



COPPE
UFRJ

Instituto Alberto Luiz Coimbra de
Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia

**ESTUDO DE MITIGAÇÃO DE GASES DE EFEITO ESTUFA NA PRODUÇÃO DE
PETRÓLEO BRASILEIRA – ÉNFASE *OFFSHORE***

Mariana Império Meyrelles Thomaz da Silva

Dissertação de Mestrado apresentada ao
Programa de Pós-graduação em Planejamento
Energético, COPPE, da Universidade Federal
do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos
necessários à obtenção do título de Mestre em
Planejamento Energético.

Orientador: Alexandre Salem Szklo

Rio de Janeiro
Março de 2015

ESTUDO DE MITIGAÇÃO DE GASES DE EFEITO ESTUFA NA PRODUÇÃO DE
PETRÓLEO BRASILEIRA – ÉNFASE *OFFSHORE*

Mariana Império Meyrelles Thomaz da Silva

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA
(COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE
DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE
EM CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Examinada por:

Prof. Alexandre Salem Szklo, D.Sc.

Prof. André Frossard Pereira de Lucena, D.Sc.

Prof. Rodolfo Dino, D.Sc.

Dra. Isabella Vaz Leal da Costa, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL
MARÇO DE 2015

Silva, Mariana Império Meyrelles Thomaz da

Estudo de Mitigação de Gases de Efeito Estufa na
Produção de Petróleo Brasileira – Ênfase *Offshore* / Mariana
Império Meyrelles Thomaz da Silva – Rio de Janeiro:
UFRJ/COPPE, 2015.

XVI, 146 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Alexandre Salem Szklo

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de
Planejamento Energético, 2015.

Referências Bibliográficas: p. 119-131.

1. Emissões de CO₂. 2. Medidas de mitigação. 3. Pré-sal.
I. Szklo, Alexandre Salem. II. Universidade Federal do Rio
de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético.
III. Título.

Aos meus pais, que sempre me incentivaram a estudar.

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao meu orientador Alexandre Salem Szklo, por toda a dedicação e disposição para atender as minhas dúvidas, a rapidez nas suas respostas e a sensação de segurança em todos os momentos.

Ao André Frossard Pereira de Lucena, Rodolfo Dino e Isabella Vaz Leal da Costa, por aceitarem participar da banca e avaliar o trabalho desenvolvido.

Essa dissertação se originou do Relatório de Energia do projeto “Opções de Mitigação de Gases de Efeito Estufa (GEE) e Setores-Chaves no Brasil”, realizado pelo CENERGIA/COPPE/UFRJ, e foi desenvolvida paralelamente a esse trabalho. Agradeço à equipe do CENERGIA pelos ensinamentos e pela convivência nesse tempo. Em especial, agradeço muito à Bellinha e ao Pedro por toda a disponibilidade e atenção durante o projeto e a dissertação, sempre dispostos a me ajudar e me ensinar. Bellinha, obrigada também pelos inúmeros “vai dar tudo certo”.

Aos meus pais, Angela e Renato, por todo o incentivo a entrar no mestrado e continuar estudando, pela felicidade com todas as minhas conquistas e pelo carinho, amor e preocupação de sempre. À Lu, por ser minha melhor amiga e meu maior motivo de orgulho. Ao Thiaguinho, cuja altura reflete o tamanho do meu amor e da saudade constante. A toda a minha família, pelo privilégio de ser parte dela.

Aos amigos do PPE que vivenciaram todas as etapas dessa dissertação de perto, sempre com muito bom humor. Nossos churrascos, farofadas, festas, blocos e chopes deixaram esses anos muito mais divertidos. À Lilia e à Ana pelas confidências, fofocas, purpurinas e fantasias. Ao Flávio por todas as conversas e, sobretudo, pelas risadas. À Nicole por ser tão igual e diferente de mim ao mesmo tempo. Ao Deko pelo exemplo de vida e pelo carinho. Ao Bruno, pela apoio em todas as horas e o companheirismo na organização dos eventos. Ao Luan pelo entusiasmo ao me falar sobre o PPE, e pelas gargalhadas de sempre. À Regininha, que apesar de não ser do meu curso, continuou como companheira de Fundão por mais dois anos, se tornando uma verdadeira irmã.

A todos os amigos que se espantaram com o fato de eu já estar acabando o mestrado, e com os que sempre perguntavam “e aí, acabou?”. E principalmente aos que ouviram e compreenderam as minhas recusas para os programas dos últimos meses. Todos me incentivaram de alguma forma!

Aos professores e funcionários do Programa de Planejamento Energético, pela ajuda e pelo apoio nas mais diversas situações. Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) pelo apoio financeiro.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

**ESTUDO DE MITIGAÇÃO DE GASES DE EFEITO ESTUFA NA PRODUÇÃO DE
PETRÓLEO BRASILEIRA – ÉNFASE *OFFSHORE***

Mariana Império Meyrelles Thomaz da Silva

Março/2015

Orientador: Alexandre Salem Szklo

Programa: Planejamento Energético

A necessidade de reduzir as emissões de gases de efeito estufa (GEE) engendra pressões em todos os setores da economia. Muitas iniciativas estão surgindo para que um caminho ambientalmente sustentável seja realmente possível. Além das fontes alternativas, que vêm crescendo sua participação na matriz energética global, as empresas de óleo e gás também têm se empenhado na busca pela redução de GEE. Nesse sentido, essa dissertação tem como objetivo analisar medidas de mitigação existentes para a produção de óleo e gás, com o foco na produção *offshore* brasileira. Como estudo de caso, foi projetado um cenário de linha de base para as emissões da produção brasileira de óleo e gás, onde não há a aplicação de medidas de mitigação. Em seguida, um cenário de mitigação foi elaborado com a aplicação das medidas propostas. Mostrou-se que as opções estudadas para a redução dos GEE para o caso brasileiro, tanto no pós-sal quanto no pré-sal, podem reduzir 368 MtCO₂e até 2050, 15,7% do total de emissões. A alternativa de captura de carbono em plataformas *offshore* do pré-sal, por sua vez, é avaliada e identificada como medida a ser aplicada dentro do cenário de linha de base.

Abstract of Dissertation presented to COPPE / UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

**GREENHOUSE GASES MITIGATION STUDY FOR OIL AND GAS PRODUCTION
– OFFSHORE EMPHASIS**

Mariana Império Meyrelles Thomaz da Silva

March/2015

Advisor: Alexandre Salem Szklo

Department: Energy Planning

The goal of mitigating greenhouse gases (GHG) emissions engenders pressures in all economic sectors. Many initiatives are emerging so that a environmentally friendly development can be really possible. In addition to alternative energy sources, which have been growing its share in global energy mix, oil companies have also engaged in efforts to reduce GHG. In this sense, this dissertation presents existing mitigation measures for oil and natural gas production, with focus on the Brazilian offshore production. As a case study, a baseline scenario for Brazilian oil and gas emissions was designed, where no mitigation measures have been applied. Then, a mitigation scenario was developed with the application of proposed measures. This study has shown that options for GHG's reduction in the Brazilian case, both in post-salt and in pre-salt, can reduce 368 MtCO₂e by 2050, 15,7% of total emissions. The carbon capture in offshore platforms in pre-salt reservoirs is simulated. Findings show that this option should be included in the baseline scenario.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	1
1.1	Justificativa.....	3
1.2	Objetivo	4
2	ESTADO DA ARTE DA MITIGAÇÃO DE EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA NA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO – ÉNFASE <i>OFFSHORE</i>	6
2.1	Papel do setor de petróleo nas emissões de GEE mundiais (ênfase em E&P)	6
2.2	Medidas de mitigação para emissões de GEE derivadas da produção de petróleo, existentes no mundo	13
3	ESTUDO DE CASO	33
3.1	Metodologia Geral.....	33
3.2	Elaboração da Linha de Base do Estudo	37
3.3	Medidas de mitigação de GEE adotadas	77
4	RESULTADOS	101
4.1	Linha de Base de Emissões de CO ₂ em E&P	101
4.2	Potenciais de redução e curvas de custos marginais de abatimento	103
4.3	Cenário de Mitigação de Emissões de CO ₂	110
4.4	Discussão	111
5	CONCLUSÕES, LIMITAÇÕES E ESTUDOS FUTUROS	116
5.1	Conclusões.....	116
5.2	Limitações e Recomendações para estudos futuros	117
6	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	119
	APÊNDICE I – <i>CAP AND TRADE</i>	132
	ANEXO I – CAMPOS DE EXPLORAÇÃO NAS FASES DE DESENVOLVIMENTO E PRODUÇÃO NAS BACIAS DE CAMPOS E SANTOS	135
	ANEXO II – ASPEN HYSYS®.....	139
	ANEXO III - EXERCÍCIO PRELIMINAR PARA ELABORAÇÃO DE CENÁRIOS DE PRODUÇÃO DE GÁS NÃO CONVENCIONAL NO BRASIL CONFORME SCHAEFFER <i>ET AL.</i> , 2014.	140

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Produção de óleo no Brasil	8
Figura 2: Projeção da matriz elétrica brasileira em 2035	8
Figura 3: Plataforma de Sleipner	15
Figura 4: Funcionamento da membrana	18
Figura 5: Membrana de módulo tubular	19
Figura 6: Modelo de um módulo de membranas em fibra oca	19
Figura 7: Modelo de membrana de folha espiralada.	19
Figura 8: Comparação de <i>footprint</i> requerido por unidades de membranas e absorção de aminas.....	20
Figura 9: <i>Skids</i> com módulos de membranas do tipo UOP Separex TM	22
Figura 10: Módulos de membrana do sistema UOP Separex TM	22
Figura 11: Elemento utilizado no carregamento de gás de um módulo de membrana...	22
Figura 12: Unidade de Recuperação de Vapor para uma FSO	23
Figura 13: Compressor centrífugo com selagem a óleo	24
Figura 14: Compressor centrífugo com selagem a seco	25
Figura 15: Invólucro do compressor recíproco.....	26
Figura 16: Analisador de vapor tóxico	27
Figura 17: Câmera infravermelha e tanque de armazenamento com detecção de gases	27
Figura 18: Sistema de recuperação do gás de <i>flare</i>	29
Figura 19: Piloto de ignição e unidade de ignição	29
Figura 20: Processo de GTL	31
Figura 21: Espaço necessário para instalação de uma planta GTL com capacidade de 1000 bpd em uma FPSO.....	31
Figura 22: Metodologia desenvolvida para essa dissertação.....	34
Figura 23: Produção de petróleo por estado - 2013.....	37
Figura 24: Produção de gás natural por estado - 2013	38
Figura 25: Bacias Sedimentares brasileiras	38
Figura 26: FPSO Cidade de Ilhabela, no campo de Sapinhoá - Bacia de Santos, SP.	41
Figura 27: Ilustração da localização dos campos do pré-sal.	45
Figura 28: Exemplo de membrana em dois estágios.	56
Figura 29: Esquematização do funcionamento da membrana.	58
Figura 30: Esquematização do cap and trade	132

Figura 31: Tela do <i>software</i> Aspen HYSYS®, onde foram feitas as simulações para a captura de carbono.....	139
Figura 32:Variação de taxas de produção iniciais em poços da bacia sedimentar de Barnett em 2009	144
Figura 33: Período da produção do shale gas em três bacias sedimentares dos EUA..	144
Figura 34: Perfuração e produção em Barnett - EUA.	145
Figura 35: Produção do poço horizontal observada e a simulada para cinco anos de produção	146

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Projeção da produção de óleo (para probabilidade de 50% no URR do pós-sal e 50 bilhões de barris no pré-sal).....	47
Tabela 2: Estimativa total de plataformas	49
Tabela 3: Detalhamento da estimativa de plataformas para o pré-sal	50
Tabela 4: Projeções da produção total de gás no pós-sal	52
Tabela 5: Produção bruta e líquida de gás de folhelho.....	53
Tabela 6: Parâmetros do sistema de ECHT e MEISTER (2009)	56
Tabela 7: Volumes de produção e reinjeção para o gás com teor de 10% mol de CO ₂ .	59
Tabela 8: Volumes de produção e reinjeção para o gás com teor de 45% de CO ₂	60
Tabela 9: Potência estimada para os compressores a serem utilizados na captura por membranas em MW.	60
Tabela 10: Consumo/penalidade energética das membranas (compressores) em GWh e Mm ³	61
Tabela 11: Quantidade reinjetada de CO ₂	61
Tabela 12: Custos de investimento para o sistema de membranas.....	65
Tabela 13: Custo de captura médio bruto.....	66
Tabela 14: Custo de captura médio líquido	67
Tabela 15: Produção de gás no pré-sal (10% mol. CO ₂)	70
Tabela 16: Produção de gás no pré-sal (45% mol. CO ₂)	71
Tabela 17: Projeção da produção líquida total de gás natural (Mm ³)	72
Tabela 18: Fatores de emissão calculados para o óleo e gás associado do pós-sal	75
Tabela 19: Fatores de emissão calculados para o pré-sal	76
Tabela 20: Fator de emissão para o gás de folhelho.....	77
Tabela 21: Emissões referentes ao <i>venting</i> do vapor do tanque de armazenamento.....	81
Tabela 22: Emissões referentes à queima do gás natural para autoconsumo na plataforma.....	81
Tabela 23: Emissões referentes à queima do vapor do tanque de armazenamento para autoconsumo na plataforma.....	81
Tabela 24: Emissões referentes ao <i>venting</i> de 5% do vapor dos tanques de armazenamento.....	82
Tabela 25: Emissões totais e evitadas com a implementação da medida URV, por plataforma.....	82

Tabela 26: Custos de capital, instalação e O&M	83
Tabela 27: Investimento e custos por tanque de armazenamento	84
Tabela 28: Resumo de custos e receita por plataforma	84
Tabela 29: Custo marginal de abatimento da URV, pós-sal.....	85
Tabela 30: Emissões referentes ao <i>venting</i> do vapor do tanque de armazenamento.....	86
Tabela 31: Emissões referentes à queima do gás natural para autoconsumo na plataforma.....	86
Tabela 32: Emissões referentes à queima do vapor do tanque de armazenamento para autoconsumo na plataforma.....	86
Tabela 33: Emissões referentes ao <i>venting</i> de 5% do vapor dos tanques de armazenamento.....	87
Tabela 34: Emissões totais e evitadas com a implementação da medida URV, por plataforma.....	87
Tabela 35: Investimento e custos por tanque de armazenamento	88
Tabela 36: Resumo de custos e receita por plataforma	88
Tabela 37: Custo marginal de abatimento da URV, pré-sal.....	88
Tabela 38: Emissões provenientes das selagem a óleo e a gás, por compressor	89
Tabela 39: Emissões totais e emissões evitadas, por plataforma	90
Tabela 40: Custos de investimento por compressor	91
Tabela 41: Custos de investimento, por plataforma	91
Tabela 42: Custo marginal de abatimento da selagem a gás	91
Tabela 43: Emissões dos invólucros, por compressor	92
Tabela 44: Emissões dos compressores, por plataforma	93
Tabela 45: Custos, por compressor	93
Tabela 46: Custos e receita por plataforma	94
Tabela 47: Custo de abatimento anual médio.....	94
Tabela 48: Emissões evitadas, por plataforma	94
Tabela 49: Custos e receita, por plataforma	96
Tabela 50: Custo marginal de abatimento do programa de inspeção e manutenção.....	96
Tabela 51: Volumes de <i>flare</i> passíveis de mitigação e suas respectivas emissões, por plataforma.....	97
Tabela 52: Custos e receita, para o potencial brasileiro	97
Tabela 53: Custo marginal de abatimento para redução de <i>flare</i>	97

Tabela 54: Potencial de redução acumulada devido à produção de óleo lubrificante (GTL) – MtCO ₂	98
Tabela 55: Resumo de custos e receita por módulo de GTL (1.000 bpd de <i>syncrude</i>) ..	98
Tabela 56: Custos marginal de abatimento para o GTL	99
Tabela 57: Potenciais de abatimento e Custo de Abatimento Médio Anual, por plataforma	100
Tabela 58: Emissões totais do E&P no cenário Linha de Base (MtCO ₂ e)	101
Tabela 59: Potencial de redução das medidas propostas	107
Tabela 60: Potenciais totais de abatimento (MtCO ₂ e/periódico)	108
Tabela 61: Novos fatores de emissão do IPCC	112
Tabela 62: Valores de taxação de carbono na Europa	115
Tabela 63: Campos de exploração na fase de desenvolvimento na Bacia de Campos.	135
Tabela 64: Campos de exploração na fase de produção na Bacia de Campos	136
Tabela 65: Campos de exploração na fase de produção na Bacia de Santos	137
Tabela 66: Campos de exploração na fase de desenvolvimento na Bacia de Santos ...	138
Tabela 67: Valores assumidos para estimação da produção de um poço horizontal de shale gas	143

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Emissões de GEE do ciclo de vida para o diesel em carros tipo SUV	12
Gráfico 2: Histórico de produção de petróleo	42
Gráfico 3: Histórico recente da produção do pré-sal	42
Gráfico 4: Projeção da produção anual de óleo no Brasil	47
Gráfico 5: Estimativa total de plataformas	49
Gráfico 6: Projeções da produção total de gás no pós-sal (gás associado + gás livre)...	52
Gráfico 7: Quantidade reinjetada de CO ₂	62
Gráfico 8: Produção de gás (líquida e bruta) e captura, para um gás com teor de 10% de CO ₂	62
Gráfico 9: Produção de gás (bruta e líquida) e captura, para um gás com teor de 45% de CO ₂	63
Gráfico 10: Produção de gás no pré-sal (gás com 10% mol. CO ₂)	70
Gráfico 11: Produção de gás no pré-sal (gás com 45% mol. CO ₂)	71
Gráfico 12: Projeção de produção líquida total de GN no Brasil (gás pré-sal com 10% mol. CO ₂)	72
Gráfico 13: Projeção de produção líquida total de GN no Brasil (gás pré-sal com 45% mol. CO ₂)	72
Gráfico 14: Volume estimado de vapor no tanque de armazenamento	79
Gráfico 15: Emissões de CO ₂ no E&P (pré-sal: 10% mol. CO ₂)	102
Gráfico 16: Emissões de CO ₂ no E&P (pré-sal: 45% mol. CO ₂)	102
Gráfico 17: Curva de custos marginais de abatimento, pós-sal	105
Gráfico 18: Curva de custos marginais de abatimento, pré-sal, 100.000 bpd	105
Gráfico 19: Curva de custos marginais de abatimento, pré-sal, 150.000 bpd	106
Gráfico 20: Curva de custos marginais de abatimento, pré-sal, 200.000 bpd	106
Gráfico 21: Potenciais de redução anual das medidas de mitigação	107
Gráfico 22: Participação de cada medida nas reduções anuais	109
Gráfico 23: Emissão dos cenários de Mitigação em comparação com o cenário Linha de Base	110
Gráfico 24: Análise dos valores do GWP e GTP para diferentes horizontes de tempo	113

SIGLAS

AAU	<i>Assigned Amount Unit</i> – Unidade de Quantidade Atribuída
BAT	<i>Best Available Technology</i> – Melhor Tecnologia Disponível
bbl	Barril
bpd	Barril por dia
CCGT	<i>Combined Cycle Gas Turbine</i> – Turbina a Gás de Ciclo Combinado
CCS	<i>Carbon Capture and Storage</i> – Captura e Armazenamento de Carbono
CERs	<i>Certified Emissions Reduction</i> – Reduções Certificadas de Emissões
COP	<i>Conference of the Parties</i> – Conferência das Partes
EPA	<i>Environmental Protection Agency</i> – Agência de Proteção Ambiental
ERUs	<i>Emission Reduction Units</i> – Unidades de Redução de Emissão
EU ETS	<i>European Emissions Trading System</i>
E&P	Exploração e Produção
FPSO	<i>Floating, Production, Storage and Offloading</i> – Unidade Flutuante de Produção, Armazenamento e Escoamento.
FSO	<i>Floating, Storage and Offloading</i> – Unidade Flutuante de Armazenamento e Escoamento
FT	Fischer-Tropsch
GEE	Gases de Efeito Estufa
GN	Gás Natural
GNL	Gás Natural Liquefeito
GTL	<i>Gas-to-liquids</i>
GWP	<i>Global Warming Potential</i> – Potencial de Aquecimento Global
HCC	Hidrocraqueamento
k	Mil
LUB	Lubrificante
M	Milhão
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
MMbtu	Milhão de BTU
Nm ³	Normal metro cúbico
OPEC	Organização dos Países Exportadores de Petróleo
O&M	Operação e Manutenção

PNMC	Política Nacional sobre Mudança do Clima
SMR	<i>Steam Methane Reforming</i> – Reforma a Vapor do Gás Natural
tCO ₂ e	Tonelada de CO ₂ equivalente
UNFCCC	<i>United Nations Framework Convention on Climate Change</i> – Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima
UPGN	Unidades de Processamento de Gás Natural
VOC	<i>Volatile Organic Compounds</i> – Compostos Orgânicos Voláteis
VPL	Valor Presente Líquido

1 INTRODUÇÃO

As mudanças climáticas que vêm ocorrendo no mundo e as perspectivas de alteração no clima em um futuro próximo chamam cada vez mais a atenção de estudiosos e de governantes, bem como de órgãos e instituições internacionais, que em conjunto, tentam propor medidas para amenizar e diminuir os impactos presentes e futuros. As negociações internacionais sobre as mudanças do clima começaram na Conferência das Nações Unidas sobre o Meio Ambiente e o Desenvolvimento, que ocorreu no Rio de Janeiro, em 1992 (RIBAS, 2013, LUCENA e SCHAEFFER, 2012), onde teve início a discussão da formulação da Convenção Quadro das Nações Unidas para Mudanças Climáticas (em inglês, *United Nations Framework Convention on Climate Change / UNFCCC*) (LUCENA e SCHAEFFER, 2012). O objetivo da Convenção é estabilizar a concentração de gases de efeito estufa (GEE) em um patamar onde não ocorram interferências climáticas perigosas sobre o sistema climático, e ela atua compilando e divulgando informações sobre as emissões de GEE e políticas nacionais, lançando estratégias nacionais para a mitigação e cooperando na adaptação aos impactos das mudanças climáticas (LUCENA e SCHAEFFER, 2012). A partir de 1995, dentro do âmbito da UNFCCC, começou a ser realizada a Conferência das Partes (COP) para a discussão dos avanços relacionados às questões climáticas globais (LUCENA e SCHAEFFER, 2012). Em 1997, foi lançado o Protocolo de Quioto, um tratado complementar à UNFCCC, que definiu metas de redução de emissões para os países do Anexo I. Esses são os países desenvolvidos, considerados os maiores responsáveis historicamente por grande parte das emissões. A meta estabelecida foi a redução de 5% das emissões totais dos GEE, referentes ao ano base de 1990, e deveriam ser cumpridas entre 2008 e 2012 (MMA, 2014).

Em 2009, na 15^a Conferência das Partes da UNFCCC (COP-15), foi reconhecida e adotada a recomendação científica de que o aumento da temperatura global não deve ultrapassar dois graus Celsius, a contar da fase anterior à revolução industrial até o final do século XXI (UNFCCC, 2010). Esse limite tem como objetivo prevenir uma intervenção antropogênica ainda mais intensiva do que a que ocorre atualmente, quando já houve o aumento de 0,8 graus Celsius (CERVIGNI *et al.*, 2013). Foi discutida a importância de se adequar à meta de emissões mundial e nacional o mais rápido possível, tendo em mente que o tempo de adequação dos países em desenvolvimento é

maior, devido a outras prioridades existentes nesses países, como a erradicação da pobreza e o desenvolvimento social e econômico. Os países do Anexo I que haviam se comprometido com o Protocolo de Quioto reiteraram sua posição e se comprometeram a aumentar os esforços na redução das emissões (UNFCCC, 2010). No entanto, não houve compromissos formais de metas de redução de países do Anexo I nem planos nacionais de mitigação por parte dos países em desenvolvimento.

O documento Energy Technology Perspectives (IEA, 2014a) discute as ações necessárias para suportar o desenvolvimento sustentável para a geração, distribuição e consumo final de energia, considerando três cenários possíveis até 2050:

- Cenário 6°C (6DS): cenário no qual o mundo se direciona hoje em dia, com resultados potencialmente desastrosos e um aumento de 6°C em média até o final do século;
- Cenário 4°C (4DS): cenário onde começa a ser refletido o compromisso dos países em redução de emissões e aumento da eficiência energética, com aumento de 4°C até o final do século;
- Cenário 2°C (2DS): cenário que apresenta uma visão de um sistema energético sustentável de redução de emissão de GEE, com aumento de 2°C até o final da década, conforme acordado na COP-15.

IEA (2014a) destaca que as políticas e as tecnologias são os motores na transformação do setor energético nos próximos 40 anos. Além disso, a eficiência energética é a responsável pelas maiores possibilidades de redução de emissões no cenário 2DS, sendo indispensável a combinação dessas medidas com outras tecnologias para que se consiga alcançar os limites estabelecidos para o longo prazo (IEA, 2014a). As emissões de CO₂ por unidade de eletricidade devem, por exemplo, ser reduzidas em 90%. O gás natural também é mencionado como uma boa alternativa de redução de emissões, uma vez que ele permite uma maior integração das energias renováveis no sistema e a diminuição da geração elétrica a carvão. Flexibilizando o uso da geração elétrica a gás, ele se torna competitivo quando utilizado em tecnologias dos motores de combustão interna, turbinas a gás de ciclo aberto, turbina a gás de ciclo combinado (CCGT), e às vezes até em pilhas a combustível. A competição entre gás natural e carvão pode ser motivada por dois fatores: pelo aumento do preço da tonelada de carbono emitida, que torna o uso do gás natural muito favorável relativamente ao

carvão; e, na ausência de mercado de carbono, as ações políticas e os desenvolvimentos de novas tecnologias podem estimular o seu uso (IEA, 2014a).

Embora as últimas COPs tenham obtidos avanços com a promoção de ações de desenvolvimento, adaptação e transferência de tecnologia entre os países, bem como tenham chegado a um consenso sobre um acordo universal de redução de emissões de GEE, os resultados obtidos recentemente mostram que o esforço feito ainda não é suficiente para alcançar a meta de temperatura de 2°C quando comparada a níveis pré-industriais (LUCENA e SCHAEFFER, 2012).

No que concerne o posicionamento do Brasil sobre as mudanças climáticas, o país, por não pertencer ao Anexo I, ainda não tem metas obrigatórias de redução. No entanto, na COP15 em Copenhagen, em 2009, o país voluntariamente firmou o compromisso de redução das emissões dos GEE. A meta estabelecida foi a redução de 36,1% a 38,9% das emissões projetadas até 2020. Esses limites foram definidos na Lei nº 12.187 de 29 de Dezembro de 2009, que institui a Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC). Apesar de a posição do Brasil ter um caráter voluntário no âmbito internacional, uma vez promulgada e aprovada no Congresso Nacional Brasileiro, a Lei passa a ter caráter obrigatório no âmbito nacional (RIBAS, 2013). A posição do Brasil de assumir metas voluntárias, as metas internacionais assumidas anteriormente pelos países do Anexo I, e a expectativa de um novo acordo global na COP-21, em 2015, reforçam a importância de um esforço conjunto para a redução da emissão dos GEE.

1.1 Justificativa

O petróleo é um combustível fóssil formado pela decomposição da matéria orgânica de algas e fitoplânctons, sob determinadas condições de pressão e temperatura. Os impactos ambientais estão associados à utilização do combustível e da matéria prima consumida na sua produção, à emissão de poluentes, à produção de resíduos, aos derramamentos de óleo, entre outros. A queima do combustível gera emissões de GEE, tendo como principais gases o dióxido de carbono (CO_2), o metano (CH_4) e o óxido nitroso (N_2O) (EPE, 2007). O petróleo se caracteriza também como uma fonte de energia não renovável.

No que diz respeito às emissões, as estimativas anuais elaboradas pelo MCTI (2013) enquadram o segmento de E&P no setor de Energia, setor esse que compreende tanto as emissões referentes à queima de combustível fósseis, quanto as emissões

fugitivas da indústria do petróleo e carvão mineral. O segmento de E&P é o maior responsável pelas emissões fugitivas de GEE, e representou cerca de 43,7% dessas emissões em 2010 (MCTI, 2013). Apesar de representarem uma pequena parte da emissão brasileira total de gases de efeito estufa, em torno de 1,4% do CO₂ equivalente total emitido, as emissões fugitivas vêm crescendo em proporções maiores do que às emissões decorrentes da queima de combustível, e estão aliadas também ao maior crescimento da produção de óleo e gás.

No Brasil, o setor de E&P atua majoritariamente a partir da produção *offshore*. O pré-sal, que começou a ser explorado na última década, apresenta algumas particularidades. Os campos de óleo do pré-sal contêm grandes quantidades de gás carbônico (CO₂), o que inviabiliza o transporte do gás natural para a costa, e consequentemente sua produção. Sendo assim, a necessidade de separação do CO₂ do gás natural produzido no pré-sal se torna primordial para a sua produção. Mundialmente o processo de captura e armazenamento de carbono (*carbon capture and storage* – CCS) vem sendo utilizado pelas grandes empresas multinacionais de produção de óleo e gás natural. No setor de E&P, esse processo visa justamente separar o CO₂ do gás natural extraído e reinjetá-lo em um reservatório, para que possa ocorrer a produção do gás natural.

Nesse sentido, diante das perspectivas de crescimento de produção da Petrobras para o desenvolvimento dos campos do pré-sal, as emissões do E&P se caracterizam como cada vez mais representativas para o Brasil, tornando-se importante uma análise direcionada para esse setor. Dessa forma, esse estudo se propõe a analisar um conjunto de medidas de mitigação de GEE aplicáveis à produção brasileira *offshore* de petróleo, bem como seus custos de investimento e operação.

1.2 Objetivo

1.2.1 Objetivo Geral

Analizar as medidas de mitigação de GEE na produção de óleo e gás com ênfase *offshore*. Neste sentido, a dissertação testa a hipótese de que é possível reduzir de forma custo-efetiva parcela importante das emissões de GEE de plataformas de produção de petróleo no Brasil.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Montar um cenário de linha de base para as emissões diretas¹ de GEE decorrentes da produção de óleo e gás. Apesar de existirem dados da Petrobras para a série histórica de emissões (PETROBRAS, 2013), um dos objetivos dessa dissertação é tanto construir um cenário de linha de base, quanto um outro cenário, com metodologias próprias de elaboração, mas que seja próximo à realidade do *upstream* brasileiro. Os dados divulgados pela PETROBRAS (2013) servem para validar o cenário aqui elaborado, no ano-base de simulação, ainda que estejam agregados dentro de toda a emissão de gases de efeito estufa do *upstream*, quando esta dissertação enfatiza a etapa de produção.
- Analisar diferentes medidas de mitigação de GEE possíveis para as plataformas *offshore*;
- Averiguar a opção de captura de carbono em plataformas de produção na região do pré-sal;
- Analisar custos de investimento e operação das medidas de mitigação propostas;
- Montar uma curva de custos marginais de abatimento para as medidas existentes;
- Montar um cenário de mitigação através das medidas propostas.

A dissertação está estruturada em 6 capítulos, contando com a introdução. No Capítulo 2 foi feita uma revisão bibliográfica, com o papel do setor de petróleo nas emissões de GEE e das medidas de mitigação para o setor de exploração e produção que vêm sendo implementadas e/ou estudadas mundialmente. O capítulo 3 apresenta o estudo de caso realizado, com uma breve descrição do setor de E&P no Brasil, a descrição da metodologia utilizada e a base de dados. O capítulo 4 contém os resultados e a discussão. O capítulo 5 contém as conclusões, limitações e recomendações para estudos futuros. Por fim, o capítulo 6 traz as referências bibliográficas que serviram de base para a dissertação.

¹ Não foram consideradas as emissões indiretas, que são emissões não associadas diretamente à atividade do E&P, como por exemplo construção de dutos e plataformas.

2 Estado da arte da mitigação de emissões de gases de efeito estufa na produção de petróleo – ênfase *offshore*

2.1 Papel do setor de petróleo nas emissões de GEE mundiais (ênfase em E&P)

A necessidade de reduzir as emissões de GEE engendra pressões em todos os setores da economia. Muitas iniciativas estão surgindo para que um caminho ambientalmente favorável seja realmente possível.

As emissões mundiais de GEE do setor de energia corresponderam a 31,2 GtCO₂e em 2011, representando mais de dois terços do total global (IEA, 2013a). Dentro do setor de energia, as emissões provenientes da combustão dos derivados (utilizados no transporte, indústria, geração de energia e nas residências) correspondeu a 35%, sendo a menor parte desta fração associada ao refino e exploração e produção de petróleo (IEA, 2014c). Em 2010, o E&P emitiu 1,1 GtCO₂e somente provenientes do gás metano, 3,53% do setor de energia.

Quando analisadas as emissões de GEE no ciclo de vida² para diferentes tipos de óleos, percebem-se os diferentes pesos que o E&P pode assumir durante a vida do combustível, em uma análise *well to wheel*. O E&P representa 15% das emissões do ciclo de vida para o óleo iraquiano e californiano, 20% para o óleo nigeriano e as areias canadenses, 7% para o *offshore* americano e 6%, na média, para a produção mundial de óleo, onde se destacam produções de óleo convencional no Golfo Pérsico (LLC, 2009).

De fato, IIGCC *et al.* (2010) mostram que o E&P é responsável por 5% das emissões, ou 20 kgCO₂/boe, do ciclo de vida do gás natural, a 6%, ou 30 kgCO₂/boe, do ciclo de vida do óleo leve/médio, a 19%, ou 110 kgCO₂/boe, do ciclo de vida do óleo pesado e 26%, ou 190 kgCO₂/boe, do ciclo de vida do carvão.

No Brasil, dados divulgados pela PETROBRAS (2013) mostram que a participação do E&P nas emissões da empresa correspondem a 33% das emissões totais, valor próximo das emissões de refino e petroquímica, que correspondem a 34% do total. As outras emissões são provenientes da geração de energia, 23%, fertilizante 2% e outras emissões somam 8%.

² A análise do ciclo de vida é um método analítico usado para avaliar e comparar os impactos ambientais de vários produtos (LATTANZIO, 2014), e tem sido objetivo de estudo de diversos autores, como pode ser visto em LATTANZIO (2014), LLC (2009) e IIGCC *et al.* (2010).

As emissões do setor de E&P são afetadas por fatores como a razão gás/óleo, características do reservatório, localização e logística, idade dos campos, uso de técnicas de recuperação de hidrocarbonetos, aspectos regulatórios e contratuais (IOGP, 2014). O CO₂ e o CH₄ são os gases que mais contribuem para as emissões totais do E&P, que podem ser divididas, por origem, em quatro grandes grupos (OGP, 2012): energia, *flare*, *venting* e emissões fugitivas.

Segundo IOGP (2014), a energia, ou autoconsumo, se refere ao consumo de energia na plataforma, que inclui atividades como reinjeção de gás para recuperação de óleo, transporte para os dutos, geração de eletricidade para atividades operacionais e acomodações nas plataformas *offshore*, produção de calor e vapor, entre outros. Para o caso do pré-sal, está incluída também a penalidade energética da compressão necessária para a reinjeção do CO₂ nos reservatórios. O *flare* é a queima controlada do gás natural associado produzido durante o processo de exploração e produção de óleo, ou a queima do gás natural que não pode ser usado por razões comerciais ou técnicas. O *venting* consiste na emissão controlada do gás natural para a atmosfera. As emissões fugitivas são as emissões não esperadas de gás para a atmosfera, que podem ocorrer por meio de defeitos nas vedações de válvulas, mal encaixe de componentes, e vazamentos.

Mundialmente, do total de emissões do CO₂ na produção de óleo, 55% é proveniente de energia (queima de combustível para a geração de energia na plataforma), 32% de *flare*, 9% de *venting* e 4% de emissões fugitivas. Entretanto, do total de emissões de CH₄, apenas 5% é proveniente da geração de energia, enquanto 42% é proveniente do *venting*, 27% de emissões fugitivas, e 26% do *flare* (IOGP, 2014). O total de emissões de GEE para o setor de E&P em 2013 foi de 264 MtCO_{2e}³ (IOGP, 2014).

Por sua vez, o Brasil se destaca no cenário mundial de energia. Sua produção de petróleo deve triplicar, saindo de 2 Mbpd em 2012 para 6 Mbpd em 2035 (Figura 1), o que é impulsionado sobretudo pela exploração em águas profundas e pelas descobertas do pré-sal (IEA, 2013b). Isso o colocará junto com os maiores produtores de óleo do mundo. Ao mesmo tempo, o país ainda mantém uma matriz energética com grande participação de fontes renováveis, se comparado com a média mundial (IEA, 2013b).

³ Esse total se refere somente aos países que reportam suas emissões à OGP, não correspondendo ao total mundial.

Por outro lado, a matriz energética brasileira deve continuar tendo uma participação de energias limpas muito superior à média mundial (Figura 2).

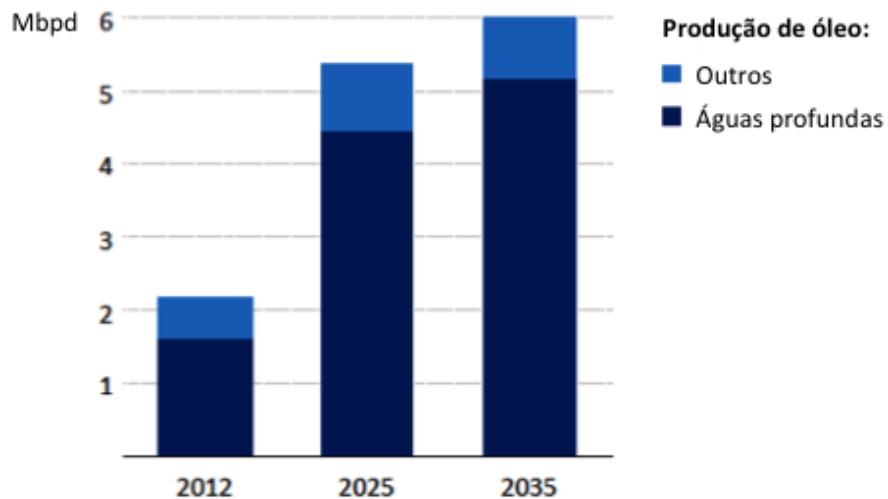


Figura 1: Produção de óleo no Brasil

Fonte: IEA, 2013b⁴.

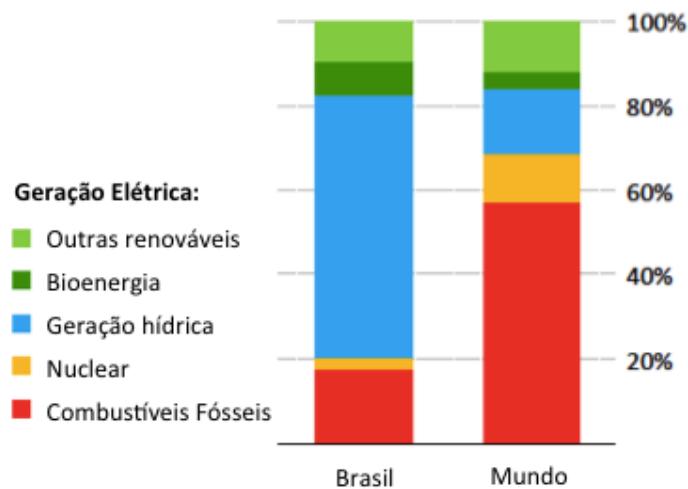


Figura 2: Projeção da matriz elétrica brasileira em 2035

Fonte: IEA, 2013b.

Em um mundo onde cada vez mais se busca a redução de emissão de gases de efeito estufa, também há o crescimento econômico que impulsiona a demanda energética, e consequentemente, as emissões de GEE. Entre as soluções possíveis para

⁴ Esses projeções contextualizam a posição do Brasil em um cenário internacionalmente aceito, mas não são os mesmos dados utilizados na projeção realizada nessa dissertação.

lidar com esse *trade off* estão as energias renováveis, como solar, eólica e biocombustíveis, que são mais benignas ao meio ambiente do que os combustíveis fósseis, não sofrem com problemas de exaustão, mas exigem investimentos para que sejam produzidas em grande escala. No ano de 2013, por exemplo, as energias renováveis representaram 2,7% do consumo mundial de energia, contra 0,8% há uma década. De 2012 para 2013, a geração eólica teve um crescimento de 20%, enquanto a solar cresceu 33% e os biocombustíveis 6% (BP, 2014). CHANG e YOUNG (2007) e KOLK e LEVY (2001) ponderam que as maiores empresas multinacionais de óleo, como a ExxonMobil, BP, Shell e Total, têm conhecimento técnico, recursos financeiros e forte presença global – inclusive detendo grandes reservas de óleo e gás internacionalmente –, o que se configura como uma influência significante tanto para o desenvolvimento energético futuro, através dos seus planos de investimento, quanto para reduzir as emissões e implementação de políticas internacionais. Entretanto, o que se percebe é uma diferença de comportamento entre essas empresas.

A ExxonMobil é a que mais se destoa das outras e investe mais em combustíveis fósseis para suprir o aumento de demanda energética nas próximas décadas (TILLERSON, 2005 *apud* CHANG e YOUNG, 2007). Dessa forma, sua preocupação não é o desenvolvimento de tecnologias alternativas, mas a produção cada vez maior de energia “convencional”. No entanto, dentro da indústria de óleo e gás também é possível haver mitigação de GEE. As ações da ExxonMobil para diminuir suas emissões incluem redução do *flare*, pesquisas em eficiência energética (i.e. cogeração), e nas tecnologias de captura e armazenamento de carbono (CCS) (CHANG e YOUNG, 2007).

A BP mantém investimentos em exploração e produção de óleo e gás com descobertas que somam 1 bilhão de barris de óleo equivalentes no Egito, *offshore* na Rússia, águas profundas no Golfo do México, Trinidad e Tobago, e Angola (CHANG e YOUNG, 2007). Porém, através da *BP Alternative Energy*, a empresa mantém um comprometimento com o desenvolvimento de combustíveis alternativos de baixo carbono para alcançar o desenvolvimento energético sustentável. Como um exemplo, tem-se uma planta eólica de 9MW foi construída em Amsterdã, e investimentos em projetos de CCS, separação de hidrogênio dos hidrocarbonetos, na conversão mais eficiente de gás natural em líquidos, entre outros (CHANG e YOUNG, 2007).

A Shell tem como meta ter pelo menos uma energia alternativa como seu *core business* nos próximos 20 anos (CUMMINS AND WILLIAMS, 2006 *apud* CHANG e YOUNG, 2007). Para isso, ela intensificou a produção de fontes renováveis, e já é a maior comerciante mundial de biocombustíveis, bem como a maior desenvolvedora de tecnologia para biocombustíveis. Além disso, a Shell tem aumentado sua eficiência energética e reduzido as emissões em *flare*, o que contribuíram para que ela alcançasse a meta de redução de 5% das emissões em 2010 referentes a 1990.

A Total segue uma linha de diversificação da oferta de energia, onde os avanços tecnológicos auxiliam tanto o desenvolvimento de novas fontes de energia, quanto superam os desafios de produção de óleo e gás não convencional. Em consonância com as suas metas de redução de GEE, a Total reduziu 30% das emissões em E&P e 20% no refino em 14 anos (CHANG e YOUNG, 2007).

Percebe-se, assim, uma certa diferença de postura entre as maiores empresas multinacionais de óleo, no que tange o desenvolvimento de energias renováveis no momento presente. Há um movimento de transição em direção a novas tecnologias, de acordo com que cada empresa entende como economicamente viável, e como elas percebem as demandas da sociedade por energias renováveis (CHANG e YOUNG, 2007). No entanto, o ponto comum entre elas é a certeza de que os combustíveis fósseis ainda serão predominantes nas próximas décadas. Dessa forma, elas reconhecem a necessidade de redução de emissões, e enquanto pertencentes à cadeia de óleo e gás, mantêm ações que levam a bons resultados para o meio ambiente.

Um dos componentes principais das políticas de redução de emissão dos GEE, segundo RADETZKI (2002), deve ser a redução do consumo de combustíveis fósseis. Segundo o autor, nos países do Anexo I, as taxações de carbono, aumentando o preço dos combustíveis e consequentemente diminuindo o seu uso, devem ser um dos instrumentos de implementação das políticas climáticas. A ideia apresentada pelo autor é de que a taxação de carbono imposta aos produtores de petróleo seria transmitida aos consumidores finais, na forma de um aumento de preços. Dessa forma, a elevação de preços diminuiria a demanda pelos mesmos. RADETZKI (2002) acrescenta que, se as metas do Protocolo de Quioto fossem colocadas em vigor em um futuro próximo, apesar de haver perda de receita por parte dos produtores, eles teriam tempo de ajustar sua oferta de acordo com a nova demanda, o que não lhes causaria perda de rentabilidade.

Assim como RADETZKI (2002), muitos autores consideram que haveria uma perda de receita dos países membro da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), devido tanto à diminuição do consumo, quanto à diminuição dos preços para os produtores. No entanto, PERSSON *et al.* (2007) colocam que os países da OPEP não seriam penalizados por causa da taxação de carbono. Em seu estudo, foram utilizadas as seguintes premissas:

- as reservas atuais de óleo convencional são apenas um quarto do total de emissões permitidas nos próximos 100 anos;
- o óleo convencional tem um custo de extração baixo, e é usado na maior parte do setor de transporte, que não possui muitos substitutos – o que significa que esse óleo será usado mesmo se houver uma restrição de emissões;
- há mais carbono embutido nos óleos pesados e no diesel sintético de carvão, do que na gasolina e no diesel proveniente do óleo convencional.

Dessa forma, utilizando o *software GET-RE 5.0 (Global Energy in Transition model – regional and demand-elastic version)*, um modelo global de energia, e considerando uma estabilização da concentração atmosférica de CO₂ em 450 ppm em 2100, os autores chegaram à conclusão de que não necessariamente os países da OPEP teriam perda de receita. PERSSON *et al.* (2007) colocam algumas razões para o óleo convencional permanecer em uso mesmo em um cenário de restrição de emissões:

- é muito custoso substituir integralmente o petróleo e outros combustíveis sintéticos no setor de transporte. Nenhuma alternativa de combustíveis consegue ser competitiva;
- a demanda de combustíveis líquidos diminui com o passar do tempo, mas essa diminuição afetaria a extração dos combustíveis sintéticos de carvão e do óleo não convencional. Dado que o óleo convencional contém um teor de carbono menor, ele seria preferível em um cenário de redução de emissões.

O Brasil, por ter petróleo também em águas profundas e ultraprofundas, diferente dos países da OPEP, pode ser prejudicado pelas políticas de redução de emissões, na medida em que o peso do E&P nas emissões da cadeia pode se tornar mais relevante na produção *offshore*, e/ou os custos de produção podem ser maiores, diminuindo a receita das operadoras. Sendo assim, sob um cenário de taxação de carbono na produção brasileira, o carbono embutido no petróleo levaria a um aumento

do custo para o produtor, quando essa taxa fosse absorvida por ele, podendo causar uma perda de competitividade frente aos outros países produtores. Ainda, um incentivo internacional de redução de emissões de GEE, tendo como consequência a taxação do óleo cru em outros países, visando uma menor pegada de carbono, também pode impactar os custos brasileiros, uma vez que o Brasil é exportador de óleo cru. Uma tentativa de fazer com que o petróleo brasileiro não perca competitividade é a taxa de carbono ser absorvida dentro da cadeia do petróleo – pelo refinador, ou pelo consumidor final –, ou pelo Governo. No entanto, essas opções não foram consideradas aqui.

Ainda que a maior parte das emissões de GEE da cadeia do petróleo esteja associada à combustão dos derivados, tanto o refino quanto o E&P também possuem sua parcela de emissões. Essa parcela pode variar bastante dependendo do tipo de óleo que se está analisando, como pode ser visto, por exemplo, no Gráfico 1.

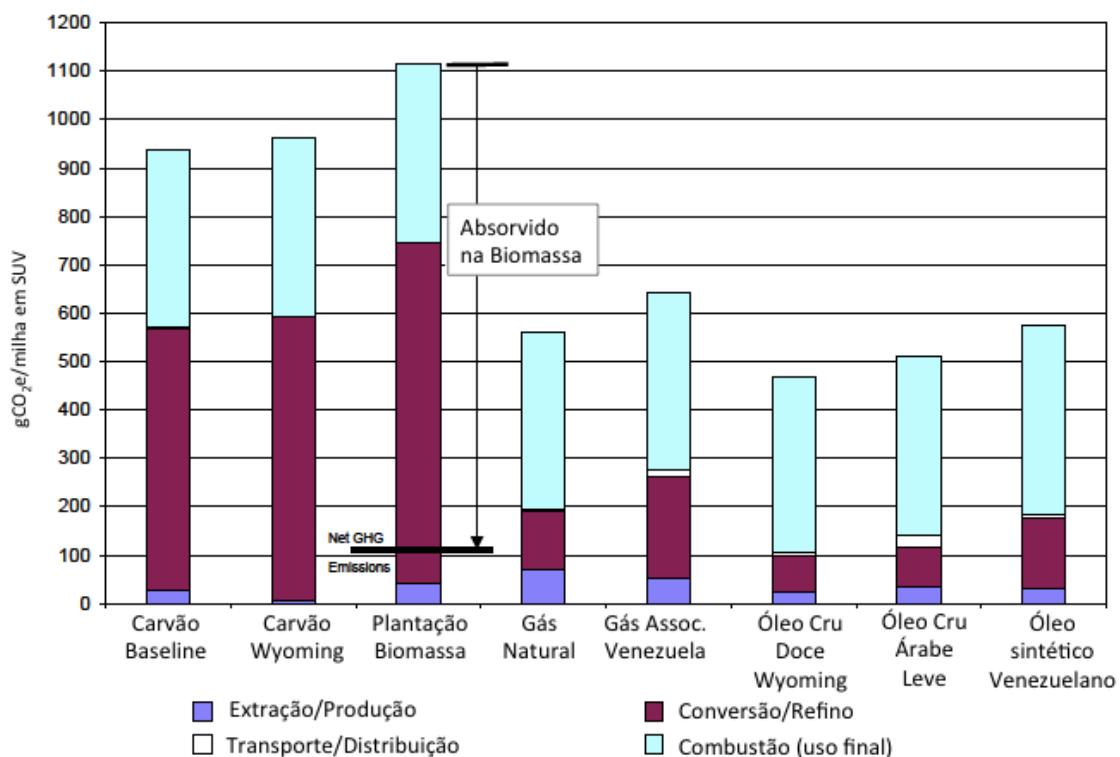


Gráfico 1: Emissões de GEE do ciclo de vida para o diesel em carros tipo SUV

Fonte: MARANO e CIFERNO, 2001.

Dentro de um contexto de restrições de emissões atribuídas a diferentes segmentos produtivos, o E&P pode ser penalizado. Este é o caso de um sistema baseado em *cap-and-trade* (vide Apêndice I da dissertação para descrição deste mecanismo de

controle de emissões atmosféricas), onde se podem atribuir limites de emissão para a etapa de produção de petróleo. As abordagens setoriais estão sendo estudadas com o intuito de aumentar a abrangência das políticas de mitigação de emissões de gases de efeito estufa. Elas focam na análise de processos e tecnologias de um setor específico, propondo medidas de mitigação para o mesmo (MERSCHMANN, 2010). Nesse sentido, é importante conhecer a responsabilidade de cada setor sobre as emissões de GEE, bem como seu potencial de mitigação. Esta dissertação tem como foco a produção de óleo e gás, e na próxima seção serão apresentadas diferentes medidas de abatimento que vêm sendo aplicadas ou estudadas para o *upstream* mundialmente.

2.2 Medidas de mitigação para emissões de GEE derivadas da produção de petróleo, existentes no mundo

O *flaring* e o *venting* são duas fontes de emissão de gases de efeito estufa na indústria de óleo e gás, com diferentes impactos. O *venting* consiste na emissão controlada do gás natural para a atmosfera. Devido à liberação direta do gás natural, o gás ventilado é composto majoritariamente de metano (CH_4), que possui um potencial de aquecimento global para um horizonte de 100 anos (GWP₁₀₀ – *Global Warming Potential*) 21 vezes maior que o CO₂ (IPCC, 2006)⁵. O *flaring* é a queima do gás natural não utilizado na plataforma, e sua emissão é composta basicamente de CO₂, havendo um pequeno volume de CH₄, que pode variar dependendo da eficiência da queima. Sendo assim, para um mesmo volume de gás natural emitido, dependendo se ele for queimado antes da emissão (*flaring*) ou se ele for ventilado, sua emissão em termos de quantidade de CO₂ equivalente será muito diferente. Haverá maior emissão se o gás for ventilado.

Com o intuito de reduzir as emissões de GEE, seja das emissões fugitivas, seja do *flare*, existem diversas medidas de mitigação para o setor de E&P que serão descritas a seguir.

⁵ Foram usados os fatores de emissão de 2006 do IPCC, pois são os mesmos utilizados no “Segundo inventário brasileiro de emissões antrópicas de gases de efeito estufa” (MCTI, 2010).

2.2.1 Captura e armazenamento de carbono

Os sistemas de Captura e Armazenamento Geológico de CO₂ (CCGS⁶) são reconhecidos como alternativas para reduzir emissões de dióxido de carbono provenientes de fontes estacionárias (IEA, 2008; IPCC, 2007; ROCHEDO, 2011; NOGUEIRA *et al.*, 2014; COSTA, 2009; COSTA, 2014).

Essas práticas são utilizadas no setor de petróleo mundial para reduzir as emissões, por exemplo, na exploração de campos *offshore* na Noruega (Campo de Sleipner) e campos *onshore* na Argélia (IEA, 2010; COSTA, 2009; RODDY, 2011; COSTA, 2014). Alguns dos exemplos citados são apresentados a seguir.

I) Sleipner – Statoil – Noruega

A primeira planta de demonstração de captura que está operando em escala industrial é a planta instalada em Sleipner, Noruega, que se localiza no Mar do Norte e é operada pela Statoil desde 1996 (STATOIL, 2013). Esta planta é também o principal projeto de CCGS *offshore* no mundo e é mostrada esquematicamente na Figura 3.

O complexo de Sleipner é formado por duas plataformas de produção – cada uma recuperando gás natural de um campo diferente (Sleipner West e Sleipner East) –, e pela plataforma Sleipner T, responsável pela separação do CO₂. Duas motivações principais foram os precursores do CCS nesse campo da Noruega. Primeiramente, o estudo do campo Sleipner West indicou uma concentração de CO₂ igual a 9,0% mol CO₂, sendo muito mais alta do que as especificações de mercado dos seus compradores, que requeriam um teor de no máximo 2,5% mol de CO₂. Somado a isso, em 1991, as autoridades norueguesas estabeleceram uma taxação de carbono com o intuito de diminuir as emissões de CO₂ *offshore*. Esses fatores levaram a Statoil a separar o dióxido de carbono e injetá-lo em um aquífero salino (o reservatório Utsira) localizado a um quilômetro de profundidade. A imposição da taxação de carbono ajudou no financiamento da planta de captura, e hoje a instalação recebe créditos de CO₂ pela sua redução de emissões. Atualmente a taxa de carbono está na faixa dos US\$ 50 por tonelada de CO₂ (STATOIL, 2014b).

A plataforma Sleipner T foi construída especialmente para a separar o CO₂ do gás natural, sendo capaz de separar 1 milhão de toneladas de CO₂ por ano. Ela fica ao lado das outras plataformas de produção, e utiliza a tecnologia de absorção química com

⁶ Carbon Capture and Geological Storage.

solventes à base de aminas para a separação dos gases, empregada na pós-combustão (ROCHEDO, 2011). Vale citar que estas plataformas são de águas rasas e não são semi-submersíveis e FPSOs, como é o caso das plataformas de produção do pré-sal. No caso do pré-sal, as condições de produção são mais severas devido ao afastamento da costa e à profundidade, por isso não seria indicado utilizar a tecnologia de absorção química que possui equipamentos de grandes dimensões que podem gerar instabilidade nas plataformas flutuantes.

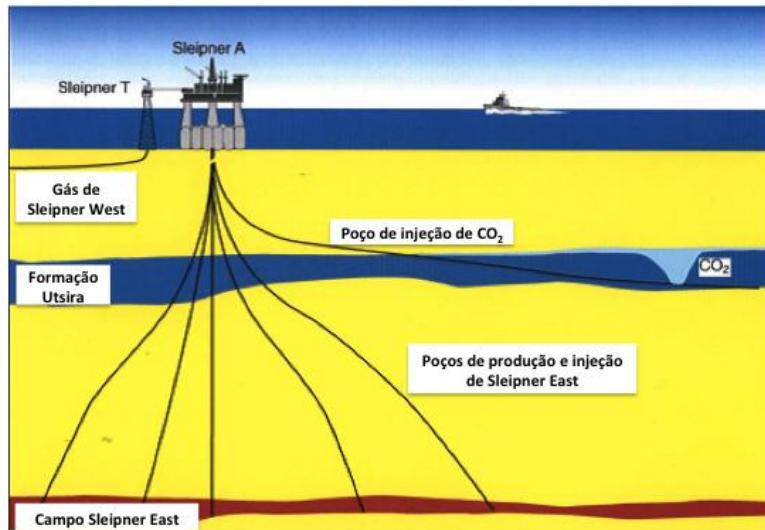


Figura 3: Plataforma de Sleipner

Fonte: STATOIL, 2013b.

II) In Salah – Statoil – Argélia

A Statoil realizou um único projeto de captura de CO₂ fora da Noruega, o projeto In Salah, na Argélia. Tanto por questões técnicas, como por questões comerciais, foi utilizada a mesma tecnologia de separação que já era aplicada no campo Sleipner, baseada no processo de aminas (STATOIL, 2014c). Como apresentado no exemplo anterior, características da exploração e das plataformas, como profundidade e estabilidade das instalações possibilitaram a utilização da tecnologia de separação de absorção química. Porém, isso não ocorre no caso do pré-sal, já que as plataformas são flutuantes e possuem limitações de espaço. Portanto, para as FPSOs do pré-sal a indicação é que sejam utilizados sistemas de membranas.

O projeto entrou em operação em 2004, e contém um armazenamento de escala industrial. Diversos campos, com teor de gás carbônico entre 1 e 10% mol, visando se adequar às especificações de exportação do gás natural de 0,3% mol, injetam o CO₂ em

formações salinas profundas, entre 1.850 e 1.950 metros de profundidade (MATHIESON *et al.*, 2010).

Até 2010 foram injetadas mais de 3 milhões de toneladas de carbono (MATHIESON *et al.*, 2010). No entanto, a injeção de CO₂ foi interrompida em 2011 como medida de segurança, principalmente relacionada à capacidade do reservatório. Novos dados e resultados sísmicos estão sendo estudados para formar uma estratégia mais adequada de injeção para esse reservatório (STATOIL, 2014c).

III) Snøhvit – Noruega

O campo de Snøhvit é outro campo *offshore* explorado na Noruega. Ele fica localizado a 150 quilômetros da costa e a 2.400 metros de profundidade. No entanto, a operação não ocorre toda em alto mar. O gás natural extraído é levado até uma planta de liquefação *onshore*, onde ocorre a liquefação do gás natural a -163°C, e a consequente separação do gás carbônico. Esse último retorna ao mar para ser injetado no em camadas de arenito poroso (reservatório *Tubåen*) (STATOIL, 2014d). O gás natural possui um teor de CO₂ entre 5 e 6% mol.

Especificamente no Brasil, essas práticas têm sido consideradas pela Petrobras para mitigar a emissão de CO₂ presente no gás associado nos campos do Pré-sal. Estima-se que os campos possuam de 10% a 45% mol. de CO₂ (FORMIGLI, 2008; DINO, 2014; CREDIT SUISSE, 2014). Portanto, para produzir o gás natural presente nesses campos seria mandatório capturar o dióxido de carbono e reinjetá-lo nos próprios campos (DINO, 2014).

A captura do CO₂ pode ser realizada através de três tecnologias: pré-combustão, oxicombustão e pós-combustão. Na pré-combustão, a captura de CO₂ ocorre antes da utilização do gás natural, enquanto que na pós-combustão ela ocorre depois, sendo o CO₂ removido de gases de exausto de combustão. Na oxicombustão, ocorre a geração de uma corrente concentrada de CO₂ devido à queima do combustível com um ambiente enriquecido de oxigênio (ROCHEDO, 2011). Neste estudo é considerada que a captura do CO₂ é feita diretamente do gás associado extraído nos campos do pré-sal, ou seja, na pré-combustão. Sendo assim, não foi considerada a captura de CO₂ a partir da combustão do gás para geração de energia elétrica e nem a captura do gás em *flare*.

No entanto, nem sempre é possível capturar a totalidade do CO₂ emitido pelas plataformas de produção de óleo e gás natural. Surge, então, o conceito de CO₂

“capturável”, que é a parcela do CO₂ emitido – principalmente na extração de óleo e gás natural, no caso de E&P; na geração de calor e/ou queima de combustíveis fósseis, no caso setor industrial; e na utilização de combustíveis fósseis em instalações para geração de energia elétrica – que é viável de ser separada utilizando pelo menos uma das rotas tecnológicas disponíveis. Além disso, dessa parcela de CO₂ capturável, é de fato capturado de 85 a 90% do CO₂ devido às limitações técnicas dos métodos de separação de gases existentes (COSTA, 2014; RODDY, 2011; ROCHEDO, 2011; KURAMOCHI, 2012).

O método de captura mais indicado para as novas plataformas do pré-sal (FPSOs) seria a membrana (DINO, 2014). A membrana é uma barreira que separa dois meios, restringindo total ou parcialmente o transporte de componente entre eles (HABERT *et al.*, 2006). Na separação de gases, a tecnologia de membranas se baseia na interação química ou física dos gases com a membrana, o que permite que certos gases atravessem a membrana a velocidades maiores que outros. O material que permeia através dela é denominado permeado, enquanto a substância retida é denominada concentrado, não permeado ou retentado (Figura 4). Tanto o permeado quanto o concentrado podem ser o produto de interesse do processo. No caso da separação e captura de CO₂, o permeado, rico em CO₂, se torna o produto de interesse. No caso da purificação do gás natural, por exemplo, o concentrado é o produto de interesse, pois contém o gás natural purificado (PINTO *et al.*, 2009). A vazão com que ocorre a passagem dos gases pela membrana dependerá da diferença de pressão que possui o exausto e o outro lado da membrana, sendo, portanto, desejadas altas pressões na separação de CO₂ por membranas (COSTA, 2014). As membranas são utilizadas largamente na separação de H₂, na separação de CO₂ proveniente de gases exaustos de processos industriais e podem ser usadas para a separação de O₂ do ar (IPCC, 2007).

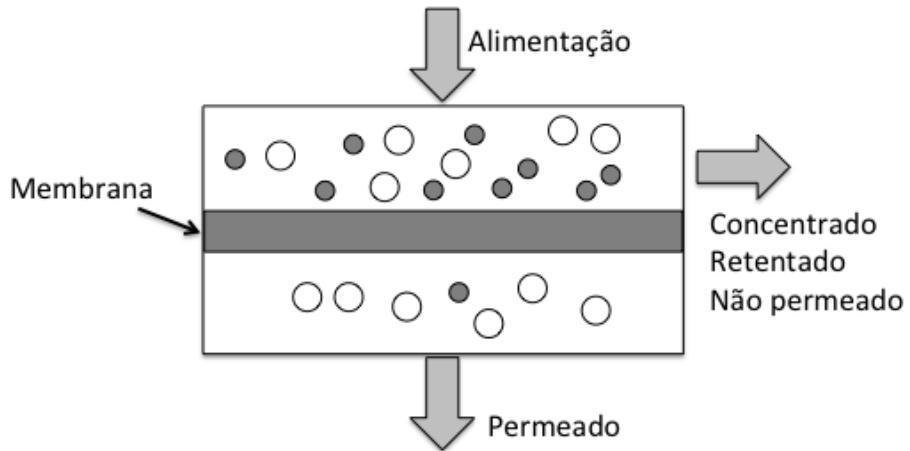


Figura 4: Funcionamento da membrana

FONTE: Adaptado de AMARAL, 2009.

O desempenho de membranas se determina pela permeabilidade e pela seletividade das membranas. A permeabilidade se define pela capacidade de ser penetrada com certa força motriz e em certo tempo. A permeabilidade é geralmente indicada em barrer ou flux e a seletividade pela razão da permeabilidade dos componentes do gás em questão. A separação por membranas se realiza através de diferentes mecanismos, que possuem influência relevante na seletividade e permeabilidade.

Membranas são industrialmente aplicadas em forma de folhas planas ou fibras ocas. No caso de fibras ocas, as fibras são juntadas num feixe tubular (Figura 5).

Membranas em forma de folha são geralmente produzidas como módulos de folha espiralada, onde duas folhas de membrana são colocadas *back-to-back*, com um material no meio que garante manter o espaço mínimo necessário para manter o fluxo de gás. Esses modelos apresentam razões superfície/volume extremamente altas e trazem uma vantagem significante considerando custo e *footprint* da instalação (SCHENDEL, 1984). A Figura 6 e a Figura 7 apresentam ilustrações de modelos de um módulo de membranas em fibra oca e em folha espiralada, respectivamente.



Figura 5: Membrana de módulo tubular

Fonte: ENGELIEN, 2004.

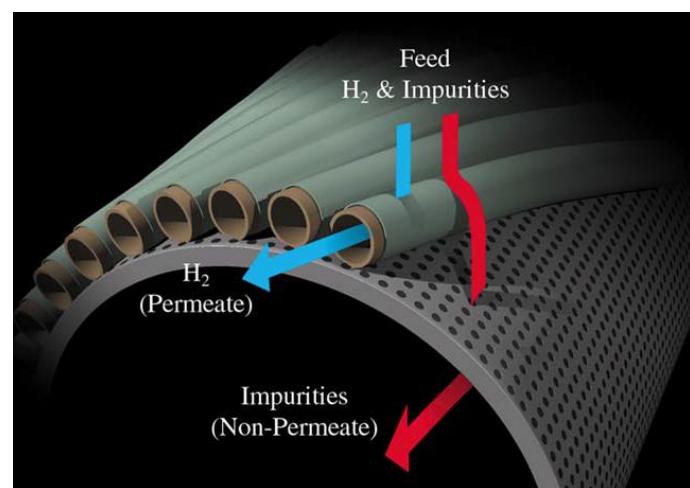


Figura 6: Modelo de um módulo de membranas em fibra oca

Fonte: UOP, 2013

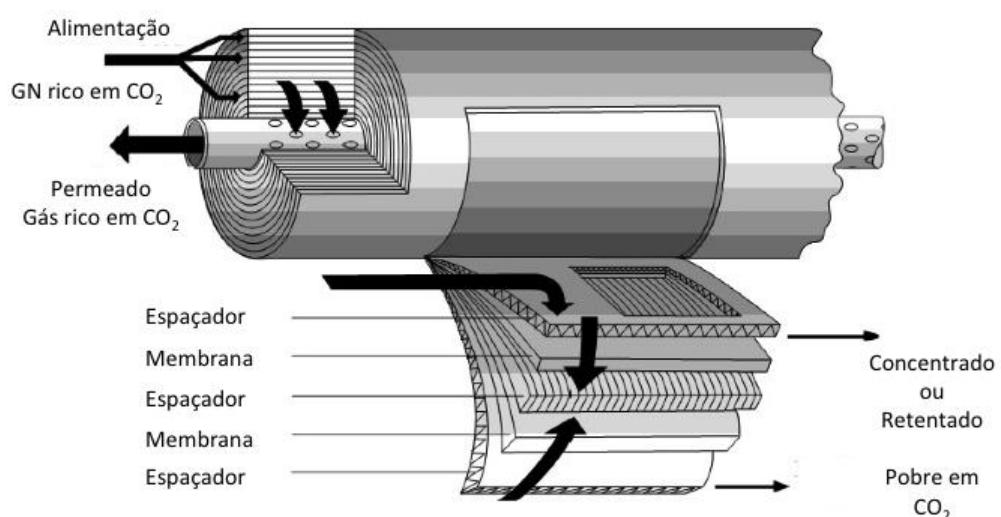


Figura 7: Modelo de membrana de folha espiralada.

Fonte: UOP, 2013.

O módulo de membrana, seja em folha espiralada ou em fibra-oca, faz com que o *footprint* dessas unidades seja significativamente menor que o *footprint* de tecnologias convencionais de absorção. Isto pode ser verificado na Figura 8, na qual a unidade de membranas envolvida pelo retângulo substitui toda a unidade de absorção mostrada no restante da foto (DORTMUND e DOSHI *apud* MONTEIRO, 2009). No processo de absorção química, o CO₂ do gás de exausto passa por reações de neutralização ácido-base com solventes básicos. O CO₂ – por ser considerado um gás ácido –, reage com os solventes, e é separado por eles.

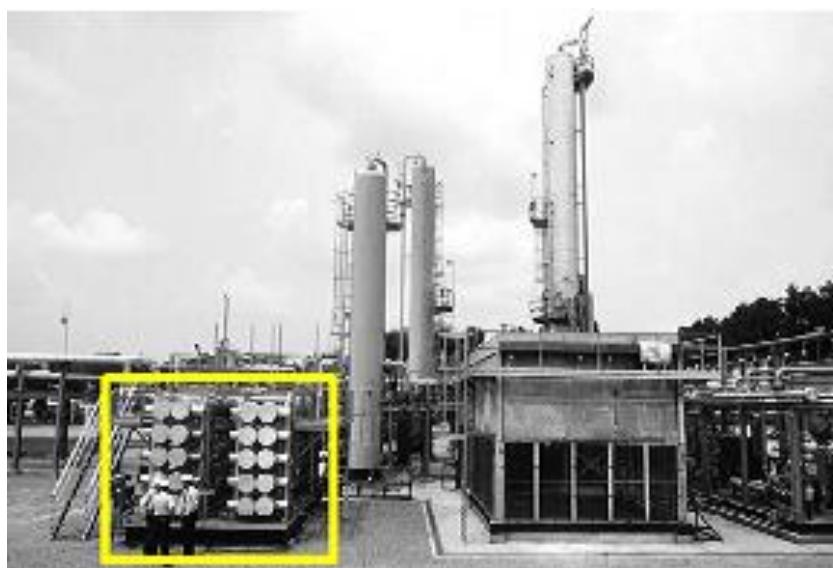


Figura 8: Comparação de *footprint* requerido por unidades de membranas e absorção de aminas.

Fonte: DORTMUND e DOSHI *apud* MONTEIRO, 2009

Portanto, no caso das plataformas a serem utilizadas na exploração dos campos *offshore* do pré-sal, o uso das membranas se justifica principalmente devido ao seu *footprint*. Um módulo de membrana, seja em folha espiralada ou fibra-oca, possui um *footprint* menor do que uma planta de captura utilizando, por exemplo, o método de absorção química, como dito anteriormente. O espaço necessário para acomodar todos os equipamentos utilizados na captura por absorção química não está disponível, normalmente, em uma FPSO. Os *layouts* das FPSO são bem definidos e os espaços são restritos. Além disso, por ser um tipo de plataforma que não é fixa, pode gerar instabilidade na estrutura ao alocar equipamentos para absorção química como, por exemplo, as torres de absorção, que possuem grandes dimensões verticais (ROCHEDO, 2011; DINO, 2014; CASTELO BRANCO, 2008).

A partir da seleção do método de captura (membranas), foi selecionado para esse estudo como módulo padrão, o sistema UOP SeparexTM, que é um tipo de módulo compacto desenvolvido pela UOP que pode ser instalado em FPSOs como é o caso das plataformas de produção dos campos do pré-sal (UOP, 2013; PETROBRAS, 2014a; ECHT e MEISTER, 2009). Segundo UOP (2013), foram contratados pela Petrobras módulos do sistema UOP SeparexTM para separar CO₂ de 7 milhões m³ de gás natural por dia nos campos do pré-sal e também oito módulos para serem instalados em plataformas de produção (FPSO) na Bacia de Santos.

Estima-se que um módulo do sistema UOP SeparexTM (membrana + *skid*⁷) ocupe uma área de aproximadamente 347 m² e pese cerca de 582 toneladas (HARNESS e SHARMA, 2012). Este é um módulo compacto indicado para ser utilizado em plataformas de produção de óleo e gás e corresponde aos seis módulos (membranas + *skids*) de um *design* mais antigo que ocupava uma área de 1.185 m². Com a utilização do sistema compacto ocorre, portanto, uma redução de cerca de 70% na área ocupada pelos módulos (*footprint*) (HARNESS e SHARMA, 2012). A Figura 9 ilustra *skids* contendo módulos de membranas do sistema UOP SeparexTM. A Figura 10 ilustra um módulo de membrana do sistema UOP SeparexTM (módulo e seção transversal do módulo).

⁷ *Skid* é uma estrutura que suporta os sistemas de membranas e outros equipamentos alocados nas instalações marítimas.



Figura 9: Skids com módulos de membranas do tipo UOP Separax™

Fonte: HARNESS e SHARMA, 2012



Figura 10: Módulos de membrana do sistema UOP Separax™

Fonte: HARNESS e SHARMA, 2012.

A Figura 11 mostra o elemento utilizado no carregamento do gás na entrada do módulo do sistema UOP Separax™.



Figura 11: Elemento utilizado no carregamento de gás de um módulo de membrana.

Fonte: HARNESS e SHARMA, 2012.

2.2.2 Instalação de Unidades de Recuperação de Vapor em Tanques de Armazenamento (URV)

Os tanques de armazenamento de óleo cru servem para estabilizar o fluxo entre os poços de produção e o transporte por dutos ou navios (USEPA, 2006a). Eles são utilizados para armazenar o óleo por determinados períodos de tempo entre a sua extração e seu descarregamento, uma vez que extração e descarga do óleo não acontece na mesma frequência, havendo um acúmulo de óleo nas plataformas. Durante o armazenamento, os hidrocarbonetos leves dissolvidos no óleo cru, como o metano, outros compostos orgânicos voláteis (*volatile organic compounds – VOC*) e líquidos de gás natural se volatilizam, e ficam aprisionados dentro do tanque. Conforme o reservatório enche com mais óleo cru, o vapor aprisionado é ventilado para a atmosfera (USEPA, 2006a).

A instalação de unidades de recuperação de vapor (URV) consiste em tubos e equipamentos que conseguem capturar o vapor que seria ventilado para a atmosfera (Figura 12), reduzindo as emissões fugitivas. A recuperação desse vapor possibilita a utilização tanto para geração de energia na plataforma, quanto para a venda.



Figura 12: Unidade de Recuperação de Vapor para uma FSO

Fonte: REENVIRONMENTAL, 2014

As unidades de recuperação de vapor podem ser instaladas tanto para extração do pós-sal quanto pré-sal. Atualmente, já existem plataformas no Golfo do México com unidades de recuperação de vapor instaladas, bem como em plataformas da Lukoil no mar Cáspio (BYLIN *et al.*, 2010; REENVIRONMENTAL, 2014).

2.2.3 Substituição da selagem a óleo pela selagem a gás

Os compressores centrífugos são muito utilizados na produção e transmissão de gás natural. Para evitar vazamento do gás natural de alta pressão dos compressores, são utilizadas vedações ao redor do eixo. Usualmente é usado óleo a alta pressão para impedir esses vazamentos (USEPA, 2006b). Nos compressores que utilizam selagem a óleo, há três anéis ao redor do seu eixo. O óleo a alta pressão é circulado entre eles, formando uma barreira contra o vazamento do gás. Uma pequena quantidade de gás consegue passar, enquanto a maior parte é absorvida pelo óleo, contaminando-o. O óleo utilizado nesse processo passa por uma etapa de desgaseificação, e é reutilizado ao redor do eixo (Figura 13). O gás separado no processo é ventilado na atmosfera (USEPA, 2006b). Os compressores centrífugos com selagem a óleo têm uma baixa emissão proveniente do escape através da selagem; no entanto, a maior emissão ocorre no gás ventilado das unidades de desgaseificação (BYLIN *et al.*, 2010).

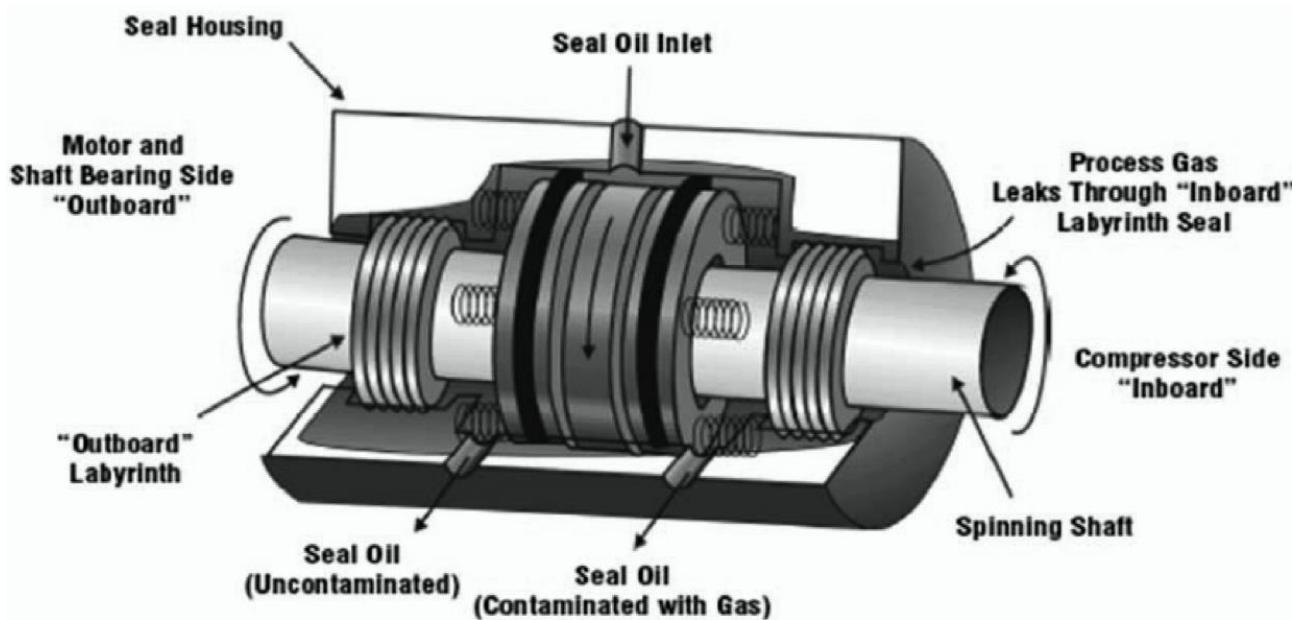


Figura 13: Compressor centrífugo com selagem a óleo

Fonte: USEPA, 2006b

Uma medida de mitigação para reduzir as emissões fugitivas do compressor centrífugo é a substituição da selagem a óleo pela selagem a gás, onde ao invés de utilizar-se o óleo, utiliza-se um gás a alta pressão ao redor do eixo para impedir o vazamento do gás natural do processo. Dois anéis são utilizados ao redor do eixo: um estacionário liso e outro rotatório, que apresenta algumas ranhuras. Quando o compressor não está sendo utilizado, o anel estacionário é empurrado contra o anel rotatório através de molas. Quando o compressor está sendo utilizado, ou seja, quando o eixo começa a rodar em altas velocidades, o gás natural só tem um caminho a seguir, que é entre os dois anéis, através das ranhuras presentes no anel rotatório. A pressão do gás natural entre os anéis tende a afastá-los; no entanto, a pressão da mola empurrando o anel estacionário contra o anel rotatório, permite que haja apenas um pequeno espaço entre os anéis, por onde ocorre um pequeno vazamento do gás (Figura 14). Ao mesmo tempo, esse afastamento entre os anéis faz com que não seja necessário utilizar óleo para lubrificá-los. O volume de gás natural vazado, entretanto, é muito menor se comparado ao gás ventilado decorrente da selagem à óleo. A selagem a gás melhora a eficiência e a performance do compressor e diminui o tempo de pausas, pois a selagem a gás tem menos componentes auxiliares, que geralmente são as causas das paradas, melhorando assim sua confiabilidade (USEPA, 2006b). Pode ser classificada como uma medida de eficiência energética, que consegue também reduzir as emissões fugitivas.

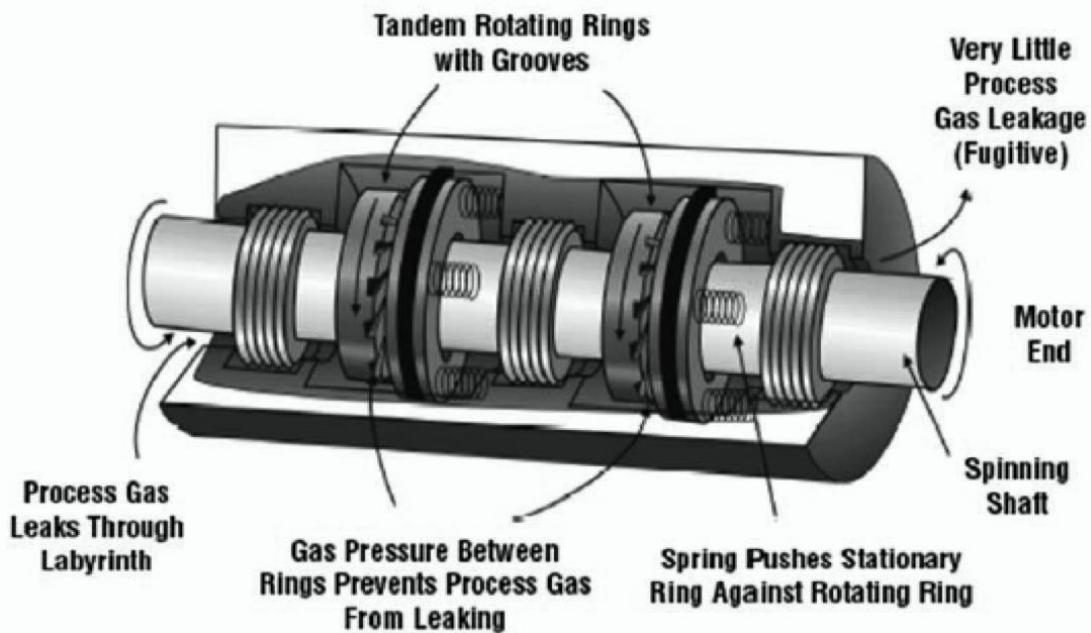


Figura 14: Compressor centrífugo com selagem a seco

Fonte: USEPA, 2006b

2.2.4 Invólucro no compressor recíproco

O compressor recíproco também é responsável por uma parcela de emissões fugitivas. Ele é vedado por uma série de anéis dentro de um invólucro, usados para impedir o vazamento do gás natural comprimido a alta pressão no cilindro do compressor, deixando a haste livre para se mover (BYLIN *et al.*, 2010), como mostrado na Figura 15. Flanges, válvulas e conexões também são fontes de emissões fugitivas nos compressores recíprocos, apresentando um pequeno vazamento, mas o invólucro ao redor da haste do compressor é a maior fonte de perda de gás natural. Em condições normais de operação, com sistemas envoltórios novos, ajustados e alinhados, há um vazamento em torno de 0,34 m³/h (USEPA, 2006c). Com o passar do tempo, o desalinhamento ao redor do eixo, o desgaste do compressor e problemas de corrosão aumentam as emissões fugitivas (OLF, 2011). Uma medida de mitigação possível para a redução das emissões fugitivas pode ser a substituição mais frequente do invólucro, diminuindo o tempo entre as trocas do mesmo.

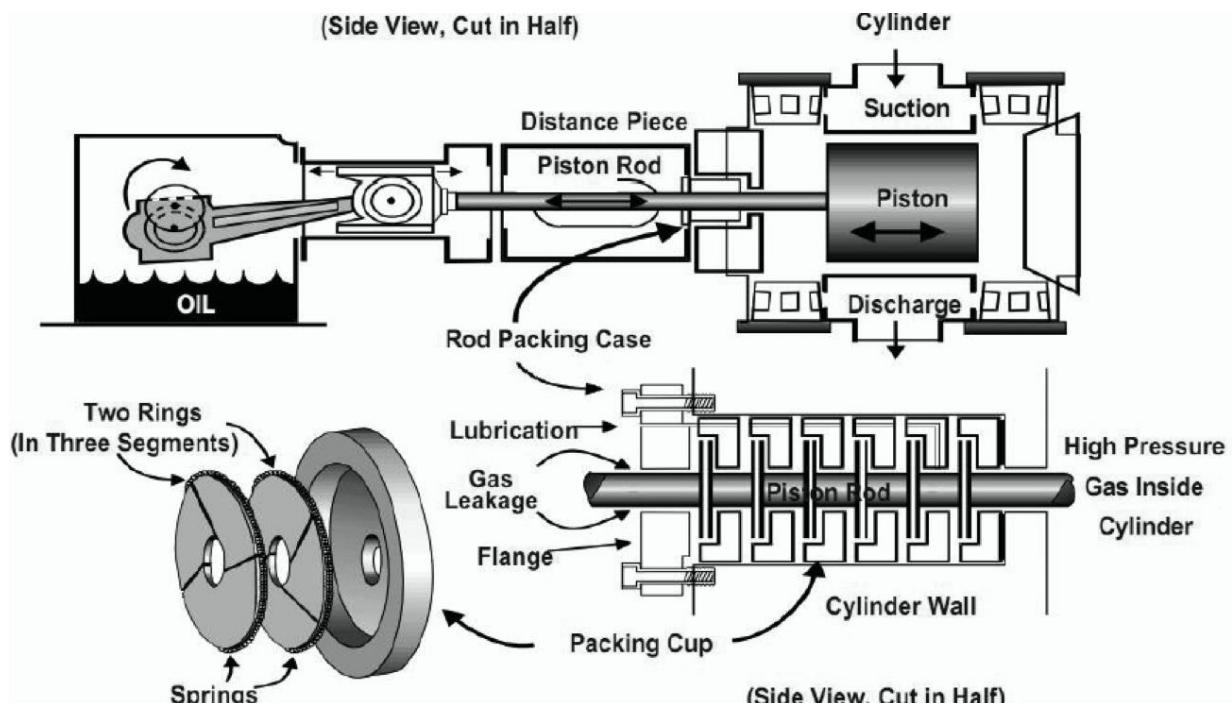


Figura 15: Invólucro do compressor recíproco

Fonte: USEPA, 2006c.

2.2.5 Implementação de um programa de inspeção e manutenção

Durante o período de uso, devido à variedade de processos e condições ambientais, como variação de temperatura e pressão, equipamentos que contém canos,

válvulas, flanges, controles, entre outros, acabam emitindo cada vez mais gás (BYLIN *et al.*, 2010). O tamanho da plataforma vai determinar o número de componentes dos equipamentos que são prováveis de ter emissões fugitivas. No entanto, normalmente apenas uma parte desses componentes tem emissões mensuráveis, e desses, uma pequena parte corresponde às maiores emissões. Dessa forma, as emissões fugitivas podem ser controladas minimizando os focos responsáveis pelas maiores emissões (BYLIN *et al.*, 2010).

A implementação de um programa de inspeção e manutenção é uma alternativa de se detectar, medir, e priorizar os vazamentos dos equipamentos que serão reparados para reduzir as emissões de metano (USEPA, 2006d). Existem alguns métodos de detecção de vazamentos, como analisador de vapor tóxico, analisador de vapor orgânico, detecção acústica de vazamento, câmera infravermelha, detector remoto de vazamento de metano e rastreador eletrônico (BYLIN *et al.*, 2010), que são mostrados na Figura 16 e Figura 17.



Figura 16: Analisador de vapor tóxico

Fonte: THERMO SCIENTIFIC, 2014



Figura 17: Câmera infravermelha e tanque de armazenamento com detecção de gases

Fonte: FLIR, 2014

2.2.6 Implementação do Piloto de *Flare*

O *flare*, assim como o *venting*, se referem à quantidade de gás que não pode ser processado na plataforma, nem reinjetado nos reservatórios. São atividades associadas à produção conjunta de óleo e gás associado (MCTI, 2010). O *venting* consiste na liberação do gás natural para a atmosfera, conforme a necessidade da plataforma. O *flare* é a queima do gás natural, ao invés de emití-lo diretamente para a atmosfera. O *flare* já foi considerado medida de mitigação para o gás emitido pelo *venting*, pois devido ao grande teor de metano presente do gás natural, sua emissão através do *venting* representa um potencial de aquecimento 21 vezes maior do que sua queima (IPCC, 2006). As emissões provenientes do *flare* correspondem a cerca de 33% das emissões totais de E&P (OGP, 2012). Atualmente, entretanto, mesmo a queima do *flare* já tem sido questionada, pois mesmo que emita menos, ainda representa uma parcela grande das emissões totais e já existem meios de atenuá-la.

O *flare* consiste em uma tocha acesa constantemente, para que quando o gás natural passe por ali, seja queimado e liberado para a atmosfera com o CO₂ em maior quantidade e CH₄ em menor quantidade, dependendo da eficiência de queima de cada equipamento. Uma medida possível de redução de emissão de GEE proveniente do *flare* é a eliminação da tocha que possui emissões constantes, substituindo-a pelo piloto de *flare*, um dispositivo que só inflama quando há a passagem do gás natural por ali. Essa medida também é conhecida como *Zero Continuous Flaring Technology* (STATOIL, 2009), uma vez que ela reduz a emissão constante decorrente da queima do gás natural em *flare*. Faz parte dessa tecnologia, também, um sistema de recuperação de gás, para capturar o volume de gás natural que iria ser queimado em *flare*. Esse volume chamado “contínuo” é proveniente de gás de purga, vazamentos de válvulas e desligamento de equipamentos, por exemplo, entre outros (STATOIL, 2009). O sistema de recuperação de gás de *flare* funciona através do fechamento completo da tubulação do *flare* por meio de uma válvula de segurança, sem que haja emissões, como pode ser visto na Figura 18. O compressor suga, então, o gás ali presente (TWENTYFOUR7, 2012). Um sistema de ignição de flare de backup é integrado ao sistema, permitindo que haja a queima em flare somente em situações emergenciais, o chamado *flare* de segurança.

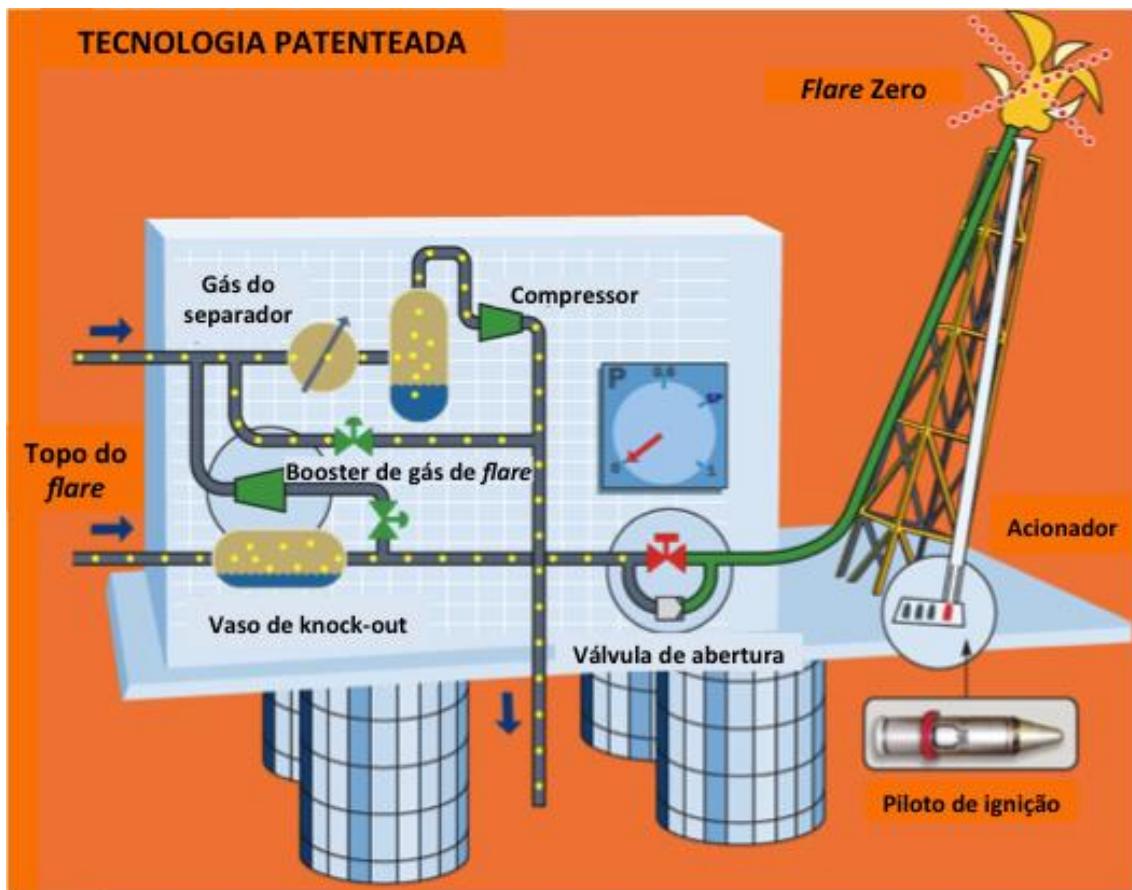


Figura 18: Sistema de recuperação do gás de flare

Fonte: WARTSILA, 2014

Combinado com o piloto de ignição que detecta a passagem do gás natural, uma menor quantidade do gás na tubulação do *flare* resulta em um menor acionamento do piloto de ignição (Figura 19). Dessa forma, é possível haver uma redução significativa das emissões.



Figura 19: Piloto de ignição e unidade de ignição

Fonte: STATOIL, 2009.

Muitas das novas plataformas na Plataforma Continental da Noruega estão utilizando essa tecnologia como padrão. O *flare* nas plataformas Gullfaks A e C no Mar do Norte já extinguiram a emissão contínua de *flare* há 20 anos, deixando de emitir 1,5 milhões de toneladas de carbono (STATOIL, 2009). Depois de utilizada em Gullfaks, essa tecnologia já foi utilizada em 30 outras plataformas norueguesas, bem como no Reino Unido, Angola, Azerbaijão, entre outros.

2.2.7 GTL (Gas to liquids)

O *Gas-to-liquids* (GTL) é o processo de conversão indireta do gás natural em hidrocarbonetos líquidos e possui três estágios: (i) produção de *syngas* (gás de síntese), (ii) transformação do *syngas* em *syncrude* através da síntese de Fischer-Tropsch, e (iii) upgrade do *syncrude*. Para a produção de *syngas* (estágio 1), existem quatro processos possíveis: Reforma a vapor, Oxidação Parcial, Reforma autotérmica e Reforma combinada (CASTELO BRANCO *et al.*, 2010).

Devido a limitações nas plataformas *offshore*, o único processo apto atualmente a ser desenvolvido em plataformas *offshore* seria a reforma a vapor em reatores microcanais, que se baseia no uso de canais com o diâmetro pequeno, aumentando a transferência de massa e calor (CASTELO BRANCO *et al.*, 2010). Assim, não há impedimento de peso e tamanho, o que acontece com os outros processos. Dessa forma, o gás natural é transformado em um gás conhecido como gás de síntese, composto por CO e H₂ e pode ser obtido, no caso da aplicação *offshore*, por meio dos processos de reforma a vapor em reatores de microcanais. Após a obtenção do *syngas*, este é submetido à síntese de Fischer-Tropsch (FT) para formar hidrocarbonetos de maior massa molecular (CASTELO BRANCO, 2008).

Nas plataformas, o GTL poderia ser usado para reduzir a queima de gás natural excedente, já que este seria aproveitado para a produção de combustíveis sintéticos e óleo lubrificante. É importante destacar que o GTL não seria implementado no pré-sal, mas somente no pós-sal. A seguir, a Figura 20 representa uma ilustração do processo GTL.

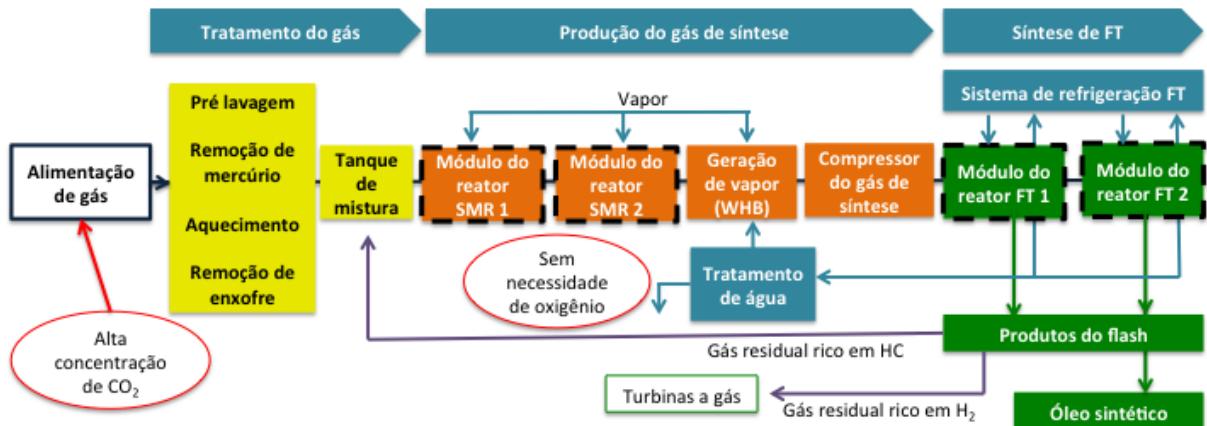


Figura 20: Processo de GTL

Fonte: Adaptado de COMPACT GTL, 2010.

A planta GTL proposta para esta medida de mitigação nesta dissertação utiliza o processo SMR (*Steam Methane Reforming*) e cada módulo teria a capacidade de produzir 1.000 barris por dia de *syncrude* (óleo sintético obtido após a síntese FT, com elevada massa molecular e alta parafinicidade). A Figura 21 ilustra o espaço necessário em uma FPSO para a instalação de uma planta GTL com capacidade de 1.000 barris por dia.



Figura 21: Espaço necessário para instalação de uma planta GTL com capacidade de 1000 bpd em uma FPSO.

Fonte: RICHES, 2007.

Em unidades de hidrocraqueamento (HCC) otimizadas, o *syncrude* seria utilizado para produzir óleo lubrificante (64% vol.), nafta (gasolina não especificada – 6% vol.) e diesel (23% vol.), conforme processo descrito em (EXXON, 2014; PETROBRAS, 2000; SCHERZER e GRUIA, 1996; BRIDGE *et al.*, 2014). Esse HCC

do *syncrude* produzido poderia ser realizado na REDUC, por exemplo, já que cerca de 90% da produção brasileira de gás natural do pós-sal está localizada na Bacia de Campos próximo ao estado do Rio de Janeiro (ANP, 2013a). Ademais, essa refinaria possui unidades de produção de lubrificantes, a partir de cru parafínico importado, e havia originalmente planos de se inserir nela um HCC otimizado para óleos básicos, de forma a reduzir sua importação de Árabe Leve (SZKLO *et al.*, 2012). Ao produzir óleo lubrificante, parte expressiva das emissões de CO₂ seria, de fato, armazenada no produto (óleo básico), não sendo emitida na queima em *flares* (cenário de Linha de Base) e nem posteriormente a partir da queima dos combustíveis produzidos como gasolina e diesel.

Vale mencionar que esta rota tecnológica é, usualmente, proposta para a produção de derivados combustíveis, especialmente diesel e QAV (CASTELO BRANCO, 2008, 2011). Porém, nessa dissertação, com o intuito de reduzir as emissões de GEE tanto do setor de E&P como as emissões brasileiras totais, foi proposta a utilização do *syncrude* para produção não só de combustíveis como também, e sobretudo, de óleo lubrificante, como proposto nos licenciadores desta tecnologia ou nas empresas operadoras que a estudaram (EXXON, 2014; PETROBRAS, 2000; SCHERZER e GRUIA, 1996; BRIDGE *et al.*, 2014). Portanto, o potencial de redução de emissões considerado é referente somente à produção de óleo lubrificante e representa 70% (em base mássica) do potencial total de redução de emissões da aplicação da tecnologia de GTL, quando comparada à queima do gás natural em *flares* (EXXON, 2014; PETROBRAS, 2000; SCHERZER e GRUIA, 1996; BRIDGE *et al.*, 2014). Os combustíveis coproduzidos na unidade de HCC serão consumidos no setor de transportes, levando, portanto, a emissões de CO₂ no sistema energético (ainda que representem redução de emissão das plataformas por *flare*), que, assim, não foram consideradas na contabilização das emissões evitadas por esta opção de mitigação.

Nesta medida, é considerado que o gás natural que seria utilizado para produzir o *syncrude* deixaria de ser queimado em *flares* nas plataformas, exclusivamente, dos campos do pós-sal. Vale mencionar que a quantidade de gás natural, que seria utilizada, seria a quantidade de GN que seria queimada em *flares*, após ser descontada a parcela que representa a queima em *flares* de segurança nas plataformas.

3 ESTUDO DE CASO

3.1 Metodologia Geral

O estudo de caso dessa dissertação analisou os efeitos da aplicação das medidas de mitigação propostas sobre as emissões de carbono da produção *offshore*⁸ brasileira até o ano de 2050. A metodologia utilizada se iniciou com a elaboração de uma projeção de produção de óleo e gás para o Brasil até 2050, com o respectivo cálculo das emissões de GEE decorrentes dessa produção. Esse primeiro cenário foi chamado Linha de Base e representa uma contribuição original deste estudo. Interessantemente, para a elaboração desta Linha de Base, tornou-se necessária a avaliação da medida de abatimento de CCS previamente a um cenário de mitigação de emissões de GEE, na medida em que a captura de carbono poderia mostrar-se necessária como forma de ajustar a composição do gás associado produzido nas plataformas do pré-sal brasileiro. Tal fato explica porque a análise do CCS será previamente realizada na avaliação da Linha de Base de emissões de GEE da produção de petróleo no Brasil. Caso o CCS no pré-sal tenha custos de abatimento líquidos positivos – isto é, se mostre uma medida de abatimento de fato – ele deverá ser incluído dentro de um cenário de mitigação; caso contrário (custos líquidos negativos ou receitas líquidas positivas), ele deverá ser incluído na Linha de Base, interessantemente, menos como uma medida de abatimento de emissões de GEE, mais como uma medida de condicionamento do gás natural associado de forma a o tornar comercializável.

Em seguida, buscou-se conhecer tecnologias e equipamentos que estão sendo estudados e/ou utilizados no setor de exploração e produção de petróleo em outros países, analisando quais medidas poderiam ser implementadas em *offshore*. Dando continuidade ao trabalho, foram pesquisados os custos de implementação dessas medidas, incluindo custos de investimento e custos de operação. Foi elaborada uma curva de custos marginais de abatimento para as medidas de mitigação propostas e, por fim, foi elaborado um segundo cenário, o Cenário de Mitigação, onde há uma nova curva de emissões para o setor de E&P. Juntamente a isso, foram explicitados os custos

⁸ Note-se aqui que a dissertação trata da etapa de produção de petróleo, que constitui uma das etapas incluídas no *upstream*.

associados às medidas. A metodologia desenvolvida pode ser esquematizada pela Figura 22.

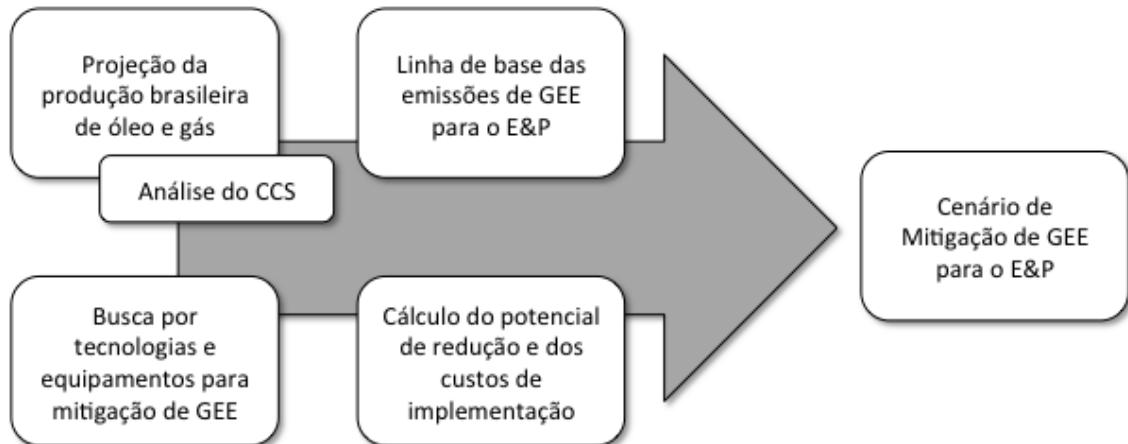


Figura 22: Metodologia desenvolvida para essa dissertação

Fonte: Elaboração própria

A análise econômica dessa dissertação utilizou o custo marginal de abatimento, onde os custos e benefícios do cenário de linha de base são descontados anualmente dos custos e benefícios das opções de mitigação propostas para o cenário de baixo carbono⁹.

O custo marginal de abatimento foi calculado da seguinte forma (GOUVELLO, 2010; CASTELO BRANCO *et al.*, 2010): primeiro, calcula-se o custo anual líquido da tecnologia (ANC_n), que considera os investimentos necessários, os custos operacionais e de manutenção, os custos com combustíveis e a receita obtida pela aplicação da tecnologia. Ele é calculado tanto para a tecnologia de abatimento ($ANC_n^{Abatimento}$), quanto para a tecnologia do cenário de linha de base (ANC_n^{Base}). Foram utilizados custos e preços constantes de 2015.

$$ANC_n = (\sum INV_n) \cdot \frac{r (1 + r)^t}{(1 + r)^t - 1} + AOMC_n + AFC_n - AREV_n$$

Onde:

ANC_n = Custo anual líquido da tecnologia de abatimento ou do Cenário de Linha de Base

⁹ Os benefícios do cenário de mitigação são as receitas obtidas com a venda do gás natural que deixa de ser emitido como emissão fugitiva e contínua nos dutos e tubulações, aumentando o volume de gás natural que pode ser vendido.

$\sum \text{INV}_n$ = Somatório dos investimento anuais totais ou custo de capital da tecnologia

AOMC_n = Custo anual de operações e manutenção da tecnologia

AFC_n = Custo anual de combustíveis da tecnologia

AREV_n = Receita anual gerada pela tecnologia

r = Taxa de desconto

t = Período de análise

n = ano

Em seguida, calcula-se o custo de abatimento da tecnologia de mitigação de GEE para o ano n , que consiste na diferença dos custos líquidos anuais das tecnologias de mitigação e do cenário de linha de base, sobre a diferença das emissões anuais de GEE entre o cenário de linha de base e o de mitigação.

$$AC_n^{Atividade} = \frac{ANC_n^{Abatimento} - ANC_n^{Base}}{AE_n^{Base} - AE_n^{Abatimento}}$$

Onde:

$AC_n^{Atividade}$ = Custo de abatimento de atividade/tecnologia de mitigação de GEE

$ANC_n^{Abatimento}$ = Custo anual líquido da tecnologia de abatimento

ANC_n^{Base} = Custo anual líquido da tecnologia usada no Cenário de Linha de Base

$AE_n^{Abatimento}$ = Emissão anual de GEE com tecnologia de abatimento

AE_n^{Base} = Emissão anual de GEE com tecnologia usada no Cenário de Linha de Base

n = ano

Devido a variações dos fluxos de custo e benefícios, os custos de abatimentos anuais podem ser bem diferentes dependendo do ano. Dessa forma, utiliza-se o custo de abatimento anual médio, que é calculado como uma ponderação do custo de abatimento da tecnologia pela mitigação de GEE da mesma, através da equação abaixo.

$$AAAC^{Atividade} = \frac{\sum_n AC_n^{Atividade} \cdot MIT_n^{Atividade}}{\sum_n MIT_n^{Atividade}}$$

Onde:

$AAAC^{Atividade}$ = Custo de abatimento anual médio da tecnologia de mitigação de GEE no período de 2015-30

$AC_n^{Atividade}$ = Custo de abatimento da tecnologia de mitigação de GEE no ano n

$$MIT_n^{Atividade} = \text{Mitigação de GEE da tecnologia no ano } n$$

Para realizar esses cálculos citados anteriormente foi utilizada a taxa real de desconto de 12% a.a. De acordo com MOORE (2009), 64% das taxas de desconto reais pesquisadas para empresas listadas com capital aberto na *Securities and Exchange Commission* (SEC) do setor de óleo e gás encontram-se na faixa de 9 a 10,5% a.a. Os valores apresentados em PETROBRAS (2011) e compilados em SZKLO *et al.* (2008) se encontram na faixa dos 12% a.a. Dessa forma, foi adotada conservadoramente para o presente estudo a taxa de 12% a.a., considerando o histórico e tendências mundiais para o setor, o que representa um *spread* de 2% a.a. Vale ressaltar que os custos e receitas calculados nesse estudo não levam em conta as externalidades não monetárias proporcionadas pelas medidas¹⁰.

Os cálculos da receita obtida a partir da venda do gás natural que deixa de ser emitido devido à implementação das medidas de abatimento de GEE foram realizados segundo a equação abaixo.

$$\text{Receita Líquida} = (\text{Preço Gás Natural} - \text{Custo Transp/Proc}) \times \text{Volume}$$

Onde:

- Preço Gás Natural: Preço *city gate* do gás Natural – (US\$/m³);
- Custo Transp/Proc: Custo de transporte e processamento do gás natural (US\$/m³);
- Volume: Produção líquida de Gás Natural disponível para o mercado (m³)

Ou seja, considera-se aqui o preço *city gate* do gás natural deduzido dos custos de transporte e processamento, para indicar, segundo uma análise *net-back*, o valor máximo da produção de gás. O preço¹¹ do gás natural foi obtido a partir do preço estimado para o gás natural presente no Campo de Camarupim (*city gate*), no pré-sal. Foi considerado o preço do gás de aproximadamente US\$10/MMBtu (WOOD MACKENZIE, 2012). Descontou-se desse valor US\$ 6,2, sendo US\$1,2/MMBtu relativo ao transporte (normalmente representa 15% do preço total) e US\$5,0/MMBtu referente à distribuição (NERA, 2012; EPE, 2014). Chegou-se, então, a um preço líquido do gás natural de US\$3,8/MMBtu, ou seja, US\$ 0,14 por Nm³ de gás natural.

¹⁰ Por exemplo, associadas à geração de renda e emprego.

¹¹ Os dados de custo e preço do gás natural estimados aqui se coadunam com os dados apresentados pelo Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviária – PEMAT 2013-2022 (EPE, 2014).

Em decorrência das condições de operação extremas em *offshore*, a aplicação de medidas de mitigação pode sofrer resistência associada tanto a questões de segurança, quanto ao espaço disponível nas plataformas.

3.2 Elaboração da Linha de Base do Estudo

3.2.1 Caracterização do setor

Em 2013, a produção nacional de petróleo foi de 739 milhões de barris e a produção de gás natural foi de 28.174 milhões de m³ (ANP, 2013a). O Brasil é responsável por cerca de 2,6% do total mundial produzido (EIA, 2013).

Em 2010 (ano-base do presente estudo), a produção de petróleo nacional foi de 750 milhões de barris de óleo, o que corresponde a 2,05 milhões de barris por dia. Com relação ao gás natural, houve uma produção de 22.938 milhões de m³ (ANP, 2013a).

A Figura 23 e a Figura 24 ilustram a distribuição da produção de petróleo e gás natural no Brasil, em 2013. Com relação a 2010, quando a participação do estado de São Paulo foi de 0,7% do total nacional, houve um aumento da sua participação devido ao crescimento da produção do pré-sal.

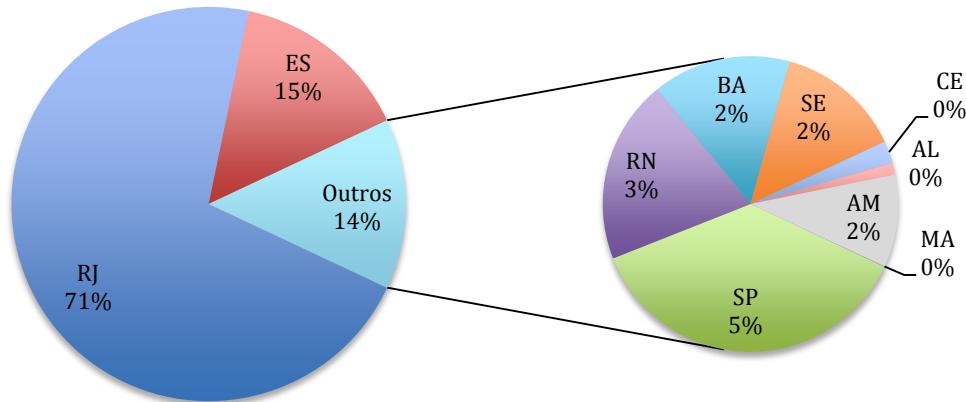


Figura 23: Produção de petróleo por estado - 2013

Fonte: BDEP/ANP, 2014

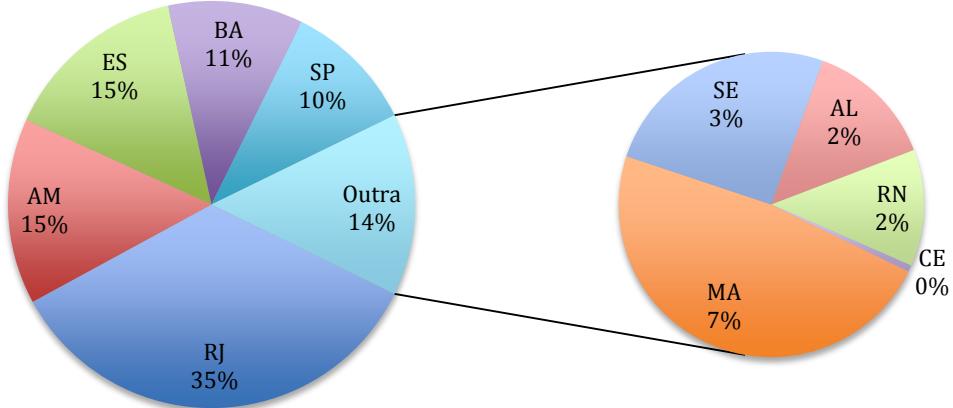


Figura 24: Produção de gás natural por estado - 2013

Fonte: BDEP/ANP, 2014

No que diz respeito às bacias sedimentares, a Bacia de Campos e a Bacia de Santos são as principais bacias sedimentares do Brasil, responsáveis pela produção de petróleo e gás natural do Estado (ANP, 2011). Elas estão localizadas nos estados do Espírito Santo, Rio de Janeiro, São Paulo e Paraná ambas são localizadas *offshore*. A Figura 25 ilustra a localização das bacias sedimentares brasileiras.



Figura 25: Bacias Sedimentares brasileiras

Fonte: KETZER *et al.*, 2007

A Bacia Sedimentar de Campos é responsável pela maior parte do petróleo produzido no Brasil, cerca de 76,6% do total (ANP, 2013a). Está localizada no litoral norte do estado do Rio de Janeiro e a sul do estado do Espírito Santo, e é limitada a norte pelo Arco de Vitória e, a sul, pelo Arco de Cabo Frio. Possui uma área aproximada de 115.000 km², com mais de 1.600 poços perfurados ao longo de mais de três décadas de exploração petrolífera e é responsável por cerca de 76,6% da produção de petróleo nacional. (ANP, 2013a). A Bacia de Santos, a segunda maior produtora, está localizada nos estados do Rio de Janeiro, São Paulo e Paraná e corresponde a apenas 12,9% da produção brasileira de petróleo. Os 10,5% restantes estão distribuídos pelas demais bacias (ANP, 2013a). Quanto ao gás natural, a Bacia de Campos também é a maior produtora, sendo responsável por mais da metade do volume total de gás natural produzido no território nacional, enquanto a bacias de Santos e Solimões, também produzem respectivamente 19,7% e 14,8% do total produzido (SCHAEFFER *et al.*, 2012).

A Bacia de Campos possui atualmente, 18 campos em estágio de desenvolvimento e 51 campos de petróleo em estágio de produção. A Bacia de Santos ocupa uma área de aproximadamente 352 mil km², abrangendo parte do litoral do Rio de Janeiro, toda a faixa litorânea de São Paulo e do Paraná e parte do litoral de Santa Catarina (SCHAEFFER *et al.*, 2012). Os campos na fase de produção e na fase de desenvolvimento das bacias de Santos e de Campos estão apresentados no Anexo I.

A principal empresa atuante na exploração e produção de petróleo no Brasil é a Petrobras, operadora de campos que correspondem a cerca de 91,9% da produção de petróleo e gás natural. Dentre outras empresas também importante no E&P nacional, estão: Repsol, Shell, Chevron, Devon, BG Brasil, Total e Petrogal (SCHAEFFER *et al.*, 2012).

3.2.2 Atividades e processos industriais

A etapa de exploração compreende três fases: a prospecção, a perfuração e a avaliação. O programa de prospecção tem como objetivos localizar dentro de uma bacia sedimentar as situações geológicas que tenham condições para a acumulação de hidrocarbonetos e verificar qual local possui maiores chances de conter petróleo. Os estudos realizados nessa fase se baseiam em métodos geológicos e geofísicos, sobretudo

os métodos sísmicos. O método sísmico de reflexão é o mais utilizado na indústria do petróleo pois fornece alta definição das feições geológicas em subsuperfície propícias à acumulação de hidrocarbonetos (THOMAS, 2001). Como 90% dos investimentos feitos na fase de prospecção se destinam aos métodos sísmicos de reflexão, ele se configura como a parte mais custosa dessa fase.

Na perfuração pode ocorrer a comprovação da existência do óleo no reservatório, uma vez que a prospecção apenas indica a localização mais provável para a existência do mesmo. O poço é perfurado através de uma sonda e, havendo indícios de óleo, inicia-se o teste do poço para avaliar se a área deve ser desenvolvida ou abandonada. Por fim, na fase de avaliação são realizados testes e análises para determinar se o óleo é comercialmente viável. Sendo constatada a viabilidade econômica do óleo, inicia-se a etapa de produção, que consiste em um conjunto de operações coordenadas de extração de óleo e/ou gás natural de uma jazida, e de preparo de sua movimentação (ANP, 2013a).

A Petrobras utiliza plataformas fixas para campos localizados em lâminas d'água de até 300 m (PETROBRAS, 2011). Além das plataformas fixas, utiliza plataformas flutuantes específicas para a exploração em águas profundas (300 a 1500 m) e em águas ultraprofundas (acima de 1500 m de lâmina d'água) (BNDES, 2008), como as plataformas semi-submersíveis e FPSOs (*floating, production, storage and offloading* – plataforma flutuante de produção, armazenamento e escoamento). As FPSOs são navios com capacidade para processar e armazenar o óleo, e prover a transferência do óleo e/ou gás natural para outras unidades (BNDES, 2008). A Figura 26 ilustra uma FPSO na Bacia de Santos, SP.



Figura 26: FPSO Cidade de Ilhabela, no campo de Sapinhoá - Bacia de Santos, SP.

Fonte: PETROBRAS, 2014b.

No caso da exploração e produção de óleo e gás natural no Brasil, ela ocorre, em sua maioria, *offshore* e em lâminas d'água profundas. Para a realização da análise do setor de E&P no Brasil, nesse estudo, foram utilizadas informações de instalações marítimas típicas de produção de óleo e gás natural *offshore* localizadas na Bacia de Campos, que possuem sistema de geração de energia elétrica, utilizando o próprio gás natural produzido nas mesmas. Isto foi considerado para o estudo devido à dificuldade na aquisição de dados de processos de todas as instalações marítimas presentes nas bacias do Brasil, considerando ainda que a Bacia de Campos representa mais de $\frac{3}{4}$ da produção brasileira.

3.2.3 Evolução do setor

O Brasil historicamente dependeu da importação de petróleo para suprir suas necessidades internas, tendo sido afetado durante os dois choques de petróleo, em 1973 e 1979. Desde então, com a descoberta da Bacia de Campos na década de 1980, o país vem aumentando a disponibilidade de óleo nacional, saindo de uma produção de 200 mil bdp em 1980 para 1 milhão bpd em 2000, e alcançando mais de 2 milhões bpd em 2009, como pode ser visto no Gráfico 2 (PETROBRAS e ANP, 2009 *apud* BNDES, 2011). No Gráfico 2 também é possível notar os ciclos de produção que ocorreram no Brasil desde a criação da Petrobras: (i) onshore, (ii) águas rasas e (iii) águas profundas (SARAIVA, 2013). O primeiro ciclo é marcado pela exploração *onshore*. O segundo ciclo marca o início da produção *offshore* em águas rasas (<400m), onde pode-se

perceber um salto na produção brasileira por volta de 1984. O terceiro ciclo é a exploração *offshore* de águas profundas (>400m), que possibilitou um segundo salto no patamar de produção brasileira a partir de 1998.

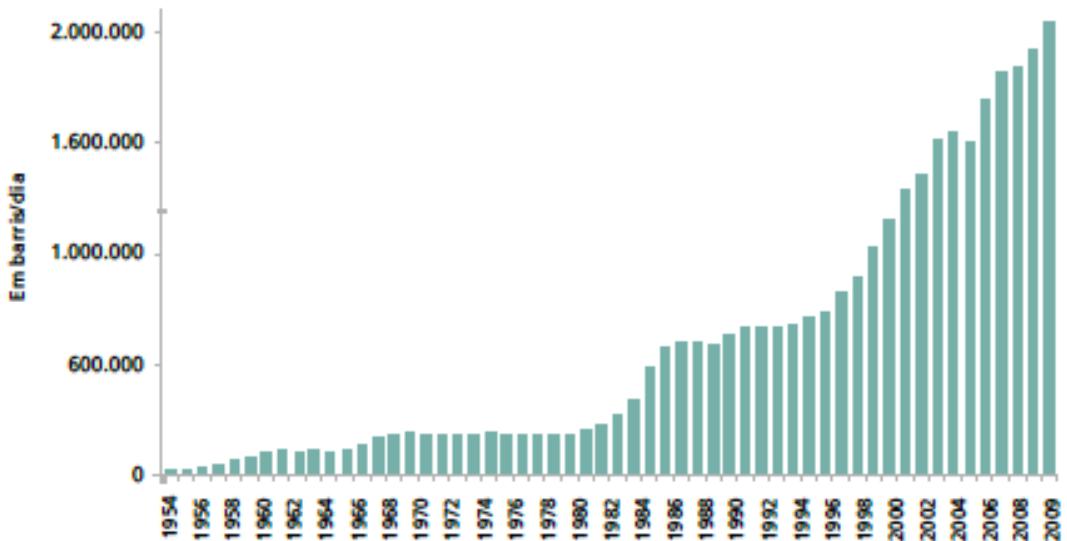


Gráfico 2: Histórico de produção de petróleo

Fonte: PETROBRAS e ANP, 2009 *apud* BNDES, 2011

O Gráfico 3 mostra o início da produção de óleo no pré-sal, com grandes avanços em poucos anos, já tendo alcançado a média de 425 mil bpd em 2014. Esse seria um quarto ciclo de exploração no Brasil, com volumes de reservas muito promissoras.

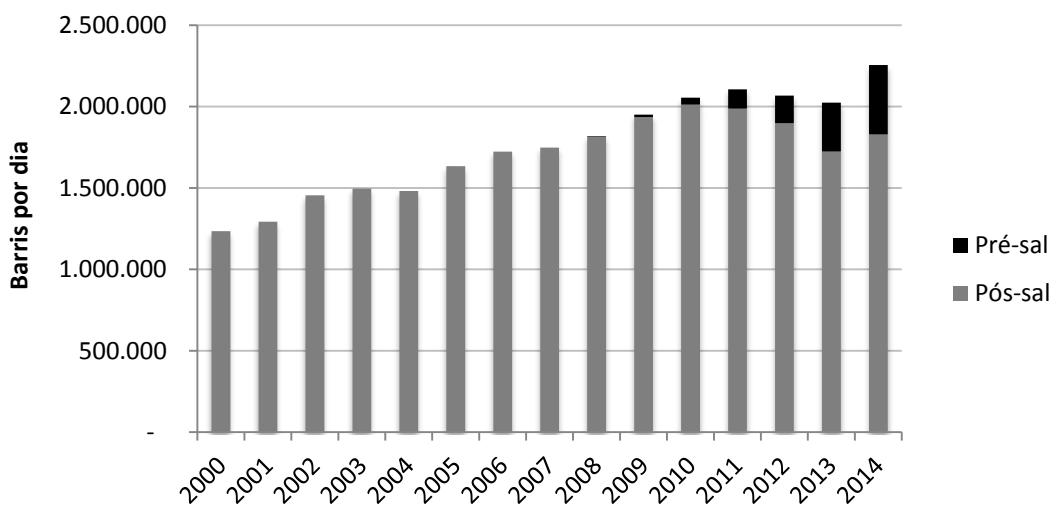


Gráfico 3: Histórico recente da produção do pré-sal

Fonte: Elaboração própria, baseado em ANP (2013a) e CREDIT SUISSE (2014)

O aumento da produção nacional possibilitou uma maior segurança para o país em relação às variações do preço do petróleo e permitiu que o país saísse de uma posição de dependência de importação de petróleo ou de insegurança energética durante o século passado, atingindo recentemente a autossuficiência de petróleo (BNDES, 2010 e 2011). Num futuro próximo, devido às descobertas na nova fronteira do pré-sal, o país poderá tornar-se exportador líquido de petróleo e derivados (BNDES, 2010).

Duas questões devem ser destacadas para mostrar o posicionamento estratégico do Brasil no mercado de petróleo. Primeiro, a produção *offshore* tem aumentado a sua participação no mercado mundial de petróleo. Segundo, há uma preocupação de países que são grandes consumidores com a dependência futura da produção dos membros da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP). A produção no Mar do Norte e no México já se encontra em declínio. A estimativa do Departamento de Energia dos Estados Unidos para os próximos anos é de queda gradual da produção em países de fora da OPEP (BNDES, 2010).

Com base nessas estimativas, o mundo deve se tornar mais dependente da produção em países nos quais os riscos geopolíticos são elevados e onde existe instabilidade econômica e institucional (SCHAEFFER *et al.*, 2012). Nesse contexto, o Brasil se destaca como um agente não desprezível para fornecimento futuro de petróleo no mercado mundial, o que tem atraído o interesse de empresas produtoras de petróleo e de fornecedoras de bens e serviços (BNDES, 2010).

Segundo estimativas feitas pela PETROBRAS (2014a), o Brasil se tornará autossuficiente em derivados no ano de 2020. Além disso, a oferta doméstica de gás natural passará de 41 milhões de m³/dia, em 2013, para 86 milhões de m³/dia, em 2020. A importação da Bolívia se manterá em 30 milhões de m³/dia (contrato com validade até 2019), acrescida da importação via gás natural liquefeito (GNL). Até 2013, duas plantas de regaseificação de GNL já estavam em fase de operação (27 milhões de m³/dia) e a terceira planta adicional iniciou sua operação em 2014 (14 milhões de m³/dia) (PETROBRAS, 2014a).

As expectativas com relação ao setor de petróleo no Brasil são muito promissoras, tanto pela extensão das bacias sedimentares com interesse para pesquisa de hidrocarbonetos ainda não concedidas (cerca de 7 milhões de km²), como também por causa das recentes descobertas na camada do pré-sal (BNDES, 2010). A Petrobras estima que haja entre 4 bilhões e 8 bilhões de barris recuperáveis, em Lula e 4 bilhões

de barris no campo de Iara. Além destes, há os campos de Jubarte (Bacia de Campos) e ao redor (no *ring-fence*) de golfinho (Bacia do Espírito Santo). Caso se confirme as estimativas de reservas totais na camada do pré-sal (entre 70 bilhões e 100 bilhões de barris), o país passaria a uma posição de exportador líquido de petróleo (BNDES, 2009). Destaca-se também que em quase todos os poços perfurados na Bacia de Santos foi encontrado óleo médio ou gás natural (BNDES, 2010).

No entanto, há que se considerar também as dificuldades atreladas ao pré-sal, principalmente por conta da sua localização geográfica. As reservas do pré-sal localizam-se a uma profundidade de mais de 6 mil metros, sendo cerca de 2 mil metros correspondente a uma camada de sal. Por isso, há uma série de dificuldades para extrair os hidrocarbonetos depositados na camada do pré-sal, exigindo que se empreguem materiais e equipamentos especiais, com tecnologias diferentes das usuais e ainda em desenvolvimento (PETROBRAS, 2011):

- Atravessar uma camada espessa de sal em águas ultraprofundas não é uma tarefa trivial;
- A plasticidade e a solubilidade da camada do pré-sal vão demandar tecnologias novas para manutenção da estabilidade do poço;
- Os hidrocarbonetos estão depositados em rochas carbonáticas, ambiente pouco conhecido pela Petrobras, pois sua experiência concentra-se nas rochas de arenito.
- E por fim, a produção se dará em condições de elevada temperatura e pressão, com presença de CO₂ em grande teor, entre 10% e 45% mol (FORMIGLI, 2008; DINO, 2014; CREDIT SUISSE, 2014), que poderá ser armazenado no próprio campo subterrâneo.

A Petrobras entende que essas dificuldades podem ser superadas ao longo dos próximos anos (PETROBRAS, 2011). Além das dificuldades tecnológicas, há o desafio de produzir hidrocarbonetos a uma distância média de 170 km da costa brasileira, distribuindo-se ao longo de uma faixa de aproximadamente 800 km de extensão do litoral dos estados do Espírito Santo e de Santa Catarina (BNDES, 2010). A Figura 27 ilustra a localização dos campos do pré-sal.

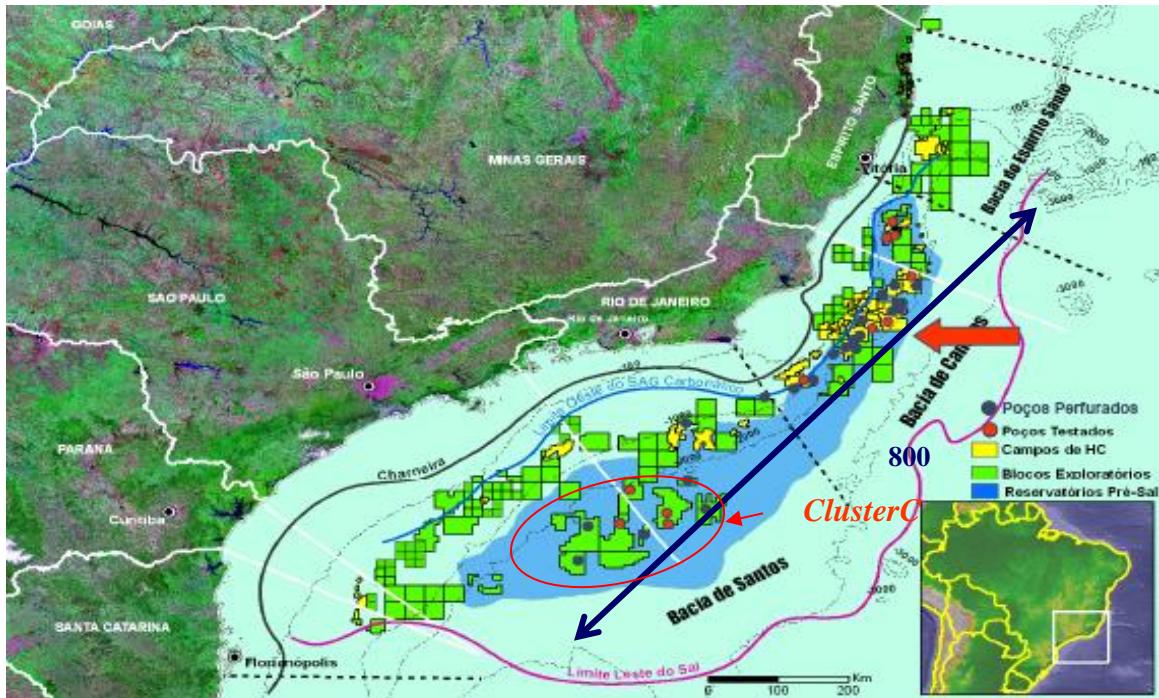


Figura 27: Ilustração da localização dos campos do pré-sal.

Fonte: NEPOMUCENO, 2008.

3.2.4 Projeções da produção de óleo para o Brasil

A projeção de produção de óleo utilizada nesse estudo se baseou na curva desenvolvida por SARAIVA (2013), onde foi feita uma modelagem Multi-Hubbert, que considera o volume total de recursos últimos recuperáveis, segundo diferentes probabilidades de adição de reservas, para realizar a projeção da produção de óleo. A produção de óleo do ano-base de 2010 até o ano de 2014 foi atualizada com os dados reais (ANP, 2013a e CREDIT SUISSE, 2014).

O resultado obtido por SARAIVA (2013), com produção de 3,8 milhões bpd está claramente acima dos números que deverão se verificar em 2015, que devem estar na ordem de 2,8 milhões de bpd (PETROBRAS, 2014a). Contudo, o objetivo aqui é realizar um cenário de longo prazo, onde as atuais dificuldades por que passa a indústria brasileira de petróleo deverão, por hipótese, ser superadas. Esta avaliação é inclusive corroborada pela projeção de GOLDEMBERG *et al.* (2014), onde se distingue claramente o papel da produção advinda do óleo sob o regime fiscal de cessão onerosa, para a qual a Petrobras já dispenderá considerável recurso.

Neste sentido, vale notar que a Petrobras tem concentrado seus investimentos para a região do pré-sal (PETROBRAS, 2013). Com isso, mesmo com grandes aumentos de produção na região do pré-sal, o total produzido em 2012 e 2013 apresentou um declínio, voltando aos patamares de 2010 (BDEP-ANP, 2014; REUTERS, 2014). Em 2012, por exemplo, o campo de Roncador apresentava queda de 27% na sua produção, e, em 2014, a produção brasileira voltou a crescer (BDEP-ANP, 2014), mas ainda esteve muito abaixo da previsão desenvolvida para a região do pós-sal por SARAIVA (2013), que foi utilizada nessa dissertação.¹²

Com o intuito de tentar aproximar a projeção desenvolvida por SARAIVA (2013) com os dados de produção que deverão ser verificados nos próximos anos, optou-se por defasá-la a projeção em 5 anos para o pré-sal e 3 anos para o pós-sal. Sendo assim, a estimativa de produção de óleo se adequa melhor às recentes projeções de crescimento da PETROBRAS (2014a).

Dessa forma, o recurso último recuperável (URR) – que é a quantidade total de óleo que pode ser produzida ao longo da vida útil da exploração –, teve uma pequena alteração no início da projeção, mas que não compromete significativamente o volume total. A projeção de petróleo é apresentada na Tabela 1 e no

Gráfico 4.

¹² De fato, as estimativas de SARAIVA (2013) para o pré-sal entre 2012 e 2015 estiverem bem aderentes com a realidade. Por sua vez, a previsão da produção do pós-sal apresentou desvios positivos de 12%, 23% e 18%, em 2012, 2013, 2014, respectivamente. Em linha geral, o valor previsto em 2013 por SARAIVA deverá ser atingido apenas em 2015/2016.

Tabela 1: Projeção da produção de óleo (para probabilidade de 50% no URR do pós-sal e 50 bilhões de barris no pré-sal)

Ano	Produção anual de óleo		
	Pós-Sal (mil barris)	Pré-sal (mil barris)	Total (mil barris)
2010	734.259	15.695	749.954
2015	748.250	182.500	930.750
2020	1.043.767	309.914	1.353.681
2025	1.196.139	489.820	1.685.959
2030	1.189.419	732.772	1.922.192
2035	1.025.525	1.011.060	2.036.585
2040	780.918	1.250.189	2.031.106
2045	540.379	1.352.543	1.892.923
2050	349.712	1.267.397	1.617.109

Fonte: Elaboração própria, com base em SARAIVA, 2013, ANP, 2013a, e CREDIT SUISSE, 2014.

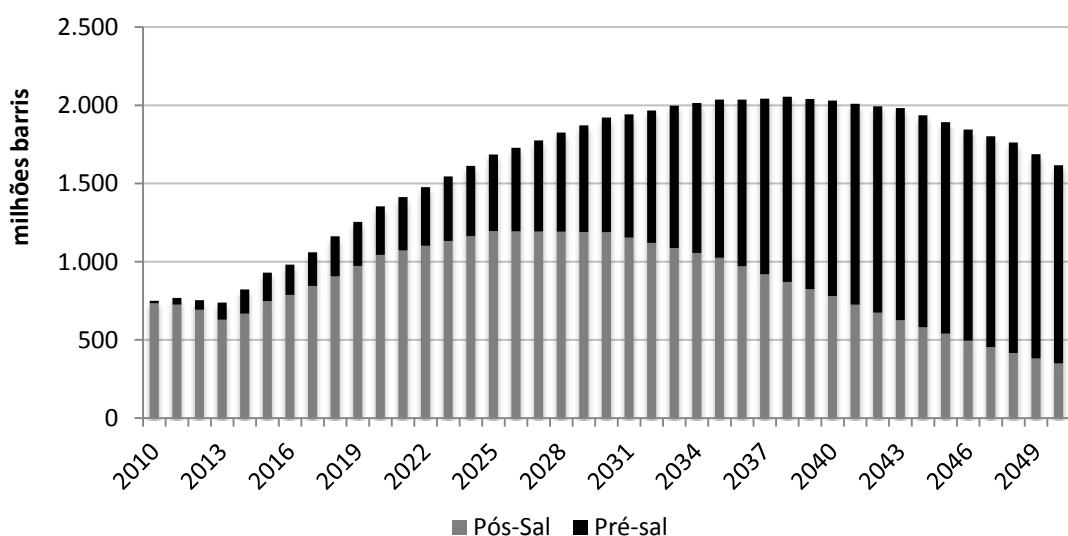


Gráfico 4: Projeção da produção anual de óleo no Brasil

Fonte: Elaboração própria, com base em SARAIVA, 2013, ANP, 2013a, e CREDIT SUISSE, 2014.

3.2.5 Estimativa de plataformas

Considerando a projeção da produção de petróleo no Brasil apresentada na Tabela 1 e que as instalações marítimas novas serão do tipo FPSO devido à exploração em águas profundas e ultraprofundas, foram feitas estimativas do número de plataformas necessárias.

Neste caso, a projeção elaborada foi conservadora, considerando que todas as plataformas implementadas em um mesmo ano terão a mesma capacidade média. Essa capacidade média aumenta ao longo do tempo, em função de uma maior produção decorrente do pré-sal, que exigirá plataformas de maior porte para processar os volumes de óleo estimados para essa região.

- Pós-sal: todas as plataformas com capacidade média de 100 mil barris por dia;
- Pré-sal: até 2019: capacidade média de 100 mil barris por dia;
2020 – 2035: capacidade média de 150 mil barris por dia;
2035 em diante: capacidade média de 200 mil barris por dia.

A escolha da capacidade média das plataformas¹³ foi baseada em estudos realizados pelo CREDIT SUISSE (2014), que utilizou uma média de 100 mil bpd, e pelo IEA (2014b), que utilizou como média 150 mil bpd. Além disso, assumiu-se que as plataformas têm 30 anos de vida útil (LUCZYNSKI, 2002) e que, quando uma plataforma for substituída, outra de maior porte entrará em seu lugar.

Para as plataformas existentes do pós-sal, considerou-se uma capacidade média de 35 mil bpd, o que representa cerca de 42 plataformas flutuantes, se aproximando em ordem de grandeza da frota atual da Petrobras (PETROBRAS, 2014c).

Assim, chegou-se ao número de plataformas novas e em operação, que consta na Tabela 2 e no Gráfico 5.

¹³ Vale ressaltar que a capacidade média significa que há tanto plataformas de maior, quanto de menor porte. Devido à dificuldade em prever a quantidade e a capacidade de cada plataforma que será utilizada futuramente, a capacidade média é uma alternativa para facilitar os cálculos.

Tabela 2: Estimativa total de plataformas

Ano	Pós-sal		Pré-sal	
	Em operação	Novas ¹⁴	Em operação	Novas
2010	51	2	1	0
2015	42	8	5	4
2020	47	10	9	4
2025	50	8	12	3
2030	47	5	17	5
2035	39	5	22	5
2040	29	2	25	4
2045	20	0	24	3
2050	13	0	21	1

Fonte: Elaboração própria

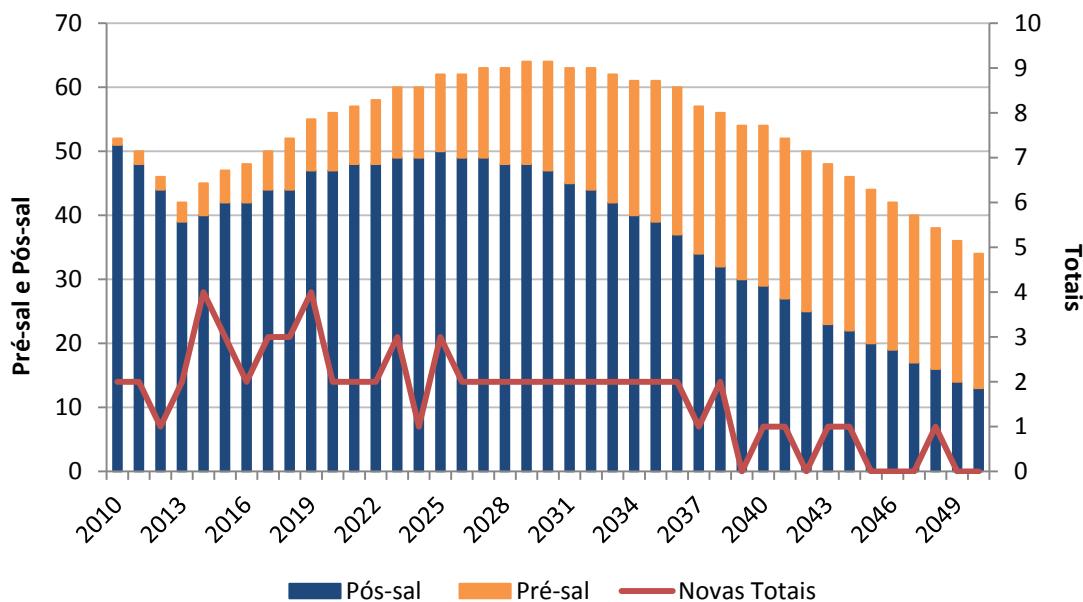


Gráfico 5: Estimativa total de plataformas

Fonte: Elaboração própria

É importante destacar que, a partir do ano 2038, não foi considerada a inserção de novas plataformas de produção para o pós-sal em substituição a plataformas de produção que chegaram ao final de sua vida útil. Isso ocorreu, pois, de acordo com a estimativa apresentada, a produção de óleo diminui consideravelmente nesse período,

¹⁴ Por “novas”, entende-se o número de plataformas adquiridas ao longo dos cinco anos, considerando tanto as plataformas adicionais para aumentar a capacidade de produção, quanto as plataformas de reposição que irão substituir as mais antigas.

não necessitando da reposição das mesmas. Em seguida, na Tabela 3, pode-se ver um detalhamento maior sobre as estimativas das plataformas do pré-sal.

Tabela 3: Detalhamento da estimativa de plataformas para o pré-sal

Ano	Capacidade Média das Plataformas (kbpd)	Plataformas em produção (kbpd)			Novas		
		100	150	200	100	150	200
2010	100	1	0	0	0	0	0
2015	100	5	0	0	4	0	0
2020	150	8	1	0	3	1	0
2025	150	8	4	0	0	3	0
2030	150	8	9	0	0	5	0
2035	150	8	14	0	0	5	0
2040	200	7	14	4	0	0	4
2045	200	3	14	7	0	0	3
2050	200	0	13	8	0	0	1

Fonte: Elaboração própria

Vale ressaltar que o número de plataformas projetadas encontra-se na mesma ordem de grandeza do que foi apresentado pela PETROBRAS (2014d) e pelo CREDIT SUISSE (2014). Da mesma forma, se for considerada a mesma capacidade média de plataforma encontrada em IEA (2014b), de 150 mil barris por dia, o número de plataformas projetadas também encontra-se na mesma ordem de grandeza. Ressalta-se ainda, que na falta de dados precisos primários, tentou-se fazer uma estimativa razoável em ordem de grandeza.

3.2.6 Projeção de gás natural para o Brasil

A projeção de produção total do gás natural no Brasil é um somatório da estimativa de produção de gás associado do pré-sal¹⁵, gás associado do pós-sal, gás livre (ou gás não associado) do pós-sal e gás de folhelho¹⁶. A seguir, é apresentada a metodologia de cálculo e os resultados das projeções de produção de gás natural mencionadas.

¹⁵ Neste estudo, não é considerada a produção de gás livre para o pré-sal.

¹⁶ Também chamado de *shale gas*.

3.2.6.1 Pós-sal

A projeção de produção líquida de gás natural associado foi feita utilizando a razão gás/óleo líquida. Observou-se que a razão gás óleo era diferente de acordo com cada região do Brasil. Para isso, dividiu-se a produção de óleo em três regiões (Sudeste, Nordeste e Norte) e aplicou-se a razão gás óleo líquida regional sobre a curva de produção de óleo do pós-sal. Com isso, obteve-se a curva de produção de gás associado para o pós-sal. As razões gás óleo líquidas utilizadas foram iguais a 18,07 m³/bbl para o Sudeste, 80,0 m³/bbl para o Nordeste e 460,0 m³/bbl para o Norte (ANP, 2013a). A produção líquida é menor do que a produção bruta, decorrente do volume de gás natural utilizado para autoconsumo nas plataformas. Para a produção associada ao petróleo do pós-sal e do pré-sal foi considerado o consumo específico do E&P de 1,69 GJ por tonelada de hidrocarboneto produzido (OGP, 2012), que resulta em um autoconsumo de 6,12 m³/bbl¹⁷. Esse valor difere do valor encontrado a partir de SARAIVA (2013).¹⁸

Para o gás livre – que se refere aos campos contendo somente gás natural –, as curvas de produção (bruta e líquida) foram elaboradas a partir de SCHAEFFER *et al.* (2014). Nessa projeção, foi considerado que, em média, 3% da produção bruta refere-se ao autoconsumo da plataforma de produção, ao *vent* e à queima em *flare* de emergência (ANP, 2000; SEVENSTER e CROEZEN, 2006; (S&T)² CONSULTANTS INC., 2011).

As projeções de produção bruta e líquida totais do pós-sal, considerando a soma do gás associado com o gás livre estão na Tabela 4 e no Gráfico 6.

¹⁷ Energia consumida na produção (GJ) = Consumo específico (1,69 GJ/t) * Produção total de óleo (111 Mt)

Autoconsumo (m³/bbl) = Energia consumida na produção (GJ) / Poder calorífico inferior GN (kJ/m³) / Produção de óleo (M bbl)

¹⁸ SARAIVA (2013) considera que no pós-sal, em média, 23 m³ de gás são extraídos a cada barril de óleo, sendo 14% referentes ao autoconsumo (MAIA, 2007), logo, 3,2m³/bbl.

Tabela 4: Projeções da produção total de gás no pós-sal

Ano	Pós-sal (M m ³)	
	Produção Bruta	Produção Líquida
2010	27.097	22.544
2015	25.822	21.183
2020	31.887	25.416
2025	34.626	27.210
2030	33.623	26.249
2035	28.905	22.547
2040	22.308	17.466
2045	15.874	12.524
2050	10.705	8.537

Fonte: Elaboração própria

Nota: A produção líquida é a produção bruta, descontado o autoconsumo e a reinjeção do gás natural.

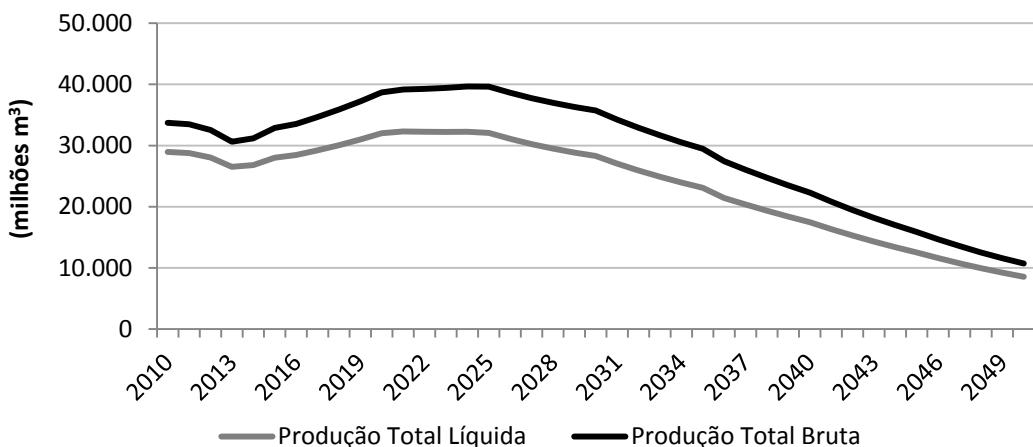


Gráfico 6: Projeções da produção total de gás no pós-sal (gás associado + gás livre)

Fonte: Elaboração própria

3.2.6.2 Gás de Folhelho

Por último, foi considerada a projeção bruta de gás de folhelho (*shale gas*) elaborada por SCHAEFFER *et al.* (2014)¹⁹. Devido à inexistência de dados de autoconsumo, *vent* e *flare* para o Brasil, buscaram-se dados na literatura internacional, que retratam a realidade dos Estados Unidos, que já exploram o gás de folhelho. Esses

¹⁹ A utilização do gás de folhelho teve como objetivo apenas contabilizar a produção e as emissões advindas desse gás. Para isso, utilizou-se a estimativa de SCHAEFFER *et al.* (2014), a única disponível no momento de elaboração da dissertação. No entanto, elas são ainda muito incertas e devem ser revistas em estudos futuros.

dados foram replicados de forma conservadora, a partir de um poço de menor produtividade em Barnett, nos EUA, e de uma taxa de perfuração passível de ser realizada no médio para longo prazo em bacias com disponibilidade hídrica, e foi possível estimar preliminarmente a produção líquida de gás de folhelho. Para maiores informações, ver o Anexo III. O autoconsumo considerado foi de 3,0% do volume da produção bruta, e o *vent*, 3,3% (HOWARTH *et al.*, 2012; GREET, 2013).

Tabela 5: Produção bruta e líquida de gás de folhelho

Ano	Produção bruta	Produção líquida
	(M m ³)	(M m ³)
2010	0	0
2015	0	0
2020	0	0
2025	1.095	1.026
2030	5.475	5.130
2035	5.475	5.130
2040	5.475	5.130
2045	5.475	5.130
2050	5.475	5.130

Fonte: Elaboração própria a partir de SCHAEFFER *et al.* (2014)

3.2.7 Captura e armazenamento de carbono no pré-sal

Como antes asseverado, para o pré-sal torna-se relevante avaliar a captura de carbono não como medida de abatimento de emissões de GEE, mas como medida para condicionamento do gás natural que torna possível seu transporte e comercialização. Neste caso, avalia-se aqui a implementação de captura e o armazenamento de carbono para a exploração dos campos do pré-sal. Primeiramente, antes de realizar a projeção de gás natural para o pré-sal, foi feito um dimensionamento do sistema de captura. Essa seção explica o funcionamento do CCS para, em seguida, na seção “3.2.8 Projeção de gás natural”, ser apresentada a projeção de gás natural. O dimensionamento do CCS é importante tanto porque ele indica quanto de gás nas plataformas do pré-sal atenderá os requisitos para transporte e comercialização, quanto porque ele estima a penalidade energética advinda do CCS, entendendo-se sempre esta medida aqui como uma opção de condicionamento do gás (remoção do gás ácido, neste caso o CO₂).

A captura de CO₂ em plataformas de produção de óleo e gás natural nos campos do pré-sal é um tema complexo de ser estudado, dada a ausência de dados públicos e a

falta de histórico relevante da produção de óleo e gás natural nesses campos. Assim, foram adotadas várias premissas e hipóteses para realizar as simulações que são apresentadas a seguir. Torna-se claro o alto grau de incerteza existente aqui e que deveria ser aprimorado em estudos futuros, conforme mais dados sejam divulgados.

O CO₂, quando em contato com a água, forma ácidos como o ácido carbônico, tornando-se muito corrosivo, podendo provocar o desgaste de tubulações e equipamentos (NASCIMENTO, 2012). A presença de CO₂ diminui o poder calorífico do gás natural, além de favorecer a formação de hidratos a baixas temperaturas e altas pressões, que são justamente as condições de escoamento do gás natural do pré-sal (NASCIMENTO, 2012).

Conforme já destacado nesta dissertação, segundo UOP (2013), foram contratados pela Petrobras módulos do sistema UOP SeparaxTM para separar CO₂ de 7 milhões m³ de gás natural por dia nos campos do pré-sal e também oito módulos para serem instalados em plataformas de produção (FPSO) na Bacia de Santos. Sendo assim, dado que a Petrobras está adotando a implementação da tecnologia de captura e armazenamento de carbono como linha de base em sua produção, e que os custos marginais de abatimento de CCS se mostraram negativos, indicando a viabilidade econômica da sua implementação, ela foi utilizada no cálculo da linha de base desse estudo. Os detalhes estão apresentados nessa seção.

Segundo a PETROBRAS (2014a) e UOP (2013), serão utilizados módulos de membranas iguais em todas as plataformas de produção de óleo e gás (FPSOs) no pré-sal. Então, de acordo com essa informação, foi adotada, nessa dissertação, a premissa de que todos os módulos de membranas seriam iguais, independente da capacidade média das plataformas e dos teores de CO₂ do gás associado produzido nos campos do pré-sal. O que sofrerá variação é o número de módulos por tipo de plataforma, conforme será explicado a seguir. Note-se também que uma mesma FPSO deve operar em diferentes campos de produção com diferentes características e, por isso, as FPSOs que operarão no pré-sal, não devem ser construídas sob medida e com especificações exclusivas (*taylor-made*). Essa é uma das limitações da dissertação.

Sendo assim, foi feito o dimensionamento dos módulos de membrana e captura de CO₂ a serem considerados neste estudo para, consequentemente, calcular o potencial de captura de emissões e os custos de captura da captura do CO₂ que seria emitido na

exploração dos campos do pré-sal. A seguir é apresentada a metodologia utilizada e os resultados da aplicação da referida metodologia.

3.2.7.1 Dimensionamento da membrana e captura de CO₂

3.2.7.1.1 Metodologia

O dimensionamento do módulo da membrana usada para a captura de carbono nos campos de óleo e gás natural do pré-sal foi feito através do Aspen HYSYS®²⁰, um *software* de simulação de processos, que permite a otimização de processos e operações.

O modelo desenvolvido foi validado com os dados do estudo feito por ECHT e MEISTER (2009), onde foram avaliados os resultados da instalação *offshore* em uma plataforma de processamento de gás natural na Ásia. No estudo, em que o modelo aqui desenvolvido se baseou, foi utilizado o sistema de membranas UOP SeparexTM, desenvolvido pela UOP, empresa multinacional de fornecimento de tecnologia para o processamento de gás natural. Foram utilizadas as especificações do sistema UOP SeparexTM (ECHT e MEISTER, 2009), – considerando o teor de CO₂ do campo e as exigências de especificação do gás natural vendido –, e dados de características da membrana (BAKER e LOKHANDWALA, 2008) para a modelagem no Aspen HYSYS®.

As características da membrana adotadas foram baseadas em um exemplo que considerou um gás natural com teor inicial de 44,5% mol de CO₂ e uma especificação de no máximo 8% mol de CO₂ antes de ser transportados pelos dutos. O fluxo requerido do gás natural exportado é de 9,1 milhões de m³ por dia, o que resulta em um fluxo de alimentação máximo de 19,2 milhões de m³ por dia, para o teor de 44,5% mol de CO₂ contido no gás natural. O estudo considerou um sistema de membrana em dois estágios que é mostrado na Figura 28.

²⁰ Para visualizar o processo modelado, consultar o Anexo II.

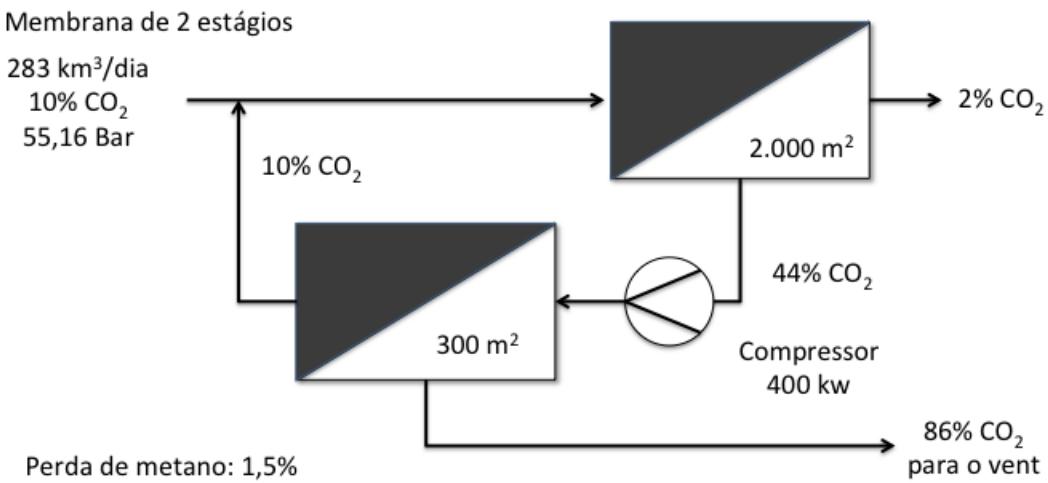


Figura 28: Exemplo de membrana em dois estágios.

Fonte: BAKER e LOKHANDWALA (2008)

No primeiro estágio, ocorre a separação do CO₂, gerando um gás que obedece a especificação de teor de dióxido de carbono. No entanto, o CO₂ separado ainda contém uma porcentagem alta de gás natural. Logo, esse gás passa por uma segunda membrana, onde ocorre uma nova separação, tendo como produtos um gás muito concentrado em CO₂ – que já pode ser injetado – e um gás que retornará ao primeiro estágio da membrana. Assim, as perdas do gás natural são reduzidas consideravelmente quando em comparação à membrana de um estágio (BAKER e LOKHANDWALA, 2008).

Já os parâmetros de projeto utilizados para as simulações realizadas para os campos do pré-sal, nesta dissertação, foram baseados nos parâmetros definidos por ECHT e MEISTER (2009). Esses parâmetros estão na Tabela 6.

Tabela 6: Parâmetros do sistema de ECHT e MEISTER (2009)

	Definição de projeto	
Entrada da membrana		
Fluxo máximo de gás	milhões de m ³ /dia	19,2
Teor de CO ₂	% mol	44,5
Especificação requerida		
Fluxo mínimo de gás	milhões de m ³ /dia	9,1
Teor de CO ₂	% mol	< 8
Recuperação do hidrocarboneto	%	> 95

Fonte: Adaptado de ECHT e MEISTER (2009)

A partir do exemplo apresentado e desses dados foi possível calcular a área de membrana necessária para um determinado volume de gás. Em ECHT e MEISTER

(2009), foram considerados seis módulos de membrana. No entanto, para o presente estudo, a metodologia adotada foi o dimensionamento de apenas um módulo. Esse único módulo foi dimensionado considerando que o gás extraído teria 45% mol de CO₂, como é o caso do Campo de Libra (CREDIT SUISSE, 2014), no pré-sal, e que este seria o limite superior da faixa de teores de CO₂ para o modelo aqui desenvolvido. O módulo padrão dimensionado, portanto, não está otimizado para campos com outros teores de CO₂ e foi dimensionado de forma mais conservadora. O módulo padrão de separação por membranas em plataformas é capaz de processar um volume máximo de 3,1 milhões de m³ por dia. Dependendo da capacidade de processamento da plataforma, mais de um módulo pode ser adquirido e todos os cálculos podem ser replicados para os módulos adicionais. A ideia é que uma mesma FPSO possa operar em diferentes campos que possuem diferentes teores de CO₂.

Para as simulações aqui realizadas foram consideradas as três capacidades médias de plataformas utilizadas na projeção de óleo para o pré-sal, com produções diárias de 100, 150 e 200 mil barris de óleo²¹. Segundo IEA (2014b), a quantidade média de gás bruto extraído no processamento de um barril de óleo do pré-sal é de cerca de 40 m³. Portanto, cada plataforma terá sua respectiva capacidade de produção de gás extraído.

Uma vez que ainda há muita incerteza sobre a quantidade precisa de CO₂ no gás natural do pré-sal, foi considerada uma faixa ampla, entre 10% e 45% mol de teor de CO₂, segundo proposto pela literatura científica disponível (ECHT e MEISTER, 2009; IEA, 2014b; CREDIT SUISSE, 2014; DINO, 2014). A área de membrana de cada módulo foi considerada a mesma, tanto para 10% mol. quanto para 45% mol. de CO₂. Então, foram elaborados dois cenários de teor de CO₂, um para 10% mol. e outro para 45% mol. para cada capacidade média de plataforma adotada.

Através da modelagem apresentada anteriormente, também foram obtidos os volumes de reinjeção e de produção de gás para um único módulo, bem como a composição de cada um desses gases. Esses dados são diferentes para os diferentes teores de CO₂ considerados. De acordo com a capacidade da plataforma, pode haver um volume de gás bruto extraído do campo que excede a capacidade da membrana. Esse volume não passa, então, pela membrana (*bypass* do gás bruto) e é injetado diretamente

²¹ Mais detalhes na seção 3.2.4 “Projeções da produção de óleo para o Brasil”

no reservatório, junto com o gás rico em CO₂ capturado na membrana, como mostrado esquematicamente na Figura 29.

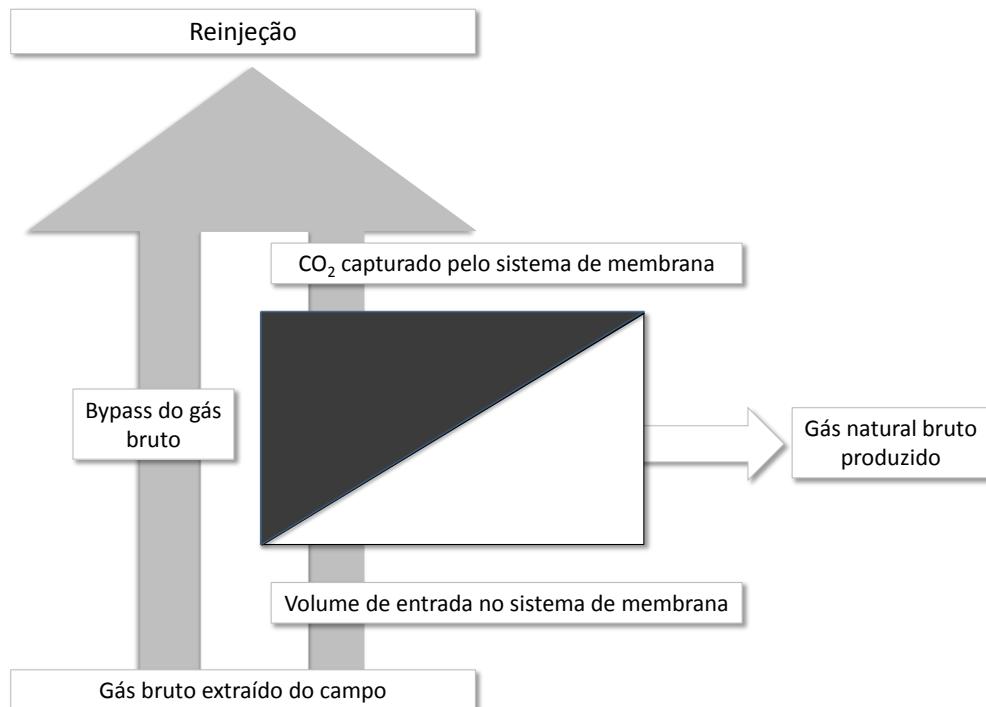


Figura 29: Esquematização do funcionamento da membrana.

Fonte: Elaboração própria

Dessa forma, foi possível calcular, para cada teor de CO₂ e para cada capacidade de plataforma considerados, o número de módulos necessário, os volumes capturados na membrana, os volumes reinjetados (ie, o CO₂ capturado e o *bypass*) e os volumes produzidos.

Para chegar ao volume reinjetado de CO₂ por ano, foi obtida uma taxa de captura, em quantidade de CO₂ por barril produzido (ktCO₂/bbl), que considera tanto a taxa de captura para cada tipologia de plataforma, quanto a estimativa de plataformas para o pré-sal. A taxa de captura por capacidade de plataforma foi calculada dividindo-se o volume injetado de CO₂ (resultado da modelagem no Aspen HYSYS® – para mais informações, ver Anexo II) pela capacidade de processamento da plataforma. A taxa de captura anual é uma média ponderada entre a taxa de captura da plataforma, pela quantidade de plataformas existentes no ano, operando no pré-sal. Assim, tem-se uma taxa de captura de CO₂ por barril de óleo produzido. Em seguida, multiplicou-se a taxa de captura anual pela produção anual do pré-sal e obteve-se o volume reinjetado de

CO₂. A penalidade energética considerada pelo uso das membranas foi a energia elétrica utilizada pelos compressores.

O volume de gás extraído por cada tipo de plataforma foi utilizado em conjunto com as estimativas do número e evolução das capacidades das plataformas, elaboradas na seção 3.2.4 “Projeções da produção de óleo para o Brasil” dessa dissertação. Desta forma, também foram elaboradas curvas de produção líquida de gás natural do pré-sal, que dependem do teor de CO₂ no reservatório (10% mol. CO₂ e 45% mol. CO₂).

3.2.7.1.2 Resultados

Os resultados da separação por membrana por tipologia de plataforma estão apresentados nas Tabela 7 e Tabela 8, separados pelo respectivo teor de CO₂ no gás bruto.

- Teor de CO₂ na entrada: 10% mol

Tabela 7: Volumes de produção e reinjeção para o gás com teor de 10% mol de CO₂

Capacidade Média das Plataforma (mil bpd)	Volume gás extraído (M m ³ /dia)	Módulos de membrana	Bypass do gás extraído (M m ³ /dia)	Produção Bruta de Gás Natural (M m ³ /dia)
100	4,0	1	1	2,73
150	6,0	2	0	5,46
200	8,0	2	2	5,46
Capacidade Média das Plataforma (mil bpd)	Reinjeção (M m ³ /dia)	Teor de CO ₂ no gás reinjetado	Captura de CO ₂ na membrana (kt/dia)	Taxa de Captura
			%	(tCO ₂ /bbl)
100	1,37	26%	0,66	89% 0,0066
150	0,74	70%	0,95	86% 0,0064
200	2,74	26%	1,31	89% 0,0066

Fonte: Elaboração própria

- Teor de CO₂ na entrada: 45% mol

Tabela 8: Volumes de produção e reinjeção para o gás com teor de 45% de CO₂

Capacidade Média da Plataforma (mil bpd)	Volume gás extraído (M m ³ /dia)	Módulos de membrana	Bypass do gás extraído (M m ³ /dia)	Produção Bruta de Gás Natural (M m ³ /dia)
100	4,0	1	1	1,82
150	6,0	2	0	3,64
200	8,0	2	2	3,64
Capacidade Média da Plataforma (mil bpd)	Reinjeção (M m ³ /dia)	Teor de CO ₂ no gás reinjetado	Captura de CO ₂ na membrana (kt/dia)	Taxa de Captura
			%	(tCO ₂ /bbl)
100	2,28	75%	3,15	96% 0,0315
150	2,56	95%	4,48	91% 0,0299
200	4,56	75%	6,30	96% 0,0315

Fonte: Elaboração própria

Após o dimensionamento das plataformas, foi estimada a penalidade energética considerada pelo uso das membranas. Foi considerado o uso da energia elétrica dos compressores. Essa energia foi estimada pela potência dos compressores dimensionados pela modelagem feita no *software* HYSYS® para processar nas membranas os volumes de gás bruto estimados para cada capacidade de plataforma. As potências dos compressores encontram-se na Tabela 9.

Tabela 9: Potência estimada para os compressores a serem utilizados na captura por membranas em MW.

Potência do Compressor (MW)					
Teor de CO ₂ : 10%			Teor de CO ₂ : 45%		
100 kbpd	150 kbpd	200 kbpd	100 kbpd	150 kbpd	200 kbpd
4,62	9,24	9,24	11,14	22,28	22,28

Fonte: Elaboração própria

Então, considerando que os compressores funcionariam 24 horas por dia durante todo o ano, tem-se a energia que seria utilizada pelos compressores em GWh e em m³ de gás natural. Esses valores são calculados em função da estimativa das plataformas, suas capacidades e das potências dos compressores e são apresentados na Tabela 10.

Tabela 10: Consumo/penalidade energética das membranas (compressores) em GWh e Mm³

Ano	Teor de CO₂: 10%		Teor de CO₂: 45%	
	Consumo Elétrico (GWh)	Consumo Gás (Mm³)	Consumo Elétrico (GWh)	Consumo Gás (Mm³)
2010	40	12	98	30
2015	202	62	488	149
2020	405	124	976	298
2025	648	198	1.561	478
2030	1.052	322	2.537	776
2035	1.457	446	3.513	1.074
2040	1.740	532	4.196	1.283
2045	1.821	557	4.391	1.343
2050	1.700	520	4.099	1.254

Fonte: Elaboração própria.

As quantidades reinjetadas de CO₂, provenientes da produção do pré-sal estão na Tabela 11 e no Gráfico 7.

Tabela 11: Quantidade reinjetada de CO₂

Ano	CO₂ Injetado (ktCO₂/ano)	
	10%	45%
2010	103	494
2015	1.197	5.748
2020	2.027	9.705
2025	3.181	15.162
2030	4.730	22.447
2035	6.505	30.796
2040	8.063	38.235
2045	8.716	41.314
2050	8.159	38.639

Fonte: Elaboração própria

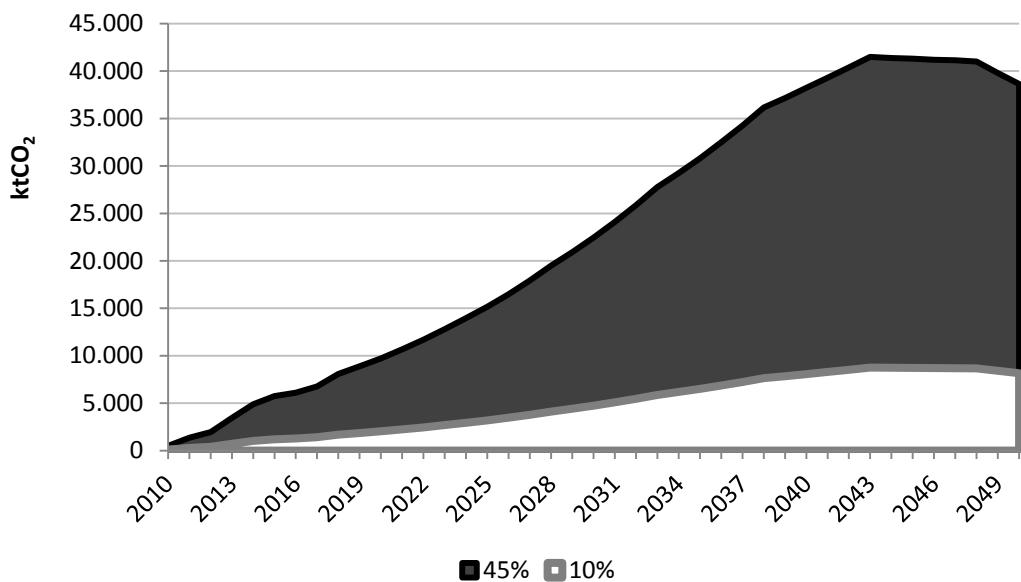


Gráfico 7: Quantidade reinjetada de CO₂

Fonte: Elaboração própria

Nos Gráfico 8 e Gráfico 9, para cada extremo da faixa de teor de CO₂ considerada neste estudo, são apresentados os volumes de captura e reinjeção de CO₂, em comparação com as produções (bruta e líquida) de gás natural.

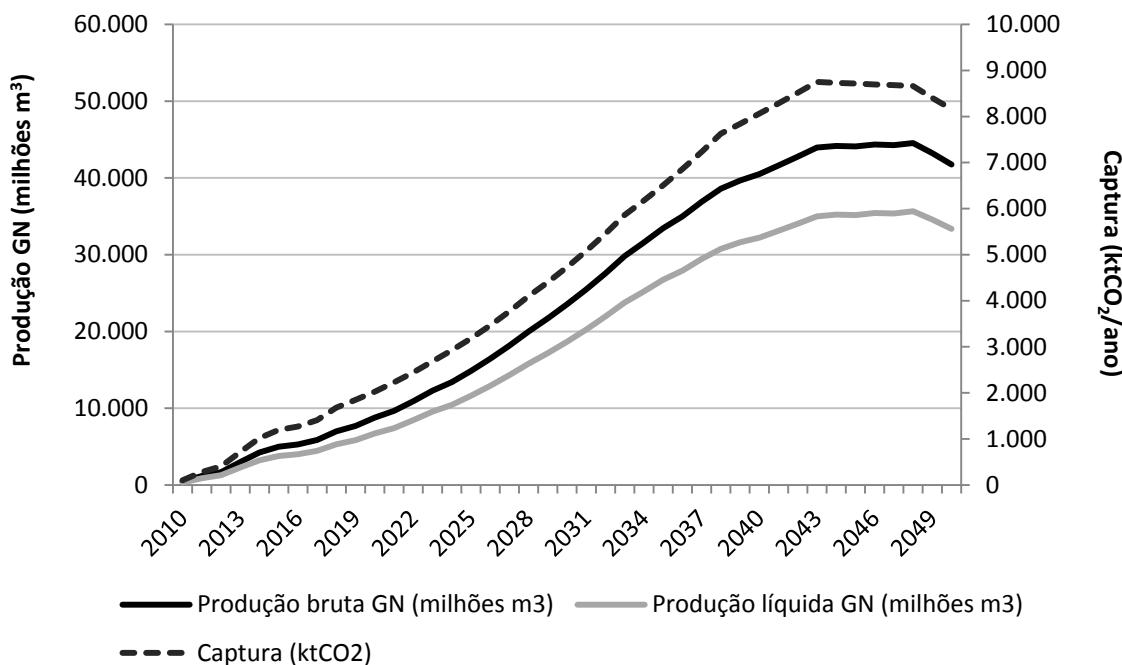


Gráfico 8: Produção de gás (líquida e bruta) e captura, para um gás com teor de 10% de CO₂.

Fonte: Elaboração própria

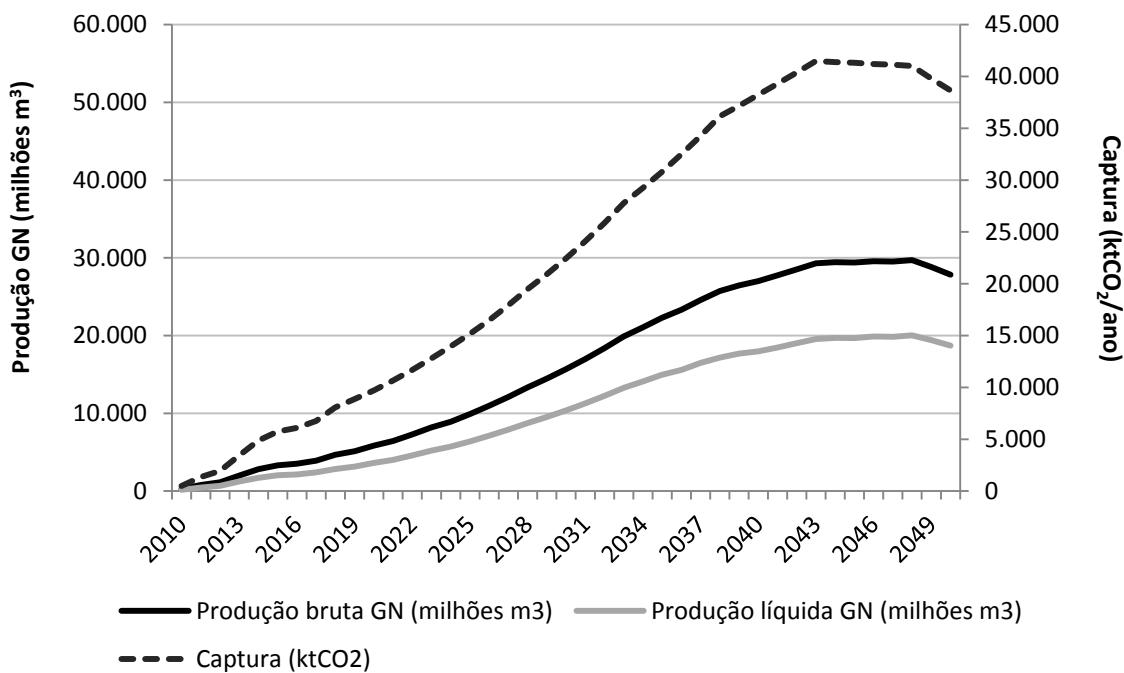


Gráfico 9: Produção de gás (bruta e líquida) e captura, para um gás com teor de 45% de CO₂

Fonte: Elaboração própria

3.2.7.1.3 Discussão dos Resultados

É possível notar que o teor de CO₂ no gás reinjetado é maior para as plataformas de 150 mil barris/dia. Isso ocorre pois o volume de produção nelas coincide com a capacidade de dois módulos de membranas, sendo possível tratar todo o gás extraído. Em outras palavras, não existe o *bypass* que diluiria o CO₂ no gás a ser injetado e reduziria a produção de hidrocarbonetos. Para as plataformas de 100 e 200 mil barris/dia há uma quantidade de gás rico em gás natural que não consegue ser tratado pelas membranas, e por isso é injetado novamente no solo. Esse desperdício de gás natural diminui o teor de CO₂ no gás reinjetado.

Para o gás com 45% de CO₂ na entrada, foi alcançado um teor de 95% de CO₂ no gás reinjetado, o que se configura como um gás muito puro, justificando o tamanho da área de membranas calculado.

Em relação às taxas de captura, quando estas são comparadas, percebe-se que a plataforma de 150 mil barris por dia possui uma taxa menor do que as de 100 e 200 mil bpd. Essa diferença pode ser explicada devido à passagem pela membrana de todo o gás

extraído no poço. Como no processo de separação de gases há uma pequena perda de CO₂, a taxa de captura da plataforma de 150 mil bdp acaba penalizada, enquanto as outras, por terem um volume de *bypass*, reinjetam diretamente o volume do CO₂ do *bypass*, sem nenhuma perda, o que aumenta a taxa de captura.

No que concerne a captura, percebe-se que essa ocorre de forma mais eficiente no gás bruto com teor de 45% de CO₂, naturalmente por causa da maior presença de CO₂ no gás extraído. Logo, há tanto uma maior captura do CO₂ no sistema de membranas, quanto uma maior quantidade de dióxido de carbono no gás bruto que não passa pela membrana, mas que é reinjetado diretamente. Portanto, para um gás extraído do pré-sal com maior teor de CO₂, a produção de gás natural que estaria disponível para o mercado diminui.

A seguir são apresentados os cálculos referentes aos custos de captura de CO₂ estimada para ambos os cenários de teor de CO₂ (10% mol CO₂ e 45% mol. CO₂).

3.2.7.2 Custos da Captura em Plataformas

Os custos da utilização de um sistema de membranas do tipo UOP SeparaxTM em uma FPSO para captura de CO₂ consistem nos custos de investimento, e nos custos de operação e manutenção. Eles são excepcionalmente descritos nessa seção, pois não foram considerados como medida de mitigação e sim como linha de base.

O sistema de membranas compreende a membrana, em si, e uma série de componentes, como tubulações e válvulas. O custo dos componentes foi estimado em US\$400/m² de membrana. O custo da membrana, devido à variedade de características possíveis para as mesmas, foi estimado através de uma faixa de valores, entre US\$100 e US\$400 por m² de membrana (BAKER e LOKHANDWALA, 2008). Somado a isso, acrescentou-se o custo do compressor, em função da sua potência, que se diferencia para os gases com teor de 10% e 45% mol. de CO₂, segundo a equação a seguir (BHIDE *et al.*, 1998):

$$CC = 33.400 \left(\frac{PC}{10} \right)^{72}$$

Onde: CC = Custo do compressor

PC = Potência do compressor, em cavalo-vapor.

Sendo assim, têm-se quatro cenários de custos, que são:

- 10% Baixo – Teor de CO₂: 10% mol e custo da membrana: US\$100/m²;

- 10% Alto – Teor de CO₂: 10% mol e custo da membrana: US\$400/m²;
- 45% Baixo – Teor de CO₂: 45% mol e custo da membrana: US\$100/m²;
- 45% Alto – Teor de CO₂: 45% mol e custo da membrana: US\$400/m².

Para cada cenário, foi considerada a capacidade da plataforma, pois ela determina quantos módulos de membrana serão utilizados, e consequentemente a área de membranas. Sendo assim, cada tipologia de plataforma também terá um custo de investimento diferente dentro dos cenários. Por fim, o custo do investimento foi multiplicado pelo número de plataformas novas a cada ano, para se chegar ao investimento anual.

Os custos de operação e manutenção foram considerados como 5% do investimento total e a vida útil do projeto de 40 anos (BAKER e LOKHANDWALA, 2008; BHIDE *et al.*, 1998). A taxa de desconto e os juros de construção (dos três anos iniciais) são iguais a 12% a.a., considerando-se que se trata de um investimento sob a lógica de custo de oportunidade de capital do setor de óleo e gás. Os investimentos para os sistemas de membranas são apresentados na Tabela 12.

Tabela 12: Custos de investimento para o sistema de membranas

Capacidade Média da Plataforma (mil bpd)	Custo Skid (M US\$)		Custo Compressor (M US\$)	
	Baixo	Alto	10% CO ₂	45% CO ₂
100	21,00	37,80	9,18	17,25
150	42,00	75,60	15,08	28,41
200	42,00	75,60	15,08	28,41

Capacidade Média da Plataforma (mil bpd)	Investimento Total (M US\$)			
	10%		45%	
	Baixo	Alto	Baixo	Alto
100	30,15	46,95	38,25	76,05
150	57,08	90,68	70,41	146,01
200	57,08	90,68	70,41	146,01

Fonte: Elaboração própria.

Note que o custo das plataformas de 150 e 200 kbpd são os mesmos, pois ambas utilizam dois módulos de membranas, enquanto a plataforma de 100 kbpd utiliza apenas um módulo. A partir disso, cada investimento total foi anualizado²² para os quatro

²² Investimento anualizado ao longo dos 40 anos de vida útil, considerando como ano base 2014 e ano de corte 2050.

cenários de custos apresentados. Em seguida, com a quantidade anual capturada de CO₂ (Tabela 11) foi calculado o custo anual de captura (US\$/tCO₂) para o período de 2015 a 2050. A partir do custo anual foi calculado o custo anual médio. Os resultados para os quatro cenários em questão, são apresentados na Tabela 13.

Tabela 13: Custo de captura médio bruto

Cenários	Custo de Captura Médio Bruto (US\$/tCO₂e)
10% Baixo	12,15
10% Alto	19,27
45% Baixo	4,90
45% Alto	6,54

Fonte: Elaboração própria

Os custos médios de captura para os cenários com teor de CO₂ no gás bruto de 45% vol. que variam de 4,90 a 6,54 US\$/tCO₂. Eles encontram-se abaixo dos valores apresentados para os cenários com teor de CO₂ 10% vol., que variam de 12,15 a 19,27 US\$/tCO₂. A diferença entre as faixas de custos médios de captura se deve, sobretudo, às quantidades de CO₂ capturadas nos cenários. Para chegar ao custo de captura médio calcula-se a razão entre o custo total acumulado ao longo de todo o período analisado e o total acumulado de toneladas de CO₂ capturadas. Nos dois cenários de custos para os quais a quantidade de CO₂ capturada é maior (teor de CO₂ igual a 45% mol CO₂), tem-se um denominador da equação maior fazendo com que o resultado seja menor. Portanto, os custos para esses últimos cenários são menores. Os custos associados à captura de carbono com a utilização do sistema de membranas estão na mesma ordem de grandeza dos custos encontrados na literatura (BAKER e LOKHANDWALA, 2008; BHIDE *et al.*, 1998; NASCIMENTO, 2012).

Além do cálculo dos custos da captura acima discriminados, este estudo também estimou os custos da captura descontados da receita líquida adicional, que é obtida com a venda do gás natural produzido nos campos do pré-sal, para ambos os cenários de teor de CO₂ (10% mol. CO₂ e 45% mol. CO₂). Note-se aqui que o elevado teor de CO₂ dos campos do pré-sal já descobertos impede que se direcione o gás extraído para unidades de processamento *onshore*, sem prévia separação do CO₂ associado, devido à possível corrosão dos dutos e formação de hidratos.

Para realizar esses cálculos foram consideradas as mesmas premissas utilizadas para calcular os custos de captura sem a receita líquida apresentados anteriormente. Neste caso a receita líquida anual foi deduzida do custo de captura. Para o cálculo da receita líquida anual, o preço²³ do gás natural foi US\$ 0,14 por Nm³. A partir daí esse valor foi multiplicado pelo volume de gás natural produzido (produção líquida) e chegou-se aos custos de captura médios com receita líquida do gás natural que são apresentados na Tabela 14.

Tabela 14: Custo de captura médio líquido

Cenários	Custo de Captura Médio Líquido (US\$/tCO₂e)
10% Baixo	- 543,38
10% Alto	- 536,27
45% Baixo	- 60,38
45% Alto	- 58,73

Fonte: Elaboração própria

A partir desses resultados fica evidente que os custos se tornam fortemente negativos, quando se lhes deduz a receita adicional associado ao gás. Isto significa que, considerando a receita líquida que pode ser obtida a partir do gás natural produzido quando ocorre a captura de CO₂ nos campos do pré-sal, os custos de captura mais do que se remuneram com a venda do gás natural. Este fato deve tornar a opção de produção de gás natural no pré-sal com captura a melhor opção tanto pelo ponto de vista econômico quanto pelo ponto de vista ambiental. Sendo assim, esses resultados reforçam a inclusão do CCS na linha de base do pré-sal para esse estudo. O CCS deve ser entendido, portanto, como medida de condicionamento do gás natural do pré-sal na Linha de Base.

3.2.8 Projeção de gás natural para o pré-sal

Para os campos do pré-sal, uma curva de gás natural foi elaborada, considerando-se também os resultados da modelagem apresentada na seção anterior, 3.2.7 “Captura e armazenamento de carbono”, onde foi adotado, como tecnologia de

²³ Os dados de custo e preço do gás natural estimados aqui se coadunam com os dados apresentados pelo Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviária – PEMAT 2013-2022 (EPE, 2014).

captura de CO₂, um sistema de membranas. Assumiu-se como premissa que a produção de gás do pré-sal é exclusivamente de gás associado. Para esse estudo, como antes asseverado, foram consideradas três capacidades médias de plataformas, com produções diárias de 100, 150 e 200 mil barris de óleo.

Foram propostas três nomenclaturas para as quantidades de gás natural estimadas neste estudo para a produção associada aos recursos do pré-sal: quantidade total de gás extraído; produção bruta de gás natural (gás extraído menos o *bypass*); e produção líquida de gás natural (produção bruta menos o autoconsumo da plataforma e penalidade energética do sistema de membranas usado na captura de CO₂). As equações 1 e 2 se referem às quantidades de gás natural representadas pelas nomenclaturas anteriormente citadas.

$$\text{PROD LÍQ GN} = \text{PROD BRUTA GN} - (\text{AC} + \text{PE}) \quad (\text{Equação 1})$$

$$\text{PROD BRUTA GN} = \text{GÁS EXTRAÍDO} - \text{BYPASS} \quad (\text{Equação 2})$$

Onde,

- Prod Líq GN = produção líquida de gás natural (m³);
- Prod Bruta GN = produção bruta de gás natural (m³);
- AC = autoconsumo da plataforma de produção (m³);
- PE = penalidade energética do CCS (m³).

Portanto, de acordo com as equações apresentadas, o gás extraído foi calculado segundo IEA (2014b), e representa, em média, 40 m³ de gás natural por barril de óleo extraído. O total de gás extraído é proveniente da multiplicação de 40m³ de gás natural pela capacidade média de produção de cada plataforma e também pelo número total estimado de plataformas.

No que concerne ao gás bruto produzido e ao *bypass*, eles foram calculados a partir da modelagem feita no *software* HYSYS e estão mais bem detalhados na seção 3.2.7 “Captura e armazenamento de carbono”, nas Tabela 7 e Tabela 8, separados pelo respectivo teor de CO₂ no gás bruto.

Em seguida, com a produção bruta de gás natural e o número de plataformas de cada capacidade média em operação (Tabela 3), foi calculada uma razão gás/óleo para cada ano, ponderada pelo número de plataformas em operação. Dessa forma, chegou-se à produção bruta total anual. Para chegar à produção líquida da plataforma, descontou-

se o autoconsumo de energia e a penalidade energética referente ao sistema de membranas. O autoconsumo utilizado foi o mesmo do pós-sal, igual a 6,12 m³/bbl, pois não foi constatada nenhuma diferença significativa no consumo específico na produção de óleo e gás depois do início da produção no pré-sal, sendo a única diferença, portanto, a penalidade energética da captura de carbono. Dados da ANP (2013b) mostram que para os anos de 2010 a 2012, período em que a produção do pré-sal cresceu expressivamente, o autoconsumo ficou em 15,5%, 15,4% e 15,0, respectivamente, em relação à produção total de gás natural²⁴. Sendo assim, não havendo variações significativas no valor do autoconsumo, ele foi considerado igual tanto para o pré-sal, quanto para o pós-sal. Por simplificação, esse autoconsumo foi considerado constante ao longo do tempo e igual para todas as capacidades médias de plataforma, o que é uma hipótese razoável na média, na falta de dados precisos, enquanto a produção de petróleo for ascendente. Para o período de produção declinante, porém, este valor deveria ser revisto em trabalhos futuros. Por sua vez, a penalidade energética é proveniente basicamente do consumo elétrico dos compressores utilizados nos sistemas de membrana para a captura do CO₂ (Tabela 10). Rigorosamente, trata-se de um autoconsumo de gás adicional nas unidades de produção do pré-sal.²⁵

Sendo assim, o autoconsumo e a penalidade energética foram deduzidos da produção bruta, resultando em uma nova curva de projeção de produção líquida de gás natural. Vale ressaltar que foi considerada uma faixa de teor de CO₂ mencionada anteriormente – de 10% mol. CO₂ a 45% mol. CO₂ – para o pré-sal, logo, uma faixa de projeção de produção líquida de gás natural foi estimada. A seguir, a Tabela 15 e o Gráfico 10 apresentam as estimativas de produção bruta e líquida para o pré-sal com o teor 10% mol. CO₂, bem como o volume de gás extraído. A Tabela 16 e o Gráfico 11 apresentam os mesmos resultados para o teor 45% mol. CO₂.

²⁴ Este percentual se refere não apenas ao autoconsumo nas área de produção, mas também ao autoconsumo nas unidades de processamento de gás natural (UPGNs). O percentual adotado nesta dissertação trata apenas das plataformas de produção.

²⁵ Neste sentido, vale notar que, nesta dissertação, quando se assume que o autoconsumo de gás natural não varia significativamente entre as plataformas que operam no pós e no pré-sal, não se contabiliza a penalidade energética do sistema de captura de carbono, que é contabilizada separadamente.

Tabela 15: Produção de gás no pré-sal (10% mol. CO₂)

Ano	Gás extraído	Produção Bruta	Produção Líquida
	(M m ³)	(M m ³)	(M m ³)
2010	1.460	428	319
2015	7.300	4.982	3.789
2020	13.870	8.774	6.729
2025	20.440	14.858	11.623
2030	31.390	23.535	18.670
2035	42.340	33.457	26.743
2040	52.560	40.501	32.218
2045	55.480	44.104	35.161
2050	51.830	41.740	33.362

Fonte: Elaboração própria

Nota: A produção bruta é o gás extraído menos o *bypass*. A produção líquida é a produção bruta menos o autoconsumo da plataforma e a penalidade energética do CCS.

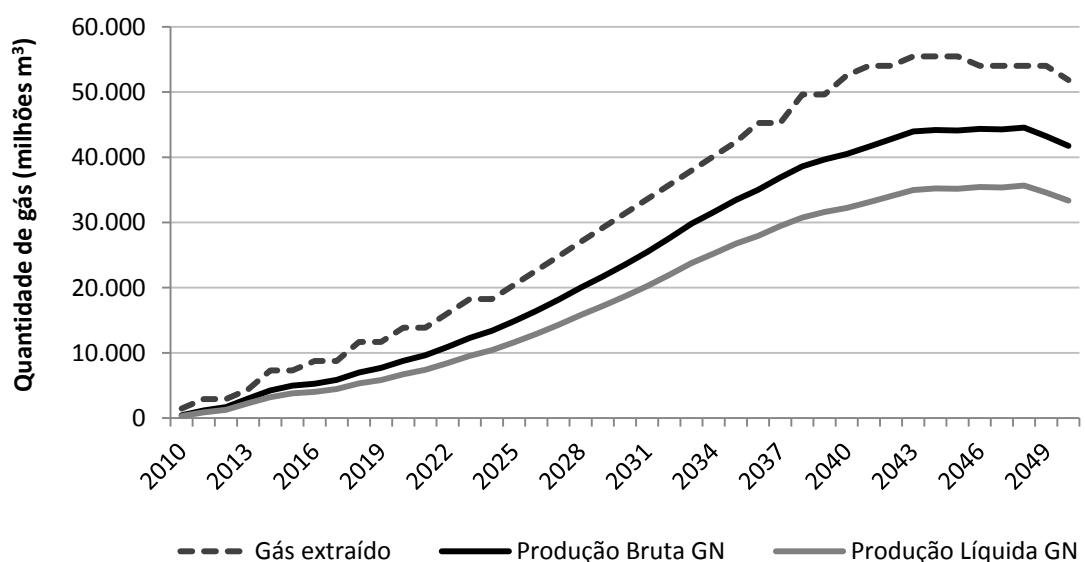


Gráfico 10: Produção de gás no pré-sal (gás com 10% mol. CO₂)

Fonte: Elaboração própria

Tabela 16: Produção de gás no pré-sal (45% mol. CO₂)

Ano	Gás extraído	Produção Bruta	Produção Líquida
	(M m ³)	(M m ³)	(M m ³)
2010	1.460	286	158
2015	7.300	3.322	2.041
2020	13.870	5.849	3.629
2025	20.440	9.905	6.391
2030	31.390	15.690	10.371
2035	42.340	22.305	14.962
2040	52.560	27.001	17.966
2045	55.480	29.403	19.674
2050	51.830	27.826	18.715

Fonte: Elaboração própria

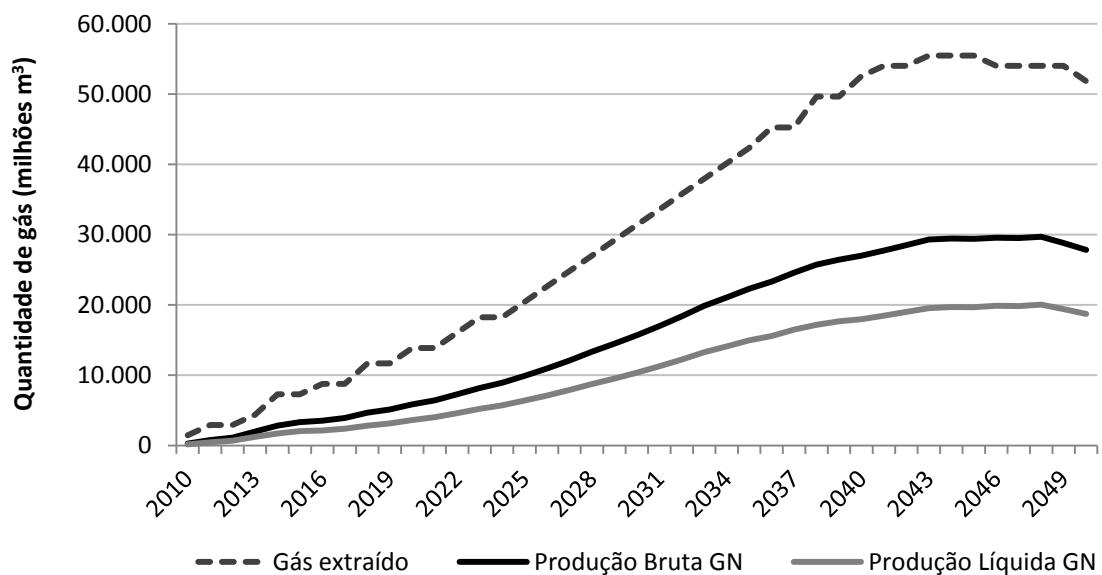


Gráfico 11: Produção de gás no pré-sal (gás com 45% mol. CO₂)

Fonte: Elaboração própria

A projeção da produção total líquida (gás natural associado do pré-sal, gás associado e gás livre do pós-sal, e gás de folhelho) pode ser vista na Tabela 17. O total se refere à soma da produção, separados pelos dois limites da faixa de teores de CO₂ (10% mol. CO₂ e 45% mol. CO₂) adotados nesse estudo (Gráfico 11 e Gráfico 12).

Tabela 17: Projeção da produção líquida total de gás natural (Mm³)

Ano	Pós-sal		Pré-sal		Gás de folhelho	Total	
	Gás associado	Gás Livre	10% mol. CO ₂	45% mol. CO ₂		10% mol. CO ₂	45% mol. CO ₂
2010	22.544	6.424	319	158	-	29.287	29.127
2015	21.183	6.837	3.789	2.041	-	31.809	30.061
2020	25.416	6.607	6.729	3.629	-	38.751	35.652
2025	27.210	4.855	11.623	6.391	1.026	44.713	39.481
2030	26.249	2.044	18.670	10.371	5.130	52.093	43.794
2035	22.547	548	26.743	14.962	5.130	54.967	43.186
2040	17.466	-	32.218	17.966	5.130	54.814	40.562
2045	12.524	-	35.161	19.674	5.130	52.815	37.328
2050	8.537	-	33.362	18.715	5.130	47.028	32.382

Fonte: Elaboração própria

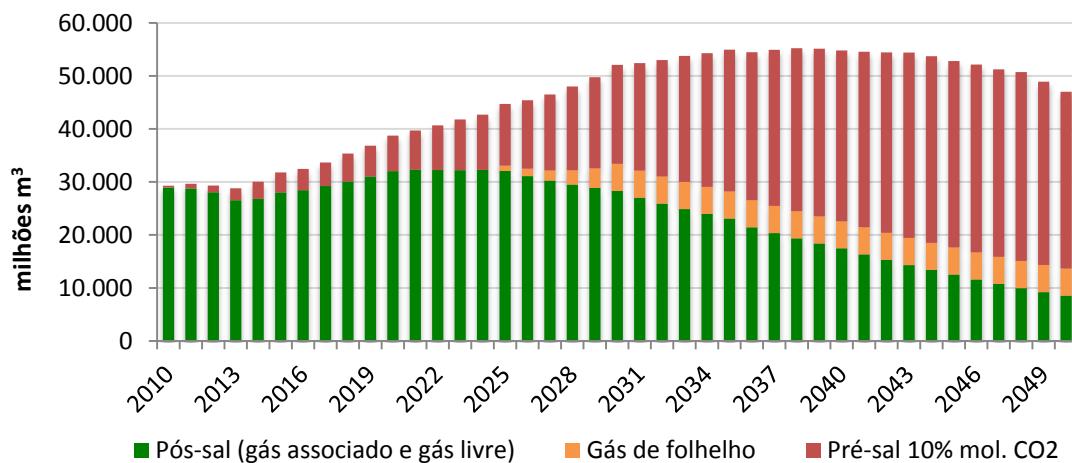
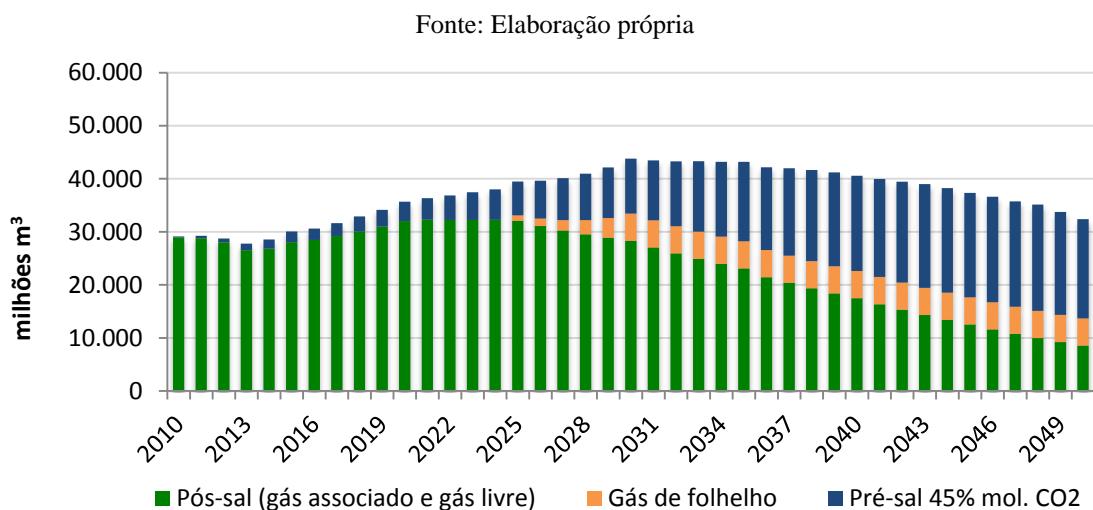


Gráfico 12: Projeção de produção líquida total de GN no Brasil (gás pré-sal com 10% mol. CO₂)



Fonte: Elaboração própria

Percebe-se que, para a mesma produção de óleo considerada, quando se considera um gás extraído do pré-sal com teor de 45% mol. de CO₂, a produção líquida de gás natural é menor, pois boa parte do volume do gás extraído se refere à parcela de gás carbônico, enquanto aproximadamente 55% se refere ao gás natural de fato. Quando o gás extraído tem em torno de 10% de CO₂, 90% se refere ao gás natural, logo, tem-se uma produção líquida maior.

3.2.9 Metodologia de Cálculo das Emissões da Linha de Base

Foi cenarizado o aumento da produção de petróleo no Brasil para os próximos anos. Simultaneamente, aumentarão o consumo energético e as emissões de dióxido de carbono, provenientes das atividades de produção desses novos campos. Foi feita, então, uma projeção das emissões do E&P, que incluem não apenas a produção, mas as outras etapas do segmento *upstream*. As emissões do setor de E&P incluem a exploração, produção, perfuração, transporte, emissões fugitivas, de *venting* e de *flaring*, operações e manutenção e limpeza (EL-HOUJEIRI e BRANDT, 2012).

As emissões exclusivas da produção de óleo e gás consideradas nessa dissertação são provenientes do autoconsumo das plataformas, do *vent*, do *flare* e das emissões fugitivas. Os gases considerados foram o dióxido de carbono (CO₂), o metano (CH₄) e o óxido nitroso (N₂O). A partir do poder calorífico e do fator de emissão do gás natural, e do potencial de aquecimento global (GWP₁₀₀ – *global warming potential*) para cada gás considerado (IPCC, 2006)²⁶, chegou-se à emissão em CO₂ equivalente (CO₂e).

Nessa dissertação, foi calculada a linha de base de emissões para o E&P, mas as medidas de mitigação tiveram como foco somente a produção de petróleo.

3.2.9.1 Plataformas de óleo e gás associado (pós-sal e pré-sal)

Para a produção associada ao petróleo do pós-sal e do pré-sal foi considerado o consumo específico do E&P de 1,69 GJ por tonelada de hidrocarboneto produzido

²⁶ Já existem valores de GWP mais recentes. No entanto, optou-se por utilizar os valores de 2006 pois são os mesmos utilizados no “Segundo inventário brasileiro de emissões antrópicas de gases de efeito estufa” (MCTI, 2010).

(OGP, 2012), que resulta em 6,12 m³/bbl²⁷ e equivale a uma emissão de 12,64 kgCO₂/bbl.²⁸ Esse valor se refere somente ao autoconsumo da produção de petróleo. Atribuiu-se aqui este autoconsumo ao gás natural, o que é uma hipótese conservadora, na medida em que parte do autoconsumo deve derivar de derivados de petróleo cujo fator de emissão supera o do gás natural.

Os fatores de emissão foram calculados diretamente por barril de óleo produzido, e não por m³ de gás natural, como foi feito para o gás livre e o gás de folhelho. Em seguida, para as emissões de *flare* e *vent*, usaram-se os dados da OGP (2012) para o Brasil, que indicam que para as emissões da produção de um barril de óleo produzido, 55% é devido ao autoconsumo, 32% ao *flare*, 9% ao *vent* e 4% de emissões fugitivas. Dessa forma, foi possível chegar ao fator de emissão para cada parcela (autoconsumo, *flare*, *vent* e fugitivas). Em seguida, foi calculada a parcela de emissões referente ao restante do *upstream*, que compreende exploração, perfuração, transporte, operações e manutenção e limpeza. O valor obtido foi de 9,89 kgCO₂/bbl (OGP, 2012). O fator de emissão do autoconsumo referente à produção, portanto, é cerca de 38% do *upstream*. Este resultado se coaduna com números da literatura internacional. EL-HOUJEIRI e BRANDT (2012) fornecem um exemplo de estimativa para emissões do *upstream* nos Estados Unidos, em que indicam uma fração das emissões atribuídas ao autoconsumo na produção equivalente a 30% das emissões atribuídas ao autoconsumo total do *upstream*. Esses fatores foram utilizados para o cálculo de emissões do E&P de óleo e gás associado no pós-sal (Tabela 18).

²⁷ Energia consumida no E&P (GJ) = Consumo específico (1,69 GJ/t) * Produção total de óleo (111 Mt)

Autoconsumo (m³/bbl) = Energia consumida no E&P (GJ) / Poder calorífico inferior GN (kJ/m³) / Produção de óleo (M bbl)

²⁸ Autoconsumo x Poder calorífico inferior x (\sum_{GEE} Fator de emissão_{GEE} x GWP_{100,GEE}) / 10⁹

Autoconsumo: 6,12 m³/bbl; Poder calorífico: 36.784 kJ/m³;

Fatores de Emissão (kg/TJ): CO₂: 56.100, CH₄: 1, N₂O: 0,1

GWP₁₀₀: CO₂: 1, CH₄: 21, N₂O: 310

Tabela 18: Fatores de emissão calculados para o óleo e gás associado do pós-sal

FE pós-sal (kgCO₂e/bbl produzido)	
Autoconsumo	12,637
<i>Flaring</i>	7,353
<i>Venting</i>	2,068
<i>Fugitivas</i>	0,919
<i>Total Produção</i>	22,977
<i>Exploração</i>	9,890
Total E&P	32,867

Fonte: Elaboração própria, com base em IPCC, 2006 e OGP, 2012

No pré-sal, na falta de dados precisos, os fatores de autoconsumo e *flare* também foram considerados os mesmos e constantes por toda a faixa considerada nesse estudo, de 10% a 45% mol. CO₂, pois essas emissões são resultantes da combustão do gás natural. Como antes destacado, esses fatores de emissão são os mesmos do pós-sal, uma vez que na série histórica disponível para as emissões do setor, não houve modificação significativa a partir do início da exploração e produção no pré-sal (ANP, 2013b). Já para o *vent*, o fator de emissão varia, pois dependendo da composição do gás, mais ou menos metano está sendo emitido para a atmosfera. Como o metano tem um potencial de aquecimento global 21 vezes maior que o do gás carbônico (IPCC, 2006), é necessário fazer uma distinção para a faixa de teor de CO₂ considerada. Logo, o gás bruto com 10% mol. CO₂ (90% mol. CH₄) vai emitir mais do que o gás bruto com 45% mol. CO₂ (55% mol. CH₄).

Para fazer essa distinção do fator de emissão para o *vent*, converteu-se o fator de emissão calculado anteriormente (em quantidade de CO₂ equivalente), para volume de gás natural, através da divisão pelo seu potencial de aquecimento global (GWP₁₀₀) e pela sua densidade. Assim, chegou-se ao volume de gás bruto responsável pelas emissões de *vent*. Para esse volume de gás bruto obtido, foi separado o volume de metano, e o volume de gás carbônico nele presentes. A seguir, foi aplicado o GWP₁₀₀ de cada gás, obtendo-se, então, o fator de emissão do *vent* por barril para a faixa de teor de CO₂ considerada. Os fatores de emissão estão mostrados na Tabela 19.

Tabela 19: Fatores de emissão calculados para o pré-sal

FE (kgCO₂e/bbl produzido)		
	Pré-sal 10%	Pré-sal 45%
Autoconsumo	12,637	12,637
<i>Flaring</i>	7,353	7,353
<i>Venting</i>	1,888	1,258
Fugitivas	0,919	0,919
Total Produção	22,797	22,167
Exploração	9,890	9,890
Total E&P	32,687	32,057

Fonte: Elaboração própria, com base em IPCC, 2006 e OGP, 2012

Por último, os fatores de emissão do autoconsumo, *flare* e *vent* foram multiplicados pela produção anual de óleo, para se chegar às emissões anuais referentes ao óleo e ao gás associado do pré-sal e do pós-sal.

3.2.9.2 Gás livre do pós-sal e gás de folhelho

Para o gás livre do pós-sal, as emissões são provenientes do autoconsumo, do *vent* e da queima em *flare* de emergência, resultando em um valor médio de 3% do volume da produção bruta (ANP, 2000; SEVENSTER e CROEZEN, 2006; (S&T)² Consultants Inc., 2011), conforme mostrado na seção 3.2.6.1 “Pós-sal”. Para o gás de folhelho, as emissões provêm do autoconsumo e do *vent*, mostrados na seção 3.2.6.2 “Gás de Folhelho”. Foi calculado um fator de emissão por m³ (Tabela 20), que, aplicado sobre as fontes de emissão do gás livre e do gás de folhelho, fornece as emissões anuais. Essas emissões, somadas às emissões do óleo e gás associado do pré-sal e do pós-sal, fornecem as emissões totais do E&P.

Tabela 20: Fator de emissão para o gás de folhelho

Fatores de Emissão (kgCO₂e/m³)	
Gás livre do pós-sal	2,066
Gás de folhelho	Autoconsumo
	<i>Venting</i>

Fonte: Elaboração própria, com base em IPCC, 2006; ANP, 2000; SEVENSTER e CROEZEN, 2006; e (S&T)² Consultants Inc., 2011

3.2.9.3 Bunker

As emissões referentes ao transporte do óleo e do gás natural extraídos também foram contabilizados nesse estudo. As considerações feitas foram: dois *offloads* mensais (CHEVRON, 2012), consumo de combustível de 4.150 MJ/km e uma distância média de 25 quilômetros para as plataformas fixas, 100 quilômetros para as plataformas flutuantes e 300 quilômetros para as plataformas do pré-sal. Assim, chegou-se ao consumo energético do transporte de carga associado ao E&P. O fator de emissão utilizado foi de 75 tCO₂e/TJ (IPCC, 1996). As emissões do bunker corresponderam a 1,4% das emissões fugitivas, que se encontra na mesma ordem de grandeza dos valores do MCTI (2013).

3.3 Medidas de mitigação de GEE adotadas

Foram avaliadas opções para mitigar as emissões de gases de efeito estufa estimadas nessa dissertação que são provenientes das plataformas de produção de óleo e gás natural. As medidas de mitigação para o setor de E&P consistem basicamente em reduzir as emissões fugitivas, que são emissões decorrentes de vazamentos crônicos, como emissões de dispositivos pneumáticos, flanges, conectores, válvulas, eixos e hastas e emissões durante a perfuração (MCTI, 2010). O gás natural, por conter um alto teor de metano, resulta em uma alta emissão de gases de efeito estufa, pois o metano possui um potencial de aquecimento global superior ao do gás carbônico. As emissões dos sistemas petrolíferos são associadas à produção do óleo, ao transporte e ao refino (USEPA, 2014). Nesta dissertação, foram apresentadas as medidas de mitigação no seção 2.2 “Medidas de mitigação para emissões de GEE derivadas da produção de petróleo, existentes no mundo”. A seguir, serão apresentados os potenciais de redução de emissão dessas medidas, bem como seus custos de investimento e operacionais.

As medidas de mitigação apresentadas seguiram algumas premissas em comum que serão aqui apresentadas e valem para todas elas.

- A taxa de desconto utilizada para o setor de óleo e gás foi de 12% a.a.
- Os potenciais de aquecimento globais adotados foram (IPCC, 2006)²⁹:
 - GWP₁₀₀CO₂: 1
 - GWP₁₀₀CH₄: 21
 - GWP₁₀₀N₂O: 310;
- Para todos os cálculos, foi considerado um período útil de 340 dias/ano;
- As emissões que conseguem ser evitadas devido a implementação das medidas de mitigação resultam em um aumento de produção. Uma vez que se reduz o vazamento ao longo do processo, esse volume de gás natural segue nas tubulações e tanques, chegando o estágio final de processamento nas plataformas, podendo ser vendido. Considerou-se a venda de 95% do gás natural que deixa de ser emitido (BYLIN *et al.*, 2010).
- O preço da venda do gás natural foi de US\$ 0,14/Nm³, apresentado em 3.2.7.2 Custos da Captura em Plataformas.

3.3.1 Instalação de Unidades de Recuperação de Vapor em Tanques de Armazenamento (URV)

3.3.1.1 Pós-sal

A produção de óleo média estimada por FPSO para o pós-sal foi de 100.000 bpd, o que corresponde a uma necessidade de capacidade de armazenamento de óleo cru equivalente a 3.000.000 barris por mês. No entanto, foi considerado que a descarga de óleo é realizada duas vezes por mês (CHEVRON, 2012) pelos navios de *offload*. Sendo assim, é necessária uma capacidade de armazenamento de 1.500.000 barris para cada 15 dias. Considerando tanques de armazenamento de óleo cru de 400.000 barris, são necessários 4 tanques nas plataformas do pós-sal.

²⁹ Conforme explicado anteriormente, optou-se por adotar os mesmos valores utilizados no “Segundo inventário brasileiro de emissões antrópicas de gases de efeito estufa” (MCTI, 2010). Há uma discussão sobre os valores adotados na seção 4.4.2 ”Atualização dos fatores GWP do IPCC”.

O dimensionamento da URV seguiu o estudo realizado pela Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos (USEPA, 2006a). Primeiramente, foi estimada a quantidade de vapor que volatiliza nos tanques de armazenamento de óleo cru. Para isso, levou-se em consideração a pressão nos tanques e o grau API médio do óleo. Foi considerada uma pressão média de 276 kPa e um grau médio de 25° API, que corresponde a uma quantidade vaporizada de 0,57 m³/bbl para cada tanque. No entanto, a regra de bolso da indústria para o dimensionamento da URV é utilizar o dobro da capacidade calculada para estimar a máxima taxa de vaporização (USEPA, 2006a). Nesse caso, essa taxa é igual a 1,13 m³/bbl.

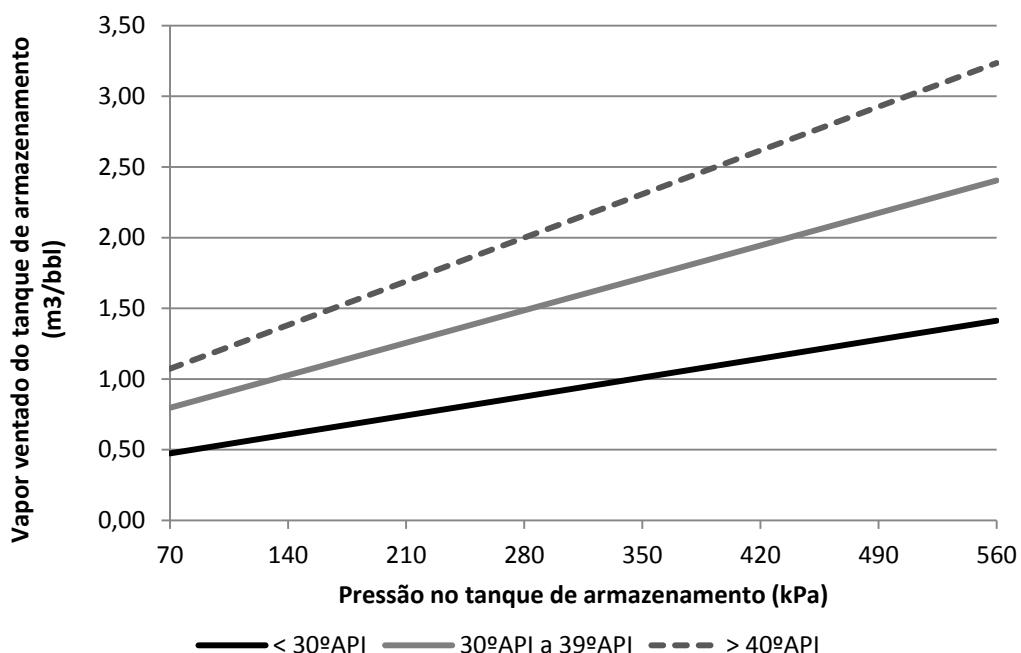


Gráfico 14: Volume estimado de vapor no tanque de armazenamento

Fonte: Adaptado de USEPA, 2006a

3.3.1.1.1 Emissões

A instalação das URVs recuperam o volume de gás que é ventilado para a atmosfera, permitindo o seu uso para a geração de energia nas plataformas. Dessa forma, há uma redução do consumo de gás natural para geração de energia, podendo disponibilizá-lo para a venda ao mercado. A partir disso, tem-se duas situações:

- Situação 1 (linha de base): Queima do gás natural para geração de energia na plataforma + *Venting* do vapor dos tanques de armazenamento de óleo cru.

- Situação 2 (mitigação): Queima do vapor recuperado pela URV, substituindo parte do consumo de gás natural + zero *venting*³⁰.

Sendo assim, a redução de emissões ocorre justamente do menor volume ventilado de vapor. O vapor capturado pela URV, no entanto, não tem a mesma composição do gás natural, pois boa parte do metano, que é uma substância volátil, já foi separada em processos anteriores. Por causa disso, foi considerado um teor de 25% de metano, similar a um gás de refinaria (GARY e HANDWERK, 2001; BARROS, 2014). A partir dos poderes caloríficos e das densidades, foi calculada a energia contida no vapor recuperado, bem como o volume de gás natural que poderia ser substituído por esse vapor. Considerou-se que 95% do vapor seria recuperado, deixando 5% para o *venting* de segurança (BYLIN *et al.*, 2010). Sendo assim, há uma troca de uma parcela do gás natural utilizado no autoconsumo da plataforma pelo vapor recuperado na URV. Esse vapor possui um poder calorífico inferior ao gás natural, logo, seu volume utilizado é maior para fornecer a mesma energia. Além disso, ele possui um fator de emissão ligeiramente maior que o gás natural. No entanto, a sua recuperação atrelada ao seu uso como autoconsumo nas plataformas permite uma redução significativa do *venting*, o que resulta em um cenário de redução de emissões totais. As Tabela 21 a Tabela 24 apresentam as emissões calculadas a partir do vapor volatilizado em cada tanque de armazenamento.

- Situação 1 (linha de base): Queima do gás natural para geração de energia na plataforma + *Venting* do vapor dos tanques de armazenamento de óleo cru.

O volume total de gás ventilado na situação 1 foi calculado a partir da taxa de vaporização nos tanques de armazenamento (Gráfico 14), e a produção anual da plataforma. Em seguida, foi dividida pela quantidade de tanques de armazenamento de óleo cru. Assim, todos os cálculos foram feitos para apenas um tanque de armazenamento e depois replicado para a quantidade de tanques existentes. A escolha por trabalhar em função dos tanques foi especialmente útil nos cálculos do pré-sal, onde há plataformas com capacidades de produção diferentes e consequentemente, maior número de tanques. Em um sistema sem a instalação do URV pode-se assumir que 100% do vapor é ventilado (BYLIN *et al.*, 2010).

³⁰ Foi considerado um percentual de 5% de *venting* de segurança.

As emissões da queima do gás natural para autoconsumo consideraram somente o volume de gás natural correspondente, em base energética, ao volume de vapor recuperado pela URV. Assim, depois de calculado esse volume, foram calculadas as emissões referentes a sua combustão.

Tabela 21: Emissões referentes ao *venting* do vapor do tanque de armazenamento

Volume de gás ventilado no tanque de armazenamento (k m ³ /ano)	% CH ₄ presente no vapor do tanque	Densidade CH ₄ (kg/ m ³)	GWP CH ₄	Emissões (ktCO ₂ e/ano)
4.811	25%	0,6542	21	16,5

Fonte: Elaboração própria

Tabela 22: Emissões referentes à queima do gás natural para autoconsumo na plataforma

Volume de autoconsumo de GN na plataforma (k m ³ /ano)	Poder calorífico inferior GN (kcal/m ³)	Fator de Emissão (kgCO ₂ /TJ)	GWP	Emissões (ktCO ₂ e/ano)
4.570	8.800	CO ₂ 56.100 CH ₄ 1 N ₂ O 0,1	1 21 310	9,003 0,003 0,005
			Total	9,011

Fonte: Elaboração própria

- Situação 2 (mitigação): Queima do vapor recuperado pela URV, substituindo parte do consumo de gás natural + zero *venting*³¹.

Na situação 2, foi considerado que os 95% do vapor volatilizado são utilizados para autoconsumo. Os 5% que não são capturados, continuam sendo ventilados.

Tabela 23: Emissões referentes à queima do vapor do tanque de armazenamento para autoconsumo na plataforma

Volume de vapor recuperado no tanque de armazenamento destinado ao autoconsumo (k m ³ /ano)	Poder calorífico inferior (kcal/m ³)	Fator de Emissão (kgCO ₂ /TJ)	Emissões (ktCO ₂ e/ano)
4.570	8.400	57.600	9,24

Fonte: Elaboração própria

³¹ Foi considerado um percentual de 5% de *venting* de segurança.

Tabela 24: Emissões referentes ao *venting* de 5% do vapor dos tanques de armazenamento

Volume de gás ventilado no tanque de armazenamento (k m ³ /ano)	% CH ₄ presente no vapor do tanque	Densidade CH ₄ (kg/ m ³)	GWP CH ₄	Emissões (ktCO ₂ e/ano)
241	25%	0,6542	21	0,8

Fonte: Elaboração própria

A Tabela 25 apresenta as emissões totais para as duas situações, considerando a existência de 4 tanques de armazenamento de óleo cru nas plataformas de 100.000 bpd no pós-sal. Ainda, ela apresenta o total de emissões evitadas por ano em decorrência da implementação das unidades de recuperação de vapor. Os valores são referentes a uma plataforma.

Tabela 25: Emissões totais e evitadas com a implementação da medida URV, por plataforma

Número de tanques de armazenamento	Emissões Totais Situação 1 (ktCO ₂ e/ano)	Emissões Totais Situação 2 (ktCO ₂ e/ano)	Emissões Evitadas (ktCO ₂ e/ano)
4	102,14	40,28	61,86

Fonte: Elaboração própria

3.3.1.1.2 Custos

Os custos de investimento, de instalação e de operação e manutenção (USEPA, 2006a) se relacionam com a capacidade da URV, que, conforme dito anteriormente, considera uma capacidade de projeto correspondente ao dobro da capacidade média. Através dos custos obtidos pela USEPA (2006a) (Tabela 26) percebe-se um ganho de escala à medida que o tamanho da unidade de recuperação aumenta.

Tabela 26: Custos de capital, instalação e O&M

Capacidade de Projeto da URV (m ³)	Potência do Compressor (kW)	Custo de Capital (US\$)	Custo de Instalação (US\$)	Operação e Manutenção (US\$/ano)
708	3,7 - 7,5	25.781	12.886 – 25.781	9.301
1.415	7,5 - 11,2	33.237	16.619 – 33.237	10.629
2.830	11,2 - 18,6	40.056	20.028 – 40.056	12.755
5.660	22,4 - 37,3	53.692	26.845 – 53.692	14.881
14.150	44,7 - 59,7	74.997	37.499 – 74.997	21.259

Fonte: Adaptado de USEPA (2006a)

Seguindo o mesmo raciocínio de realizar todos os cálculos para um tanque de armazenamento de óleo cru e depois replicá-los para a quantidade de tanques existentes, inicialmente os custos foram calculados para o volume de gás que sai de apenas um tanque. Para esse volume, foi utilizado o ganho de escala percebido e modelado pela equação 3 e equação 4. Em seguida, considerando-se o tamanho das plataformas, multiplicou-se o valor do investimento e da operação e manutenção (O&M) pelo número de tanques que elas possuem. Assim, obtém-se um valor possivelmente mais caro para o URV e, portanto, mais conservador dessa alternativa.

$$C_i = C_0 \left(\frac{A_i}{A_0} \right)^\alpha \quad \text{Equação 3}$$

C_i = Investimento no período i (US\$)

C_0 = Investimento para a menor capacidade de projeto (US\$)

A_i = Capacidade de projeto da URV para a capacidade desejada (m³)

A_0 = Menor capacidade de projeto da URV (m³)

A equação de investimento, modelada a partir dos dados da Tabela 26, para a URV foi:

$$C_i = 25.781 \left(\frac{A_i}{708} \right)^{0,354} \quad ^{32} \quad \text{Equação 4}$$

³² O investimento inicial (25.781) e a menor capacidade de projeto da URV (708) são dados de USEPA (2006a). O expoente α foi obtido com a utilização do Solver do Excel, através da minimização

Segundo os dados obtidos, os custos de O&M representam cerca de 30% do total do investimento. Foi adotado esse percentual para o cálculo. Os custos de instalação variam entre 50% e 100% do custo de investimento, dependendo do local de instalação, do número de tanques instalado, das despesas com navios e com outros equipamentos. Foi adotado um percentual de 75% para o custo de instalação do pós-sal. Esses custos estão apresentados na Tabela 27.

Tabela 27: Investimento e custos por tanque de armazenamento

Capacidades do tanque de armazenamento (k m³/dia)		Investimento (US\$)	Instalação (US\$)	O&M (\$/ano)
Média	De Projeto			
14	28	95.120	71.340	28.536

Fonte: Elaboração própria, com base em USEPA, 2006a

O gás natural que deixa de ser utilizado para o autoconsumo pode ser vendido no mercado, representando uma receita extra. O preço líquido (US\$ 0,14/Nm³) do gás natural multiplicado pelo volume que deixou de ser utilizado com autoconsumo é igual à receita referente a sua venda, um valor de US\$ 611 mil por tanque de armazenamento. Aplicando-se os custos e a receita para os 4 tanques, tem-se os custos mostrados na Tabela 28.

Tabela 28: Resumo de custos e receita por plataforma

Investimento (US\$)	Instalação (US\$)	O&M (US\$/ano)	Receita do GN (US\$/ano)
380.478	285.359	114.143	2.443.113

Fonte: Elaboração própria, com base em USEPA, 2006a

Com os custos de investimento e operação, e a receita do gás natural disponível para a venda ao mercado, foram calculados dois custos de abatimento anuais médios, um considerando a receita (líquido) e outro desconsiderando-a (bruto) (Tabela 29).

do Erro Quadrático Médio (EQM), segundo a equação: $Min (EQM) = Min \frac{\sum_{i=1}^N (y_i - x_i)^2}{N}$ (HALLAK e PEREIRA FILHO, 2011). O EQM é uma medida frequentemente usada na verificação da acurácia de modelos numéricos (HALLAK e PEREIRA FILHO, 2011).

Tabela 29: Custo marginal de abatimento da URV, pós-sal

Custo Marginal de Abatimento (US\$/tCO₂e)	
Bruto	4,51
Líquido	-34,98

Fonte: Elaboração própria

Conclui-se então que essa é uma medida de mitigação economicamente viável, uma vez que o valor da venda do gás natural supera os custos obtidos com a instalação.

3.3.1.2 Pré-sal

Para o pré-sal, foi feito o mesmo dimensionamento realizado para o pós-sal, levando-se em conta as três capacidades de plataformas estimadas: 100.000 bpd, 150.000 bpd e 200.000 bpd. Além disso, dado que há uma expectativa de um óleo mais leve para o pré-sal, o seu grau API médio tende a ser um pouco maior em relação ao pós-sal. Sendo assim, há uma quantidade maior de vapor que se volatiliza. Por isso, mesmo para a plataforma de 100.000 bpd há um ajuste no dimensionamento da unidade de recuperação de vapor para comportar o maior volume de vapor. Aqui, serão salientadas as diferenças consideradas entre pós e pré-sal.

Primeiramente, para o pré-sal foi considerado um óleo médio em torno de 30 API (BG, 2013). Sendo assim, é vaporizada uma quantidade de 0,74 m³/bbl (Gráfico 14). Novamente, os cálculos foram elaborados para o volume de vapor de um tanque de armazenamento de óleo cru e replicado para os outros. A capacidade de projeto da URV considera o dobro da capacidade média, e por isso é dimensionada utilizando o dobro do vapor volatilizado estimado, ou seja, a uma taxa de 1,47 m³/bbl.

3.3.1.2.1 Emissões

Analogamente ao pós-sal, foram consideradas as duas situações descritas anteriormente e chegou-se à emissão por tanque mostrada nas Tabela 30 a Tabela 33.

- Situação 1 (linha de base): Queima do gás natural para geração de energia na plataforma + *Venting* do vapor dos tanques de armazenamento de óleo cru.

Tabela 30: Emissões referentes ao *venting* do vapor do tanque de armazenamento

Volume de gás ventilado no tanque de armazenamento (k m ³ /ano)	% CH ₄ presente no vapor do tanque	Densidade CH ₄ (kg/ m ³)	GWP CH ₄	Emissões (ktCO ₂ e/ano)
6.254	25%	0,6542	21	21,5

Fonte: Elaboração própria

Tabela 31: Emissões referentes à queima do gás natural para autoconsumo na plataforma

Volume de autoconsumo de GN na plataforma (k m ³ /ano)	Poder calorífico inferior GN (kcal/m ³)	Fator de Emissão (kgCO ₂ /TJ)	GWP	Emissões (ktCO ₂ e/ano)
5.942	8.800	CO ₂ 56.100 CH ₄ 1 N ₂ O 0,1	1 21 310	11,704 0,004 0,006
			Total	11,714

Fonte: Elaboração própria

- Situação 2 (mitigação): Queima do vapor recuperado pela URV, substituindo parte do consumo de gás natural + zero *venting*³³.

Tabela 32: Emissões referentes à queima do vapor do tanque de armazenamento para autoconsumo na plataforma

Volume de vapor recuperado no tanque de armazenamento destinado ao autoconsumo (k m ³ /ano)	Poder calorífico inferior (kcal/m ³)	Fator de Emissão (kgCO ₂ /TJ)	Emissões (ktCO ₂ e/ano)
5.942	8.400	57.600	12,02

Fonte: Elaboração própria

³³ Foi considerado um percentual de 5% de *venting* de segurança.

Tabela 33: Emissões referentes ao *venting* de 5% do vapor dos tanques de armazenamento

Volume de gás ventilado no tanque de armazenamento (k m ³ /ano)	% CH ₄ presente no vapor do tanque	Densidade CH ₄ (kg/ m ³)	GWP CH ₄	Emissões (ktCO ₂ e/ano)
313	25%	0,6542	21	1,1

Fonte: Elaboração própria

A Tabela 34 apresenta as emissões totais para as duas situações, considerando as três capacidades de plataformas projetadas para o pré-sal. Consequentemente, leva em consideração também o número de tanques de armazenamento de óleo cru em cada uma delas. Ainda, ela apresenta o total de emissões evitadas por ano em decorrência da implementação das unidades de recuperação de vapor. Os valores são referentes a uma plataforma de cada capacidade

Tabela 34: Emissões totais e evitadas com a implementação da medida URV, por plataforma

Capacidade da plataforma (bpd)	Número de tanques de armazenamento	Emissões Totais (ktCO ₂ e/ano)		Emissões Evitadas (ktCO ₂ e/ano)
		Situação 1	Situação 2	
100.000	4	132,8	52,4	80,4
150.000	6	199,2	78,5	120,6
200.000	8	265,6	104,7	160,8

Fonte: Elaboração própria

3.3.1.2.2 Custos

Os custos de investimento, de instalação e de operação e manutenção também foram calculados analogamente ao do pós-sal. Os custos de O&M representam cerca de 30% do total do investimento. Já os custos de instalação foram considerados como 100% do custo de investimento, devido às condições adversas do pré-sal. Os investimentos e custos por tanque de armazenamento estão na Tabela 35.

Tabela 35: Investimento e custos por tanque de armazenamento

Capacidades do tanque de armazenamento (k m³/dia)		Investimento (US\$)	Instalação (US\$)	O&M (\$/ano)
Média	De Projeto			
18	37	104.374	104.374	31.312

Fonte: Elaboração própria, com base em USEPA, 2006a

A receita decorrente da venda do gás natural que deixa de ser utilizado para o autoconsumo foi calculada utilizando-se o valor de US\$ 0,14/Nm³ de gás natural, chegando a um valor de US\$ 794 mil por tanque de armazenamento. Aplicando-se os custos e a receita para as três capacidades de plataforma, tem-se os custos mostrados na Tabela 36.

Tabela 36: Resumo de custos e receita por plataforma

Capacidade da plataforma (bpd)	Número de tanques	Investimento (US\$)	Instalação (US\$)	O&M (US\$/ano)	Receita GN (US\$/ano)
100.000	4	417.498	417.498	125.249	3.176.047
150.000	6	626.247	626.247	187.874	4.764.071
200.000	8	834.996	834.996	250.499	6.352.095

Fonte: Elaboração própria, com base em USEPA, 2006a

Com os custos de investimento e operação, e a receita do gás natural disponível para a venda ao mercado, foram calculados dois custos marginais de abatimento, um considerando a receita e outro desconsiderando-a (Tabela 37).

Tabela 37: Custo marginal de abatimento da URV, pré-sal

Custo Marginal de Abatimento (US\$/tCO₂e)	
Bruto	4,13
Líquido	-35,37

Fonte: Elaboração própria

Vale ressaltar que o custo de abatimento anual médio não varia conforme a capacidade da plataforma, pois tanto custos de investimento, O&M e receita, quanto emissões de CO₂ aumentam linearmente com o aumento da capacidade de produção de plataforma. Para o pré-sal, essa medida de mitigação também se mostra economicamente viável.

3.3.2 Substituição da selagem a óleo pela selagem a gás

Os cálculos de redução de emissões e dos respectivos custos para a substituição da selagem a óleo pela selagem a gás foram realizados por compressor centrífugo. Em seguida, eles foram aplicados para os tamanhos de plataformas consideradas nesse estudo.

As emissões de metano da selagem a óleo variam muito entre compressores e a melhor maneira de determinar precisamente a sua emissão é através da medição direta no fluxo de desgaseificação (BYLIN *et al.*, 2010). No entanto, foi utilizado aqui um fator médio para todas as plataformas.

As premissas adotadas foram um diâmetro do eixo de 6 polegadas, funcionando 340 dias por ano, cada qual com duas selagens, e o preço de venda do gás igual a 0,14 US\$/Nm³. O teor de CH₄ presente no gás natural foi de 61,2% do volume (BYLIN *et al.*, 2010).

3.3.2.1 Emissões

O vazamento médio adotado para a selagem a óleo foi de 170 m³/h, enquanto o vazamento da selagem a gás foi de 10,2 m³/h (BYLIN *et al.*, 2010), o que permitiu chegar aos valores mostrados na Tabela 38. Destaca-se que a selagem a gás também possui uma faixa de emissões possíveis, disponível no estudo da *Natural Gas STAR Program* (USEPA, 2006b), mas aqui optou-se por utilizar a maior emissão dessa faixa, para se trabalhar de uma forma mais conservadora, alcançando os potenciais mais prováveis de redução de emissões.

Tabela 38: Emissões provenientes das selagem a óleo e a gás, por compressor

Selagem	Volume de GN ventilado (k m ³ /ano)	% CH ₄ presente no gás natural	Volume de CH ₄ ventilado (k m ³ /ano)	Emissões (ktCO ₂ e/ano)
Óleo	1.386	61,2%	848	11,6
Gás	83		51	0,7

Fonte: Elaboração própria

Para as plataformas do pós-sal, foi considerado que há dois estágios de compressores. Para as plataformas do pré-sal, foram considerados esses mesmos dois estágios, acrescidos do compressor referente à reinjeção do CO₂, conforme mostrado no cenário de linha de base. Para o compressor da reinjeção também foram considerados

dois estágios. Dessa forma, as emissões por plataformas foram estimadas conforme mostradas na Tabela 39.

Tabela 39: Emissões totais e emissões evitadas, por plataforma

Capacidade da plataforma (bpd)	Número de compressores	Emissões Totais (ktCO ₂ e/ano)		Emissões Evitadas (ktCO ₂ e/ano)
		Situação 1	Situação 2	
Pós-sal	100.000	23,30	1,40	21,90
	100.000	46,60	2,80	43,80
Pré-sal	150.000	69,90	4,19	65,70
	200.000	93,20	5,59	87,60

Fonte: Elaboração própria

3.3.2.2 Custos

Os custos utilizados para a troca da selagem a óleo pela selagem a seco, seguindo o mesmo princípio das emissões, foi conservador ao utilizar os maiores valores disponíveis para a selagem a gás. Os custos de investimento são compostos pelo custo da selagem, que consideram o diâmetro do eixo (6 polegadas) e o número de vedações por compressor (duas), e pelos custos com outros equipamento, que para a selagem a seco, são unidade de filtração, controles e instrumentos de monitoramento.

O custo de operação e manutenção para a selagem a gás é menor do que para a selagem a óleo, uma vez que não possui as partes associadas à movimentação do óleo, como bombas e válvulas de controle (USEPA, 2006b).

BYLIN *et al.* (2010) recomendam a multiplicação de todos os custos de investimento por 3 quando da adaptação de um custo *onshore* para um custo *offshore*, e de um acréscimo de 30% para os custos de O&M. Além disso, foram considerados custos de instalação como 100% do custo do investimento. Para cada compressor existente nas plataformas, existe um segundo compressor que serve de *backup*, para ser usado nos tempos de parada do compressor em operação. Se não existir sistema de *backup* para os compressores, os tempos de parada influenciam diretamente na produção da plataforma (OLF, 2011). Com isso, chegou-se aos custos apresentados na Tabela 40.

Tabela 40: Custos de investimento por compressor

Selagem	Investimento (US\$)	Instalação (US\$)	O&M (US\$/ano)
Óleo	818.085	818.085	158.706
Gás	1.124.867	1.124.867	13.786

Fonte: Elaboração própria, com base em USEPA, 2006b

O gás natural que deixa de ser ventilado continua no processo de produção das plataformas, sendo vendido posteriormente. A receita da venda desse volume de gás natural também foi considerada. O investimento pode ser considerado praticamente o mesmo para os três tamanhos de plataformas, uma vez que esse investimento não é referente a um compressor de maior potência, que certamente seria mais caro, mas sim à selagem do mesmo. No entanto, a quantidade de gás natural que deixa de ser ventilado é proporcional ao tamanho da plataforma, pois diferentes volumes de gás são movimentados. Dessa forma, as receitas possíveis para cada plataforma também são diferentes, bem como seus custos de abatimentos médios (Tabela 41 e Tabela 42).

Tabela 41: Custos de investimento, por plataforma

	Capacidade da plataforma (bpd)	Número de compressores	Investimento (US\$)	Instalação (US\$)	O&M (US\$/ano)	Receita GN (US\$/ano)
Pós-sal	100.000	2	2.249.734	2.249.734	27.572	346.447
	100.000	4	4.499.468	4.499.468	55.145	692.895
	150.000	4	4.499.468	4.499.468	55.145	1.039.342
	200.000	4	4.499.468	4.499.468	55.145	1.385.790

Fonte: Elaboração própria, com base em USEPA, 2006b

Tabela 42: Custo marginal de abatimento da selagem a gás

Capacidade da Plataforma (bpd)	Custo marginal de abatimento (US\$/tCO₂e)	
	Bruto	Líquido
Pós-sal	100.000	74,58
	100.000	58,76
Pré-sal	150.000	74,58
	200.000	49,72
		33,90
		37,29
		21,47

Fonte: Elaboração própria

3.3.3 Invólucro no compressor recíproco

O invólucro é uma barreira ao redor do compressor recíproco, contra o vazamento de emissões fugitivas. Foi considerado que a substituição dos anéis e do invólucro da haste do pistão é feita, na prática, a cada cinco anos, enquanto que o tempo indicado é de aproximadamente três anos entre substituições (ICF, 2014). Sendo assim, a redução das emissões pode ser feita através da substituição mais frequente do invólucro, diminuindo o tempo entre as trocas. Para fazer essa análise levou-se em conta um tempo de análise comum entre as duas situações, de 15 anos. A redução das emissões é a diferença entre o que o invólucro trocado estava emitindo e as emissões com o invólucro novo.

3.3.3.1 Emissões

As emissões fugitivas do invólucro novo foram de $0,34 \text{ m}^3/\text{hora}$, enquanto as do invólucro em operação foram consideradas como variando de $0,34 \text{ m}^3/\text{hora}$ no primeiro ano até $2,89 \text{ m}^3/\text{hora}$ no quinto ano de operação. Além disso, foi considerado que cada compressor possui uma média de 4 cilindros (BYLIN *et al.*, 2010). As emissões médias para as duas situações (invólucro novo e em operação) estão na Tabela 43.

Tabela 43: Emissões dos invólucros, por compressor

	Volume de CH₄ ventilado (k m³/ano)	Densidade CH₄ (kg/ m³)	GWP CH₄	Emissões (ktCO₂e/ano)
Invólucro em operação	19,7	0,6542	21	0,271
Invólucro novo	11,9			0,164

Fonte: Elaboração própria

Foi considerada uma média de um compressor recíproco por plataforma, tanto do pós-sal quanto do pré-sal. Assim, as emissões evitadas são as apresentadas na Tabela 44.

Tabela 44: Emissões dos compressores, por plataforma

Capacidade da plataforma (bpd)	Número de compressores	Emissões Totais (ktCO ₂ /ano)		Emissões Evitadas (ktCO ₂ e/ano)
		Situação 1	Situação 2	
Pós-sal	100.000	1	0,271	0,107
	100.000	1	0,271	0,107
	150.000	1	0,406	0,160
	200.000	1	0,542	0,214

Fonte: Elaboração própria

3.3.3.2 Custos

Os custos associados à troca dos anéis e do invólucro da haste do compressor foram considerados como US\$ 600 por cilindro, e o custo de instalação como US\$ 7.500 por compressor (ICF, 2014 e BYLIN *et al.*, 2010). Assim, o custo de investimento por compressor, já considerando os 4 cilindros por compressor é de US\$ 2.400. A receita obtida na venda do gás se baseou no preço de US\$ 0,14/Nm³³, e na venda de 95% do gás natural que deixa de ser ventilado. O custo de operação e manutenção foi considerado 5% do investimento, chegando-se aos custos mostrados na Tabela 45.

Tabela 45: Custos, por compressor

GN recuperado (k m ³ /ano)	Investimento (US\$)	Instalação (US\$)	O&M (US\$)
12,72	2.400	7.500	120

Fonte: Elaboração própria, com base em ICF, 2014 e BYLIN *et al.*, 2010

Os custos de investimento por plataforma são apresentados na Tabela 46. Da mesma forma que foi considerado na selagem a seco, aqui considerou-se o mesmo investimento para os três tamanhos de plataformas, e diferentes quantidades de gás natural que deixam de ser ventadas, proporcionais ao tamanho da plataforma. Dessa forma, as receitas possíveis para cada plataforma também são diferentes, bem como seus custos marginais de abatimento (Tabela 47).

Tabela 46: Custos e receita por plataforma

Capacidade da plataforma (bpd)	Número de compressores	Investimento (US\$)	Instalação (US\$)	Receita GN (US\$/ano)
Pós-sal	100.000	1	2.400	7.500
	100.000	1	2.400	7.500
	150.000	1	2.400	7.500
	200.000	1	2.400	7.500
				3.561

Fonte: Elaboração própria, com base em ICF, 2014 e BYLIN *et al.*, 2010

Tabela 47: Custo de abatimento anual médio

Capacidade da Plataforma (bpd)	Custo de abatimento anual médio (US\$/tCO₂e)	
	Bruto	Líquido
Pós-sal	100.000	45,72
	100.000	45,72
	150.000	30,48
	200.000	22,86
		29,07
		29,07
		13,83
		6,21

Fonte: Elaboração própria

3.3.4 Implementação de um programa de inspeção e manutenção

3.3.4.1 Emissões

A natureza e o volume das emissões fugitivas pode variar muito entre diferentes segmentos da indústria e mesmo entre instalações diferentes (ICF, 2014). Para utilizar um fator médio de emissão, foi considerado um valor de 0,018 m³ de CH₄ por barril de óleo produzido (BYLIN *et al.*, 2010), resultando em diferentes emissões por plataforma (Tabela 48).

Tabela 48: Emissões evitadas, por plataforma

Capacidade da plataforma (bpd)	Emissões Evitadas (ktCO₂e/ano)
Pós-sal	100.000
	100.000
	150.000
	200.000
	8,42
	8,42
	12,62
	16,83

Fonte: Elaboração própria

3.3.4.2 Custos

Os custos atribuídos à medida de inspeção e manutenção foram adaptados de ICF (2014), um estudo que foi feito para exploração e produção *onshore*. Foi considerado um investimento inicial referente à compra de equipamentos como câmera infravermelha, um detector de fotoionização e um sistema de gravação. A câmera infravermelha é capaz de detectar os gases que não conseguem ser vistos a olho nu. O detector de fotoionização utiliza luz ultravioleta para detectar a emissão de vapores orgânicos voláteis; quando há uma emissão fugitiva, as moléculas de gases são ionizadas pela radiação ultravioleta, e essa emissão consegue ser registrada por aparelhos eletrônicos (GASIN, 2014). Para a aplicação *offshore*, o custo de aquisição dos equipamentos foi considerado igual, e foi adicionado um custo de igual valor referente à instalação do mesmo (BYLIN *et al.*, 2010).

Os custos de operação e manutenção foram considerados como os custos dos funcionários que operam os equipamentos e realizam a inspeção das emissões. ICF (2014) considerou um valor de US\$ 77,79/h e 1880 horas de trabalhos anuais. Essa consideração foi mantida, mas o valor gasto com os trabalhadores foi duplicado devido aos deslocamentos da equipe para a plataforma e o adicional de salário.

Para o cálculo das demais plataformas, no que se refere ao custo de investimento e instalação, considerou-se um acréscimo de 20% para a plataforma de 150.000 bpd e 40% para a de 200.000 bpd, pois pode haver a necessidade de aquisição de um maior número de equipamentos. O custo de O&M foi mantido o mesmo por considerar que a equipe de monitoramento seria a mesma em qualquer das plataformas (Tabela 49). Como dito anteriormente, o grande ganho da inspeção na plataforma é identificar as maiores perdas e atacá-las para reduzir as emissões fugitivas. Sendo assim, como esses focos de emissões não variam muito com o aumento da capacidade das plataformas, considerou-se não haver necessidade de aumentar o custo gasto com funcionários.

Tabela 49: Custos e receita, por plataforma

Capacidade da plataforma (bpd)	Investimento (US\$)	Instalação (US\$)	O&M (US\$)	Receita GN (US\$)
Pós-sal	100.000	141.700	141.700	292.500
	100.000	141.700	141.700	140.140
Pré-sal	150.000	170.040	170.040	292.500
	200.000	198.380	198.380	210.210
				280.280

Fonte: Elaboração própria, com base em ICF, 2014 e BYLIN *et al.*, 2010

Assim, os custos de investimento e O&M não aumentaram na mesma proporção das emissões, o que fez com que o custo marginal de abatimento caísse para plataformas de maior porte (Tabela 50).

Tabela 50: Custo marginal de abatimento do programa de inspeção e manutenção

Capacidade da plataforma (bpd)	Custo Marginal de Abatimento (US\$/tCO₂e)	
	Bruto	Líquido
Pós-sal	100.000	43,09
	100.000	26,44
Pré-sal	150.000	43,09
	200.000	29,84
		13,19
		23,22
		6,56

Fonte: Elaboração própria

3.3.5 Redução do *flare*

3.3.5.1 Emissões

A implementação do piloto de *flare* faz com que apenas o *flare* estritamente necessário seja emitido, ou seja, só haverá queima quando houver de fato a passagem de gás natural pelo queimador. O volume de gás associado a esse evento é o chamado *flare* de segurança, que ocorre decorrente de imprevistos e acidentes, por exemplo quando há um aumento súbito de pressão, havendo necessidade de liberação do gás natural. O *flare* de segurança representa em torno de 3% do volume de gás natural líquido produzido (ANP, 2000). O volume restante de *flare* é passível de ser mitigado. Esse volume, juntamente com as emissões correspondentes de CO₂ equivalente estão na Tabela 51.

Tabela 51: Volumes de *flare* passíveis de mitigação e suas respectivas emissões, por plataforma

Capacidade da plataforma (bpd)	Flare disponível para mitigação (M m³)	Emissões Evitadas (ktCO₂e/ano)
Pós-sal	100.000	103
	100.000	99
Pré-sal	150.000	148
	200.000	197

Fonte: Elaboração própria

3.3.5.2 Custos

O investimento necessário para a implementar a medida de redução de *flare* foi calculada com base no investimento específico, por volume de metano evitado de ser emitido, igual a US\$ 0,0314/m³ CH₄ (CERVIGNI *et al.*, 2013). Foi considerada uma vida útil de 20 anos (UNFCCC, 2014); e o custo de O&M foi considerado como 5% do investimento inicial e estão apresentados na Tabela 52.

Tabela 52: Custos e receita, para o potencial brasileiro

Capacidade da plataforma (bpd)	Investimento (M US\$)	Instalação (M US\$)	O&M (M US\$)	Receita GN (M US\$)
Pós-sal	100.000	22,56	22,56	1,13
	100.000	21,69	21,69	1,08
Pré-sal	150.000	32,53	32,53	1,63
	200.000	43,37	43,37	2,17

Fonte: Elaboração própria, com base em CERVIGNI *et al.*, 2013

Considerando-se as estimativas de queima de gás em plataforma e descontando-se a queima de segurança, a partir dos custos estimados, obtêm-se custos marginais de abatimento sem receita de venda de gás natural³⁴ equivalentes a 50,33 US\$/tCO₂e. Com a receita da venda do gás natural cuja queima se evita, os custos se tornam negativos e a medida se torna *non regret*, equivalendo a -59,74 US\$/tCO₂e (Tabela 53).

Tabela 53: Custo marginal de abatimento para redução de *flare*

Custo Marginal de Abatimento (US\$/tCO₂e)	
Bruto	Líquido
50,33	-59,74

Fonte: Elaboração própria

³⁴ Gás perdido na queima em *flare*.

3.3.6 GTL (*Gas to liquids*)

O GTL pode ser considerado uma alternativa sozinha ou uma alternativa complementar à redução de queima em *flare*, que foi a opção de mitigação acima mencionada.

3.3.6.1 Emissões

O potencial de redução anual referente à produção de óleo lubrificante, que foi a única mitigação considerada para o GTL nessa dissertação, é apresentado na Tabela 54. As emissões referentes aos combustíveis sintéticos não foram contabilizadas como mitigação, pois elas serão emitidas pelo setor de transportes. O óleo lubrificante, por não sofrer combustão, não emite GEE.

Tabela 54: Potencial de redução acumulada devido à produção de óleo lubrificante (GTL) – MtCO₂

2030	2040	2050
0,38	1,85	4,40

Fonte: Elaboração própria

3.3.6.2 Custos

A seguir são apresentados os custos considerando a implementação de um módulo de GTL capaz de produzir 1.000 barris de *syncrude* com vida útil de 25 anos, entrando em operação em 2025 (SYNTROLEUM, 2006 e ALMEIDA *et al.*, 2004). O número de dias em operação foi baseado na operação das plantas GTL *onshore*, que necessitam de um período para a substituição do catalisador e para realização de manutenções maiores. Assim, considerou-se um período de 340 dias de operação por ano (SYNTROLEUM, 2006; ALMEIDA *et al.*, 2004). A Tabela 55 apresenta o resumo de custos e receita para um módulo de GTL.

Tabela 55: Resumo de custos e receita por módulo de GTL (1.000 bpd de *syncrude*)

Investimento Total (US\$)	O&M (US\$/ano)	Receita pela venda de óleo lubrificante, diesel e gasolina (US\$/ano)
214.666.071	4.760.000	43.471.380

Fonte: Elaboração própria, a partir de SYNTROLEUM, 2006 e ALMEIDA *et al.*, 2004.

Com os custos de investimento e operação, e a receita do óleo lubrificante, diesel e nafta (gasolina) disponíveis para a venda ao mercado, foram calculados os dois custos marginais de abatimento, um considerando a receita e outro desconsiderando-a (Tabela 56). É importante destacar que o cálculo de custo líquido foi baseado na receita que corresponde à venda de todos os produtos resultantes do processo de GTL: óleo lubrificante e combustíveis sintéticos (nafta e diesel).

Tabela 56: Custos marginal de abatimento para o GTL

Custo Marginal de Abatimento (US\$/tCO₂e)	
Bruto	217,89
Líquido	-382,80

Fonte: Elaboração própria

Nota: Foi adotada como premissa o preço do cru igual a US\$70/bbl, e sobre ele considerou-se um prêmio de 10% para os derivados leves (gasolina) e 20% para os derivados médios (diesel). O preço do lubrificante adotado foi de US\$150/bbl (TEIXEIRA, 2014; LUBES'N'GREASES, 2012).

É importante destacar que os cálculos e resultados aqui apresentados são referentes à implementação de apenas um módulo de GTL com capacidade de 1.000 bpd de *syncrude*. Como um exercício de aplicação da medida do GTL, foi considerado que o primeiro módulo entraria em operação no ano de 2025, e que um módulo entraria a cada 5 anos, até 2050, perfazendo um total de 6 módulos de 1 kbpd. Esta estimativa é conservadora, na medida em que não é trivial utilizar espaço em FPSO para plantas GTL. Do mesmo modo, o mercado de lubrificantes é mais restrito do que o de combustíveis, por isso optou-se por utilizar essas premissas.

3.3.7 Resumo das medidas

A Tabela 57 resume as medidas de mitigação apresentadas, bem como seus custos marginais de abatimento e seus potencias de redução de emissões anuais, por plataforma.

Tabela 57: Potenciais de abatimento e Custo de Abatimento Médio Anual, por plataforma

Medidas	Potenciais de abatimento e Custo de Abatimento Médio Anual, por plataforma											
	Pós-sal			Pré-sal								
	100 bpd			100 bpd			150 bpd			200 bpd		
	EE	Bruto	Líquido	EE	Bruto	Líquido	EE	Bruto	Líquido	EE	Bruto	Líquido
Instalação de uma Unidade de Recuperação de Vapor (URV)	61,9	4,5	-35,0	80,4	4,1	-35,4	120,6	4,1	-35,4	160,8	4,1	-35,4
Substituição da selagem a óleo pela selagem a gás	21,9	74,6	58,8	43,8	74,6	58,8	65,7	49,7	33,9	87,6	37,3	21,5
Invólucro no compressor recíproco	0,11	45,72	29,07	0,11	45,72	29,07	0,16	30,48	13,83	0,21	22,86	6,21
Programa de Inspeção e Manutenção	8,4	43,1	26,4	8,4	43,1	26,4	12,6	29,8	13,2	16,8	23,2	6,6
Implementação do Piloto de Flare	130,5	50,3	-59,7	125,4	50,3	-59,7	188,1	50,3	-59,7	250,8	50,3	-59,7
GTL	N/A ³⁵	217,9	-382,8	Não aplicável ao pré-sal (por hipótese)								

Legenda: EE: Emissões evitadas (ktCO₂e/ano); Bruto: Custo sem receita (US\$/tCO₂e); Líquido: Custo com receita (US\$/tCO₂e).

Fonte: Elaboração própria

³⁵ As emissões evitadas pelo GTL não foram calculadas por plataforma, mas pelo potencial nacional, conforme mostrado na Tabela 54.

4 Resultados

Nessa sessão serão apresentados os resultados da dissertação, que incluem a linha de base de emissões de GEE no setor de E&P, o cenário de mitigação e as curvas de custos marginais de abatimento para as medidas propostas nesse estudo. Vale destacar que as estimativas realizadas neste estudo são inéditas e derivam de diferentes modelos desenvolvidos, seja para cavarizar a produção de petróleo e gás de folhelho, seja para simular a captura de CO₂ do gás natural, seja para simular o autoconsumo de energia da produção de petróleo e da captura de CO₂. Os resultados derivam dos modelos desenvolvidos e da sua aplicação conforme os melhores dados disponíveis publicamente. Também é importante ressaltar que a linha de base de emissões foi desenvolvida para o setor de E&P, enquanto as medidas de mitigação tiveram como foco somente a produção de óleo e gás.

4.1 Linha de Base de Emissões de CO₂ em E&P

Na Tabela 58, no Gráfico 14 e Gráfico 15 estão as estimativas de emissões totais no setor de E&P, contendo as emissões do pós-sal (gás livre, óleo e gás associado), do gás de folhelho e do pré-sal (óleo e gás associado), bem como do transporte do óleo e do gás (bunker) – separados em dois gráficos pela faixa de teor de CO₂ presente no pré-sal (10% e 45% mol. CO₂).

Tabela 58: Emissões totais do E&P no cenário Linha de Base (MtCO₂e)

Ano	Pós-sal	Pré-sal		Gás de folhelho	Bunker	Total (MtCO ₂ e)	
		10% mol. CO ₂	45% mol. CO ₂			10% mol. CO ₂	45% mol. CO ₂
2010	24,5	0,5	0,6	0,0	0,1	25,2	25,2
2015	25,0	6,1	6,2	0,0	0,1	31,2	31,3
2020	34,7	10,4	10,6	0,0	0,1	45,2	45,4
2025	39,6	16,4	16,7	0,6	0,1	56,7	57,0
2030	39,2	24,6	25,1	2,8	0,2	66,8	67,3
2035	33,7	34,0	34,6	2,8	0,2	70,7	71,4
2040	25,7	42,0	42,7	2,8	0,2	70,6	71,4
2045	17,8	45,4	46,1	2,8	0,1	66,1	66,9
2050	11,5	42,5	43,2	2,8	0,1	56,9	57,6

Fonte: Elaboração própria

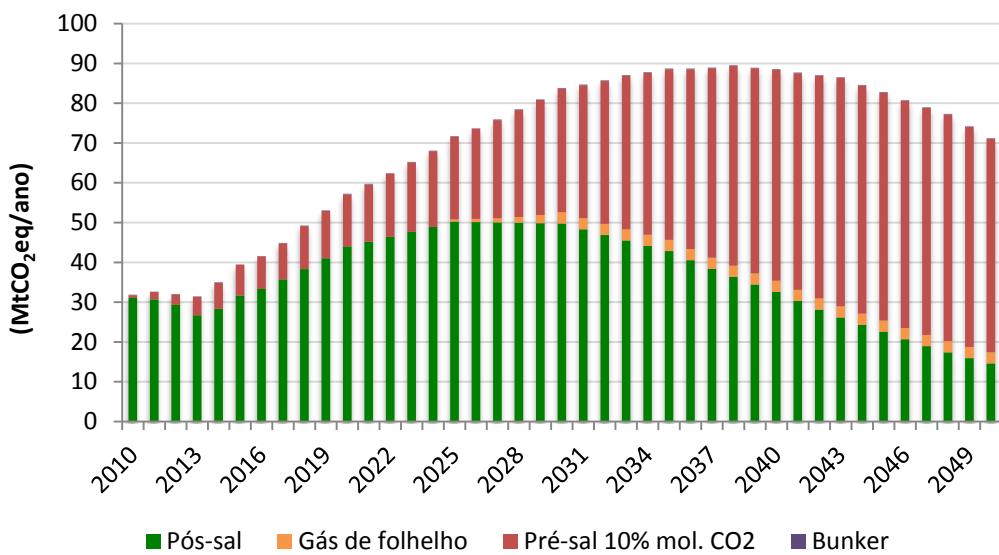


Gráfico 15: Emissões de CO₂ no E&P (pré-sal: 10% mol. CO₂)

Fonte: Elaboração própria

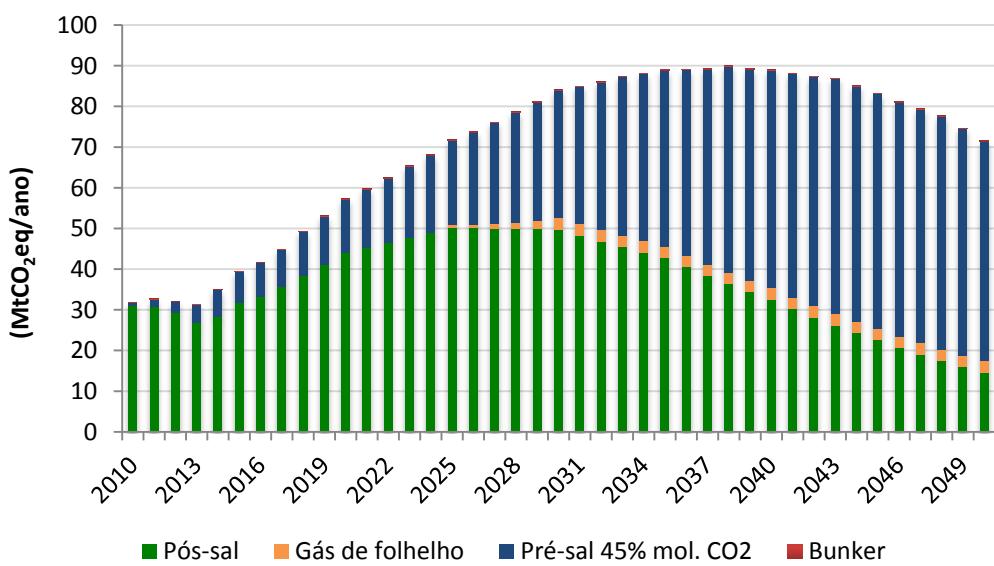


Gráfico 16: Emissões de CO₂ no E&P (pré-sal: 45% mol. CO₂)

Fonte: Elaboração própria

Os valores encontrados para o ano de 2012, de 25,4 milhões de tCO₂e estão próximos aos valores das emissões totais de E&P divulgadas pela PETROBRAS (2013), de 24 milhões de tCO₂e. Além disso, os valores específicos de emissões totais obtidos a partir dos cálculos da linha de base foram em torno de 0,03 tCO₂e/boe, que se encaixam na faixa dos valores de óleos leves e médios obtidos por IIGCC *et al.* (2010),

e, apresentados de outra forma, equivalente a 5,2 gCO₂e/MJ, que se equipara ao óleo médio e ao óleo americano *offshore* (LLC, 2009) e é superior às emissões específicas da carga média de crus processados em refinarias europeias, igual a 3,69 gCO₂e/MJ, que são crus normalmente leves oriundos, sobretudo, da região do Mar Cáspio, Mar do Norte, Oriente Médio e África (Ocidental e do Norte) (EDWARDS *et al.*, 2013).

4.2 Potenciais de redução e curvas de custos marginais de abatimento

Para calcular o potencial de redução de emissão de GEE nesse estudo, vale ressaltar que as medidas de mitigação podem ser classificadas em dois tipos: medidas concorrentes e medidas adicionais. Duas medidas são concorrentes quando elas evitam a emissão proveniente da mesma fonte. No caso dessa dissertação, são elas redução do *flare* no pós-sal e a implementação de módulos de GTL, pois o GTL se aproveitaria do gás que seria encaminhado para o *flare*, no caso das plataformas do pós-sal. Sendo assim, se uma parcela desse gás for utilizada para o GTL, essa parcela não pode ser mitigada pela redução do *flare*, pois haveria uma dupla contagem de mitigação. Duas medidas são adicionais quando elas mitigam gases de diferentes origens, e por isso podem ser implementadas simultaneamente, aumentando o total de emissões evitadas. Nessa dissertação, essas medidas são a troca do invólucro do compressor recíproco, a implementação da selagem a seco no compressor centrífugo, a instalação das unidades de recuperação de vapor, e o programa de inspeção e manutenção.

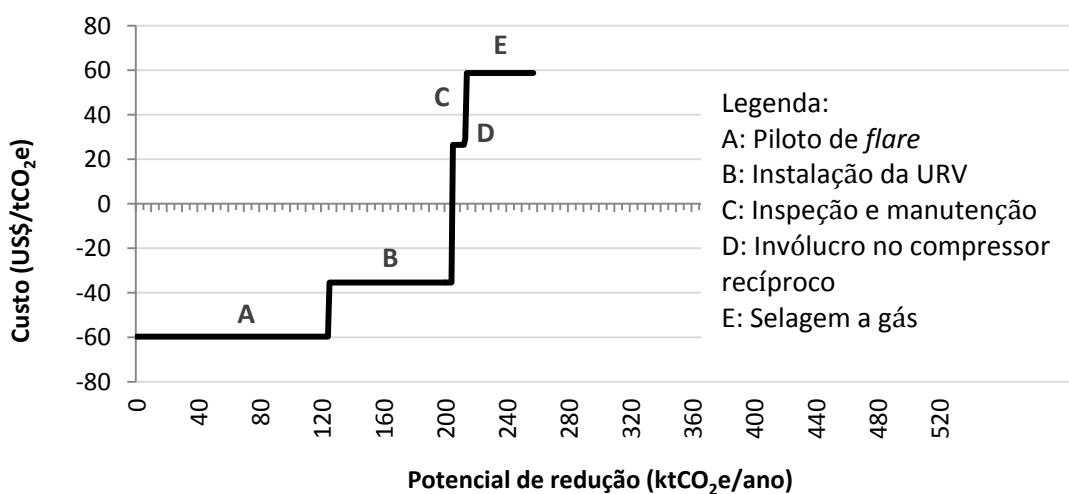
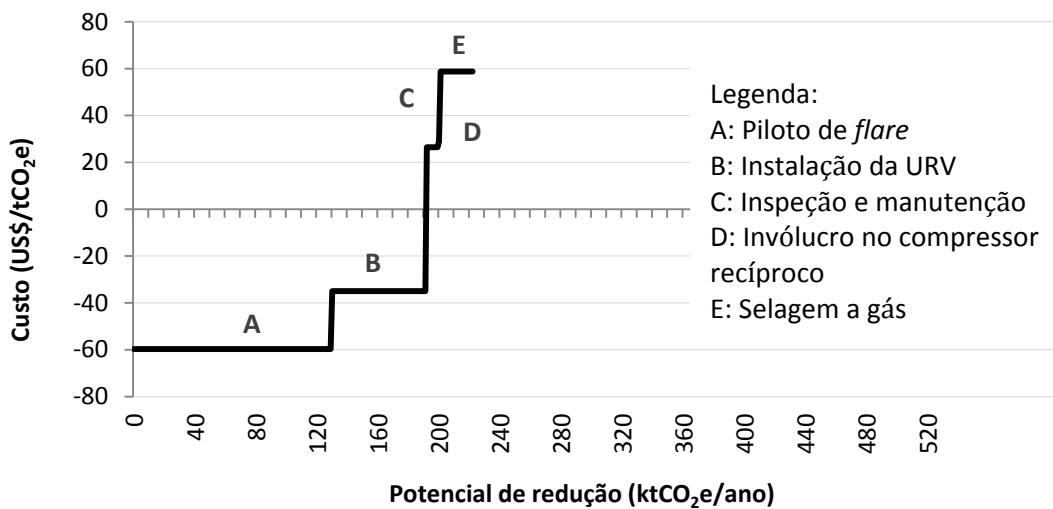
Sendo assim, tanto as curvas de custos marginais de abatimento, quanto o cenário de mitigação que serão apresentados, e as análises que se referem a eles, consideram a aplicação das cinco medidas proposta, não incluindo o GTL do pós-sal. O GTL foi tratado de forma bastante preliminar, muito mais com o intuito de apresentá-lo como uma possível medida de mitigação para o E&P, do que de considerá-lo uma grande alternativa de redução de GEE, visto que essa medida dependeria da demanda por lubrificantes, o que não foi abordado nessa dissertação. Por causa disso, a entrada dos módulos de GTL ao longo do tempo foi estimada de forma bastante conservadora – um módulo a cada cinco anos –, apenas com forma de mostrar que existe um potencial de abatimento associado a essa medida. Ademais, a opção GTL *offshore* se baseia numa tecnologia ainda não plenamente madura, o que, por exemplo, fez com que CASTELO BRANCO *et al.* (2010), em uma análise detalhada desta opção, utilizassem uma taxa de desconto de 30% ao ano, de forma a simular o maior risco tecnológico desta opção.

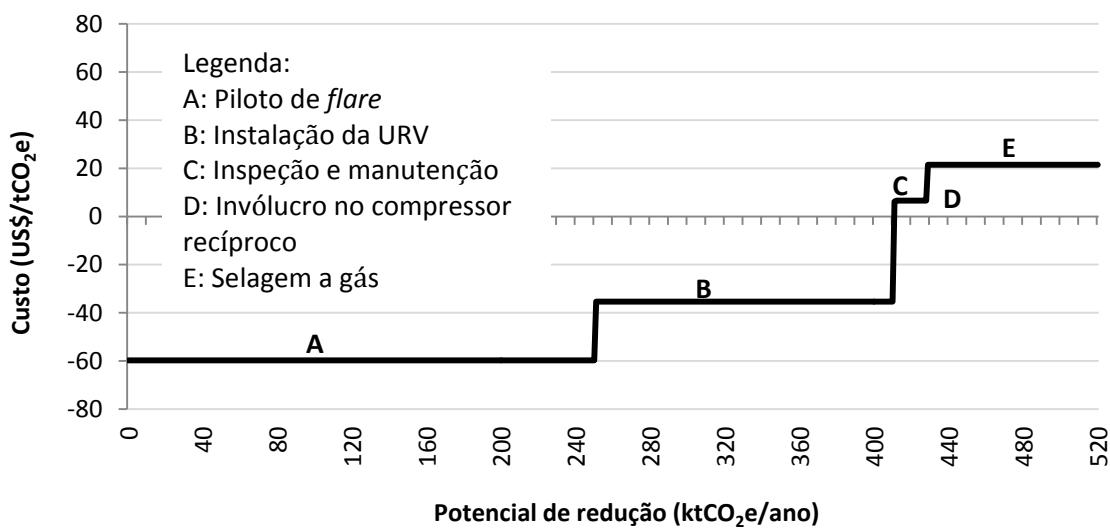
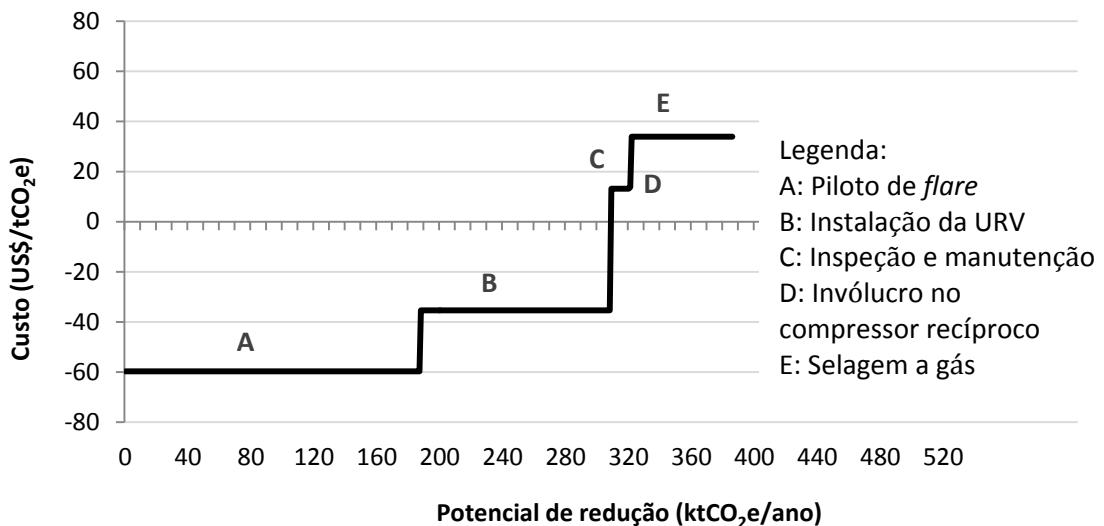
Dessa forma, o cenário de mitigação e as curvas de custos marginais de abatimento consideram as seguintes medidas: troca do invólucro, instalação do URV, selagem a seco, programa de inspeção e manutenção, e implementação do piloto de *flare*.

A curva de custos marginais de abatimento apresenta no eixo vertical o custo de abatimento anual médio e no eixo horizontal, o potencial de redução de emissão de GEE. Ela é construída a partir das medidas mais baratas – com custo negativo, se houver –, para as mais caras. O custo negativo significa que a medida proposta é economicamente viável, ou seja, os benefícios financeiros (receita) adquiridos com ela são maiores do que os custos despendidos com investimentos e operação ao longo do tempo. Do ponto de vista econômico, medidas de custo negativo não teriam motivos de não serem aplicadas, já que permitiriam uma redução de emissões, com os custos sendo recompensados pelas receitas proporcionadas. No entanto, na indústria do petróleo e sobretudo no pré-sal, devido aos altos investimentos necessários para explorar e produzir as jazidas que estão sendo descobertas, têm-se barreiras a serem superadas, como o financiamento e o acesso ao capital (EY, 2011). Além disso, devido à diferença entre as taxas de desconto adotadas pelas empresas de óleo (MOORE, 2009), os resultados da análise encontrados nessa dissertação podem ser diferentes, inviabilizando ou viabilizando outras medidas.

As curvas de custos marginais de abatimento elaboradas nessa dissertação foram divididas por capacidade de plataformas, pois cada uma elas pode apresentar custos e potências e abatimento diferentes. Essa abordagem permite uma visualização mais prática da aplicação das medidas propostas, uma vez que pode ser feita plataforma a plataforma, diferente de uma abordagem nacional que consideraria um custo único de implementar a medida em todas as plataformas. Elas estão apresentadas do Gráfico 17 ao Gráfico 20³⁶.

³⁶ Essa medida possui o potencial de abatimento muito baixo, não conseguindo ser visualizada adequadamente no gráfico, conforme as outras medidas.





As curvas de custos marginais de abatimento desenvolvidas mantêm uma mesma estrutura, ou seja, as medidas mais vantajosas do ponto de vista econômico são as mesmas para todas as tipologias de plataformas, diferenciando-se apenas pelo valor do seu custo e o potencial de abatimento que elas proporcionam. Algumas medidas possuem o mesmo custo por tonelada de CO₂ evitada, pois tanto o custo quanto as

emissões evitadas crescem proporcionalmente ao tamanho das plataformas, como é o caso da unidade de recuperação de vapor e da redução de *flare*. Conforme a capacidade da plataforma aumenta, mais tanques de armazenamento são instalados. No entanto, o custo do tanque foi considerado o mesmo e consequentemente todas as plataformas apresentam o mesmo custo por tonelada de CO₂ evitada. Nas outras medidas, foi considerado um ganho de escala conforme o aumento da capacidade de plataformas.

A seguir, no Gráfico 21 e na Tabela 59, são apresentados os potenciais de redução anual das medidas de mitigação. Em seguida, na Tabela 60, são apresentados os potenciais de abatimento acumulados até 2050.

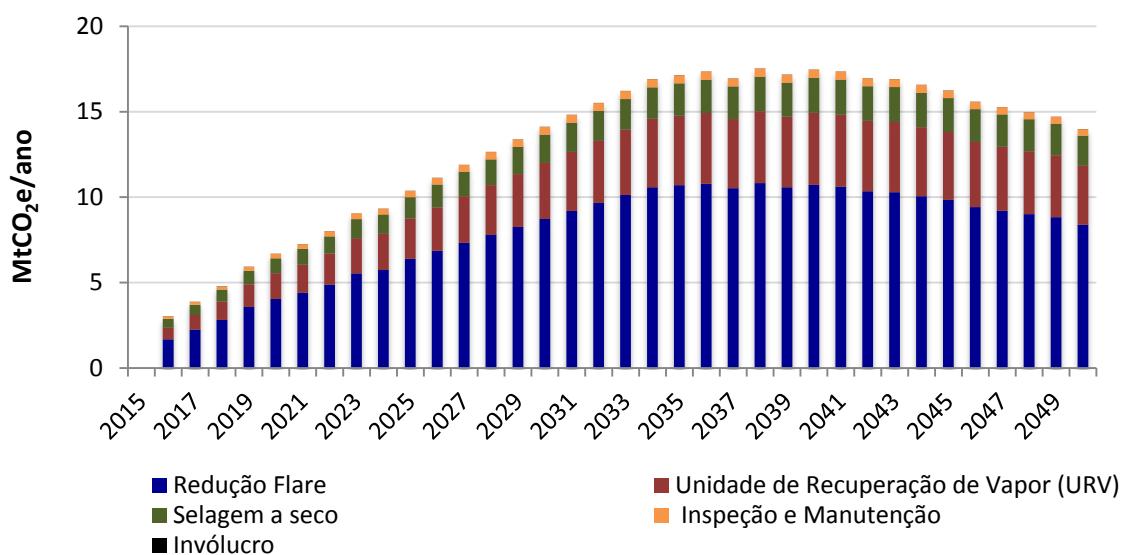


Gráfico 21: Potenciais de redução anual das medidas de mitigação

Fonte: Elaboração própria

Tabela 59: Potencial de redução das medidas propostas

Ano	10% mol. CO ₂	45% mol. CO ₂
2015	0,0%	0,0%
2020	11,9%	11,9%
2025	14,7%	14,6%
2030	17,0%	16,9%
2035	19,4%	19,3%
2040	19,9%	19,7%
2045	19,8%	19,6%
2050	19,8%	19,6%
Total	15,7%	15,6%

Fonte: Elaboração própria

Tabela 60: Potenciais totais de abatimento (MtCO₂e/periódico)

Medidas	Emissões evitadas (MtCO ₂ e/2015-2050)				
	Pós-sal		Pré-sal		Total
	100.000 bpd	100.000 bpd	150.000 bpd	200.000 bpd	
Instalação de uma Unidade de Recuperação de Vapor (URV)	39,6	17,7	38,4	12,9	108,5
Substituição da selagem a óleo pela selagem a gás	17,2	9,6	20,9	7,0	54,7
Invólucro no compressor recíproco	0,1	0,0	0,1	0,0	0,2
Programa de Inspeção e Manutenção	6,6	1,9	4,0	1,3	13,8
Implementação do Piloto de <i>Flare</i>	83,4	27,6	59,8	20,1	190,9
Total:					368,0
GTL ³⁷	4,4				4,4

Fonte: Elaboração própria

Primeiro, é importante destacar que o potencial de redução de emissões de GEE acompanha a curva de produção de óleo e gás, o que já era esperado, pois uma vez que se produz mais, há uma maior perda decorrente das emissões fugitivas, o que também permite maiores potenciais de redução.

Com relação às medidas propostas, percebe-se que a maior redução é decorrente da implementação do *Flare* Zero, um programa de redução do *flare* constante, permitindo apenas o *flare* de segurança. Em 2035, por exemplo, a redução do *flare* corresponderia a 7,30 MtCO₂e/ano, o que equivale a 53% do potencial de redução total. Em segundo lugar, a medida de instalação de unidades de recuperação de vapor apresenta um potencial de redução de 4,07 MtCO₂e/ano, 30% do total. Em seguida, a troca da selagem a óleo pela selagem a seco também apresenta um potencial de redução considerável de 1,89 MtCO₂e/ano, ou 14% do total. Os programas de inspeção e manutenção não possuem uma redução tão grande quanto as outras medidas, e permite reduzir 0,48 MtCO₂e/ano. O mesmo acontece com a reposição mais frequente do invólucro do compressor recíproco, com 0,01 MtCO₂e/ano de redução. É importante destacar que as medidas de instalação de URV, implementação da selagem a seco,

³⁷ A mitigação do GTL não pode ser somada à mitigação total, pois ele é uma medida concorrente à redução do *flare*.

implementação do programa de inspeção e manutenção, e a troca frequente do invólucro do compressor recíproco são medidas atuantes na redução de emissões fugitivas. Logo, quando comparados os seus potenciais de redução com a opção de redução de *flare*, elas parecerem não ter muita importância. No entanto, a redução decorrente do *flare* atua nas emissões de combustão, que são maiores que as emissões fugitivas. A redução das emissões fugitivas é importante por contribuir com a redução total no setor de E&P. Além disso, elas contêm alto teor de metano, que, como anteriormente explicado, possui um alto potencial de aquecimento global.

A participação da unidade de recuperação de vapor e do *flare* zero aumentam com o tempo, como pode ser observado no Gráfico 22, pois foi considerado que só são aplicadas em plataformas novas, não havendo *retrofitting*³⁸. As outras medidas são aplicadas nas plataformas já existentes, correspondendo por uma maior redução nas emissões totais nos primeiros anos do período de análise. Com a entrada de novas plataformas que possuam os tanques de recuperação de vapor e as unidades de *flare* zero, essas medidas se destacam como as mais efetivas para a redução da emissão de gases de efeito estudo.

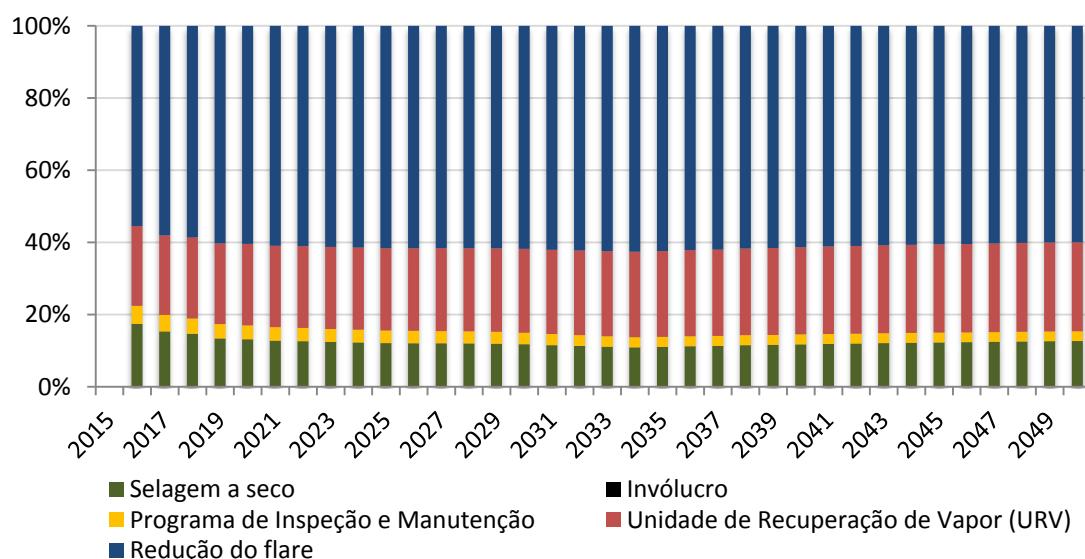


Gráfico 22: Participação de cada medida nas reduções anuais

Fonte: Elaboração própria

³⁸ Aplicação da tecnologia proposta em plataformas existentes e já em operação. Nesse processo, ocorre uma reformulação nos processos e/ou *layout* da plataforma para que a tecnologia possa ser aplicada.

O percentual de redução de emissões de gases de efeito estufa estimado para medidas de controle do *flare*, na média do período, se coaduna com os números obtidos por JOHNSON e CODERRE (2012), que avaliaram a mitigação de *flare* e *vent* na produção de petróleo em Alberta (Canadá) e encontraram um potencial custo-efetivo em torno de 20% das emissões totais para um valor de carbono até 15 US\$/t. Por sua vez, ICF INTERNATIONAL (2008) estimou em 27% o potencial de redução de emissões de CH₄ (*flare*, *vent* e fugitivas) no *upstream* dos Estados Unidos como um todo, entre 2012 e 2020, sem fornecer, contudo, uma estimativa de custo para este potencial.

4.3 Cenário de Mitigação de Emissões de CO₂

O cenário de mitigação de emissões de CO₂ é o cenário que foi elaborado contando com a implementação das medidas propostas nesta dissertação. Os resultados são mostrados no Gráfico 23 tanto para o caso de 10% mol. CO₂ no gás natural do pré-sal, tanto para 45% mol. CO₂. O cenário de Mitigação considera as medidas: troca do invólucro, instalação do URV, selagem a seco, programa de inspeção e manutenção, e implementação do piloto de *flare*.

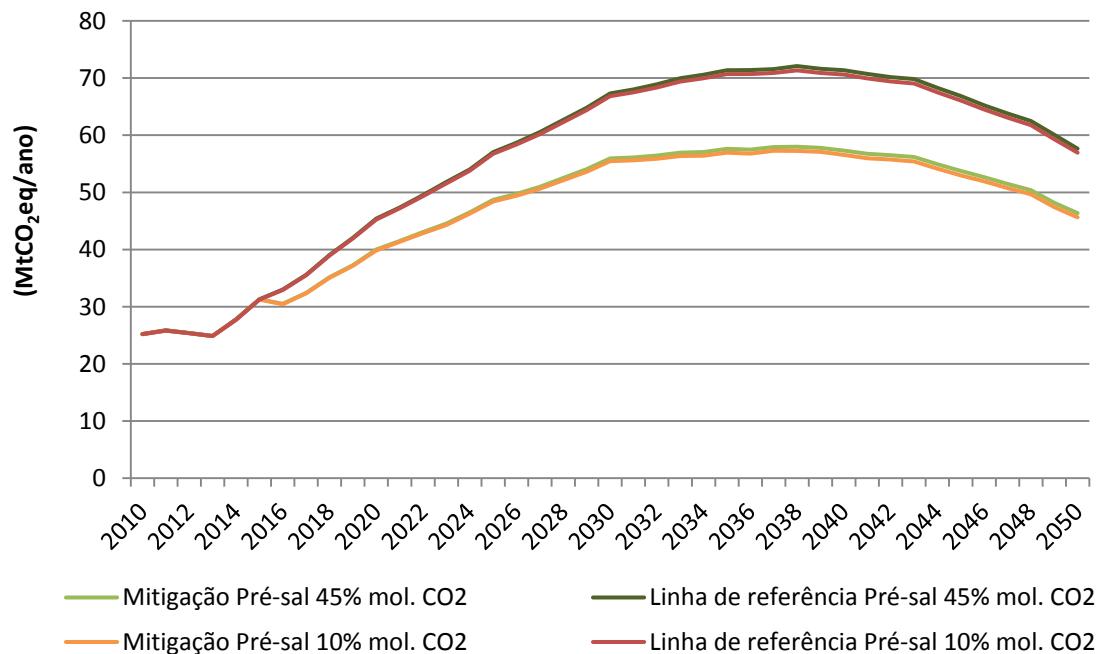


Gráfico 23: Emissão dos cenários de Mitigação em comparação com o cenário Linha de Base

Fonte: Elaboração própria

Percebe-se que as emissões para os cenários do pré-sal com 10% mol. CO₂ e 45% mol. CO₂ são bem próximas. As medidas propostas permitem um abatimento de emissões anuais de até 20%, e um abatimento acumulado de 15,7% no período analisado.

4.4 Discussão

4.4.1 Incertezas sobre a linha de base de emissões

Essa dissertação de baseou nas projeções feitas por SARAIVA (2013), com estimativas de crescimento para o período de 2010 a 2014 que não se concretizaram para a produção associada do pós-sal. Entre 2010 e 2015, a produção nacional de óleo aumentou em 2011, e recuou por 2 anos consecutivos, em 2012 e 2013, antes de voltar a crescer em 2014 (BDEP-ANP, 2014). Dessa forma, o resultado de SARAIVA (2013), com produção de 3,8 milhões bpd, está claramente acima dos números que deverão se verificar em 2015, que devem estar na ordem de 2,8 milhões de bpd (PETROBRAS, 2014a).

Durante esse período, verificou-se dois fenômenos paralelos: o aumento e o alcance de recordes de produção de óleo no pré-sal, juntamente com dois anos de declínio da produção total. Observa-se, então que a Petrobras concentrou seus investimentos para a região do pré-sal, reduzindo-os para a região do pós-sal. Com isso, mesmo com grandes aumentos de produção na região do pré-sal, o total produzido em 2012 e 2013 apresentou um declínio, voltando aos patamares de 2010 (BDEP-ANP, 2014; REUTERS, 2014). Em 2012, por exemplo, o campo de Roncador apresentava queda de 27% na sua produção.

Em 2014 a produção brasileira voltou a crescer (BDEP-ANP, 2014), mas ainda está muito abaixo da previsão desenvolvida por SARAIVA (2013). Para amenizar essa diferença, optou-se por defasar a produção estimada por SARAIVA (2013). A incerteza da produção de petróleo no Brasil e no ritmo de produção do pós-sal que será verificado daqui em diante impactam diretamente na linha de base de emissões do E&P, pois elas estão diretamente associadas à produção. Sendo assim, uma projeção de óleo mais assertiva retrataria melhor a linha de base de emissões.

Contudo, o objetivo aqui é realizar um cenário de longo prazo, onde as atuais dificuldades por que passa a indústria brasileira de petróleo deverão, por hipótese, ser

superadas. Esta avaliação é inclusive corroborada pela projeção de GOLDEMBERG *et al.* (2014), onde se distingue claramente o papel da produção advinda do óleo sob regime fiscal de cessão onerosa, para a qual a Petrobras já dispenderá considerável recurso.

4.4.2 Atualização dos fatores GWP do IPCC

Essa dissertação utilizou os fatores GWP de IPCC (2006), pois foram os mesmos utilizados no “Segundo inventário brasileiro de emissões antrópicas de gases de efeito estufa” (MCTI, 2010). No entanto, o IPCC já disponibilizou novos valores atualizados para os GWP (IPCC, 2014) que estão na tabela a seguir.

Tabela 61: Novos fatores de emissão do IPCC

GEE	GWP ₁₀₀
CO ₂	1
CH ₄	28
N ₂ O	265

Fonte: IPCC (2014)

Aplicando esses novos valores, as emissões do cenário linha de base crescem um pouco, entre 0 e 1,4% por ano, e 0,8% acumulado no período analisado. As medidas de mitigação, no entanto, passam a ter um potencial de mitigação maior. Isso ocorre pois a maioria das medidas apresentadas reduzem as emissões fugitivas, ou seja, emissões que provêm de um gás rico em metano. Como o GWP do metano é o que sofreu o maior impacto com a atualização do GWP do IPCC, passando de 21 para 28, essas diferenças são mais visíveis. O potencial acumulado de redução das medidas de mitigação passou de 15,7% em relação ao cenário de linha de base para 18,0%, o que corresponde a um aumento de 15,3% na redução de GEE.

O IPCC recomenda a utilização do fator de GWP₁₀₀ – ou seja, com um horizonte de tempo de 100 anos –, para calcular a emissão de GEE para avaliar as medidas de mitigação propostas (BURNHAM *et al.*, 2011). No entanto, o cenário de linha de base e as eficiências das medidas de mitigação podem ter impactos diferentes, se escolhidos outros horizontes de tempo. Por exemplo, MOURA (2013) analisou os valores do GWP

e do GTP³⁹ com horizontes de tempo entre 2 e 150 anos (Gráfico 24). O GWP para o CH₄ diminui bastante conforme se aumenta o horizonte de tempo escolhido. Nessa dissertação, o valor utilizado para o GWP₁₀₀ do metano foi 21. O GWP₅₀, por exemplo, seria de aproximadamente 40, quase dobrando as emissões provenientes do metano. Para o GWP₂₀ o aumento seria ainda maior, com valor igual a 84. Com isso, certamente haveria alterações nas emissões de GEE, analisadas nessa dissertação.

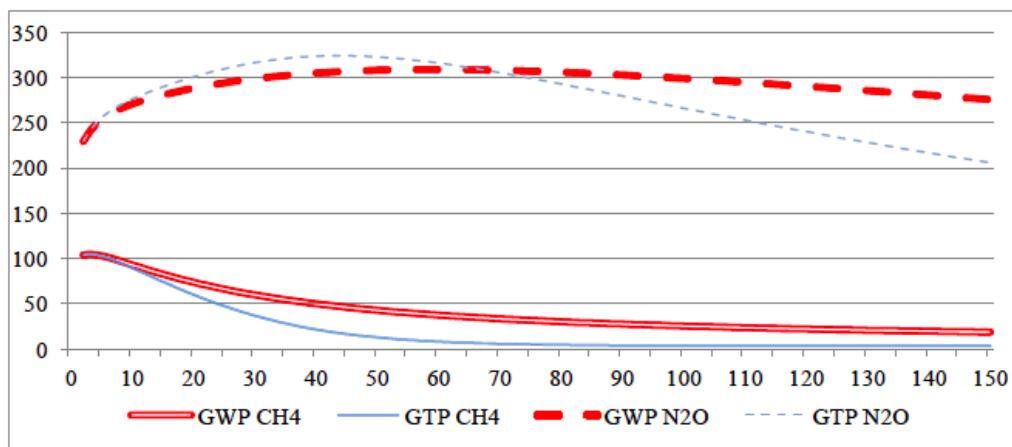


Gráfico 24: Análise dos valores do GWP e GTP para diferentes horizontes de tempo

Fonte: MOURA, 2013

4.4.3 Inclusão do CCS na linha de base

A inclusão do sistema de captura e armazenamento de carbono como parte do cenário linha de base se deu a partir indicações da Petrobras sobre a contratação dos módulos da UOP SeparexTM. A implementação do CCS é uma forma de viabilizar a exploração do pré-sal, pois o gás natural associado contém grandes teores de CO₂, aqui estimados entre 10 e 45% mol. CO₂, mas podendo alcançar valores maiores. O CO₂, quando em contato com a água, forma ácidos como o ácido carbônico, tornando-se muito corrosivo, podendo provocar o desgaste de tubulações e equipamentos (NASCIMENTO, 2012). A presença de CO₂ diminui o poder calorífico do gás natural, além de favorecer a formação de hidratos a baixas temperaturas e altas pressões, que são justamente as condições de escoamento do gás natural do pré-sal (NASCIMENTO, 2012). Dessa forma, a não separação do CO₂ do gás natural, impediria o transporte do gás natural, e consequentemente, sua comercialização.

³⁹ Global Temperature Potencial

Os custos da implementação dos módulos de CCS foram calculados da mesma forma que as medidas de mitigação, obtendo-se um custo marginal de abatimento bruto e outro líquido. Os resultados encontrados mostraram que a opção é viável economicamente, o que ajuda a corroborar a instalação do CCS, pois ao viabilizar a produção de gás natural associado do pré-sal, a receita adquirida com a sua venda supera os gastos obtidos com os investimentos, instalação dos equipamentos e com a operação e manutenção.

4.4.4 Impactos diretos da taxação de carbono sobre a produção de petróleo

Os resultados da dissertação mostraram que duas medidas são viáveis economicamente (chamadas “medidas sem arrependimento”): a instalação das unidades de recuperação de vapor e a medida de implementação do piloto de *flare*, com custos de -35,4 US\$/tCO₂e e -59,7 US\$/tCO₂e, respectivamente.

As outras medidas tiveram um custo marginal de abatimento líquido entre 6 e 59 US\$/tCO₂e, o que significa que a receita obtida não compensa os gastos realizados, a não ser que se valore o carbono emitido. Essa situação por conta própria não estimula as empresas investirem em medidas de mitigação, a menos de um compromisso firmado, ou de uma imposição governamental.

O governo, como forma de incentivar as reduções de emissão de gases de efeito estufa, pode impor uma taxação de carbono, de forma que o custo de implementação das medidas seja inferior à taxação, fazendo com que as empresas prefiram adotar as medidas de mitigação para não incorrer na taxação de carbono. Assim, elas têm o benefício de não pagar a taxação, com o “ônus” do dispêndio para implementar as ações de mitigação. Como consequência, tem-se a diminuição de gases de efeito estufa, e as externalidades positivas associadas a esse evento, que não foram mensuradas nessa dissertação, como melhora da qualidade do ar, melhorias de saúde para a população, menor poluição, entre outras.

O custo por tonelada de CO₂e evitada calculado nesta dissertação pode ser comparado com a taxa de carbono imposta pelo governo. Se o custo for menor do que a taxa, vale a pena a implementação da medida. PTAK (2013) apresenta os valores de taxação de carbono utilizados por países europeus, bem como o ano de introdução da taxação nesses países e a indicação se a taxação ocorre na produção e/ou combustão dos combustíveis fósseis. A introdução da taxação de carbono sobre os produtos do

petróleo, gás natural e carvão, tinham o intuito de reduzir ou estabilizar o consumo energético e as emissões de CO₂ (PTAK, 2013).

Tabela 62: Valores de taxação de carbono na Europa

País	Ano de introdução	Taxa de carbono (€/tCO ₂ e)	Taxação sobre Produção/Combustão
Finlândia	1990	20,00	(2010)
Holanda	1990	-	-
Noruega	1991	43,90	(2009)
Suécia	1991	103,10	(2010)
Dinamarca	1992	12,10	(2008)
Polônia	1993	0,10	(2010)
Eslovênia	1997	-	P/C
Estônia	2002	2,00	(2010)
Letônia	2006	0,20	(2008)
Suíça	2008	7,20	(2008)
Irlanda	2010	15,00	(2010)

Fonte: Adaptado de PTAK, 2013.

Os valores apresentados por PTAK (2013) são bastante diversos, mostrando que cada país adotou uma estratégia diferente. A maioria deles, no entanto, mantém uma taxação tanto sobre a produção quanto sobre a combustão de combustíveis fósseis. De acordo com IPCC (2008, *apud* SCHAEFFER *et al.*, 2008), o valor de US\$ 50/tCO₂ é o mais utilizado para se discutir as oportunidades de abatimento de emissões de GEE.

Os cálculos apresentados nessa dissertação, ainda que com muita incerteza envolvida, ajudam a dar uma ordem de grandeza sobre o valor de taxação de carbono que poderia fazer com que as empresas do setor de E&P se sentissem atraídas a investir nas medidas. Comparados aos valores mostrados por PTAK (2013) e pelo IPCC (2008, *apud* SCHAEFFER *et al.*, 2008), os custos encontrados para as medidas propostas nessa dissertação não se distanciam muito dessa faixa de valores, o que é um bom indício econômico para a sua implementação.

Neste sentido, todas as medidas avaliadas nesta dissertação, à exceção da substituição da selagem a óleo pela selagem a gás, para plataformas de 100 bpd, teriam custos de abatimento inferiores a 50 US\$/tCO₂. Isto significa que do potencial de mitigação estimado 92% estariam dentro da faixa abaixo de 50 US\$/tCO₂, e 81% representariam medidas com custo de abatimento nulo (ou medidas sem arrependimento), com destaque para redução do *flare* e a unidade de recuperação de vapor.

5 CONCLUSÕES, LIMITAÇÕES E ESTUDOS FUTUROS

5.1 Conclusões

No âmbito das mudanças climáticas, a necessidade de reduzir as emissões de gases de efeito estufa engendra pressões em todos os setores da economia. Muitas iniciativas estão surgindo para que um caminho ambientalmente favorável seja realmente possível.

As emissões do setor de E&P são afetadas por fatores como a razão gás/óleo, características do reservatório, localização e logística, idade dos campos, uso de técnicas de recuperação de hidrocarbonetos, aspectos regulatórios e contratuais (OGP, 2014). O CO₂ e o CH₄ são os gases mais contribuintes para as emissões totais do E&P, e elas podem ser divididas por origem, em quatro grandes grupos: geração de energia, *flare*, *venting* e emissões fugitivas.

Nesse sentido, essa dissertação teve como objetivo analisar as medidas de mitigação dos GEE na exploração e produção de óleo e gás brasileira, com ênfase *offshore*. Vale ressaltar a dificuldade de obtenção de dados no setor de E&P, e por isso foram utilizados os melhores dados disponíveis publicamente, e sempre que possível, os mais recentes também.

Concluiu-se que há maneiras viáveis de proporcionar a redução de emissão de GEE, através de medidas de mitigação como a troca mais frequente do invólucro do compressor recíproco, a instalação de unidades de recuperação de vapor (URV), a substituição da selagem a óleo pela selagem a seco no compressor centrífugo, a implementação de um programa de inspeção e manutenção, e a implementação do piloto de *flare* com um sistema de recuperação do gás. A medida que possibilita a maior redução da emissão de GEE foi a implementação do piloto de *flare*, com potencial de mitigação de 7,30 MtCO₂e/ano em 2035, o que equivale a 10,3% de redução em relação ao cenário linha de base. Em segundo lugar, a medida de instalação de unidades de recuperação de vapor (URV) apresenta um potencial de redução de 4,07 MtCO₂e/ano, a troca da selagem a óleo pela selagem a seco mitiga 1,89 MtCO₂e/ano, os programas de inspeção e manutenção permite reduzir 0,48 MtCO₂e/ano, e por último, a reposição mais frequente do invólucro do compressor recíproco, com 0,01 MtCO₂e/ano de redução.

A análise econômica permitiu mostrar que as duas medidas que apresentaram maiores potenciais de mitigação também foram as medidas economicamente viáveis: (i) recuperação de vapor, com custo marginal de abatimento líquido de US\$ -35,4/tCO₂e e (ii) implementação do piloto de *flare*, com custo marginal de abatimento líquido de US\$ -59,7/tCO₂e. As demais medidas apresentaram custos marginais de abatimento líquido positivos, o que não se torna impeditivo de implementá-las, mas que podem representar maior resistências por parte das empresas operadoras de petróleo. A valores de carbono inferiores a 50 US\$/tCO₂ cerca de 92,7% do potencial estimado nesta dissertação seria viável economicamente de ser implementado. Durante todo o período de análise, seria possível abater 368,0 MtCO₂e, ou 15,7% do total calculado para o cenário linha de base.

Paralelamente a isso, descobriu-se que a captura e armazenamento de carbono, que poderia ser uma medida de mitigação, além de ser uma tecnologia que já está sendo desenvolvida pela Petrobras, também se mostrou viável economicamente, o que corroborou sua inclusão no cenário de linha de base.

Além disso, o GTL foi apresentado como uma alternativa de mitigação para o setor de E&P na medida em que o lubrificante produzido é utilizado sem sofrer combustão, logo, sem emitir GEE. Ele é uma tecnologia de conversão do gás que seria queimado em *flare*, na produção de óleo lubrificante e combustíveis sintéticos (nafta e diesel). No entanto, o GTL como medida de mitigação foi tratado de forma bastante preliminar nessa dissertação, onde o intuito foi apenas apresentá-lo como opção de mitigação, visto que ele é normalmente apresentado como uma solução de monetização para o gás natural.

5.2 Limitações e Recomendações para estudos futuros

Essa dissertação enfrentou algumas dificuldades e por isso passou por simplificações, sobretudo associadas à base de dados publicamente disponível. No entanto, os respectivos detalhamentos são propostos como aprofundamentos para estudos futuros.

Primeiramente, na análise de implementação do CCS, foram considerados módulos iguais para todos os campos brasileiros, mesmo tendo produções e teores de CO₂ diferentes. Seria desejável um maior detalhamento sobre os diferentes poços produtores do pré-sal, que permitissem saber a produção esperada para eles e os teores de CO₂ esperados, permitindo a instalação de módulos um pouco mais especializados,

que satisfaçam mais adequadamente, e com menor custo, a necessidade de separação do CO₂ do gás natural extraído.

Outra limitação foi a incerteza em determinar o número de plataformas e a capacidade de cada uma delas, especialmente para as projeções do horizonte de análise. A saída encontrada foi a simplificação para plataformas-padrão, com produções de 100, 150 e 200 mil barris por dia, para o pré-sal, e 100 mil bdp para o pós-sal. Da mesma forma que foi proposto o detalhamento do módulo de CCS, o melhor detalhamento do número e capacidade das plataformas também refinaria a análise desenvolvida, bem como aperfeiçoaria os potenciais de redução e os custos das medidas de mitigação.

Além disso, a implementação do módulo UOP Separex foi adotado nessa dissertação por ser o modelo encomendado pela Petrobras. No entanto, devido à importância da separação do CO₂ para a produção de gás natural no pré-sal, recomenda-se o estudo de novas rotas tecnológicas para a captura e separação do CO₂ que visem aumentar a produtividade dos campos, possibilitando uma maior produção para os campos do pré-sal.

Também caberia uma análise pelo lado da demanda, onde seriam calculadas as demandas por óleo lubrificante e combustíveis sintéticos. Esses dados permitem calcular um potencial mais realista do aproveitamento do GTL, tanto em quantidade de CO₂e mitigado, quanto em termos de custos de investimento. A partir disso, recomenda-se estudar diferentes tamanhos de módulos de GTL, que se adequassem à realidade da demanda de lubrificantes.

As medidas de mitigação tiveram como foco a produção de óleo e gás. Outra possibilidade de estudo futuro são as medidas de mitigação para as outras atividades como a etapa de exploração de óleo e gás, a cadeia logística e o transporte dos óleo até as refinarias. Além disso, podem-se estudar medidas voltadas para a diminuição do autoconsumo de energia nas plataformas, como por exemplo, a implementação do ciclo Rankine orgânico, eficientização das plataformas e o aproveitamento de energias renováveis.

6 Referências Bibliográficas

- ALMEIDA, E. L. F., BOMTEMPO, J. V., BICALHO, R.G., 2004. Viabilidade das plantas GTL: uma análise de sensibilidade das variáveis determinantes. In: *4 Congresso Latino Americano e do Caribe de Gás e Eletricidade*, Rio de Janeiro, Brasil.
- AMARAL, R., A., 2009. *Remoção de CO₂ e H₂S do gás natural por contactores com membranas*. Dissertação de Mestrado. Programa de Engenharia Química, COPPE/UFRJ.
- ANP, 2013a. *Dados Estatísticos Mensais*. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?pg=56046&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1311692440338>> Acessado em: 14/04/2014.
- ANP, 2013b. Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis.
- ANP, 2000. Portaria ANP Nº 249, de 1º.11.2000 - DOU 3.11.2000. Disponível em: <[http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg/folder_portarias_anp/portarias_anp_tec/2000/novembro/panp%20249%20-%20202000.xml?fn=document-frameset.htm\\$f=templates\\$3.0](http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg/folder_portarias_anp/portarias_anp_tec/2000/novembro/panp%20249%20-%20202000.xml?fn=document-frameset.htm$f=templates$3.0)>. Acessado em 13/12/2014.
- BAKER, R. W, KAAEID, L., “Natural Gas Processing with Membranes: An Overview”. *Ind. Eng. Chem. Res*, 47, pp. 2109-2121, 2008.
- BARROS, M. M., 2014. *Análise da Flexibilidade do Refino de Petróleo para Lidar com Choques de Demanda de Gasolina no Brasil*. Tese de Doutorado, Programa de Planejamento Energético – COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- BDEP-ANP, 2014. Base de dados. Disponível em: <<http://www.bdep.gov.br/?lng=br>> Acessado em: 14/04/2014.
- BG GROUP. Propriedades das correntes de petróleo produzidas pela BG. Disponível em: <<http://www.bg-group.com/crudeoilassays/>>, 2014. Acessado em 30/01/2015.
- BHIDE, B. D., VOSKERICYAN, A., STERN, S. A., 1998, “Hybrid Processes for the Removal of Acid Gases from Natural Gas”, *Journal of Membrane Science*, v. 140, pp. 27-49.
- BNDES, 2010. “Perspectivas e desafios no setor de petróleo e gás”.

BNDES, 2008. “Mercado de embarcações de apoio marítimo às plataformas de petróleo: oportunidades e desafios”.

BP, 2014. *BP Statistical Review of World Energy June 2014*. Disponível em <bp.com/statisticalreview>. Acessado em 22/01/2015.

BURNHAM, A., HAN, J., CLARK, C. E., WANG, M., DUNN, J. B., PALOU-RIVERA, I., 2011. “Life-Cycle Greenhouse Gas Emissions of Shale Gas, Natural Gas, Coal, and Petroleum”. *Environmental Science and Technology*, vol. 46, pp. 619–627.

BYLIN, C., SCHAFFER, Z., GOEL, V., ROBINSON, D., CAMPOS, A. N., BORENSZTEIN, F., 2010. “Designing the Ideal Offshore Platform Methane Mitigation Strategy.” *SPE International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production*. SPE 126964. Rio de Janeiro, Brasil, 12-14 Abril, 2010.

CASTELO BRANCO, D. A., SZKLO, A. S., SCHAEFFER, R., 2010. “CO₂e emissions abatement costs of reducing natural gas flaring in Brazil by investing in offshore GTL plants producing premium diesel”. *Energy*, v. 35, pp.158-167.

CASTELO BRANCO, D., 2008. *Análise Técnica e Econômica da Aplicação da Tecnologia GTL de pequena escala para monetização do gás natural associado remoto offshore no Brasil*. Dissertação de Mestrado, Programa de Planejamento Energético – COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil

CERVIGNI, R., ROGERS, J. A., DVORAK, I., 2013. *Assessing Low-Carbon Development in Nigeria – An Analysis of Four Sectors*. The World Bank.

CHANG, Y., YOUNG, J., 2007. “Differing perspectives of major oil firms on future energy developments: An illustrative framework”. *Energy Policy*, v.35, pp. 5466–5480.

CHEVRON, 2012. Atividade de Produção de Óleo e Gás. Campo Frade. Chevron.

COLUMBIA CLIMATE CENTER, 2011. ”Mitigating Methane Emissions from Natural Gas and Oil Systems”, *Columbia University*, pp. 2.

COMPACT GTL, 2010. “Modular GTL as an Offshore associated Gas Solution”. Artigo apresentado em *Deep Offshore Technology International Conference*, 2010.

COSTA, I. V. L., 2009, *Análise do Potencial Técnico do Sequestro Geológico de CO₂ no Setor Petróleo no Brasil*. Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

COSTA, I. V. L., 2014, *Proposta de Estrutura Regulatória para Sequestro Geológico de CO₂ no Brasil e uma Aplicação para o Estado do Rio de Janeiro*. Tese de Doutorado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

CREDIT SUISSE, 2014. *Brazil Upstream Tracker*. In: Connections Series.

DINO, R., 2014. Comunicação pessoal. CENPES, PETROBRAS.

ECHT, W., MEISTER, P., 2009. “Design, Fabrication and Startup of an Offshore Membrane CO₂ Removal System”. *88th Annual Convention, Gas Processors Association*, P-28, Texas, EUA, 8-11 Março 2009.

EDF, 2012. *Cap and trade*. Disponível em: <http://www.edf.org/sites/default/files/cap-and-trade-101_0.pdf>. Acessado em: 05/01/2015. Environmental Defense Fund.

EDWARDS, R., LARIVÉ, J., RICKEARD, D., WEINDORF, W., 2013. Well-To-Tank Report Version 4.0. Jec Well-To-Wheels Analysis. In: JRC Technical Reports. Joint Research Centre.

EIA, Energy Information Administration, 2013. *Annual Energy Outlook 2013 with projections to 2040*. Disponível em <[http://www.eia.gov/forecasts/aoe/pdf/0383\(2013\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/aoe/pdf/0383(2013).pdf)>. Acessado em: 16/04/2014.

EL-HOUJEIRI, H. M., BRANDT, A. R., 2012. *Oil Production Greenhouse Gas Emissions Estimator OPGEE v1.0 - User guide & Technical documentation*. Department of Energy Resources Engineering. Universidade de Stanford. Estados Unidos.

ENGELIEN, H., 2004. “*Process Integrated Membrane Separation – with Application to the Removal of CO₂ from Natural Gas*”. Apresentação feita no Departamento de Engenharia Química., NTNU.

EPE, 2014. “Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário 2013 - 2022”. Disponível em <http://www.epe.gov.br/PEMAT/Relat%C3%B3rio_PEMAT_Consulta%20P%C3%BAblica.pdf>. Acessado em 14/08/2014.

EPE, 2007. *Potencial de Redução de Emissões de CO₂ em Projetos de Produção e Uso de Biocombustíveis*. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília.

EUROPEAN COMISSION, 2014. Climate Action – The EU Emissions Trading System (EU ETS). Disponível em <http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/index_en.htm>. Acessado em: 07/01/2015.

EY, 2011. “Brasil sustentável – Perspectivas dos mercados de petróleo, etanol e gás”. Ernst & Young Terco.

FLIR, 2014. Imagens térmicas para a aplicação ambiental. Disponível em <<http://www.flir.com/thermography/americas/br/content/?id=14520>>. Acessado em 08/01/2015.

FORMIGLI, J, 2008. “O pólo Pré-sal da Bacia de Santos – Desafios Tecnológicos para a área de Engenharia”. Apresentado no Rio Oil and Gas , novembro/2008.

FREITAS, A, SANTANA, C., SILVA, R., SILVA, G., 2007. “*Investigação das facilidades e métodos utilizados atualmente no processamento primário de petróleo em campos onshore e offshore*”. 4ºPDPEIRO, Campinas-SP.

GARY, J., H., HANDWERK, G. E., 2001, "Petroleum Refining – Technology and Economics", 4^a ed., New York, EUA.

GASIN, 2014. Grupo Air Products. Disponível em: <<http://www.gasin.com /industries/Analytical-Laboratories/analytical-lab-applications/product-list/gc-with-photoionization-detector-gc-pid-analytical-laboratories.aspx?itemId=9E5E4328C1EC479FA0E0515845C161CE>>. Acessado em 12/12/2014.

GOLDEMBERG, J., SCHAEFFER, R., SZKLO, A., LUCCHESI, R., 2014. “Oil and natural gas prospects in South America: Can the petroleum industry pave the way for renewables in Brazil?”. *Energy Policy*, vol. 64, pp. 58-70.

GOUVELLO, C., *et al.*, 2010. “*Estudo de Baixo Carbono para o Brasil*”. Departamento de Desenvolvimento Sustentável. Região da América Latina e Caribe. Banco Mundial.

GREET, 2013. The Greenhouse Gases, Regulated Emissions, and Energy Use in Transportation Model. Argonne National Laboratory. EUA.

HABERT, A., C., BORGES, C., P., NOBREGA, R., 2006. Processos de Separação por Membranas, 1 ed. Rio de Janeiro, Escola Piloto de Engenharia Química. Disponível em: <http://books.google.com.br/books?id=P-7kje1EincC&printsec=frontcover&hl=pt-BR&source=gbs_ge_summary_r&cad=0#v=onepage&q&f=false>. Acessado em 07/01/2015.

- HALLAK, R., PEREIRA FILHO, A. J., 2011. Metodologia para análise de desempenho de simulações de sistemas convectivos na região metropolitana de São Paulo com o modelo ARPS: sensibilidade a variações com os esquemas de advecção e assimilação de dados. *Revista Brasileira de Meteorologia*, vol. 26, n. 4, pp. 591-608.
- HARNESS, J., SHARMA, B., 2012. UOP Separax TM Membrane Systems. 2012 *AIChE Spring Meeting*, Houston, Texas.
- HE, Y., WANG, L., WANG, J., 2012. Cap-and-trade vs. carbon taxes: A quantitative comparison from a generation expansion planning perspective. *Computers & Industrial Engineering*. vol. 63, pp 708-716.
- HOWARTH, R., SHINDELL, D., SANTORO, R., INGRAFFEA, A., PHILLIPS, N., TOWNSEND-SMALL, A., 2012. "Methane Emissions from Natural Gas Systems". *National Climate Assessment*, Reference number 2011-0003.
- ICF, 2014. *Economic Analysis of Methane Emission Reduction Opportunities in the U.S. Onshore Oil and Natural Gas Industries*. Nova York, Estados Unidos.
- ICF, 2008. *Addendum to Impact Assessment of Mandatory GHG Control Legislation on the Refining and Upstream Segments of the U.S. Petroleum Industry*. ICF INTERNATIONAL.
- IEA, 2014a. Energy Technology Perspectives 2014- Harnessing Electricity's Potential.
- IEA, 2014b. *Brazil Energy Outlook*, in: *World Energy Outlook 2013*. International Energy Agency.
- IEA, 2014c. *CO₂ Emissions from Fuel Combustion Highlights*. International Energy Agency
- IEA, 2013a. *World Energy Outlook 2013*. International Energy Agency.
- IEA, 2013b. *World Energy Outlook 2013*. Disponível em <<http://www.worldenergyoutlook.org/pressmedia/recentpresentations/LondonNovember12.pdf>>. Acessado em 30/02/2014.
- IEA, 2011. *World Energy Outlook 2011*. International Energy Agency.
- IEA, 2008. *CO₂ Capture and Storage – A Key Carbon Abatement Option*. International Energy Agency.

IIGCC, CERES e INVESTOR GROUP ON CLIMATE CHANGE, 2010. “Global climate disclosure framework for oil & gas companies”.

IPCC, 2014. *Climate Change 2014 Synthesis Report*. Intergovernmental Panel on Climate Change.

IPCC, 2007. Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Cambridge: Cambridge University Press, Cambridge, 2005. Preparado pelo Grupo de Trabalho III do IPCC.

IPCC, 2006. *Guidelines for national greenhouse gas inventories*. Intergovernmental Panel on Climate Change. Disponível em: <<http://www.ipccnggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.htm>>. Acessado em: 25/06/2014.

JOHNSON, M. R., CODERRE, A. R., 2012. “Opportunities for CO₂ equivalent emissions reductions via flare and vent mitigation: A case study for Alberta, Canada”. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, vol. 8, pp 121-131.

KETZER, J.M., CAPORALE, G., ROCHA, H., ROCKETT, G., (2007). “*Carbmap Brazil*”. Apresentação em pôster no Carbon Sequestration Leadership Fórum, Paris.

KURAMOCHI, T., RAMIREZ, A., TUKENBURG, W., FAAJI, A., 2012. “Comparative assessment of CO₂ capture technologies for carbon-intensive industrial processes”. *Progress in Energy and Combustion Science*, vol. 38, p. 87-112.

LATTANZIO, R. K., 2014. “Canadian Oil Sands: Life-Cycle Assessments of Greenhouse Gas Emissions”. Congressional Research Service.

LLC, 2009. Assessment of Direct and Indirect GHG Emissions Associated with Petroleum Fuels For New Fuels Alliance. Life Cycle Associates.

LUBES'N'GREASES, 2012. *Guide to Global Base Oil Refining*. Arlington: LNG Publishing Company.

LUCENA, A. F. P., SCHAEFFER, R., 2012. “Mudanças do Clima e Economia Verde”. In: Knirsch, T. (Org.), *Caminhos para Sustentabilidade*, Cadernos Adenauer, Ano XIII, Ed. Especial. ISBN 978-85-7504-164-2.

LUCZYNSKI, E., 2002. *Os Condicionantes para o Abandono das Plataformas Offshore Após o Encerramento da Produção*. Tese de Doutorado, USP, São Paulo, Brasil.

MAERSK, 2014 Factsheet Maersk Peregrino. Disponível em: <<http://www.maersk-fpsos.com/activities/fleet/pages/maerskperegrino.aspx>> Acesso em 11/11/14.

MAIA, J. L. P., 2007. *Separação e captura do dióxido de carbono em instalações marítimas de produção de petróleo*. Tese de Doutorado. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, SP, Brasil.

MARANO, J. J., CIFERNO, J. P., 2001. Life-Cycle Greenhouse-Gas Emissions Inventory For Fischer-Tropsch Fuels. Energy and Environmental Solutions, LLC.

MATHIESON. A., MIDGELY, J., WRIGHT, I., SAOULA, N., RINGROSE, P., 2010, “In Salah CO2 Storage JIP: CO2 sequestration monitoring and verification technologies applied at Krechba, Algeria”, *Energy Procedia*, n. 00, pp, 1063-00.

MCTI, 2013. *Estimativas anuais de emissões fugitivas de gases de efeito estufa*. Ministério de Ciência Tecnologia e Inovação. Brasil.

MCTI, 2010. Emissões fugitivas de gases de efeito estufa na indústria de petróleo e gás natural. In: *Segundo inventário brasileiro de emissões antrópicas de gases de efeito estufa*. Ministério de Ciência Tecnologia e Inovação. Brasil.

MERSCHMANN, P. R. C., 2010. *Análise da aptidão do setor refino de petróleo às abordagens setoriais para lidar com as mudanças climáticas globais*. Dissertação de Mestrado, Programa de Planejamento Energético – COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

MMA, 2014. Protocolo de Quioto. Brasília, Brasil. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/clima/protocolo-de-quioto>>. Acessado em 08/03/2014.

MME, 2009. “Perguntas e respostas sobre o pré-sal”. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2009/10_outubro/Cartilha_pra_x-sal.pdf> Acessado em: maio 2013.

MONTEIRO, J. G. M., 2009. *Um estudo sobre alternativas de Sequestro de Carbono: Modelos, Métricas e Optimalidade*. Dissertação de Mestrado. Rio de Janeiro: Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

MOORE, C.R.K., 2009. “Perspectives on the valuation of upstream oil and gas interests”, *Journal of World Energy Law & Business*, Vol. 2, nº1.

MOURA, M. C. P., 2013. *The choice of multi-emission metrics and implications on international climate change negotiations: the case of Brazil*. Tese de Doutorado, Programa de Planejamento Energético – COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

NASCIMENTO, J. T., 2012. *Avaliação técnico-econômica de ultracentrífugas a gás para remoção de CO₂ em poços do pré-sal*. Dissertação de Mestrado. Rio de Janeiro: Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

NERA, 2012. “Macroeconomic Impacts of LNG Exports from the United States”. Disponível em <http://energy.gov/sites/prod/files/2013/04/f0/nera_lng_report.pdf> acessado em 30/07/2014.

NOGUEIRA, L., LUCENA, A., RATHMANN, R., ROCHEDO, P., SZKLO, A., SCHAEFFER, R., 2014. ”Will thermal power plants with CCS play a role in Brazil's future electric power generation?” *International Journal of Greenhouse Gas Control*. Vol. 24, pp. 115 – 123.

OECD, 2011. “Towards Green Growth”. In: *Better policies for better lives*.

OGP - International Association of Oil and Gas Producers, 2012, *Environmental Performance Indicators – 2012 Data*, Londres, Reino Unido.

OLF, 2011. *10 Years operability survey of Norwegian FPSOs*. The Norwegian Oil Industry Association. Noruega.

PETROBRAS, 2011. Energia e Tecnologia. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/energia-e-tecnologia/>>. Acessado em: maio 2013.

PETROBRAS, 2013. Relatório de Sustentabilidade 2013. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/governanca/relatorio-de-sustentabilidade/relatorio-de-sustentabilidade-2013.htm>>. Acessado em: 22/07/2014.

PETROBRAS, 2014a. Plano Estratégico Petrobras 2030. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/plano-de-negocios-e-gestao/apresentacao-plano-estrategico-2030-e-png-2014-2018.htm>>. Acessado em : 22/07/2014.

PETROBRAS, 2014b. FPSO Cidade de Ilhabela entra em operação, no campo de Sapinhoá, no pré-sal da Bacia de Santos. Disponível em <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/fpsos-cidade-de-ilhabela-entra-em-operacao-no-campo-de-sapinhao-no-pre-sal-da-bacia-de-santos.htm>. Acessado em: 08/01/2015.

PETROBRAS, 2014c. Perfil. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/quem-somos/perfil/>>. Acessado em: 14/12/2014.

PETROBRAS, 2014d. 500 mil barris de óleo por dia no pré-sal.

PINTO, D. D., ARAUJO, O. Q. F., MEDEIROS, J. L., 2009. Curso de Membranas – Módulo I: Conceitos Básicos. Disponível em <http://www.h2cin.org.br/download/?h2c_in-apostila-de-membranas.pdf>. Acessado em 12/01/2015.

PTAK, M., 2013. “The use of carbon taxes and charges in climate policy”. *Economic and Environmental Studies*, vol. 13, pp. 35-48.

RADETZKI, M., 2002. “What will happen to the producer prices for fossil fuels if Kyoto is implemented?”. *Energy Policy*, vol. 30, pp. 357 – 369.

REENVIRONMENTAL, 2014. *Vapour Recovery*. Disponível em <http://www.reenvironmental.com.au/wp-content/uploads/Brochure_REEnvironmental.pdf>. Acessado em 24/11/2014.

REUTERS BRASIL, 2014. “Petrobras perde participação na produção brasileira de petróleo e gás”. Disponível em: <<http://br.reuters.com/article/topNews/idBRKBN0EE22V20140603>>. Acessado em 19/02/2015.

RIBAS, R. P., 2013, *Perspectivas de Demanda e Emissões de CO₂ no Setor Energético Brasileiro Face às Políticas de Mitigação da Mudança do Clima*, Tese de Doutorado, Programa de Planejamento Energético – COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

RICHELS, R., EDMONDS, J., GRUENSPECHT, H., WIGLY, T., 1996. “The Berlin mandate: the design of cost-effective mitigation strategies”. Draft, *Energy Modeling Forum-14*. Stanford University, Stanford.

ROCHEDO, P. R. R., 2011. *Análise Econômica sob Incerteza da Captura de Carbono em Termoelétricas a Carvão: Retrofitting e Capture-Ready*. Dissertação de Mestrado, Programa de Planejamento Energético – COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

RODDY, D., 2011. “Development of a CO₂ network for industrial emissions”, *Applied Energy*, pp.459-465.

SARAIWA, T. A., 2013, *Uma Aplicação de um Modelo Multi-Hubbert Modificado para a Elaboração de Cenários de Produção de Petróleo no Brasil*, Dissertação de Mestrado, Programa de Planejamento Energético – COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

SCHAEFFER R., SZKLO A., LUCENA A. F. P., SARAIVA, T., MOREIRA R., VASQUEZ E., NOGUEIRA L., ROCEDO P., 2014. *Relatório Preliminar 1 – Levantamento da base de petróleo e gás para simulação de matriz energética de longo prazo*. In: Construção de Cenários para a Matriz Energética Brasileira em Função do Preço do Carbono. Relatório Técnico produzido para a Secretaria de Assuntos Estratégicos da Presidência da República.

SCHAEFFER, R., 2012. “Energy sector vulnerability to climate change: A review”. *Energy*, vol. 38, pg. 1-12.

SCHAEFFER, R.; SZKLO, A.; RATHMANN, R. *et al.*, 2012. “Impactos da adoção de metas de redução de emissão de gases de efeito estufa sobre setores energointensivos do Estado do Rio de Janeiro: alternativas e custos de mitigação”, Relatório Final, Rio de Janeiro, Brasil.

SCHAEFFER, R.; SZKLO, A. *et al.*, 2008. “Análise dos Impactos da Taxação de Carbono sobre Empresas de Petróleo”, In: *Estudo sobre as ameaças e as oportunidades relativas ao problema das mudanças climáticas globais sobre o setor de petróleo e gás e proposição de ações por parte da Petrobras para lidar com o risco carbono*, Rio de Janeiro, Brasil.

SCHENDEL, R., 1984. “Gas separation membranes and the gas industry”. Apresentação em PCGA Transmission Conference. San Jose, California.

SEVENSTER, M. N., CROEZEN, H. J., 2006. *The natural gas chain: Toward a global life cycle assessment*. CE Delft, Holanda.

SOUZA Filho, J. E. de. Processamento Primário de Fluidos: Separação e Tratamento. Programa Trainees Petrobrás. Curso de Engenharia de Petróleo Salvador: Universidade Corporativa Petrobras, 2004.

STATOIL, 2014a. Sleipner Vest. Disponível em: <<http://www.statoil.com/en/TechnologyInnovation/NewEnergy/Co2CaptureStorage/Pages/SleipnerVest.aspx>> [Acesso: 24/04/2014]

STATOIL, 2014b. Sleipner Vest. Disponível em: <<http://www.statoil.com/en/EnvironmentSociety/Sustainability/2007/Environment/Climate/CarbonCapture/Capture/Pages/SleipnerVest.aspx>>. [Acesso: 24/04/2014]

STATOIL, 2014c. In Salah. Disponível em: <<http://www.statoil.com/en/technologyinnovation/newenergy/co2capturestorage/pages/insalah.aspx>>. [Acesso: 24/04/2014].

STATOIL, 2014d. Snøhvit. Disponível em: <<http://www.statoil.com/en/TechnologyInnovation/NewEnergy/Co2CaptureStorage/Pages/Snohvit.aspx>>. [Acesso: 24/04/2014].

STATOIL, 2013. Disponível em: <<http://engeprojnews.blogspot.com.br/2013/10/armazenamento-geologico-de-co2-eor-no.html>>. [Acesso: 24/04/2014].

STATOIL, 2009. *The Zero Continuous Flaring Technology*. Apresentação Interna. Disponível em <http://siteresources.worldbank.org/EXTGGFR/Resources/578068-1268075357274/6844507-1268075388170/0920-0940_Thormod_Hope.pdf>. Acessado em 22/11/2014.

SYNTROLEUM, 2006. *Press room. Syntroleum analyst day*. Tulsa, OK: Syntroleum. Disponível em <<http://www.syntroleum.com/Presentations/Analyst-Day-June-2006-Final.pdf>>.

SZKLO, A. S., CARNEIRO J. T., MACHADO, G., 2008. “Break-even price for upstream activities in Brazil: Evaluation of the opportunity cost of oil production delay in a non-mature sedimentary production region”. *Energy*, 33, pp. 589-600.

(S&T)² CONSULTANTS INC., 2011. *Shale Gas Update For GHGenius*, Canadá.

TEIXEIRA, R., 2014. “Estudo do preço de lubrificantes e sua relação com indicadores econômicos”. *Trabalho apresentado na disciplina de Mercado Internacional do Petróleo e sua Geopolítica* (COG873), no Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ.

THERMO SCIENTIFIC, 2014. TVA|000B Analisador de Vapores Tóxicos, São Paulo, SP. Disponível em <http://www.clean.com.br/Menu_produtos/Gases/VOC/TVA.pdf>. Acessado em: 08/01/15.

THOMAS, J. E. (org.). *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciênciia: Petrobras, 2001.

TOTAL, 2014. Gigantic production vessels. Disponível em: <<http://www.total.com/en/energies-expertise/oil-gas/exploration-production/strategic-sectors/deep-offshore/expertise/gigantic-production-vessels?%FFbw=kludge1%FF>>. Acesso em 12/11/14

TWENTYFOUR7, 2012. *Solutions for a glaring global problem*. Disponível em <<http://www.twentyfour7magazine.com/en/issue/3/2012/#!28>>. Acessado em 24/11/2014.

UNFCCC, 2014. *Project Design Document Form for CDM Project Activities (F-CDM-PDD) Version 04.1*- Flare Gas Recovery Facilities Project in Unit 49 of MAB Refinery – KNPC. Disponível em <<http://cdm.unfccc.int/filestorage/W/0/X/W0X9UQBA4THCFDRJKP1MGVS38N2L5Y/9892%20PDD.pdf?t=M1d8bmh4aXE4fDDoF8U-cfZTBmMoC6N-9ue2>>. Acessado em: 09/01/2015.

UNFCCC, 2010. Report of the Conference of the Parties on its fifteenth session, held in Copenhagen from 7 to 19 December 2009 – Addendum Part Two: Action taken by the Conference of the Parties at its fifteenth session.

UOP, 2013. Disponível em <http://www.uop.com/?press_release=honeywells-uop-technology-selected-by-petrobras-for-natural-gas-processing-in-brazil> [Acesso: 30/04/2014].

USEPA, 2006a. Installing Vapor Recovery Units on Storage Tanks. In: *Lessons Learned from Natural Gas STAR Partners*. United States Environmental Protection Agency. Washington, DC, Estados Unidos.

USEPA, 2006b. Replacing Wet Seals with Dry Seals in Centrifugal Compressors. In: *Lessons Learned from Natural Gas STAR Partners*. United States Environmental Protection Agency. Washington, DC, Estados Unidos.

USEPA, 2006c. Reducing Methane Emissions From Compressor Rod Packing Systems. In: *Lessons Learned from Natural Gas STAR Partners*. United States Environmental Protection Agency. Washington, DC, Estados Unidos.

USEPA, 2006d. Directed Inspection and Maintenance at Compressor Stations. In: *Lessons Learned from Natural Gas STAR Partners*. United States Environmental Protection Agency. Washington, DC, Estados Unidos.

USEPA, 2014. *Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks: 1990 – 2012*. United States Environmental Protection Agency. Washington, DC, Estados Unidos.

WAGNER, G., 2013. “Carbon Cap and Trade.” In: *Encyclopedia of Energy, Natural Resource, and Environmental Economics*, edited by Jason F. Shogren, Elsevier: 1-5.

WARSTILA, 2014. Wärtsilä Hamworthy Flare Gas Recovery System. Wärtsilä Corporation.

WOERDMAN, E., 2000. "Implementing the Kyoto protocol: why JI and CDM show more promise than international emissions trading". *Energy Policy*. vol. 28, pp. 29-38.

WOOD MACKENZIE, 2012. "Brazil Country Overview". Relatório sobre campos de produção de petróleo e gás natural.

Apêndice I – *Cap and trade*

O *cap and trade* pode ser dividido em duas partes: primeiramente tem-se o *cap*, um limite total máximo de emissão permitido pré-determinado e que deve ser seguido ao longo dos anos, assegurando o cumprimento dos objetivos ambientais do programa. No inicio, o limite máximo pode ser determinado apenas como um limite inferior ao atual. Com o passar do tempo, esse limite tende a ser mais rigoroso, pois já se considera um tempo hábil para a implementação de ações que privilegiem a diminuição das emissões, como por exemplo a construção de novas infraestruturas (EDF, 2010). Depois de estabelecido o *cap*, tem-se um sistema que permite trocas para alcançar o limite estabelecido, da forma mais economicamente viável possível (WAGNER, 2013) (Figura 30).

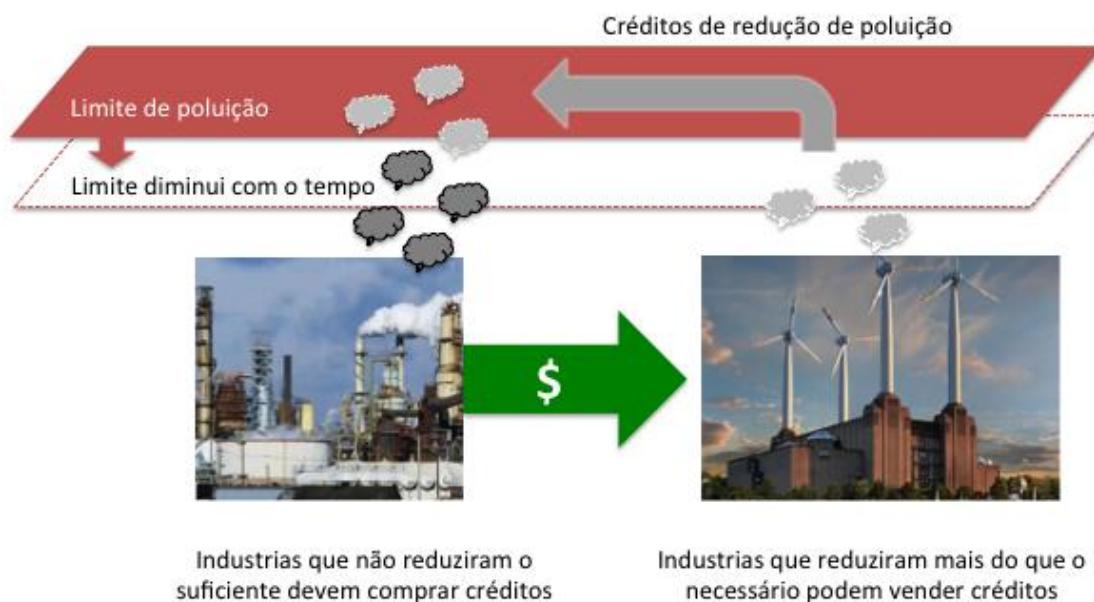


Figura 30: Esquematização do cap and trade

Fonte: Adaptado de EDF, 2010.

A comercialização dessas trocas é a chave para manter os custos mais baixos, pois ela permite que o mercado – e não o governo –, entre em acordo para definir quando e de qual setor as emissões serão cortadas, e de que maneira podem ser feitas com menor custo global. O *cap and trade* permite uma negociação livre entre as firmas, podendo haver empréstimos de permissões entre elas, além de poderem decidir o melhor arranjo para a redução das emissões (EDF, 2010). Em uma escala mais ampla, uma vez que a emissão GEE provoca o aquecimento global, na prática não importa de

onde vem a redução de emissões, mas essa redução precisa acontecer. Logo, se um país emite mais, mas financia a diminuição em outro país, e se no balanço geral as emissões estão sendo reduzidas, o objetivo global está sendo atingido. Essa interação entre países permite que as empresas reduzam seus custos de combate às mudanças climáticas em quase 80%, comparado ao que seria gasto se apenas fossem realizadas metas domésticas de redução (RICHELS *et al.*, 1996). A *European Union Emissions Trading Scheme (EU ETS)* é o primeiro e o maior mercado de emissões de gases de efeito estufa no mundo (HE *et al.*, 2012), cobrindo mais de 11 mil estações de geração e plantas industriais em 31 países diferentes (EUROPEAN COMISSION, 2014). Se for bem estruturado, o *cap and trade* pode ser uma ferramenta muito importante no impedimento dos danos consequentes da emissão de GEE.

O *cap and trade* nos Estados Unidos pode ser mais detalhado em cinco passos (EDF, 2012):

- 1) O governo determina o limite máximo de emissão dos GEE, orientado pela ciência do clima;
- 2) O governo distribui as “permissões” de emissão, cada uma representando a emissão de uma tonelada de dióxido de carbono, de forma que o número total seja igual ao limite máximo do país. As permissões podem ser distribuídas livremente para as firmas, ou podem ser leiloadas.
- 3) O monitoramento de emissões é feito pelas firmas, e reportado anualmente à Agencia de Proteção Ambiental americana (EPA (*Environmental Protection Agency*)).
- 4) Ao final de cada ano, cada firma regulada deve assegurar a compra de permissões necessárias para o cumprimento de suas emissões.
- 5) O mercado garante flexibilidade na maneira como as empresas conseguirão alcançar suas metas. Elas podem reduzir suas emissões, comprar as permissões de outras, ou ainda utilizar permissões não utilizadas de anos anteriores.

Os países do Anexo I podem comprar créditos de redução de emissões de outros países para alcançar a sua própria meta, através dos chamados mecanismos do protocolo de Quioto, que são (WOERDMAN, 2000):

1. Comércio Internacional de Emissões (*International Emissions Trading*);

2. Implementação Conjunta (*Joint Implementation*);
3. Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (*Clean Development Mechanism*).

A diferença desses mecanismos é designada basicamente pelos países entre os quais ocorrem as trocas. As comercializações entre os países do Anexo I ocorrem no Comércio Internacional de Emissões e na Implementação Conjunta, enquanto as comercializações entre os países do Anexo I e países em desenvolvimento ocorrem no Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL).

No Comércio Internacional de Emissões, as comercializações são baseadas nas permissões de emissão que cada firma do mercado possui. Essas permissões são chamadas de *Assigned Amount Unit* (AAU) e são negociadas quando um país emite menos do que o permitido, fazendo com que sobrem permissões para serem transacionadas (WOERDMAN, 2000). No entanto, algumas vezes essa sobra de permissões pode ocorrer devido à diminuição das atividades econômicas, e, nesse caso, não representam necessariamente uma melhora de eficiência em algum setor.

Na Implementação Conjunta e no Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, as reduções de emissões estão atreladas diretamente à existência de projetos que visam a diminuição de emissões, e não podem ocorrer por causa da diminuição da atividade econômica. Na Implementação Conjunta, o crédito comercializado é o *Emission Reduction Units* (ERUs), enquanto no MDL é o *Certified Emission Reductions* (CERs, ou Reduções Certificadas de Emissões) (WOERDMAN, 2000).

No MDL, é obrigatória a existência da transferência de tecnologia entre países, enquanto na Implementação Conjunta ela é facultativa (WOREDMAN, 2000). Os dois principais objetivos do MDL são (i) ajudar os países em desenvolvimento a atingirem o desenvolvimento sustentável através, inclusive, da transferência de tecnologia e (ii) ajudar os países do Anexo I a alcançarem as suas metas de redução de GEE estabelecidas pelo Protocolo de Quito (OECD, 2011). Estudos mostraram que as tecnologias demandadas em países de baixa e média renda podem ser bastante diferentes. Sendo assim, a maior parte dos projetos do MDL são desenvolvidos em países desenvolvidos um pouco mais ricos, principalmente na China. Para países de baixa renda os projetos desenvolvidos compreendem, por exemplo, energia solar para comunidades isoladas e melhora de eficiência em fornos (OECD, 2011).

Anexo I – Campos de Exploração nas Fases de Desenvolvimento e Produção nas Bacias de Campos e Santos

• Bacia de Campos

Tabela 63: Campos de exploração na fase de desenvolvimento na Bacia de Campos

Bacia Sedimentar	Estado	Localização	Campos	Concessionários (%)
Campos	Rio de Janeiro	Mar	Carapicu	Petrobras ¹ (100)
			Carataí	Petrobras ¹ (100)
			Maromba	Petrobras ¹ (62,5) / Chevron Brasil (37,5)
			Pitangola	¹ Statoil Brasil (60) / Sinochem Petróleo (40)
			Rêmora	¹ OGX (100)
			Tartaruga Mestiça	¹ Petrobras (100)
			Tartaruga Verde	¹ Petrobras (100)
			Tubarão Areia	¹ OGX (100)
			Tubarão Gato	¹ OGX (100)
			Tubarão Martelo	¹ OGX (100)
			Tubarão Tigre	¹ OGX (100)
			Xerelete	Petrobras ¹ (41,18) / BP Energy (17,65)/Total E&P Brasil (41,18)
	Espírito Santo		Xerelete Sul	Petrobras ¹ (50) / Total E&P Brasil (50)
			Baleia Anã	¹ Petrobras (100)
			Catuá	¹ Petrobras (100)
			Caxareu	¹ Petrobras (100)
			Mangangá	¹ Petrobras (100)
			Nautilus	¹ Shell Brasil (50) / ONGC Campos (27) / BC-10 Petróleo Ltda. (23)

Fonte: ANP, 2013

Tabela 64: Campos de exploração na fase de produção na Bacia de Campos

Bacia Sedimentar	Estado	Localização	Campos	Concessionários (%)
Campos	Rio de Janeiro	Mar	Albacora	Petrobras ¹ (100)
			Albacora Leste	Petrobras ¹ (90)/Repsol (10)
			Anequim	Petrobras ¹ (100)
			Badejo	Petrobras ¹ (100)
			Bagre	Petrobras ¹ (100)
			Barracuda	Petrobras ¹ (100)
			Bicudo	Petrobras ¹ (100)
			Bijupirá	Shell ¹ (80)/Petrobras (20)
			Bonito	Petrobras ¹ (100)
			Carapeba	Petrobras ¹ (100)
			Caratinga	Petrobras ¹ (100)
			Cherne	Petrobras ¹ (100)
			Congro	Petrobras ¹ (100)
			Corvina	Petrobras ¹ (100)
			Enchova	Petrobras ¹ (100)
			Enchova Oeste	Petrobras ¹ (100)
			Espadarte	Petrobras ¹ (100)
			Frade	Chevron Frade ¹ (51,7)/Frade Japão (18,3)/Petrobras (30)
			Garoupa	Petrobras ¹ (100)
			Garoupinha	Petrobras ¹ (100)
			Linguado	Petrobras ¹ (100)
			Malhado	Petrobras ¹ (100)
			Marimbá	Petrobras ¹ (100)
			Marlim	Petrobras ¹ (100)
			Marlim Leste	Petrobras ¹ (100)
			Marlim Sul	Petrobras ¹ (100)
			Moréia	Petrobras ¹ (100)
			Namorado	Petrobras ¹ (100)
			Nordeste de Namorado	Petrobras ¹ (100)
			Pampo	Petrobras ¹ (100)
			Papa-Terra	Chevron Brasil (37,5) / Petrobras ¹ (62,5)
			Parati	Petrobras ¹ (100)
			Pargo	Petrobras ¹ (100)
			Peregrino	Sinochem Petróleo (40) / Statoil Brasil (60)
			Piraúna	Petrobras ¹ (100)
			Polvo	Devon ¹ (60)/SK Brasil (40)
			Roncador	Petrobras ¹ (100)
			Salema	Shell ¹ (80)/Petrobras (20)
			Trilha	Petrobras ¹ (100)
			Tubarão Azul	OGX ¹ (100)
			Vermelho	Petrobras ¹ (100)
			Viola	Petrobras ¹ (100)
			Voador	Petrobras ¹ (100)

Bacia Sedimentar	Estado	Localização	Campos	Concessionários (%)
Campos	Espírito Santo	Mar	Abalone	¹ Shell Brasil (50) / ONGC Campos (27) / BC-10 Petróleo Ltda. (23)
			Argonauta	¹ Shell Brasil (50) / ONGC Campos (27) / BC-10 Petróleo Ltda. (23)
			Baleia Azul	¹ Petrobras (100)
			Baleia Franca	¹ Petrobras (100)
			Cachalote	¹ Petrobras (100)
			Jubarte	¹ Petrobras (100)
			Ostra	¹ Shell Brasil (50) / ONGC Campos (27) / BC-10 Petróleo Ltda. (23)
			Pirambu	¹ Petrobras (100)

Fonte: ANP, 2013

- **Bacia de Santos**

Tabela 65: Campos de exploração na fase de produção na Bacia de Santos

Bacia Sedimentar	Estado	Localização	Campo	Concessão	
Santos	Paraná	Mar	Caravela	Petrobras ¹ (100)	
			Coral	¹ Petrobras (35) / Panoro Energy (35) / Brasoil Coral (15) / BS-3 (15)	
	Rio de Janeiro		Lula	Petrobras ¹ (65) / BG Brasil (25) / Petrogal (10)	
			Tambaú	Petrobras ¹ (100)	
	São Paulo		Uruguá	Petrobras ¹ (100)	
			Baúna	Petrobras ¹ (100)	
			Lagosta	Petrobras ¹ (100)	
			Merluza	Petrobras ¹ (100)	
			Mexilhão	Petrobras ¹ (100)	
			Sapinhoá	¹ Petrobras (45) / BG Brasil (30) / Repsol Sinopec (25)	

Fonte: ANP, 2013

Tabela 66: Campos de exploração na fase de desenvolvimento na Bacia de Santos

Bacia Sedimentar	Estado	Localização	Campo	Concessão	
Santos	Paraná	Mar	Estrela do Mar	Panoro Energy (65) / ¹ Petrobras (35)	
			Atlanta	Shell Brasil ¹ (40) / Chevron Brasil (20) / Petrobras (40)	
	Rio de Janeiro		Búzios	Petrobras ¹ (100)	
			Carapia	Petrobras ¹ (100)	
			Oliva	Shell Brasil ¹ (40) / Chevron Brasil (20) / Petrobras (40)	
			Pirapitanga	Petrobras ¹ (100)	
			Tambuatá	Petrobras ¹ (100)	
	Santa Catarina		Cavalo-Marinho	Panoro Energy (50) / ¹ Petrobras (35) / Brasoil Cav Marinho (15)	
			Tubarão	Petrobras ¹ (100)	
	São Paulo		Bauna Sul	¹ Petrobras (80) / Karoon (20)	
			Guaiamá	Petrobras ¹ (100)	
			Lapa	¹ Petrobras (45) / BG Brasil (30) / Repsol Sinopec (25)	
			Piracucá	¹ Petrobras (63) / Repsol Sinopec (37)	

Fonte: ANP, 2013

Anexo II – Aspen HYSYS®

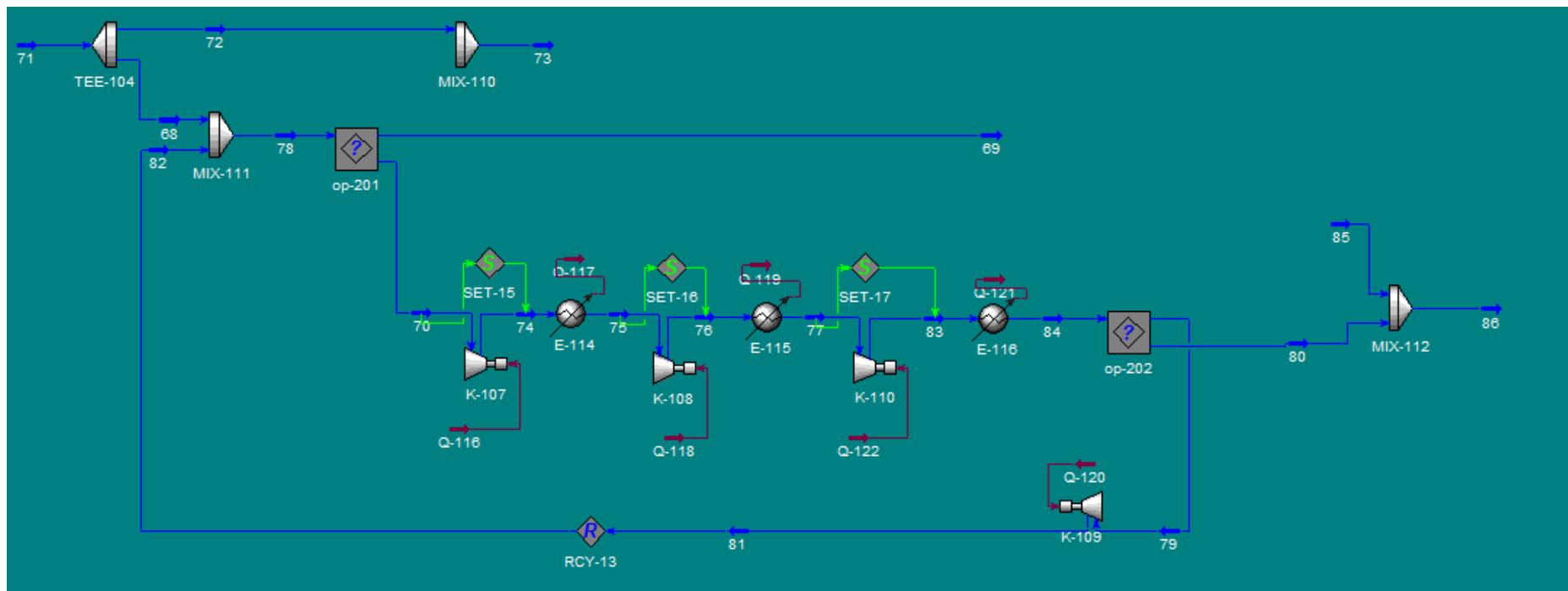


Figura 31: Tela do software Aspen HYSYS®, onde foram feitas as simulações para a captura de carbono.

Parâmetros da modelagem:

Área de membranas: 32.000 m²

Temperatura de alimentação: 47°C

Pressão de alimentação: 4.000 kPag

Recuperação de hidrocarbonetos: 95%

Anexo III - Exercício preliminar para elaboração de cenários de produção de gás não convencional no Brasil conforme SCHAEFFER *et al.*, 2014.

Durante a produção do *shale gas*, os padrões de fluxo no curto prazo são afetados pelo fluxo do poço ou pela rede de fratura hidráulica por poços estimulados. A longo prazo, os padrões são determinados pelas heterogeneidades do reservatório e os limites dos fluxos (CLARKSON, 2013).

A combinação entre as propriedades do reservatório, a geometria do poço e a fratura tem um impacto significativo sobre a sequência do fluxo nos reservatórios não convencionais (CLARKSON, 2013). A análise do reservatório depende de dois fatores principais: o volume do reservatório estimulado (influenciada diretamente pelas fraturas hidráulicas) e o reservatório depois da estimulação (NOBAKHT *et al.*, 2012). Contudo, NOBAKHT *et al.* (2012) indicam que o fator mais importante é o reservatório estimulado. Considerando um poço horizontal e faturamento múltiplo, para estimar preliminarmente a produção de um gás não convencional pode-se aplicar a formula denominada *Método Simplificado de Previsão de Produção* (NOBAKHT *et al.*, 2012).

Esse método considera que, no início da produção de gás, gera-se um fluxo linear durante um período de tempo, para depois atingir um fluxo cujas propriedades são dominadas pelas fronteiras do reservatório (“*boundary-dominated flow*”), o qual é representado por uma hipérbole declinada (NOBAKHT *et al.*, 2012). O fluxo “dominado pelas fronteiras” dependerá das características físicas do reservatório e das fraturas, o que fará com que o fluxo tenha uma queda mais pronunciada (NOBAKHT *et al.*, 2012).

Dessa forma, o método prioriza o estudo da geometria do poço horizontal multifraturado, da seguinte maneira: (i) as fraturas são igualmente espaçadas ao longo de um poço horizontal; (ii) o poço horizontal é revestido ou contribui pouco com o gás transportado, quando comparado com as fraturas; (iii) as propriedades das fraturas individuais são semelhantes.

O fluxo linear assume que a fratura possui uma condutividade infinita (permeabilidade alta e não perde pressão). Porém, origina-se uma queda de pressão no momento que o fluxo da fratura ingressa no poço. Este fato é expresso pela relação

inversa do fluxo do gás ($1/q$) versus a raiz quadrada do tempo (\sqrt{t}) (*skin effect*). Ademais, o *shale gas* é produzido sob alto rendimento para maximizar a produção, fazendo com que ele seja esgotado em um menor período de tempo. Dessa maneira, a metodologia assume que o fluxo do poço encontra-se com pressão constante, sendo representado graficamente de forma linear (NOBAKHT *et al.*, 2012).

A equação que definiria o fluxo linear seria:

$$\frac{1}{q} = m\sqrt{t} + b' \quad \text{Equação 1}$$

Onde:

Variável	Descrição	Unidade
q	Taxa de produção	mil ft ³ /dia
b'	Constante que representa efeitos próximos ao poço.	----
m	Graficamente é a interseção da inversa da velocidade do fluxo do gás ($1/q$) versus a raiz quadrada do tempo (\sqrt{t}).	----
t	Declinação da reta de produção do gás no fluxo linear	----
	Tempo de produção	dia

O fluxo dominado pelas fronteiras do reservatório se iniciará no final do fluxo linear (q_{elf}) e no tempo (t_{elf}). A variação do fluxo de produção no tempo, em relação ao t_{elf} , é representado por (D_{elf}). Eles são calculados mediante as seguintes equações:

$$q_{elf} = \frac{1}{m\sqrt{t_{elf}} + b'} \quad \text{Equação 2}$$

$$t_{elf} = \left[\frac{Ah(\phi\mu_g c_t)_i m (p_{pi} - p_{pwf})}{200.6T} \right]^2 \quad \text{Equação 3}$$

$$D_{elf} = \frac{1}{m\sqrt{t_{elf}} + b'} \times \frac{m}{2\sqrt{t_{elf}}} \quad \text{Equação 4}$$

Onde:

Variável	Descrição	Unidade
q_{elf}	Fluxo do gás no final do fluxo linear	mil ft ³ /dia
t_{elf}	Tempo no final do fluxo linear	dia
D_{elf}	Taxa de declínio correspondente a q_{elf}	----
h	Distância entre fraturas	ft
A	Área de drenagem do reservatório estimulado	ft ²
T	Temperatura do reservatório	°R
ϕ	Porosidade do reservatório	----
μ_g	Viscosidade do gás	cp

c_t	Compressibilidade total	psi^{-1}
p_{pi}	Pseudopressão na pressão inicial	psi^2/cp
p_{pwf}	Pseudopressão na pressão do fluxo	psi^2/cp

Dessa maneira, o fluxo dominado pelas fronteiras do reservatório é representado por uma hipérbole declinada mediante a seguinte equação:

$$q = \frac{q_{elf}}{[1 + bD_{elf}(t - t_{elf})]^{1/b}}$$

Equação 5

Onde b é a constante de declinação da hiperbólica, cujo valor recomendado por NOBAKHT *et al.* (2012), a partir da observação de diferentes poços produtores de *shale gas* nos Estados Unidos, é 0,5.⁴⁰

A adoção de análogos geológicos para estimativa de produção de gás não convencional é um exercício que deve ser realizado com muita cautela. Dada a ampla variação na produtividade de *plays* de folhelho, um dos principais problemas que surgem com a abordagem baseada na utilização de um análogo simples é a escolha apropriada do análogo. Na ausência de dados empíricos e visando uma estimativa preliminar, especialista têm sugerido uso de análise probabilística para lidar com esta incerteza (USGS, 2012). Uma outra opção, que foi adotada neste estudo, é adotar uma análise conservadora e optar pela analogia geológica adotando os parâmetros mais conservadores apropriados ao *play* cuja produção, em ordem de grandeza, se deseja estimar.

No presente estudo, primeiramente, foi utilizada a informação da produção observada de um poço para um período de tempo. Com essa informação, realiza-se a projeção do fluxo linear e o fluxo “dominado pela fronteira”. No caso do exercício aqui realizado, assumiu-se as características geológicas das bacias sedimentares brasileiras são similares às da bacia sedimentar do *Barnett*, bacia localizada nos Estados Unidos da América (EUA).

Umas das jurisdições com maior produção do *shale gas* na bacia sedimentar de *Barnett* é o município de Tarrant, estado de Texas (POWELL SHALE DIGEST, 2013). Dessa maneira, a produção observada escolhida foi de um poço dessa jurisdição (poço

⁴⁰ De fato, a análise realizada em um grupo de 44 poços com experiência de mais de 12 meses de produção no folhelho de Haynesville levou ao ajuste de uma curva hiperbólica para esses dados com uma constante b' de 1,1. No entanto, Berman *apud* Nobakht *et al.* (2012) argumenta que esta estimativa é otimista, sugerindo conservadoramente uma constante de 0,5 que poderia refletir mais precisamente a incerteza para os investidores. Vide discussão a respeito nas seções anteriores deste documento.

Nº 1H, concessão Nº 260852 – AARON B) (THE RAILROAD COMMISSION OF TEXAS, 2014).

As equações da metodologia de estimativa proposta dependem de informação observada em base diária. Porém, a informação publicamente disponível do poço 1H possui dados mensais. Portanto, foi necessário realizar um algoritmo com a finalidade trabalhar com dados diários. Para tanto, assumiu-se que os dados analisados ainda se encontram no fluxo linear. Adicionalmente, as informações das variáveis trabalhadas pertencem à bacia sedimentar do *Barnett*; porém elas não correspondem diretamente ao poço 1H. Por esse motivo é que o resultado possui uma margem de erro. Na tabela seguinte, descrevem-se os valores assumidos juntos com suas respectivas referências:

Tabela 67: Valores assumidos para estimação da produção de um poço horizontal de shale gas⁴¹.

Variável	Valor	Referência
m	0,00002	Dados trabalhados da base de dados de THE RAILROAD COMMISSION OF TEXAS (2014).
b'	0,00018	
A	2250000 ft ²	NOBAKHT <i>et al.</i> (2012)
h	100 ft	NOBAKHT <i>et al.</i> (2012)
\emptyset	0,100	NOBAKHT <i>et al.</i> (2012)
μ_g	0,0200 cp	SHARMA (2009)
c_{ti}	0,00031 psi ⁻¹	SHARMA (2009)
$p_{pi} - p_{pwf}$	3,34E+08 psi ² /cp	NOBAKHT <i>et al.</i> (2012)
T	150 °F	UZOH <i>et al.</i> (2010)

O relatório do MIT (2011) indica a probabilidade da taxa inicial de produção de vários poços da bacia sedimentar de *Barnet* em 2009 (Figura 32). Nessa figura pode-se verificar que a maior probabilidade é que um poço horizontal tenha uma produção na ordem de grandeza de 1000 mil ft³/dia (Mcf/day).

⁴¹ As unidades de medida são convertidas para o Sistema Internacional de Unidades (SI) depois de realizado os cálculos.

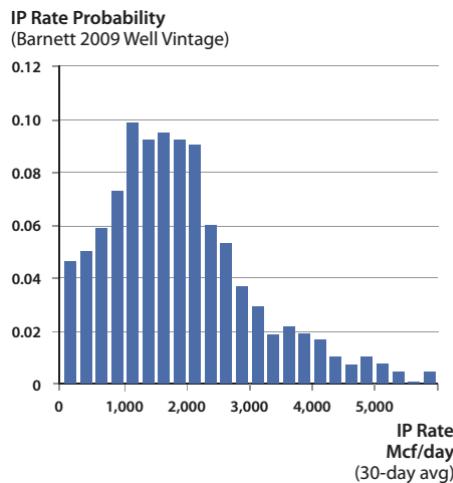


Figura 32: Variação de taxas de produção iniciais em poços da bacia sedimentar de Barnett em 2009

Fonte: MIT (2011)

Neste estudo, analisaram-se os dados observados de produção do poço 1H. Eles possuíam valores cinco vezes acima da média dada na Figura 32. De fato, o poço 1H possui uma produção equivalente a 5 poços horizontais em *Barnett*.

Além disso, o mesmo relatório do MIT (2011) apresenta curvas de produção em mil ft³/dia (MCF/day) de três bacias sedimentares dos EUA, entre elas a bacia do Barnett (Figura 33). Nessa figura, pode-se notar que a produção do gás não convencional tem sido interrompida ao cabo de cinco anos, quando a taxa de gás natural já não justifica economicamente a extração (a curva hiperbólica atinge a assíntota horizontal). Dessa forma, a simulação realizada neste estudo considerou que a produção de um poço horizontal no Brasil ocorrerá por 5 anos, quando, então, o poço será abandonado.

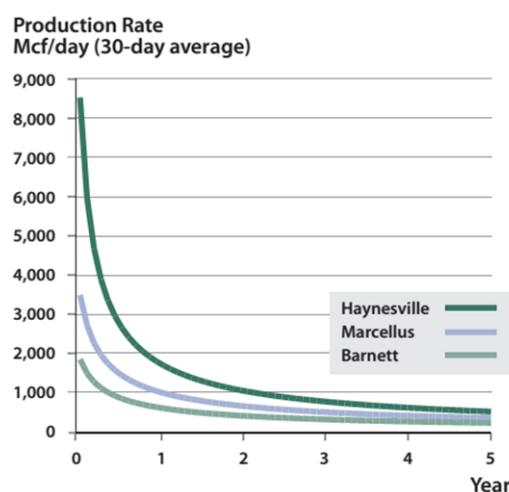


Figura 33: Período da produção do shale gas em três bacias sedimentares dos EUA.

Fonte: MIT (2011)

Segundo o POWELL SHALE DIGEST (2013), na bacia *Barnett* foram perfurados 14.272 poços horizontais desde 1982 a 2013, chegando a uma produção de 14 trilhões de ft³. Porém, foi apenas a partir de 2003 que começou a perfuração horizontal e o fraturamento hidráulico múltiplo. Nos últimos 12 anos e meio, o *Barnett* produziu 98,4% de sua produção de gás natural (POWELL SHALE DIGEST, 2013) – ver Figura 34.

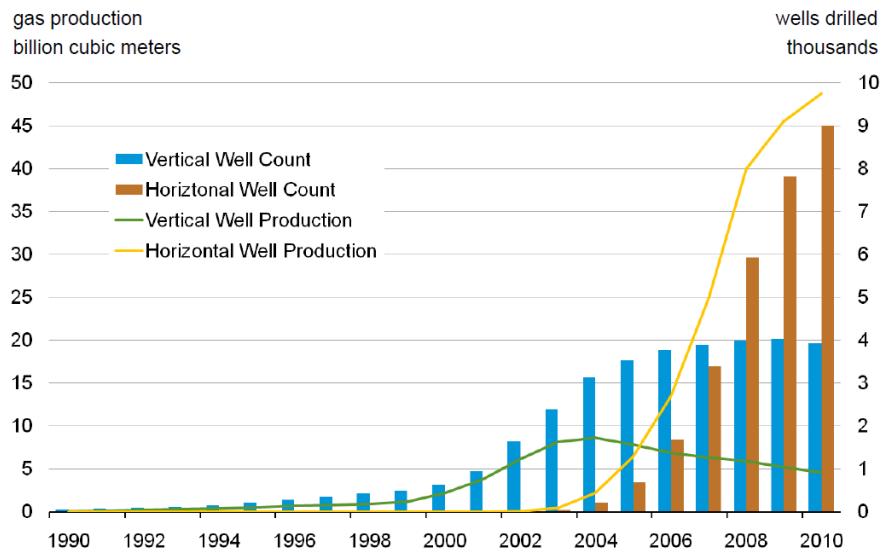


Figura 34: Perfuração e produção em Barnett - EUA.

Fonte: NEWELL (2011)

Com a finalidade de testar o modelo conceitual proposto por NOBAKHT *et al.* (2012), avaliaram-se os dados observados para um poço horizontal do poço 1H frente aos dados simulados, por um período de cinco anos. Dessa forma, obteve-se que o tempo em que o fluxo de gás, antes descrito pelo modelo linear, passa a ser dominado pelas fronteiras do reservatório acontece em aproximadamente em 2 anos 8 meses. Dessa forma, a produção de um poço horizontal se inicia com 956,45 mil ft³/dia (27,1 mil m³/dia) e finaliza o quinto ano com 114,67 mil ft³/dia (3,25 mil m³/dia). Além do mais, a produção acumulada de um poço horizontal atingiria os 538.742,54 mil ft³/dia (15.255,49 mil m³/dia). Este resultado do modelo é consistente com as curvas verificadas em *Barnett*. De fato, na Figura 35, apresenta-se o exercício realizado para estimativa da produção do poço horizontal observado 1H e a simulação para cinco anos de produção.

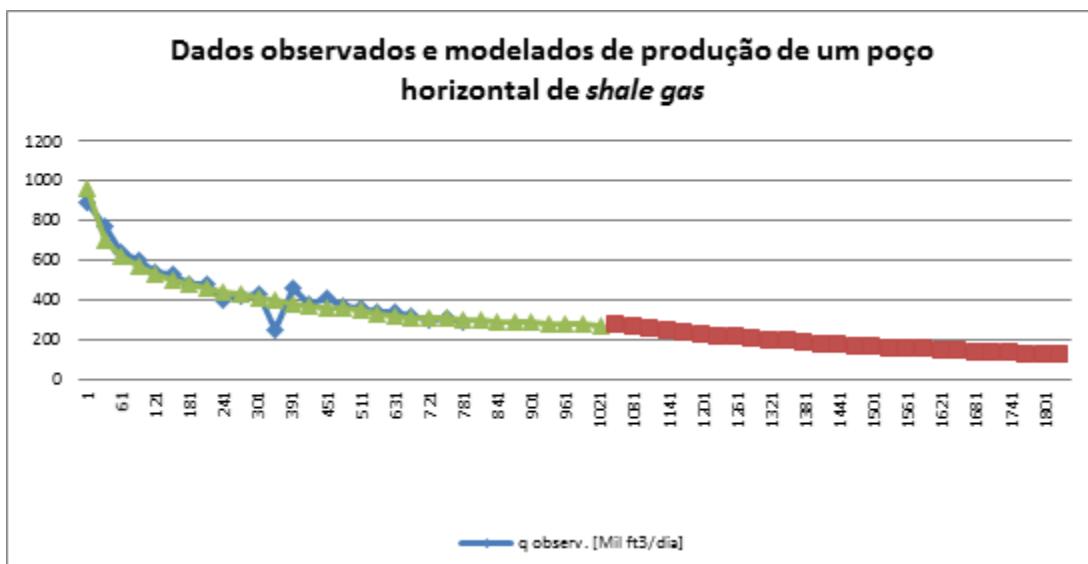


Figura 35: Produção do poço horizontal observada e a simulada para cinco anos de produção

Fonte: Elaboração própria

Referências do Anexo III:

- CLARKSON, C. R., 2013. Production data analysis of unconventional gas wells: Review of theory and best practices. *International Journal of Coal Geology*, v.109–110, p.101–146.
- MIT, 2011. The Future of Natural Gas, an interdisciplinary MIT Study.
- NEWELL, 2011. Shale Gas and the Outlook for U.S. Natural Gas Markets and Global Gas Resources. Organization for Economic Cooperation and Development (OECD). Apresentação na U.S. Energy Information Administration.
- NOBAKHT; MOGHADAM, S; ANDERSON, D. M.; MATTAR, L, 2012. *Simplified Forecasting of Tight/Shale-Gas Production in Linear Flow*. Society of Petroleum Engineers.
- POWELL SHALE DIGEST, 2013. *Barnett Shale Passes 14 Trillion Cubic Feet In Natural Gas Production*. Disponível em <www.shaledigest.com>.
- THE RAILROAD COMMISSION OF TEXAS, 2014. *Oil & Gas Production Data Query*. Disponível em: <<http://webapps.rrc.state.tx.us/PDQ/generalReportAction.do;jsessionid=CTctTdrp9WtxnCITGL4GL16sHGgdyT7Vd8J5WftjP7G7gk1gH8Zp!709583247>>.
- USGS, 2012. US World Geological Survey Petroleum Assessment—Assessment of Undiscovered Conventional Oil and Gas Resources of South America and the Caribbean, 2012. Washington, DC.