



Copyright 2004, Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás - IBP

Este Trabalho Técnico Científico foi preparado para apresentação no 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, a ser realizado no período de 2 a 5 de outubro de 2005, em Salvador. Este Trabalho Técnico Científico foi selecionado e/ou revisado pela Comissão Científica, para apresentação no Evento. O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pelo IBP. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, Sócios e Representantes. É de conhecimento e aprovação do(s) autor (es) que este Trabalho será publicado nos Anais do 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás

SIMULAÇÃO DE PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL EM PLATAFORMA *OFF-SHORE*

Andréia Abrahão Sant'Anna¹, José Luiz de Medeiros², Ofélia de Queiroz Fernandes Araújo³.

^{1,2,3} Universidade Federal do Rio de Janeiro, Centro de Tecnologia, Escola de Química, Ilha do Fundão – Rio de Janeiro, RJ Cep:21949-900, e-mail:andyabrahao@ig.com.br.

Resumo – A corrente proveniente de um poço de perfuração *off-shore* é constituída de água, óleo e gás natural associado, que é separada na plataforma. O processo de separação envolve separadores trifásicos, compressores, tambores de separação e trocadores de calor. O gás natural sofre secagem, já que a presença de água no duto promove a formação de hidratos, produzindo depósitos que reduzem o diâmetro da tubulação. Esta etapa é conduzida em uma coluna de absorção com trietilenoglicol. Neste trabalho, utiliza-se o simulador de processos HYSYS para projeto do processo, estudando diferentes condições de separação, a fim de testar a eficiência do processo de separação na etapa de absorção.

Palavras-Chave: separação *off-shore*; hidratos; trietilenoglicol; HYSYS

Abstract – The stream from an off-shore drilling well is usually composed by water, oil and associated natural gas, which must be separated in a platform. The separation process involves various equipments like three-phase separators, compressors, separation tanks and heat exchangers. The natural gas is submitted to a drying process due to the fact that water presence inside the pipes promotes hydrates formation, decreasing pipe diameter. This stage is done in an absorption column with triethylene glycol. In this work, the process simulator HYSYS is used, to investigate different separation conditions and analyzing the separation efficiency on the absorption stage.

Keywords: Off-shore separation, hydrates, triethylene glycol, HYSYS

1. Introdução

A corrente proveniente de um poço de perfuração *off-shore* geralmente é constituída por água, óleo e gás natural associado. A separação dessa mistura trifásica água/óleo/gás se faz necessária pelo fato da indústria ter grande interesse econômico nas frações óleo e gás. A água deve ser removida devido à sua capacidade de formar emulsões com viscosidades superiores à do petróleo desidratado e hidratos em uma corrente constituída por gás natural, formando depósitos que podem reduzir o diâmetro da tubulação. Sua remoção evita o superdimensionamento do sistema de bombeio e transferência, e danos às operações de processo nas refinarias, pois representa um volume ocioso na transferência e tancagem do petróleo e pode gerar problemas de incrustação e corrosão nos oleodutos de exportação.

Assim, é efetuado o processamento primário que consiste na separação de petróleo, gás e água sob condições controladas, no tratamento ou condicionamento dos hidrocarbonetos para que possam ser transferidos para as refinarias onde é efetuado o processamento propriamente dito, e no tratamento da água para reinjeção ou descarte, de acordo com Hernandez-Valencia et al. (2001).

Todo o processo de separação da corrente trifásica é realizado em plataformas com ajuda de equipamentos como separadores trifásicos, bombas, compressores e colunas absorvedoras. Além do fato da importância da separação estar voltada para o interesse econômico nas frações constituídas por hidrocarbonetos, a separação da mistura trifásica é muito importante sob o ponto de vista da fase gás, uma vez que a presença de água no duto poderá promover a formação de hidratos, produzindo depósitos que reduzem o diâmetro da tubulação (a Figura 1 mostra a formação de um hidrato submarino), segundo Carroll (2003a,b). Essa etapa é conduzida em uma coluna de absorção com trietilenoglicol em contra-corrente com a mistura gasosa contendo água, que será explicado mais adiante.

A separação da água do petróleo realiza-se normalmente em duas etapas operacionais: a desidratação e a dessalgação.

A desidratação é conduzida nas unidades operacionais de produção instaladas em campo. Nesta etapa, adiciona-se desestabilizante (desemulsificante) à corrente a ser processada, com a finalidade de competir e deslocar os emulsificantes naturais presentes na interface permitindo a coalescência das gotas e a separação das fases líquidas. Em seguida, a emulsão é aquecida, e quando necessário, é fornecido ao sistema padrão de escoamento adequado para que haja separação de fases. A dessalgação do petróleo é efetuada nas refinarias, e consiste em lavar o petróleo com água doce para remover grande parte do sal residual presente.

A água produzida, quando enquadrada nas condições de descarte definidas pela legislação, pode ser lançada ao mar. Conforme exigência da Resolução CONAMA 20/86, a água proveniente da unidade de tratamento deverá estar adequada à temperatura máxima de 40°C e teor máximo de 20 ppm de óleo, de acordo com Thomas (2001).

Já o processamento do gás consiste da compressão, remoção de CO₂ e desidratação (remoção da umidade residual) para ser utilizado principalmente como gás combustível e gás *lift* nos poços de produção, sendo o excedente exportado através de gasodutos. O gás excedente, ao chegar em terra, deve ser processado adequadamente em Unidades de Processamento de Gás Natural – UPGN. Nestas, o gás será desidratado e fracionado, gerando o metano e o etano, que formarão o gás natural combustível – GNC propriamente dito, e propano e butano, que formam o gás liquefeito de petróleo – GLP, e um produto denominado “gasolina natural”.

Dentre os processos que envolvem o condicionamento do gás natural, o processo de desidratação é um dos mais importantes. É necessária a realização desse processo, devido ao fato da água sob certas condições poder formar hidratos com o gás, formando depósitos que reduzem o diâmetro da tubulação que envia o gás para as Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN). Além da formação de hidratos, a água na presença de gases ácidos (H₂S e CO₂) pode acelerar o processo de corrosão em um duto, de acordo com Pereira (2004).

O processo de absorção ocorre em uma torre absorvedora constituída por um número finito de estágios, um tanque de expansão (flash) e uma coluna regeneradora. A corrente gasosa com resíduo de água entra na parte inferior da absorvedora ao passo que o solvente higroscópico entra em contra-corrente com o gás. Podem ser utilizados vários solventes para esse processo, como por exemplo, álcoois (metano ou etano) ou glicóis (os mais comuns são o monoetilenoglicol, dietilenoglicol ou trietilenoglicol). O fundo da absorvedora, cuja composição é uma mistura de solvente juntamente com a água removida passa por um tanque flash que reduz a pressão do material até quase a pressão atmosférica. A etapa de expansão é importante, pois serve para a remoção de compostos voláteis dissolvidos na mistura. Em seguida, a corrente passa por uma coluna regeneradora que retira praticamente toda a água absorvida.

Nesse trabalho, é estudado um fluxograma de processo em ambiente HYSYS simulando a separação da corrente trifásica e, especialmente, a remoção de água da fase gás. Para esse estudo, analisa-se o processo de separação da mistura trifásica de acordo com a variação de parâmetros, tais como pressão e temperatura no qual é realizada a separação e vazão de gás de entrada.

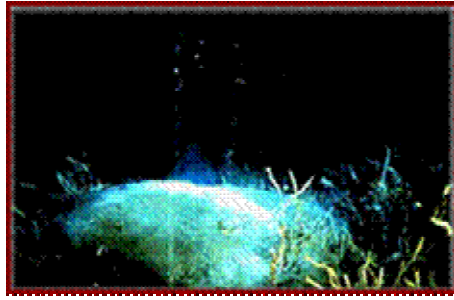


Figura 1: Hidrato.
Fonte: Laherrere (2005)

2. Objetivo

O objetivo deste estudo é a análise do processo de separação água/óleo/gás, com ênfase na etapa de remoção de água da corrente de gás obtida. É investigado especificamente o uso de uma coluna absorvedora com emprego de trietilenoglicol (TEG), incluindo a etapa de regeneração desse solvente para reciclo. A eficiência do processo de separação em especial, a etapa de absorção é analisada de acordo com a variação de parâmetros, tais como: pressão e temperatura de separação e vazão de gás na corrente de entrada.

3. Metodologia

Inicialmente, foi estimada uma composição de entrada no fluxograma que tivesse as características de uma mistura trifásica advinda de um poço de perfuração *off-shore*. Em seguida, no ambiente HYSYS, foi inserido um fluxograma de processo usando equipamentos como compressores, bombas, separadores trifásicos, tambores de separação, trocadores de calor e colunas de absorção e regeneração utilizando o TEG como solvente. A Figura 2 mostra o fluxograma do processo de separação da mistura trifásica incluindo a etapa de remoção de água da fase gás.

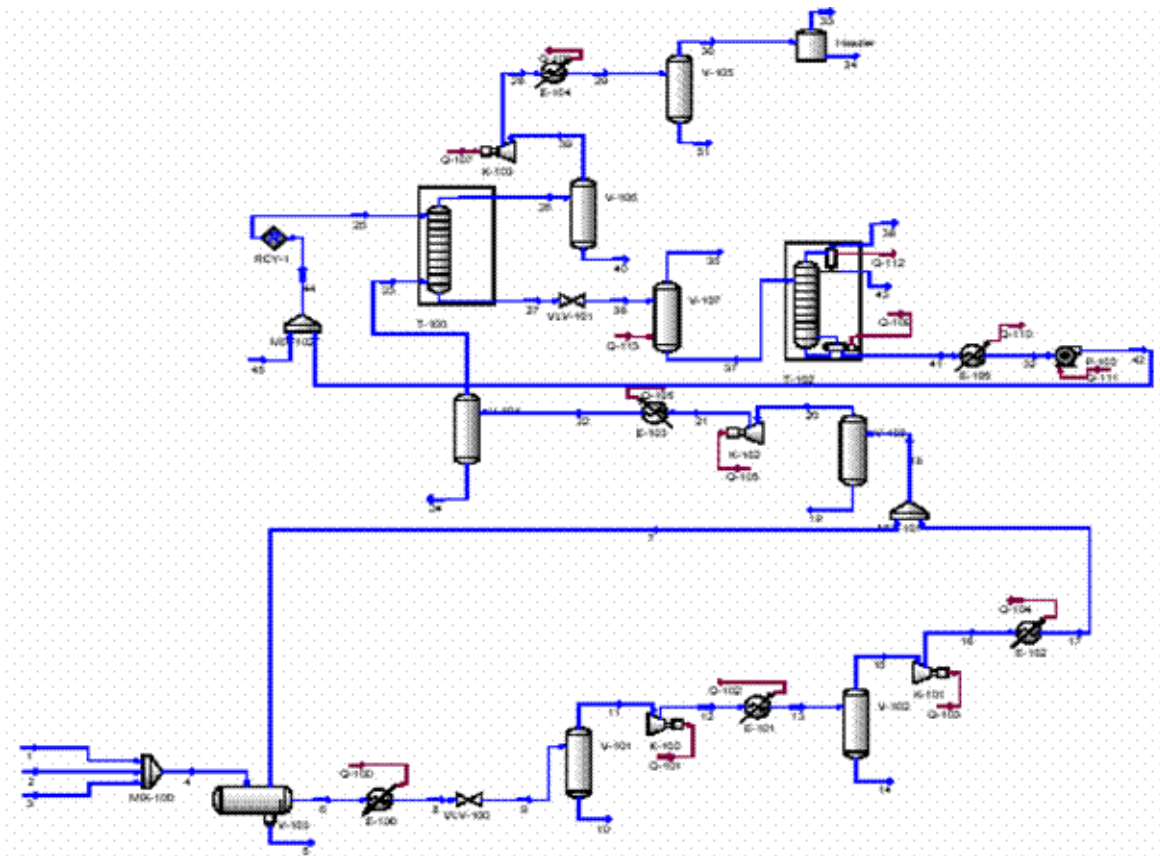


Figura 2: Fluxograma do processo de separação da mistura trifásica

Uma vez o fluxograma instalado, foram testadas algumas variáveis de operação de forma a avaliar o desempenho do processo. As variáveis escolhidas foram a pressão, temperatura do primeiro separador trifásico localizado a jusante da mistura trifásica que advém do poço de perfuração *off-shore* e a vazão de gás existente na mistura trifásica.

4. Condições de entrada

A Figura 3 mostra o fluxograma de processo utilizado na ferramenta HYSYS com duas regiões em destaque: a corrente de alimentação advinda do poço de perfuração *off-shore* e a região de absorção/regeneração do solvente higroscópico.

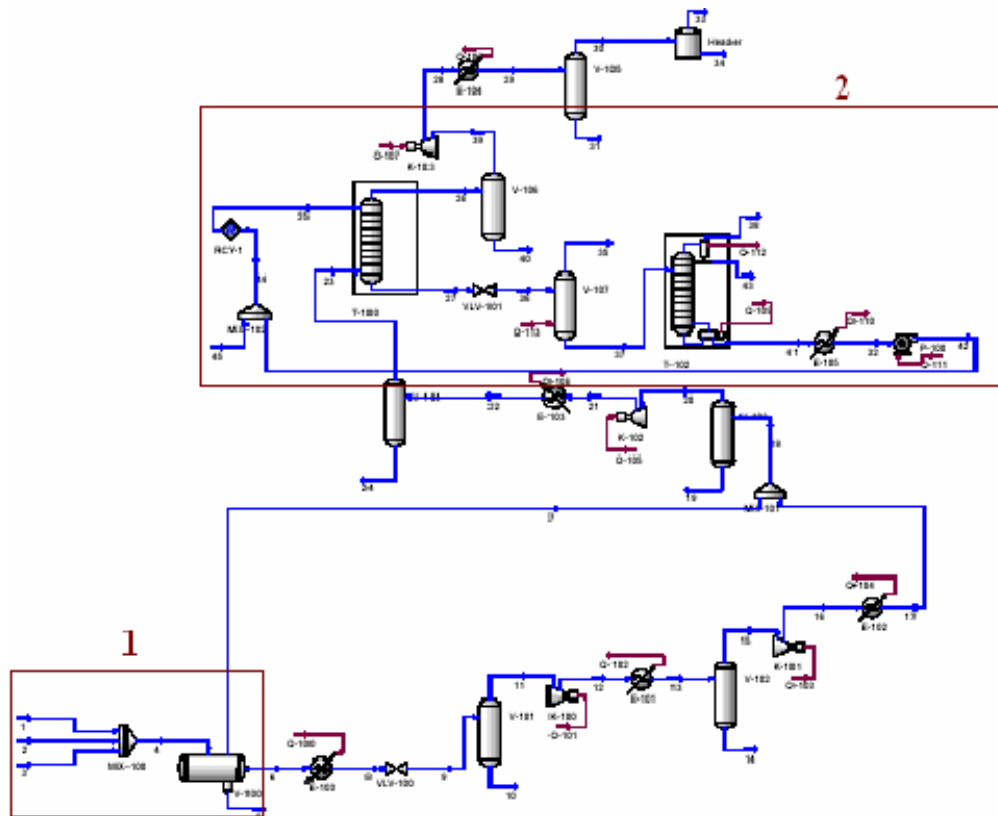


Figura 3: Fluxograma do processo de separação, destacando as duas principais regiões: 1 – corrente de alimentação, 2 – região de absorção de água na fase gás e regeneração de solvente.

4.1. Região 1: Corrente de Alimentação

A corrente de alimentação é composta pela mistura trifásica água/óleo/gás. Tal mistura que se encontra sob determinadas condições entra em um separador trifásico, onde se formam três correntes de produto ao final do processo de separação. No fundo do separador, forma-se a corrente água que é descartada ao passo que o óleo e o gás são formados em uma região intermediária e superior, respectivamente. A corrente óleo passa por outros tambores de separação para retirar a fração de gás residual ainda solubilizada no óleo, enquanto que o gás segue por vários estágios de compressão até chegar na região de absorção. A Figura 4 mostra a Região 1 ampliada e a Tabela 1 mostra a composição da corrente trifásica, bem como as condições de temperatura, pressão e vazão molar.

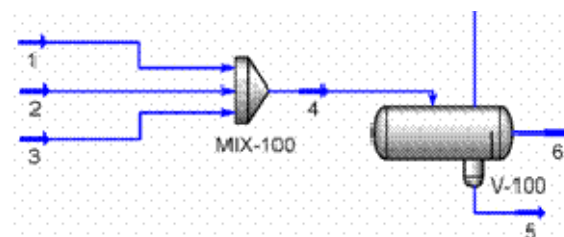


Figura 4: Região 1 em destaque

Tabela 1: Composições de entrada da mistura trifásica, bem como condições de temperatura, pressão e composição.

Condições da corrente trifásica	
Composição (%molar):	
Metano	13.8
Etano	1.9
Propano	1.5
i-Butano	0.5
n-Butano	0.5
i-Pentano	1.7
n-Pentano	1.7
n-Hexano	4.0
n-Heptano	4.5
n-Octano	7.5
n-Nonano	7.5
n-Decano	7.5
n-C11	11.3
n-C12	11.3
C13 ⁺	18.9
H ₂ O	5.7
CO ₂	0.2
Temperatura (°C)	43.8
Pressão (bar _g)	30
Vazão Mássica (kg/h)	22190
Fração Vaporizada (%)	2.7

4.2. Região 2: Região de Absorção e Regeneração de Solvente

A Região 2 é composta pela torre absorvedora cujas entradas correspondem ao gás advindo dos estágios de compressão e TEG no fundo e topo da absorvedora, respectivamente. O gás desidratado sai pelo topo da absorvedora e segue para um último estágio de compressão, onde é enviado por dutos até as UPGNs. O solvente rico em água e outras impurezas (hidrocarbonetos que eventualmente possam ter se solubilizado em TEG) seguem para um vaso *flash* onde há a expansão da corrente material a fim de eliminar os hidrocarbonetos residuais do processo de absorção. Esses gases são geralmente usados para queima nos *flares* ou para geração de energia na própria plataforma. O TEG rico em água passa por uma coluna de destilação onde é feita a separação da água e do TEG através da diferença de seus pontos de ebulição. O TEG já isento de impurezas é bombeado e mandado como reciclo do processo de absorção. A Figura 5 mostra a Região 2 em destaque enquanto que a Tabela 2 mostra as principais condições e parâmetros das etapas de absorção/regeneração.

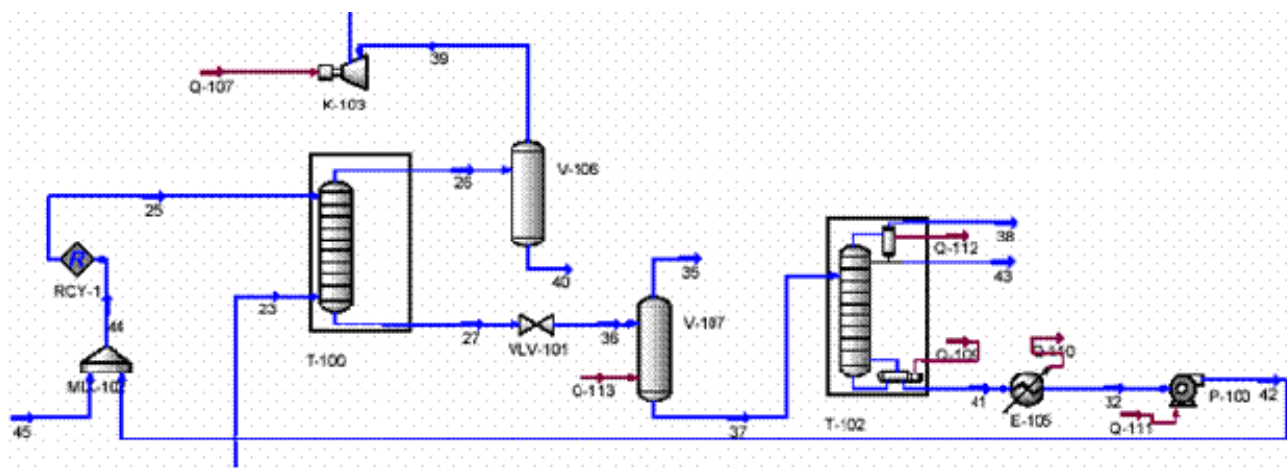


Figura 5: Detalhe da Região 2

Tabela 2: Principais variáveis de operação e parâmetros de projeto nas etapas de Absorção/Regeneração.

Absorção	
Número de estágios da coluna	10
Pressão da coluna (bar _g)	90
Temperatura TEG (°C)	21
Vazão Mássica TEG (kg/h)	3206
Regeneração	
Número de estágios da coluna	8
Pressão da coluna (bar _g)	1.0
Razão de Refluxo	3.0

5. Resultados

5.1. Efeito da Pressão de Separação

Para se estudar o efeito da pressão de separação, foram realizados dois casos base com diferentes pressões de separação. Em seguida, analisou-se o efeito da pressão em relação à quantidade de gás solubilizado no óleo e o caminho pelo qual as frações óleo e gás seguem pelo fluxograma. A Tabela 3 mostra as condições de temperatura e pressão para cada um desses casos.

Tabela 3: Condições de temperatura e pressão dos dois casos estudados

Casos estudados		
Caso	A	B
Temperatura (°C)	43.8°C	42.1
Pressão (bar _g)	30	4.5

Observou-se que para pressões elevadas de separação (Caso A), o gás contido na corrente de alimentação do separador é em sua maioria, solubilizado na corrente óleo que deixa o separador trifásico. Sabe-se que o processamento da fase óleo envolve tambores de separação para retirar a fração de gás residual solubilizada no óleo. Esse gás residual segue por bateria de compressores, para equalizar sua pressão a pressão do gás fracionado em separador trifásico a montante. A seguir, a corrente gás resultante é encaminhada a estágios de compressão e uma coluna de absorção de água. Ressalta-se que a sequência de compressão da corrente gás representa um esforço energético expressivo.

Com pressões de separação mais baixas (Caso B), o gás, em sua maior quantidade, é separado logo na primeira etapa (separador trifásico). Isso evita o esforço do ponto de vista energético pelos compressores utilizados para a fração de gás solubilizada no óleo.

A Tabela 4 mostra o balanço material dos componentes mais leves (metano a hexano).

Tabela 4: Balanço material para os Casos A e B.

Balanço Material					
		Vazão Mássica (kg/h)			
		Caso A		Caso B	
Componente	Corrente de alimentação	Gás	Óleo	Gás	Óleo
Metano	421.6	78.3	343.3	380.6	41.0
Etano	108.2	5.7	102.5	76.4	31.8
Propano	127.0	2.4	124.6	58.6	68.4
Butano (n e iso)	104.6	0.8	103.8	27.1	77.5
Pentano (n e iso)	467.4	1.2	466.2	53.0	414.4
Hexano	651.5	0.6	650.9	27.4	624.1

É possível verificar a maior solubilização do gás na corrente óleo para o caso de maior pressão (Caso A). Levando-se em conta que o Caso B requer um menor esforço energético dos compressores e que a fração de gás recuperada é maior em relação ao Caso A, toma-se o Caso B como base para avaliação das demais condições de operação do processo.

5.2 Efeito da Temperatura de Separação

A temperatura é um outro fator importante na separação da mistura trifásica. Quanto maiores as temperaturas de separação, maior é a recuperação da fase gás, uma vez que parte dos componentes da fase gás estão solubilizados na corrente óleo. Entretanto, temperaturas de separação muito altas devem ser evitadas, pois frações cada vez mais pesadas estão presentes no trem de separação de óleo, dificultando o processamento posterior. Um outro ponto que deve ser

observado é que com altas temperaturas de separação, há ainda a evaporação de grande parte da água (seja solubilizada no óleo ou na fração água original) que é incorporada na fração gás, diminuindo a eficiência da etapa de absorção e ocasionando a formação de hidratos nas linhas. Para o presente estudo, variou-se a temperatura de separação de 42.1 a 200°C, mantendo-se a pressão constante. Verificou-se que para temperaturas acima de 80°C, o trem de separação de óleo é prejudicado devido a presença de frações cada vez mais pesadas (não-voláteis) causando a perda da eficiência dos compressores. Assim, a faixa de temperatura que deve ser utilizada no processo deve estar na faixa de 42.1°C a 80°C.

5.3 Efeito da Vazão de Gás na Alimentação x Eficiência da Etapa de Absorção

É fato que a composição do petróleo em um poço *off-shore* pode variar, dependendo das condições geológicas do local. Assim sendo, foi realizado um estudo variando-se a vazão de gás na alimentação (sabe-se que o gás natural advindo de um poço *off-shore* possui diversas impurezas, como a água solubilizada no gás) e o efeito sobre a etapa de absorção. Para se avaliar a eficiência da etapa de absorção, verificou-se a quantidade de água presente na corrente de topo da absorvedora e nas correntes de topo e fundo da coluna regeneradora (correntes 26, 38 e 41 da Figura 5, respectivamente). A concentração de água na corrente gás não deve ultrapassar 1ppm a fim de evitar a formação de hidratos. As Figuras 6 a 8 mostram a quantidade de água em cada uma das correntes em relação a vazão de gás alimentada.

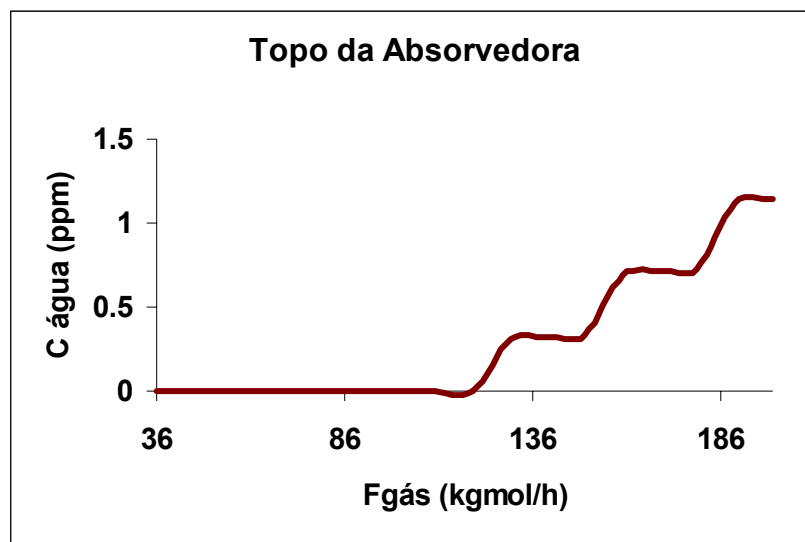


Figura 6: Quantidade de água na corrente de topo da absorvedora

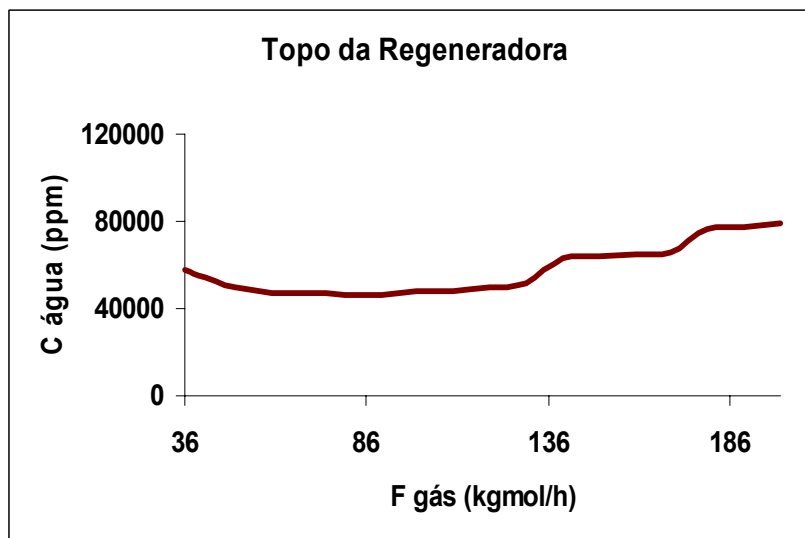


Figura 7: Quantidade de água na corrente de topo da regeneradora

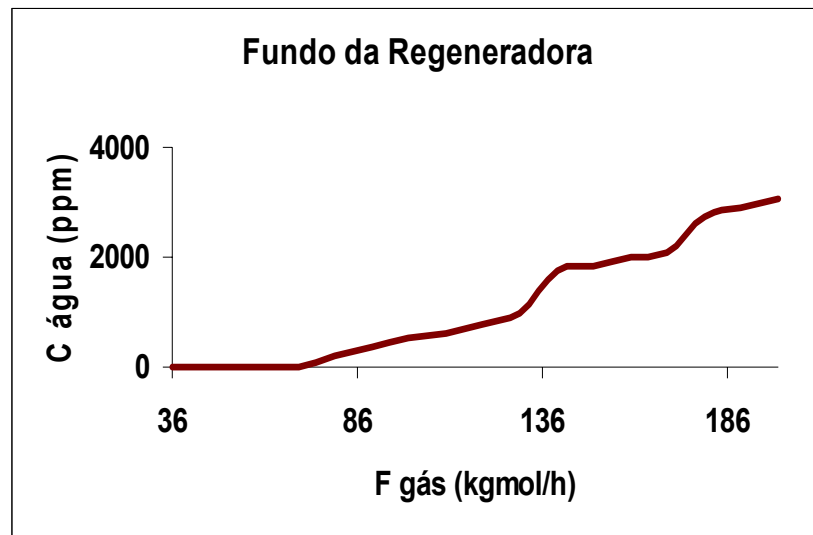


Figura 8: Quantidade de água na corrente de fundo da regeneradora

A faixa de vazão de alimentação de gás estudada é de 36 (vazão de alimentação) a 200 kgmol/h. Observa-se que na etapa de absorção, vazões de até 185 kgmol/h atendem às especificações requeridas. Já na etapa de regeneração, uma vazão molar maior que 80 kgmol/h afeta a eficiência de separação, aumentando a probabilidade de formação de hidratos na linha, uma vez que essa corrente retorna para o processo de absorção. Assim, a faixa de vazão de gás ideal para processo situa-se entre 36 e 80 kgmol/h.

6. Conclusões

Foram realizados estudos para verificar o desempenho do processo proposto neste trabalho, em especial a eficiência de absorção de água na fase gás. Foram estudados algumas variáveis de operação como: pressão e temperatura de separação bem e a vazão de gás de entrada.

Verificou-se que, a pressões menores, a recuperação da fase gás é elevada, evitando-se assim uma sobrecarga por parte dos compressores no trem de separação de óleo. Temperaturas muito altas (acima de 80°C) devem ser evitadas, pois frações cada vez mais pesadas de óleo são recuperadas, ocasionando a perda da eficiência dos compressores destinados a recuperar o gás residual solubilizado na fração óleo, além de promover frações de gás com maior conteúdo de água.

Quanto à vazão de gás de entrada, observou-se que valores muito elevados acarretam em maior formação de água na corrente gás que deixa o topo da absorvedora, não atendendo às especificações do produto. Entretanto, quanto maior a vazão de gás de entrada, maior a fração recuperada e maior a produtividade do gás. A escolha na melhoria do processo deve ser baseada no produto final. Caso a demanda de gás natural seja elevada, deve-se realizar melhorias na etapa de absorção, como por exemplo, pressões maiores de absorção (acima de 150 bar_g), além da otimização do processo quanto ao ponto de vista econômico.

7. Agradecimentos

À Agência Nacional de Petróleo pela bolsa concedida e à Financiadora de Estudos e Pesquisas.

8. Referências

- CARROLL, J. E., Problem Is The Result of Industry's Move To Use Higher Pressures, *Pipeline Gas & Journal*, 2003a.
 CARROLL, J. E., Natural Gas Hydrates, Ed. GPP, 2003b.
 HERNANDEZ-VALENCIA, V., et al., Design Glycol Units for Maximum Efficiency, *BR&E Technical Papers*, 2001.
 LAHERRERE, J. H., Oceanic Hydrates: an Elusive Resource, <http://www.oilcrisis.com/laherrere/hydrates/>, 2005.
 PEREIRA, T. V., Otimização e Operação de Processos Offshore de Separação Óleo-Gás, Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2004.
 THOMAS, J. E., Fundamentos da Engenharia de Petróleo, Ed. Interciência, 2001.