.

Após a avaliação do VPL, realizou-se uma análise de sensibilidade para avaliar o comportamento do VPL de acordo a variação do custo de capital, custo de operação e manutenção (O&M), preço do petróleo e taxa de desconto.

Resultados e Discussão

Inicialmente determinou-se a diferença entre os preços do petróleo de Sergipe e do *syncrude* em relação ao petróleo WTI, através da Equação 2. Para isto, utilizou-se as características descritas na Tabela 1 para os diferentes tipos de petróleo. O petróleo de Sergipe teve desconto de 13,43 % e o *syncrude* obteve prêmio de 1,68 % em relação ao petróleo WTI.

Tabela 1: Característica qualitativa para os diferentes tipos de petróleo.

Características	Petróleo		
	WTI ¹	Sergipe ²	<i>syncrude</i>
°API	40	24,6	40
Enxofre (S) (%)	0,3	0,4	0
Índice de acidez (IA) (mg KOH/g)	0	1,41	0

Fonte: ¹Wlazlowski, 2007, ²EPE, 2019.

Feito isto, calculou-se o VPL (Equação 1), o preço de robustez para cada situação, conforme descrito na Tabela 2.

Tabela 2: Valores do Valor Presente Líquido para as 3 situações.

Situações	Condições de operação	VPL (US\$)	Preço WTI mínimo para VPL>0 (US\$)
1	Capacidade: 1000 bbl/dia Preço do Petróleo: preço fixo US\$ 60,00 Transporte: <i>syncrude</i> separado do petróleo	71.139.351,46	21,40
2	Capacidade: 5000 bbl/dia Preço do Petróleo: preço fixo US\$ 60,00 Transporte: <i>syncrude</i> misturado ao petróleo	74.045.780,07	42,00
3	Capacidade: 5000 bbl/dia Preço do Petróleo: preço fixo US\$ 60,00 Transporte: <i>syncrude</i> separado do petróleo	78.191.770,08	41,30

Fonte: (Castelo Branco, 2008).

Conforme pode-se observar na Tabela 2, para as diferentes situações, obteve-se valores do VPL não muito discrepantes. Ao comparar as situações que apresentam diferentes capacidades de produção da planta GTL (1000 e 5000 bbl/dia), quando o *syncrude* é transportado separado do petróleo, a situação 3 obteve um VPL maior que o da situação 2, foram eles US\$ 71.139.351,46 e 78.191.770,08, respectivamente.

Já ao comparar as situações com a mesma capacidade de produção, pode-se verificar que a situação 3 obteve o VPL maior que a situação 2. No entanto, na situação 3, o *syncrude* será transportado separado do petróleo, mas no cálculo não foi incluso os custos relacionado ao transporte. Deste modo, a situação 3 apresentou o valor mais alto do VPL, apresentando assim maior rentabilidade quando o *syncrude* é transportado separado do petróleo para que não ocorra a perda de sua qualidade, permitindo assim o ganho do prêmio do *syncrude* em relação ao petróleo de Sergipe, pois, na situação 2, ao transportar o *syncrude* junto ao petróleo, pode-se diminuir a qualidade desse devido a mistura.

O preço de robustez é um dos critérios utilizados pelas empresas petrolíferas para auxiliar na decisão de um projeto, pois o mesmo representa o preço mínimo que garante um VPL positivo. Este preço é utilizado pela Petrobras como Brent de Robustez, e recebe o valor de US\$ 23,00/bbl (PETROBRAS, 2006). No estudo, foi empregado o preço do petróleo WTI de US\$ 35,71/bbl, através da Equação 2.

Na situação 1, o preço de robustez foi de US\$ 21,40/bbl, valor menor do que as situações 2 e 3, os quais foram respectivamente. Deste modo, pode-se verificar que aplicação do projeto para a situação 1 é viável, pois apresentou um preço mínimo constante de US\$ 21,40/bbl, valor este menor que o utilizado pela Petrobras (US\$ 35,71/bbl).

Após verificar os resultados obtidos sobre os valores de VPL, foi efetuada uma análise de sensibilidade para avaliar o comportamento do VPL, variando-se o custo de capital, custo de operação e manutenção

(O&M), preço do petróleo e taxa de desconto. A estes foram atribuídos valores descritos na Tabela 3, variando-se entre 40 a -40 %.

Tabela 3: Valores utilizados no cálculo do VPL para a situação 2.

Variáveis	Valor Base
Custo de capital (US\$)	175.000.000,00
Custo de O&M (US\$)	5
Preço do petróleo (US\$)	60
Taxa de desconto (%)	15

Fonte: (Castelo Branco, 2008).

A análise de sensibilidade foi aplicada na situação 2, uma vez que suas características se aproximam mais da planta GTL oferecida pela CompactGTL. Deste modo, empregou na análise o VPL de US\$ 74.045.780,07 e os resultados obtidos podem ser observados na Figura 2.

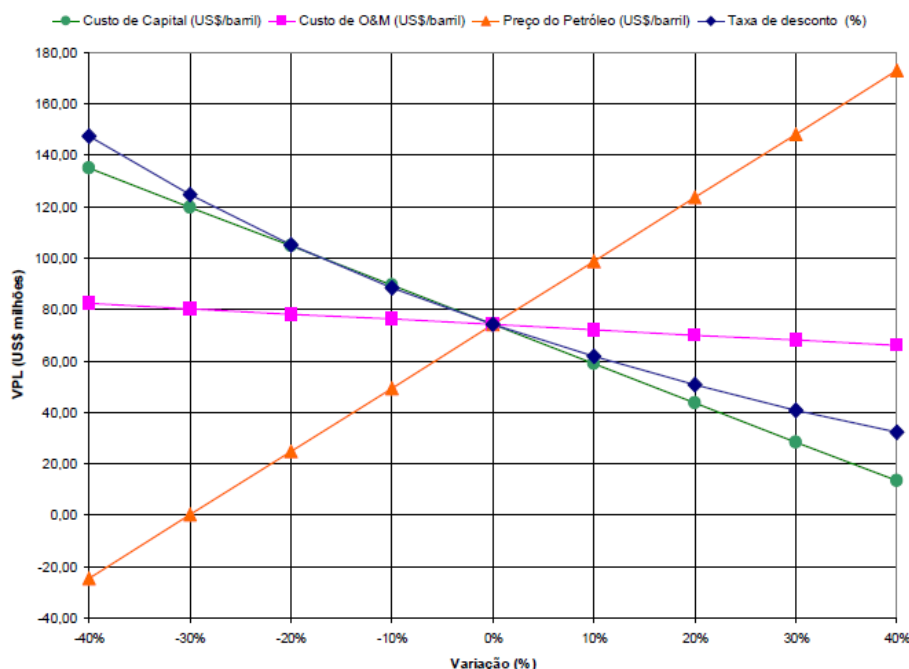


Figura 2: Análise de sensibilidade aplicada a situação 2.

Fonte: (CASTELO BRANCO, 2008).

Na Figura 2, observa-se que custo de capital com valores acima de 175.000.000,00, o VPL será reduzido, mas caso esse valor diminua, o VPL tende a aumentar. A taxa de desconto variou entre 9 a 21 % e apresentou comportamento similar ao custo de capital, pois o seu aumento proporcionou a redução do VPL. Em relação ao custo de Operação e Manutenção (O&M) resultou em uma oscilação muito pequena do VPL, sendo a variável que menos influenciou.

Já a variável que teve maior influência no VPL foi o preço do petróleo, devido suas oscilações utilizadas na análise, variando - 40%(US\$ 36,00/bbl) a 40% (US\$ 84,00/bbl). Desta maneira, mesmo o preço do petróleo tendo uma redução de 20% (US\$ 48,00/bbl), obteve-se um VPL positivo, apesar de ser menor quando comparado aos preços superiores.

A análise de sensibilidade realizada ao ser avaliada diante dos atuais preços do petróleo, os quais foram em média US\$ 59,80/bbl para o petróleo WTI, entre os meses de abril e julho no ano 2019 (World Bank, 2019a), pode-se verificar a viabilidade do projeto, pois na análise o VPL seria negativo quando o

preço do petróleo fosse menor que US\$ 42,00/bbl. O VPL tem probabilidade de aumento a partir do ano de 2020, devido à previsão que o preço do petróleo terá o valor de US\$ 65,00/ bbl (World Bank, 2019b).

Conclusões

Este trabalho propôs o uso da tecnologia GTL, como uma nova alternativa para possibilitar o aproveitamento do gás natural associado remoto em campos *offshore*, pois essa tecnologia permite minimizar a queima do gás nas plataformas, rentabilizando esse recurso, através da sua conversão em combustíveis limpos. Para isto, através do estudo de caso realizado, verificou-se que o atual preço do petróleo permite obter um VPL positivo possibilitando a possível utilização dessa tecnologia, podendo obter uma rentabilidade ainda maior no ano de 2020, pois prevê-se que o preço do petróleo irá aumentar, sendo necessário realizar uma nova avaliação econômica para verificar a viabilidade da implantação de uma planta GTL.

Referências Bibliográficas

ANP - Agência Nacional Do Petróleo Gás Natural E Biocombustíveis. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/>>. Acesso em: 14 set. 2019.

Castelo Branco, D. A. Análise técnica e econômica da aplicação da tecnologia gtl de pequena escala para a monetização do gás natural associado remoto offshore no brasil. Rio de Janeiro, 2008. Dissertação (mestrado em Planejamento Energético). Universidade Federal do Rio de Janeiro, UFRJ.

EIA. The Global Liquefied Natural Gas Market: Status and Outlook. Disponível em: <<http://www.eia.gov/oiaf/analysispaper/global/index.html>>. Acesso em: 10 nov. 2016.

EPE - Empresa de Pesquisa Energetica (2019), "Perspectivas de implantação de refinarias de pequeno porte no Brasil." Rio de Janeiro, NOTA TÉCNICA DPG-SPT Nº 01/2019.

Muñoz, C. P. De F.; Gomes, I.; Hollanda, L. Princípios do Gás Natural. In: Gás Natural. Rio de Janeiro: FGV Energia, 2014.

NICHOLLS, T., 2007, GTL with a difference. Disponível em: <<http://proquest.umi.com/pqdlink?did=1313098371&sid=1&Fmt=3&clientId=44012&RQT=309&VN=1&ame=PQD>> Acesso em: 15 set. 2019.

Reberlatto, D. Projeto de investimento. 1. ed. Barueri, SP: Manole, 2004.

Riches, P. Key strategic issues : stranded or associated gas technology or opportunity driven big or small plant. p. 0–13, 2007. Disponível em: <<http://documents.mx/documents/compactgtl.htm>>. Acesso em: 05 nov. 2016.

Tso, W. W., Niziolek, A. M., Onel, O., Demirhan, C. D., Floudas, C. A., & Pistikopoulos, E. N. (2018). “Enhancing natural gas-to-liquids (gtl) processes through chemical looping for syngas production: Process synthesis and global optimization.” *Computers & Chemical Engineering*, 113, 222-239.

Wei, L., & Geng, P. (2016). “A review on natural gas/diesel dual fuel combustion, emissions and performance.” *Fuel Processing Technology*, 142, 264-278.

Wlazlowski, S. (2007). Crude oil—end-product linkages in the European petroleum markets. *OPEC review*, 31(2), 73-90.

World Bank. Commodity Markets Outlook. Disponível em: <

<https://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets> >. Acesso em: 14 nov. 2019b.

World Bank. World Bank Commodities Price Data (The Pink Sheet) - 4-Sep-2019. Disponível em: <
<https://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets>>. Acesso em: 14 nov. 2019a.