

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
CENTRO TECNOLÓGICO DE JOINVILLE  
CURSO DE ENGENHARIA NAVAL

NATÁLIA ARIKAWA MESTRINEL

PROPOSTA DE SEPARAÇÃO DE CO<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub> ATRAVÉS DA TECNOLOGIA DE  
CENTRIFUGAÇÃO EM PLANTAS DE SEPARAÇÃO PRIMÁRIA NA INDÚSTRIA  
ÓLEO E GÁS

Joinville  
2018

NATÁLIA ARIKAWA MESTRINEL

PROPOSTA DE SEPARAÇÃO DE CO<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub> ATRAVÉS DA TECNOLOGIA DE  
CENTRIFUGAÇÃO EM PLANTAS DE SEPARAÇÃO PRIMÁRIA NA INDÚSTRIA  
ÓLEO E GÁS

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso de graduação em Engenharia Naval, da Universidade Federal de Santa Catarina, Campus de Joinville, como requisito parcial para obtenção do título de Engenheira Naval.

Orientador: PhD. Jorge Luiz Goes Oliveira

Joinville

2018

**PROPOSTA DE SEPARAÇÃO DE CO<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub> ATRAVÉS DA TECNOLOGIA DE  
CENTRIFUGAÇÃO EM PLANTAS DE SEPARAÇÃO PRIMÁRIA NA INDÚSTRIA  
ÓLEO E GÁS**

NATÁLIA ARIKAWA MESTRINEL

Esta monografia foi julgada adequada para obtenção do título de bacharel em Engenharia Naval e aprovada em sua forma final pelo Curso de Engenharia Naval da Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico de Joinville.

Joinville, 26 de junho de 2018.

---

Dr. Luis Fernando Peres Calil  
Coordenador do Curso

Banca Examinadora:

---

PhD. Jorge Luiz Goes Oliveira  
Presidente

---

Dr. Kleber Vieira de Paiva  
Membro

---

Dr. Anderson Wedderhoff Spengler  
Membro

## AGRADECIMENTOS

Em especial, ao meu orientador Jorge Luiz Goes Oliveira, pela paciência e apoio prestado durante a elaboração desta monografia; além claro, pela contribuição científica fornecida a este estudo.

Aos professores que tive ao longo de minha vida, desde à infância até a graduação: agradeço pelos conhecimentos transmitidos, os quais transcenderam às disciplinas lecionadas e contribuíram para a construção de meus valores.

Ao amigo Caique Fonseca, por disponibilizar a bibliografia base utilizada na elaboração deste trabalho. Aos amigos e futuros colegas de profissão: Amanda, Bethina, Fernanda, Tatiane e Vítor; pelas madrugadas de estudo que se repetiram ano após ano. Às amigas Êvelyn e Jade, por todo o apoio prestado durante os anos de faculdade.

Aos colegas do Estaleiro Oceana, em especial aos amigos do Controle da Qualidade, por todo incentivo e suporte prestado nessa etapa final de minha jornada acadêmica.

Por fim, agradeço à minha família. Aos meus pais Lila e Walter, por dedicarem o trabalho de uma vida para que eu e minha irmã tivéssemos todas as ferramentas necessárias - técnicas e emocionais – para conquistarmos nossos objetivos. Ao meu avô, Kenji Arikawa (*in memoriam*), cujo legado construído a partir de seu árduo trabalho e honestidade inspiram minhas decisões.

## RESUMO

O gás natural é um combustível fóssil cuja popularidade como fonte de energia cresceu substancialmente, ao longo dos últimos 20 anos. O seu crescimento vertiginoso na matriz energética mundial é decorrente do seguinte motivo: dentre as fontes de energia primária, o gás natural é o combustível mais eficiente e que ainda pode ser considerado uma fonte limpa de energia. Apesar de ser formado majoritariamente por uma mistura complexa de hidrocarbonetos - sendo o metano seu principal constituinte - componentes indesejáveis como o ácido sulfídrico e o dióxido de carbono também se fazem presentes. Atualmente, as plantas de separação primárias da Petrobras não possuem tecnologia capaz para separar os contaminantes ( $H_2S$  e  $CO_2$ ) da parcela útil de combustível ( $CH_4$ ), o que acaba inviabilizando a comercialização de 42% do gás natural produzido no país. Assim, há a necessidade de desenvolver métodos capazes de promover a recuperação do gás natural e a separação das frações indesejadas. Sob essa perspectiva, o presente trabalho propõe o desenvolvimento de uma técnica de separação do gás natural por meio de escoamentos que envolvem componentes centrífugas significativas. Para alcançar esse objetivo, serão efetuados estudos sobre o comportamento de escoamentos dispersos (gotículas em gases) com componentes centrífugas geradas a partir da inserção de pás fixas no interior de dutos. O foco será o cálculo do comprimento de duto necessário para que as gotas dispersas atinjam a parede da tubulação e por fim, a sua captação; favorecendo o processo de separação.

**Palavras-chave:** Gás natural. Separação primária de fluidos. Centrifugação.

## ABSTRACT

Natural gas is a fossil fuel which popularity as energy source has grown substantially over the past 20 years. Its prompt growth in the world's energy trending is due to: among the primary energy sources, natural gas is the most efficient fuel and can still be considered a clean source of energy. Natural gas is formed predominantly by a complex mixture of hydrocarbons - methane its main constituent – although, undesirable components such as hydrogen sulfide and carbon dioxide are also present in the mixture. Currently, Petrobras' primary processing plants does not has enough technology to separate contaminants ( $H_2S$  and  $CO_2$ ) from fuel portion ( $CH_4$ ), wich makes it impossible to commercialize 42% of natural gas produced in the country. Therefore, there is the need to develop methods to promote recovery of natural gas and its separation from unwanted fractions. From this perspective, the present work proposes the development of a separation technique by swirling flow. To achieve this objective, studies about the behavior of dispersed flows (droplets in gases) with centrifugal components generated from the insertion of fixed blades inside pipes will be done. The focus will be given to calculate the duct length required for droplets dispersed in a duct to reach the pipe wall for further uptake; favoring the separation process.

**Keywords:** Natural gas. Primary fluid separation. Centrifugal separation.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Sistema energético.....	20
Figura 2 – Gráfico do consumo de energia primária no mundo (porcentagem <i>versus</i> anos). .....	21
Figura 3 – Distribuição das reservas provadas em nos anos de 1996, 2006 e 2016. ....	22
Figura 4 – Conferências das Partes: ano de realização e cidade onde foram sediadas (1995-2015).....	24
Figura 5 – Áreas de controle de emissão (ECAs). .....	29
Figura 6 - Gráfico de emissão de SO <sub>x</sub> nas áreas ECAs e não ECAs.....	31
Figura 7 – Gráfico comparativo entre as Tier I, II e III. ....	32
Figura 8 – Poluição atmosférica causada por navios. ....	33
Figura 9– Gás associado e gás não-associado.....	40
Figura 10 – Transformação termoquímica da matéria orgânica e a geração do petróleo. ....	42
Figura 11– Relação entre as rochas: geradora, reservatório e selante. ....	43
Figura 12 - Fluidos no reservatório e na superfície. ....	44
Figura 13 - Esquemática de um sistema de gas lift. ....	51
Figura 14 - Fluxograma da planta de processo de uma unidade de produção de óleo e gás. ....	53
Figura 15 - Diagrama da separação primária de fluidos em uma unidade de produção de óleo e gás.....	54
Figura 16 - Diagrama da etapa de condicionamento do gás natural em uma planta de gás típica.....	57
Figura 17 - Diagrama da etapa de processamento de gás natural nas UPGNs.....	60
Figura 18- Diagrama de uma planta de gás natural típica no Brasil.....	62
Figura 19 - Métodos de transporte do gás natural.....	63
Figura 20 - Classificação dos gasodutos.....	67
Figura 21 - Atuação das concessionárias de gás natural no Brasil. ....	68
Figura 22 - Bancada de testes para estudo de escoamentos multifásicos.....	69
Figura 23 - Disposição dos fluidos no interior dos reservatórios geológicos. ....	70

Figura 24 - Proposta de um arranjo para separação por centrifugação da mistura $\text{CO}_2/\text{CH}_4$ . .....	72
Figura 25 - Esquema do processo de centrifugação induzida por pás intrusivas.....	74



## LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Principais acordos ratificados nas reuniões da COP.....	27
Quadro 2 – Áreas Controle de Emissão.....	30
Quadro 3 – Limites de Emissão de SO <sub>x</sub> e material particulado entre áreas pertences a ECA e não ECA.....	30
Quadro 4– Limites de Emissão de NO <sub>x</sub> .....	32
Quadro 5 – Principais constituintes do gás natura. ....	36
Quadro 6 – Especificações típicas de uma corrente de gás natural comercializada no Brasil. ....	61

## LISTA DE SÍMBOLOS

$C_D$	Coeficiente de arrasto	-
$CH_4$	Metano	-
$C_2H_6$	Etano	-
$C_3H_8$	Propano	-
$C_4H_{10}$	Butano	-
$C_5H_{12}$	Pentano	-
$CO_2$	Dióxido de carbono (gás carbônico)	-
$D$	Diâmetro da tubulação	$m$
$d_p$	Diâmetro médio da partícula	$m$
$H_2S$	Sulfeto de hidrogênio (ácido sulfídrico ou gás sulfídrico)	-
$H_2O$	Água	-
$L$	Comprimento necessário de tubulação	$m$
$NO_2$	Dióxido de nitrogênio (dióxido de azoto)	-
$NO_x$	Óxido de nitrogênio	-
$r$	Posição radial qualquer dentro do tubo	$m$
$R_{CO}$	Raio externo	$m$
$Re_p$	Número de Reynolds da partícula	-
$Ro$	Intensidade da ação centrífuga	-
$SO_x$	Óxido de enxofre	-
$t$	Tempo	$s$
$v_{ax}$	Velocidade axial média do escoamento	$m/s$
$v_t$	Velocidade tangencial da partícula	$m/s$
$\delta$	Fração entre posição radial arbitrária e o raio externo	-
$\mu$	Viscosidade dinâmica do fluido	$Pa \cdot s$
$\rho_p$	Massa específica da partícula	$kg/m^3$
$\rho_f$	Massa específica do fluido	$kg/m^3$
$\tau$	Intervalo de tempo	$s$
$\tau_{post}$	Tempo necessário para a partícula atingir a parede	$s$
$\Omega$	Velocidade angular da partícula	$rad/s$

## LISTA DE SIGLAS

ANP	Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
BP	<i>British Petroleum</i>
C3-Sep	<i>Condensed Contaminant Centrifugal Separation</i>
COP	Conferência das Partes
DEA	Etanolamina
ECA	<i>Emission Control Area</i>
GEE	Gases do Efeito Estufa
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
GN	Gás Natural
GNC	Gás Natural Comprimido
GNL	Gás Natural Liquefeito
GNV	Gás Natural Veicular
GTL	<i>Gas to Liquid</i>
GTS	<i>Gas to Solid</i>
GTW	<i>Gas to Wire</i>
IMO	<i>International Maritime Organization</i>
LGN	Líquido de Gás Natural
MARPOL	<i>International Convention for the Prevention of Pollution from Ships</i>
MEA	Monoetanolamina
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
MP	Material Particulado
NECA	<i>Nitrogen Emission Control Area</i>
ONU	Organização das Nações Unidas
RPS	<i>Rotation Particle Separator</i>
SECA	<i>Sulphur Emission Control Area</i>
SOLAS	<i>International Convention for the Safety of Life at Sea</i>
UFSC	Universidade Federal de Santa Catarina
UNFCCC	<i>United Nations Framework Convention on Climate Change</i>
UPGN	Unidade de Processamento de Gás Natural
TEG	Trielilenoglicol

## SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO .....	14
1.1 Objetivos .....	16
1.2 Estruturação do trabalho .....	16
2 O GÁS NATURAL COMO COMBUSTÍVEL DO FUTURO .....	18
2.1 Panorama Energético.....	18
2.1.1 Energia: conceitos e classificação.....	18
2.1.2 Matriz Energética Mundial .....	20
2.2 Panorama Ambiental.....	22
2.2.1 Conferência das Partes (COP).....	23
2.2.2 Organização Marítima Internacional (IMO).....	28
2.2.3 A poluição causada pelo transporte marítimo .....	33
3 CONCEITOS FUNDAMENTAIS DO GÁS NATURAL .....	35
3.1 Origem e breve histórico do gás natural.....	35
3.2 O gás natural: definição, composição e classificação .....	36
3.3 Propriedades do gás natural .....	38
3.4 Tipos de reservas de gás natural .....	39
4 RESERVATÓRIOS GEOLÓGICOS .....	41
4.1 Origem e formação dos reservatórios .....	41
4.2 Fluidos produzidos nos reservatórios .....	43
4.2.1 Produção de óleo .....	44
4.2.2 Produção de gás .....	44
4.2.3 Produção de água .....	45
5 A CADEIA DE PRODUÇÃO DO GÁS NATURAL NO BRASIL .....	46
5.1 Exploração e Produção .....	46
5.1.1 Gás convencional.....	47

5.1.2 Gás não-convencional.....	48
5.1.3 Métodos de Elevação: gas lift.....	49
5.2 Condicionamento e processamento .....	51
5.2.1 Separação primária de fluidos .....	52
5.2.2 Condicionamento do gás natural.....	57
5.2.3 Unidade de processamento de gás natural (UPGN) .....	59
5.3 Transporte .....	62
5.3.1 Gasodutos .....	64
5.3.2 Gás natural liquefeito (GNL).....	65
5.3.3 Gás natural comprimido (GNC) .....	65
5.4 Distribuição de gás natural .....	66
6 BANCADA EXPERIMENTAL .....	69
7 ESCOAMENTOS DISPERSOS EM <i>SWIRLING FLOWS</i> .....	73
7.1. Separações centrífugas:.....	73
8 CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	79
8.1 Conclusão .....	80
8.2 Sugestões para trabalhos futuros.....	80
REFERÊNCIAS.....	81
ANEXO A .....	87
ANEXO B .....	88

## 1 INTRODUÇÃO

Desde a década de 1970, o gás natural vem apresentando um crescimento vertiginoso na matriz energética mundial, deixando de ser um subproduto do petróleo e se tornando uma fonte primária de energia. Em 1971, o gás natural representava 19% da matriz energética mundial, tendo passado para 24% em 2011 (MAISGASBRASIL..., 2016).

O gás natural é o combustível fóssil energético mais eficiente e, quando utilizado no lugar do óleo ou carvão, oferece benefícios importantes para a economia de energia. [...]. Sua popularidade como fonte de energia deve crescer substancialmente no futuro porque o gás natural pode ajudar a alcançar dois objetivos energéticos importantes para o século XXI: fornecer serviços e fontes de energia sustentáveis necessários para o desenvolvimento social e econômico e reduzir os impactos adversos sobre o clima global e meio ambiente em geral (MOKHATAB, p. 1, 2014).

Por definição, o gás natural é uma mistura complexa de hidrocarbonetos e demais substâncias, sendo o metano  $\text{CH}_4$  seu principal constituinte. É oriundo da decomposição pré-histórica de matéria orgânica, acumulada a grandes profundidades no subsolo terrestre ou marinho, sob determinadas condições de temperatura e pressão.

Esse combustível fóssil é encontrado em rochas porosas e pode ser classificado mediante sua ocorrência na natureza: associado ou não associado. O gás natural não associado é de mais fácil comercialização, pois se apresenta na forma livre ou misturada a pequenas quantidades de óleo, o que torna o processo de separação desses componentes desnecessário. O gás natural associado é aquele cujo reservatório contém óleo e gases dissolvidos. Portanto, antes de ser distribuída a mistura precisa passar por um processo de separação. Apesar das maiores ocorrências de gás natural serem sob a forma de gás não associado, a maior parte das reservas do Brasil são encontradas associadas ao petróleo.

Dependendo do local e da pressão em que se encontra, a jazida comercial de petróleo é em geral constituída, de maneira simplificada, por três fases: gás natural,

óleo e água salgada. Além desses componentes principais, a mistura contém alguns contaminantes dispersos como o gás sulfídrico ( $H_2S$ ) e o dióxido de carbono ( $CO_2$ ), seja na fase gasosa ou dissolvidos na fase líquida. No interior do reservatório, as três fases são encontradas separadas em função da imiscibilidade e diferença de densidade dos constituintes.

De acordo com Silva *et al.* (2007), a forte agitação decorrente do processo de elevação e o intenso cisalhamento causado pela despressurização da válvula *choke*, provoca a mistura das substâncias que resultam em emulsões do tipo água-óleo; ou seja, diminutas gotas de água dispersas em óleo.

O óleo e o gás são as frações de alto valor agregado da mistura multicomponente e, portanto, devem ser previamente separadas por meio de tecnologias de separação trifásica. Essa etapa é denominada separação primária de fluidos e tem como objetivo a separação do gás, óleo e água. Após a separação trifásica das correntes de fluido, ocorre o tratamento individual de cada fase. O gás natural, em particular, segue para a etapas de “Condicionamento e processamento” para que atinja as especificações de consumo requeridas pela ANP (ANP - Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis).

Nem todo o gás produzido pelas plantas de processamento é convertido em combustível útil. Segundo Silva *et al.* (2007), parte do gás natural é consumido nas instalações de produção para: elevação artificial (*gas lift*), recuperação secundária (injeção em poços), geração de energia interna. A parcela comercializável de gás natural é destinada aos seguintes mercados: residencial, automotivo e industrial.

Os campos de exploração que contêm grandes frações de contaminantes ( $H_2S$  e  $CO_2$ ) não possuem tecnologia capaz de separá-los da mistura de gás natural, inviabilizando a comercialização da parcela de combustível útil ( $CH_4$ ); ver Willems (2009). Portanto, há a necessidade de desenvolver métodos mais baratos e eficientes para a coleta do gás natural.

Os antigos poços do Mar do Norte, os quais datam da década de 30, são enriquecidos de  $H_2S$  e  $CO_2$  em níveis de concentração na ordem de 70% do volume total do gás. A comercialização de gás natural proveniente desses poços é economicamente inviável, tendo em vista as atuais tecnologias de separação.

Nos poços do Pré-Sal, os gases provenientes da separação trifásica ( $CH_4$  e  $CO_2$ ) estão sendo reinjetados nos reservatórios geológicos para redução da potência

de bombas e compressores. No entanto, esse método favorece a contaminação de poços ricos em componentes de gás natural. Dessa forma, a aplicação de uma técnica capaz de promover a recuperação do gás natural e separação das frações indesejadas, antes do processo de reinjeção do poço, é de grande interesse econômico para o vigente cenário da indústria de óleo e gás.

Sob essa perspectiva, o presente trabalho propõe o desenvolvimento de uma nova técnica de separação do gás natural em plantas de processamento primário por meio da ação centrífuga de separação.

## 1.1 Objetivos

O objetivo geral do presente trabalho é apresentar uma proposta para separação do gás natural por meio de escoamentos com componentes centrífugas significativas, conhecido como *swirling flows*. Para realizar esse objetivo, propõe-se:

- ✓ revisão detalhada sobre gás natural e seu processo produtivo com ênfase na etapa de “Condicionamento e processamento”;
- ✓ estudo das três tecnologias usuais para separação primária na indústria óleo e gás;
- ✓ modelagem preliminar do escoamento do tipo *swirl* e das forças atuantes em gotas para gerar as dimensões preliminares do equipamento de separação.

## 1.2 Estruturação do trabalho

Este trabalho é estruturado em oito capítulos. O presente capítulo aborda a motivação, justificativa, objetivo e estruturação deste estudo. O capítulo 2 tem como propósito esclarecer a importância do gás natural como fonte de energia primária na matriz energética; além de discutir justificativas para o uso do gás natural como combustível alternativo. Em seguida, o capítulo 3 apresenta os conceitos fundamentais do gás natural, que abrange: histórico, definição, classificação e características. Em sequência, o capítulo 4 aborda a origem e as especificações dos fluidos presentes nos reservatórios geológicos. O capítulo 5 descreve a cadeia de produção de gás natural, com ênfase para a etapa de “Condicionamento e



processamento”. O capítulo 6 apresenta a configuração da bancada experimental utilizada para gerar escoamentos do tipo líquido-gás. O capítulo 7 trata da modelagem preliminar das equações para o cálculo do comprimento da tubulação necessária para gerar o escoamento do tipo *swirl* a ser estudado na bancada de testes. Por fim, no capítulo 8 são relatadas às considerações finais, conclusões e sugestões para trabalhos futuros.

## **2 O GÁS NATURAL COMO COMBUSTÍVEL DO FUTURO**

A utilização da energia tem como consequência inevitável alguma forma de dano ambiental seja na sua exploração ou no seu consumo. A queima de combustíveis fósseis como os derivados do petróleo e o carvão são as principais causas da poluição do ar, chuva ácida e efeito estufa (Gomes, p.14, 2006).

Este capítulo relata o atual panorama energético e ambiental acerca da pressão de órgãos regulamentadores para que governos e entidades privadas adotem soluções energéticas que visem avanço tecnológico e ao mesmo tempo, prezem pela redução na emissão de poluentes atmosféricos. Sob esse aspecto, o gás natural é indicado como o combustível do futuro.

A compreensão dos tópicos abordados a seguir será pertinente para a construção dos objetivos propostos pelo vigente estudo.

### **2.1 Panorama Energético**

No decorrer desta seção será discutido conceitos fundamentais sobre energia e será apresentada a matriz energética mundial.

#### *2.1.1 Energia: conceitos e classificação*

A energia é um dos vetores que permite o acesso ao desenvolvimento econômico e a progressão social, uma vez que ela se constitui em um dos principais fatores de produção (Gomes, p. 13, 2006). Ou seja, pode-se dizer que a energia é fator determinante para a evolução da sociedade.

Denominam-se recursos energéticos as reservas ou fluxos de energia disponíveis na natureza e que podem ser usadas para atender às necessidades humanas, podendo ser classificadas essencialmente como recursos fósseis ou como recursos renováveis (Viana *et al.*, p. 22, 2012).

Os recursos fósseis provêm do acúmulo de matéria orgânica armazenada desde épocas geológicas e compreendem o petróleo, carvão mineral, gás natural e o xisto betuminoso. As reservas de energia fóssil são finitas, ou seja, diminuem à medida que são consumidas.

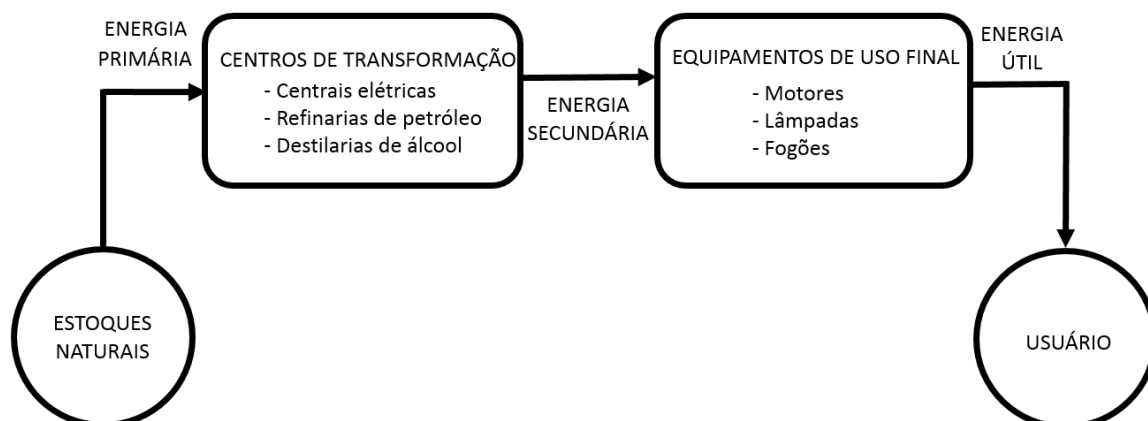
Os recursos energéticos renováveis são dados por fluxos naturais. Como ocorre na energia solar, em suas distintas formas, como na energia hidráulica, na energia eólica, na energia das ondas, do mar e da biomassa, que na escala das realizações humanas existe e não deve se esgotar (Viana *et al.*, p. 22, 2012).

De acordo com Gomes (2006), a energia pode ser classificada conforme sua fonte: convencional ou não convencional. Como fontes energéticas convencionais podem ser citados: petróleo, gás natural, carvão, hidráulica e biomassa. São exemplos de fontes energéticas não convencionais: marés, ventos, onda, solar, xisto, geotérmica e fissão nuclear. A diferença entre as fontes de energia está no estágio de desenvolvimento tecnológico e aceitação pelos consumidores. As fontes convencionais são consolidadas no mercado quanto ao grau de tecnologia e aceitação pelos usuários.

Nem sempre uma disponibilidade energética está na forma como se necessita, mas, felizmente, a energia pode ser convertida e armazenada. Na acepção mais geral, os sistemas energéticos são constituídos de uma sequência de processos, através dos quais progressivamente obtém-se, converte-se e, eventualmente, armazena-se energia da natureza, visando sua adequação em termos de tempo e disponibilidade para atender aos diversos usos na sociedade (Viera *et al.*, p.25, 2012).

A Figura 1 ilustra a esquematização da conversão da energia ao longo do sistema energético.

Figura 1 – Sistema energético.



Fonte: Adaptado de Vieira (2012).

Conforme sua posição nessa cadeia de processos, denomina-se energia primária aquela fornecida pela natureza (hidráulica, petróleo ou a lenha), ela pode ser utilizada diretamente ou convertida em outra forma energética antes do uso (Gomes, p. 14, 2006).

A energia secundária abrange a parcela convertida de energia primária a qual visa aumentar sua densidade energética e facilitar o transporte, armazenamento e adequação ao uso. A eletricidade, derivados do petróleo (diesel), álcool são exemplos de energia secundária.

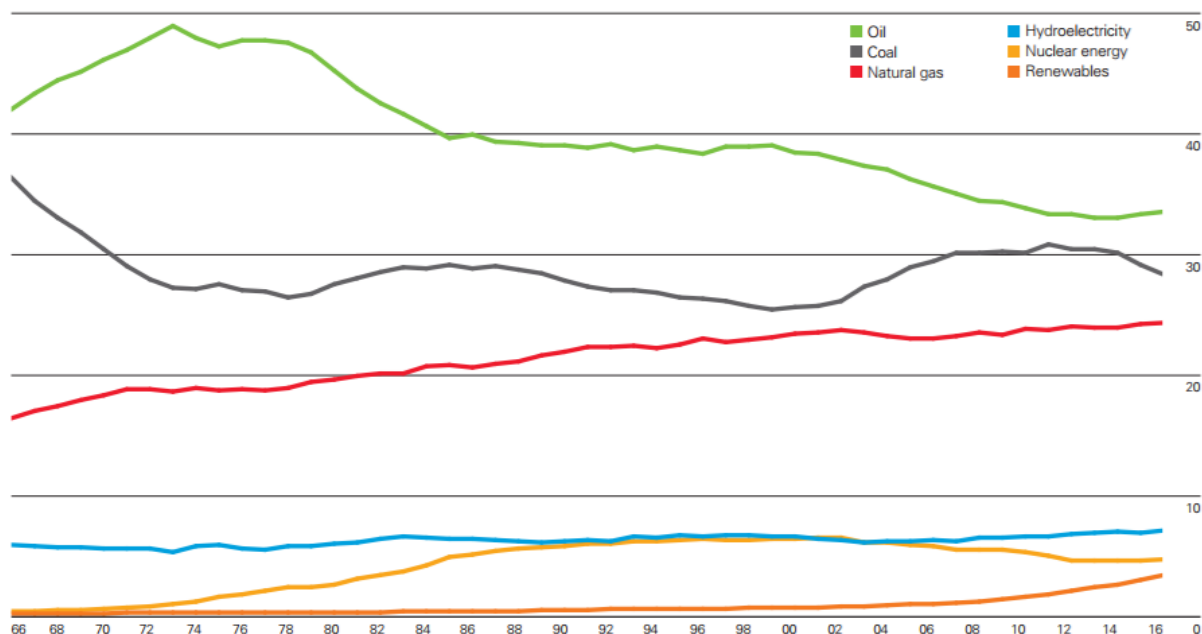
Após apresentado conceitos fundamentais acerca da energia, pode-se dar início a análise subsequente: matriz energética mundial. O tópico a seguir expõe informações relevantes sobre o consumo da energia ao redor do mundo.

### 2.1.2 Matriz Energética Mundial

Matriz energética é toda energia disponibilizada para ser transformada, distribuída e consumida nos processos produtivos, é uma representação quantitativa da oferta de energia, ou seja, da quantidade de recursos energéticos oferecidos por um país ou por uma região (SIGNIFICADOS, 2017).

A Figura 2 apresenta o consumo de energia dos últimos 50 anos. Destacam-se como principais fontes de energia primária: petróleo, carvão, gás natural, hidrelétrica, nuclear e renováveis.

Figura 2 – Gráfico do consumo de energia primária no mundo (porcentagem *versus* anos).

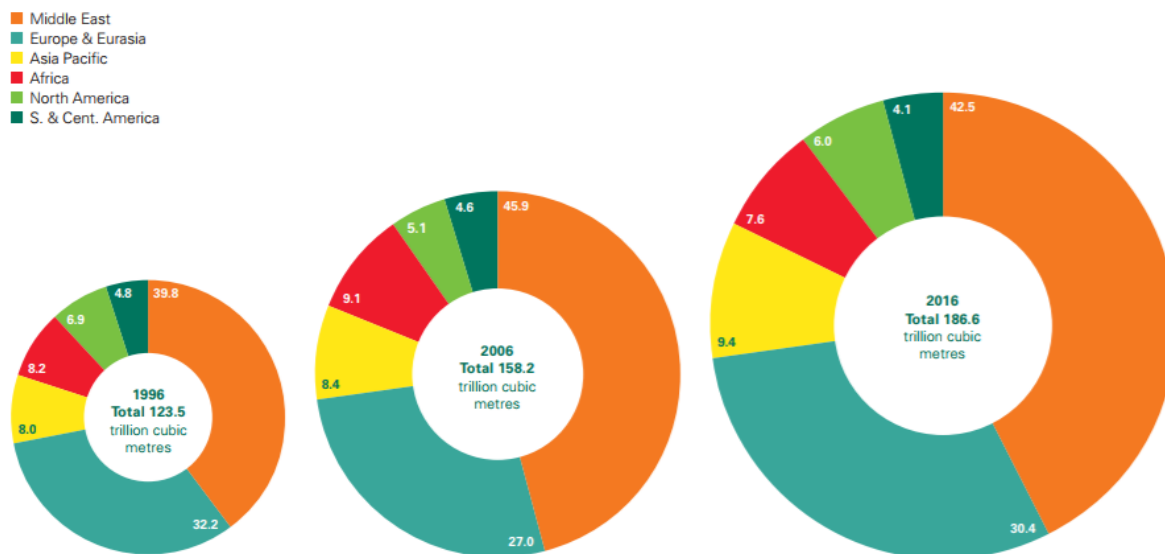


Fonte: British Petroleum (2017).

Percebe-se que o petróleo continua a ser o principal combustível do mundo. De acordo com British Petroleum (2017), o petróleo representa cerca de um terço de toda a energia consumida no mundo. A participação de mercado do carvão caiu para 28,1% - o menor nível desde 2004. No entanto, desde os anos 60 o consumo de gás natural cresce de maneira vertiginosa, ou seja, o gás natural deixa de ser um subproduto do petróleo e se torna uma fonte primária de energia.

A Figura 3 apresenta a distribuição das reservas provadas de gás natural nos últimos 20 anos. Observa-se que a produção mundial de gás natural atingiu o equivalente a 186,6 trilhões de metros cúbicos no ano de 2016 um aumento de 33,8% em relação ao ano de 1996.

Figura 3 – Distribuição das reservas provadas em nos anos de 1996, 2006 e 2016.



Fonte: British Petroleum (2017).

O consumo e a comercialização de gás natural cresceram constantemente ao longo das últimas duas décadas, e o gás natural reforçou sua posição no mix energético mundial (Mokhatab, p. 1, 2014).

Sua popularidade como fonte de energia deve crescer substancialmente no futuro porque o gás natural pode ajudar a alcançar dois objetivos energéticos importantes para o século XXI: fornece os serviços e fontes de energia sustentáveis necessários para o desenvolvimento social e econômico, além de reduzir os impactos adversos sobre o clima global e meio ambiente em geral (Mokhatab, p. 1, 2014).

## 2.2 Panorama Ambiental

Esta seção tem por finalidade contextualizar os principais órgãos e convenções existentes, em âmbito internacional, que debatem o desenvolvimento de medidas favoráveis às questões ambientais nas diversas atividades humanas, em especial, ao transporte marítimo.

Em um primeiro momento, será apresentada a Conferência das Partes (COP) e discutido seus principais protocolos. Posteriormente, o estudo das questões ambientais será dirigido para o âmbito marítimo, onde será apresentada a Organização Marítima Internacional (IMO) e suas principais restrições quanto à

emissão de poluentes por navios. Por fim, será tratado o atual cenário acerca da poluição causada pelo transporte marítimo.

Ao final da leitura ficará evidente a crescente preocupação global quanto a redução na emissão de poluentes. Esse fato exige que governos e entidades privadas invistam em tecnologias para se adaptarem a nova realidade energética do século XXI.

### *2.2.1 Conferência das Partes (COP)*

A COP é o órgão de decisão supremo da Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC). Todos os Estados que são Partes na Convenção estão representados na COP e revisam a implementação da Convenção e quaisquer outros instrumentos legais que a COP adote além das decisões necessárias para promover a implementação efetiva da Convenção, incluindo os arranjos institucionais e administrativos (UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE, 2014).

De acordo com a UNFCCC (2014), o objetivo da Conferência é estabilizar a concentração de gases do efeito estufa (GEE) a um nível que evite interferências antropogênicas (induzidas por humanos) perigosas ao sistema climático do planeta. Trata-se de uma reunião de grande porte (sessões globais) na qual os países Parte discutem metas de combate aos impactos ambientais causados pelas mudanças climáticas.

Atualmente, a COP integra 197 países signatários, portanto, tem aderência praticamente mundial. O ANEXO A apresenta a divisão dos países signatários em dois grupos distintos: “Anexo I” (países desenvolvidos) e “Não Anexo I” (países em desenvolvimento).

A COP reúne anualmente os países membros em conferências mundiais. A Figura 4 ilustra, em ordem cronológica, as cidades que já sediaram as reuniões até o ano de 2015.

Figura 4 – Conferências das Partes: ano de realização e cidade onde foram sediadas (1995-2015).



Fonte: Ministério do Meio Ambiente (2017).

A primeira reunião da Conferência ocorreu em Berlim, no ano de 1995, e tratou sobre ações enérgicas quanto à mitigação do efeito estufa. A COP 1 integrou 117 países, os quais consentiram sobre a necessidade da criação de um protocolo que oficializasse o compromisso dos países desenvolvidos em reduzir as emissões de gases poluentes na atmosfera. Nessa Convenção, definiu-se que o prazo máximo para a apresentação desse documento seria de 2 anos.

Sendo assim, em 1997, durante a COP 3 ratificou-se o Protocolo de Quioto que vigorou, oficialmente, em 16 de fevereiro de 2005. Até o ano de 2010, 184 países aderiram ao Protocolo.

Seu principal objetivo é estabilizar a emissão de gases de efeito estufa na atmosfera e assim frear o aquecimento global e seus possíveis impactos (PORTAL BRASIL, 2010).

Reconhecendo que os países desenvolvidos são os principais responsáveis pelos níveis elevados de emissões de GEE na atmosfera, como resultado dos mais de 150 anos de atividade industrial, o protocolo impõe uma grande tarefa às nações



desenvolvidas sob o princípio de "Responsabilidades comuns, porém diferenciadas " (PORTAL BRASIL, 2010).

Os países em desenvolvimento não tiveram de se comprometer com metas específicas, mas, como signatários do Protocolo, precisavam manter a ONU informada sobre seu nível de emissão e buscar meios para reduzir as mudanças climáticas (SIGNIFICADOS, 2011).

Os gases cujas emissões devem ser reduzidas, conforme o Protocolo de Quioto, são: dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), óxido nitroso (N<sub>2</sub>O), metano (CH<sub>4</sub>), hidrofluorcarboneto (HFC), perfluorcarboneto (PFC) e o hexafluor sulfuroso (SF<sub>6</sub>).

De acordo com "ONU – Protocolo de Kyoto" (Instituto ATWHH, 2008), a redução das emissões deve ocorrer nas diversas atividades econômicas e os países membros devem cooperar entre si e promover as seguintes ações:

- ✓ reformar os setores de energia e transportes;
- ✓ promover o uso de fontes energéticas renováveis;
- ✓ eliminar mecanismos financeiros e de mercado inapropriados aos fins da Convenção;
- ✓ limitar as emissões de metano no gerenciamento de resíduos e dos sistemas energéticos;
- ✓ proteger florestas e outros sumidouros de carbono.

Para que haja cumprimento da redução de emissões de GEE, o Protocolo propõe três Mecanismos de Flexibilização: Implementação Conjunta, Comércio de Emissões e Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (PORTAL BRASIL, 2010).

A Implementação Conjunta, definida no artigo 6 do Protocolo, é um incentivo a implementação de projetos que diminuam as emissões de GEE em países do "Anexo I" cuja economia seja de transição.

O Comércio de Emissões está previsto no artigo 17 do Protocolo de Quioto e permite que os países Parte negociem seus respectivos excedentes da meta de emissão. Desse modo, os países que não alcançarem sua meta de redução podem utilizar o excedente de redução de outro país que tenha alcançado tal condição.

O Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), definido no artigo 12 do Protocolo, assiste aos países pertencentes ao grupo "Não Anexo I". Essa ferramenta

estratégica consiste em apoio a projetos que visem a redução da emissão de GEE. Os países desenvolvidos são incentivados a investir em projetos de energia renovável ou alternativa nos países em desenvolvimento.

O Protocolo de Quioto abrange dois períodos. O primeiro período do compromisso iniciou em 2008 e finalizou em 2012. Nesse primeiro momento, ficou acordado que os países desenvolvidos deveriam reduzir a emissão de gases poluentes, até o ano de 2012, em no mínimo 5,2% em relação aos níveis emitidos em 1990.

Em 2012, na cidade de Doha (Qatar), adotou-se um pacote de políticas que cria um segundo período para o Protocolo de Quioto, denominado “Emenda de Doha ao Protocolo de Kyoto”.

De acordo com a UNFCCC (2014), a emenda inclui:

- ✓ novos compromissos para os países do Anexo I do Protocolo de Quioto que concordaram em assumir compromissos no segundo período (2013 - 2020);
- ✓ lista revisada de gases do efeito estufa (GEE) a serem informados pelas Partes no segundo período;
- ✓ alterações em diversos artigos do Protocolo de Quioto a serem atualizadas no segundo período.

Durante o segundo período de compromisso, as Partes se comprometeram a reduzir as emissões de GEE em pelo menos 18% abaixo dos níveis de 1990 entre os anos de 2013 a 2020. A composição das Partes no segundo período de compromisso é diferente da primeira (UNFCCC, 2014).

Conforme “Entenda o que foi acordado na conferência do clima em Doha” (G1, 2016), outra alteração para o segundo período do Protocolo é a proibição de venda dos *hot airs* - quantidade de gases que um país desenvolvido deixou de cortar, e para que alcançasse sua meta de redução, poderia ser vendida para outro país em forma de autorizações de emissões.

Determinou-se um cronograma de discussões em torno do novo tratado internacional. Segundo os documentos da ONU, a partir de 2013 seria desenhado o novo plano. O acordo teria que ser concluído até o ano de 2015 para ser apresentado e aprovado na COP 21.

Sendo assim, em 2015, ocorreu a COP 21, na cidade de Paris onde o documento, denominado Acordo de Paris, foi assinado por 195 países. Até maio de 2017, 147 países ratificaram o documento. Dentre eles os Estados Unidos e a China – maiores produtores de GEE.

Os países desenvolvidos devem estar à frente e estabelecer objetivos de redução das emissões em valores absolutos. Ao contrário do Protocolo de Quioto, antecedente a este Acordo, as emissões dos países em desenvolvimento são vistas como relevantes na luta contra o aquecimento global (PUBLICO, 2017).

Conforme descrito em “Adoção do Acordo de Paris” (Nações Unidas Convenção Quando sobre Mudança do Clima, p. 26 2015), o Acordo objetiva fortalecer a resposta global à ameaça das mudanças climáticas. Para isso, os países Parte devem se comprometer em manter o aumento da temperatura média global bem abaixo de 2°C, ou seja, acima dos níveis pré-industriais, e buscar esforços para limitar o aumento da temperatura a 1,5°C.

O Brasil foi um dos primeiros países a confirmar participação no Acordo de Paris. Com a ratificação, assumiu o objetivo de cortar as emissões de GEE em 37% até 2015, com indicativo de redução de 43% até 2030 – em comparação aos níveis de 2005 (PORTAL BRASIL, 2016). Para atingir essas metas, o país se comprometeu a aumentar a participação de fontes renováveis na matriz energética e recuperar áreas desmatadas.

A COP 22 ocorreu no ano de 2016, na cidade de Marrakesh, no Marrocos. A 22ª conferência teve por objetivo regulamentar os detalhes sobre o Acordo de Paris. Os países membros reafirmaram o compromisso de reduzir o aquecimento global e construir uma agenda de trabalho para chegar a esse objetivo em 2 anos.

O Quadro 1 apresenta um resumo dos principais acordos discutidos previamente.

Quadro 1 – Principais acordos ratificados nas reuniões da COP.

<b>COP</b>	<b>Ano</b>	<b>Documento Ratificado</b>	<b>Medida</b>
COP 3	1997	Protocolo de Quioto	→ Países desenvolvidos devem reduzir a emissão de GEE até o ano de 2012 em 5,2% em relação às emissões de 1990.

COP 18	2012	Emenda de Doha	→As Partes se comprometeram em reduzir a emissão de GEE, entre os anos de 2013 e 2020, em pelo menos 18% em relação aos níveis de 1990.
COP 21	2015	Acordo de Paris	→ Limitar o aumento da temperatura média global em bem menos de 2°C e limitar o aumento da temperatura a 1,5°C, em relação aos níveis pré-industriais.  → O Brasil irá reduzir as emissões de GEE em 37% até 2025 e 43% até 2030, em relação as emissões de 2005.

Fonte: A autora (2017).

Após análise do Quadro 1, observa-se a crescente preocupação dos países membros em vigorar medidas cada vez mais enérgicas quanto às questões ambientais.

### 2.2.2 Organização Marítima Internacional (IMO)

A Organização Marítima Internacional (IMO) é a agência especializada das Nações Unidas responsável pela segurança do transporte marítimo e pela prevenção da poluição marinha pelos navios (INTRODUCTION TO IMO, 2017).

Desde meados do século XIX, diversos países propunham a criação de um órgão internacional permanente que regesse a segurança marítima de forma eficaz. Em 1948, uma conferência internacional em Genebra adotou uma convenção que instituiu formalmente a IMCO (Organização Consultiva Marítima Intergovernamental) que, posteriormente, em 1982 foi renomeada IMO. Atualmente, a IMO integra 169 estados membros.

A primeira tarefa da IMO foi adotar uma nova versão da Convenção Internacional para a Segurança da Vida no Mar (SOLAS), o mais importante de todos os tratados de segurança marítima. Embora a segurança tenha sido e continue sendo a responsabilidade mais importante da IMO, um novo problema começou a surgir: a poluição (BRIEF HISTORY OF IMO, 2017).

A Convenção Internacional para Prevenção da Poluição por Navios (MARPOL) é a principal convenção internacional que abrange a prevenção da poluição do meio marinho por navios de causas operacionais ou acidentais (INTERNATIONAL CONVENTION FOR THE PREVENTION OF POLLUTION FROM SHIPS, 2017).

O Anexo VI da MARPOL, adotado em 1997, estabelece os limites de emissões de óxido de enxofre ( $\text{SO}_x$ ) e óxido de nitrogênio ( $\text{NO}_x$ ) dos gases de escape do navio e proíbe as emissões deliberadas de substâncias que destruam a camada de ozônio.

No ano de 2005, houve uma revisão do Anexo VI da MARPOL cujo objetivo era fortalecer os limites de emissão e fomentar o desenvolvimento tecnológico.

De acordo a IMO (PREVENTION OF AIR POLLUTION FROM SHIPS, 2017), as principais mudanças no Anexo VI tratam da redução progressiva, em âmbito global, nas emissões de  $\text{SO}_x$ ,  $\text{NO}_x$  e partículas. Além disso, houve a introdução de áreas de controle de emissão, denominadas ECAs, com intuito de reduzir as emissões de poluentes atmosféricos nas áreas marítimas designadas.

Segundo dados apresentados em *Sulphur Emission Control Areas* (HALL MARKET FUELS, 2015), as regiões que compreendem as ECAs são: Mar Báltico, Mar do Norte, áreas costeiras dos Estados Unidos e Canadá e o Mar do Caribe (em torno de Porto Rico e Ilhas Virgens). A Figura 5 ilustra as áreas de controle de emissão.

Figura 5 – Áreas de controle de emissão (ECAs).



Fonte: Hall Mark Fuels (2015).

A seguir estão descritos os poluentes que preocupam cada área da ECA bem como a data na qual os armadores deverão cumprir os limites de emissão.

Quadro 2 – Áreas Controle de Emissão.

<b>ECA</b>	<b>Emissão</b>	<b>Com efeito a partir de</b>
Mar Báltico	SO <sub>x</sub>	19 maio 2006
Mar do Norte	SO <sub>x</sub>	22 novembro 2007
América do Norte	SO <sub>x</sub> , NO <sub>x</sub>	1 agosto 2012
Mar do Caribe	SO <sub>x</sub> , NO <sub>x</sub>	1 janeiro 2014

Fonte: LNG Bunkering (2012).

Conforme apresentado no Quadro 2, a região costeira da América do Norte e do Caribe são designadas, de acordo com o Anexo VI da MARPOL, como Áreas de Controle de Emissão de SO<sub>x</sub> (SECAs) e Áreas de Controle de Emissão de NO<sub>x</sub> (NECAs). Enquanto os mares Báltico e do Norte são caracterizados apenas como SECAs.

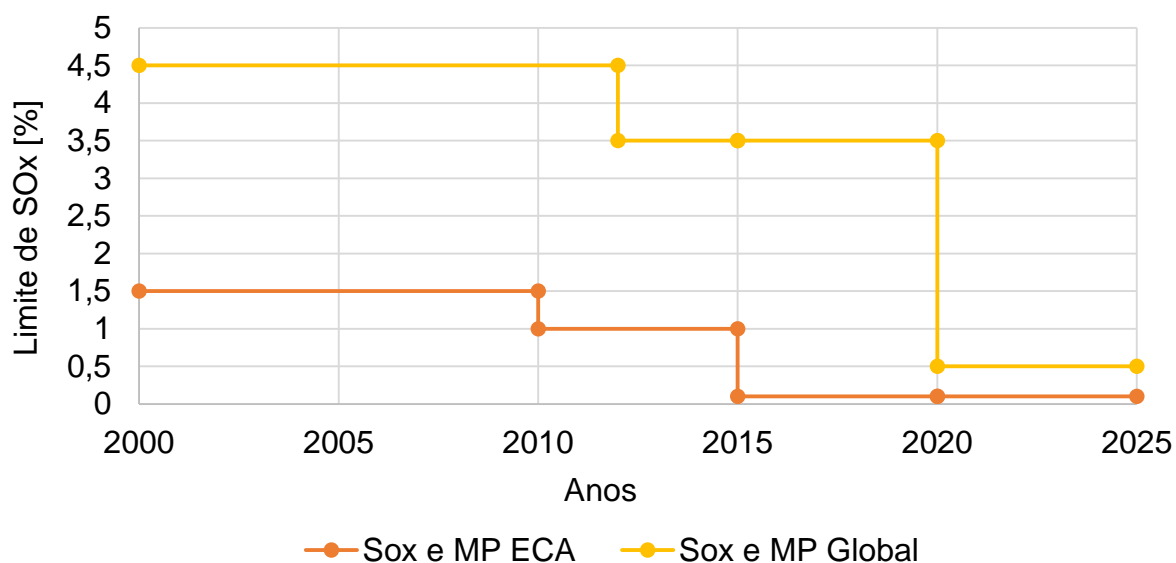
Segundo Transporte de paradigma no transporte marítimo (2017), o limite global de enxofre será reduzido de 3,5% para 0,5% a partir de janeiro de 2020. Os limites aplicáveis nas ECAs para SO<sub>x</sub> e partículas foram reduzidos para 0,10% a partir de 1 de janeiro de 2015. O Quadro 3 a seguir expõe os limites de emissão de SO<sub>x</sub> e material particulado a nível global.

Quadro 3 – Limites de Emissão de SO<sub>x</sub> e material particulado entre áreas pertencentes a ECA e não ECA.

<b>Área não pertencente a ECA</b>	<b>Área pertencente a ECA</b>
4,5% m/m até 1 janeiro 2012	1,5% m/m até julho 2012
3,5% m/m após 1 janeiro 2012	1% m/m após 1 julho 2010
0,5% m/m após 1 janeiro 2020	0,1% mm após 1 janeiro de 2015

Fonte: Transporte de paradigma no transporte marítimo (2017).

Na Figura 6, está ilustrada a comparação visual entre os limites de emissão de SO<sub>x</sub> e material particulado em regiões ECA e demais regiões do globo, previamente relatados no Quadro 3.

Figura 6 - Gráfico de emissão de SO<sub>x</sub> nas áreas ECAs e não ECAs.

Fonte: Adaptado de Mudança de paradigma no transporte marítimo (2013).

A IMO também reforçou as normas relativas às emissões de NO<sub>x</sub>, através do Anexo VI da MARPOL, com uma redução de 16 a 22% a partir de 2011, em comparação aos níveis de 2000, e uma redução de 80% em 2016 (TRANSPORTE MARÍTIMO GLOBAL, 2013).

Enquanto o limite de enxofre (SO<sub>x</sub>) é aplicado a toda a frota, o limite de emissão de óxidos de nitrogênio (NO<sub>x</sub>) varia mediante certos critérios. Conforme *Nitrogen oxides – Regulation 13* (INTERNATIONAL MARITIME ORGANIZATION, 2017), os requisitos de controle de NO<sub>x</sub> se aplica à motores diesel marinho instalados com potência de saída superior a 130 kW. Diferentes níveis (Tiers) de controle se aplicam com base na data de construção do navio.

Os motores marítimos instalados em navios construídos entre início da década de 90 e os anos 2000 devem cumprir os limites de emissão da Tier I enquanto os motores instalados em navios construídos a partir de 2011 não devem exceder os limites de emissão Tier II (Motta, p. 29, 2015).

A Tier III, apresenta padrões mais rigorosos, e aplica-se apenas aos navios construídos a partir de 2016 e que operam em ECAs que limitam a emissão de NO<sub>x</sub>. Fora dessa região a Tier II é vigente.

Em cada Tier, o valor de emissão limite é determinado a partir da velocidade nominal do motor. O Quadro 4 expõe os limites de emissão de SO<sub>x</sub> e material particulado a nível global.

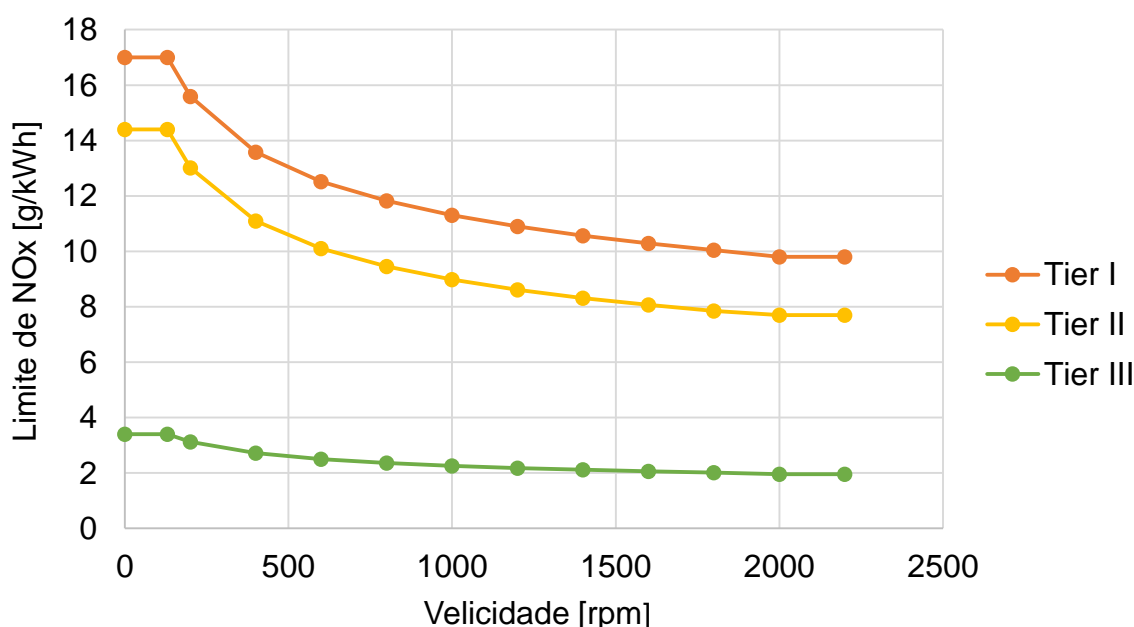
Quadro 4– Limites de Emissão de NO<sub>x</sub>.

Tier	Instalação dos novos motores	NO <sub>x</sub> [g/kWh]			Redução comparada à Tier I
		n < 130	130 ≤ n < 2000	n ≥ 2000	
Tier I	De 1 janeiro 2000 a 1 janeiro 2011	17,0	45.n <sup>-0,2</sup>	9,8	-
Tier II	Após 2 janeiro 2011	14,4	44.n <sup>-0,23</sup>	7,7	15-25%
Tier III	Flexível, mas somente quando se opera em NECAs	3,4	9.n <sup>-0,2</sup>	1,96	80%

Fonte: Adaptado de Transporte Marítimo Global (2013).

Na Figura 7, está ilustrada a comparação visual entre os limites de emissão de NO<sub>x</sub> em relação a velocidade a velocidade do motor de cada Tier, previamente relatados no Quadro 4.

Figura 7 – Gráfico comparativo entre as Tier I, II e III.



Fonte: Adaptado de Transporte Marítimo Global (2013).

Após a análise das informações apresentadas, verifica-se a tendência de revisões e implementação de regulamentos cada vez mais rigorosos a favor das



questões climáticas. A redução na emissão de poluentes por navios, em especial  $\text{SO}_x$ ,  $\text{NO}_x$  e materiais particulados é uma preocupação crescente da IMO.

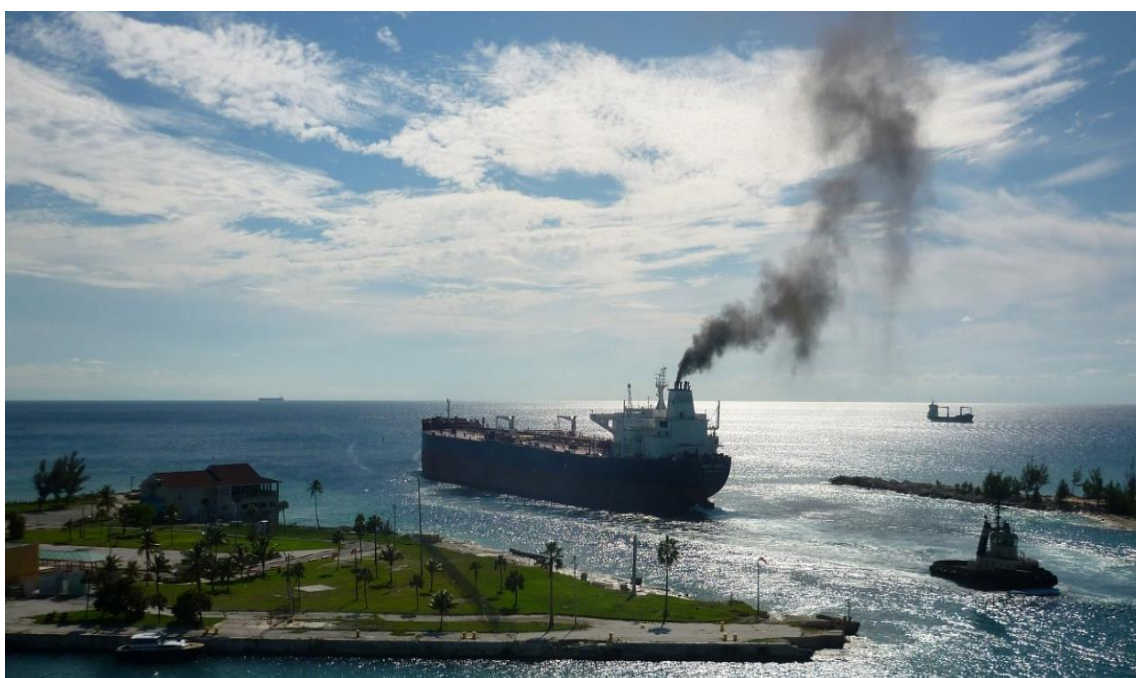
### 2.2.3 A poluição causada pelo transporte marítimo

O transporte marítimo movimentava 90% das mercadorias de todo o mundo (...) Cerca de 70 mil navios mercantes cruzam os oceanos todos os dias, incluindo navios porta-contentores, navios petroleiros, navios de carga geral, carga a granel e linhas de cruzeiro. Essa indústria produz mais de um bilhão de toneladas de emissões por ano. (Sardinha, p. 4, 2013).

Por meio dos acionadores principais e pelo sistema de geração de eletricidade dos navios, o transporte marítimo contribui significativamente para a poluição do ar. Os motores marítimos através do processo de combustão queimam os combustíveis derivados do petróleo para produzir energia necessária para a propulsão e funcionamento dos navios (Motta, p. 24, 2015).

A poluição atmosférica provocada pelo transporte marítimo (Figura 8) se manifesta através da emissão de gases do efeito estufa (GEE) por navios, tais como:  $\text{CO}_2$ ,  $\text{NO}_x$ ,  $\text{SO}_x$  e MP (material particulado).

Figura 8 – Poluição atmosférica causada por navios.



Fonte: Maritime Journal (2013).

O transporte marítimo é atualmente responsável por mais de 3% das emissões globais de CO<sub>2</sub>. As emissões totais deste setor continuam a aumentar e podem chegar a 5% até 2050 (Sardinha, p. 4, 2013).

De acordo com *Mortality from ship emissions: a global assessment* (Corbett et. al., 2007), a emissão de material particulado proveniente do transporte marítimo contribui com cerca de 60.000 mortes por ano, ao redor do globo, com impactos concentrados nas regiões costeiras das principais rotas comerciais. A maior taxa de mortalidade é observada na Ásia e na Europa, onde há uma grande densidade populacional exposta a altas concentrações de MP. Os óbitos estão relacionados a doenças cardiopulmonares e cancerígenas.

Anualmente os navios emitem de 1,2 a 1,6 milhões de toneladas métricas (Tg) de MP; de 4,7 a 6,5 Tg de SO<sub>x</sub> e de 5 a 6,9 Tg de NO<sub>x</sub>. Tais valores correspondem a 15% da emissão global de NO<sub>x</sub> e de 5 a 8% da emissão de SO<sub>x</sub> em escala mundial (Corbett, p. 1, 2007).

O estudo desmistifica a ideia de que as emissões vindas dos navios ficam nos oceanos e, portanto, a navegação deve apresentar assim como os veículos automotores, um controle rigoroso referente a poluição (Motta, p. 25, 2015).

Para atingirem os padrões previstos pelos regulamentos da MARPOL e entrarem em conformidade com a tendência global de redução da emissão de GEE os armadores podem optar pelas seguintes condições:

- ✓ investir em tecnologia de limpeza de gases de evacuação;
- ✓ consumir diesel com baixo teor de enxofre;
- ✓ substituir o diesel pela propulsão a GNL.

A opção de utilizar o gás natural para propelar navios é considerada o futuro do transporte marítimo dado que o GNL é um dos combustíveis alternativos mais limpos para atender as normas ambientais exigidas pela IMO. O emprego desse combustível pode reduzir consideravelmente a poluição provocada pela navegação e, portanto, contribuir para a qualidade do ar a nível global. (Motta, p. 31, 2015).

### **3 CONCEITOS FUNDAMENTAIS DO GÁS NATURAL**

Este capítulo aborda conceitos fundamentais acerca do gás natural. A seguir, discute-se a origem e o histórico de utilização do gás natural como fonte de energia útil, sua definição e composição, suas características e, por fim, os tipos de reservas de gás existentes na natureza.

#### **3.1 Origem e breve histórico do gás natural**

O gás natural é oriundo da decomposição pré-histórica de matéria orgânica – restos de terra, plantas aquáticas, animais e micro-organismos - acumulada a grandes profundidades nos solos terrestre e marítimo. Esse combustível fóssil, quando submetido a condições normais de temperatura e pressão, apresenta-se sob o estado gasoso.

Reservas de gás natural foram descobertas no Irã entre 6000 e 2000 a.C. O uso prático do gás natural remota aos chineses de 2500 anos atrás, que usavam tubos de bambu para coletá-lo das reservas naturais e transportá-lo até evaporadores a gás, onde era usado para ferver a água do oceano a fim de obter sal (Mokhatab, 2014).

O século XIX é considerado o ponto de partida da indústria do gás. No início do século XX, grandes quantidades de gás foram encontradas no Texas e Oklahoma e, na década de 1920, modernos tubos de aço sem emendas foram introduzidos. A resistência desse novo tubo, que poderia ser soldado, permitia que o gás fosse transportado sob pressões mais altas em trechos mais longos, e assim, em maiores quantidades (Mokhatab, 2014).

O crescimento constante do uso de gás marcou o início e meados do século XX. Mas foi a escassez de petróleo bruto, no final da década de 1960, que forçou as principais nações industriais a procurarem alternativas energéticas. Desde esses acontecimentos, o gás se tornou uma fonte energética central de combustível fóssil (Mokhatab, 2014).

### 3.2 O gás natural: definição, composição e classificação

No Brasil, o conceito de gás natural sofreu alterações ao longo do tempo. De acordo com a Maia (2011), a definição de gás natural estabelecida pela ANP no ano de 1997 (Lei nº 9.478/97), define o gás natural de maneira subjetiva tratando-o apenas como uma porção do petróleo.

É a porção do petróleo que existe na fase gasosa ou em solução no óleo, nas condições originais do reservatório, e que permanece no estado gasoso nas condições atmosféricas de pressão e temperatura (ANP, Lei nº9.478/97).

No ano de 2009, a “Lei do Gás”, implementada pela ANP, eleva o gás natural a um novo patamar. De acordo com Maia (2011), o gás natural deixa de ser um subproduto da indústria do petróleo e se torna uma fonte primária de energia.

Todo hidrocarboneto que permaneça no estado gasoso nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gasíferos, cuja composição poderá conter gases úmidos, secos e residuais (ANP, Lei nº 11.909/2009).

O gás natural é constituído por uma mistura complexa de hidrocarbonetos e não hidrocarbonetos - os denominados contaminantes. Embora seja constituído primordialmente por metano (CH<sub>4</sub>), quantidades significativas de etano (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>), propano (C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>), butano (C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>) e pentano (C<sub>5</sub>H<sub>12</sub>) podem existir em sua composição. O Quadro 5 apresenta seus principais constituintes.

Quadro 5 – Principais constituintes do gás natura.

Hidrocarbonetos	Não Hidrocarbonetos
CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub>
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	CO <sub>2</sub>
:	H <sub>2</sub> O
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	H <sub>2</sub> S
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	
C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	

Fonte: Adaptado de Maia (2007).

Os contaminantes são substâncias indesejadas na composição do gás natural, pois interferem na qualidade final do combustível. Eles são categorizados em três grupos distintos: inertes, vapor d'água e gases ácidos.

Os contaminantes inertes não apresentam reatividade química com os compostos e materiais da unidade exploradora, sendo o nitrogênio ( $N_2$ ) um exemplo desse contaminante.

Segundo Silva *et al.* (2001), a água ( $H_2O$ ) é a substância indesejada que causa maiores dificuldades para ser removida em razão da quantidade ou da forma (emulsionada) em que pode estar presente na fase líquida. A separação da água é crucial ao processamento do gás natural pois, além de não apresentar valor econômico, ela contém sais minerais e outras espécies químicas que promovem a corrosão e a formação de depósitos inorgânicos nas instalações de produção, transporte e refino.

Os gases ácidos são assim chamados por formarem uma solução de características ácidas na presença da água. Como exemplo, cita-se o gás carbônico ( $CO_2$ ), o gás sulfídrico ( $H_2S$ ) e demais compostos de enxofre (Maia, 2007).

O teor de hidrocarbonetos e contaminantes varia conforme o local de instalação do poço, ou seja, dois poços produtores da mesma jazida podem gerar gases com composições químicas distintas. Segundo Vieira (2005), isso ocorre devido a diferenças entre o tipo de matéria orgânica que lhe deu origem, aos processos naturais a que foi submetido, o processamento em unidades industriais dentre outros fatores. O Anexo B apresenta a composição típica do gás natural extraído em diversos estados brasileiros.

O gás natural pode ser classificado quanto à proporção de hidrocarbonetos, ao teor de líquido e, por fim, ao teor de gases ácidos presentes em sua composição. Em resumo, o gás natural é classificado conforme à:

- ✓ quantidade de metano: seco, úmido ou condensado;
- ✓ quantidade de líquido recuperável: rico ou pobre;
- ✓ concentração de gases ácidos: doce ou azedo.

De acordo com a proporção dos hidrocarbonetos mais pesados que o metano, diferentes tipos de gás natural (seco, úmido e condensado) podem ser encontrados

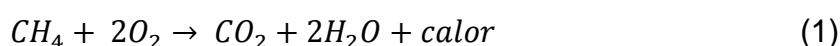
(Mokhatab, 2014). Denomina-se gás seco aquele cuja composição é majoritariamente constituída por metano após a remoção dos demais hidrocarbonetos. Quando outros hidrocarbonetos se fazem presentes, o gás natural é úmido, formando uma fase líquida durante a produção nas condições da superfície. O gás condensado é aquele cujo teor de hidrocarbonetos líquidos forma uma fase líquida no reservatório durante a produção no processo de esgotamento.

Segundo Mokhatab (2014), os termos “pobre” e “rico” se referem à quantidade de líquidos potencialmente recuperáveis.

Os termos “doce” e “azedo” são utilizados para classificar o gás natural conforme a presença de gases ácidos na mistura. O gás doce é aquele cuja concentração de H<sub>2</sub>S é insignificativa na solução, enquanto o gás azedo apresenta concentrações inaceitáveis desse contaminante. De acordo com Mokhatab (2014), o gás doce contém menos de 4 ppmv de gás sulfídrico. O gás carbônico pode ser tolerado em níveis mais altos, de 3 a 4%, desde que o valor calorífico do gás comercial seja satisfatório.

### 3.3 Propriedades do gás natural

Sabe-se que o gás natural é um combustível fóssil constituído majoritariamente por metano. A combustão completa do metano com excesso de ar é apresentada na Equação 1:



Nota-se que sua combustão completa libera como produtos o dióxido de carbono e a água, componentes não poluentes e não tóxicos (Poulallion, 1986).

O metano é mais leve que o ar pois apresenta uma densidade absoluta de 0,766 kg/m<sup>3</sup> à temperatura de 20°C e pressão de 1 atm (COMGAS, 2018). Devido a essa característica, o gás se dispersa rapidamente. Segundo Poulallion (1986), em termos de segurança, caso haja algum vazamento, basta a ventilação e evacuação do ambiente. O metano apresenta altos limites de inflamabilidade. As frações de mistura com o ar variam entre 5 e 15%. É comumente necessário um maior volume

de gás metano em misturas com o ar em relação aos demais hidrocarbonetos (Poulallion, 1986).

O gás natural é inodoro e invisível em condições normais. Cabe às companhias distribuidoras odorizá-lo para a segurança da população. Portanto, o gás natural é caracterizado como um combustível: não poluente e não tóxico, seguro e inodoro.

### **3.4 Tipos de reservas de gás natural**

O gás natural provém tanto de reservas “convencionais” quanto de reservas “não-convencionais”. Segundo Mokhatab (2014), o gás convencional é fácil de produzir, enquanto o gás não-convencional necessita de tecnologias mais expressivas.

O gás natural formado a partir do carvão, areais de gás compactado, folhetos de gás, aquíferos geopressurizados e hidratos de gás é denominado de gás não-convencional (Mokhatab, 2014). Apesar de apresentar grandes quantidades de gás natural, o gás não-convencional, é de difícil produção. Contudo, investimentos em novas tecnologias para o melhor aproveitamento dessa forma de gás vêm sendo empregados.

Segundo Mokhatab (2014), o gás convencional é particularmente formado por gás livre aprisionado em múltiplas zonas porosas nas formações rochosas. O gás natural convencional ocorre em reservatórios profundos na forma de gás associado ou gás não-associado. A Figura 9 ilustra de forma esquemática reservas de gás associado e não-associado.

Figura 9– Gás associado e gás não-associado.



Fonte: Cigás (2017).

O gás associado é caracterizado como todo aquele proveniente de um reservatório produtor de óleo e pode estar em solução na massa de óleo ou em estado livre, formando a denominada capa de gás. O gás não associado é caracterizado como todo aquele proveniente de um reservatório produtor de gás sendo ele quem dita a produção do reservatório (Mokhatab, 2014).

No Brasil, os reservatórios têm vocação para a produção de óleo. Ou seja, o gás natural nacional é do tipo associado – produzido junto ao reservatório de petróleo. O capítulo subsequente irá discutir sobre as reservas geológicas de petróleo, de onde provém a maior parte do gás nacional.



## 4 RESERVATÓRIOS GEOLÓGICOS

Este capítulo trata da caracterização dos fluidos presentes nos reservatórios geológicos de petróleo. A compreensão dos conceitos apresentados será pertinente para fundamentação dos capítulos subsequentes.

### 4.1 Origem e formação dos reservatórios

Existem diversas teorias a respeito da origem do petróleo. De acordo com Thomas (2001), sua origem provém da matéria orgânica depositada junto com sedimentos que, ao longo de milhões de anos, passou por uma série de condições termoquímicas apropriadas.

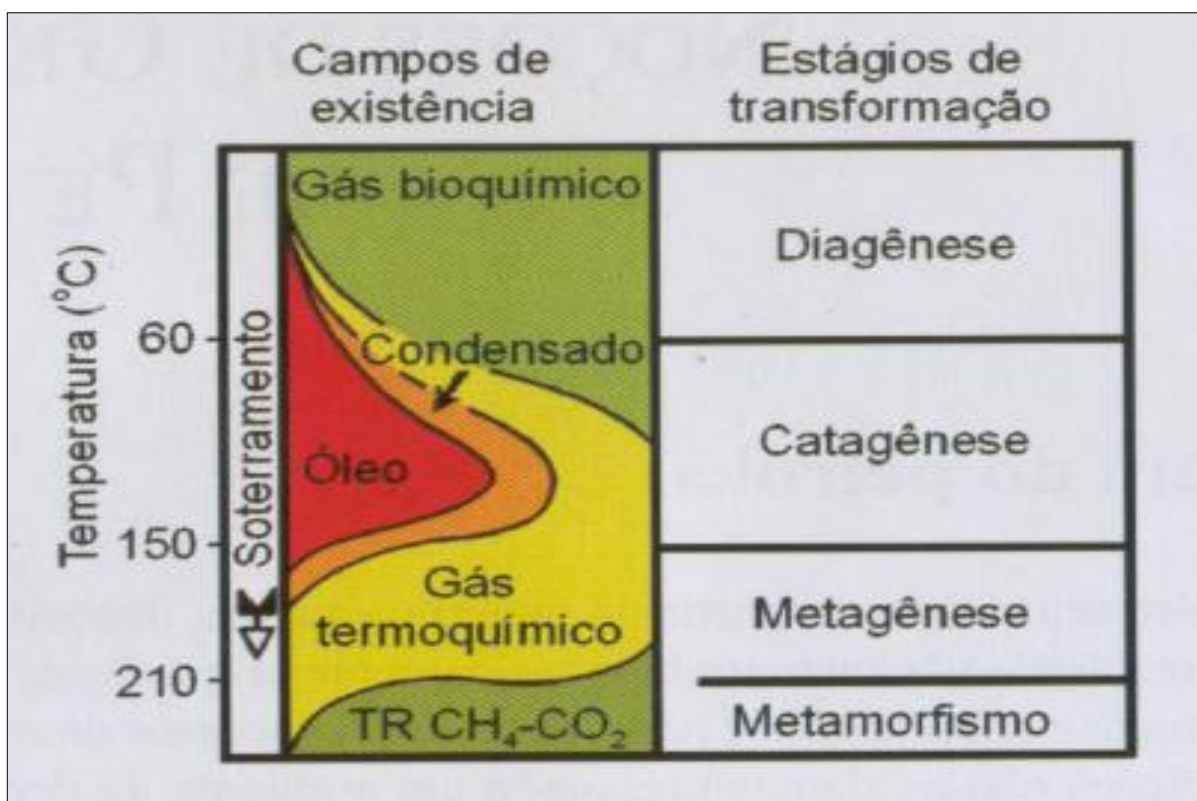
O tipo de hidrocarboneto gerado (óleo ou gás) é determinado pela constituição da matéria orgânica original e pela intensidade do processo térmico atuante sobre ela (Thomas, 2001).

Quando submetida a condições de temperatura e pressão adequadas, a matéria orgânica proveniente de fitoplâncton gera hidrocarboneto líquido; enquanto a matéria orgânica vegetal lenhosa, origina o hidrocarboneto gasoso. O processo de formação do petróleo é resumido em quatro estágios evolutivos: diagênese, catagênese, metagênese e metamorfismo.

Durante a diagênese, a atividade bacteriana ocorre sob temperaturas de até 65 °C e promove a reorganização celular da matéria orgânica que tem como produto o metano bioquímico. Ao atingir a temperatura de 165 °C ocorre a geração de hidrocarbonetos nos estados líquido e gasoso, esse estágio é denominado catagênese. Quando o processo avança a temperaturas da ordem de 210 °C, ocorre a formação de hidrocarbonetos líquidos e sua transformação em gás leve. Por fim, obtém-se o último estágio: metamorfismo. O incremento da temperatura degrada os hidrocarbonetos remanescentes e gera o gás carbônico, o grafite e resíduos de gás

metano. A Figura 10 ilustra o processo termoquímico da matéria orgânica que resulta na formação do petróleo.

Figura 10 – Transformação termoquímica da matéria orgânica e a geração do petróleo.



Fonte: Thomas (2001).

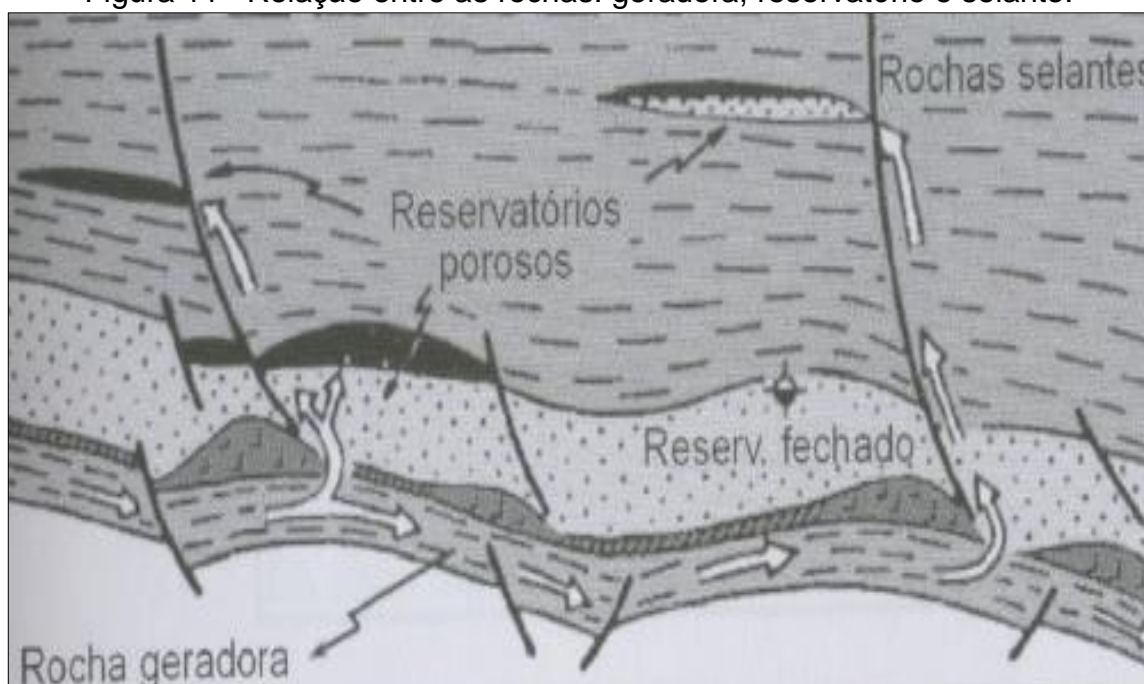
De acordo com Thomas (2001), entende-se que o processo de formação do óleo e do gás natural resulta da captura da energia solar através da fotossíntese além da transformação da matéria orgânica por meio do fluxo de calor oriundo do interior da Terra.

O petróleo é gerado em uma rocha dita fonte, ou geradora, e se desloca para outra, onde se acumula, dita reservatório (Thomas, 2001). O reservatório é basicamente uma camada de rochas porosas e permeáveis que está comprimida e selada ao seu redor por um outro tipo de rocha impermeável, denominada rocha selante. Dentro dos poros dessa camada de rochas permeáveis são acumulados a água e os hidrocarbonetos no estado gasoso ou líquido (gás e óleo, respectivamente).

Segundo Thomas (2001), a rocha selante funciona como uma barreira. As principais características dessa rocha são: a baixa permeabilidade e a plasticidade. A

baixa permeabilidade impede que o gás ou óleo acumulado nas rochas reservatório migrem em direção à superfície. A plasticidade lhe confere a capacidade de suportar esforços que podem causar deformação na rocha e com isso alterar sua condição selante. A Figura 11 apresenta, esquematicamente, a relação entre as rochas geradora, reservatório e selante.

Figura 11– Relação entre as rochas: geradora, reservatório e selante.



Fonte: Thomas (2001).

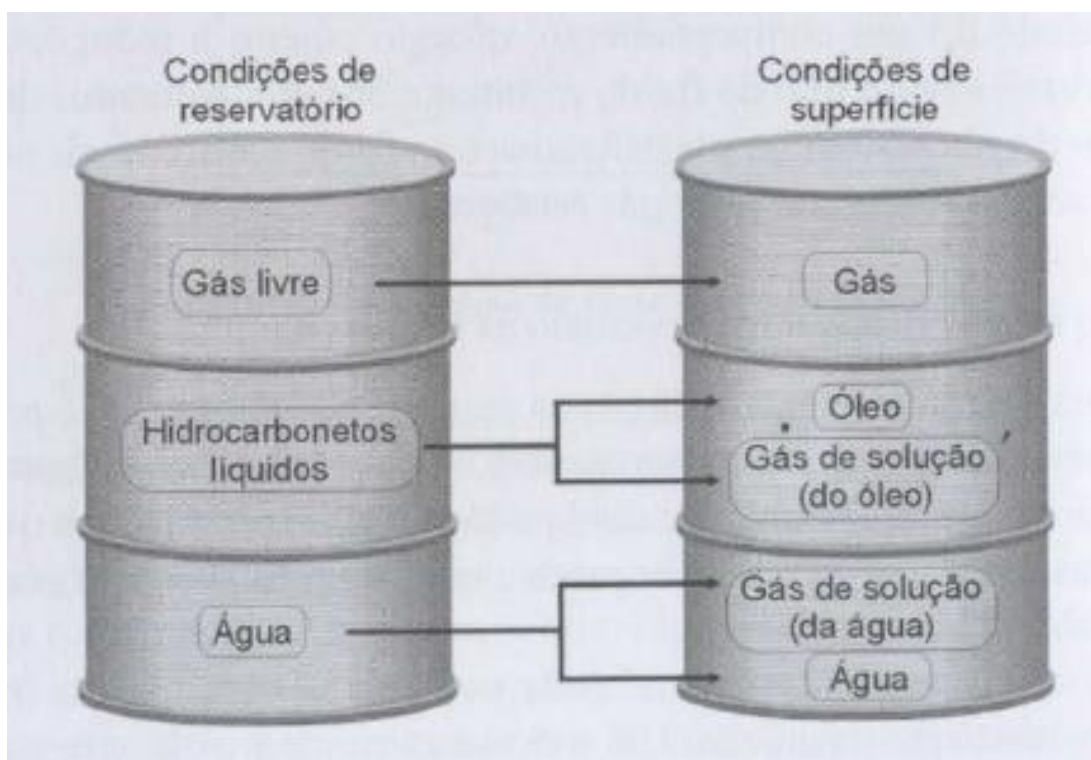
Conforme Thomas (2001), a disposição espacial das rochas geradora, reservatório e selante propiciam respectivamente a formação, o acúmulo e a prevenção do escape para a superfície do petróleo e do gás. Além disso, essa configuração favorece as condições de temperatura e pressão na rocha geradora e também contribui para a migração do óleo e do gás até as rochas do reservatório.

## 4.2 Fluidos produzidos nos reservatórios

Espera-se que um reservatório típico de óleo produza: óleo, gás natural e água (Thomas, 2001). Sendo assim, os reservatórios produzem uma vazão de produção de óleo, uma vazão de produção de gás e uma vazão de produção de água.

A Figura 13 apresenta, de maneira esquemática, a forma com que os fluidos se encontram nos reservatórios e, posteriormente, na superfície.

Figura 12 - Fluidos no reservatório e na superfície.



Fonte: Thomas (2001).

#### 4.2.1 Produção de óleo

Denomina-se óleo a parte dos hidrocarbonetos que permanece no estado líquido quando a mistura é levada para a superfície (Thomas, 2001). Não obstante, a produção de óleo pode ocorrer também a partir do gás, conhecido como gás natural liquefeito (LGN – *Liquified Natural Gas*). Segundo Thomas (2001), mesmo que a mistura se encontre em estado gasoso nas condições do reservatório, ainda assim, é possível obter líquido nas condições de superfície.

#### 4.2.2 Produção de gás

De acordo com Thomas (2001), o gás existe nas condições de superfície sob três formas distintas: gás, gás de solução do óleo e gás de solução da água. Essas formas provêm, respectivamente, das três condições existentes nos reservatórios: gás livre, hidrocarbonetos líquidos e água.

O gás provém da condição de gás livre. Define-se gás livre como hidrocarbonetos que, sob as condições de temperatura e pressão do reservatório, existe naturalmente no estado gasoso.

O gás que se encontra dissolvido no óleo, sob as condições do reservatório, e se vaporiza quando a mistura é levada para as condições de superfície, denomina-se gás de solução. Essa parcela de gás provém dos hidrocarbonetos líquidos encontrados nos reservatórios.

Por fim, o gás pode também ocorrer dissolvido em água. Segundo Thomas (2001), a notoriedade dessa parcela é desprezível e, portanto, não é considerada nos cálculos de produção.

#### *4.2.3 Produção de água*

Além das frações de hidrocarbonetos é comum um reservatório produzir água. A vazão de produção de água pode ocorrer a partir de três fontes: água gerada no interior dos reservatórios, aquíferos adjacentes às rochas ou devido à água injetada em projetos que visam a recuperação de óleo.

A água sempre está presente no interior dos reservatórios. No entanto, nem sempre sua quantidade, expressa por sua saturação é suficiente para que ela se desloque (Thomas, 2001). A saturação depende da rocha e dos fluidos nela contidos.

Existe um valor mínimo para que ocorra a saturação da água e provoque seu deslocamento. Se a saturação de água for igual a esse valor mínimo, não haverá fluxo, e portanto, não haverá produção de água a partir dessa rocha (Thomas, 2001).

## 5 A CADEIA DE PRODUÇÃO DO GÁS NATURAL NO BRASIL

Como tratado no capítulo anterior, o petróleo bruto extraído dos reservatórios geológicos consiste em uma mistura multicomponente formada por: óleo, gás, água, resíduos sólidos e substâncias contaminantes. Dessa mistura, apenas as frações de hidrocarbonetos (óleo e gás) são de interesse econômico.

Sendo assim, a mistura multicomponente precisa passar por uma cadeia de processos para que atinja os padrões necessários, exigidos pela ANP (Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis), para ser distribuído ao consumidor final.

Este capítulo trata da cadeia de produção do gás natural, a qual compreende quatro estágios:

- ✓ exploração e produção;
- ✓ condicionamento e processamento;
- ✓ transporte;
- ✓ distribuição.

### 5.1 Exploração e Produção

A cadeia de produção do gás natural tem início a partir da etapa de exploração e produção. Segundo Mokhatab (2014), quatro atividades principais contemplam o desenvolvimento do gás natural, são elas: exploração, perfuração, completação e produção. Cada atividade é dotada de suas peculiaridades em decorrência do tipo de gás a ser explorado: gás convencional ou não-convencional. A seguir, será apresentado um breve resumo da etapa de exploração e produção para cada tipo de reservatório de gás. Trata-se também do *gas lift*, método de elevação artificial, para onde se destina parte do gás natural brasileiro produzido nas unidades de exploração e produção.

### 5.1.1 Gás convencional

O início da atividade de exploração de reservatórios de gás convencional exige uma pesquisa detalhada sobre riscos associados a altas pressões e elevadas profundidades. O gás está contido em rochas porosas a diferentes profundidades e em diferentes locais.

A possibilidade de sucesso na identificação de hidrocarbonetos nesse tipo de reservatório está associada ao desenvolvimento de petróleo e gás na região explorada. De acordo com Mokhatab (2014), uma região cuja exploração é pioneira, apresenta de 15 a 30% de possibilidade de sucesso na descoberta de reservatórios com capacidade de exploração; enquanto em regiões detentoras de poços em desenvolvimento, a possibilidade de sucesso aumenta de 75 a 100%.

A atividade de perfuração é complexa, em especial, para um poço *offshore*. Define-se poço como o meio de acesso ao reservatório; ou seja, é através dele que o reservatório se comunica com o leito marinho e o óleo é levado até a plataforma. Um poço pode conter várias camadas de gás, óleo ou rochas aquíferas, mas normalmente, a perfuração objetiva atingir uma única região.

Caso nenhum reservatório produtivo seja encontrado, o poço é abandonado. No entanto, caso um reservatório contendo gás em potencial seja indicado durante a pesquisa sísmica, realizam-se testes para estimar a permeabilidade do reservatório.

Observa-se que a maioria dos poços de gás convencional é vertical. Se uma camada produtiva for descoberta, um tubo de aço (revestimento) é colocado no poço e então cimentado. A cabeça de poço – conjunto de válvulas de controle -, é instalada no topo do poço para controlar o escoamento da mistura de hidrocarbonetos (Mokhatab, 2014).

As perfurações penetram o revestimento de aço e a bainha de cimento adjacente, criando assim um caminho de escoamento que permite que o gás flua do reservatório para o poço. Denomina-se completação o conjunto de operações destinadas a equipar o poço para produzir óleo ou gás (Thomas, 2001).

Quando a rocha no reservatório tem baixa permeabilidade, pode-se melhorar a capacidade de entrega do poço por meio da acidificação ou fratura hidráulica

(Mokhatab, 2014). Após a completação do poço, testes de escoamento e fechamento são realizados para avaliar o potencial de entrega do poço.

Segundo Mokhatab (2014), os principais fatores que determinam a capacidade de entrega de um poço são: a pressão do reservatório, a pressão do fluxo, a permeabilidade, a eficácia da completação, a quantidade original de gás no reservatório e a configuração do poço.

### 5.1.2 Gás não-convencional

Diferente do gás convencional, o local dos recursos não-convencionais é resultado indireto das atividades de mineração ou exploração de campos de petróleo.

A principal origem do gás nacional é associada ao petróleo produzido (Silva *et al.*, 2007). Sendo assim, as etapas de exploração e produção do gás natural no Brasil são similares às do petróleo devido ao fato da maior parte do gás brasileiro ser encontrado associado ao óleo nos reservatórios geológicos localizados em campos marítimos.

O gás não-convencional costuma se apresentar em reservatórios extensos. Portanto, a investigação e a pesquisa sísmica são etapas menos complexas se comparadas às do gás convencional. Os poços de gás não-convencional são poços horizontais ou poços de múltiplos blocos.

A exploração de reservatórios de gás não-convencional utiliza a configuração horizontal, pois a produtividade do poço vertical é mais baixa que a de um poço horizontal. A área do reservatório que é drenada por um poço vertical é pequena e para igualar a produção de um poço horizontal, seria necessário um grande número de poços para drenar o reservatório. Esse processo seria invasivo para a atividade no solo da superfície. Com intuito de minimizar esse impacto, perfuram-se múltiplos poços horizontais a partir de um único bloco.

Tipicamente, a permeabilidade dos reservatórios de gás não-convencional é baixa; e como consequência, a capacidade de entrega do poço pode não ser rentável, apesar da presença conhecida de grande quantidade de gás no reservatório. Portanto, para aumentar produtividade por poço, deve-se aumentar a área de contato entre o poço e o reservatório. A fratura hidráulica de poços horizontais é o método que cumpre



esse objetivo e apresenta bons resultados comerciais na etapa de completação de poços de gás não-convencionais

Sabe-se que a permeabilidade de reservatórios não convencionais é baixa; de tal forma, que influencia no tipo de escoamento do reservatório. Quando ocorre o escoamento inicial de um poço, a pressão transiente percorre todo o reservatório (Mokhatab,2014).

O tempo para alcançar a estabilização é expresso em função da permeabilidade do reservatório, e em poços de gás convencional, esse tempo é relativamente curto (menor que três meses). No entanto, a produção em reservatórios de gás não-convencional apresenta baixa permeabilidade e, por consequência, a estabilização do escoamento pode levar alguns anos.

A vazão de produção de um poço de gás diminui com o tempo porque a pressão do reservatório diminui. Com o passar do tempo, a vazão de escoamento se torna pouco econômica e o poço é abandonado.

Por fim, nota-se que apesar das peculiaridades inerentes a cada tipo de reservatório, a etapa de exploração e produção tanto de gás convencional quanto não-convencional, apresenta configuração similar. É composta por: exploração, perfuração, completação e produção.

### 5.1.3 Métodos de Elevação: *gas lift*

Quando a pressão do reservatório é suficientemente elevada, os fluidos nele contidos alcançam livremente a superfície; ou seja, são produzidos por elevação natural. Esses poços são denominados poços surgentes (Thomas, 2001).

No entanto, a pressão do reservatório pode ser baixa fazendo com que os fluidos não alcancem a superfície naturalmente. Nesses casos, é necessário algum meio artificial para elevá-los. De acordo com Thomas (2001), os métodos de elevação mais comuns na indústria de óleo e gás são:

- ✓ *gas lift*;
- ✓ bombeio centrífugo submerso;
- ✓ bombeio mecânico com hastes;
- ✓ bombeio por cavidades progressivas.

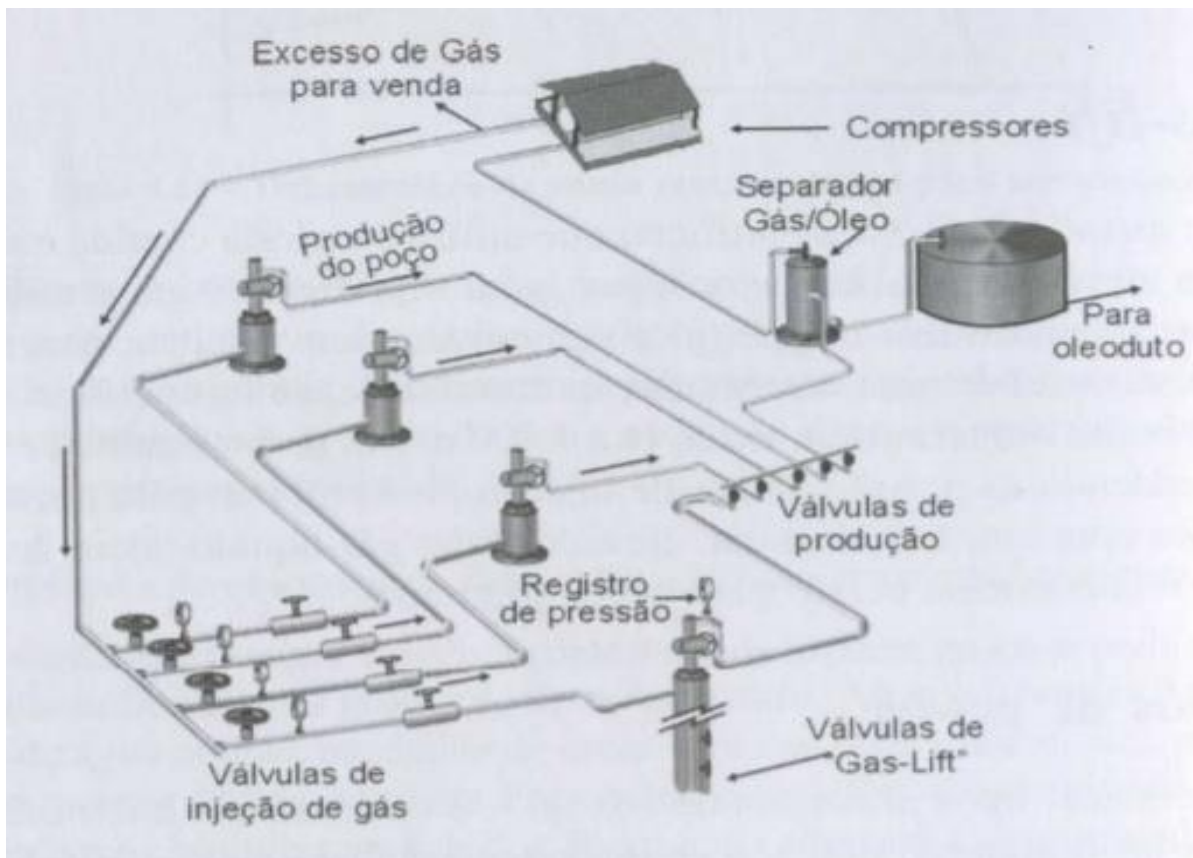
Conforme Thomas (2001), a seleção do melhor método de elevação artificial para um determinado poço ou campo depende dos seguintes fatores: número de poços, diâmetro do revestimento, produção de areia, razão líquido-gás, vazão, profundidade do reservatório, viscosidade dos fluidos, mecanismo de produção do reservatório, disponibilidade de energia, acesso aos poços, distância dos poços às estações ou plataformas de produção, e custo operacional.

No Brasil, dentre os métodos de elevação artificial citados, o *gas lift* será discutido pois sua utilização é recorrente nas unidades de exploração marítimas. O gás lift é um método de elevação artificial que utiliza a energia contida em gás comprimido para elevar fluidos (óleo e/ou gás) até a superfície. O gás é utilizado para gaseificar a coluna de fluido (Thomas, 2001).

Esse método é caracterizado pela versatilidade em termos de vazão e profundidade. Segundo Thomas (2001), o *gas lift* necessita de investimentos relativamente baixos para a exploração de poços profundos. Além disso, é propício para poços que produzem fluidos com alto teor de areia e elevada razão gás-líquido.

O sistema de *gas lift* é composto por: uma fonte de gás a alta pressão (compressores), controlador de injeção de gás na superfície (válvula *choke*); controlador de injeção de gás de subsuperfície (válvula de *gas lift*) e equipamentos para separação e armazenamento de fluidos produzidos. A Figura 13 ilustra a esquematização de um sistema de *gas lift*.

Figura 13 - Esquematização de um sistema de gas lift.



Fonte: Thomas (2001).

De acordo com Silva *et al.* (2007), grande parte do gás natural brasileiro é consumido nas instalações de produção para elevação artificial (*gas lift*) e para a recuperação secundária (injeção em poços).

## 5.2 Condicionamento e processamento

O interesse econômico na exploração do petróleo bruto é restrito à produção de óleo e gás. Portanto, existe a necessidade de dotar as instalações de produção com um conjunto de equipamentos e sistemas capazes de efetuar: a separação primária do petróleo bruto, o condicionamento de cada corrente fluida, e por fim, o fracionamento dos compostos de maior valor agregado do gás natural. O caminho percorrido pelo gás, desde sua forma multicomponente até o fim de seu processamento será detalhado neste tópico.

### 5.2.1 Separação primária de fluidos

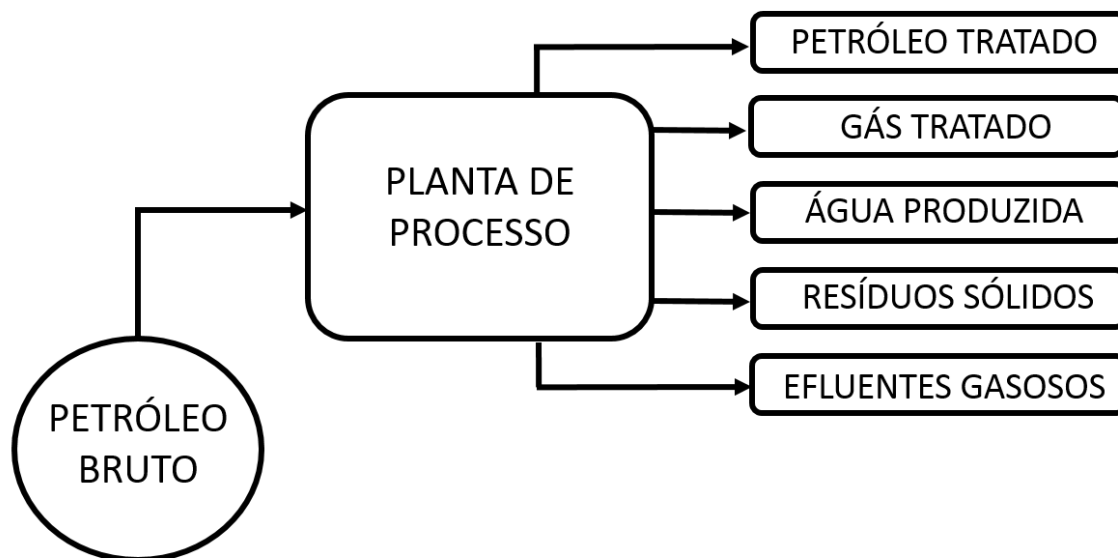
As correntes fluidas provenientes dos diferentes poços que chegam até a superfície, em terra ou nas plataformas, não se encontram adequadas à utilização ou exportação (Silva *et al.*, 2007).

A separação do petróleo e do gás é uma operação crucial de processamento de campo. À medida que a pressão de produção aumenta e os condensados mais leves são produzidos, uma separação eficiente se torna ainda mais importante (Mokhatab, 2014). Sendo assim, é necessário que os fluidos produzidos passem por uma separação primária que tem por objetivo:

- ✓ promover a separação das frações de óleo, gás e água;
- ✓ tratar os hidrocarbonetos para que possam ser transportados às refinarias ou unidades de processamento de gás natural;
- ✓ tratar a água para que possa ser descartada ou reaproveitada.

A planta de processo existente nas instalações de produção separa o petróleo bruto em correntes individuais, até que cada constituinte da mistura multicomponente alcance às especificações requeridas para comercialização (Maia, 2007). A Figura 14 apresenta o fluxograma da planta de processo de uma unidade de produção de óleo e gás.

Figura 14 - Fluxograma da planta de processo de uma unidade de produção de óleo e gás.

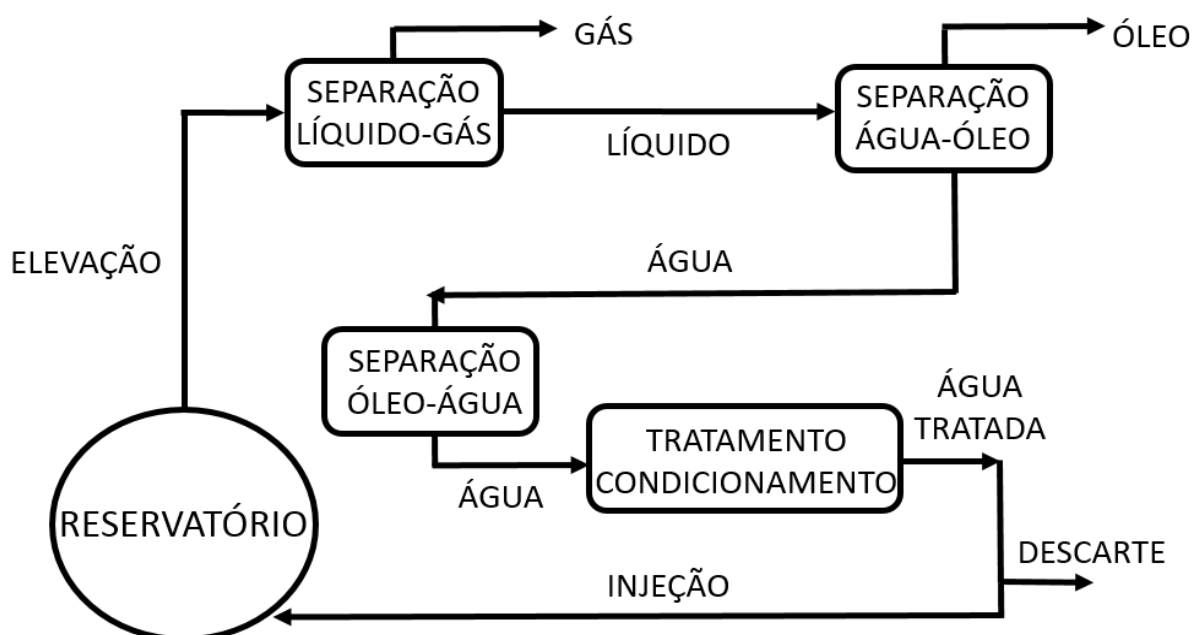


Fonte: Adaptado de Maia (2007).

Nota-se que, ao passar pela planta de processo, o petróleo bruto é convertido em cinco componentes: óleo tratado, gás tratado, água produzida, resíduos sólidos e efluentes gasosos.

As frações de hidrocarbonetos (óleo e gás) devem passar por uma série de tratamentos a fim de atingirem especificações que viabilizem sua transferência para refinarias ou unidades de processamento de gás natural. Não obstante, a água produzida também deve ser tratada para que, seu descarte ou reaproveitamento, esteja de acordo com legislações ambientais. A Figura 15 ilustra, de maneira simplificada, a etapa de separação primária de fluidos.

Figura 15 - Diagrama da separação primária de fluidos em uma unidade de produção de óleo e gás.



Fonte: Adaptado de Silva *et al.* (2007).

Após a análise da Figura 15, observa-se que as instalações de produção de óleo e gás são dotadas de processos físicos e químicos que visam a separação das fases: líquida, sólida e gasosa. Os três princípios utilizados para obter a separação física entre gás e líquidos ou sólidos são: quantidade de movimento, sedimentação por gravidade e coalescência (Mokhatab, 2014).

Emprega-se o princípio da quantidade de movimento para a separação de grandes quantidades das fases dos fluidos, por meio da mudança de direção do escoamento. Utiliza-se a força da gravidade de forma a reduzir a velocidade do fluido para que as gotículas dos líquidos se depositem no separador. As gotículas muito pequenas, como a névoa, não podem ser separadas de maneira prática pelo princípio da gravidade; no entanto, elas podem se coalescer afim de formar gotículas maiores que se tornam aptas para sedimentar por gravidade.

A seleção da tecnologia de separação é feita com base no tamanho das gotas, concentração e tendência à formação de cera ou incrustantes (Mokhatab, 2014). A seguir, será discutido, de maneira sucinta, o princípio de funcionamento da separação

por: gravidade, coalescência e centrifugação, tecnologias recorrentes na indústria de óleo e gás.

✓ Separadores por gravidade:

Os separadores por gravidade são tanques de pressão que separam a corrente fluida multifásica nas fases líquida e gasosa (Mokhatab, 2014). Devido ao tamanho grande do recipiente necessário para alcançar a sedimentação, separadores por gravidade raramente são projetados para remover gotículas menores que 250  $\mu\text{m}$  (Mokhatab, 2014).

Segundo Mokhatab (2014), os separadores por gravidade são classificados mediante sua configuração geométrica (vertical ou horizontal) e pela sua função (separador bifásico ou trifásico). O separador bifásico separa o gás do escoamento líquido; enquanto o separador trifásico, além de cumprir essa função, separa a fração líquido em: petróleo e água livre.

Independente da classificação, o princípio de funcionamento dos separadores por gravidade é o mesmo. A mistura líquida entra no vaso separador e atinge um defletor; o qual gera uma mudança súbita no escoamento e ocasiona a separação inicial de líquido e gás. A fração líquida é depositada no fundo do tanque. O extrator de névoa localizado na saída do gás capta gotículas aprisionadas para que elas possam sedimentar por gravidade.

✓ Coalescedores líquido-gás:

Os aerossóis nas correntes gasosas frequentemente têm um tamanho menor do que 5  $\mu\text{m}$  e requerem o uso de equipamentos especiais de separação (Mokhatab, 2014). Para esse tipo de aplicação, empregam-se coalescedores de líquido-gás.

Os coalescedores são tipicamente produzidos como absorvedores ou filtros que foram especialmente projetados para selecionar gotículas em uma emulsão e transformá-las em gotas maiores que são de mais fácil separação (Mokhatab, 2014).

São construídos com cartuchos que utilizam um meio de fibra de vidro suportado por um núcleo metálico. Os cartuchos são inseridos em uma carcaça cuja velocidade de entrada e saída do gás é controlada para garantir a separação correta de líquido-gás sem que haja reaprisionamento de líquido. O meio coalescedor

apresenta uma estrutura de poros finos e área superficial maior se comparados ao meio coalescedor dos separadores tradicionais.

Os contaminantes do gás são constituídos por particulados sólidos e aerossóis líquidos. Tais contaminantes podem causar falhas nos compressores das plantas de gás, pois normalmente são produtos corrosivos. Segundo Mokhatab (2014), a vantagem da tecnologia de coalescência é a proteção do compressor por um período maior que as tecnologias convencionais de separação. Isso porque, o coalescedor consegue evitar que gotículas menores de contaminantes prossigam para a etapa de condicionamento do gás.

✓ Separadores centrífugos:

O mecanismo de separação em um separador centrífugo de óleo e gás é baseado em um campo centrífugo resultante que desloca o líquido para a periferia do equipamento, enquanto o gás, menos denso, é empurrado para a região central (Sant'Ana, 2005).

Geralmente, os separadores centrífugos são usados para remover gotículas com um diâmetro maior que 100  $\mu\text{m}$ . No entanto, um separador centrífugo dimensionado adequadamente pode apresentar uma eficiência de remoção razoável de tamanhos de gotículas tão baixos quanto 10  $\mu\text{m}$  (Mokhatab, 2014).

Os separadores centrífugos são extremamente úteis para correntes de gás com quantidades altas de particulados (Mokhatab, 2014). Devido às limitações econômicas dos métodos tradicionais para descontaminação por  $\text{CO}_2$  dos reservatórios geológicos, a centrifugação é vista como um objeto de estudo para uma possível alternativa de produção de gás (Baptista, 2015).

Segundo Baptista (2015), é um processo barato que torna a capacidade de produção de reservas altamente contaminadas quase tão econômicas quanto àquelas com pouca concentração de contaminantes. De acordo com Sant'Ana (2005), quando comparados aos separadores gravitacionais convencionais, a vantagem econômica dos separadores centrífugos se justifica por três fatores: é mais eficiente, é mais compacto e processa maiores vazões de fluido. Outra característica dessa tecnologia de separação é a versatilidade de instalação; justificada pelo fato de que tais separadores podem ser instalados em campos e/ou poços de petróleo, integrando-se ao sistema de elevação, instalado no leito marinho.

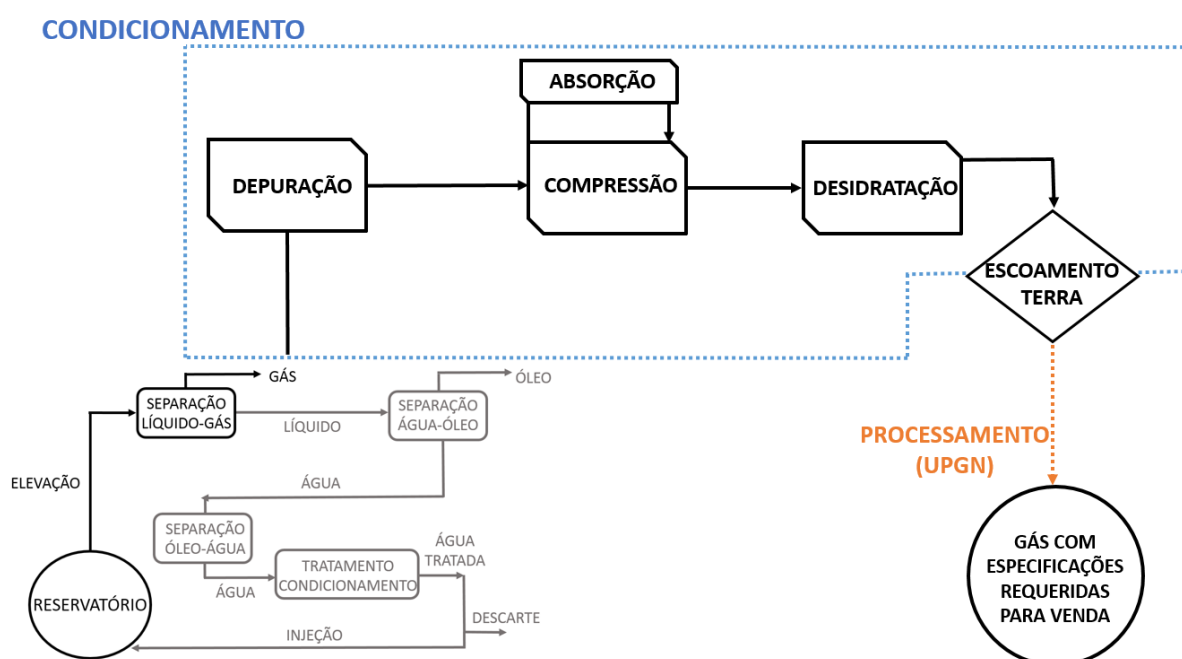


### 5.2.2 Condicionamento do gás natural

O objetivo do condicionamento do gás natural é a remoção de compostos e materiais que possam alterar suas características e danificar os equipamentos das plantas de gás (Silva et. al., 2007). Os principais compostos a serem removidos e/ou reduzidos durante a etapa de condicionamento do gás natural são: a água, os gases ácidos ( $H_2S$  e  $CO_2$ ) e os resíduos sólidos. Segundo Silva *et al.* (2007), a presença desses compostos pode provocar a corrosão, erosão e depósito de sedimentos inorgânicos nas tubulações e equipamentos que compõem as unidades de produção e processamento. Além de comprometer a integridade das plantas de gás, a presença desses contaminantes descaracterizam a composição do gás que deve ser entregue aos consumidores finais.

A complexidade de uma planta de gás natural varia conforme os objetivos do processamento, a composição do gás e a localização do reservatório (Mokhatab, 2014). A seguir, apresenta-se o diagrama de uma planta de gás típica evidenciando a etapa de condicionamento.

Figura 16 - Diagrama da etapa de condicionamento do gás natural em uma planta de gás típica.



Fonte: Autora (2018).

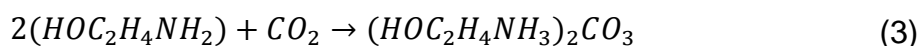
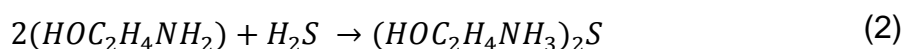
O condicionamento do gás natural é iniciado com a depuração. Segundo Maia (2007), a depuração do gás é um processo físico que consiste na remoção das partículas remanescentes de óleo que foram arrastadas pelo gás após a separação primária de fluidos.

Após a depuração, o gás é comprimido. Na etapa de compressão, o gás percorre um conjunto de compressores que fornecem a energia necessária para que o fluido possa ser transferido às unidades de processamento de gás ou injetados em poços de *gas lift* (Silva *et al.*, 2007).

Conforme Maia (2007), em paralelo a etapa de compressão ocorre a absorção química do gás. Os gases ácidos que costumam estar associados ao gás natural são: CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>S. O processo de remoção desses gases é denominado adoçamento e consiste na absorção de produtos líquidos ou materiais sólidos.

Segundo Baptista (2015), o processo de absorção química utilizando soluções de amina é comumente empregado na indústria petroquímica para a remoção de gases ácidos. Conforme Silva *et al.*, (2007), as principais aminas utilizadas como solventes durante o adoçamento do gás são: monoetanolamina (MEA) e etanolamina (DEA).

Tal tecnologia se baseia na reação química de uma base (alcanoamina) com um ácido (CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>S) e é reversível, ou seja, o solvente também é regenerado através do aquecimento (Silva *et al.*, 2007). As reações químicas de neutralização do gás carbônico e do gás sulfídrico são expressas a seguir através da Equação 2 e da Equação 3, respectivamente:



Segundo Batistas (2015), a reversibilidade permite que o CO<sub>2</sub> seja liberado por aquecimento na coluna de regeneração da MEA. A amina não é consumida durante o processo e é reciclada de maneira contínua. No entanto, o problema da absorção com MEA é que os subprodutos gerados a partir da degradação da amina, ao longo do tempo, diminuem a eficiência de captura do CO<sub>2</sub> e prejudicam a

integridade dos equipamentos da planta de gás (devido ao fenômeno da corrosão). Em resumo, a absorção química para captura de gases contaminantes é um processo altamente custoso devido à energia utilizada no processo de reciclagem dos absorventes.

O objetivo da desidratação é a separação do vapor d'água que se encontra em equilíbrio com o gás natural. Segundo Silva *et al.* (2007), essa operação visa garantir o escoamento do gás sem que haja a formação de hidratos ou corrosão dos equipamentos e tubulações.

A desidratação é um processo de absorção ou adsorção, utilizando absorventes líquidos no primeiro caso ou sólidos no segundo caso (Silva *et al.*, 2007). O processo de absorção com absorventes líquidos é o mais comum em sistemas *offshore* devido à logística de manuseio. Em terra, podem ser utilizadas peneiras moleculares ou membranas para cumprir esse papel.

O trietilenoglicol (TEG) é o produto químico mais empregado na etapa de desidratação do gás, pois esse álcool apresenta característica higroscópica, não corrosiva, não volátil, insolúvel em hidrocarbonetos líquidos e não reativo com componentes do gás (Silva *et al.*, 2007). Ao fim das etapas de condicionamento, o gás escoar para as unidades de processamento.

### 5.2.3 Unidade de processamento de gás natural (UPGN)

Livre da fase líquida, o gás natural é enviado a uma unidade de processamento de gás natural (UPGN), onde ocorre a separação das frações leves: metano e etano, que compõem o gás residual; das frações pesadas, que apresentam maior valor residual (Thomas, 2001).

O gás natural antes de ser processado é denominado gás úmido, pois contém líquido de gás natural (LGN); enquanto o gás residual, chamado gás seco, não possui hidrocarbonetos condensáveis (Thomas, 2001).

De acordo com Lyons (1996), os líquidos de gás natural têm diversas aplicações e originam produtos de alto valor comercial. Sendo assim, sua extração visa melhorar os aspectos econômicos da planta de processamento.

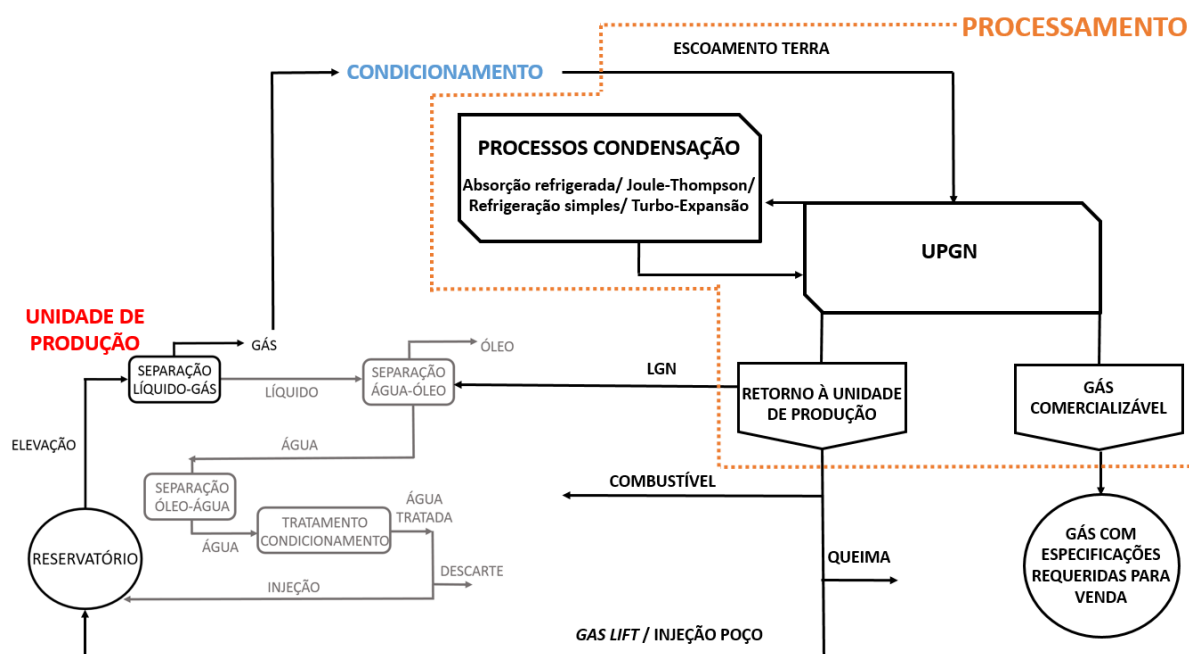
A unidade de processamento poder ser projetada para operar *offshore* ou *onshore*. No Brasil, as UPGNs situam-se em terra, pois o custo de instalação e

operação dessas unidades são menores para os cenários avaliados no país (Souza, 2017).

A etapa de processamento de gás é baseada a partir da diminuição da temperatura e/ou no aumento da pressão para promover a condensação dos compostos mais pesados (Silva *et al.*, 2007), o qual pode ocorrer através dos seguintes processos: absorção refrigerada, Joule-Thompson, refrigeração simples e a turbo-expansão:

A Figura 17 apresenta, de maneira simplificada, a etapa de processamento do gás natural nas UPGNs.

Figura 17 - Diagrama da etapa de processamento de gás natural nas UPGNs.



Fonte: Autora (2018).

A recuperação de líquidos varia conforme: o processo de condensação utilizado e a natureza do gás. É comum a recuperação de 100% de butanos e hidrocarbonetos pesados, de 90 a 95% de propano e cerca de 80% de etano, em porcentagem molar (Thomas, 2001).

Por fim, o gás processado se torna apto para ser transportado aos centros de distribuição. No entanto, parte do gás residual, separado na UPGN, é consumido internamente nas próprias áreas produtoras para: elevação artificial de petróleo (gas

*lift*), recuperação de reservatórios através da injeção em poços e como combustível (Thomas, 2001).

Caso a produção de gás residual seja maior que o consumo na área de produção, o excesso é transferido ou conduzido aos queimadores. O LGN recuperado é adicionado ao óleo para transferência (Thomas, 2001).

#### 5.2.4 Planta de processamento de gás

A planta de processamento é projetada com o objetivo de entregar um gás com características comerciais. Basicamente, os consumidores finais esperam receber uma corrente de gás que atinja um valor mínimo de poder calorífico e que seja compatível com seus equipamentos de combustão.

No Brasil, a corrente de gás deve atender às especificações exigidas pela ANP (Resolução ANP nº16, 2008). O Quadro 6 apresenta as características típicas do gás natural comercializado em cada região do país.

Quadro 6 – Especificações típicas de uma corrente de gás natural comercializada no Brasil.

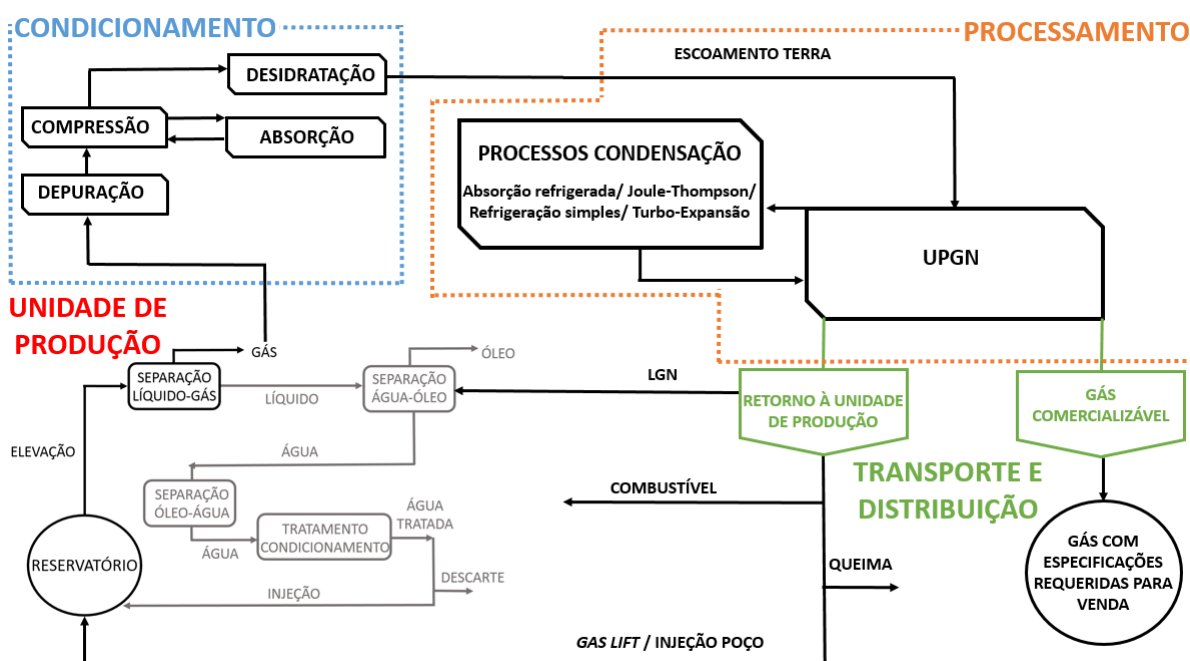
Características (Medida @ 1atm e 20°C)	Limites por região geográfica do Brasil		
	Norte	Nordeste	Centro-Oeste, Sudeste e Sul
Poder calorífico superior [kJ/m <sup>3</sup> ]	34000 a 38400	35000 a 43000	-
Índice de Wobbe [kJ/m <sup>3</sup> ]	40500 a 45000	46500 a 53500	-
Número de metano mínimo	-	65	-
Metano máximo [%mol]	68,0	85,0	-
Etano máximo [%mol]	12,0	-	-
Propano máximo [%mol]	3,0	6,0	-
Butanos e mais pesados máximo [%mol]	1,5	3,0	-
Oxigênio máximo [%mol]	0,8	0,5	-
Inertes máximo (N <sub>2</sub> + CO <sub>2</sub> ) [%mol]	18,0	8,0	6,0
CO máximo [%mol]	3,0	-	-
Enxofre total máximo [mg/m <sup>3</sup> ]	70	-	-

$H_2S$ máximo [mg/m <sup>3</sup> ]	10	13	10
Ponto de orvalho de água a 1 atm máximo [°C]	-39	-39	- 45
Ponto de orvalho de HC a 4,5 MPa máximo [°C]	15	15	0

Fonte: Mokhatab (2014).

A Figura 18 ilustra, de modo geral, o diagrama de uma planta de gás natural típica no Brasil.

Figura 18- Diagrama de uma planta de gás natural típica no Brasil.



Fonte: Autora (2018).

Após o fracionamento na UPGN o gás adquire às especificações requeridas e segue para as etapas subsequentes: transporte e distribuição.

### 5.3 Transporte

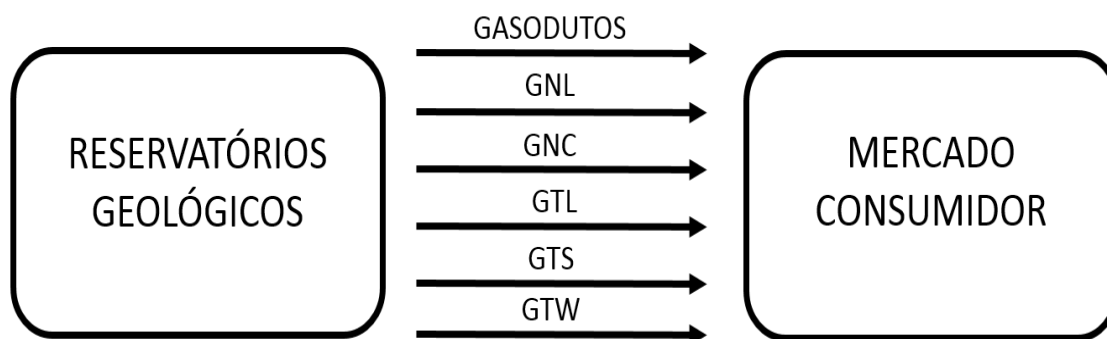
O transporte é um aspecto essencial do negócio do gás; uma vez que as reservas de gás se situam, geralmente, em pontos distantes dos principais mercados consumidores (Mokhatab, 2014).

O transporte do gás natural dos reservatórios geológicos até o mercado consumidor pode ocorrer de diversas formas. De acordo com Mokhatab (2014), a energia proveniente do gás natural pode ser transportada através dos seguintes métodos:

- ✓ gasodutos;
- ✓ gás natural liquefeito (GNL);
- ✓ gás natural comprimido (GNC);
- ✓ transformação de gás para líquidos (GTL);
- ✓ transformação de gás para sólidos (GTS);
- ✓ transformação de gás em energia elétrica (GTW).

A Figura 19 ilustra, de maneira esquemática, os métodos de transporte do gás natural.

Figura 19 - Métodos de transporte do gás natural.



Fonte: Adaptado de Mokhatab (2014).

Dentre as alternativas para o transporte de gás natural, além de gasodutos, se destacam o gás natural comprimido e o gás natural liquefeito (BNDES, 2006). De forma geral, o transporte de GNL e o GNC via modal rodoviário serve para complementar a rede de gasodutos. Dessa forma, é possível fornecer o gás a locais

ainda não atendidos pela infraestrutura de transportes e distribuição, ajudando a fomentar novos mercados (BNDES, 2006).

Segundo Mokhatab (2014), apenas o transporte por meio de gasodutos, na forma liquefeita ou comprimida são considerados métodos comercialmente viáveis. As demais formas de transportes estão em fase de estudo e exigem desenvolvimento para que se tornem práticas eficazes. A seguir, serão detalhados os métodos de transporte usuais para comercialização do gás natural.

### *5.3.1 Gasodutos*

Segundo a ANP (2011), denomina-se gasoduto a infraestrutura dutoviária de movimentação de gás natural. Essa infraestrutura compreende, além dos dutos, os pontos de recebimento e de entrega, as estações de interconexão, estações de compressão e demais instalações necessárias à segurança, proteção e operação do gasoduto.

O transporte por gasodutos é utilizado para fornecer gás aos mercados há muito tempo. Mas o fornecimento de gás natural para os mercados via gasoduto enfrenta limitações técnicas, econômicas e políticas (Mokhatab, 2014).

Apesar de gasodutos serem considerados um método conveniente de transporte, eles não são flexíveis. O gás parte da fonte e chega ao seu único destino. Caso haja a necessidade de desativar a linha de gás, as instalações receptoras e a planta de processamento também serão desativadas; já que o gás não pode ser prontamente armazenado.

Gasodutos são convenientes para a exploração de jazidas terrestres ou próximas à costa. O aumento da distância entre os pontos de partida e chegada do gás inviabiliza sua utilização em termos econômicos. Isso decorre do fato de gasodutos de longa distância e grande diâmetro implicarem em alto investimento de capital.

No que diz respeito a questões políticas, os gasodutos geralmente cruzam fronteiras. Diversos países podem estar envolvidos no transporte do gás; dificultando a sua exploração.



### 5.3.2 Gás natural liquefeito (GNL)

Segundo Mokhatab (2014), a tecnologia do gás natural liquefeito comprovou ser eficaz ao longo dos últimos 30 anos. Essa solução foi proposta para o transporte econômico de gás por longas distâncias e regiões onde barreiras geográficas inviabilizam o transporte por meio de gasodutos.

Denomina-se GNL o gás refrigerado à temperatura de  $-162^{\circ}\text{C}$  e à pressão atmosférica. Sob essas condições, o gás se apresenta na forma de um líquido condensado, ou seja, o gás natural liquefeito.

A redução no volume é cerca de 1/600 do volume do gás natural no bico do queimador. Segundo Motta (2014), a redução do volume causada pela liquefação do gás possibilita o estoque e facilita seu transporte. Tais características tornam o GNL uma opção mais atrativa que o transporte do gás em seu estado gasoso.

O volume reduzido do gás natural liquefeito em relação ao gás natural gasoso pode reduzir custos de transporte, permitindo a entrega através de navios ou caminhões ao invés de gasodutos.

A operação de liquefação do gás natural não pode ser efetuada imediatamente na saída do poço (Poulallion, 1986). O gás deve ser previamente tratado para que as impurezas retidas na mistura sejam removidas. Sendo assim, o gás extraído dos reservatórios deve passar pela unidade de tratamento para seguir às usinas de liquefação.

Os pontos de regaseificação do gás natural se localizam junto aos centros de consumo. Os terminais de regaseificação são compostos por tanques de estocagem, regaseificadores e bombas. Este processo consiste em promover a gaseificação do gás natural liquefeito.

### 5.3.3 Gás natural comprimido (GNC)

Outra forma de transporte do gás natural é por meio de contêineres de alta pressão - cuja pressão varia de 1800 a 3600 psig, para gás rico e pobre, respectivamente. Denomina-se de gás natural comprimido (GNC), o gás natural transportado sob tais condições de pressão.

Sabe-se que, quanto maior a compressão do gás, menor é o volume ocupado pelo mesmo e, portanto, maior será a quantidade de gás transportada. De acordo com Bendezú (2009), o gás natural, quando comprimido, ocupa um volume menor que o gás sob condições normais sendo essa redução de aproximadamente 268 vezes.

O transporte via GNC ocorre em três etapas: compressão, transporte e descompressão. O gás chega até o ponto de coleta através de um gasoduto. Em seguida, realiza-se a compressão do gás dentro dos módulos de transporte. Uma vez comprimido, o gás é armazenado em recipientes capazes de suportar altas pressões, facilitando o transporte. Os recipientes são alocados em caminhões e seguem ao centro consumidor por meio do modal rodoviário.

Recomenda-se o transporte de gás natural comprimido para distâncias curtas e quantidades restritas de volume (Poulallion, 1986). O sistema de transporte GNC é caracterizado como simples e flexível. Antes de ser conectado à rede de abastecimento doméstico ou industrial, o gás passa por uma estação redutora (estação de descompressão).

#### **5.4 Distribuição de gás natural**

Define-se gasoduto como a canalização à longa distância de gás natural (DICIO, 2009). Para compreender as atividades de transporte e distribuição de gás natural é importante conhecer a terminologia de gasodutos. Os gasodutos podem ser classificados em cinco categorias; são elas:

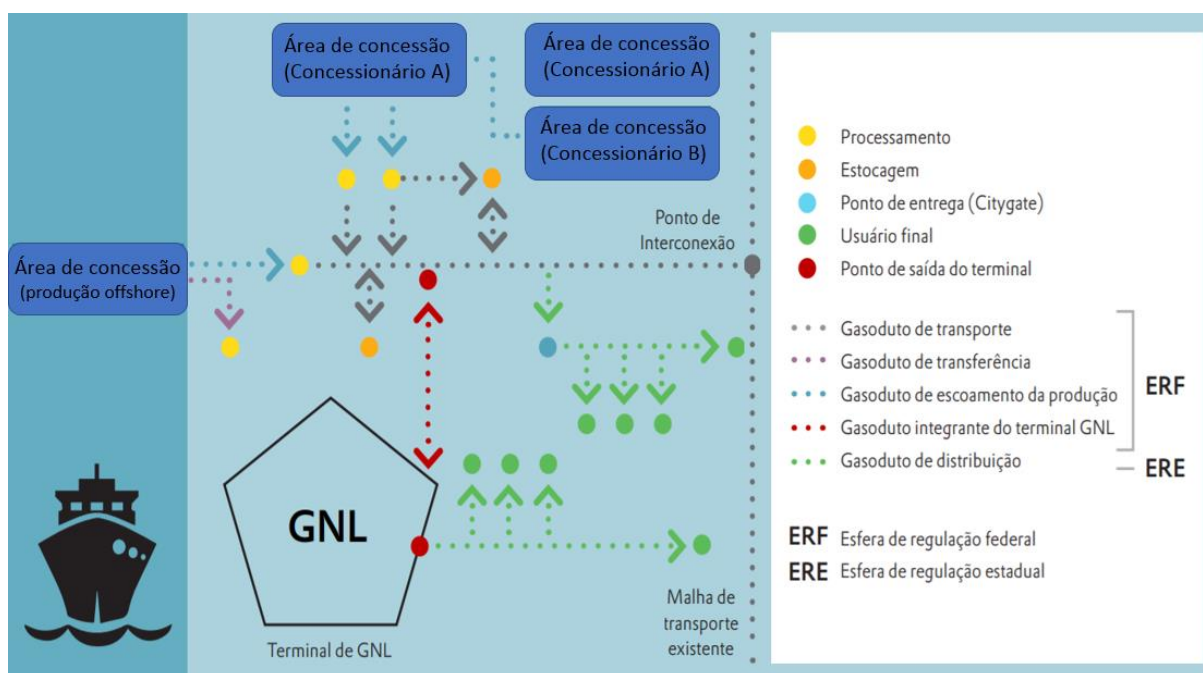
- ✓ gasodutos de transferência;
- ✓ gasodutos de escoamento da produção;
- ✓ gasodutos integrantes de terminais de GNL;
- ✓ gasodutos de transporte;
- ✓ gasodutos de distribuição.

Conforme CERI (2016), os gasodutos de escoamento são aqueles que conectam as instalações de produção às estações de processamento ou unidades de liquefação do gás. Os gasodutos de transferência exercem função similar, mas diferem por serem uma infraestrutura de uso exclusivo do proprietário.

Os gasodutos integrantes dos terminais de GNL, que conectam estes terminais à malha de gasodutos, são assim considerados caso sejam dedicados e utilizados exclusivamente pelo terminal de GNL.

Os gasodutos de transporte movimentam o gás processado – desde as instalações de processamento até as concessionárias de distribuição. Os gasodutos de distribuição, por sua vez, conectam os *city gates* ligados à malha de transporte ao consumidor final. A classificação dos gasodutos é ilustrada na Figura 20.

Figura 20 - Classificação dos gasodutos.



Fonte: CERI (2016).

Apenas os gasodutos de distribuição são objeto da regulação estadual. Os demais estão sujeitos à competência federal. No Brasil, existem 27 distribuidoras de gás natural. A Figura 21 ilustra a atuação das concessionárias de gás natural no país.

Figura 21 - Atuação das concessionárias de gás natural no Brasil.



Fonte: ABEGÁS (2016).

As malhas de transporte e distribuição se diferenciam pelo diâmetro dos dutos e pela pressão do fluxo de gás. Segundo Queiroz Galvão (QGEP...2015), o gás natural na rede de transporte é comprimido a uma pressão de 80 bar e na rede de distribuição a pressão nunca é superior a 20 bar.

Segundo Silva *et al.* (2007), o uso comercial do gás natural é dividido nos seguintes segmentos: industrial através de LGN (líquido de gás natural), residencial na forma de GLP (gás liquefeito de petróleo) e automotivo como o GNV (gás natural veicular).

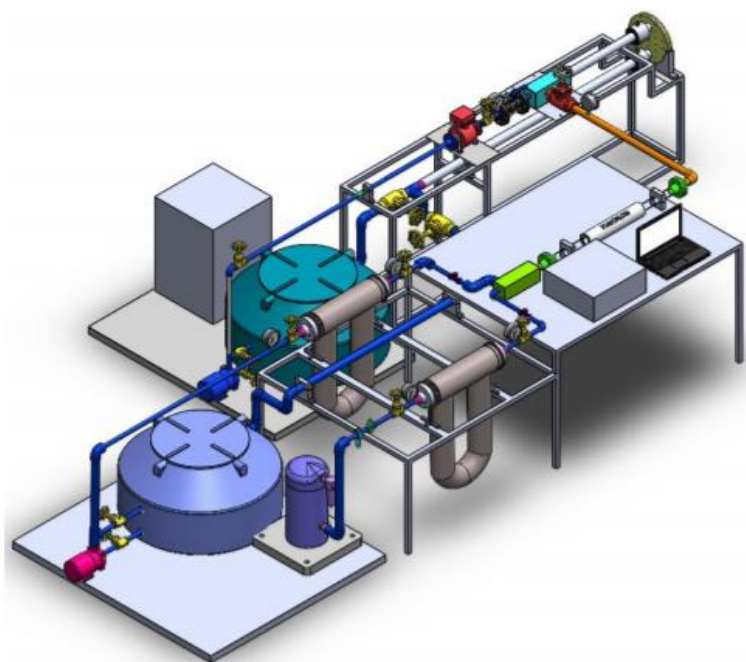
## 6 BANCADA EXPERIMENTAL

Resultados positivos encontrados na literatura, acerca de separação de contaminantes por meio de centrifugação, motivaram a construção da bancada experimental para o estudo da recuperação de metano de uma mistura gasosa.

O experimento visa estudar a separação primária de fluidos - por meio da tecnologia de centrifugação – e através das análises dos escoamentos simulados, propor melhorias para os processos convencionais utilizados na indústria óleo e gás.

Atualmente, o propósito da montagem dessa bancada é o estudo do comportamento de uma mistura líquido-gás composta por: água e ar. Em um segundo momento, haverá a adição de óleo no sistema, tornando o estudo verossímil ao escoamento multifásico das plantas de processamento encontradas nas unidades de exploração e produção *offshore*. A Figura 22 ilustra a bancada de testes multifásica.

Figura 22 - Bancada de testes para estudo de escoamentos multifásicos.



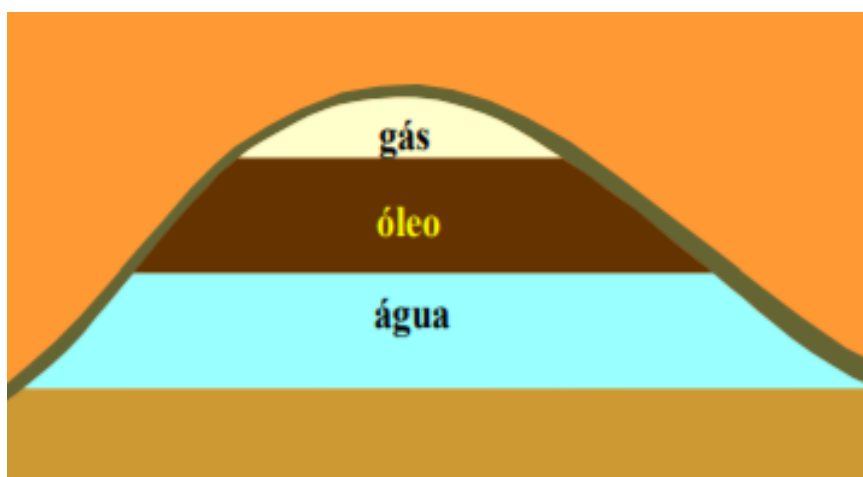
Fonte: Silva (2017).

Para as linhas de água e óleo, o sistema tem início nos vasos de armazenamento. Segundo Baptista (2015), os dispositivos empregados para armazenar os fluidos de trabalho devem suportar grandes gradientes de pressão e suas paredes não devem reagir quimicamente com tais fluidos.

No início da linha de gás, existe um compressor de ar. Os compressores são equipamentos utilizados para aumentar a pressão das correntes de gás a um determinado valor desejado (Souza, 2017).

Em analogia ao escoamento multifásico que ocorre durante a exploração de hidrocarbonetos, os vasos de armazenamento correspondem à disposição dos fluidos no interior do reservatório geológico, onde as três fases (óleo, água e gás) são encontradas separadas devido à característica de imiscibilidade dos fluidos. A Figura 23 ilustra a disposição dos fluidos nos reservatórios geológicos.

Figura 23 - Disposição dos fluidos no interior dos reservatórios geológicos.



Fonte: Silva *et al.* (2007).

Os fluidos são conduzidos pelo sistema através de tubulações de aço dimensionadas para suportar as pressões de trabalho requeridas. A escolha do aço inoxidável como material da tubulação é em razão da sua durabilidade, resistência à corrosão, da segurança e do baixo custo de manutenção (Silva, 2017). Baptista (2015), sugere a adição de revestimentos térmicos ao longo da rede para evitar troca de calor com o meio durante o escoamento do fluido no sistema.

As bombas são utilizadas para adicionar energia aos líquidos possibilitando sua movimentação (Souza, 2017) e estão instaladas a montante do escoamento. As

bombas empregadas na bancada experimental cumprem o papel do sistema de elevação artificial dos poços de exploração.

Segundo Baptista (2015), a compressão provoca o aumento da temperatura da mistura. Para que possa haver formação de líquido é sugerido o emprego de um trocador de calor para resfriar o fluxo líquido enriquecido com CO<sub>2</sub> antes da expansão do gás.

A bomba e compressor, da bancada experimental, foram selecionados para prover uma vasta faixa de Reynolds, também satisfazendo aplicações para o trocador de calor nas plantas de óleo e gás (Silva, 2017).

As linhas de gás e água da bancada seguem individualmente até se encontrarem no misturador. Para segurança dos operadores e controle do escoamento as linhas são dotadas com válvulas globo, de retenção, termômetros e manômetros. De acordo com Silva (2017), o misturador é composto por duas entradas (para o ar e para o óleo) e uma saída (mistura). A linha bifásica da bancada experimental se assemelha aos *risers* e sistemas de válvulas da saída dos poços de exploração.

O chamado C3-Sep (*C3-Sep-Condensed Contaminant Centrifugal Separation*) consiste na separação de uma mistura gasosa em duas etapas: o resfriamento do gás até o ponto no qual o contaminante gasoso se torne líquido, formando uma névoa de gotículas; e a separação dessa névoa utilizando um separador de partículas rotacional (RPS – *rotation particle separator*); ver Baptista (2015).

De acordo com Baptista (2015), a tecnologia de separação por centrifugação é adequada para a remoção de CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>S do gás natural, uma vez que tal processo não requer alta demanda de energia e seus processos mecânicos possuem escala de tempo reduzida quando comparado às tecnologias convencionais de separação.

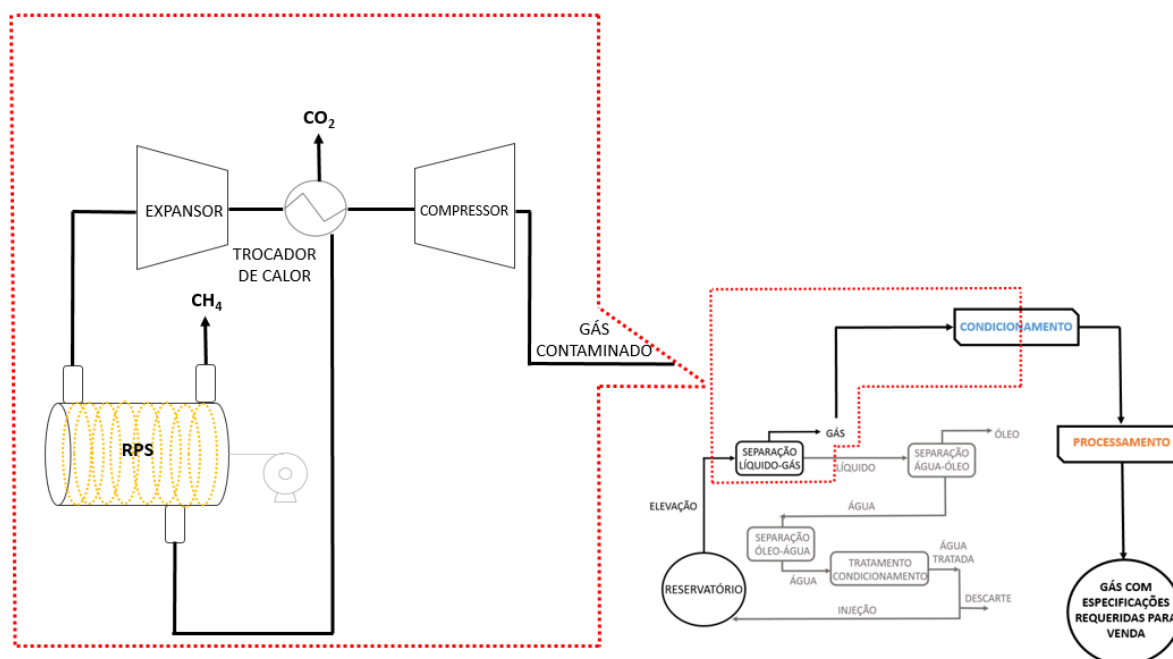
O RPS apresenta um elemento rotativo em seu núcleo dotado de inúmeros canais orientados axialmente. De acordo com Baptista (2015), tais canais são denominados tubos de indução e sua função é promover o aumento das gotículas de por meio da coalescência.

Para o projeto do separador, Baptista (2015) sugere a utilização de um aço austenítico AISI 316L para o corpo do separador, devido à tenacidade e resistência à baixas temperaturas. A geometria da entrada e saída do separador devem ser

estudadas. Segundo Baptista (2015), a entrada o fluxo no separador deve ser excêntrica ao centro do RPS para evitar que o escoamento entre no sentido axial.

A Figura 24 ilustra o arranjo de uma proposta de separação por centrifugação em uma planta de gás.

Figura 24 - Proposta de um arranjo para separação por centrifugação da mistura  $\text{CO}_2/\text{CH}_4$ .



Fonte: Autora (2018).

O capítulo subsequente tratará da modelagem preliminar do escoamento que ocorre no interior dos separadores centrífugos.



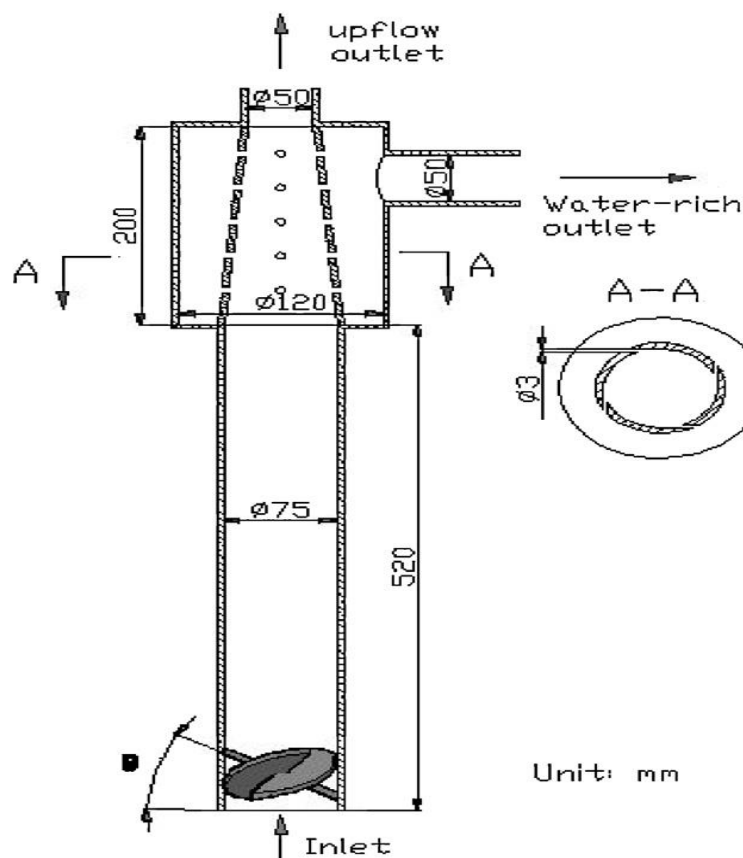
## 7 ESCOAMENTOS DISPERSOS EM *SWIRLING FLOWS*

Este capítulo apresenta as equações que regem o comportamento de uma gotícula em um escoamento de gás do tipo *swirling flow*. A seguir, será modelado, de forma preliminar, o escoamento e as forças atuantes em uma gotícula com intuito de gerar as dimensões preliminares do equipamento de separação a ser instalado na bancada experimental.

### 7.1. Separações centrífugas:

Para promover a separação de fases em escoamentos dispersos (e.g. escoamentos de líquido ou gás contendo partículas, gotas ou pequenos sólidos) com componentes centrífugas significativas (i.e. *swirling flows*), são apresentadas, a seguir, as variáveis que demandam controle e dimensionamento. No presente caso, não são mencionados o controle termodinâmico e os equipamentos (e.g. expansores) para promover a condensação de uma das fases da mistura  $\text{CO}_2/\text{CH}_4$ . Apenas é considerado que o escoamento de gás contém gotículas; e que estas devem ser separadas da corrente de gás através do processo de centrifugação induzido por pás intrusivas, conforme ilustrado na Figura 25. Para verificar técnicas de expansão para promover condensação de uma das fases; ver van Wissen (2006).

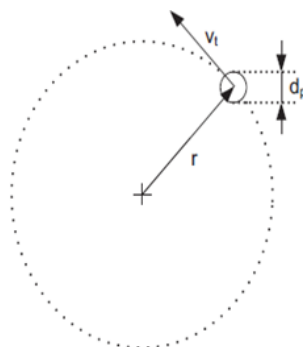
Figura 25 - Esquema do processo de centrifugação induzida por pás intrusivas.



Fonte: Ying *et al.* (2012).

Assume-se que um elemento de fluido contendo fase dispersa esférica está em rotação ao redor de um eixo que passa pelo centro tubo, paralelo às paredes da tubulação; ver esquemático na Figura 18.

Figura 18 – Esquema da rotação, em torno do eixo externo, de uma partícula em um escoamento de gás.



Fonte: van Wissen (2016).

Onde:

$d_p$  representa o diâmetro médio da partícula;

$\rho_p$  representa a massa específica da partícula;

$v_t$  representa a velocidade tangencial.

A velocidade na qual as partículas se movem na direção radial pode ser calculada a partir de um balanço entre a força centrífuga e a força que o fluido exerce na partícula, no caso de movimento relativo entre a partícula e o fluido que a carrega. Para pequenas partículas, e.g. na faixa entre 0,1 e 100  $\mu\text{m}$ , a força exercida pelo fluido na partícula é descrita pela lei de Stokes. Para partículas maiores, correções à lei de Stokes são introduzidas.

É possível obter a velocidade radial de migração de gotículas em direção às paredes da tubulação a partir de um balanço de forças na partícula entre a força de arrasto viscoso e a força centrífuga. No regime de Stokes, a seguinte velocidade radial é obtida:

$$v_r = \frac{d_r}{d_t} = \frac{(\rho_p - \rho_f)d_p^2 v_t^2}{18\mu r} \quad (3)$$

Onde:

$r$  representa uma posição radial qualquer no tubo;

$t$  representa o tempo;

$\rho_f$  representa a massa específica do fluido;

$\mu$  representa a viscosidade dinâmica do fluido.

As velocidades axiais e tangenciais podem ser consideradas próximas às do fluido para facilitar a análise. Integração da equação acima permite determinar o tempo necessário para uma partícula migrar de uma posição radial qualquer ( $r$ ) no tempo  $t = 0$  ( $r_{t=0}$ ) até à parede em  $r = R$  e  $t = \tau$ ; ver Equação 4. Uma vez que a gotícula atinge a parede, a mesma é mantida lá pela tensão superficial entre líquido e parede. A remoção do líquido formado na parede pode ocorrer por bombeamento capilar (através de uma parede porosa) ou através de um coletor em determinado segmento do duto; ver parte superior da ilustração apresentada na Figura 17.

$$r^2(\tau) - r^2(0) = \frac{2(\rho_p - \rho_f)d_p^2}{18\mu} \int_0^\tau v_t^2 dt \quad (4)$$

Nota-se que o comportamento da velocidade tangencial precisa ser conhecido ao longo de sua trajetória. Obviamente que a equação acima só é válida, enquanto o efeito de *swirling* ocorre. Uma vez que o escoamento é forçado a girar através de pás intrusivas, o efeito de *swirling* permanece por vários diâmetros até que o escoamento é rearranjado em lâminas. Antes que o escoamento perca o efeito de *swirling*, novas pás intrusivas podem ser inseridas; o decaimento do efeito do *swirl* será discutido em seguida.

Retornando à Equação 4, uma vez que a mesma é satisfeita para um determinado intervalo de tempo  $\tau$ , é possível determinar o comprimento necessário de tubulação ( $L$ ) para que ocorra a migração da gotícula, a partir da velocidade axial média do escoamento ( $v_{ax}$ ):

$$\tau = \frac{L}{v_{ax}} \quad (5)$$

As Equações 3 e 4 são válidas no regime de Stokes no qual as partículas possuem características não-inerciais. Para partículas com características inerciais (e.g. partículas maiores que não se comportam como o fluido), as equações anteriores demandam correção.

A partir de um balanço de forças entre força centrífuga, empuxo e arrasto, é possível obter a velocidade radial para uma partícula esférica inercial:

$$\frac{dr}{dt} = v_{p,r}(r) = \sqrt{\frac{4(\rho_p - \rho_g)d_p\Omega^2r}{3C_D\rho_g}} \quad (6)$$

Onde:

$\Omega$  representa a velocidade angular;

$C_D$  representa o coeficiente de arrasto.

Nota-se que a integração da Equação 6 revela o tempo necessário para que uma partícula esférica inercial atinja a parede da tubulação:

$$\tau_{post} = \sqrt{\frac{3C_D\rho_g R_{CO}(1 - \sqrt{\delta})^2}{(\rho_p - \rho_g)d_p\Omega^2}} \quad (7)$$

Onde:

$R_{CO}$  representa o raio externo;

$\delta$  representa a fração entre uma posição radial arbitrária e o raio externo da tubulação.

O coeficiente de arrasto para esfera é obtido através do número de Reynolds da partícula ( $Re_p$ ) como:

$$Re_p < 1 : \rightarrow C_D = \frac{24}{Re} \quad (8)$$

$$1 < Re_p < 10^3 : \rightarrow C_D = \frac{24}{Re} \left(1 + \frac{1}{6} Re^{2/3}\right) \quad (9)$$

$$Re_p > 10^3 : \rightarrow C_D \cong 0,44 \quad (10)$$

O número de Reynolds da partícula é dado como:

$$Re_p = \frac{\rho_p v_{p,r} d_p}{\mu_g} \quad (11)$$

Nota-se que o cálculo da velocidade radial da partícula ( $v_{p,r}$ ) envolve um método iterativo entre:  $Re_p$ ,  $Re_D$  e  $v_{p,r}$ . Por fim, o comprimento da tubulação ( $L_{post}$ ), necessário para que todas as partículas inerciais possam atingir a parede é dado por:

$$L_{post} = \tau_{post} \cdot v_{ax,post} \quad (12)$$

Observa-se que nas equações acima é suposto que o escoamento permanece com velocidade angular,  $\Omega$ , constante. Na prática, a ação centrífuga perde intensidade

até que o escoamento se reorganize e gere um perfil completamente desenvolvido, reduzindo a dissipação viscosa.

Rocklage-Marliani *et al.* (2003) conduziram experimentos com geradores de escoamentos com componentes centrífugas. Os mesmos definiram o parâmetro  $Ro$  para quantificar a intensidade da ação centrífuga, expresso pela seguinte equação:

$$Ro = \frac{\Omega D}{2U_{ref}} \quad (13)$$

Onde:

$D$  representa o diâmetro da tubulação ;

$U_{ref}$  representa a velocidade axial média.

Os mesmos obtiveram valores de  $Ro$  até 2. Trata-se, portanto, de uma referência para estimar  $\Omega$  em cálculos preliminares.

Segundo Rocklage-Marliani *et al.* (2003), a intensidade do *swirl* é bastante reduzida em comprimentos da ordem de  $14 D$ , embora continuem se manifestando por maiores comprimentos. Dessa forma, o cálculo mais preciso do comprimento de tubulação necessária deve levar em conta a atualização da velocidade angular ao longo da distância como função do decaimento do *swirl*. De qualquer forma, comprimentos da ordem de  $10 D$  podem ser adequados para manutenção do *swirl* em tubulações longas.

As equações descritas permitem dimensionar de forma preliminar a separação centrífuga em linha de escoamentos dispersos líquido-gás. Futuramente, serão planejados experimentos para realização de testes na bancada multifásica a partir de protótipos dimensionados com as equações citadas.

## 8 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os reservatórios geológicos de gás natural estão se tornando cada vez mais contaminadas devido à técnica de reinjeção de gás para manter a capacidade de produção do poço (Baptista, 2015). Além disso, sabe-se que os campos nacionais de exploração apresentam uma concentração de contaminantes significativas. Portanto, há a necessidade de investir em novos métodos que maximizem a recuperação desses poços; e com isso, estimule a comercialização de gás natural como combustível útil no Brasil.

Este estudo detalhou a cadeia de produção de gás natural no Brasil. Como discutido no capítulo 5, a tecnologia de separação por gravidade raramente é projetada para remover gotículas menores que 250  $\mu\text{m}$ , necessita de um espaço amplo para alocar os tanques de sedimentação e precisa de um período de tempo maior para promover a separação das fases. Verificou-se que o processo de absorção química para captura de  $\text{CO}_2$  durante o condicionamento do gás não é vantajoso, já que a reciclagem da amina gera um gasto energético adicional na cadeia; e além disso, os subprodutos da absorção química causam corrosão nos equipamentos e diminuem a eficiência da remoção de gás carbônico ao longo do processo. Essas características negativas apresentadas pelos métodos convencionais de separação promovem a busca por novas tecnologias de separação.

Sendo assim, a separação primária de fluidos por meio da ação centrífuga é uma nova proposta que visa solucionar as desvantagens dos métodos convencionais de remoção de contaminantes em plantas de processamento de gás natural. Nota-se que o método convencional de separação ocorre em duas etapas: separação primária (separação gravitacional) e condicionamento (absorção química). Sendo assim, o emprego de um separador centrífugo na fase de separação primária iria adiantar etapa de captura de  $\text{CO}_2$  e implicaria na redução de custos do processo pois haveria: a otimização de espaço físico e a redução de custos inerentes a manutenção e operação de equipamentos.

Espera-se que o desenvolvimento de melhorias na fase de separação-primária estimule o consumo do gás natural como combustível no Brasil. E assim, fomente a logística de transporte e distribuição de gás natural; visto que, atualmente, o país apresenta uma estrutura de abastecimento deficiente.

## 8.1 Conclusão

Este trabalho apresentou equações para o dimensionamento do movimento de uma gotícula ao longo de um duto em *swirling flow*. As equações apresentadas no capítulo 7 modelam de maneira preliminar a teoria de funcionamento de um separador centrífugo descrita nos capítulos 5 e 6. Os cálculos desenvolvidos nesse trabalho foram fundamentados a partir de estudos teóricos de van Wissen, Rocklage-Marliani *et al.* e Oliveira.

## 8.2 Sugestões para trabalhos futuros

Como sugestões para trabalhos futuros, propõe-se:

- ✓ Promover testes na bancada experimental com diversas configurações de escoamento (em um primeiro momento, água - ar) alterando parâmetros como: concentração de contaminante, pressão e temperatura;
- ✓ Após o controle dos parâmetros da bancada nas linhas de água e ar comprimido, sugere-se ativar a linha de óleo no escoamento, com intuito de tornar o estudo mais próximo dos escoamentos multifásicos das plantas de gás;
- ✓ Comprovar a eficiência do método de separação centrífuga elaborando um protótipo com tanques de separação gravitacional integrado ao processo de absorção química, a fim de comparar os métodos de separação; e por fim, propor uma análise de custos (instalação, manutenção e operação dos sistemas).



## REFERÊNCIAS

- ABEGÁS. **Concessionárias**. Rio de Janeiro, 2012. Disponível em: <[https://www.abegas.org.br/Site/?page\\_id=839](https://www.abegas.org.br/Site/?page_id=839)>. Acesso em: 04 jun. 2018.
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO. **ANP 104/2002**: Estabelece a especificação do gás natural, de origem nacional ou importador, a ser comercializado em todo território nacional. Brasília, 2002. Disponível em: <<https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=184169>>. Acesso em: 10 maio 2018.
- ANP. **Agência nacional do petróleo, gás natural e biocombustíveis**. Brasília, 2016. Disponível em: < <http://www.anp.gov.br/wwwanp/dados-estatisticos/>>. Acesso em: 16 nov. 2016
- AGÊNCIA BRASIL. **COP 22: compromisso de reduzir aquecimento global não tem volta**. Brasília, 2016. Disponível em: <<http://agenciabrasil.ebc.com.br/geral/noticia/2016-11/cop-22-compromisso-de-reduzir-aquecimento-global-nao-tem-volta-diz-organizacao>>. Acesso em: 11 set. 2017.
- BAHIAGAS. **O que é gás natural?** Salvador, 2016. Disponível em: < <http://www.bahiagas.com.br/gas-natural/o-que-e-gas-natural/>>. Acesso em: 19 set. 2016.
- BATISTA, Thales Agostini Ribeiro. **Proposta de um arranjo experimental para separação de CO<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub> por centrifugação na indústria de óleo e gás**. Trabalho de conclusão de curso (Graduação) – Centro Tecnológico de Joinville, Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), Joinville, SC. 2014.
- BENDENZÚ, Marko Antonio López. **Avaliação técnico-econômico das alternativas tecnológicas de transporte de gás natural**. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação, Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio), Rio de Janeiro, RJ. 2009SIGNIFICADOS.
- BNDS. **Evolução da oferta e da demanda de gás natural no Brasil**. Rio de Janeiro, 2006. Disponível em: <[https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/2424/1/BS%2024%20Evolu%C3%A7%C3%A3o%20da%20oferta%20e%20da%20demanda\\_P.pdf](https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/2424/1/BS%2024%20Evolu%C3%A7%C3%A3o%20da%20oferta%20e%20da%20demanda_P.pdf)>. Acesso em: 03 jun. 2018.

BP GLOBAL. **Statistical review of world energy**. Londres, 2016. Disponível em: <<https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf>>. Acesso em: 19 set. 2016.

BROWN, R.L. **Recent developments in liquid/gas separation technology**. Laurence Reid Gas Conditioning Conference, Oklahoma, EUA. 1994.

CANALITAESA. **Gás natural no Brasil – João Luiz Ponce Maia**. Santos, 2011. Disponível em <<https://www.youtube.com/watch?v=WvY-zcOLMg4&t=374s>>. Acesso em: 16 nov. 2016.

CORBETT, James et. Al. **Mortality from ship emission: a global assessment**. Environmental Science & Technology, Rochester, 2007. Disponível em: <<http://earthjustice.org/sites/default/files/black-carbon/corbett-2007.pdf>>. Acesso em: 18 set. 2017.

DENO. **Relatório I**. Rio de Janeiro, 2015. Disponível em: <[http://www.deno.oceanica.ufrj.br/deno/prod\\_academic/relatorios/2015/Fernada+Glauter/relat1/relat1.htm](http://www.deno.oceanica.ufrj.br/deno/prod_academic/relatorios/2015/Fernada+Glauter/relat1/relat1.htm)>. Acesso em: 11 set. 2017.

G1. **Entenda o que foi aprovado na conferência do clima em Doha**. São Paulo, 2012. Disponível em: <<http://g1.globo.com/natureza/noticia/2012/12/entenda-o-que-foi-aprovado-na-conferencia-do-clima-de-doha.html>>. Acesso em: 11 set. 2017.

G1. **Mundo se reúne em Marrakesh para colocar em prática acordo do clima**. São Paulo, 2016. Disponível em: <<http://g1.globo.com/natureza/noticia/2016/11/mundo-se-reune-em-marrakesh-para-colocar-em-pratica-acordo-do-clima.html>>. Acesso em: 11 set. 2017.

GALP. **Extração e processamento**. Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: <<http://www.galpenergia.com/PT/investidor/ConhecerGalpEnergia/Os-nossos-negocios/Exploracao-Producao/fundamentos-engenharia-petroleo/Paginas/Extracao-e-processamento.aspx>>. Acesso em: 19 set. 2016.

GASNET. **GNL**. Rio de Janeiro, 2013. Disponível em: <[http://www.gasnet.com.br/gnl\\_descricao.asp](http://www.gasnet.com.br/gnl_descricao.asp)>. Acesso em: 30 maio 2018.

HALL MARKET FUELS. **Sulphur emission control areas**. Londres, 2015. Disponível em: <<http://www.hallmarkfuels.com/eca>>. Acesso em: 11 set. 2017.

INTERNATIONAL MARITIME ORGANIZATION. **International Convention for the Prevention of Pollution from Ships (MARPOL)**. Bonn, 2017. Disponível em: <[http://www.imo.org/en/About/Conventions/ListOfConventions/Pages/International-Convention-for-the-Prevention-of-Pollution-from-Ships-\(MARPOL\).aspx](http://www.imo.org/en/About/Conventions/ListOfConventions/Pages/International-Convention-for-the-Prevention-of-Pollution-from-Ships-(MARPOL).aspx)>. Acesso em: 11 set. 2017.

INTERNATIONAL MARITIME ORGANIZATION. **Prevention of air pollution from ships**. Bonn, 2017. Disponível em: <<http://www.imo.org/en/OurWork/environment/pollutionprevention/airpollution/pages/air-pollution.aspx>>. Acesso em: 11 set. 2017

INSTITUTO ATWHH. **ONU – Protocolo de Kyoto**. Disponível em <<http://www.institutoatwhh.org.br/compendio/?q=node/42>>. Acesso em: 4 set. 2017.

LNG FUELLED VESSELS. **Emission control areas**. Londres, 2015. Disponível em: < <http://www.lngbunkering.org/lng/regulations/imo-regulations/emission-control-areas> >. Acesso em: 18 set. 2017.

LNG FUELLED VESSELS. **Fuel Sulphur requirements**. Londres, 2015. Disponível em: < <http://www.lngbunkering.org/lng/regulations/imo-regulations/fuel-sulphur-requirements> >. Acesso em: 18 set. 2017.

LNG FUELLED VESSELS. **NOx emissions**. Londres, 2015. Disponível em: <<http://www.lngbunkering.org/lng/regulations/imo-regulations/nox-emission-limits>>. Acesso em: 18 set. 2017.

LYONS, William C. **Standard handbook of petroleum & natural gas engineering**. 2. ed. Woburn: GPP, 1996.

MARITIME JOURNAL. **Low sulphur fuel supply from 2015**. Southampton, 2013. Disponível em: <<http://www.maritimejournal.com/news101/pollution-control/low-sulphur-fuel-supply-from-2015>>. Acesso em: 18 set. 2017.

MAISGASBRASIL. **Gás natural**: cartilha. Brasília, 2016. Disponível em: <<http://www.maisgasbrasil.com.br/gasnatural/nomundo>>. Acesso em: 19 set. 2016.

MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE. **Conferência das Partes**. Brasília, 2015. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/clima/convencao-das-nacoes-unidas/conferencia-das-partes>>. Acesso em: 4 set. 2017.

MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE. **Protocolo de Quioto**. Brasília, 2016. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/clima/convencao-das-nacoes-unidas/protocolo-de-quioto>>. Acesso em: 4 set. 2017.

MOKHATAB, Saeid; POE, William A. **Processamento e transmissão de gás natural**. 2. ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2014.

NAÇÕES UNIDAS BR. **Adoção do Acordo de Paris**. Paris, 2015. Disponível em: <<https://nacoesunidas.org/wp-content/uploads/2016/04/Acordo-de-Paris.pdf>>. Acesso em: 11 set. 2017.

PORTAL BRASIL. **Saiba mais sobre o Protocolo de Quioto**. Brasília, 2010. Disponível em: <<http://www.brasil.gov.br/meio-ambiente/2010/11/protocolo-de-quioto>>. Acesso em: 4 set. 2017.

POULALLION, Paul. **Manual do gás natural**. Rio de Janeiro: Coase, 1986.

PROTOCOLO DE KYOTO. **Protocolo de Kyoto**. Brasília, 2014. Disponível em: <<http://protocolo-de-kyoto.info/>>. Acesso em: 4 set. 2017.

PUBLICO. **O que fez o acordo de Paris?**. Bonn, 2017. Disponível em: <<https://www.publico.pt/2017/05/31/mundo/noticia/perguntas-e-respostas-sobre-o-acordo-de-paris-1774092>>. Acesso em: 11 set. 2017.

QGEP. **Gás natural**. Rio de Janeiro, 2015. Disponível em: <<http://www.qgep.com.br/static/ptb/gas-natural.asp?idioma=ptb>>. Acesso em: 04 maio 2018.

SANT'ANNA, Andréia Abrahão. **Simulação de processamento de gás natural em plataforma off-shore**. 2005. 126 p. Trabalho de conclusão de curso (Graduação) – Programa Escola de Química/Agência Nacional do Petróleo, Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro (URFJ), Rio de Janeiro, RJ. 2005.

SARDINHA, Álvaro. **Poluição e o transporte marítimo**. Trabalho Acadêmico (Apostila) – Coleção Mar Fundamental, Lisboa, 2013. *Mimeografado*.

SIGNIFICADOS. **Significado de Kyoto**. Porto, 2011. Disponível em: <<https://www.significados.com.br/kyoto/>>. Acesso em: 4 set. 2017.

SILVA, André Luis Figueira *et. al.* **Processamento primário de petróleo.** Trabalho Acadêmico (Apostila) - Programa de Engenharia Química, Escola de Ciências e tecnologia E&P, Universidade de Petrobras, Rio de Janeiro, RJ. 2007. *Mimeografado.*

SILVA, Ramon Peruchi Pacheco da. **Análise de escoamentos gás-líquido em tubulações a partir de ECT.** Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Centro Tecnológico de Joinville, Engenharia Naval, Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC, Joinville, SC.2017.

SOUZA, Marina Maciel Dias. **Análise da viabilidade técnica e econômica de processar o gás natural para venda em plataformas de campos de gás retrógrado offshore.** Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), Belo Horizonte, MG. 2017.

THOMAS, José Eduardo. **Fundamentos de engenharia de petróleo.** Rio de Janeiro: Interciência, 2001.

TRANSPORTE MARÍTIMO GLOBAL. **Mudança de paradigma no transporte marítimo.** Rio de Janeiro, 2013. Disponível em:  
<<https://transportemaritimoglobal.com/2013/11/18/mudanca-de-paradigma-no-transporte-maritimo/#more-755>>. Acesso em: 18 set. 2017.

UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE. **Bodies.** Bonn, 2014. Disponível em: <<http://unfccc.int/bodies/items/6241.php>>. Acesso em: 4 set. 2017.

UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE. **Kyoto Protocol.** Bonn, 2014. Disponível em  
<[http://unfccc.int/kyoto\\_protocol/items/2830.php](http://unfccc.int/kyoto_protocol/items/2830.php)> Acesso em: 4 set. 2017.

UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE. **Making those first steps count: an introduction to the Kyoto Protocol.** Bonn, 2014. Disponível em < [http://unfccc.int/kyoto\\_protocol/items/6034.php](http://unfccc.int/kyoto_protocol/items/6034.php)> Acesso em: 4 set. 2017.

VIANA, Augusto Nelson Carvalho *et al.* **Eficiência energética: fundamentos e aplicações.** 1. ed.Campinas: PEE, 2012.

WILLEMS, Guillaume Paul. **Condensed rotational cleaning of natural gas.** 2009. 155 p. Tese (Doutorado) – Instituto de Pesquisa EIRICT, Centro de Engenharia

Química e Química, Universidade Tecnológica de Eindhoven (TU/e), Eindhoven, HOL. 2009.

WISSEN, Ralph Joseph Elisabeth. **Centrifugal separation for cleaning well gas streams: from concept to prototype**. 2006. Tese (Doutorado) – Instituto de Pesquisa EIRICT, Centro de Engenharia Química e Química, Universidade Tecnológica de Eindhoven (TU/e), Eindhoven, HOL. 2006.

YING, Shi Shi *et. al.* **Experimental study of a vane-type pipe separator for oil–water separation**. Elsevier: Chemical engineering research and design, Pequim, 2012.

## ANEXO A

Quadro A. 1 1 – Lista dos países desenvolvidos e em desenvolvimento pertencentes aos grupos “Anexo I” e “Não Anexo I”, respectivamente.

	<b>Anexo I</b>	29	Nova Zelândia	57	Barbados	86	Rep. Dominicana	115	Kuwait	144	Paquistão	174	Suriname
1	Austrália	30	Noruega	58	Belize	87	Equador	116	Quirguistão	145	Palau	175	Suazilândia
2	Áustria	31	Polónia	59	Benim	88	Egito	117	Laos	146	Estado da Palestina	176	Síria
3	Bielorrússia	32	Portugal	60	Butão	89	El Salvador	118	Líbano	147	Panamá	177	Tajiquistão
4	Bélgica	33	Romênia	61	Bolívia	90	Guiné Equatorial	119	Lesoto	148	Papua-Nova Guiné	178	Tailândia
5	Bulgária	34	Rússia	62	Bósnia e Herzegovina	91	Eritreia	120	Libéria	149	Paraguai	179	Rep. Macedônia
6	Canadá	35	Eslováquia	63	Botsuana	92	Etiópia	121	Líbia	150	Peru	180	Timor Leste
7	Croácia	36	Eslovênia	64	Brasil	93	Fiji	122	Madagascar	151	Filipinas	181	Togo
8	Chipre	37	Espanha	65	Brunei	94	Gabão	123	Malauí	152	Qatar	182	Tonga
9	Rep. Tcheca	38	Suécia	66	Burkina Faso	95	Gâmbia	124	Malásia	153	Coréia do Sul	183	T. e Tobago
10	Dinamarca	39	Suíça	67	Burundi	96	Geórgia	125	Maldivas	154	Moldávia	184	Tunísia
11	Estônia	40	Turquia	68	Camboja	97	Gana	126	Ilhas Marshall	155	Ruanda	185	Turquemenistão
12	União Europeia	41	Ucrânia	69	Cabo Verde	98	Granada	127	Mauritânia	156	S. Cristóvão e Nevis	186	Tuvalu
13	Finlândia	42	UK+Irlanda do Norte	70	Camarões	99	Guatemala	128	Mauritius	157	Santa Lúcia	187	Uganda
14	França	43	Estados Unidos	71	Rep. Centro – Africana	100	Guiné	129	México	158	S. Vic. E Granadinas	188	Emirados Árabes
15	Alemanha		<b>Não Anexo I</b>	72	Chade	101	Guiné Bissau	130	Micronésia	159	Samoa	189	Tanzânia
16	Grécia	44	Afganistão	73	Chile	102	Guiana	131	Mongólia	160	San Marino	190	Uruguai
17	Hungria	45	Grupo Africano	74	China	103	Haiti	132	Montenegro	161	S. Tomé e Príncipe	191	Uzbequistão
18	Islândia	46	Albânia	75	Colômbia	104	Honduras	133	Marrocos	162	Arábia Saudita	192	Vanuatu
19	Irlanda	47	Argélia	76	Comores	105	Índia	134	Moçambique	163	Senegal	193	Venezuela
20	Itália	48	Andorra	77	Congo	106	Indonésia	135	Myanmar	164	Sérvia	194	Vietnã
21	Japão	49	Angola	78	Ilhas Cook	107	Irã	136	Namíbia	165	Seicheles	195	Yêmen
22	Letônia	50	Antígua e barbuda	79	Costa Rica	108	Iraque	137	Nauru	166	Serra Leoa	196	Zâmbia
23	Liechtenstein	51	Argentina	80	Cuba	109	Israel	138	Nepal	167	Singapura	197	Zimbábue
24	Lituânia	52	Armênia	81	Costa do Marfim	110	Jamaica	139	Nicarágua	168	Ilhas Salomão		
25	Luxemburgo	53	Azerbaijão	82	Coréia do Norte	111	Jordânia	140	Níger	169	Somália		
26	Malta	54	Barramas	83	Rep. Dem. Do Congo	112	Cazaquistão	141	Nigéria	170	África do Sul		
27	Mônaco	55	Barém	84	Djibuti	113	Quênia	142	Niue	171	Sudão do Sul		
28	Holanda	56	Bangladesh	85	Dominica	114	Kiribati	143	Omã	172	Sri Lanka		

Fonte: United Nations Framework Convention on Climate Change (2014).

## ANEXO B

Quadro B 1 1 - Composição típica do gás natural extraído em diversos estados brasileiros

Composição [% em volume]	CE/RN	SE/AL	BA	ES	RJ	SP	AM	PR/SC
<b>CH<sub>4</sub></b>	74,53	81,32	81,14	88,16	79,69	87,98	68,88	73,58
<b>C<sub>2</sub>H<sub>6</sub></b>	10,40	8,94	11,15	4,80	9,89	6,27	12,20	12,17
<b>C<sub>3</sub>H<sub>8</sub></b>	5,43	3,26	3,06	2,75	5,90	2,86	5,19	6,70
<b>C<sub>4</sub>H<sub>10</sub></b>	2,81	1,84	1,39	1,55	2,13	1,16	1,80	3,22
<b>C<sub>5</sub>H<sub>12</sub></b>	1,30	0,74	0,72	0,44	0,77	0,27	0,43	1,06
<b>C<sub>6</sub>H<sub>14</sub></b>	1,40	0,42	0,30	0,44	0,44	0,07	0,18	0,48
<b>N<sub>2</sub></b>	1,39	1,51	1,63	1,64	0,80	1,16	11,12	1,74
<b>CO<sub>2</sub></b>	2,14	1,97	0,81	0,24	0,50	0,23	0,20	0,64
<b>H<sub>2</sub>S</b> [mg/m <sup>3</sup> ]	1,50	7,50	7,60	7,60	6,70	Traços	-----	13920

Fonte: Adaptado de Maia (2007).