

# MINI PLANTAS DE GNL E DE TRATAMENTO GÁS NATURAL

*Por*

**Luiz Henrique V. Souza**

[luizhenique\\_99@yahoo.com](mailto:luizhenique_99@yahoo.com)

*Escrito em 09/04/2007*

Para nossa realidade, as plantas de liquefação/regaseificação estão muito distantes pelos aspectos técnicos e, principalmente, econômicos, tanto é assim que até hoje se fala muito, mas, nenhuma foi construída apesar do anúncio do governo, bem, vamos esperar para ver.

Pelo exposto acima, conhecer as tecnologias de mini-plantas para este processo seria bem interessante, com destaque absoluto para a que usa o tubo vortex. Essas tecnologias estão descritas, resumidamente, neste relatório.

**GNL** (Gás Natural Liquefeito) tem sido produzido em *plantas de liquefação de pequena de escala (SSL)*, não somente, para suprir piques de demanda, como também tornar disponível o gás natural a regiões que necessitam, mas, são economicamente inviáveis para justificar a construção de pipelines de ligação. Em muitos países, o gás natural tem sido usado como combustível para ônibus urbanos, caminhões, geradores, turbinas, embarcações, locomotivas e automóveis. Junto com a vantagem econômica vem o benefício ambiental. Poucas empresas, em todo o mundo, oferecem plantas **SSL**, em regime turnkey.

**GNL** é o resultado do resfriamento do gás natural a condições criogênicas para condensar o metano, seu principal componente. É requerida uma temperatura de  $-161,5^{\circ}\text{C}$  para produzir, e manter, o gás natural em estado líquido ao padrão da pressão atmosférica, precedendo o processo de liquefação, é necessário tratar o gás natural a fim de remover umidade,  $\text{CO}_2$ , componentes  $\text{C}_3+$  e hidrocarbonos pesados. Dependendo da origem do gás pode, também, serem requeridos a remoção de gases ácidos, mercúrio e enxofre.

Uma planta típica de **GNL** é construída dos seguintes estágios: Tratadores de gás natural, liquefação, estocagem e entrega. Sabidamente, o maquinário de liquefação é o elemento que demanda maior investimento, de 30% a 40% do capital total.

Considerando que o consumo de energia específica é um fator não desprezado na indústria de **GNL**, novos processos, e melhorias dos existentes, são as principais metas perseguidas pelas empresas.

Em toda a parte os custos operacionais, eficiência térmica e segurança são alguns dos problemas a se considerar quando selecionar uma tecnologia de planta **SSL**.

Evidentemente, a maioria das plantas **SSL** deriva da tecnologia de plantas de grande capacidade que foram projetadas para produzir milhões de toneladas por ano de **GNL**. As primeiras plantas usavam o princípio cascata para a refrigeração do gás natural, ou, simplesmente, uma mistura de refrigerantes. A capacidade de um trem de liquefação típico era menos de 1M/tpa (**tonelada por ano**), ordem de magnitude infinitamente menor que as usadas hoje em dia. A capacidade de uma planta **SSL** para suprir postos de combustíveis é, em geral, em torno de 10-50 toneladas por dia (**tpd**).

Grandes plantas de **GNL** são enormes investimentos de longo prazo, os quais contrastam com as **SSL**. Muitas plantas **SSL** estão disponíveis em containeres ou módulos prontos para despacho a qualquer lugar e para operação imediata. É estimado que um sistema de liquefação geral custe, entre, US\$ 1, 500/MMBTU e US\$ 2, 500/MMBTU, de acordo com Cascone<sup>3</sup>, uma considerável fatia do investimento será gasta no sistema de tratamento de gás natural e no trocador de calor principal. **A figura 1** dá uma idéia da distribuição de custos de acordo com diversos processos numa planta **SSL** adaptada para análises GTI (**Gas Technology Institute/USA**).

Os processos **SSL** podem ser classificados em dois grupos principais, nomeados **open-loop**, no qual o fluido refrigerante é parte do gás alimentado e **closed-loop**, onde a refrigeração e liquefação são alcançadas por um refrigerante auxiliar que flui continuamente num circuito separado.

Sistemas abertos (**open-loop**) são baseados, principalmente, em um sucessivo processo de compressão-resfriamento-expansão do gás natural. O ultimo estagio de expansão é, normalmente, desempenhado por um *turbo expander (TEX)* para se obter **GNL**. Sistemas fechados (**closed-loop**) operam usando um refrigerante criogênico simples ou uma mistura selecionada de refrigerantes para resfriar a produção do gás natural.

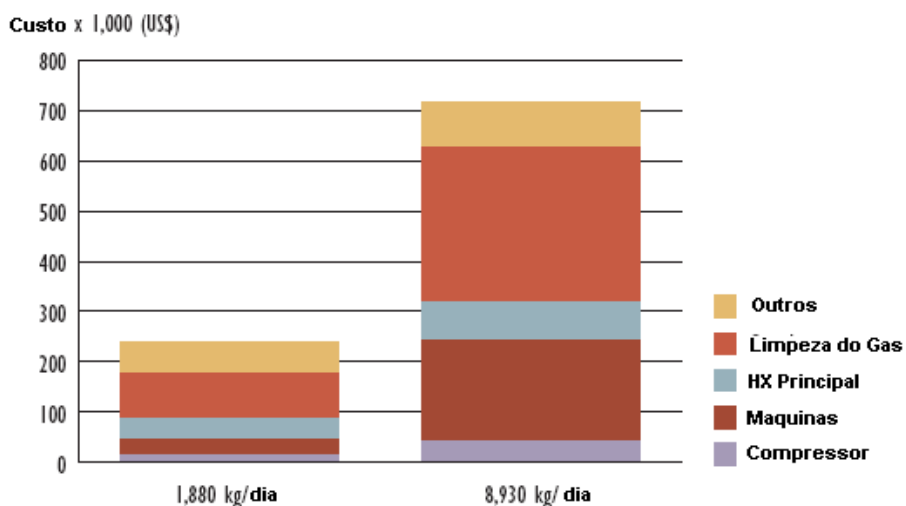
Nitrogênio, metano e uma mistura destes com outros hidrocarbonos são, também, usados, no ultimo caso acima, este é conhecido como ciclo de *refrigerante misto (MR)*. A **Tabela 1** sumariza alguns ciclos comerciais de acordo com as 2 classificações apresentadas acima e outras informações relevantes de tecnologias, eficiências e capacidades relacionadas.

**Tabela 1**

Classificação	Ciclo Refrigerante	Processo Liquefação	Eficiencia Geral kW-dia/ton	Capacidade	Referencia
	Refrigerante Mixo (MR)	Black and Veach PRICO	16,8	1,3 MM tpa	Solof, 2006
		GTI	*	1,000 gpd	GTI, 2003
		Kriopak PCMR	13,0	210 tpd	Solof, 2006
	Turbo-Expander TEX (N <sub>2</sub> )	Hamworthy	33,3	30 a 500 tpd	Hamworthy, 2006
	Turbo-Expander TEX (N <sub>2</sub> & Cl)	Dual Pre-Resfriado TEX +	13,0	0,5 MM tpd	Foglietto, 2004
Sistema Aberto (Open-Loop)	Turbo-Expander (TEX)	Dual TEX	16,5	0,5 MMtpd	Foglietto, 2004
		Kriopack EXP	15,5	147 tpd	Solof, 2006
		Idaho (residual)	*	10,000 gpd	Cascone, 2005
		Stirling	*	50hg/h - 10 tpd	Cascone, 2005
	Tubo Vortex	--	*	500 kg/h	Kirillov, 2004

\* Informação não disponível

**Figura 1**



O ciclo **MR** é baseado na idéia de uma refrigeração contínua do gás natural usando uma mistura de refrigerante bem selecionada e projetada, que podem imitar a curva de resfriamento do gás natural a temperaturas criogênicas, assim o uso da energia e as dimensões dos trocadores de calor podem ser otimizados. A mistura, usualmente, inclui hidrocarbonos leves (metano) e alguns menos voláteis junto com gás não-condensado, o mais comum é nitrogênio. Enquanto procede ao resfriamento do gás natural, C3+ pode ser removido para formar os líquidos do gás a fim de serem comercializados. Numa análise termodinâmica, os ciclos **TEX** são, teoricamente, tão eficientes como os mais avançados ciclos usados em grandes plantas convencionais, que são, por sua vez, baseadas em tecnologia **MR**. No passado **TEX** tinha baixa eficiência (60% - 70%), mas, nos dias atuais, tem uma eficiência de expansão de 85%<sup>3</sup>. A máquina de expansão é o coração do processo e um dos fazem diferença ao ciclo de eficiência geral. Na teoria, duplo **TEX** são suficientes para aumentar a eficiência do ciclo, porque a curva de resfriamento do gás natural é reproduzida melhor do que aquele com um só **TEX**<sup>6</sup>.

Plantas **MR** são, geralmente, mais complexas. São necessárias diversas fontes de suprimento e estocagem do gás natural, fazendo com que a operação e controle destas plantas sejam mais complicados. Também, temos altas taxas de refrigerantes fluindo através da planta criando um potencial problema ambiental.

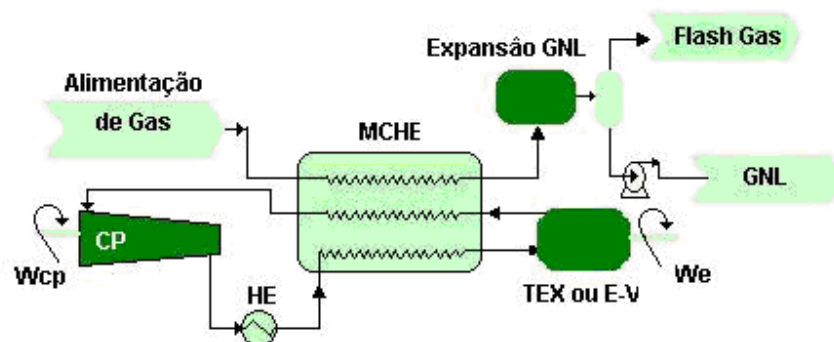
O trabalho principal dos ciclos de liquefação em sistemas fechados (**closed-loop**) conta com o resfriamento do gás natural, usando um ou mais ciclos de refrigeração que podem ser simples ou muito complexos, dependendo da tecnologia, A **Figura 2**, abaixo, mostra um ciclo de liquefação elementar e seus principais componentes necessários para operar uma planta de liquefação. Primeiro, o refrigerante é comprimido pelo compressor (**CP**) para passar pelo processo de resfriamento e alcançar a temperatura ambiente no trocador de calor (**HE**). Segundo, o refrigerante flui em direção ao *trocador de calor criogênico principal* (**MCHE**) onde pela transferência de calor resfria-se. Note que, dependendo da composição o refrigerante pode condensar parcialmente, a corrente de refrigerante alcança agora o dispositivo de expansão. Este dispositivo de expansão pode ser uma simples válvula de regulação (**T-V**) onde o refrigerante sofre uma expansão Joule - Thompson (**J-T**), levando sua temperatura a um baixo valor, ou, se o dispositivo de expansão for um **TEX**, a energia pode ser usada totalmente, ou parcialmente, na tração do compressor. O processo de expansão isotrópico num **TEX** levará o fluido a temperaturas muito baixas, menor do que àquelas obtidas pelo processo **J-T**. Após a expansão, por qualquer um dos processos, o refrigerante retorna ao **MCHE** para resfriamento contínuo do gás natural de uma linha de alimentação (**feed-gas**). Finalmente, o refrigerante deixa o **MCHE** para ir, mais uma vez, para o compressor, concluindo o ciclo de refrigeração. Do lado do gás natural, este entra na condição de entrega (**feed-gas**), e deixa o **MCHE** parcialmente condensado devido a seus componentes pesados (C3+) e passa por uma expansão (expansão GNL) para, finalmente, ser direcionado ao tanque (**flash tank**) a fim de separar o vapor da fase líquida. O vapor (**flash gás**) é rico em não-condensado (nitrogênio) e pode ser usado em qualquer lugar. O **GNL** é bombeado para um tanque de estocagem para uma subsequente distribuição. O processo, normalmente, rende 90% de **GNL**.

A **figura 3** mostra um esquemático de um ciclo de sistema aberto (open-loop). O princípio de funcionamento é baseado no processo de compressão – resfriamento – expansão a fim de que uma carga de gás natural, numa alta pressão, a temperatura ambiente, ou moderada baixa temperatura, seja obtida. Logo após, o gás natural comprimido passa por um processo de expansão num **TEX** para obter **GNL** em um tank (**flash tank**). A figura é meramente ilustrativa, sendo que mais de um **CP** ou **HE** podem ser usados. Também, líquidos do gás natural podem ser extraídos. Junto, no ciclo, algumas energias proveitosas podem ser obtidas no **TEX** e usadas para acionamento total, ou parcial, do compressor dependendo da

configuração do ciclo, um resfriamento adicional pode ser também necessário (*booster cooling*). Se o gás natural (feed gás) já estiver comprimido, tal como ocorre na transmissão para distribuição por pipelines para custódia ou *City - Gates*, uma fração de **GNL** pode ser obtida no **TEX** do residual deixado neste sistema.

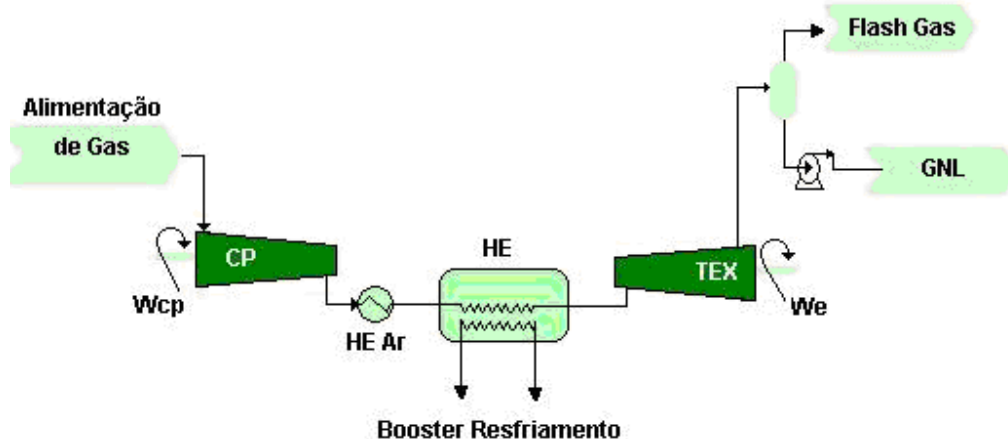
**Figura 2.**

Esquema Geral de uma Planta SSL Sistema Fechado (closed-loop).



**Figura 3.**

Esquema Geral de uma Planta SSL Sistema Aberto (open-loop).



Finalmente, um sistema menos familiar é baseado num vortex ou tubo *Ranque-Hilsh* (**R-H**). Um tubo **R-H** é muito simples, um dispositivo sem partes móveis que pode produzir gás natural a baixa temperatura de uma fonte de gás natural comprimido e sua aplicação para obter **GNL** tem sido mencionado por Kirillov<sup>8</sup>. Este relatório revê algumas das tecnologias disponíveis nas próximas paginas.

### Black e Veatch PRICO

Neste processo MR, uma mistura de nitrogênio e hidrocarbonos (metano, etano, propano e isopentano) são usadas com refrigerante, controlando da composição do refrigerante e sua temperatura e pressão, a curva de resfriamento do gás natural. Pode ser seguida muito de perto e os líquidos condensados junto com o processo podem ser extraídos (líquidos em gás natural) antes da aceleração para expandir o gás natural em um tanque (flash tank).

### Sistema Kryopak PCMR

De acordo com Salof<sup>9</sup>, o sistema PCMR usa um refrigerante composto de nitrogênio, metano, etano, propano, butano e pentano. Um trocador de calor de placas é usado.

### Hamworthy (Nitrogênio Cíclico)

Este é um ciclo de sistema fechado (closed-loop) que usa nitrogênio como refrigerante. Uma compressão de três estágios, com resfriamento intermediário, é usada para obter nitrogênio a alta pressão passando por um sistema de controle a fim de obter temperatura criogênica.

### Sistema Residual

Este processo é baseado em tomar vantagem da alta pressão da tubulação de distribuição de gás natural para expandir e usar para impulsionar uma pequena planta de liquefação<sup>7</sup>. Uma dessas pequenas plantas foi desenvolvida pelo *Idaho National Engineering and Environmental Laboratory*<sup>11</sup>, o qual introduziu novas tecnologias para remover vapor d'água e CO<sup>2</sup> do gás natural.

### Sistema Stirling

Este sistema é baseado em máquinas criogênicas que operam de acordo com o Ciclo Stirling. Estas máquinas simples combinam, num único dispositivo, os processos de compressão e expansão

### Sistema Tubo Vortex

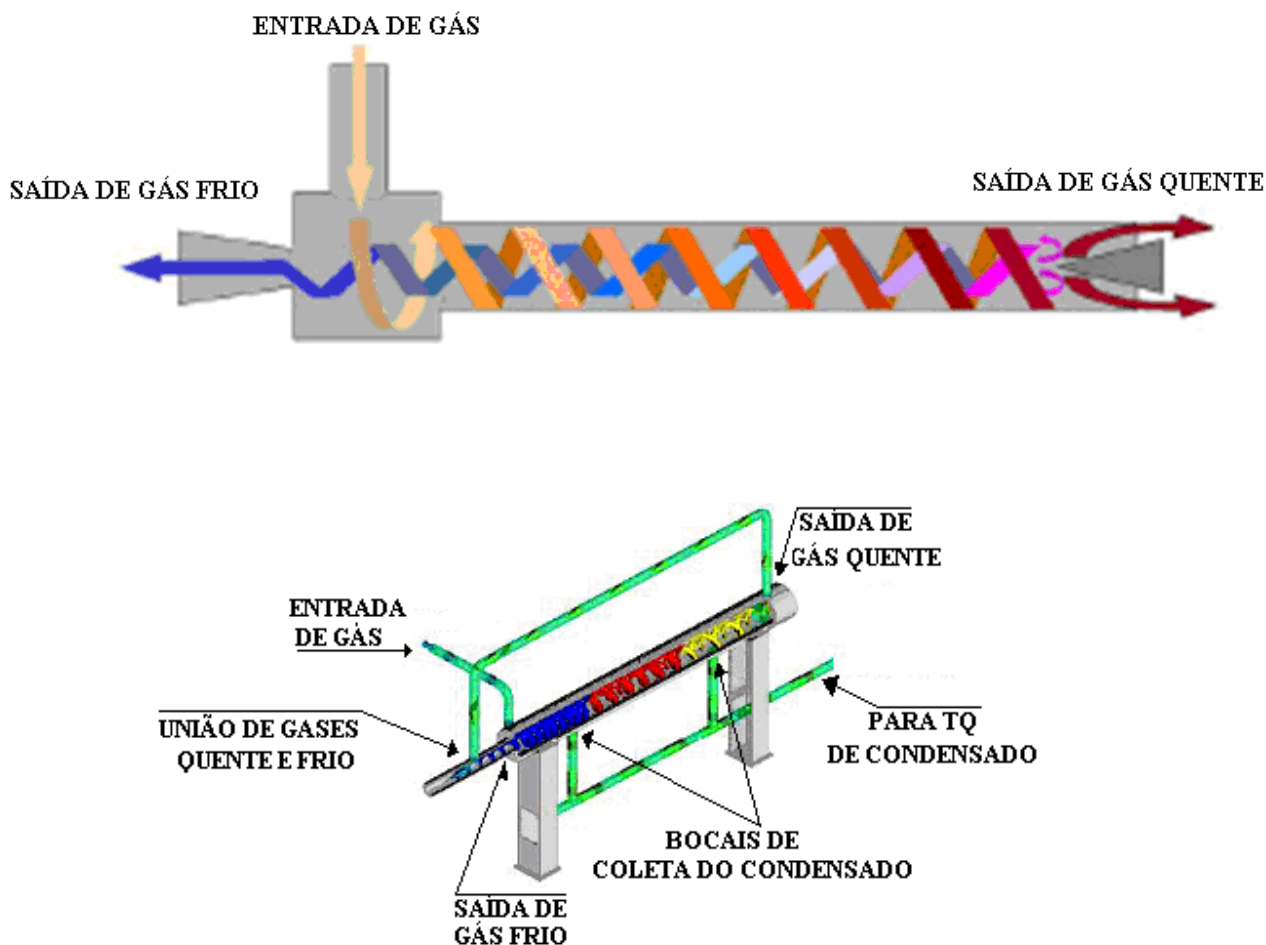
Este sistema opera baseado no R-H ou tubo vortex. De acordo com Kirillov, um sistema operacional tem a seguinte operação técnica: Pressão do gás natural, 3.5MPa; Taxa de fluxo de gás natural, entre 2,000 e 7,000m<sup>3</sup>/h, peso total da planta, 3.700 kg. A principal vantagem é zero consumo de energia, como o sistema opera nas pressões das linha de transmissão de gás (sistema residual), é mecanicamente simples e requer um pequeno investimento.

Os princípios de projeto do tubo vortex são baseados, principalmente, em considerações fluidinâmicas, o gás é injetado num tubo vortex de parede dupla, tangencialmente, via bocais de admissão na entrada do tubo. Devido à queda de pressão neste ponto a velocidade do fluxo é acelerada quase a sônica, e, por causa do efeito Joule-Thomson, o gás é resfriado, com alguns de seus componentes (água e/ou hidrocarbonos mais nobres) de condensação.

O fluxo toma uma pronunciada configuração simetricamente rotacional, devido à força centrífuga no campo do vortex, gás e condensados são pressionados contra a parede interna do tubo enquanto fluem para o final deste, o condensado é drenado através dos bocais na parede do tubo e direcionados a um tanque.

Enquanto o gás se move axialmente ao longo do tubo, a dissipação ocorre próxima a parede, isto é, a energia cinética do fluxo de gás é convertida em calor. O “gás quente” produzido desta forma deixa o tubo vortex, no final deste, através de uma folga anular especialmente projetada, deixando o restante do gás, o qual é refletido por um elemento cônico, retornar a entrada do tubo. Em seu caminho de volta, a temperatura é reduzida abaixo da temperatura do gás aquecido. Este “gás frio” é retirado por um bocal axial do tubo e misturado ao gás aquecido.

### Exemplo Ilustrativo



O fluxo dentro do tubo vortex é tridimensional, viscoso e turbulento. Uma descrição geral analítica das condições do fluxo dentro do tubo é, por esta razão, impossível. Qualquer descrição tem que ser limitada a um número de casos especiais para os quais as condições foram simplificadas. Em adição, os detalhes da troca de energia entre o fluxo de gás aquecido próximo a parede do tubo e o fluxo de gás frio, no centro, do tubo, são em parte entendidos.

Com respeito ao uso de tubo vortex para desidratação de gás natural, o processo é realizado com um pouco mais de complexidade, pela condensação dos componentes do gás individualmente durante o processo de vortex.

A **Figura 4**, abaixo, mostra entrada interna do tubo vortex.



A **Figura 5**, abaixo, mostra a folga anular.





Os principais elementos do conjunto de retirada de gás são os separadores, os pré-aquecedores de gás, a planta de desidratação/pressão residual (tubo vortex), os separadores de downstream e os re-aquecedores de gás. Depois da retirada de gotículas de condensado e partículas sólidas no separador, o gás é pré-aquecido em um trocador de calor de alta-pressão. O *set-point* requerido para aumento de temperatura no trocador serve para evitar a condensação extensiva de hidrocarbonos mais nobres no downstream do processo do tubo vortex.

*Propósito: Projeto de Conjunto de Retirada de Gás.*

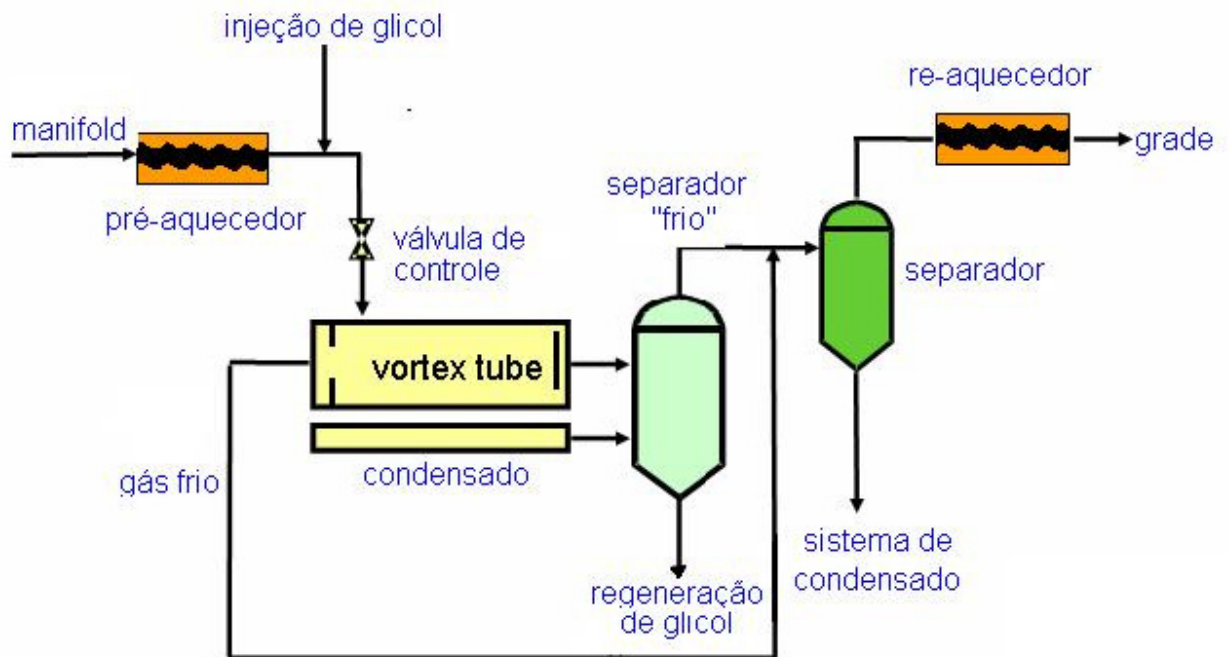
Para este projeto 2 tubos vortex serão usados para redução de pressão e desidratação de gás. Eles são operados individualmente ou em modo paralelo dependendo do fluxo e pressão do gás. Cada tubo vortex é alimentado por 2 linhas de entrada, são usadas válvulas de controle para separar o fluxo, os bocais de entrada de cada tubo vortex são projetados para acelerar o fluxo de gás a velocidade do som, aproximadamente, enquanto assegura injeção tangenciada no tubo. Devido ao projeto do bocal, um fluxo máximo de massa é conseguido enquanto a pressão do gás é reduzida. Conforme o fluxo de gás para o tubo vortex aumenta a válvula de controle regula este fluxo passante através dos bocais, quando o volume máximo de fluxo é alcançado, a segunda linha de alimentação é, completamente, aberta pela válvula de controle correspondente.

Dentro do tubo vortex, o fluxo de energia do gás é usado para reduzir sua temperatura ainda mais, durante este processo, a temperatura cai abaixo do ponto de orvalho permitindo a condensação de água e hidrocarbonos nobres já dissolvidos no gás, aparte a condensação, as forças centrífugas geradas pelo vortex fazem os componentes do gás mover-se em direção a parede do tubo, e deste modo, permitindo a separação gás/liquido.

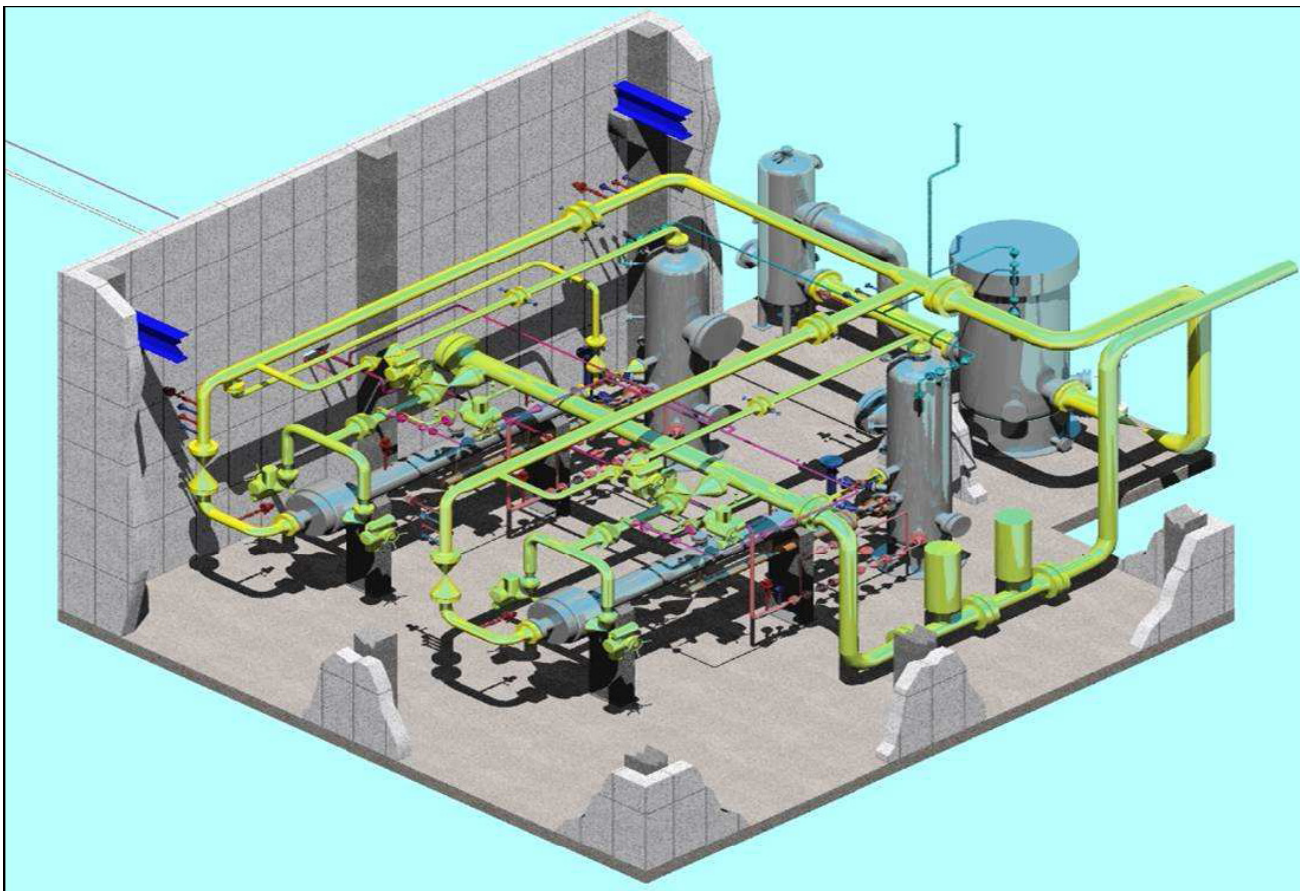
Glicol é injetado na contra corrente (upstream) do tubo vortex para evitar a formação de hidratos e, subseqüente, removido do condensado recuperado do sistema de tubo vortex e retornado ao processo.

Como não existem experiências disponíveis na fase de engenharia, em bases operacionais, de plantas de grande escala, foi tomada a decisão de incluir 2 separadores no processo de downstream por razões de segurança. O separador Glicol/Água consiste de pacotes multiciclos e demisters. Deixando o tubo vortex, o gás aquecido e o condensado fluem para um separador frio onde a fase de separação ocorre no próximo passo, O gás frio e gás aquecido são levados juntos, entrando num segundo separador. O fluxo total de gás é re-aquecido, em um re-aquecedor, até uma temperatura específica de pipeline, aqui, ele passa num sistema de medição antes de alimentar um sistema de transmissão.

**Figura 6** mostra um esquema do processo



**Figura 7** mostra uma visão em 3D. Área aproximada 3 mt altura x 6 mt x 6 mt.



## *Experiências Operacionais*

Devido a 5 anos de operação bem sucedida, o uso da tecnologia de tubo vortex tem tornado-se uma alternativa economicamente e tecnicamente atrativa a processos de desidratação convencionais.

Todos os parâmetros de garantia de desempenho foram excedidos, resultando numa flexibilidade extra do operador/distribuidor, durante 5 anos em operação nenhuma parada de manutenção não planejada ocorreu. A inspeção dos tubos vortex não mostrou desgaste mecânicos nestes anos.

Entretanto, um problema com a rejeição automática da fase líquida no separador frio foi identificado, devido à produção de espuma o nível de líquido não foi propriamente observado, por isto o sistema de rejeição automática não funcionou com precisão, conseqüentemente, este sistema foi mudado, substituindo a tecnologia convencional por uma ultra-sonica. Para reduzir a quantidade de produção de espuma pacotes de demisters foram alterados no separador frio.

## *Conclusão*

Plantas SSL têm sido produzidas e tornadas disponíveis em muitos tipos de tecnologias, as dominantes têm como base a imitação da curva de resfriamento do gás por uma mistura de refrigerantes ou por processo de compressão-resfriamento-expansão levando o gás natural a condições criogênicas. Estas técnicas outras, que não o tubo vortex, são demasiadamente onerosas para a nossa realidade, seria muito interessante, e de menor custo, investirmos em estudos de compreensão, aperfeiçoamento e adequação da tecnologia de tubos vortex.

## *Referencias*

1. BP, BP Statistical Review of World Energy June 2006, *BP plc (2006)*.
2. Shukri T, "LNG Technology Selection", *Hydrocarbon Engineering (2004); Feb.*
3. Cascone R, "Advances in Small Scale LNG Technology Provide User Options", *Oil Vol. 2: p. 15.*
4. Foglietta J H, "Consider Dual Independent Expander Refrigeration for LNG Production", (2004); *Jan: pp. 39–44.*
5. GTI, 2003, Development of a Small-Scale Natural Gas Liquefier, *final report GTI Institute.*
6. Barclay M, Denton N, "Selecting Offshore LNG Processes", *LNG Journal (2005);*
7. Shen D M, Fernandez F, Simies-Moreira J R, "Using Gas Pipeline Pressure to Electricity", *Hydrocarbon Processing (2006); Jan, pp. 47–50.*
8. Kirillov N G, "Analysis of Modern Natural Gas Liquefaction Technologies", *Chemical (2004); 40: pp. 7–8.*
9. Salof Companies, 2006, LNG Processes, Available in <http://www.kryopak.com/kryopak>
10. Hamworthy Gas Systems, 2006, Small Scale & Mini LNG Liquefaction <http://www.hamworthy.com/products/products.asp?strareano=27>).
11. INL, 2006, Natural Gas Technologies – Small-Scale Methane Liquefaction Plant. <http://www.inl.gov/lng/projects/liquefactionplant.shtml>.

