

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA QUÍMICA
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química

Marina Maciel Dias de Souza

**ANÁLISE DA VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DE
PROCESSAR O GÁS NATURAL PARA VENDA EM PLATAFORMAS
DE CAMPOS DE GÁS RETRÓGRADO *OFFSHORE***

Belo Horizonte
2017

Marina Maciel Dias de Souza

**ANÁLISE DA VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DE PROCESSAR O GÁS
NATURAL PARA VENDA EM PLATAFORMAS DE CAMPOS DE GÁS
RETRÓGRADO *OFFSHORE***

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Química.

Orientador: Prof. Dr. Marcelo Cardoso

Área de concentração: Indústria de Óleo e Gás

Belo Horizonte

2017

Souza, Marina Maciel Dias de.
S729a Análise da viabilidade técnica e econômica de processar o gás natural para
venda em plataformas de campos de gás retrógrado *offshore* [manuscrito] / Marina
Maciel Dias de Souza. - 2017.
111 f., enc.

Orientador: Marcelo Cardoso.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de
Engenharia.

Anexos: f. 107-111.

Bibliografia: f. 96-106.

1. Engenharia química - Teses. 2. Gás natural - Teses. 3. Óleo - Indústria -
Teses. 4. Gás - Indústria - Teses. I. Cardoso, Marcelo. II. Universidade Federal de
Minas Gerais. Escola de Engenharia. III. Título.

CDU: 66.0(043)

DEDICATÓRIA

Dedico esta dissertação ao meu marido
Leonardo, pelo apoio incondicional e
constante incentivo.

Dedico também aos meus pais Karine e
William, e minha avó Mariza, por tudo que
fizeram para que eu chegasse até aqui.

Muito obrigada!

AGRADECIMENTOS

Ao meu professor orientador Marcelo que esteve sempre disponível e empenhado para o meu desenvolvimento e formação. Um exemplo a ser seguido por educadores.

Ao meu marido Leonardo pela força, motivação, pelos comentários sempre pertinentes ajudando a fazer um trabalho melhor. Agradeço acima de tudo, pelo seu companheirismo, amor, compreensão e por me fazer sorrir sempre.

À minha família e à família do marido, em especial, meus pais Karine e William, minha irmã Luiza, minhas avós Mariza e Luzia, ao meu avô Aristeu (in memoriam) e meus padrinhos Ana Paula e Denisson, bem como meus tios e primos, pelo amor e carinho e por entenderem a minha ausência em alguns momentos.

Às amigas e amigos pelos momentos de descontração que, apesar de terem sido reduzidos no último ano, seja pela distância ou falta de tempo, me encheram de amor e alegria.

À Petrobras pela minha formação profissional e aos meus colegas pelo apoio, incentivo e amizade.

À Engenharia Química da UFMG pela minha formação acadêmica tão sólida que ajudou a chegar onde estou hoje.

À Vallourec e amigos que lá fiz, onde iniciei minha carreira profissional e que me permitiu iniciar o Mestrado em Engenharia Química. Em especial, agradeço aos amigos que lá fiz Camila, Igor, Carol, Luciana's (Ribeiro e Lima) e Vânia, por tornarem a caminhada mais alegre.

RESUMO

O desenvolvimento da produção de campos de gás não associado em plataformas marítimas pode ser considerado inviável economicamente em áreas remotas, muito distantes ou sem infraestrutura de recebimento e processamento de gás em terra. Isto ocorre porque o gás possui um valor agregado menor que produtos de hidrocarbonetos com massas molares maiores, como gás liquefeito de petróleo (GLP), etano e nafta. Desta forma, projetos de desenvolvimento da produção nestes casos devem considerar formas de serem viáveis. A infraestrutura em terra demanda um alto investimento e constitui uma etapa de processamento do gás natural para especificação conforme a resolução ANP Nº 16 de 2008 da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) para seu transporte, venda e consumo. Se fosse possível tecnicamente atender às especificações da ANP para o gás natural, bem como o condensado na própria plataforma marítima, os custos de investimentos poderiam ser menores, viabilizando a exploração de um campo que antes era considerada inviável economicamente. Neste cenário, o objetivo deste trabalho é avaliar a viabilidade técnica e econômica de introduzir sistemas adicionais de processamento completo do gás em uma plataforma marítima (*offshore*), em comparação à opção usual de processamento *offshore* e em terra (*onshore*), para um campo produtor de gás não associado retrógrado, que produz uma pequena vazão de condensado. O *software* de estimativa de custos QUESTOR® foi utilizado para avaliação econômica comparativa. Já a viabilidade técnica foi avaliada com auxílio do simulador de processos Aspen HYSYS®, utilizando processos similares aos utilizados em Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs) para ajuste de ponto de orvalho, como válvula Joule-Thomson, ciclo de refrigeração e turboexpansão. Os resultados econômicos foram promissores e fortemente dependentes do preço do gás natural. Os resultados das simulações preliminares indicaram que é viável o uso dos três processos para ajuste de ponto de orvalho, mas há uma dependência com a composição do gás produzido.

Palavras-chave: Gás Natural. Produção de Óleo e Gás. Simulação de Processos. Campos de gás não associado.

ABSTRACT

The development of non-associated gas fields offshore can be considered stranded in remote areas, quite distant from the coast or without processing infrastructure onshore. This is a result of the lower natural gas price compared to other hydrocarbon products such as liquefied petroleum gas (LPG), ethane and nafta, for example. Therefore, production development projects in these cases should consider other configurations to enable the production. The onshore infrastructure requires a high investment and constitutes the natural gas specification according to resolution ANP N° 16 de 2008 of the brazilian national agency (ANP) for its transport, sales and consumption. If it were possible to specify the gas as well as the condensate in the production platform, the investment costs could be lower, enabling the production of a field before considered stranded. In this scenario, the objective of this work is to economically and technically evaluate the feasibility of introducing additional systems of gas processing offshore, in comparison to the standard option of treating the gas offshore and processing onshore, for a non associated retrograde gas field. The cost estimates software QUE\$TOR® was used for the economic comparison. The technical feasibility was accessed through the process simulator Aspen HYSYS®, considering three similar processes to those used in onshore processing units for dew point adjustments, such as Joule-Thomson valve, turboexpansion and refrigeration cycle. The economic results were promising but strongly related to gas price. The simulation results preliminaries indicated that the use of the three dew point treatments are viable but depend on the feed gas composition.

Keywords: Natural Gas. Oil and gas production. Process simulation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 3.1 - Esquema de reservatórios de gás: (a) gás associado e (b) de gás não associado.	20
Figura 3.2 - Distribuição percentual das reservas provadas de gás natural no Brasil.	21
Figura 3.3 - Distribuição do uso de gás natural por setores da economia brasileira.	22
Figura 3.4 - Esquema do escoamento da produção de óleo e gás.	27
Figura 3.5 - Diagrama pressão e temperatura de reservatórios de óleo e gás.	29
Figura 3.6 - Unidades flutuantes de produção do tipo SS (a) e FPSO (b).	33
Figura 3.7 - Bloqueio de linha por hidrato em Unidade de Produção.	34
Figura 3.8- Envelope de transporte de gás natural.	36
Figura 3.9- Processamento do campo de Mexilhão.	41
Figura 3.10- Processo simplificado de separação e processamento do gás natural.	46
Figura 3.11- Fluxograma do processo de absorção refrigerada.	48
Figura 3.12- Esquema do processo Joule-Thomson.	50
Figura 3.13- Esquema do processo de refrigeração simples.	52
Figura 3.14- Fluxograma do processo de turboexpansão.	53
Figura 4.1 -Diagrama do conceito de produção de um campo de gás retrógrado com envio de gás para processamento em terra (Cenário 1).	63
Figura 4.2 - Diagrama do conceito de produção de um campo de gás retrógrado com envio de gás especificado para venda (Cenário 2).	63
Figura 4.3 - Esquema representativo para entrada de dados da mistura trifásica (óleo, gás e água).	68
Figura 4.4 - Esquema representativo de vaso bifásico (a) e trifásico (b).	68
Figura 4.5 - Esquema representativo de trocador de calor (a), aquecedor (b) e resfriador (c)	69
Figura 4.6 - Esquema representativo de compressor (a) e turboexpansor (b).	70
Figura 4.7 - Esquema representativo de bomba.	71
Figura 4.8 - Esquema representativo da desidratação via SPLIT.	71
Figura 4.9 - Esquema representativo das unidades de operações lógicas.	72
Gráfico 5.1 - Teor de metano do gás especificado em cada processo.	89
Gráfico 5.2 - Ponto de orvalho do gás especificado em cada processo.	89
Gráfico 5.3 - Requisitos de especificação do condensado.	91

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 - Composição média do Gás Natural Bruto em Alguns Países).....	24
Tabela 3.2- Especificação do gás natural conforme Resolução ANP Nº 16, de 17 jun. 2008.	25
Tabela 3.3- Restrições e objetivos de acordo com a tecnologia.	47
Tabela 3.4- Algumas das principais unidades de processamento de gás natural da Petrobras.	47
Tabela 3.5- Comparação entre os quatro principais processos para ajuste de ponto de orvalho de gás.....	54
Tabela 4.1 – Dados de vazão de produção considerada para estimativa de custos operacionais e receitas.....	65
Tabela 4.2- Composição química dos fluidos de reservatório considerados.	76
Tabela 4.3 - Vazões utilizadas nas simulações.....	77
Tabela 4.4- Condições de operação dos vasos separadores do sistema de condensado. ...	77
Tabela 4.5- Pressões de descarga para os sistemas de compressão considerados.	78
Tabela 5.1- Variação do CAPEX e do OPEX para processamento de gás na plataforma em relação à especificação em terra.	81
Tabela 5.2 - Variação da receita, investimento e diferença entre estes, para processamento de gás na plataforma em relação à especificação em terra.....	82
Tabela 5.3- ROI e TIR para as opções avaliadas.	83
Tabela 5.4 - Variação da receita, VPL, ROI e TIR com o preço do gás natural.....	84
Tabela 5.5 - Variação da receita, VPL, ROI e TIR com o preço do condensado.....	85
Tabela 5.6 - Variação da receita, VPL, ROI e TIR com o preço do GLP.	86
Tabela 5.7 - Variação da receita, VPL, ROI e TIR com o preço da gasolina.	87

LISTA DE SIGLAS

ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
AR	Absorção Refrigerada
API	<i>American Petroleum Institute</i>
BP	<i>British Petroleum</i>
BS&W	<i>Basic Sediments and Water</i>
BTU	<i>British Thermal Unit</i> ou Unidade Térmica Britânica
C ₃₊	Hidrocarbonetos de massa molar iguais ou maiores que as do propano
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i> ou <i>Despesas de Investimento</i>
CNG	<i>Compressed Natural Gas</i>
CONAMA	Conselho Nacional do Meio Ambiente
EBN	<i>Energie Beheer Nederland</i>
EPC	<i>Engineering, Procurement and Construction</i>
FPSO	<i>Floating, Production, Storage and Offloading</i>
FLNG	<i>Floating Liquefied Natural Gas</i>
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
GN	Gás Natural
GNL	Gás Natural Liquefeito ou <i>Liquefied Natural Gas</i> (LNG)
GTL	<i>Gas To Liquids</i> ou Gás para Líquidos
JT	Joule-Thomson
LGN	Líquido de Gás Natural
MEG	Monoetilenoglicol
OPEX	<i>Operational Expenditure</i> ou Despesas Operacionais
PVR	Pressão de Vapor Reid
R134a	1, 1, 1, 2 - Tetrafluoroetano
RGC	Razão Gás/Condensado
RGÓ	Razão Gás/Óleo
RKS	Redlich Kwong Soave
ROI	<i>Return on Investments</i> ou Retorno sobre Investimentos
RS	Refrigeração Simples
SS	Plataforma Semi-Submersível

S	Condição standard ou padrão de medição (a temperatura de 15,6°C e pressão de 1 atm)
Tcf	Trilhão de pé cúbico
TO	Tratador de Óleo
V-TO	Vaso flash do Tratador de Óleo
TE	Turboexpansão
TEG	Trietilenoglicol
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TOG	Teor de Óleo e Graxas
UPGN	Unidade de Processamento de Gás Natural
UPCGN	Unidade de Processamento de Condensado de Gás Natural
URV	Unidade de Recuperação de Vapor
VPL	Valor Presente Líquido

GLOSSÁRIO

E **Especificação do gás:** atendimento aos requisitos necessários para uso, como ponto de orvalho de hidrocarbonetos, composição, teor de umidade. As especificações irão depender do uso. Para a comercialização, estas seguem a resolução N° 16, de 17 de junho de 2008 da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

G **Grau API:** uma escala arbitrária que expressa a densidade relativa de produtos líquidos de petróleo.

Gas lift: um método para transportar óleo cru e água à superfície através da injeção de gás no poço produtor.

Gás rico: gás alimentado a uma planta de processamento para recuperação de líquidos, ou gás com maior teor de componentes de maior massa molar.

Gás pobre: gás remanescente após recuperação de líquidos de gás natural ou gás não processado que contém pouco ou nenhum líquido de gás natural.

P **Pressão de vapor Reid (PVR):** é uma medida para volatilidade. É definida como a pressão de vapor exercida por um líquido a 37,8 °C conforme determinado pelo método de teste da ASTM-D-323.

R **Riqueza do gás:** é a soma das porcentagens volumétricas ou de quantidade de matéria de todos os componentes, a partir do propano, inclusive: C₃₊.

T **Taxa Mínima de Atratividade:** é a taxa de juros que representa o mínimo que um investimento deve remunerar para que seja considerado viável economicamente. É formada a partir de três componentes: custo de oportunidade, risco do negócio e liquidez.

SUMÁRIO

1 Introdução	15
2 Objetivos	18
2.1 Objetivos Específicos	18
3 Revisão Bibliográfica	19
3.1 O Gás Natural	19
3.1.1 Consumo e Utilização do Gás Natural no Brasil.....	21
3.1.2 Composição típica e Especificações do Gás Natural	23
3.1.3 Cadeia Produtiva do Gás Natural	25
3.1.4 Reservatórios e Reservas de Petróleo	27
3.2 Produção de Óleo/Condensado e Gás <i>Offshore</i>	31
3.2.1 Unidades ou Plataformas Marítimas de Produção	32
3.2.2 Plantas de Processo	33
3.2.3 Transporte	36
3.3 Produção de Campos de Gás Retrógrado Offshore	37
3.3.1 Composição do Fluido produzido e Contaminantes	38
3.3.2 Tipos de processamentos de gás retrógrado <i>offshore</i>	39
3.3.3 Fatores a serem considerados em um projeto de desenvolvimento de produção <i>offshore</i>	42
3.4 Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN).....	44
3.4.1 Processo de Absorção Refrigerada	48
3.4.2 Processo Joule-Thomson	49
3.4.3 Processo de Refrigeração Simples	51
3.4.4 Processo de Turbo-expansão	52
3.4.5 Comparativo	54
3.5 Avaliação Econômica e Simuladores de Processos	55
3.5.1 Preço do Gás Natural	55
3.5.2 Software de estimativa de custos IHS QUE\$TOR®	56

3.5.3 Parâmetros econômicos	58
3.5.4 Software de Processo ASPEN HYSYS®	60
4 Metodologia	62
4.1 Avaliação Econômica Pré-conceitual	62
4.1.1 Estimativas de Custos e Produção no software QUE\$TOR®	63
4.1.2 Cálculo dos parâmetros econômicos	66
4.2 Base da Simulação para viabilidade técnica	66
4.2.1 Equação de Estado para Cálculo do Equilíbrio Líquido-Vapor	67
4.2.2 Mistura de correntes	67
4.2.3 Vasos Separadores	68
4.2.4 Trocadores de Calor	69
4.2.5 Compressores e Expansores	70
4.2.6 Bombas	70
4.2.7 Desidratação	71
4.2.8 Unidades de Operações Lógicas	72
4.3 Simulações de processo de especificação do gás em plataforma <i>offshore</i>	72
4.3.1 Descrição dos Processos	73
4.3.2 Composições e vazões utilizadas	75
4.3.3 Principais variáveis definidas	77
4.3.4 Parâmetros avaliados	80
5 Resultados	81
5.1 Avaliação Econômica Pré-conceitual	81
5.2 Avaliação Técnica por meio de simulações de processo	88
6 Conclusões	93
6.1 Conclusões gerais	93
6.2 Conclusões específicas	94
6.2 Sugestões para trabalhos futuros	94
Referências Bibliográficas	96

Anexo I	106
---------------	-----

1 Introdução

O interesse pelo gás natural (GN) está diretamente relacionado à busca por alternativas aos combustíveis fósseis que promovem altas emissões de gases de efeito estufa e de fontes de energia com menores impactos ambientais. Em geral, o GN é uma fonte energética de menor custo por unidade energética e que apresenta emissões de dióxido de carbono (CO₂) cerca de 40% menor por unidade energética, quando comparada com outros combustíveis fósseis, como por exemplo o carvão mineral (KAMAL e QATAR, 1993). De acordo com o Atlas de Energia Elétrica do Brasil (2008), o crescimento tanto da produção quanto do consumo do gás natural no período de 1973 a 2007, resultou na intensificação das atividades de prospecção e exploração, particularmente entre os países em desenvolvimento. O resultado foi não só o aumento do volume de produção e consumo, mas também a expansão geográfica das reservas. Desta forma, reservas antes consideradas abandonadas por não serem economicamente viáveis, puderam ser novamente avaliadas e sua exploração reconsiderada. O Relatório de Revisão Energética Estatística da *British Petroleum* em 2017 apresenta dados mais atuais sobre o sistema energético mundial e informa que o consumo mundial de gás natural aumentou 1,5% em relação a 2016. Apesar da queda das atividades econômicas no Brasil, entre 2014 e 2016, nos dois primeiros anos da recessão, o consumo de gás natural aumentou de forma estável mas, em 2016, houve queda de 12,5%. Mesmo com a queda no consumo, houve aumento da produção, bem como foi necessário importar gás da Bolívia e comprar Gás Natural Liquefeito (GNL) no mercado externo. Isto mostra a importância e a necessidade de se ampliar a produção de gás natural para consumo interno.

Para ser comercializado no Brasil, o gás natural deve passar por processamento para atender às especificações da Resolução N° 16, de 17 de junho de 2008 da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). O GN pode ser produzido em campos de gás associado, isto é, em que há predominância de óleo, e também em campos de gás não associado, em que há predominância de produção de gás, podendo ainda ser classificado em gás seco, úmido ou retrógrado. Neste último, ocorre condensação de hidrocarbonetos do gás no próprio reservatório, produzindo também um condensado, líquido constituído por hidrocarbonetos de massa molar média menor que a do óleo. Seja de campos de gás

associado ou não, quando produzido em campos de terra, o tratamento do gás é realizado em Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs) próximas aos campos. Entretanto, quando produzido em condições *offshore* no Brasil, o gás deve ser condicionado nas unidades marítimas de produção visando atender às especificações de transporte e ou uso na plataforma, para evitar a formação de líquidos nos dutos e devido a restrições de umidade e contaminantes. Isto implica que, para o desenvolvimento da produção de gás *offshore*, geralmente, deve ser construída uma plataforma marítima, gasodutos e possivelmente oleodutos para envio do óleo às refinarias, além de UPGNs para especificação do gás para consumo interno, o que demanda investimentos elevados.

No processamento, além da produção do gás, pode ser realizada a separação de produtos com maior valor de mercado em relação ao gás para comercialização, como etano, propano e butano ou gás liquefeito de petróleo (GLP), nafta, entre outros, principalmente quando o gás é proveniente de campos de gás associado, que possui maior teor de hidrocarbonetos de maior massa molar. Desta forma, geralmente, as UPGNs são construídas em terra porque, para que ocorra o fracionamento, são utilizados diversos processos que requerem fluidos refrigerantes, torres de fracionamento, equipamentos que demandam uma infraestrutura maior, entre outros. Um exemplo de como pode-se viabilizar a construção das UPGNs é a descoberta do Pré-sal, com vários campos produtores de óleo e gás associado que levou à construção e ampliação de unidades em terra na região sudeste do Brasil. Devido ao grande volume de processamento com alta geração de produtos de maior valor agregado, os custos de investimentos puderam ser compartilhados, viabilizando economicamente os projetos para este tipo de reservas.

No caso da produção de campos de gás não associado, o volume dos subprodutos citados é menor, como de campos de gás retrógrado, ou até desprezível, como no caso de gás seco. Desta forma, além de investir em infraestrutura *offshore*, caso a reserva não seja grande o suficiente e não haja infraestrutura em terra disponível, um projeto de desenvolvimento da produção pode ser inviável. Neste cenário, pode ser interessante avaliar a possibilidade de especificação tanto do gás para venda quanto do condensado em uma unidade de produção marítima. Desta forma, as correntes intermediárias como etano, propano e nafta são incorporadas ao gás ou ao condensado, dentro dos limites de suas especificações, ou utilizadas como

combustível. Assim, a receita relativa a estes produtos é reduzida, mas os custos de construção de toda a infraestrutura de uma UPGN em terra são eliminados, enviando o gás diretamente para distribuição e consumo. Esta alternativa poderia viabilizar a produção destes campos que, não fosse isso, seriam considerados “abandonados”, devido à receita reduzida pelo fato de serem produtores primariamente de gás e que demandariam grande infraestrutura.

2 Objetivos

O objetivo deste trabalho é avaliar a viabilidade econômica e técnica de introduzir sistemas adicionais de processamento de gás em uma plataforma marítima (*offshore*) (Cenário 2), em comparação à opção comum de condicionamento *offshore* e processamento em terra (Cenário 1), para um campo produtor de gás não associado retrógrado.

2.1 Objetivos Específicos

- ❖ Avaliar comparativamente a viabilidade econômica de processamento de gás para venda em uma plataforma marítima (*offshore*) e ao processamento em terra, através de *software* de estimativa de custos e indicadores econômicos.
- ❖ Avaliar a viabilidade técnica de se processar o gás na plataforma para atender às especificações do gás para comercialização e, ao mesmo tempo, do condensado produzido, através de simulador de processos, utilizando os processos:
 - processo Joule-Thomson;
 - turboexpansão;
 - ciclo de refrigeração.

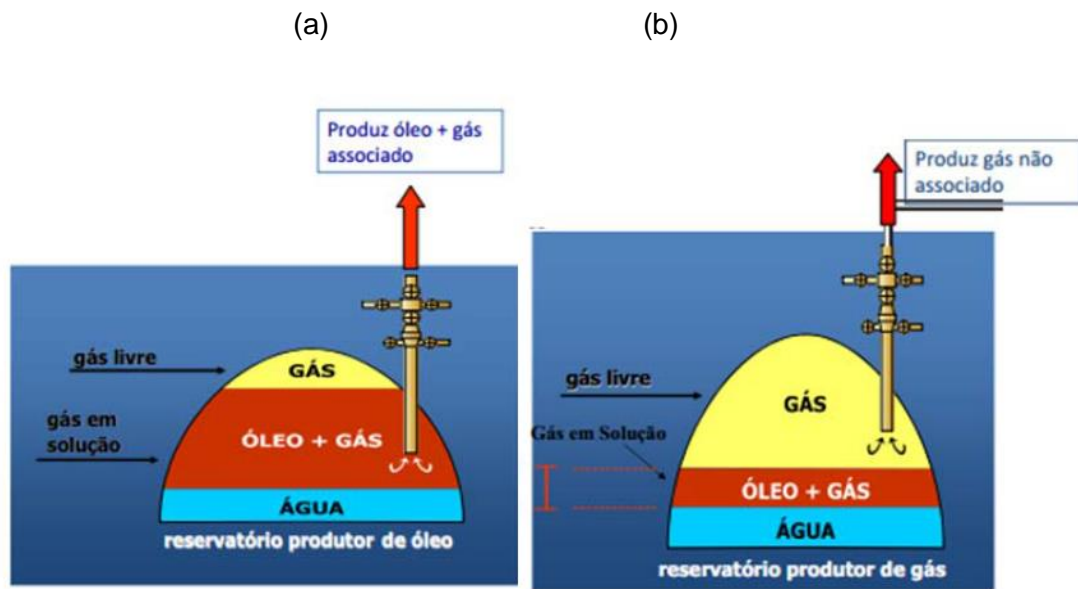
3 Revisão Bibliográfica

Este capítulo apresenta uma revisão bibliográfica em cinco tópicos principais que embasam este trabalho, a saber: (1) Informações gerais sobre o Gás Natural; (2) Produção de Óleo/Condensado e Gás *offshore*; (3) Processamento de Gás Natural: descrição das quatro principais formas de processamento e um comparativo entre estes processos; (4) Produção de Campos de Gás Retrógrado e suas dificuldades e peculiaridades para um projeto de desenvolvimento da produção e processamento de gás na plataforma; (5) Descrição dos softwares de estimativa de custos, QUE\$TOR®, e do simulador de processos Aspen HYSYS®.

3.1 O Gás Natural

O gás natural, por definição, é a porção de petróleo que existe na fase gasosa ou em solução no óleo, nas condições de pressão e temperatura de reservatório e que permanece no estado gasoso nas condições atmosféricas de pressão e temperatura (VAZ et al., 2008). Formado por hidrocarbonetos de baixa massa molar, principalmente Metano, é encontrado em rochas porosas no subsolo. Pode ser classificado como gás associado, quando produzido de campos com predominância de óleo, em que pode estar dissolvido no petróleo ou acumulado na forma de uma camada de gás, ou gás não associado, se produzido em campos com predominância de gás e pouco óleo ou condensado (GONZAGA, 2014). A Figura 3.1 ilustra reservatórios de ambos os tipos de gás natural.

Figura 3.1 - Esquema de reservatórios de gás: (a) gás associado e (b) de gás não associado.

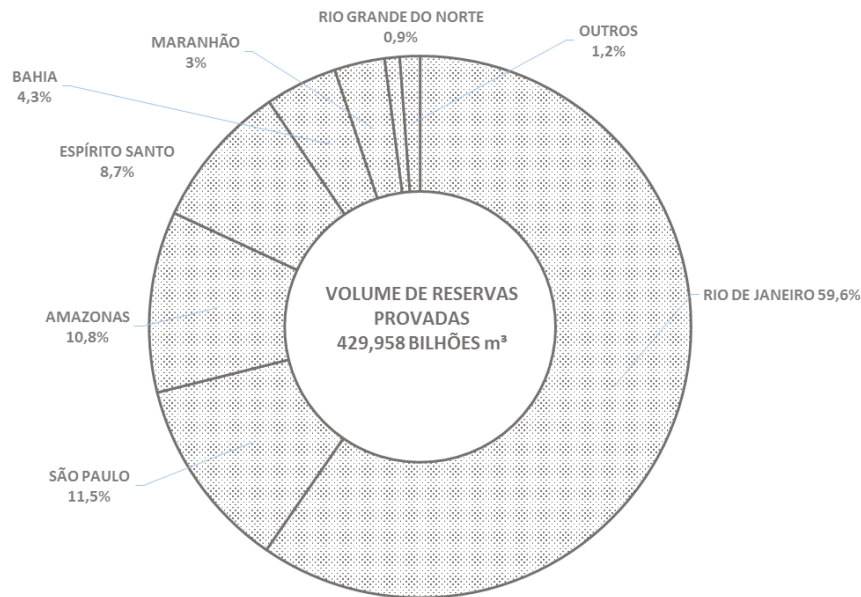


Fonte: Santos (2012).

O gás natural não associado apresenta os maiores teores de Metano, enquanto o gás natural associado apresenta proporções mais significativas de Etano, Propano, Butano e hidrocarbonetos de maior massa molar. Além dos hidrocarbonetos, fazem parte da composição do gás natural bruto outros componentes considerados contaminantes, tais como o Dióxido de Carbono (CO_2), o Nitrogênio (N_2), Sulfeto de Hidrogênio (H_2S), Água (H_2O), Metanol (CH_3OH) e impurezas sólidas como areia. A presença e proporção destes compostos depende da localização do reservatório, se em terra ou no mar, se está associado ou não, do tipo de matéria orgânica ou mistura do qual se originou, da geologia do solo, do tipo de rocha onde se encontra o reservatório, entre outros (GAS NATURAL, acesso em 09 fev. 2017).

Reservas denominadas provadas são constituídas pelos volumes de petróleo e de gás que a análise de dados de geociências e engenharia indica, com razoável certeza, como recuperáveis comercialmente na data de referência conforme a Resolução da ANP nº 47 de 03/09/2014. Um aspecto importante em relação à produção é que as reservas provadas de gás natural no Brasil em área marítima representam cerca de 88% do total, cujo custo de prospecção é maior que em área terrestre. Além disso, as regiões de maior concentração destas são sudeste, norte e nordeste, como é possível observar na Figura 3.2 (AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS, 2016).

Figura 3.2 - Distribuição percentual das reservas provadas de gás natural no Brasil.



Fonte: Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (2016).

A produção *offshore* nacional correspondeu a 76,1% do gás natural produzido no país que ocupou a 30ª posição no ranking mundial de produtores de gás natural. De acordo com o Anuário da ANP (2016), do total produzido, o gás associado representava 72,9% e a produção de gás não associado caiu devido à ausência da entrada de novos campos de gás, sendo os estados da Bahia e São Paulo aqueles com a maior produção.

3.1.1 Consumo e Utilização do Gás Natural no Brasil

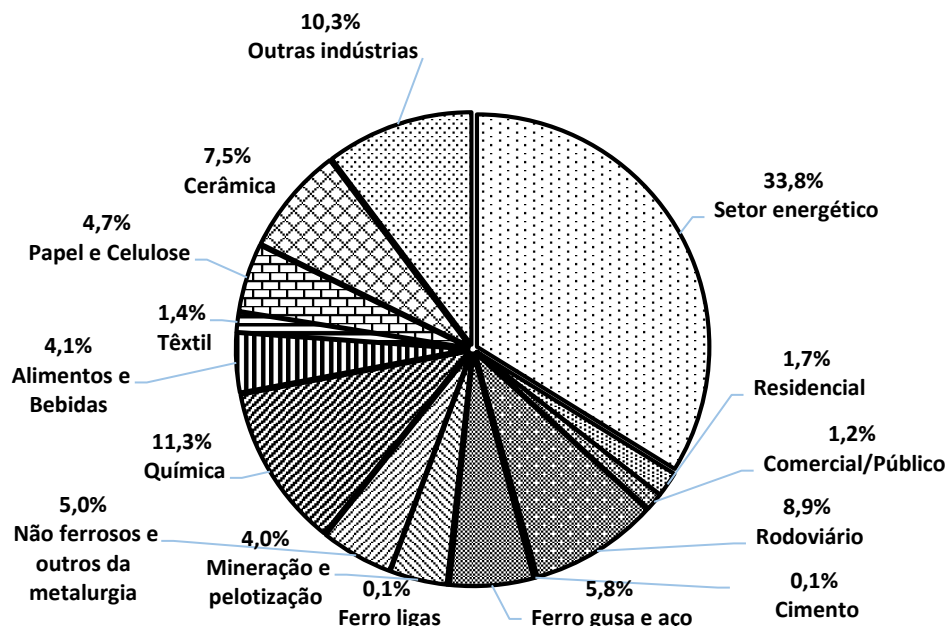
O gás natural pode ser utilizado para geração de energia elétrica (ao substituir o carvão e o óleo combustível), aplicações industriais (gerar energia através de sua queima), automotivas (usado no lugar da gasolina, do etanol e do óleo diesel) e domésticas. Além disso, é insumo básico da indústria petroquímica, responsável pela produção de grande quantidade de compostos como o metanol e a uréia (PORTAL BRASIL, acesso em 09 jan. 2016). Como combustível, o gás natural apresenta características relevantes que o diferenciam, ao permitir variados e inovadores processos tecnológicos de atendimento direto ao uso final e realizar este atendimento com baixíssimas restrições ambientais. Após o processamento, as especificações do

gás variam de acordo com o seu uso final: como gás combustível na plataforma de produção, gás de elevação ou de injeção, gás para o consumidor final ou como matéria prima para outras indústrias. Os requisitos também podem variar de acordo com a região e o país de comercialização (GAS NATURAL, acesso em 09 fev. 2017).

O valor comercial do gás depende do uso final e do valor agregado associado aos produtos. O gás natural encontra seu potencial máximo de valorização como matéria prima. Este máximo se apresenta como consequência de sua aplicação como redutor siderúrgico, sua conversão em combustíveis líquidos ou em produtos tradicionalmente derivados da petroquímica. Estas são aplicações mais nobres que seu uso como fonte de energia direta e resultam em produtos de elevado valor agregado (GAS NATURAL, acesso em 09 fev. 2017).

No ano de 2014, os setores que mais utilizaram gás natural no Brasil foram: Termoeletricas, Produção de Energia, Indústria Química, Transporte Rodoviário e Cerâmica como apresentado na Figura 3.3, de acordo com o relatório de Resenha Energética do Ministério de Minas e Energia de 2015.

Figura 3.3 - Distribuição do uso de gás natural por setores da economia brasileira.



Fonte: Adaptado de Ministério de Minas e Energia (2015).

Apesar do crescimento no consumo, a produção de gás natural no Brasil ainda não é autossuficiente, como informado no relatório de Energia Mundial da *British*

Petroleum (BP) de 2016. O país produziu apenas 33% do volume consumido de gás natural, importou gás da Bolívia e ainda complementou o fornecimento deste comprando do mercado internacional na forma de **Gás Natural Liquefeito (GNL)**. Em 2015, as importações brasileiras de gás natural aumentaram 9,8% em comparação a 2014, dos quais 62% são provenientes da Bolívia e o restante corresponde a importações de GNL de navios disponíveis no mercado. A região sudeste permanece como a maior consumidora de gás natural no Brasil, responsável por 57,6% de todo o volume comercializado (AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2016).

3.1.2 Composição típica e Especificações do Gás Natural

Para exemplificar a diversidade e a variabilidade da composição do gás natural bruto, bem como a predominância do gás Metano, a Tabela 3.1 apresenta a composição deste em alguns países e estados brasileiros.

Além da composição do gás natural bruto ser variada, a do comercial irá depender da sua finalidade. Geralmente, a condição mais severa irá definir a especificação do gás e os tratamentos necessários para ajuste de ponto de orvalho de hidrocarbonetos e água, e remoção de contaminantes, caso estejam presentes, como H₂S e CO₂.

Para comercialização no Brasil, o gás natural excedente do consumo nas unidades de produção, é exportado para as **Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN)**. Nestas unidades, o gás é processado e condicionado com a finalidade de atender à norma de especificação deste produto determinada pela ANP na Resolução N° 16, de 17 de junho de 2008, exemplificado na Tabela 3.2.

. Além da composição, são parâmetros que determinam a especificação comercial deste produto, o seu teor de contaminantes como enxofre total, gás sulfídrico, gás carbônico e gases inertes, o ponto de orvalho da água, o ponto de orvalho dos hidrocarbonetos e o poder calorífico.

Além dos requisitos citados, ainda de acordo com a resolução da ANP, o produto deve estar sempre livre de poeira, água condensada, odores, gomas, elementos formadores de goma, glicóis, hidrocarbonetos condensáveis, compostos aromáticos, metanol e outros elementos sólidos ou líquidos que possam interferir com

a operação dos sistemas de transporte e distribuição e à utilização pelos consumidores.

Tabela 3.1 - Composição média do Gás Natural Bruto em Alguns Países).

Origem País/Campo	Composição em % volumétrico						Densidade relativa ao ar	Poder Calorífico Superior (MJ/Nm ³)
	Metano CH ₄	Etano C ₂ H ₆	Propano C ₃ H ₈	C ₄ e Maiores C ₄ ⁺	CO ₂	N ₂		
América do Norte								
USA/Panh.	81,8	5,6	3,4	2,2	0,1	6,9	-	42,7
USA/Ashlaw	75,0	24,0	-	-	-	1,0	-	46,7
Canadá	88,5	4,3	1,8	1,8	0,6	2,6	-	43,4
Europa								
França	69,2	3,3	1,0	1,1	9,6	0,6	-	36,8
Alemanha	74,0	0,6	-	-	17,8	7,5	-	29,9
Holanda	81,2	2,9	0,4	0,2	0,9	14,4	0,640	31,4
Mar do Norte	94,7	3,0	0,5	0,4	0,1	1,3	0,590	38,6
América do Sul								
Venezuela	78,1	9,9	5,5	4,9	0,4	1,2	0,702	47,7
Argentina	95,0	4,0	-	-	-	1,0	0,578	40,7
Bolívia	90,8	6,1	1,2	0,0	0,5	1,5	0,607	38,8
Chile	90,0	6,6	2,1	0,8	-	-	0,640	45,2
Outros								
Rússia	97,8	0,5	0,2	0,1	0,1	1,3	-	39,6
Austrália	76,0	4,0	1,0	1,0	16,0	2,0	-	35,0
Pérsia	66,0	14,0	10,5	7,0	1,5	1,0	0,870	52,3
Argélia	76,0	8,0	3,3	4,4	1,9	6,4	-	46,2
Brasil								
Rio de Janeiro	89,44	6,7	2,26	0,46	0,34	0,8	0,623	40,22
Bahia	88,56	9,17	0,42	-	0,65	1,2	0,615	39,25
Alagoas	76,9	10,1	5,8	1,67	1,15	2,02	-	47,7
Rio Grande do Norte	83,48	11	0,41	-	1,95	3,16	0,644	38,54
Espírito Santo	84,8	8,9	3,0	0,9	0,3	1,58	0,664	45,4
Ceará	76,05	8,0	7,0	4,3	1,08	1,53	-	52,4

Fonte: Gás Natural (acesso em 09 fev. 2017).

Tabela 3.2- Especificação do gás natural conforme Resolução ANP N° 16, de 17 jun. 2008.

CARACTERÍSTICA	UNIDADE	Norte	LIMITE	
			Nordeste	Centro-Oeste, Sudeste e Sul
Poder calorífico superior	kJ/m ³	34.000 a 38.400	35.000 a 43.000	
Índice de Wobbe	kJ/m ³	40.500 a 45.000	46.500 a 53.500	
Metano, min.	% mol.	68	85	
Etano, máx.	% mol.	12	12	
Propano, máx.	% mol.	3	6	
Butanos e mais pesados, máx.	% mol.	1,5	3	
Oxigênio, máx.	% mol.	0,8	0,5	
Inertes (N ₂ +CO ₂), máx.	% mol.	18	8	6
CO ₂ , máx.	% mol.	3		
Enxofre total, máx.	mg/m ³	70		
Gás sulfídrico (H ₂ S), máx.	mg/m ³	10	13	10
Ponto de orvalho de água a 1 atm, máx.	°C	-39	-39	-45
Ponto de orvalho de hidrocarbonetos a 4,5 MPa, máx.	°C	15	15	0

Fonte: Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (2008).

3.1.3 Cadeia Produtiva do Gás Natural

De acordo com as definições contidas na Portaria da ANP n. 104, a cadeia produtiva de gás natural é um conjunto de atividades de exploração, perfuração, desenvolvimento e produção, condicionamento, processamento, transporte e distribuição do gás que funcionam de forma integrada. A seguir, é apresentado um resumo de cada etapa (VAZ et al., 2008):

- Fase de exploração: é a etapa inicial do processo e consiste no reconhecimento e estudo das estruturas propícias ao acúmulo de petróleo ou gás natural. Essa fase conduz à descoberta dos reservatórios.
- Fase de perfuração: uma vez identificados os fatores que determinam a possibilidade de existência de hidrocarbonetos, é feita a perfuração de poços

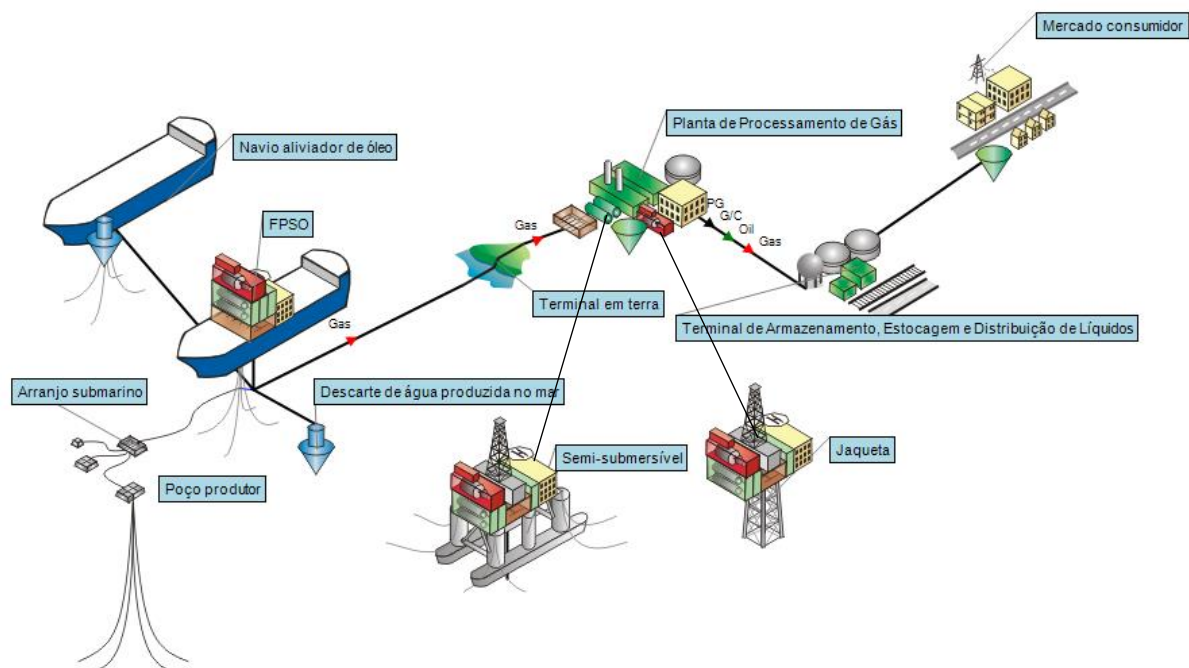
exploradores para confirmar a presença de acúmulo de hidrocarbonetos. Havendo viabilidade econômica, mais poços são perfurados para delimitar e obter informações para os projetos de desenvolvimento da produção.

- Fase de desenvolvimento e produção: confirmada a existência de acumulação de hidrocarbonetos, inicia-se o desenvolvimento e produção do campo produtor, através de equipamentos submarinos, linhas de produção e plataformas. Nas áreas de produção, o gás é consumido internamente na geração de energia e vapor, parte da produção pode ser utilizada como gás de elevação (*gas lift*) para reduzir a densidade do petróleo e permitir que volume maior seja escoado, e parte pode ser reinjetada com objetivo de aumentar a recuperação dos fluidos. O restante do gás é exportado para centros de tratamento como UPGNs.
- Fase de condicionamento: o gás, para ser escoado para as Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs) ou diretamente consumido, precisa passar pelas etapas de condicionamento de gás produzido, visando garantir sua adequação às especificações requeridas.
- Fase de processamento: o gás natural condicionado é transferido por gasodutos até as UPGNs, onde é beneficiado e separado em produtos especificados para atendimento a clientes finais. Durante o processo, ocorre a separação dos hidrocarbonetos de maiores massas molares do gás, que é condensado, garantindo a especificação técnica para comercialização do gás. O condensado pode ser enviado às Unidades de Processamento de Condensado de Gás Natural (UPCGNs), em que haverá a separação das correntes em gás residual, propano e butano e correntes de pentanos e de hidrocarbonetos de maiores massas molares, que possuem maior valor agregado que o gás.
- Fase do transporte: das UPGNs, o gás especificado para venda ao consumidor final é transportado até os pontos de entrega, para a transferência às companhias distribuidoras ou, de modo eventual, a um grande consumidor.
- Fase de distribuição: fase em que o gás é entregue ao consumidor final. É realizada pelas companhias distribuidoras estaduais, as quais detêm a concessão do Estado para a realização dessa tarefa.

O presente trabalho concentra-se nas fases de desenvolvimento abordando itens de condicionamento e processamento de gás.

A Figura 3.4 apresenta um fluxograma de produção de óleo e gás típico. Em geral, as plataformas que não armazenam óleo, como jaquetas e semi-submersíveis, enviam o óleo através de oleoduto para terra, para uma plataforma que armazene, ou enviam o óleo junto ao gás para ser separado em terra. As plataformas que armazenam, transferem o óleo para um navio aliviador, através da operação chamada de *offloading*, que transportará o óleo para terra. Conforme mencionado, em geral, o gás é transportado através de gasoduto para ser submetido aos tratamentos finais em terra, removendo hidrocarbonetos de maiores massas molares, que compõem correntes mais rentáveis economicamente, e especificando o gás para venda. Após a planta de processamento, ocorre a distribuição para o mercado consumidor.

Figura 3.4 - Esquema do escoamento da produção de óleo e gás.



Fonte: Figura da autora.

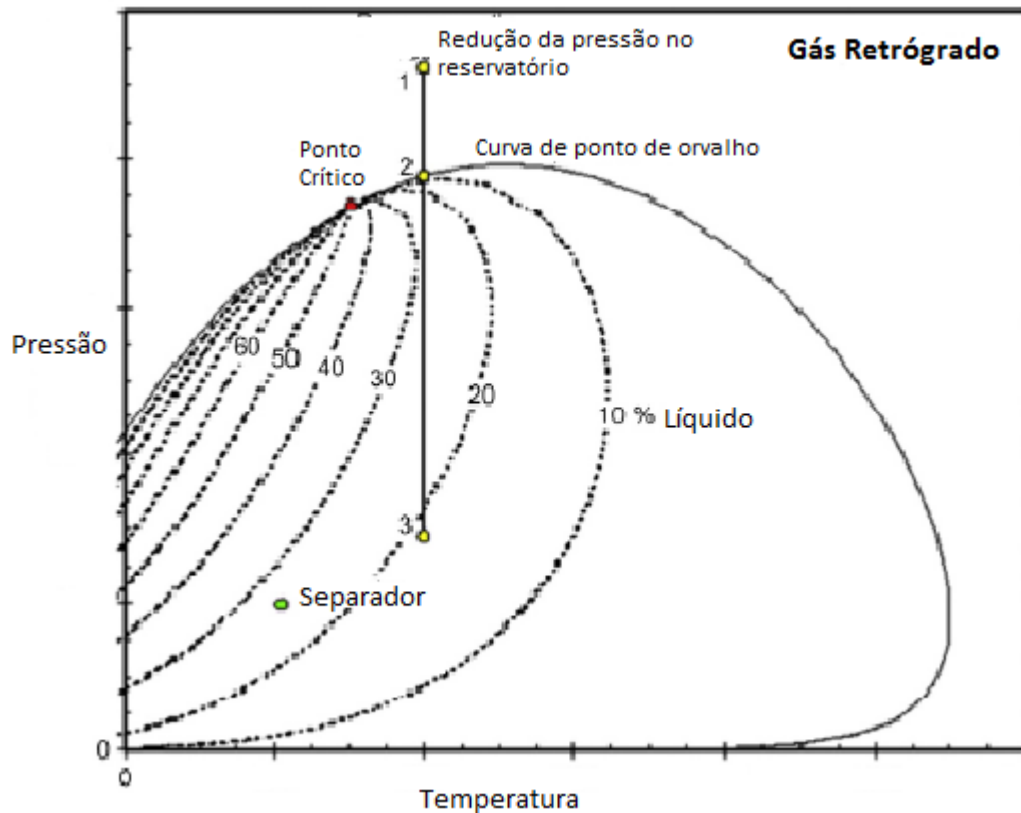
3.1.4 Reservatórios e Reservas de Petróleo

De maneira simplificada, os reservatórios de petróleo são classificados de acordo com os tipos de fluidos presentes, distribuídos em função da sua razão gás

condensado ou gás óleo, composição e estado físico em condições de reservatório. São eles: gás seco, gás úmido, gás retrógrado, óleo volátil e óleo normal (ou *black oil*, referindo-se a óleos pesados e extra-pesados). A água, que também está quase sempre presente na rocha reservatório, é obtida juntamente com o óleo, e tem uma importante influência nas características do petróleo e sobre sua produção (ROCHA, 2014).

Espera-se que durante a produção de um reservatório, a temperatura permaneça aproximadamente constante e que a pressão diminua em consequência da remoção de material do reservatório. No caso dos reservatórios de gás seco e úmido, essa queda de pressão não gera nenhum impacto no número de fases, logo o gás natural permanece em fase gasosa por toda a faixa de pressão até chegar à superfície. Em um reservatório de gás retrógrado ou gás-condensado, o fluido está inicialmente no estado gasoso. A condensação de compostos presentes no gás para a fase líquida ocorre como resultado da redução na pressão do reservatório. Esta condensação isotérmica devido à redução da pressão abaixo do ponto de orvalho é definida como uma condensação retrógrada (linha apresentada na Figura 3.5) (BAHADORI, 2016). Na superfície, ocorre a produção de condensado e gás. Reservatórios deste tipo apresentam Razão Gás / Óleo (RGO) ou Gás / Condensado (RGC) entre 1.000 e 10.000 m³std/m³std. São economicamente mais atrativos do que os reservatórios de gás seco por produzirem condensado de alto valor comercial em conjunto com o gás (Queiroz Galvão Exploração e Produção, acesso em 10/02/2017).

Figura 3.5 - Diagrama pressão e temperatura de reservatórios de óleo e gás.



Fonte: ESPOSITO et al (2017).

Existem muitos campos de gás marítimos de reservas de pequena a média escala (28 a 85 trilhões de metros cúbicos ou 1 a 3 trilhões de pés cúbicos (Tcf)), mas unidades de produção de pequeno porte podem não ser viáveis devido à competição do preço unitário desfavorável em comparação com as de grande porte. Portanto, muitos campos de gás se encontram abandonados, aguardando novas tecnologias de exploração ou um cenário econômico viável para uma produção pequena (LEE et. al, 2013).

De acordo com a empresa estatal holandesa Energie Beheer Nederland (EBN) o desenvolvimento economicamente viável de campos “abandonados” *offshore* depende da disponibilidade de infraestrutura existente. A existência de plataformas e/ou unidades de tratamento em terra próximas a estes campos pode viabilizar sua produção, caso o processamento existente seja adequado aos fluidos em questão (SCHULTE et. al, 2012).

A proximidade de outras reservas também é importante na decisão de desenvolver a produção destes campos que, sozinhos, não seriam economicamente

viáveis. O projeto *Canyon Express*, no Golfo do México, é um exemplo, que produz gás de três reservas médias em uma lâmina d'água de 2200 metros, até então, a mais profunda já produzida. Os campos são de diferentes empresas operadoras que se juntaram em um acordo mútuo para viabilizar a produção. Segundo Rijkens et. al (2003), o tamanho dos campos isoladamente não justificava um desenvolvimento, tendo em vista a profundidade e a distância de 80 quilômetros em relação a costa e a facilidades existentes. No entanto, combinados em um desenvolvimento mútuo, ao somar as reservas e dividir os custos e riscos, o projeto tornou-se favorável economicamente. A opção neste caso, por ter sido o primeiro projeto em águas ultraprofundas no Golfo do México, foi de produzir para uma plataforma fixa em lâmina d'água mais rasa, com um arranjo submarino mais robusto até a plataforma. Um outro exemplo desta configuração é o projeto de Liwan, na China, em que poços de dois campos de gás são produzidos em uma lâmina d'água de 1500 metros para uma plataforma fixa a uma profundidade de 190 metros (ZHOU et al, 2013).

A existência de várias reservas grandes com alto volume de óleo, cujo valor comercial é superior ao do gás, suportou o desenvolvimento do Pré-sal, com a implementação de grandes projetos para infraestrutura de transporte e logística. Como exemplo, três rotas foram criadas ou expandidas para direcionar o gás das plataformas às unidades de processamento e suprir o mercado interno (VIANNA FILHO et. al, 2015).

Outra opção comum de produção é o caso do projeto de *Lucius*, campo de óleo, e *Hadrian South*, campo de gás, no Golfo do México, que produzem em lâmina d'água ultraprofunda de 2200 metros, a quase 400 quilômetros da costa e iniciou a produção em 2015. Inicialmente, o projeto incluía apenas o campo de *Lucius*. Devido à localização remota, não havia infraestrutura próxima de gasodutos, oleodutos ou plataformas para conectar tal campo e, com isso, uma nova plataforma foi considerada. Para que o projeto fornecesse o melhor retorno econômico, o campo de *Hadrian South* foi incluído, também com parcerias entre empresas. Como o gás de *Hadrian* é praticamente seco, pouco processamento é necessário na plataforma, e o condensado é combinado ao óleo de *Lucius* e enviado via oleoduto, enquanto o gás é exportado via gasoduto (LAMEY et. al, 2015).

3.2 Produção de Óleo/Condensado e Gás *Offshore*

Para o desenvolvimento da produção de campos de óleo ou de gás *offshore*, existem diversas possibilidades que variam desde o processamento mínimo para transporte até o processamento total marítimo. No primeiro caso, os fluidos produzidos são enviados para um terminal em terra para serem processados a fim de atingir as especificações de venda dos produtos. No segundo caso, os fluidos podem ser especificados para venda na plataforma, sem necessidade de tratamentos adicionais em terra (BOTHAMLEY, 2004).

A separação de óleo, gás e água ocorre nas plantas de processamento primário das unidades de produção nas plataformas marítimas, e a maioria se encaixa em duas categorias:

1. Óleo estabilizado e especificado e gás desidratado;
2. Óleo não estabilizado e gás desidratado.

De acordo com Bothamley (2004), é relativamente raro para uma unidade de produção de óleo *offshore* produzir os dois produtos, óleo e gás, especificados. A maioria envia o gás para processamento e especificação para venda em terra devido, dentre outros motivos, à complexidade e custos adicionais.

Em uma planta marítima típica, óleo e gás são separados. O gás destes separadores segue para a planta de gás a fim de atingir as especificações do destino final, seja exportação para terra, injeção em reservatório ou como elevação artificial (SEDDON, 2006). Esta elevação artificial constitui na injeção de gás junto ao poço produtor de petróleo para auxiliar o transporte do fluido para a plataforma, suplementando a energia do reservatório. O óleo, conforme mencionado por Bothamley (2004), pode ou não ser estabilizado na plataforma, a depender dos acordos com consumidores. A água separada segue para o sistema de tratamento de água produzida.

Além dos sistemas principais, a plataforma dispõe de sistemas auxiliares, de utilidades e de apoio, como água de aquecimento e de resfriamento, óleo diesel, ar comprimido, entre outros. Quando há um sistema de recuperação secundária, para aumentar a recuperação de petróleo, pode haver tratamento e injeção de água ou gás.

3.2.1 Unidades ou Plataformas Marítimas de Produção de Petróleo

Unidades de produção marítima são denominadas plataformas de produção, com a função de receber, tratar e ou enviar os fluidos produzidos. Os tipos mais comumente utilizados são: plataformas fixas, semi-submersíveis ou tipo *Floating Production, Storage and Offloading* (FPSO), descritas a seguir.

Plataformas Fixas

Foram as primeiras unidades utilizadas e tem sido as preferidas nos campos localizados em lâminas d'água de até 300 m. Geralmente, são constituídas por estruturas modulares de aço, instaladas no local de operação com estacas cravadas no fundo do mar, chamadas de jaqueta, ou com uma estrutura de concreto. São projetadas para receber os equipamentos de perfuração e todas as instalações necessárias para a produção dos poços. (VAZ et al, 2008).

Plataformas Semi-Submersíveis (SS)

São compostas de uma estrutura de um ou mais conveses, apoiada por colunas em flutuadores submersos (Figura 3.6 (a)) (VAZ et al., 2008).

Plataformas tipo *Floating, Production, Storage and Offloading* (FPSO)

Os FPSOs são navios que, além de produzir, tem a capacidade de armazenar óleo após separação e processamento e então transferir para um navio aliviador (Figura 3.6 (b)) (VAZ et al., 2008).

Os poços de produção podem ser conectados diretamente a plataformas, chamados de poços satélites, ou através de *manifolds*, que são equipamentos que recebem a produção de vários poços e encaminham em uma única linha para a planta de produção.

Figura 3.6 - Unidades flutuantes de produção do tipo SS (a) e FPSO (b).

(a)



(b)



Fonte: Vaz (2009).

3.2.2 Plantas de Processo

Durante o processo de produção de petróleo e gás, a separação da mistura trifásica óleo/gás/água pode ser realizada em separadores a altas, médias e baixas pressões, a depender da composição do fluido e das restrições do projeto. Cada uma das três correntes é tratada para atingir sua especificação final de transporte, comercialização ou descarte. Após o tratamento, as correntes de óleo e gás são encaminhadas até um terminal ou navios aliviadores (que transportam o óleo para a costa) e a corrente de água é descartada ou reinjetada para recuperação secundária de óleo (VAZ, 2009).

- **Planta de Condicionamento do Gás**

O condicionamento do gás consiste na separação do óleo ou condensado, compressão, remoção de contaminantes (CO_2 , H_2S e mercúrio) e desidratação. Em alguns casos, é necessário ajustar o ponto de orvalho, em função dos tratamentos utilizados e do uso do gás. O gás tratado é utilizado na plataforma como gás combustível e *gas lift* nos poços de produção, e o excedente exportado através de gasoduto (VAZ, 2009).

A presença de água livre em contato com o gás, pode levar à formação de hidratos, uma solução sólida, visualmente similar ao gelo, composta por moléculas de hidrocarbonetos de baixa massa molar e água. A formação de hidratos pode acarretar em parada geral do sistema, causando grandes perdas de receita e aumento de risco operacional. O problema se agrava caso o gás sob a alta pressão atinja temperaturas baixas no leito marinho, aumentando a taxa de formação de hidratos (VAZ et al., 2008). A Figura 3.7 mostra um bloco de hidrato que bloqueava uma tubulação sendo removido. Em poços produtores de gás, geralmente injeta-se monoetilenoglicol (MEG) na coluna de produção submarina, que reduz a temperatura de formação de hidratos. Na plataforma, a desidratação do gás produzido visa, entre outros objetivos, impedir a formação de hidratos.

Figura 3.7 - Bloqueio de linha por hidrato em Unidade de Produção.



Fonte: Vaz (2009).

Outro contaminante que precisa ser removido quando presente é o sulfeto de hidrogênio, que é extremamente tóxico, gera corrosão na presença de água livre e poluição devido à formação de óxidos de enxofre por combustão. O dióxido de carbono também gera corrosão em presença de água livre, e reduz o poder calorífico do gás, assim como o nitrogênio. Por isso, seus teores, também, são limitados conforme a Resolução da ANP N° 16 (2008).

- Processamento do Óleo ou Condensado

Após a separação da mistura trifásica com monoetilenoglicol, o condensado deve ser aquecido, desgaseificado e desidratado. O MEG, devido a polaridade de sua molécula, possui maior afinidade com a água do que com os hidrocarbonetos, de forma que segue com a água para separação e regeneração. A água deve ser removida devido à sua capacidade de formar emulsões e possuir elevado teor de sal em sua composição, podendo ocasionar problemas de incrustação (depósitos inorgânicos) e corrosão nas instalações de produção, transporte e refino. Além disso, representa um volume ocioso na transferência e tancagem do petróleo. Adicionalmente, a elevada viscosidade das emulsões água-óleo dificulta a separação da água, requerendo o uso de temperaturas elevadas e o consumo de produtos químicos, especialmente o desemulsificante e o antiespumante (VAZ, 2009).

O processo consiste em estágios de separação em vasos com pressões progressivamente mais baixas e separação gravitacional, de forma que o gás liberado passa por estágios intermediários de compressão e segue para o seu processamento. A água é enviada para a planta de tratamento e o condensado estabilizado pode ser armazenado nos tanques de carga, ou enviado separadamente ou junto ao gás através de oleoduto ou gasoduto para as Unidades de Processamento de Condensado de Gás Natural (UPCGNs) em terra (VAZ et al, 2008).

O condensado deve ser especificado na unidade de produção marítima conforme requisitos do transportador ou consumidor. Os teores de água e sedimentos (Basic Sediments and Water – BS&W) comumente utilizados são valores entre 0,5 e 1%, salinidade entre 285 e 570 mg/l, pressão de vapor Reid (PVR) de 10 psia a 37,8 °C (Vaz, 2009), teor de H₂S menor que 1 mg/kg e a pressão de vapor máxima de 1 bar(a) à temperatura de armazenamento (VAZ et al, 2008).

- Processamento de Água Oleosa

A água separada do condensado e do gás é enviada para a planta de tratamento para atender às especificações das Regulamentações Brasileiras de acordo com o **Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA) 393/2007** para seu descarte no mar. Uma das principais propriedades a ser medida é o **Teor de Óleo e**

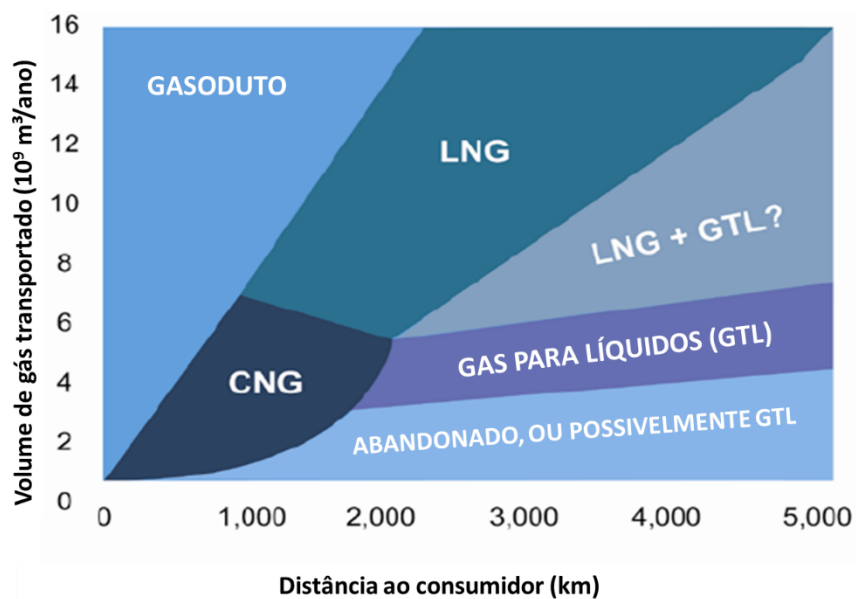
Graxas (TOG), cujo valor máximo médio mensal é de 29 ppm. Em geral, o tratamento é realizado com o uso de separação por meio de força centrífuga com a utilização de hidrociclones combinado com o processo de flotação (VAZ, 2009).

3.2.3 Transporte

A corrente de óleo é encaminhada para as refinarias através de dutos (oleodutos ou gasodutos junto ao gás), ou de navios aliviadores que o transportam para a costa (VAZ, 2009).

Para o transporte de gás natural *offshore*, a Figura 3.8 apresenta as faixas recomendáveis de aplicação de cada uma das tecnologias disponíveis e em desenvolvimento. Os valores fronteiros variam conforme a fonte. As opções são: gasoduto, **LNG** (*Liquefied Natural Gas*), produção de gás natural liquefeito através do uso de temperaturas em torno de $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$, ou Gás Natural Liquefeito (**GNL**), e novas tecnologias como **GTL** (*Gas to Liquid*, reação para transformar o gás em líquido parafínico) e **CNG** (*Compressed Natural Gas*, transporte do gás natural comprimido), entre outras variações não inclusas na Figura 3.8 (VAZ, 2009).

Figura 3.8- Envelope de transporte de gás natural.



Fonte: Adaptado de Verghese (2012).

Dickson et. al. (2015) e Chang (2001) mencionam que as tecnologias são extremamente limitadas e os métodos de transporte mais comuns para levar o gás natural ao mercado através de longas distâncias são gasodutos ou navios de transporte de LNG. Isto porque as tecnologias como CNG e GTL não estão disponíveis ou não foram desenvolvidas ainda de forma viável em escala de produção. No entanto, ambos os casos de gasoduto ou LNG, requerem investimentos elevados para construção de infraestrutura e grandes volumes de gás transportados. Para gás em terra ou próximo à terra, dutos são a opção apropriada para transporte do gás natural ao mercado, sujeitos a avaliação econômica devido ao aumento dos custos com o aumento da distância e da lâmina d'água.

Segundo Verghese (2012) e Lee et al (2015), o aumento da demanda em diversas regiões devido ao crescimento industrial e ao menor preço do gás em relação ao diesel e à gasolina, tem estimulado o desenvolvimento de mercados médios de gás viabilizando oportunidade para operadores com reservas médias. Com isso, a monetização de reservas “abandonadas” de pequena e média escala tem se tornado interessante. Conectar estas reservas ao mercado dependerá de uma série de fatores, incluindo tecnologias disponíveis, distância ao mercado consumidor, volume de gás, economicidade de transporte de gás, entre outros.

De acordo com Coyle et. al (2003), para que o processo de liquefação de gás natural em plataformas marítimas (GNL) se torne uma opção de fonte energética, o custo da cadeia deve ser competitivo e diversos desafios técnicos devem ser superados para torná-lo realidade. Dentre os desafios, estão a minimização de inventário inflamável por preocupações com segurança, de forma a buscar por métodos de resfriamento que não utilizem hidrocarbonetos como fluido refrigerante, por exemplo (LEE et al, 2015). Além disso, as tecnologias como CNG flutuante e GTL ainda não possuem referências de navios em operação, estando em fase de pesquisa, testes ou projeto, devido ao cenário econômico atual de óleo e gás (CARBÓN e DELGADO, 2008).

3.3 Produção de Campos de Gás Retrógrado *Offshore*

Na maior parte das regiões de produção de gás *offshore* do mundo, a decisão a respeito do condicionamento e processamento ocorrer em plataforma marítima ou

em terra é relativamente clara e direcionada pelo tipo e proximidade de infraestrutura existente, como gasodutos, oleodutos e facilidades de recebimento e processamento de óleo ou gás em terra. Para a produção de campos de gás retrógrado, a decisão depende fortemente da relação gás condensado, que produz um gás de massa molar maior que o gás natural seco, o que requer maior processamento e ocasiona menor retorno econômico. Ao adicionar ainda a exploração de campos de gás em áreas novas ou remotas, especificar o gás e o condensado na plataforma pode ser uma boa opção para viabilizar a produção de um campo de gás com condensado (SOUZA et al, 2016).

Neste caso, a proposta de especificar o gás para venda em uma unidade marítima, teria como objetivo especificar as correntes de condensado e gás, com a mínima geração de corrente residual de massa molar intermediária. Ao contrário do objetivo quando o gás é processado em unidades terrestres em que deseja-se maximizar a produção de correntes de maior valor agregado, não há interesse na produção de produtos mais puros como etano, propano e butano, tampouco em geração excessiva de uma corrente intermediária.

Diversos fatores que afetam esta opção são descritos nos próximos itens.

3.3.1 Composição do Fluido produzido e Contaminantes

A configuração e complexidade da planta de processamento de gás depende da composição do gás de entrada e dos níveis de tratamento e processamento requeridos para atender às especificações. Segundo Mokhatab et al. (2015), a extensão do processamento *offshore* depende do projeto específico e de acordos comerciais entre produtores, distribuidores e compradores, atendendo aos requisitos econômicos, ambientais e operacionais. Além disso, não há uma abordagem única para a planta de processamento do gás e o projeto é desenvolvido em função da economia de gás, óleo e seus derivados.

Em campos de gás com altas concentrações de metano, acima de 85%, o processo adequado pode ser mais simples, dependendo do teor de componentes como propano e hidrocarbonetos de maiores massas molares. Existem unidades no Golfo do México, por exemplo, em que o gás ao passar por um processo de desidratação e ajuste de ponto de orvalho do tipo Joule-Thomson com pequena

redução de pressão, é especificado por meio da condensação dos hidrocarbonetos de maiores massas molares. Já em campos de gás com condensado ou gás retrógrado, o processo é mais complicado, pois é preciso lidar com os componentes intermediários, como butano e pentano. Isto porque o teor destes componentes é limitado no condensado pela pressão de vapor, e no gás pelo de ponto de orvalho de hidrocarbonetos (BOTHAMLEY et al, 2004). Estes componentes intermediários podem se acumular e recircular no processo até que um novo equilíbrio seja atingido, o que geralmente tem impactos negativos nos sistemas da plataforma, como aumento da vazão de gás recirculado na compressão. Para reduzir este problema, pode ser necessário usar um esquema de separação mais sofisticado, como coluna de fracionamento, para atingir um controle mais fino do fracionamento, caso opte-se por especificar simultaneamente condensado e o gás. Em alguns casos, a extração de uma corrente rica nestes componentes pode ser feita e utilizada como combustível.

Além da composição em hidrocarbonetos, a presença de gases ácidos (CO_2 e H_2S), mercúrio e água, por exemplo, adiciona complexidade à produção devido a sua remoção ou redução de seus teores (MOKHATAB et. al., 2015).

3.3.2 Tipos de processamentos de gás retrógrado *offshore*

Em uma unidade de produção de gás marítima, o gás oriundo dos poços produtores é encaminhado ao separador de produção, do qual saem três correntes: uma de gás, destinada ao sistema de desidratação, uma de condensado e a última de água oleosa rica em monoetilenoglicol (MEG). Esta última é separada do condensado e enviada para a unidade de regeneração, a fim de que o MEG possa ser recuperado, e a água descartada (MOKHATAB et. al., 2015).

O gás passa por vasos depuradores, que tem a finalidade de remover gotículas residuais arrastadas e, caso necessário, segue para remoção de gases ácidos. Segundo Mokhatab et. al. (2015), para remoção destes gases ácidos, o processo utilizado dependerá dos seus teores no gás, dos processos posteriores e da especificação desejada. Processos de separação como tratamento de absorção por aminas, membranas, peneiras moleculares e leitos fixos de absorção podem ser usados.

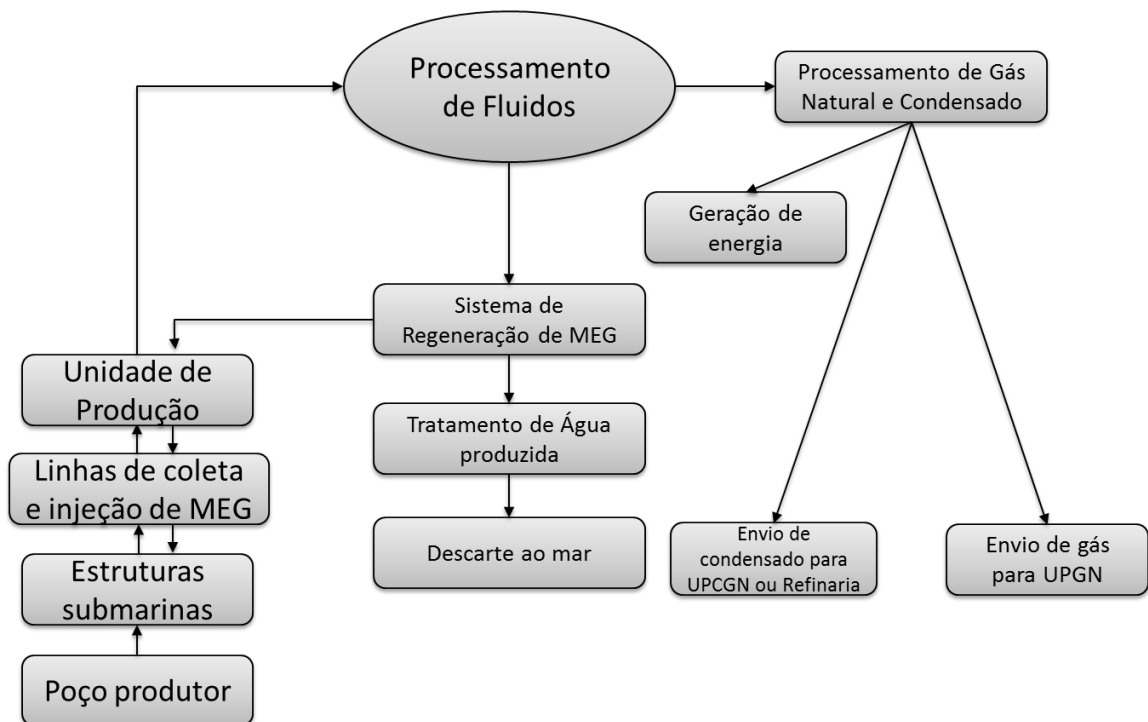
Em geral, a desidratação ocorre após a remoção dos gases ácidos uma vez que existem processos que utilizam soluções aquosas. Neste processo, a depender do teor de umidade desejado para o gás, é comum o uso de absorção por trietilenoglicol (TEG) e também peneiras moleculares para evitar a formação de hidratos. Em geral, o TEG deixa um teor de umidade maior no gás, da ordem de 40 ppmv, enquanto as peneiras especificam em 1 ppmv (MOKHATAB et. al., 2015).

A corrente de gás passa por vários estágios de compressão ao longo do processo, devido à perda de pressão e também após o processamento, a depender do seu uso final. As pressões atingidas serão de acordo com a finalidade: gás combustível para geração de energia nos turbogeradores da plataforma, *gas lift* para ajudar na elevação e escoamento dos fluidos (não muito comum em campos de gás), reinjeção de gás, ou envio para tratamento em terra ou consumo direto. Outros usos, em pequena porção desta corrente são: pressurização do sistema de água quente, em células de flotação do tratamento de água produzida, sistema de regeneração do trietilenoglicol (TEG), quando presente, e piloto e purga do sistema de tocha (alívio da planta) (VAZ, 2009).

Em alguns casos, pode ser necessário realizar o ajuste de ponto de orvalho, e dentre os tratamentos utilizados estão: os processos de resfriamento por expansão através de válvula Joule-Thomson, ciclos de refrigeração ou refrigeração mecânica, turboexpansão e absorção utilizando óleo leve. De acordo com Mokhatab et. al. (2015), este último não é competitivo economicamente devido à necessidade de muitos equipamentos e pela complexidade do processo, sendo raramente utilizado nos dias de hoje.

De acordo com Vaz et al. (2008), um exemplo de sistema de produção de gás não associado seria o do Campo de Mexilhão, na bacia de Santos, conforme exemplificado no diagrama da Figura 3.9.

Figura 3.9- Processamento do campo de Mexilhão.



Fonte: Vaz et al. (2008).

Apesar de raras, algumas plataformas *offshore* operam com ajuste de ponto de orvalho de hidrocarbonetos, principalmente no mar do Norte. As tecnologias utilizadas são expansão Joule-Thomson, refrigeração mecânica e turboexpansão, conforme detalhadas no item 3.4. No Brasil, unidades da Petrobras que operam no Pré-sal têm utilizado algumas destas tecnologias para ajustar o ponto de orvalho de hidrocarbonetos do gás, devido às limitações de formação de líquido em membranas de remoção de CO₂. Neste caso, diferentes tecnologias foram aplicadas: os FPSOs Cidade de Angra dos Reis, os Replicantes e Cessão Onerosa utilizam válvula Joule-Thomson; e os FPSOs Cidade de São Paulo, Cidade de Paraty e Cidade de Ilhabela utilizam ciclo de refrigeração, sendo a propano o primeiro e R-134a os dois últimos (ANDRADE et al., 2015).

Segundo Park et. al. (2015), a maioria das reservas de gás do mundo estão em campos marítimos, mas o processamento *onshore* é geralmente preferido. Uma planta tradicional em terra para reservas de gás *offshore* inclui uma plataforma marítima para tratamento inicial, tubulações até terra, uma planta de processamento e liquefação em terra e um porto para acomodar navios que transportam o gás natural liquefeito ou um duto de distribuição do gás natural para consumo. A maturidade e os avanços

tecnológicos *offshore* na indústria de óleo e gás, em conjunto com condições favoráveis do mercado, resultaram na evolução de projetos de unidades marítimas de liquefação de gás natural ou **Floating Liquefied Natural Gas (FLNG)**. No entanto, a maioria dos processos de produção de gás natural liquefeito foram projetados considerando a operação de plantas em terra, inviabilizando sua aplicação direta em plataformas marítimas. Desta forma, há uma necessidade de direcionamentos gerais para escolha do processo de especificação de gás natural mais adequado para projetos em mar.

Segundo Wood et. al. (2007), desenvolvedores de tecnologias de liquefação *offshore* buscam simplicidade de processo, baixo peso de equipamentos e instalações compactas. Considerando que todas as tecnologias de processos estão lidando com as restrições termodinâmicas do gás natural, tecnologias que melhor se ajustem a maquinários já testados e aprovados tem maior chance de sucesso. Para o estudo a ser desenvolvido, pretende-se condensar as frações de hidrocarbonetos de massas molares maiores até a especificação para venda, sem necessidade de liquefação do gás para armazenamento e transporte, uma vez que se considera que o gás natural especificado deve ser transportado através de gasoduto para o distribuidor.

3.3.3 Fatores a serem considerados em um projeto de desenvolvimento de produção *offshore*

Na seleção do processo e otimização da planta marítima, segundo Wood et. al. (2007), o critério chave é o equilíbrio entre eficiência e simplicidade. Desta forma, a remoção de hidrocarbonetos de maiores massas molares do gás em plataformas marítimas tem alguns desafios adicionais em relação ao mesmo processo em terra. Os pontos principais a serem considerados em um projeto de produção *offshore* são (WOOD et. al, 2007):

- Compactação devido a limitações de peso e espaço disponíveis;
- Facilidade de operação, de partida e de parada da planta em caso de emergências;
- Flexibilidade e eficiência, permitindo a produção de campos com diferentes composições de fluido ou acomodando variações de vazão ao longo do tempo;

- Segurança de processo, integridade mecânica de equipamentos, e sistemas de controle de fontes de ignição, que requerem maior robustez;
- A movimentação da embarcação, o que pode dificultar a operação com eficiência;
- Sistema de processos químicos: a gestão de inventários significativos de hidrocarbonetos refrigerantes de alguns processos de liquefação, como propano, adiciona complexidade às análises de segurança.

A partir do exposto, torna-se claro que este processo de condensação de frações de hidrocarbonetos de maiores massas molares do gás em ambiente marítimo tem requisitos diferentes às tradicionais plantas baseadas em terra. Apesar da eficiência termodinâmica ser o principal critério de seleção, as plantas de alta eficiência, com pré-resfriamento utilizando refrigerantes mistos otimizados em cascata (que dominam instalações em terra), não são capazes de satisfazer as necessidades técnicas e de segurança das instalações *offshore* (WOOD et. al., 2007).

O custo dos equipamentos para o ambiente marítimo e o transporte de suprimentos e pessoas, são alguns dos fatores que encarecem a produção *offshore*. Limitações de peso e espaço nas plataformas devido à capacidade das embarcações também impõem dificuldades quanto à escolha dos tipos de processamentos. Adicionalmente, aspectos intrínsecos das plantas marítimas, que são caracterizadas como de segurança crítica, independentes e sujeitas às movimentações, complicam ainda mais a elaboração de projetos. Desta forma, é necessário otimizar o aproveitamento dos recursos disponíveis, considerando os custos, peso e espaço, obedecendo às especificações desejadas (KIM et al, 2014).

O projeto de desenvolvimento de produção de um campo de petróleo em ambiente marítimo em águas ultraprofundas, envolve uma interação complexa e iterativa entre subsuperfície, perfuração e completação de poços de produção, instalações de superfície e restrições locais e regionais (D'SOUZA e BASU, 2011). Diversas considerações regionais devem ser analisadas, como tamanho do bloco, infraestrutura e mercado consumidor, regulações, conteúdo local, profundidade da lâmina d'água, condições meteoceanográficas, locais remotos, desenvolvimento sustentável, questões de segurança, padronização, estratégias das empresas (se independentes ou em conjunto, companhias integradas de óleo ou companhias nacionais), entre outros. Segundo D'Souza e Basu (2011), o objetivo é selecionar um

plano de desenvolvimento que atenda aos requisitos comerciais, estratégicos e de risco da empresa operadora.

Lu et. al. (2006) sumariza uma série de diferentes modelos de desenvolvimento de produção e três tipos principais para campos marítimos que podem ser aplicados no mundo. O primeiro seria facilidades de produção (equipamentos submarinos, plataformas fixas, dutos, entre outros) conectadas a um FPSO para tancagem, o segundo seria facilidades de produção conectadas por dutos a um terminal de recebimento em terra, e o terceiro considera facilidades conectadas a uma infraestrutura local já existente nas proximidades. Os resultados mostraram que o terceiro conceito é o mais econômico quando a infraestrutura está localizada a uma distância máxima de 300 quilômetros do local de produção e que os méritos do primeiro e segundo conceitos são fortemente influenciados por fatores como tamanho das reservas, profundidade da lâmina d'água, distância à costa, entre outros.

A partir do exposto, especificar o gás, assim como o condensado, para venda na plataforma, sem correntes residuais poderia trazer benefícios em alguns casos, como mencionado por Caymo e Cohen (2012). A eliminação de uma planta em terra poderia reduzir a necessidade de desmatamento na região, desorientação de espécies protegidas, evitar emissões de combustão próximo a áreas habitada, reduzir as luzes artificiais que são prejudiciais em área costeira, além de diminuir significativamente o uso de materiais de construção.

Adicionalmente às questões ambientais, questões como possível redução de prazo e dificuldades econômicas de valoração de projeto quando se tem campos pequenos em locais remotos são importantes. Assim, esta opção pode ser melhor considerada por possibilitar a produção de campos que não seriam desenvolvidos caso a única opção para produzir requeresse infraestrutura maior com construção de plantas de tratamento em terra e dutos de distribuição (BARCELLOS et al, 2016 e SOUZA et al, 2016).

3.4 Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN)

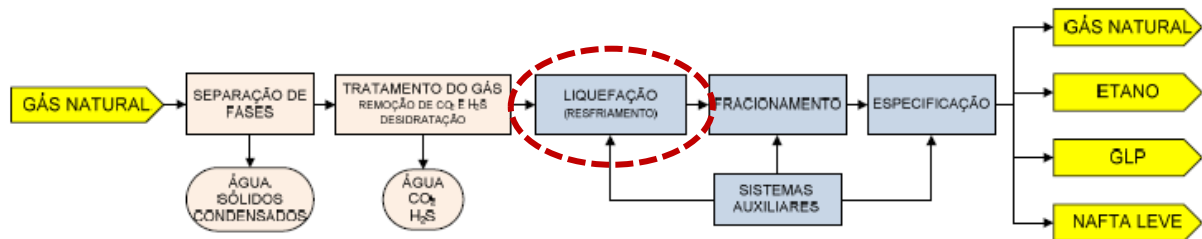
Com a uniformização da especificação básica para a venda de gás no País, seja no âmbito industrial, comercial, automotivo ou domiciliar, unidades industriais são projetadas para permitir o tratamento do gás natural e garantir a especificação do gás

comercializado. Cada campo produtor requer características específicas das instalações de processamento de gás natural em função da qualidade e quantidade dos componentes presentes nesse gás (VAZ et al., 2008).

A unidade de processamento pode ser projetada para operar *offshore* ou *onshore* e, no Brasil, as unidades são em terra, pois seu custo de instalação e operacional tem sido menor para os cenários avaliados (ECKERT, 2013). Em uma **Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN)** em terra, bem como nos **Floating Liquefied Natural Gas (FLNG)** ou navios de liquefação de gás natural, geralmente, deseja-se extrair o máximo da fração líquida composta por etano ou propano e hidrocarbonetos de maior massa molar, conhecida como **Líquido de Gás Natural (LGN)**. Os produtos do LGN que podem ser especificados são etano petroquímico, propano e butano ou gás liquefeito de petróleo (GLP), e nafta leve ou gasolina natural. De forma geral, segundo Alcheikhhamdon e Hoorfar (2016), os produtos de maior massa molar, quando especificados, possuem maior valor em sua forma líquida devido ao maior valor do poder calorífico e à importância como insumo de indústrias petroquímicas. As instalações para isso são complexas e custam mais do que uma simples planta de ajuste de ponto de orvalho, mas geram receita possivelmente maior pela valorização dos produtos (MOKHATAB et. al., 2015).

O fluxograma simplificado do tratamento e processamento do gás natural é ilustrado na Figura 3.10. As etapas principais do processamento são as separações bi e trifásica da corrente que chega da linha de produção de um campo de gás ou de um gasoduto, com remoção de água, sólidos, condensados e contaminantes como CO_2 e H_2S . Em seguida, ocorre a separação das frações de massa molar intermediária, fracionamentos e especificações dos produtos, como etano, GLP e nafta leve. Os requisitos da desidratação e remoção de gases ácidos são definidos pelos processos a jusante ou pela especificação da ANP, pois se deseja evitar a corrosão dos materiais e a possibilidade de formação de hidratos, que podem bloquear as tubulações e danificar equipamentos (CORDEIRO, 2011).

Figura 3.10- Processo simplificado de separação e processamento do gás natural.



Fonte: Cordeiro (2011).

Os processos de liquefação e fracionamento são caracterizados por condições severas de operação: baixas temperaturas e altas pressões, com expansões ao longo do escoamento. Para a liquefação de frações de massa molar intermediária, como etano e propano, e os subsequentes fracionamentos para especificação dos produtos, são necessários sistemas auxiliares que incluem sistemas de refrigeração, sistemas de aquecimento para controle de temperatura do refeedor das colunas de fracionamento do processo, além de sistemas de compressão (CORDEIRO, 2011).

Segundo Vaz et al. (2008), o ponto mais importante das unidades de processamento de gás natural é o sistema de geração de criogenia cujos cinco principais tipos utilizados são:

- Absorção Refrigerada (AR);
- Joule-Thomson (JT);
- Refrigeração Simples (RS);
- Turbo-expansão (TE);
- Combinação dos demais.

A escolha do processo adequado aos objetivos da unidade de processamento envolve uma abordagem econômica, considerando a viabilidade técnica. Dentre os fatores determinantes, a composição do gás se destaca por poder eliminar a aplicação de certas tecnologias. O processo simples de resfriamento com a expansão isentálpica ou efeito Joule-Thomson pode não enquadrar o gás na especificação da ANP, caso este gás possua um teor mais elevado de hidrocarbonetos de massa molar média. De forma geral, a Tabela 3.3 pode ser uma orientação para a definição da tecnologia, pois indica restrições dos processos citados (VAZ et al., 2008).

Nas plantas de tratamento em terra, o panorama nacional das unidades de gás terrestres da Petrobras é bem distribuído quanto à aplicação das tecnologias existentes, conforme apresentado na Tabela 3.4.

Tabela 3.3- Restrições e objetivos de acordo com a tecnologia.

Objetivo	Processos*			
	AR	JT	RS	TE
Especificar ponto de orvalho	S	S	S	S
Especificar o gás conforme ANP	S	N	S	S
Maximizar produção de GLP	S	N	N	S
Produzir etano petroquímico	N	N	N	S

* AR: Absorção Refrigerada; JT: Joule Thomson; RS: Refrigeração Simples; TE: Turbo-expansão.

Fonte: Vaz et al. (2008).

Tabela 3.4- Algumas das principais unidades de processamento de gás natural da Petrobras.

UNIDADE	UF	CAPACIDADE (10 ³ Sm ³ /d)	PROCESSO
URUCU II	AM	6	TE
GUAMARÉ I	RN	2	TE
ATALAIA	SE	2	AR
CANDEIAS	BA	2	AR
CATU II	BA	2,5	TE
URGN CABIÚNAS	RJ	3	RS
URL CABIÚNAS I	RJ	5,4	TE
REDUC I	RJ	2,4	AR
UGN RPBC	SP	2,3	JT+RS

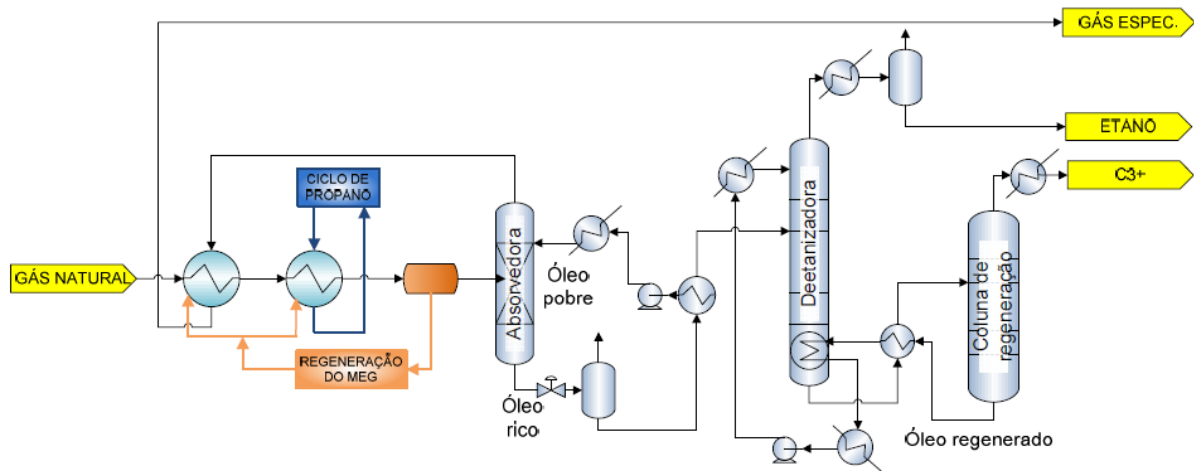
Fonte: Vaz et al. (2008).

Nos próximos itens serão abordadas as principais características, aplicações e limitações de cada processo.

3.4.1 Processo de Absorção Refrigerada

A absorção refrigerada com óleo leve foi desenvolvida por volta de 1910 e utilizada exclusivamente até os anos 1970, segundo Mokhatab et. al. (2015). O processo consiste em utilizar uma coluna absorvedora com uma corrente de óleo leve, proveniente da própria unidade de processamento, contendo pentano e hidrocarbonetos de maior massa molar à baixa temperatura para absorver os componentes ditos mais pesados. De acordo com Kim et al. (2014), o uso de coluna absorvedora é uma alternativa que tem sido utilizada em processos de liquefação de gás natural, mas em menor extensão para extração de LGN. A Figura 3.11 apresenta um esquema para o processo, com etano produzido pela coluna deetanizadora e propano e outros hidrocarbonetos de maior massa molar como produtos da coluna de regeneração que processa o material de fundo da deetanização.

Figura 3.11- Fluxograma do processo de absorção refrigerada.



Fonte: Cordeiro (2011).

Como concluído por Cullinane et al (2011), as torres que operam sob condições de movimentação, por se encontrarem em ambiente marítimo por exemplo, apresentam performance inferior. Reduções de eficiência reportadas estão na faixa de 10 a 50%. Além disso, em geral, a indústria tem pouca experiência no projeto e operação de equipamentos com torres para condições flutuantes. Enquanto algumas operações nestas condições têm tido sucesso, as circunstâncias a respeito da margem de projeto e operabilidade são desconhecidas (CULLINANE et al, 2011).

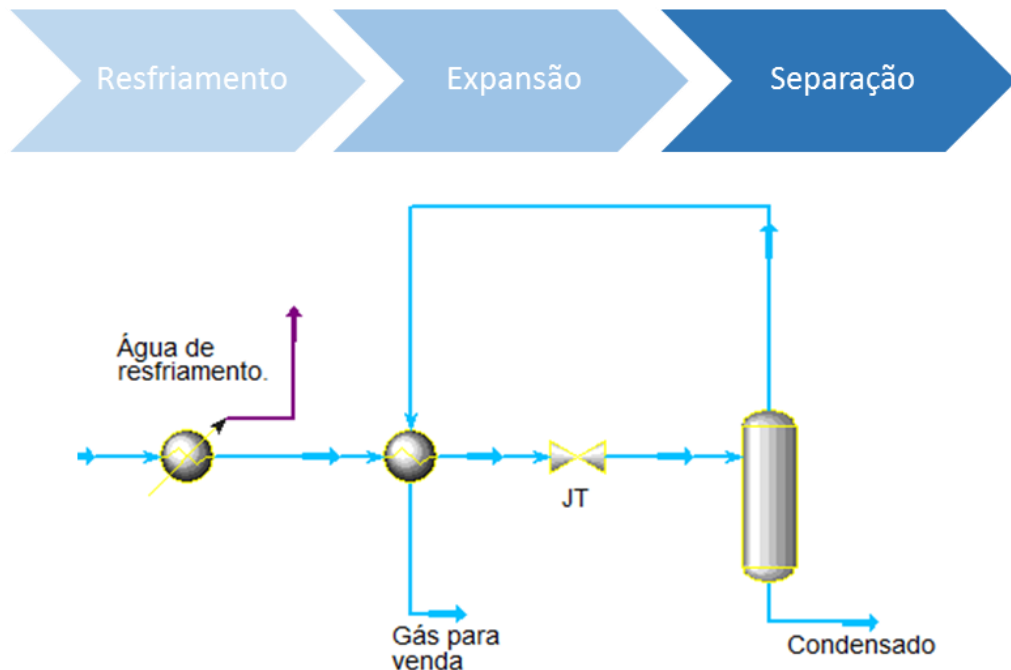
Assim como escolhido por Orreindy et al (2015) e com os direcionamentos de Wood et. al. (2007), quando possível, é preferível evitar o uso de colunas devido à inerente complexidade de operação em ambiente marítimo e à limitada flexibilidade. Além disso, segundo Chebbi et. al. (2010), a absorção refrigerada não tem custo competitivo em termos de equipamentos e requisitos energéticos, sendo raramente utilizada nos dias de hoje.

3.4.2 Processo Joule-Thomson

Em uma planta que emprega o efeito Joule-Thomson, também chamado de auto-refrigeração, o gás é pré-resfriado contra o gás tratado em um trocador de calor e subsequentemente é resfriado por expansão isentálpica através de uma válvula. Como nenhum trabalho externo é extraído do gás, sua entalpia permanece constante e a temperatura geralmente diminui, a depender de seu coeficiente Joule-Thomson. Com a redução da temperatura, há condensação dos hidrocarbonetos de maior massa molar e água, que são removidos do gás, em função das especificações necessárias, seja de exportação ou de venda. A Figura 3.12 ilustra o esquema do processo (CORDEIRO, 2011).

Geralmente, o gás tratado é re-comprimido para atingir as condições de exportação do gasoduto, pois é necessário reduzir a pressão para atingir as baixas temperaturas. Assim, este processo é mais favorável quando o gás natural de entrada é produzido sob altas pressões ao longo da vida produtiva do reservatório, quando pode ser exportado sem a necessidade de instalação de compressores na unidade (CORDEIRO, 2011).

Figura 3.12- Esquema do processo Joule-Thomson.



Fonte: Figura da autora.

Este processo é frequentemente utilizado em aplicações de controle de ponto de orvalho e também de recuperação de líquido de gás natural. O ponto principal é a queda de pressão na válvula que, geralmente, varia de 30 a 70 bar(a) (MOKHATAB, 2015). Para baixas pressões do gás de entrada ou de gases com maior teor de hidrocarbonetos de maior massa molar, processos mais complexos de refrigeração podem ser necessários, de acordo com Mokhatab et al. (2006).

Adicionalmente, de acordo com o *Handbook of Natural Gas Transmission and Processing* (2015) este processo é particularmente aplicável a vazões baixas. Contudo, tem sido aplicado em plataformas marítimas de exploração do pré-sal no Brasil para vazões maiores, cuja restrição de ponto de orvalho é menos rígida, apenas o necessário para remoção de CO₂ nas membranas.

Destacam-se entre as vantagens deste processo a simplicidade e o menor investimento inicial, porém apresenta baixa eficiência em relação aos demais, motivo pelo qual é aplicado em poucos casos para especificar o gás natural (MOKHATAB et al., 2015).

3.4.3 Processo de Refrigeração Simples

O processo de refrigeração simples se caracteriza pela presença de uma fonte externa de resfriamento para o gás natural. É um processo muito utilizado no processamento do gás para controle de ponto de orvalho e aplicações de recuperação de líquidos de gás natural (CORDEIRO, 2011).

Neste processo, o gás de entrada é inicialmente resfriado pelo de saída. Em seguida, é resfriado a pressão constante pelo fluido refrigerante e, então, segue para o vaso separador onde o condensado é removido. Se o gás de entrada não tiver sido desidratado anteriormente, deve-se avaliar a necessidade de injeção de inibidor de hidrato à montante da unidade, a fim de evitar bloqueios nos tubos dos permutadores de calor, que reduzem a troca térmica e a eficiência do processo, visto que, muitas vezes, temperaturas criogênicas podem ser atingidas (MOKHATAB et al., 2015).

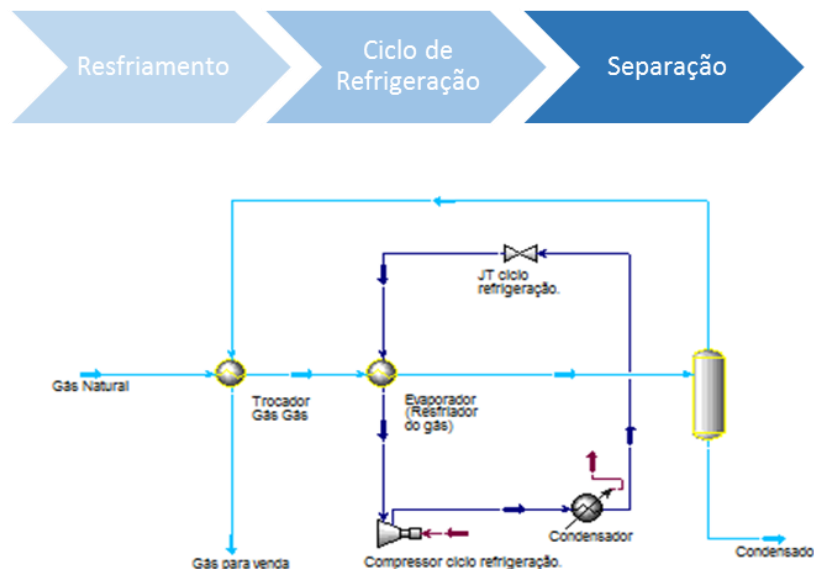
Na refrigeração simples, ao contrário do processo JT ou de turboexpansão, não há necessidade de altas pressões da corrente de gás de entrada, pois o efeito da queda de pressão para o resfriamento não é utilizado (MOKHATAB et al., 2015).

A refrigeração simples, como apresentado na Figura 3.13, é realizada por um ciclo de refrigeração que utiliza um fluido refrigerante como propano ou outro, e requer compressores, vasos de separação e trocadores de calor. Esta opção é considerada de médio investimento, mesmo sendo um processo simples (CORDEIRO, 2011).

A seleção e projeto do processo de liquefação dos hidrocarbonetos de maior massa molar são influenciados pela localização, espaço em deck em unidades marítimas, condições do ambiente e disponibilidade de utilidades, bem como da qualidade e condições do gás de entrada. Segundo Mehrpooya et. al. (2010), um custo significativo nos processos de recuperação de líquido de gás natural está relacionado à necessidade de resfriar o gás de entrada. Em algumas aplicações, refrigerantes mistos e em cascata têm sido utilizados. Ainda de acordo com Mehrpooya et. al. (2010), o uso de misturas como refrigerantes no projeto de sistemas de refrigeração oferece oportunidades significativas na busca por maior eficiência energética e arranjos compactos. Entretanto, o projeto destes é de extrema dificuldade e poucos métodos de projeto de sucesso estão disponíveis. Conforme exposto por Wood et. al. (2007), tendo-se em vista os riscos e altos investimentos, ao contrário dos processos em terra, para instalações marítimas geralmente opta-se por processos com

tecnologias já comprovadas no ambiente de aplicação. Por isso, o propano ou fluidos refrigerantes como R-134a são mais comumente utilizados (MERHPOOYA et. al. (2010) e CHEBBI et. al (2010)).

Figura 3.13- Esquema do processo de refrigeração simples.



Fonte: Figura da autora.

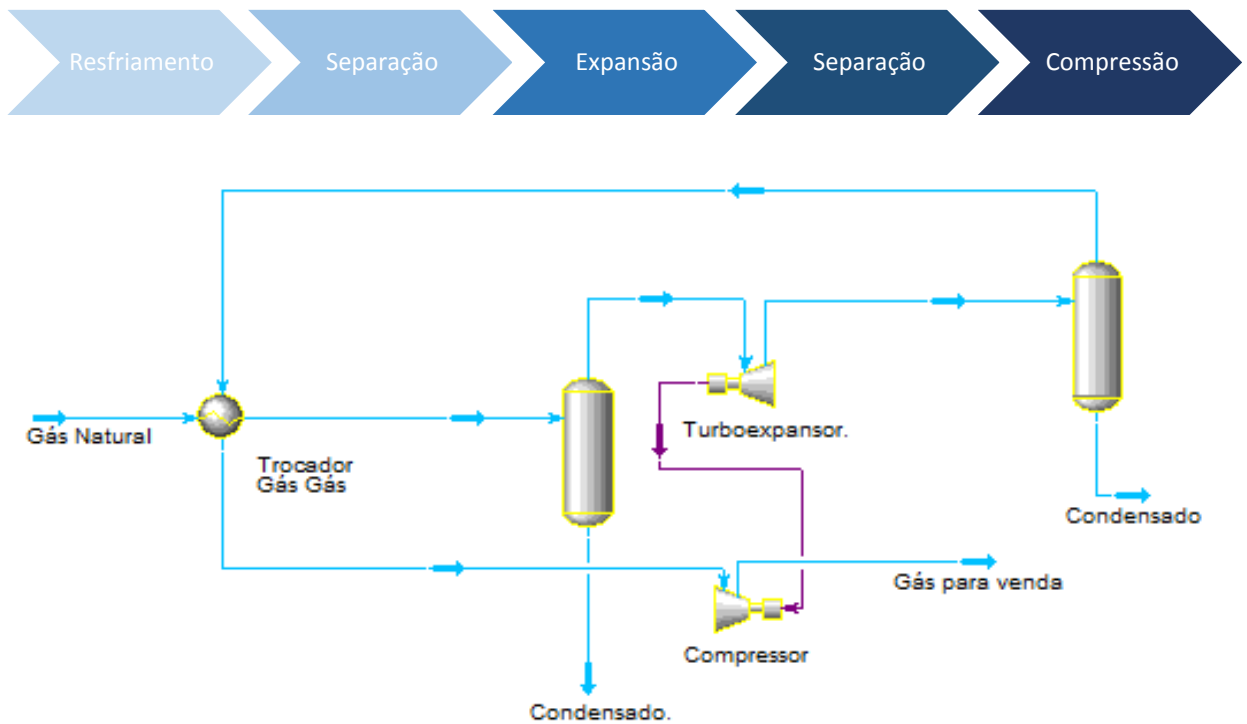
3.4.4 Processo de Turboexpansão

Neste processo, o gás se expande através de um bocal levando ao seu resfriamento. A energia extraída da corrente pode ser convertida em trabalho no eixo quando a corrente colide sobre pás fixadas a um eixo que gira o compressor acoplado ao turboexpansor, recomprimindo o gás especificado. A aplicação de um turboexpansor aumenta a eficiência do processo, pois passa de uma expansão isentálpica, como no caso da válvula Joule-Thomson, para uma isentrópica, onde o trabalho realizado é utilizado em algum ponto do processo (MOKHATAB et al., 2015).

De acordo com Bloch e Soares (2001), a aplicação de turboexpansores no processamento do gás natural tem como vantagens a maior eficiência, alta confiabilidade, tolerância mecânica à formação de condensado e gelo e à erosão durante a expansão e grande variedade de potências disponíveis para diferentes aplicações no mercado. Como desvantagens, requer um complexo controle de processo com maior redundância para evitar falhas de rede e apresenta grande risco de formação de hidratos em caso de falha no processo de desidratação. Além disso,

o turboexpansor tem alto custo inicial, mas menor custo operacional que a refrigeração simples, por exemplo (CORDEIRO, 2011). A Figura 3.14 apresenta uma configuração básica de uma unidade de processo de turboexpansão.

Figura 3.14- Fluxograma do processo de turboexpansão.



Fonte: Figura da autora.

Assim como para o uso do processo Joule-Thomson, é necessário que o gás natural da entrada do processo possua uma pressão elevada, podendo ser necessário, em alguns casos, que o gás seja comprimido antes do processo para atingir este requisito.

Apesar de contemplar o uso de equipamentos rotativos, que são mais caros, o processo tem uma larga faixa de capacidades e tem sido considerado o de melhor custo benefício e recuperação energética em relação a outras opções de processo para plantas de liquefação *offshore* (CORDEIRO, 2011).

De acordo com Mokhatab et al. (2015), atualmente, os projetos de turboexpansores podem atingir eficiência adiabática altíssima, maior que 85%. Entretanto, existem limitações aerodinâmicas para o expansor e o compressor e a eficiência mecânica poderá cair se a composição ou vazão do gás forem diferentes dos pontos projetados. De forma mais conservadora, assim como adotado por

Mehrpooya et al (2010), a eficiência adiabática utilizada para expansão ou compressão é de 75%.

Segundo Kim et al. (2014) a turboexpansão é o processo que domina o projeto das instalações de extração de LGN.

3.4.5 Comparativo entre os principais processos

A Tabela 3.5 apresenta uma comparação dos prós e contras dos principais processos para ajuste de ponto de orvalho de gás de acordo com Mokhatab e Meyer (2009), com ênfase no uso *offshore*.

Tabela 3.5- Comparação entre os quatro principais processos para ajuste de ponto de orvalho de gás.

Processo	Prós	Contras
Absorção Refrigerada a óleo leve	<ul style="list-style-type: none"> - Baixa perda de carga; - Flexível para gás contendo alto teor de CO₂. 	<ul style="list-style-type: none"> - Altos custos de investimento e operacional; - Necessidade de grande área; - A altura da torre torna-se um problema em áreas com muito vento, como <i>offshore</i>; - Ineficiente quando a pressão do gás de chegada é alta – perda de hidrocarbonetos leves para o óleo; - Necessário processar condensado instável.
Joule-Thomson	<ul style="list-style-type: none"> - Processo simples e compacto; - Fácil operação; - Baixo investimento inicial; - Baixo custo de manutenção. 	<ul style="list-style-type: none"> - O ajuste de ponto de orvalho está diretamente relacionado ao diferencial de pressão através da válvula; - Alta demanda elétrica de recompressão; - Sensível à composição do gás de entrada.

Ciclo de Refrigeração Simples	<ul style="list-style-type: none"> - Processo simples; - Baixo consumo energético; - Baixo custo operacional; - Baixa perda de carga. 	<ul style="list-style-type: none"> - Pode requerer grande área com equipamentos pesados; - Maior custo de manutenção e problemas; - Eficiência reduzida quando o gás tiver alto teor de inertes; - Sensível à composição do gás de entrada; - Necessário armazenamento de fluido refrigerante (potencialmente perigoso).
Turboexpansão	<ul style="list-style-type: none"> - Remove mais hidrocarbonetos para um mesmo diferencial de pressão em relação à válvula J-T; - Projeto compacto e modular; - Fácil instalação e operação; - Baixa necessidade de manutenção. 	<ul style="list-style-type: none"> - Demanda elétrica média de recompressão; - Faixa de operação limitada.

Fonte: Adaptado de Mokhatab e Meyer (2009).

Tendo em vista as desvantagens do processo de Absorção Refrigerada, sobretudo a necessidade de grande área e altos custos, este processo não será considerado neste trabalho. Desta forma, para avaliar a especificação de um gás para venda em uma unidade de produção *offshore*, o presente trabalho considera apenas os processos de Joule-Thomson, Refrigeração Simples e Turboexpansão.

3.5 Avaliação Econômica e Simuladores de Processos

3.5.1 Preço do Gás Natural

O preço de referência do gás natural é igual à média ponderada nos preços de venda acordados nos contratos de fornecimento sem tributos, deduzidas as tarifas relativas ao transporte. Não existe preço mínimo e o preço de referência considera a existência ou não da operação de venda. Caso não haja, ou se a venda não refletir as condições de mercado, segundo o Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás

natural e Biocombustíveis, o preço de referência será equivalente ao preço na entrada do gasoduto de transporte, fixado pela Portaria Interministerial MF/MME nº 3/2000, o qual é indexado ao preço internacional do óleo combustível. Este mecanismo foi estabelecido pela ANP por meio da Portaria nº 45/200 (GAS NATURAL, acesso em 09 fev. 2017).

Segundo o Anuário da ANP (2016), em 2015, o preço médio de referência do gás natural apresentou redução de 21,6% em reais e 33% em dólares, fixando-se em US\$ 145,20 por mil m³ ou R\$ 453,88 por mil m³. Este valor, comparativamente à produção de óleo, é considerado relativamente baixo, motivo pelo qual pode ser mais difícil optar pela produção de campos de gás não associado.

A dificuldade em estimar a tendência do preço do gás natural impacta nas decisões de novos projetos de desenvolvimento de produção dos campos, uma vez que é mais complicado prever seu retorno econômico. Apesar disso, o presidente da *British Petroleum* (BP) afirma que a empresa vem mudando o portfólio de forma a reduzir o peso das operações em petróleo e aumentar a participação em gás natural, com projeções de que este combustível deve registrar crescimento global acumulado de 44% até 2035 (Exame.com, acesso em 09 fev. 2017). Isto porque o diferencial importante do gás é ser um combustível mais limpo, em termos de emissões de gases de efeito estufa. Este é um fator importante, que também está sendo considerado pela Petrobras, de tornar a companhia em uma empresa de baixo carbono, com papel predominante do gás.

3.5.2 Software de estimativa de custos IHS QUE\$TOR®

O *software* IHS QUE\$TOR® é uma ferramenta para estimativa de custo de Exploração e Produção de óleo e gás, e suporte à decisão voltada para auxiliar no planejamento de desenvolvimento de projeto de campos em fase exploratória e conceitual. Esta ferramenta foi projetada para produzir estimativas de custos de capital e operacionais, para desenvolvimento de campos de óleo e gás ainda não explorados. É um *software* para auxiliar em avaliações de prospecto, estudos de viabilidade, projeto conceitual e otimização.

O QUE\$TOR® utiliza uma metodologia de parametrização, de forma que os cálculos são baseados em algoritmos de dimensionamento e regras básicas de

engenharia a partir de dados regionais. A partir destas, é feito um cálculo do peso dos módulos de tratamento (tubulações, vasos, trocadores de calor, entre outros) e o custo é um valor por peso unitário. Desta forma, tem-se os custos de *Capital Expenditure* (CAPEX), ou custos de Investimentos.

Em seguida, através dos algoritmos, são calculados os custos operacionais ou *Operational Expenditure* (OPEX), que englobam custos com mão de obra, de manutenção, de produtos químicos, logística, entre outros.

São utilizadas bases de dados técnicos separadamente às de custos para todas as principais regiões produtoras de óleo e gás do mundo. Isso significa que qualquer desenvolvimento pode ser modelado e os valores atualizados em novas versões.

Segundo a descrição do programa, existem 17 bases de dados de custos de regiões *offshore* e 11 *onshore* no *software*. Estas bases são atualizadas a cada seis meses em uma nova versão e são editáveis para o caso do usuário dispor de maior conhecimento de custos de uma localidade específica.

Os principais pontos que devem ser considerados ao gerar ou reportar a estimativa de custos usando o QUE\$TOR, são:

- ✓ Todos os custos são específicos a um ponto no tempo, dependendo da versão. Não são contabilizados descontos, inflação ou deflação às estimativas que incorram durante a vida do projeto.
- ✓ Custos de pré-sanção, como estudos de pré-detalhamento e avaliação de impactos ambientais não estão incluídos na estimativa padrão. Podem ser opcionalmente adicionados como uma porcentagem dos custos de CAPEX ou como valor monetário.
- ✓ Custos de pós-sanção que fiquem fora do típico contrato de escopo de empresas de Construção e Montagem (*Engineering, Procurement and Construction – EPC*), como custos de gerenciamento de projetos, não estão incluídos mas também podem ser adicionados como uma porcentagem do CAPEX ou valor monetário.
- ✓ É possível incluir o percentual de contingência desejado.
- ✓ O *software* é projetado para uso no início do ciclo de projeto e, portanto, a faixa de estimativa que pode ser atingida através do programa é tipicamente de +/- 25% a 40%.

Diversos estudos utilizam o QUE\$TOR® como estimativa de custos e dimensionamento de equipamentos para auxiliar na definição de conceito de projeto, como Lu et. al. (2006), Attanasi e Freeman (2011) e Yananto e Girindra (2016).

Como ferramenta de comparação, ao usar a mesma base de dados de custos, o *software* auxilia no direcionamento e tomada de decisão para o desenvolvimento conceitual do projeto.

A composição do gás de entrada é de extrema importância para o projeto e a operação da unidade e, assim, pode guiar a escolha do processo a ser utilizado. No entanto, o QUE\$TOR realiza simulações de forma mais simplificada que um simulador de processos. A partir de uma dada massa molar do gás de entrada, o *software* utiliza uma composição interna padrão, que não corresponde exatamente à considerada no presente estudo, mas a uma composição média de sua base de dados. Além disso, o *software* utiliza especificações para o gás provenientes de bases internacionais, que diferem das especificações da ANP. Por isso a necessidade da realização de simulações de processos para avaliar a viabilidade técnica. Entretanto, como a avaliação do presente trabalho é feita em termos comparativos, com a mesma base para ambos os cenários, quaisquer desvios ocorrerão para todas as opções e estarão dentro da faixa de erro do *software* para a estimativa de custo.

O conceito escolhido foi produção em navio do tipo FPSO, devido a sua capacidade de armazenar o condensado, sem a necessidade de construção de oleoduto. O próprio QUE\$TOR® faz o dimensionamento adequado do tamanho do navio necessário para os processamentos. O *software* calcula também uma estimativa de produção dos produtos gás natural e condensado (Cenário 2), além de GLP e nafta (Cenário 1), a partir dos dados de produção. Desta forma, é possível utilizar estes dados e de valores médios de preços de mercado dos produtos, para calcular os indicadores econômicos.

3.5.3 Parâmetros econômicos

A viabilidade econômica de um projeto é avaliada através do Valor Presente Líquido (VPL), constituído pela diferença entre receitas e despesas, simulando um ciclo de vida de um projeto de exploração e produção. Outros parâmetros também são utilizados em projetos, como taxa interna de retorno (TIR) e brent de equilíbrio, que é

o preço do óleo que equivale ao VPL igual a zero (LION, ALMEIDA e LOSEKANN, 2014).

A partir da entrada de parâmetros como o preço do gás e óleo, custos de investimentos e operacionais e uma taxa de juros apropriada, calcula-se o VPL do projeto para as diversas alternativas consideradas. Para o cálculo do valor presente das entradas e saídas de caixa é utilizada a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) como taxa de desconto. Se o VPL for maior que zero, significa que o projeto gera mais recursos do que a melhor alternativa ao investimento, para um nível de risco equivalente (LION, ALMEIDA e LOSEKANN, 2014).

Segundo Tang, Zhou e Cao (2017), um indicador econômico que deve ser usado em conjunto com o VPL para comparar opções de projeto é o Retorno sobre Investimentos (em inglês *Return on Investments* – ROI). O ROI é muito útil para classificar projetos quando o capital é limitado, de forma que se priorizam aqueles que fornecem maior rendimento por unidade monetária investida. Este índice de rentabilidade pode ser calculado de diversas formas e, a utilizada no presente trabalho, é a razão entre o valor presente líquido (VPL) e o investimento de capital (CAPEX) (YANG et al, 2016).

Outros parâmetros também são utilizados em projetos, como taxa interna de retorno (TIR). A TIR é uma taxa de desconto que, quando aplicada a um fluxo de caixa, faz com que o VPL seja igual a zero. Assim, deve-se comparar a TIR e a TMA, que seria o retorno mínimo esperado de outros retornos financeiros como investimentos em fundos. Se a TIR for maior que a TMA, significa que o projeto é viável, se ficar abaixo, o projeto deve ser rejeitado.

As despesas ou investimentos, como CAPEX e OPEX, são estimadas através do QUESTOR® versão 2016 Q3. O software estima os valores anuais das despesas considerando valores atuais, sem aplicar inflação ou taxas. As receitas são estimadas a partir dos volumes acumulados dos produtos como condensado, gás natural, GLP e nafta (gasolina) multiplicados por seus respectivos valores de mercado atuais.

A partir das considerações, é possível comparar se há variação dos custos de investimento e operacionais, bem como a variação de receita entre os Cenários 1 e 2, o que resultaria em diferenças nos indicadores econômicos. Dessa maneira, avalia-se a vantagem ou desvantagem econômica do Cenário 2 frente ao Cenário 1.

Os cálculos de VPL, ROI e TIR foram realizados utilizando planilhas no programa *Microsoft Excel* 2010.

Esta avaliação econômica auxilia a decisão de seguir ou não com a avaliação mais aprofundada e detalhada, estudando os impostos mais detalhadamente e a disponibilidade do mercado, por exemplo.

É importante ressaltar que, pelo fato de o QUE\$TOR® ser um programa de estimativa de custos e não um simulador de processos, não é possível concluir sobre a viabilidade técnica das alternativas, uma vez que os cálculos são aproximados. Por isso, a análise técnica através de simulação de processos como o ASPEN HYSYS® é importante.

3.5.4 Simulador de Processos ASPEN HYSYS®

De forma complementar à avaliação econômica, simulações de processos devem ser realizadas para avaliar a viabilidade técnica de cada tipo de processamento para especificar o gás na plataforma.

O ASPEN HYSYS® é uma ferramenta muito utilizada na indústria de Óleo e Gás em diferentes fases do ciclo de vida de um projeto, desde projetos conceituais até otimização, monitoramento de desempenho de plantas industriais de processamento de gás e refino de petróleo.

Por ser um simulador de estrutura modular, considera a planta industrial como um conjunto dos seus componentes conectados um ao outro e ao ambiente por fluxos de massa e energia. Dessa forma, o *software* permite reproduzir parte ou todo um sistema de processamento, utilizando composições de entrada definidas e pacotes termodinâmicos adequados. Estas análises permitem avaliar melhor a operação da planta durante o seu ciclo de vida, além da otimização da mesma (LIRA, 2012).

O *software* HYSYS® exibe quatro características chave (ASPENTECH, 2017):

- Operações orientadas a eventos;
- Operações modulares;
- Arquitetura de multi-fluxogramas;
- Design orientado a objeto.

O conceito de operações orientadas a eventos combina a interatividade da simulação com o acesso instantâneo à informação, o que significa que a informação

é processada à medida que é alimentada e os cálculos são realizados automaticamente. Como as operações modulares são combinadas com algoritmos não sequenciais, a informação é processada ao ser fornecida e os resultados de todos os cálculos são automaticamente propagados ao longo do o fluxograma. A arquitetura de multi-fluxogramas possibilita a criação de inúmeros fluxogramas em uma mesma simulação e possibilita a associação de um pacote termodinâmico para um definido grupo de operações. O design orientado a objeto possibilita que a mesma informação apareça simultaneamente em diferentes localidades e seja atualizada automaticamente em todas elas em caso de mudança. Esta última característica, além de garantir consistência aos dados da simulação, faz com que o HYSYS® seja uma ferramenta de flexível customização, ideal para o desenvolvimento de novas funcionalidades e automatismos (GONZAGA, 2014).

As principais características do *software* ASPEN HYSYS® são (LIRA, 2012):

- Possui uma base de dados contendo diversos pacotes termodinâmicos que permitem o cálculo das propriedades físicas de diferentes materiais nas condições operacionais de cada processo.
- Possui uma biblioteca com modelos de operações unitárias e equipamentos industriais, como: destilação, trocadores de calor, compressores, vasos separadores, entre outros, que podem atuar em regime dinâmico ou estacionário.
- Os modelos podem ser conectados ao Microsoft Excel® usando *AspenSimulationWorkbook* ou *Visual Basic®* e por Toolboxes específicos ao Matlab.
- *ActiveX (OLE automation) compliance*: permite ao usuário criar unidades de operação, ou seja, determinar o pacote termodinâmico a ser utilizado na sua simulação.

Os principais módulos utilizados para a montagem da simulação no ambiente do *software* foram: compressores, bombas, vasos separadores, trocadores de calor (aquecedores e resfriadores) e válvulas, descritos detalhadamente no item 4.2.

4 Metodologia

Neste capítulo é apresentada a metodologia adotada, sendo dividida em duas etapas principais: avaliação econômica pré-conceitual e simulação de processos. Na primeira etapa é realizada uma comparação econômica da especificação do gás em terra e na plataforma, através do *software* QUE\$TOR® e cálculos no *Microsoft Excel*, a fim de embasar a motivação de especificar o gás em uma unidade *offshore*. Na segunda etapa, são realizadas simulações dos processos de uma plataforma marítima de produção incluindo o processamento do gás pelos processos Joule-Thomson, ciclo de refrigeração ou turboexpansão. Estas simulações foram realizadas por meio do *software* Aspen HYSYS®, visando avaliar a viabilidade técnica da especificação do gás para venda conforme Resolução nº 16 da ANP (Tabela 3.2), quando empregados cada um dos processos citados e de forma a permitir a comparação entre os mesmos.

4.1 Avaliação Econômica Pré-conceitual por meio do *software* IHS QUE\$TOR®

No presente trabalho, primeiramente foi feita a estimativa de custos para as opções de processamento em terra e processamento em unidade marítima, com o objetivo de verificar a viabilidade econômica para o estudo mais aprofundado da segunda. Caso não haja motivação econômica, sua provável viabilidade técnica não é suficiente para a realização de investimentos. Logo, posteriormente, as opções foram analisadas tecnicamente através de simulações de processo no HYSYS®.

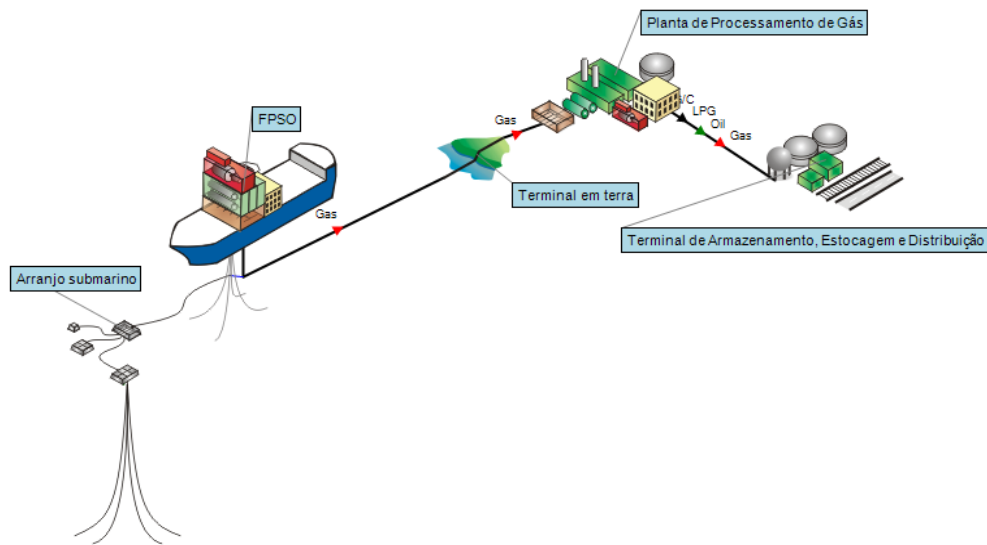
Foi realizado um estudo preliminar para a produção de uma reserva de um campo médio de gás retrógrado *offshore* no *software* de cálculos de engenharia e estimativa de custos QUE\$TOR® em dois cenários:

1. FPSO + terminal de processamento de gás em terra (UPGN);
2. FPSO com processamento e especificação do gás para venda, e envio deste para a malha de gás e distribuição ao consumidor final.

A Figura 4.1 apresenta um diagrama do conceito de processamento em terra (Cenário 1) e a Figura 4.2, na plataforma (Cenário 2).

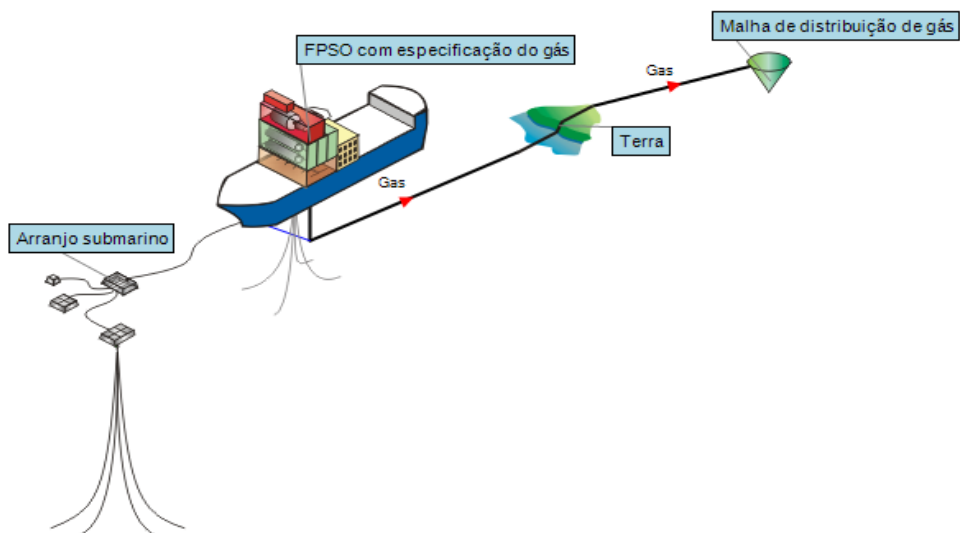
Para o Cenário 2, avaliou-se o uso das tecnologias de ajuste de ponto de orvalho: válvula JT, ciclo de refrigeração e turboexpansão, para o processamento e especificação do gás na plataforma.

Figura 4.1 -Diagrama do conceito de produção de um campo de gás retrógrado com envio de gás para processamento em terra (Cenário 1).



Fonte: Figura da autora.

Figura 4.2 - Diagrama do conceito de produção de um campo de gás retrógrado com envio de gás especificado para venda (Cenário 2).



Fonte: Figura da autora.

4.1.1 Estimativas de Custos e Produção no software QUE\$TOR®

Foi considerado um campo de reserva de tamanho médio de gás retrógrado, a cerca de 100 quilômetros da costa brasileira, sobre uma lâmina d'água de 2500 metros, um condensado estabilizado leve de 43 °API, gás de massa molar média 23,6 g/gmol,

uma razão de gás/condensado de cerca de $4000 \text{ m}^3/\text{m}^3$ e teor máximo de CO_2 de 0,5% e sem H_2S , de forma que não há necessidade de sistemas de remoção de gases ácidos.

Escolheu-se uma reserva de tamanho médio pois os indicadores econômicos seriam certamente mais favoráveis caso a reserva fosse gigante e que, por este mesmo motivo, dificilmente seria considerada abandonada. Dessa maneira, considerar uma reserva média torna o presente trabalho muito mais útil no sentido da procura pela viabilização da produção de reservas consideradas abandonadas.

A distância da costa foi arbitrada em 100 km pois um grande número de campos de petróleo e gás no Brasil encontra-se em distância similar. Outro aspecto importante neste caso específico é o custo do gasoduto, como uma grande parcela do custo total do projeto, o que reduz as chances de resultados promissores caso a distância considerada fosse similar à de projetos recentes do Pré-sal, superiores a 200 km. Distâncias maiores podem ser estudadas futuramente, caso os resultados com 100 km se mostrem promissores.

Para o dimensionamento das unidades, foram utilizados dados de vazões diárias (vazão diária média por ano) dos fluidos para uma produção ao longo de vinte anos, apresentados na Tabela 4.1, tabela esta gerada pelo QUE\$TOR para cálculos de custos operacionais - OPEX e receitas. O período de vinte anos é uma duração comum de projetos da área de óleo e gás, uma vez que tempos curtos dificultam a obtenção de retorno econômico adequado e muito longos têm dificuldades técnicas para manter íntegros os sistemas de produção.

Além disso, utilizou-se um fator de projeto considerando as capacidades de produção de $8,5 \times 10^6 \text{ Sm}^3/\text{d}$ de gás, $9.000 \text{ m}^3/\text{d}$ de condensado e $50 \text{ m}^3/\text{d}$ de água produzida. Estes valores foram estimados para a maior capacidade de processamento de gás e condensado possível, em caso de uma produção do campo melhor que a esperada.

Tabela 4.1 – Dados de vazão de produção considerada para estimativa de custos operacionais e receitas.

Ano	Condensado (Sm ³ /d)	Gás (Sm ³ /d)	Água (Sm ³ /d)
1	409	1.503.000	-
2	671	2.564.000	0,01
3	1.086	4.331.000	0,02
4	1.493	6.344.000	0,05
5	1.512	7.309.000	0,09
6	1.374	7.486.000	0,12
7	1.190	7.240.000	0,14
8	1.012	6.813.000	0,15
9	865	6.393.000	0,16
10	745	6.001.000	0,17
11	645	5.633.000	0,18
12	561	5.286.000	0,19
13	491	4.962.000	0,2
14	429	4.640.000	1,54
15	377	4.336.000	9,35
16	333	4.064.000	14,59
17	295	3.812.000	17,39
18	263	3.571.000	19,09
19	234	3.338.000	20,02
20	209	3.119.000	20,68

Fonte: Elaborada pela autora.

Conforme mencionado anteriormente, a composição do gás de entrada é de extrema importância para o projeto e a operação da unidade e, assim, pode guiar a escolha do processo a ser utilizado. No entanto, o QUE\$TOR realiza simulações de forma mais simplificada que um simulador de processos, pois utiliza uma composição interna padrão a partir de uma dada massa molar do gás, que não corresponde exatamente à considerada no presente estudo. Além disso, o *software* utiliza especificações para o gás provenientes de bases internacionais, que diferem pouco das especificações da ANP. Porém, como a avaliação do presente trabalho é feita em termos comparativos, com a mesma base para ambos os cenários, quaisquer desvios ocorrerão para todas as opções e estarão dentro da faixa de erro do *software* para a estimativa de custo.

Através do QUE\$TOR® estima-se a produção dos produtos gás natural e condensado (Cenário 2), além de GLP e nafta (Cenário 1), a partir dos dados de

produção. Desta forma, é possível utilizar estes dados e de valores médios de preços de mercado dos produtos para calcular a diferença de receita entre o processamento em terra e na plataforma.

4.1.2 Cálculo dos parâmetros econômicos

As receitas foram estimadas a partir dos volumes totais dos produtos como condensado, gás natural, GLP e nafta (gasolina) multiplicados por seus respectivos valores de mercado atuais. No presente estudo, considerou-se um preço médio do condensado equivalente ao óleo BRENT, que é um índice internacional, de US\$ 55,00 conforme previsão do estudo da IHS Markit (2017). Para o gás natural considerou-se US\$ 6,00 por milhão de BTU, valor médio informado pela Petrobras (PETROBRAS, 2017). Considerou-se US\$ 300,00 por tonelada métrica para o GLP, valor apresentado como preço do produtor no Brasil, e adotou-se US\$ 58,00 por barril para a gasolina (IHS MARKIT, 2017).

As despesas, CAPEX e OPEX, foram estimadas através do QUE\$TOR® que considera nestes cálculos a curva de produção, as capacidades da unidade, entre outros fatores. O software estima os valores anuais com base em custos atuais, sem aplicar inflação ou taxas para estimar estes custos no futuro.

A taxa de atratividade utilizada para trazer a valor presente as receitas e custos futuros corresponde à média da taxa SELIC nos últimos 10 anos, de valor igual a 11% (BANCO CENTRAL DO BRASIL, acesso em 19 set. 2017).

A partir destas considerações, é possível comparar se há variação dos custos de investimento e operacionais, bem como a variação de receita entre os Cenários 1 e 2, o que resultaria em uma diferença de VPL. Dessa maneira, de posse do VPL, da TIR e do ROI, avaliou-se qual o possível ganho financeiro do Cenário 2.

Em seguida, simulações de processo para o Cenário 2 foram realizadas a fim de verificar a viabilidade técnica desta opção, conforme descrito no item 4.2.

4.2 Base da simulação para viabilidade técnica

Para a análise da viabilidade técnica foi utilizado o simulador de processo Aspen HYSYS® em sua versão 8.8. Considerou-se a especificação do gás natural

para distribuição direta ao mercado conforme a resolução ANP n° 16, de 17 de junho de 2008 (AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2008), apresentada na Tabela 3.2. Como o condensado seria armazenado nos tanques da plataforma, requisitos de pressão de vapor Reid devem ser respeitados, e, devido ao processamento em refinaria, requisitos de salinidade e teor de sulfeto de enxofre são importantes. Nos itens a seguir são descritas as bases da simulação.

4.2.1 Equação de Estado para Cálculo do Equilíbrio Líquido-Vapor

Para construção das simulações de processo, deve-se selecionar adequadamente as equações de estado a serem utilizadas em cada etapa, para calcular as propriedades termodinâmicas das correntes e as condições de equilíbrio. Nesse estudo em particular é utilizada a equação de estado de Peng e Robinson (1976) para todas as correntes de hidrocarbonetos, por ser a mais recomendada em aplicações de petróleo, gás e petroquímica (SANT'ANNA, 2005; CORDEIRO, 2011; CHEBBI et al, 2010 e GETU et. al., 2013).

Nas simulações envolvendo o ciclo de refrigeração, optou-se pelo fluido refrigerante R-134a, ou 1, 1, 1, 2 – Tetrafluoroetano, que não é prejudicial ao meio ambiente, não é inflamável nem tóxico. Muitas plataformas em operação no pré-sal têm utilizado este fluido em detrimento ao propano, que também pode ser utilizado em ciclos de refrigeração. O pacote termodinâmico para o ciclo de R-134a utilizado foi o Redlich Kwong Soave (RKS), conforme indicado pelo suporte técnico do HYSYS® (ASPENTECH, acesso em 09 fev. 2017; CAMPORESE, BIGOLARO e REBELLATO, 1985).

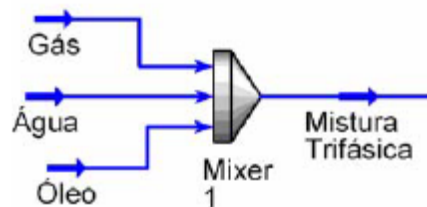
4.2.2 Mistura de correntes

No HYSYS®, a mistura de correntes é feita pelo uso do módulo MIX ou *Mixer*, cujo único parâmetro a ser fornecido é a pressão de saída, que pode ser, por exemplo, igual à menor pressão de entrada ou equalizada pelo módulo.

No presente trabalho, esta unidade foi utilizada para misturar os fluidos de entrada, que são o fluido de reservatório e a água e para misturar correntes

provenientes de diferentes pontos do processo que serão enviadas a um dado equipamento. A Figura 4.3 apresenta o esquema representativo de um MIX.

Figura 4.3 - Esquema representativo para entrada de dados da mistura trifásica (óleo, gás e água).

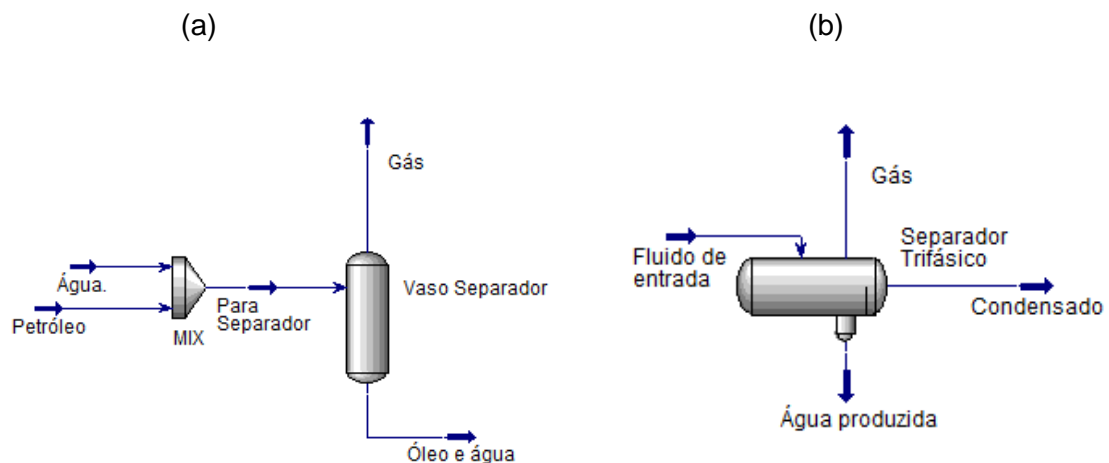


Fonte: Sant'Anna (2005).

4.2.3 Vasos Separadores

Para a separação dos fluidos em diversas etapas da simulação, foram utilizados vasos separadores bifásicos e trifásicos, conforme ilustrado na Figura 4.4 (a) e (b), respectivamente. Definidas as pressões e temperatura de operação, a separação dos fluidos é realizada nestes equipamentos através de cálculos de *flash* para determinar as composições das fases líquido e vapor.

Figura 4.4 - Esquema representativo de vaso bifásico (a) e trifásico (b).



Fonte: Figura da autora.

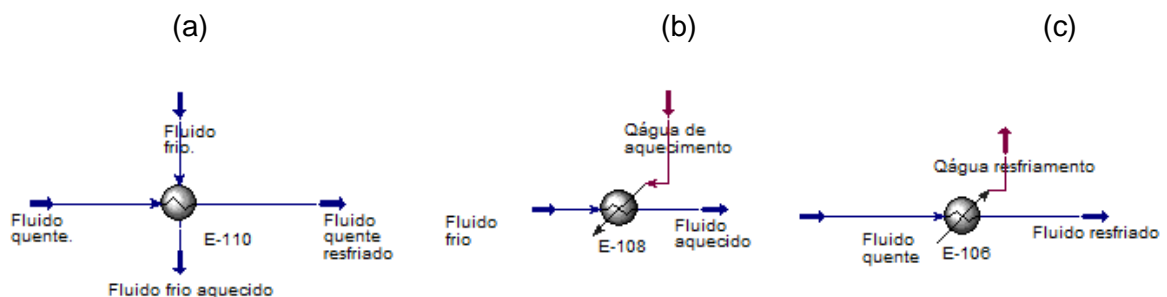
4.2.4 Trocadores de Calor

Os trocadores de calor do HYSYS® são de três tipos:

- Troca térmica entre correntes: funcionam como uma integração energética pela troca de calor entre as correntes do processo. Neste caso, especifica-se a perda de pressão ao longo dos tubos e do casco, bem como quais fluidos passarão pelo casco e quais pelos tubos.
- Aquecedores: utilizados para aquecer o fluido desejado através do uso de uma corrente de energia hipotética, que poderia representar a água de aquecimento, por exemplo. Neste caso, especifica-se a perda de pressão ao longo do resfriador e a temperatura de saída do fluido ou a carga térmica fornecida.
- Resfriadores: utilizados para resfriar o fluido desejado através do uso de uma corrente de energia hipotética, que poderia representar a água de resfriamento. Muito utilizados na simulação para resfriar as correntes de gás que deixam os estágios de compressão. Neste caso, especifica-se a perda de pressão ao longo do resfriador e a temperatura de saída do fluido ou a carga térmica removida.

A Figura 4.5 apresenta um esquema dos trocadores de calor utilizados.

Figura 4.5 - Esquema representativo de trocador de calor (a), aquecedor (b) e resfriador (c).



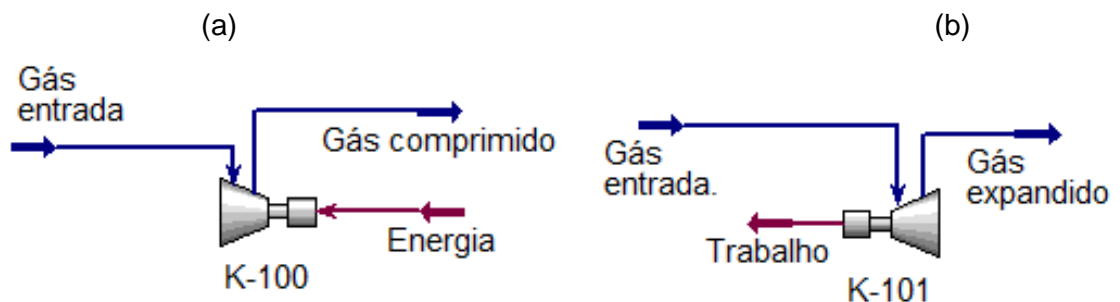
Fonte: Figura da autora.

4.2.5 Compressores e Turboexpansores

Os compressores são equipamentos utilizados para aumentar a pressão das correntes de gás a um determinado valor desejado. Os turboexpansores são utilizados para a redução da pressão de uma corrente de gás, com conseqüente resfriamento e realização de trabalho no eixo. Este trabalho pode ser reaproveitado em outra etapa de compressão do gás, através da conexão da corrente de energia (referente ao trabalho) a um módulo de compressão específico. A Figura 4.6 apresenta um esquema de compressor e turboexpansor utilizados.

No HYSYS®, deve-se definir a corrente de entrada, pressão da corrente de saída ou o trabalho necessário ou realizado e a eficiência adiabática em ambos os equipamentos. Para este estudo, foram utilizados compressores centrífugos e um turboexpansor (no caso da turboexpansão para o ajuste de ponto de orvalho). Foi utilizada a eficiência de compressão de 75%, valor padrão do simulador HYSYS®.

Figura 4.6 - Esquema representativo de compressor (a) e turboexpansor (b).

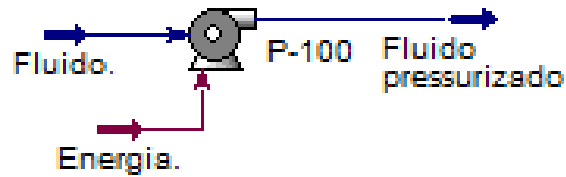


Fonte: Figura da autora.

4.2.6 Bombas

As bombas são utilizadas para adicionar energia aos líquidos possibilitando sua movimentação. Assim como para compressores e expansores, no HYSYS®, deve-se definir a corrente de entrada e pressão da corrente de saída ou o trabalho necessário, e a eficiência adiabática. Para as simulações, foram utilizados valores padrão do software HYSYS® com eficiência adiabática de 75%. A Figura 4.7 apresenta um esquema de bomba utilizada.

Figura 4.7 - Esquema representativo de bomba.

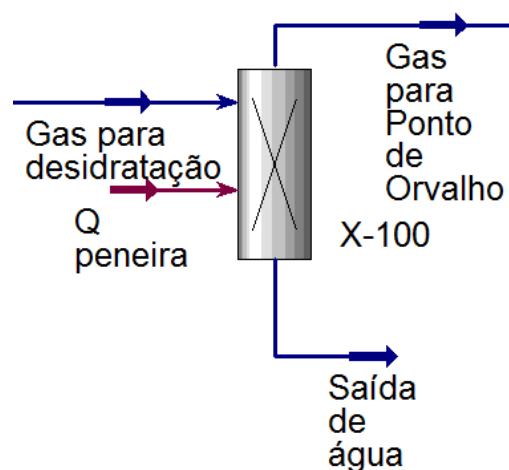


Fonte: Figura da autora.

4.2.7 Desidratação de Gás

Utilizou-se o módulo SPLIT para representar o processo de desidratação de gás. Este módulo permite a separação e distribuição de componentes de uma corrente em outras correntes. Assim, foi utilizado para remoção da água do gás de forma a atingir a especificação de umidade de 1 ppmv de água no gás, teor atingido pelas peneiras moleculares, conforme utilizado nos campos do pré-sal brasileiro. Devem ser inseridos os teores de água na corrente de saída de gás e de água (composta apenas por água). No presente trabalho, o teor dos demais componentes na saída de água deve ser considerado nulo. A Figura 4.8 apresenta um esquema de sistema SPLIT utilizado.

Figura 4.8 - Esquema representativo da desidratação via SPLIT.



Fonte: Figura da autora.

4.2.8 Unidades de Operações Lógicas

Existem quatro unidades de operações lógicas as quais são principalmente utilizadas nas simulações em estado estacionário: o SET, o ADJUST, o BALANCE e o RECYCLE. Existe também a aplicação SPREADSHEET, que permite efetuar operações numéricas com parâmetros assumidos por correntes, além de obter em uma tabela o resumo dos valores das principais variáveis desejadas (TRINDADE et al, 2005). A Figura 4.9 apresenta um esquema representativo das unidades de operações lógicas.

Figura 4.9 - Esquema representativo das unidades de operações lógicas.



Fonte: Trindade et al. (2005).

A operação SET é usada para atribuir o valor numérico a uma dada variável (*target*) do processo tendo como base outra variável (*source*) do processo. Usa-se a operação ADJUST quando se pretende ajustar uma dada variável (independente) até que outra variável (dependente) assuma um dado valor especificado (*target*), ou cumpra uma dada especificação (TRINDADE et al, 2005).

A operação BALANCE tem aplicação quando é necessário efetuar balanços de massa e ou energia em determinadas seções ou sobre todo o processo, para determinar a composição ou a entalpia de uma corrente, entre outras propriedades. O RECYCLE é utilizado para correntes de reciclo (TRINDADE et al, 2005).

4.3 Simulações de processo de especificação do gás em plataforma *offshore*

As plantas de processamento de gás e condensado construídas são apresentadas no Anexo I. Cada simulação foi feita para avaliar o Cenário 2,

considerando um dos tipos de processamento de gás natural: Joule-Thomson, ciclo de refrigeração e turboexpansão.

4.3.1 Descrição dos Processos

- Planta de Condensado

Uma unidade de processamento de gás natural em uma plataforma marítima deve conter as etapas de: (1) separação da mistura trifásica advinda do poço de produção (condensado, gás e água), (2) tratamento do condensado para armazenamento e posterior transporte e envio às refinarias, (3) compressão e condicionamento do gás natural e (4) tratamento da água para reinjeção no reservatório ou descarte no mar.

A corrente advinda do poço de produção passa por um Separador Primário geralmente trifásico em que ocorre a separação de gás, condensado e água. O gás segue para a planta de tratamento, a água pode seguir para a planta de regeneração de MEG, quando houver injeção deste produto químico nos poços produtores, ou pode seguir diretamente para a planta de tratamento de água, e o condensado segue para a planta de condensado.

Na planta de condensado, a redução da pressão da corrente de entrada através de uma válvula visa a estabilização deste com a volatilização dos compostos de menor massa molar. Além disso, as duas etapas de aquecimento visam facilitar a separação entre condensado e água. A primeira, chamada de pré-aquecimento, constitui um aproveitamento energético pela troca térmica em contracorrente com o condensado ainda quente, proveniente do último estágio de tratamento. A segunda, ocorre em um permutador, normalmente denominado de aquecedor de produção, em que se utiliza água de aquecimento.

Após o aquecimento, o condensado é separado da água e do gás (liberado com o aquecimento e a redução de pressão) remanescentes no Separador Secundário. Porém, dependendo de características do fluido (viscosidade, massa específica), pode ser necessário o uso de um Tratador Eletrostático (ou Tratador de Óleo - TO) para atingir a especificação do teor de água no condensado, pois este acelera a separação da água através da aplicação de um campo elétrico variável. Neste caso,

seria necessário um vaso separador (V-TO) para remover o gás a montante do TO, uma vez que o tratamento eletrostático não tolera a presença de gás.

Em seguida, é feita mais uma redução da pressão através de válvula e o estágio final de separação ocorre em um separador denominado Atmosférico, que opera a uma pressão ligeiramente acima da atmosférica. Neste separador, ocorre mais uma etapa de separação do gás, que segue para a planta de gás, e o condensado segue para trocar calor com o condensado de entrada, a fim de ser resfriado para envio aos tanques de armazenamento. A pressão mais baixa visa atender às especificações conforme apresentado no item 3.2.2, e a principal aqui avaliada é a Pressão de Vapor Reid de 10 psia a 37,8 °C. O teor de água e sedimentos (BS&W) também é importante, mas, por se tratar de condensado, ou seja, um óleo de baixa massa específica e baixa viscosidade, não se esperam dificuldades para separação da água nos separadores previamente citados. Geralmente, são realizados testes em laboratório em diferentes pressões e temperaturas, visando definir as condições ideais de separação.

É importante avaliar a necessidade de um estágio adicional de resfriamento antes do envio do condensado para o tanque para evitar que, caso tenha contato com algum compartimento na plataforma em temperatura mais alta, que não ocorra vaporização a ponto de causar algum acidente.

A água separada não foi considerada na simulação, uma vez que a análise se concentra no sistema gás e condensado. O MEG também não foi considerado na simulação, pois não afetaria a comparação realizada, uma vez que está presente em todas as opções avaliadas, assim como apresentado por Orreindy et al (2015).

- Planta de Tratamento de Gás

O gás do Separador Primário segue para a compressão principal. Já as correntes de gás das duas últimas etapas de separação do condensado são conduzidas a estágios de compressão em sequência, chamados de *boosters* ou Unidade de Recuperação de Vapor (URV) para, em seguida, serem enviados à Compressão Principal. Após cada compressor, o gás é resfriado e enviado a vasos separadores, chamados depuradores, para remoção do líquido formado. Este líquido retorna para a planta de tratamento de condensado, e o gás segue para a planta de tratamento.

O primeiro tratamento é a desidratação e para esta operação utilizou-se um módulo SPLIT, representando o sistema de peneiras moleculares, em que o máximo teor de água no gás tratado é de 1 ppmv. Como podem ser atingidas pressões muito altas, como em caso de injeção do gás e também temperaturas muito baixas no tratamento do gás, esta é uma medida conservadora que visa evitar a formação de hidratos. A depender das condições de pressão e temperatura a que o gás será submetido, uma especificação de umidade menos restritiva poderia ser adotada dentre outras tecnologias de desidratação de gás além das peneiras moleculares.

Após a desidratação, o gás segue para o sistema de ajuste de ponto de orvalho, foco deste trabalho. O ajuste de ponto de orvalho pode ser realizado pelos processos Joule-Thomson, ciclo de refrigeração ou turboexpansão. Com o ponto de orvalho ajustado, o gás tratado passa por mais estágios de compressão, resfriamento e depuração até atingir a pressão adequada para o envio aos dutos de exportação. O condensado separado nesta etapa do processo é recirculado para a planta de condensado.

Nos três casos avaliados, considerou-se a retirada de uma corrente para uso como gás combustível, correspondente a cerca de 5% da vazão total a montante da unidade de desidratação. Este sistema não foi considerado na simulação porque não afetaria os resultados necessários à avaliação proposta neste trabalho, visto que o gás combustível é utilizado principalmente nos turbogeradores para geração de energia elétrica para a unidade.

As restrições utilizadas para especificação do gás para venda, sobretudo sua composição química e ponto de orvalho, são apresentadas na Tabela 3.2.

4.3.2 Composições e vazões utilizadas

Conforme discutido, a composição de entrada desempenha um papel determinante na capacidade de uma dada planta de processo em atingir as especificações. Assim, simulações para os 3 processos foram realizadas considerando 3 composições diferentes para o fluido de reservatório, de forma a verificar a capacidade dos referidos processos em atingir as especificações caso o fluido de entrada sofra variações importantes ao longo da vida produtiva da unidade. A Tabela 4.2 apresenta as composições consideradas, a saber: gás mais rico possui

o maior teor de hidrocarbonetos de cadeias com três átomos de carbono ou mais (C₃₊); gás médio, teor intermediário; e gás mais pobre, com menor teor de C₃₊.

Tabela 4.2- Composição química dos fluidos de reservatório considerados.

	Mais rico	Médio	Mais pobre
H2S	0,0000	0,0000	0,0000
CO2	0,0048	0,0048	0,0048
N2	0,0041	0,0041	0,0041
C1	0,7500	0,8159	0,8498
C2	0,0707	0,0670	0,0554
C3	0,0373	0,0330	0,0271
iC4	0,0100	0,0100	0,0071
nC4	0,0113	0,0120	0,0091
iC5	0,0070	0,0055	0,0046
nC5	0,0065	0,0045	0,0038
C6	0,0101	0,0070	0,0050
C7	0,0101	0,0060	0,0053
C8	0,0114	0,0043	0,0039
C9	0,0088	0,0030	0,0022
C10	0,0089	0,0037	0,0028
C11	0,0076	0,0025	0,0020
C12	0,0070	0,0020	0,0017
C13	0,0060	0,0020	0,0017
C14	0,0050	0,0018	0,0014
C15	0,0050	0,0017	0,0013
C16	0,0040	0,0020	0,0010
C17	0,0030	0,0012	0,0009
C18	0,0030	0,0010	0,0008
C19	0,0030	0,0009	0,0007
C20	0,0015	0,0007	0,0005
C21	0,0011	0,0005	0,0004
C22	0,0004	0,0005	0,0004
C23	0,0003	0,0003	0,0003
C24	0,0003	0,0003	0,0003
C25	0,0003	0,0003	0,0003
C26	0,0002	0,0002	0,0002
C27	0,0002	0,0002	0,0002
C28	0,0002	0,0002	0,0002
C29	0,0002	0,0001	0,0001
C30	0,0007	0,0008	0,0006

Fonte: Elaborada pela autora.

Conforme o item 4.1.1, a vazão máxima de produção de gás considerada foi de $7,5 \times 10^6$ Sm³/d, como valor comparativo entre os três processos. As vazões de condensado foram simuladas no HYSYS® para cada caso, considerando as composições avaliadas e a vazão total de gás selecionada, e são apresentadas na Tabela 4.3. Para a vazão de água da corrente de entrada, adotou-se a soma da máxima vazão de água necessária para saturar o gás (nas condições do separador primário) e da vazão de água livre que poderia ser injetada nos poços junto ao MEG, inibidor de hidratos, em caso de uso deste. Com isso, as vazões de condensado, gás e água total consideradas nas simulações no HYSYS® são apresentadas na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 - Vazões utilizadas nas simulações.

	Gás (10⁶ Sm³/d)	Condensado (Sm³/d)	Água total (Sm³/d)
Gás mais rico	7,5	8035	40
Gás médio	7,5	3178	40
Gás mais pobre	7,5	2424	40

Fonte: Elaborada pela autora.

4.3.3 Principais variáveis definidas

A Tabela 4.4 apresenta as pressões e temperaturas de operação dos vasos separadores do sistema de condensado. As condições utilizadas correspondem a valores comuns da indústria de Óleo e Gás e visam atender, principalmente, à especificação de pressão de vapor do condensado. A temperatura do Separador Primário geralmente é aquela da chegada do fluido na plataforma.

Tabela 4.4- Condições de operação dos vasos separadores do sistema de condensado.

	Pressão (kPa)	Temperatura (°C)
Separador Primário	2.000	30-40
Separador Secundário	770	85
Separador Atmosférico	200	80

Fonte: Elaborada pela autora.

Na planta de gás, as pressões das correntes de saída são apresentadas na Tabela 4.5, visando atingir a pressão final de exportação do gás de 25.000 kPa. Estas pressões também são comumente utilizadas nas plataformas do pré-sal. Após a compressão, tem-se resfriadores que reduzem a temperatura do gás para 40 °C e, em seguida, realiza-se a separação do gás e condensado em vasos depuradores cujas pressões e temperaturas seguem aquelas das correntes de saída dos respectivos resfriadores. Considerando que o fluido de resfriamento disponível é água do mar e que sua temperatura poderia passar de 30 °C no litoral brasileiro, não seria realista considerar que o gás pudesse ser resfriado abaixo de 40 °C.

Em todas as simulações em que se utiliza trocadores de calor, resfriadores ou aquecedores.

Tabela 4.5- Pressões de descarga para os sistemas de compressão considerados.

Compressor	Pressão de descarga (kPa)
Compressor Principal 1	7.000
Compressor Principal 2	12.500
Compressor Principal 3	25.000
Compressor booster JT	6.500
Compressor Intermediário 1	770
Compressor Intermediário 2	2.000
Compressor de Regeneração da Peneira Molecular	7.974

Fonte: Elaborada pela autora.

- Ajuste de Ponto de Orvalho

➤ Joule-Thomson

Na simulação, a pressão da corrente de saída da válvula Joule-Thomson é ajustada através do bloco ADJUST, para redução de temperatura e obtenção da composição desejada. Contudo, a queda de pressão na válvula fica limitada à faixa recomendada, mencionada no item 3.4.2. A jusante, ocorre a separação do gás e condensado em um vaso. Para a corrente de gás, fez-se necessário incluir um

compressor denominado “*booster JT*” para recuperar a perda de pressão na válvula. Após esta compressão, o gás passa por estágios sucessivos de compressão e resfriamento adicionais até atingir a pressão de exportação e transporte através de gasoduto.

➤ Ciclo de Refrigeração

Neste processo, o gás tem sua temperatura reduzida ao passar pelo trocador de calor do ciclo de refrigeração. Para o ciclo do fluido refrigerante R-134a, foram utilizados os seguintes parâmetros, similares aos praticados em plataformas em operação:

- Condensador: perda de carga de 35 kPa, temperatura da corrente de saída de 50 °C e 0% fase vapor;
- Resfriador da corrente de gás: temperatura da corrente de entrada de -10 °C, corrente de saída a 100% na fase vapor, com perda de pressão de 5 kPa no casco (R-134a) e 35 kPa nos tubos (gás);
- Incluiu-se um ajuste da vazão do fluido refrigerante, através da operação ADJUST, para atingir as especificações desejadas para o gás.

➤ Turboexpansão

A corrente de gás segue para o expensor, em que ocorre a redução da pressão do gás seguindo um processo isentrópico, com a consequente redução da temperatura e condensação principalmente dos hidrocarbonetos de maior massa molar. Esta corrente bifásica é separada em um vaso separador e o condensado retorna para o processo. O gás separado, após resfriar a corrente de entrada, passa por um compressor que é acionado pelo eixo do expensor, aproveitando o trabalho da expansão.

Para a simulação da turboexpansão, utilizou-se eficiência adiabática de 75%, conforme apresentado no item 4.2.5, e a pressão da corrente de saída foi ajustada, também através da operação ADJUST, visando atingir as especificações desejadas para o gás.

A eficiência adiabática do compressor atrelado ao turboexpansor também foi de 75%.

Após esta compressão, o gás passa por estágios sucessivos de compressão e resfriamento adicionais até atingir a pressão de exportação, para transporte através de gasoduto.

4.3.4 Parâmetros Avaliados

O principal objetivo das simulações é avaliar a viabilidade técnica de se especificar o gás conforme a resolução da ANP N°16 (AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2008), apresentada na Tabela 3.2. Desta forma, os principais parâmetros avaliados para as três composições nos três processos estudados foram: o teor de metano e o ponto de orvalho de hidrocarbonetos a 4.500 kPa para o gás; e a pressão de vapor Reid na corrente de condensado.

Além disso, o presente trabalho estuda e indica possíveis alternativas de tratamento do gás, isto é, configurações de plantas que atendam às especificações do gás e do condensado simultaneamente, sem gerar correntes intermediárias.

5 Resultados

A seguir, serão apresentados os resultados de estimativa de custos no item 5.1 e as simulações de processo no item 5.2.

5.1 Avaliação Econômica Pré-conceitual

Os resultados obtidos do software QUE\$TOR® para o CAPEX e OPEX a serem investidos estão apresentados na Tabela 5.1, de forma comparativa ao Cenário 1, que é o processamento do gás para venda em terra. É importante mencionar que a estimativa para o Cenário 2 inclui um custo baixo de instalações em terra para recebimento do gás tanto de investimento quanto de operação.

Tabela 5.1- Variação do CAPEX e do OPEX para processamento de gás na plataforma em relação à especificação em terra.

	PROCESSAMENTO FPSO ESPECIFICAÇÃO PARA VENDA		
	VÁLVULA JT	TURBOEXPANSÃO	REFRIGERAÇÃO
<i>CAPEX offshore</i>	+6,0%	+7,9%	+8,0%
<i>CAPEX Total</i>	-27,0%	-25,6%	-25,6%
<i>OPEX marítimo</i>	+4,1%	+4,2%	+4,3%
<i>OPEX Total</i>	-11,9%	-11,8%	-11,7%

Fonte: Elaborada pela autora a partir dos resultados obtidos.

Como o software QUE\$TOR® utiliza uma composição média para o gás, baseado apenas na massa molar média, não é possível fazer diferentes estimativas para as composições do gás mostradas na Tabela 4.2. Assim, os valores apresentados na Tabela 5.1, são estimativas comparativas para os processos considerando-se a mesma composição média.

Dentro da própria margem do software QUE\$TOR®, é difícil dizer que uma alternativa é melhor do que a outra apenas pela avaliação econômica, uma vez que os resultados são bem parecidos, com pequenas diferenças. Mas é interessante

perceber que a válvula JT apresentou o menor CAPEX e OPEX, como esperado e indicado pela Tabela 3.5.

Os resultados indicam que a alternativa avaliada (Cenário 2) demonstra ser interessante ao apresentar custos (CAPEX e OPEX) totais significativamente menores quando comparada ao Cenário 1, apesar do incremento no CAPEX da unidade marítima. Destaca-se um CAPEX aproximadamente 26% menor, investimento que seria realizado no início do projeto, quando ainda não se tem a receita dos produtos. Naturalmente, esta variável possui grande importância para empresas com dificuldade de acesso a capital.

Apesar de o investimento necessário ser maior, a UPGN (do Cenário 1) fornece produtos que, em geral, possuem maior valor agregado que o gás, como GLP e gasolina. A partir das vazões de produção calculadas também pelo QUE\$TOR®, pôde-se estimar a perda de receita ao optar pela opção de tratamento *offshore* e, em seguida, a diferença no valor presente líquido (VPL) para o projeto. Os resultados são apresentados na Tabela 5.2.

Tabela 5.2 - Variação da receita, despesas e diferença entre estes, para processamento de gás na plataforma em relação à especificação em terra.

PROCESSAMENTO FPSO ESPECIFICAÇÃO PARA VENDA			
	VÁLVULA JT	TURBOEXPANSÃO	REFRIGERAÇÃO
<i>Receita</i>	-6,2%	-6,4%	-6,0%
<i>Despesas</i>	-21,5%	-20,7%	-20,6%
<i>VPL</i>	+307,0%	+283,6%	+290,7%

Fonte: Elaborada pela autora a partir dos resultados obtidos.

Para as condições avaliadas, a especificação na plataforma apresentou grande vantagem econômica, com um crescimento de até 307% no valor presente líquido do projeto. Apesar de a receita ser em média 6% menor devido a não haver receita de produtos como gasolina e GLP, a redução significativa das despesas foi preponderante.

Na avaliação global, o retorno em qualquer das três opções avaliadas é mais alto que construir um terminal para tratamento do gás em terra para os preços considerados. Isto ocorreu principalmente pelo campo estudado ser primariamente de

gás, de forma que a receita de condensado, GLP e gasolina é relativamente baixa, lembrando que o gás possui um valor menor que estes outros produtos. Além disso, foi considerado neste estudo que o projeto em questão deve suportar a construção da UPGN em terra, que representa um alto custo. Caso existissem outros campos de gás e ou óleo para produzir, esses custos poderiam ser compartilhados, melhorando a rentabilidade.

Apesar do grande aumento do VPL, o conceito do Cenário 2 poderia ainda não ser economicamente atrativo se o VPL fosse baixo ou pequeno em relação aos investimentos necessários. Para verificar estes aspectos, o Retorno sob Investimentos (ROI) e a Taxa Interna de Retorno (TIR) foram calculados e apresentadas na Tabela 5.3. Para um projeto ser vantajoso, o ROI deve ser maior que zero e, quanto maior, melhor e, além disso, a TIR deve ser maior que a Taxa Mínima de Atratividade (TMA).

Tabela 5.3 - ROI e TIR para as opções avaliadas.

	CENÁRIO 1	CENÁRIO 2		
		J-T	TURBOEXPANSÃO	REFRIGERAÇÃO
ROI	0,07	0,38	0,35	0,36
TIR	12%	17%	16%	16%

Fonte: Elaborada pela autora a partir dos resultados obtidos.

Conforme é possível perceber, estes indicadores mostram, sob outros aspectos, que as opções do Cenário 2 são mais interessantes do que o Cenário 1, por apresentar taxas internas de retorno e retornos pelo capital investido superiores. Além disso, a TIR calculada para o Cenário 1 aproxima-se da TMA, enquanto o Cenário 2 apresenta taxas pelo menos 5% superiores, indicando que o Cenário 1 seria mais facilmente descartado de uma carteira de projetos de desenvolvimento de produção. Além disso, o ROI, muito utilizado para classificar e priorizar projetos, também apresenta valores maiores para o Cenário 2, também indicando que o Cenário 1 seria desconsiderado.

No entanto, o cenário de previsão de preços para os produtos pode influenciar os indicadores econômicos. Desta forma, é interessante realizar uma breve análise de sensibilidade, variando os preços do gás, do condensado, do GLP e da gasolina

em +/- 10, 20 e 30%, conforme apresentado nas Tabelas 5.4, 5.5, 5.6 e 5.7, respectivamente.

Tabela 5.4 - Variação da receita, VPL, ROI e TIR com o preço do gás natural.

		CENÁRIO 2			
		CENÁRIO 1	VÁLVULA JT	TURBOEXPANSÃO	REFRIGERAÇÃO
-30%	Receita	VPL negativo para todas opções.			
	VPL				
	ROI				
	TIR				
-20%	Receita	VPL negativo para Cenário 1.			
	VPL				
	ROI				
	TIR				
-10%	Receita	VPL negativo para Cenário 1.			
	VPL				
	ROI				
	TIR				
+10%	Receita		-5,7%	-5,9%	-5,5%
	VPL		122,6%	113,5%	116,7%
	ROI	0,10	0,43	0,40	0,40
	TIR	13%	17%	17%	17%
+20%	Receita		-5,2%	-5,4%	-5,0%
	VPL		77,2%	71,4%	73,6%
	ROI	0,13	0,47	0,44	0,45
	TIR	13%	18%	18%	18%
+30%	Receita		-4,8%	-5,0%	-4,6%
	VPL		56,6%	52,3%	54,1%
	ROI	0,16	0,51	0,48	0,49
	TIR	14%	19%	18%	18%

Fonte: Elaborada pela autora a partir dos resultados obtidos.

Ao aumentar o preço do gás natural, as receitas do Cenário 2 se aproximam da receita do Cenário 1 e o VPL fica mais próximo, uma vez que a contribuição da parcela do gás especificado aumenta consideravelmente o VPL. Assim, quanto maior o valor do gás natural, menor a vantagem relativa do Cenário 2 em relação ao Cenário 1.

Por outro lado, na medida em que o preço do gás natural diminui, o Cenário 1 torna-se desvantajoso devido aos altos investimentos, até uma redução de 30% que torna todas as opções economicamente inviáveis. Justamente por ser um projeto de desenvolvimento de campo de gás, a lucratividade é muito dependente do valor de

mercado do gás natural, diferentemente do que ocorre nos campos de óleo, o que demonstra os riscos já comentados, bem como o fato de muitos campos serem considerados inviáveis.

Tabela 5.5 - Variação da receita, VPL, ROI e TIR com o preço do condensado.

		CENÁRIO 2			
		CENÁRIO 1	VÁLVULA JT	TURBOEXPANSÃO	REFRIGERAÇÃO
-30%	Receita	VPL negativo para Cenário 1.			
	VPL				
	ROI				
	TIR				
-20%	Receita		-6,7%	-6,9%	-6,5%
	VPL		2546,7%	2359,2%	2419,0%
	ROI	0,01	0,30	0,27	0,28
	TIR	11%	16%	15%	15%
-10%	Receita		-6,4%	-6,7%	-6,2%
	VPL		543,6%	503,8%	516,5%
	ROI	0,04	0,34	0,31	0,32
	TIR	12%	16%	16%	16%
+10%	Receita		-6,0%	-6,2%	-5,8%
	VPL		213,6%	198,2%	203,1%
	ROI	0,10	0,43	0,40	0,40
	TIR	13%	17%	17%	17%
+20%	Receita		-5,8%	-6,0%	-5,6%
	VPL		164,6%	152,7%	156,5%
	ROI	0,13	0,47	0,44	0,45
	TIR	13%	18%	18%	18%
+30%	Receita		-5,6%	-5,8%	-5,4%
	VPL		134,1%	124,5%	127,6%
	ROI	0,16	0,51	0,48	0,49
	TIR	14%	19%	18%	18%

Fonte: Elaborada pela autora a partir dos resultados obtidos.

Ao aumentar o preço do condensado, o Cenário 2 tem os valores da receita aumentados, uma vez que produz um pouco mais deste uma vez que os hidrocarbonetos na faixa do GLP e da gasolina são incorporados ao condensado. Entretanto, o aumento é pouco significativo. À medida em que o preço do condensado diminui, o VPL diminui significativamente em todos os casos, fato que pode ser percebido pela redução do ROI. Para uma redução de 30%, o Cenário 1 tem VPL

negativo e, para uma redução de 20%, este valor fica muito próximo do zero, justificando a diferença da ordem de 2400% em relação às outras opções.

Tabela 5.6 - Variação da receita, VPL, ROI e TIR com o preço do GLP.

		CENÁRIO 2			
		CENÁRIO 1	VÁLVULA JT	TURBOEXPANSÃO	REFRIGERAÇÃO
-30%	Receita		-5,6%	-5,9%	-5,4%
	VPL		368,6%	342,9%	351,1%
	ROI	0,06	0,38	0,35	0,36
	TIR	12%	17%	16%	16%
	Receita		-5,8%	-6,0%	-5,6%
	VPL		345,7%	321,2%	329,0%
-20%	ROI	0,06	0,38	0,35	0,36
	TIR	12%	17%	16%	16%
	Receita		-6,0%	-6,2%	-5,8%
	VPL		324,9%	301,6%	309,0%
-10%	ROI	0,07	0,38	0,35	0,36
	TIR	12%	17%	16%	16%
	Receita		-6,4%	-6,6%	-6,2%
	VPL		288,6%	267,3%	274,1%
+10%	ROI	0,07	0,38	0,35	0,36
	TIR	12%	17%	16%	16%
	Receita		-6,6%	-6,8%	-6,4%
	VPL		272,6%	252,2%	258,7%
+20%	ROI	0,07	0,38	0,35	0,36
	TIR	12%	17%	16%	16%
	Receita		-6,8%	-7,0%	-6,6%
	VPL		258,0%	238,4%	244,6%
+30%	ROI	0,08	0,38	0,35	0,36
	TIR	12%	17%	16%	16%

Fonte: Elaborada pela autora a partir dos resultados obtidos.

O aumento de preços de GLP e gasolina atuam elevando ligeiramente a diferença da receita entre os cenários, por participarem apenas da receita do Cenário 1, e conseqüentemente, reduzindo as diferenças de VPL. Isto ocorre pela pequena participação destes produtos, devido à sua baixa vazão, já que se trata de um campo produtor de gás não associado. Desta forma, a variação de preços do GLP e gasolina não se mostrou importante para análise do problema, como esperado.

Tabela 5.7 - Variação da receita, VPL, ROI e TIR com o preço da gasolina.

		CENÁRIO 2			
		CENÁRIO 1	VÁLVULA JT	TURBOEXPANSÃO	REFRIGERAÇÃO
-30%	Receita		-4,4%	-4,6%	-4,2%
	VPL		583,8%	546,3%	558,3%
	ROI	0,04	0,38	0,35	0,36
	TIR	12%	17%	16%	16%
-20%	Receita		-5,0%	-5,2%	-4,8%
	VPL		456,7%	426,2%	436,0%
	ROI	0,05	0,38	0,35	0,36
	TIR	12%	17%	16%	16%
-10%	Receita		-5,6%	-5,8%	-5,4%
	VPL		369,5%	343,8%	352,0%
	ROI	0,06	0,38	0,35	0,36
	TIR	12%	17%	16%	16%
+10%	Receita		-6,8%	-7,0%	-6,6%
	VPL		257,5%	237,9%	244,1%
	ROI	0,08	0,38	0,35	0,36
	TIR	12%	17%	16%	16%
+20%	Receita		-7,4%	-7,6%	-7,2%
	VPL		219,4%	201,9%	207,4%
	ROI	0,09	0,38	0,35	0,36
	TIR	12%	17%	16%	16%
+30%	Receita		-8,0%	-8,2%	-7,8%
	VPL		188,6%	172,8%	177,8%
	ROI	0,10	0,38	0,35	0,36
	TIR	12%	17%	16%	16%

Fonte: Elaborada pela autora a partir dos resultados obtidos.

Como é possível observar, o Cenário 2 é mais atrativo economicamente. Quanto maior o preço do gás natural e do condensado, mais esta opção se destaca em relação ao Cenário 1, considerando o ROI. Isto porque, apesar do VPL das duas opções se aproximar, as despesas ainda são maiores no Cenário 1, de forma que o crescimento do ROI é maior para o Cenário 2, conforme as Tabelas 5.4 e 5.5.

Os valores obtidos para a TIR estão compatíveis com valores de projetos de óleo e gás em águas ultraprofundas conforme comparado no estudo de Lu et al (2006). Isto mostra que especificar o gás na plataforma poderia tornar viável economicamente um projeto antes considerado inviável ou abandonado.

É importante salientar que as conclusões se aplicam apenas ao presente estudo para os cenários avaliados, dado que as produções de GLP e gasolina são menores do que para campos produtores de óleo e de gás associado. Além disso, não

foi considerada a produção de produtos ainda mais puros como etano e propano, por exemplo, com maior valor agregado, mas que também dependem de demanda do mercado.

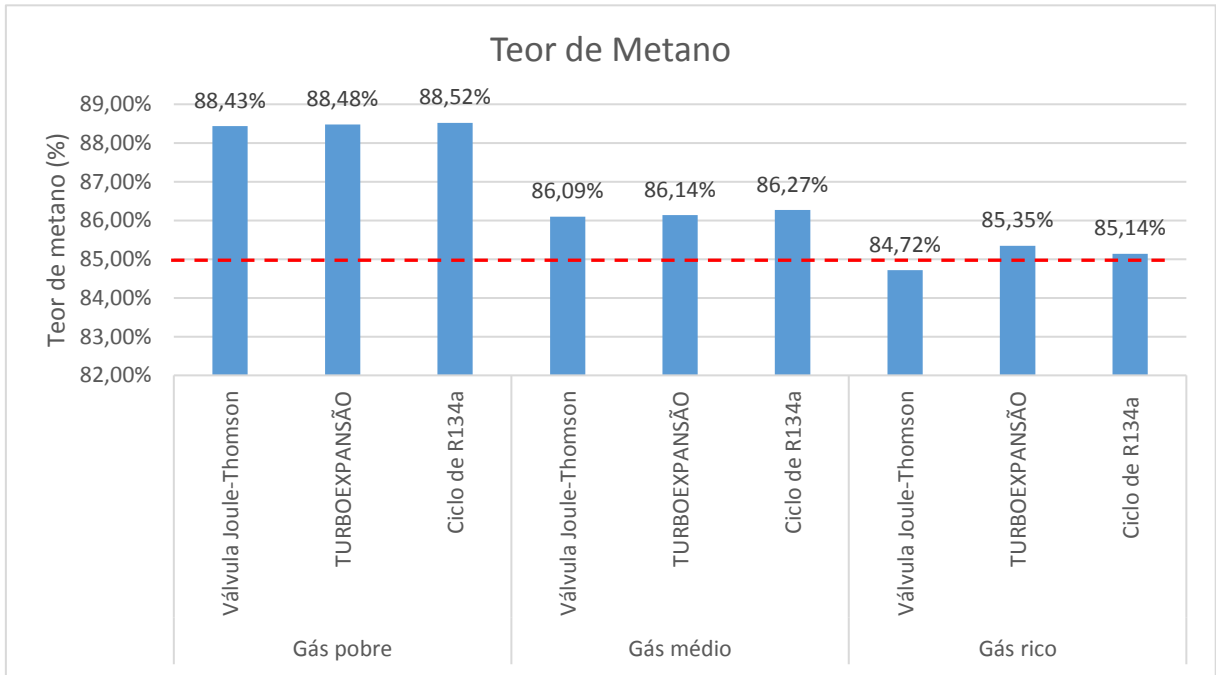
A partir dos resultados econômicos favoráveis, simulações de processo considerando os principais sistemas de separação de gás e condensado foram realizadas.

5.2 Avaliação Técnica por meio de simulações de processo

As simulações de processo foram realizadas no Aspen HYSYS® V8.8 e as configurações das plantas de processamento são apresentadas no Anexo I. Os gráficos 5.1 e 5.2 apresentam os resultados das especificações principais do gás para venda.

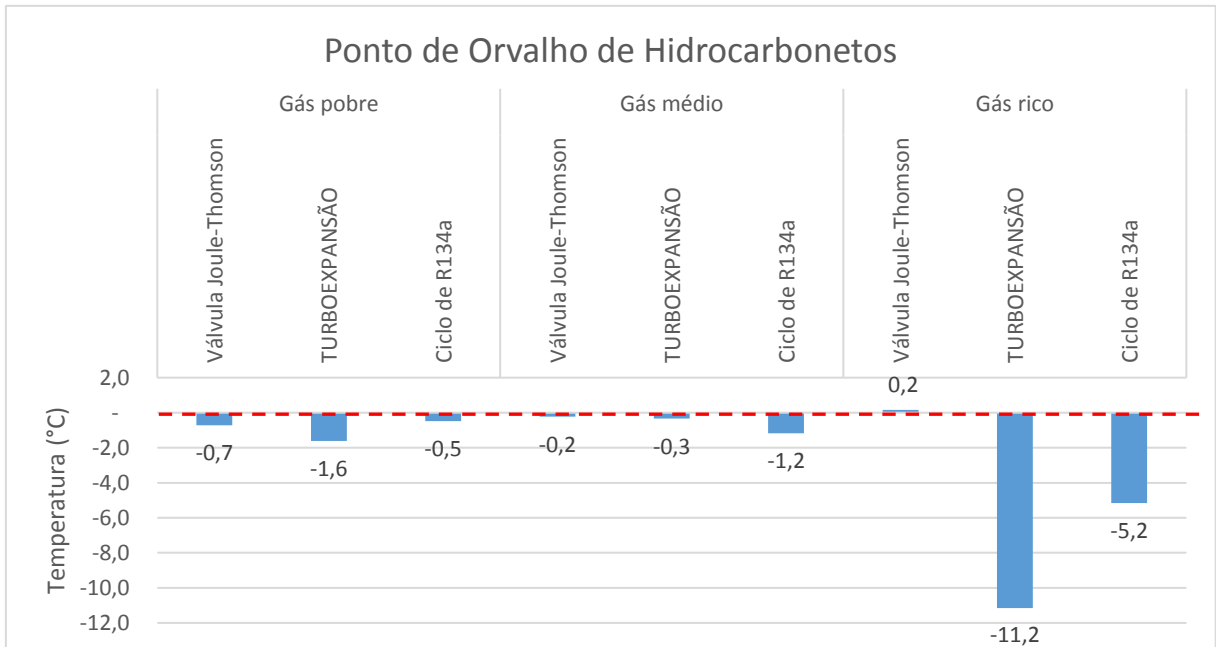
Ao realizar as simulações, três parâmetros principais foram avaliados: dois do gás (teor de metano e ponto de orvalho de hidrocarbonetos) e um do condensado (pressão de vapor Reid, PVR). Foi feito ajuste da variação de pressão ou temperatura nos processos de controle de ponto de orvalho buscando atingir as três especificações desejadas. A variável limitante oscilou entre o teor de metano e o ponto de orvalho de hidrocarbonetos, em razão dos diferentes processos e diferentes composições do fluido produzido. As linhas pontilhadas em vermelho representam as especificações que se deseja obedecer, ou seja, o limite inferior para o teor de metano do gás e o limite superior para o ponto de orvalho de hidrocarbonetos no gás e a PVR máxima do condensado.

Gráfico 5.1 - Teor de metano do gás especificado em cada processo.



Fonte: Elaborada pela autora a partir dos resultados obtidos.

Gráfico 5.2 - Ponto de orvalho do gás especificado em cada processo.



Fonte: Elaborada pela autora a partir dos resultados obtidos.

Para o gás considerado pobre, todos os três processos atingiram as especificações do gás, o que era esperado, uma vez que a composição de entrada do

gás já era próxima à do gás para venda. O teor de metano foi muito próximo em cada um dos três processos com pequenas diferenças na fração molar dos demais hidrocarbonetos, o que justifica a diferença do ponto de orvalho de hidrocarbonetos e da pressão de vapor Reid do condensado. Neste caso, foi necessário obter um teor de metano mais elevado para ajustar o ponto de orvalho, e isto se deve à distribuição dos hidrocarbonetos como etano, propano, butano e pentano. Nos trabalhos de Skylogianni et al (2015) e Louli et al (2012), vários envelopes de fases são apresentados para gases com altos teores de metano e seus pontos de orvalho também são comparáveis aos obtidos neste trabalho.

Como esperado, o gás médio requer maior queda de pressão nos processos JT e turboexpansão, e maior vazão de fluido refrigerante no ciclo de refrigeração, quando comparado ao gás pobre. Contudo, foi possível atingir o ponto de orvalho em todos os três processos com um teor de metano menor no gás tratado. Isto se deve também à distribuição dos hidrocarbonetos na composição do gás.

Reduções de pressão ainda maiores foram necessárias para o processo JT e a turboexpansão, bem como maior vazão de fluido refrigerante na refrigeração, como esperado para o gás mais rico. No entanto, o processo JT não atingiu as especificações, conforme indicado por Vaz et al (2008). Desta forma, devido à baixa eficiência e à alta sensibilidade as variações na composição do gás, o uso da válvula Joule-Thomson representaria um risco maior para o Cenário 2.

Ainda para o caso do gás mais rico, a turboexpansão e a refrigeração foram capazes de atingir as especificações, com queda de pressão e vazão de fluido refrigerante ainda maiores. Apesar de o teor de metano parecer ser similar, a distribuição dos componentes do gás é diferente, com maiores teores de etano, propano e butano e menores teores de pentano e hexano, por exemplo. Por isso há uma grande diferença nas temperaturas de ponto de orvalho de hidrocarbonetos.

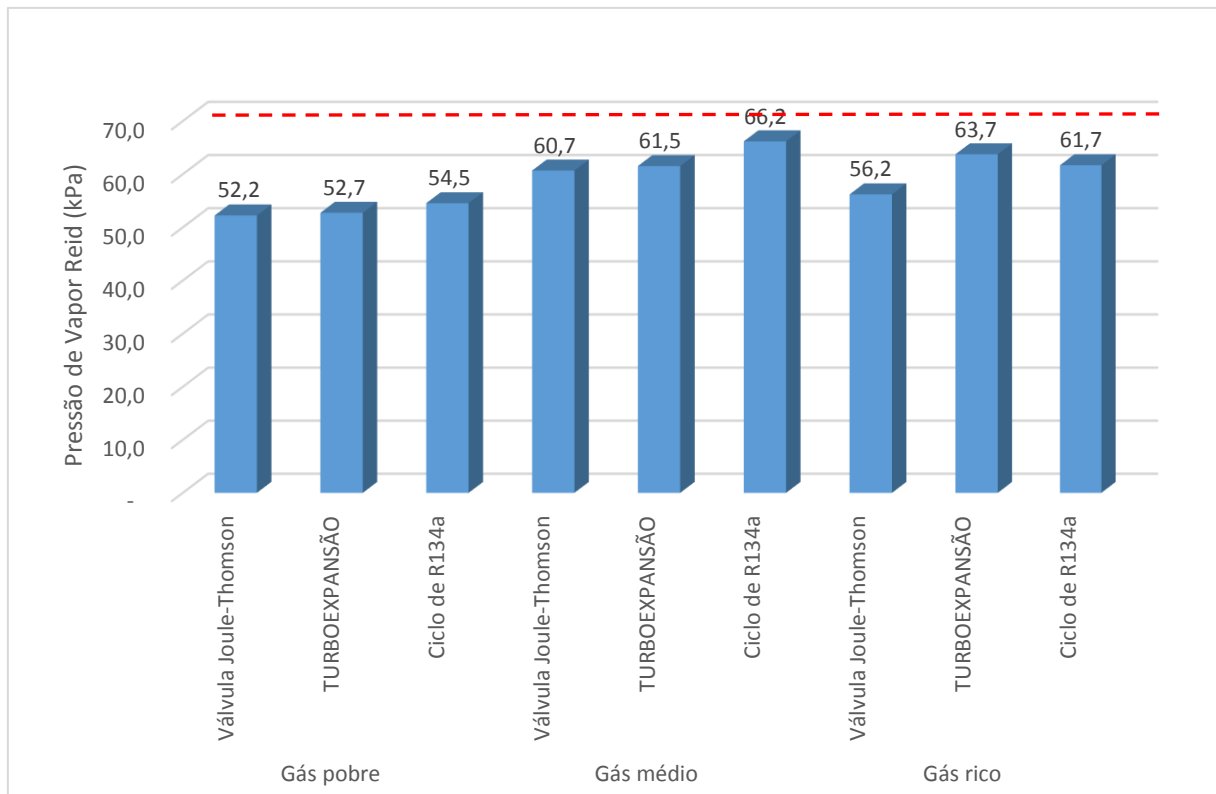
De modo geral, o ponto de orvalho do gás mostrou-se a variável mais importante, por estar muito próxima da especificação. Além disso, seu comportamento não é fácil de prever, por apresentar variações mais significativas com a composição e o processo utilizado, que afetam a distribuição dos hidrocarbonetos.

O Gráfico 5.3 apresenta os resultados da pressão de vapor Reid, sendo o valor máximo permitido de 68,94 kPa (10 psia) a 37,8 °C. Esta variável acompanhou o teor de metano para as três composições de gás, como esperado. Ou seja, para maiores

teores de metano no gás, menor o teor de hidrocarbonetos de menor massa molar no condensado, levando a menor pressão de vapor. É difícil avaliar as três composições comparativamente pelo fato da distribuição dos hidrocarbonetos ser diferente. Além disso, em casos de gás mais rico, ou seja, com maiores teores de hidrocarbonetos de maior massa molar, é mais provável o condensado suportar mais a presença dos hidrocarbonetos mais leves sob uma menor PVR (ORREINDY et al, 2015).

Em todos os casos foi possível especificar o condensado, uma vez que se trata de óleo leve, fácil de separar. No entanto, para fluidos mais ricos, é possível que haja uma corrente intermediária composta principalmente por butano e pentano, dificultando a especificação do gás e do condensado (BOTHAMLEY, 2004).

Gráfico 5.3 - Requisitos de especificação do condensado.



Fonte: Elaborada pela autora a partir dos resultados obtidos.

De forma comparativa, a turboexpansão e o ciclo de refrigeração, fornecem resultados similares e a escolha por um ou outro requer avaliações técnicas e econômicas mais aprofundadas. Deve-se atentar para questões como a logística do fluido refrigerante, custos e frequência de manutenção, confiabilidade e sensibilidade, por exemplo.

Ao tornar possível a produção de um campo em local remoto sem infraestrutura, esta opção pode reduzir a flexibilidade de desenvolvimento de outros campos próximos que possam vir a ser descobertos (SOUZA et al, 2016). Isto porque, caso existam outras reservas, principalmente de campos de óleo, especificar o gás na plataforma pode não ser possível. Assim, para viabilizar a produção, seria necessário construir uma UPGN em terra que poderia ter o custo compartilhado com o que seria o desenvolvimento do campo de gás avaliado neste trabalho. Por isso, em áreas que estejam em fase exploratória, análises de custos e cenários considerando outros possíveis campos poderiam auxiliar na decisão (SOUZA et al, 2016).

Aspectos de interface com outras áreas também devem ser estudados. Nesta opção, a produção é dependente da especificação do gás para exportação, o que significa que, caso não seja possível especificar o gás, deve-se considerar alternativas para evitar a interrupção da produção. Uma delas seria incluir um sistema de injeção de gás mas, para isto, devem ser realizadas avaliações dos impactos no reservatório, bem como aumento de custos (SOUZA et al, 2016). Alternativamente, pode-se optar, ainda, por aplicar um fator de redução da produção de acordo com estimativas de indisponibilidade do sistema para tornar o VPL calculado mais fidedigno. Todas essas questões são itens a serem avaliados quando da tomada de decisão pela opção da produção.

Outra avaliação importante a ser feita diz respeito à estocagem do condensado em tanques de um navio. O condensado poderia evaporar a baixa pressão e alta temperatura, apresentando riscos de segurança e ambientais (RAHMANIAN et al, 2016). É recomendada uma avaliação mais detalhada a fim de definir melhor as precauções necessárias para estocagem deste produto em segurança.

6 Conclusões

No presente trabalho, foram realizadas análises econômicas e simulações de processo para avaliar a viabilidade de especificar, para venda, o gás natural e o condensado produzidos em plataforma marítima que recebe fluido de um campo de gás retrógrado.

A seguir, as conclusões gerais e específicas do trabalho são apresentadas.

6.1 Conclusões Gerais

Para as condições analisadas, houve uma motivação econômica para considerar o processamento do gás natural na unidade marítima. Comparativamente ao modelo de desenvolvimento de produção padrão (de exportação do gás para tratamento em terra e com tratamento do condensado para armazenamento e envio à refinaria), processar o gás natural para venda em plataforma marítima apresentou menor investimento inicial (CAPEX) e menor despesa operacional (OPEX) total, considerando infraestrutura em terra e em mar. Além disso, esta alternativa apresentou melhor valor presente líquido (VPL), mesmo em cenários de variação de preços de até 30% dos produtos. Apresentou ainda taxa interna de retorno (TIR) superior à taxa mínima de atratividade (TMA) de 11%. Entretanto, é importante salientar que, por ser um projeto de um campo de gás, sua viabilidade econômica depende diretamente do valor de mercado do gás natural e, previsões de preço futuras devem ser fortemente consideradas em diferentes cenários.

Posteriormente às análises econômicas, as simulações de processo indicam a possibilidade do uso das três tecnologias de ajuste de ponto de orvalho para especificar o gás natural para venda. Além disso, a pressão de vapor Reid (PVR) foi facilmente especificada como esperado, por se tratar de um condensado leve. Entretanto, o risco de não especificar o gás para o uso de Joule-Thomson é significativo para gases mais ricos. Adicionalmente, diversos aspectos devem ser avaliados para seleção, como flexibilidade ao permitir a produção de outros campos próximos caso existam, disponibilidade de operação de uma planta tão dependente de um processo, já que não haveria infraestrutura em terra para ajustes, por exemplo.

Em função da independência de uma unidade de processamento de gás em terra e do modal de transporte de condensado, os benefícios desta concepção seriam principalmente para o desenvolvimento de campos em áreas remotas e ou sem infraestrutura para recebimento e processamento dos fluidos.

6.2 Conclusões Específicas

Os três processos apresentaram resultados econômicos semelhantes, talvez até equivalentes. A avaliação econômica mostrou redução de custos totais de aproximadamente 26% para os três processos, com aumento do VPL da ordem de 300%. A razão de retorno sobre investimentos (ROI) aumentou cerca de sete vezes para os três processos em comparação ao processamento em terra, e a TIR resultou em aumento de cerca de 5%. Dos três processos avaliados, a válvula Joule-Thomson apresentou os menores custos, conforme esperado. Apesar da motivação econômica, por se tratar de um projeto de um campo de gás, os resultados são fortemente dependentes do preço do gás natural, de forma que um bom conhecimento do mercado e previsões futuras é recomendado.

Nas simulações de processo verificou-se que, para as composições do gás consideradas como pobre e médio, o ponto de orvalho de hidrocarbonetos foi a variável determinante do processo, e para o gás rico, foi o teor de metano. Para esta composição (gás rico), a válvula Joule-Thomson não foi suficiente para especificar o gás, de forma que não seria recomendada por suas limitações caso houvesse uma relativa incerteza sobre a composição do gás. Nos casos de gás sabidamente pobres, a Joule-Thomson pode ser uma opção. Em todos os casos, a pressão de vapor Reid (PVR) foi especificada, como esperado, por se tratar de um condensado leve.

6.3 Sugestões para trabalhos futuros

Depois de atingidos os objetivos deste trabalho, algumas sugestões são levantadas para trabalhos futuros de modo a melhorar os conhecimentos a respeito dos limites de aplicação. Sugere-se:

1. Avaliar o efeito de variações nas premissas alterando parâmetros como distância da costa, lâmina d'água, por exemplo;

2. Considerar diferentes cenários econômicos;
3. Avaliar o peso e área ocupados pelos sistemas dos três processos;
4. Avaliar considerando a produção de campos produtores de óleo e gás associado, considerando alternativas de uso para prováveis correntes intermediárias;
5. Adicionar condições de processo em diferentes cenários, como mistura de fluidos entre campos diferentes;
6. Avaliar outras tecnologias para ajuste do ponto de orvalho em plataformas marítimas;
7. Avaliar cuidados específicos para armazenamento do condensado nos tanques, mesmo considerando a PVR especificada.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Atlas de Energia Elétrica do Brasil, 3ª. Edição. Brasília, 2008.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis 2016**. Rio de Janeiro. Disponível em: <www.anp.gov.br/wwwanp/images/publicacoes/Anuario_Estatistico_ANP_2016.pdf>. Acesso em: 09 fev. 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Resolução nº 47, de 03 set. 2014. **Diário Oficial da União**, de 05 set. 2014, Brasília.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Resolução nº 104 de 08 jul. 2002. **Diário Oficial da União**, de 09 jul. 2002, Brasília.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Resolução nº 16, de 17 jun. 2008. **Diário Oficial da União**, de 18 jun. 2008, Brasília.

ALCHEIKHAMDON, Y.; HOOFAR, Mina. **Natural gas quality enhancement: a review of the conventional treatment processes, and the industrial challenges facing emerging technologies**. Journal of Natural Gas Science and Engineering 34, 2016.

ANDRADE, Ana Maria Teixeira de, et al. **Offshore production units for Pre-salt projects**. In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 2015. Houston, Offshore Technology Conference, 2015.

ASPENTECH. Disponível em: <<https://esupport.aspentech.com/>>. Acesso em: 09 fev. 2017.

ATTANASI, E. D., FREEMAN, P. A. **A survey of stranded gas resources and estimates of development and production costs**. SPE Economics & Management, jul. de 2011. Society of Petroleum Engineers, 2011.

BAHADORI, Alireza. **Fluid phase behavior for conventional and unconventional Oil and Gas reservoirs**. Gulf Professional Publishing, 2016.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. Histórico das taxas de juros. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/Pec/Copom/Port/taxaSelic.asp>>. Acesso em: 19 set. 2017.

BARCELLOS, Julie Frota. et al. **Especificação de gás para venda em Unidade offshore**. In: RIO OIL & GAS EXPO AND CONFERENCE, 2016. Rio de Janeiro, Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis – IBP, 2016.

BLOCH, Heinz P.; SOARES, Claire. **Turboexpanders and process applications**. Woburn: Gulf Professional Publishing, 2001.

BOTHAMLEY, Mark. **Offshore Processing Options for Oil Platforms**. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 2004. Houston, Society of Petroleum Engineers, 2004.

BRITISH PETROLEUM. **BP Statistical Review of World Energy**. Disponível em: <bp.com/statisticalreview>. British Petroleum, 2017. Acesso em: 10 out. 2017.

CAMPORESE, R; BIGOLARO, G; REBELLATO, L. **Calculation of thermodynamic properties of refrigerants by the Redlich-Kwong-Soave equation of state**. International Journal of Refrigeration, volume 8, edição 3, páginas 147-151, Maio 1985.

CARBÓN, Eduardo, DELGADO, Jesús. **Technology evaluation methodology for stranded gas monetization options**. In: WORLD PETROLEUM CONGRESS, 19., 2008. Espanha, World Petroleum Council, 2008.

CAYMO, Arphee, COHEN, Brian. **Prelude FLNG Development Environmental Footprint and Conditions of Approval in a Post Montara and Macondo World**. In: SPE/APPEA INTERNATIONAL CONFERENCE ON HEALTH, SAFETY, AND ENVIRONMENT IN OIL AND GAS EXPLORATION AND PRODUCTION, 2012. Perth, Society of Petroleum Engineers, 2012.

CHANG, Seungyong. **Comparing Exploitation and Transportation Technologies for Monetisation of Offshore Stranded Gas**. In: SPE ASIA PACIFIC OIL AND GAS CONFERENCE, 2001. Jakarta, Society of Petroleum Engineers, 2001.

CHEBBI, R. et al. **Optimum ethane recovery in conventional turboexpander process**. Chemical Engineering Research and Design 88, 2010.

CONSELHO NACIONAL DO MEIO AMBIENTE – CONAMA. Resolução nº393, de 08 de agosto de 2007. **Diário Oficial da União**, 09 ago. 2007, Brasília.

CORDEIRO, Alexandre França. **Estudo de simulação e controle de uma unidade de processamento de gás natural**. 2011. Dissertação (Mestrado) - Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos, Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011.

COYLE, David, DURR, Charles, SHAH, Pankaj. **LNG: A Proven Stranded Gas Monetization Option**. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 2003. Denver, Society of Petroleum Engineers, 2003.

CULLINANE, J. Tim; YEH, Norman; GRAVE, Ed. **Effects of Tower Motion on Packing Efficiency**. In: BRAZIL OFFSHORE CONFERENCE AND EXHIBITION, 2011. Macaé, Society of Petroleum Engineers, 2011.

D'SOUZA, Richard, BASU, Shiladitya. **Field development planning and Floating Platform Concept Selection for global deepwater developments**. In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 2011. Houston, Society of Petroleum Engineers, 2011.

DICKSON, W., OGOLO, F., DELBIANCO, A. **Project options to monetize stranded gas**. In: OFFSHORE MEDITERRANEAN CONFERENCE AND EXHIBITION, 2015. Ravenna, 2015.

ECKERT, Felipe Sander. **Análise de Lucratividade em uma Unidade de Processamento de Gás Natural**. 2013. Trabalho de Final de Curso - Departamento de Engenharia Química. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2013.

ESPOSITO, Rogério; ALIJÓ, Pedro Henrique Rodrigues; SCILIPOTI, José Antonio; TAVARES, Frederico Wanderley. **Compositional grading in Oil and Gas reservoirs**. Elsevier, 2017.

GÁS NATURAL. GasNet: o site do Gás Natural. Disponível em: <http://www.gasnet.com.br/gasnatural/gas_completo.asp#gas1>. Acesso em: 09 fev. 2017.

GETU, Mesfin. et al. **Techno-economic analysis of potential natural gas liquid (NGL) recovery processes under variations of feed compositions**. Chemical Engineering Research and Design 91, 2013.

GONZAGA, Cristiane São Bento. **Uma metodologia Monte Carlo para projeto de processamento offshore de Gás Natural**. 2014. Dissertação (Mestrado) – Pós-graduação em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos, Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

IHS MARKIT. **Global NGL Market short-term outlook**. IHS Energy: Midstream oil and NGL. 2017.

IHS MARKIT. **Latin America NGL market short term outlook**. IHS Energy: Midstream oil and NGL. Jul. 2017.

KAMAL, W. A., QATAR, U. **Global Warming and the Emerging Importance of Natural Gas**. In: SPE GAS TECHNOLOGY SYMPOSIUM, 1993. Calgary, Society of Petroleum Engineers, 1993.

KIM, Sojung; NAM, Kiil; BYUN, Woo Young. **Selection Study on Natural Gas Liquid Extraction Processes in Offshore Plants**. In: INTERNATIONAL OCEAN AND POLAR ENGINEERING CONFERENCE, 24, 2014. Busan, Society of Offshore and Polar Engineers (ISOPE), 2014.

LAMEY, M. et al. **Lucius and Hadrian South Projects: Development Overview**. In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 2015. Houston, Offshore Technology Conference, 2015.

LEE, JungHan; EISBRENNER, Kathleen; CHOI, DongKyu. **Stranded Gas Fields Development with Cluster LNG Technology**. In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 2013. Houston, Offshore Technology Conference, 2013.

LEE, Chul-Jin; SONG, Kiwook; SHIN, Seolin; LIM, Youngsub; HAN, Chonghun. **Process design for the offshore production of liquefied natural gas with nonflammable refrigerants**. Industrial & Engineering Chemistry Research 54. American Chemical Society, 2015.

LION, Manuella; ALMEIDA, Edmar Luiz F. de; LOSEKANN, Luciano. **Avaliação das condições de viabilidade econômica de projetos de produção de gás natural não convencional no Brasil**. Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2014.

LIRA, Rodrigo Lucas Tenorio Calazans de. **Análise e otimização da produção de Hidrocarbonetos Líquidos via a reação de Fisher Tropsch por meio da Tecnologia Gas To Liquid (GTL)**. 2012. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-graduação em Engenharia Química, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2012.

LOULI, Vasiliki; PAPPA, Georgia; BOUKOUVALAS, Christos; SKOURAS, Stathis; SOLBRAA, Even; KJERSTI, Christensen O.; VOUTSAS, Epaminondas. **Measurement and prediction of dew points curves of natural gas mixtures.** Fluid Phase Equilibria 334 (2012) 1 – 9, 2012.

LU, Wensheng. et al. **Comparison of different offshore oil field development concepts.** In: ISOPE PACIFIC/ASIA OFFSHORE MECHANICS SYMPOSIUM, 2006. Dalian, The International Society of Offshore and Polar Engineers, 2006.

MEHRPOOYA, Mehdi, VATANI, Ali, MOUSAVIAN, Ali S. M. **Introducing a novel integrated NGL recovery process configuration (with a self-refrigeration system (open-closed cycle)) with minimum energy requirement.** Chemical Engineering and Processing: Process Intensification 49, 2010.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Resenha Energética Brasileira.** Brasília, Núcleo de Estudos Estratégicos de Energia, 2015.

MOKHATAB, Saeid, MEYER, Peter. **Selecting best technology lineup for designing gas processing units.** In: GAS PROCESSORS ASSOCIATION (GPA) EUROPE SOUR GAS PROCESSING CONFERENCE, 2009. Barcelona, Gas Processors Association - Europe, 2009.

MOKHATAB, Saeid, POE, William A., MAK, John Y. **Handbook of Natural Gas Transmission and Processing.** 3. ed. Waltham: Gulf Professional Publishing, 2015.

MOKHATAB, Saeid, POE, William A., SPEIGHT, James G. **Handbook of Natural Gas Transmission and Processing.** Burlington: Gulf Professional Publishing, 2006.

ORREINDY, S., Batalla, L. F., Superchi, G. **Sales gas production challenges in an ultradeep water field.** In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE BRASIL, 2015. Rio de Janeiro, Offshore Technology Conference, 2015.

PARK, Jin Ho. et al. **Techno-economic evaluation of a novel NGL recovery scheme with nine patented schemes for offshore applications**. Journal of Natural Gas Science and Engineering 27, 2015.

PENG, D. Y, ROBINSON, D. B. **A new two-constant equation of state**. Industrial and Engineering Chemistry: Fundamentals 15: 59-64. 1976.

PETROBRAS. Disponível em: <
<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/destaques-operacionais/precos-e-custos>>.
 Acesso em 11 set. 2017.

PORTAL BRASIL. Disponível em:
 <<http://www.brasil.gov.br/infraestrutura/2011/12/gas-natural-tem-diversas-aplicacoes>>. Acesso em 09 jan. 2016.

QUEIROZ GALVÃO EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO. Disponível em:
 <<http://www.qgep.com.br/static/ptb/tipos-de-reservatorio.asp?idioma=ptb>>. Acesso em 10 fev. 2017.

RAHMANIAN, N.; JUSOH, L. SAKINAH BT; HOMAYOONFARD, M; NASRIFAR, K.; MOSHFEGHIAN, M. **Simulation and optimization of a condensate stabilization process**. Journal of Natural Gas Science and Engineering 32, 453-464, 2016.

Revista Exame.com. Disponível em: <<http://exame.abril.com.br/revista-exame/petroleo-perde-cada-vez-mais-espaco-para-o-gas-natural/>>. Acesso em 09 fev. 2017.

RIJKENS, Frederik, ALLEN, Marcus, HASSOLD, Thomas. **Overview of the Canyon Express project, business challenges and “industry firsts”**. In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 2003. Houston, Offshore Technology Conference, 2003.

ROCHA, Inaura Carolina Carneiro da. **Estudo do equilíbrio de fases de sistemas modelos e representativos de petróleo com CO₂ supercrítico**. 2014. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Industrial, Universidade Federal da Bahia, Salvador, 2014.

SANT'ANNA, Andréia Abrahão. **Simulação de Processamento de Gás Natural em Plataforma Offshore**. 2005. Monografia - Escola de Engenharia Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2005.

SANTOS, Wilson Grava. **Minicurso de Processamento de Gás Natural**. UFPETRO, Maio 2012.

SCHULTE, Ruud, LUTGERT, Jan, ASSCHERT, Annemiek. **Stranded Gas in the Netherlands: What is the Potential?** In: SPE/EAGE EUROPEAN UNCONVENTIONAL RESOURCES CONFERENCE AND EXHIBITION, 2012. Vienna, Society of Petroleum Engineers, 2012.

SEDDON, Duncan. **Gas Usage & Value: The Technology and Economics of Natural Gas Use in the Process Industries**. Tulsa: PennWell Corporation, 2006.

SKYLOGIANNI, Eirini; NOVAK, Nefeli; LOULI, Vasiliki; PAPPA, Georgia; BOUKOUVALAS, Christos; SKOURAS, Stathis; SOLBRAA, Even; VOUSAS, Epaminondas. **Measurement and prediction of dew points of six natural gases**. Fluid Phase Equilibria 424 (2016) 8 – 15, 2015.

SOUZA, Marina Maciel Dias de. et al. **Estudos de Planta de Processamento em FPSO para Campos de Gás com Condensado e de Óleo**. In: RIO OIL & GAS EXPO AND CONFERENCE, 2016, Rio de Janeiro, 2016.

TANG, Bao-Jun; ZHOU, Hui-Ling; CAO, Hong. **Selection of overseas oil and gas projects under low oil price**. Journal of Petroleum Science and Engineering 156, 2017.

TRINDADE, Teodoro. et al. **Modelação e Simulação de Unidades Processuais**: (Módulo 2) Unidades de Operações Lógicas. Tecnologia Industrial, Departamento de Engenharia Química, Instituto Superior de Engenharia da Lisboa. Lisboa, 2005.

VAZ, Juliana Casaccia. **Síntese de controle e análise de cenários em plantas offshore de Óleo e Gás**. 2009. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-graduação em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos, Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009.

VAZ, Célio Eduardo Martins; MAIA, João Luiz Ponce; SANTOS, Walmir Gomes dos. **Tecnologia da Indústria do Gás Natural**. São Paulo: Blucher, 2008.

VERGHESE, Joe T. **Delivering Offshore Gas to Regional Mid-Markets – Assessing the Comparative Merits of Floating LNG and CNG Transport Routes**. In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 2012. Houston, Offshore Technology Conference, 2012.

VIANNA FILHO, Flavio Gonçalves Reis; NAVEIRO, Jaime Turazzi; OLIVEIRA, Andrea Pontual de. **Developing Mega Projects Simultaneously: The Brazilian Pre-Salt Case**. In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 2015. Houston, Offshore Technology Conference, 2015.

WOOD, David; MOKHATAB, Saeid; ECONOMIDES, Michael J. **Offshore Natural Gas Liquefaction Process Selection and Development Issues**. In: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS (SPE) ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE, 2007. Anaheim, Society of Petroleum Engineers, 2007.

YANANTO, H.; GIRINDRA, Y. **Conceptual design of offshore surface facilities in marginal field at heavy traffic ultra shallow water using shallow water subsea wellhead for CAPEX optimization in O-field development**. In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE ASIA, 2016. Kuala Lumpur, Offshore Technology Conference, 2016.

YANG, Qingchun; YU, Qian; ZHOU, Huairong; YANG, Siyu. **Conceptual design and techno-economic evaluation of efficient oil shale refinery processes ingratiated with oil and gas products upgradation.** Energy Conversion and Management 126, 2016.

ZHOU, Xiaohong; YI, Hualei, HAO, Yun. **Process Design Considerations of Large Central Platform for LW3-1 Deepwater Gas Development.** In: INTERNATIONAL OFFSHORE AND POLAR ENGINEERING, 2013. Anchorage, International Society of Offshore and Polar Engineers (ISOPE), 2013.

ANEXO I

Figura I.1: Planta de processamento no HYSYS para Joule-Thomson.

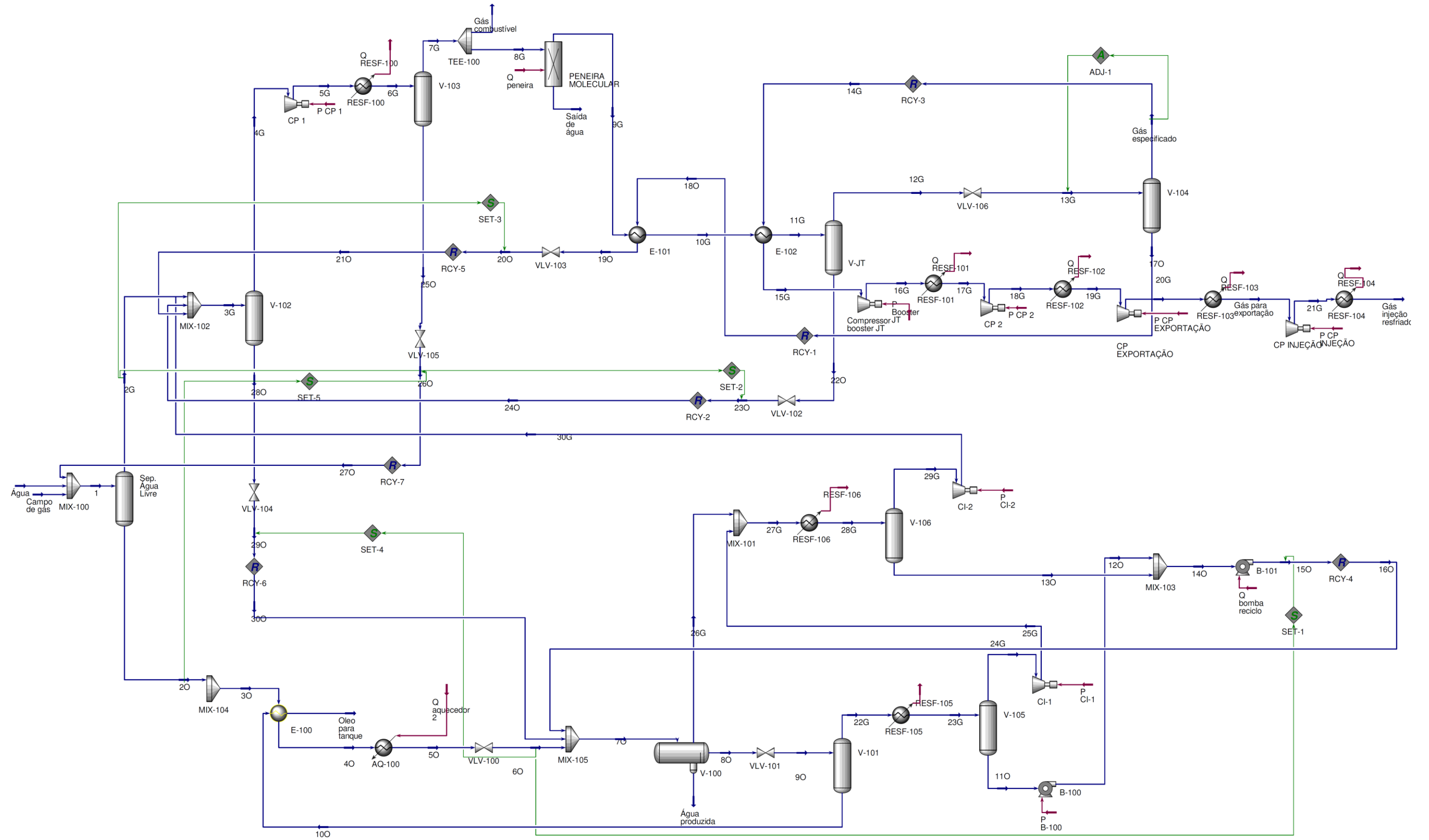


Figura I.2: Planta de processamento no HYSYS para Turboexpansão.

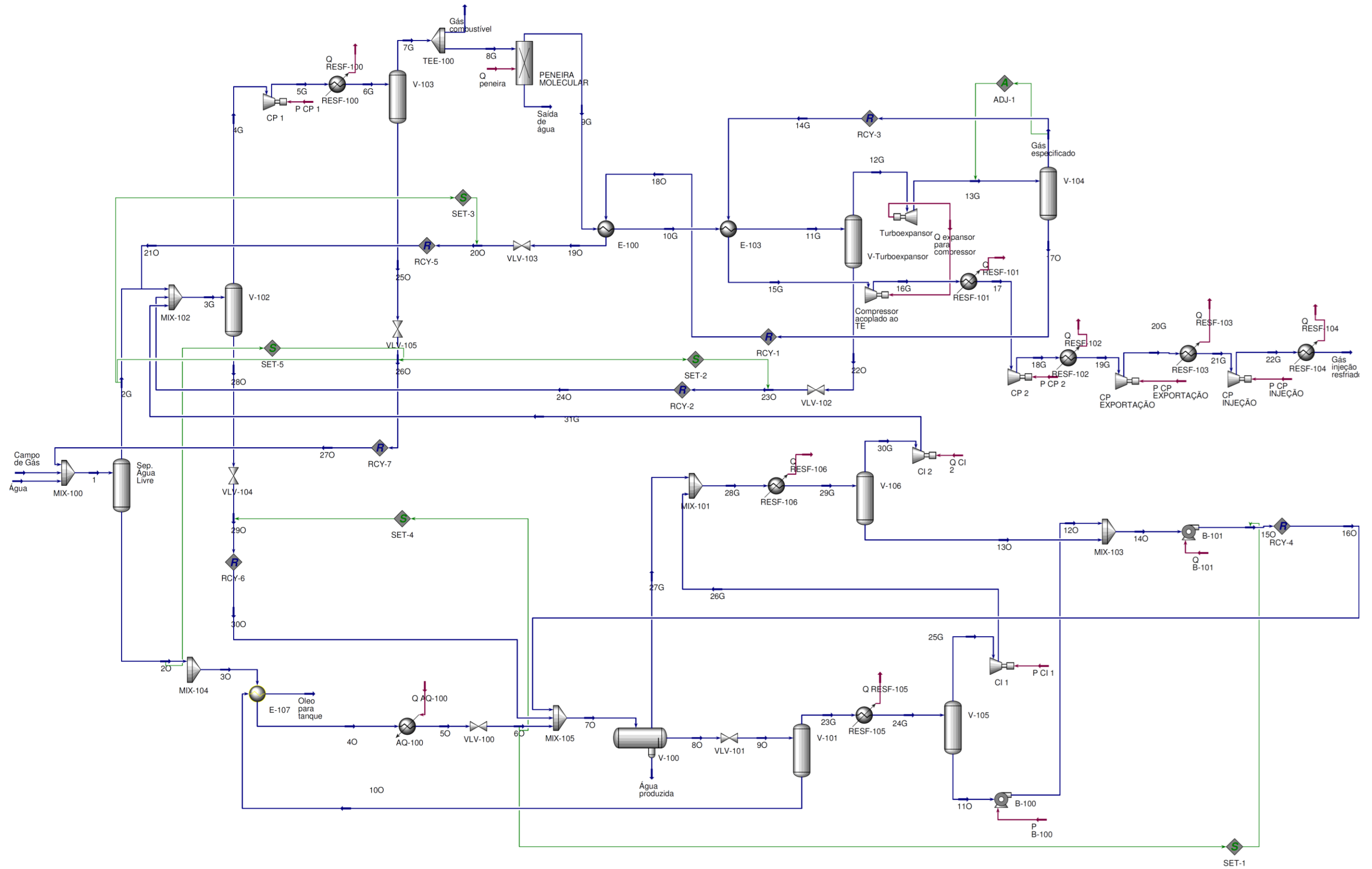


Figura I.3: Planta de processamento no HYSYS para Refrigeração Simples.

