

1. INTRODUÇÃO

1.1. Objetivo

Esta tese objetiva estudar a viabilidade técnica e econômica do processo de separação e captura do dióxido de carbono (CO₂), aplicável às instalações marítimas de produção de petróleo no mundo.

Portanto, objetiva-se reduzir as emissões de CO₂ para a atmosfera, propondo aplicações para tal componente, que agregam valor à cadeia de produção de petróleo e gás natural¹.

Espera-se também que a implantação das soluções técnicas propostas, nesta tese, venha a contribuir para a mitigação dos impactos ambientais negativos atuais e futuros da indústria do petróleo, e também sobre o problema mundial das mudanças climáticas.

1.2. Originalidade do tema no meio acadêmico e benefícios da pesquisa

O desenvolvimento de processos de separação e captura de CO₂ em instalações de produção de petróleo ainda se encontra em estágio de pesquisa no Brasil e voltado para as aplicações terrestres. O aumento da produção de petróleo e de gás natural no país associado à predominância de reservas marítimas, reforça a necessidade da realização de estudos para redução de perdas e aumento da oferta de gás para o mercado nacional.

Com o gradativo aumento da capacidade de produção destas unidades, na última década tem sido verificado um aumento no consumo interno de gás natural (maior que a queima e perda) e conseqüentemente do aumento das emissões de CO₂.

Após a ratificação do protocolo de Quioto, em fevereiro de 2005, vários projetos de desenvolvimento tecnológico estão sendo desenvolvidos por companhias operadoras de petróleo (Statoil, Shell, dentre outras), em todo o mundo, visando além de atender as metas de redução (países que têm compromissos de redução) obter ganhos financeiros no mercado internacional de comércio de créditos de carbono.

Esta tese propõe aplicações para o CO₂ oriundo tanto dos gases de combustão gerados pela queima do gás natural, como do gás natural produzido em novas instalações de produção

¹ Mistura de hidrocarbonetos, que pode estar associado ou não ao petróleo, em formações geológicas, mas que nas condições de superfície se encontra no estado gasoso.

de petróleo no Brasil, podendo ser estendidas à nível mundial. Este tema pode ser considerado como um desafio tecnológico para o meio acadêmico nacional, à medida que ainda não foram desenvolvidos processos eficientes de separação e de captura do CO₂ em correntes gasosas, geradas nas instalações marítimas de produção.

No cenário atual, este tema ganha importância adicional, à medida que já foram identificadas no país, algumas composições de petróleo e gás natural, com alto teor de CO₂. Tal característica, associada à tendência atual de aumento do consumo interno de gás, nas futuras instalações marítimas de produção, na condição da não implantação de ações de medidas mitigadoras, podem levar ao aumento das emissões de CO₂.

Dentre os benefícios esperados desta tese se destacam:

- Aumento da oferta de gás para o mercado, através da redução do consumo interno e das perdas/queima de gás;
- Melhoria da eficiência operacional e energética das instalações marítimas de produção de petróleo;
- Emissões evitadas de CO₂ e metano (CH₄) para a atmosfera

2. CONCEITOS BÁSICOS

2.1- O gás natural

O gás natural (GN) é definido como a porção do petróleo que existe na fase gasosa ou em solução no óleo, nas condições de reservatório², e que permanece no estado gasoso nas condições atmosféricas de pressão e temperatura. Ele é constituído predominantemente por uma mistura de hidrocarbonetos, porém apresenta componentes conhecidos como indesejáveis, dentre eles o dióxido de carbono (CO₂). Os hidrocarbonetos são compostos formados por átomos de carbono e hidrogênio, que de acordo com suas características são agrupados nas seguintes séries (famílias): parafínicos, olefínicos e aromáticos.

“Gás natural é o nome dado às misturas de hidrocarbonetos que, quando estão nas condições de superfície, se apresentam na forma gasosa. No reservatório estas misturas podem se apresentar tanto na forma gasosa como dissolvida no óleo.” (Rosa;Carvalho;Xavier,2006).

O gás natural produzido pode ser classificado como sendo do tipo associado ou não associado, conforme descrito abaixo.

a) Gás Associado (GA): é aquele existente em reservatórios, em que o plano de exploração prevê a produção de óleo como principal energético, sendo denominados reservatórios produtores de óleo. A produção do gás associado é atrelada à produção do óleo existente no mesmo reservatório.

b) Gás Não-Associado (GNA): é aquele existente em reservatórios, em que o plano de exploração prevê a produção de gás como principal energético, sendo denominados reservatórios produtores de gás. A produção do gás não-associado é feita de forma planejada, de acordo com a demanda do mercado, tendo um aspecto estratégico para companhia operadora.

² Formações geológicas portadoras de misturas de hidrocarbonetos em fase líquida (óleo) e gasosa (gás natural).

A Figura 2.1 ilustra a diferença entre os dois tipos de gás natural mencionados anteriormente.

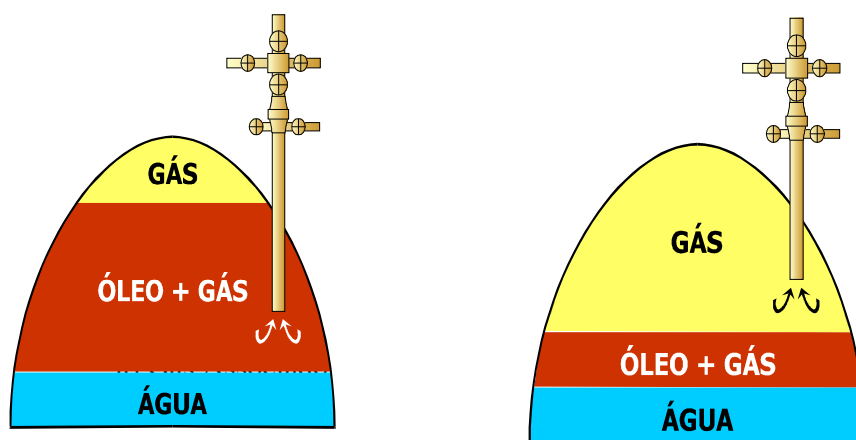


Figura 2.1- Reservatório produtor de óleo e de gás Fonte: Petrobras

2.1.1- Composição química do gás natural

O gás natural é uma mistura constituída predominantemente de hidrocarbonetos, sendo os demais componentes conhecidos como contaminantes. Portanto, ele é composto por duas partes distintas, ambas existentes na fase gasosa, sendo uma constituída de hidrocarbonetos e a outra por não hidrocarbonetos (contaminantes). A Tabela 2.1 apresenta os componentes do gás natural.

Tabela 2.1- Componentes do gás natural Fonte: elaboração própria

	Não Hidrocarbonetos		Hidrocarbonetos	
N₂	nitrogênio	CH₄	(C ₁)	metano
CO₂	dióxido de carbono (gás carbônico)	C₂H₆	(C ₂)	etano
H₂O	água	C₃H₈	(C ₃)	propano
H₂S	gás sulfídrico	C₄H₁₀	(iC ₄)	isobutano
COS	sulfeto de carbonila		(nC ₄)	normalbutano
CS₂	dissulfeto de carbono	C₅H₁₂	(iC ₅)	isopentano
			(nC ₅)	normalpentano
		C₆H₁₄	(C ₆)	hexano
		C₇H₁₆	(C ₇)	heptano
		C₈H₁₈	(C ₈)	octano
		C₉H₂₀	(C ₉)	nonano
		C₁₀H₂₂	(C ₁₀)	decano

A fase constituída pelos não hidrocarbonetos (contaminantes) pode ser decomposta nas seguintes categorias:

- Inertes
- Gases Ácidos
- Vapor d'água

Os inertes possuem como características principais o fato de não apresentarem reatividade química com os compostos e materiais da unidade. Um exemplo é o componente nitrogênio (N₂).

O vapor d'água é um contaminante preocupante, uma vez que sob forma líquida na presença dos gases ácidos pode levar a ocorrência de processos corrosivos. Adicionalmente quando presente com alto teor³ pode ocorrer problemas de formação de cristais sólidos, conhecidos como hidratos. Tais compostos são formados pela associação de moléculas de hidrocarbonetos (metano e etano predominantemente) e de água, nas condições de baixa

³ Acima dos limites de especificação para comercialização, segundo a Portaria nº104/2002 da ANP.

temperatura e alta pressão⁴. A presença destes cristais de hidratos pode interromper o abastecimento de veículos automotivos que utilizam gás natural veicular (GNV).

Os gases ácidos são assim chamados por formarem uma solução de características ácidas na presença da água. Como exemplo, cita-se o gás carbônico, o gás sulfídrico e demais compostos de enxofre (sulfeto de carbonila, dissulfeto de carbono, etc). Além dos contaminantes citados anteriormente, temos outros que merecem destaque, face ao aparecimento em algumas regiões produtoras, que são o gás hélio (He) e extraordinariamente o mercúrio (Hg).

O Anexo 1 apresenta composições típicas de gás natural obtidas em diversos estados do Brasil.

2.2- Gerenciamento das emissões de CO₂

2.2.1- Questão ambiental das emissões atmosféricas.

De forma crescente as empresas do setor de petróleo têm procurado voluntariamente conhecer, controlar e comunicar seus impactos sócio-ambientais. Esta postura empresarial resulta do reconhecimento por parte delas de que os custos ambientais relacionados às suas atividades podem afetar seus negócios de forma negativa.

Adicionalmente um melhor conhecimento dos impactos sócio-ambientais causados pelas suas atividades pode gerar benefícios tais como a obtenção de financiamentos internacionais, conquista de novos mercados, além da melhoria da imagem diante de seus clientes, fornecedores, sociedade e demais partes interessadas.

Na indústria do petróleo as fontes de emissões atmosféricas são classificadas como:

1- Fixas

Oriundas de equipamentos ou sistemas que tem posição definida na instalação de produção.

2- Móveis

Oriundas de veículos ou equipamentos que tem mobilidade de locomoção.

3- Fontes pontuais

São fontes fixas oriundas de qualquer instalação, equipamento ou processo estacionário que libere ou emita matéria ou energia para a atmosfera, sob forma concentrada; apresentam ponto

⁴ Normalmente acima de 2000 kPa.

geográfico específico e bem limitado, como normalmente encontrado em chaminés, dutos ou vents⁵.

4- Fontes aéreas

São fontes oriundas de local não fixo, que promovem o lançamento de qualquer forma de matéria, sólida, líquida ou gasosa, ou de energia.

5- Fontes fugitivas

São aquelas que promovem o lançamento de qualquer forma de matéria, sólida, líquida ou gasosa, ou de energia, efetuada por uma fonte potencialmente poluidora do ar, sem passar primeiro por alguma chaminé ou duto projetado para dirigir ou controlar seu fluxo.

6- Fontes evaporativas

Emissões para a atmosfera provenientes da vaporização de um combustível.

As emissões atmosféricas podem ainda serem classificadas como diretas e indiretas.

▪ diretas

Emissões realizadas através de equipamentos que possuem interligação direta com a atmosfera

▪ indiretas

Emissões realizadas através de equipamentos que não possuem interligação direta com a atmosfera

Outra forma de classificação das emissões apresentadas anteriormente é:

▪ Emissões dos principais gases de efeito estufa⁶ (GEE)

Metano (CH₄), dióxido de carbono (CO₂), óxido nitroso (N₂O), hidrofluorcarbono (HFC), clorofluorcarbono (CFC) e o perfluorcarbono (PFC).

▪ Emissões de poluentes regulados

Óxido de enxofre (SO_x), gás sulfídrico (H₂S), óxido de nitrogênio (NO_x), amônia (NH₃), material particulado (MP), monóxido de carbono (CO) e hidrocarbonetos não metano (HCNM).

A Resolução CONAMA nº 382 criada em 2006 estabelece limites máximos de emissão de poluentes atmosféricos para fontes fixas, principalmente para os componentes MP, NO_x e SO_x.

⁵ Sistema de alívio de gases para a atmosfera.

⁶ Significa os constituintes gasosos da atmosfera, naturais e antrópicos (gerados por atividades humanas), que absorvem e re-emitem radiação infravermelha. São eles: dióxido de carbono, metano, óxido nitroso, hidrofluorcarbono, perfluorcarbono, hexafluoreto de enxofre, dentre outros.

A Tabela 2.2 apresenta as principais emissões atmosféricas existentes na indústria do petróleo.

Tabela 2.2- Emissões Atmosféricas na Indústria do Petróleo Fonte : IPCC (1996a)

Fonte de emissão	Emissões
Emissões diretas	
Queima de combustíveis	CO ₂ , SO ₂ , N ₂ O, CH ₄ , material particulado (MP) e NO _x
Tochas (sistema de alívio e despressurização)	SO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, material particulado (MP) e NO _x .
Emissões fugitivas	CH ₄
Emissões evaporativas	CH ₄
Processos	CO ₂ , SO ₂ , CH ₄ , material particulado (MP) e NO _x
Emissões indiretas	
Indiretas	CO ₂ e CH ₄

Segundo a Convenção do Clima (UNFCCC,2001b.) criada em 1992, durante a Conferência Mundial das Nações Unidas (RIO-92) são considerados gases de efeito estufa (GEE) : dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), hexafluoreto de enxofre (SF₆) e as famílias do perfluorcarbono (PFC) e do hidrofluorcarbono (HFC).

De acordo com o Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC,1996a) há um conceito denominado de Global Warming Potential (GWP) ou Potencial de Aquecimento Global. Tal conceito se refere ao poder de aquecimento das moléculas dos gases classificados como de efeito estufa. Trata-se de um índice baseado nas propriedades radioativas dos gases de efeito estufa, que pode ser usado para estimar os impactos potenciais futuro dos mesmos, sobre o sistema climático mundial, de forma relativa. Tal índice é definido como o forçamento radioativo⁷ cumulativo desde o presente até um horizonte de tempo escolhido,

⁷ Uma mudança na energia disponível para o sistema global terra/atmosfera e também a contribuição de uma espécie ao aquecimento (ou resfriamento) enquanto ela permanece na atmosfera.

causado por uma unidade de massa de gás emitida agora, expresso de forma relativa a um gás de referência (CO₂).

O relatório do IPCC (1996a) conhecido como Second Assessment Report (SAR) apresentou valores de GWP válidos até 2012 (primeiro período de compromisso), tendo o metano valor igual a 21 (horizonte de tempo de cem anos). Entretanto, o relatório seguinte emitido pelo IPCC (2001a) conhecido como Third Assessment Report (TAR) apresentou valores de GWP, aplicáveis para depois de 2012 (segundo período de compromisso), tendo o metano valor igual a 23 (horizonte de tempo de cem anos). A Tabela 2.3 apresenta valores de GWP (TAR) dos principais gases de efeito estufa, para horizontes de tempo de 20, 100 e 500 anos.

Tabela 2.3- Valores de GWP dos gases de efeito estufa em função do tempo

Fonte: IPCC (2001a)

Espécies	Fórmula Química	Tempo de Vida (anos)	Potencial de Aquecimento Global (Horizonte de Tempo)		
			20 anos	100 anos	500 anos
CO ₂	CO ₂	variável	1	1	1
Metano ^a	CH ₄	12,0 ^b	62	23	7
Óxido nitroso	N ₂ O	114 ^b	275	296	156
HFC-23	CHF ₃	260	9400	12000	10000
Perfluormetano	CF ₄	50000	3900	5700	8900

Onde:

a = Inclui uma contribuição indireta da produção estratosférica da água e do ozônio.

b = Leva em consideração os tempos ajustados com a incorporação dos efeitos indiretos da emissão de cada gás com seu próprio tempo de vida.

Segundo Ribeiro (2003, p.35) o horizonte de tempo usualmente adotado pelos tomadores de decisão nas questões relativas às mudanças climáticas é de 100 anos. Como os valores do GWP considerados no Protocolo de Quioto são aqueles estabelecidos pelo IPCC (1996,b), esta tese também os adotou como referência na elaboração do estudo de caso (capítulo 7).

A incerteza dos valores do GWP é de tipicamente $\pm 35 \%$, não incluindo a incerteza quanto à referência do componente dióxido de carbono. Os valores de GWP precisam levar

em conta qualquer efeito indireto do gás de efeito estufa emitido, a fim de refletir corretamente o potencial de aquecimento futuro (IPCC,1996a).

A Figura 2.2 apresenta a distribuição dos principais constituintes no forçamento radioativo dos GEE, estabelecido pelo IPCC (2001).

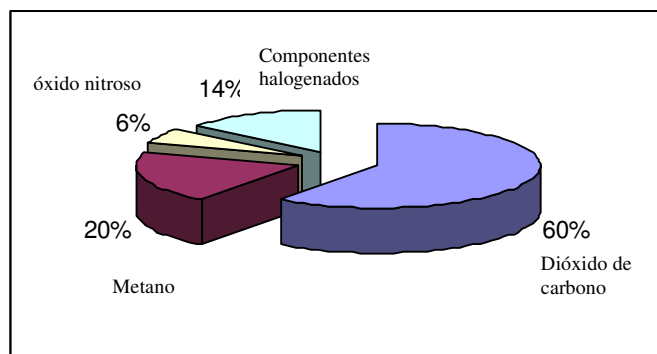


Figura 2.2- Distribuição percentual do forçamento radioativo dos GEE

Fonte: Elaboração própria a partir do IPCC (2001)

A aplicação do conceito do GWP ocorre na quantificação das emissões atmosféricas dos gases de efeito estufa (EGEE), utilizando-se como unidade a tonelada de CO₂ equivalente (t CO₂ eq). O IPCC (1996b) apresenta a metodologia para o cálculo da emissão de diversos gases de efeito estufa, utilizando o conceito do GWP. A eq.(2.1) apresenta uma equação simplificada deste cálculo.

$$ECGEE = W_{gee} \cdot GWP \quad (2.1)$$

Sendo:

ECGEE - emissão gasosa do componente GEE (10⁶ t CO₂ eq.)

W_{gee} - massa emitida do componente gasoso de gás de efeito estufa (10⁶ t)

O valor do GWP da eq.(2.1) está de acordo com a Tabela 2.3 (100 anos). Como exemplo da utilização da eq.(2.1) tem-se que para 1 milhão de toneladas de emissão do componente metano, diz-se que é equivalente a emissão de 21 milhões de toneladas de dióxido de carbono.

2.2.2- Evolução das emissões de CO₂ no mundo

O Energy Information Administration - EIA (2007) apresentou resultados de estudos de emissões de CO₂ no mundo, assim como sua correlação direta com o consumo de energia pelos países (expresso em tep) e da sua origem (renovável ou não-renovável). Quanto maior o consumo de energia de fontes não renováveis (petróleo, carvão, gás natural) maior é a

emissão de CO₂, em relação ao mesmo consumo, caso fosse gerado a partir de fontes renováveis (menor teor de carbono). Adicionalmente o EIA (2007) apresentou previsões de emissões futuras de CO₂, a partir de 2004 até 2030, conforme a Figura 2.3.

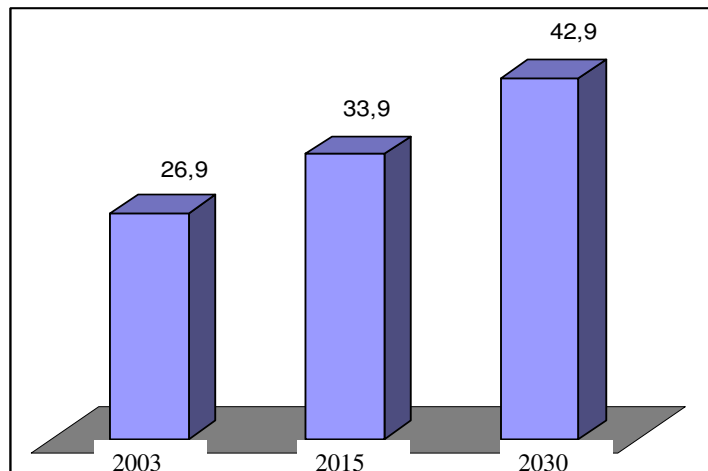


Figura 2.3- Emissões e Previsões de CO₂ no mundo de origem fóssil (10⁹ t) no período de 2003 a 2030. Fonte: EIA (2007)

Segundo o Balanço Energético Nacional BEN (2005) estima-se que o Brasil atingirá em 2030 uma emissão de $6,1 \times 10^8$ t CO₂, correspondendo a um aumento equivalente a taxa média anual do mundo, ou seja de 1,8 % a.a, conforme o EIA (2007), no período entre 2004 e 2030.

2.2.3- Estimativa das emissões de CO₂ em instalações de produção de petróleo no Brasil

De acordo com o Boletim mensal de gás da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP (2007) a produção de gás natural nacional atingiu em 2006, a média anual diária de $48,5 \times 10^3$ m³/d. Deste montante, 62 % corresponde à produção de gás no mar (instalações marítimas de produção). O estado do Rio de Janeiro obteve aproximadamente 75 % da produção nacional de gás, de origem marinha, através de suas instalações marítimas de produção (plataformas e navios de produção), localizadas na Bacia de Campos (região norte do estado do Rio de Janeiro).

Entretanto, nem todo o volume total de gás natural produzido no Brasil chega aos consumidores. Segundo a ANP (2007), em 2006, cerca de 56 % do volume total de gás natural produzido no país foi disponibilizado para o mercado. Isto se deve ao perfil da estrutura do processo produtivo, envolvendo instalações de produção complexas, com

equipamentos e sistemas que também consomem gás. Além disto, o próprio gás natural tem papel relevante no mecanismo de elevação artificial do petróleo e no processo de recuperação do petróleo em uma jazida petrolífera. Do volume total produzido de gás produzido no país, em 2006, cerca de 44 % não foi disponibilizado para o mercado tendo os seguintes destinos:

a) Consumo próprio (interno)

Consumo para usos energéticos (processos de combustão para geração de energia térmica e elétrica) e não energéticos (usos onde não ocorre a combustão do gás natural). O primeiro é utilizado em equipamentos térmicos, tais como: turbinas, fornos, caldeiras dentre outros. O segundo é utilizado nos processos físicos (flotação, desaeração, etc) de tratamento da água produzida, água de injeção e do gás natural nas instalações marítimas de produção.

b) Queima e perda

Parcela referente à queima e perda (ventilação atmosférica, etc) nas instalações de produção.

c) Re-injeção

Parcela do gás natural produzido que é re-injetado nos reservatórios.

d) LGN

Parcela de hidrocarbonetos mais pesados que o propano que são recuperados nas UPGN.

A produção nacional líquida equivale ao volume total produzido menos as parcelas de consumo interno, queima, perda e re-injeção. A este montante soma-se o volume total importado (gás boliviano e argentino) e tem-se o volume equivalente a oferta. Este último volume não é totalmente oferecido ao mercado, pois nele estão inclusas as parcelas de líquido de gás natural (LGN), condensado e consumo em refinarias. Para melhor entendimento desta estrutura apresenta-se a Figura 2.4, com os elementos que fazem parte da estrutura global do gás produzido no país.

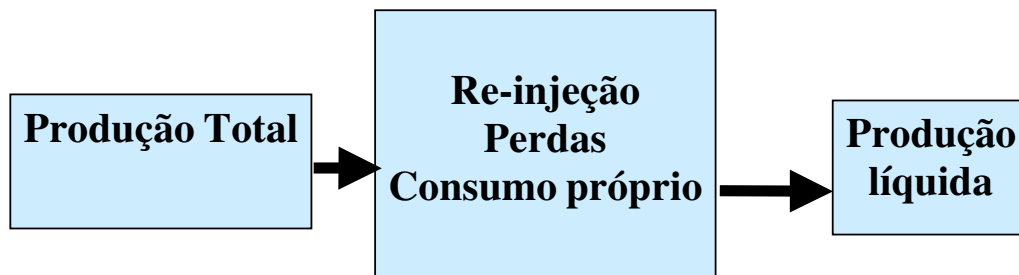


Figura 2.4- Diagrama de blocos da estrutura global de produção de gás no Brasil

Fonte: Elaborado pelo autor

De acordo com os resultados divulgados pela Petrobras (2007) as emissões de GEE geradas pelas suas instalações de produção cresceram 16 % no período entre 2004 e 2005. Porém, no ano seguinte houve redução de 2 % atingindo valor de $50,43 \times 10^6$ t CO₂ eq., que equivale a uma média diária de $13,8 \times 10^4$ t CO₂ eq./d. A Figura 2.5 apresenta tais resultados.

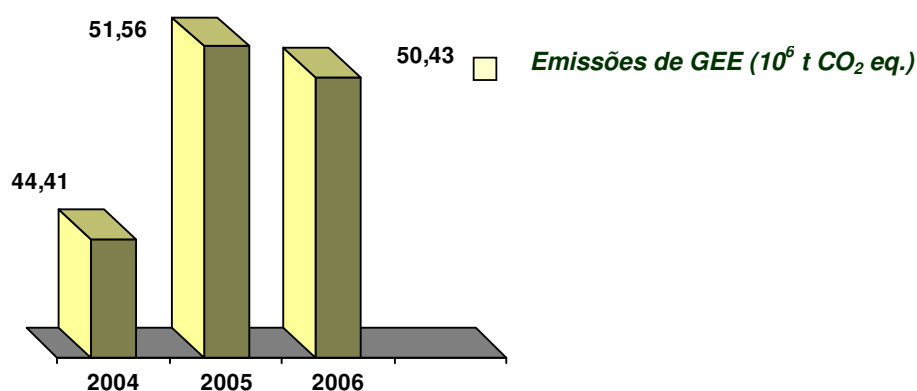


Figura 2.5- Emissões de GEE da Petrobras (2004-2006) em t CO₂ eq. por ano
Fonte: Petrobras (2007)

As emissões totais de dióxido de carbono equivalente da Petrobras, em 2004 foram de $44,4 \times 10^6$ t CO₂ eq., e sua distribuição em percentagem volumétrica, segundo as atividades desta empresa são apresentadas na Figura 2.6.

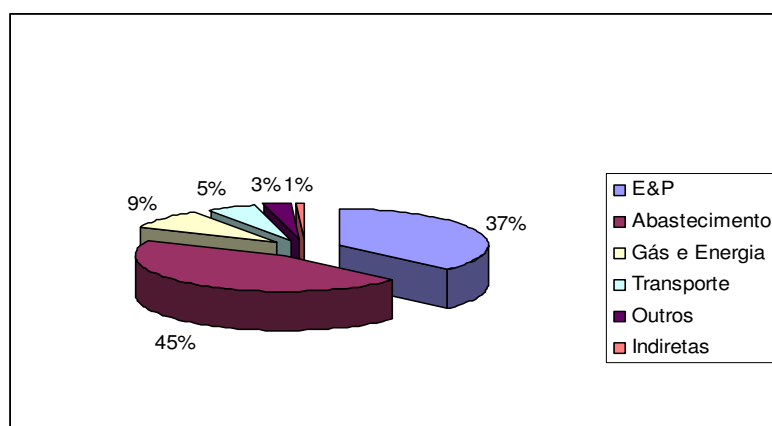


Figura 2.6- Distribuição percentual das emissões de CO₂ equivalente da Petrobras por atividades (2004) Fonte: Petrobras (2005)

Dos dados apresentados na Figura 2.6 observa-se que:

- As emissões representadas correspondem aos componentes: CO₂ (dióxido de carbono), CH₄ (metano) e N₂O (óxido de nitrogênio), sendo totalizados como CO₂ equivalente.

- E&P, Abastecimento, Gás e Energia e Transporte: os resultados incluem as estimativas das emissões atmosféricas das unidades instaladas no Brasil e das unidades internacionais por tipo de atividade.
- Outros: Navios da frota da Petrobras e da frota contratada que realizam viagens internacionais.
- Indiretas: As emissões indiretas referem-se às atividades de compra de energia elétrica e de vapor realizadas no Brasil.

Verifica-se pelos resultados obtidos anteriormente, que a atividade do E&P representa a segunda maior parcela das emissões totais de CO₂, dentro da empresa. Este fato evidencia ganhos potenciais de redução das emissões de CO₂, na área do E&P, através da implantação de melhorias na gestão dos processos internos. Recentemente, em 2006 a Petrobras, através do seu Plano de Negócios 2007-2011 estabeleceu metas corporativas de emissões evitadas de GEE, prevendo atingir em 2011 o valor de $3,93 \times 10^6$ t CO₂ eq.

2.2.4- A questão das emissões de CO₂ e a Comunidade Internacional

Em 1997, na cidade de Quioto, no Japão, durante a 3ª Reunião da Conferência das Partes⁸ (COP3) foi assinado um acordo internacional por 59 países, chamado de Protocolo de Quioto. Trata-se de um acordo internacional, patrocinado pela Organização das Nações Unidas (ONU), que está associado à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima⁹, ocorrida no Rio de Janeiro, na ocasião da Conferência das Nações Unidas sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento (RIO-92). O objetivo principal é prevenir as interferências antropogênicas perigosas sobre o sistema climático terrestre. De acordo com o Protocolo de Quioto, os países foram divididos em dois grandes grupos:

- países desenvolvidos, ou seja aqueles mais industrializados e grandes emissores de gases de efeito estufa (GEE)
- países que não se enquadram na situação anterior, sendo formado por países sub-desenvolvidos, ou mesmo em desenvolvimento.

⁸ Representa o órgão supremo da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima, que se reúne anualmente, desde 1995, e tem como finalidade estabelecer as regras para implantar a Convenção. A COP3 ocorreu em 1997 e resultou no Protocolo de Quioto.

⁹ Tratado assinado em 1992, no Rio de Janeiro, por ocasião da Conferência das Nações Unidas sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento (RIO-92), que tem como finalidade a estabilização das concentrações de gases de efeito estufa (GEE) na atmosfera.

Segundo Tolmasquim (2004), esta diferenciação entre países se faz necessária, pois o primeiro grupo possui uma maior concentração de GEE, devido ao seu desenvolvimento econômico, desde a Revolução Industrial, no século XIX. Quanto ao segundo grupo somente a partir dos anos 40, iniciou-se o processo de desenvolvimento industrial. O Protocolo de Quioto estabelece que somente os países do primeiro grupo, sejam obrigados a reduzir suas emissões de GEE, de forma que as mesmas se tornem **5,2 % inferiores aos níveis de emissão de 1990**. Foi estabelecido ainda que essa redução deverá ocorrer, no **período entre 2008 e 2012** (primeiro período de cumprimento do Protocolo). Neste período, o Brasil não terá metas de compromisso, o que poderá ocorrer no segundo período, isto é, após 2012, uma vez que ainda não foram definidas as metas de redução de emissões.

O Protocolo de Quioto trata dos seis principais gases de efeito estufa, ou sejam: CO₂, CH₄, N₂O, hidrofluorcarbono (HFC), perfluorcarbono (PFC) e hexafluoreto de enxofre (SF₆). Estes gases devem ser combinados em uma "cesta", de forma que as reduções de cada gás sejam creditadas com vistas à meta de um único número, expresso em "equivalentes de CO₂".

Em fevereiro de 2005, após a Rússia ter formalizado sua adesão (ratificação russa) foi possível cumprir os requisitos para a entrada em vigor do Protocolo de Quioto. Infelizmente até o momento não houve a ratificação dos Estados Unidos, que juntamente com a China, constituem os maiores contribuintes das emissões mundiais de GEE.

Segundo Sanquetta et al (2006) a proposta de criar um valor transacional para as reduções de GEE é semelhante aos mecanismos existentes para alguns gases poluidores em países na Europa e nos Estados Unidos (exemplo: Programa de Chuva Ácida da Environment Protect Agency - EPA).

Para facilitar o cumprimento das metas estabelecidas pelo Protocolo de Quioto, foi estabelecida a criação de mecanismos comerciais, conhecidos como Mecanismos de Flexibilização. Os mesmos são arranjos técnico-operacionais, que foram criados e regulamentados com a finalidade de auxiliar o cumprimento das metas de redução estabelecidas para os países industrializados (tem metas a cumprir). Estes mecanismos proporcionam a geração de créditos aos países desenvolvidos, relativos às emissões reduzidas em outros países (em desenvolvimento) e a custos menores, em relação às suas atividades internas. Os Mecanismos de Flexibilização são classificados nas seguintes categorias: Implementação Conjunta (Joint Implementation), Comércio de Emissões (Emissions Trading) e o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo- MDL¹⁰.

¹⁰ O mesmo que "Clean Development Mechanism- CDM", no qual permite a uma empresa situada em um país em desenvolvimento, de forma voluntária, que ao reduzir uma unidade de GEE emitida ou seqüestrada

Os dois primeiros mecanismos são restritos aos países desenvolvidos, enquanto que o último pode ser utilizado pelos países não desenvolvidos ou em fase de desenvolvimento.

Segundo Tolmasquim (2004) a Implementação Conjunta é a transferência ou aquisição de unidades de redução de emissões de emissões resultantes de projetos, que reduzam as emissões antrópicas em vários setores da economia.

O Comércio de Emissões se difere do mecanismo anterior pelo fato de permitir a negociação financeira das unidades de redução de CO₂ entre nações industrializadas, sem envolver projetos diretamente.

O mecanismo MDL, da mesma forma que os anteriores, também contribui para que os países industrializados (possuem metas de redução no Protocolo de Quioto) consigam cumprir suas metas de limitação e redução das emissões de GEE. Tal mecanismo, segundo o Acordo de Marraqueche deve ser suplementar à ação doméstica, que se constitui na maior contribuição de um país desenvolvido para atender a meta estabelecida pelo Protocolo de Quioto. O MDL é o único dentre os três que é acessível para os países em desenvolvimento, como o caso do Brasil. A utilização do MDL serve para promover o desenvolvimento sustentável, nestes países (não tem meta de redução pelo Protocolo de Quioto) além de se beneficiarem do ingresso de recursos financeiros, por conta das vendas de redução certificada de emissão (RCE) para os países desenvolvidos. O RCE representa a remoção ou a não-emissão de uma tonelada métrica equivalente de dióxido de carbono pelo empreendimento. Segundo Tolmasquim (2004) a redução das emissões, que deve ser adicional a que ocorreria no cenário de referência (ausência do projeto MDL), determina o número de RCE. Para melhor compreensão do processo de transferência de RCE entre duas nações (uma desenvolvida e outra em desenvolvimento) apresenta-se a Figura 2.7.

(confinada em local que não retorne a atmosfera) da atmosfera, possa negociá-la no mercado mundial, com empresas que precisam desses créditos para fins de cumprimento de metas junto ao Protocolo de Quioto.

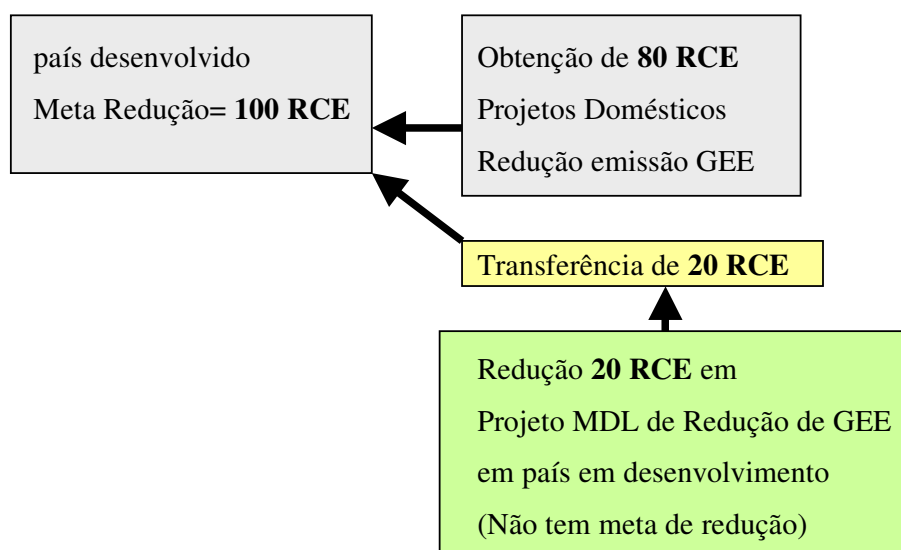


Figura 2.7- Processo de transferência de RCE
Fonte: Elaborado pelo autor a partir Tolmasquim (2004)

Segundo o exemplo apresentado o país desenvolvido utilizou projetos internos de redução de GEE e obteve 80 unidades referentes às RCE e adicionalmente mais 20 unidades oriunda de projeto de MDL em um país em desenvolvimento. Dessa forma o país desenvolvido atendeu a meta requerida de 100 unidades de RCE.

Para que um projeto tenha possibilidade de obter crédito de RCE é necessário que o mesmo seja certificado por uma Entidade Operacional Designada¹¹(EOD). No Brasil a Autoridade Nacional Designada é a Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima¹², que foi criada em 1999.

Segundo o Ministério das Ciências e da Tecnologia MCT (2005), Tolmasquim (2004) e Goldemberg (1998) os seguintes temas têm sido utilizados em projetos MDL no mundo:

- ◆ Ampliação do uso de fontes de energia e combustíveis renováveis;
- ◆ Conservação de energia e de aumento de eficiência energética;
- ◆ Substituição do uso de recursos energéticos de origem fóssil por fontes energéticas renováveis ou de baixo potencial emissor;
- ◆ Melhoria e redução de emissões em sistemas de transporte;

¹¹ Entidade jurídica nacional ou uma organização internacional credenciado pelo Comitê Executivo do MDL (Executive Board) que tem como finalidades a validação das atividades de um projeto MDL propostas, verificar e certificar as reduções das emissões de gases de efeito estufa, dentre outras.

¹² Constituída por representantes dos Ministérios: Minas e Energia, Relações Exteriores, Transporte, Agricultura, dentre outros.

- ◆ Co-geração de energia;
- ◆ Aumento da oferta energética nacional através do uso de fontes renováveis, não emissoras ou de baixo potencial de emissão;
- ◆ Reflorestamento e recuperação de áreas desflorestadas e/ou degradadas, compatíveis com as definições nacionais e regionais de uso do solo e áreas de proteção.

Dentre os projetos aprovados no Brasil pela Comissão Interministerial destacam-se:

- Projeto NovaGerar – Projeto de Energia a partir de gases de aterro sanitário, em 2004
- Projeto Veja Bahia – Projeto de gás de aterro de Salvador (BA), em 2004
- Projeto Parque Eólico da Petrobras em Natal, em 2007

Os projetos que se habilitam à condição de projeto de MDL devem cumprir uma série de procedimentos até receber a chancela da ONU, por intermédio do Conselho Executivo do MDL¹³.

A Figura 2.8 mostra as sete (7) etapas requeridas que um projeto deve cumprir para receber o RCE no âmbito do MDL.

¹³ Órgão que representa a instância máxima de avaliação de projetos de MDL. Órgão da Convenção-Quadro das Nações Unidas que supervisiona o funcionamento do MDL. O Conselho Executivo, formado por membros representantes dos países integrantes do Protocolo, credencia as Entidades Operacionais Designadas e emite os certificados para os projetos que cumprem todas as etapas previstas no MDL.

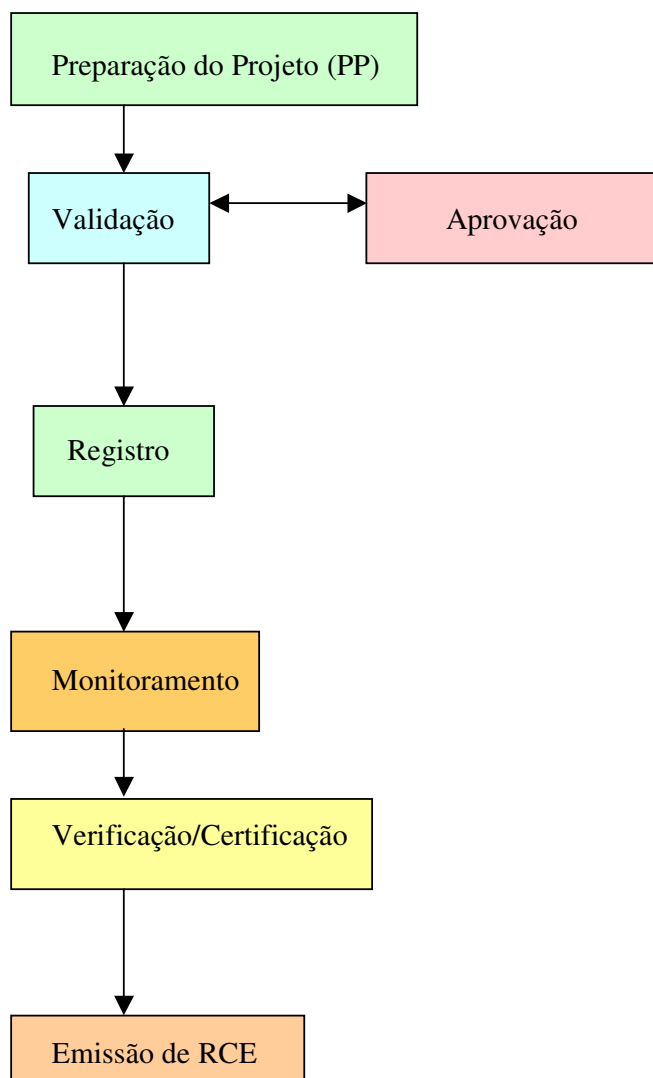


Figura 2.8- Estrutura esquemática do ciclo de um projeto MDL

Fonte: Elaborada pelo autor

As etapas compreendidas no ciclo de um projeto de MDL são:

1 Etapa: Preparação do Projeto

Esta etapa corresponde a elaboração do projeto conceitual (Documento de Concepção do Projeto- DCP) e que deve incluir os seguintes tópicos:

- Tipo de tecnologia utilizada;
- Localização e duração;
- Benefícios ambientais e sociais (estimativa das emissões reduzidas);
- Aspectos financeiros (custo de investimento);
- Prazo do projeto;
- Metodologia e plano de monitoramento;
- Estimativa de emissões de gases de efeito estufa;
- Impactos ambientais do projeto;
- Plano de monitoramento.

Obs: O Ministério de Ciências e Tecnologia MCT (2005) possui os formulários necessários para a elaboração do DCP.

Segundo esta mesma fonte, o projeto deve atender as seguintes demandas:

- Contribuição para a sustentabilidade ambiental local;
- Contribuição para o desenvolvimento das condições de trabalho e criação de empregos;
- Contribuição para a distribuição de renda;
- Contribuição para capacitação e desenvolvimento tecnológico;
- Contribuição para a integração regional e setorial.

Outro aspecto relevante é a existência de alternativa por parte do projetista na escolha da metodologia a ser utilizada, entre aquela aprovada pelo Conselho Executivo do MDL ou uma nova, desde que justificada através de declaração.

2 Etapa: Validação

Esta etapa se caracteriza pela análise independente do documento de concepção do projeto, por uma Entidade Operacional Designada (EOD¹⁴). O resultado final poderá ser positivo ou negativo. No primeiro caso, a EOD deverá notificar o proponente do projeto sobre a validação

¹⁴ Instituição credenciada pelo Conselho Executivo do MDL, que podem ser entidades domésticas, públicas ou privadas, assim como organizações internacionais.

e a data de submissão do respectivo relatório ao Conselho Executivo. No segundo caso, a EOD deverá apresentar as razões para a não validação do projeto.

3 Etapa: Aprovação

Esta etapa caracteriza-se pela aprovação do projeto de MDL, no país hospedeiro, por parte da Autoridade Nacional Designada (AND). Em resumo, esta aprovação é o reconhecimento formal da aceitação da atividade do projeto de MDL pelo governo local. No Brasil, a AND é representada pela Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima¹⁵. Esta Comissão é formada pela Casa Civil da Presidência da República e pelos seguintes Ministérios: Ciência e Tecnologia (coordenador da Comissão); Relações Exteriores; Agricultura; Pecuária e Abastecimento; Transportes; Minas e Energia; Planejamento, Orçamento e Gestão; Meio Ambiente; Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior, Cidades e Fazenda.

4 Etapa: Registro

Esta etapa caracteriza-se pelo registro formal, por parte do Conselho Executivo, do projeto validado da etapa anterior. Normalmente o prazo é de oito semanas após a data de pedido do registro.

5 Etapa: Monitoramento

Esta etapa caracteriza-se pelo acompanhamento do Plano de Monitoramento definido na etapa 1 do projeto MDL. Cabe a EOD verificar este Plano e dar um parecer a respeito do mesmo. O importante nesta fase são os registros e as documentações que comprovem a metodologia utilizada (cálculos das reduções das emissões, dentre outros).

6 Etapa: Verificação/Certificação

Esta etapa caracteriza-se pela revisão independente e periódica pela EOD, das reduções das emissões monitoradas antrópicas de GEE, que ocorrem em consequência da atividade registrada do projeto MDL, durante o período de verificação. Ao final desta etapa, a EOD emite o Relatório de Verificação. O processo de certificação, que também é realizada pela mesma entidade, envolve a realização de inspeções locais, de entrevistas com os participantes do projeto, teste em equipamentos, dentre outros. Este último processo termina com a emissão do Relatório de Certificação, que é a garantia do cumprimento por parte do proponente, de que seu projeto alcançou a redução das emissões, no período considerado.

¹⁵ Entidade que tem como atribuição verificar se os projetos estão consistentes com seu objetivo duplo: a) redução das emissões de GEE e/ou remoção de CO₂ atmosférico; e b) promoção do desenvolvimento sustentável.

7 Etapa: Emissão do RCE

Uma vez concluída a etapa anterior (requisito mandatório para ocorrer o início da etapa de emissão da RCE) o Relatório de Certificação segue para submissão ao Conselho Executivo a fim de que o mesmo possa atribuir o número de RCE.

De acordo com o previsto no art. 12 do Protocolo de Quioto, o administrador de registro do MDL emite a quantidade devida de RCE (função da quantidade reduzida e/ou removida de GEE), descontando uma parte para cobrir gastos administrativos e outra (2 % dos RCE emitidos) destinada a um fundo de adaptação a serem utilizados para ajuda aos países em desenvolvimento, que sejam vulneráveis aos efeitos adversos da mudança do clima mundial. As RCE emitidas pelo Conselho Executivo têm validade determinada e conforme o caso podem ser renovadas.

No Brasil, a Resolução nº 1/2003, da Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima, define a RCE como uma unidade emitida em conformidade com o Artigo 12 do Protocolo, igual a uma tonelada métrica equivalente de dióxido de carbono (t CO₂ eq.) calculada com o uso dos potenciais de aquecimento global, ou revisados subseqüentemente nos termos do Artigo 5 do Protocolo de Quioto.

O prazo normal previsto para a conclusão desta etapa é de 15 dias após a data da sua solicitação. Uma vez criadas as RCE, surgem inúmeros processos de comercialização das mesmas no mercado interno e externo, conforme apresentado no item 2.2.5. Sem dúvida que através deste mecanismo, os países em desenvolvimento, como o Brasil podem se beneficiar pelo ingresso de divisas por conta das vendas de RCE para os países desenvolvidos.

Os custos de transação de um projeto MDL pode ser caminho crítico para a empresa proponente do projeto, principalmente se este for de pequena escala. Para fins de incentivo aos projetos MDL é imprescindível que sejam simplificados as modalidades e os procedimentos, visando a minimização dos custos. Quanto maior a complexidade das metodologias e cenários do projeto, maiores são os custos de transação. Normalmente os custos de transação dos projetos MDL de grande escala são menores do que os de pequena escala. Tolmasquim (2004) apresenta alguns destes custos referentes a algumas fases do ciclo, conforme apresentado na Tabela 2.4 abaixo.

Tabela 2.4- Custos de transação inerente ao ciclo de projetos MDL
Fonte: Tolmasquim (2004)

Fase do ciclo	Custos de transação
Preparação do projeto	Pagamento de consultores externos, além de outros custos iniciais relativos à definição do projeto (estudos de viabilidade, etc)
Validação/registro	Gastos com o relatório de validação e com a aprovação da Autoridade Nacional Designada.
Monitoração	Pagamento de consultores externos, gastos com coleta de dados e Relatório de Monitoração.
Verificação/certificação	Gastos com auditoria e com os Relatórios de Validação e Certificação.
Emissão	Gastos administrativos

Segundo Tomasquim (2004) os custos mínimos de transação associados com o ciclo de um projeto MDL são apresentados na Tabela 2.5.

Tabela 2.5- Custos mínimos de transação associados com o ciclo de um projeto MDL
Fonte: Tolmasquim (2004)

Etapas	Estimativas de custo (US\$)
Estudos referentes à linha de base	19.600,00-24.500,00
Plano de monitoração	8.200,00 – 16.400,00
Avaliação ambiental	Incerto
Consulta aos stakeholders	Incerto
Aprovação nacional	Incerto
Validação	16.400.00-32.800,00
Arranjos legais e contratuais	24.500,00-41.000,00
Registro	5.000,00-30.000,00
Negociação das RCEs	5 a 15 % do valor das RCEs
Fundo de adaptação	2 % do valor da RCE anual
Mitigação de riscos	1 a 3 % do valor da RCE anual
Verificação	8.200,00

2.2.5- Mercado de carbono

O Mercado de Carbono é um termo popular utilizado para denominar os sistemas de negociação de unidades de redução de emissões de GEE. No âmbito do Protocolo de Quioto há dois tipos de mercado: mercado de créditos gerados por projetos de redução de emissões (projetos MDL e da implementação conjunta) e o mercado de permissões. Este último se refere a um sistema de negociação, mais apropriado aos países desenvolvidos, pois se relaciona à fixação de limites sobre o total de emissões de GEE dentro de determinada área geográfica. Dessa forma, as empresas têm permissão de negociar os excedentes com outras companhias, que precisem dessas permissões, para o cumprimento de suas metas.

No dia 15 de setembro de 2005 foi lançada, na Bolsa de Valores do Rio de Janeiro (BVRJ) o Banco de Projetos de Redução de Emissões do mercado brasileiro de carbono (parceria entre o Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior (MDIC) e a Bolsa de Mercadorias & Futuros (BM&F)). Trata-se da primeira etapa para a instalação do Mercado Brasileiro de Emissões- MBRE, que objetiva desenvolver um sistema eficiente de negociação de certificados ambientais, em linha com os princípios do Protocolo de Quioto. O BM&F/MDIC pretende criar no Brasil, as bases do mercado de créditos de carbono, que no futuro possa vir a ser referência, para os participantes em todo o mundo. A BM&F disponibiliza as empresas interessadas nesse mercado, um banco de projetos de MDL, que pode ser consultado através dos endereços eletrônico da BM&F (2006) e da BVRJ (2006). Este mercado permite que investidores qualificados e também os pré-cadastrados pela Bolsa, possam divulgar suas intenções em adquirir no mercado créditos a serem gerados por projetos de MDL.

O MCT (2005) descreve que o Brasil respondeu por 12% do volume total de projetos MDL negociados no mundo, no período entre janeiro de 2003 a dezembro de 2004 e 13% do volume total negociado, entre janeiro de 2004 e abril de 2005. Embora não existam metas oficiais de aumento da participação brasileira no MDL, o MCT (2005) cita o estudo do Núcleo de Assuntos Estratégicos (NAE) da Presidência da República no qual estima que a demanda por créditos de emissões, em 2012, será de US\$ 30 bilhões por ano e a futura participação brasileira fique em, no mínimo, 10% deste mercado.

De uma forma sumária, os projetos candidatos ao MDL, no Brasil devem atender a uma série de requisitos até receber a aprovação da Autoridade Nacional Designada (AND) e em nível

internacional pelo Conselho Executivo do MDL¹⁶. Ao final, o proponente recebe o RCE equivalente às reduções das emissões de GEE obtida e/ou remoção do CO₂ na atmosfera. De posse das RCE, o proponente poderá ingressar no mercado de projetos MDL do BM&F/BVRJ, de acordo com as regras estabelecidas. Este mercado funciona através de contratos de compra e venda de fundos de investimento em reduções esperadas ou certificadas de emissões. Estes fundos têm como finalidade a aplicação dos recursos captados, através da emissão de cotas e títulos da dívida pública, podendo participar tanto pessoa física como jurídica.

Esta tese contempla ações propostas de práticas de eficiência energética, que podem contribuir para a capacitação e desenvolvimento tecnológico do setor de produção de petróleo em instalações marítimas. Tal concepção é bastante aceitável em projetos MDL no mundo. O aumento da produção de petróleo e gás natural no país tem levado a um aumento da demanda de energia térmica (processos de combustão) com simultâneo aumento nas emissões atmosféricas de CO₂. Entretanto, a tese descreve um modelo de processo que conduz a redução do consumo de gás e consequentemente na redução das emissões de CH₄ e CO₂. Apesar de as práticas de armazenamento geológico de CO₂ ainda não serem aplicadas em projetos MDL, tal localidade ainda é considerada pelo setor de petróleo mundial como o mais adequado para sua disposição. A questão é que a confiabilidade destas práticas tende a aumentar, à medida que ocorra desenvolvimento de novas técnicas de monitoramento deste componente em reservatório geológico. Dessa forma, espera-se um crescimento no futuro, de novos projetos MDL que abordem tal tema, especialmente das companhias operadoras do setor de petróleo.

Outros mercados de carbono também são bastante utilizados, ou sejam :

- United Kingdom Emissions Trading Scheme – UKETS.

Mercado criado em 2002, no Reino Unido, no qual empresas podem comercializar junto ao governo, compromissos de redução de emissão de gases de efeito estufa. Segundo Lecocq (2004) nos primeiros cinco meses de 2004 foram transacionados 3×10^5 toneladas de CO₂ com preços entre £2 e £4 por tonelada.

- Emissions Trading Scheme for Greenhouse Gases - ETS

Mercado criado em 2003, pela União Européia - UE, no qual os Estados-membros podem comercializar livremente licenças de emissão de gases de efeito estufa.

¹⁶ Instância máxima de avaliação de projetos de MDL.

· Bolsa de Chicago

Mercado norte-americano, que teve início em 2003, onde há incentivos para instituições daquele país, que voluntariamente, reduzam suas emissões de gases de efeito estufa.

Por outro lado, muitas empresas estão elaborando Relatórios de Sustentabilidade, com base, nas diretrizes estabelecidas pelo Global Reporting Index- GRI. Tal motivação se deve a necessidade voluntária, cada vez maior, de demonstrar a clientes e demais partes interessadas o desempenho alcançado pela empresa, nas áreas ambiental, social e econômica.

Adicionalmente, o índice norte-americano denominado Dow Jones Sustainability Index (DJSI), que foi criado em 1999, é considerado atualmente pelo setor de petróleo, dentre outros, como o mais importante índice de sustentabilidade do mundo. Atualmente mais de 2500 empresas já alcançaram tal título, sendo no Brasil, as empresas Aracruz Celulose, Banco Bradesco, e mais recentemente, em 2006, a Petrobras. Dentre os benefícios obtidos por estas empresas se destacam o fortalecimento de suas ações no mercado internacional, maior facilidade para captação de recursos no mercado financeiro internacional, o fortalecimento da marca, assim como da imagem institucional diante dos investidores, clientes, parceiros, sociedade e demais partes interessadas.

3- ESTADO DA ARTE EM SEPARAÇÃO E CAPTURA DE CO₂

Apesar das incertezas referentes à influência das emissões antropogênicas de GEE na mudança do clima no mundo, segundo o IPCC (1996a), fortes evidências de correlação com o problema do aquecimento terrestre têm sido apresentadas, tal como apresentado no Terceiro Relatório de Avaliação do IPCC (2001).

Mais recentemente o IPCC (2007), através do Quarto Relatório de Avaliação, reforça a necessidade da estabilização da concentração dos gases de efeito estufa, a um determinado nível, que previna a ocorrência de interferências perigosas sobre o sistema climático mundial. Acrescenta ainda, que apesar de a definição do termo “interferências perigosas” serem objeto de julgamento de caráter social e político, as reduções profundas das emissões são consideradas inevitáveis, para que se alcance a estabilização da concentração dos gases de efeito estufa na atmosfera.

Apesar do cenário de incerteza atual, como forte justificativa para a implantação das ações mitigadoras, estabelecidas neste último relatório do IPCC é o Princípio da Precaução, que foi estabelecido durante a Conferência Mundial sobre o Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável no Rio de Janeiro (RIO-92). Sem dúvida, que se constitui até hoje, numa sólida base de sustentação para a continuidade das pesquisas científicas nesta área. Segundo tal Princípio, a ausência da certeza científica formal, a existência de um risco de um dano sério ou irreversível requer à implementação de medidas que possam prever este dano.

Feron e Hendriks (2005) consideram como sinônimo as etapas de separação e captura de CO₂, que juntamente com o armazenamento geológico tem o propósito de reduzir as emissões de CO₂ para a atmosfera.

O Carbon Sequestration Research and Development (2007) também considera similar os termos separação e captura do CO₂. Acrescenta ainda que o objetivo desta atividade é isolar o elemento carbono, de suas muitas fontes, para posterior transporte e seqüestro. Define ainda como seqüestro de carbono a manutenção das emissões antropogênicas de carbono da atmosfera, capturando-as, isolando-as e direcionando-as para armazenamento seguro.

Entretanto, segundo outras fontes, tais como o Carbon Sequestration Leadership Forum CSLF (2007) a captura do CO₂ é o mesmo que sua separação a partir de um gás de queima, disponibilizando-o para uso posterior.

Segundo Thomas (2005) o Projeto CCP (Carbon Dioxide Capture Project) foi criado por oito dentre as maiores empresas de energia do mundo, incluindo grandes companhias produtoras de petróleo ¹⁷ que implantaram projetos de captura de CO₂. Este projeto tem como objetivo a seleção de tecnologias para o armazenamento geológico do CO₂, visando à redução de custos, em relação às tecnologias existentes atualmente. Uma das áreas de grande desenvolvimento de pesquisas visando à separação e a captura do CO₂ é a da combustão industrial. Segundo tal autor, já se utiliza no mundo, tecnologias de captura, em pequena escala mais o custo ainda é elevado. Informa ainda que a captura e o armazenamento de CO₂ a partir da combustão do carvão, óleo ou do gás natural pode servir como um elo para atingir no futuro uma energia com baixo teor de carbono.

Esta tese considera a etapa de separação do CO₂ de uma mistura gasosa, de forma diferenciada da etapa de captura, sendo a primeira a remoção do componente de interesse (CO₂), através de um processo químico esteja presente no gás de queima ou no gás natural produzido. A etapa de captura é constituída pela combinação das etapas de coleta, compressão e transferência até o local de armazenamento geológico.

A partir da combustão de derivados de petróleo¹⁸ ou gás natural obtêm-se os gases de combustão¹⁹ e a energia térmica²⁰ (calor da reação química). Ocorre que tais gases de combustão apresentam baixa concentração de CO₂ e baixa pressão, quando são lançados para a atmosfera. Estas características dificultam a eficiência dos processos de separação e captura do CO₂ (fases iniciais do processo global de recuperação do CO₂²¹). Segundo Thomas (2005), nos processos de geração termelétrica, a partir da combustão de um combustível (carvão, gás natural, etc), as etapas de separação e captura do CO₂ representam 75 % dos custos para a recuperação do CO₂ emitido.

O Programa Tecnológico Internacional denominado Global Energy Technology Strategy Program - GTSP (2007) descreve tecnologias CCS (carbon dioxide capture and storage), que são constituídas pelos seguintes processos:

¹⁷ Ver no endereço eletrônico www.co2captureproject.org o nome das empresas de petróleo.

¹⁸ Diesel, óleo combustível e outros.

¹⁹ Gases formados basicamente pela mistura de nitrogênio, oxigênio, dióxido de carbono e água.

²⁰ Calor de reação liberado durante a reação de combustão de um combustível, na presença de oxigênio. Parte desta energia térmica é convertida em trabalho mecânico (turbinas), e a parcela restante segue para a atmosfera.

²¹ As fases finais correspondem ao transporte e a utilização do CO₂.

- Captura: corresponde a separação do CO₂ oriundo de gases de queima, sua compressão e posterior desidratação (remoção do componente água);
- Transporte: transferência do CO₂ através de gasoduto até uma formação geológica;
- Armazenamento: injeção do CO₂ em formação geológica através de poço injetor.

A Figura 3.1 apresenta uma estrutura esquemática das tecnologias CCS (Processo de Captura e Armazenamento de CO₂) utilizadas no mundo, por companhias operadoras de petróleo.

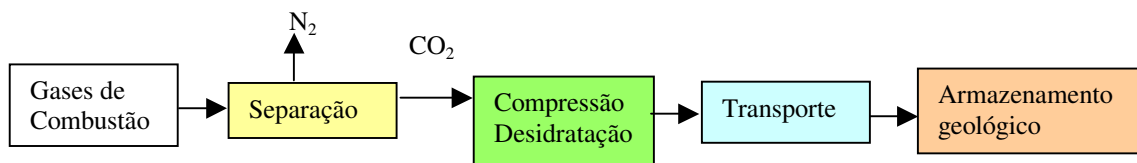


Figura 3.1- Estrutura básica do Processo de Captura e Armazenamento de CO₂

Fonte: Elaborado pelo autor

A etapa de captura inclui a etapa de separação e compressão do CO₂ (utilização de compressor) até sua chegada a uma rede de transporte, de onde é enviado até reservatório geológico apropriado para a prática de armazenamento deste fluido.

Diversos processos vêm sendo utilizados em plantas industriais no mundo, mas a que se apresenta mais viável no momento é a lavagem dos gases de combustão através de solventes (produtos orgânicos com características básicas). O principal aspecto para a utilização destes processos deve-se a baixa concentração do CO₂ (da ordem de 4 % vol) na composição dos gases de combustão gerados à partir da combustão do gás natural em plantas termelétricas.

Xavier (2004) apresenta as possíveis aplicações para o CO₂ capturado a partir do gás de combustão, com destaque para o armazenamento em reservatórios exauridos de óleo e gás natural, minas de carvão, aquíferos salinos, dentre outros. No caso da injeção de CO₂ em reservatórios de óleo e gás, pode-se aumentar a recuperação de hidrocarbonetos existentes no mesmo.

Simmonds (2003) apresenta estudo da British Petroleum (BP) quanto à separação e captura do CO₂, para fins de recuperação de petróleo no Alasca (Estados Unidos). O resultado obtido mostra que apesar do grande porte das instalações (captura de 1,7 x 10⁶ t/ano) o projeto é

viável, utilizando-se a melhor tecnologia disponível na atualidade (processo químico de remoção do CO₂ com uso de aminas).

Aroonwilas e Veawab (2006) realizaram estudos experimentais em unidades piloto de remoção de CO₂ (gases de combustão oriundo da queima do carvão) através de mistura de aminas, tais como: monoetanolamina (MEA) com metildietanolamina (MDEA) e dietanolamina (DEA) com metildietanolamina (MDEA). Os resultados obtidos demonstram ganhos na relação custo/benefício da captura de CO₂. Outro aspecto relevante é que o custo da captura permanece praticamente constante em 63,5 US\$/t CO₂ para recuperações menores que 90 %. Entretanto para valores de recuperação acima de 90 %, o custo aumenta significativamente.

A modelagem da combustão do gás natural e de processos de remoção de CO₂ vem sendo utilizada por vários pesquisadores, visando obter redução do custo da captura do CO₂. Rangel (2003) apresenta resultados de simulação da influência do teor do componente nitrogênio, presente na composição do gás natural, na temperatura da combustão dos gases de combustão, dentre outros parâmetros. Garcia et. al. (2006) apresentou simulações comparativas, das emissões de CO₂ geradas a partir de diferentes plantas termelétricas com e sem a captura de CO₂.

Um dos maiores projetos de separação e captura de CO₂ no mundo se encontra na Europa e é chamado de Castor²². Tal projeto tem a participação de importantes companhias operadoras de petróleo (Statoil, Gaz de France, outras), empresas de energia, institutos de pesquisa e fornecedores de equipamentos de processo. Um dos objetivos do projeto é a redução do custo do CO₂ evitado não superior à faixa entre 20 a 30 €/t CO₂. Esta prevista a instalação de uma planta piloto de captura de CO₂ em uma termelétrica a carvão, que é operada pela empresa Elsam na Dinamarca. A capacidade de captura de CO₂ do projeto da planta proposta é de 1 t/h, a partir da combustão do carvão. Este mesmo projeto estuda o armazenamento geológico de CO₂ (500 x 10³ t/ano) em campo de petróleo marítimo (Casablanca, situado no litoral da Espanha).

Grandes projetos de plantas comerciais de separação e captura de CO₂ existentes no mundo e que utilizam produtos químicos (aminas) são apresentadas a seguir:

- Fluor Daniel Econamina FG com capacidade entre 0,2 a 15 t/h de CO₂,
- ABB Lummus com capacidade entre 6 a 32 t/h de CO₂,
- Mitsubishi com capacidade de 9 t/h de CO₂

²² Consulte no endereço eletrônico : www.co2castor.com

Finkenrath et al. (2006) apresentaram estudos sobre a captura do CO₂ em uma planta termelétrica a gás natural (turbinas do fabricante G&E) obtendo-se como resultado valores abaixo de 30 US\$/t CO₂ evitado. A tecnologia utilizada para a remoção do CO₂ foi através de membranas separadoras. A captura deste componente foi de no mínimo 68 % do total gerado, através da reação de combustão do gás natural, com um potencial de atingir 85 %. Este estudo considerou a seguinte equação, eq. (3.1), para o cálculo do custo do CO₂ evitado. Ressalta-se que não estão inclusos o custo do transporte e do sequestro do CO₂.

$$\text{Custo do CO}_2 \text{ evitado} = \frac{COE_{cap} - COE_{ref}}{CO_{2eref} - CO_{2ecap}} \quad (3.1)$$

Sendo que :

Custo do CO₂ evitado é expresso em US\$/t CO₂

COE_{cap} = custo da eletricidade gerada com a captura do CO₂, expresso em US\$/kWh

COE_{ref} = custo da eletricidade gerada sem a captura do CO₂, expresso em US\$/kWh

CO_{2eref} = emissões de CO₂ no cenário de referência, expresso em t CO₂/ano.

CO_{2ecap} = emissões de CO₂ no cenário de captura, expresso em t CO₂/ano.

O COE_{cap} e o COE_{ref} contabilizam os custos anuais, em dois cenários distintos, respectivamente com captura e de referência, através do cálculo separado dos seguintes componentes:

- Custo capital
- Custo combustível
- Custo operação e manutenção (O&M)

A Tabela 3.1 apresenta de forma comparativa, os resultados do custo evitado e da taxa de captura do CO₂, relacionadas a duas alternativas de geração termelétrica a gás natural.

Tabela 3.1: Resultados comparativos do custo evitado e da taxa de captura do CO₂ entre duas alternativas de geração termelétrica a gás natural. Fonte: Finkenrath et al. (2006)

Parâmetro	Meta	Alternativa A Potência planta termelétrica 986 MW	Alternativa B Potência planta termelétrica 715 MW
Eficiência termodinâmica	> 50 %	52-53 %	51-52 %
Taxa captura do CO ₂	> 68 %	68-73 %	80-85 %
Custo do CO ₂ evitado	< 30 US\$/t CO ₂	41-44 US\$/t CO ₂	43-44 US\$/t CO ₂

Os resultados obtidos da Tabela 3.1 demonstram não haver aumento significativo do custo do CO₂ evitado, quando se aumenta a taxa de captura do CO₂, da faixa (68-73 %) até a faixa (80-85 %). Ressalta ainda, que um ganho adicional de redução de custos poderia ser atingido, com a aplicação de membranas separadoras do CO₂ que operam a alta temperatura, assim como com a redução da pressão da compressão do CO₂ capturado (estudo considera pressão de 90 bar). Adicionalmente os autores citam que tais resultados poderiam ser diferentes daqueles obtidos neste estudo, se realizados em outras regiões, diferente daquela do estudo (Noruega).

4. TECNOLOGIAS DE SEPARAÇÃO E CAPTURA DE CO₂

4.1- Combustão do gás natural em turbinas

Os processos de separação e captura de CO₂ têm como origem as reações de combustão de fontes primárias de energia. Segundo Baukal (2001), combustão é a liberação controlada de calor a partir de uma reação química entre um combustível e um comburente (composto capaz de reagir com o combustível e contribuir para a ocorrência da reação de combustão, tal como o oxigênio). Na indústria de petróleo, petroquímica e termelétrica os combustíveis mais utilizados são os hidrocarbonetos. A eq.(4.1) abaixo representa a reação de combustão do metano (principal constituinte do gás natural).



As emissões de dióxido de carbono no setor industrial são geradas a partir da queima de combustíveis fósseis (óleo, gás, derivados do petróleo, etc) em equipamentos térmicos (fornos, caldeiras, turbinas, dentre outros). A Figura 4.1 mostra a representação esquemática de uma turbina a gás, que foi escolhido como equipamento térmico de referência para o desenvolvimento desta tese.

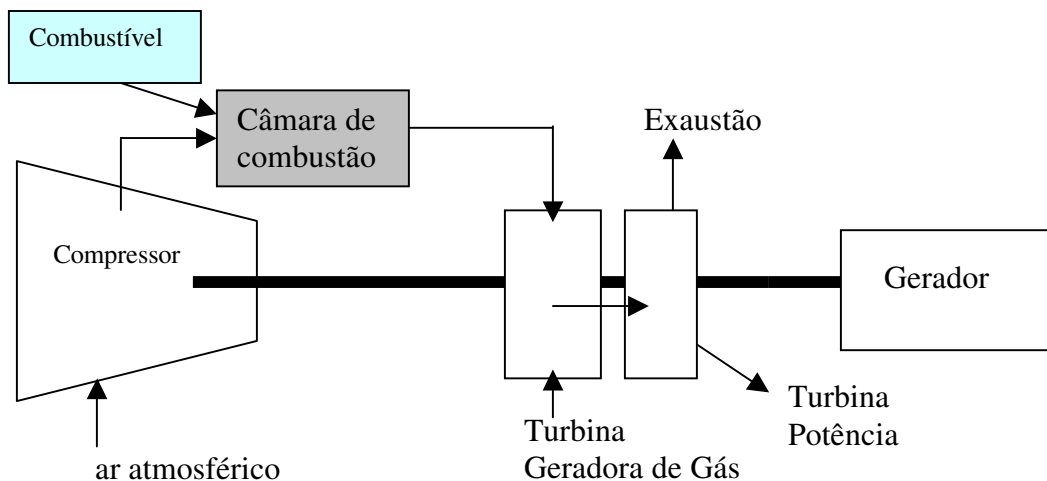


Figura 4.1- Representação esquemática de uma turbina a gás natural

Fonte: elaboração própria

4.1.1- Princípios de funcionamento da turbina a gás

O princípio de funcionamento de uma turbina a gás, segundo Boyce (1982, p.26) baseia-se em um ciclo termodinâmico, denominado Brayton. As etapas constituintes deste ciclo são:

1. Compressão - O ar é admitido e comprimido em um compressor onde as energias de pressão e temperatura do fluido (ar) aumentam.
2. Combustão - O ar comprimido flui para a câmara de combustão onde o combustível a alta pressão, é injetado e queimado a uma pressão aproximadamente constante. A ignição da mistura ar/combustível ocorre durante a partida, através de ignitores.
3. Expansão - Gases em alta temperatura e pressão se deslocam a alta velocidade através dos estágios da turbina geradora de gás, que converte parte da energia dos gases em potência no eixo para acionar o compressor de ar (aproximadamente 2/3 da energia gerada com a queima).
4. Exaustão - Em um avião a jato, os gases remanescentes da expansão na turbina passam através de um bocal para aumentar sua velocidade e, conseqüentemente, o impulso (propulsão). Na aplicação industrial, os gases são direcionados para uma turbina de reação ou potência onde a energia residual (aproximadamente 1/3) da energia gerada dos gases é convertida em potência no eixo para acionar um componente como um compressor de gás, gerador elétrico ou uma bomba. Em seguida, os gases fluem para o duto de exaustão, onde no trecho final atinge temperatura de cerca de 200 °C. Neste ponto, tal energia térmica pode ser aproveitada, através de um sistema de recuperação de calor (aquecimento de água, geração de vapor, aquecimento do ar de combustão, etc).

Os gases de combustão exauridos pela turbina seguem através de dutos de exaustão para a atmosfera. A composição desta corrente depende do tipo de combustível e das condições em que ocorre a combustão (temperatura, tempo e turbulência). A Tabela 4.1 apresenta algumas composições típicas de gases oriundos da combustão da biomassa e de uma turbina a gás.

Tabela 4.1- Composição típica de gases de combustão de uma turbina a gás
 Fonte: Simulador de processo Hysys

Componente	Turbina a gás (% vol)
CO₂	3
Água	6
Nitrogênio	76
Oxigênio	14
Argônio	1
Óxido de nitrogênio	< 0,1

4.2- Fator de emissão

É um número ou uma expressão utilizada para estimar as emissões de poluentes de uma fonte emissora para a atmosfera. Também é comum de ser chamado de emissão específica, sendo a unidade expressa em kg por tonelada de combustível, tonelada de carbono por joule de energia do combustível, etc. O IPCC (2007) apresenta uma metodologia para cálculo das emissões de CO₂ tanto para fontes primárias (carvão, petróleo, gás natural) como para fontes secundárias (derivados do petróleo, etc). Apresentam-se na Tabela 4.2 os valores dos fatores de emissão de algumas fontes primária e secundária expresso em massa (tonelada de carbono) por unidade de energia (TJ).

Tabela 4.2- Fatores de emissão Fonte: IPCC (1996a)

Fonte	Fator de emissão (t C/ TJ)
Petróleo	20,0
Gás natural (seco)	15,3
Carvão betuminoso	25.8
Óleo diesel	20,2
Gasolina	18,9

Os fatores de emissão são desenvolvidos para representar emissões médias de fontes, em grandes períodos de operação. Sendo assim não se recomenda a utilização dos mesmos para pequenos intervalos de tempo (inferior a um mês). A eq. (4.2) apresenta o cálculo da emissão de CO₂ a partir dos conceitos apresentados pela Environmental Protection Agency - EPA (2000).

$$E = A \cdot f \cdot \left\{ 1 - \left[\frac{er}{100} \right] \right\} \quad (4.2)$$

Sendo:

E - emissão de CO₂ , expresso em t CO₂/ano

A - taxa de atividade

A - Qcomb . PCI , expresso em TJ/d

Qcomb - vazão volumétrica diária do combustível, expresso em m³/d

PCI - poder calorífico inferior do gás natural, expresso em TJ/m³

f - fator de emissão, expresso em t CO₂/TJ

er - eficiência de redução de emissão, quando se utilizam tecnologias de abatimento

(número entre 0 e 1). Caso a redução seja de 20 % se utiliza o valor 0,2.

De forma geral, os fatores de emissão são definidos a partir de uma coleção de resultados de medições ou cálculos de engenharia. No caso da combustão do gás natural pode-se utilizar a eq.(4.3) para o cálculo da emissão de CO₂.

$$ECO_2 = \frac{\%C \cdot c \cdot Q \cdot MMCO_2}{MMC} \quad (4.3)$$

ECO₂ - emissão do CO₂ (t /mês)

% C – percentagem mássica de carbono no gás natural expresso em % massa.

ϵ - eficiência de conversão (Se igual a 1 significa que 100 % do carbono presente se transforma em CO_2)

Q - vazão mássica do gás combustível, expresso em t/mês

$MM\text{CO}_2$ - Massa molar do dióxido de carbono = 44 kg/kmol

MMC - Massa molar do carbono = 12 kg/kmol

4.3- Tipos de processos de combustão do gás natural

Segundo o Carbon Sequestration Leadership Fórum- CSLF²³ (2007) existem três categorias de separação e captura de CO_2 , oriunda de gases de combustão em instalações industriais, comerciais e automotivas que são: pós-combustão, pré-combustão e a oxi-combustão (denitrificação). A seguir apresenta-se uma breve descrição sobre eles.

a- Pós-combustão

É a recuperação das emissões de gases de combustão oriundos de equipamentos térmicos, tais como fornos, caldeiras, turbinas, dentre outros. Estes equipamentos podem ser encontrados em diversas indústrias, em todo o mundo, como em refinarias, plantas termelétricas, petroquímica, etc. O processo de pós-combustão possibilita a captura do CO_2 emitido para a atmosfera, oriundo da queima de um combustível (gás natural, carvão, óleo diesel, etc) ou mesmo da biomassa. A emissão da mistura gasosa (produtos da combustão) ocorre à baixa pressão (atmosférica) e a alta temperatura (acima 100 °C) e com baixa concentração de CO_2 (3 a 20 % vol). O objetivo deste processo é recuperar o CO_2 existente na mistura gasosa, através de processos químicos ou físicos. Dentre os usos previstos para o CO_2 tem-se: armazenamento em reservatórios de petróleo, processos de tratamento de gás natural e água produzida²⁴, fabricação de bebidas fertilizantes, dentre outros.

²³ Iniciativa a nível internacional que estuda o problema da mudança climática e desenvolve tecnologias de separação e captura de CO_2 pra fins de transporte e estocagem.

²⁴ Água existente no reservatório de petróleo, que é produzida juntamente com ele sendo necessário um tratamento, antes de ser descartado ao mar.

A Figura 4.2 representa o esquemático deste processo.

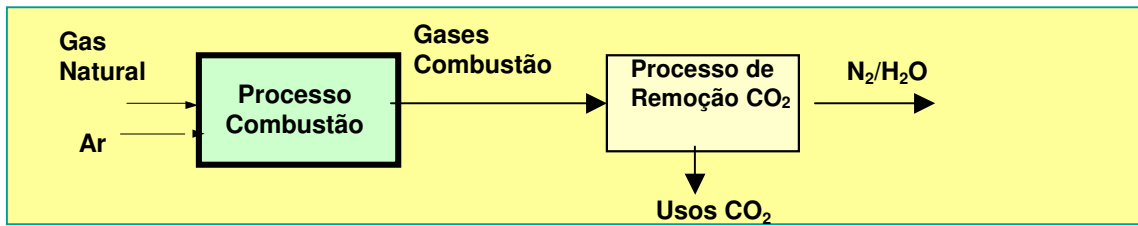


Figura 4.2- Processo de pós-combustão
Fonte: Elaborado pelo autor

Segundo Simmonds et al. (2003) o processo da pós-combustão foi considerado viável para a remoção de CO₂, gerado em turbinas a gás, nas instalações de produção da companhia British Petroleum (BP), situada no Alasca.

b- Pré-combustão

É a separação do CO₂ à partir de uma mistura gasosa, que tem como predominância o hidrogênio (H₂), a alta pressão (1500 a 2000 kPa) e com teor de CO₂ na faixa entre 5 a 40 % vol. Além da presença destes gases, existem outros, tais como o monóxido de carbono (CO), o gás sulfídrico (H₂S), etc. Este processo considera primeiramente a conversão do combustível em uma mistura de CO₂ e H₂ (processo de reforma²⁵). A separação do CO₂ pode ser realizada por processos químicos ou físicos, da mesma forma que no caso anterior. O hidrogênio é consumido na turbina, proporcionando como gases de combustão o vapor d'água, ao contrário do que ocorre no caso anterior (emissão de CO₂). A Figura 4.3 representa o esquemático deste processo.

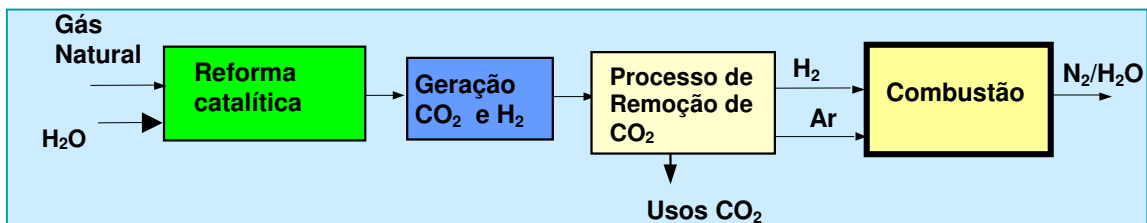


Figura 4.3- Processo de pré-combustão Fonte: Elaborado pelo autor

²⁵ Reforma é a quebra das moléculas de carbono e hidrogênio através de uma reação em meio catalítico a alta temperatura (acima 1000 °C)

c- Oxi-combustão (Denitrificação)

O processo de oxi-combustão ou denitrificação consiste na remoção do nitrogênio existente na composição do ar atmosférico. Dessa forma, elimina-se a presença deste componente, nos gases de combustão (participação da ordem de 70 % vol). O oxigênio oriundo desta separação é utilizado como combustível, no processo de geração de gases de combustão e energia térmica, necessária para geração de energia elétrica em uma turbina a gás. O produto de combustão apresenta uma maior concentração de CO_2 na composição dos gases de combustão, em relação ao processo de pós-combustão, fato este que possibilita uma maior recuperação deste componente. A Figura 4.4 mostra a representação esquemática deste processo.

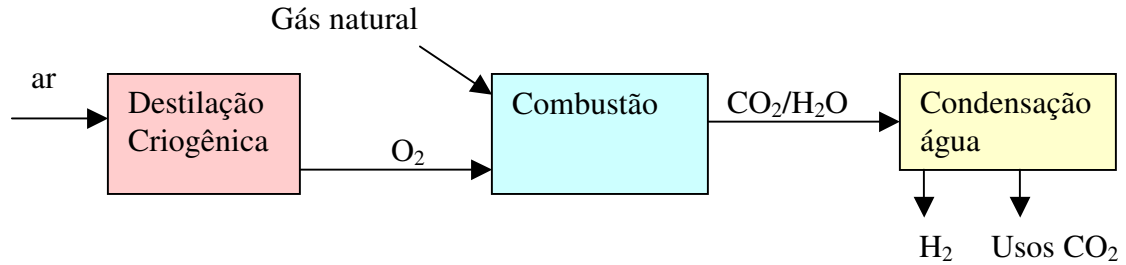


Figura 4.4- Processo de oxi-combustão (denitrificação)

Fonte: Elaborado pelo autor

4.4- Tecnologias de separação e captura de CO_2

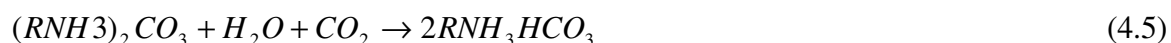
O objetivo das tecnologias de separação e captura do CO_2 é isolá-lo de sua fonte emissora, visando à sua posterior utilização. A escolha da melhor tecnologia dependerá principalmente das características da fonte emissora de CO_2 e da presença de outros componentes na mistura. Dentre as tecnologias, em uso no mundo, e que atendem aos critérios de simplicidade, ambientais e econômicos, destacam-se:

- Absorção química
- Absorção física
- Adsorção
- Destilação a baixa temperatura
- Membranas

A seguir apresentam-se de forma sumária, uma descrição destas tecnologias, com destaque para seus respectivos mecanismos e aplicações.

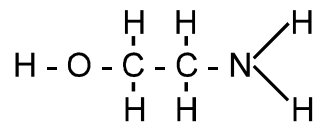
4.4.1- Absorção química

O processo de absorção química utiliza um solvente (produto químico alcalino tal como uma amina) para a remoção do CO₂ presente em uma mistura gasosa. Trata-se de um processo de transferência de massa entre as fases gasosa e líquida, através de um equipamento de processo (torre contactora), onde ocorrem reações químicas entre o CO₂ e a solução aquosa de amina. Estas reações são representadas pela eqs. (4.4) e (4.5).

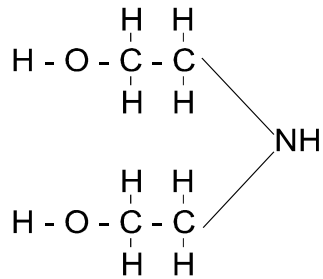


onde R representa CH₂.

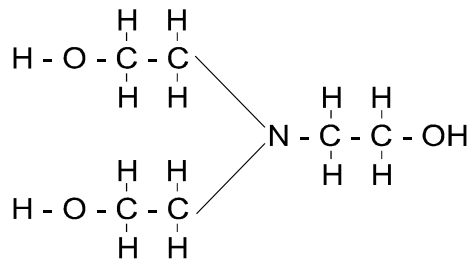
Os produtos gerados neste processo de absorção são: solução aquosa de amina concentrada em CO₂ (amina rica) e gás de combustão, com baixo teor de CO₂, de acordo com a especificação técnica requerida pelo projeto. A solução aquosa de amina rica passa por um processo de regeneração (aquecimento), onde ocorrem reações de regeneração com a liberação do CO₂ para a atmosfera. Em seguida a solução de amina regenerada (baixo teor de CO₂, chamada de amina pobre) retorna ao processo de absorção, dando continuidade ao processo de absorção. Os produtos químicos utilizados são geralmente soluções de amina (monoetanolamina - MEA, dietanolamina - DEA e trietanolamina - TEA, etc), cujas estruturas moleculares são apresentadas na Figura 4.5.



Monoetanolamina (MEA)



Dietanolamina (DEA)



Trietanolamina (TEA)

Figura 4.5. Estrutura molecular de aminas comerciais
 Fonte : Elaboração própria

O fluxograma esquemático do processo de absorção com aminas é apresentado na Figura 4.6.

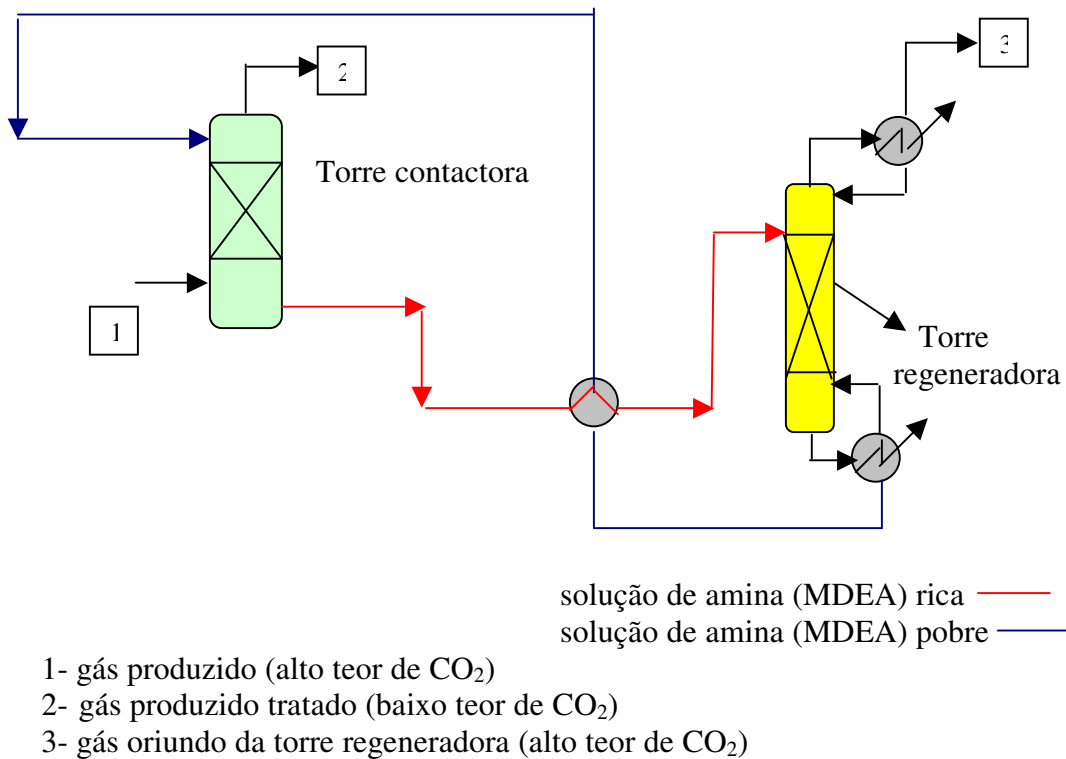


Figura 4.6- Fluxograma esquemático do processo de absorção com aminas
Fonte: Elaborado pelo autor

Segundo Bailey e Feron (2005) este processo é utilizado na separação de CO₂ oriundo de gases de combustão. Os autores acrescentam ainda que tal processo é utilizado tanto em alta como em baixa pressão, mesmo considerando a baixa concentração de CO₂ existente na mistura.

A monoetanolamina (MEA) é considerada por Chapel et al. (1999) e Barchas (1992) como solvente utilizado em processos de captura do CO₂ oriundo de gases de combustão. Entretanto, devido à elevada energia térmica requerida no processo de regeneração da MEA, já estão disponíveis no mercado novos solventes (Mimura et al., 2001). Dentre os novos produtos, adequados para processos de absorção e que já estão disponíveis para comercialização no mundo, destacam-se os seguintes:

- 1- The Kerr-McGee/ABB Lummus Crest Process (Barchas and Davis, 1992);
- 2- The Fluor Daniel ECONAMINE Process (Sander and Mariz, 1992);
- 3- The Kansai Electric Power Co., Mitsubishi Heavy Industries, Ltd. Process (Mimura et al, 2001).

Segundo Aresta e Dibenedetto (2003) o uso da solução de aminas secundárias tem como vantagem o fato de necessitar menor fluxo de produto em circulação o que reduz a demanda térmica (menor necessidade de calor para a remoção do CO₂ absorvido) da etapa de regeneração.

Adicionalmente, foram desenvolvidos novos processos de absorção química, que já se encontram disponíveis no mercado (Leites et. al., 2003). Dentre as novas tecnologias utilizadas existe aquela que utiliza fluxo dividido de produto químico. Tal processo consiste na divisão do fluxo do solvente utilizado (solução aquosa de amina) em equipamentos diferentes da planta de processo. A vantagem obtida é que a existência de condições operacionais diferenciadas entre os equipamentos contribui para a redução da demanda térmica da etapa de regeneração do produto, tornando-o um processo atrativo economicamente.

4.4.2- Absorção física

A absorção física é um processo físico, que objetiva a remoção de um componente indesejável (CO₂) presente em uma mistura gasosa, através do uso de um solvente químico. Como características desejáveis para o produto químico a ser utilizado tem-se: baixa volatilidade, não corrosivo, não inflamável, não viscoso, estável e que tenha solubilidade infinita com o componente a ser removido (CO₂). Dentre os produtos utilizados em processos industriais destaca-se o carbonato de potássio.

Os processos de absorção física removem os gases ácidos, na proporção direta de suas pressões parciais. A pressão parcial de um componente presente numa mistura gasosa é o produto de sua fração molar (ou volumétrica) pela pressão total do sistema assumindo-se que tal mistura se comporta idealmente²⁶. A eq.(4.6) apresenta esta relação.

$$P_i = x_i.P \quad (4.6)$$

Sendo: P_i = pressão parcial do componente i (kPa)

x_i = fração molar do componente i (número entre 0 e 1)

P = pressão total do sistema (kPa)

De acordo com a equação acima, quanto maior a concentração do componente CO₂ e/ou maior a pressão do sistema, maior será a eficiência do processo.

²⁶ Não há deformação molecular, ocorrendo em condições a baixa pressão.

Segundo o CSLF (2007) este tipo de tecnologia é mais apropriado para os processos de pré-combustão, devido à menor reatividade química do solvente utilizado, quando comparado com os produtos químicos citados no item anterior.

4.4.3- Adsorção

O processo de adsorção utiliza como concepção o uso de uma superfície sólida (carvão ativo, alumino-silicatos (zeolitas) para adsorver o componente ácido (CO_2 , H_2S , etc) existente em uma mistura gasosa. Pode-se também adsorver estes componentes através de reações químicas, com os constituintes do material sólido utilizado. Tais materiais apresentam como características principais uma alta área superficial e seletividade na adsorção de gases. A cinética e a capacidade de adsorção dependem do tamanho do poro do material adsorvente, volume do poro, área superficial e afinidade do componente gasoso a ser removido com um adsorvente selecionado. Estes processos apresentam alta seletividade, em virtude dos materiais sólidos usados, e não removem significativas quantidades de CO_2 . Da mesma forma que os processos apresentados anteriormente há um módulo de remoção de CO_2 e outro de regeneração do leito sólido. Segundo o CSLF (2007), este processo não é considerado atrativo em plantas industriais de grande escala visando à separação do CO_2 oriundo de gases de combustão. O motivo principal deve-se a baixa capacidade e seletividade dos materiais utilizados neste processo.

4.4.4- Destilação a baixa temperatura

Tal processo físico utiliza baixas temperaturas (inferior a $0\text{ }^\circ\text{C}$) para a separação do componente CO_2 existente em uma mistura gasosa. Segundo o CSLF (2007), esta tecnologia é utilizada somente em aplicações comerciais, quando a concentração de CO_2 na mistura gasosa, for superior a 90 % vol, o que não é o caso das composições típicas dos gases de combustão. O motivo principal desta limitação é que o processo é altamente intensivo em demanda de energia, para se atingir as requeridas temperaturas criogênicas.

4.4.5- Membrana

A tecnologia de membranas está presente em vários processos industriais, tais como na indústria alimentícia, automotiva, assim como na fabricação de diversos produtos da indústria química. Esta tecnologia se baseia no princípio da permeação gasosa. Trata-se de um processo pelo qual um gás se dissolve e se difunde através de um material sólido, não poroso, quando submetido a um diferencial de pressão (força motriz). A permeabilidade seletiva que o material apresenta permite fracionar misturas gasosas, em duas correntes: permeado (contém normalmente o componente que se deseja remover) e o resíduo (contem normalmente os componentes de interesse). A membrana é composta por várias camadas de materiais (material polimérico, cerâmico, metálico, etc), conforme apresentado na Figura 4.7.

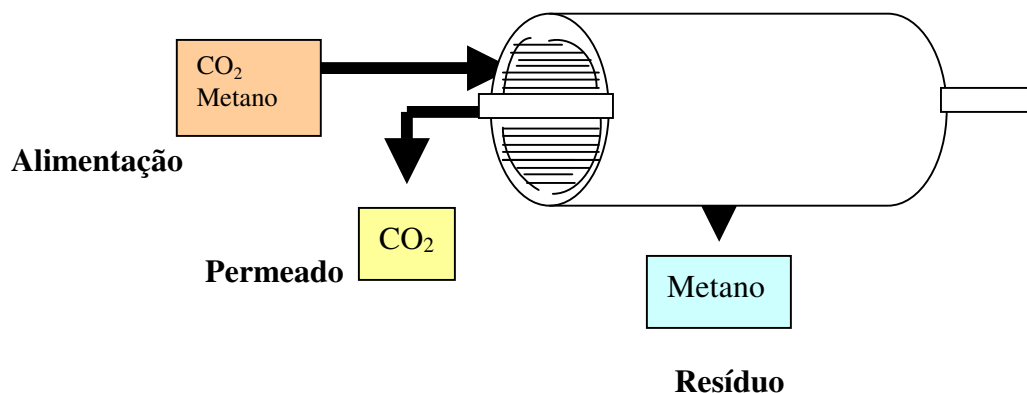


Figura 4.7. Representação esquemática de uma membrana polimérica

Fonte: Elaborado pelo autor

Na indústria do petróleo já existem aplicações comerciais de uso de membranas para a separação CO₂ do metano, utilizado na recuperação avançada do petróleo e também para a recuperação do metano em aterros sanitários. O desenvolvimento da membrana separadora para a remoção seletiva de CO₂ na presença de CO, H₂, H₂O e H₂S (gás combustível) ou de N₂, O₂, H₂O, SO₂, NO e do ácido clorídrico (HCl) é de grande interesse, por parte das companhias de petróleo mundiais.

A aplicação de membranas para a remoção do CO₂ existente na composição do gás natural, em processos comerciais é mais viável quando a mistura gasosa se encontra a alta pressão e o teor do componente ácido é elevado.

Um grande número de pesquisas tem sido conduzido sobre as propriedades de membranas seletivas de dióxido de carbono, baseadas em materiais inorgânicos como zeólitas, alumina, carbono e sílica. Todos estes métodos têm suas vantagens e desvantagens, sendo necessários maiores avanços na seletividade, permeabilidade e estabilidade química destas membranas inorgânicas para uma aplicação bem-sucedida em chaminés ou misturas de gás combustível. As membranas de polímeros, por sua vez, têm crescido sua aplicação na indústria do petróleo mundial, em especial na separação de componentes não hidrocarbonetos (N_2 , CO_2 , H_2O , outros) existentes no gás natural.

Segundo Dortmund e Doshi (1999) o único material comercialmente viável para a separação de CO_2 , de correntes gasosas é o da membrana polimérico (acetato de celulose).

Outros trabalhos também foram publicados, como o de Nunes e Peinemann (2001), apresentando curvas de performance, em função da concentração do CO_2 existente na corrente de entrada e os respectivos valores obtidos para as correntes de permeado e resíduo. Curvas semelhantes também foram desenvolvidas pela Air Products (2006), para outras faixas de concentração de CO_2 .

5. METODOLOGIA DO MODELO DE SIMULAÇÃO

5.1- Descrição sumária da instalação marítima de produção de petróleo

As instalações marítimas de produção de petróleo e de gás natural são constituídas por um conjunto de processos físicos e químicos, que visam à separação das fases líquido/gás e suas respectivas especificações, antes de serem transportadas para as instalações terrestres (terminais, refinarias, etc). A Figura 5.1 apresenta um fluxograma esquemático de uma instalação marítima de produção de petróleo existente no Brasil.

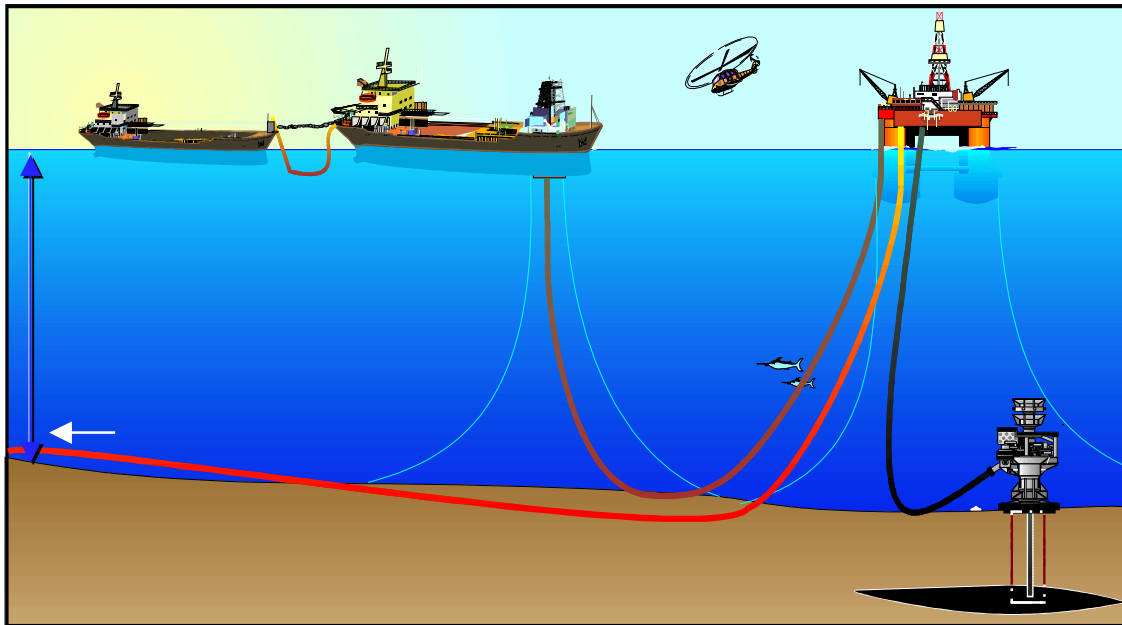


Figura 5.1- Estrutura esquemática de um sistema marítimo de produção de petróleo

Fonte: Petrobras (2007)

O petróleo oriundo de formações geológicas, situadas em lâmina d'água profunda (acima de 1000 m) é produzido através de poços submarinos e de tubulações (linhas de produção). Tais equipamentos possibilitam o escoamento do petróleo, desde a sua origem (formação geológica) até as instalações marítimas de produção (plataformas e ou/navios). A produção bruta que chega nestas instalações é assim chamada devido ao fato de ser constituída por uma mistura multicomponente (óleo, gás e água). Após ser submetido a processos de tratamento para remoção de impurezas (água e sais) o óleo é bombeado para outra instalação marítima (navio armazenador) denominada de FSO (Floating and Storage Oil) através de tubulação (oleoduto).

Tal instalação é estacionária e a cada período de três dias aproximadamente, realiza uma operação de transferência do óleo armazenado para outra instalação, denominada de navio aliviador. Esta última instalação tem como finalidade o envio do óleo produzido para os terminais petrolíferos situados no continente. A planta de processo existente nestas unidades separa o petróleo bruto (mistura de óleo, gás natural e água produzida) em correntes individuais destes produtos, de acordo com a especificação requerida pelo projeto de engenharia, regulação federal e demais normas técnicas do setor do petróleo. Para melhor entendimento do processo de produção, apresenta-se um fluxograma esquemático (Figura 5.2) de uma unidade marítima de produção de petróleo.

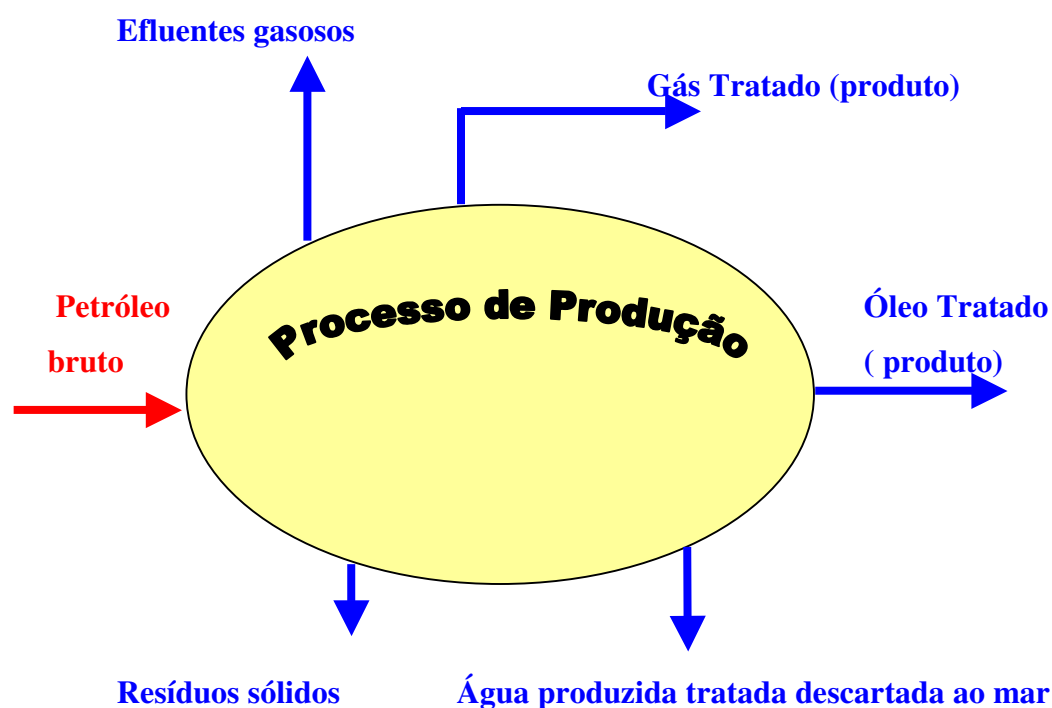


Figura 5.2- Estrutura esquemática de processo de uma unidade marítima de produção de petróleo
Fonte: Elaborado pelo autor

O processo de produção é definido como um conjunto de atividades inter-relacionadas ou em interação, que tem como resultado a produção de óleo e/ou gás.

O petróleo bruto é o insumo da planta de processo sendo convertido em cinco componentes (saídas), ou seja: óleo tratado, gás tratado, água produzida descartada resíduos sólidos e os efluentes gasosos.

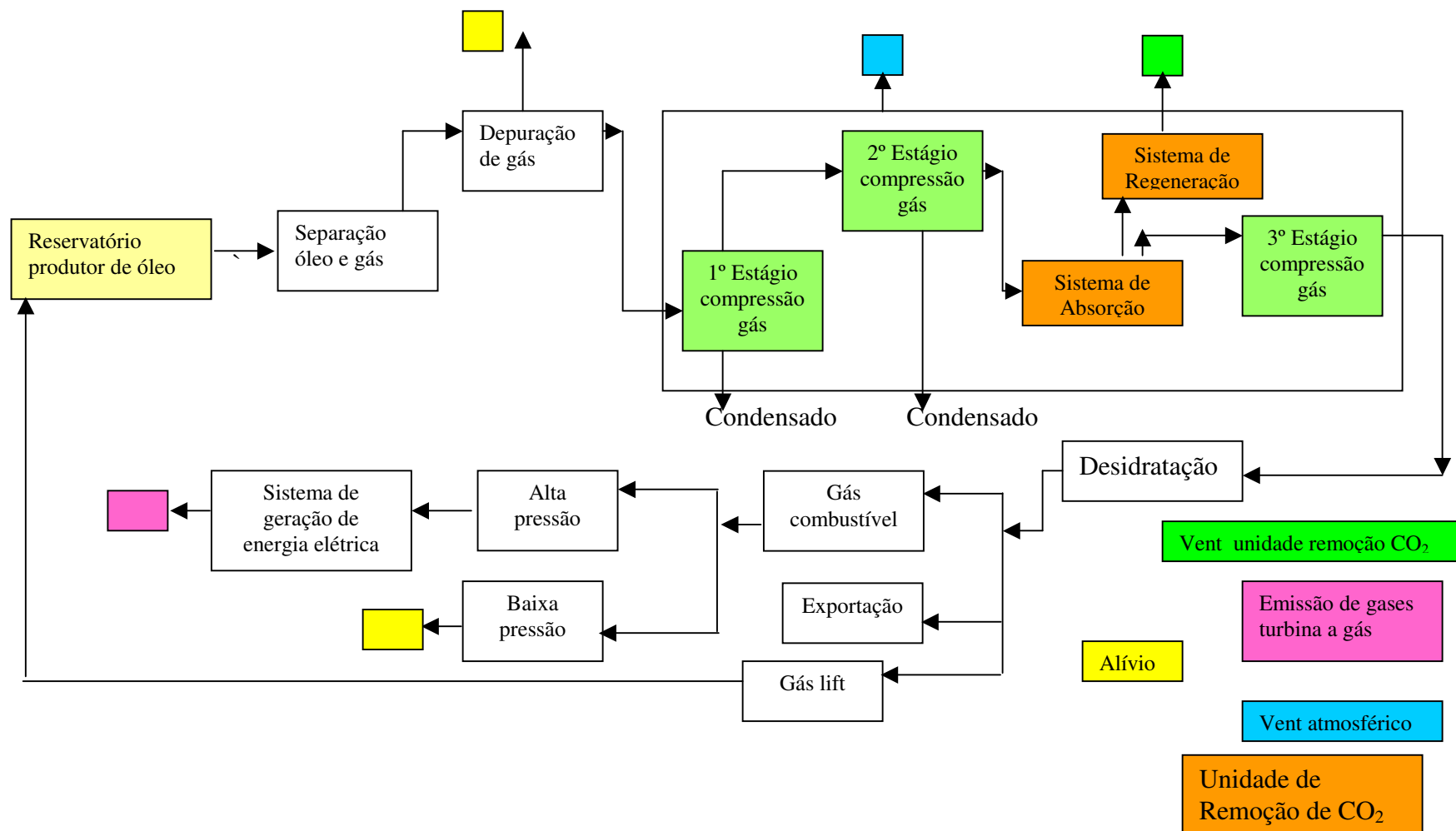
Os resíduos sólidos são componentes constituídos principalmente por resíduos oleosos (componentes mais pesados do petróleo), que têm, em geral, aspecto de graxa. Estes resíduos, juntamente com aqueles gerados em tubulações e equipamentos (produtos de corrosão), constituem os principais resíduos sólidos da planta de processo.

Quanto aos efluentes gasosos são constituídos pelo descarte ou alívio de fluidos gasosos de processo ou mesmo produtos de combustão de fornos, caldeiras e turbinas à gás ou diesel. Em todos os casos, a emissão é realizada em local adequado, segundo critérios estabelecidos pelas normas de segurança e ambientais.

5.1.1- Descrição sumária do processo de produção

O processo de produção é constituído por um conjunto de operações unitárias (processos físicos e químicos) que visa à separação das fases constituintes do petróleo bruto. O termo processo de produção é sinônimo de **Planta de Processo**, sendo complementado com o nome da fase de interesse (óleo, gás ou água). No caso da Planta de Gás utiliza-se um conjunto de processos para transformar o gás natural produzido, ou seja aquele oriundo de reservatório geológico em produto com especificação adequada para os usos requeridos, conforme pode ser observado na Figura 5.3.

Figura 5.3- Fluxograma da Planta de Gás Fonte: Elaborado pelo autor



A seguir apresentam-se a os principais processos existentes na Planta de Gás (modelo apresentado na Figura 5.3) com destaque para as respectivas emissões atmosféricas.

1- Separação óleo/gás

Processo físico de separação das fases líquida (petróleo) e gasosa (gás natural), onde este último ainda apresenta uma composição inadequada (teor de umidade e gases ácidos) para transporte e posterior comercialização. O gás neste processo é chamado de úmido²⁷ ou mesmo de gás não especificado.

2- Depuração do gás

É o processo físico de remoção de partículas oleosas, carregadas pelo gás na etapa anterior e que se não forem removidas, podem comprometer a integridade dos equipamentos da planta de gás, além da contaminação de produtos químicos utilizados no tratamento do gás natural.

3- Sistema de compressão

É o processo de fornecimento de energia de pressão ao gás proveniente da etapa anterior, através da utilização de turbo ou moto-compressores. Estas máquinas motrizes são construídas por estágios de compressão (normalmente igual a 3) e visam assegurar o aproveitamento do gás produzido (evita perda/queima) e também contribui para a remoção de componentes indesejáveis (água). A maior parcela da utilização do gás em uma instalação marítima de produção de petróleo ocorre a alta pressão (20×10^3 kPa) fato este que reforça a importância deste processo (“coração da planta de gás”).

4- Sistema de remoção do CO₂

Se o gás produzido tiver teor de CO₂ maior ou igual a 2 % vol é mandatória a existência de um processo denominado Unidade de Remoção de CO₂. Trata-se de um processo químico de remoção de CO₂²⁸, que é instalado entre o segundo e o terceiro estágio de compressão, com a finalidade de atender a especificação requerida de processo (200 ppm vol) , para fins de transferência para o continente. Este sistema é subdividido em 2 sub-sistemas (absorção e regeneração). O primeiro é responsável pela separação do CO₂ da fonte gasosa, através do

²⁷ O gás úmido se encontra na condição de saturação, sendo uma vez definida a temperatura e a pressão do sistema, o teor máximo de umidade fica estabelecido.

²⁸ Também utilizado na remoção de H₂S, quando presente na composição do gás natural.

uso de produto químico (solução aquosa de amina). O segundo é responsável pela remoção deste componente ácido da solução de amina e de sua ventilação para a atmosfera.

5- Sistema de desidratação

Processo químico de remoção da água existente no gás, sob forma de vapor (umidade do gás). O teor de umidade do gás a ser desidratado, na condição de entrada do sistema de desidratação (condição de saturação²⁹) pode ser determinado pela curva de saturação apresentada por Rosa (2006). Este teor depende da temperatura e da pressão, a qual o gás está submetido. O produto final deste processo é denominado de gás tratado (seco desidratado ou mesmo especificado). Na verdade, ainda existe um teor residual de água no gás seco³⁰. O produto químico utilizado na remoção da água (trietilenoglicol) é regenerado, através de uma torre de esgotamento³¹ (similar aquela do item 3.1.1), onde se utiliza uma fonte de aquecimento e a injeção de gás natural (gás de retificação).

6- Re-injeção de gás (Armazenamento)

É um método de recuperação secundária convencional de petróleo³² baseado no processo imiscível de re-injeção de gás no reservatório, através de um poço injetor submarino. Como o próprio nome diz, na re-injeção imiscível, os fluidos gás injetado e óleo não se misturam no reservatório, constituindo duas fases distintas. Normalmente o poço de re-injeção se situa na área de concessão do campo de produção, onde se encontra a instalação marítima de produção. Na prática, a re-injeção é feita através de um compressor (centrífugo ou alternativo) a alta pressão (entre 10 a 20 x 10³ kPa). No reservatório se estabelece uma frente miscível intermediária (vaporização do óleo) entre as fases oleosa e gasosa, contribuindo assim para aumentar a recuperação do óleo. Uma característica

²⁹ Condição de máxima quantidade de água na fase vapor, para uma determinada pressão e temperatura.

³⁰ Valor da ordem de 2 lb/milhão de pé cúbico na condição standard (14,73 psia e 60 °F), que equivale a 42 ppm vol.

³¹ Equipamento responsável pela separação da água presente no trietilenoglicol, tendo como emissão gasosa para vent atmosférico o vapor d'água e o gás natural (fluido utilizado neste processo para facilitar a remoção da água).

³² Método de adição de energia suplementar a existente no reservatório (energia primária), que se dissipa ao longo da vida produtiva, mediante a injeção de fluidos (água ou gás), a fim de aumentar a eficiência de recuperação e acelerar a produção de petróleo. A eficiência de recuperação com a energia primária é baixa (20 %), enquanto que com a secundária atinge valores entre 30 a 50 %. Métodos convencionais mais utilizados são: injeção da água e o processo imiscível de injeção de gás.

importante deste processo é que ocorre a transferência de hidrocarbonetos da região intermediária para a fase gasosa (contribuí para o aumento do teor de frações pesadas³³).

7- Exportação

É a transferência de gás para o continente, através de gasodutos, que operam a alta pressão (10 a 17×10^3 kPa). O gás exportado apresenta a mesma composição das seguintes correntes: gás armazenado, gás lift e sistema de gás combustível. Parte desta corrente pode ser armazenada em reservatório existente em outra instalação marítima de produção de petróleo, em situações de contingência.

8- Gás lift

É o método de elevação artificial do petróleo que estimula os poços produtores, através da injeção contínua de gás na coluna de produção (tubulação que interliga o poço submarino à instalação de produção). Ao contrário do método de injeção de fluidos, o sistema de gás lift não afeta a energia do reservatório, embora sua aplicação eficiente concorra para economizá-la.

9- Sistema de gás combustível

Tal sistema é denominado de consumo próprio ou interno nas instalações de produção de petróleo. Este sistema é subdividido nos seguintes subsistemas: gás combustível de alta pressão e de baixa pressão.

- gás combustível alta pressão: sistema constituído por consumidores de alta pressão (4×10^3 kPa), formado principalmente pelas turbinas a gás de compressores e geradores de energia elétrica. Estes consumidores são denominados de energéticos.
- gás combustível de baixa pressão: sistema constituído por consumidores de baixa pressão (200 kPa), formado principalmente pelos equipamentos desaeradora³⁴ e flotador³⁵. Estes consumidores são denominados como consumidores não-energéticos. Existe ainda uma pequena parcela (cerca de 20 % vol do consumo total deste consumidor) que é utilizado nos

³³ Denomina-se enriquecimento do gás, fato este que contribui para o aumento do poder calorífico deste fluido e consequentemente o seu valor comercial.

³⁴ Equipamento responsável pelo processo físico de remoção do oxigênio dissolvido na água do mar, utilizado como fluido de injeção como método de recuperação secundário de petróleo.

³⁵ Equipamento responsável pelo processo físico de flotação, que remove o óleo emulsionado na água produzida, que é descartada para o mar conforme legislação do Conselho Nacional do Meio Ambiente-CONAMA.

queimadores (pilotos) do sistema de alívio (queimadores). Esta parcela é considerada como uso energético.

O consumo interno de gás representa aproximadamente 14 % vol da vazão do gás produzido pela instalação de produção. Deste montante cerca de 20 % vol, correspondem ao consumo para uso não energético.

10- Sistema de geração de energia elétrica (emissão atmosférica de CO₂).

Sistema constituído por turbo-geradores que são acionados por turbinas a gás de alta potência (da ordem de 25 MW). A finalidade deste sistema é gerar energia elétrica e energia térmica, ambas imprescindíveis para a produção de petróleo e de gás natural nas instalações marítimas de produção. Os gases de combustão gerados neste sistema são ventilados para a atmosfera, tendo um teor médio de CO₂, da ordem de 3 % vol.

11- Sistema de vent

Sistema constituído pelo alívio de correntes residuais de gás natural em equipamentos da planta de processo de produção de petróleo e de gás natural, tais como: selagem de compressores de gás (vide Figura 5.4), vasos de armazenamento de produtos químicos torre de tratamento de gás natural, analisadores de gás, dentre outros.



Figura 5.4- Vent de gás
Fonte: elaborado pelo autor

12- Sistema de alívio

Sistema constituído pela despressurização e alívio de gases da planta de processo quando da ocorrência de situações de emergência (elevada pressão em equipamentos falha no sistema de geração elétrica, parada de compressores devido a problema mecânico, dentre outros). Este sistema dispõe de vaso coletor para a remoção de líquido porventura carregado pelo fluxo gasoso e de um sistema de queimadores (flare), que é responsável pela queima controlada do combustível gasoso e pela emissão dos gases de combustão para a atmosfera (Figura 5.5).



Figura 5.5- Sistema de alívio
Fonte: Elaborado pelo autor

5.2- Descrição do problema do aumento do teor de CO₂ no gás produzido em instalações marítimas de produção de petróleo

Do volume total de gás natural produzido no país, nem tudo chega aos consumidores (usuários), uma vez que existem parcelas de consumo, referente ao consumo próprio³⁶, queima e perda³⁷, re-injeção³⁸ e líquido de gás natural³⁹ (LGN). Segundo a ANP (2007) a taxa de crescimento da produção de gás natural e do consumo próprio no Brasil, no período entre 2000 e 2006 foi de 34 % e 62 % respectivamente.

As perdas e queima de gás, ao contrário, do que ocorre com o consumo próprio vem reduzindo ao longo dos últimos anos (exceção do ano 2005) e a partir do início de 2006 apresentou valores abaixo do consumo interno. Em 2006, a relação percentual entre a queima/perda / gás produzido e do consumo próprio/gás produzido, no Brasil foi de 10 e 16 % respectivamente.

A parcela do consumo próprio corresponde ao consumo interno nas instalações de produção, predominantemente para usos energéticos, ou seja, em processos de geração de energia⁴⁰. Como o consumo próprio está associado, em sua maioria, aos processos de geração de energia elétrica (processos de combustão), quanto maior for o consumo maior serão as emissões de CO₂ para a atmosfera.

A partir dos resultados apresentados pela ANP (2007) quanto ao consumo próprio de gás natural, no estado do Rio de Janeiro, no período entre 2000 e 2006, foi realizada uma estimativa das emissões de CO₂ nas instalações marítimas de produção de petróleo situadas na Bacia de Campos (norte do Rio de Janeiro). As seguintes premissas foram consideradas nesta estimativa:

³⁶ Parcela da produção utilizada para suprir as necessidades das instalações de produção.

³⁷ Parcela do volume extraído do reservatório, que foi queimado ou perdido ainda na área de produção.

³⁸ Parcela do gás natural produzido que é injetada de volta nos reservatórios.

³⁹ Parcela de hidrocarbonetos mais pesados (etano, propano, butano e mais pesados) extraída do gás natural nas plantas de processamento.

⁴⁰ Equipamentos térmicos (turbinas, fornos, caldeiras) onde ocorrem reações de combustão do gás natural com ar atmosférico, gerando gases de combustão (mistura constituída por nitrogênio (N₂), dióxido de carbono (CO₂), oxigênio (O₂) e vapor d'água.

- 1- Instalações de produção de gás situadas no mar
- 2- Relação consumo próprio / gás produzido no Rio de Janeiro igual à mesma relação obtida para o país no período entre 2000 e 2006
- 2- Consumo energético representa 80 % do consumo próprio.
- 3- Fator de emissão para o gás natural de 56,15 t CO₂/TJ
- 4- Poder calorífico inferior gás combustível (PCI): 9400 kcal/m³

Tabela 5.1- Estimativa da evolução das emissões de CO₂ nas instalações marítimas de produção de petróleo do Rio de Janeiro no período 2002-2006.

Fonte: Elaborado pelo autor

Ano	2002	2003	2004	2005	2006
Parâmetro					
Produção gás no Brasil (10 ³ m ³ /d)	38.357	42.548	43.265	46.365	48.483
Produção de gás no Rio de Janeiro (10 ³ m ³ /d)	16.359	18.874	18.250	18.517	21.817
<u>Gás Combustível</u>					
Gás produzido	0,124	0,121	0,130	0,130	0,140
Gás combustível uso energético (10³ m³/d)	1623	1827	1898	1926	2444
Volume estimado emitido de CO₂ (10⁶ t /ano)	1,3	1,5	1,5	1,6	2,0

De acordo com os resultados obtidos na Tabela 5.1, identifica-se o problema do aumento significativo (54 %) das emissões de CO₂, oriundo do consumo de gás combustível de uso energético, nas instalações marítimas de produção no período entre 2000 e 2006. Tal aumento deve-se principalmente ao crescimento da capacidade das instalações marítimas de produção e de suas respectivas demandas de geração de energia térmica e elétrica.

Tal cenário vem contribuindo para o aumento da potência e do porte das turbinas a gás utilizadas nestas unidades de produção.

Paralelamente, identificou-se em alguns campos produtores de petróleo e gás natural no país (Bacia de Campos no Estado do Rio de Janeiro) um alto teor de CO₂. Devido à limitação do teor deste componente na composição da corrente do gás natural, a ser transferido para o continente (Portaria nº104/2002 da ANP⁴¹), é necessária a sua prévia remoção. Provavelmente no futuro, quando da entrada em operação das instalações marítimas de produção que apresentem alto teor de CO₂ no gás natural produzido, as emissões totais deste componente para a atmosfera tenderão a aumentar, caso não sejam previstos novos processos de captura de CO₂.

5.3. Metodologia do modelo de simulação

O modelo de simulação de separação e captura de CO₂ foi desenvolvido a partir do simulador de processo Hysys 3.2⁴². Trata-se de uma ferramenta de simulação de processos de engenharia, e que apresenta forte fundamentação termodinâmica. Sua aplicação é bastante ampla no setor químico e petroquímico, e também no setor de petróleo, em vários países no mundo. Esta ferramenta apresenta um conjunto de correlações termodinâmicas, equipamentos de processo, dentre vários outros recursos que possibilitam a montagem de um modelo de simulação de uma planta industrial. O simulador Hysys é estruturado com base em blocos de entrada (vide Tabela 5.2), que são parâmetros mínimos, a serem definidos pelo usuário, a fim de possibilitar a execução da simulação desejada de um processo industrial. O objetivo básico de uma simulação é a obtenção de variáveis de processo⁴³ para as correntes de fluidos (gás natural, petróleo, etc) resultantes de operações unitárias diversas (filtração, compressão, destilação, etc).

⁴¹ Determina a especificação a ser atendida para fins de comercialização do gás natural nas diversas regiões do país.

⁴² Programa licenciado pela Hyprotech, que é uma subsidiária da empresa Aspen Technology Inc.

⁴³ Vazão, pressão, temperatura, propriedades termodinâmicas, dentre outros.

Tabela 5.2- Blocos de entrada do simulador de processo Hysys

Fonte: Elaborado pelo autor

Itens	Descrição
Componentes	Definição dos componentes químicos das diversas correntes de fluidos que fazem parte dos processos de uma simulação
Pacote de fluidos	Correlações termodinâmicas (equações termodinâmicas, etc), segundo o nome dos autores e pesquisadores.
Hipotéticos	Definição de componentes, que não se encontram no banco de dados do simulador, mas que podem ser criados à partir de propriedades físico-químicas conhecidas. Estes componentes representam misturas a serem utilizadas na simulação.
Reações	Permite definir as reações químicas envolvidas, nas diversas operações unitárias, de uma planta de processo industrial.
Propriedades dos fluidos	Banco de propriedades físico-químicas dos componentes selecionados na etapa anterior.
Mapa de componentes	Permite a definição da composição mássica, molar ou volumétrica das correntes de fluidos utilizadas na simulação.

Dentre os pacotes de fluidos disponibilizados pelo simulador Hysys, foram selecionados o de Peng-Robinson, Stryjek-Vera e o de aminas (compostos orgânicos de características básicas, utilizadas para remoção de compostos ácidos existentes em misturas gasosas) em virtude de serem aplicáveis a misturas bifásicas (vapor e líquido) e para modelagem de reações químicas entre o CO₂ e aminas comerciais. Uma vez estabelecido o modelo termodinâmico, torna-se possível realizar uma simulação de processo, tal como no cálculo da vazão de CO₂ capturado, a partir dos gases gerados pela combustão do gás natural, em uma turbina de geração de energia elétrica.

A seguir apresentam-se as etapas de desenvolvimento do modelo proposto do processo de separação e captura de CO₂.

a) Elaboração da base de dados

Consiste na definição dos dados de entrada, formados basicamente pelas seguintes variáveis de processo das correntes de gás natural (combustível da turbina) e do ar atmosférico: composição química, pressão, temperatura, vazão e potência da turbina.

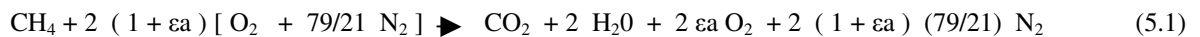
b) Estruturação da planta de processo proposta

Para melhor compreensão da estrutura da planta de processo proposta apresenta-se uma subdivisão do mesmo, nos seguintes sistemas:

- Sistema de geração do CO₂
- Sistema de captação e pré- tratamento dos gases de combustão
- Sistema de separação do CO₂
- Sistema de coleta e transporte do CO₂

b.1- Sistema de geração do CO₂

Este sistema é composto por uma câmara de combustão, no interior do qual ocorrem reações de combustão, entre o metano (CH₄) e o ar atmosférico. Segundo Baukal (2001) a eq.(5.1) genérica abaixo representa a reação de combustão de hidrocarboneto com ar.



ϵa = fração que representa o excesso de ar (ex: para 20 % excesso o valor de $\epsilon a = 0,2$)

Os gases de combustão oriundos da turbina a gás, que se encontram a alta temperatura são resfriados e direcionados para o sistema seguinte de captação e pré-tratamento.

b.2- Sistema de captação e pré- tratamento dos gases de combustão

A captação da corrente gasosa, que se encontra a pressão atmosférica é obtida a partir de um compressor, que tem como finalidade fornecer energia de pressão ao fluido. O gás ao ser comprimido se aquece e, em seguida, é resfriado através de um resfriador que utiliza água industrial. O líquido condensado nesta etapa de resfriamento é coletado em um vaso de pressão e a corrente gasosa resultante segue para o próximo sistema. Devido ao fato

de o gás ser comprimido no compressor, considerou-se a condição de gás real⁴⁴ conforme demonstra o National Institute of Standards and Technology – NIST (2006).

b.3- Sistema de separação do CO₂

Os gases de combustão constituídos basicamente por uma mistura CO₂, H₂O, N₂ e O₂ são conduzidos ao sistema de separação do CO₂ da corrente gasosa. O processo escolhido é o da absorção com solução de aminas, através da utilização de uma coluna (torre) contactora. O critério utilizado na escolha desta tecnologia deve-se basicamente aos seguintes fatores:

- ° Grande domínio técnico-operacional pela indústria do petróleo nacional
- ° Possibilidade futura de aproveitamento de unidades existentes para a recuperação de CO₂ oriundo de gases de combustão.

O gás tratado corresponde a uma mistura de H₂O, N₂ e O₂, onde não se prevê o seu aproveitamento. A solução de amina (MEA) absorve o CO₂, em fase líquida e segue para a coluna (torre) regeneradora, onde ocorre a remoção do CO₂ e do O₂ para a atmosfera. Os permutadores de calor existentes são necessários, para fins de recuperação energética das correntes, minimizando a demanda de calor, requerida na regeneração da solução de amina. A Figura 4.6, já apresentada anteriormente, representa este sistema.

O modelo utilizado pelo simulador Hysys é o do pacote termodinâmico de aminas. Neste modelo, o sistema é considerado como multicomponentes, com estágios em uma coluna de absorção. Zhang et al. (1999) desenvolveu um modelo de simulação de planta de processo com aminas, com base em correlações de balanço material em colunas absorvedoras.

O modelo termodinâmico utilizado é o de Lee et al. (1972) e Lawson (1976) com as equações de equilíbrio das fases líquido/vapor (eq.(5.2)) e das reações de dissociação química (eqs. (5.3), (5.4) e (5.5)).

⁴⁴ Gás que não apresenta condição de idealidade (baixa pressão) que se caracteriza por altas interações moleculares.

$$y_i \phi_i^v P = H_i x_i \gamma_i^l \quad (5.2)$$

y_i = fração molar do componente “i” na fase vapor

ϕ_i^v = coeficiente de fugacidade da fase gasosa

P = pressão total do sistema (kPa)

H_i = constante de Henry (kPa)

x_i = fração molar do componente “i” na fase líquida

γ_i^l = coeficiente de atividade na fase líquida



Um aspecto importante a ser considerado na modelagem é a obtenção de dados experimentais quanto à solubilidade do CO₂ em soluções de aminas. Várias correlações têm sido obtidas, conforme elaborado por Maddox (1974), Jou et Al. (1995) e Thomas (2005). O simulador dispõe de um banco de dados de propriedades físicas e químicas de aminas, podendo utilizar misturas de até dois componentes.

b.4- Sistema de coleta e transporte de CO₂

A mistura gasosa constituída por CO₂ e H₂O (saída de gases da torre regeneradora de amina) se encontra a baixa pressão e pode ser recuperado, através de um compressor e/ou sistema de ejetores. A necessidade e o tipo de tratamento para o CO₂ recuperado, se através do uso de ejetores e/ou compressores, dependerá da utilização prevista. No caso do consumo interno (usos não energéticos) apenas o uso de um sistema de ejetores é necessário. Se forem previstas outras aplicações, tais como a exportação e/ou armazenamento, então será necessária a aquisição de uma unidade de compressão de CO₂.

A seguir descrevem-se, de forma sumária, os principais equipamentos deste sistema:

▪ Sistema de ejetores

Ejetores são equipamentos de processo utilizados para comprimir vapores disponíveis a pressão sub-atmosférica para valores de pressão acima da atmosfera. Eles são usualmente menores e menos onerosos do que os compressores, inclusive quanto aos custos de manutenção. A sua simplicidade construtiva (isento de partes móveis) permite o uso de diversos materiais, além da combinação de equipamentos em série, equivalente a formação de estágios em um compressor. A Figura 5.6 apresenta de forma esquemática um ejedor para a recuperação do CO₂ ventilado.

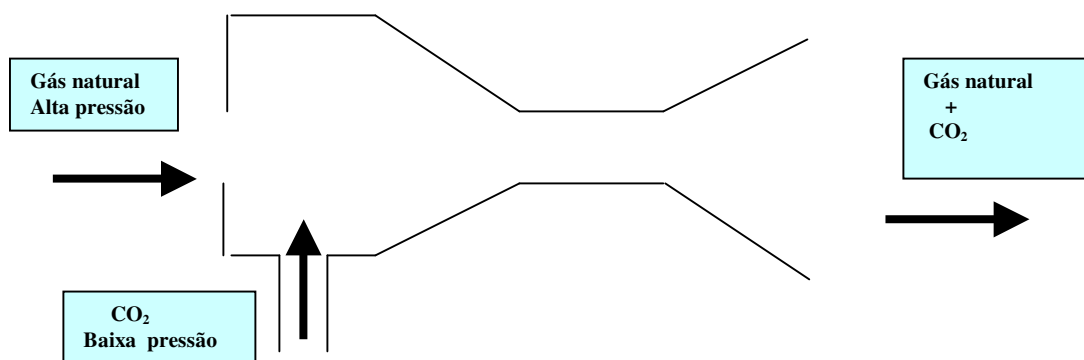


Figura 5.6- Desenho esquemático de um ejedor para recuperação de CO₂ com fluido motriz gás natural Fonte: Elaborado pelo autor

O gás natural à alta pressão⁴⁵ (fluido motriz) succiona o CO₂, que se encontra a baixa pressão⁴⁶, e ambos escoam pelo interior do equipamento até atingir a saída (bocal) do equipamento, com pressão intermediária, em relação às demais⁴⁷. Foi utilizado o Programa Ejedor (Figura 5.7), que utiliza as equações de estado e correlações termodinâmicas aplicáveis ao escoamento de gás.

⁴⁵ Pressão da ordem de 150 a 200 bar.

⁴⁶ Pressão da ordem de 2 bar.

⁴⁷ Pressão da ordem de 8 bar.

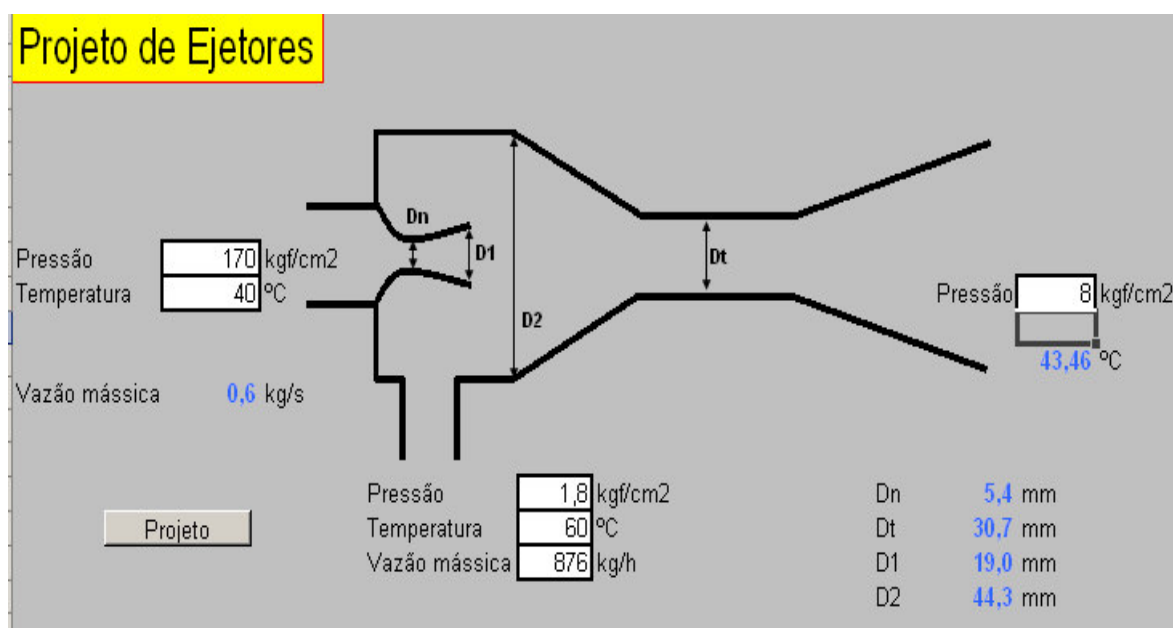


Figura 5.7- Modelo da tela de resultado do programa Ejetor
Fonte: Petrobras (2007)

▪ Sistema de compressão

Compressores são máquinas motrizes que têm como finalidade fornecer energia de pressão a um fluido gasoso. Normalmente são fornecidos sob forma de “pacote”⁴⁸, onde estão presentes equipamentos complementares (vasos depuradores, resfriadores, válvulas etc), conforme a Figura 5.8. Podem ser requeridas para as mais variadas condições de operação, de modo que toda a sua sistemática de especificação, projeto operação manutenção depende fundamentalmente, da aplicação prevista. A faixa de pressão requerida para utilização do gás natural em instalações de produção de petróleo é bastante ampla, ou seja, entre 2×10^2 kPa e 2×10^4 kPa g. Além do fornecimento de energia de pressão, o sistema de compressão também contribui para a remoção de contaminantes existentes no gás (água, gases ácidos, etc), assim como de frações pesadas (hidrocarbonetos com número de carbonos maior ou igual ao do propano).

⁴⁸ Estrutura metálica modular onde fica instalado o equipamento.

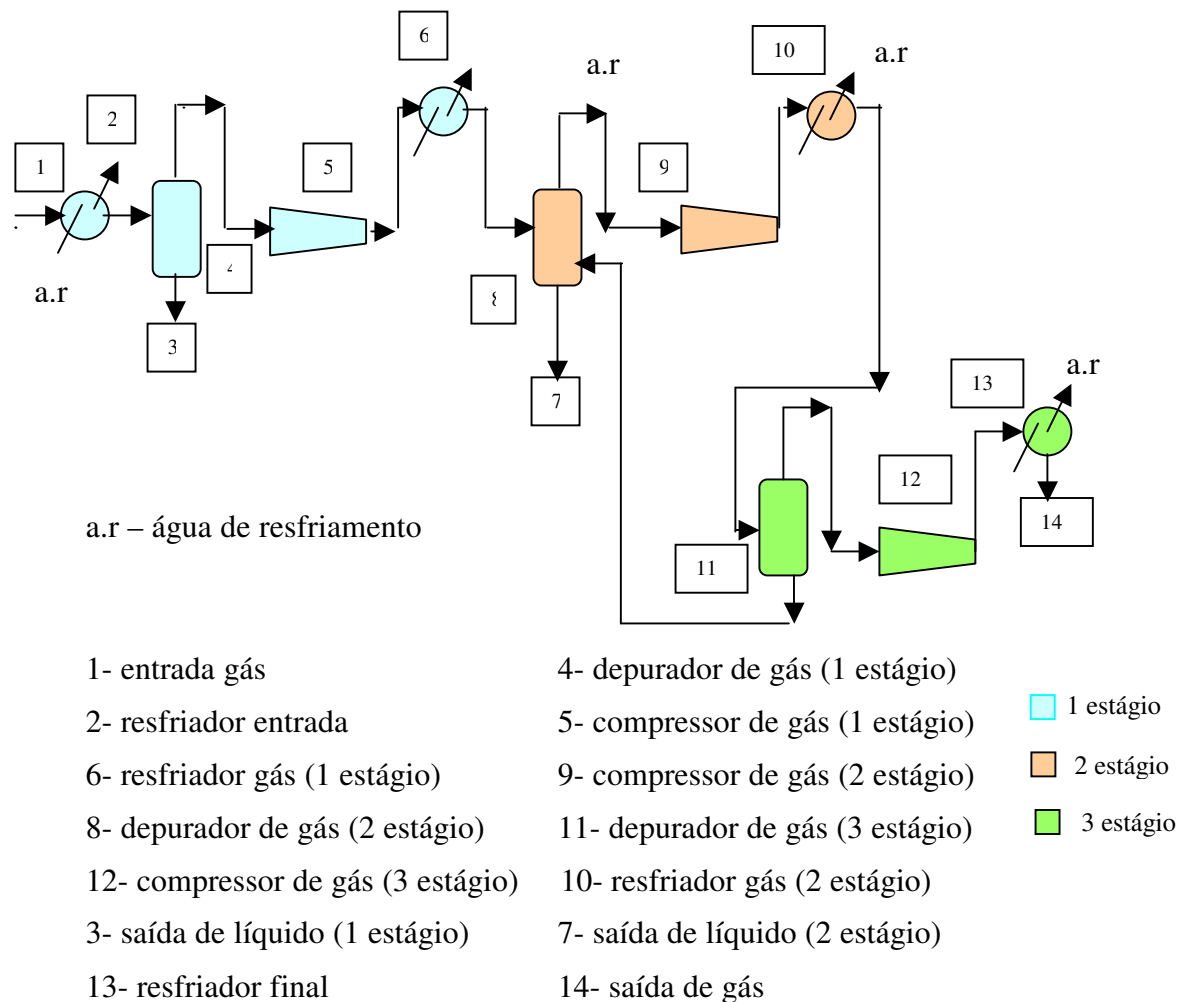


Figura 5.8- Configuração básica de um sistema de compressão de gás

Fonte: Elaborado pelo autor

c- Premissas e dados de entrada

São as condições de restrição, a serem consideradas pela simulação dos processos existentes na planta de processo analisada. Incluem ainda os dados de entrada, ou sejam as variáveis de processo e parâmetros fundamentais, que são necessários para obter os dados de saída (variáveis de processo de interesse). Posteriormente tais dados de saída são utilizados no estudo de análise econômica.

d- Simulação dos processos

Utilização do simulador Hysys para realizar simulação dos três casos em estudo (Base, Primeira e Segunda Proposição), a partir da definição dos itens anteriores. Os resultados obtidos são dispostos sob forma de tabelas (balanço material).

e- Verificação dos resultados

Os resultados obtidos através das simulações realizadas, para cada um dos sistemas propostos devem ser verificados, tais como observando a existência de notas informativas do simulador Hysys (mudança não prevista de fase de uma determinada corrente, dentre outros). O simulador apresenta indicações de erros de convergência, através de notas de aviso, não permitindo então, a continuidade da simulação. Uma vez eliminada a causa da anomalia (inconsistência de dados de entrada, seleção errônea do pacote termodinâmico, dentre outros) é possível dar continuidade a simulação.

f- Avaliação técnica e econômica

O estudo da análise econômica, com análise de risco foi realizado através do uso do programa “Progrid”, que foi desenvolvido pela Petrobras, para uso interno em estudo de viabilidade técnico-econômico (EVTE). O programa determina como principal parâmetro econômico o valor presente líquido (VPL) de um fluxo de caixa, composto basicamente por investimentos, custos operacionais, tributos, receitas e uma taxa de atratividade pré-determinada para o projeto proposto.

Segundo Newman (2000) e Vasconcellos (2001), o projeto será considerado viável, caso apresente VPL positivo. Hirschfeld (2000) e Zekri e Jerbi (2002) também apresentam metodologia para montagem de um fluxo de caixa, e como avaliar os resultados obtidos. Foram considerados ainda como referência valores típicos de investimentos e custo operacional, na indústria química, fornecidos por Peters (2003).

A ANP (2001) apresenta uma metodologia para o cálculo dos valores dos royalties e da participação especial, segundo diversas áreas de concessão de bacias petrolíferas.

6. PROCESSOS PROPOSTOS

6.1. Descrição dos processos propostos

Existem duas fontes de suprimento de CO₂ que podem ser separadas e capturadas em uma instalação marítima de produção de petróleo, a saber: gases de combustão (oriundo das emissões das turbinas de geração elétrica movidas a gás) e do gás natural produzido quando o mesmo apresentar teor de CO₂ acima de 2 % vol. As Figuras 6.1 e 6.2 apresentam duas fontes de emissão de CO₂ para a atmosfera citadas anteriormente.



Figura 6.1- Emissão de gases de combustão (turbina a gás natural)

Fonte: Elaborado pelo autor



Figura 6.2- Emissão atmosférica na unidade de remoção de CO₂

Fonte: Elaborado pelo autor

O estudo de caso proposto considera duas alternativas (proposições) para a separação e captura do CO₂ a partir das duas fontes citadas. Tais proposições são analisadas em relação ao caso convencional denominado de caso de referência ou base. Os resultados obtidos através do simulador de processo Hysys, para cada um destes casos são apresentados no capítulo 7 desta tese. A seguir são descritos de forma sumária o caso base e em seguida as duas proposições.

a) Caso Base

Considera uma instalação marítima de produção de petróleo com teor de CO₂ para o gás natural produzido igual a 4 % vol. O CO₂ é separado do gás natural e ventilado para a atmosfera, através da Unidade de Remoção de CO₂. As emissões de gases de combustão, oriundas das turbinas existentes no sistema de geração de energia não são recuperadas sendo ventiladas para a atmosfera. A Figura 5.3 representa este caso.

b) Primeira Proposição

Esta alternativa considera a separação, a captura e o posterior armazenamento do CO₂ oriundo dos gases de combustão de uma turbina a gás existente (sistema de geração de energia), assim como do gás natural produzido. A separação do CO₂ é realizada de forma individualizada, para cada uma das duas fontes citadas, porém o sistema de regeneração da solução de amina é comum. Tal individualização se justifica pelo fato da presença do componente oxigênio (O₂) na composição dos gases de combustão (turbina). Tal componente é indesejável em mistura com gás natural produzido, pois por se tratar de um comburente, poderia ocorrer uma condição indesejável de mistura explosiva. A coleta do CO₂ liberado pela unidade de remoção de CO₂ é realizada, juntamente com o gás liberado pelo sistema de vent atmosférico, e também parte do sistema de gás combustível de baixa pressão (20% vol do consumo total). Tal mistura gasosa pode ser recuperada, através do uso combinado de compressores e de ejetores. A corrente resultante é formada por uma mistura entre CO₂ e gás natural recuperado, tendo pressão suficiente para ser re-injetado em formação geológica existente na área de concessão do projeto, para fins de armazenamento.

Entretanto existem situações operacionais indesejáveis (anomalias), conhecidas como contingências, no sistema de transferência do gás natural, entre as instalações de produção marítimas, assim como delas com as instalações terrestres, que recebem tal produto. A Figura 6.3 representa de forma simplificada tal situação.

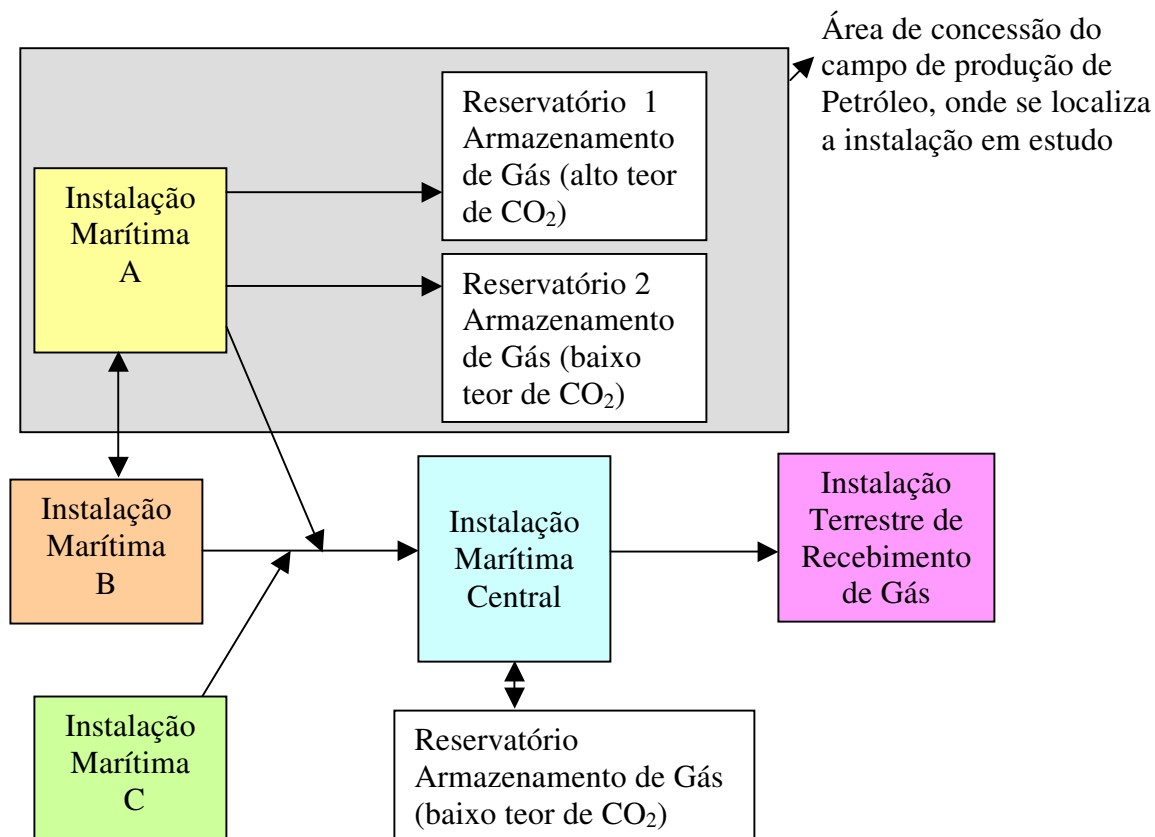


Figura 6.3- Representação esquemática da malha de transferência e recebimento de gás
Fonte: Elaborado pelo autor

Neste trabalho são consideradas as contingências ocorridas na instalação terrestre de recebimento de gás. Dessa forma, nestas situações, a instalação marítima A (objeto de estudo) poderá armazenar o gás que seria exportado para o continente, tanto na própria área de concessão (reservatório 2), assim como naquela pertencente à instalação marítima central. Adicionalmente, a instalação A poderia receber gás da instalação B e re-injetá-lo em reservatório existente (reservatório 2). Dessa forma, quanto maior o volume importado de gás pela instalação A, em cenário de contingência, maior a disponibilidade de gás para fins de armazenamento em sua área de concessão.

Evidentemente, o volume disponibilizado precisa atender a capacidade de armazenamento dos reservatórios existentes. Em caso de não atendimento a tal condição o volume excedente poderia ser transferido para a Unidade Central, ou em última instância

queimado. A diferença em relação ao caso base é a inclusão dos seguintes processos propostos:

b.1- Sistema de captação e pré-tratamento dos gases de combustão

Este sistema é composto por um resfriador de gás natural, um vaso removedor de líquido e de um compressor acionado por motor elétrico. Os gases quentes de combustão são coletados à temperatura de 250 °C e posteriormente resfriado até 120 °C (acima da temperatura de condensação dos gases ácidos). A presença de CO₂ juntamente com água condensada pode levar a ocorrência de processos corrosivos. O líquido formado pelo resfriamento da mistura é coletado no vaso removedor de líquido e posteriormente conduzido ao sistema de tratamento e drenagem, ambos existentes na instalação marítima de produção. Em seguida a mistura gasosa é comprimida em um compressor até atingir a pressão de 1000 kPa.

b.2- Separação híbrida do CO₂

A separação do CO₂ oriundo dos gases de combustão de uma turbina é realizada na Unidade de Remoção de CO₂ existente na instalação marítima de produção, aproveitando a torre contactora reserva. Entretanto tal separação deve ser realizada de forma segregada, da corrente de gás natural produzido (alto teor de CO₂). Considera-se para esta concepção a existência de duas torres absorvedoras de CO₂, sendo cada uma delas dedicada a apenas uma das duas correntes com alto teor de CO₂. O produto químico (solução aquosa de MEA) alimenta cada uma das duas torres absorvedoras sendo que as respectivas correntes de saída (solução de amina enriquecida pelo CO₂) se juntam e posteriormente seguem para a torre regeneradora de amina. Esta torre tem como finalidade a remoção do CO₂ (processo de esgotamento através do uso de fonte de aquecimento) para fins de regeneração do produto químico, que em seguida retorna às respectivas torres contactoras. A corrente gasosa ventilada pela torre regeneradora é constituída basicamente pela mistura de água e CO₂ (teor próximo a 95 % vol), cujo aproveitamento é descrito no próximo item.

b.3- Processo de coleta, transporte e tratamento do gás

Este processo prevê a instalação de dois compressores de gás, sendo um deles de menor capacidade ($150 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{d}$) com pressão de descarga de $6 \times 10^3 \text{ kPa}$ e um outro de maior capacidade ($1 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$) com pressão de descarga de $2 \times 10^5 \text{ kPa}$. O compressor de menor capacidade deve apresentar interligação de sua descarga com a sucção daquele de maior capacidade ou alternativamente com o sistema de gás combustível, a depender do cenário de produção da instalação. Estão previstas 3 fontes de alimentação para este processo, que são descritas a seguir.

- a- Sistema de vent atmosférico de gás
- b- Sistema de vent atmosférico do sistema de gás combustível de baixa pressão
- c- Sistema de vent atmosférico da Unidade de Remoção do CO_2

As fontes citadas acima podem ser recuperadas através da utilização de dois compressores, sendo o primeiro denominado de booster e o segundo de re-injeção. Está prevista ainda, a utilização de um sistema de ejetores, para fins de recuperação de parte da corrente constituída pela corrente de ventilação atmosférica da Unidade de Remoção de CO_2 . O uso deste sistema permite o incremento de pressão para esta última corrente (pressão próxima à atmosférica), através do uso de um fluido motriz, que é o gás de alta pressão, que alimenta o sistema de gás combustível. A mistura resultante deste sistema de compressão proposto (gás natural com alto teor de CO_2) pode seguir através de uma tubulação de re-injeção até a próxima etapa (item b4).

b.4- Armazenamento de gás e do CO_2

O armazenamento da mistura gasosa com alto teor de CO_2 , oriunda do compressor de re-injeção de gás é previsto que ocorra no reservatório 2, considerado na área de concessão do projeto. O gás a ser armazenado deve ser desidratado para evitar a ocorrência de processos corrosivos no duto de injeção e também no reservatório.

O armazenamento da mistura gasosa (teor de CO_2 conforme Portaria nº104/2002 da ANP) é previsto que ocorra no reservatório 2, considerado na área de concessão do projeto.

c) Segunda Proposição

Esta alternativa considera a separação, a captura e o posterior armazenamento do CO₂ oriundo somente do gás natural produzido. Não está prevista a separação, assim como a captura do CO₂, oriundo do gás de combustão, que é produzido pelo sistema de geração de energia elétrica (turbina a gás). Esta alternativa é mais simplificada do que no caso anterior, principalmente pelo número de equipamentos a serem instalados. A diferença em relação ao caso base é a inclusão dos seguintes processos propostos:

- Processo de coleta, transporte e tratamento do gás
- Armazenamento de gás e do CO₂

Ambos os processos acima apresentam descrição similar àquela apresentada anteriormente, na primeira proposição.

6.2- Usos propostos para o CO₂

A Portaria nº104/2002 da ANP (vide Anexo 2) estabelece parâmetros de qualidade que são mandatórios para que o gás natural seja comercializado no Brasil. Esta especificação é variável em função das regiões do país, porém não é variável em função dos diversos usos do gás natural existentes em nossa sociedade. Apesar de o gás natural ainda ser visto como um produto de uso exclusivo energético, muitas aplicações na área do petróleo e da petroquímica são consideradas não-energéticas. As aplicações energéticas mais comuns são aquelas em que o gás natural participa de reações de combustão com o ar atmosférico, em equipamentos térmicos industriais (fornos, caldeiras, turbinas, etc) para fins de geração de energia térmica (aquecimento do petróleo em refinarias, etc) e de energia elétrica (usina termelétrica). Entretanto, como apresentado no capítulo 5 há aplicações, onde o conteúdo energético (medido através do poder calorífico) não é relevante, mas sim a sua capacidade de participar de processos físicos (tratamento do gás natural, etc), dentre outros processos petroquímicos.

A Figura 6.4 ilustra de forma simplificada a cadeia integrada do gás natural, constituída pelas etapas de exploração e produção, transferência, processamento transporte, comercialização, distribuição e consumo. A aplicação da Portaria nº104/2002 da ANP é mandatória a partir da etapa do processamento, quando então o gás é enviado para a etapa

de comercialização. Entretanto, tal Portaria é utilizada como referência, para fins de especificação dos processos de produção existentes nas instalações marítimas de produção de petróleo no Brasil.

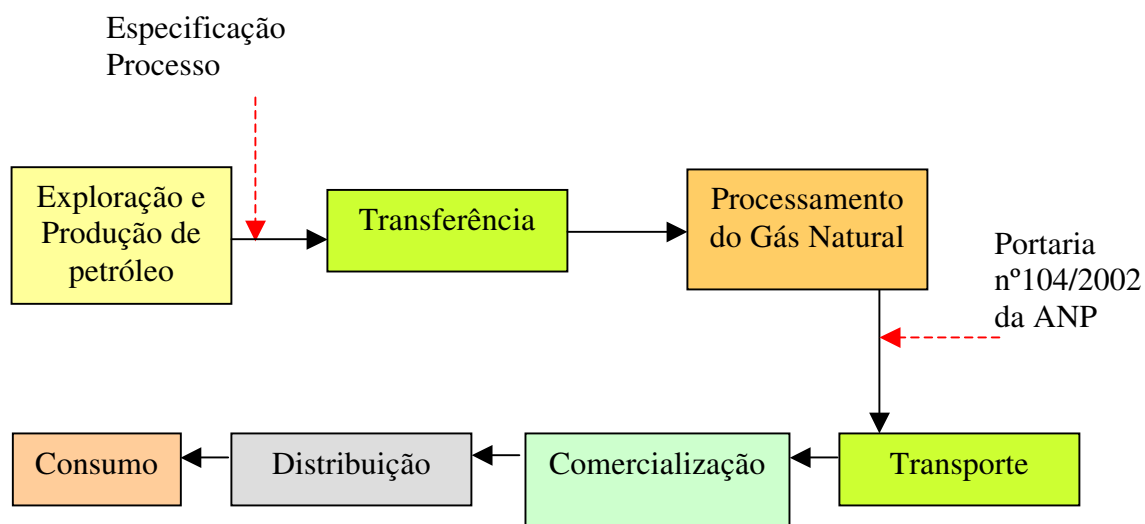


Figura 6.4- Representação esquemática da cadeia do gás natural e a aplicação da Portaria nº104/2002 da ANP Fonte: Elaborado pelo autor

A relevância deste tema atualmente é reforçada pelo fato de já ser uma realidade a presença de contaminantes no gás produzido na Bacia de Campos. Adicionalmente, tal componente ainda não tem aplicação nas instalações marítimas, sendo contabilizado como queima e/ou perda de gás.

A seguir apresentam-se, em ordem de prioridade, algumas aplicações propostas, para o uso do CO₂, em instalações marítimas de produção de petróleo no Brasil e no mundo.

- Consumo próprio nas instalações de produção (usos energéticos e não-energéticos)
- Exportação para o continente
- Armazenamento em reservatórios de petróleo e gás natural (depletados)
- Armazenamento em tanques (liquefeito)
- Recuperação do petróleo (método não convencional)

As utilizações do CO₂ citadas são descritas de forma simplificada como se segue:

a- Consumo próprio nas instalações de produção (usos energéticos e não energéticos)

Apesar de o CO₂ não apresentar conteúdo energético (poder calorífico nulo), o mesmo quando presente juntamente com o gás natural produzido, pode apresentar diferentes valores de poder calorífico, a depender do sistema de produção que fizer parte. Conforme apresentado no 5º capítulo, o gás natural ao ser produzido é comprimido (até 2×10^4 kPa) antes de ser utilizado em uma instalação marítima de produção (exportação, gás lift, injeção e gás combustível). Ocorre que o processo de compressão (em três estágios) proporciona a condensação e a retirada de frações pesadas de hidrocarbonetos do gás natural, implicando na redução do seu poder calorífico. Sendo assim, mesmo na presença do CO₂ (segundo estágio de compressão) o gás natural apresenta maior poder calorífico do que após a etapa de desidratação (após o terceiro estágio de compressão) sendo este último o insumo do gás combustível utilizado nas turbinas a gás do sistema de geração e energia elétrica. Dessa forma propõe-se a seguinte especificação técnica (Tabela 6.1) para o gás combustível de uso energético (turbinas a gás).

Tabela 6.1- Especificação proposta para consumo próprio (uso energético) em instalações marítimas de produção de petróleo Fonte: Elaborado pelo autor

Característica	Unidade	Limite	Portaria nº104/2002 da ANP Região Sul-Sudeste
Inertes (N ₂ + CO ₂) máx	% vol	teores existentes no gás produzido	4
Gás sulfídrico (H ₂ S) max	mg/m ³	10	10
Temperatura	°C	20 °C acima do ponto de orvalho do hidrocarboneto e da água	Isento de líquido

Por outro lado existem fontes gasosas que são normalmente ventiladas para a atmosfera (sistema vent) nestas instalações marítimas de produção, tais como aquelas oriundas do sistema de selagem dos compressores existentes, da unidade de remoção de CO₂ e também do sistema de gás combustível de baixa (usos não energéticos). Todas estas fontes podem ser recuperadas e utilizadas na planta de processo. No caso de serem utilizadas como gás combustível, para usos não-energéticos (sistema de desidratação do gás, tratamento da água produzida, etc), pelo fato de ocorrer a baixa pressão (da ordem de 200 kPa) pode-se minimizar tal consumo, através de uma nova especificação (Tabela 6.2) de processo (diferente da atual que limita o teor de CO₂ em 2 % vol, que segue como referência a Portaria nº104/2002 da ANP.

Tabela 6.2- Especificação proposta para consumo próprio (uso não energético) em instalações marítimas de produção de petróleo Fonte: elaborado pelo autor

Característica	Unidade	Limite	Portaria nº104/2002 da ANP Região Sul- Sudeste
Inertes (N ₂ + CO ₂) máx	% vol	35	4
Gás sulfídrico (H ₂ S) max	mg/m ³	10	10
Temperatura	°C	20 °C acima do Ponto de Orvalho hidrocarboneto e água	Isento líquido

b- Exportação para o continente

As unidades de remoção de CO₂ existentes no Brasil são normalmente projetadas com especificação para o teor do CO₂ do gás tratado, muito inferior (da ordem de 200 ppm vol) ao máximo estabelecido pela Portaria nº104/2002 da ANP. Entretanto a média do teor de CO₂ existente no gás produzido na Bacia de Campos e escoado para o continente é da ordem de 0,5 % vol. A instalações marítimas de produção da Bacia de Campos, em sua

maioria não têm unidades de remoção de CO₂. Isto ocorre pelo fato de os respectivos teores de CO₂ no gás produzido serem inferior a 2 % vol. O teor de umidade do gás exportado deve ser mantido em no máximo 42 ppm vol, para evitar a condensação de água livre durante o escoamento. A presença de água livre com CO₂ pode levar a ocorrência de processos corrosivos e comprometer a integridade física dos gasodutos. Adicionalmente, ressalta-se o crescimento da demanda nacional de gás natural em indústrias petroquímicas (processos não energéticos⁴⁹), fato este que aumenta a probabilidade futura de recuperação adicional do CO₂ gerado nas instalações marítimas de produção.

c- Armazenamento em reservatórios de petróleo e gás natural (depletados)

A concepção de armazenamento do CO₂ juntamente com o gás (mistura com teor máximo de 2 % vol e teor máximo de umidade de 42 ppm vol)⁵⁰ é uma estratégia para evitar a perda de gás quando da ocorrência de eventos (anomalias operacionais) nas instalações marítimas de produção de petróleo. Dentre estes possíveis eventos destacam-se:

- c.1- Parada dos compressores devido à ocorrência de problemas operacionais, ou mesmo parada programada para manutenção.
- c.2- Não atendimento à especificação do teor de umidade e/ou teor de CO₂ do gás seco, conforme estabelecido pelo projeto de engenharia da unidade. Nestas situações o gás é queimado, até que haja normalização do sistema de tratamento do gás.
- c.3- Contingência em instalações marítimas de produção, gasodutos, ou mesmo instalações marítimas terrestres⁵¹.

Duas alternativas para a re-injeção de gás para fins de armazenamento são possíveis conforme se segue:

- 1- Na própria instalação de produção que vier a implantar o projeto proposto.
- 2- Em outra instalação marítima de produção que esteja interligada ao item anterior através de gasoduto.

No primeiro caso, considera-se a existência de dois reservatórios para armazenamento de mistura de gás com CO₂ (um com alto e outro com baixo teor de CO₂).

⁴⁹ Processo de fabricação de fertilizante, dentre outros.

⁵⁰ Valor limite para que o gás seja considerado como seco, desidratado e tratado.

⁵¹ No caso da Bacia de Campos (bacia petrolífera do estado do Rio de Janeiro) o gás produzido nas instalações marítimas é enviado para a UPGN de Cabiúna e posteriormente, o gás processado segue para a refinaria Reduc.

Normalmente os reservatórios candidatos são aqueles produtores de óleo, mas que se encontram depletados.

No segundo caso, considera-se que parte do gás exportado (baixo teor de CO₂) seja armazenada em outra instalação marítima de produção, na condição desta ser interligada a primeira instalação através de gasoduto e que tenha um reservatório armazenador de gás.

Independente do caso existente, várias estratégias para o armazenamento da mistura CO₂ e gás em reservatórios geológicos de petróleo e/ou gás depletados podem ser estabelecidas. Dentre elas cita-se o armazenamento de um determinado volume de gás equivalente à redução de consumo de gás combustível obtida e/ou ao volume de gás recuperado do sistema de vent atmosférico.

d- Armazenamento em tanques (CO₂ liquefeito)

Esta alternativa prevê a transferência da mistura rica em CO₂ (residual de água) oriundo do processo de coleta, transporte e tratamento do CO₂ para uma outra instalação marítima, ou seja um navio de armazenamento de gás liquefeito. Tal navio deveria dispor de tanques criogênicos apropriados para armazenamento do CO₂ liquefeito. Tal transferência seria necessária, caso não houvesse disponibilidade de reservatórios para o armazenamento deste produto. Sendo assim, o navio armazenador poderia transferir o CO₂ liquefeito para outra área de locação, que tivesse disponibilidade de reservatórios de armazenamento. Neste caso o navio armazenador precisaria também dispor de facilidades para a re-vaporização e a compressão do CO₂, viabilizando assim a sua re-injeção para fins de armazenamento geológico.

e- Recuperação do petróleo (método miscível com gás e CO₂)

Como foi apresentado anteriormente existe o método convencional de recuperação do petróleo⁵², normalmente através da injeção de água ou gás no reservatório. Entretanto na última década foi feita uma classificação dos métodos de recuperação e surgiu a denominação dos métodos especiais de recuperação secundária⁵³.

Segundo Rosa; Carvalho e Xavier (2006) na literatura inglesa, os métodos especiais de recuperação secundária são conhecidos como métodos EOR (Enhanced Oil Recovery), que pode ser traduzido como “recuperação melhorada ou avançada de petróleo”.

⁵² Anteriormente denominado de método de recuperação secundária.

Mais recentemente este termo tem sido substituído pelo IOR (Improved Oil Recovery) que significa a “recuperação melhorada de óleo”. Este último, além de incorporar todos os antigos métodos EOR (especiais ou terciários) incorpora quaisquer métodos ou técnicas não convencionais ou modernas, que tenham como objetivo aumentar a recuperação e/ou acelerar a produção de óleo. Dentre os métodos especiais existentes no mundo têm-se os métodos miscíveis, que segundo Rosa; Carvalho e Xavier (2006) são classificados como:

- Injeção de hidrocarbonetos
- Injeção de banco miscível de GLP (gás liquefeito de petróleo)
- Injeção de gás enriquecido (alto teor de hidrocarbonetos maiores que o pentano)
- Injeção de gás pobre (composição similar ao gás desidratado) à alta pressão
- Injeção do CO₂

No método miscível uma característica importante é a ausência de uma interface entre o fluido deslocante (injetado) e o deslocado (óleo no reservatório). Dois fluidos são considerados miscíveis se, misturados em quaisquer proporções, produzem um sistema constituído por uma única fase (homogêneo). A princípio, considera-se que toda mistura entre gases é dita miscível, a menos que ocorram transformações químicas neste processo. Entretanto a miscibilidade entre fluidos líquidos é bem mais complexa e depende fundamentalmente da semelhança química, da temperatura e da pressão do sistema.

Dessa forma, é de suma importância o estudo do comportamento dos fluidos hidrocarbonetos, no reservatório, quando da utilização destes métodos especiais.

Atualmente boas práticas de armazenamento de gás (baixo teor de CO₂) têm sido verificadas no país, tais como na Bacia de Campos (Rio de Janeiro) e na Bacia do Solimões (Amazonas). O método utilizado é o da recuperação de petróleo, através da injeção imiscível de gás natural comprimido.

⁵³ Anteriormente denominado de método de recuperação terciária.

Dentre os benefícios desta prática destacam-se:

- Emissões evitadas de CO₂
- Eliminação e/ou redução da queima e perda de gás
- Atendimento a oferta de gás, em situações de parada de produção de instalações marítimas de produção.
- Eliminação e/ou redução da importação de gás, necessária durante operações de comissionamento da planta de produção de óleo.

7. ESTUDO DE CASO

7.1- Descrição do local

O estudo dos processos propostos de separação e captura de CO₂, em uma instalação marítima de produção considerou como localização a Bacia de Campos. Como justificativa de tal escolha citam-se:

- maior região produtora de petróleo do país
- presença de alguns reservatórios de óleo com alto teor de CO₂
- local para implantação de novas instalações de produção (operadoras nacionais e estrangeiras)

A Figura 7.1 ilustra de forma esquemática uma instalação marítima de produção de petróleo denominada Unidade A e uma outra (vizinha a anterior) denominada de Unidade B. O navio aliviador, que aparece nesta figura tem a finalidade de receber a produção de petróleo produzida pela Unidade A.

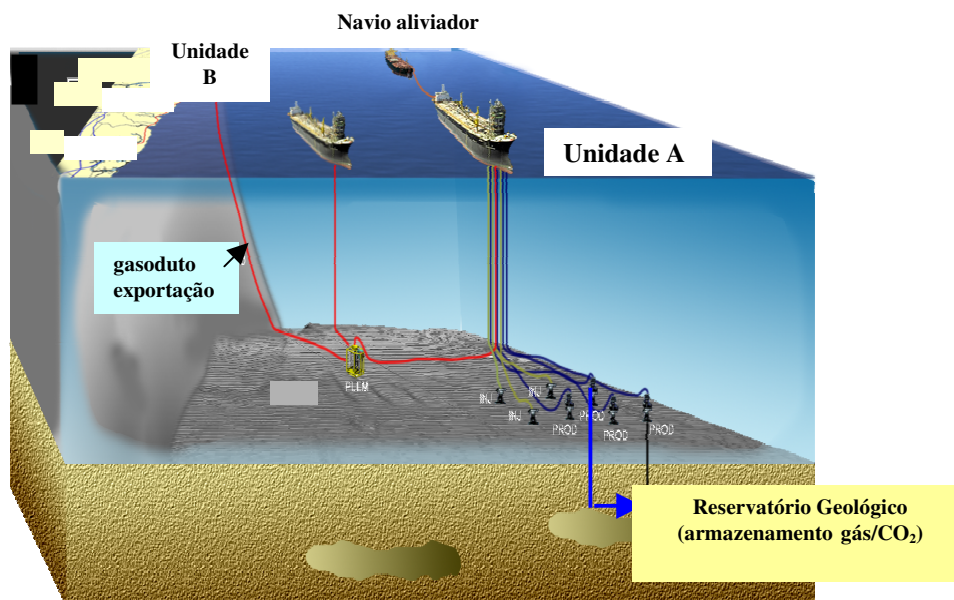


Figura 7.1- Representação esquemática do local para implantação futura do projeto
 Fonte: Modificado pelo autor Petrobras (2007)

A Unidade A é aquela que apresenta os sistemas propostos de separação e captura de CO₂, além das instalações de re-injeção de gás e de CO₂, em reservatório geológico pertencente a sua área de concessão.

Adicionalmente, ainda é um desafio para a área de Exploração e Produção (E&P) no Brasil, e também no mundo, a necessidade de desenvolver novos métodos de recuperação de petróleo, que contribuam para elevar os atuais fatores de recuperação (da ordem de 25 %), obtidos através dos métodos convencionais (predominantemente a re-injeção de água). Conforme citado anteriormente, o CO₂ poderá ser aplicado futuramente como um destes novos métodos de recuperação de petróleo, assim como já ocorre em algumas instalações terrestres de produção (Bahia). No caso brasileiro, tal necessidade ganha importância adicional, devido às características do óleo pesado da Bacia de Campos, situado em lâmina d'água profunda (dificuldade de escoamento, devido à alta viscosidade principalmente até sua chegada as instalações de produção).

7.2- Elementos técnicos para o estudo das emissões

A simulação dos processos correspondentes ao caso base, assim como das duas proposições foram realizadas através do uso do simulador de processo Hysys (versão 3.2). Para todas estas situações foram consideradas as seguintes premissas:

- 1- Instalação de produção apresenta teor de CO₂ de 4 % vol, para o gás natural produzido, sendo o mesmo valor considerado na corrente gasosa de alimentação das torres contactoras (Unidade de Remoção de CO₂).
- 2- Teor de CO₂ no gás exportado máximo de 2 % vol, e de acordo com o estabelecido pela Portaria nº104/2002 da ANP (máximo teor de N₂ + CO₂ igual a 4 % vol, sendo válido para as regiões Sul e Sudeste).
- 3- Sistema de compressão constituído por 2 moto-compressores movidos a motor elétrico sendo um reserva. A capacidade de compressão existente de cada equipamento possibilita a compressão total do gás produzido e gás lift, sem a ocorrência de queima.

- 4- Sistema de geração de energia elétrica constituído por 3 turbo-geradores movidos a motor elétrico, sendo um reserva. Um dentre os dois equipamentos que operam continuamente é equipado com sistema de coleta de gases de queima.
- 5- Teor de CO₂ para usos não energéticos (gás combustível de baixa pressão) de no máximo 33 % vol.
- 6- Teor de CO₂ para usos energéticos (gás combustível de baixa pressão) igual ao existente no gás produzido (sistema separação).
- 7- Unidade de remoção de CO₂ apresenta duas torres contactoras, sendo uma delas (reserva) utilizada para tratamento da corrente oriunda dos gases de combustão (turbina de geração de energia elétrica movida a gás), quando não for necessária para tratamento do gás natural produzido (alto teor de CO₂).
- 8- O sistema de regeneração do produto químico (solução aquosa de amina) é comum às duas torres contactoras.
- 9- O teor de O₂ é desprezível na corrente de gás de saída de qualquer uma das duas torres contactoras que realizar a separação de CO₂ oriunda do gás natural produzido.
- 10- Em situações de contingência da rede de transporte e/ou das instalações terrestres de recebimento, é possível o armazenamento da mistura gás/CO₂, tendo este último componente teor acima do estabelecido pela Portaria nº104/2002 da ANP, em reservatório geológico do campo de produção que vier a implantar o projeto proposto.
- 11- Em situações de contingência da rede de transporte e/ou das instalações terrestres de recebimento, existe alternativa de armazenamento de gás (teor de CO₂ igual a 2 % vol atendendo a Portaria nº104/2002 da ANP) tanto na área de concessão do projeto (prioritário), assim como em área externa ao mesmo. Neste último caso, o gás segue através de gasoduto até sua chegada a uma outra instalação marítima de produção, que possua reservatório depletado de petróleo e/ou gás disponível para armazenamento.
- 12- Considera-se um período de 30 dias por ano a impossibilidade de separação do CO₂ oriundo de gases de combustão, devido à utilização da torre contactora reserva para tratamento do gás produzido (alto teor de CO₂). Não é permitida a mistura de ambas correntes (gás produzido e gás de combustão) tendo a do gás produzido maior prioridade, face à receita inerente da venda do gás produzido.

- 13- Vida útil da instalação marítima de produção de 20 anos.
- 14- Situações de contingência de 10 dias ao ano. O volume total estimado de queima anual nesta situação é de $2 \times 10^7 \text{ m}^3$.
- 15- O armazenamento geológico de gás (teor de CO_2 conforme a Portaria nº104/2002 da ANP) na área de concessão do projeto é possível de ser realizada com pressão de re-injeção (condição de superfície) de $2 \times 10^4 \text{ kPa}$.
- 16- O armazenamento geológico de gás na área de concessão externa ao projeto é possível de ser realizada (vazão limite de $1 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$), na pressão de chegada deste fluido, na instalação existente nesta concessão.
- 17- Utilização de apenas uma dentre as turbinas a gás existentes na instalação marítima (sistema de geração de energia elétrica) para alimentar o sistema proposto de separação e captura de CO_2 .
- 18- Indisponibilidade da torre contactora reserva por período equivalente a 30 dias por ano, devido a parada da turbina (adaptada para alimentação da unidade de coleta e separação de CO_2) e/ou pela indisponibilidade da torre contactora principal.
- 19- Sistema de vent atmosférico constituído pelas emissões do sistema de selagem dos compressores de gás e parte do gás combustível de uso não energético (40 %). Esta última parcela atende a demanda de tratamento da água produzida, antes de ser descartada, sistema de desidratação do gás, dentre outros pequenos usos.
- 20- Lâmina d'água onde estão localizados os poços de re-injeção da mistura gás e CO_2 de $1 \times 10^3 \text{ m}$, com pressão de alimentação de $15 \times 10^3 \text{ kPa}$ e temperatura de 4°C .
- 21- O armazenamento geológico de gás na área de concessão do projeto é constituído por dois reservatórios:
- Reservatório 1: possui alto teor de CO_2 (acima de 2 % vol) com capacidade limite de re-injeção de $1,3 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$, sendo $1 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$ correspondente ao gás de contingência.
- Reservatório 2: possui baixo teor de CO_2 (até 2 % vol) com capacidade limite de re-injeção de $1 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$, que corresponde ao gás de contingência.
- 22- O coeficiente de aquecimento global do componente metano é igual ao do gás natural (Segundo Relatório do IPCC, 1996a), ou seja igual a $21 \text{ kg CO}_2/\text{kg CH}_4$.

- 23- O gás armazenado, quando produzido não necessita ser re-comprimido para ser enviado a rede de exportação de gás.
- 24- Todas as medições de vazão volumétrica se encontram na mesma base de referência, ou seja 20 °C e 100 kPa.
- 25- Considerar a redução da produção de óleo, equivalente a 24 m³/d (1° ano) para as duas alternativas propostas (Primeira e Segunda Proposição), em função da menor condensação de hidrocarbonetos no sistema de compressão, devido à modificação proposta de alimentação do sistema de gás combustível proveniente do segundo estágio de compressão (caso base prevê tal alimentação na saída da unidade de desidratação). Foi considerado ainda que a taxa de redução desta perda de produção é equivalente àquela estabelecida pela curva de produção estabelecida para este estudo.
- 26- Considerar o aproveitamento das linhas existentes de produção dos 2 poços injetores (reservatórios geológicos depletados 1 e 2) respectivamente para re-injeção de mistura gasosa (alto e baixo teor de CO₂), para fins de armazenamento. Dessa forma não há investimento em novas tubulações para re-injeção.

7.3- Resultados obtidos

7.3.1- Caso Base

Para facilitar a identificação das correntes de processo envolvidas, assim como da compreensão dos resultados obtidos foi utilizado como referência a Figura 5.3. Os dados de entrada considerados nas simulações dos sistemas envolvidos da planta de processo (caso base) são apresentados na Tabela 7.1.

Tabela 7.1- Dados de entrada da simulação do Caso Base Fonte: Elaborado pelo autor

Parâmetro	Valor	Corrente	Unidade
Vazão volumétrica do gás produzido	$2,0 \times 10^6$	Qgásprodb	m ³ /d
Vazão volumétrica de gás Lift	$0,8 \times 10^6$	Qgásliftb	m ³ /d
Vazão volumétrica de condensado do 1º estágio dos compressores	3 % da vazão volumétrica de gás na sucção do 1º estágio de compressão	Qcond1stb	m ³ /d
Vazão volumétrica de condensado do 2º estágio dos compressores	1 % da vazão volumétrica de gás na sucção do 1º estágio de compressão	Qcond2stb	m ³ /d
Vazão volumétrica total de gás combustível	13,8 % da vazão volumétrica de gás produzido + gás lift.	Qtotgcb	m ³ /d

Tabela 7.1- Parâmetros de entrada da simulação do Caso Base (Continuação)

Fonte: Elaborado pelo autor

Parâmetro	Valor	Corrente	Unidade
Vazão volumétrica de gás combustível de uso energético	80 % da vazão volumétrica de gás combustível	Qtotgelb	m ³ /d
Vazão volumétrica total de gás combustível de uso não-energético	20 % da vazão volumétrica de gás combustível	Qcombneb	m ³ /d
Teor de CO ₂ do gás de selagem ventilado pelo sistema de vent atmosférico	4	TCO ₂ gásselvab	% vol
Vazão volumétrica do gás produzido na saída de uma das torres contactora (Unidade Remoção CO ₂)	97 % da vazão volumétrica de gás de entrada de uma das torres contactora (Unidade de Remoção CO ₂)	QgáspsaídaUCO ₂ b	m ³ /d
Vazão volumétrica de gás de selagem dos compressores ventilado pelo sistema de vent atmosférico	15000	Qgásselvab	m ³ /d
Vazão volumétrica de gás combustível de uso não Energético, queimado no sistema de alívio	20 % da vazão volumétrica de gás combustível de uso não energético	Qgáscombalb	m ³ /d

Tabela 7.1- Parâmetros de entrada da simulação do Caso Base (Continuação)

Fonte: Elaborado pelo autor

Parâmetro	Valor	Corrente	Unidade
Vazão volumétrica de gás combustível de uso não Energético, aliviado para atmosfera	40 % da vazão volumétrica de gás combustível de uso não energético	$Q_{\text{gáscombneab}}$	m ³ /d
Teor de CO ₂ existente no gás de saída de cada uma das torres contactora	0,02	$TCO_2\text{psaídaUCO}_2\text{b}$	% vol
Teor de CO ₂ do gás combustível de uso não energético	0,02	$TCO_2\text{gáscombneb}$	% vol
Teor de CO ₂ do gás de contingência que é queimado pelo sistema de alívio	4	$TCO_2\text{gáscontalb}$	% vol
Fração molar do componente metano no gás ventilado para atmosfera	0,85	$T_{CH_4}\text{ b}$	

A seguir apresentam-se os resultados das emissões de CO₂ eq. dos seguintes sistemas:

1- Sistema de geração de energia elétrica (emissão atmosférica de CO₂)

O fluxograma esquemático deste processo apresentado na Figura 7.3 corresponde ao sistema de geração de CO₂ através de uma turbina a gás natural é apresentado, de forma simplificada na Figura 7.3.

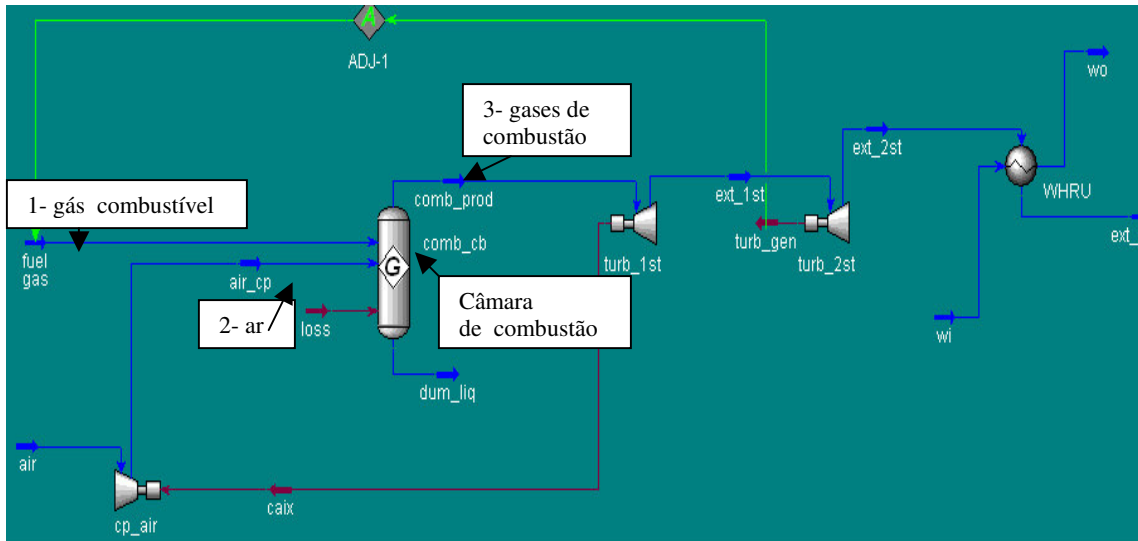


Figura 7.3- Fluxograma esquemático do sistema de geração de energia elétrica (simulador Hysys). Fonte: Tela do Programa Hysys (com comentário do autor)

Entretanto foi considerada a utilização de duas turbinas de geração de energia elétrica operando em paralelo, cujos resultados das emissões totais de CO₂ são descritas a seguir:

1.1- Emissão de CO₂ a partir da combustão do gás combustível de uso energético isento de CO₂ (*EgelsCO₂*) expresso no Caso Base.

Este cálculo é obtido pela eq.(7.1) apresentada abaixo.

$$EgelsCO_2b = \frac{QgelsCO_2b.MMgáscombb.fgnb.PCIb}{V.10^9} \quad (7.1)$$

Sendo :

EgelsCO₂b = emissão gerada pela combustão do gás combustível de uso energético isento de CO₂ no Caso Base (t CO₂/ano)

Q_{gelsCO_2b} = vazão volumétrica anual de gás combustível (uso energético), isento de CO_2 , no Caso Base (vide memória de cálculo M.1.1) expresso em m^3/ano

V = volume molar do gás natural nas condições de 100 kPa e 20 °C = 24 $m^3/kmol$

$MM_{gáscomb}$ = massa molar do gás combustível, no Caso Base = 19,08 kg/kmol

f_{gn} = fator de emissão do gás natural⁵⁴ = 57 t CO_2 eq/TJ

$PCIb$ = poder calorífico inferior do gás⁵⁵ natural, no Caso Base = 49100 kJ/kg

Substituindo os dados acima na eq.(4.13) obtêm-se:

$$E_{gelsCO_2b} = 2,5 \times 10^5 \text{ t } CO_2/ano$$

1.2- Emissão do CO_2 existente na composição do gás combustível de uso energético (E_{gelCO_2b}) no Caso Base

Este cálculo está apresentado na memória de cálculo M1.2 , cujo resultado é o seguinte:

$$E_{gelCO_2b} = 41,4 \text{ t } CO_2/ano$$

1.3- Emissão total de CO_2 do Sistema de Geração de Energia Elétrica no Caso Base

A emissão total de CO_2 deste sistema ($E_{totgelb}$) é a soma das duas contribuições apresentadas anteriormente (E_{gelsCO_2b} e E_{gelCO_2b}).

$$E_{totgelb} = 2,5 \times 10^5 \text{ t } CO_2/ano$$

2- Sistema de Remoção do CO_2

No caso base não é prevista a remoção do CO_2 gerado no sistema de geração elétrica, mais tão somente do CO_2 proveniente do gás natural produzido na instalação marítima de produção de petróleo. A Figura 7.4 apresenta um fluxograma esquemático deste sistema, com uma torre contactora usada para a remoção do CO_2 , presente no gás natural produzido.

⁵⁴ Inclui o componente CO_2 (0,02 % vol) e de acordo com o simulador de processo Hysys teria aproximadamente o mesmo valor caso fosse desconsiderado tal componente.

⁵⁵ Valor obtido a partir da composição do gás natural utilizado no sistema de gás combustível (teor de CO_2 de 4 % vol).

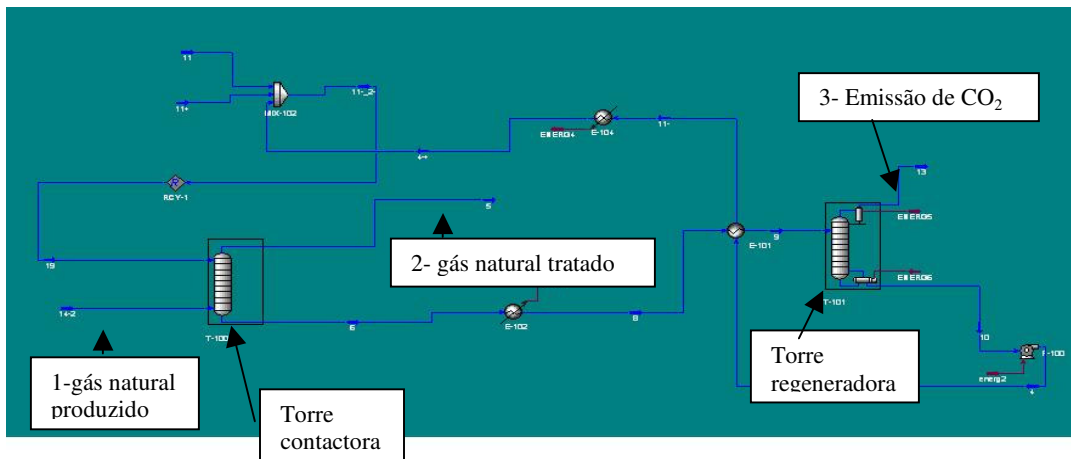


Figura 7.4- Fluxograma esquemático do sistema de separação do CO₂ com uma torre contactora (simulador Hysys) Fonte: Tela do Programa Hysys (comentado pelo autor)

O estudo de caso prevê a existência de duas torres contactoras (uma reserva). O cálculo da emissão total de CO₂ da unidade de remoção de CO₂, no caso base (EtotUCO₂b) é apresentado na memória de cálculo (item M2.4).

$$EtotUCO_2b = 0,72 \times 10^5 \text{ t CO}_2/\text{ano}$$

3- Sistema de atmosférico

A emissão total do sistema de vent atmosférico, no caso base (Etotvab) é constituída pela ventilação do gás de selagem dos compressores e de parte (40%) do gás combustível de uso não energético, cujos cálculos são apresentados na memória de cálculo (M3).

$$Etotvab = 0,63 \times 10^5 \text{ t CO}_2 \text{ eq/ano}$$

4- Sistema de alívio

O sistema de alívio apresenta a contribuição do gás queimado em situações de contingência e de uma parcela do gás combustível de baixa pressão (20 %) que é queimado após ser utilizado em aplicações não energéticas.

4.1- Gás queimado em situações de contingência

Este gás representa a parcela queimada, equivalente ao volume que seria exportado caso não houvesse uma situação de contingência, em instalações de transferência e de recebimento de gás (terrestre). Os cálculos são apresentados na memória de cálculo (M4.1 e M4.2), cuja soma representa a emissão do gás queimado nas situações de contingência, no caso base (Etotgáscontalb). O valor obtido para o Etotgáscontalb foi de $4,4 \times 10^4 \text{ t CO}_2 \text{ eq/ano}$.

4.2- Gás combustível de uso não energético que é queimado

Este gás representa a parcela (20 %) do gás combustível, que após ser utilizado para fins não energéticos é queimado no sistema de alívio.

Os cálculos são apresentados na memória de cálculo (M4.3 e M4.4), cuja soma representa a emissão do gás combustível de uso não energético, queimado no sistema de alívio no caso base (Etotgáscombalb). O valor obtido de Etotgáscombalb foi de $1,2 \times 10^4$ t CO₂ eq./ano.

4.3- Emissão total de CO₂ eq. do sistema de alívio no Caso Base (Etotalb)

A partir da soma dos resultados obtidos dos itens 4.1 e 4.2 obtém-se:

$$E_{totalb} = 0,56 \times 10^5 \text{ t CO}_2 \text{ eq./ano}$$

A Tabela 7.2 apresenta os resultados obtidos das emissões atmosféricas globais para o Caso Base e também a Figura 7.5, que apresenta tais resultados sob forma de percentagem volumétrica.

5) Emissão total do Caso Base

A emissão total obtida para o Caso Base é de $5,68 \times 10^5$ t CO₂ eq./ano.

Tabela 7.2- Emissões atmosféricas globais do Caso Base Fonte: Elaborado pelo autor

Corrente	Emissão turbina gás	Vent atmosférico	Vent do sistema de remoção do CO ₂	Alívio
Emissão atmosférica (10 ⁵ t CO ₂ eq./ano)	2,5	1,9	0.72	0,56

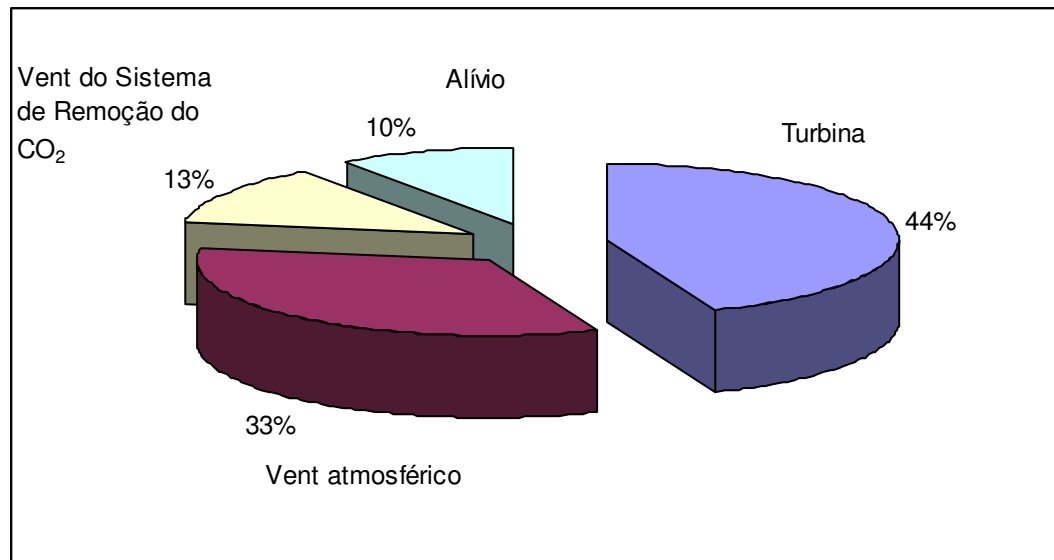


Figura 7.5- Distribuição percentual volumétrica das emissões atmosféricas Globais (Caso Base) Fonte: Elaborado pelo autor

7.3.2- Primeira proposição

Para facilitar a identificação das correntes de processo envolvidas, assim para a compreensão dos resultados obtidos apresentam-se as Figuras 7.6 e 7.7. Os dados de entrada considerados nas simulações dos sistemas envolvidos da planta de processo (caso primeira proposição) são apresentados na Tabela 7.3.

Tabela 7.3- Dados de entrada do caso Primeira Proposição Fonte: Elaborado pelo autor

Parâmetro	Valor	Corrente	Unidade
Vazão volumétrica do gás produzido	$2,0 \times 10^6$	Qgásprodp1	m ³ /d
Vazão volumétrica de gás lift	$0,8 \times 10^6$	Qgásliftp1	m ³ /d
Vazão volumétrica de condensado do 1º estágio dos compressores	3 % da vazão de gás na sucção do 1º estágio de compressão	Qcond1stp1	m ³ /d
Vazão volumétrica de condensado do 2º estágio dos compressores	1 % da vazão de gás na sucção do 2º estágio de compressão	Qcond2stp1	m ³ /d
Vazão volumétrica total de gás combustível	11,9 % da vazão de gás produzido e de gás lift	Qtotgcpl	m ³ /d
Vazão volumétrica total de gás combustível de uso energético	80 % da vazão de gás combustível	Qtotgelp1	m ³ /d
Vazão volumétrica total de gás combustível de uso não-energético	20 % da vazão de gás combustível	Qcombnep1	m ³ /d

Tabela 7.3- Parâmetros de entrada do caso Primeira Proposição (Continuação)

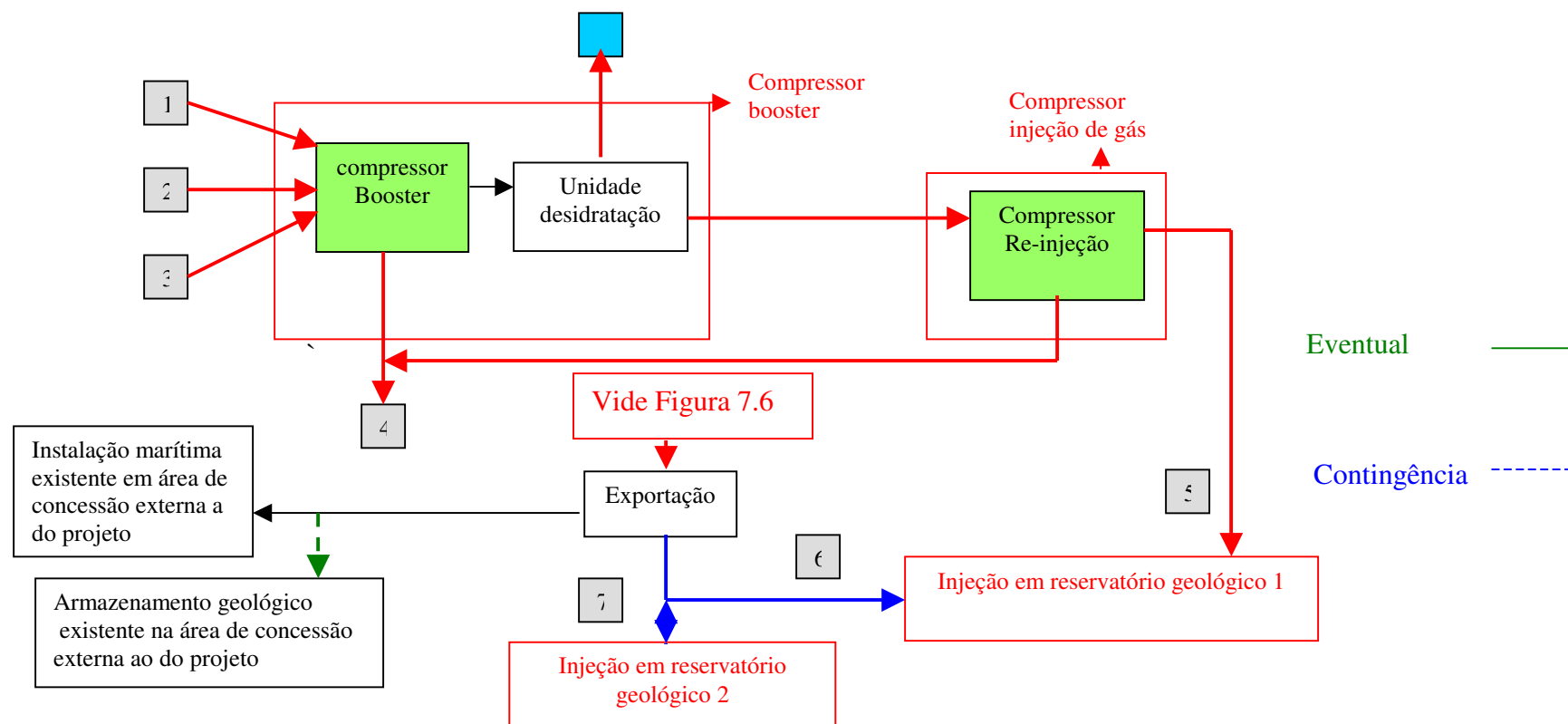
Fonte: Elaborado pelo autor

Parâmetro	Valor	Corrente	Unidade
Vazão volumétrica do gás produzido na saída de uma das torres contactora da Unidade de Remoção de CO ₂	97 % da vazão de gás de entrada de cada torre contactora (Unidade de Remoção de CO ₂)	Q _{gáspsaídaUCO₂p1}	M ³ /d
Vazão volumétrica do gás capturado na saída de uma das torres contactora da Unidade de Remoção de CO ₂	97 % da vazão de gás de entrada de cada torre contactora (Unidade de Remoção de CO ₂)	Q _{gáscpsaídaUCO₂p1}	M ³ /d
Vazão volumétrica do gás de selagem dos compressores ventilado pelo sistema de vent atmosférico	15000	Q _{ap1}	M ³ /d
Teor de CO ₂ na corrente de vent atmosférico	4	TCO ₂ ap1	% vol
Vazão de gás combustível de uso não energético queimado no sistema de alívio	20 % da vazão de gás combustível de uso não energético	Q _{gáscombap1}	m ³ /d
Teor de CO ₂ do gás combustível de uso não energético queimado no sistema de alívio	33	TCO ₂ gáscombnep1	% vol
Teor de CO ₂ do gás de contingência queimado pelo sistema de alívio	2	TCO ₂ gáscontp1	% vol

Tabela 7.3- Parâmetros de entrada do caso Primeira Proposição (Continuação)
 Fonte: Elaborado pelo autor

Teor de CO ₂ existente no gás combustível de uso energético consumido pelas turbinas de geração de energia elétrica	4,8	TCO ₂ gásturbelp1	% vol
Poder calorífico inferior do gás combustível da primeira proposição	43900	PCIp1	kJ/kg
Vazão volumétrica do gás de combustão capturado, oriundo de uma das turbinas de geração de energia elétrica, da Primeira Proposição	1×10^6	Qgáscpelp1	m ³ /d
Teor de CO ₂ existente no gás de combustão capturado, oriundo de uma das turbinas de geração de energia elétrica	2,8	TCO ₂ cpelp1	% vol
Capacidade do compressor de re-injeção	3×10^5		m ³ /d

Figura 7.7- Fluxograma esquemático do Caso Primeira Proposição (2ª Parte) Fonte: Elaborado pelo autor



	1	2	3	4	5	6	7
Vazão (m³/d)	15000	99333	26584	7188	95694	27397	27397
Descrição	Vent atm.	Vent Unidade Remoção de CO ₂	Vent de gás comb.de uso não energético	Condensado (gás equivalente)	Re-Injeção em reservatório geológico 1	Re-Injeção em reservatório geológico 2	Re-Injeção em reservatório geológico 1

Os resultados das emissões de CO₂ eq. dos seguintes sistemas são:

1- Sistema de geração de energia elétrica (emissão atmosférica de CO₂)

Foi considerada a utilização de duas turbinas de geração de energia elétrica operando em paralelo, cujos resultados das emissões totais de CO₂ são descritas a seguir:

1.1- Emissão gerada pela combustão do gás combustível de uso energético isento de CO₂ na Primeira Proposição (*EgelsCO₂p1*)

Este cálculo é apresentado no item M.5.1, cujo resultado é o seguinte:

$$EgelsCO_2p1 = 1,8 \times 10^5 \text{ t CO}_2 \text{ eq./ano}$$

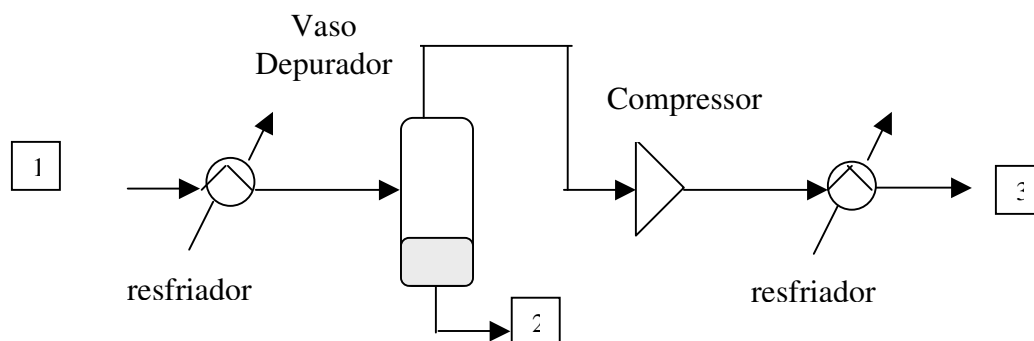
1.2- Emissão do CO₂ existente na composição do gás combustível de uso energético na Primeira Proposição (*EgelCO₂p1*)

Este cálculo é apresentado no item M.5.2, cujo resultado é o seguinte:

$$EgelCO_2p1 = 8,4 \times 10^3 \text{ t CO}_2 \text{ eq./ano}$$

1.3- Emissão evitada de CO₂ a partir da utilização de parte do gás de combustão gerado pelas turbinas na unidade de remoção de CO₂

Parte dos gases de combustão de uma das duas turbinas geradoras de energia elétrica pode alimentar o sistema de captura e pré-tratamento, não contribuindo então para as emissões de CO₂ deste sistema. O sistema de captura e pré-tratamento é constituído por uma rede coletora (rede de captação), de dois resfriadores, de um vaso depurador e de um compressor, conforme a Figura 7.8. Os gases de combustão quentes (cerca de 200 °C) oriundo do sistema de exaustão de uma das turbinas é resfriado pelo primeiro resfriador, sendo a fração líquida gerada separada no vaso depurador e enviada para o sistema de tratamento de águas oleosas da unidade. O gás depurado é admitido por um compressor, que eleva a pressão deste fluido até 1000 kPa. Em seguida, o gás comprimido contendo CO₂ é resfriado e enviado a uma das torres contactoras de amina (sistema de remoção do CO₂).



Sendo que:

- 1- gás de queima oriundo do sistema de geração de energia elétrica
- 2- líquido removido do vaso separador
- 3- gás de queima resfriado destinado a Unidade de Remoção de CO₂

Figura 7.8- Fluxograma esquemático do sistema de captação e pré-tratamento dos gases de combustão Fonte: Elaborado pelo autor

Os resultados obtidos a partir do simulador de processo Hysys, de acordo com os dados de entrada estabelecidos na Tabela 7.1, são apresentados na Tabela 7.4.

Tabela 7.4- Principais correntes e respectivas variáveis do sistema de captação e pré-tratamento dos gases de combustão Fonte: Elaborado pelo autor

Variável	Corrente		
	1	2	3
Pressão (kPa)	0	0	1000
Temperatura (°C)	200	100	80
WCO ₂ CPp1 (kg/d)	51333	0	51333
Qgáscelp1 (10 ³ m ³ /d)	1060	----	1000
MM (kg/kgmol)	28,55	----	28,55
TCO ₂ entUCO ₂ p1 (%vol)	2,8	0	2,8

As definições das variáveis da Tabela 7.4 e o cálculo da emissão evitada de CO₂ deste sistema são apresentados na Memória de Cálculo (item M.5.3), cujo resultado é o seguinte:

$$WCO_2UCO_2p1 = 1,4 \times 10^4 \text{ t CO}_2 \text{ eq.}$$

1.4- Emissão Total de CO₂

O resultado da emissão total de CO₂ deste sistema é apresentado na memória de cálculo (item 5.4) cujo resultado é :

$$Etotgelp1 = 1,7 \times 10^5 \text{ t CO}_2 \text{ eq./ ano}$$

2- Separação híbrida do CO₂

Os gases de combustão alimentam o sistema de remoção de CO₂ através de uma das duas torres contactoras existentes, que é dedicada a tal finalidade. A outra torre contactora é dedicada à remoção do CO₂ proveniente da corrente de gás natural produzido (alto teor de CO₂). A Figura 7.9 apresenta o fluxograma simplificado deste processo, incluindo as duas torres contactoras e uma torre regeneradora. Este último equipamento é capaz de regenerar simultaneamente as respectivas correntes de solução de MEA proveniente de cada uma das duas torres contactora.

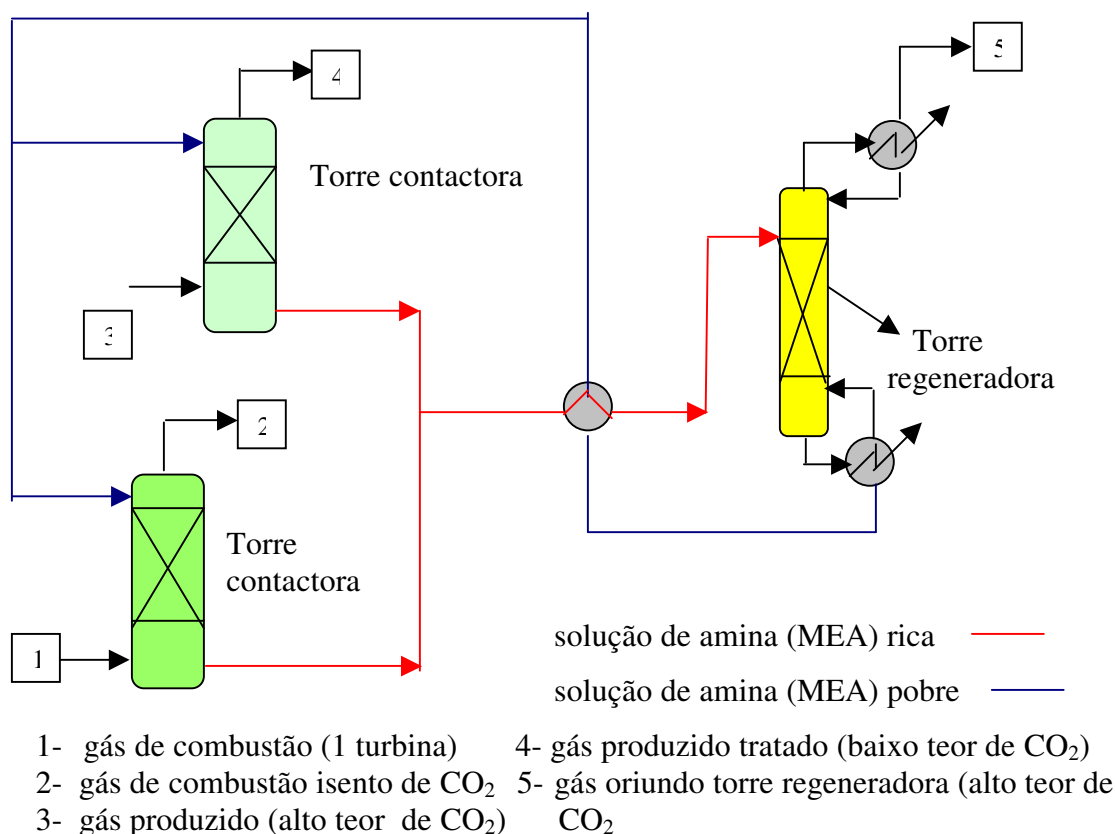


Figura 7.9- Fluxograma esquemático do sistema de separação híbrida do CO₂ da Primeira Proposição Fonte: Elaborado pelo autor

Os cálculos das vazões volumétricas de gás, referente às correntes 2, 4 e 5 são apresentados na memória de cálculo (item M6), com base nas Figuras 7.6, 7.7 e 7.9 assim como na Tabela 7.4.

3-Sistema de coleta, tratamento e re-injeção de gás

Este sistema apresenta uma rede coletora de gás, que possibilita o aproveitamento das correntes oriundas dos seguintes sistemas: vent atmosférico, vent da unidade de remoção do CO₂ e do sistema de gás combustível⁵⁶ (usos não-energéticos). É previsto um compressor de recuperação (booster) para estes gases, com pressão de descarga de 6500 kPa (vide Figura 7.7). As equações de balanço material para os componentes CO₂, água e hidrocarbonetos são apresentadas na memória de cálculo (item M6.4).

No compressor booster existe uma retirada de líquido, constituída por água e hidrocarbonetos (CO₂ desprezível), cujo cálculo é apresentado na memória de cálculo (item M6.5).

A vazão volumétrica de gás na saída do compressor booster na primeira proposição (Qsaídabtp1) é apresentada na memória de cálculo (item M6.6).

O gás de saída do compressor booster é tratado em uma unidade de desidratação, para fins de remoção do componente água, assegurando um teor residual, na saída da mesma em no máximo 42 ppm vol.

A vazão volumétrica de gás na saída da unidade de desidratação na primeira proposição (QsaídaUDESpl) é apresentada na memória de cálculo (item M6.7).

É previsto ainda, que a corrente gasosa de saída da unidade de desidratação alimente a sucção de um outro compressor (re-injeção), para fins de re-injeção em reservatório geológico. Este último equipamento fornece a energia de pressão requerida (2×10^4 kPa) para viabilizar o armazenamento da mistura gás e de CO₂.

A vazão volumétrica total de gás na saída do compressor de re-injeção da primeira proposição (Qsaídacopinjp1) é apresentada na memória de cálculo (item M6.8).

Em situações de contingência⁵⁷, há disponibilidade de gás para re-injeção, a partir do sistema de desidratação (vide Figura 7.7). Neste caso duas situações são possíveis:

⁵⁶ Parte do sistema de gás combustível (da ordem de 40 %) de baixa a pressão que é descartado para o sistema de alívio.

⁵⁷ Situação caracterizada pela indisponibilidade de transferência do gás pela rede de gasodutos existentes ou mesmo quando o teor de umidade estiver acima do valor especificado no projeto da unidade.

- Gás desidratado não atende a especificação do projeto (teor de umidade do gás exportado)
- Indisponibilidade de recebimento do gás em instalações terrestres.

Em ambas as situações acima, o gás se encontra a alta pressão (2×10^4 kPa) e de acordo com a premissa estabelecida anteriormente (item 7.2), não há necessidade de compressão adicional (compressor de re-injeção).

A vazão de re-injeção, em cenários de contingência é apresentada na memória de cálculo (item M6.9).

4- Armazenamento da mistura de gás e do CO₂

A mistura gasosa desidratada proveniente da descarga do compressor de Re-injeção (mistura de gás natural e de CO₂) segue através de uma tubulação submarina até um reservatório depletado de petróleo e/ou gás, existente na área de concessão do projeto. A Figura 7.10 apresenta o fluxograma simplificado deste processo, considerando as contribuições de contingência, conforme estabelecido anteriormente nas premissas.

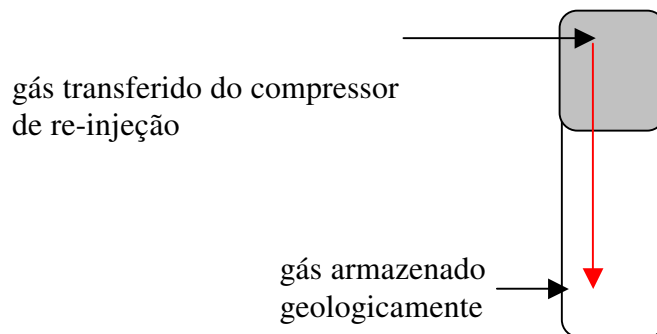


Figura 7.10- Fluxograma esquemático do sistema de armazenamento do CO₂

Fonte: Elaborado pelo autor

5- Sistema de vent atmosférico

O sistema de vent atmosférico não apresenta emissão gasosa nesta proposição, uma vez que a parcela de gás oriunda do sistema de gás combustível (uso não energético) é recuperada pelo compressor booster, assim como ocorre com uma parcela do vent da Unidade de Remoção de CO₂ (vide Figura 7.7). A parcela residual desta última corrente segue para o sistema de ejetores (vide Figura 7.6) para ser consumido no sistema de gás combustível de baixa pressão (substitui parte do gás requerido para tal sistema). O teor de CO₂ da mistura gasosa consumida neste sistema, conforme premissa estabelecida anteriormente (item 7.2) não pode ultrapassar a 33 % vol.

6- Sistema de alívio

A parcela de 20 % do gás combustível de uso não-energético é queimada no sistema de alívio (piloto dos queimadores).

Os cálculos da emissão total de CO₂ do sistema de alívio na primeira proposição (Etotalp1) são apresentados na memória de cálculo (M6.10, M6.11 e M6.12), cujo resultado é apresentado abaixo:

$$E_{totalp1} = 0,1 \times 10^5 \text{ t CO}_2 \text{ eq./ ano}$$

7- Emissão total da Primeira Proposição

A emissão total obtida desta proposição é igual a $1,8 \times 10^5$ t CO₂/ano. O sistema de vent atmosférico não apresentou contribuição de emissão, uma vez que a corrente gasosa deste sistema é aproveitada pelo compressor booster. Da mesma forma que este último sistema, também não há contribuição para o sistema de vent de remoção de CO₂. A Tabela 7.5 e a Figura 7.11 apresentam os resultados obtidos das emissões atmosféricas globais desta proposição.

Tabela 7.5- Emissões atmosféricas globais do Caso Primeira Proposição

Fonte: Elaborado pelo autor

Corrente	Emissão turbina gás	Vent atmosférico	Vent do sistema de remoção do CO ₂	Alívio
Emissão atmosférica (10 ⁵ t CO ₂ eq./ano)	1,7	0	0	0,1

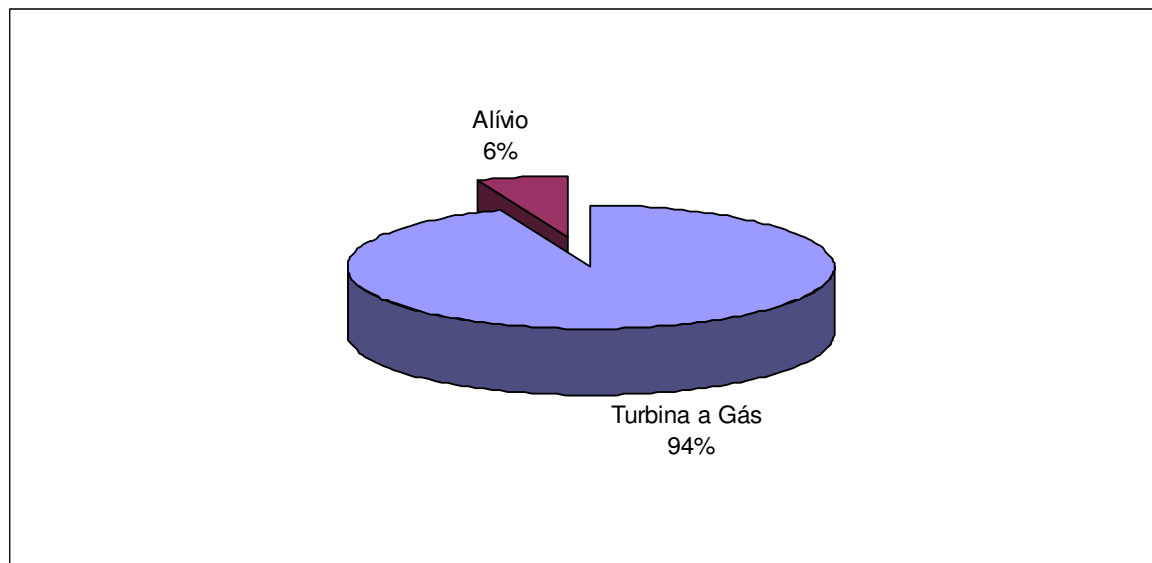


Figura 7.11- Distribuição percentual volumétrica das emissões atmosféricas globais da Primeira Proposição

Fonte: Elaborado pelo autor

7.3.3- Segunda Proposição

Para facilitar a identificação das correntes de processo envolvidas, assim como a compreensão dos resultados obtidos apresentam-se as Figuras 7.12 e 7.13. Os dados de entrada considerados nas simulações dos sistemas envolvidos da planta de processo (caso Segunda Proposição) são apresentados na Tabela 7.6.

Tabela 7.6- Dados de entrada da simulação do Caso Segunda Proposição
Fonte: Elaborado pelo autor

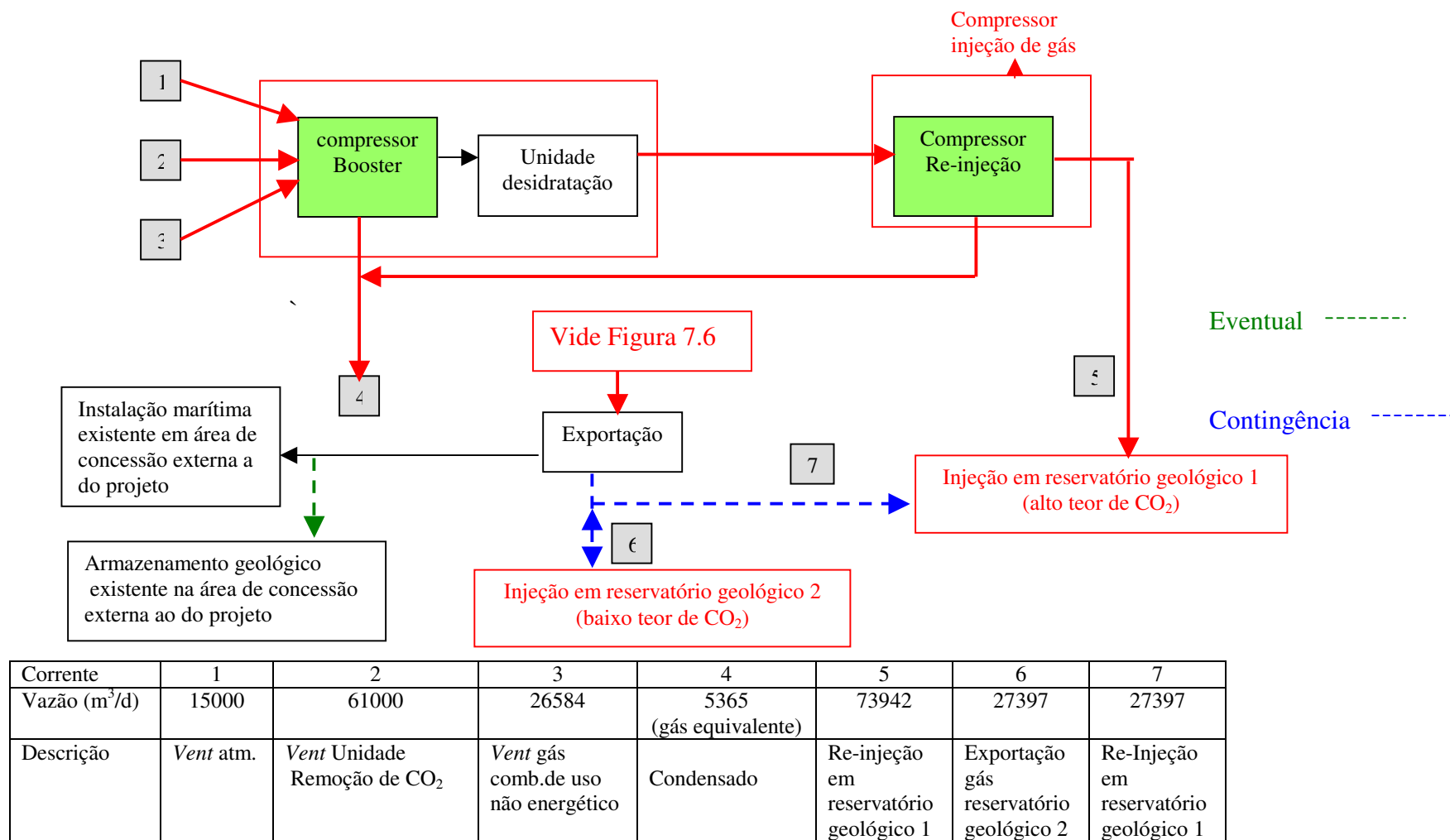
Parâmetro	Valor	Corrente	Unidade
Vazão volumétrica do gás produzido	$2,0 \times 10^6$	Qgásprodp2	m ³ /d
Vazão volumétrica de gás lift	$0,8 \times 10^6$	Qgásliftp2	m ³ /d
Vazão volumétrica de condensado do 1º estágio dos compressores	3 % da vazão de gás na sucção do 1º estágio de compressão	Qcond1stp2	m ³ /d
Vazão volumétrica de condensado do 2º estágio dos compressores	1 % da vazão de gás na sucção do 2º estágio de compressão	Qcond2stp2	m ³ /d
Vazão volumétrica total de gás combustível	11,9 % da vazão volumétrica de gás produzido + gás lift	Qtotgcp2	m ³ /d
Vazão volumétrica total de gás combustível de uso energético	80 % da vazão volumétrica de gás combustível	Qtotgelp2	m ³ /d
Vazão volumétrica total de gás combustível de uso não energético	20 % da vazão volumétrica de gás combustível	Qcombnep2	m ³ /d

Tabela 7.6- Dados de entrada da simulação do Caso Segunda Proposição (continuação)

Fonte: Elaborado pelo autor

Vazão volumétrica do gás produzido na saída de uma das torres contactora da Unidade de Remoção de CO ₂	97 % da vazão de gás de entrada de cada uma das torres contactora (Unidade de Remoção de CO ₂)	$Q_{gáspsaídaUCO_2p2}$	m ³ /d
Vazão volumétrica do gás de selagem dos compressores ventilado pelo sistema de vent atmosférico	15000	Q_{ap2}	m ³ /d
Vazão Volumétrica de Gás Combustível de Uso Não Energético Queimado no Sistema de Alívio	20 % da vazão volumétrica de gás combustível de uso não energético	$Q_{gáscombap2}$	m ³ /d
Teor de CO ₂ na Corrente de Vent Atmosférico	4	TCO_{2ap2}	% vol
Teor de CO ₂ do gás combustível de uso não energético queimado no sistema de alívio	33	$TCO_{2gáscombnep2}$	% vol
Teor de CO ₂ do gás de contingência que é queimado pelo sistema de alívio	2	$TCO_{2gáscontp2}$	% vol

Figura 7.13- Fluxograma esquemático do Caso Segunda Proposição (2ª Parte) Fonte: Elaborado pelo autor



1- Sistema de geração de energia elétrica (emissão atmosférica de CO₂)

Este sistema é similar ao da Primeira Proposição, exceto pelo fato de não ter captação e pré-tratamento dos gases de combustão. Dessa forma a emissão total de CO₂ é igual a soma dos itens M5.1 e M5.2, ou seja de $1,9 \times 10^5$ t CO₂ eq./ ano.

2- Separação do CO₂

Este sistema não considera a separação do CO₂ oriundo dos gases de combustão de uma das turbinas a gás, geradoras de energia elétrica. O sistema de remoção de CO₂ é composto por duas torres contactoras (uma é reserva) e também por uma torre regeneradora (comum as duas torres contactoras). A Figura 7.14 apresenta o fluxograma simplificado deste processo, com a utilização do produto químico MEA (monoetanolamina).

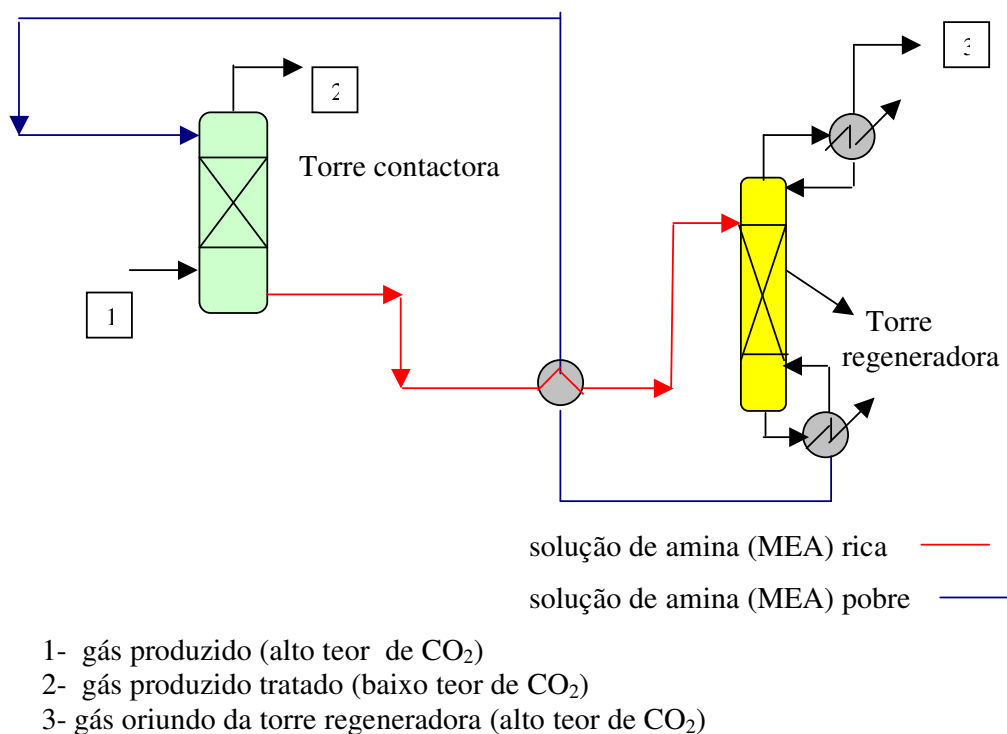


Figura 7.14- Fluxograma esquemático do sistema de separação híbrida do CO₂ da Segunda Proposição Fonte: Elaborado pelo autor

Os cálculos das vazões volumétricas de gás, referente às correntes 1, 2 e 3 são apresentados na memória de cálculo (item M7), com base nas Figuras 7.12, 7.13 e 7.14 assim como na Tabela 7.6.

3- Sistema de coleta, tratamento e re-injeção de gás

O fluxograma esquemático do processo de coleta, tratamento e re-injeção de gás é similar aquele apresentado para o caso anterior (primeira proposição). Entretanto a vazão oriunda do sistema de vent da unidade de remoção do CO₂ difere do caso anterior por não considerar a fonte proveniente dos gases de combustão da turbina de geração elétrica.

4- Armazenamento de gás e do CO₂

O fluxograma deste processo também é similar ao do caso anterior, entretanto a vazão e o respectivo teor de CO₂, da corrente a ser injetada são diferentes.

5- Sistema de vent atmosférico

O sistema de vent atmosférico não apresenta emissão gasosa nesta alternativa, uma vez que a mesmo é aproveitado pelo sistema de coleta, tratamento e re-injeção de gás (vide Figura 7.13).

6- Sistema de alívio

O resultado da emissão de CO₂ deste sistema é igual ao valor descrito no caso anterior (primeira proposição), sendo igual a $0,1 \times 10^5$ t CO₂ eq./ ano.

7- Emissão total da Segunda Proposição

A emissão total obtida nesta proposição é igual a 2×10^5 t CO₂ eq./ano. O sistema de vent atmosférico não apresentou contribuição de emissão, uma vez que a corrente gasosa deste sistema é aproveitada pelo compressor booster. Da mesma forma que este último sistema, também não há contribuição para o sistema de vent de remoção de CO₂.

Os resultados das emissões atmosféricas globais da Segunda Proposição são apresentados pela Tabela 7.7 e pela Figura 7.15, sendo esta última idêntica ao resultado obtido na Primeira Proposição.

Tabela 7.7- Emissões atmosféricas globais do Caso Segunda Proposição
Fonte: Elaborado pelo autor

Corrente	Emissão turbina gás	Vent atmosférico	Vent do sistema de remoção do CO ₂	Alívio
Emissão atmosférica (10 ⁵ t CO ₂ eq./ano)	1,9	0	0	0,1

A Figura 7.15 apresenta a distribuição percentual volumétrica das emissões dos sistemas de turbina a gás e de alívio.

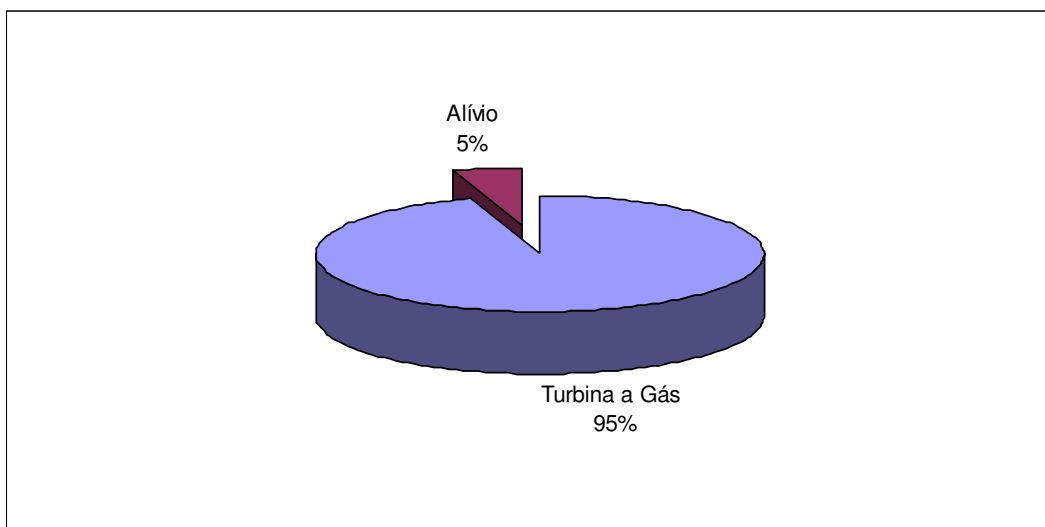
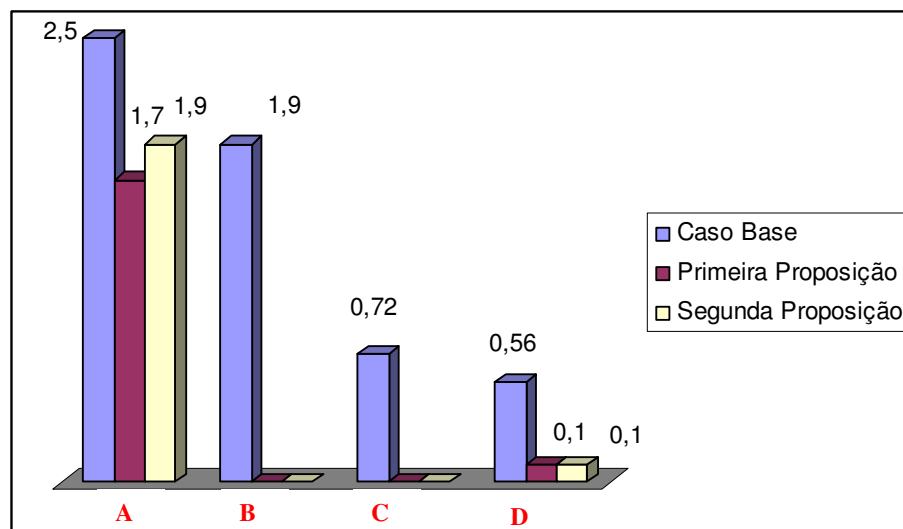


Figura 7.15- Distribuição percentual volumétrica das emissões atmosféricas globais da Segunda Proposição Fonte: Elaborado pelo autor

Para melhor visualização dos resultados obtidos das emissões atmosféricas, por fontes emissoras, para os três casos apresentados, apresenta-se a Figura 7.16.



Unidade: 10⁵ t CO₂ eq./ano

A- Turbina a gás

B- Vent atmosférico

C- Vent do Sistema de Remoção de CO₂

D- Alívio

Figura 7.16- Emissões atmosféricas por fonte emissora (10⁵ t CO₂ eq./ano)

Fonte: Elaborado pelo autor

A Figura 7.17 é outra forma de apresentação das emissões atmosféricas, para cada um dos 3 casos.

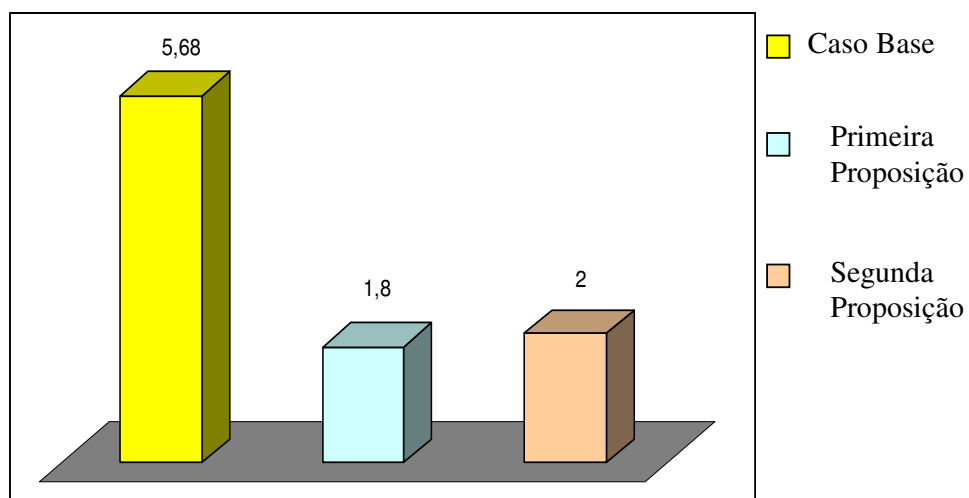


Figura 7.17- Emissões atmosféricas dos Casos Base, Primeira e Segunda Proposição (10⁵ t CO₂ eq./ano) Fonte: Elaborado pelo autor

8. VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA

8.1. Introdução

O objetivo do estudo de viabilidade técnico-econômico é obter resultados econômicos para cada uma das duas proposições apresentadas anteriormente. Os resultados são apresentados de forma comparativa, em relação ao Caso Base, de forma a facilitar o processo decisório do empreendedor, quanto à implantação do projeto.

A viabilidade técnica é avaliada para cada uma das duas proposições, considerando as características das tecnologias propostas, aspectos de corrosão, das dimensões e peso dos equipamentos e também das facilidades para a sua implantação em instalações marítimas de produção de petróleo.

Os resultados de simulação obtidos anteriormente são utilizados para dimensionar os equipamentos de engenharia propostos, e certamente tem impacto nos custos operacionais de produção. Os custos de investimento destes equipamentos são estimados segundo Peters et al. (2003) e os custos operacionais estão de acordo com valores típicos praticados por companhias operadoras de petróleo, que operam instalações marítimas de produção na Bacia de Campos, no Rio de Janeiro.

Os tributos incidentes sobre a produção de petróleo e gás natural, principalmente os royalties e a participação especial, seguem as alíquotas estabelecidas pela ANP para as áreas de concessão, situadas na Bacia de Campos.

Foi utilizado um programa interno de análise econômica (Petrobras), em planilha Excel para a realização de estudos de viabilidade técnico e econômico de empreendimentos na área de produção de petróleo.

O método utilizado no estudo é o do cálculo do VPL (valor presente líquido) de um fluxo de caixa, conhecendo-se o investimento, os custos fixos e variáveis, a vida útil e também a taxa interna de retorno (TIR). Caso o VPL obtido apresente um valor positivo a alternativa em análise é considerada viável. Caso contrário tal alternativa é considerada inviável. O programa citado é dividido basicamente em três blocos de dados (vide Figura 8.1) para facilitar a entrada de dados e a análise dos resultados obtidos.

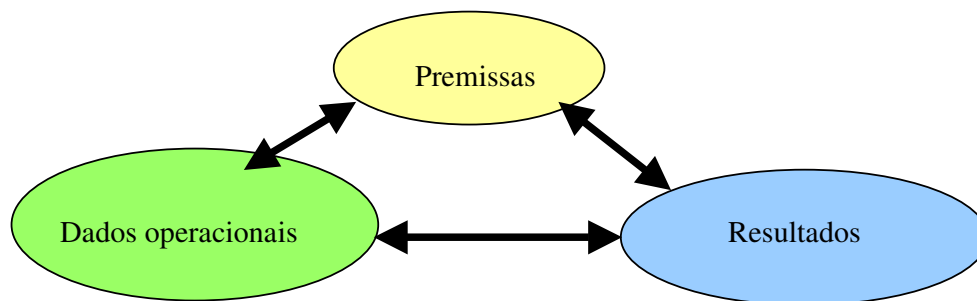


Figura 8.1- Estrutura básica de um Programa de Análise Econômica

Fonte: Elaborado pelo autor

As premissas consideram dados econômicos, tais como a taxa mínima de atratividade (TMA), os royalties do óleo e do gás natural, as alíquotas de imposto de renda, os tributos estaduais e federais, dentre outros.

Os dados operacionais incluem dados de produção (óleo e de gás natural), destino do gás produzido, preço de venda dos produtos, custos operacionais, dentre outros. Um aspecto importante é que tais dados são requeridos a cada ano, ou seja, desde a fase de início de operação do projeto proposto, até o ano de abandono da instalação marítima de produção (normalmente 20 anos).

Os resultados obtidos estão formatados sob forma de duas colunas, sendo uma correspondente ao projeto atual existente (sem a existência do projeto proposto) e aquele que inclui o projeto proposto. Os resultados econômicos (VPL, TIR, dentre outros) são apresentados de forma comparativa entre os dois cenários, para ressaltar os ganhos/perdas com a implantação do projeto.

8.2- Dados econômicos e técnicos da Primeira Proposição

O investimento inerente deste projeto corresponde à aquisição de equipamentos para a planta de processo, assim como de materiais para a construção e montagem dos mesmos (investimentos diretos). Adicionalmente, acrescentam-se os custos indiretos, que correspondem aos estudos técnicos, projeto básico e de detalhamento da modificação proposta.

Os resultados globais do CAPEX, que incluem os investimentos diretos e indiretos são apresentados na Tabela 8.1.

Tabela 8.1- Estimativa do custo total de investimento do Caso Primeira Proposição (CAPEX)
Fonte: Elaborado pelo autor

Item	CAPEX (10 ⁶ US\$)
Investimento Indireto	0
Investimento direto	3,24
Materiais secundários ⁵⁸	0,972
Outros (fundações, obras civis e montagens)	0,486
TOTAL	4,698

Os resultados globais do OPEX incluem os custos operacionais fixo e variável desta proposição são apresentados na Tabela 8.2.

Tabela 8.2- Estimativa do custo operacional global do Caso Primeira Proposição (OPEX) Fonte: Elaborado pelo autor

Itens	Custo (10 ⁶ US\$/ano)
Mão de obra de manutenção	0,07
Material de manutenção	0,07
Produto químico	0,0014
Adsorvente	0,0022

O projeto desta proposição prevê a redução das perdas e queima de gás, assim como do consumo de gás combustível, ao contrário do que ocorre no Caso Base. A curva de produção do gás produzido e de gás lift é a mesma do Caso Base, sendo apresentada na Figura 8.2 abaixo.

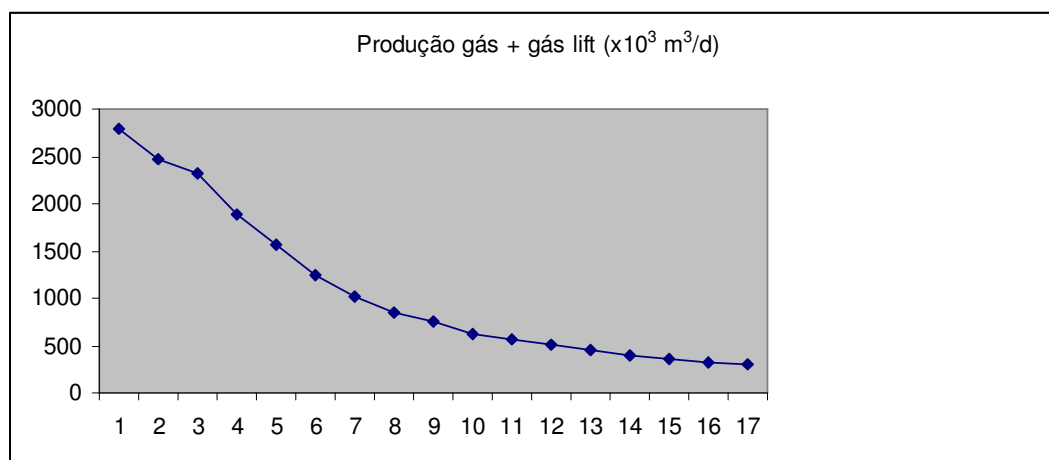
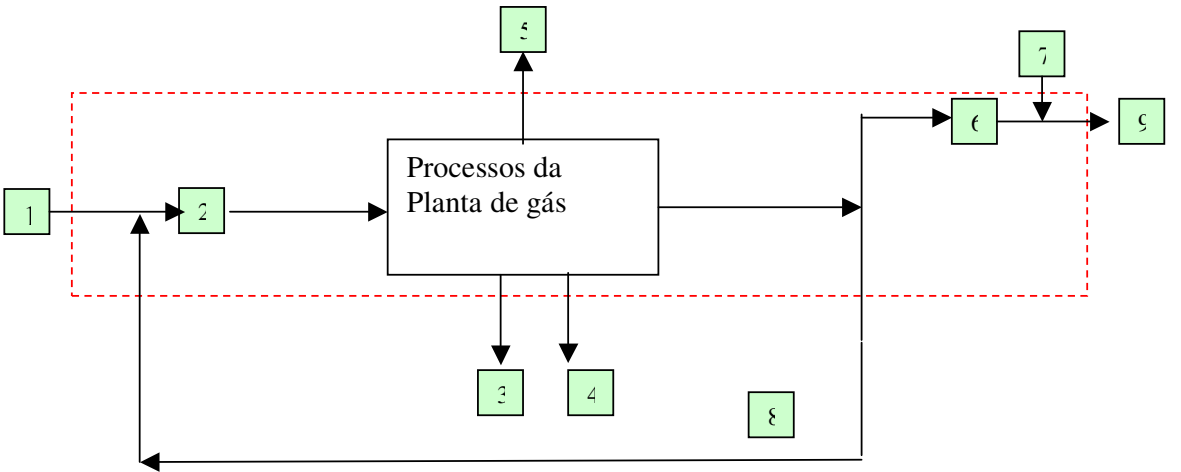


Figura 8.2- Curva da produção do gás produzido e de gás lift da Primeira Proposição Fonte: Elaborado pelo autor

O perfil da curva de produção de gás e de gás lift se justifica pelo fato de as vazões de produção de petróleo e gás, oriundos de reservatórios geológicos serem declinantes ao longo do tempo.

Tal curva de produção foi elaborada, a partir de balanço material, cuja estrutura básica de cálculo é apresentada na Figura 8.3 e é válida para todos os casos em estudo.

⁵⁸ Tubulação, instrumentação, automação, materiais elétricos, isolamento e pintura



Número corrente	Nome
1	gás produzido
2	gás produzido + gás lift
3	Condensado
4	Consumo próprio
5	Perdas (vent) e queima de gás
6	Exportação do gás produzido
7	Exportação do gás armazenado
8	Gás lift
9	Exportação total

----- Limite de contorno

Figura 8.3- Estrutura do balanço de massa da Primeira Proposição
Fonte: Elaborado pelo autor

As equações de balanço material da Figura 8.3 são apresentadas pelas eqs 8.1, 8.2 e 8.3.

$$Q_{entrada} = Q_1 + Q_8 = Q_2$$

(8.1)

Sendo que:

$Q_{entrada}$ = vazão volumétrica de gás de entrada na Primeira Proposição, expresso em m³/d.

Q_1 = vazão volumétrica do gás produzido, expresso em m³/d

Q_8 = vazão volumétrica do gás lift , expresso em m³/d

Q_2 = vazão volumétrica do gás produzido e de gás lift, expresso em m^3/d

$$Q_{saída} = Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_9 \quad (8.2)$$

Sendo que:

$Q_{saída}$ = vazão volumétrica de gás de saída na Primeira Proposição, expresso em m^3/d .

Q_3 = vazão volumétrica de condensado (gás equivalente⁵⁹), expresso em m^3/d .

Q_4 = vazão volumétrica total de gás combustível (consumo próprio), expresso em m^3/d .

Q_5 = vazão volumétrica referente às perdas (sistema de vent) e queima de gás, expresso em m^3/d .

Q_6 = vazão volumétrica de gás produzido exportado, expresso em m^3/d .

Q_7 = vazão volumétrica de gás armazenado exportado, expresso em m^3/d .

Q_9 = vazão volumétrica total de gás exportado, expresso em m^3/d .

$$Q_9 = Q_6 + Q_7 \quad (8.3)$$

$$Q_{entrada} - Q_{saída} = 0 \quad (8.4)$$

A Tabela 8.3 apresenta uma comparação entre o Caso Base e a Primeira Proposição.

Tabela 8.3 – Dados comparativos de vazão entre o Caso Base e a Primeira Proposição para o 1º ano. Fonte: Elaborado pelo autor

Vazão (10³ m³/d)	Caso Base	Primeira Proposição	Diferença caso base e primeira proposição
Exportação	1422	1524	102
Gás combustível	386	332	54
Condensado	26	23	3
CO ₂ do gás desidratado	0	45	45

Obs: A exportação não inclui a contribuição do gás armazenado em situações de contingência.

Conforme pode ser verificado na Tabela acima, a diferença de 102000 m^3/d , entre a vazão de exportação do caso base e a da primeira proposição, deve-se as seguintes contribuições:

a) **Gás combustível:** Diferença de 54000 m^3/d , devido ao menor consumo de gás combustível da Primeira Proposição em relação ao Caso Base. Tal diferença deve-se ao maior teor de

⁵⁹ Vazão de líquido equivalente em gás, obtido a partir da relação entre as massas específicas de ambas as fases.

hidrocarbonetos pesados presentes na composição do gás combustível (Primeira Proposição). Tal condição justifica um maior poder calorífico desta última composição.

b) **Condensado:** Diferença de 3000 m³/d, devido a menor condensação de frações pesadas de hidrocarbonetos do gás, que é comprimido entre o segundo e o terceiro estágio do sistema de compressão.

c) **CO₂ do gás desidratado:** Diferença de 45000 m³/d, devido ao maior teor de CO₂ existente no gás exportado da Primeira Proposição (2 % vol), em relação ao do Caso Base (0,02 % vol).

8.3- Dados econômicos e técnicos da Segunda Proposição

Os resultados globais do CAPEX, que incluem os investimentos diretos e indiretos são apresentados na Tabela 8.4.

Tabela 8.4- Estimativa do custo total de investimento do caso Segunda Proposição (CAPEX)
Fonte: Elaborado pelo autor

Item	CAPEX (10 ⁶ US\$)
Investimento Indireto	0
Investimento direto	1,68
Materiais secundários ⁶⁰	0,504
Outros ⁶¹	0,252
TOTAL	2,44

Os custos operacionais (OPEX) dividem-se em duas partes: fixo e variável. O primeiro é constituído basicamente pela mão de obra de manutenção e materiais associados. Não é prevista a aquisição de mão-de-obra adicional para operação dos equipamentos a serem instalados. Os custos variáveis são aqueles que variam em função da produção de gás a ser processada pelos equipamentos propostos. Como exemplo dos custos variáveis cita-se os produtos químicos (amina aditivada⁶²), a energia elétrica, água de resfriamento, ar industrial e

⁶⁰ Idêntico ao caso anterior

⁶¹ Idêntico ao caso anterior

⁶² Produto patenteado por fornecedores de produtos químicos no exterior, sendo constituído pela mistura de amina com inibidor de corrosão. O produto tem custo muito acima daquele convencional, comercializado no país.

tratamento de resíduos. Em seguida apresentam-se os resultados do OPEX para cada uma das alternativas propostas.

Os resultados globais do OPEX incluem os custos operacionais fixo e variável e são apresentados na Tabela 8.5.

Tabela 8.5- Estimativa do custo operacional global do caso Segunda Proposição (OPEX)
Fonte: Elaborado pelo autor

Itens	Custo (10 ⁶ US\$/ano)
Mão de obra de manutenção	0,07
Material de manutenção	0,07
Produto químico	0,0014
Adsorvente	0,0022
Total	0,14

De forma similar ao ocorrido na Primeira Proposição, também houve redução das perdas, queima de gás e do consumo de gás combustível. A curva de produção do gás produzido e de gás lift, desta Primeira Proposição é a mesma do caso anterior (vide Figura 8.2).

O cálculo da emissão de CO₂ (presente no gás exportado) em instalações externa a da área de concessão do projeto é idêntica aquela obtida no item M6.13.

8.4. Premissas e variáveis de entrada do Programa de Análise Econômica

As seguintes premissas foram consideradas para ambas as Proposições desta tese e são descritas a seguir.

- 1- Concessão em áreas de produção, situados na Bacia de Campos no Rio de Janeiro.
- 2- Tributos estaduais (ICMS, dentre outros) considerados para o Rio de Janeiro.
- 3- Não foi considerada a receita de produção de petróleo devido à prática de armazenamento proposta.
- 4- Disponibilidade de reservatório geológico com capacidade para armazenamento do volume previsto de injeção (gás + CO₂) durante a vida útil do empreendimento.
- 5- Utilização de reservatório geológico⁶³ em outra área concessão (externa ao do projeto proposto), mas que está interligado, por meio de gasoduto a instalação marítima de produção que vier a implantar o projeto proposto.
- 6- O teor de CO₂ na mistura a ser re-injetada no reservatório geológico (alto teor de CO₂) não ultrapasse 50 % vol.
- 7- Não foi considerada a produção futura do gás armazenado (baixo teor de CO₂) na área da concessão externa ao do projeto proposto.

As principais variáveis de entrada foram consideradas na avaliação econômica para ambas as alternativas propostas.

- a) Taxa mínima de atratividade = 9,3 %
- b) Alíquota de royalties do gás = 10 %
- c) Alíquota de imposto de renda = 25 %
- d) Alíquota de contribuição social = 9 %
- e) Alíquota de PIS/PASEP = 1,65 %
- f) Alíquota de COFINS = 7,6 %
- g) Alíquotas progressivas de Participação Especial conforme estabelecido pela ANP
- h) Início operação = Julho de 2009
- i) Poder calorífico do gás vendido = 10173 kcal/m³
- j) Vida útil do empreendimento = 17 anos
- k) Preço óleo = 53,73 US\$ /bbl
- l) Preço gás = 0,1478 US\$/m³

8.5. Resultados

Os resultados obtidos a partir da utilização do programa de análise econômica citado anteriormente, para cada uma das duas Proposições são apresentados respectivamente nos itens 5.7.1 e 5.7.2. Tais Proposições foram consideradas como projeto complementar ao Caso Base.

8.5.1- Primeira Proposição

Os resultados obtidos desta proposição são apresentados na Tabela 8.6.

Tabela 8.6- Resultados econômicos da Primeira Proposição Fonte: Elaborado pelo autor

Indicadores	Resultado
Valor Presente Líquido – VPL	$1,4 \times 10^7$ US\$
Taxa Interna de Retorno – TIR	80,7 %
Lucro unitário	12,25 US\$/boe ⁶⁴
Tempo de retorno a partir do início da operação	8 meses
Investimentos - CAPEX	$4,7 \times 10^6$ US\$
Dispêndios	$2,7 \times 10^7$ US\$
Receitas	$5,7 \times 10^7$ US\$

⁶³ Disponível para armazenamento de gás com baixo teor de CO₂ (conforme estabelecido pela Portaria nº 104/2002 da ANP (vide Anexo 1)).

8.5.2- Segunda Proposição

Os resultados obtidos desta proposição são apresentados na Tabela 8.7 abaixo.

Tabela 8.7- Resultados econômicos da Segunda Proposição Fonte: Elaborado pelo autor

Indicadores	Resultado
Valor Presente Líquido – VPL	$1,5 \times 10^7$ US\$
Taxa Interna de Retorno – TIR	159,3 %
Lucro unitário	13,55 US\$/ boe ⁶⁵
Tempo de retorno a partir do início da operação	1 mês
Investimentos - CAPEX	$2,4 \times 10^6$ US\$
Dispêndios	$2,6 \times 10^7$ US\$
Receitas	$5,7 \times 10^7$ US\$

⁶⁴ ídem ao item 81

9. CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

9.1- Conclusões gerais

O aumento da produção de petróleo e gás natural no país, em instalações marítimas de produção impõe um grande desafio tecnológico na área ambiental, para as companhias operadoras de petróleo. Tal desafio também é importante, a nível mundial, à medida que se verificam declarações públicas de compromisso, assumido pelas maiores companhias de petróleo, junto à sociedade, clientes e demais partes interessadas, quanto à divulgação de suas emissões de GEE e a implantação de ações mitigadoras do problema das mudanças climáticas no mundo.

Na prática, tais empresas passaram a considerar os riscos ambientais, como fator crítico em seus planos estratégicos de negócio, implantando assim, políticas de gestão que contribuem para a redução de suas emissões de gases de efeito estufa.

Com o cenário atual de alta do preço do petróleo e do gás natural no mundo, percebe-se que várias companhias de petróleo multinacionais estão desenvolvendo novas tecnologias na área de eficiência energética. Paralelamente, no mundo, estão sendo realizadas pesquisas na área de separação, captura e armazenamento geológico de CO₂, que juntamente com a eficiência energética, possibilitam a redução dos custos operacionais de produção e das emissões de GEE.

No Brasil, após a ratificação do Protocolo de Quioto, em 2005 vem ocorrendo um maior interesse de empresas nacionais, especialmente aquelas do setor de energia, quanto a comercialização de créditos de carbono, através do mecanismo de flexibilização do MDL (Protocolo de Quioto). Tal mercado tende a se intensificar a cada ano, à medida que haja uma maior valorização do preço das RCE no mercado mundial. Apesar de o Brasil não possuir meta de redução de emissões de GEE, pelo Protocolo de Quioto (período entre 2008 e 2012), várias empresas nacionais vem desenvolvendo projetos de redução de emissões de GEE, visando uma futura certificação, através de órgãos credenciados governamentais, fato este que pode possibilitar posteriormente, a comercialização de créditos de carbono (RCE), junto a investidores interessados no projeto.

⁶⁵ Barril de óleo equivalente

Na área de produção de petróleo em instalações marítimas, no país, dois aspectos relevantes motivam a continuidade de pesquisas na área de separação e captura de CO₂, ou seja:

1- Aumento do consumo interno de energia (gás natural)

2- Aumento do teor de CO₂ em alguns campos de petróleo na Bacia de Campos

No primeiro caso, ressalta-se o aumento da capacidade das instalações marítimas de produção, nos últimos dez anos, sendo que atualmente já atinge $1,8 \times 10^5$ bpd de petróleo. Como a demanda térmica é proporcional ao volume de petróleo processado, o aumento do consumo de energia (gás natural nas turbinas de geração de energia elétrica) conduz ao aumento das emissões atmosféricas de CO₂. Isto deve ao fato de o gás ser queimado juntamente com o ar, nestas turbinas, gerando gases de combustão que são emitidos para a atmosfera.

No segundo caso, o CO₂ quando presente na composição do petróleo e do gás natural em teores acima daquele estabelecido pela Portaria nº104/2002 da ANP, requer a existência de um processo de separação (processo químico com uso de aminas), para assegurar a qualidade requerida para o gás tratado (conhecido como gás tratado para exportação). Neste tipo de processo, o CO₂ é separado do gás natural, sendo posteriormente ventilado (sistema de vent) para a atmosfera (normalmente não é aproveitado) para local seguro.

Paralelamente, quando da ocorrência de situações de contingência (interrupção do escoamento do gás, devido à ocorrência de anomalias⁶⁶ operacionais na rede de transferência (gasodutos) e/ou instalações terrestres (receptoras da produção marítima de gás), ocorrem a queima do gás natural produzido, em sistema de alívio (queimadores). Tal queima ocorre devido ao fato da predominância da produção de gás associado, no país, na qual a mesma ocorre simultaneamente a produção de óleo.

Outra fonte emissora são os vents atmosféricos, que são tubos, por onde escoam pequenas vazões de gás natural, oriundo de equipamentos da planta de gás (sistema de amostragem de gás, tanques de petróleo e de produtos químicos, dentre outros), sendo em seguida ventilados para a atmosfera (local seguro).

Diante deste cenário de fontes emissoras, existente em unidades marítimas de produção no Brasil, as mesmas foram consideradas, após o estabelecimento de premissas e de uma base de dados, como o Caso Base desta tese. Dessa forma, foi elaborado um estudo de

⁶⁶ Falta de energia em instalações terrestres, parada de compressor por problema mecânico, acidentes, etc

caso, considerando duas alternativas propostas (Primeira e Segunda Proposição) visando quantificar as respectivas reduções das emissões atmosféricas de CO₂ em relação ao Caso Base, na citada unidade. Neste estudo foi considerado além do CO₂, o metano (maior componente do gás natural), presente na fonte emissora do vent atmosférico.

Segundo o IPCC (2001) os valores de GWP para os gases de efeito estufa têm apresentado forte variação, desde 1996 até 2001. Os resultados apresentados no estudo de caso levaram em consideração que o componente metano tem valor de GWP igual a 21 (IPCC 1996b), por ser o valor estabelecido pelos mecanismos do Protocolo de Quioto (MDL).

Um aspecto de suma importância, considerado neste estudo é o aproveitamento de equipamentos de processo, existentes no cenário Caso Base, para a implantação da tecnologia proposta de separação e captura de CO₂. Esta consideração foi adotada, pelo fato de a produção de óleo e gás, numa instalação marítima de produção são declinantes ao longo do tempo. Sendo assim, ocorre uma gradativa “folga de capacidade”, nos equipamentos, em relação as suas respectivas condições nominais (estabelecida no projeto). A melhor forma de identificar tais folgas é através da verificação das curvas de produção de óleo e gás, ao longo de todo o período de vida do empreendimento (em geral 20 anos) considerando os reservatórios existentes de óleo.

Outro aspecto considerado neste estudo é o aproveitamento de equipamentos reservas (caso da torre contactora de CO₂), que podem atender a uma nova demanda (separação de CO₂ oriundo do gás de combustão de uma das turbinas de geração de energia elétrica considerado na Primeira Proposição), quando não estão sendo utilizados.

O desenvolvimento dos estudos de simulação dos processos inerentes ao Caso Base e também aos casos propostos (Primeira e Segunda Proposição) foi possível devido a utilização do simulador comercial Hysys, e também pelas premissas utilizadas (baseada na experiência profissional do autor, em produção de petróleo e gás, em unidades marítimas de produção de petróleo).

A etapa de separação do CO₂, existente para o gás natural produzido (teor de 4 % vol) foi considerada como existente (Caso Base), mas não a separação do CO₂ oriundo dos gases de combustão (turbinas a gás). Este último processo não é usual em instalações marítimas de produção no país, devido ao baixo teor do CO₂ encontrado na composição do gás de queima (da ordem de 3 % vol) e da sua elevada vazão de descarte (cerca de 40 vezes maior que a massa utilizada de combustível). Como a participação dos gases de queima (turbinas de

geração de energia elétrica) na emissão total de CO₂ é elevada (44 % para o caso base) justifica-se o estudo de avaliação técnico-econômico visando a sua redução.

Quanto a Primeira Proposição, foi considerado um processo de captura do CO₂ oriundo das duas fontes citadas anteriormente, sendo utilizado principalmente os seguintes equipamentos: rede coletora, depurador de gás, compressores e unidade de desidratação. Conforme apresentado no item 7.2, as tubulações requeridas para a re-injeção de gás e de CO₂, em reservatório geológico (1 e 2) são as mesmas existentes nos respectivos poços selecionados para tal finalidade (armazenamento geológico).

A finalidade da captura do CO₂, nesta tese é a aplicação prioritária deste componente (anteriormente removido pela etapa de separação) para usos internos. Dentre os usos previstos destaca-se o do armazenamento geológico, que sem dúvida, é o de maior relevância para fins de redução das emissões de CO₂. Verifica-se ainda, neste cenário, o aproveitamento conjunto de gás e do CO₂, e sua posterior re-injeção em reservatório geológico (número 1) para fins de armazenamento. O gás utilizado nesta mistura é aquele que seria ventilado (caso base) caso não fosse aproveitado. O resultado obtido nesta Primeira Proposição é a eliminação das emissões proveniente das fontes: vent atmosférico e vent da unidade de remoção de CO₂, totalizando $1,8 \times 10^5$ t CO₂ eq./ano, que consiste em uma redução da ordem de 68 %, em relação ao Caso Base. Os resultados econômicos obtidos foram considerados satisfatórios (VPL de US\$ $1,4 \times 10^7$ e TIR de 80,7 %), apesar do alto custo do capital (US\$ $4,7 \times 10^6$).

Ressalta-se ainda, para este mesmo cenário, a limitação, quanto à vazão de gás de queima (gerado por uma das turbinas de geração de energia elétrica) disponibilizado para a unidade de remoção de CO₂ (1×10^6 m³/d). Tal limitação deve-se ao fato de as emissões provenientes das turbinas serem tratadas, utilizando-se os mesmos equipamentos previstos na concepção da unidade de remoção de CO₂ ⁶⁷(Caso Base). Devido a pressão do processo de tratamento dos gases de combustão (1000 kPa) ser inferior aquela utilizada para o tratamento do gás natural produzido (6000 kPa), as dimensões requeridas para a torre contactora de CO₂, caso fosse considerado o tratamento da vazão total de gás de queima (uma turbina), seriam muito maiores. Tal situação dificilmente seria viabilizada, devido a limitação existente de espaço físico e do respectivo acréscimo de peso, ambos considerados fatores críticos no projeto das instalações marítimas de produção de petróleo.

⁶⁷ Concepção do projeto considera equipamentos reserva, podendo ser utilizado quando os principais estiverem operacionais.

Quanto a Segunda Proposição, as emissões atmosféricas obtidas foram iguais a 2×10^5 t CO₂ eq./ano, que corresponde a uma redução de emissão, da ordem de 65 %, em relação ao Caso Base e de 11 % aproximadamente, superior ao da Primeira Proposição.

De forma similar ao caso anterior, houve eliminação das emissões de vent atmosférico e da unidade de remoção de CO₂. Entretanto, não houve captura do CO₂ oriundo de uma turbina a gás. Apesar desta menor captura, este último cenário apresentou resultados da análise econômica superior ao do caso anterior, ou sejam: VPL de US\$ $1,5 \times 10^7$ e TIR de 159,3 %, o que caracteriza como o projeto de melhor viabilidade para implantação. A diferença em relação ao caso anterior é o valor do CAPEX (US\$ $2,4 \times 10^6$), que é cerca de 50 % inferior. As receitas com a venda do gás das duas alternativas foram idênticas, devido ao fato de o maior volume de CO₂ capturado (gás de queima de uma turbina) na Primeira Alternativa ser totalmente direcionado para fins de armazenamento, em reservatório geológico 1 (alto teor de CO₂).

Os resultados obtidos neste estudo poderiam ser ainda melhores, caso fosse adotado o índice de GWP, para o metano (23), estabelecido pelo IPCC (2001), em seu Terceiro Relatório de Avaliação. Recentemente, um novo Relatório de Avaliação (quarto) já está sendo divulgado, por esta mesma instituição, de forma parcial, e é possível que haja novas modificações para os índices GWP dos gases de efeito estufa.

Adicionalmente, uma relevante contribuição desta tese para o meio científico é a proposta de modificação da especificação do gás natural, para fins energéticos e não energéticos, nas áreas de produção, ou seja, para usos internos (áreas de concessão de campos de petróleo, tanto no país como no mundo). Segundo a ANP (2007), o consumo próprio (interno) representou no final de 2006, 16 % da produção média diária de gás naquele ano (da ordem de $5,0 \times 10^7$ m³/d). Atualmente, a Portaria nº104/2002 da ANP regulamenta o gás natural comercializado, junto às distribuidoras, e não nas áreas de produção, que também são instalações consumidoras de gás. Dessa forma, recomenda-se a implantação de uma nova especificação para o gás natural, de forma diferenciada, de acordo com seu uso, fato este que possibilitará um melhor aproveitamento energético na área de produção marítima de petróleo e consequentemente na redução das emissões globais de CO₂. Como exemplo, cita-se a especificação proposta para o gás combustível de uso não energético, com alto teor de CO₂, onde não é necessário que tenha valor energético (alto poder calorífico). Após sua utilização este gás poderia ser re-injetado em reservatório geológico, que também requer uma especificação adequada quanto ao limite permissível de CO₂, não necessariamente igual ao estabelecido pela Portaria nº104/2002 da ANP. Considera-se esta prática como um

significativo exemplo de eficiência energética, em unidades marítimas de produção, que juntamente com a separação e captura do CO₂ possibilitaria ganhos adicionais de oferta de gás, através da redução de consumo, queima e perda de gás natural.

Por outro lado, um maior teor de CO₂ no gás exportado, não necessariamente implicaria em uma emissão posterior, em outra instalação de produção, ou mesmo pelo consumidor. Considera-se tal cenário verdadeiro caso tal concepção proposta de processo de separação e captura de CO₂ possa também ser aplicada, de forma apropriada em diversas atividades de uma companhia de petróleo (produção, abastecimento, etc).

Dessa forma, ganhos escalonados de redução de emissão poderiam ser obtidos especialmente quando da existência de unidades integradas, operando em rede (gasodutos) e compartilhando recursos.

De acordo com os resultados obtidos (vide Memória de Cálculo, item M6.13), para a Primeira Proposição, do total da emissão reduzida obtida ($3,88 \times 10^5$ t CO₂ eq./ano⁶⁸), em relação ao Caso Base, 8 % aproximadamente (3×10^4 t CO₂/ano), corresponde a parcela de CO₂ exportada, juntamente com o gás natural para o continente. Tal parcela corresponde a uma emissão atmosférica posterior de CO₂, em instalações de produção externa a área de concessão do projeto.

Para a Segunda Proposição, do total da emissão reduzida obtida ($3,68 \times 10^5$ t CO₂ eq./ano) em relação ao Caso Base, 8 % aproximadamente (3×10^4 t CO₂/ano) corresponde à parcela de CO₂ exportada, juntamente com o gás natural para o continente. Note que a citada emissão atmosférica posterior de CO₂, é idêntica nos dois casos, uma vez que as vazões de exportação e respectivos teores de CO₂ também são iguais (vide Figuras 7.6 e 7.12).

Atualmente no país, já se pratica o armazenamento de gás (Bacias de Campos no Rio de Janeiro e do Solimões no Amazonas, dentre outros), entretanto tal prática poderia ser muito mais ampliada, especialmente em locais onde há proximidade entre as fontes produtoras e os reservatórios depletados de petróleo e/ou gás.

Uma visão estratégica proposta deste projeto é a sua incorporação nas diretrizes de projeto de futuras instalações marítimas de produção no mundo. Na prática, muito antes do final da vida útil do empreendimento, alguns poços de petróleo são fechados, devido à perda de energia de pressão (depletado), permanecendo neste estágio, durante muito tempo. A concepção de aproveitamento destes reservatórios, em projetos de armazenamento de gás e/ou CO₂, pode levar a obtenção de créditos de receita (venda de óleo e de gás natural quando

⁶⁸ Vide Figura 7.17 a diferença entre as emissões atmosférica total entre os três casos.

produzidos), sobretudo, na fase de pós-emprego quando então, os poços produtores são desconectados das suas respectivas unidades marítimas.

Outro aspecto relevante é a vantagem estratégica, que uma companhia produtora de petróleo adquire, quando da disponibilidade de reservas de gás armazenado, a partir do aproveitamento de reservatórios depletados, visando o atendimento ao mercado consumidor (cenário de flutuação na relação oferta/demanda de gás natural). Além do atendimento ao mercado, evita-se queima de gás na área de produção de petróleo que se traduz em ganhos de emissões evitadas de CO₂, devido ao uso de práticas de armazenamento geológico.

9.2. Sugestões para trabalhos futuros

Como proposta para futuros trabalhos sobre a separação e captura de CO_2 em instalações marítimas de produção de petróleo, além das práticas para armazenamento de CO_2 , em reservatórios depletados de óleo e gás natural, destacam-se os seguintes:

- 1- Avaliar o comportamento da mistura gasosa (N_2 e CO_2) juntamente com o gás natural para fins de armazenamento em reservatórios depletados de petróleo e gás natural.
- 2- Especificação do gás natural para fins de armazenamento em reservatórios depletados de petróleo e de gás natural
- 3- Alternativos de processos substitutos aos existentes em instalações marítimas de produção de petróleo para a separação do CO_2 do gás natural
- 4- Desenvolvimento de processos de pré-combustão ou oxi-redução para aplicação em instalações marítimas, visando à separação e a captura de CO_2 gerado em turbinas a gás.

REFERÊNCIAS

ABDALAD, R. **Perspectivas da geração termelétrica no Brasil e emissões de CO₂**. 2000. 130 f. Tese (Doutorado) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2000.

AIR PRODUCTS AND CHEMICALS. **CO₂ removal**. Disponível em: <<http://www.airproducts.com/membranes>>. Acesso em: 3 jun. 2006.

ARESTA, M.; DIBENEDETTO, A. New amines for the reversible absorption of carbon dioxide from gas mixtures. In: GALE, J.; KAYA, Y. **Greenhouse gas control technologies**. Kidlington, United Kingdom: Elsevier, 2003. v. 2, p. 1599-1602.

AROONWILLAS A.; VEAUWAB A. Cost, energy consumption and performance of CO₂ capture process using MEA-MDEA and DEA-MDEA. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON GREENHOUSE GAS CONTROL TECHNOLOGIES, 8., 2006, Noruega. **Proceedings...** Noruega, 2006. Disponível em: <<http://www.ghgt8.no>>. Acesso em: 11 jun. 2006.

ASSAF NETO, A. **Matemática financeira e suas aplicações**. 6. ed. São Paulo: Atlas, 2001. 432 p.

BAILEY, D. W.; FERON, P. H. Post-combustion decarbonisation processes. **Oil & Gas Science and Technology - Revue de l'Institut Français du Pétrole**, Paris, France, v. 60, n. 3, p. 462-474, 2005.

BARCHAS, R.; DAVIS, R. The kerr-mcGee/ABB lummus crest technology for the recovery of CO₂ from stack gases. **Energy Conversion and Management**, Oxford, v. 33, n. 5/8, p. 333, 1992.

BAUKAL JR., C. E.; SCHWARTZ, R. **The John Zink combustion handbook**. Tulsa, Oklahoma, EUA: John Zink Co. LLC, 2001. 800 p. (Industrial Combustion, v. 4).

BOLSA DE MERCADORIAS & FUTUROS. São Paulo. Disponível em: <<http://www.bmf.com.br/carbono>>. Acesso em: 10 maio 2006.

BOLSA DE VALORES DO RIO DE JANEIRO. [Mercado brasileiro de redução de emissões](#). Disponível em: <<http://www.bvrj.com.br/carbono>>. Acesso em: 26 jun. 2006.

BRASIL. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Boletim mensal de gás natural**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: 03 jun 2007.

_____. _____. Estabelece a especificação do gás natural, de origem nacional ou importado, a ser comercializado em todo o território nacional. **Portaria n. 104, de 8 julho de 2002**. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/doc/petroleo/P104_2002.pdf>. Acesso em: 20 out. 2007.

_____. _____. **Guia dos royalties do petróleo e do gás natural**. Rio de Janeiro, 2001. 156 p.

_____. Ministério de Ciências e Tecnologia. Disponível em: <<http://www.mct.gov.br>>. Acesso em: 28 abr. 2005.

_____. Ministério do Meio Ambiente. Conselho Nacional do Meio Ambiente. Estabelece os limites máximos de emissão de poluentes atmosféricos para fontes fixas. **Resolução n. 382, de 26 dezembro de 2006**. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br>>. Acesso em: 19 out. 2007.

_____. Ministério de Minas e Energia. **Balanco energético nacional 2007**. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br>>. Acesso em: 20 jul. 2007.

BOYCE, M. P. **Gas turbine engineering handbook**. Houston, Tex.: Gulf Pub. Co., c1982. ix, 603 p.

CAMPBELL, J. M. **Gas and liquid sweetening**. Norman, Oklahoma: Campbell Petroleum Series, 1974. 299 p.

CARBON SEQUESTRATION LEADERSHIP FORUM. Washington, DC. **CSLF technology roadmap**. Disponível em: <www.cslforum.org/roadmaps.htm>. Acesso em: 12 jun. 2007.

CHAKRAVARTI, S.; GUPTA, A.; HUNEK, B. Advanced technology for the capture of carbon dioxide from flue gases. In: NATIONAL CONFERENCE ON CARBON SEQUESTRATION, 1., 2001, Washington, DC. **Proceedings...** Washington, DC, 2001. p. 15-17.

CHAPEL, D. G.; ERNST, J.; MARIZ, C. Recovery of CO₂ from flue gases: commercial trends. In: CANADIAN SOCIETY OF CHEMICAL ENGINEERS ANNUAL MEETING, 1999, Saskatoon, Canada. **Proceedings...** Saskatoon, Canada, 1999. Paper n. 340.

CHOI, G. N. et al. **Carbon dioxide capture for storage in deep geologic formations**. United States: Elsevier, 2005. v. 1.

DOURTMUNDT, D.; DOSHI, K. **Recent developments in CO₂ removal membrane technology**. Illinois, USA: UOP LLC, 1999. 32 p.

EIDE, L. I.; BAILEY, D. W. Precombustion decarbonisation processes. **Oil & Gas Science and Technology - Revue de l'Institut Français du Pétrole**, Paris, France, v. 60, n. 3, p. 475-484, 2005.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **International energy outlook 2007 – IEO 2007**. Office of Integrated Analysis and Forecasting. Washington, DC. 2007. Disponível em: <www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/emissions.html>. Acesso em: 21 jul. 2007.

ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. Office of Air Quality Planning and Standards. **Emission factor documentation for AP-42 section 3.1, stationary gas turbines**. Raleigh, North Carolina: Alpha-Gamma Technologies, 2000. 47 p.

FERON, P. H. M.; HENDRIKS, C. A. CO₂ Capture Process Principles and Cost. **Oil & Gas Science and Technology - Revue de l'Institut Français du Pétrole**, Paris, France, v. 60, n. 3, p. 451-459, 2005.

FINKENRATH, M. et. al. Advanced gas turbine cycles with CO₂ removal. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON GREENHOUSE GAS CONTROL TECHNOLOGIES, 8., 2006, Noruega. **Proceedings...** Noruega, 2006. Disponível em: <<http://www.ghgt8.no>>. Acesso em: 11 jun. 2007.

GARCIA, G. O. et al. Technoeconomic evaluation of IGCC power plants for CO₂ avoidance. **Energy Conversion & Management**, Canada, v. 47, n. 15/16, p. 2250-2259, Sept. 2006.

GLOBAL ENERGY TECHNOLOGY STRATEGY PROGRAM. Technical report. Disponível em: <<http://www.pnl.gov/gtsp/publications>>. Acesso em: 11 jun. 2007.

GOLDENBERG, J. **Energia, meio ambiente e desenvolvimento**. São Paulo: EDUSP, 1998. 234 p.

HEMPTINNE, J. C.; BEHAR, E. Propriétés thermodynamiques de systèmes contenant des gaz acides. **Oil & Gas Science and Technology - Revue de l'Institut Français du Pétrole**, Paris, France, v. 55, n. 6, p. 617-637, 2000.

HIRSCHFELD, H. **Engenharia econômica e análise de custos**: aplicações práticas para economistas, engenheiros, analistas de investimentos e administradores. 7. ed. São Paulo: Atlas, 2000. 519 p.

HOUGHTON, J. T. (Ed.) et al. **Climate change 2001**: the scientific basis: contribution of working group I to the third assessment report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge, UK; New York, USA: Cambridge University Press, 2001. x, 881 p.

INSTITUTO DE PESQUISAS TECNOLÓGICAS. **Estocagem subterrânea de gás natural**. São Paulo, 2006. 226 p.

INTERGOVERNAMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE. **Contribution of working group III to the fourth assessment report of the Intergovernmental Panel on Climate Change**. Bangkok, Thailand, 2007. Disponível em: <<http://www.mnp.nl/ipcc/index.html>>. Acesso em: 12 jun. 2007.

INTERGOVERNAMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE. **Mudança do clima 1995**: a ciência da mudança do clima: sumário para formuladores de políticas, contribuições do Grupo de Trabalho I ao Segundo Relatório de Avaliação do Painel Intergovernamental sobre a mudança do clima. Brasília: IPCC: MCT: PNUD, 2000. 56 p.

INTERGOVERNAMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE. **The IPCC guidelines for national greenhouse gas inventories**. Ed. rev. Londres: IPCC/OECD/IEA, 1996b. 3 v.

JOU, F.-Y.; MATHER, A. E.; OTTO, F. D. The solubility of CO₂ in a 30 mass percent monoethanolamine solution. **Canadian Journal of Chemical Engineering**, Ottawa, CA, v. 73, p. 140-147, Feb. 1995 A.

KENT, R. L.; EISENBERG, B. Better data for amine treating. **Hydrocarbon processing**, Houston, v. 55, n. 2, p 87-90, 1976.

KOHL, A.; NIELSEN, R. B. **Gas purification**. 5th ed. Houston, Texas: Gulf Publishing Company, 1997. 900 p.

LAWSON, J. D.; GARST, A. W. Hydrocarbon gas solubility in sweetening solutions: methane and ethane in aqueous monoethanolamine and diethanolamine. **Journal of Chemical & Engineering Data**, Washington, v. 21, p. 30-32, 1976.

LECARPENTIER, A. **Underground gas storage in the world: serving market needs**. Rueil Malmaison, France: CEDIGAZ, 2006. 190 p.

LECOCQ, Franck. **State and trends of the carbon market 2004**. Washington: World Bank, 2004.

LEE, J. I.; OTTO, F. D.; MATHER, A. E. Solubility of carbon dioxide in aqueous diethanolamine solutions at high pressures. **Journal of Chemical & Engineering Data**, Washington, v. 17, p. 465-468, 1972.

LEITES, I. L. et al. The theory and practice of energy saving in the chemical industry: some methods for reducing thermodynamic irreversibility in chemical technology processes. **Energy**, Oxford, v. 28, n. 1, p. 55-97, 2003.

LUCON, O. dos S. **Modelo horus**: inventário de emissões de poluentes atmosféricos pela queima de combustíveis em indústrias no estado de São Paulo. 2003. 200 f. Tese (Doutorado) - Programa Interunidades em Energia EP/IEE/FEA/IF, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2003.

MADDOX, R. N. **Gas and liquid sweetening**. Norman, Oklahoma: Campbell Petroleum Series, 1974. 300 p. (Campbell Petroleum Series).

MIMURA, T. et al. Development and application of flue gas carbon dioxide recovery technology. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON GREENHOUSE GAS CONTROL TECHNOLOGIES, 5., 2001, Australia. **Proceedings...** Australia, 2001. p. 138-142.

NATIONAL INSTITUTE OF STANDARDS AND TECHNOLOGY. Disponível em: <<http://www.nist.gov>>. Acesso em: 21 jun. 2006.

NEWMAN, D. G.; LAVELLE, J. P. **Fundamentos de engenharia econômica**. Rio de Janeiro: LTC, 2000. 359 p.

NUNES, S. P.; PEINEMANN, K-V. (Ed.). **Membrane technology**: in the chemical industry. Weinheim: Wiley, 2001. 314 p.

PARO, A. de C. **Estudo da contribuição do gás natural no setor elétrico**: uma análise de cenários de sua expansão nos setores de geração termelétrica, cogeração e residencial. 2005. 101 f. Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2005.

PENG, D. Y.; ROBINSON, D. B. A two constant equation of state. **Industrial and Engineering Chemistry Fundamental**, Washington, v. 15, p. 59-64, 1976.

PETERS, M. S.; TIMMERHAUS, K. D.; WEST, R. E. **Plant design and economics for chemical engineers**. 5th ed. New York: McGraw-Hill, 2003. xvii, 988 p.

PETROBRAS. **Gestão de emissões atmosféricas**: relatório de desempenho 2004. Rio de Janeiro, 2005. 35 p.

POWER, R. B. **Steam jet ejectors for the process industries**. New York: McGraw-Hill, 1994. xviii, 498 p.

RANGEL, L. P. **Estudo do nitrogênio na combustão do gás natural**. 2003. 197 f. Tese (Doutorado) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2003.

RIBEIRO, L. da S. **O impacto do gás natural nas emissões de gases de efeito estufa**: o caso do município do Rio de Janeiro. 2003. 261 f. Dissertação (Mestrado) - Universidade do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2003.

ROCHA, M. T. **Aquecimento global e o mercado de carbono**: uma aplicação do modelo Cert. 2003. 196 f. Tese (Doutorado) - Escola Superior de Agricultura Luiz de Queiroz, Universidade de São Paulo, Piracicaba, 2003.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de reservatórios de petróleo**. Rio de Janeiro. Interciência, 2006. xxii, 808 p.

SANDER, M. T. E.; MARIZ, C. L. The fluor Daniel econamine FG process: past experience and present day focus. **Energy Conservation Management**, v. 5, n. 33, p. 5-8, p. 341-348, 1992.

SANTOS, E. M. **Gás natural estratégia para uma energia nova no Brasil**. São Paulo: Annablume, 2002. 352 p.

SATHAYE, J.; MEYERS, S. **Greenhouse gas mitigation assessment**: a guidebook. Dordrecht; Boston: Kluwer Academic Publishers, c1995. 1 v.

SIMMONDS, M. et al. Amine based CO₂ capture from gas turbines. In: ANNUAL CONFERENCE ON CARBON SEQUESTRATION, 2., 2003, United Kingdom, 2003. p. 10.

THOMAS, D.; BENSON, S. **Carbon dioxide capture for storage in deep geologic formations**: results from the CO₂ capture project. Amsterdam; Oxford: Elsevier, 2005. 2 v.
TOLMASQUIM, M. T. (Coord.). **Alternativas energéticas sustentáveis no Brasil**. Rio de Janeiro: Relume Dumará, c2004. 487 p.

UNITED STATE. Department of Energy. Office of Science. Office of Fossil Energy. **Carbon sequestration research and development report**. Disponível em: <www.ornl.gov/carbon_sequestration>. Acesso em: 12 jun. 2007.

VAN DER MEER, B. Carbon dioxide storage in natural gas redervoirs. **Oil & Gas Science and Technology - Revue de l'Institut Français du Pétrole**, Paris, France, v. 60, n. 3, p. 527-536, 2005.

VASCONCELLOS, M. A. S. de; GARCIA, M. E. **Fundamentos de economia**. São Paulo: Saraiva, 2001. xii, 240 p.

WILDENBORG, T.; LOKHORS, A. Introduction on CO₂ geological storage classification of storage options. **Oil & Gas Science and Technology - Revue de l'Institut Français du Pétrole**, Paris, France, v. 60, n. 3, p. 509-510, 2005.

XAVIER, E. E. **Termeletricidade no Brasil**: proposta metodológica para inventário das emissões aéreas e sua aplicação para o caso do CO₂. 2004. 335 f. Tese (Doutorado) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004.

ZEKRI, A. Y.; JERBI, A. A. Economic evaluation of enhanced oil recovery. **Oil & Gas Science and Technology - Revue de l'Institut Français du Pétrole**, Paris, France, v. 7, n. 3, p. 259-267, 2002.

ZHANG, D. D. et al. An electrolyte for amine based gas sweetening process simulation. In: GPA ANNUAL CONVENTION, 78., 1999, Nashville, Tennessee. **Proceedings...** Nashville, Tennessee, 1999. p. 25.

ANEXOS

ANEXO 1. Composições típicas do gás natural nos estados do Brasil

ANEXO 2. Especificação do gás natural para comercialização - Portaria nº104/2002 da ANP

ANEXO 1- Composições típicas do gás natural nos estados do Brasil

Composição (% vol)	Ceará / Rio Grande do Norte	Sergipe / Alagoas	Bahia	Espírito Santo	Rio de Janeiro	São Paulo	Amazônia	Paraná / Santa Catarina
C1	74,53	81,32	81,14	88,16	79,69	87,98	68,88	73,58
C2	10,40	8,94	11,15	4,80	9,89	6,27	12,20	12,17
C3	5,43	3,26	3,06	2,75	5,90	2,86	5,19	6,70
C4	2,81	1,84	1,39	1,55	2,13	1,16	1,80	3,22
C5	1,30	0,74	0,72	0,44	0,77	0,27	0,43	1,06
C6+	1,40	0,42	0,30	0,44	0,44	0,07	0,18	0,48
N₂	1,39	1,51	1,63	1,64	0,80	1,16	11,12	1,74
CO₂	2,74	1,97	0,81	0,24	0,50	0,23	0,20	0,64
H₂S (mg/m³)	1,50	7,50	7,60	7,50	6,70	Traços	-----	13920

ANEXO 2- Especificação do gás natural para comercialização - Portaria nº104/2002 ANP

CARACTERÍSTICA	UNIDADE	LIMITE(2) (3)			MÉTODO	
		Norte	Nordeste	Sul, Sudeste, Centro-Oeste	ASTM	ISO
Poder calorífico superior(4)	kJ/ m³	34.000 a 38.400		35.000 a 42.000	D 3588	6976
	kWh/m³	9,47 a 10,67		9,72 a 11,67		
Índice de Wobbe (5)	kJ/m³	40.500 a 45.000		46.500 a 52.500	—	6976
Metano, mín.	% vol.	68,0		86,0	D 1945	6974
Etano, máx.	% vol.	12,0		10,0		
Propano, máx.	% vol.	3,0				
Butano e mais pesados, máx.	% vol.	1,5				
Oxigênio, máx.	% vol.	0,8		0,5		
Inertes (N2 + CO2), máx.	% vol.	18,0	5,0	4,0		
Nitrogênio	% vol.	Anotar		2,0		
Enxofre Total, máx.	mg/m3	70			D 5504	6326-2
						6326-5
Gás Sulfídrico (H2S), máx.(6)	mg/m3	10,0	15,0	10,0	D 5504	6326-2
						6326-5
Ponto de orvalho de água a 1atm, máx.	°C	-39	-39	-45	D 5454	—

MEMÓRIA DE CÁLCULO (Caso Base)

M1- Emissão do CO₂ do sistema de geração de energia elétrica

M1.1- Emissão do CO₂ oriundo da combustão do gás combustível (uso energético) isento de CO₂

a) Cálculo da vazão volumétrica anual de gás combustível (uso energético), isento de CO₂ no Caso Base (Q_{gelsCO₂b}) expresso em m³/ano

TCO₂gelb = teor de CO₂ existente no gás combustível de uso energético no Caso Base

TCO₂gelb = 0,02 % vol

Qtotgelb = vazão volumétrica anual total de gás combustível de uso energético no Caso Base expresso em m³/ano

Q totgelb = 3,09 x 10⁵ m³/d (Vide Tabela 7.1 e Figura 7.2)

Qtotgelb = 1,13 x 10⁸ m³/ano

Utiliza-se a seguinte equação abaixo para o cálculo da Q_{gelsCO₂}

$Q_{gelsCO_2b} = (1 - (TCO_2 \text{ gelb}/100)) \cdot Q_{totgelb}$

Substituindo os dados na equação acima obtem-se:

$Q_{gelsCO_2b} = 1,13 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{ano}$

M1.2- Emissão do CO₂ existente no gás combustível de uso energético

a) Cálculo da vazão volumétrica anual de CO₂ existente no gás combustível de uso energético no Caso Base (QCO₂gelb), expresso em m³/ano

Utiliza-se a seguinte equação abaixo para o cálculo da QCO₂gelb

$Q_{CO_2gelb} = (TCO_2gelb/100) \cdot Q_{totgelb}$

Substituindo os dados na equação acima obtem-se:

$Q_{CO_2gelb} = 2,26 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{ano}$

b) Cálculo da emissão de CO₂

Utiliza-se a seguinte equação abaixo:

$$E_{gelCO_2b} = \frac{Q_{CO_2gelb} \cdot MM_{CO_2}}{1000 \cdot V}$$

Sendo:

E_{gelCO_2b} = emissão do CO_2 existente no gás combustível de uso energético do Caso Base, expresso em t CO_2 /ano.

MM_{CO_2} = massa molar do dióxido de carbono = 44 kg/kmol

V = volume molar do gás natural = 24 m³/kmol

Substituindo os dados na equação acima obtém-se:

$$E_{gelCO_2b} = 41,4 \text{ t } CO_2/\text{ano}$$

M2- Emissão do CO_2 do sistema de remoção de CO_2

M2.1- Cálculo da vazão volumétrica de CO_2 na entrada da torre contactora

A vazão da mistura gasosa que alimenta uma torre contactora é obtida pela seguinte equação (vide Figuras 7.2 e 7.4)

$$Q_{gásentUCO_2b} = Q_{gásprodb} + Q_{gásliftb} - Q_{cond1stb} - Q_{cond2stb}$$

Sendo:

$Q_{gásentUCO_2b}$ = vazão volumétrica do gás na entrada de uma das torres contactora da Unidade de Remoção de CO_2 , do Caso Base, expresso em m³/d

$Q_{gásprodb}$ = vazão volumétrica do gás produzido, do Caso Base, expresso em m³/d

$$Q_{gásprodb} = 2,0 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{d} \text{ (Tabela 7.1)}$$

$Q_{gásliftb}$ = vazão volumétrica de gás lift, do Caso Base, expresso em m³/d

$$Q_{gásliftb} = 0,8 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{d} \text{ (Tabela 7.1)}$$

$Q_{cond1stb}$ = vazão volumétrica de condensado do 1º estágio dos compressores, do Caso Base, expresso em m³/d. = $84 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{d}$ (Figura 7.2)

$Q_{cond2stb}$ = vazão volumétrica de condensado do 2º estágio dos compressores, do Caso Base, expresso em m³/d. = $26 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{d}$ (Figura 7.2)

Substituindo os dados na equação anterior, obtém-se:

$$Q_{gásentUCO_2b} = 2,7 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$$

Como o teor de CO_2 da corrente acima ($TCO_{2entUCO_2b}$) é igual a 4 % vol (item 7.2) logo a vazão volumétrica de CO_2 presente na entrada de uma das torres contactora, no Caso Base ($Q_{CO_2entUCO_2b}$) é obtida pela equação abaixo:

$$Q_{CO_2entUCO_2b} = \frac{(TCO_{2entUCO_2b}) \cdot Q_{gásentradaUCO_2b}}{100}$$

Sendo:

$Q_{CO_2entUCO_2b}$ expresso em m^3/d

Logo substituindo os valores da equação acima, obtem-se:

$$Q_{CO_2entUCO_2b} = 0.04 \cdot 2,7 \times 10^6 \text{ m}^3/d = 1,08 \times 10^5 \text{ m}^3/d$$

M2.2- Cálculo da vazão volumétrica do gás produzido na saída de cada uma das torres contactora da Unidade de Remoção de CO_2 .

Conforme apresentado na Tabela 7.1, tem-se:

$$Q_{gáspsaídaUCO_2b} = 0,97 \cdot Q_{gásentradaUCO_2b}$$

$TCO_{2psaídaUCO_2b}$ = Teor de CO_2 existente no gás de saída de cada uma das torres contactora

$$TCO_{2psaídaUCO_2b} = 0,02 \text{ \% vol}$$

A vazão volumétrica de CO_2 na saída de cada uma das torres contactora, no Caso Base ($Q_{CO_2saídaUCO_2b}$) é obtida pela seguinte equação:

$$Q_{CO_2saídaUCO_2b} = (TCO_{2psaídaUCO_2b}/100) \cdot Q_{gáspsaídaUCO_2b}$$

Sendo $Q_{CO_2saídaUCO_2b}$ expresso em m^3/d

Logo substituindo os dados tem-se como resultado:

$$Q_{CO_2saídaUCO_2b} = 0,0002 \cdot 0,97 \cdot 2,7 \times 10^6 \text{ m}^3/d = 524 \text{ m}^3/d$$

M2.3- Cálculo da vazão volumétrica de CO_2 ventilado pela torre regeneradora

Q_{descCO_2b} = vazão volumétrica de CO_2 ventilado pela torre regeneradora, no Caso Base expresso em m^3/ano

O cálculo de Q_{descCO_2b} é obtido pela seguinte equação:

$$Q_{descCO_2b} = Q_{CO_2entUCO_2b} - Q_{CO_2saídaUCO_2b}$$

Sendo que:

$$Q_{descCO_2b} = 1,08 \times 10^5 \text{ m}^3/d - 524 \text{ m}^3/d$$

$$Q_{descCO_2b} = 1,07 \times 10^5 \text{ m}^3/d$$

$$Q_{descCO_2b} = 3,9 \times 10^7 \text{ m}^3/ano$$

M2.4- Cálculo da emissão total do CO₂

O cálculo de EtotUCO₂b é obtido pela equação abaixo.

$$\text{EtotUCO}_2\text{b} = \frac{Q_{descCO_2b} \cdot MM_{CO_2}}{1000 V}$$

Sendo:

EtotUCO₂b = emissão total de CO₂ da Unidade de Remoção de CO₂, no Caso Base, expresso em t CO₂/ano

Substituindo os dados na equação acima, obtém-se:

$$\text{EtotUCO}_2\text{b} = 0,72 \times 10^5 \text{ t CO}_2/\text{ano}$$

M3- Emissão do CO₂ eq. do Sistema de vent atmosférico

M3.1- Emissão de hidrocarbonetos (isento de CO₂) do gás de selagem dos compressores ventilado pelo sistema de vent atmosférico

Qgásselvab = vazão volumétrica de gás de selagem dos compressores ventilado pelo sistema de vent atmosférico, no Caso Base, expresso em m³/ano

$$Q_{gásselvab} = 15 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{d} \text{ (vide Tabela 7.1)} = 5,5 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{ano}$$

TCO₂gásselvab = Teor de CO₂ existente no gás de selagem ventilado pelo sistema de vent atmosférico, no Caso Base

$$TCO_{2gásselvab} = 4 \% \text{ vol (vide Tabela 7.1)}$$

QHCgásselvab = vazão volumétrica de hidrocarbonetos existentes no gás de selagem, isento de CO₂ no Caso Base

O cálculo de QHCgásselvab é obtido pela equação abaixo:

$$Q_{HCgásselvab} = (1 - (TCO_{2gásselvab}/100)) \cdot Q_{gásselvab}$$

Sendo QHCgásselvab expresso em m³/d

Substituindo os dados na equação acima, tem-se:

$$Q_{HCgásselvab} = 5,3 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{ano}$$

Utiliza-se a equação abaixo para o cálculo da emissão de hidrocarbonetos, isento de CO₂ do gás de selagem dos compressores, ventilado para atmosfera, no Caso Base (Ehcgásselvab).

$$Ehcgásselvab = \frac{QHCgásselvab \cdot T_{CH_4} b \cdot MM_{CH_4} \cdot GWP_{CH_4}}{1000 \cdot V}$$

Sendo:

Ehcgásselvab expresso em t CO₂ eq./ano

$T_{CH_4} b$ = fração molar do componente metano no gás ventilado para a atmosfera, no Caso Base

$$T_{CH_4} b = 0,85 \text{ (Tabela 7.1)}$$

$$GWP_{CH_4} = 21 \text{ (item 7.2) kg CO}_2\text{/kg CH}_4$$

$$MM_{CH_4} = \text{massa molar do componente metano} = 16 \text{ kg/kmol}$$

Substituindo os dados na equação anterior obtém-se:

$$Ehcgásselvab = 6,3 \times 10^4 \text{ t CO}_2 \text{ eq./ano}$$

M3.2- Emissão do CO₂ existente no gás de selagem dos compressores que é ventilado

$$ECO_2gásselvab = \frac{(TCO_2gásselvab/100) \cdot Qgásselvab \cdot MM_{CO_2}}{1000 \cdot V}$$

Sendo :

ECO₂gásselvab = emissão do CO₂ oriundo do gás de selagem para vent atmosférico, no Caso Base, expresso em t CO₂/ano

Substituindo os dados na equação acima obtém-se o seguinte resultado:

$$ECO_2gásselvab = 0,4 \times 10^3 \text{ t CO}_2\text{/ano}$$

M3.3- Emissão de hidrocarbonetos (isento de CO₂) do gás combustível de uso não energético que é ventilado para a atmosfera

Qgáscombneab = vazão volumétrica de gás combustível de uso não energético ventilado pelo sistema de vent atmosférico, no Caso Base, expresso em m³/ano

$$Qgáscombneab = 40 \% Qgáscombneb \text{ (vide Tabela 7.1 e Figura 7.2)} = 30800 \text{ m}^3\text{/d}$$

$$Qgáscombneab = 11,2 \times 10^6 \text{ m}^3\text{/ano}$$

$TCO_2gáscombneb$ = teor de CO₂ do gás combustível de uso não energético, no Caso Base

$$TCO_2gáscombneb = 0,02 \% \text{ vol (vide Tabela 7.1)}$$

QHCgásnesvab = vazão volumétrica de hidrocarbonetos existentes no gás combustível não energético ventilado, isento de CO₂ no Caso Base

O valor de $QHCgásnesvab$ é obtido pela seguinte equação:

$$QHCgásnesvab = (1 - (TCO_2gáscombneb/100)) \cdot Qgáscombneab$$

Sendo $QHCgásnesvab$ expresso em m^3/d

Substituindo os dados na equação acima, tem-se:

$$QHCgásnesvab = 11,2 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{ano}$$

Utiliza-se a equação abaixo para o cálculo da emissão de hidrocarbonetos, isento de CO_2 do gás combustível não energético, ventilado para atmosfera, no Caso Base ($Ehcgásnesvab$).

$$Ehcgásnesvab = \frac{QHCgásnesvab \cdot T_{CH_4} \cdot b \cdot MM_{CH_4} \cdot GWP_{CH_4}}{1000 \cdot V}$$

Sendo:

$Ehcgásnesvab$ expresso em $t \text{ CO}_2 \text{ eq./ano}$

$T_{CH_4} \cdot b$ = fração molar do componente metano no gás ventilado para a atmosfera, no Caso Base

$$T_{CH_4} \cdot b = 0,85 \text{ (Tabela 7.1)}$$

$$GWP_{CH_4} = 21 \text{ (item 7.2) kg CO}_2/\text{kg CH}_4$$

$$MM_{CH_4} = \text{massa molar do componente metano} = 16 \text{ kg/kmol}$$

Substituindo os dados na equação anterior, obtem-se:

$$Ehcgásnesvab = 1,3 \times 10^5 \text{ t CO}_2 \text{ eq./ano}$$

M3.4- Emissão do CO_2 existente no gás combustível não energético que é ventilado

$$ECO_2gásnevab = \frac{(TCO_2gáscombneb/100) \cdot Qgáscombneab \cdot MM_{CO_2}}{1000 \cdot V}$$

Sendo :

$ECO_2gásnevab$ = emissão do CO_2 oriundo do gás combustível não energético para vent atmosférico, no Caso Base, expresso em $t \text{ CO}_2/\text{ano}$

Substituindo os dados na equação acima obtem-se o seguinte resultado:

$$ECO_2gásnevab = 4 \text{ t CO}_2/\text{ano}$$

M3.5- Cálculo da emissão total do CO₂ eq. do sistema de vent atmosférico

O cálculo do Etotvab é obtido totalizando as parcelas M3.1, M3.2, M3.3 e M3.4. Dessa forma somando-se os dados, obtem-se:

$$\text{Etotvab} = 1,9 \times 10^5 \text{ t CO}_2/\text{ano}$$

Sendo Etotvab = emissão total do sistema de vent atmosférico, no Caso Base

M4- Emissão do CO₂ do sistema de alívio

M4.1- Emissão do CO₂ gerado pela combustão do gás, isento de CO₂ do sistema de alívio, em situações de contingência

QgáscontsCO₂alb = vazão de gás queimado isento de CO₂, em situações de contingência, no Caso Base

O cálculo de QgáscontsCO₂alb é obtido pela seguinte equação:

$$\text{QgáscontsCO}_2\text{alb} = \text{Qgáscontalb} \cdot (1 - (\text{TCO}_2\text{gáscontalb}/100))$$

Sendo:

QgáscontsCO₂alb expresso em m³/ano

Qgáscontalb = vazão de gás queimado, em situações de contingência, no Caso Base

Qgáscontalb = 2×10^7 m³/ano (vide item 7.2)

TCO₂gáscontalb = Teor de CO₂ do gás de contingência que é queimado pelo sistema de alívio, no Caso Base

TCO₂gáscontalb = 4 % vol (vide Tabela 7.1)

Substituindo os dados, tem-se:

$$\text{QgáscontsCO}_2\text{alb} = 1,9 \times 10^7 \text{ m}^3/\text{ano}$$

EgáscontsCO₂alb = emissão do CO₂ gerado pela combustão do gás combustível, isento de CO₂ do sistema de alívio, em situações de contingência, no caso Base

O cálculo de EgáscontsCO₂alb é obtido pela seguinte equação:

$$\text{EgáscontsCO}_2\text{alb} = \frac{\text{QgáscontsCO}_2\text{alb} \cdot f \cdot \text{MMgáscontalb} \cdot \text{PCIb}}{10^9 V}$$

Sendo:

EgáscontsCO₂alb expresso em t CO₂ eq./ano

f : fator de emissão do gás natural = 57 t CO₂ eq./TJ

O valor de f inclui o componente CO_2 (0,02 % vol), e de acordo com o simulador de processo Hysys teria aproximadamente o mesmo valor caso fosse desconsiderado tal componente da mistura gasosa.

PCIb : poder calorífico inferior do gás natural, no Caso Base = 49100 kJ/kg

O valor do PCIb foi obtido a partir da composição do gás natural utilizado no sistema de gás combustível (teor de CO_2 de 4 % vol).

MMgáscontalb: massa molar do gás queimado em situações de contingência = 19 kg/kmol

Logo, substituindo os dados na equação anterior obtem-se:

$$\text{EgáscontsCO}_2\text{alb} = 4,2 \times 10^4 \text{ t CO}_2 \text{ eq./ano}$$

M4.2- Emissão do CO_2 existente na composição do gás queimado em situações de contingência

Utiliza-se a seguinte equação abaixo para o cálculo desta emissão.

$\text{QCO}_2\text{gáscontalb}$ = vazão volumétrica de CO_2 no gás de contingência, no sistema de alívio, no Caso Base

$$\text{QCO}_2\text{gáscontalb} = \text{Qgáscontalb} \cdot (\text{TCO}_2\text{gáscontalb}/100)$$

Sendo:

$\text{QCO}_2\text{gáscontalb}$ expresso em t CO_2 eq./ano

Substituindo os dados, tem-se:

$$\text{QCO}_2\text{gáscontalb} = 8 \times 10^5 \text{ m}^3/\text{ano}$$

$\text{ECO}_2\text{gáscontalb}$ = emissão do CO_2 existente na composição do gás queimado do sistema de alívio, em situação de contingência, no Caso Base

O valor de $\text{ECO}_2\text{gáscontalb}$ é obtido pela equação abaixo:

$$\text{ECO}_2\text{gáscontalb} = \frac{\text{QCO}_2\text{gáscontalb} \cdot \text{MM}_{\text{CO}_2}}{1000 \cdot V}$$

Sendo $\text{ECO}_2\text{gáscontalb}$ expresso em t CO_2 eq./ano

Substituindo os dados na equação anterior obtem-se:

$$\text{ECO}_2\text{gáscontalb} = 1,5 \times 10^3 \text{ t CO}_2 \text{ eq./ano}$$

M4.3- Emissão do CO₂ gerado pela combustão do gás combustível, de uso não energético, isento de CO₂, queimado no sistema de alívio, no Caso Base

$Q_{\text{gáscombsCO}_2\text{alb}}$ = vazão volumétrica de gás combustível de uso não energético, isento de CO₂, queimado, no Caso Base

O cálculo da $Q_{\text{gáscombsCO}_2\text{alb}}$ é obtido pela seguinte equação:

$$Q_{\text{gáscombsCO}_2\text{alb}} = Q_{\text{gáscombalb}} \cdot (1 - (TCO_2\text{gascombneb}/100))$$

Sendo :

$Q_{\text{gáscombsCO}_2\text{alb}}$ expresso em m³/ano.

$Q_{\text{gáscombalb}}$ = vazão volumétrica de gás combustível não energético queimado no sistema de alívio, no Caso Base

$Q_{\text{gáscombneb}}$ = vazão volumétrica de gás combustível de uso não energético, no Caso Base

$Q_{\text{gáscombalb}} = 0,2 \cdot Q_{\text{gáscombneb}}$ (vide Tabela 7.1)

$TCO_2\text{gáscombneb}$ = teor de CO₂ do gás combustível não energético queimado no sistema de alívio, no Caso Base

$TCO_2\text{gáscombneb} = 0,02 \text{ \% vol}$ (vide Tabela 7.1)

O valor de $Q_{\text{gáscombneb}}$ (vide Figura 7.2) é igual a $77 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{d}$

Substituindo os dados acima na equação de cálculo de $Q_{\text{gáscombalb}}$, obtem-se:

$$Q_{\text{gáscombalb}} = 1,54 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d} = 5,6 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{ano}$$

$TCO_2\text{gáscontalb} = 4 \text{ \% vol}$ (vide Tabela 7.1)

Substituindo os dados na equação de cálculo de $Q_{\text{gáscombsCO}_2\text{alb}}$, tem-se:

$$Q_{\text{gáscombsCO}_2\text{alb}} = 5,4 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{ano}$$

$E_{\text{gáscombsCO}_2\text{alb}}$ = emissão do CO₂ gerado pela combustão do gás combustível, uso não energético, isento CO₂, queimado no sistema de alívio, no Caso Base

O valor da $E_{\text{gáscombsCO}_2\text{alb}}$ é obtida pela seguinte equação:

$$E_{\text{gáscombsCO}_2\text{alb}} = \frac{Q_{\text{gáscombsCO}_2\text{alb}} \cdot f \cdot MM_{\text{gáscombalb}} \cdot PCIb}{10^9 V}$$

Sendo:

$E_{\text{gáscombsCO}_2\text{alb}}$ expresso em t CO₂ eq./ano

f : fator de emissão do gás natural = $57 \text{ t CO}_2 \text{ eq./TJ}$

O valor de f inclui o componente CO₂ (0,02 % vol), e de acordo com o simulador de processo Hysys teria aproximadamente o mesmo valor caso fosse desconsiderado tal componente na mistura gasosa.

PCIb : poder calorífico inferior do gás natural, no Caso Base = 48920 kJ/kg

O valor do PCIb foi obtido a partir da composição do gás natural utilizado no sistema de gás combustível (teor de CO₂ de 4 % vol).

MMgáscombalb = massa molar do gás combustível em situações de contingência no caso base MMgáscombalb = 19 kg/kmol

Logo, substituindo os dados na equação acima obtem-se:

$$E_{\text{gáscombsCO}_2\text{alb}} = 1,2 \times 10^4 \text{ t CO}_2 \text{ eq./ano}$$

M4.4- Emissão do CO₂ existente na composição do gás combustível queimado no sistema de alívio

QCO₂gáscombalb = vazão volumétrica de CO₂ do gás combustível queimado, no sistema de alívio, no Caso Base, expresso em t CO₂ eq./ano

Utiliza-se a seguinte equação abaixo para o cálculo da QCO₂gáscombalb.

$$QCO_2\text{gáscombalb} = Q_{\text{gáscombalb}} \cdot (TCO_2\text{gáscombneb}/100))$$

Substituindo os dados, tem-se:

$$QCO_2\text{gáscombalb} = 2 \times 10^5 \text{ m}^3/\text{ano}$$

ECO₂gáscombalb = emissão do CO₂ existente na composição do gás queimado em situação de contingência, no Caso Base

O valor de ECO₂gáscombalb é obtido pela equação abaixo:

$$ECO_2\text{gáscombalb} = \frac{QCO_2\text{gáscombalb} \cdot MM_{CO_2}}{1000 V}$$

Sendo ECO₂gáscombalb expresso em t CO₂ eq./ano

Substituindo os dados na equação acima obtem-se:

$$ECO_2\text{gáscombalb} = 367 \text{ t CO}_2 \text{ eq./ano}$$

M4.5- Emissão total de CO₂ eq.do sistema de alívio

A emissão total de CO₂ equivalente do sistema de alívio, no Caso Base (Etotalb) é obtida pela soma das emissões obtidas nos itens M4.1, M4.2, M4.3 e M4.4.

Sendo assim, obtem-se:

$$E_{\text{totalb}} = 0,56 \times 10^5 \text{ t CO}_2 \text{ eq./ano}$$

MEMÓRIA DE CÁLCULO (CASO PRIMEIRA PROPOSIÇÃO)

M5- Emissão do CO₂ do sistema de geração de energia elétrica

M5.1- Emissão do CO₂ oriundo da combustão do gás combustível, de uso energético, isento de CO₂

Q_{gelsCO_2p1} = vazão volumétrica anual de gás combustível, de uso energético, isento de CO₂ na Primeira Proposição, expresso em m³/ano

$TCO_2gásturbelp1$ = teor de CO₂ existente no gás combustível de uso energético consumido pelas turbinas de geração de energia elétrica, na Primeira Proposição

$TCO_2gásturbelp1 = 4,8 \text{ \% vol}$ (vide Tabela 7.3)

$Q_{totgelp1}$ = vazão volumétrica total anual de gás combustível de uso energético, na Primeira Proposição, expresso em m³/ano

$Q_{totgelp1} = 266 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{d}$ (Vide Figura 7.6) = $0,97 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{ano}$

Q_{gelsCO_2p1} = vazão volumétrica anual de gás combustível, de uso energético, isento de CO₂, na Primeira Proposição

Utiliza-se a seguinte equação abaixo para o cálculo da Q_{gelsCO_2p1}

$Q_{gelsCO_2p1} = (1 - (TCO_2gásturbelp1/100)) \cdot Q_{totgelp1}$

Substituindo os dados na equação acima obtém-se:

$Q_{gelsCO_2p1} = 0,92 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{ano}$

E_{gelsCO_2p1} = emissão do CO₂ gerada pela combustão do gás combustível de uso energético, isento de CO₂, na Primeira Proposição

O valor de E_{gelsCO_2p1} é obtido pela equação abaixo:

$$E_{gelsCO_2p1} = \frac{Q_{gelsCO_2p1} \cdot MM_{gáscomb} \cdot f \cdot PCI_{p1}}{10^9 \cdot V}$$

Sendo :

E_{gelsCO_2} expresso em t CO₂/ano

V = Volume molar do gás natural nas condições de 100 kPa e 20 °C = 24 m³/kmol

$MM_{gáscomb}$ = massa molar do gás combustível no Caso Base = 19,08 kg/kmol

f = fator de emissão do gás natural⁶⁹ = 57 t CO₂ eq./TJ

PCI_{p1} = poder calorífico inferior do gás⁷⁰ combustível, da Primeira Proposição

⁶⁹ Inclui o componente CO₂ (0,02 % vol) e de acordo com o simulador de processo Hysys teria aproximadamente o mesmo valor caso fosse desconsiderado tal componente.

$$PCI_{p1} = 43900 \text{ kJ/kg}$$

Substituindo os dados acima na equação apresentada anteriormente obtém-se:

$$E_{gelsCO_2p1} = 1,8 \times 10^5 \text{ t CO}_2 \text{ eq./ano}$$

M5.2- Emissão de CO₂ existente no gás combustível de uso energético

Q_{gelsCO_2p1} = vazão volumétrica anual do CO₂ existente no gás combustível de uso energético, da Primeira Proposição

$TCO_{2gásturbelp1}$ = Teor de CO₂ existente no gás combustível de uso energético, na Primeira Proposição

O valor de Q_{CO_2gelp1} é obtido pela seguinte equação:

$$Q_{CO_2gelp1} = (TCO_{2gásturbelp1}/100) \cdot Q_{totgelp1}$$

$$Q_{CO_2gelp1} = 4,6 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{ano}$$

E_{gelCO_2p1} = emissão do CO₂ existente na composição do gás combustível de uso energético, da Primeira Proposição

O valor de E_{gelCO_2p1} é obtido pela seguinte equação:

$$E_{gelCO_2p1} = \frac{Q_{CO_2gelp1} \cdot MM_{CO_2}}{1000 \cdot V}$$

$$E_{gelCO_2p1} = 8,4 \times 10^3 \text{ t CO}_2/\text{ano}$$

⁷⁰ Valor obtido a partir da composição do gás natural utilizado no sistema de gás combustível (teor de CO₂ de 4 % vol).

M.5.3- Emissão evitada de CO₂

A emissão evitada do CO₂ do sistema de geração de energia elétrica, na Primeira Proposição (WCO₂UCO₂p1), que alimenta uma torre contactora da Unidade de Remoção de CO₂ é obtida pela equação abaixo:

$$WCO_2UCO_2p1 = \frac{WCO_2CPp1 \cdot 365 \cdot feop \cdot fd}{1000}$$

Sendo:

WCO₂UCO₂p1 = vazão mássica de CO₂ capturado na Primeira Proposição

WCO₂UCO₂p1 expresso em t CO₂/ano

WCO₂CPp1 = 51333 kg/d (vide Tabela 7.4)

feop = fator de eficiência operacional da turbina que possui sistema de captação de gases de combustão

feop = 0,90

fd = fator de disponibilidade da torre contactora da Unidade de Remoção de CO₂

fd = 0,83

Substituindo os dados na equação anterior obtém-se a emissão evitada de CO₂ do sistema de geração de energia elétrica.

$$WCO_2UCO_2p1 = 1,4 \times 10^4 \text{ t CO}_2 \text{ eq./ano}$$

M5.4- Emissão total do sistema de geração de energia elétrica

Etotgelp1 = emissão total do CO₂ do sistema de geração de energia elétrica da Primeira Proposição

O valor de Etotgelp1 é obtida pela equação abaixo:

$$Etotgelp1 = EgelsCO_2p1 + EgelCO_2p1 - WCO_2UCO_2p1$$

Substituindo os valores na equação acima obtém-se:

$$Etotgelp1 = 1,7 \times 10^5 \text{ t CO}_2 \text{ eq./ ano}$$

M6- Emissão do CO₂ do sistema de remoção de CO₂ (Primeira Proposição)

M6.1- Cálculo da vazão volumétrica de CO₂ na entrada das torres contactoras

$Q_{CO_2tentUCO_2p1}$ = vazão volumétrica total de CO₂ que alimenta as duas torres contactoras, na Primeira Proposição

A vazão volumétrica total de CO₂ que alimenta as duas torres contactoras, na Primeira Proposição é obtida pela seguinte equação:

$$Q_{CO_2tentUCO_2p1} = Q_{CO_2pentUCO_2p1} + Q_{CO_2centUCO_2p1}$$

Sendo :

$Q_{CO_2tentUCO_2p1}$ expresso em m³/d

$Q_{CO_2pentUCO_2p1}$ = vazão volumétrica de CO₂ existente no gás produzido que alimenta uma das torres contactora, na Primeira Proposição, expresso em m³/d

$Q_{CO_2centUCO_2p1}$ = vazão volumétrica de CO₂ existente no gás de combustão capturado, que alimenta uma das torres contactora, na Primeira Proposição, expresso em m³/d

$$Q_{gásentUCO_2p1} = Q_{gásprod1} + Q_{gáslift1} - Q_{cond1stp1} - Q_{totgelp1} - Q_{desUCO_2p1}$$

$$Q_{CO_2centUCO_2p1} = Q_{gáscpelp1} \cdot (TCO_2cpelp1/100) \cdot (305/365)$$

Sendo:

$Q_{gásentUCO_2p1}$ = vazão volumétrica de gás produzido na entrada de uma das torres contactoras da Unidade de Remoção de CO₂, na Primeira Proposição

$Q_{gáscpelp1}$ = vazão volumétrica do gás de combustão capturado, oriundo de uma das turbinas de geração de energia elétrica, da Primeira Proposição, expresso em m³/d

$$Q_{gáscpelp1} = 1 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{d} \text{ (vide Tabela 7.3)}$$

Q_{desUCO_2p1} = vazão volumétrica de CO₂ na saída da torre regeneradora, na Primeira Proposição

$TCO_2cpelp1$ = Teor de CO₂ existente no gás de combustão capturado, oriundo de uma das turbinas de geração de energia elétrica, na Primeira Proposição = 2,8 % vol (vide Tabela 7.3)

Substituindo estes dados na equação anterior obtém-se:

$$Q_{CO_2centUCO_2p1} = 2,3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$$

$Q_{gásprod1}$ = vazão volumétrica do gás produzido, da Primeira Proposição

$$Q_{gásprod1} = 2,0 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{d} \text{ (vide Tabela 7.3)}$$

$Q_{gáslift1}$ = vazão volumétrica de gás lift, da Primeira Proposição

$$Q_{gáslift1} = 0,8 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{d} \text{ (vide Tabela 7.3)}$$

$Q_{cond1stp1}$ = vazão volumétrica de condensado do 1º estágio dos compressores da Primeira Proposição

$$Q_{cond1stp1} = 84 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{d} \text{ (vide Figura 7.6)}$$

$Q_{cond2stp1}$ = vazão volumétrica de condensado do 2º estágio dos compressores, da Primeira Proposição

$$Q_{cond2stp1} = 23 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{d} \text{ (vide Figura 7.6)}$$

$Q_{totgelp1}$ = vazão volumétrica total anual de gás combustível de uso energético, na Primeira Proposição

$$Q_{totgelp1} = 332 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{d} \text{ (Vide Figura 7.6)}$$

Q_{desUCO_2p1} = vazão volumétrica de gás que desvia de uma das torres contactora da Unidade de Remoção de CO_2 , da Primeira Proposição

$$Q_{desUCO_2p1} = 1141 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{d} \text{ (vide Figura 7.6)}$$

Substituindo os dados na equação de cálculo de $Q_{gásentUCO_2p1}$ obtem-se:

$$Q_{gásentUCO_2p1} = 1,2 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$$

O valor de $Q_{CO_2pentUCO_2p1}$ é obtido pela equação abaixo:

$$Q_{CO_2pentUCO_2p1} = Q_{gásentUCO_2p1} \cdot TCO_{2entUCO_2p1}$$

$TCO_{2entUCO_2p1}$ = Teor de CO_2 existente no gás produzido de uma das torres contactora da Unidade de Remoção de CO_2 , na Primeira Proposição

$$TCO_{2entUCO_2p1} = 4 \% \text{ vol} \text{ (vide item 7.2)}$$

Logo substituindo tais valores na equação acima, obtem-se:

$$Q_{CO_2pentUCO_2p1} = 1,2 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{d} \cdot (4 / 100)$$

$$Q_{CO_2pentUCO_2p1} = 48 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{d}$$

Logo, substituindo os dados obtidos na equação de cálculo de $Q_{CO_2tentUCO_2p1}$, apresentada anteriormente, obtem-se:

$$Q_{CO_2tentUCO_2p1} = Q_{CO_2pentUCO_2p1} + Q_{CO_2cpentUCO_2p1} = 71 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{d}$$

M6.2- Cálculo da vazão volumétrica de CO₂ na saída das torres contactora

a) Cálculo da vazão volumétrica de CO₂ na saída das torres contactoras

A vazão volumétrica total de CO₂ existente na mistura gasosa, na saída das duas torres contactoras é obtida pela seguinte equação abaixo:

$$Q_{CO_2\text{saídaUCO}_2p1} = Q_{CO_2\text{psaídaUCO}_2p1} + Q_{CO_2\text{cpsaídaUCO}_2p1}$$

Sendo :

$Q_{CO_2\text{saídaUCO}_2p1}$ = vazão volumétrica total de CO₂ na saída das duas torres contactora na Primeira Proposição

$Q_{CO_2\text{psaídaUCO}_2p1}$ = vazão volumétrica de CO₂ existente no gás produzido de saída de uma das torres contactora, na Primeira Proposição

$Q_{CO_2\text{cpsaídaUCO}_2p1}$ = vazão volumétrica de CO₂ existente no gás de combustão capturado, de saída de uma das torres contactora, na Primeira Proposição

$Q_{\text{gáspsaídaUCO}_2p1}$ = vazão volumétrica do gás produzido, na saída de uma das torres contactora na Primeira Proposição ($Q_{\text{gáspsaídaUCO}_2p1}$)

O valor de $Q_{\text{gáspsaídaUCO}_2p1}$ é obtida pela seguinte equação:

$$Q_{\text{gáspsaídaUCO}_2p1} = 0,97 \cdot Q_{\text{gásentUCO}_2p1}$$

Substituindo os dados na equação acima obtém-se :

$$Q_{\text{gáspsaídaUCO}_2p1} = 1,2 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$$

O valor de $Q_{CO_2\text{psaídaUCO}_2p1}$ é obtido pela seguinte equação abaixo:

$$Q_{CO_2\text{psaídaUCO}_2p1} = Q_{\text{gásentUCO}_2p1} \cdot 0,97 \cdot (TCO_{2\text{psaídaUCO}_2p1}/100)$$

Logo, substituindo tais valores na equação acima, obtém-se:

$$Q_{CO_2\text{psaídaUCO}_2p1} = 1,2 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{d} \cdot 0,97 \cdot (0,02/100)$$

$$Q_{CO_2\text{psaídaUCO}_2p1} = 233 \text{ m}^3/\text{d}$$

$Q_{\text{gáscpsaídaUCO}_2p1}$ = vazão volumétrica do gás de combustão capturado, na saída de uma das torres contactora, na Primeira Proposição.

O valor de $Q_{\text{gáscpsaídaUCO}_2p1}$ é obtida pela seguinte equação:

$$Q_{\text{gáscpsaídaUCO}_2p1} = 0,97 \cdot Q_{\text{gáscpelp1}} \quad (\text{vide Tabela 7.3})$$

Sendo:

Substituindo os dados na equação acima obtém-se :

$$Q_{\text{gáscpsaídaUCO}_2p1} = 970 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{d}$$

O valor de $Q_{CO_2\text{cpsaídaUCO}_2p1}$ é obtido pela seguinte equação abaixo:

$$Q_{CO_2\text{cpsaídaUCO}_2p1} = Q_{\text{gáscpsaídaUCO}_2p1} \cdot (TCO_{2\text{cpsaídaUCO}_2p1}/100)$$

Os valores de $Q_{g\acute{a}spsaidaUCO_2p1}$ e $TCO_{2cpsaidaUCO_2p1}$ estão disponíveis na Tabela 7.4.

Logo, substituindo tais valores na equação acima, obtém-se:

$$Q_{CO_2cpsaidaUCO_2p1} = 970 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{d} \cdot (0,02/100)$$

$$Q_{CO_2cpsaidaUCO_2p1} = 194 \text{ m}^3/\text{d}$$

Conforme apresentado anteriormente, a vazão de CO_2 existente na saída de ambas as torres contactoras é a soma entre $Q_{CO_2psaidaUCO_2p1}$ e $Q_{CO_2cpsaidaUCO_2p1}$. Logo substituindo os dados, obtém-se:

$$Q_{CO_2saidaUCO_2p1} = 427 \text{ m}^3/\text{d}$$

M6.3- Cálculo da vazão volumétrica de CO_2 na saída da torre regeneradora

A vazão volumétrica de CO_2 na saída da torre regeneradora na Primeira Proposição ($Q_{descUCO_2p1}$), que é comum as duas torres contactoras (vide Figura 7.9) é obtida através de balanço material para o componente CO_2 . A equação global de balanço material é apresentada abaixo:

$$Q_{descUCO_2p1} = Q_{CO_2entUCO_2p1} - Q_{CO_2saidaUCO_2p1}$$

Substituindo os dados obtidos anteriormente na equação acima obtém-se:

$$Q_{descUCO_2p1} = 71 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{d} = 2,6 \times 10^7 \text{ m}^3/\text{ano}$$

M6.4- Cálculo da vazão volumétrica na entrada do compressor booster

As equações de balanço material deste sistema são apresentadas abaixo:

$$Q_{ap1} \cdot (TCO_{2ap1}/100) + Q_{bp1} \cdot (TCO_{2bp1}/100) + Q_{cp1} \cdot (TCO_{2cp1}/100) = Q_{CO_2entbtp1}$$

$$Q_{ap1} \cdot (TH_{2Oap1}/100) + Q_{bp1} \cdot (TH_{2Obp1}/100) + Q_{cp1} \cdot (TH_{2Ocp1}/100) = Q_{H_2Oentbtp1}$$

$$Q_{ap1} \cdot (THCap1/100) + Q_{bp1} \cdot (THCbp1/100) + Q_{cp1} \cdot (THCcp1/100) = Q_{HCentbtp1}$$

$$Q_{CO_2btp1} + Q_{H_2Obtp1} + Q_{HCbtp1} = Q_{entbtp1}$$

Sendo que:

Q_{ap1} = vazão volumétrica do gás de selagem dos compressores ventilado pelo sistema de vent atmosférico, na Primeira Proposição

TCO_{2ap1} = Teor de CO_2 na corrente de vent atmosférico, na Primeira Proposição

Q_{bp1} = vazão volumétrica de gás ventilado pelo sistema de vent da Unidade de Remoção de CO_2 que segue para o compressor booster, na Primeira Proposição

TCO_{2bp1} = Teor de CO_2 na corrente de vent da Unidade de Remoção de CO_2 , na Primeira Proposição

Q_{cp1} = vazão volumétrica de CO_2 na corrente de alívio do sistema de gás combustível de uso não energético, na Primeira Proposição

TCO_{2cp1} = Teor de CO_2 na corrente de alívio do sistema de gás combustível de uso não energético, na Primeira Proposição

$QCO_{2entbtp1}$ = vazão volumétrica de CO_2 na entrada do compressor booster na Primeira Proposição

QH_2O_{ap1} = vazão volumétrica de H_2O na corrente de vent atmosférico, na Primeira Proposição

TH_2O_{ap1} = Teor de H_2O na corrente de vent atmosférico, na Primeira Proposição

QH_2O_{bp1} = vazão volumétrica de H_2O na corrente de vent da Unidade de Remoção de CO_2 , na Primeira Proposição

TH_2O_{bp1} = Teor de H_2O na corrente de vent da Unidade de Remoção de CO_2 , na Primeira Proposição

QH_2O_{cp1} = vazão volumétrica de H_2O na corrente de alívio do sistema de gás combustível de uso não energético, na Primeira Proposição

TH_2O_{cp1} = Teor de H_2O na corrente de alívio do sistema de gás combustível de uso não energético, na Primeira Proposição

$QH_2O_{entbtp1}$ = vazão volumétrica de H_2O na entrada do compressor booster na Primeira Proposição

QHC_{ap1} = vazão volumétrica de hidrocarbonetos na corrente de vent atmosférico, na Primeira Proposição

QHC_{bp1} = vazão volumétrica de hidrocarbonetos na corrente de vent da Unidade de Remoção de CO_2 , na Primeira Proposição

QHC_{cp1} = vazão volumétrica de hidrocarbonetos na corrente de alívio do sistema de gás combustível de uso não energético, na Primeira Proposição

$QHC_{entbtp1}$ = vazão volumétrica de hidrocarbonetos na entrada do compressor booster, na Primeira Proposição

$Q_{entbtp1}$ = vazão volumétrica de gás na entrada do compressor booster na Primeira Proposição

THC_{ap1} = Teor de Hidrocarbonetos na corrente de vent atmosférico, na Primeira Proposição

THC_{bp1} = Teor de Hidrocarbonetos na corrente de vent da Unidade de Remoção de CO_2 , na Primeira Proposição

THCcp1 = Teor de Hidrocarbonetos na corrente de alívio do sistema de gás combustível de uso não energético, na Primeira Proposição

O valor de $QH_2O_{entbtp1}$ é obtido pela seguinte equação:

$$QH_2O_{entbtp1} = Q_{descUCO_2p1} / 1,5$$

Substituindo o valor de $Q_{descUCO_2p1}$ na equação acima obtém-se:

$$QH_2O_{entbtp1} = 47333 \text{ m}^3/\text{d}$$

A vazão volumétrica de gás ventilado pelo sistema de vent da Unidade de Remoção de CO_2 , que segue para o compressor booster (Q_{bp1}) pode ser obtida pela seguinte equação abaixo

$$Q_{bp1} = QH_2O_{entbtp1} + Q_{descCO_2p1} - Q_{recejtp1}$$

Sendo:

$Q_{recejtp1}$ = vazão volumétrica de reciclo para os ejetores, oriundo do vent da unidade de remoção de CO_2 , na Primeira Proposição

$$Q_{recejtp1} = 19000 \text{ m}^3/\text{d} \text{ (vide Figura 7.6)}$$

A equação de cálculo de Q_{bp1} foi desenvolvida a partir da simulação com o Hysys onde os Teores de CO_2 (TCO_{2bp1}) e de H_2O (TH_{2Obp1}) obtidos foram respectivamente de 60 e 40 % vol.

Substituindo os dados obtidos anteriormente na equação de cálculo de Q_{bp1} obtém-se:

$$Q_{bp1} = 99333 \text{ m}^3/\text{d}$$

De acordo com a Tabela 7.3, Figuras 7.6 e 7.7, itens M6.1, M6.2 e M6.3, foi possível elaborar a composição das três correntes que alimentam o compressor booster:

Corrente	$Q_{entbtp1}$ (m^3/d)	$Q_{CO_2entbtp1}$ (m^3/d)	$QH_2O_{entbtp1}$ (m^3/d)	$QH_{Centbtp1}$ (m^3/d)
Vent atmosférico (a)	15000	600	150	14250
Vent Unidade Remoção CO_2 (b)	99333	59600	39733	0
Alívio do sistema de gás combustível de uso não energético (c)	26584	1063	266	25255
Total	140917	61263	40149	39505

M6.5- Cálculo da vazão volumétrica de líquido removido no compressor booster

Foi utilizado o simulador Hysys 3.2, como referência para a elaboração das equações apresentadas abaixo:

$$Q_{líqbt1} = Q_{entbt1} \cdot 0,03$$

Substituindo o valor de Q_{entbt1} na equação acima obtém-se:

$$Q_{líqbt1} = 140917 \cdot 0,03 \text{ m}^3/\text{d} = 4228 \text{ m}^3/\text{d} \text{ (gás equivalente)}$$

$$Q_{líqbt1} = Q_{H_2O_{líqbt1}} + Q_{HCl_{líqbt1}}$$

$$Q_{H_2O_{líqbt1}} = 0,5 \cdot Q_{líqbt1}$$

Substituindo o valor de $Q_{líqbt1}$ na equação acima obtém-se:

$$Q_{H_2O_{líqbt1}} = 2114 \text{ m}^3/\text{d} \text{ (gás equivalente)}$$

$$Q_{HCl_{líqbt1}} = 0,5 \cdot Q_{líqbt1}$$

Substituindo o valor de $Q_{líqbt1}$ na equação acima obtém-se:

$$Q_{HCl_{líqbt1}} = 2114 \text{ m}^3/\text{d} \text{ (gás equivalente)}$$

Sendo que:

$Q_{líqbt1}$ = vazão volumétrica de líquido retirado no compressor booster, na Primeira Proposição

$Q_{H_2O_{líqbt1}}$ = vazão volumétrica de água presente na fase líquida, retirada no compressor booster, na Primeira Proposição

$Q_{HCl_{líqbt1}}$ = vazão volumétrica de hidrocarbonetos presente na fase líquida, retirada no compressor booster, na Primeira Proposição

M6.6- Cálculo da vazão volumétrica na saída do compressor booster

$$Q_{saídabt1} = Q_{entbt1} \cdot 0,97$$

$$Q_{CO_2_{saídabt1}} = Q_{CO_2_{entbt1}}$$

$$Q_{H_2O_{saídabt1}} = Q_{H_2O_{entbt1}} - Q_{H_2O_{líqbt1}}$$

$$Q_{HCl_{saídabt1}} = Q_{HCl_{entbt1}} - Q_{HCl_{líqbt1}}$$

$$Q_{saídabt1} = Q_{CO_2_{saídabt1}} + Q_{H_2O_{saídabt1}} + Q_{HCl_{saídabt1}}$$

Sendo que:

$Q_{saídabt1}$ = vazão volumétrica de gás na saída do compressor booster, na Primeira Proposição

$QCO_2\text{saídabtp1}$ = vazão volumétrica de CO_2 na saída do compressor booster, na Primeira Proposição

$QH_2O\text{saídabtp1}$ = vazão volumétrica de H_2O na saída do compressor booster, na Primeira Proposição

$QHC\text{saídabtp1}$ = vazão volumétrica de hidrocarbonetos na saída do compressor booster, na Primeira Proposição

De acordo com a Tabela 7.4 e a Figura 7.7, foi possível elaborar a composição da corrente de saída do compressor booster.

Corrente	$Q\text{saídabtp1}$ (m^3/d)	$QCO_2\text{saídabtp1}$ (m^3/d)	$QH_2O\text{saídabtp1}$ (m^3/d)	$QHC\text{saídabtp1}$ (m^3/d)
Saída Compressor Booster	136689	61263	38035	37391

M6.7- Cálculo da vazão volumétrica de gás na saída da unidade de desidratação

$$QCO_2\text{saídaUDESp1} = QCO_2\text{saídabtp1}$$

$$QCO_2\text{saídaUDESp1} = 61263 \text{ m}^3/d$$

$$QH_2O\text{saídaUDESp1} = 0$$

$$QHC\text{saídaUDESp1} = QHC\text{saídabtp1}$$

$$QHC\text{saídaUDESp1} = 37391 \text{ m}^3/d$$

$$Q\text{saídaUDESp1} = QCO_2\text{saídaUDESp1} + QHC\text{saídaUDESp1}$$

$$Q\text{saídaUDESp1} = 98654 \text{ m}^3/d$$

Sendo que :

$QCO_2\text{saídaUDESp1}$ = vazão volumétrica de CO_2 na saída da unidade de desidratação na Primeira Proposição

$QHC\text{saídaUDESp1}$ = vazão volumétrica de hidrocarbonetos na saída da unidade de desidratação, na Primeira Proposição

$QH_2O\text{saídaUDESp1}$ = vazão volumétrica de água na saída da unidade de desidratação na Primeira Proposição

M6.8- Cálculo da vazão volumétrica de gás na saída do compressor de re-injeção e do respectivo teor de CO₂

$$Q_{saídacopinj1} = Q_{entcopinj1} \cdot 0,97$$

$$Q_{entcopinj1} = Q_{saidaUESp1}$$

$$Q_{CO_2saídacopinj1} = Q_{CO_2saidaUESp1}$$

$$Q_{HCSaídacopinj1} = Q_{HCSaidaUESp1} - Q_{HClqcpinj1}$$

$$Q_{HCSaídacopinj1} = Q_{saídacopinj1} - Q_{CO_2saídacopinj1}$$

$$Q_{saídacopinj1} = Q_{CO_2saídacopinj1} + Q_{HCSaídacopinj1}$$

Sendo que:

$Q_{saídacopinj1}$ = vazão volumétrica total de gás na saída do compressor de re-injeção na Primeira Proposição

$Q_{entcopinj1}$ = vazão volumétrica total de gás na entrada do compressor de re-injeção na Primeira Proposição

$Q_{CO_2saídacopinj1}$ = vazão volumétrica de CO₂ na saída do compressor de re-injeção na Primeira Proposição

$Q_{HCSaídacopinj1}$ = vazão volumétrica de hidrocarbonetos na saída do compressor de re-injeção, na Primeira Proposição

$Q_{HClqcpinj1}$ = vazão volumétrica de hidrocarbonetos na fase líquida removido pelo compressor de re-injeção, na Primeira Proposição

$TCO_2saídacopinj1$ = teor de CO₂ presente na mistura gasosa re-injetada, em reservatório geológico da área de concessão do projeto, da Primeira Proposição

O valor de $TCO_2saídacopinj1$ representa o teor de CO₂ existente na composição do gás de saída do compressor de re-injeção na Primeira Proposição, sendo calculado pela seguinte equação:

$$TCO_2saídacopinj1 = (Q_{CO_2saídacopinj1} / Q_{saídacopinj1}) \cdot 100$$

Sendo que :

$TCO_2saídacopinj1$ é expresso em % vol.

De acordo com a Tabela 7.3, Figura 7.7 e item M6.7, foi possível elaborar a composição da corrente de saída do compressor de re-injeção.

Corrente	Qsaiadacpinjp1 (m ³ /d)	QCO ₂ saiadacpinjp1 (m ³ /d)	QHCsaiadacpinjp1 (m ³ /d)
Saída do compressor de re-injeção	95694	61263	34431

QHClíqcpinjp1 = vazão dos hidrocarbonetos líquidos removidos pelo compressor de re-injeção, na Primeira Proposição

O valor de QHClíqcpinjp1 é calculada pela equação abaixo:

$$QHClíqcpinjp1 = QHCsaídabtp1 - QHCsaídacpinjp1$$

Substituindo os dados na equação acima obtém-se:

$$QHClíqcpinjp1 = (37391 - 34431) \text{ m}^3/\text{d} = 2960 \text{ m}^3/\text{d} \text{ (gás equivalente)}$$

O valor de TCO₂saiadacpinjp1 é calculado pela equação apresentada anteriormente, cujo resultado é:

$$TCO_2\text{saídacpinjp1} = 64 \% \text{ vol}$$

M6.9- Cálculo da vazão de re-injeção da mistura gás e CO₂ incluindo cenário de contingência e exportação de gás

De acordo com a Tabela 7.3, Figura 7.7 e item M6.7, a vazão de re-injeção recebe a contribuição dos eventos de contingência, com as seguintes vazões volumétricas diárias:

a) Reservatório geológico 1:

De acordo com o item 7.2, a vazão de gás de contingência, disponível para re-injeção no reservatório geológico1 é de $1 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$, durante 10 dias ao ano. Dessa forma pode-se obter a vazão total injetada neste reservatório através dos seguintes cálculos:

$$\text{Volume anual injetado (10 dias de contingência)} = 1 \times 10^7 \text{ m}^3$$

Qgáscontres1p1 = Vazão volumétrica média de gás de contingência re-injetado em reservatório geológico 1 por ano, na primeira proposição

$$Qgáscontres1p1 = 1 \times 10^7 / 365 \text{ m}^3/\text{d} = 27397 \text{ m}^3/\text{d}$$

Qtotreinjres1p1 = vazão volumétrica média diária total de gás re-injetado em reservatório geológico 1, por ano, na primeira proposição

$$Qtotreinjres1p1 = Qgáscontres1p1 + Qsaiadacpinjp1$$

Substituindo os dados obtidos anteriormente na equação acima obtém-se:

$$Q_{\text{totreinjres1p1}} = 27397 + 95694 \text{ m}^3/\text{d}$$

$$Q_{\text{totreinjres1p1}} = 123091 \text{ m}^3/\text{d}$$

Este reservatório não apresenta limitação quanto ao teor de CO_2 existente na mistura gasosa re-injetada, pois o mesmo se encontra desidratado. Tal condição elimina a possibilidade de desgaste (corrosão) em tubulações e equipamentos submarinos. Nesta situação, ao final de cada ano, o teor de CO_2 existente neste reservatório geológico é obtido pela equação a seguir:

$$\text{TCO}_{2\text{res1p1}} = ((Q_{\text{CO}_2\text{saídacpinj1}} + \text{CO}_{2\text{contres1p1}}) / Q_{\text{totreinjres1p1}}) \cdot 100$$

$$Q_{\text{CO}_2\text{contres1p1}} = \frac{Q_{\text{gáscontres1p1}} \cdot \text{TCO}_{2\text{gáscontres1p1}}}{100}$$

Sendo que:

$\text{TCO}_{2\text{res1p1}}$ = teor de CO_2 existente no reservatório geológico 1, na Primeira Proposição

$\text{TCO}_{2\text{res1p1}}$ expresso em % vol

$Q_{\text{gáscontres1p1}}$ = vazão volumétrica média de gás de contingência re-injetado em reservatório geológico 1, por ano, na Primeira Proposição

$Q_{\text{CO}_2\text{contres1p1}}$ = vazão volumétrica de CO_2 do gás de contingência re-injetado no reservatório geológico 1, na Primeira Proposição

$Q_{\text{CO}_2\text{contres1p1}}$ expresso em m^3/d

$\text{TCO}_{2\text{gáscontres1p1}}$ = teor de CO_2 existente no gás de contingência re-injetado no reservatório geológico 1, na Primeira Proposição

$$\text{TCO}_{2\text{gáscontres1p1}} = 2 \text{ \% vol}$$

Substituindo os dados na equação obtém-se:

$$Q_{\text{CO}_2\text{contres1p1}} = 27397 \cdot 2 / 100 = 548 \text{ m}^3/\text{d}$$

$$\text{TCO}_{2\text{res1p1}} = 50 \text{ \% vol}$$

Reservatório geológico 2:

De acordo com o item 7.2, a vazão de gás de contingência disponível para armazenamento no reservatório geológico 2 é de $1 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$, durante 10 dias ao ano. Dessa forma pode-se obter a vazão total injetada neste reservatório através dos seguintes cálculos:

$$\text{Volume anual injetado (10 dias de contingência)} = 1 \times 10^7 \text{ m}^3/\text{d}$$

$Q_{\text{gáscontres2p1}}$ = vazão volumétrica média de gás de contingência re-injetado em reservatório geológico 2, por ano, na Primeira Proposição

$$Q_{\text{gáscontres2p1}} = 1 \times 10^7 / 365 \text{ m}^3/\text{d} = 27397 \text{ m}^3/\text{d}$$

Acrescenta-se ainda a limitação do teor de CO₂ presente na mistura gasosa re-injetada (máximo 2 % vol), devido à necessidade de atendimento a Portaria nº104/2002 da ANP. Tal condição é assegurada uma vez que a re-injeção é realizada através do sistema de compressão já existente, com teor de CO₂ especificado em 2 % vol, não sendo oriundo do compressor de re-injeção (vide Figuras 7.6 e 7.7).

Quando necessária, a sua produção (atendimento demanda do mercado), parte do volume armazenado é transferido através de tubulação (mesma usada para a re-injeção) para a rede de exportação existente.

Reservatório externo a concessão:

Esta condição é eventual, sendo viabilizada apenas em casos de indisponibilidade de re-injeção nos reservatórios citados anteriormente e da disponibilidade de capacidade de compressão, na instalação marítima que possui reservatório de armazenamento (externo a concessão do projeto). Da mesma forma que no caso anterior, existe limitação quanto ao teor de CO₂ presente na mistura gasosa re-injetada (máximo 2 % vol), devido à necessidade de atendimento a Portaria nº104/2002 da ANP.

M6.10- Emissão de CO₂ oriundo da combustão do gás combustível (uso não energético) isento de CO₂, que é enviado para sistema de alívio

$Q_{\text{gáscombnealsCO}_2\text{p1}}$ = vazão volumétrica anual de gás combustível, de uso não energético, isento de CO₂, na Primeira Proposição

$\text{TCO}_2\text{gáscombnep1}$ = teor de CO₂ do gás combustível de uso não energético queimado no sistema de alívio, na Primeira Proposição

$\text{TCO}_2\text{gáscombnep1}$ = 33 % vol (vide Tabela 7.3)

$Q_{\text{totgnealp1}}$ = vazão volumétrica total anual de gás combustível de uso não energético do sistema de alívio, na Primeira Proposição

$Q_{\text{totgnealp1}}$ = 0,2 . Q_{combnep1} (vide Tabela 7.3)

Sendo:

Q_{combnep1} = vazão volumétrica de gás combustível de uso não energético, na Primeira Proposição

Q_{combnep1} = 66000 m³/d (vide Figura 7.6)

Substituindo o dado acima na equação de $Q_{\text{totgnealp1}}$ obtem-se:

$Q_{\text{totgnealp1}}$ = 13200 m³/d = 4,8 x 10⁶ m³/ano

Utiliza-se a seguinte equação abaixo para o cálculo da $Q_{g\acute{a}s\text{c}b\text{nealsCO}_2p1}$

$$Q_{g\acute{a}s\text{c}b\text{nealsCO}_2p1} = (1 - (TCO_2 \text{ g\acute{a}scomb\text{ne}p1}/100)) \cdot Q_{\text{totg\text{neal}p1}}$$

Substituindo os dados na equação acima obtém-se:

$$Q_{g\acute{a}s\text{c}b\text{nealsCO}_2p1} = 3,2 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{ano}$$

$E_{g\text{nealsCO}_2p1}$ = emissão do CO_2 a partir da combustão do gás combustível de uso não energético, isento de CO_2 , da Primeira Proposição

O valor de $E_{g\text{nealsCO}_2p1}$ é obtido pela seguinte equação:

$$E_{g\text{nealsCO}_2p1} = \frac{Q_{g\acute{a}s\text{c}b\text{nealsCO}_2p1} \cdot MM_{g\acute{a}s\text{comb}} \cdot f \cdot PCI}{V \cdot 10^9}$$

Sendo :

$E_{g\text{nealsCO}_2p1}$ expresso em t CO_2 /ano

V = Volume molar do gás natural

V = 24 m³/kmol (condições de 100 kPa e 20 °C)

MM $g\acute{a}s\text{comb}$ = massa molar do gás combustível

MM $g\acute{a}s\text{comb}$ = 19,08 kg/kmol

f_{gn} = fator de emissão do gás natural⁷¹

f_{gn} = 57 t CO_2 eq./TJ

PCI = poder calorífico inferior do gás⁷² natural

PCI = 43900 kJ/kg

Substituindo os dados na equação acima obtém-se:

$$E_{g\text{nealsCO}_2p1} = 6,4 \times 10^3 \text{ t } CO_2 \text{ eq./ano}$$

M6.11- Emissão de CO_2 existente no gás combustível de uso não energético enviado para o sistema de alívio

$Q_{CO_2g\text{neal}p1}$ = vazão volumétrica anual de CO_2 , existente no gás combustível de uso não energético, enviado para o sistema de alívio, na Primeira Proposição

O valor de $Q_{CO_2g\text{neal}p1}$ é obtido pela seguinte equação:

$$Q_{CO_2g\text{neal}p1} = (TCO_2 \text{ g\acute{a}scomb\text{ne}p1}/100) \cdot Q_{\text{totg\text{neal}p1}}$$

⁷¹ Inclui o componente CO_2 (0,02 % vol) e de acordo com o simulador de processo Hysys teria aproximadamente o mesmo valor caso fosse desconsiderado tal componente.

⁷² Valor obtido a partir da composição do gás natural no sistema de gás combustível (teor de CO_2 de 4 % vol).

Sendo:

$QCO_2gnealp1$ expresso em m^3/ano

$TCO_2gáscombnep1 = 33 \text{ \% vol}$

$Qtotgnealp1 = 4,8 \times 10^6 \text{ m}^3/ano$

Substituindo os dados na equação acima obtém-se:

$QCO_2gnealp1 = 1,6 \times 10^6 \text{ m}^3/ano$

$EgnealCO_2p1$ = emissão do CO_2 existente no gás combustível de uso não energético para o sistema de alívio, na Primeira Proposição

O valor de $EgnealCO_2p1$ é obtido pela seguinte equação:

$$EgnealCO_2p1 = \frac{QCO_2gnealp1 \cdot MMCO_2}{1000 V}$$

Substituindo os dados na equação acima obtém-se:

$EgnealCO_2p1 = 2,9 \times 10^3 \text{ t } CO_2/ano$

M6.12- Emissão total de CO_2 eq. do sistema de alívio

$Etotalp1$ = emissão total de CO_2 equivalente do sistema de alívio, na Primeira Proposição

O valor de $Etotalp1$ é obtido pela seguinte equação:

$Etotalp1 = EgnealsCO_2p1 + EgnealCO_2p1$

Substituindo os valores, já calculados anteriormente, na equação acima obtém-se:

$Etotalp1 = 9,3 \times 10^3 \text{ t } CO_2 \text{ eq./ ano}$

Tal resultado pode ser expresso, como sendo aproximadamente igual a $0,1 \times 10^5 \text{ t } CO_2 \text{ eq./ano}$.

M6.13- Emissão de CO_2 estimada em instalações de produção externa a área de concessão do projeto

De acordo com a Tabela 8.3, a vazão volumétrica de CO_2 presente no gás exportado é igual a $45 \times 10^3 \text{ m}^3/d$, e corresponde à diferença entre o teor de CO_2 existente na Primeira Proposição (2 % vol) em relação ao Caso Base (0,02 % vol). A emissão estimada do CO_2 em instalações de produção, externa a área de concessão do projeto pode ser obtida pela equação a seguir:

$$ECO_2\text{gasexp}1 = \frac{QCO_2\text{gásexp}1 \cdot 365 \cdot MMCO_2}{1000 \cdot V}$$

Sendo:

$ECO_2\text{gasexp}1$ = emissão estimada do CO_2 em instalações de produção, externa a área de concessão do projeto, na Primeira Proposição

$QCO_2\text{gásexp}1$ = vazão volumétrica anual de CO_2 emitido em instalações de produção externa a área de concessão do projeto, na Primeira Proposição

$$QCO_2\text{gásexp}1 = 45 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{d}$$

Substituindo os dados na equação acima obtem-se:

$$ECO_2\text{gásexp}1 = 30 \times 10^3 \text{ t/d}$$

MEMÓRIA DE CÁLCULO (CASO SEGUNDA PROPOSIÇÃO)

M7- Emissão de CO₂ do sistema de remoção de CO₂ (Segunda Proposição)

M7.1- Cálculo da vazão de CO₂ na saída da torre regeneradora

QCO₂pentUCO₂p2 = vazão volumétrica de CO₂ existente no gás produzido que alimenta uma das torres contactora, na Segunda Proposição

$$QCO_2pentUCO_2p2 = QCO_2pentUCO_2p1$$

$$QCO_2pentUCO_2p2 = 48 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{d} \text{ (vide item M6.1)}$$

QCO₂psaídaUCO₂p2 = vazão volumétrica de CO₂ existente no gás produzido de saída de uma das torres contactora, na Segunda Proposição cujo resultado é:

$$QCO_2psaídaUCO_2p2 = QCO_2psaídaUCO_2p1$$

$$QCO_2psaídaUCO_2p2 = 233 \text{ m}^3/\text{d} \text{ (vide item M6.2)}$$

QdescUCO₂p2 = vazão volumétrica de CO₂ na saída da torre regeneradora, na Segunda Proposição

O valor de QdescUCO₂p2 é obtido através de balanço material, segundo a equação abaixo:

$$QdescUCO_2p2 = QCO_2pentUCO_2p2 - QCO_2psaídaUCO_2p2$$

Substituindo os dados na equação acima obtem-se:

$$QdescUCO_2p2 = 48 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{d}$$

M7.2- Cálculo da vazão volumétrica na entrada do compressor booster

As equações de balanço material deste sistema são idênticas as do item M.6.4, exceto pela corrente “b” oriunda do vent da Unidade de Remoção de CO₂.

As equações de balanço material deste sistema são apresentadas abaixo:

$$Qap2.(TCO_2ap2/100) + Qbp2.(TCO_2bp2/100) + Qcp2.(TCO_2cp2/100) = QCO_2entbtp2$$

$$Qap2.(TH_2Oap2/100) + Qbp2.(TH_2Obp2/100) + Qcp2.(TH_2Ocp2/100) = QH_2Oentbtp2$$

$$Qap2.(THCap2/100) + Qbp2.(THCbp2/100) + Qcp2.(THCcp2/100) = QHCentbtp2$$

$$QCO_2btp2 + QH_2Obtp2 + QHCbtp2 = Qentbtp2$$

Sendo que:

Q_{ap2} = vazão volumétrica do gás de selagem dos compressores ventilado pelo sistema de vent atmosférico, na Segunda Proposição

TCO_{2ap2} = Teor de CO_2 na corrente de vent atmosférico, na Segunda Proposição

Q_{bp2} = vazão volumétrica de gás na corrente de vent da Unidade de Remoção de CO_2 , na Segunda Proposição

TCO_{2bp2} = Teor de CO_2 na corrente de vent da Unidade de Remoção de CO_2 , na Segunda Proposição

Q_{cp2} = vazão volumétrica de CO_2 na corrente de alívio do sistema de gás combustível de uso não energético, na Segunda Proposição

TCO_{2cp2} = teor de CO_2 na corrente de alívio do sistema de gás combustível de uso não energético, na Segunda Proposição

$QCO_{2entbtp2}$ = vazão volumétrica de CO_2 na entrada do compressor booster na Segunda Proposição

QH_{2Oap2} = vazão volumétrica de H_2O na corrente de vent atmosférico, na Segunda Proposição

TH_{2Oap2} = Teor de H_2O na corrente de vent atmosférico, na Segunda Proposição .

QH_{2Obp2} = vazão volumétrica de H_2O na corrente de vent da Unidade de Remoção de CO_2 , na Segunda Proposição

TH_{2Obp2} = Teor de H_2O na corrente de vent da Unidade de Remoção de CO_2 , na Segunda Proposição

QH_{2Ocp2} = vazão volumétrica de H_2O na corrente de alívio do sistema de gás combustível de uso não energético, na Segunda Proposição, expresso em m^3/d

TH_{2Ocp2} = Teor de H_2O na corrente de alívio do sistema de gás combustível de uso não energético, na Segunda Proposição

$QH_{2Oentbtp2}$ = vazão volumétrica de H_2O na entrada do compressor booster na Segunda Proposição

QHC_{ap2} = vazão volumétrica de hidrocarbonetos na corrente de vent atmosférico, na Segunda Proposição

QHC_{bp2} = vazão volumétrica de hidrocarbonetos na corrente de vent da Unidade de Remoção de CO_2 , na Segunda Proposição

QHC_{cp2} = vazão volumétrica de hidrocarbonetos na corrente de alívio do sistema de gás combustível de uso não energético, na Segunda Proposição

$QH_{Centbtp2}$ = vazão volumétrica de hidrocarbonetos na entrada do compressor booster na Segunda Proposição

$Q_{entbtp2}$ = vazão volumétrica de gás na entrada do compressor booster na Segunda Proposição

TH_{Cap2} = Teor de Hidrocarbonetos na corrente de alívio do sistema de gás combustível de uso não energético, na Segunda Proposição

TH_{Cbp2} = Teor de Hidrocarbonetos na corrente de vent da Unidade de Remoção de CO_2 , na Segunda Proposição

TH_{Ccp2} = Teor de Hidrocarbonetos na corrente de alívio do sistema de gás combustível de uso não energético, na Segunda Proposição

O valor de $QH_{2Oentbtp2}$ pode ser obtido pela seguinte equação:

$$QH_{2Oentbtp2} = Q_{descUCO_2p2} / 1,5$$

Substituindo os dados na equação acima tem-se:

$$QH_{2Oentbtp2} = 32000 \text{ m}^3/\text{d}$$

O valor de Q_{bp2} pode ser obtido pela seguinte equação:

$$Q_{bp2} = QH_{2Oentbtp2} + Q_{descCO_2p2} - Q_{rejetp2}$$

Sendo:

$Q_{rejetp2}$ = vazão volumétrica de reciclo para os ejetores, oriundo do vent da unidade de remoção de CO_2 , na Segunda Proposição

$$Q_{rejetp2} = 19000 \text{ m}^3/\text{d} \text{ (vide Figura 7.6)}$$

A equação de cálculo de Q_{bp2} foi desenvolvida a partir da simulação com o Hysys onde os Teores de CO_2 (TH_{CO_2bp2}) e de H_2O (TH_{H_2Obp2}) obtidos foram respectivamente de 60 e 40 % vol.

Substituindo os dados obtidos anteriormente na equação de cálculo de Q_{bp2} obtem-se:

$$Q_{bp2} = 61000 \text{ m}^3/\text{d}$$

De acordo com a Tabela 7.6, Figuras 7.12 e 7.13, e também o item M7.1, foi possível elaborar a composição das três correntes que alimentam o compressor booster:

Corrente	Qentbtp2 (m ³ /d)	QCO ₂ entbtp2 (m ³ /d)	QH ₂ Oentbtp2 (m ³ /d)	QHCentbtp2 (m ³ /d)
Vent atmosférico (a)	15000	600	150	14250
Vent Unidade Remoção CO ₂ (b)	61000	36600	24400	0
Alívio do sistema de gás combustível de uso não energético (c)	26584	1063	266	25255
Total	102584	38263	24816	39505

M7.3- Cálculo da vazão volumétrica de líquido removido no compressor booster

Foi utilizado o simulador Hysys 3.2, como referência para a elaboração das equações apresentadas abaixo:

Qlíqbtp2 = vazão volumétrica de líquido retirado no compressor booster na Segunda Proposição

$$Qlíqbtp2 = Qentbtp2 \cdot 0,03$$

Substituindo os dados na equação acima obtem-se:

$$Qlíqbtp2 = 102584 \cdot 0,03 \text{ m}^3/\text{d} = 3078 \text{ m}^3/\text{d} \text{ (gás equivalente)}$$

$$Q \text{ líqbtp2} = QH_2O \text{ líqbtp2} + QHCl \text{ líqbtp2}$$

$$QH_2O \text{ líqbtp2} = 0,5 \cdot Qlíqbooster = 1539 \text{ m}^3/\text{d} \text{ (gás equivalente)}$$

$$QHCl \text{ líqbtp2} = 0,5 \cdot Qlíqbtp2 = 1539 \text{ m}^3/\text{d} \text{ (gás equivalente)}$$

Sendo que:

QH₂O líqbtp2 = vazão volumétrica de água presente na fase líquida, retirada no compressor booster, na Segunda Proposição

QHCl líqbtp2 = vazão volumétrica de hidrocarbonetos presentes na fase líquida, retirada no compressor booster, na Segunda Proposição

M7.4- Cálculo da vazão volumétrica na saída do compressor booster

$$Q_{saídabtp2} = Q_{entbtp2} \cdot 0,97$$

$$Q_{CO_2saídabtp2} = Q_{CO_2entbtp2}$$

$$Q_{H_2Osaídabtp2} = Q_{H_2Oentbtp2} - Q_{H_2Oliqbtp2}$$

$$Q_{HCsaídabtp2} = Q_{HCentbtp2} - Q_{HClqbtp2}$$

$$Q_{saídabtp2} = Q_{CO_2saídabtp2} + Q_{H_2Osaídabtp2} + Q_{HCsaídabtp2}$$

Sendo que:

$Q_{saídabtp2}$ = vazão volumétrica de gás na saída do compressor booster, na Segunda Proposição

$Q_{CO_2saídabtp2}$ = vazão volumétrica de CO_2 na saída do compressor booster, na Segunda Proposição

$Q_{H_2Osaídabtp2}$ = vazão volumétrica de H_2O na saída do compressor booster, na Segunda Proposição

$Q_{HCsaídabtp2}$ = vazão volumétrica de hidrocarbonetos na saída do compressor booster, na Segunda Proposição

De acordo com a Tabela 7.6, Figuras 7.12 e 7.13, e também os itens M7.1 e M7.2, foi possível elaborar a composição da corrente de saída do compressor booster.

corrente	$Q_{saídabtp2}$ (m ³ /d)	$Q_{CO_2saídabtp2}$ (m ³ /d)	$Q_{H_2Osaídabtp2}$ (m ³ /d)	$Q_{HCsaídabtp2}$ (m ³ /d)
Saída Compressor Booster	99506	38263	23277	37966

M7.5- Cálculo da vazão volumétrica de saída da unidade de desidratação

$$Q_{CO_2saídaUDESp2} = Q_{CO_2saídabtp2}$$

Substituindo o valor de $Q_{CO_2saídabtp2}$ na equação acima, obtem-se:

$$Q_{CO_2saídaUDESp2} = 38263 \text{ m}^3/\text{d}$$

$$Q_{H_2OsaídaUDESp2} = 0$$

$$Q_{HCsaídaUDESp2} = Q_{HCsaídabtp2}$$

Substituindo o valor de QHC_{saida2} na equação acima, obtem-se:

$$QHC_{saida2} = 37966 \text{ m}^3/\text{d}$$

$$Q_{saida2} = Q_{CO_2saida2} + QHC_{saida2}$$

Substituindo os dados na equação acima, obtem-se:

$$Q_{saida2} = 76229 \text{ m}^3/\text{d}$$

Sendo que :

$Q_{CO_2saida2}$ = vazão volumétrica de CO_2 na saída da unidade de desidratação, na Segunda Proposição

QHC_{saida2} = vazão volumétrica de hidrocarbonetos na saída da unidade de desidratação na Segunda Proposição

M7.6- Cálculo da vazão volumétrica de gás na saída do compressor de re-injeção e do respectivo teor de CO_2

Q_{saida2} = vazão volumétrica total de gás na saída do compressor de re-injeção, na Segunda Proposição

Foram utilizadas as mesmas equações apresentadas no item M6.8 para o cálculo das vazões volumétricas dos componentes gasosos da mistura a ser re-injetada.

$Q_{entrada2}$ = vazão volumétrica total de gás na entrada do compressor de re-injeção, na Segunda Proposição

$$Q_{entrada2} = Q_{saida2}$$

De acordo com a Tabela 7.6, Figuras 7.12 e 7.13, e também o item M7.5 foi possível elaborar a composição da corrente de saída do compressor de re-injeção.

Corrente	Q_{saida2}	$Q_{CO_2saida2}$	QHC_{saida2}
Vazão volumétrica (m^3/d)	73942	38263	35679

$QHClqcpinj2$ = vazão volumétrica de hidrocarbonetos líquidos removidos pelo compressor de re-injeção, na Segunda Proposição

O valor de $QHClqcpinj2$ é calculada pela seguinte equação:

$$QHClqcpinj2 = QHCsaidabtp2 - QHCsaidacpinj2$$

Substituindo os dados na equação acima obtém-se:

$$QHClqcpinj2 = 37966 - 35679 \text{ m}^3/\text{d} = 2287 \text{ m}^3/\text{d} \text{ (gás equivalente)}$$

$TCO_2\text{saidacpinj2}$ = teor de CO_2 presente na mistura gasosa re-injetada em reservatório geológico da área de concessão do projeto, na Segunda Proposição

O valor de $TCO_2\text{saidacpinj2}$ é calculado pela seguinte equação:

$$TCO_2\text{saidacpinj2} = (QCO_2\text{saídacpinj2} / Q\text{saidacpinj2}) \cdot 100$$

Substituindo os dados obtém-se:

$$TCO_2\text{saidacpinj2} = 52 \%$$

M7.7- Cálculo da vazão de re-injeção da mistura gás/ CO_2 incluindo cenário de contingência e exportação de gás

De acordo com a Tabela 7.6, Figuras 7.12 e 7.13 e item 7.2, a vazão de re-injeção recebe a contribuição dos eventos de contingência, com as seguintes vazões volumétricas diárias:

a) Reservatório geológico 1:

De acordo com o item 7.2, a vazão de gás de contingência disponível para armazenamento no reservatório geológico 1 é de $1 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$ durante 10 dias ao ano. Dessa forma pode-se obter a vazão total injetada neste reservatório através dos seguintes cálculos:

$$\text{Volume anual injetado (10 dias de contingência)} = 1 \times 10^7 \text{ m}^3/\text{d}$$

$Qgáscontres1p2$ = Vazão volumétrica média diária de gás de contingência re-injetado em reservatório geológico 1, por ano, na Segunda Proposição

$$Qgáscontres1p2 = 27397 \text{ m}^3/\text{d}$$

$Qtotreinjres1p2$ = Vazão volumétrica média diária total de gás re-injetado em reservatório geológico 1 por ano, na Segunda Proposição

O valor de $Qtotreinjres1p2$ é obtido pela seguinte equação:

$$Qtotreinjres1p2 = Qgáscontres1p2 + Q\text{saidacpinj2}$$

Substituindo os dados na equação anterior obtém-se;

$$Qtotreinjres1p2 = 101339 \text{ m}^3/\text{d}$$

Este reservatório não apresenta limitação quanto ao teor de CO₂ existente na mistura gasosa re-injetada, pois o mesmo se encontra desidratado. Tal condição elimina possibilidade de desgaste (corrosão) em tubulações e equipamentos submarinos.

Nesta situação, ao final de cada ano, o teor de CO₂ existente neste reservatório geológico é obtido pela equação abaixo:

$$TCO_{2res1p2} = \frac{QCO_{2saídacpinp2} + QCO_{2contres1p2}}{Qtotreinjres1p2}$$

Sendo que :

TCO_{2res1p2} = teor de CO₂ existente no reservatório geológico 1, na Segunda Proposição

TCO_{2res1p2} expresso em % vol

QCO_{2contres1p2} = vazão volumétrica de CO₂ do gás de contingência re-injetado no reservatório geológico 1, na Segunda Proposição

QCO_{2contres1p2} expresso em m³/d

O valor de QCO_{2contres1p2} é obtido pela seguinte equação:

$$QCO_{2contres1p2} = Qgáscontres1p2 \cdot (TCO_{2gáscontres1p2}/100)$$

$$TCO_{2gáscontres1p2} = 2 \% \text{ vol (vide item 7.2)}$$

Substituindo os dados apresentados nas equações de QCO_{2contres1p2} e TCO_{2gáscontres1p2} obtém-se:

$$QCO_{2contres1p2} = 27397 \cdot 2 / 100 = 548 \text{ m}^3/\text{d}$$

$$TCO_{2res1p2} = 38 \% \text{ vol}$$

Reservatório geológico 2:

De acordo com o item 7.2, a vazão de gás de contingência disponível para armazenamento no reservatório geológico 2 é de 1 x 10⁶ m³/d durante 10 dias ao ano. Dessa forma pode-se obter a vazão total injetada neste reservatório através dos seguintes cálculos:

$$\text{Volume anual injetado (10 dias de contingência)} = 1 \times 10^7 \text{ m}^3/\text{d}$$

Qtotreinjres2p2 = Vazão volumétrica média diária total de gás re-injetado em reservatório geológico 2, por ano, na Segunda Proposição

$$Qtotreinjres2p2 = 27397 \text{ m}^3/\text{d}$$

Acrescenta-se ainda a limitação do teor de CO₂ presente na mistura gasosa re-injetada (máximo 2 % vol), devido à necessidade de atendimento a Portaria nº104/2002 da ANP. Tal condição é assegurada uma vez que a re-injeção é realizada através do sistema de compressão já existente, com teor de CO₂ especificado em 2 % vol, não sendo oriundo do compressor de re-injeção (vide Figuras 7.12 e 7.13).

Quando necessária, a sua produção (atendimento demanda do mercado), parte do volume armazenado é transferido através de tubulação (mesma usada para a re-injeção) para a rede de exportação existente.

Reservatório externo a concessão:

Esta condição é eventual, sendo viabilizada apenas em casos de indisponibilidade de re-injeção nos reservatórios citados anteriormente e da disponibilidade de capacidade de compressão, na instalação marítima que possui reservatório de armazenamento (externo a concessão do projeto). Da mesma forma que no caso anterior, existe limitação quanto ao teor de CO₂ presente na mistura gasosa re-injetada (máximo 2 % vol), devido à necessidade de atendimento a Portaria nº104/2002 da ANP.