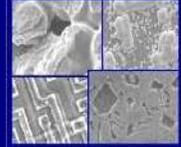




PUCRS

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO GRANDE DO SUL
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA E
TECNOLOGIA DE MATERIAIS**

Faculdade de Engenharia
Faculdade de Física
Faculdade de Química



PGETEMA

**ASSOCIAÇÃO DE FONTES EMISSORAS E RESERVATÓRIOS POTENCIAIS
PARA ARMAZENAMENTO GEOLÓGICO DE CO₂ NA BACIA DE CAMPOS,
BRASIL**

GABRIELA CAMBOIM ROCKETT
BACHAREL EM GEOGRAFIA

**DISSERTAÇÃO PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE MESTRE EM ENGENHARIA
E TECNOLOGIA DE MATERIAIS**

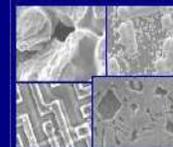
Porto Alegre
Agosto, 2010



PUCRS

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO GRANDE DO SUL
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA E
TECNOLOGIA DE MATERIAIS**

Faculdade de Engenharia
Faculdade de Física
Faculdade de Química



PGETEMA

**ASSOCIAÇÃO DE FONTES EMISSORAS E RESERVATÓRIOS POTENCIAIS
PARA ARMAZENAMENTO GEOLÓGICO DE CO₂ NA BACIA DE CAMPOS,
BRASIL**

GABRIELA CAMBOIM ROCKETT

BACHAREL EM GEOGRAFIA

Orientador: Prof. Dr. João Marcelo Medina Ketzer

Coorientadora: Prof. Dra. Andrea Ramirez Ramirez (Utrecht University)

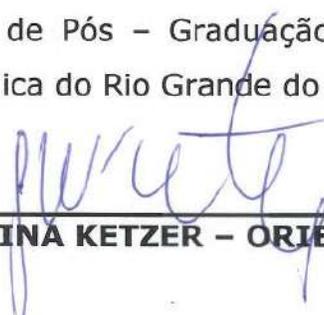
Dissertação realizada no Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais (PGETEMA) da Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia e Tecnologia de Materiais.

**Porto Alegre
Agosto, 2010**

**ASSOCIAÇÃO DE FONTES EMISSORAS E
RESERVATÓRIOS POTENCIAIS PARA
ARMAZENAMENTO GEOLÓGICO DE CO₂ NA BACIA DE
CAMPOS, BRASIL**

CANDIDATA: GABRIELA CAMBOIM ROCKETT

Esta dissertação foi julgada para obtenção do título de *MESTRE EM ENGENHARIA E TECNOLOGIA DE MATERIAIS* e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós - Graduação em Engenharia da Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul.



DR. JOÃO MARCELO MEDINA KETZER - ORIENTADOR - PUCRS

BANCA EXAMINADORA



DR. JORGE ALBERTO VILLWOCK - IMA/PUCRS



DRA. ELEANI MARIA DA COSTA - PGETEMA/PUCRS

*Escolhe um trabalho de que
gostes, e não terás que trabalhar
nem um dia na tua vida.
(Confúcio)*

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a todas as pessoas que me apoiaram nesta jornada.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a minha mãe, Maria Teresa, por todos os ensinamentos ao longo da vida e pelo amor incondicional. Ao meu pai, Paulo Roberto, pelo exemplo de perseverança em busca dos nossos objetivos.

Agradeço a todos os meus amigos e familiares que influenciaram positivamente na realização deste trabalho e torceram por mim. Ao Artur, pelo companheirismo.

Meus mais sinceros agradecimentos ao meu orientador João Marcelo Medina Ketzer, pelos seus ensinamentos, disponibilidade e atenção durante o desenvolvimento desta pesquisa. Agradeço-o também pela oportunidade de realizar esta dissertação em conjunto com a Universidade de Utrecht, onde atuei como pesquisadora convidada de mestrado durante 3 meses.

Agradeço as minhas co-orientadoras Andrea Ramirez Ramirez e Machteld van den Broek, da Universidade de Utrecht, pela atenção dispensada no desenvolvimento de parte desta pesquisa, sempre dispostas e paciosas em me ensinar a modelar os custos para implantação de sequestro geológico de CO₂.

Aos colegas e amigos do CEPAC, especialmente Gesi, Lia, Clau, Vivi, Martinha, Naná, Felipe, Marti, Cristian e Daniel, pelo apoio e momentos de descontração. À Letícia Hoppe pelas sugestões e atenção dispensada me ensinando um pouco de economia.

Agradeço aos queridos professores Jorge Alberto Villwock e Eleani Maria da Costa, participantes da minha banca, pelas sugestões e elogios.

À PETROBRAS pelo apoio financeiro à pesquisa.

Agradeço, por fim, a todos que de alguma forma contribuíram e me incentivaram ao longo destes dois anos.

SUMÁRIO

DEDICATÓRIA	5
AGRADECIMENTOS	6
SUMÁRIO	7
LISTA DE FIGURAS	10
LISTA DE TABELAS	15
LISTA DE QUADROS	17
LISTA DE SIGLAS	18
RESUMO	20
ABSTRACT	21
1. INTRODUÇÃO	22
2. OBJETIVOS	25
2.1. Objetivos Específicos	25
3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	27
3.1. Aquecimento Global e Mudanças Climáticas	27
3.2. Sequestro Geológico de CO ₂	32
3.2.1. Captura e Transporte de CO ₂	33
3.2.2. Armazenamento Geológico de CO ₂	38
3.2.2.1. Campos de Petróleo	40
3.2.2.2. Aquíferos Salinos Profundos	42
3.2.2.3. Camadas de Carvão	42
3.2.3. Critérios para Avaliação de Bacias para Armazenamento Geológico de CO ₂	43
3.2.4. Distribuição Geográfica e Estimativa da Capacidade de Armazenamento	45
3.3. Sistema de Informações Geográficas (SIG)	51
3.3.1. SIG e Associação entre Fontes de CO ₂ e Reservatórios Geológicos para Armazenamento de CO ₂	54
3.3.1.1. Associação Fontes-Reservatórios para Sequestro Geológico de CO ₂ no Brasil	60

3.4. Área de Estudo: Bacia de Campos, Brasil.....	65
3.4.1. Localização	66
3.4.2. Contexto Geológico	68
3.4.2.1. Estratigrafia e Evolução Estrutural da Bacia de Campos	69
3.4.2.2. Reservatórios	71
3.4.3. Exploração de Hidrocarbonetos na Bacia de Campos	72
4. MATERIAIS E MÉTODOS	75
4.1. Dados	75
4.1.1. Fontes Emissoras de CO ₂	75
4.1.2. Dutos	77
4.1.3. Reservatórios Geológicos	78
4.1.3.1. Localização	79
4.1.3.2. Profundidade e Espessura dos Reservatórios	80
4.1.3.3. Porosidade e Permeabilidade	81
4.1.3.4. Grau de Densidade API do Óleo	82
4.1.3.5. Reservas de Petróleo e Volume Original de Óleo <i>in situ</i>	83
4.1.3.6. Poços Existentes	83
4.1.3.7. Injectividade / Taxa de Injeção	84
4.2. Estimativa da Capacidade de Armazenamento	85
4.2.1. Densidade do CO ₂ nas Condições do Reservatório	86
4.2.2. Fator de Recuperação e Volume Original de Óleo <i>in situ</i>	87
4.2.3. Fator do Volume de Formação, Volume de Água injetada e Produzida ...	87
4.3. Classificação dos Campos Potenciais para Armazenamento de CO₂ na Bacia de Campos	87
4.3.1. Etapa do Armazenamento de CO ₂	89
4.3.2. Etapa do Transporte de CO ₂	91
4.3.3. Etapa da Captura de CO ₂	92
4.4. Modelagem Econômica para Implementação de CCS em Larga Escala na Bacia de Campos em 2025	95
4.4.1. Reservatórios Geológicos	97
4.4.1.1. Custos de Armazenamento de CO ₂	97
4.4.2. Fontes Emissoras e Captura	100
4.4.2.1. Custos de Captura de CO ₂	101
4.4.3. Agrupamento e Transporte de CO ₂	102

4.4.3.1. Custos de Transporte de CO ₂	104
4.4.4. Cenários de Redução de Emissões.....	106
4.4.4.1. Estimativa de Quantidade de Óleo Recuperável através da Recuperação Terciária de Petróleo (EOR) e Abatimento de Custo	107
5. RESULTADOS E DISCUSSÕES	111
5.1. Capacidade de Armazenamento de CO₂ nos Campos de Petróleo da Bacia de Campos	111
5.2. Classificação dos Campos de Petróleo da Bacia de Campos – Potencialidade para Armazenamento de CO₂.....	116
5.2.1. Histogramas de Frequência dos Critérios Avaliados	125
5.3. Modelagem Econômica para Implementação de CCS em Larga Escala na Bacia de Campos em 2025	129
5.3.1. Cenários de Redução de Emissões.....	146
5.3.1.1. Estimativa de Quantidade de Óleo Recuperável através da Recuperação Terciária de Petróleo (EOR) e Abatimento de Custo	154
6. CONCLUSÕES	159
7. PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS	165
8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	166
APÊNDICE A: TABELA DE DADOS DOS RESERVATÓRIOS DA BACIA DE CAMPOS.....	191
APÊNDICE B: COLETÂNEA DE ARTIGOS CONSULTADOS / ARTIGOS COM DADOS DOS CAMPOS DE PETRÓLEO DA BACIA DE CAMPOS 192	
APÊNDICE C: PLANILHA DE MODELAGEM DE CUSTOS DE ARMAZENAMENTO (ANO DE 2025)	196
APÊNDICE D: PLANILHA DE MODELAGEM DE CUSTOS DE TRANSPORTE (ANO DE 2025) – DUTOS-TRONCO	198
APÊNDICE E: GRUPOS / CLUSTERS DE FONTES EMISSORAS DE CO₂	200
APÊNDICE F: ESTIMATIVA DA QUANTIDADE DE ÓLEO RECUPERÁVEL ATRAVÉS DA RECUPERAÇÃO TERCIÁRIA DE PETRÓLEO (EOR) E ABATIMENTO DE CUSTO.....	202

LISTA DE FIGURAS

- Figura 3.1. Concentração de CO₂ na atmosfera desde 400.000 anos atrás (Hansen, 2005). 27
- Figura 3.2. Alterações observadas entre 1850 e 2000 em (a) temperatura média de superfície global; (b) elevação global do nível do mar (c) cobertura de neve do hemisfério norte (meses de março e abril). Alterações relativas a médias correspondentes para o período 1961-1990. Curvas representam valores médios por década, enquanto círculos mostram valores anuais. As áreas sombreadas são os intervalos de incerteza estimados a partir de análises abrangentes de incertezas conhecidas (a e b) e a partir de séries de tempo (c) (IPCC, 2007a). 29
- Figura 3.3. Cenários de estratégias globais de redução de emissões. As linhas contínuas são médias globais multi-modelos de aquecimento superficial (relativos a 1980-1999) para os cenários A2, A1B e B1, mostrados como continuações das simulações do século 21. O sombreado denota a variação de desvio padrão para mais ou menos de meios anuais de modelo individual (IPCC, 2007b). 30
- Figura 3.4. Sete cunhas de estabilização das concentrações de CO₂ na atmosfera. As 7 tecnologias representadas pelas cunhas são as discriminadas a seguir: aumento da eficiência energética em geral; redução no teor de carbono nos combustíveis usados para geração de energia em termelétricas; uso de energias renováveis; uso de hidrogênio; uso de energia nuclear; sequestro de carbono por biomassa e sequestro geológico de carbono (adaptado de Socolow et al., 2004). 32
- Figura 3.5. Tecnologias para Captura de CO₂ (adaptado de IPCC, 2005). 34
- Figura 3.6. Carbidutos na América do Norte (Fonte: IPCC, 2005 – Cortesia do Oil and Gas Journal). 36
- Figura 3.7. Custo relativo por tonelada de CO₂ transportado por navios, e dutos *onshore* e *offshore*. (Modificado de IPCC, 2005). 37
- Figura 3.8. Reservatórios geológicos capazes de armazenar CO₂ (CEPAC). 38
- Figura 3.9. Diagrama profundidade versus densidade do CO₂ e volume relativo ocupado pelo CO₂ (IPCC, 2005). 39
- Figura 3.10. Pirâmide tecno-econômica recurso-reserva para armazenamento de CO₂ (Bachu et al., 2007). 47

Figura 3.11. Estimativa de prospectividade para armazenamento geológico de CO ₂ das bacias sedimentares do mundo (Bradshaw e Dance, 2004).	50
Figura 3.12. Relação geográfica entre epicentros de terremotos e prospectividade das bacias sedimentares para armazenamento de CO ₂ (Bradshaw e Dance, 2004).	51
Figura 3.13. Localização das fontes emissoras de CO ₂ e prospectividade das bacias sedimentares mundiais para armazenamento de CO ₂ (Bradshaw e Dance, 2004).	55
Figura 3.14. Distribuição das maiores fontes estacionárias de CO ₂ e reservatórios geológicos (bacias petrolíferas e de carvão e formações aquíferas salinas) nos Estados Unidos, excluindo-se Alasca e Hawaii (Ambrose et al., 2009).	58
Figura 3.15. Nós de maiores emissões de CO ₂ , suas emissões relativas que podem ser sequestradas comparadas com o total líquido de emissões de 1998, a distância até o reservatório para armazenamento mais próximo e a estimativa de custos (Bradshaw et al., 2004).	60
Figura 3.16. Brasil: fontes estacionárias de CO ₂ e bacias sedimentares em amarelo (Ketzer et al., 2007).	62
Figura 3.17. Associação entre fontes de CO ₂ e sumidouro geológico na bacia do Paraná, Brasil (Caporale et al., 2007).	63
Figura 3.18. Localização da Bacia de Campos, Brasil [Fonte de dados: Milani et al. (2007) – limite da Bacia de Campos; CPRM (2003) – limites campos de petróleo; Fontanelli et al. (2009) – limite campo de Jubarte]	67
Figura 3.19. Seção geológica generalizada das bacias da margem continental oriental brasileira, mostrando as principais megasequências (Modificado de Bruhn, 1998)	69
Figura 3.20. Carta estratigráfica da Bacia de Campos, Brasil (Milani et al., 2007). ..	71
Figura 4.1. Emissões de CO ₂ por setor de fontes estacionárias (elaborado pelo autor com base em dados de IEA GHG, 2006).	76
Figura 4.2. Dutos existentes no Brasil	78
Figura 4.3. Localização geográfica dos 17 campos de petróleo analisados nesta pesquisa.	80

Figura 4.4. Representação esquemática da metodologia utilizada na análise de viabilidade econômica para implantação de CCS em larga escala na Bacia de Campos, Brasil.....	96
Figura 4.5. Método do agrupamento: <i>cluster</i> de fontes e reservatórios para otimização de custos com transporte (Brederode, 2008).....	103
Figura 5.1. Capacidade de armazenamento de CO ₂ em campos de petróleo na Bacia de Campos.....	112
Figura 5.2. Capacidade de armazenamento de CO ₂ por reservatórios nos campos de petróleo da Bacia de Campos, Brasil.....	113
Figura 5.3. Capacidade de armazenamento de CO ₂ nos campos de petróleo Bacia de Campos, Brasil: contribuição por reservatório.....	114
Figura 5.4. Campos de petróleo da Bacia de Campos e capacidade de armazenamento de CO ₂	115
Figura 5.5. Potencial para armazenamento de CO ₂ nos campos de petróleo da Bacia de Campos, Brasil.....	116
Figura 5.6. Fontes emissoras de CO ₂ e raio de 300 km a partir de cada campo de petróleo (Albacora, Carapeba, Garoupa, Jubarte, Roncador e Vermelho).....	121
Figura 5.7. Fontes emissoras de CO ₂ e raio de 300 km a partir de cada campo de petróleo (Badejo, Enchova/Bonito, Linguado, Pampo)	122
Figura 5.8. Fontes emissoras de CO ₂ e raio de 300 km a partir de cada campo de petróleo (Barracuda, Caratinga, Malhado, Marlim, Namorado).....	123
Figura 5.9. Fontes emissoras de CO ₂ e raio de 300 km a partir de cada campo de petróleo (Corvina e Marimbá).....	124
Figura 5.10. Campos de petróleo da Bacia de Campos e emissões de CO ₂ associadas em um raio de 300 km.....	125
Figura 5.11. Histogramas de frequência dos critérios avaliados na etapa de armazenamento de CO ₂	126
Figura 5.12. Histograma de frequência do critério avaliado na etapa de transporte de CO ₂	128
Figura 5.13. Histograma de frequência do critério “massa de CO ₂ associada” avaliado na etapa de captura de CO ₂	128

- Figura 5.14. Fontes emissoras de CO₂ localizadas dentro do raio de 800 km a partir do ponto central dos campos de petróleo analisados da Bacia de Campos..... 130
- Figura 5.15. Fontes emissoras estacionárias de CO₂ nas proximidades da Bacia de Campos (raio de 800 km), assumindo-se que todas as termelétricas serão substituídas por plantas NGCC em 2025: (A) Responsabilidade de emissão de CO₂ por setor e (B) Número de plantas e emissões totais de CO₂ por setor. 132
- Figura 5.16. *Clusters* de fontes emissoras de CO₂, *cluster* dos reservatórios geológicos e respectivos *hubs*. 133
- Figura 5.17. (A) Rede de oleodutos e gasodutos existentes no território brasileiro; (B) Trajetórias das linhas de dutos-tronco projetadas para modelagem de custos. Notar que as trajetórias projetadas seguem o mesmo trajeto das linhas de dutos já existentes e, nas porções onde as mesmas não estão presentes, foram projetadas considerando-se a menor distância em linha reta até uma linha de dutos existente..... 135
- Figura 5.18. CO₂ potencialmente capturável das 48 fontes estacionárias próximas à Bacia de Campos: (A) Quantidade de CO₂ capturável por *cluster* e (B) Quantidade de CO₂ potencialmente capturável por setor. 136
- Figura 5.19. Gráfico de custo de captura de CO₂ nas fontes emissoras associadas à Bacia de Campos. Notar que o aumento de custo se dá a medida que fontes emissoras com custo mais elevado de captura são consideradas. 138
- Figura 5.20. Gráfico de custo de armazenamento de CO₂ (excetuando-se captura e transporte) nos campos de petróleo da Bacia de Campos (custo x potencial cumulativo por ano) 139
- Figura 5.21. Gráfico de custo de armazenamento de CO₂ (excluindo-se captura e transporte) nos campos de petróleo da Bacia de Campos (custo x capacidade potencial cumulativa) 141
- Figura 5.22. Mapa temático - custo de armazenamento de CO₂ nos campos de petróleo da Bacia de Campos. 142
- Figura 5.23. Gráfico de custo de transporte de CO₂ (linhas de dutos-tronco) para armazenamento nos campos de petróleo da Bacia de Campos (referentes aos dutos operando com a quantidade máxima de CO₂ proveniente dos respectivos *clusters*) 143
- Figura 5.24. Custo de transporte de CO₂ nas linhas de dutos-tronco. 145

- Figura 5.25. Gráfico de custo de captura e transporte de CO₂ X fontes emissoras analisadas. 146
- Figura 5.26. Cenários de redução de emissões na metodologia 1 (cenários criados a partir da seleção das fontes emissoras com menor custo unitário para o processo de captura de CO₂) e metodologia 2 (cenários criados a partir da seleção dos *clusters* de fontes com custo médio de captura mais reduzido): (A) Custo médio para implementação de CCS em larga escala na Bacia de Campos (inclui custo de captura, transporte e armazenamento); (B) origem do CO₂ em cada cenário. 149
- Figura 5.27. Custo médio total para implantação de sequestro geológico de CO₂ na Bacia de Campos e contribuição de cada etapa nos diferentes cenários modelados na (A) metodologia 1 - cenários criados a partir da seleção das fontes emissoras com menor custo unitário para o processo de captura de CO₂ e (B) metodologia 2 - cenários criados a partir da seleção dos *clusters* de fontes com custo médio de captura mais reduzido 152
- Figura 5.28. Estimativa de custos com despesas para a implantação da atividade de sequestro geológico de CO₂ e de receita gerada pela venda do óleo potencialmente recuperável por EOR no ano de 2025 (considerando-se sequestro geológico anual de 35 Mt CO₂). 156

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1. Concentração de CO ₂ no gás de exaustão, por tipo de indústria (IEA GHG, 2002; Mustafá; Barbosa; Rocha, 2003)	35
Tabela 3.2. Capacidade de armazenamento nos diferentes reservatórios geológicos (IEA, 2005)	39
Tabela 3.3. Capacidade de armazenamento das principais bacias sedimentares brasileiras (elaborado pelo autor com base em dados de Ketzer et al., 2007)	64
Tabela 4.1. Emissão total de CO ₂ por setor no Brasil (elaborado pelo autor com base em dados da IEA GHG, 2006)	76
Tabela 4.2. Parâmetros utilizados para definição da injectividade média por campo de petróleo da Bacia de Campos	85
Tabela 4.3. Injectividades assumidas para cada campo de petróleo	85
Tabela 4.4. Critérios de avaliação da etapa de armazenamento de CO ₂ : classes definidas e pesos atribuídos	90
Tabela 4.5. Critérios de avaliação da etapa de transporte de CO ₂ : classes definidas e pesos atribuídos	91
Tabela 4.6. Critério “quantidade das fontes emissoras associadas” da avaliação da etapa de captura de CO ₂ : classes definidas e pesos atribuídos	92
Tabela 4.7. Fontes emissoras de CO ₂ associadas aos campos de petróleo da Bacia de Campos (raio-limite de 300 km) – setores e concentração de CO ₂ no efluente	93
Tabela 4.8. Critério “qualidade das fontes associadas” da avaliação da etapa de captura de CO ₂ : classes definidas e pesos atribuídos	94
Tabela 4.9. Parâmetros de custos para armazenamento de CO ₂ , excetuando-se captura e transporte (Broek et al., 2010)	98
Tabela 4.10. Parâmetros de custos de captura de CO ₂ utilizados neste estudo	102
Tabela 4.11. Parâmetros utilizados para cálculo de custos de transporte de CO ₂ ..	106
Tabela 5.1. Tabela de avaliação da potencialidade para armazenamento de CO ₂ na Bacia de Campos – etapa de armazenamento	117

Tabela 5.2. Tabela de avaliação da potencialidade para armazenamento de CO ₂ na Bacia de Campos – etapas de captura, transporte e avaliação final ...	118
Tabela 5.3. Inventário de fontes emissoras para modelagem econômica de armazenamento de CO ₂ na Bacia de Campos	130
Tabela 5.4. Quantidade de CO ₂ emitida pelas fontes emissoras estacionárias de cada <i>cluster</i>	134
Tabela 5.5. Modelagem de transporte de CO ₂ – fluxo, extensão e diâmetro dos dutos e número de estações de recompressão.	144
Tabela 5.6. Fontes emissoras com menor custo para captura e transporte de CO ₂ para armazenamento na Bacia de Campos.....	145
Tabela 5.7. Quantidade de óleo recuperável por EOR nos campos de petróleo da Bacia de Campos por ano, Custo total anual de captura, armazenamento e transporte e estimativa de abatimento de custo pela venda do óleo recuperado para o ano de 2025*	157

LISTA DE QUADROS

- Quadro 4.1. Equivalência entre campos de petróleo para definição de parâmetros de porosidade e permeabilidade para os campos os quais os dados não estavam disponíveis.....82
- Quadro 4.2. Critérios de avaliação utilizados para a classificação dos campos potenciais para armazenamento geológico de CO₂ na Bacia de Campos.88

LISTA DE SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
APEC	Cooperação Econômica do Pacífico Asiático (<i>Asia Pacific Economic Cooperation</i>)
CARBMAP	Mapa Brasileiro de Sequestro Geológico de Carbono
CCS	Sequestro de CO ₂ / Captura e Armazenamento de Carbono (<i>Carbon Capture and Storage</i>)
CEPAC	Centro de Excelência em Pesquisa sobre Armazenamento de Carbono
CGEE	Centro de Gestão e Estudos Estratégicos
CNT	Confederação Nacional de Transporte
CONAMA	Conselho Nacional do Meio Ambiente
CPRM	Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais
CSLF	Fórum de Liderança em Sequestro de Carbono (<i>Carbon Sequestration Leadership Forum</i>)
DOE/NETL	Departamento de Energia dos Estados Unidos / Laboratório Nacional de Tecnologia da Energia (<i>U.S. Department of Energy / National Energy Technology Laboratory</i>)
ECBM	Recuperação Avançada de Metano (<i>Enhanced Coal Bed Methane</i>)
EGR	Recuperação Avançada/Terciária de Gás (<i>Enhanced Gas Recovery</i>)
EOR	Recuperação Avançada/Terciária de Óleo (<i>Enhanced Oil Recovery</i>)
IEA GHG	Programa de P&D em Gases de Efeito Estufa da Agência Internacional de Energia (<i>International Energy Agency Greenhouse Gas R&D Programme</i>)
IPCC	Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>)
MARKAL	<i>Market Allocation Model</i>
NGCC	Ciclo Combinado à Gás Natural (<i>Natural Gas Combined Cycle</i>)
ONIP	Organização Nacional da Indústria do Petróleo
PETROBRAS	Petróleo Brasileiro S/A

PUCRS	Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul
RECOPOL	Projeto: <i>Reduction of CO₂ emission by means of CO₂ storage in coal seams in the Silesian Coal Basin of Poland</i>
SIG (GIS)	Sistema de Informações Geográficas (<i>Geographic Information System</i>)
TRANSPETRO	Petrobras Transporte S/A

RESUMO

ROCKETT, Gabriela Camboim. **ASSOCIAÇÃO DE FONTES EMISSORAS E RESERVATÓRIOS POTENCIAIS PARA ARMAZENAMENTO GEOLÓGICO DE CO₂ NA BACIA DE CAMPOS, BRASIL**. Porto Alegre. 2010. Dissertação. Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais, PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO GRANDE DO SUL. 202p.

As emissões antrópicas de gases de efeito estufa têm contribuído significativamente para o aumento da temperatura média do planeta, sendo responsável por alterações climáticas que já são observadas atualmente. Neste contexto, o sequestro geológico de carbono (CCS) é uma atividade promissora que visa contribuir para a redução de emissão de gases causadores do efeito estufa e a mitigação de alterações climáticas, por meio do armazenamento de CO₂ em formações geológicas adequadas. Visando contribuir para o planejamento e direcionamento de investimento e pesquisas em sequestro de carbono no Brasil, foi feita nesta pesquisa uma análise espacial-técnica-econômica de associação entre fontes estacionárias emissoras de CO₂, infraestrutura de transporte e reservatórios geológicos para implantação de CCS em larga escala na Bacia de Campos, Brasil. Os dados coletados foram analisados através de um sistema de informações geográficas (SIG) e de modelagem econômica desenvolvida na Universidade de Utrecht (Holanda). Os resultados mostram que a Bacia de Campos possui grande potencial para armazenamento de CO₂ nos 17 campos de petróleo analisados (950 MtCO₂), sendo que 75,8% da capacidade corresponde aos campos de Marlim, Barracuda, Albacora e Roncador. A modelagem de custos indica que nestes 4 campos de petróleo o custo da etapa de armazenamento (excluindo-se captura e transporte) não ultrapassa 4 €/tCO₂. O custo médio para implementação de CCS em larga escala também foi estimado através de modelagem de cenários de redução de emissões de CO₂ em 35, 30, 20 e 10 Mt por ano. A quantidade de óleo potencialmente recuperável com a prática de recuperação avançada de óleo (EOR) também foi estimada para cada cenário de redução de emissões.

Palavras-Chaves: Associação Fontes-Reservatórios de CO₂. Modelagem Econômica. SIG. Sequestro Geológico de CO₂. Bacia de Campos.

ABSTRACT

ROCKETT, Gabriela Camboim. **MATCHING CO₂ SOURCES AND POTENTIAL SINKS FOR GEOLOGICAL STORAGE IN CAMPOS BASIN, BRAZIL**. Porto Alegre. 2010. Master Thesis. Pos-Graduation Program in Materials Engineering and Technology, PONTIFICAL CATHOLIC UNIVERSITY OF RIO GRANDE DO SUL. 202p.

Anthropogenic emissions of greenhouse gases have significantly contributed to the increase in average temperature of the Planet, and are responsible for climate change that are currently being observed. Carbon capture and storage (CCS) is one of the most promising technologies to reduce greenhouse gas emissions and mitigate climate change by means of CO₂ storage in suitable geologic formations. Aiming to contribute for CCS planning and research investments in Brazil, it was developed in this work a spatial-technical-economic analysis taking into account CO₂ stationary sources, transport infrastructure and geological reservoir for large scale CCS deployment in the Campos Basin, Brazil. A geographic information system (GIS) was used for the collected data analysis and an economic model developed at Utrecht University was applied. Results show that Campos Basin has a large potential for CO₂ storage (950 MtCO₂), taking into account the 17 studied hydrocarbon fields. 75,8% of Campos Basin's storage capacity is in Marlim, Barracuda, Albacora and Roncador oilfields. In these 4 oilfields, CO₂ can be stored at cost lower than 4 €/tCO₂, excluding capture and transport costs. Average costs for large scale CCS deployment were also estimated, through emission reduction scenarios of 35, 30, 20, and 10 Mt/year. The amount of potential recoverable oil by means of EOR techniques was also estimated for each emission reduction scenario.

Key-words: CO₂ Source-Sink Matching. Economic Modelling. GIS. CO₂ Capture and Storage (CCS). Campos Basin.

1. INTRODUÇÃO

A crescente preocupação com o meio ambiente é uma característica da sociedade contemporânea. Uma das questões ambientais que mais preocupa a população mundial é o aquecimento global, principalmente em função de diversas ocorrências recentes de fenômenos naturais excepcionais no planeta Terra.

Estudos demonstram que a temperatura média da Terra aumentou desde a segunda Revolução Industrial (IPCC, 2007a), atribuindo à queima de combustíveis fósseis (introduzidos na matriz energética de diversos países neste período) a causa deste fato. As emissões antrópicas de gases de efeito estufa aumentaram desde então e perduram até hoje, devido à importância dos combustíveis fósseis no atual modelo de desenvolvimento econômico mundial.

Os gases de efeito estufa (dióxido de carbono - CO_2 , metano - CH_4 , óxido nitroso - N_2O , entre outros) ocorrem naturalmente na Terra e são fundamentais para a existência de vida na mesma, pois formam uma camada protetora na atmosfera a qual impede a perda total da energia proveniente do sol, mantendo certa temperatura na superfície terrestre, o que propicia o surgimento da vida. O aquecimento global está relacionado com o aumento da concentração destes gases na atmosfera (aumentando o efeito estufa), os quais auxiliam na maior retenção da radiação solar na superfície do planeta e consequente aumento da temperatura média, gerando impactos nas formas de vida existentes no mesmo. Diversos são os impactos descritos na literatura, como a disseminação de doenças infecciosas, como malária e dengue (ex. Khasnis e Nettleman, 2005), extinção de espécies vegetais (ex. Pounds et al., 2006), alterações do nível do mar (ex. Meehl et al, 2005), entre outros.

Em função do aumento excessivo destes gases na atmosfera pela ação antrópica e consequências negativas que têm sido observadas a nível mundial nos últimos anos, diversas medidas estão sendo adotadas para a redução das emissões destes. Uma das alternativas tecnológicas para a redução do principal gás de efeito estufa (CO_2) da atmosfera é o sequestro geológico de carbono, o qual visa a captura deste gás de fontes emissoras estacionárias (indústrias, por exemplo), transporte e armazenamento em reservatórios geológicos. Os três tipos de reservatórios geológicos adequados para armazenamento de dióxido de carbono são campos de petróleo, camadas de carvão e aquíferos salinos profundos. Esta atividade é uma das mais promissoras tecnologias para mitigação do aquecimento global da atualidade devido à sua eficácia a curto prazo, tendo em vista a dependência da sociedade contemporânea por combustíveis fósseis (Ketzer, 2006).

Para que o sequestro geológico de carbono (CCS, do inglês *Carbon Capture and Storage*) seja implantado é necessário planejamento, no que diz respeito à escolha de melhores reservatórios geológicos (capacidade – volume disponível para armazenamento, e qualidade – profundidade, porosidade, permeabilidade, injectividade), quantidade de dióxido de carbono emitido por indústrias adjacentes, qualidade do efluente (concentração de CO_2 no efluente gasoso), custos com transporte, captura e injeção do CO_2 , monitoramento, análise de risco, entre outros, o que vai atestar a viabilidade ou não da implementação desta atividade em determinado local.

Visando contribuir para o planejamento e direcionamento de investimento e pesquisas em sequestro de carbono no Brasil, a presente pesquisa propõe-se a fazer a associação entre fontes emissoras de CO_2 e possíveis reservatórios geológicos para armazenamento de dióxido de carbono, por meio do estudo de caso dos campos de petróleo da Bacia de Campos (Rio de Janeiro, Brasil), a fim de selecionar os melhores reservatórios desta bacia sedimentar para armazenamento geológico de CO_2 levando-se em consideração características geológicas dos reservatórios bem como a disponibilidade de fontes emissoras de CO_2 e infraestrutura existente. Esta pesquisa pretende também avaliar os custos para implantação de CCS em larga escala na mesma, através de modelagem econômica

desenvolvida na Universidade de Utrecht, a qual leva em consideração as três etapas do sequestro geológico de CO₂. A Bacia de Campos foi escolhida por ser a bacia sedimentar brasileira com maior produção de petróleo (1,49 milhão de barris de óleo por dia, segundo PETROBRAS, 2010a) e com campos maduros, possuindo portanto alvos potenciais para armazenamento geológico de CO₂, além de possíveis locais para a prática de recuperação terciária ou avançada de petróleo (EOR, do inglês *Enhanced Oil Recovery*, segundo Gouzalpour et al., 2005).

Bradshaw e Dance (2004) afirmam que o grau em que o armazenamento geológico de CO₂ será implementado no futuro depende das relações geográficas e técnicas entre fontes emissoras de CO₂ e locais de armazenamento, além dos condutores econômicos que afetam na execução de cada associação fonte-reservatório, justificando assim, a importância da presente pesquisa.

2. OBJETIVOS

A presente pesquisa tem por objetivo fazer a associação das fontes estacionárias emissoras de CO₂ com os campos de petróleo da Bacia de Campos, através da integração de dados técnicos dos reservatórios (profundidade, espessura, porosidade, permeabilidade, injectividade) fontes emissoras estacionárias e infraestrutura para transporte, por meio de um sistema de informações geográficas (SIG) e fazer a modelagem econômica para implantação de sequestro geológico de CO₂ em larga escala na Bacia de Campos.

2.1. Objetivos Específicos

Estimar a capacidade de armazenamento geológico de CO₂ nos campos de petróleo da Bacia de Campos;

Fazer a associação entre fontes emissoras de CO₂ e reservatórios geológicos (campos de petróleo) da Bacia de Campos;

Classificar os campos de petróleo da Bacia de Campos segundo a potencialidade para implantação de CCS;

Fazer a modelagem econômica para implantação de CCS em larga escala na Bacia de Campos, Brasil;

Aplicar o modelo de custos desenvolvido na Universidade de Utrecht à Bacia de Campos;

Estimar o volume de óleo recuperável por EOR nos campos de petróleo da Bacia de Campos;

Estimar possível receita gerada pela venda do óleo adicional recuperável por EOR e diminuição dos custos de sequestro geológico de CO₂.

3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

3.1. Aquecimento Global e Mudanças Climáticas

Estudos mostram que a concentração de CO₂ na atmosfera atingia níveis de aproximadamente 280 ppm (partes por milhão) no período pré-industrial. Atualmente, a concentração deste mesmo gás é de 385 ppm (Hansen et al., 2008). A Figura 3.1 mostra a concentração de dióxido de carbono na atmosfera desde 400.000 anos atrás (Hansen, 2005), onde fica evidenciado o aumento significativo deste gás na atmosfera a partir de 1900 extendendo-se até hoje.

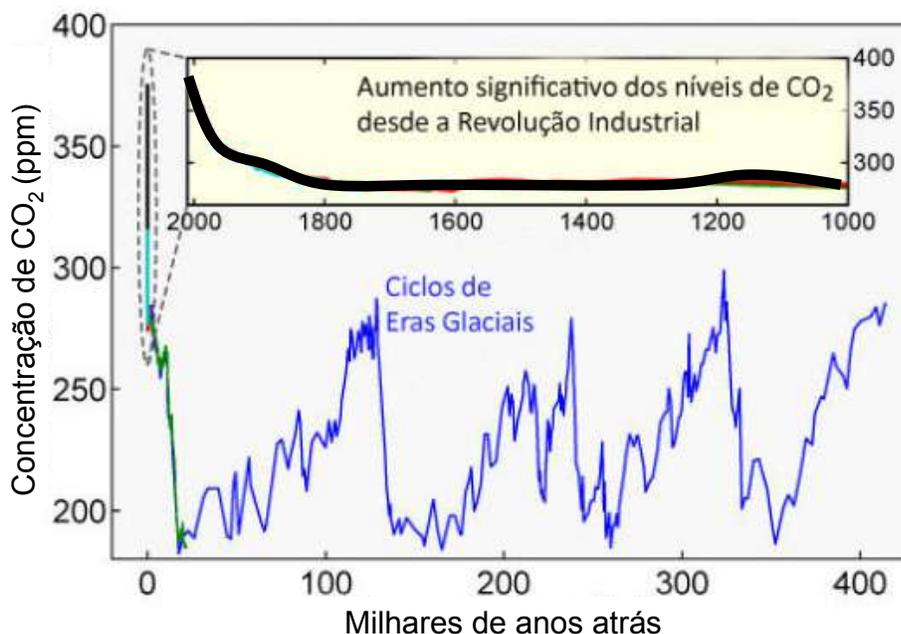


Figura 3.1. Concentração de CO₂ na atmosfera desde 400.000 anos atrás (Hansen, 2005).

Pode-se observar na Figura 3.1 quatro ciclos de eras glaciais nos últimos 400.000 anos, nos quais a oscilação da concentração de CO₂ na atmosfera apresentou variação entre 180 e 280 ppm durante períodos de eras glaciais e

interglaciais. Fica evidenciado no detalhe do gráfico o aumento da concentração de CO₂ na atmosfera entre os anos 1800 e 2000, que atingiu níveis superiores à 350 ppm – níveis nunca antes constatados naturalmente no planeta Terra em 400.000 anos.

Neste sentido, cientistas do IPCC (2007a) atribuem ao CO₂ emitido por ações antropogênicas a maior causa do aquecimento global (efeito estufa), o que pode ser comprovado por estudos de Jones et al. (apud Ferraz; Ambrizzi, 2006) que mostram que no Séc. XIX (anterior à Revolução Industrial) a temperatura média da Terra teve aumento de 0,3 a 0,6°C, enquanto que previsões matemáticas de Houghton et al. (1997) demonstram que o aumento das emissões de gases de efeito estufa (CH₄, CO₂, N₂O, entre outros) aumentará a temperatura média do planeta em aproximadamente 4°C até o ano de 2100. Segundo Olivier (2006), o dióxido de carbono representava 75% das emissões antrópicas de gases de efeito estufa no ano de 2004, sendo os restantes 25% atribuídos ao metano (CH₄) e óxido nitroso (N₂O), provenientes principalmente da mudança do uso do solo e desmatamento. A queima de combustíveis fósseis é responsável por 69% das emissões mundiais de gases de efeito estufa, enquanto que os restantes 31% devem-se à mudança do uso do solo pela agricultura e desmatamentos (Olivier, 2006).

Segundo Houghton et al. (2007), as emissões antrópicas de CO₂ aumentarão de 50% a 250% até o meio deste século e, caso as emissões não forem estabilizadas aos níveis atuais (próximo aos 380 ppm), as mudanças climáticas serão irreversíveis por volta de 2050. A fim de manter os níveis atuais de emissões, será necessário impedir que sejam emitidos de 20 a 25 bilhões de toneladas de CO₂ por ano em 2050 (Ketzer, 2006).

Estudos apontam que a população mundial já sofre atualmente consequências do aquecimento global, como por exemplo os numerosos furacões que se formaram no Atlântico Norte no ano de 2005 (Trenberth e Shea, 2006) e o ciclone formado no Atlântico Sul devido ao aquecimento de suas águas em 2004, possivelmente pode estar associado às mudanças climáticas (Pezza; Simmonds, 2005; Silva et al., 2004). Diversos são os impactos descritos e esperados em decorrência do aumento da temperatura média do planeta na literatura, como a

disseminação de doenças infecciosas, como malária e dengue (ex. Khasnis e Nettleman, 2005), extinção de espécies vegetais e animais pela disseminação de pragas e doenças (ex. Anderson et al., 2004; Harvell et al., 2002; Pounds et al., 2006), alterações do nível do mar e dos ecossistemas marinhos (ex. Meehl et al, 2005; Hoegh-Guldberg e Bruno, 2010), entre outros. Alterações no nível do mar, temperatura média e cobertura de neve no hemisfério norte já estão sendo observadas, conforme pode-se visualizar nos gráficos (IPCC, 2007a) da Figura 3.2.

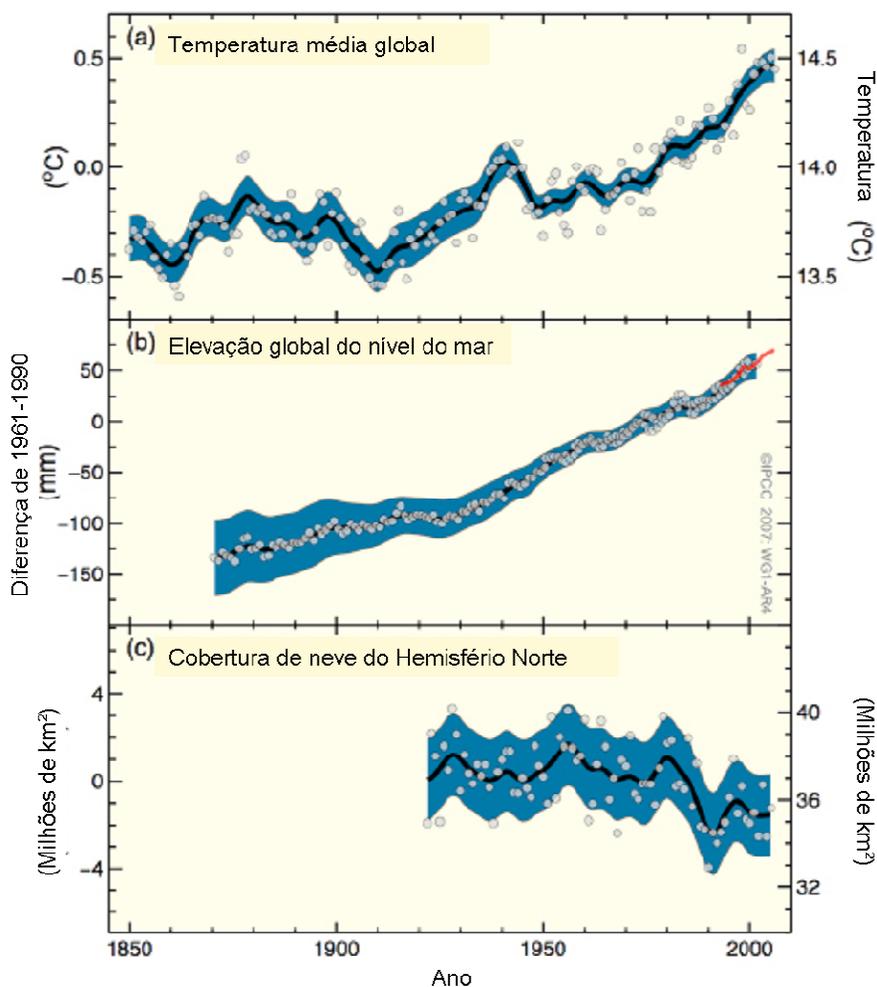


Figura 3.2. Alterações observadas entre 1850 e 2000 em (a) temperatura média de superfície global; (b) elevação global do nível do mar (c) cobertura de neve do hemisfério norte (meses de março e abril). Alterações relativas a médias correspondentes para o período 1961-1990. Curvas representam valores médios por década, enquanto círculos mostram valores anuais. As áreas sombreadas são os intervalos de incerteza estimados a partir de análises abrangentes de incertezas conhecidas (a e b) e a partir de séries de tempo (c) (IPCC, 2007a).

A Figura 3.3 mostra a evolução da temperatura média da superfície terrestre no século passado e a previsão até o ano de 2300 em diferentes cenários (A2, A1B e B1) desenvolvidos pelo IPCC, com base em premissas sobre o crescimento populacional, intensidade de uso de energia e intensidade de uso de combustíveis. Os parâmetros utilizados em cada cenário simulado referem-se ao período de 2090-2099 relativos à 1980-1999. O cenário A2 é o mais pessimista, e leva em consideração parâmetros mais elevados de mudança da temperatura do planeta (média 3,4°C) e nível do mar (0,23 – 0,51m). O cenário A1B é um cenário intermediário que considera um aumento de temperatura de 2,8°C e nível do mar entre 0,21 e 0,48m. O cenário B1 considera um aumento de 1,8°C e aumento do nível do mar de 0,18 à 0,38m até o final do século XXI. A linha laranja é para o experimento no qual as concentrações foram mantidas constantes, em valores do ano 2000 (aumento de 0,6°C e nenhuma alteração no nível do mar).

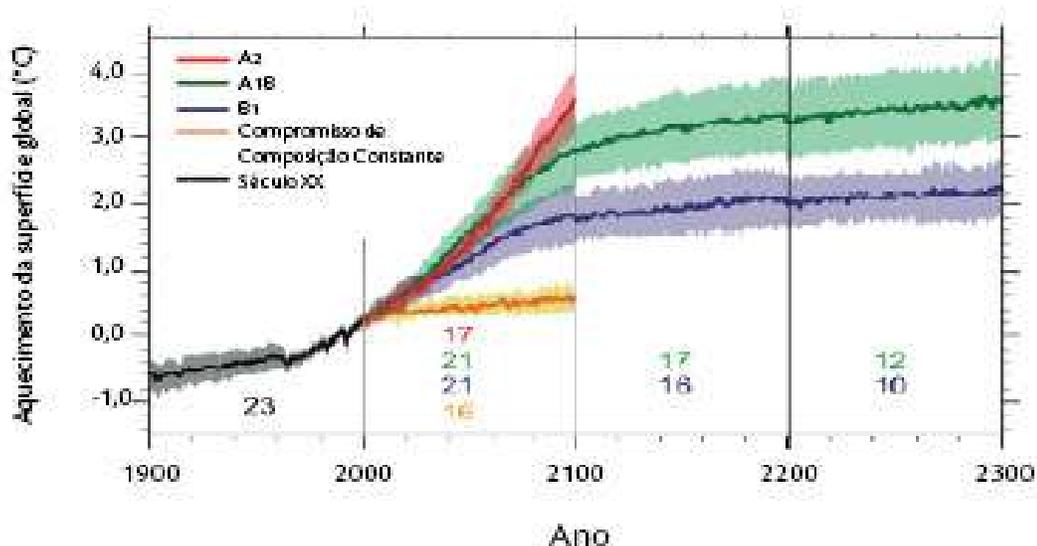


Figura 3.3. Cenários de estratégias globais de redução de emissões. As linhas contínuas são médias globais multi-modelos de aquecimento superficial (relativos a 1980-1999) para os cenários A2, A1B e B1, mostrados como continuações das simulações do século 21. O sombreamento denota a variação de desvio padrão para mais ou menos de meios anuais de modelo individual (IPCC, 2007b).

Segundo o Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (CGEE, 2008), no panorama nacional os efeitos do aquecimento global podem se manifestar com o aumento da frequência e intensidade de enchentes e secas, perdas na agricultura

(ex. aumento de doenças infecciosas em diferentes tipos de plantas cultivadas e silvestres, conforme, Anderson et al., 2004) alteração do regime hidrológico (com impactos sobre a capacidade de geração hidrelétrica), expansão de vetores de doenças endêmicas e elevação do nível do mar, o qual pode afetar diversas regiões da costa brasileira, particularmente as grandes cidades litorâneas.

Em meio a este problema ambiental mundial, medidas estão sendo tomadas e mecanismos vêm sendo adotados para reduzir as emissões dos gases potencializadores do efeito estufa, das quais a mais importante foi a ratificação do Protocolo de Quioto, que entrou em vigor em fevereiro de 2005, que prevê que os países industrializados – os quais desde a revolução industrial emitiram 2/3 dos gases de efeito estufa acumulados na atmosfera, segundo Bruce e Haites (1996) – devem reduzir e estabilizar suas emissões em 5,2% em relação aos níveis do ano de 1990, entre os anos de 2008 e 2012, atestando a necessidade de medidas alternativas para contenção das emissões de CO₂ para a atmosfera.

Objetivando a diminuição das concentrações de dióxido de carbono da atmosfera, Pacala e Socolow (2004) propõem limitar as emissões de CO₂ na atualidade e a redução significativa das mesmas nos próximos 50 anos. Para tanto, sugerem 7 mecanismos para a redução da concentração de CO₂ na atmosfera (representados por cunhas no triângulo de estabilização de emissões), cada um correspondendo à redução de 25 bilhões de toneladas nos próximos 50 anos (Figura 3.4). Cada uma das 7 cunhas representa um atividade com estado tecnológico avançado o bastante para serem largamente implementadas de forma gradual entre 2005 e 2055, que reduz as emissões atmosféricas, começando em zero e aumentando linearmente até que responda pela redução de 1 Gt de Carbono/ano em 50 anos.

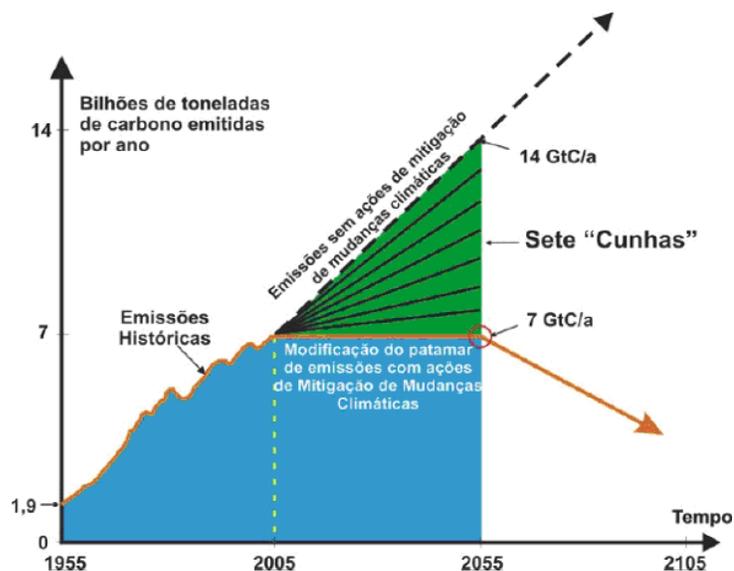


Figura 3.4. Sete cunhas de estabilização das concentrações de CO₂ na atmosfera. As 7 tecnologias representadas pelas cunhas são as discriminadas a seguir: aumento da eficiência energética em geral; redução no teor de carbono nos combustíveis usados para geração de energia em termelétricas; uso de energias renováveis; uso de hidrogênio; uso de energia nuclear; sequestro de carbono por biomassa e sequestro geológico de carbono (adaptado de Socolow et al., 2004).

As cunhas podem ser alcançadas através de eficiência energética, a partir da descarbonização da oferta de eletricidade e combustíveis (por meio de mudança de combustível, captura e armazenamento de carbono, energia nuclear e das energias renováveis) e a partir de armazenamento biológico em florestas e solos agrícolas (Pacala e Socolow, 2004). Estes autores sugerem mais de 15 opções de estratégias para redução das emissões (Socolow e Pacala, 2006).

3.2. Sequestro Geológico de CO₂

Como importante alternativa para a estabilização das emissões antrópicas de CO₂, encontra-se a atividade chamada de sequestro geológico de carbono, que baseia-se em armazenar o dióxido de carbono em reservatórios geológicos adequados (Aydin et al., 2010; Bachu et al., 2007; Benson, 2005; Torvanger; Rypdal; Kallbekken, 2005; Gale, 2004; Davidson et al., 2001; Beecy e Kuuskraa, 2001), os quais têm a capacidade de reter fluidos por milhões de anos, impedindo que este gás retorne à atmosfera. Esta atividade envolve a captura do CO₂ de fontes emissoras estacionárias, seu transporte e o armazenamento do mesmo em

formações geológicas profundas. Para Ketzer (2006), o armazenamento geológico é uma das mais importantes medidas mitigadoras de gases do efeito estufa em termos de capacidade de armazenamento e tempo de aplicação da tecnologia.

O armazenamento geológico tem sido destacado como potencial para a redução da concentração atmosférica de CO₂ devido ao fato de estes reservatórios armazenarem óleo e gás em escala de tempo geológica (milhões de anos), comprovando, assim, sua estabilidade para o armazenamento de fluidos e, atestando sua estabilidade para o armazenamento de CO₂ (Bachu e Adams, 2003). Reservatórios naturais de CO₂, como os existentes no centro oeste dos Estados Unidos, por exemplo, servem como análogos para a eficiência dos reservatórios geológicos para armazenamento de CO₂ em escala de tempo geológica (Allis et al., 2001).

A injeção de CO₂ em formações geológicas envolve diversas das mesmas tecnologias já desenvolvidas pela indústria do petróleo (IPCC, 2005), e isto pode ser uma vantagem para esta atividade. Outras práticas de injeção subterrânea também contribuem para a experiência operacional, como por exemplo, o armazenamento de gás natural, a injeção de resíduos líquidos e gasosos em formações geológicas profundas realizados na América do Norte (Canadá, Estados Unidos) e Europa desde 1990 (Perry, 2005).

A atividade denominada sequestro geológico de CO₂ envolve 3 etapas: a captura do CO₂ das fontes emissoras, o transporte do mesmo até o local de armazenamento e o seu armazenamento em formações geológicas, conforme será explicado em detalhes a seguir.

3.2.1. Captura e Transporte de CO₂

A captura do CO₂ pode ser realizada em termelétricas e outras plantas industriais por quatro diferentes rotas tecnológicas: pré-combustão, pós-combustão, oxicomustão e processos industriais. Cada uma delas se adapta melhor à um tipo de efluente gasoso. No processo de captura pré-combustão o CO₂ é recuperado de algum vapor do processo antes da queima do combustível. Neste processo o gás

natural ou combustível sólido (ex. carvão) é convertido em H_2 e CO em uma reforma à vapor ou gaseificação, e posteriormente os mesmos são separados. Em seguida adiciona-se água para que ocorre a reação de “*shift*”, fazendo a conversão do CO para CO_2 . Então, faz-se a separação do CO_2 do H_2 e o primeiro é destinado para armazenamento (Figuroa et al., 2008; Herzog, Meldon e Hatton, 2009). No processo de pós-combustão, separa-se através do uso de solventes e/ou membranas, por exemplo, o CO_2 do nitrogênio proveniente do gás de exaustão quando ar é utilizado na queima do combustível (Figuroa et al., 2008). No processo de oxicomustão (combustão com oxigênio), o oxigênio puro é obtido por um separador de ar e empregado na combustão. Desta forma, o gás de exaustão é constituído essencialmente por CO_2 e água, assim, através de condensação pode-se separar o CO_2 (Figuroa et al., 2008). Outros processos industriais são produtores de CO_2 , como indústrias de cimento, aço, produção de amônia e purificação de gás natural, e nestes casos também se aplicam as tecnologias de captura de CO_2 . Três métodos básicos podem utilizados para a captura do CO_2 , são eles: separação por solventes e sorbentes, a separação por membranas semipermeáveis e separação criogênica (CO₂ Capture Project, 2008). A Figura 3.5 mostra as rotas tecnológicas existentes para captura de CO_2 .

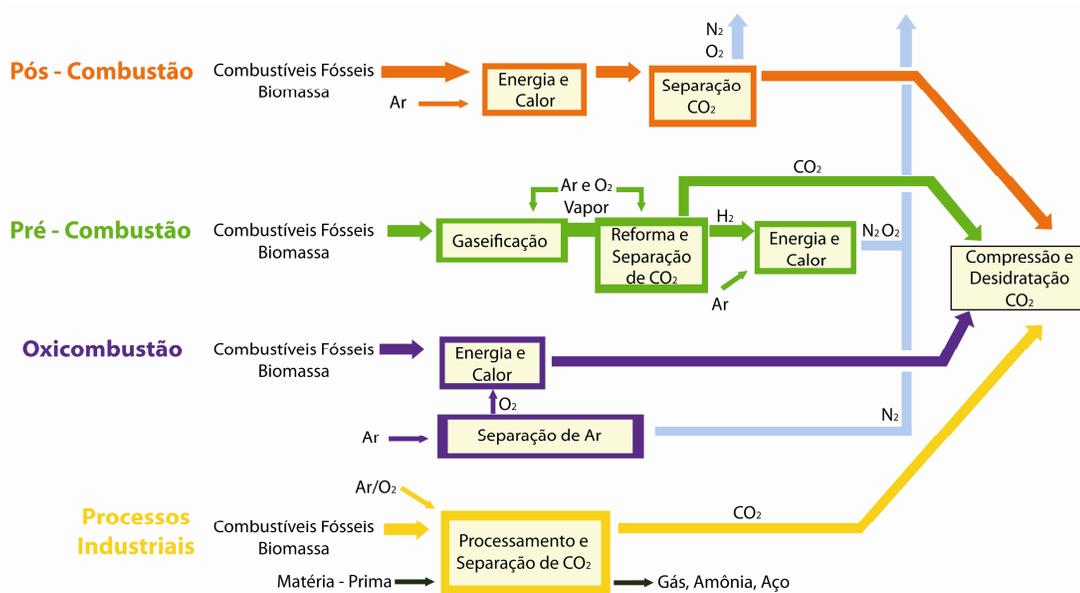


Figura 3.5. Tecnologias para Captura de CO_2 (adaptado de IPCC, 2005).

A captura de CO₂ das fontes emissoras estacionárias é, na atualidade, a parte da atividade de sequestro de carbono que mais consome energia e mais gera custos (IPCC, 2005). Fatores como a concentração de CO₂ no efluente gasoso, a pressão dos gases, o tamanho da unidade e a tecnologia instalada determinam o valor do processo de captura. A Tabela 3.1 mostra a concentração de CO₂ nos gases de exaustão emitidos por setor da indústria.

Tabela 3.1. Concentração de CO₂ no gás de exaustão, por tipo de indústria (IEA GHG, 2002; Mustafa; Barbosa; Rocha, 2003)

Setor	Concentração de CO₂ (%vol)
Amônia	100%
Cimenteira	20%
Etanol	100%*
Etileno	12%
Oxido de Etileno	100%
Refinaria	3-13%
Siderurgia	15%
Termelétrica à Carvão	12 - 15%
Termelétrica à Gás Natural	3 - 8%
Termelétrica à Óleo	3 - 8%

Fonte de dados: IEA GHG (2006); *Mustafa; Barbosa; Rocha (2003)

Dentre os setores emissores, observa-se que os que possuem maior concentração de CO₂ no efluente gasoso são produção de amônia, etanol e óxido de etileno, sendo estas consideradas fontes emissoras de alta pureza. Segundo Martins (2009), o mínimo custo de captura nas plantas destes setores as tornam fontes emissoras estratégicas para o armazenamento geológico de CO₂.

Após ser capturado, o CO₂ precisa ser transportado até o local de injeção para seu devido armazenamento. O transporte de CO₂ pode ser feito por meio de dutos, navios, trens e caminhões-tanque (IPCC, 2005). Devido aos baixos custos unitários do transporte dutoviário em relação aos demais (Owen, 1975), este é o mais empregado para o transporte de petróleo, derivados, gás natural e CO₂. Os Estados Unidos possuem uma ampla rede de carbodutos, com mais de 2000 km de extensão, sendo o CO₂ proveniente de fontes naturais e antrópicas para fins de

recuperação avançada de óleo (EOR) (Gale e Davison, 2004). A Figura 3.6 mostra rede de carbodutos dos Estados Unidos.



Figura 3.6. Carbodutos na América do Norte (Fonte: IPCC, 2005 – Cortesia do Oil and Gas Journal).

Especificamente para o transporte de CO₂, algumas dutovias operam com o gás comprimido, gerando a necessidade de manter a pressão por meio de recompressão em pontos estratégicos da linha de dutos quando esta for muito extensa. Na literatura, a distância ideal para instalação de uma estação de recompressão varia de 150 à 200 km (Heddle; Herzog; Klett, 2003; IEA GHG, 2005a), porém, pode não ser necessária caso o diâmetro da tubulação for suficiente para manter o CO₂ nas condições necessárias até o seu destino final (Heddle; Herzog; Klett, 2003).

Impurezas misturadas ao dióxido de carbono geram impacto sobre as propriedades físicas do mesmo, afetando o seu transporte. A capacidade dos compressores, distância para re-compressão e implicações relacionadas à propagação de fraturas nas tubulações são alguns exemplos de itens do transporte que podem ser afetados pela composição do efluente (Cosham e Eiber, 2007; Seevam et al., 2007; Zhang et al., 2006).

Os custos com transporte são fortemente influenciados pela distância e pelos volumes transportados (IPCC, 2005). Estudos sobre custos do transporte de CO₂ por dutos e navios demonstram que o transporte naval é mais barato que o transporte por dutos *offshore* para distâncias superiores a aproximadamente 1000 km (Figura 3.7). Além destes dois fatores citados, o número de rodovias e cursos d'água a serem cruzados e a pressão do CO₂ a ser transportado também influenciam no custo de transporte, segundo Hendriks, Graus e van Bergen (2004).

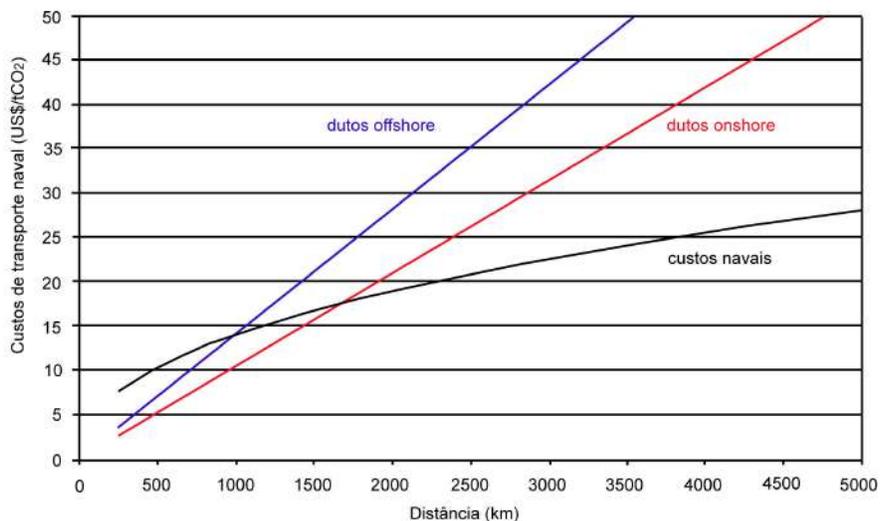


Figura 3.7. Custo relativo por tonelada de CO₂ transportado por navios, e dutos *onshore* e *offshore*.

(Modificado de IPCC, 2005).

Através de um estudo de caso no sul do Brasil, Rockett (2008) constatou as transformações espaciais causadas pela implantação de uma dutovia, e confirmou a importância do conhecimento dos traçados de dutos já existentes para a futura implantação de carbodutos, devido à vantagem envolvendo questões legais de uso da terra, além de vantagens técnicas. O transporte por meio de dutos é, dentre as opções para o transporte de dióxido de carbono, a alternativa mais barata devido à utilização de tecnologia já existente, visto que os dutos de transporte de CO₂ são semelhantes aos utilizados nos gasodutos (Hoppe, 2009).

3.2.2. Armazenamento Geológico de CO₂

O armazenamento de fluidos na litosfera geralmente ocorre em rochas sedimentares devido a porosidade, permeabilidade, presença de rocha selo e armadilha (ex. aquíferos, gás natural, petróleo) e, a nível mundial, existem muitas bacias sedimentares adequadas para o armazenamento de CO₂.

Três são os principais tipos de reservatórios geológicos capazes de armazenar fluidos com segurança e, portanto, indicados para o armazenamento de dióxido de carbono, sendo eles: campos de petróleo, aquíferos salinos profundos e camadas de carvão (Figura 3.8).

As rochas sedimentares são as mais adequadas para armazenamento de fluidos, pois contêm porosidade (capacidade de conter fluido) e permeabilidade (capacidade de transmissão de fluidos).

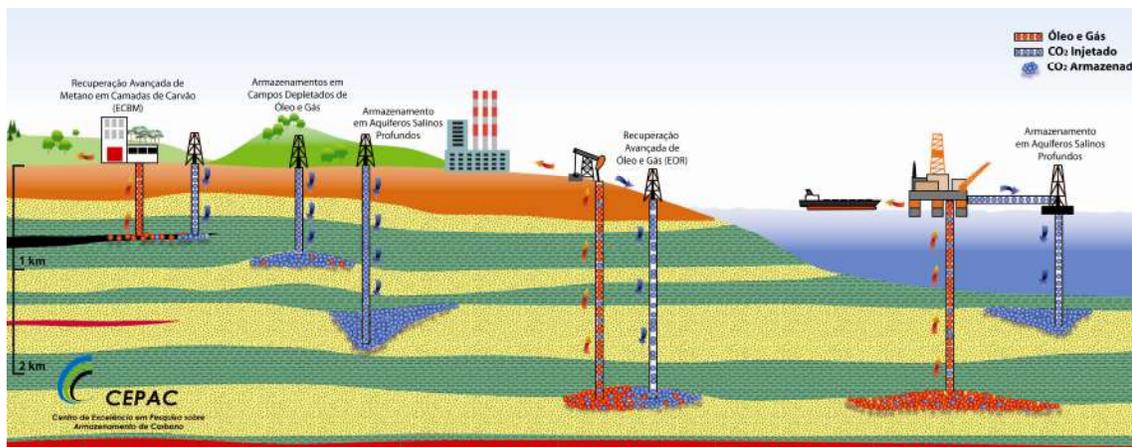


Figura 3.8. Reservatórios geológicos capazes de armazenar CO₂ (CEPAC).

A Tabela 3.2 mostra a capacidade total de armazenamento em bilhões de toneladas, nos diferentes reservatórios geológicos.

Tabela 3.2. Capacidade de armazenamento nos diferentes reservatórios geológicos (IEA, 2005)

Opções de armazenamento geológico de CO ₂	Capacidade total (Gt de CO ₂)
Campos de óleo/gás depletados	920
Aquíferos Salinos	400 – 10.000
Camadas de Carvão	15

Assumindo um gradiente geotérmico (taxa que a temperatura aumenta com a profundidade na litosfera) de 25°C/km, a partir de 15°C da superfície e pressão hidrostática (baseado em dados de densidade de Angus et al.,1973, apud IPCC, 2005), a Figura 3.9 mostra um gráfico da variação da densidade do CO₂ com o aumento da profundidade (e conseqüente aumento de temperatura) e o volume relativo ocupado pelo CO₂ (representado por cubos). Observa-se o aumento rápido da densidade do CO₂ a partir de cerca de 0,8 quilômetros de profundidade, momento no qual este gás atinge o estado supercrítico. Com relação ao volume ocupado pelo gás, nota-se que este decresce drasticamente com o aumento da profundidade, e, em profundidades superiores a 1.500 metros, tanto a densidade quanto o volume passam a ser praticamente constantes (IPCC, 2005).

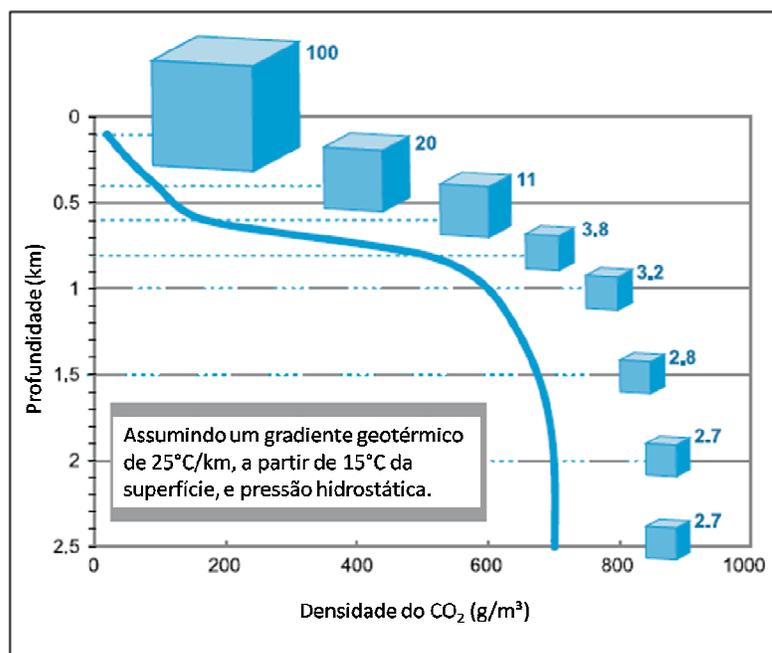


Figura 3.9. Diagrama profundidade versus densidade do CO₂ e volume relativo ocupado pelo CO₂ (IPCC, 2005).

Para armazenar o CO₂ geologicamente, ele deve preferencialmente ser comprimido ao estado supercrítico (pressão > 7,38 MPa e temperatura > 31°C) para posteriormente ser injetado no reservatório geológico. Toma-se como padrão uma profundidade mínima de 800 metros, porém, sabe-se que o gradiente geotérmico pode variar de acordo com cada bacia sedimentar. Em geral, os gradientes geotérmicos na crosta variam entre 15°-30°C/km, mas em alguns casos podem ocorrer gradientes anômalos entre 5° e 60°C/km (Ruberti; Szabó; Machado, 2003). As variações deste gradiente dependem das fontes de calor no interior da Terra e seus mecanismos de transferência para a superfície. Assim, dependendo do gradiente geotérmico, em profundidades superiores ou inferiores a 800 metros o CO₂ atingirá o estado supercrítico.

Dentro de um reservatório geológico, existem diversos mecanismos físicos e geoquímicos de aprisionamento que impedem a migração do CO₂ para a superfície. Um mecanismo de aprisionamento físico essencial é a presença de uma rocha selo, ou seja, uma rocha com baixa permeabilidade localizada acima de um reservatório, atuando como empecilho evitando a migração do fluido para porções superiores da bacia sedimentar. A eficácia do armazenamento geológico depende da associação de mecanismos de aprisionamento físicos e geoquímicos (Bachu e Adams, 2003; IPCC, 2005).

3.2.2.1. Campos de Petróleo

Sendo estes reservatórios bem conhecidos pela indústria do petróleo, a disponibilidade de dados dos mesmos permite estudos precisos do destino do CO₂ na rocha reservatório. Estudos de modelagem numérica no Campo Forties, Mar do Norte, permitiram avaliação precisa da migração do CO₂ no reservatório e da segurança do armazenamento por milhares de anos (Ketzer et al., 2005).

O armazenamento de CO₂ em campos de petróleo pode ser uma atividade economicamente viável em função da infraestrutura pré-existente e pelas vantagens econômicas provenientes da recuperação avançada (terciária) de petróleo (EOR), ou seja, a recuperação de uma fração adicional de óleo do campo. Gozalpour et al.

(2005) e Holtz et al (2001) demonstram através de diversos métodos e tipos de reservatórios, que a injeção de CO₂ em reservatórios de petróleo é uma tecnologia capaz de aumentar a recuperação de óleo.

A recuperação de óleo com a injeção de CO₂ nos campos pode ser feita pelos métodos miscível e imiscível, dependendo das condições do campo (Martin e Taber, 1992; Heidaryan; Moghadasi; Quijada, 2010). Em geral, altas pressões são necessárias para comprimir o CO₂ a uma densidade no qual o mesmo se torna um bom solvente para os hidrocarbonetos mais leves no petróleo bruto; esta pressão é conhecida como "pressão mínima de miscibilidade" (MMP) que é a pressão mínima em que a miscibilidade entre o CO₂ e o petróleo bruto pode ocorrer (Martin e Taber, 1992), e geralmente é determinada experimentalmente. Segundo Bachu (2000), o método miscível é indicado para reservatórios com óleos de alta densidade (>25°API) e pressões mais elevadas, pois nestas condições zonas de miscibilidade com o CO₂ são criadas, gerando a redução da viscosidade do óleo e assim, facilitando a saída deste do reservatório. O método imiscível é indicado quando as condições do reservatório não atingem a pressão e composição mínimas de miscibilidade (encontra-se sob pressões mais baixas) e o óleo possui baixa densidade (< 20°API) (Bagci, 2007), o que impede a miscibilidade do mesmo com o CO₂. Neste caso, a recuperação do óleo residual do campo se dá por processos mecânicos onde o CO₂ expulsa o óleo retido nos poros da rocha e parte deste gás fica retido no lugar do óleo retirado (Bressan, 2009). A injeção de CO₂ em campos de petróleo permite a recuperação de aproximadamente 40% do óleo residual do reservatório após sua exploração (Blunt et al., 1993).

O projeto no campo de Weyburn no Canadá é um exemplo de armazenamento de CO₂ combinado com EOR. O projeto, iniciado em 2000, espera armazenar 23 Mt de CO₂ e estender a produção do campo em 25 anos (Preston et al., 2005). O CO₂ utilizado para injeção neste campo é comprado de uma planta de gasificação em Beulah (Dakota do Norte, Estados Unidos) e transportado por um caroduto de 320 km até Weyburn (Saskatchewan, Canadá), sendo este armazenado em um reservatório carbonático. Segundo IPCC (2005), a produção diária de óleo em 2005 era de mais de 10.000 barris.

3.2.2.2. Aquíferos Salinos Profundos

Aquíferos salinos consistem em água subterrânea armazenada em reservatórios geológicos, cujo total de sólidos dissolvidos (TSD) a torna imprópria para o consumo humano e cuja dessalinização é economicamente inviável. Para termos de comparação, no âmbito nacional, a resolução nº 357 do CONAMA (Brasil, 2005) define que água para consumo humano deve ter um valor máximo de 500 mg/L de TSD e 1,4 mg/L de Fluoretos, enquanto que águas subterrâneas profundas (> 800 metros para sequestro geológico de CO₂), devem possuir mais de 10.000 mg/L de TDS (DOE/NETL, 2008; Ketzer et al., *in press*)

O projeto norueguês Sleipner, no Mar do Norte, é um exemplo de armazenamento de CO₂ em aquíferos salinos, onde o dióxido de carbono produzido em excesso com o gás natural é separado e injetado novamente em um reservatório a 800 metros de profundidade desde outubro de 1996 (IPCC, 2005). O armazenamento de CO₂ em aquíferos salinos é uma alternativa que deve ser considerada devido à grande capacidade de armazenamento dos mesmos, apesar de economicamente não ser tão atrativo.

3.2.2.3. Camadas de Carvão

Através de suas fraturas (os *cleats*) e de sua matriz, que apresenta muitos poros microscópicos, o carvão pode armazenar CO₂ pelo fenômeno de adsorção. O carvão pode adsorver muitos gases e pode conter 25 m³ de metano (em pressão de 1 atm e 0°C) por tonelada de carvão (IPCC, 2005). O CO₂ injetado em camadas de carvão com permeabilidade moderada situadas entre 300-1500 metros de profundidade será preferencialmente adsorvido (IEA GHG, 1998), liberando o gás metano que pode ser produzido no chamado ECBM (do inglês *Enhanced Coal Bed Methane*).

Um projeto piloto de armazenamento de CO₂ e recuperação avançada de metano em camadas de carvão (denominado RECOPOL – o primeiro campo de demonstração da Europa) teve suas atividades entre julho de 2004 e março de 2005 na cidade de Krakow, Polônia. Dados mostram que 692 toneladas de CO₂ foram

armazenadas nas camadas de carvão durante o projeto (van Bergen, Pagnier e Krzystolik, 2006). No Brasil, um projeto piloto para injeção de CO₂ e produção de metano está sendo desenvolvido na cidade de Porto Batista, Rio Grande do Sul, sendo o Polo Petroquímico de Triunfo a fonte de CO₂ antrópico e a jazida de carvão de Charqueadas o reservatório para o seu armazenamento (Heemann et al., 2010).

3.2.3. Critérios para Avaliação de Bacias para Armazenamento Geológico de CO₂

Os locais para armazenamento geológico devem possuir: capacidade adequada e injectividade (permeabilidade); uma rocha selo confinante ou unidade confinante satisfatória; e ambiente geologicamente (geoquimicamente e geomecanicamente) estável a fim de evitar comprometer a integridade do local de armazenamento (IPCC, 2005). Os critérios para avaliar o potencial das bacias incluem: características da bacia (atividade tectônica, tipo de sedimento, regimes geotermal e hidrodinâmico), recursos da bacia (hidrocarbonetos, carvão, sal), maturidade da indústria petrolífera e infraestrutura (plataformas, dutos, poços, etc.), e questões sociais, como nível de desenvolvimento, economia, preocupações ambientais e educação pública (IPCC, 2005).

Bacias sedimentares localizadas nas bordas do continente ou perto de limites de placas continentais estáveis são excelentes alvos para armazenamento de CO₂, devido à estabilidade e estrutura das mesmas. Já bacias localizadas em áreas tectonicamente ativas são menos favoráveis para o armazenamento geológico, e, nestes casos, segundo Granieri et al. (2001), os sítios devem ser selecionados com muita cautela, em função da possibilidade de vazamentos nos reservatórios. Bacias que se encontram em áreas de ocorrência de subducção de placas tectônicas estão suscetíveis a deformação ativa, assim, proporcionando menor segurança para o armazenamento (IPCC, 2005). O IPCC (2005) mostra que as bacias sedimentares com baixo potencial de armazenamento são aquelas que (1) são pouco espessas (< 1000 metros), (2) possuem relações estratigráficas entre reservatório e selos pouco conhecidas, (3) são altamente fraturadas e falhadas, (4) possuem dobramentos, (5)

apresentam fortemente discordâncias de sequências (6) sofreram diagêneses significativas ou (7) possuem reservatórios com sobrepressão.

Brennan e Burruss (2003) definem que a eficiência do armazenamento geológico é a quantidade de dióxido de carbono armazenado por unidade de volume. Assim, verifica-se que a eficiência aumenta com o aumento da densidade do CO₂. A densidade do CO₂, como visto anteriormente, aumenta expressivamente com a profundidade enquanto encontra-se na fase gasosa e após ficar num estado mais denso (supercrítico) pode diminuir com a profundidade dependendo do gradiente de temperatura (Bachu, 2003). Bacias sedimentares com baixo gradiente de temperatura (“bacias sedimentares frias”) são mais favoráveis para armazenar dióxido de carbono (Bachu, 2003), devido ao fato de o CO₂ atingir maior densidade em menores profundidades com relação à bacias sedimentares com alto gradiente de temperatura (“bacias sedimentares quentes”) (IPCC, 2005). Assim, a profundidade da formação geológica pode também influenciar na escolha dos melhores locais para armazenamento de dióxido de carbono.

A capacidade de armazenamento depende da porosidade e volume da unidade sedimentar e a injectividade diz respeito à permeabilidade da mesma. A porosidade geralmente diminui com a profundidade, em função da compactação da rocha e cimentação, que acabam por reduzir a capacidade e eficiência do armazenamento (IPCC, 2005). É de extrema importância a existência de extensas unidades confinadoras (rochas selo) para garantir a permanência do fluido em subsuperfície.

Bachu et al. (1994) ressaltam que a pressão e o regime de fluxo das águas subterrâneas em formações sedimentares são fatores importantes na escolha de reservatórios para o armazenamento geológico. A injeção de CO₂ em reservatórios com sobrepressão (devido à compactação ou geração de hidrocarbonetos) pode levantar questões tecnológicas e de segurança que os tornam impróprios (IPCC, 2005).

A eventual presença de combustíveis fósseis e a maturidade de exploração e produção de uma bacia sedimentar são critérios adicionais para a seleção de locais

para armazenamento. Segundo o IPCC (2005), bacias sedimentares maduras são potenciais para armazenamento geológico de CO₂ porque possuem bom conhecimento geológico; campos de hidrocarbonetos e/ou camadas de carvão foram descobertos e produzidos; alguns reservatórios de petróleo podem estar depletados, perto de depletarem ou abandonados por não serem econômicos; a infraestrutura necessária para a injeção e transporte de CO₂ pode já estar presente no local.

Bradshaw e Dance (2004) e Bradshaw et al. (2002) afirmam que a identificação das maiores províncias de óleo e gás com a avaliação do seu potencial de hidrocarbonetos podem ser usadas para identificar as bacias sedimentares com alto potencial de armazenar CO₂ a nível mundial. Diversos campos menores de petróleo e reservatórios sem hidrocarbonetos também serão potenciais. É conhecido que os reservatórios de hidrocarbonetos possuem pares de reservatório/selo e armadilhas adequadas para o armazenamento de óleo e gás, portanto, possuem estruturas para armazenamento de dióxido de carbono.

3.2.4. Distribuição Geográfica e Estimativa da Capacidade de Armazenamento

Para estimar a capacidade de armazenamento geológico em uma escala regional ou local, deve-se levar em conta as diferenças entre os mecanismos e meios de aprisionamento: (1) para aprisionamento volumétrico, a capacidade é o produto do volume disponível (espaços porosos ou cavidades) e a densidade do CO₂ à temperatura e pressão in situ; (2) para aprisionamento por solubilidade, a capacidade corresponde à quantidade de CO₂ que pode ser dissolvido no fluido da formação geológica (por exemplo óleo, água salobra ou salina, etc...); (3) para aprisionamento por adsorção, a capacidade é o produto do volume de carvão e sua capacidade de adsorção de CO₂; (4) para aprisionamento mineral, a capacidade é calculada com base na disponibilidade de minerais para a precipitação de carbonatos e a quantidade de CO₂ que serão utilizados nestas reações (Bachu et al., 1994; Bachu, 2003; IPCC, 2005).

A falta de dados, a sua incerteza, os recursos necessários para processar os mesmos quando estão disponíveis e o fato de comumente mais de um mecanismo de aprisionamento estar ativo, são os principais obstáculos à utilização destes métodos simples para estimar a capacidade de armazenamento de CO₂ em meio geológico (IPCC, 2005). Assim, a estimativa global calculada pela utilização de métodos simples não é confiável, bem como as estimativas regionais, por bacias ou por países que, embora sejam mais detalhadas e precisas, ainda são afetadas pelas limitações impostas pela disponibilidade de dados e a metodologia utilizada.

Geralmente é aceito que reservatórios de petróleo e gás podem ser utilizados para armazenamento de CO₂ após o esgotamento da suas reservas, embora o armazenamento combinado com recuperação avançada petróleo (EOR) pode ocorrer mais cedo. Em campos de óleo e gás, através de análises específicas de cada reservatório, a capacidade de armazenamento de dióxido de carbono pode e deve ser calculado a partir de bases de dados de reservas e produção (Bachu; Shaw, 2004; Beecy; Kuuskra, 2004; Bachu et al., 2007).

Em reservatórios de hidrocarbonetos em produção ou já produzidos onde ocorre pouca invasão de água, o CO₂ injetado geralmente ocupará o volume de poros anteriormente ocupados por óleo/gás natural. No entanto, os efeitos de capilaridade, viscosidade e gravidade podem atuar no fluido aquoso do próprio reservatório, o qual pode ficar retido entre os poros da rocha (Stevens et al., 2001), não possibilitando a total ocupação dos poros pelo CO₂. Em reservatórios abertos de hidrocarbonetos (nos quais a pressão é mantida pela influência da água), além da redução da capacidade provocados por capilaridade e outros efeitos locais, uma fração significativa do espaço poroso será invadida por água, diminuindo o espaço disponível para armazenamento de CO₂ se a repressurização do reservatório for limitada para preservar a integridade do mesmo (IPCC, 2005).

De acordo com o conceito da pirâmide tecno-econômica recurso-reserva para armazenamento de CO₂ de Bachu et al. (2007), existem 4 tipos diferentes de capacidades que podem ser estimadas: capacidade teórica, capacidade efetiva, capacidade prática e a capacidade associada (Figura 3.10).

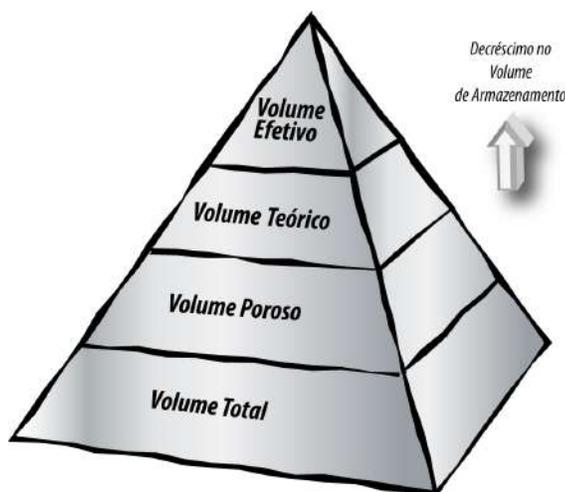


Figura 3.10. Pirâmide tecno-econômica recurso-reserva para armazenamento de CO₂ (Bachu et al., 2007).

A capacidade teórica representa o limite físico geológico para o armazenamento de fluido, e assume que a formação geológica analisada poderá conter CO₂ em todos os espaços porosos existentes ou que o CO₂ poderá ocupar o mesmo espaço hoje ocupado por outro fluido (gás, óleo, água). A capacidade de armazenamento efetiva representa uma parte da capacidade teórica, obtida com a aplicação de alguns limites de corte de caráter técnico (geológicos e de engenharia), os quais irão identificar a capacidade que realmente pode ser utilizada de acordo com limites técnicos. A capacidade prática representa uma parte da capacidade efetiva, a qual pode ser estimada levando-se em consideração as barreiras técnicas, legais e regulatórias de infraestrutura e econômicas (a capacidade prática corresponde às reservas utilizadas nas indústrias de energia e mineração). Por fim, a capacidade associada corresponde à uma porção da capacidade prática e é obtida pela associação detalhada entre fontes estacionárias de CO₂ e os reservatórios com adequada capacidade, injectividade e taxa de abastecimento. Bachu et al. (2007) ainda salientam que, quando uma estimativa de capacidade de armazenamento é realizada, é essencial a indicação da porção da pirâmide correspondente.

Muitas estimativas de capacidade de armazenamento de hidrocarbonetos não distinguem a capacidade relativa de óleo e gás que já foram produzidos da capacidade relativa das reservas restantes ainda a serem produzidas e que serão

disponibilizados nos próximos anos (IPCC, 2005). Em algumas avaliações globais, as estimativas também atribuem capacidade para campos de hidrocarbonetos que podem ser descobertos em anos futuros. Atualmente no mundo apenas um pequeno número de grandes campos de óleo/gás estão esgotados.

Avaliações regionais e nacionais utilizam uma abordagem baseada em dados de reservas de campos de cada área descoberta de campos de óleo e de gás. Embora as metodologias utilizadas possam ser diferentes, há um maior nível de confiança do que as estimativas globais (IPCC, 2005).

A estimativa de capacidade de armazenamento de CO₂ em reservatórios de petróleo nos países da Europa é de 40 Gt, sendo 7 Gt em campos de óleo, baseado em todas as reservas (Wildenborg et al., 2004). Na Grécia estimativa de capacidade de armazenamento de CO₂ mostram que 17 Mt de CO₂ podem ser armazenados em campos de petróleo do país (Christensen e Holloway, 2004).

No Canadá, assumiu-se que o volume de óleo produzido poderia ser substituído pelo dióxido de carbono (capacidade teórica) para todos os reservatórios do oeste do país, com base na pressão, temperatura e volume de poros do reservatório. Bachu e Shaw (2004) afirmam que coeficientes de redução foram adicionados à conta para a invasão de aquíferos e outros efeitos (capacidade efetiva) e, numa etapa posterior, este valor foi reduzido para profundidade – entre 900 e 3.500 metros – e volume (capacidade prática). No oeste do Canadá, a capacidade de armazenamento de CO₂ nas bacias de Alberta e Williston (em reservatórios com capacidade superior a 1Mt de CO₂) foi estimada em cerca de 1 Gt em campos de óleo e 4 Gt em reservatórios de gás. Em todos os reservatórios descobertos de óleo e gás, a capacidade é de cerca de 10 Gt de CO₂ (Bachu e Shaw, 2004; Bachu et al., 2004). Para os reservatórios adequados para EOR, um método analítico foi desenvolvido por Shaw e Bachu (2002, apud IPCC, 2005) para estimar a quantidade que será produzida e a quantidade de CO₂ que poderá ser armazenada. A capacidade total de armazenamento de CO₂ em campos de petróleo e gás na América do Norte (Estados Unidos e Canadá) é estimada em aproximadamente 82,4 Gt de CO₂ (DOE/NETL, 2008).

Na Austrália estimativas apontam para uma capacidade de armazenamento de 740 Gt de CO₂ em 65 reservatórios avaliados (em sua maioria campos de petróleo), que equivale a 1.600 anos de emissões do país (Bradshaw et al., 2004).

Segundo o Bachu et al. (2007), estimar a capacidade de armazenamento de formações salinas é um desafio, devido a diversas razões, entre elas: múltiplos mecanismos de armazenamento (físico, mineral, por dissolução), mecanismos de aprisionamento atuando ao mesmo tempo, inexistência de metodologia consistente para estimativa de capacidade (diversos estudos com metodologias diferentes que não permitem comparações) e dados limitados de sísmica e poços. A maioria das capacidades de armazenamento estimadas para formações salinas profundas focam nos mecanismos de aprisionamento físico e/ou por dissolução (IPCC, 2005) e, segundo Xu et al. (2003) reações geoquímicas podem levar milhares de anos para causarem impacto significativo.

Estimativas apontam uma capacidade de armazenamento de 150 Gt de CO₂ na Europa (Wildenborg et al., 2004) em aquíferos salinos, assumindo que os mesmos são confinados. Na Grécia, 1350 Mt de CO₂ podem ser armazenados em aquíferos salinos na Bacia de Prinos (GESTCO, 2004, apud Koukouzas; Ziogou e Gemeni, 2009). Avaliação do Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE/NETL, 2008) sugere que a capacidade total de armazenamento de CO₂ em formações salinas nos Estados Unidos e Canadá é superior à 900 Gt, podendo chegar à até 3.378 Gt. Bachu e Adams (2003) estimaram que a bacia Alberta, no oeste do Canadá, pode armazenar cerca de 4.000 Gt de dióxido de carbono, assumindo que o CO₂ irá dissolver por saturação em todos os aquíferos profundos e que o mesmo ocupará todos os poros do reservatório (capacidade teórica; cf. Bachu et al., 2007). No Japão, um total de 146 Gt de capacidade de armazenamento de CO₂ foi estimado com base em dados disponíveis de petróleo e exploração de gás (Nakanishi et al., 2009).

No que se refere à estimativa de armazenamento de CO₂ em camadas de carvão, nos Estados Unidos a capacidade de armazenamento em carvões é de 156-183 Gt (DOE/NETL, 2008), sendo 1.345 Mt na Bacia Apalachiana Central, segundo

Ripepi (2009), enquanto que na Europa a estimativa é de 6 Gt em carvões não mineráveis entre 800 e 1.500 metros de profundidade (Wildenborg et al., 2004).

Bradshaw e Dance (2004) estimaram, com base nas avaliações de potencial de armazenamento da Austrália (Bradshaw et al., 2002) e Canadá (Bachu, 2003), quais bacias sedimentares do mundo terão grande potencial de armazenamento de CO₂ (Figura 3.11).

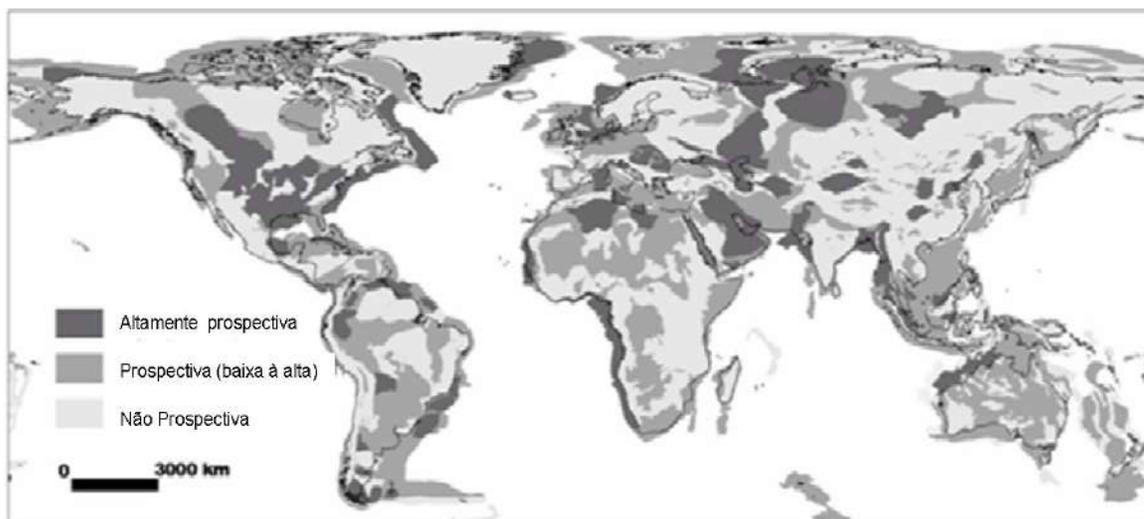


Figura 3.11. Estimativa de prospectividade para armazenamento geológico de CO₂ das bacias sedimentares do mundo (Bradshaw e Dance, 2004).

As bacias altamente prospectivas referem-se às bacias petrolíferas do mundo; as bacias identificadas como prospectivas (baixa a alta) são aquelas bacias petrolíferas menores e outras bacias sedimentares que não foram muito deformadas geologicamente; por fim, as bacias não prospectivas referem-se àquelas altamente deformadas e dobradas, ou províncias formadas por rochas metamórficas ou ígneas.

O mapa mundial de atividade tectônica com os epicentros de maiores terremotos foi sobreposto ao mapa de prospectividade de bacias sedimentares (Bradshaw e Dance, 2004), possibilitando a visualização da relação entre áreas de risco tectônico e bacias sedimentares potenciais para armazenamento (Figura 3.12)

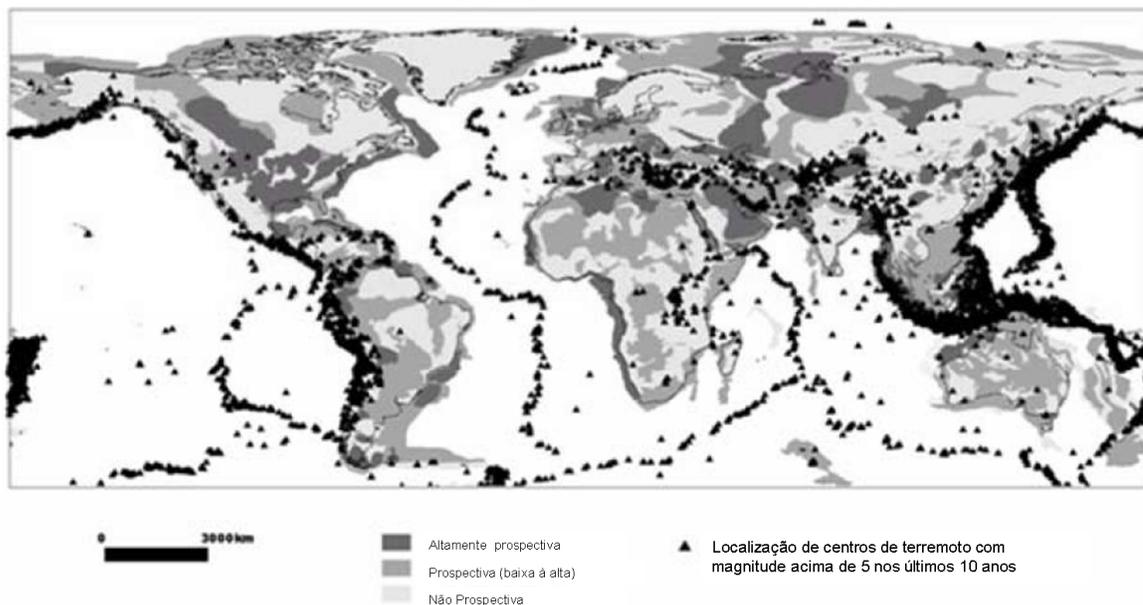


Figura 3.12. Relação geográfica entre epicentros de terremotos e prospectividade das bacias sedimentares para armazenamento de CO₂ (Bradshaw e Dance, 2004).

Pode-se visualizar que algumas bacias sedimentares são adjacentes a regiões tectonicamente ativas, portanto não são preferenciais para o armazenamento geológico, devido aos riscos de falhas e vazamentos relacionados. A identificação das bacias adjacentes a áreas instáveis é mais um refinamento dos dados de prospectividade de bacias sedimentares.

Analisando as informações mostradas nos mapas elaborados por Bradshaw e Dance (2004), conclui-se que o Brasil apresenta grande potencial para armazenamento geológico, visto que possui bacias altamente prospectivas não relacionadas à áreas ativas tectonicamente.

3.3. Sistema de Informações Geográficas (SIG)

As definições para Sistema de Informações Geográficas (SIG ou *GIS*, do inglês *Geographic Information System*) são diversas. Aronoff (1989) define SIG como “qualquer conjunto de procedimentos manuais ou baseados em computador destinados a armazenar e manipular dados referenciados geograficamente”. No mesmo sentido, Dueker (1979) afirma que trata-se de um caso peculiar de “sistema

de informação, em que o banco de dados é formado por características, atividades ou eventos distribuídos espacialmente". Assim, observa-se que os dados inerentes de um SIG devem possuir localização geográfica definida, à qual os mesmos estão atrelados.

Um SIG possui basicamente 3 componentes, os quais são compatíveis e relacionam-se: hardware (para armazenamento dos dados), software (programa para o processamento dos dados) e uma estrutura de dados¹. A coleta de dados e sua estruturação são os fatores mais caros e que mais consomem tempo para a implementação de um SIG. Existem, atualmente, diversas opções de softwares disponíveis, como Arcinfo (França), Easi/Pace (Canadá), Geo Vision (Canadá), Idrisi (EUA), SGI (Brasil), Spring (Brasil), ArcGIS (EUA).

A grande importância do SIG deve-se ao fato de que o mesmo integra dados espaciais e não-espaciais num único sistema, permitindo a combinação de grande variedade de informações, provenientes de diferentes bancos de dados. Breternitz (1997) ressalta que o processo de digitalização de mapas e outros tipos de informações espaciais, por meio de SIG, faz com que sejam exequíveis métodos novos e inovadores para a manipulação e exposição de dados geográficos.

Para análises espaciais, como no caso da associação entre fontes de CO₂ e reservatórios geológicos para armazenamento de carbono, a utilização da ferramenta SIG é extremamente pertinente. Abler (1988) afirma que o SIG é, para a análise geográfica, "o que o microscópio, o telescópio e os computadores foram para outras ciências (...) a solução que ajudará a dissolver as dicotomias regional-

¹ Entenda-se por dados a representação computadorizada do mundo real.

sistemáticas e humano-físicas que tem assolado a geografia e outras disciplinas que usam informação espacial".

Um SIG executa 5 processos básicos, sendo eles: (i) entrada de dados (digitalização dos dados para que possam ser utilizados por um SIG); (ii) manipulação (compatibilização dos dados com o sistema em uso); (iii) gerenciamento de dados (no caso de pequenos projetos pode ser suficiente o armazenamento de dados num simples conjunto de arquivos, mas, quando o volume e a complexidade de dados é grande, torna-se indispensável o uso de um Sistema Gerenciador de Bancos de Dados – DBMS); (iv) Query e análise (questões diretas e analíticas - que exigem cruzamento de dados) e (v) visualização.

Dentre as ferramentas sofisticadas de análise de um SIG, dois tipos se destacam: as ferramentas de "Análise de Proximidade" e as de "Análise por Overlay". A primeira é utilizada para responder a questões relacionadas à distâncias, para tanto, o SIG utiliza-se de um processo chamado *buffering*, que determina as relações de proximidade entre os objetos consideradas. A análise por *overlay* consiste na sobreposição de camadas de dados (*layers*) em um SIG, gerando um único mapa consolidando as informações desejadas.

Como pode-se observar, a utilização de um SIG é de extrema importância para o apoio na tomada de decisão, na medida que o mesmo possibilita uma análise espacial detalhada e precisa, quando elaborado e manipulado corretamente, capaz de responder um grande número de questões através da integração e processamento dos dados. Neste sentido Cowen (1990) afirma que o SIG é um

sistema de apoio à decisão que envolve a integração de dados georreferenciados², em um ambiente para resolução de problemas.

3.3.1. SIG e Associação entre Fontes de CO₂ e Reservatórios Geológicos para Armazenamento de CO₂

Estudos de associação entre fontes de CO₂ e reservatórios geológicos de armazenamento são muito importantes para que a atividade de sequestro geológico de carbono seja implementada comercialmente, já que envolve grandes investimentos e estes devem ser planejados em detalhe. Fazer a associação fonte-reservatório é um processo muito complexo. A escolha dos melhores reservatórios para a injeção de CO₂ depende não só de características técnicas do reservatório, mas também de outros fatores como, distribuição geográfica, distância entre fontes estacionárias de CO₂ e reservatórios, quantidade de CO₂ emitida, disponibilidade de transporte para o CO₂ e questões sócio-econômicas, as quais devem ser consideradas e integradas. Diversos estudos de associação entre fontes e reservatórios potenciais para armazenamento geológico de CO₂ foram realizados utilizando-se sistemas de informações geográficas, conforme explicado a seguir.

As relações geográficas e técnicas entre fontes emissoras de CO₂ e locais de armazenamento são muito importantes, e em alguns casos determinantes, para a realização ou não do sequestro geológico de carbono. Segundo Bradshaw e Dance (2004), o grau em que o armazenamento geológico será implementado no futuro depende destas relações. Assim, um mapa mundial preliminar de associação

² Espacialmente referenciados (entende-se por referência espacial qualquer sistema de coordenadas espaciais representadas em 2 ou 3 dimensões); Geograficamente referenciados.

fontes-reservatórios foi elaborado por Bradshaw e Dance (2004), com base no banco de dados da Agência Internacional de Energia (IEA) (Figura 3.13).

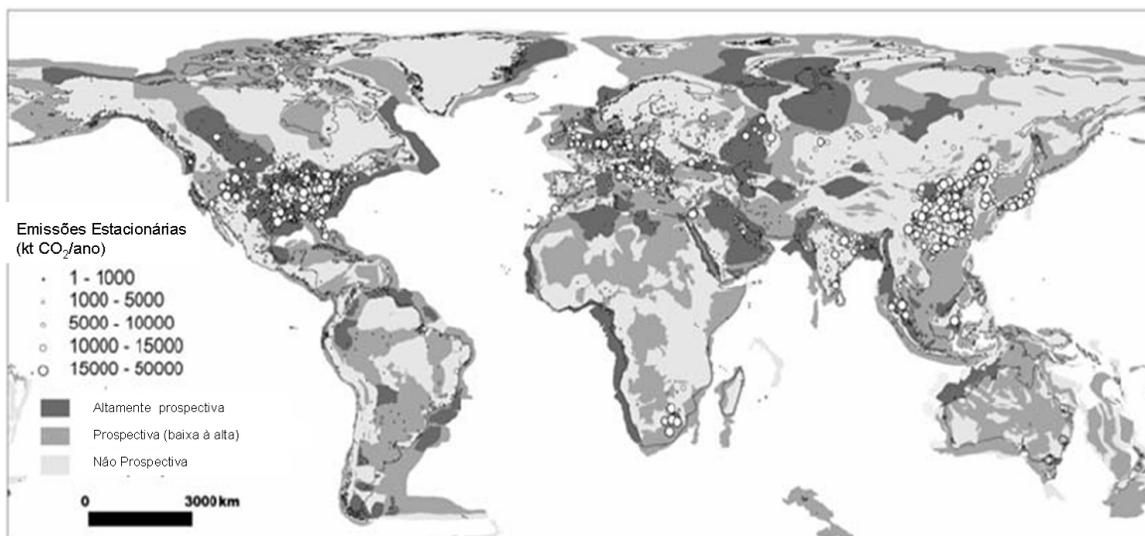


Figura 3.13. Localização das fontes emissoras de CO₂ e prospectividade das bacias sedimentares mundiais para armazenamento de CO₂ (Bradshaw e Dance, 2004).

A integração dos bancos de dados permitiu concluir que algumas regiões com grandes emissões de dióxido de carbono não estão localizadas perto de bacias sedimentares com alto potencial de armazenamento, ou localizam-se perto de bacias sedimentares que necessitam de estudos mais detalhados para que seja avaliado o potencial de armazenamento das mesmas, por exemplo bacias sedimentares sem exploração e produção de petróleo (Bradshaw e Dance, 2004).

Segundo o IPCC (2005), associar fontes de CO₂ e reservatórios geológicos para o armazenamento exige uma avaliação detalhada da quantidade e qualidade do gás emitido pela fonte, meios de transporte e fatores econômico-ambientais. Análises mais detalhadas abrangem os aspectos regionais e detalhe a nível de possibilidades ou projetos, incluindo análise e escolha de reservatórios potenciais para armazenamento de CO₂ com base em conhecimentos técnicos, ambientais, de segurança e critérios econômicos. A integração e análise de diferentes cenários podem levar à identificação de possíveis locais de armazenamento que deverão, então, tornar-se alvos de detalhados estudos econômicos e de engenharia (IPCC, 2005).

Crítérios técnicos referentes às bacias sedimentares são indicadores iniciais para identificação de locais potenciais para armazenamento de CO₂. Após esta seleção inicial de reservatórios, da qual elege-se os principais alvos, outras considerações serão controladas por aspectos econômico-ambientais e de segurança. Com base em Winter e Bergman (1993), Bergman et al. (1997), Kovscek (2002), os fatores que devem ser considerados para a escolha dos reservatórios potenciais para armazenamento e a associação com as fontes emissoras de CO₂ são: volume, pureza e taxa de fluxo do CO₂; adequação dos locais de armazenamento, incluindo o selo; proximidade da fonte e local de armazenamento; infraestrutura para a captura e transporte de CO₂; recursos energéticos, minerais ou de águas subterrâneas conhecidos ou não, que possam ser comprometidos; poços e infraestrutura existentes, viabilidade e segurança do local de armazenagem; estratégias de injeção e estratégias de produção no caso de EOR e ECBM (que em conjunto afetam o número de poços e seu espaçamento); propriedades do terreno e o direito de passagem, localização dos centros populacionais e os custos totais. Segundo o IPCC (2005) todos os critérios devem ser avaliados para a previsão de duração da atividade de sequestro geológico de CO₂, a fim de verificar se a capacidade de armazenamento pode suprir o volume e se as taxas de injeção e se pode coincidir com a taxa de abastecimento de CO₂ proveniente das fontes emissoras disponíveis em cada caso.

Segundo Holz et al. (2001), oportunidades de associação fontes-reservatórios podem envolver locais que possam ter benefícios econômicos através da recuperação avançada de óleo e gás (EOR e EGR, respectivamente). O EOR eleva a vida útil de projetos de produção de óleo, dependendo das propriedades do óleo, características dos reservatórios e métodos utilizados. No Brasil, operações de EOR já ocorreram/ocorrem nos campos de Miranga (Lino, 1994), Buracica, Rio Pojuca e Araçás (Lino, 2005; Rocha et al., 2007) todos localizados na Bacia do Recôncavo, no estado da Bahia. No campo de Buracica, o CO₂ de uma indústria é coletado e injetado na bacia do Recôncavo, desde 1991 (Lino, 2005).

Na Europa, avaliação de fontes emissoras de CO₂ e locais para armazenamento, em conjunto com simulações numéricas, mapeamento das emissões e identificação de rotas de transporte foram realizados com a utilização de

sistema de informações geográficas (Larsen et al., 2004; Christensen e Holloway, 2004). Na Holanda, estudos de associação fontes-reservatórios e viabilidade para implantação de sequestro geológico de CO₂ em larga escala têm sido desenvolvidos através da integração de um SIG com um modelo de otimização linear (MARKAL) que fornece os caminhos possíveis de desenvolvimento dos sistemas de energia (ex. Broek et al., 2010; Broek et al., 2009; Brederode, 2008; Damen et al., 2009).

Em Portugal, um estudo preliminar baseado na proximidade entre fontes e reservatórios geológicos potenciais demonstraram que grandes fontes emissoras de CO₂ encontram-se próximas aos locais potenciais para armazenamento, sendo a maioria das emissões anuais provenientes do distrito de Setubal, seguido de Lisboa (Gomes, 2008).

Na China, estudos de associação fontes-reservatórios para armazenamento de CO₂ também têm sido realizados. Chen et al. (2009; 2010) realizaram estudo de associação fontes-reservatórios na província de Hebei utilizando-se de SIG para o cálculo de rotas de menor custo para a implementação de CCS, onde 88 fontes emissoras de CO₂, 25 campos de petróleo foram associadas. Resultados deste estudo apontaram que apenas 5% das emissões da região podem ser armazenadas geologicamente com custos para construção de dutovias entre 2,8 e 45 milhões de Euros, sendo que o potencial de armazenamento para as 88 fontes emissoras não ultrapassa um ano. Zheng et al. (2009) demonstram que na região de Jing-Jin-Ji o custo de implementação de CCS em larga escala atinge € 115 milhões (redução de 7,86 MtCO₂ por ano) e € 11 bilhões (para redução de 296 MtCO₂ por ano). Em um estudo mais amplo para toda a China, curvas de custo desenvolvidas por Dahowski et al. (2009) demonstram que a maioria das grandes fontes emissoras de CO₂ do país podem ser armazenadas em aquíferos salinos à custos inferiores à US\$ 10/tCO₂ (exclui-se custo de captura).

Os Estados Unidos possuem uma ampla base de dados georreferenciados referentes à diversos temas relevantes para o sequestro geológico de CO₂ (ex. fontes emissoras, reservatórios geológicos, dutos, uso da terra, entre outros) que fazem parte do banco de dados e sistema de informações geográficas nacional de sequestro de carbono (NatCarb – do inglês *National Carbon Sequestration Database*

and Geographical Information System), segundo Carr et al. (2009). Estudos utilizando sistema de informações geográficas e ampla base de análise econômica mostram que cerca de dois terços das estações de energia dos Estados Unidos são adjacentes aos locais potenciais para armazenamento geológico, porém, algumas fontes emissoras requerem transporte de centenas de quilômetros (Dooley et al., 2004). Ambrose et al. (2009) demonstram que grande maioria das fontes emissoras estacionárias dos Estados Unidos encontram-se geograficamente concentradas (Figura 3.14), e que muitas delas encontram-se sobrepostas às formações geológicas contendo aquíferos salinos, o que faz da Costa do Golfo uma das áreas mais promissoras para sequestro geológico de CO₂. Estudos realizados nas bacias sedimentares do oeste do Canadá mostram que a maioria das grandes fontes emissoras de CO₂ possui locais potenciais de armazenamento adjacentes (Bachu, 2003).

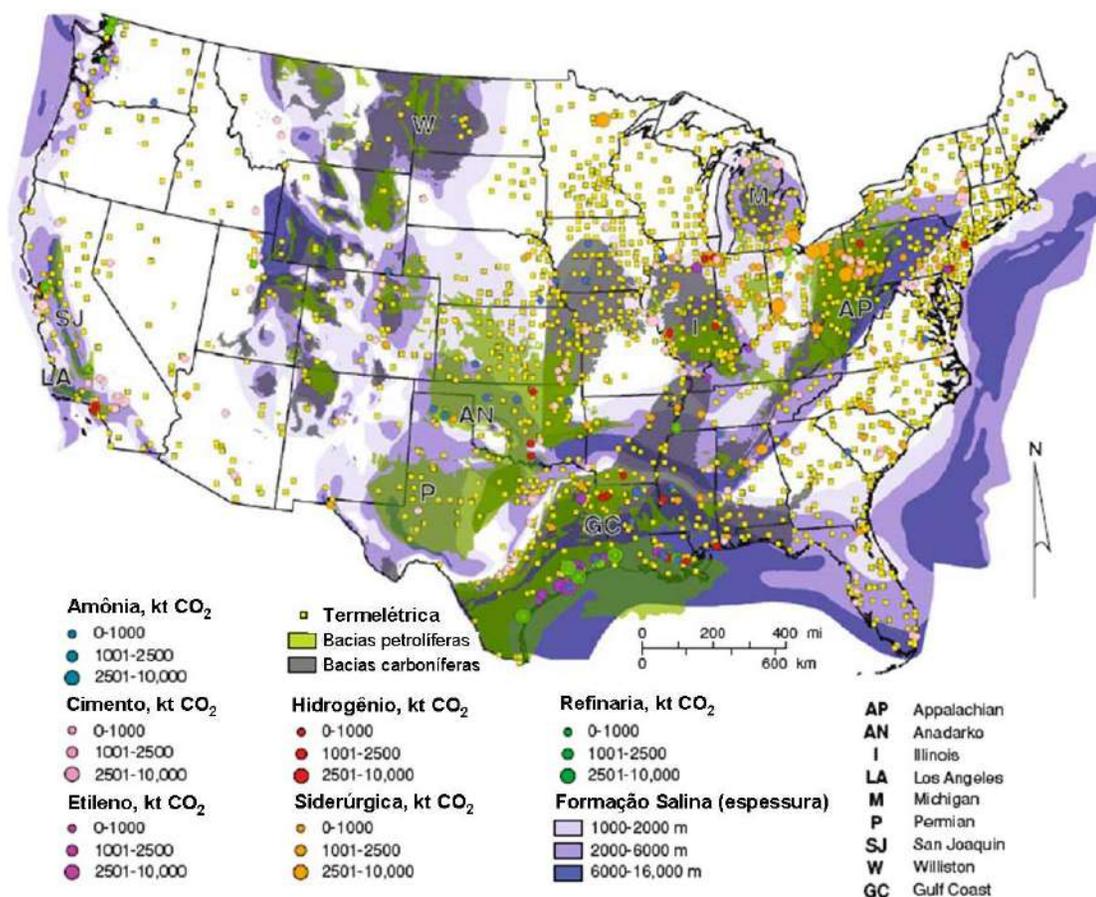


Figura 3.14. Distribuição das maiores fontes estacionárias de CO₂ e reservatórios geológicos (bacias petrolíferas e de carvão e formações aquíferas salinas) nos Estados Unidos, excluindo-se Alasca e Hawaii (Ambrose et al., 2009).

Modelagem econômica de uma proposta de construção de uma rede de dutos para transporte de CO₂ para fins de EOR e eventualmente para armazenamento geológico de CO₂ na Costa do Golfo foi realizada por Essandoh-Yeddu e Gülen (2009), indicando que o custo estimado para sua implantação é de 2,4 à 3,4 bilhões de dólares. Nos Estados Unidos um modelo de avaliação integrada de associação fontes-reservatórios e custos, denominado “Colar de Pérolas” (*String of Pearls*), foi desenvolvido pelo SWP (*Southwest Regional Partnership on Carbon Sequestration*) e demonstrou que a região possui capacidade para armazenamento de CO₂ por décadas ou milhares de anos, dependendo das suposições feitas em relação às fontes emissoras e aos reservatórios geológicos (Kobos et al., 2007).

Na Austrália, estudos para a identificação de sítios potenciais para armazenamento geológico de CO₂ têm sido feitos (Bradshaw et al., 2002; Rigg et al., 2001), e metodologia para a classificação de reservatórios (riscos técnicos e econômicos) e sua proximidade com grandes fontes emissoras de CO₂ foi desenvolvida. O governo australiano juntamente com produtores de gás do país fundaram o programa de investigação GEODISC, destinado a abordar todas as principais questões técnicas, comerciais e ambientais relacionadas ao sequestro geológico de dióxido de carbono na Austrália (Rigg e Bradshaw, 2000). Com base em características geológicas (espessura, profundidade, estratigrafia, litologia e complexidade estrutural), apenas 48 das 300 bacias sedimentares conhecidas da Austrália foram selecionadas, e 65 locais ambientalmente sustentáveis, potenciais de injeção de CO₂ e 22 opções incertas de sequestro (incluindo, neste caso, locais onde os dados eram limitados) foram constatadas (Bradshaw et al., 2004). A fim de estimar a provável oferta de CO₂ para cada reservatório ao longo do tempo, e para fins de modelagem econômica, estimou-se a taxa de fornecimento de CO₂ para 20 anos e um mapa com nós emissão (grupos de fontes emissoras), segundo Bradshaw et al., 2002). Uma tentativa de integrar detalhes técnicos de cada reservatório, as fontes de emissões e a economia pode ser visto no mapa da Figura 3.15.

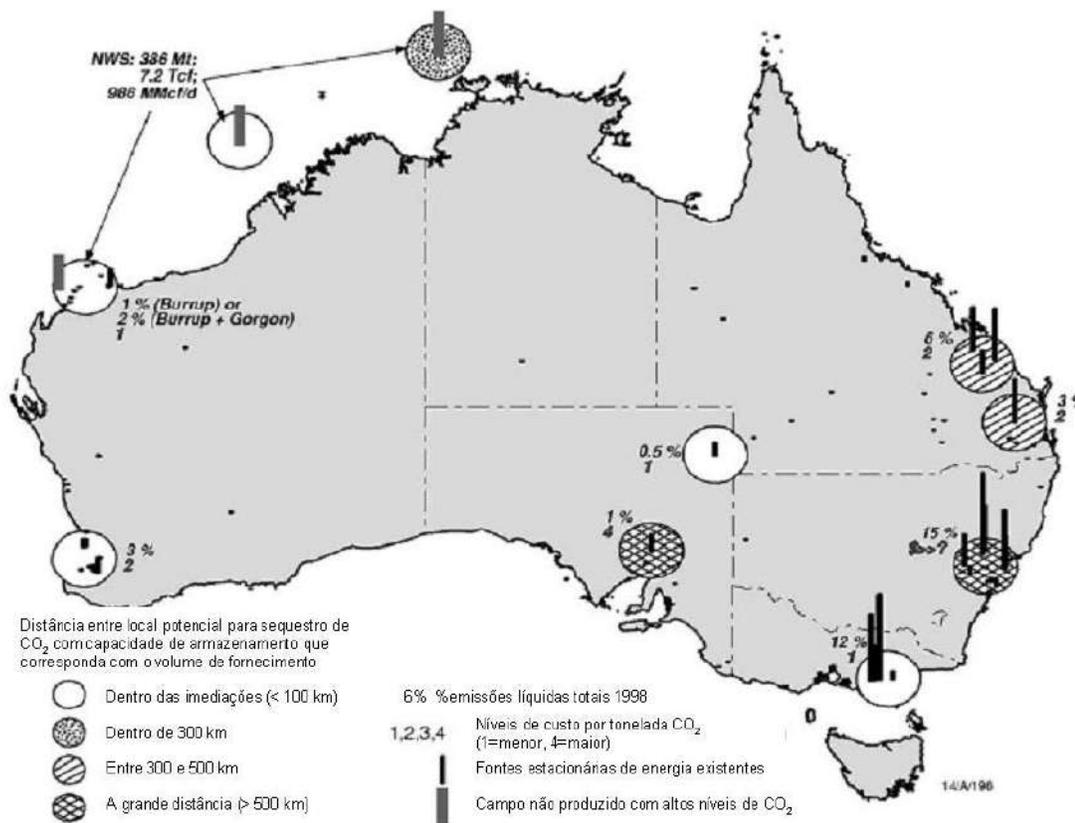


Figura 3.15. Nós de maiores emissões de CO₂, suas emissões relativas que podem ser sequestradas comparadas com o total líquido de emissões de 1998, a distância até o reservatório para armazenamento mais próximo e a estimativa de custos (Bradshaw et al., 2004).

Diferentes critérios podem definir a prospectividade dos sítios para armazenamento. Em alguns casos existem facilidades técnicas e em outros facilidades econômicas (por exemplo, os benefícios econômicos de EOR), portanto, cada caso deve ser examinado individualmente. O programa australiano GEODISC concluiu que o armazenamento geológico de CO₂ funcionará melhor onde encontram-se as maiores províncias petrolíferas (Bradshaw e Dance, 2004).

3.3.1.1. Associação Fontes-Reservatórios para Sequestro Geológico de CO₂ no Brasil

Pesquisas em captura e armazenamento de CO₂ são recentes no Brasil, e alguns investimentos privados e federais estão sendo feitos nesta área. Com a

inauguração em 2007 do Centro de Excelência em Pesquisa sobre Armazenamento de Carbono (CEPAC), único no país, diversos estudos iniciaram em diferentes linhas de pesquisa.

Um dos primeiros projetos do CEPAC foi o Projeto CARBMAP – Fase 1, no qual as fontes estacionárias de CO₂ e as bacias sedimentares brasileiras foram mapeadas em um software de Sistema de Informações Geográficas e os dois planos de informações foram sobrepostos. Utilizando apenas 2 variáveis: (1) limite das bacias sedimentares e (2) distância entre fontes estacionárias e bacias sedimentares – raio de 300 km a partir da fonte – foi produzido um mapa de oportunidades de captura e armazenamento de CO₂ no Brasil, concluindo que a concentração das fontes emissoras estacionárias de CO₂ concentram-se nas regiões Sul e Sudeste do país (Ketzer et al., 2007; Rocha et al., 2007; Figura 3.16). Outra conclusão deste projeto foi que o setor responsável pela maior emissão de CO₂ na atmosfera é o da produção de biomassa, com 33% das emissões brasileiras.

Resultados do CARBMAP indicam que a rede de dutos existentes no Brasil também concentra-se na região sudeste e no litoral, sendo assim vantajosa para a implementação futura de carbodutos, visto que a maior densidade de emissões são provenientes de fontes que concentram-se nesta região (Rockett et al., 2010).

A associação entre fontes e reservatórios foi realizada particularmente também em uma grande bacia sedimentar brasileira, a Bacia do Paraná, a qual encontra-se abaixo de parte considerável das fontes emissoras brasileira. Neste estudo de associação duas outras variáveis foram adicionadas: a profundidade da melhor formação geológica desta bacia (reservatório) e a espessura da mesma. Neste caso o resultado foi mais refinado, permitindo a constatação da quantidade de emissões associadas a esta bacia (cerca de 135 Mt CO₂/ano) e a potencialidade de diferentes porções da mesma (Caporale et al., 2007) (Figura 3.17).

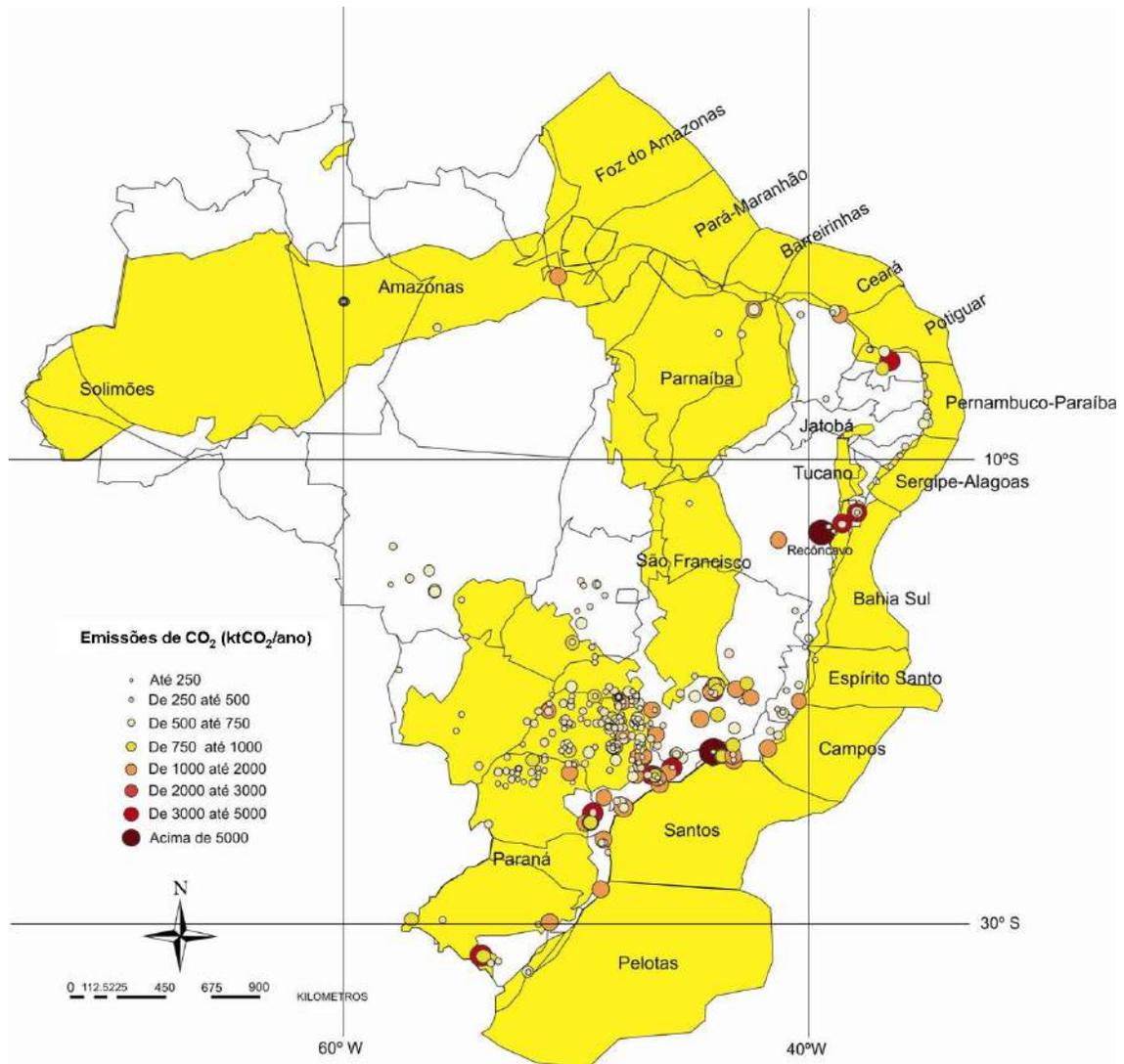


Figura 3.16. Brasil: fontes estacionárias de CO₂ e bacias sedimentares em amarelo (Ketzner et al., 2007).

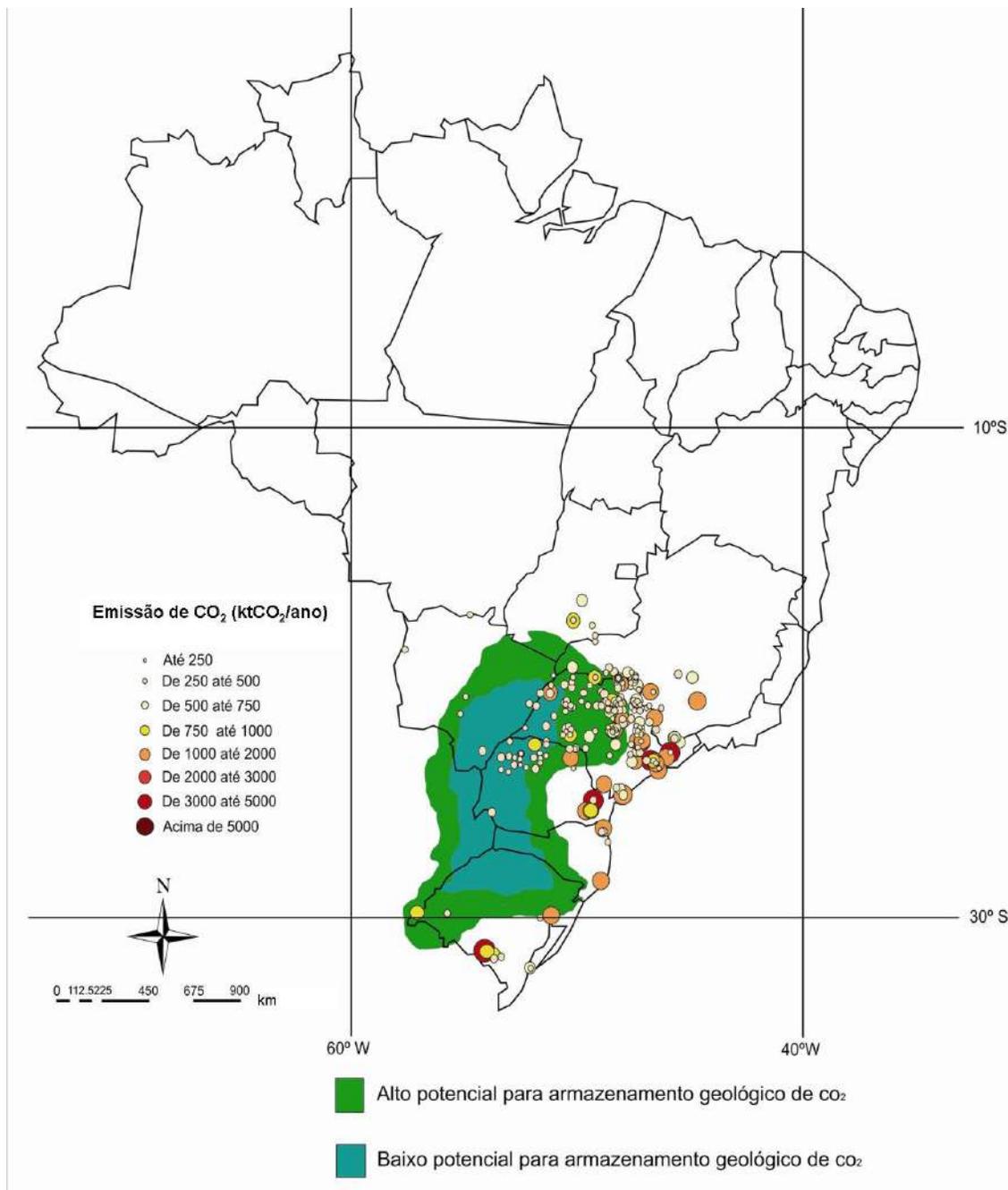


Figura 3.17. Associação entre fontes de CO₂ e sumidouro geológico na bacia do Paraná, Brasil (Caporale et al., 2007).

Um valor preliminar de capacidade de armazenamento de dióxido de carbono no Brasil foi estimada por Ketzer et al. (2007), indicando capacidade de armazenamento superior a 2.000 Gt, considerando camadas de carvão, campos de petróleo e aquíferos salinos (Tabela 3.3).

Tabela 3.3. Capacidade de armazenamento das principais bacias sedimentares brasileiras (elaborado pelo autor com base em dados de Ketzer et al., 2007)

Bacia Sedimentar	Capacidade em campos de petróleo* (MtCO₂)	Capacidade em aquíferos salinos (MtCO₂)	Capacidade em camadas de carvão (MtCO₂)
Bacia de Campos (<i>offshore</i>)	1.700	48.600	-
Bacia de Santos (<i>offshore</i>)	167	148.000	-
Bacia de Solimões (<i>onshore</i>)	163	252.000	-
Bacia do Espírito-Santo (<i>offshore</i>)	96	51.700	-
Bacia do Paraná (<i>onshore</i>)	-	462.000	200

* Capacidade de armazenamento com base nas reservas de petróleo (óleo e gás) por bacia

Observa-se que a Bacia de Campos se destaca para armazenamento em campos de petróleo, possuindo dez vezes mais capacidade que a segunda bacia com maior potencial para campos de petróleo. Em aquíferos salinos, a bacia sedimentar com maior potencial é a do Paraná, com capacidade de armazenamento de CO₂ de mais de 460 Gt. A bacia do Paraná também se destaca pela capacidade em camadas de carvão.

Existem muitas dificuldades em termos de acesso e existência de dados que devem ser considerados para a realização de uma associação entre fontes de CO₂ e reservatórios para injeção, visando determinar a prospectividade para o sequestro geológico de CO₂.

Atualmente um importante produto do projeto CARBMAP está sendo elaborado: o Atlas Brasileiro de Captura, Transporte e Armazenamento de CO₂ (Machado et al., 2010). A incorporação de novos dados ao sistema de informações geográficas do CARBMAP para associação entre fontes emissoras de CO₂ e reservatórios geológicos permitiram uma ampliação significativa do nível de análise sobre o potencial brasileiro para sequestro de CO₂ (Machado et al., 2009; 2010). O objetivo do Atlas é avaliar as bacias sedimentares existentes no território brasileiro com alta prospectividade, média prospectividade e baixa prospectividade, com base

em critérios como (i) fontes emissoras associadas; (ii) sistema petrolífero/carvão; (iii) produção ativa de petróleo; (iv) *plays* de CO₂ (aquíferos salinos); (v) capacidade de armazenamento (reserva/recurso); (vi) infraestrutura para transporte e (vii) conhecimento geológico.

Estudo de viabilidade tecnológica para o sequestro geológico de CO₂ no Brasil demonstra que a atividade já é viável sob o ponto de vista técnico, porém são necessárias análises sob o ponto de vista econômico (Costa, 2009). Neste sentido, além das pesquisas realizadas dentro do CEPAC, alguns estudos de viabilidade econômica foram realizados considerando-se uma fonte emissora e um reservatório específico, como por exemplo o estudo de viabilidade para ECBM na Jazida de Charqueadas (Hoppe, 2009), o qual constatou que para esta atividade se tornar mais atrativa é necessário o aumento do preço do metro cúbico do gás natural, visto que a atividade não permite a obtenção de créditos de carbono por não estar contemplada nos Mecanismos de Flexibilização. Ravagnani e Suslick (2008) e Ravagnani (2007) desenvolveram um modelo dinâmico para simular o comportamento do sistema sequestro de CO₂ – EOR ao longo do tempo, e demonstram que apesar do processo de EOR ser altamente intensivo no uso de energia, o volume de emissões é muito menor que a contribuição de mitigação do gás de efeito estufa, atestando a vantagem da operação EOR como meio de sequestro de CO₂. Uma análise econômica realizada por Ravagnani (2007) em um campo de petróleo maduro da Bacia do Recôncavo indicou que o preço do óleo, produção de óleo e custo de investimento (CAPEX) desempenham um papel importante na viabilidade do projeto de EOR.

3.4. Área de Estudo: Bacia de Campos, Brasil.

A escolha por campos de petróleo para o presente estudo deve-se ao fato de estes possuírem sistemas de rochas reservatório/selo comprovadas, já que armazenam petróleo há milhões de anos, além de possuírem geologia bem conhecida em função da demanda da indústria do petróleo. Bradshaw e Dance (2004) atribuem alta prospectividade às bacias petrolíferas existentes no mundo.

A Bacia de Campos é a mais produtiva das várias bacias da margem continental oriental brasileira (Moraes et al., 2007; Guardado et al., 2000), sendo responsável por 84% da produção de petróleo (PETROBRAS, 2010a) no Brasil, tendo grande valor econômico para o país.

3.4.1. Localização

A bacia sedimentar de Campos se localiza na porção sudeste do território brasileiro, em alto mar (*offshore*), compreendida entre as latitudes 21 e 23°S (Rangel, Guimarães e Spadini, 2003) e possui uma área de cerca de 100.000 km² (PETROBRAS, 2010a; Guardado et al., 2000) até a cota de 3.400 m (Horschutz et al. 1992; Dias et al., 1990 apud Barboza, 2005), sendo que 500 km² são relativos à porção emersa (Dias et al., 1990 apud Barboza, 2005).

A maior porção desta bacia pertence ao território do estado do Rio de Janeiro, sendo que a outra porção pertence ao estado do Espírito Santo (ANP, 2009a). Faz fronteira com a bacia do Espírito Santo ao norte e com a bacia de Santos ao sul, sendo que seu limite com a bacia de Santos ocorre no Alto de Cabo Frio e em seu limite com a bacia do Espírito Santo ocorre no Alto de Vitória. A Figura 3.18 mostra a localização da Bacia de Campos.

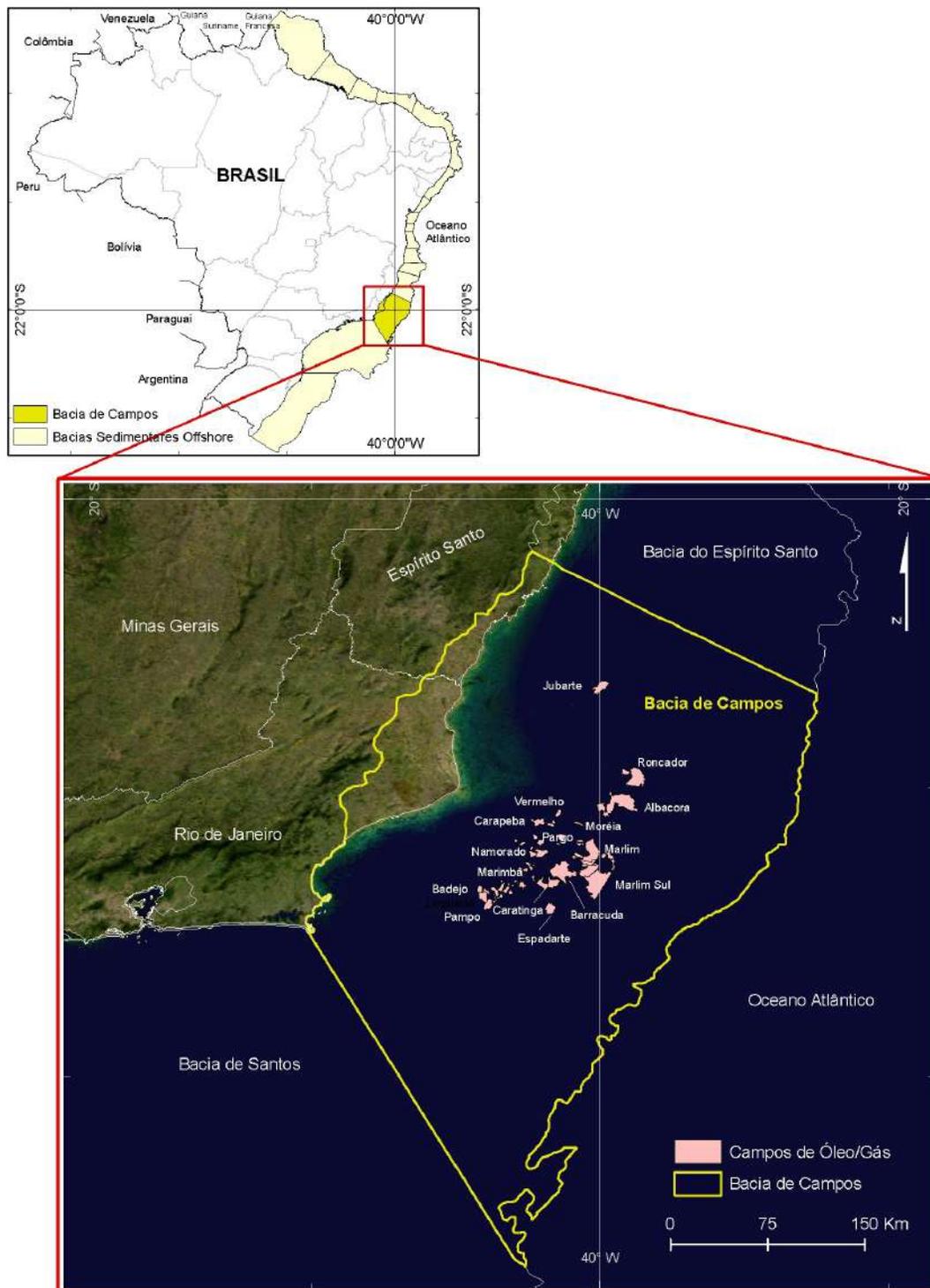


Figura 3.18. Localização da Bacia de Campos, Brasil [Fonte de dados: Milani et al. (2007) – limite da Bacia de Campos; CPRM (2003) – limites campos de petróleo; Fontanelli et al. (2009) – limite campo de Jubarte]

3.4.2. Contexto Geológico

As bacias sedimentares marginais brasileiras são, segundo McKenzie (1978), exemplos típicos de bacias de margem passiva. Segundo Bruhn e Walker (1995), as bacias marginais brasileiras são resultantes de uma sucessão de processos termomecânicos, incluindo rifteamento continental, extensão e ruptura crustal e subsequente espalhamento do assoalho oceânico. O desenvolvimento das bacias sedimentares marginais brasileiras teve início com a ruptura do paleocontinente Gondwana – separação das placas Sulamericana e Africana e evolução do oceano Atlântico – no período Cretáceo, há 140 milhões de anos (Guardado et al., 1989).

O pacote sedimentar que forma a Bacia de Campos é dividido em 5 megasequências, conforme Moraes et al. (2007), chamados, do mais antigo para o mais recente: (i) Rifte continental (Neocomiano); (ii) Transicional (evaporítico) (Aptiano); (iii) Marinho raso (Albiano); (iv) Marinho transgressivo (Cenomaniano ao Eoceno Superior); (v) Marinho regressivo (Eoceno superior até o presente). A Figura 3.19 mostra as principais megasequências das bacias da margem continental oriental brasileira, sendo (PR) Pré-rifte; (R) Rifte; (T) Transicional (que inclui a seção evaporítica); (SC) Carbonatos rasos; (MT) Transgressivo marinho e (MR) Regressivo marinho. Importante salientar que a megasequência pré-rifte, especificamente, não ocorre na Bacia de Campos.

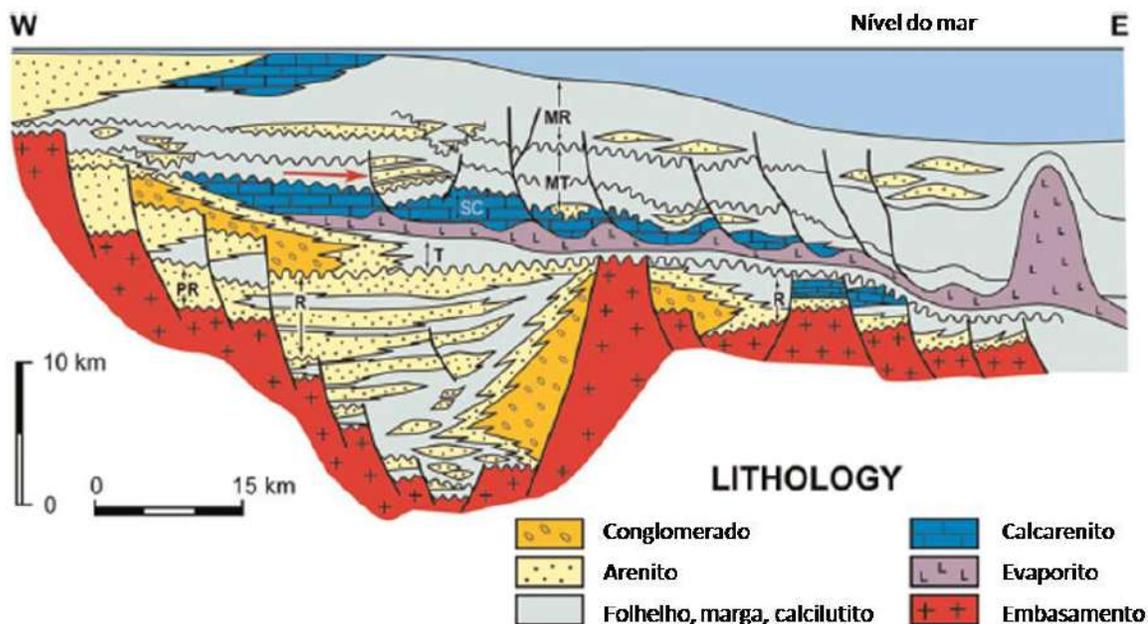


Figura 3.19. Seção geológica generalizada das bacias da margem continental oriental brasileira, mostrando as principais megasequências (Modificado de Bruhn, 1998)

3.4.2.1. Estratigrafia e Evolução Estrutural da Bacia de Campos

A deposição de rocha vulcânica relacionada à abertura do Atlântico Sul durante o período Cretáceo inferior cobriu a maior parte do assoalho da Bacia de Campos, sendo estas rochas inseridas na Formação Cabiúnas. Segundo estudo de datação radiométrica realizado por Mizusaki et al. (1989 apud Rangel, Guimarães e Spadini, 2003), a idade estimada para estes basaltos é de 122 milhões de anos.

Sedimentação lacustre se estabeleceu logo após o derrame de rochas vulcânicas, cobrindo uma área de 100.000 km² (Rangel, Guimarães e Spadini, 2003). Na bacia, a espessura da sequência é superior a 2.500 m, ou quase 4.000 m, considerando-se regimes tectônicos laterais. Estas sequências sedimentares compõem a Formação Lagoa Feia (Rangel e Carminati, 2000 apud Rangel, Guimarães e Spadini, 2003).

Segundo Rangel, Guimarães e Spadini (2003), a sedimentação do rifte da Formação Lagoa Feia (idade Barremiana – Aptiana) é de grande importância econômica, não apenas porque abriga os reservatórios produtores de óleo

denominados coquinas (reservatórios carbonáticos), mas também porque esta Formação contém as principais rochas-geradoras de hidrocarbonetos da Bacia de Campos. As coquinas e os folhelhos intercalados correspondem ao Membro Coqueiros da Formação Lagoa Feia.

A sedimentação do estágio transicional se deu após o estágio rifte, compreendendo rochas carbonáticas e siliciclásticas seguidas de precipitação evaporítica relacionada à abertura do oceano Atlântico sul – esta é a porção superior da Formação Lagoa Feia, do período Aptiano Superior (Rangel, Guimarães e Spadini, 2003).

O estágio de “Drift” (deriva) teve início por volta de 112 milhões de anos (Albiano Inferior) e continua até os dias de hoje. No início deste estágio houve a deposição de carbonatos de água rasa (Formação Macaé) seguido da deposição siliciclástica, em sua maioria em ambientes de água profunda (Rangel e Martins, 1998). Do Albiano Superior até o Paleoceno um aprofundamento gradual ocorreu na Bacia de Campos. Um espesso pacote de sedimentos de águas profundas (folhelhos da Formação Ubatuba) foram depositados num padrão “onlap”, que contém arenitos turbidíticos de águas profundas (Formação Carapebus), segundo Rangel, Guimarães e Spadini (2003).

Durante o período Terciário, um novo padrão deposicional ocorreu, caracterizado por um sucessivo avanço das plataformas siliciclásticas rasas, refletindo uma sequência de eventos tectônicos que ocorreram na placa Sul-Americana durante o terciário (Carminatti, 1987 apud Rangel, Guimarães e Spadini, 2003).

A Figura 3.20 apresenta carta estratigráfica da Bacia de Campos, com as formações que a compõem.

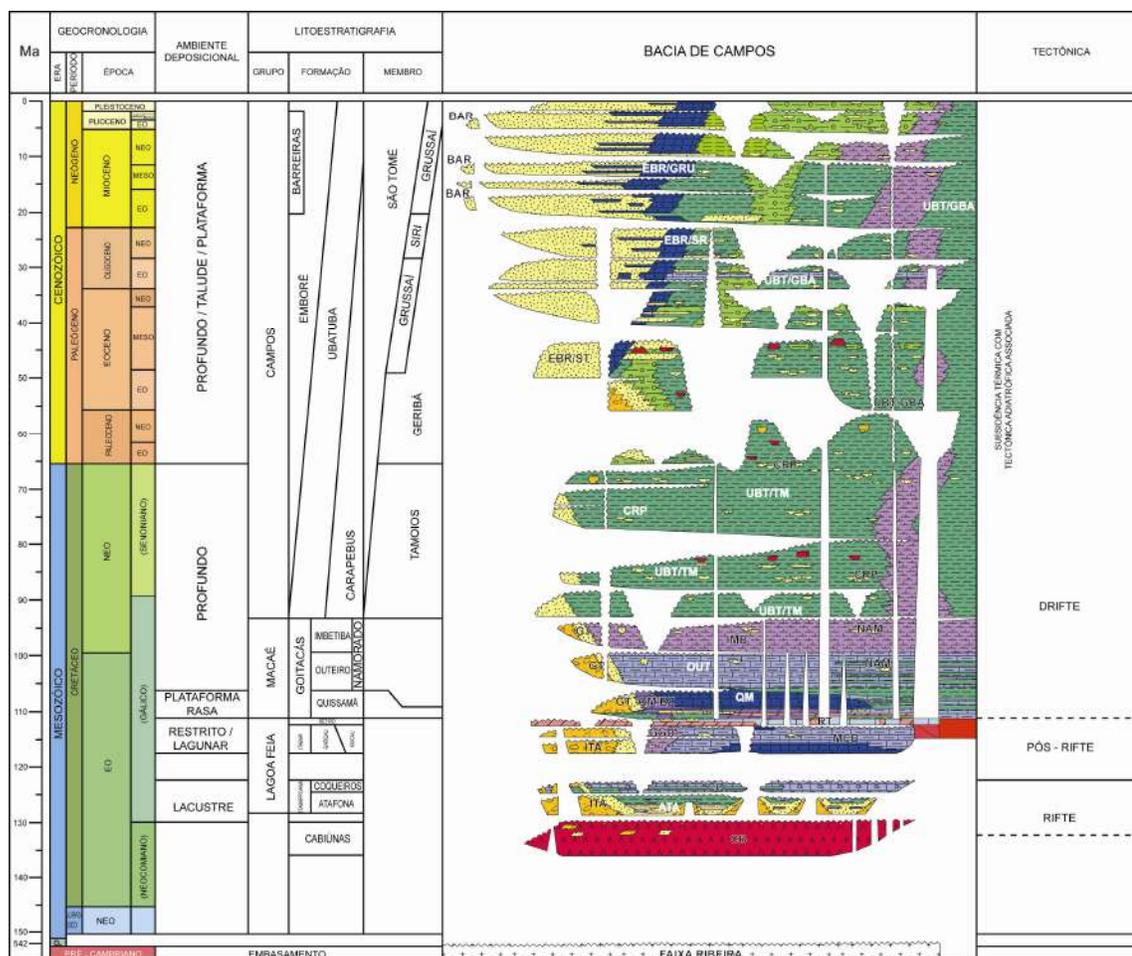


Figura 3.20. Carta estratigráfica da Bacia de Campos, Brasil (Milani et al., 2007).

3.4.2.2. Reservatórios

Rochas-reservatório com porosidade e permeabilidade de boa a excelente qualidade são encontradas na Bacia de Campos em diversas ocorrências (Guardado et al., 2000). As coquinas (carbonatos do período Barremiano) da sequência Rifte atingem porosidades de 15-20% e permeabilidades superiores a 1 darcy (D). Segundo Guardado et al. (2000), os melhores reservatórios da Bacia de Campos consistem em rochas carbonáticas de alta energia compostas de bivalves com porosidade intergranular.

Os carbonatos de água rasa do período Albiano compreendem um grande espectro de reservatórios, sendo que as unidades de maior qualidade apresentam porosidades de até 28% e permeabilidades superiores a 1 D, relacionados a fácies

oolíticas depositadas em ambiente de alta energia (Guardado et al., 2000). Reservatórios com alta porosidade (até 30%) mas com menor permeabilidade (até 100 mD) estão relacionados à calcarenitos (*packstones* oncolíticas-peloidais e *grainstones*) depositadas em ambiente marinho raso com agitação de água moderada. Conforme Guardado et al. (2000), calcilutitos e calcarenitos finos (*fine-grained limestones*) depositados em um cenário mais profundo e de baixa energia também constituem reservatórios, mas apesar de apresentarem alta porosidade (20-30%), eles possuem relativamente baixas permeabilidades (máximo de poucos mD).

Os turbiditos do período Cretáceo Superior foram depositados principalmente em depressões de declive suave formadas como resultado da halocinese e apresentam porosidades de 20 à 25% e permeabilidades de 100 mD à 5000 mD (Guardado et al., 2000). Entende-se por halocinese a ascensão de corpos salinos (originados em depósitos evaporíticos) penetrando e deformando camadas rochosas mais densas acima e produzindo estruturas dômicas de grande interesse na exploração petrolífera (Winge et al., 2001).

Os principais reservatórios siliciclásticos do período Terciário (Oligoceno-Mioceno) são predominantemente arenitos de granulometria média a fina, com porosidades de aproximadamente 30% e permeabilidades de alguns Darcys. Estes complexos turbidíticos se desenvolveram como extensos leques no assoalho da bacia (Guardado et al., 2000).

Os principais campos, incluindo Marlim, Barracuda (Terciário) e Roncador (Cretáceo) encontram-se em lâminas d'água entre 250 e 2600 metros. Os campos gigantes do período terciário possuem predominantemente trapas estratigráficas (Guardado et al., 2000).

3.4.3. Exploração de Hidrocarbonetos na Bacia de Campos

O primeiro poço perfurado na Bacia de Campos foi o 1-RJS-9A em 1976, no campo de Garoupa, situado em lâmina d'água de 100 m de profundidade. Um ano depois, a exploração comercial iniciou através do poço 3-EM-1-RJS no campo de Enchova, com uma produção de 10.000 barris/dia (PETROBRAS, 2010a).

Atualmente existem mais de 50 campos conhecidos na Bacia de Campos (PETROBRAS, 2010a), dos quais 40 encontram-se em fase de produção (ANP, 2009a). Outros 19 campos encontram-se na etapa de desenvolvimento da fase de produção (ANP, 2009a).

Em 2007, a Bacia de Campos completou 30 anos de produção e abriga cerca de 80% das reservas de petróleo já descobertas pela Petrobras no território brasileiro (PETROBRAS, 2010d). Atualmente são extraídos cerca de 1,49 milhão de barris de óleo e 22 milhões de metros cúbicos de gás por dia, segundo PETROBRAS (2010a). A maior acumulação de petróleo do Brasil encontra-se no campo de Marlim (Milani e Araújo, 2003; Cândido, 1990), seguido do campo de Albacora (Cândido, 1990). As reservas totais³ da Bacia de Campos chegam à 17,60 bilhões de barris de petróleo e 1,6 bilhões de metros cúbicos de gás, segundo ANP (2008).

Segundo ANP (2009a), o estado do Rio de Janeiro (entenda-se Bacia de Campos) respondeu por 91,7% da produção marítima e por 82,5% da produção total nacional de petróleo em 2008. O estado do Rio de Janeiro foi também o maior produtor de gás natural entre 2007 e 2008, concentrando 40,6% do volume total produzido e 57,2% da produção marítima nacional. No ano de 2008, a produção de petróleo apenas da Bacia de Campos atingiu 89.747.102,98 m³, enquanto que a produção total brasileira foi da ordem de 105.452.170,00 m³ (ANP, 2009a).

³ Excluindo-se as reservas dos campos em desenvolvimento ainda não formalmente reconhecidas pela ANP.

Bosco (2007) afirma que 32 dos 55 campos “já passaram da flor da idade”, o que se confirma em PETROBRAS (2010a), a qual afirma que: “dos 55 campos existentes hoje na Bacia de Campos, 36 são considerados maduros, ou seja, já atingiram o pico de produção”, justificando, assim, a aplicação de novas tecnologias visando o máximo aumento da vida útil dessas áreas, através das quais a Petrobras consegue um aumento de 3% no fator de recuperação de óleo na bacia (PETROBRAS 2010a). Segundo Pinto et al. (2003), o método de injeção de água é aplicado em quase todos os campos gigantes de petróleo da Bacia de Campos.

4. MATERIAIS E MÉTODOS

4.1. Dados

4.1.1. Fontes Emissoras de CO₂

O “inventário-base” de emissões de CO₂ utilizado para esta pesquisa foi o “banco de dados de emissões de CO₂” da Agência Internacional de Energia (IEA GHG, 2006). Para o Brasil, o banco de dados contém informações sobre 361 fontes emissoras estacionárias, sendo 1 planta de amônia, 52 cimenteiras, 22 plantas de etanol, 6 plantas de etileno, 11 siderúrgicas, 68 termelétricas, 12 refinarias e 189 plantas de produção de biomassa, perfazendo um total de 204 MtCO₂/ano. O inventário contém informações como: setor da indústria ao qual pertence, nome da empresa, nome da planta, cidade, status da planta, emissão de CO₂ estimada (kt/ano), concentração do CO₂ no gás de combustão, tempo de funcionamento da planta, entre outras. Para as plantas de geração de energia elétrica ainda estão disponíveis informações referentes ao tipo de tecnologia utilizada na planta e o combustível utilizado para queima.

Com relação às fontes emissoras listadas no inventário da IEA, os dados mostram que o setor de produção de biomassa contribui com 34% das emissões anuais de CO₂ provenientes de fontes estacionárias no Brasil, seguido das termelétricas, cujas emissões correspondem a 25% do total (Figura 4.1).

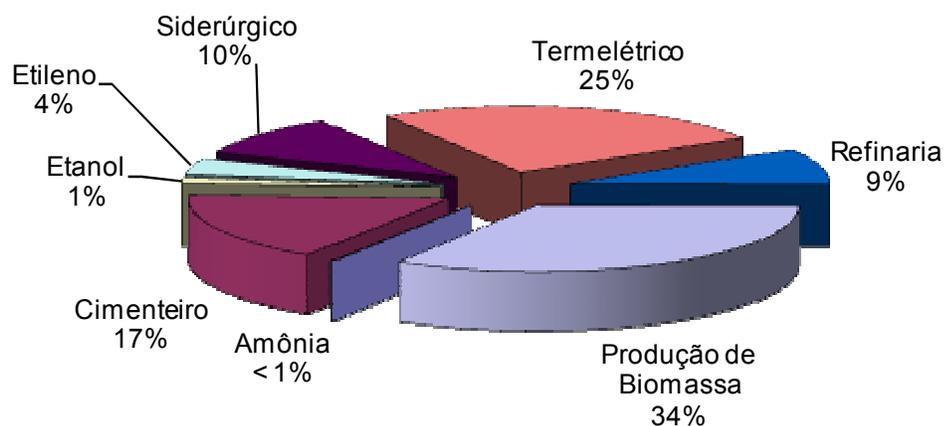


Figura 4.1. Emissões de CO₂ por setor de fontes estacionárias (elaborado pelo autor com base em dados de IEA GHG, 2006).

A Tabela 4.1 mostra de forma sintetizada a emissão total de CO₂, em kt/ano, e o número de plantas por setor. Observa-se que, tanto em número de plantas quanto em massa de CO₂ emitida por ano, em primeiro lugar está o setor de produção de biomassa, seguido do termelétrico e cimentoeiro.

Tabela 4.1. Emissão total de CO₂ por setor no Brasil (elaborado pelo autor com base em dados da IEA GHG, 2006)

Setor	Número de plantas	Emissão total de CO ₂ (kt/ano)
Amônia	1	196
Cimentoeiro	52	34.241
Etanol	22	3.076,27
Etileno	6	8.429
Siderúrgico	11	20.282
Termelétrico	68	50.990
Refinaria	12	18.086
Produção de Biomassa	189	69.082,84
Emissão Total do Brasil		204.383,11

Para fins de análises espaciais, à qual se propôs esta pesquisa, as coordenadas geográficas do “inventário-base” de emissões foram verificadas e posteriormente corrigidas com base na lista de fontes emissoras do Programa CARBMAP, realizado por Rocha et al. (2006), que corrigiu todas as fontes do banco

de dados da IEA. Nomes de plantas e cidades em que se situam foram corrigidas quando necessário. É importante destacar que somente fontes emissoras estacionárias localizadas em terra são consideradas neste estudo, porém, existe potencial de fontes de CO₂ no mar, nas plataformas de produção de petróleo (devido ao excesso de CO₂ no gás natural produzido), notadamente no pré-sal em bacias sedimentares adjacentes (Bacia de Santos).

Com as devidas correções, o banco de dados foi importado para o software ArcGIS, gerando o plano de informação (*layer*) das fontes emissoras de CO₂ Brasileiras, o qual possibilitou a visualização espacial das mesmas.

4.1.2. Dutos

Considerando que o transporte de CO₂ é geralmente realizado por meio de dutos, o georreferenciamento da infraestrutura dutoviária existente no território brasileiro foi realizado com base em cartogramas disponíveis em PETROBRAS (2003), ANP (2001-2008), ANEEL (2005), Ministério dos Transportes (2007), TRANSPETRO (2008). Deve-se considerar que no Brasil, o transporte dutoviário corresponde a uma pequena parcela (aproximadamente 4,2%, segundo CNT, 2008) da matriz do transporte de cargas. Foram considerados para este estudo apenas os traçados já implantados no território brasileiro, que podem ser visualizados na Figura 4.2.

O conhecimento dos traçados dutoviários já existentes são importantes (i) para a possível utilização destes dutos para transporte de CO₂ e (ii) para a escolha futura de caminhos preferenciais para implementação de novos dutos (neste caso, carbodutos). Hendriks et al. (2007 apud Brederode, 2008) afirma que considerando as vantagens legais e de engenharia, é importante o conhecimento das faixas de dutos já existentes. Conforme reportado por Rockett (2008) no caso de uma dutovia brasileira, a implantação de dutovias envolve questões legais de uso da terra, justificando ainda mais o uso de traçados já definidos para a implantação de novas dutovias.

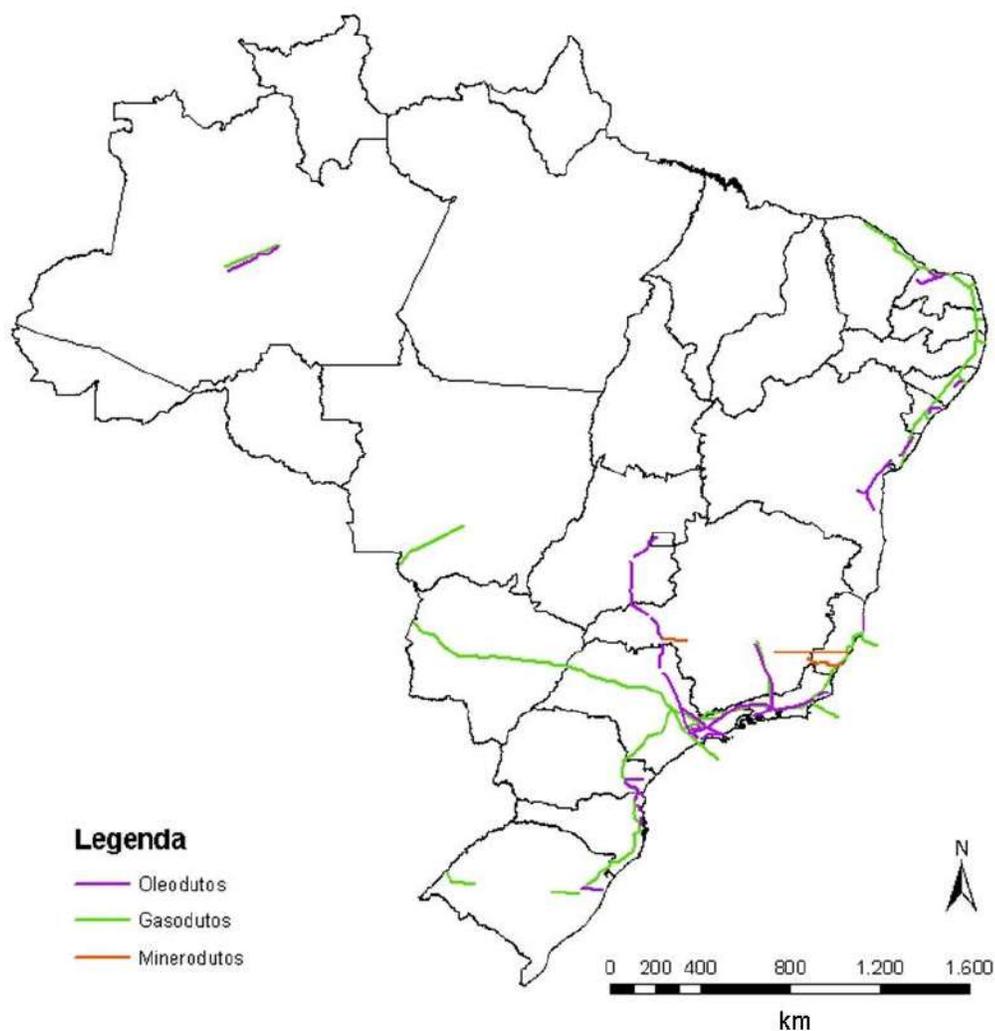


Figura 4.2. Dutovias existentes no Brasil

4.1.3. Reservatórios Geológicos

Os reservatórios geológicos selecionados para análise nesta pesquisa são os campos de petróleo da Bacia de Campos que, segundo PETROBRAS (2010a), totalizam mais de 50 campos. Dados específicos de cada campo de óleo/gás foram obtidos através de extensa pesquisa bibliográfica e todos os dados técnicos dos reservatórios obtidos foram organizados em uma tabela (Apêndices A e B). Por se tratarem de campos de petróleo estratégicos para o país – os campos da Bacia de Campos são responsáveis por 84% da produção nacional (PETROBRAS, 2010a) – a maioria das informações são confidenciais e a disponibilidade de dados

específicos em publicações é bastante restrita, sendo na sua maioria publicações antigas (anos 80 e 90) – o que reflete a maturidade da bacia.

Cabe ressaltar que esta pesquisa propôs-se a fazer uma análise à nível de campos de petróleo, sendo assim, (i) quando os dados disponíveis referiam-se a reservatórios específicos dentro de um campo, dados médios foram assumidos e (ii) quando só haviam dados de um reservatório específico em um campo, os mesmos foram extrapolados – no caso de os dados originalmente obtidos em bibliografia não serem dados médios por campo.

Os reservatórios considerados neste estudo correspondem aos 17 campos de óleo/gás da Bacia de Campos os quais obteve-se os dados específicos necessários para a análise: Carapeba, Linguado, Marimbá, Marlim, Vermelho, Barracuda, Roncador, Caratinga, Jubarte, Namorado, Badejo, Pampo, Enchova/Bonito, Garoupa, Albacora, Corvina e Malhado. Todos eles encontravam-se em fase de produção até o final do ano de 2008, segundo ANP (2009a). As reservas totais dos 17 campos estudados correspondem à 59% das reservas totais da Bacia de Campos, sendo 25% referentes aos campos gigantes de Marlim, Barracuda, Albacora, Roncador, Caratinga, Carapeba, Vermelho e Marimba (segundo dados obtidos em ANP, 2008; Rangel, Guimarães e Spadini, 2003; Assis et al., 1996; Horschutz et al., 1992). Dentre os dados incluídos da tabela produzida estão: área do campo, formação/unidade estratigráfica, porosidade média, permeabilidade média, espessura média, profundidade, densidade do óleo, volume original de óleo do reservatório, reservas, entre outros.

4.1.3.1. Localização

A localização dos campos de óleo/gás pesquisados da Bacia de Campos foi obtida através do arquivo georreferenciado de campos de óleo/gás da CPRM (2003), o qual continha 16 dos 17 campos de óleo/gás considerados neste estudo. O campo de petróleo que não constava no arquivo (Jubarte) foi georreferenciado através do Software ArcGIS 9.3, com base em mapas obtidos em artigos (Fontanelli; De Ros; Remus, 2009). A Figura 4.3 mostra a localização geográfica dos 17 campos de petróleo analisados nesta pesquisa.

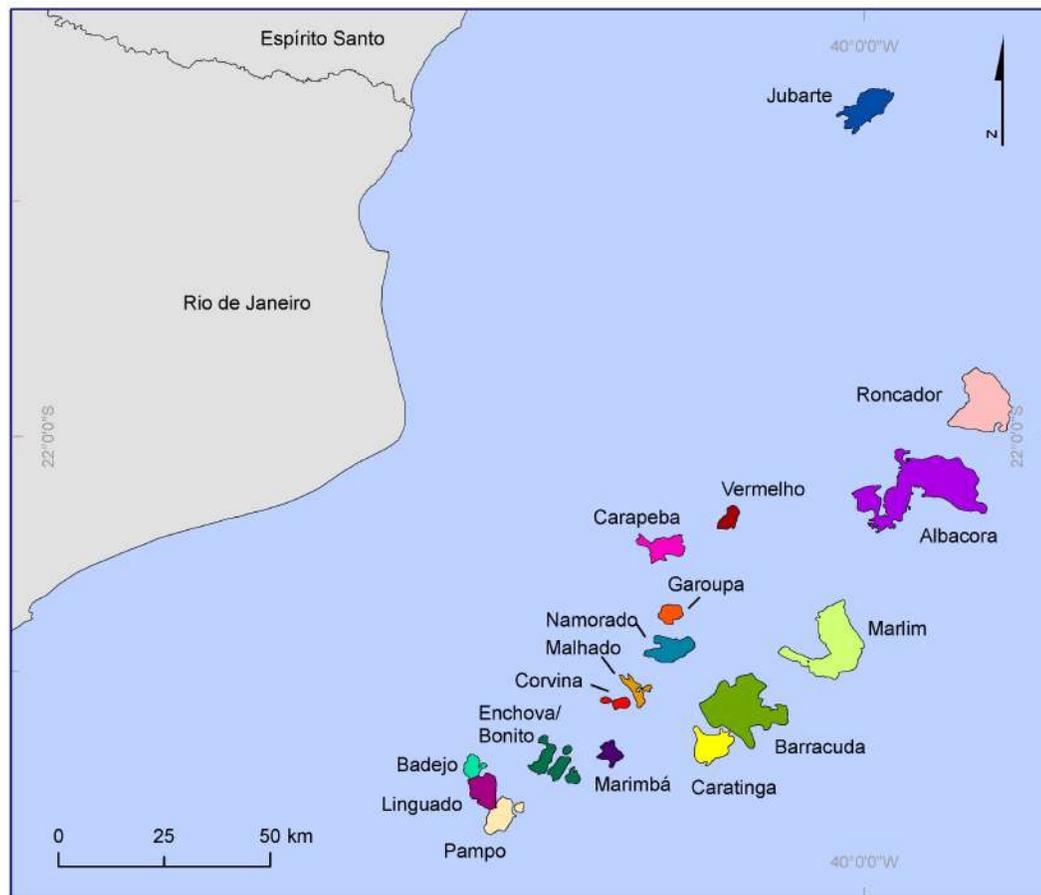


Figura 4.3. Localização geográfica dos 17 campos de petróleo analisados nesta pesquisa.

4.1.3.2. Profundidade e Espessura dos Reservatórios

A profundidade dos reservatórios foi obtida por meio de dados disponíveis em bibliografia. A profundidade, quando não disponível a nível de campo, foi estimada com base: (i) na média das profundidades dos reservatórios existentes no campo, quando os dados para estes estavam disponíveis (ex. Carapeba, Linguado, Vermelho, Namorado, Pampo), ou (ii) pela profundidade média dentro de um intervalo de profundidade do campo (ex. Marlim, Roncador, Caratinga, Jubarte, Badejo, Albacora, Malhado), ou (iii) com base em seções geológicas encontradas nos artigos – média do intervalo de profundidade (ex. Caratinga, Badejo, Malhado), ou ainda (iv) com base na profundidade do contato óleo-água (ex. Enchova/Bonito, Corvina). O valor médio de profundidade e valor máximo e mínimo de profundidade

dos campos avaliados nesta pesquisa podem ser visualizados na Figura 5.11, no Capítulo 5 deste trabalho.

Todos os campos de óleo e gás considerados possuem profundidades superiores a 800 metros, requisito desejado para fins de armazenamento geológico de CO₂ em estado supercrítico.

Os dados de espessura média, quando disponíveis em bibliografia, foram adotados, assim como foram estimados quando da disponibilidade de profundidade do topo e da base do reservatório. A espessura é importante para estimativa do custo de investimento, operação e manutenção para a etapa do armazenamento de CO₂, principalmente referente aos custos de perfuração de poços.

4.1.3.3. Porosidade e Permeabilidade

Os dados de porosidade e permeabilidade coletados na bibliografia foram organizados e, para fins de análise, algumas considerações foram feitas quando os dados não estavam disponíveis. Para os campos os quais haviam dados disponíveis a nível de campo de petróleo, os mesmos foram adotados, e, caso houvesse mais de uma referência bibliográfica, utilizou-se o dado da publicação mais recente (Marimba, Marlim, Roncador, Narmorado, dados de porosidade para campos de Garoupa, Corvina e Malhado). Quando os dados não estavam disponíveis a nível de campo de petróleo, adotou-se os seguintes procedimentos: (i) utilizou-se a média dos dados de porosidade e permeabilidade dos reservatórios do campo (Linguado, Barracuda, permeabilidade para Badejo, porosidade para Enchova/Bonito e Pampo); (ii) adotou-se os dados de um reservatório específico, do qual estava disponíveis os dados (Carapeba, Vermelho, Albacora) ou (iii) utilizou-se as informações de “campos-equivalentes”, com base na Formação/Unidade estratigráfica (mesma idade e tipo de rocha), conforme mostrado no Quadro 4.1.

Quadro 4.1. Equivalência entre campos de petróleo para definição de parâmetros de porosidade e permeabilidade para os campos os quais os dados não estavam disponíveis.

Campo (dado que falta)	Tipo de rocha - idade / Formação- Unidade estratigráfica	“Campo-Equivalente”
Caratinga (porosidade e permeabilidade)	Fm.Campos / Mb. Carapebus	Marlim
Jubarte (porosidade e permeabilidade)	Arenitos Maastrichianos / Fm. Carapebus	Roncador
Garoupa (permeabilidade)	Carbonatos Albo-cenomanianos/ Fm. Macaé	Pampo
Corvina (permeabilidade)	Turbiditos Eocênicos / Mb. Carapebus	Enchova/Bonito
Malhado (permeabilidade)	Turbiditos Eocênicos / Mb. Carapebus	Enchova/Bonito

4.1.3.4. Grau de Densidade API do Óleo

O grau de densidade API ($^{\circ}\text{API}^4$) do óleo foi considerada na avaliação devido à possível prática futura de recuperação avançada de petróleo (EOR) nos campos de petróleo da Bacia de Campos, visto que o fator de recuperação de óleo com a prática de EOR em reservatórios com óleo de densidade superior à 25° API é de 40% (Blunt et al., 1993; Bachu, 2000), e o fator de recuperação em reservatórios com óleo de densidade inferior à 25° API é de 20% (Nelms et al., 2004 apud Martins, 2009). Segundo PETROBRAS (2010), o óleo com densidade superior à 30 °API é considerado um óleo leve; os que apresentam densidades entre 22° e 30 °API são considerados médios; abaixo de 22°API o óleo é classificado como pesado; e óleos com densidade inferior à 10 °API são classificados de extra-pesados.

⁴ Forma de expressar a densidade relativa de um óleo ou derivado. A escala API, medida em graus, varia inversamente à densidade relativa, isto é, quanto maior a densidade relativa, menor o grau API. (Fonte: Organização Nacional da Indústria do Petróleo – ONIP, Brasil)

4.1.3.5. Reservas de Petróleo e Volume Original de Óleo *in situ*

As reservas de petróleo, por serem estratégicas para a o país, não são amplamente divulgadas à nível de campo de petróleo. Geralmente os dados de reservas são disponibilizados à nível de bacia sedimentar ou por estado brasileiro (ex. ANP, 2009a). Para a Bacia de Campos, a principal bacia petrolífera do Brasil, não é diferente, assim, os dados de reservas de petróleo e volume original de óleo *in situ* obtidos através de pesquisa bibliográfica e utilizados nesta pesquisa datam de 1992 à 2006, dependendo do campo. O fator de recuperação da Bacia de Campos com a aplicação de novas tecnologias (35,4% conforme Bosco, 2007) foi utilizado para estimar as reservas dos campos os quais só estavam disponíveis valores do volume original de óleo *in situ* (Badejo, Enchova/Bonito, Albacora, Corvina e Malhado). A unidade de medida utilizada é o barril (bbl). Um barril de óleo equivale a $0,158987 \text{ m}^3$, segundo ONIP (2010), este fator de conversão foi utilizado neste trabalho quando necessário.

Os campos de petróleo da Bacia de Campos muitas vezes possuem quantidades de óleo misturadas com gás ou ainda reservatórios distintos de óleo e gás num mesmo campo. Nestes casos, como o gás natural é medido em metros cúbicos, a unidade utilizada para exprimir o volume total de hidrocarbonetos no campo é barril de óleo equivalente (boe). Segundo ONIP (2010), a conversão do gás nacional é feita à taxa de 1.000 m^3 de gás para 1 m^3 de petróleo, sendo que 1 m^3 de petróleo equivale a 6,28981 barris e para o barril de óleo equivalente internacional, é aproximadamente 6.000 pés cúbicos de gás natural.

4.1.3.6. Poços Existentes

O inventário de poços utilizado nesta pesquisa faz parte do banco de dados de exploração e produção (BDEP) da ANP (2009b). A planilha, contendo coordenadas geográficas, foi importada para o software ArcGIS, onde foi possível a visualização espacial dos poços em território nacional. Através da ferramenta *Clipping* do ArcGIS, obteve-se para cada campo de petróleo da Bacia de Campos os poços perfurados dentro de seus limites geográficos. Foram considerados todos os

poços perfurados do inventário da ANP, considerando-se que os mesmos podem ser reutilizados para injeção de CO₂ nos reservatórios, exceto os definidos como “abandonados”, visto que para fins de injeção de CO₂ os mesmos não deverão ser utilizados. Cabe ressaltar, no entanto, que estes poços são importantes e devem ser considerados no caso de análise de risco de CCS, por serem potenciais rotas de fuga de CO₂ do reservatório.

4.1.3.7. Injectividade / Taxa de Injeção

A injectividade é definida como a quantidade média de CO₂ que pode ser injetada no reservatório por ano, por poço. Segundo Brederode (2008), este parâmetro possui grande influência no custo total de armazenamento, pois um reservatório com baixa injectividade necessita de um grande número de poços, forçando assim, o aumento o custo de investimento, ao contrário de um reservatório com alta injectividade, onde o número de poços necessários é menor.

Dados do Projeto Sleipner (Mar do Norte, Noruega) indicam que a injectividade na Formação Utsira é 1 Mt de CO₂/ano (Korbol e Kaddour, 1995) sendo que a permeabilidade da formação geológica é superior a 1500 mD (Zweigle et al., 2004; Lindeberg e Bergmo, 2002). No Projeto In Salah (Algeria) a permeabilidade média do reservatório é aproximadamente 10 mD (Ringrose et al., 2009) – sendo que existem 3 poços injetores de CO₂ no mesmo, os quais desde o início do projeto em 2004 até o final de 2008 injetaram 2,5 Mt de CO₂ no reservatório (Ringrose et al., 2009). Estes dados permitem-nos inferir que no Projeto In Salah, a injeção anual média é de 0,652 Mt de CO₂, com uma injectividade média de 0,21 Mt por ano por poço.

Considerando os dados dos projetos de armazenamento de CO₂ citados, assumiu-se valores de injectividade para os campos da Bacia de Campos, com base nos dados de permeabilidades obtidos através de bibliografia, conforme mostrado da Tabela 4.2.

Tabela 4.2. Parâmetros utilizados para definição da injectividade média por campo de petróleo da Bacia de Campos.

Permeabilidade média (mD)	Injectividade (Mt/ ano por poço)
> 1000	1
~ 400-500	0,5
< 100	0,33

A Tabela 4.3 mostra os dados de injectividade utilizados para cada campo de petróleo. Estes dados foram utilizados para a estimativa de custos de armazenamento (Subcapítulo 4.4.1.1).

Tabela 4.3. Injectividades assumidas para cada campo de petróleo

Campo de petróleo	Injectividade (Mt/ano por poço)
Marlim	1
Enchova/Bonito	1
Marimbá	1
Barracuda	0,75
Albacora	0,50
Roncador	0,5
Jubarte	0,5
Caratinga	0,5
Vermelho	0,5
Corvina	0,50
Garoupa	0,50
Pampo	0,33
Namorado	0,33
Carapeba	0,33
Linguado	0,33

4.2. Estimativa da Capacidade de Armazenamento

Por se tratarem dos reservatórios geológicos mais bem-estudados (pela indústria do petróleo) dentre os reservatórios potenciais para armazenamento

geológico de dióxido de carbono, a estimativa da capacidade de armazenamento de CO₂ em campos de óleo e gás é a mais simples, segundo Bachu et al. (2007).

A estimativa da capacidade de armazenamento de CO₂ nos campos de óleo e gás da Bacia de Campos foi realizada conforme proposto por Bachu et al. (2007) para reservatórios de óleo, mostrada na Equação 4.1. Cabe salientar que este cálculo supõe que o volume anteriormente ocupado pelos hidrocarbonetos já produzidos ou a serem produzidos estará disponível para armazenar o CO₂, isto é, substituição completa dos hidrocarbonetos por CO₂.

$$M_{CO_2t} = \rho_{CO_2r} [(R_f \times OOIP/B_f) - V_{iw} + V_{pw}] \quad (\text{Eq. 4.1})$$

Onde: M_{CO_2t} indica a capacidade teórica de armazenamento de CO₂ (em toneladas), ρ_{CO_2r} é a densidade do dióxido de carbono nas condições do reservatório (em kg/m³), R_f é o fator de recuperação, B_f é o fator do volume de formação, V_{iw} é o volume de água injetada e V_{pw} é o volume de água produzida.

4.2.1. Densidade do CO₂ nas Condições do Reservatório

Levando-se em consideração que as análises devem ser a nível de campo de petróleo, a densidade do CO₂ nas condições médias de cada campo de óleo/gás foi obtida pelo modelo geoquímico proposto por Duan, Moller e Weare (1992) onde insere-se temperatura e pressão desejadas no modelo.

Com base na profundidade (h) e o gradiente geotérmico médio da Bacia de Campos ($G_{BCampos}$) – 23,36 °C/km, segundo Jahnert (1987) –, calculou-se a temperatura média dos campos de petróleo da Bacia de Campos (T_r), conforme Equação 4.2. Adicionou-se, ainda, 4°C levando-se em consideração a temperatura no fundo do mar (Miller e Kowsmann, 2009), visto que todos os campos da Bacia de Campos localizam-se *offshore*.

$$T_r = h \times G_{BCampos} + 4^\circ\text{C} \quad (\text{Eq. 4.2})$$

A pressão foi estimada com base na profundidade, assumindo-se uma pressão hidrostática de 100 bar/km.

4.2.2. Fator de Recuperação e Volume Original de Óleo *in situ*

O fator de recuperação de um reservatório corresponde à razão entre a produção prevista de petróleo de um determinado reservatório e o seu “volume *in situ*” original. Considerando a indisponibilidade deste dado para os campos de óleo/gás da Bacia de Campos, assumiu-se o valor de reservas de petróleo no lugar da expressão $R_f \times OOIP$ na equação de estimativa de capacidade de armazenamento de CO_2 utilizada. Para os campos os quais não estavam disponíveis os valores de reservas (Badejo, Enchova/Bonito, Albacora, Corvina e Malhado), utilizou-se o valor do volume original de óleo *in situ* e multiplicou-se pelo fator de recuperação de 35,4% da Bacia de Campos com a aplicação de novas tecnologias, citado Bosco (2007).

4.2.3. Fator do Volume de Formação, Volume de Água Injetada e Produzida

O fator do volume de formação converte o volume de óleo em condições normais para as condições *in situ* do reservatório. Na falta destes dados, utilizou-se o valor de 1,2, um valor médio entre o mínimo e o máximo – 1,0 e 1,4 respectivamente – conforme APEC (2005).

Na falta de dados específicos por campo ou reservatórios dos campos, assumiu-se que o resultado do volume de água injetada mais o volume de água produzida é zero ($V_{iw} + V_{pw} = 0$).

4.3. Classificação dos Campos Potenciais para Armazenamento de CO_2 na Bacia de Campos

A classificação dos campos potenciais para armazenamento de CO_2 na Bacia de Campos foi feita com base na avaliação de cada campo de petróleo, conforme

características favoráveis para o sequestro geológico de CO₂, no que se refere à captura, transporte e armazenamento. Para cada etapa citada anteriormente foram selecionados critérios para a avaliação, mostrados no Quadro 4.2.

Quadro 4.2. Critérios de avaliação utilizados para a classificação dos campos potenciais para armazenamento geológico de CO₂ na Bacia de Campos.

Etapa	Critérios avaliados
Armazenamento de CO ₂	Profundidade média do campo
	Capacidade de armazenamento de CO ₂ do campo
	Porosidade e Permeabilidade médias do campo
	Densidade média do óleo do campo
	Número de poços existentes no campo
Transporte de CO ₂	Infraestrutura dutoviária existente
Captura do CO ₂	Quantidade de CO ₂ emitida
	Qualidade das fontes associadas

Os critérios foram definidos conforme a relevância para o processo de sequestro de CO₂ e disponibilidade dos dados. Cada uma das 3 etapas possui o mesmo peso na avaliação final.

Para cada critério foram definidos pesos – semelhante a metodologia de Bradshaw (2008) –, conforme as classes definidas através da distribuição de frequências (Equação 4.3), segundo Gujarati (2006).

$$a = (L_s - L_i) / K \quad (\text{Eq. 4.3})$$

Onde: a é a amplitude das classes, L_s é o limite superior da classe (que deve ser igual ou ligeiramente superior ao maior valor das observações), L_i é o limite inferior da classe (igual ou ligeiramente inferior ao maior valor das observações), e K (definido por $\sqrt[n]{n}$, onde n é o número de observações) é o número de classes.

Devido ao número de casos estudados ser 17 (17 campos de petróleo), o valor de K é 4. Assim, cada critério foi dividido em 4 classes, com pesos 0,25 / 0,50 / 0,75 / 1,00.

4.3.1. Etapa do Armazenamento de CO₂

Nesta etapa, cada um dos 17 campos de petróleo da Bacia de Campos considerados neste estudo foi avaliado relativamente. Para cada critério foram atribuídos pesos, conforme a classificação obtida pela distribuição de frequências. Considerando que todos os campos possuem profundidades superiores à 2.000 m, no critério profundidade média foi atribuído peso 0,25 para a classe com maiores profundidades, pois quanto mais profundo o reservatório, maiores são os custos de armazenamento, sendo, portanto, melhor os reservatórios com menores profundidades. Porosidade e permeabilidade médias compuseram um critério, sendo a nota final a média aritmética da nota de cada critério separado. Considerou-se que os campos com maiores valores tanto para porosidade quanto para permeabilidade seriam os mais favoráveis para o armazenamento de CO₂, e assim, receberiam maior peso na avaliação. Para os critérios densidade do óleo, capacidade de armazenamento e número de poços, os pesos coincidiram com as classes em ordem crescente, pois para estes critérios quanto maior o valor, melhor para o armazenamento de CO₂, conforme explicado a seguir:

- O grau de densidade API é maior quando o petróleo é mais leve e, quanto mais leve o óleo maior é o fator de recuperação de óleo no campo com a prática de EOR.

- A capacidade de armazenamento indica a quantidade de CO₂ que pode ser armazenada no campo de petróleo, assim, quanto maior for esta quantidade maior será a viabilidade econômica para a implantação da atividade de armazenamento geológico de CO₂ no campo de petróleo.

- Os poços perfurados foram levados em consideração para fins de reuso para injeção de CO₂ nos campos de petróleo (e não foram considerados para fins

de análise de risco), assim, considerou-se maior peso para os campos com maior número de poços perfurados.

A Tabela 4.4 mostra as classes definidas com os respectivos pesos atribuídos à cada classe, para cada critério de avaliação referente à etapa do armazenamento de CO₂.

Tabela 4.4. Critérios de avaliação da etapa de armazenamento de CO₂: classes definidas e pesos atribuídos

Profundidade Média (m)		Porosidade Média (%)		Permeabilidade média (mD)	
Classe	Peso	Classe	Peso	Classe	Peso
2200 - 2450	1,00	12,5 - 16,88	0,25	200 - 900	0,25
2450,1 - 2700	0,75	16,9 - 21,3	0,50	901 - 1600	0,50
2700,1 - 2950	0,50	21,4 - 25,6	0,75	1601 - 2300	0,75
2950,1 - 3200	0,25	25,7 - 30	1,00	2301 - 3000	1,00

Densidade do óleo (°API)		Capacidade de Armazenamento (Mt)		Poços (und.)	
Classe	Peso	Classe	Peso	Classe	Peso
17 - 20,3	0,25	2 - 68	0,25	4 - 52	0,25
20,4 - 23,6	0,50	68,1 - 134	0,50	53 - 100	0,50
23,7 - 26,8	0,75	134,1 - 200	0,75	101 - 148	0,75
26,9 - 30	1,00	200,1 - 266	1,00	149 - 195	1,00

A nota final corresponde à média aritmética das notas atribuídas para cada critério do campo de petróleo, obtendo-se assim, a avaliação dos melhores campos de petróleo da Bacia de Campos, segundo características relevantes para o armazenamento geológico de CO₂.

4.3.2. Etapa do Transporte de CO₂

Nesta etapa avaliou-se a infraestrutura para transporte existente (dutos) no território nacional. A distância média entre fontes estacionárias e reservatórios geológicos considerada economicamente viável para que o sequestro geológico de CO₂ é 300km, segundo o IPCC (2005), podendo ser maior caso existam benefícios econômicos (provenientes de EOR ou ECBM, por exemplo). Foi adotada a distância de 300 km nesta análise para classificação dos campos de petróleo potenciais para armazenamento de CO₂. Considerando que o transporte é a etapa que faz a ligação entre a captura de CO₂ e seu armazenamento, supôs-se que a infraestrutura dutoviária existente também deve estar compreendida dentro da distância limite. Assim, através da ferramenta *Buffer* do software ArcGIS, foi gerada uma “faixa de entorno” (*buffer*) de 300km para cada campo de petróleo da Bacia de Campos, a partir do limite territorial de cada campo.

Através da sobreposição do plano de informação georreferenciado anteriormente da infraestrutura dutoviária existente no território nacional e a faixa de entorno, foi possível identificar a existência ou não de infraestrutura dutoviária dentro do raio-limite definido. Utilizou-se da ferramenta *Measurement* do software ArcGIS para a mensuração do comprimento de infraestrutura dutoviária existente dentro da faixa de entorno de cada campo de petróleo. Os pesos foram atribuídos com base nas classes definidas através da distribuição de frequências do comprimento de infra-estrutura para transporte disponível para cada campo, conforme especificado na Tabela 4.5.

Tabela 4.5. Critérios de avaliação da etapa de transporte de CO₂: classes definidas e pesos atribuídos

Infraestrutura dutoviária (km)	
Classe	Peso
440 - 538,8	0,25
538,9 - 637,5	0,50
637,6 - 736,5	0,75
736,4 - 835	1,00

4.3.3. Etapa da Captura de CO₂

A etapa de captura de CO₂ foi analisada segundo 2 critérios: quantidade e qualidade (concentração de CO₂ no gás de exaustão) do CO₂ emitido. Através da sobreposição das faixas de entorno geradas na etapa anterior e do plano de informação das fontes emissoras estacionárias de CO₂ no Brasil, pôde-se identificar as fontes emissoras associadas com cada campo de petróleo da Bacia de Campos, bem como a quantificação da massa de CO₂ associada.

Através da distribuição de frequência, definiu-se as classes de avaliação para o critério quantidade de CO₂ associado, conforme a Tabela 4.6.

Tabela 4.6. Critério “quantidade das fontes emissoras associadas” da avaliação da etapa de captura de CO₂: classes definidas e pesos atribuídos

Massa de CO₂ associada (Mt/ano)	
Classe	Peso
13 - 14,5	0,25
14,6 - 16	0,50
16,1 - 17,5	0,75
17,6 - 19	1,00

Para o critério “qualidade das fontes associadas”, primeiramente identificou-se os tipos de fontes associadas aos campos de petróleo da Bacia de Campos e, posteriormente definiu-se as classes e os pesos, com base na concentração de CO₂

no efluente gasoso⁵. A Tabela 4.7 mostra os setores encontrados nas fontes localizadas a até 300 km dos campos de óleo e gás estudados da Bacia de Campos.

Tabela 4.7. Fontes emissoras de CO₂ associadas aos campos de petróleo da Bacia de Campos (raio-limite de 300 km) – setores e concentração de CO₂ no efluente

Fontes associadas aos campos de petróleo da Bacia de Campos (raio de 300 km) e concentração de CO₂ no gás de exaustão	
Setor	Concentração de CO ₂
Cimenteira	20%
Etileno	12%
Refinaria	3-13%
Siderurgia	15%
Termelétrica	3-8%

Para o setor de refinarias e termelétrico, utilizou-se um valor médio de concentração (8% e 6%, respectivamente) para a atribuição dos pesos. Tabela 4.8 mostra os pesos atribuídos para cada classe definida através da distribuição de frequências. As plantas definidas no inventário como “produção de biomassa” não foram consideradas neste critério, devido à falta de especificação do tipo de planta e assim, não sendo possível a definição da concentração de CO₂ proveniente das mesmas.

⁵ Este critério não levou em consideração custos, embora em alguns casos o custo de captura possa ser menor em plantas com menores concentrações de CO₂ no efluente gasoso.

Tabela 4.8. Critério “qualidade das fontes associadas” da avaliação da etapa de captura de CO₂: classes definidas e pesos atribuídos

Concentração de CO₂ no efluente gasoso (%)	
Classe	Peso
6 - 9,5	0,25
9,6 - 13	0,50
13,1 - 16,5	0,75
16,6 - 20	1,00

Assim, com base na quantidade de fontes por setor associadas à cada campo de petróleo, calculou-se a nota do critério qualidade das fontes associadas para cada campo, conforme mostra a Equação 4.4.

$$AV_{Quali} = [(n^{\circ}FS1 * PesoS1) + (n^{\circ}FS2 * PesoS2) + (...)] / n^{\circ} \text{ total de fontes (Eq. 4.4)}$$

Onde: AV_{Quali} é a avaliação do critério “qualidade das fontes associadas” da etapa de captura de CO₂; $n^{\circ}FS1$ é o número de fontes do Setor1; $n^{\circ}FS2$ é o número de fontes do Setor2, e assim por diante; e $PesoS1$ ($Peso S2$, e assim por diante) corresponde ao peso de avaliação do Setor (conforme Tabela 4.9).

Neste estudo foi atribuído peso maior para os campos de petróleo que possuem maior número de fontes emissoras com maior concentração de CO₂, porém, cabe ressaltar que em alguns tipos de plantas, mesmo que a concentração do CO₂ no efluente seja baixa, o custo é menor do que em fontes emissoras nas quais a concentração de CO₂ é maior, e assim seriam preferidas para a captura, porém, este fator não foi considerado nesta avaliação.

Com a obtenção dos valores referentes aos dois critérios utilizados para a avaliação da etapa de captura de CO₂, a nota final para esta etapa foi obtida através da média aritmética das duas notas. A avaliação final foi feita através soma das notas obtidas para cada uma das 3 etapas envolvidas da atividade de armazenamento geológico de CO₂.

O campo com maior potencialidade para armazenamento geológico de CO₂ é aquele que apresentou avaliação final maior, a qual indica que o campo teve as melhores avaliações nas três etapas necessárias para o desenvolvimento desta atividade. A avaliação final definiu a ordem de classificação dos campos de petróleo potenciais para armazenamento geológico de CO₂ da Bacia de Campos.

Foram também gerados histogramas de frequência para cada critério avaliado, os quais mostram de maneira direta a quantidade de campos de petróleo dentro de cada classe definida, possibilitando a identificação da variação dos parâmetros avaliados nos campos avaliados. Os histogramas de frequência permitem uma fácil visualização de cada item avaliado, através de uma análise com embasamento estatístico, para que os mesmos sejam complementares no processo de diagnóstico e caracterização dos campos de petróleo.

4.4. Modelagem Econômica para Implementação de CCS em Larga Escala na Bacia de Campos em 2025

A modelagem econômica teve por objetivo a estimativa de custos para a implantação da atividade de sequestro de CO₂ em larga escala no Brasil – estudo de caso na Bacia de Campos. A interface de modelagem foi desenvolvida pelo grupo de pesquisa do Departamento Ciência, Tecnologia e Sociedade do Instituto Copérnico para o Desenvolvimento Sustentável da Universidade de Utrecht (Utrecht, Holanda) e foi utilizada para a modelagem de custos no Brasil. Os parâmetros de custo inseridos no modelo são derivados do modelo MARKAL-NL-UU desenvolvido na Holanda (custo de captura) e referências internacionais (por exemplo, dados derivados por Broek et al., 2010; Damen et al., 2009; IEA GHG, 2005a – custos de armazenamento e transporte), e provavelmente resultarão em uma estimativa de custo superestimada para a realidade brasileira, principalmente com relação à custos com perfuração offshore – em se considerando que desde 1974 o Brasil tem emergido como um dos principais centros de produção *offshore* de óleo e gás em águas profundas e ultraprofundas (segundo Silvestre e Dalcol, 2009) –, bem como custos com mão-de-obra, os quais possivelmente são mais baratos. A modelagem é para o ano de 2025, visto que utiliza dados de custos obtidos através de modelagem

para o ano citado de bibliografia competente. A análise se deu através de 4 passos, conforme pode ser visto no diagrama (Figura 4.4).

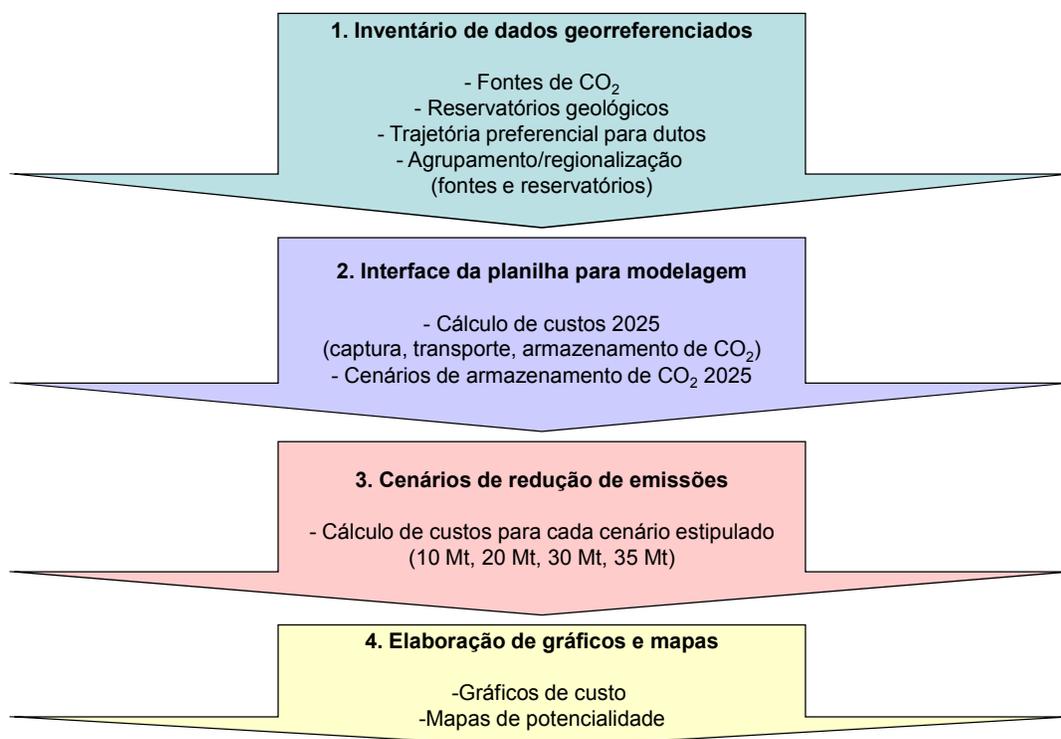


Figura 4.4. Representação esquemática da metodologia utilizada na análise de viabilidade econômica para implantação de CCS em larga escala na Bacia de Campos, Brasil.

Primeiramente foi organizado o inventário dos dados georreferenciados (fontes emissoras, reservatórios geológicos e trajetos de dutos existentes no Brasil) e assim, agrupou-se as fontes emissoras de acordo com suas localizações. Assim, definiu-se o trajeto dos carbodutos necessários para o transporte de CO₂ até os campos de petróleo da Bacia de Campos. Na segunda etapa foram definidos os parâmetros de custo a serem utilizados bem como a modelagem econômica e a definição de cenários de redução de emissões, através da planilha de interface do Microsoft Excel. Os parâmetros de custo de captura para cada tipo de planta foram derivados do modelo de otimização de tecnologia de energia da Holanda (MARKAL-NL-UU), que disponibiliza dados para o ano de 2025. Os parâmetros de custos de armazenamento utilizados são provenientes de diversas referências internacionais sintetizadas por Broek et al. (2010) e os parâmetros de custos de transporte estão de acordo com Brederode (2008) e IEA GHG (2005a). Os resultados foram

representados através de gráficos e mapas temáticos de viabilidade econômica para a implantação do CCS na Bacia de Campos.

4.4.1. Reservatórios Geológicos

Os reservatórios incluídos nesta análise compreendem os 17 campos de petróleo da Bacia de Campos alvos deste estudo. As coordenadas geográficas do centro dos campos de petróleo (área) da Bacia de Campos foram obtidos através da utilização da ferramenta *Convert shapes to centroids* do XTools Pro (extensão do ArcGIS).

Inicialmente, foi utilizado um critério econômico que exclui os reservatórios (campos de petróleo) com capacidade de armazenamento menor que 4 Mt, pois até o momento não foi demonstrado ser viável economicamente o uso de campos pequenos para armazenamento de CO₂ (conforme Broek et al., 2009; Ramirez et al., 2009).

4.4.1.1. Custos de Armazenamento de CO₂

As despesas com armazenamento podem ser divididas em 4 categorias: custos relacionados à (i) perfuração, (ii) desenvolvimento do “site” (inclui custos de investigação site, custos de preparação do local de perfuração e os custos de estudo de impacto ambiental), (iii) instalações de superfície e (iv) monitoramento. Utilizou-se nesta pesquisa os valores de custo para armazenamento em campos de petróleo *offshore*-próximos na Holanda, segundo Broek et al. (2010). A Tabela 4.9 mostra os dados de custo para armazenamento de CO₂ utilizados nesta pesquisa.

Como esta pesquisa trata de campos de petróleo atualmente em fase de produção (segundo dados da ANP, 2009a), assumiu-se que os poços e plataformas existentes hoje poderão ser reutilizados para armazenamento de CO₂ e para EOR, caso seja implantado nos campos, a partir do ano de 2025.

Tabela 4.9. Parâmetros de custos para armazenamento de CO₂, excetuando-se captura e transporte (Broek et al., 2010)

Parâmetro	Tipo de reservatório
	Campo de petróleo <i>offshore</i>
Custo de desenvolvimento do “site” ^a (€)	3.060.000
Instalações de superfície ^b – NOVO (€)	61.200.000
Instalações de superfície – REÚSO ^c (€)	15.300.000
Custo de perfuração (€/m)	5.314
Custo fixo de poço (€/poço)	8.200.000
Recondicionamento (workover) de poço ^d (€)	2.000.000
Monitoramento ^e (€)	334.000
Operação e Manutenção (% do custo do investimento)	5

^a Inclui custos de investigação site, custos de preparação do local de perfuração e os custos de estudo de impacto ambiental

^b Instalações finais no local de injeção de CO₂. Reutilização de plataformas pode reduzir consideravelmente os custos.

^c Reutilização de poços e plataformas.

^d Custos estimados para converter um poço de produção em um poço de injeção de CO₂.

^e Inclui investimento em monitoramento na fase pré operacional.

Para cada reservatório, custos de investimento, operação e manutenção (O&M) foram calculados com base na profundidade, espessura, capacidade de armazenamento de CO₂ e injectividade por poço. Os custos de investimento foram calculados conforme a Equação 4.5 (Broek et al., 2010).

$$I_{A \text{ reúso}} = (C_d + C_{is \text{ reúso}} + C_m) + (P \times C_{rp}) \quad (\text{Eq. 4.5})$$

Onde: $I_{A \text{ reúso}}$ é o custo de investimento total do reservatório com reúso (€); C_d é o custo de desenvolvimento do “site” (€); $C_{is \text{ reúso}}$ é o custo de instalações de superfície com reúso de plataformas e poços (€); C_m é o custo de monitoramento (€) – aquisição e colocação de equipamentos de monitoramento permanente; P é o número de poços por reservatório (neste caso, por campo de óleo e gás), o qual depende da capacidade de armazenamento e da injectividade por poço do reservatório – a injectividade/taxa de injeção foi estimada para cada campo

potencial para armazenamento de CO₂, com base nos dados de permeabilidade, conforme explicado no subcapítulo 4.1.3.7 desta dissertação; e Crp é o custo de acondicionamento do poço (€), ou seja, para converter um poço de produção em um poço de injeção de CO₂. Assumiu-se que os reservatórios serão preenchidos à taxa máxima definida (injectividade por poço e número de poços injetores).

Os custos de operação e manutenção (O&M) de reservatório sempre são baseados em uma porcentagem fixa dos custos de investimento para o desenvolvimento de um reservatório a partir do início, pois no caso de reuso os equipamentos existentes também precisam ser operados e mantidos (Broek et al., 2010). Assim, o custo de investimento do reservatório foi calculado (Equação 4.6, Broek et al., 2010), a fim de que pudéssemos calcular o custo de O&M.

$$I_A = (C_d + C_{is_{\text{nov}}o} + C_m) + [P \times C_p \times (PR + ESP)] + (P \times C_{fp}) \quad (\text{Eq. 4.6})$$

Onde: I_A é o custo de investimento total do reservatório; C_d é o custo de desenvolvimento do “site” (€); $C_{is_{\text{nov}}o}$ é o custo de instalações de superfície (€); C_m é o custo de monitoramento (€); P é o número de poços necessários por reservatório (que depende da capacidade de armazenamento e da injectividade por poço do reservatório); C_p é o custo de perfuração de um poço (€/metro); PR e ESP correspondem respectivamente à profundidade e a espessura do reservatório (m), as quais são necessárias para cálculo de custos de perfuração; e C_{fp} é o custo fixo por poço. O custo de investimento para a instalação de um novo local de injeção é muito mais elevado, visto que implica na adição de custos de instalação de novas plataformas e poços, além de custos de perfuração, os quais dependem da profundidade e espessura do reservatório.

Com os valores dos investimentos totais para cada poço, calculou-se as despesas anuais de capital (Equação 4.7) e as despesas anuais com O&M (percentual fixo do custo de investimento total do reservatório) a fim de obtermos o custo de armazenamento de CO₂ por tonelada para cada campo de petróleo (Planilha de modelagem – Apêndice C).

$$\text{Custo anual CAPEX} = I_{A_{\text{reúso}}} \times \text{FRCap} \quad (\text{Eq. 4.7})$$

Onde $I_{A \text{ re\u00faso}}$ \u00e9 o custo de investimento total do reservat\u00f3rio com re\u00faso (\u20ac) e $FRCap$ \u00e9 o fator de recupera\u00e7\u00e3o de capital, definido com base na taxa de desconto⁶ e o tempo de vida do reservat\u00f3rio. A taxa de desconto utilizada foi de 7%, conforme modelagem de custos feita por Broek et al. (2010) e o tempo de vida (per\u00edodo de inje\u00e7\u00e3o) de cada reservat\u00f3rio foi definido com base na capacidade de armazenamento (Mt) e a taxa de inje\u00e7\u00e3o anual (Mt/ano). Nesta pesquisa o per\u00edodo m\u00e1ximo de inje\u00e7\u00e3o foi definido em 25 anos, de acordo com Broek et al. (2010). Caso o campo/reservat\u00f3rio for preenchido antes do 25\u00b0 ano, o po\u00e7o ser\u00e1 desmontado e nenhum custo de opera\u00e7\u00e3o e manuten\u00e7\u00e3o ser\u00e1 considerado depois.

4.4.2. Fontes Emissoras e Captura

Considerando-se que benef\u00edcios econ\u00f4micos podem ser obtidos atrav\u00e9s da pr\u00e1tica de EOR nos campos de petr\u00f3leo da Bacia de Campos, foram consideradas na modelagem de custos as fontes emissoras localizadas em uma dist\u00e2ncia de at\u00e9 800 km a partir do ponto central dos campos de petr\u00f3leo estudados (definido atrav\u00e9s da ferramenta *Mean Center* do ArcGIS), \u00e0 exemplo do caroduto de 808 km que transporta CO₂ de Cortez (Colorado) at\u00e9 a cidade de Denver (Texas) para fins de EOR nos Estados Unidos (Svensson et al., 2004). Foram consideradas para este estudo apenas as fontes que emitem mais de 100 kt de CO₂ por ano, conforme Broek et al. (2009); Dahowski et al. (2009), IEA GHG (2005b), nas quais a captura

⁶ A taxa de desconto \u00e9 o valor percentual que indicaria a taxa m\u00ednima de atratividade do neg\u00f3cio. No Brasil, a taxa de desconto \u00e9 maior (12%) que nos pa\u00edses desenvolvido (7%) porque o risco tamb\u00e9m \u00e9 maior, e os empres\u00e1rios exigem um retorno m\u00ednimo maior, ou seja, no m\u00ednimo 12% de retorno do investimento.

de CO₂ pode ser realizada. Só foram consideradas as termelétricas em operação no presente ano. As plantas classificadas como biomassa não foram consideradas.

Na modelagem para o ano de 2025, considerou-se que as emissões das plantas industriais (cimenteiras, produção de amônia, etanol, etileno, refinarias e siderúrgicas) continuarão nos níveis de hoje (inventário base do ano de 2006), ou seja, nenhuma projeção de crescimento de emissões foi utilizada, assim como no estudo realizado na América do Norte (IEA GHG, 2005b), o qual utilizou o inventário base do ano 2000 para construção das curvas de custo.

Para as termelétricas à gás, considerou-se que serão substituídas por plantas NGCC (ciclo combinado à gás natural). Conforme citado por Villela e Silveira (2007), o governo Brasileiro planeja num futuro próximo substituir as plantas à óleo e diesel por gás natural, assim, para as termelétricas à óleo também considerou-se que serão substituídas por NGCC. Assumindo a instalação de tecnologia mais eficiente, as emissões de CO₂ referentes às termelétricas foram recalculadas, utilizando-se fator de emissão (400 gr CO₂/kWh para combustível gás), capacidade da termelétrica e número de horas trabalhadas do inventário base (IEA GHG, 2006). Visto que a produção de energia no Brasil provém majoritariamente de fontes renováveis, considerou-se que a produção de energia elétrica proveniente das termelétricas continuarão aos níveis atuais.

4.4.2.1. Custos de Captura de CO₂

Segundo Friedmann et al. (2006), é consenso na literatura que os custos para o emprego de sequestro geológico de CO₂ devem diminuir com o tempo, de acordo com o acúmulo de maior experiência com sistemas já implantados comercialmente, particularmente com os custos de captura/separação. Custos de captura para termelétricas são derivados do modelo de otimização de tecnologia de energia à longo prazo desenvolvido para a Holanda (MARKAL-NL-UU, assumindo-se uma taxa de desconto de 7% para novas plantas termelétricas, fator de capacidade de 85%, preço de energia do gás de 7 €/GJ e tempo de vida das termelétricas NGCC de 40 anos), segundo Broek et al. (2008; 2009). Para as plantas industriais, os custos de captura são derivados de Damen et al. (2009), presumindo-se que no ano

de 2025 todo o calor será gerado por queima de biomassa, valor de 13 €/GJ para geração de calor e taxa de desconto de 10%. Os valores de custo incluem captura e compressão do CO₂ à 110 bar. A Tabela 4.10 mostra os valores usados na modelagem.

Tabela 4.10. Parâmetros de custos de captura de CO₂ utilizados neste estudo

Setor	Porcentagem de CO ₂ que pode ser capturada	Custo de captura ^{a,b} (Euro/ tCO ₂)
Amônia	100%	15
Cimenteiras	85%	96
Etanol	100%	15
Etileno	90%	75
Refinarias	90%	88
Siderúrgicas	50%	28
Termelétricas - NGCC	85%	49

^a Inclui custos de compressão (110 bars)

^b Derivados do modelo MARKAL-NL-UU (Broek et al., 2008) e de Damen et al. (2009)

A quantidade de CO₂ potencialmente capturável foi calculada, bem como os custos de captura para cada fonte emissora.

4.4.3. Agrupamento e Transporte de CO₂

Segundo Haszeldine (2009), custos podem ser reduzidos se as termelétricas forem agrupadas e em conjunto alimentarem dutos de transporte de CO₂. Assim, utilizando-se do software ArcGIS, as fontes emissoras e os reservatórios foram agrupados em conjuntos de fontes e de reservatórios (*clusters*), para modelar economia de escala para o transporte de CO₂ provenientes de várias fontes por meio de linhas de dutos satélite até o ponto central do *cluster* (*hub*), para então ser transportado através de linhas de dutos tronco até o ponto central dos reservatórios e, então, ser distribuído para os diferentes reservatórios (Figura 4.5). Este método de agrupamento é utilizado a fim de que os custos com o transporte de CO₂ sejam

menores (ex. Broek et al., 2009; Broek et al., 2010; Brederode, 2008; Wildenborg et al., 2009).

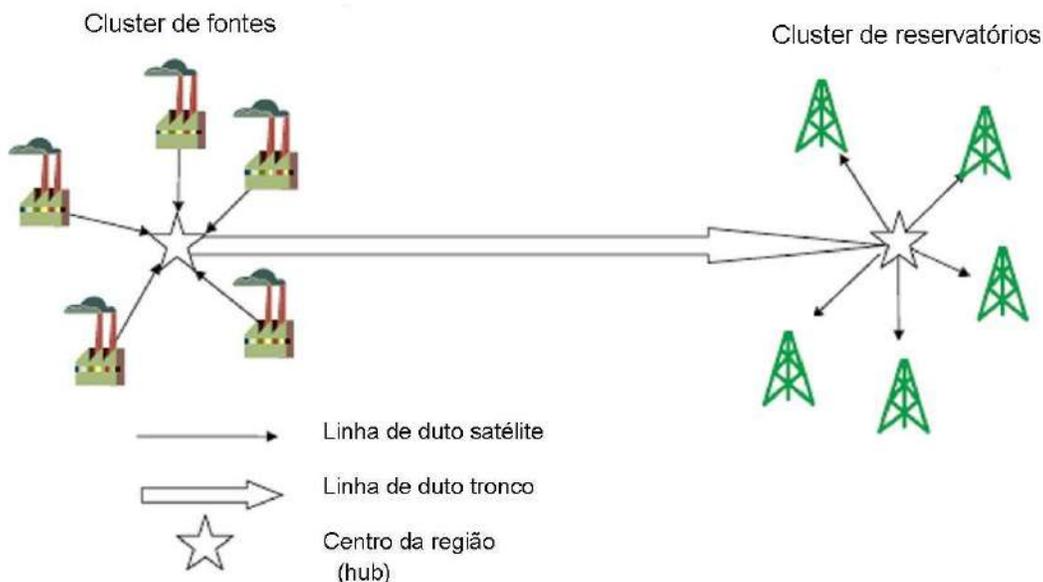


Figura 4.5. Método do agrupamento: *cluster* de fontes e reservatórios para otimização de custos com transporte (Brederode, 2008)

As fontes emissoras foram agrupadas em *clusters* distintos, de acordo com suas localizações. Com o agrupamento de fontes e reservatórios foi possível a definição de parâmetros para a modelagem econômica do transporte de CO₂. Através da ferramenta *Mean Center* do ArcGIS, o ponto central (*hub*) de cada *cluster* foi definido. Esta ferramenta define o centro médio da região através da média ponderada das coordenadas X e Y de todos os elementos (neste caso, o ponto central entre as fontes emissoras ou reservatórios de cada *cluster*). Como peso foi utilizada a emissão de CO₂ (para os *clusters* das fontes) e a capacidade de armazenamento (para o *cluster* dos reservatórios) a fim de que os maiores pontos ficassem mais próximos do ponto central. Deste modo, por razões econômicas, os dutos satélites com maiores diâmetros (necessários para os maiores fluxos de CO₂) serão menos extensos.

A partir de cada *hub*, definiu-se as distâncias dos dutos satélites e dos dutos tronco, através do ArcGIS. Os oleodutos e gasodutos georreferenciados anteriormente serviram de base para escolha de caminhos preferenciais para

alocação de dutos para transporte de CO₂ (carbodutos) nesta modelagem. Na definição das linhas de dutos tronco desde cada *hub* de fontes até o *hub* dos reservatórios para injeção, considerou-se os trajetos de dutos já existentes no território brasileiro, levando-se em consideração a maior viabilidade de implantação de novos dutos nestas áreas devido às questões legais e de uso da terra. Assim, a partir de cada *hub* de fontes definiu-se o trajeto de menor distância em linha reta até a faixa de dutos mais próxima, para então ser direcionado até o *hub* dos reservatórios geológicos. Os dutos satélite foram definidos com base na menor distância em linha reta a partir de cada fonte emissora até o *hub* do cluster o qual pertencem.

4.4.3.1. Custos de Transporte de CO₂

Em geral, os custos de investimento para dutos *onshore* são menores que para dutos *offshore* (Hendriks, Graus e van Bergen, 2004), sendo que dutos *offshore* custam de 40 a 70% a mais que dutos *onshore*, segundo o IPCC (2005). No presente estudo de caso no Brasil, o cálculo de custos para transporte de CO₂ através de dutos foi realizado com base em um valor fixo, não havendo diferenciação de custo entre a porção *onshore* dos dutos tronco e a porção *offshore* dos mesmos até os reservatórios para injeção (os quais estão localizados na porção *offshore*). Cabe salientar também que a escolha de seguir trajetos de dutos já existentes no território brasileiro não significa necessariamente redução do custo de investimento – embora os custos possam decair ligeiramente neste caso, segundo Hendriks, Graus e van Bergen (2004) – mas torna mais simples e mais ágil o processo de implantação, visto que algumas questões legais (de uso da terra, por exemplo) já foram parcialmente para os dutos já implantados na faixa.

O custo total para transporte de CO₂ inclui os custos de investimento nas linhas de dutos a serem instaladas e os custos para instalação de estações de compressão. Estações de recompressão são necessárias fim de compensar a diminuição da pressão do CO₂ no duto – o qual precisa estar no estado supercrítico – caso longas distâncias precisem ser percorridas (Svensson et al., 2004). Na literatura são mencionadas diversas distâncias ideais para instalação de estações para recompressão. Heddle, Herzog e Klett (2003) mostram que estações de

recompressão são frequentemente necessárias para dutovias com comprimento superior a 150 km, mas ressaltam que, no entanto, as mesmas podem não ser necessárias se o diâmetro da tubulação for suficiente para manter a pressão desejada, como por exemplo, no caso do caroduto Weyburn (305-356 mm), o qual não possui estação de recompressão nos seus 330 km de extensão. No estudo de caso da Europa, IEA GHG (2005a) assumiu uma distância média de 200 km para instalação de estações de recompressão. Nesta pesquisa, devido às grandes extensões das linhas de dutos, assumiu-se a necessidade de estações de recompressão a cada 250 km.

Para cada linha de dutos (satélites e tronco) o custo de investimento para transporte de CO₂ foi calculado, com base na Equação 4.7 (modificado de Brederode, 2008).

$$I_T = d \times D \times cF_T \quad (\text{Eq. 4.7})$$

Onde I_T é o custo de investimento para transporte por meio de dutos; d é o comprimento do duto (m), obtido através do ArcGIS; D é o diâmetro do duto, calculado com base no comprimento do duto e na taxa de fluxo de CO₂ (m³/s); e cF_T é o fator constante de custo para dutos *offshore* (1600 €/m²). O custo total foi estimado adicionando-se o custo para instalação de estações de recompressão ao custo de investimento.

Os custos de investimento das linhas de dutos satélite dependem da quantidade de CO₂ capturada em cada fonte emissora (dutos satélite fonte – *hub* fontes), ou da injectividade de cada reservatório (dutos satélite *hub* reservatórios – reservatório). Cabe ressaltar que neste estudo, não foram incluídos os custos das linhas de dutos satélites da região dos reservatórios. Nenhum investimento em estações de recompressão é necessário para as linhas satélites, visto que a dutovia mais extensa neste estudo de caso não excede 175 km. Os custos de investimento das linhas tronco dependem da quantidade de CO₂ capturado das fontes emissoras de cada região (*cluster*). Nas linhas tronco, a instalação de estações de recompressão é necessária.

A Tabela 4.11 sintetiza os dados utilizados para os cálculos de custos de transporte. A planilha de modelagem de custo de transporte nas linhas de dutos-tronco pode ser visualizada no Apêndice D.

Tabela 4.11. Parâmetros utilizados para cálculo de custos de transporte de CO₂

Parâmetro	Valor
Fator constante de custo - dutos (€/m ²)	1.600 ^a
Operação e Manutenção (% do custo de investimento)	3 ^a
Estação de compressão (€ / unidade)	11.000.000 ^b

^a Fonte: Brederode (2008)

^b Os custos da energia necessária para recompressão não estão incluídos. Fonte: IEA GHG (2005a)

Os custos de operação e manutenção (O&M), que correspondem à 3% dos custos de investimento, também foram calculados para cada linha de duto.

Após modelar os custos de cada etapa do armazenamento de CO₂ para o ano de 2025 na Bacia de Campos, foram elaborados gráficos de custos.

4.4.4. Cenários de Redução de Emissões

Foram criados 4 cenários para redução de emissões de CO₂ e avaliação dos custos para implantação da atividade de sequestro de CO₂ nos campos de petróleo da Bacia de Campos. O cenário máximo de redução de emissões foi estipulado em 35 Mt de CO₂ por ano, visto que este valor encontra-se próximo da quantidade máxima de CO₂ potencialmente capturável nas 48 fontes emissoras estacionárias consideradas neste estudo, as quais encontram-se distantes a até 800 km dos campos de petróleo da Bacia de Campos. Assim, outros 3 cenários menos eficientes de redução de emissões foram fixados em 30, 20 e 10 Mt CO₂ por ano.

A modelagem de custos para cada cenário foi realizada, através de duas metodologias distintas, para fins comparativos: Na primeira metodologia, a modelagem teve como primeiro critério a escolha das fontes emissoras economicamente mais viáveis (com menor custo unitário) – tendo em vista que a etapa de captura é a etapa de maior custo para o empreendimento do sequestro de

carbono –, e posteriormente foram selecionados os campos de petróleo economicamente mais viáveis para serem utilizados primeiro. Posteriormente foram modelados os custos de transporte para cada cenário, com base no fluxo específico de CO₂ em cada duto-tronco, que varia de acordo com cada cenário. Na segunda metodologia os cenários de redução de emissões foram criados a partir da seleção de *clusters* com custo médio de captura mais reduzido, garantindo assim, que o suprimento de CO₂ seja oriundo de um menor número de *clusters* (concluindo-se a captura de CO₂ disponível no primeiro *cluster* selecionado, fontes emissoras de outro *cluster* com custo médio reduzido de captura foram sendo incorporadas na modelagem), seguidos dos reservatórios com menor custo unitário para armazenamento e modelagem de custos de transporte específico para cada cenário.

As estimativas de custos médios para os cenários de redução de emissões incluem todos os custos para o empreendimento: captura, transporte e armazenamento. Cabe salientar que para fins de reduções anuais de emissão de CO₂, é necessário que vários reservatórios sejam utilizados ao mesmo tempo, devido à taxa de injeção anual permitida em cada reservatório. Para cada cenário o custo de transporte nos dutos-tronco foi recalculado de acordo com a taxa de CO₂ transportada por ano, que variou de acordo com as fontes selecionadas em cada *cluster* para cada um dos cenários apresentados.

O valor médio de cada etapa (em €/tCO₂) foi calculado para cada cenário, possibilitando a avaliação dos custos para implementação de CCS em larga escala na Bacia de Campos.

4.4.4.1. Estimativa de Quantidade de Óleo Recuperável através da Recuperação Terciária de Petróleo (EOR) e Abatimento de Custo

Considerando-se que o CO₂ será armazenado em campos de petróleo da Bacia de Campos, foi realizada a estimativa da quantidade de petróleo potencialmente recuperável através da injeção de CO₂ (EOR) e respectiva quantidade de CO₂ necessária, para os campos de petróleo considerados na modelagem de custo médio para implantação de CCS em larga escala na Bacia de

Campos (Marlim, Barracuda, Albacora, Roncador, Jubarte, Caratinga e Enchova/Bonito).

Através dos valores de volume original de óleo *in place* e de reservas, coletados em pesquisa bibliográfica para cada campo de petróleo, calculou-se o óleo residual através da diferença entre as duas (Equação 4.8).

$$\text{Óleo Residual} = \text{Volume Original de Óleo } in\ place - \text{Reservas} \quad (\text{Eq. 4.8})$$

Objetivando estimar a quantidade de óleo recuperável através da injeção de CO₂ (EOR), identificou-se primeiramente o grau API do petróleo de cada campo. Aplicando-se os fatores de recuperação para cada tipo de óleo (anteriormente mencionados no subcapítulo 4.1.3.4), a quantidade de óleo recuperável por EOR em cada um dos campos foi estimada (Equações 4.9 e 4.10).

$$\text{Óleo recuperável por EOR (óleo do campo } >25^\circ \text{ API)} = \text{Óleo residual} \times 0,4 \quad (\text{Eq. 4.9})$$

$$\text{Óleo recuperável por EOR (óleo do campo } <25^\circ \text{ API)} = \text{Óleo residual} \times 0,2 \quad (\text{Eq. 4.10})$$

A quantidade de CO₂ necessária para recuperar o óleo por EOR foi também estimada, baseada no valor de 2,58 tCO₂ para recuperação de 1m³ de óleo (Anada et al., 1982). Utilizou-se para a conversão de barris de petróleo para metros cúbicos o valor de 0,158987, segundo ANP (2009a).

Os valores de óleo recuperável por EOR e quantidade necessária de CO₂ para recuperar este óleo foram divididos pelo tempo de vida de cada campo de petróleo (estimados pela modelagem de custos de armazenamento, considerando

tempo de vida máximo de 25 anos – subcapítulo 4.1.1) a fim de obter-se a quantidade de óleo recuperável e CO₂ necessário por ano⁷.

Visando estimar o custo proveniente da venda dos barris de petróleo recuperados por EOR nos campos de petróleo da Bacia de Campos, podendo-se assim inferir um custo de abatimento no custo total para implantação do empreendimento de sequestro geológico de CO₂ na Bacia de Campos modelado nesta pesquisa, o valor de injeção anual de CO₂ por campo (obtido na modelagem de custos de armazenamento, com base na injectividade e número de poços para injeção) foi levado em consideração. Assim, obteve-se a quantidade de óleo recuperável por ano em cada campo e a estimativa de receita proveniente da venda deste óleo. Utilizou-se o valor de US\$ 115 para o barril de petróleo, segundo projeção para o ano de 2025 do *World Energy Outlook* (DOE/EIA, 2010) e conversão de 1 dólar = 0,78 Euro, referente à 20/07/2010.

O custo anual total para o empreendimento de CCS (captura, transporte e armazenamento) foi estimado por ano para a recuperação de petróleo (de acordo com a injectividade de cada campo) foi estimada, a fim de que possa-se estimar o custo total de investimento para CCS e abatimento por EOR para um cenário de 35 MtCO₂/ano (ou seja, com a utilização concomitante dos 7 campos avaliados). O custo anual de captura (inclui compressão) foi estimado levando-se em consideração as fontes emissoras consideradas na modelagem de custo do cenário 35 Mt/ano para cada campo de petróleo específico. O custo anual de transporte considerado para todos os campos de petróleo refere-se ao duto-tronco do *cluster 1*

⁷ É importante salientar que a produção de óleo por EOR não é linear ao longo dos anos, porém, nesta análise preliminar assumiu-se que a quantidade de óleo recuperável é linear durante o período de duração da atividade de EOR.

de fontes emissoras, com capacidade de transporte de 11,07 MtCO₂ por ano, visto que o campo de petróleo com maior injeção anual não ultrapassa 9 MtCO₂/ano. Assim, o custo anual do duto-tronco do cluster 1 foi utilizado como referência de custo.

É importante salientar que os custos de abatimento estimados são referente ao valor do barril de petróleo em 2025, assim como os valores obtidos na modelagem de custos para implementação de sequestro geológico de CO₂ na Bacia de Campos (captura, transporte e armazenamento).

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

5.1. Capacidade de Armazenamento de CO₂ nos Campos de Petróleo da Bacia de Campos

Os resultados desta pesquisa mostram que a Bacia de Campos possui grande potencialidade para armazenamento geológico de CO₂, possuindo capacidade total de 949 Mt, nos 17 campos de petróleo avaliados. O campo que mais se destacou em termos de capacidade foi o campo de Roncador, com capacidade de armazenamento de 265,2 Mt de CO₂, seguido pelos campos de Marlim, Albacora e Barracuda, com capacidades de 174,3 Mt, 163,11 Mt e 117,5 Mt, respectivamente. Juntos, estes 4 campos de petróleo abrigam 75,9% da capacidade de armazenamento de CO₂ dos campos estudados da Bacia de Campos. A Figura 5.1 mostra as capacidades de armazenamento de todos os campos de petróleo avaliados neste trabalho.

Observa-se que alguns campos de petróleo possuem reduzida capacidade para armazenamento geológico de CO₂, como é o caso dos campos de Linguado, Garoupa, Malhado e Badejo, todos com capacidades de armazenamento de CO₂ inferiores a 6 Mt.

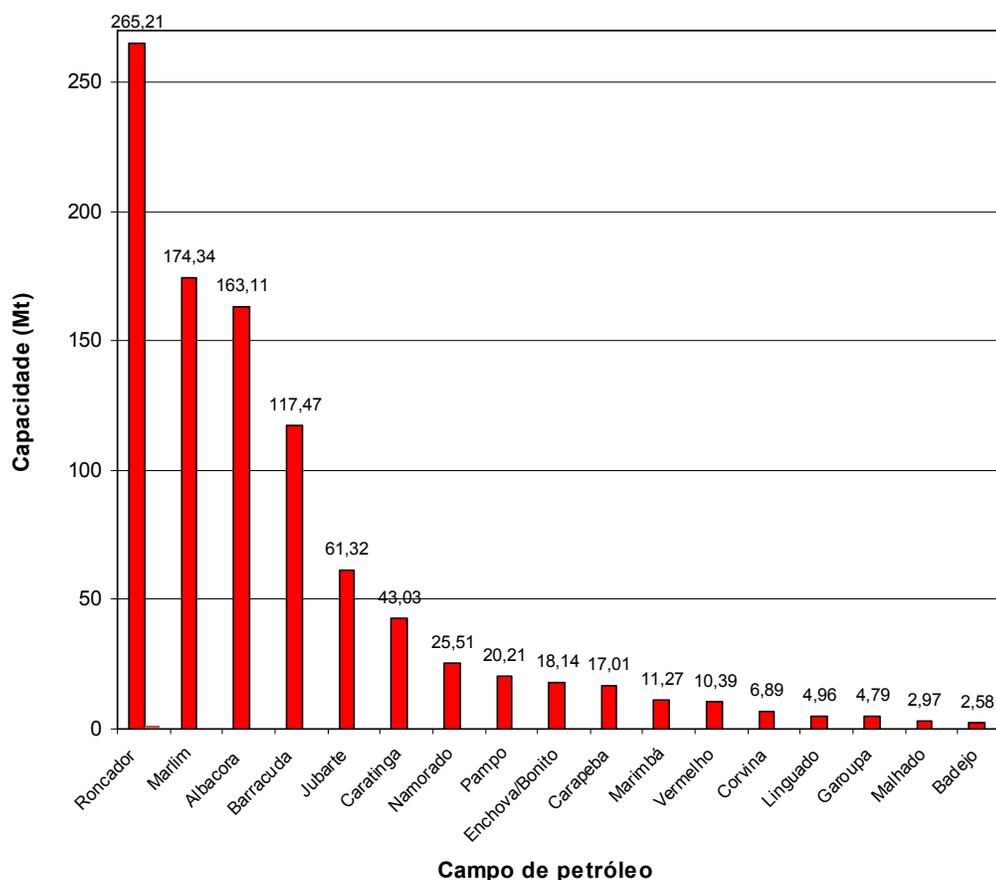


Figura 5.1. Capacidade de armazenamento de CO₂ em campos de petróleo na Bacia de Campos.

A Figura 5.2 mostra as capacidades de armazenamento de CO₂ nos diferentes reservatórios avaliados dentro de cada campo. Observa-se que os campos de petróleo com maiores capacidades de armazenamento de CO₂ (Roncador, Marlim, Albacora, Barracuda, Jubarte e Caratinga) são constituídos de reservatórios siliciclásticos de idades diferenciadas. Os campos com reservatórios carbonáticos (Pampo, Linguado, Garoupa e Badejo – por ordem decrescente de capacidade de armazenamento de CO₂) apresentam menores capacidades de armazenamento. Esta diferença de capacidade se deve ao fato de as maiores reservas de óleo/gás encontrarem-se em arenitos na Bacia de Campos, enquanto que os reservatórios carbonáticos, apesar de serem os melhores reservatórios da Bacia (segundo Guardado et al., 2000), apresentam acumulações menores de petróleo.

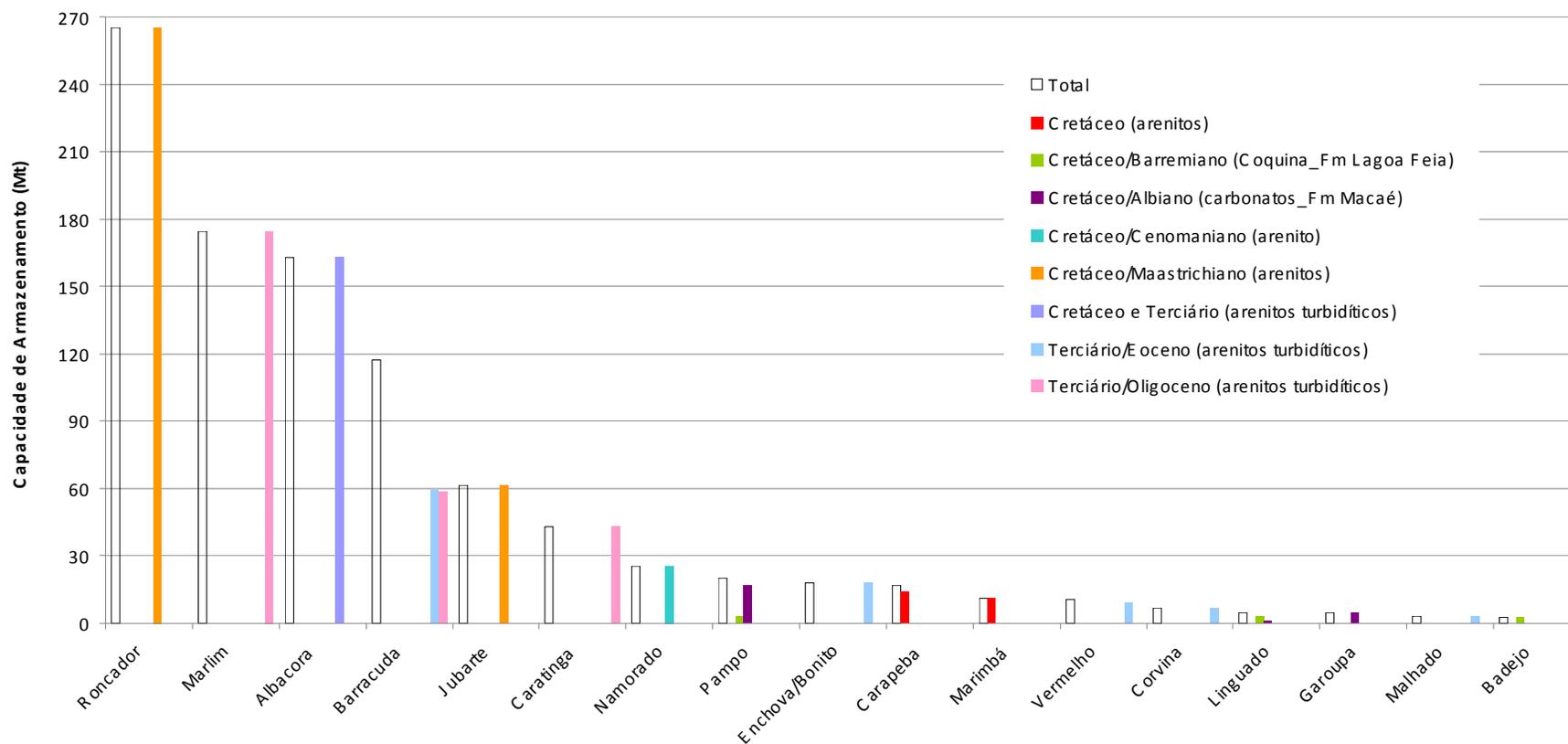


Figura 5.2. Capacidade de armazenamento de CO₂ por reservatórios nos campos de petróleo da Bacia de Campos, Brasil.

O campo de Albacora foi avaliado com base nos seus reservatórios de idades Cretácea e Terciária (Formação Macaé e Formação Campos, respectivamente), ambos arenitos turbidíticos. Os outros dois campos com reservatórios de idade classificada genericamente como Cretácea (Figura 5.2), correspondem a arenitos turbidíticos da Formação Carapebus (campo de Carapeba) e a arenitos da Formação Campos (campo de Marimbá).

A Figura 5.3 mostra a contribuição de cada reservatório na composição do valor total de capacidade de armazenamento de CO₂ para cada campo de petróleo avaliado.

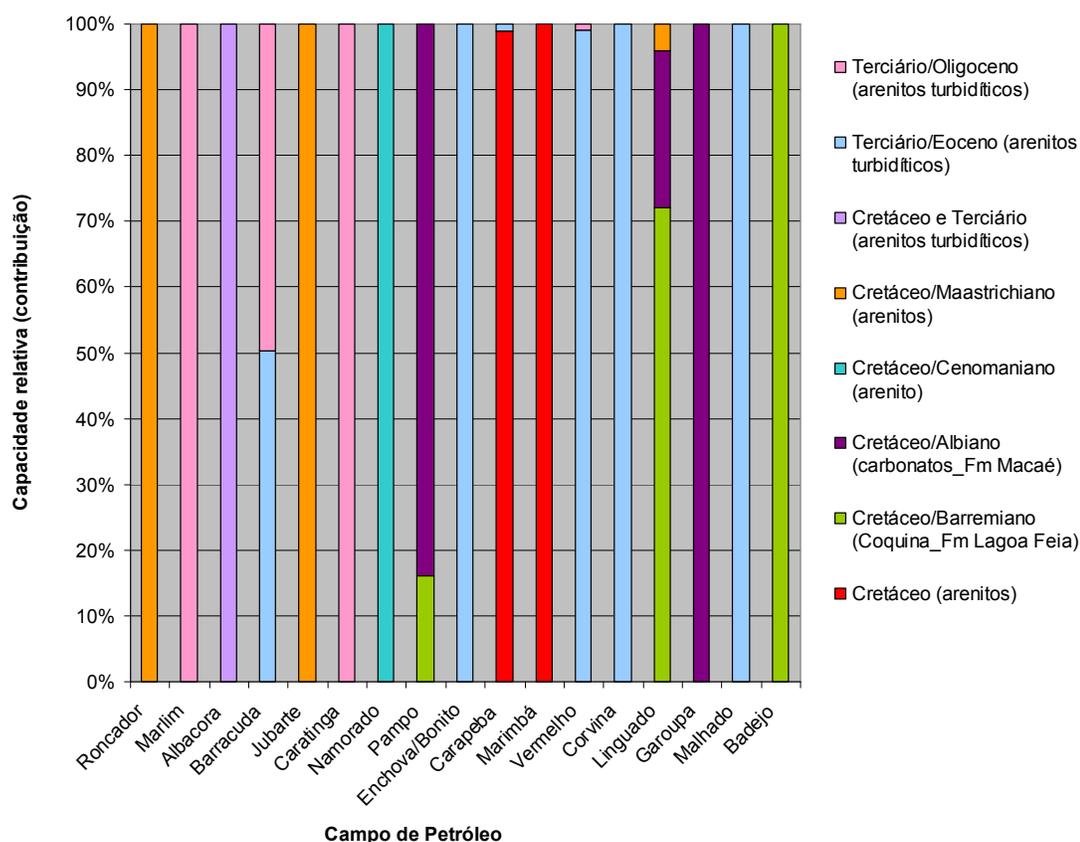


Figura 5.3. Capacidade de armazenamento de CO₂ nos campos de petróleo Bacia de Campos, Brasil: contribuição por reservatório.

Os reservatórios em arenitos (Cretáceo/Maastrichiano) do campo de Roncador possuem 27,9% da capacidade de armazenamento da Bacia de Campos. Os reservatórios siliciclásticos do período Terciário/Oligoceno do campo de Marlim,

são responsáveis por 18,4% da capacidade de armazenamento da Bacia de Campos. Já o terceiro campo com maior capacidade de armazenamento de CO₂ da Bacia de Campos, o campo de Albacora (17,2%), distribui sua capacidade de armazenamento em arenitos turbidíticos de idades diferentes (Cretáceo e Terciário).

O mapa a seguir (Figura 5.4) foi elaborado através do SIG desenvolvido para esta pesquisa, e mostra as capacidades de armazenamento de CO₂ dos campos de petróleo avaliados da Bacia de Campos.

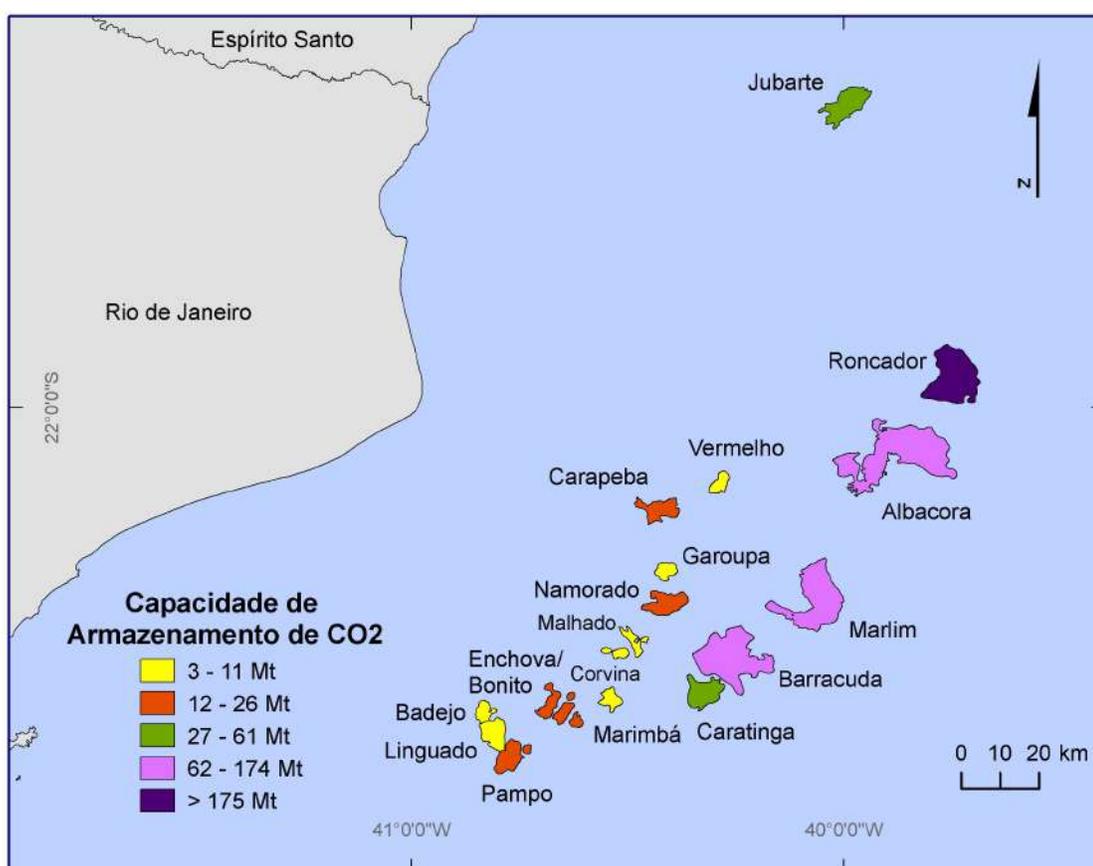


Figura 5.4. Campos de petróleo da Bacia de Campos e capacidade de armazenamento de CO₂.

Com relação à estimativa de capacidade para armazenamento de CO₂ obtida nesta pesquisa, cabe salientar que a mesma corresponde à capacidade teórica da pirâmide tecno-econômica recurso-reserva para armazenamento de CO₂ (Bachu et al., 2007).

5.2. Classificação dos Campos de Petróleo da Bacia de Campos – Potencialidade para Armazenamento de CO₂

A potencialidade de armazenamento de CO₂ nos campos de petróleo da Bacia de Campos foi obtida com base na avaliação de critérios favoráveis para o sequestro geológico de CO₂ no que se refere à captura, transporte e armazenamento (Figura 5.5). Os resultados das avaliações (Tabela 5.1) mostram que, dentre os campos avaliados, os que possuem maior potencialidade para o armazenamento geológico de CO₂ são os campos de Pampo, Badejo e Linguado, porém estes são também os campos com menor capacidade de armazenamento.

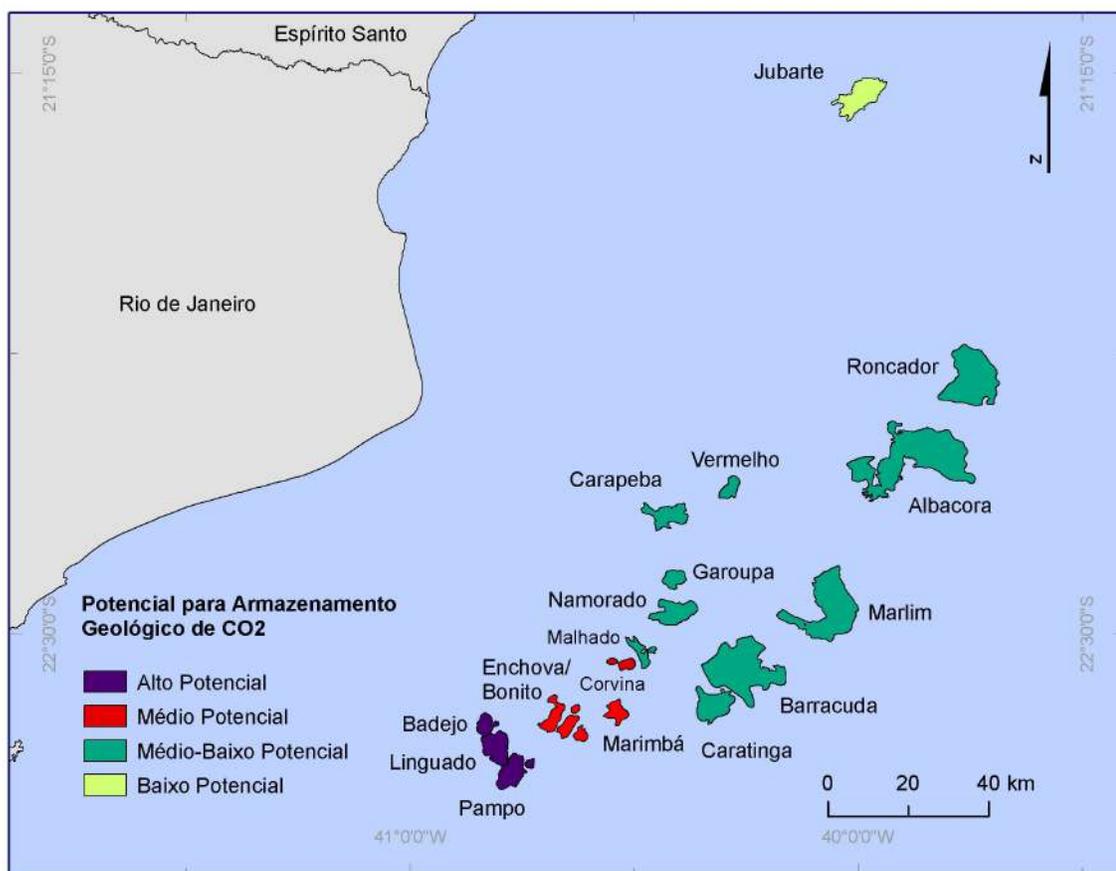


Figura 5.5. Potencial para armazenamento de CO₂ nos campos de petróleo da Bacia de Campos, Brasil.

Tabela 5.1. Tabela de avaliação da potencialidade para armazenamento de CO₂ na Bacia de Campos – etapa de armazenamento

Campo de petróleo	ETAPA DE ARMAZENAMENTO													
	Profund. Média (m)		Porosid. e Permeabil. Média					Densidade do óleo (°API)		Capacidade de armazen. de CO ₂ (Mt)		Nº poços*		AVALIAÇÃO ARMAZENAMENTO
		Avaliação	Poros. (%)	Avaliação parcial	Perm. (mD)	Avaliação parcial	Avaliação Final	Avaliação		Avaliação		Avaliação		
Carapeba	2863	0,50	18,5	0,50	300	0,25	0,375	24,5	0,75	17,01	0,25	67	0,50	0,48
Linguado	2646	0,75	~20	0,50	200	0,25	0,375	~25	0,75	4,96	0,25	32	0,25	0,48
Marimbá	2703	0,50	27,0	1,00	1700	0,75	0,875	28	1,00	11,27	0,25	21	0,25	0,58
Marlim	2650	0,75	25,0	0,75	1200	0,50	0,625	~20	0,25	174,34	0,75	195	1,00	0,68
Vermelho	2385	1,00	24,4	0,75	700	0,25	0,5	23,5	0,50	10,39	0,25	86	0,50	0,55
Barracuda	2950	0,50	28,5	1,00	500	0,25	0,625	25	0,75	117,47	0,50	85	0,50	0,58
Roncador	3197	0,25	30,0	1,00	400	0,25	0,625	24,5	0,75	265,21	1,00	79	0,50	0,63
Caratinga	2750	0,50	25,0	0,75	1200	0,50	0,625	24	0,75	43,03	0,25	4	0,25	0,48
Jubarte	2975	0,25	30,0	1,00	400	0,25	0,625	17	0,25	61,32	0,25	10	0,25	0,33
Namorado	3150	0,25	26,0	1,00	400	0,25	0,625	28	1,00	25,51	0,25	95	0,50	0,53
Badejo	2650	0,75	12,5	0,25	275	0,25	0,25	27	1,00	2,58	0,25	20	0,25	0,50
Pampo	2421	1,00	27,5	1,00	2500	1,00	1	25	0,75	20,21	0,25	57	0,50	0,70
Enchova/Bonito	2210	1,00	~28	1,00	1000	0,50	0,75	18	0,25	18,14	0,25	84	0,50	0,55
Albacora	2800	0,50	30,0	1,00	3000	1,00	1	27	1,00	163,11	0,75	173	1,00	0,85
Garoupa	3100	0,25	19,5	0,50	2500	1,00	0,75	~30	1,00	4,79	0,25	23	0,25	0,50
Corvina	2690	0,75	28,0	1,00	1000	0,50	0,75	28	1,00	6,89	0,25	15	0,25	0,60
Malhado	2837	0,50	23,0	0,75	1000	0,50	0,625	28	1,00	2,97	0,25	13	0,25	0,53

* Número de poços existentes por Campo de Petróleo: estimados através de técnicas de geoprocessamento, com base no limite territorial de cada campo e banco de dados de poços (explicado no subcapítulo 4.1.3)

Tabela 5.2. Tabela de avaliação da potencialidade para armazenamento de CO₂ na Bacia de Campos – etapas de captura, transporte e avaliação final

Campo de petróleo	ETAPA DE TRANSPORTE		ETAPA DE CAPTURA			AVALIAÇÃO FINAL (Armazenamento, Transporte e Captura)	
	Infraestrutura dutoviária (km)	Avaliação Transporte	Massa de CO ₂ associada (Mt/ano)		Avaliação Captura		
				Avaliação	Avaliação		
Carapeba	576,7	0,50	13,41	0,25	0,48	0,37	1,34
Linguado	813,7	1,00	18,27	1,00	0,49	0,75	2,22
Marimbá	594	0,50	17,01	0,50	0,45	0,48	1,55
Marlim	504,6	0,25	13,23	0,25	0,5	0,38	1,30
Vermelho	527,8	0,25	13,41	0,25	0,48	0,37	1,17
Barracuda	541,3	0,50	13,23	0,25	0,50	0,38	1,45
Roncador	443,5	0,25	13,41	0,25	0,48	0,37	1,24
Caratinga	544,7	0,50	13,23	0,25	0,50	0,38	1,35
Jubarte	485,2	0,25	13,41	0,25	0,48	0,37	0,94
Namorado	577,7	0,50	13,23	0,25	0,50	0,38	1,40
Badejo	832,3	1,00	18,27	1,00	0,49	0,75	2,25
Pampo	753,9	1,00	18,27	1,00	0,49	0,75	2,45
Enchova/ Bonito	634,7	0,50	18,27	1,00	0,49	0,75	1,80
Albacora	466,7	0,25	13,41	0,25	0,48	0,37	1,47
Garoupa	559,3	0,50	13,41	0,25	0,48	0,37	1,37
Corvina	592	0,50	14,86	0,50	0,46	0,48	1,58
Malhado	583,6	0,50	13,41	0,25	0,5	0,38	1,40

Os três campos com maior potencialidade (Pampo, Badejo e Linguado) se destacaram dos demais na avaliação da etapa de transporte, na qual os mesmos receberam peso máximo para esta etapa (1,00) – correspondendo a maior extensão de infraestrutura dutoviária no raio limite de 300 km. Os três campos também obtiveram a maior nota ponderada na etapa de captura de CO₂, devido à obtenção de peso máximo para o critério “massa de CO₂ associada”. Na etapa de armazenamento de CO₂, o campo de Pampo se destacou, pois obteve peso máximo em 2 dos 5 critérios parciais analisados (profundidade média e porosidade e permeabilidade médias). O campo de Jubarte é o campo com menor potencialidade para armazenamento de CO₂, tendo obtido as médias ponderadas mais baixas nas três etapas avaliadas.

Com relação às avaliações parciais – etapa (i) armazenamento, (ii) transporte e (iii) captura de CO₂, cada uma com peso 1,00 –, na etapa de armazenamento de CO₂ o campo com melhor classificação foi o de Albacora (grau final 0,85), seguido de Pampo e Marlim. O campo de Albacora obteve peso máximo em 3 dos 5 critérios parciais analisados: porosidade e permeabilidade médias, densidade do óleo e número de poços. O campo de Jubarte foi o que apresentou mais baixo grau de avaliação para a etapa de armazenamento de CO₂, obtendo peso mínimo (0,25) em 4 dos 5 critérios avaliados (profundidade média, densidade do óleo, número de poços e capacidade de armazenamento).

Os campos de Pampo, Linguado e Badejo, como dito anteriormente, se destacaram na etapa de transporte de CO₂, com peso máximo neste critério. Em contraponto, os campos de Marlim, Vermelho, Roncador, Jubarte e Albacora obtiveram o peso mínimo para a etapa do transporte de CO₂, demonstrando que, dentre os campos de petróleo analisados, estes possuem menor extensão de infraestrutura dutoviária dentro do raio-limite de 300 km.

Na etapa de captura de CO₂, destacaram-se os campos de Linguado, Badejo, Pampo e Enchova/Bonito, que obtiveram peso máximo no critério “massa de CO₂ associada por ano”. No critério “qualidade das fontes associadas”, Marlim, Barracuda, Caratinga e Namorado destacaram-se com a melhor classificação. Esta etapa apresentou certa uniformidade de resultados com relação às fontes

associadas dentro de um raio de 300 km, tanto para massa de dióxido de carbono associada quanto para o critério de qualidade das fontes associadas. Pode-se observar nos produtos cartográficos gerados através do SIG elaborado para esta pesquisa (Figuras 5.6 à 5.9), os raios de 300 km a partir de cada campo de petróleo e as fontes emissoras que encontram-se dentro deste limite.

O grupo de campos de petróleo mostrado na Figura 5.6 (Albacora, Carapeba, Garoupa, Jubarte, Malhado, Roncador e Vermelho) possuem as mesmas fontes emissoras de CO₂ associadas, sendo elas 3 plantas de produção de biomassa, 4 cimenteiras, 1 siderúrgica e 4 termelétricas, totalizando uma quantidade de CO₂ de 13,41 Mt/ano.

Associadas aos campos de Badejo, Enchova/Bonito, Linguado e Pampo (Figura 5.7) estão 3 plantas de produção de biomassa, 5 cimenteiras, 2 plantas de etileno, 1 siderúrgica, 5 termelétricas e 1 refinaria, as quais emitem juntas 18,27 MtCO₂/ano.

O raio de 300 km dos campos de Barracuda, Caratinga, Marlim e Namorado envolve 11 fontes emissoras (Figura 5.8), sendo elas 3 plantas de produção de biomassa, 4 cimenteiras, 1 siderúrgica e 3 termelétricas, com emissão anual total de 13,23 MtCO₂.

Os campos de Corvina e Marimbá apresentaram fontes emissoras diferentes entre si e entre os demais campos de petróleo (Figura 5.9). Associadas ao campo de Corvina estão 3 plantas de produção de biomassa, 4 cimenteiras, 1 planta de etileno, 1 siderúrgica e 5 termelétricas, totalizando uma emissão anual de 14,86 MtCO₂. Já o raio de 300 km a partir do campo de Marimbá abrange 3 plantas de produção de biomassa, 4 cimenteiras, 1 planta de etileno, 1 siderúrgica, 5 termelétricas e 1 refinaria, que emitem juntas 17,01 MtCO₂/ano.

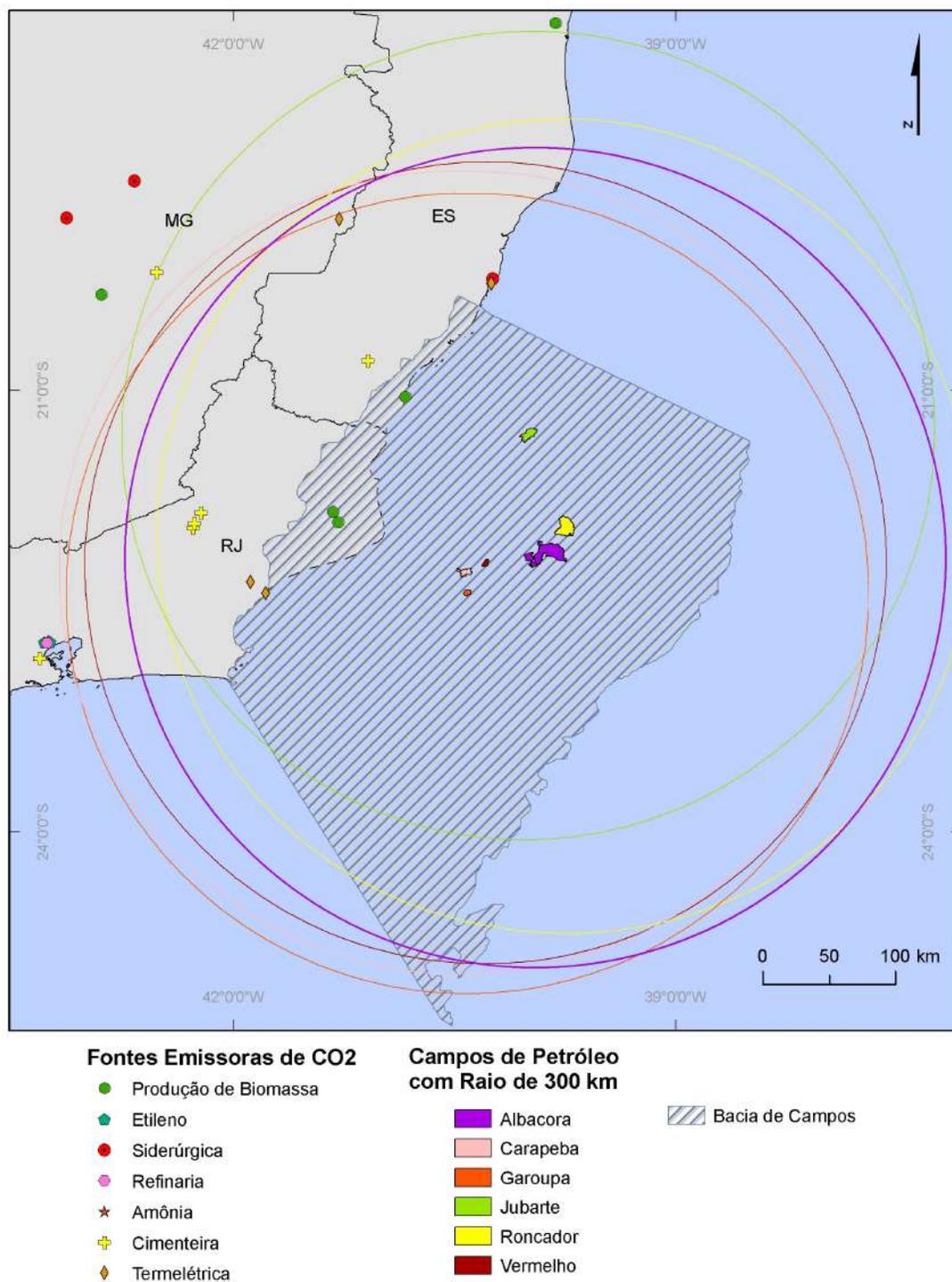


Figura 5.6. Fontes emissoras de CO₂ e raio de 300 km a partir de cada campo de petróleo (Albacora, Carapeba, Garoupa, Jubarte, Roncador e Vermelho)

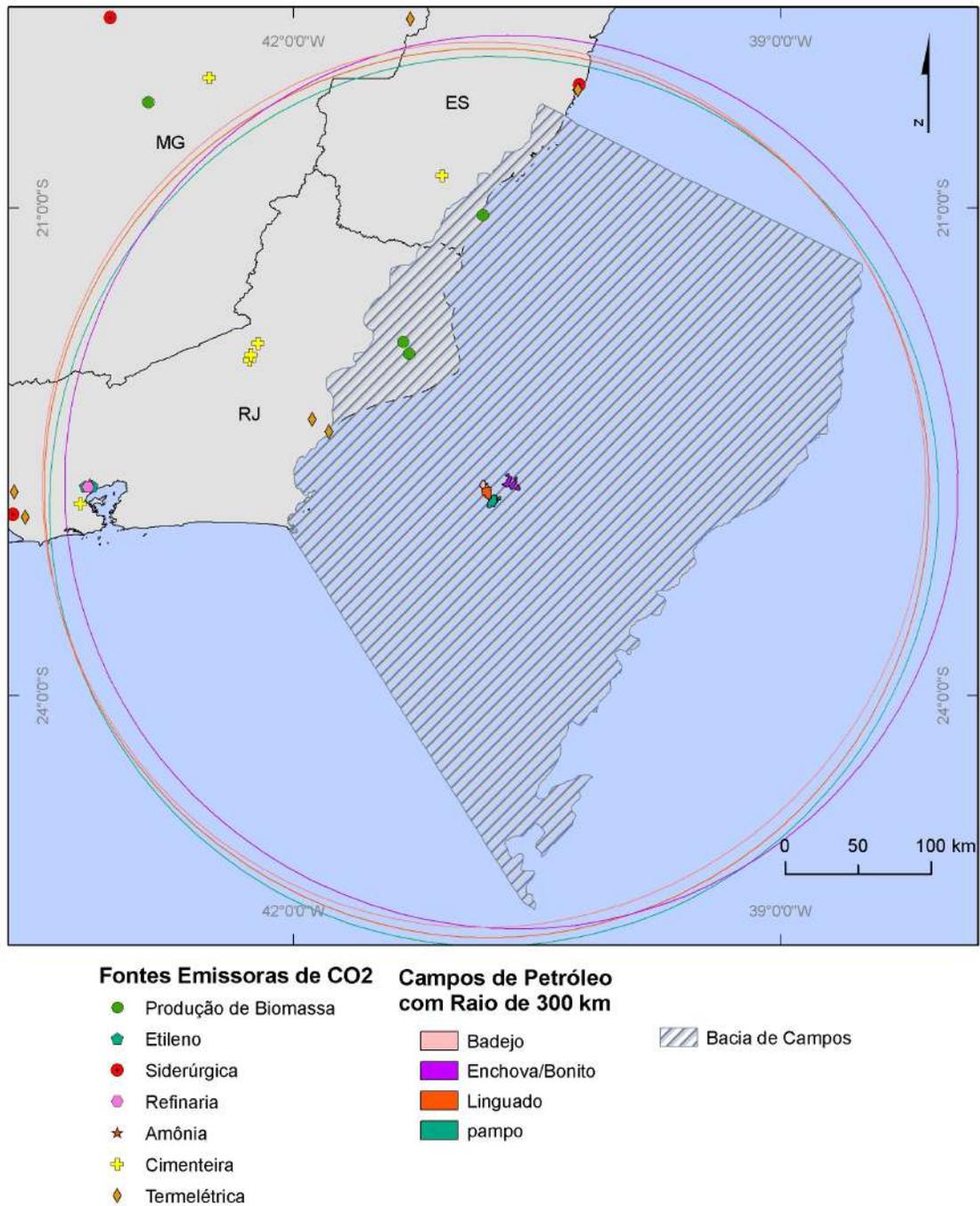


Figura 5.7. Fontes emissoras de CO₂ e raio de 300 km a partir de cada campo de petróleo (Badejo, Enchova/Bonito, Linguado, Pampo)

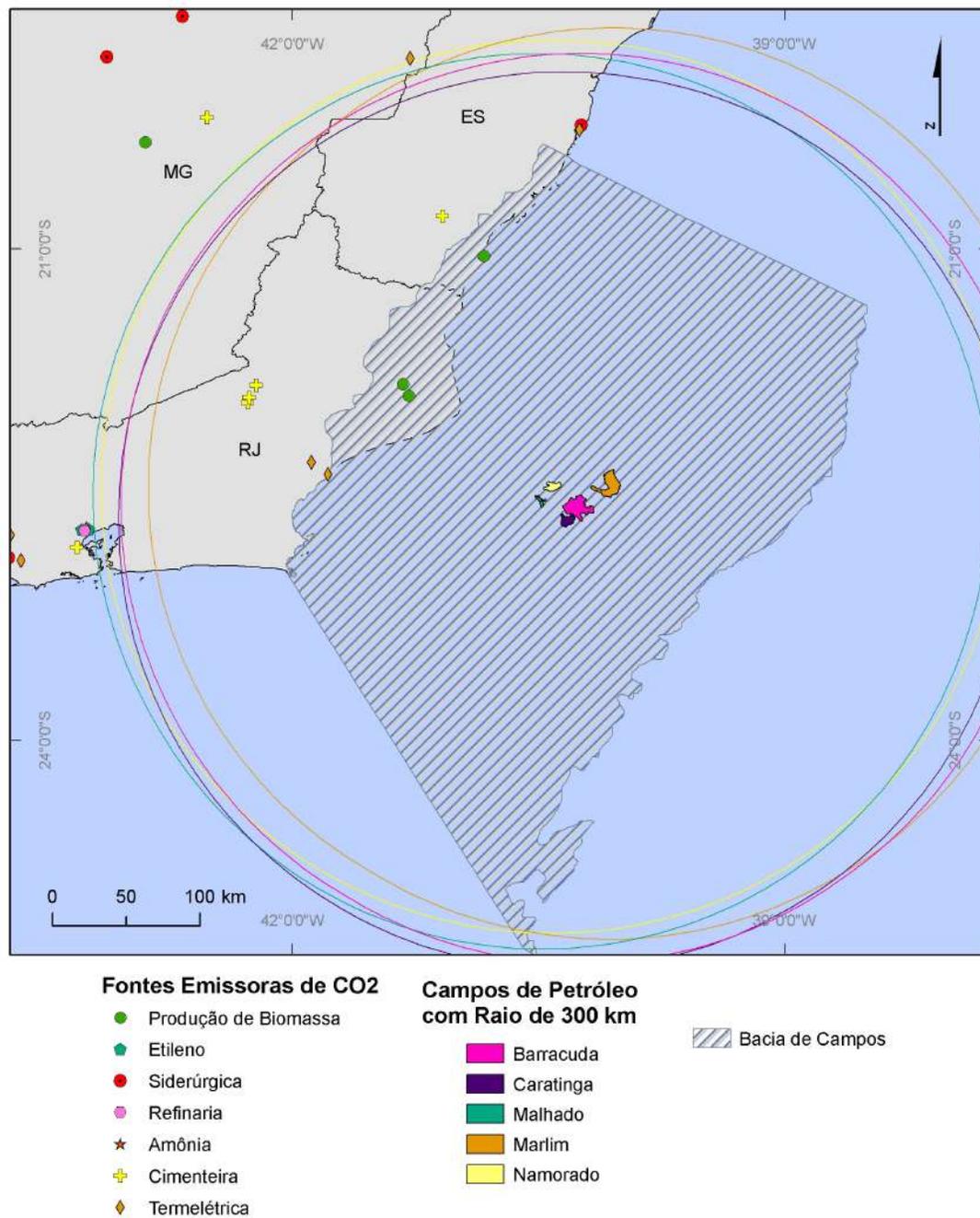


Figura 5.8. Fontes emissoras de CO₂ e raio de 300 km a partir de cada campo de petróleo (Barracuda, Caratinga, Malhado, Marlim, Namorado)

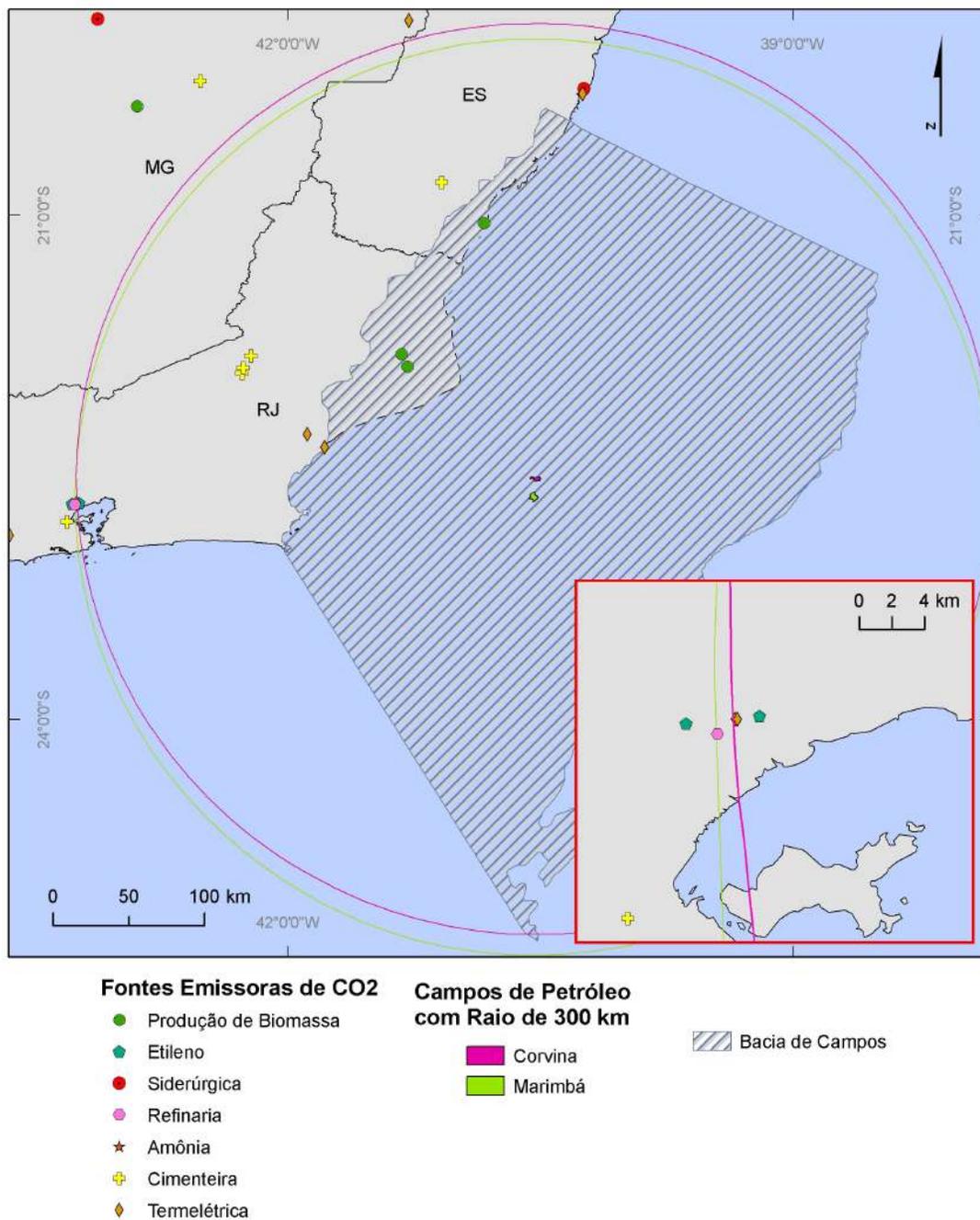


Figura 5.9. Fontes emissoras de CO₂ e raio de 300 km a partir de cada campo de petróleo (Corvina e Marimbá)

Os campos com maior quantidade de emissões associadas são os campos de Badejo, Enchova/Bonito, Linguado e Pampo, com 18,3 MtCO₂ por ano, seguidos de Marimbá, com 17 MtCO₂ por ano. O campo de Corvina se destaca também, com emissão de 14,9 Mt de CO₂/ano dentro do raio de 300 km. O restante dos campos de petróleo ficaram com uma média de emissões de 13,3 MtCO₂/ano. A quantidade

de CO₂ associada à cada campo de petróleo da Bacia de Campos pode ser visualizada na Figura 5.10.

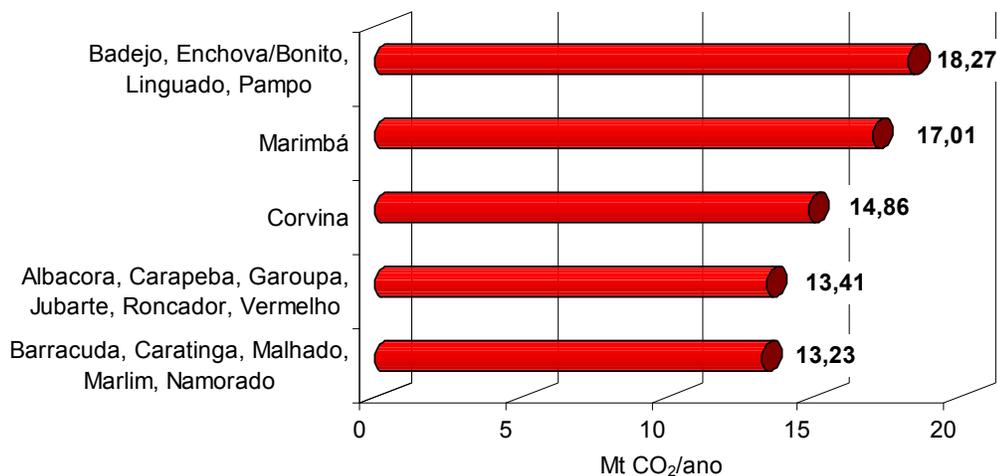


Figura 5.10. Campos de petróleo da Bacia de Campos e emissões de CO₂ associadas em um raio de 300 km

5.2.1. Histogramas de Frequência dos Critérios Avaliados

Com relação aos critérios utilizados para avaliação da potencialidade dos campos de petróleo da Bacia de Campos para armazenamento de CO₂, cabe analisar alguns dados estatísticos. Os histogramas de frequência gerados para cada critério avaliado mostram de maneira direta a quantidade de campos de petróleo dentro de cada classe definida para cada critério, possibilitando a identificação da variação dos parâmetros avaliados. A Figura 5.11 mostra os gráficos de distribuição de frequência dos critérios analisados na etapa de armazenamento de CO₂.

O valor médio de profundidade dos campos de petróleo analisados é de 2.763 m, com desvio padrão de 269,5. O histograma de frequência mostra que 6 campos de petróleo estudados apresentaram profundidade média entre 2.700,1 e 2.950 m. A profundidade média mínima e máxima dos campos de petróleo analisados é de 2.200 m e 3.200 m, respectivamente.

Com relação à porosidade das rochas, o valor médio encontrado nos 17 campos de petróleo é 24,9 %, com desvio padrão de 4,84%. O histograma de

frequência mostra que mais da metade dos campos de petróleo estudados apresentam porosidades entre 25,7 à 30%, sendo que apenas um possui porosidade média entre 12,5 e 16,88%. A porosidade media dos campos estudados variou de 12,5% (mínima) à 30% (máxima).

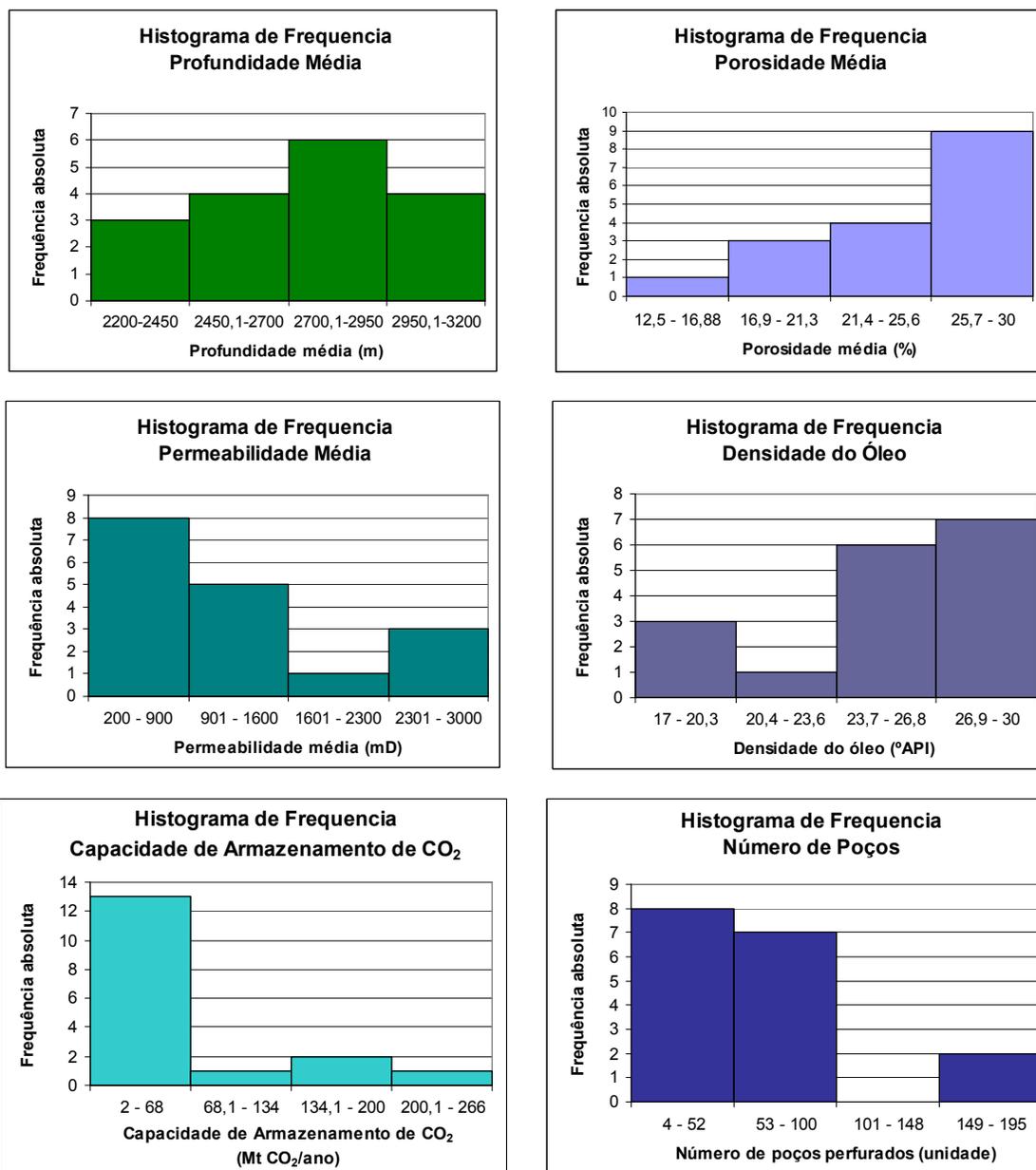


Figura 5.11. Histogramas de frequência dos critérios avaliados na etapa de armazenamento de CO₂.

O critério permeabilidade média apresentou valor médio de 1.075 mD nos campos estudados, com desvio padrão de 867,8 mD. Oito campos de petróleo

apresentaram permeabilidade média inferior à 900 mD, e apenas 3 apresentaram permeabilidades altas (entre 2301 e 3000 mD).

O valor médio de densidade do óleo é de 24,9 °API, sendo o desvio padrão 3,63 °API. Através do histograma de frequência pode-se observar que a maioria dos campos analisados apresenta óleo com densidade API entre 23,7 e 30, classificados como médio, os quais são preferíveis para fins de recuperação avançada de petróleo (EOR), caso seja implantada nestes campos. Três campos de petróleo apresentam óleos pesados, com densidades entre 17 e 20,3 °API.

O valor médio de capacidade de armazenamento de CO₂ encontrado para os campos de petróleo analisados é de 55,8 Mt, sendo o desvio padrão 77,37 Mt. A grande heterogeneidade de capacidade de armazenamento pode ser vista no histograma de frequência, o qual mostra que 13 dos 17 campos apresentam capacidade de armazenamento de CO₂ entre 2 e 68 Mt, enquanto que apenas 1 campo possui capacidade entre 200,1 e 266 Mt.

Com relação ao número de poços perfurados, o valor médio é 63 com desvio padrão de 56. Através do histograma de frequência constata-se que 8 campos de petróleo possuem de 4 a 52 poços perfurados, enquanto que apenas 2 possuem mais entre 149 e 195 poços. O histograma também mostra que nenhum campo de petróleo possui quantidade de poços da 3ª classe da distribuição de frequência (entre 101 e 148 poços). Em números absolutos, os resultados mostram que existem 1059 poços (excluindo-se os definidos como “abandonados”) nos 17 campos analisados.

Através dos histogramas de frequência apresentados pode-se compreender a razão da maioria dos campos de petróleo terem obtido a menor nota para o critério “capacidade de armazenamento”, e apenas um campo de petróleo ter obtido avaliação máxima, por exemplo.

Na avaliação da etapa de transporte, o valor médio de extensão de dutos instalados dentro do raio de 300 km a partir de cada campo de petróleo é 590,1 km, com desvio padrão de 112,41 km. O histograma de frequência da infraestrutura

dutoviária (Figura 5.12) mostra que a maioria dos campos de petróleo possuem entre 538,9 e 637,5 km de dutos instalados a uma distância de até 300 km dos mesmos. Nenhum campo de petróleo possui entre 637,6 e 736,58 km de infraestrutura de dutos instalada até 300 km de distância.

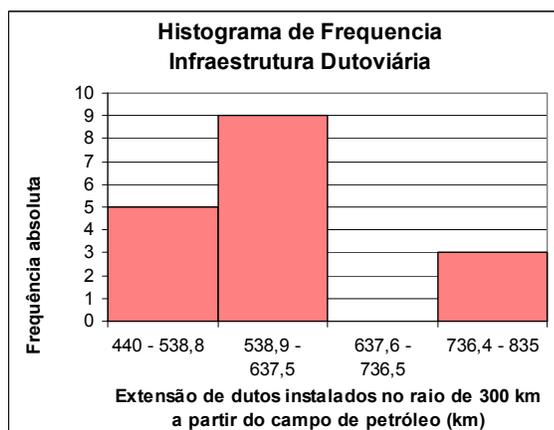


Figura 5.12. Histograma de frequência do critério avaliado na etapa de transporte de CO₂.

Na etapa de captura de CO₂, o critério massa de CO₂ associada aos campos de petróleo dentro do raio de 300 km apresentou média de 14,8 Mt de CO₂/ano. O desvio padrão é 2,19 Mt CO₂/ano. O histograma (Figura 5.13) permite-nos constatar que as fontes emissoras distantes até 300 km da maioria dos campos de petróleo emitem juntas de 13 e 14,5 Mt de CO₂/ano. 4 dos 17 campos de petróleo possuem quantidades entre 17,6 e 19 Mt de CO₂/ano associadas.

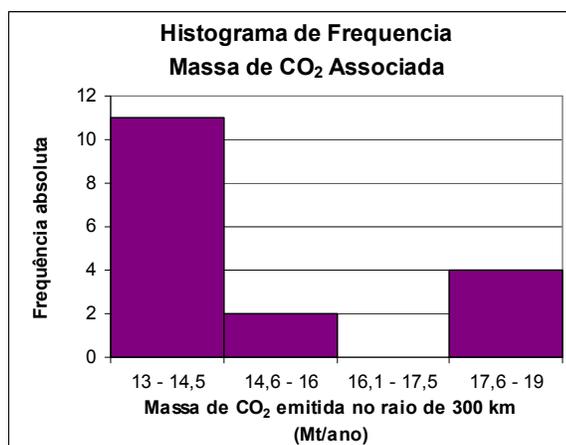


Figura 5.13. Histograma de frequência do critério “massa de CO₂ associada” avaliado na etapa de captura de CO₂.

Com relação às fontes emissoras, cabe salientar que a base de dados utilizada para esta pesquisa está incompleta, não contendo a totalidade de fontes emissoras de CO₂ existentes no território brasileiro. Assim, a quantidade de CO₂ associada corresponde às emissões apenas das fontes contidas no inventário, correspondendo a um valor mínimo das emissões do Brasil. Mesmo assim, a presente pesquisa conseguiu obter maior refinamento de resultados de associação fontes-reservatórios na Bacia de Campos.

Os resultados desta metodologia de associação fontes-reservatórios demonstrou que a Bacia de Campos possui grande potencial para armazenamento de CO₂ nos 17 campos de petróleo analisados, sendo os mais favoráveis Pampo, Badejo e Linguado, principalmente devido à maior proximidade dos mesmos com a costa brasileira e conseqüentemente com maior número de fontes e infraestrutura de dutos instalada no raio de 300 km.

5.3. Modelagem Econômica para Implementação de CCS em Larga Escala na Bacia de Campos em 2025

O critério inicial para escolha de reservatórios excluiu 2 campos de petróleo da modelagem econômica, os quais possuíam capacidades de armazenamento de CO₂ inferiores à 4 Mt (Malhado e Badejo), totalizando 15 campos na modelagem econômica. Considerando-se apenas as fontes emissoras com emissões anuais superiores à 100 ktCO₂ e as termelétricas em operação no presente ano (sendo que na modelagem de custos considerou-se que estas serão substituídas por NGCC até 2025), o inventário de fontes emissoras de CO₂ para a modelagem de custos visando ao armazenamento na Bacia de Campos resultou em uma lista de 48 fontes emissoras (Tabela 5.3), dentre as quais 17 cimenteiras e 11 termelétricas. O mapa a seguir (Figura 5.14) mostra a distribuição espacial das fontes emissoras consideradas nesta análise.

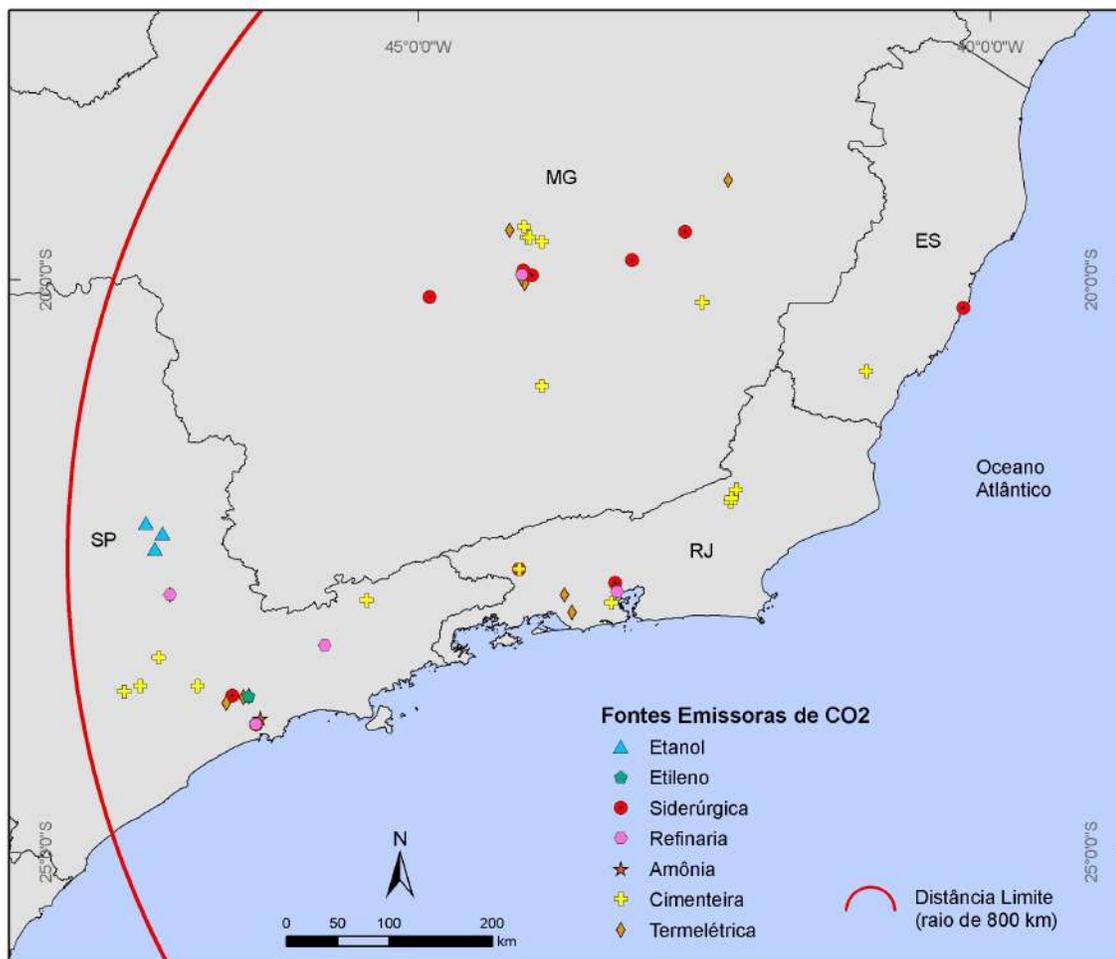


Figura 5.14. Fontes emissoras de CO₂ localizadas dentro do raio de 800 km a partir do ponto central dos campos de petróleo analisados da Bacia de Campos.

Tabela 5.3. Inventário de fontes emissoras para modelagem econômica de armazenamento de CO₂ na Bacia de Campos

Setor	Número de plantas
Amônia	1
Cimenteiras	17
Etanol	3
Etileno	1
Refinarias	5
Siderúrgicas	10
Termelétricas	11

A Figura 5.15 mostra o número de plantas e as emissões totais de CO₂ por setor utilizados para a modelagem de custos para o ano de 2025, levando-se em consideração termelétricas NGCC.

Observa-se que as fontes de CO₂ dentro de um raio de 800 km dos campos de petróleo da Bacia de Campos são principalmente cimenteiras, siderúrgicas e termelétricas. As siderúrgicas contribuem com as maiores emissões de CO₂ (40,4%; 20,1 Mt/ano), seguido pelo setor de cimento (27,3% das emissões; 13,6 Mt/ano). As termelétricas no Brasil não são o principal contribuinte para as emissões de CO₂, visto que as mesmas não funcionam em tempo integral, e só sentram em operação em caso de aumento da demanda de energia.

As fontes emissoras foram agrupadas em 5 *clusters* (Apêndice E). O *cluster 1* consiste em 16 fontes emissoras, incluindo uma planta siderúrgica com grande emissão de CO₂ (> 2700 kt/ano) e 4 fontes com emissões maiores que 1300 kt de CO₂/ano (1 siderúrgica, 1 refinaria e 2 cimenteiras). O *cluster 2* consiste em 19 fontes emissoras, sendo a única a possuir uma planta de amônia (com 100% de pureza no efluente gasoso) e 2 fontes com emissão superior a 2000 kt de CO₂/ano (1 refinaria e 1 siderúrgica). No *cluster 3* encontram-se 8 fontes emissoras, destacando-se 1 siderúrgica com grande emissão de CO₂ (> 5500kt CO₂/ano).

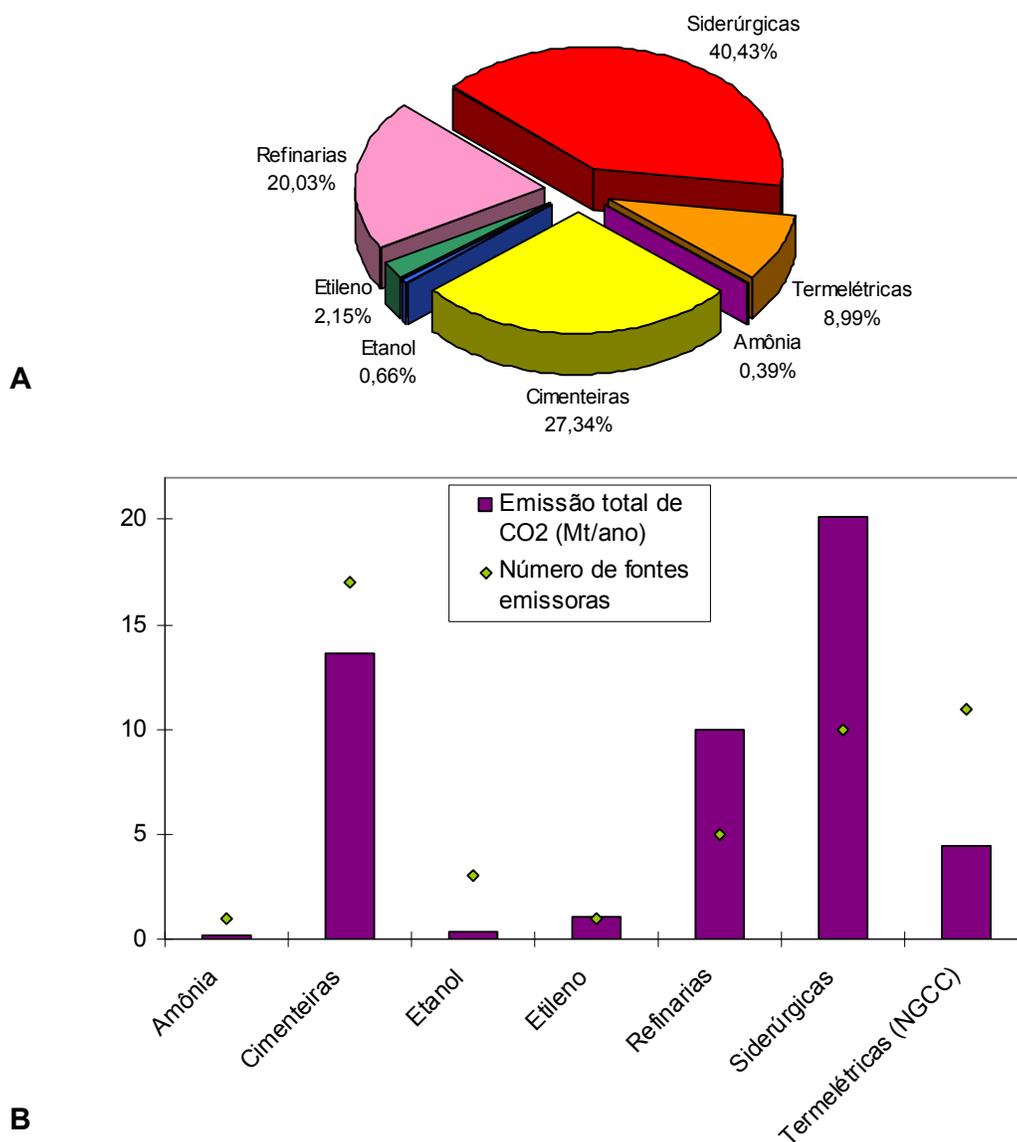


Figura 5.15. Fontes emissoras estacionárias de CO₂ nas proximidades da Bacia de Campos (raio de 800 km), assumindo-se que todas as termelétricas serão substituídas por plantas NGCC em 2025: (A) Responsabilidade de emissão de CO₂ por setor e (B) Número de plantas e emissões totais de CO₂ por setor.

O *cluster* 4 possui 2 fontes emissoras, sendo 1 siderúrgica com grande emissão também (>5400 kt CO₂/ano) e o *cluster* 5 possui 3 fontes emissoras, sendo elas 3 cimenteiras com emissão total de 1620,8 kt de CO₂/ano. Os reservatórios geológicos, como encontram-se todos próximos e na mesma bacia sedimentar, foram agrupados em apenas um *cluster*, com potencial de armazenamento de 949 Mt.

A Figura 5.16 mostra os 5 *clusters* de fontes emissoras com seus respectivos *hubs* e o *cluster* de reservatórios com seu respectivo *hub*, que foram definidos para a modelagem econômica para implantação de CCS em larga escala na Bacia de Campos. É importante salientar que as fontes emissoras dos *clusters* 3 e 5 foram assim distribuídas (em dois *clusters* menores), por motivos de logística para transporte do CO₂, pois não seria economicamente lógico agrupá-los no mesmo *cluster* visto que (i) a direção do transporte até a Bacia de Campos se dá na direção do *cluster* 5 (SW – NE) e (ii) a maior fonte emissora – e conseqüentemente a localização do *hub* de fontes – encontra-se mais próxima do *cluster* 3. A Tabela 5.4 mostra a quantidade de CO₂ emitida pelas fontes estacionárias de cada *cluster*.

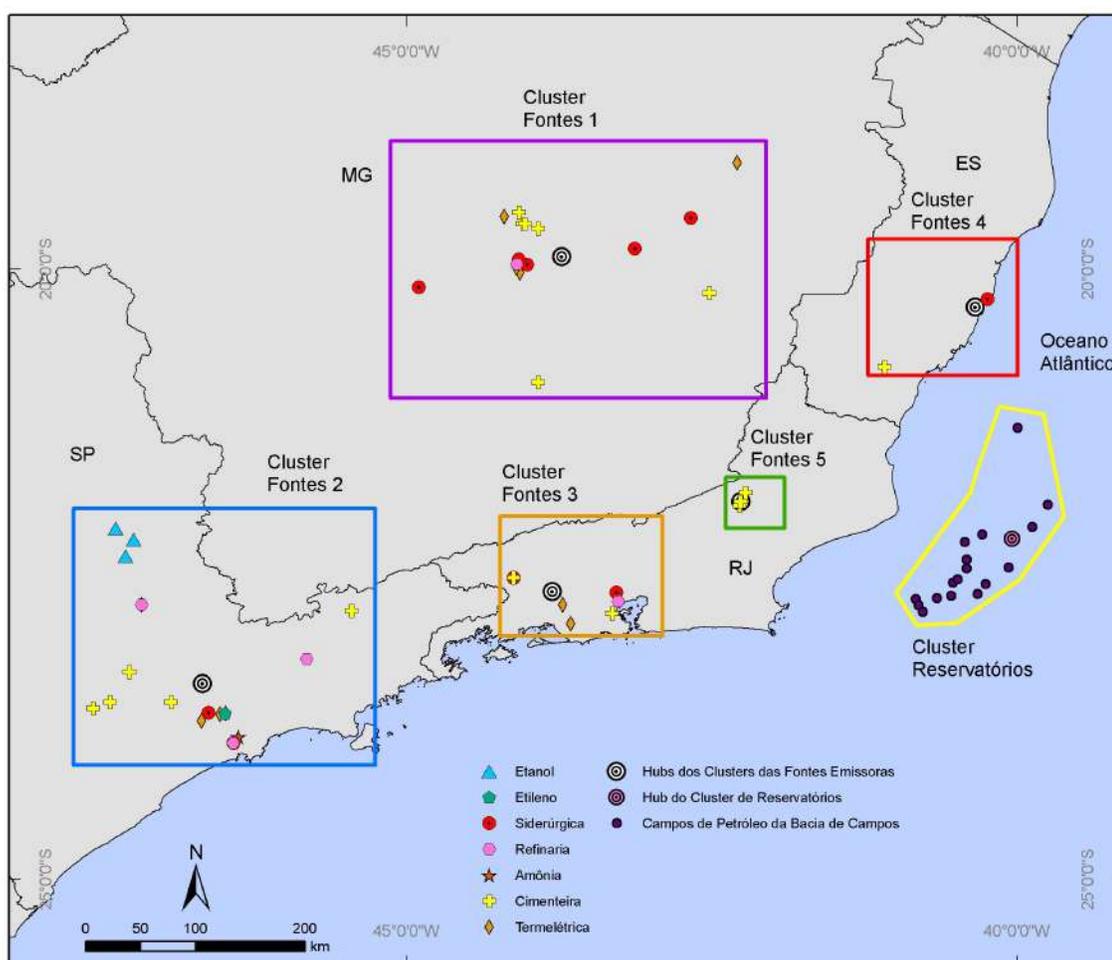


Figura 5.16. *Clusters* de fontes emissoras de CO₂, *cluster* dos reservatórios geológicos e respectivos *hubs*.

Tabela 5.4. Quantidade de CO₂ emitida pelas fontes emissoras estacionárias de cada *cluster*

	Cluster 1	Cluster 2	Cluster 3	Cluster 4	Cluster 5
Quantidade de CO₂ emitida (MtCO₂/ano)	15,49	15,96	10,57	6,16	1,62

As trajetórias das linhas de dutos-tronco projetadas e utilizadas neste estudo podem ser visualizadas na Figura 5.17, bem como a rede de dutos existentes no território brasileiro, a qual serviu de base para o traçado de caminhos preferenciais para os carbodutos-tronco. As maiores linhas de dutos tronco são as que fazem a conexão dos *clusters* 1 e 2 aos campos de petróleo da Bacia de Campos, com, respectivamente 753 e 699 km de extensão.

A modelagem de custos de captura, transporte e armazenamento de CO₂ levou em consideração o inventário de fontes emissoras, reservatórios e as trajetórias preferenciais para implantação de dutos dentro de um raio limite de 800 km a partir do ponto central entre os campos e petróleo estudados, bem como parâmetros (*input*) de custos obtidos em bibliografia (Tabelas 4.9, 4.14 e 4.15). A partir da modelagem de custos para a implementação da atividade de sequestro de carbono na Bacia de Campos no ano de 2025, foram criados gráficos de custo por tonelada de CO₂ para cada etapa do empreendimento.

Os resultados das análises da quantidade de CO₂ que pode ser efetivamente capturado de cada tipo de fonte (conforme Tabela 4.14) mostram que o potencial cumulativo de captura de CO₂ nas fontes emissoras estudadas é de 36 Mt por ano, de um total de 49,8 MtCO₂ emitidos anualmente pelas fontes emissoras localizadas a uma distância de até 800 km do centro dos reservatórios da Bacia de Campos. Mais de 11 MtCO₂ podem ser capturadas por ano de 16 fontes em região 1 e concentrados no *Hub* do *cluster* 1. No *cluster* 2, um total de 13 MtCO₂/ano podem ser capturadas de 19 diferentes fontes, e aproximadamente 7 Mt/ano podem ser capturados no *cluster* 3. Nos *clusters* 4 e 5 um montante de 3,3 e 1,4 MtCO₂, respectivamente, podem ser obtidos. A Figura 5.18 mostra o potencial anual de captura de CO₂ em cada *cluster* de fontes e a quantidade de CO₂ potencialmente capturável por setor.

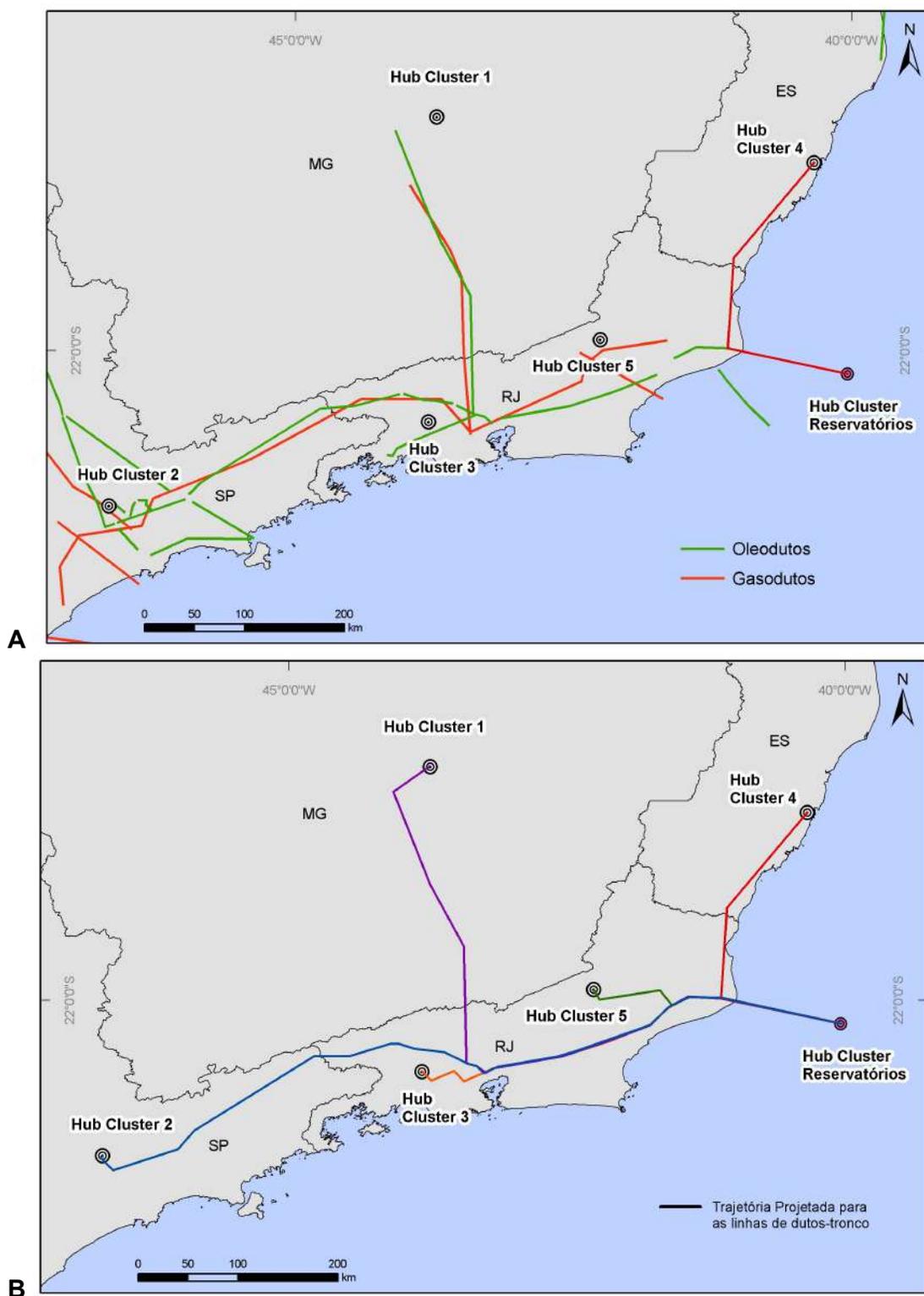


Figura 5.17. (A) Rede de oleodutos e gasodutos existentes no território brasileiro; (B) Trajetórias das linhas de dutos-tronco projetadas para modelagem de custos. Notar que as trajetórias projetadas seguem o mesmo trajeto das linhas de dutos já existentes e, nas porções onde as mesmas não estão presentes, foram projetadas considerando-se a menor distância em linha reta até uma linha de dutos existente.

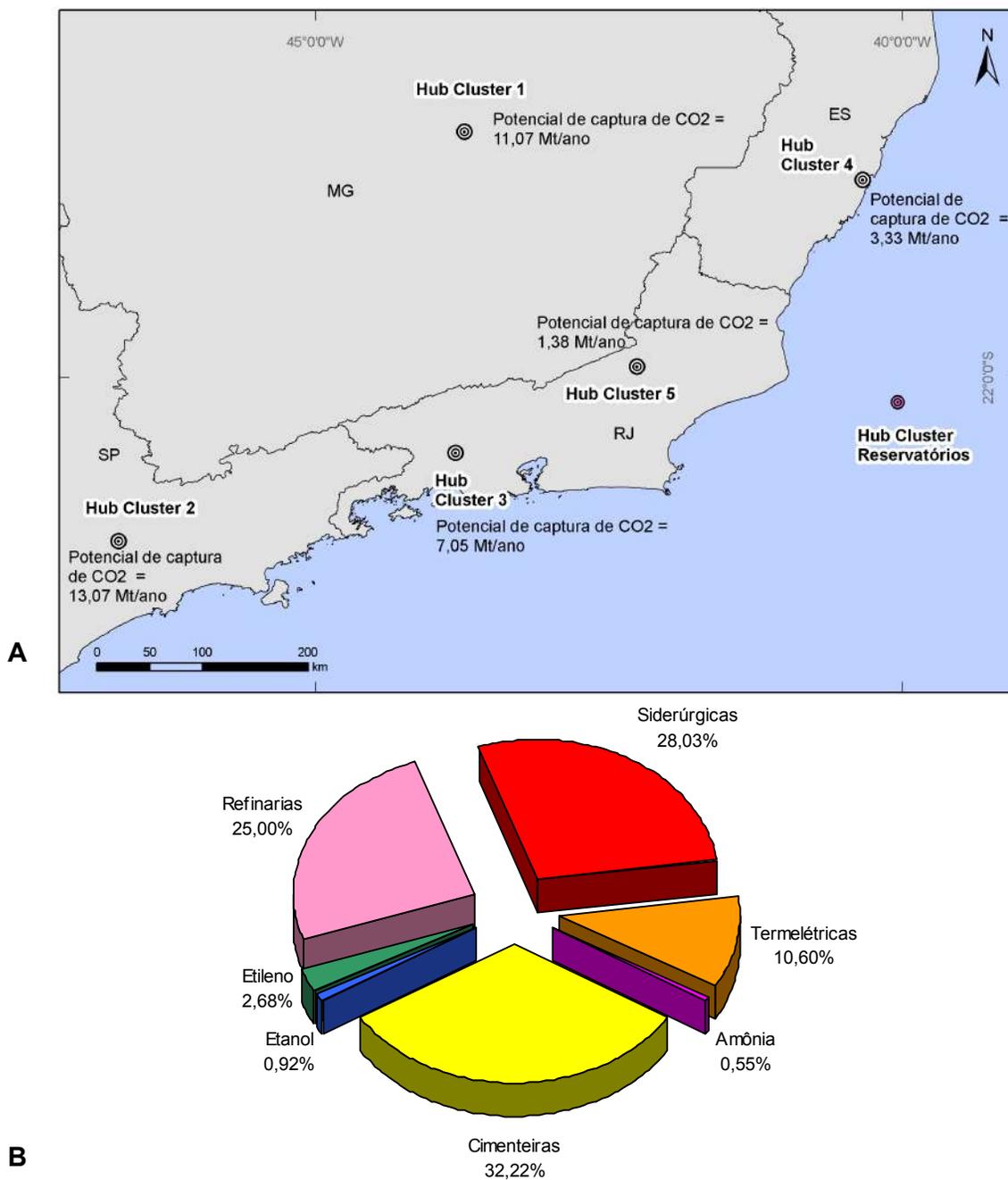


Figura 5.18. CO₂ potencialmente capturável das 48 fontes estacionárias próximas à Bacia de Campos: (A) Quantidade de CO₂ capturável por *cluster* e (B) Quantidade de CO₂ potencialmente capturável por setor.

Os resultados mostram que apenas 50% das emissões provenientes do setor siderúrgico pode ser capturado, assim, mesmo sendo o setor com maior contribuição de emissões de CO₂ entre todas as fontes nas proximidades da Bacia de Campos (responsável por 40,4% das emissões totais de CO₂), a maior

quantidade de CO₂ potencialmente capturável para a CCS provém do setor cimenteiro (31% do CO₂ total potencialmente capturável). O setor siderúrgico é o segundo maior colaborador para a implementação de CCS na Bacia de Campos (28% do CO₂ total potencialmente capturável), em termos de quantidade de CO₂ emitida, seguido pelas refinarias (25% do CO₂ total potencialmente capturável).

Com relação aos custos de captura de CO₂ para o ano de 2025, levando-se em consideração a substituição das termelétricas antigas por NGCC, o gráfico (Figura 5.19) mostra que apenas 0,5 MtCO₂/ano podem ser capturados das fontes emissoras consideradas nesta análise à preços inferiores à 20 €/t, que correspondem às plantas de amônia e etanol. Uma massa anual de 9,8 MtCO₂ adicionais pode ser capturada das siderúrgicas a um custo de 28 €/t. A captura de adicionais 3,8 MtCO₂/ano, provenientes das termelétricas, custará 49 €/t. O custo de captura se torna mais elevado quando o objetivo é capturar mais de 15MtCO₂ por ano, pois demanda a captação de dióxido de carbono proveniente de outras fontes emissoras nas quais os custos de captura são mais elevados, como refinarias e cimenteiras.

Neste estudo de caso da Bacia de Campos, onde as fontes emissoras estão à até 800 km de distância do centro dos reservatórios *offshore* de petróleo, observa-se que a maior quantidade de CO₂ que pode ser capturado (cerca de 21,5 MtCO₂ das 36 MtCO₂ potencialmente capturáveis de todas as fontes emissoras consideradas) possui um custo mais elevado de captura (superiores à 50 €/tCO₂), referentes às plantas de Etileno, Refinarias e Cimenteiras, sendo que apenas 15 Mt de dióxido de carbono podem ser capturados a preços inferiores à 50 €/t. Assim, os custos de captura serão mais elevados à medida que um maior número de plantas de etileno, refinarias ou cimenteiras forem considerados para o processo de sequestro geológico de CO₂.

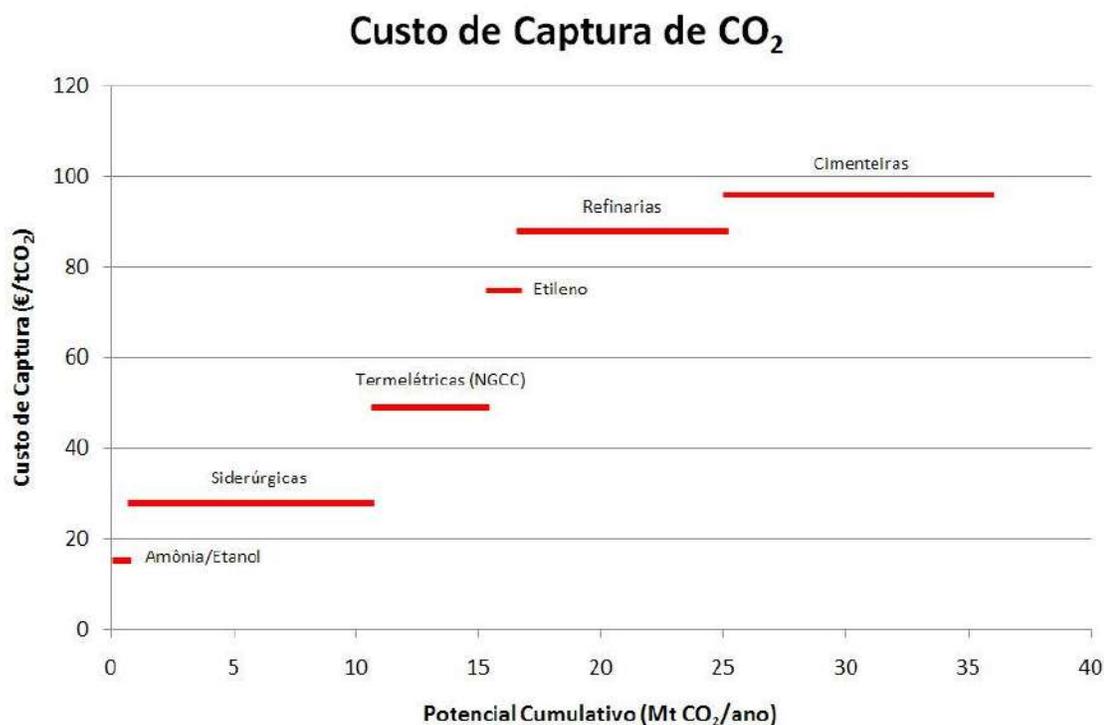


Figura 5.19. Gráfico de custo de captura de CO₂ nas fontes emissoras associadas à Bacia de Campos. Notar que o aumento de custo se dá a medida que fontes emissoras com custo mais elevado de captura são consideradas.

Com relação à etapa de armazenamento de CO₂ nos campos de petróleo da Bacia de Campos, verificou-se que o potencial de injeção anual nos campos estudados é de 40,2 MtCO₂, com base no número de poços, injectividade por poço e período de injeção. A Figura 5.20 mostra o custo para armazenamento de CO₂ e (excetuando-se captura e transporte) nos diferentes campos de petróleo estudados versus o potencial cumulativo de armazenamento por ano em cada campo de petróleo. Importante salientar que o custo de armazenamento inclui custo de monitoramento.

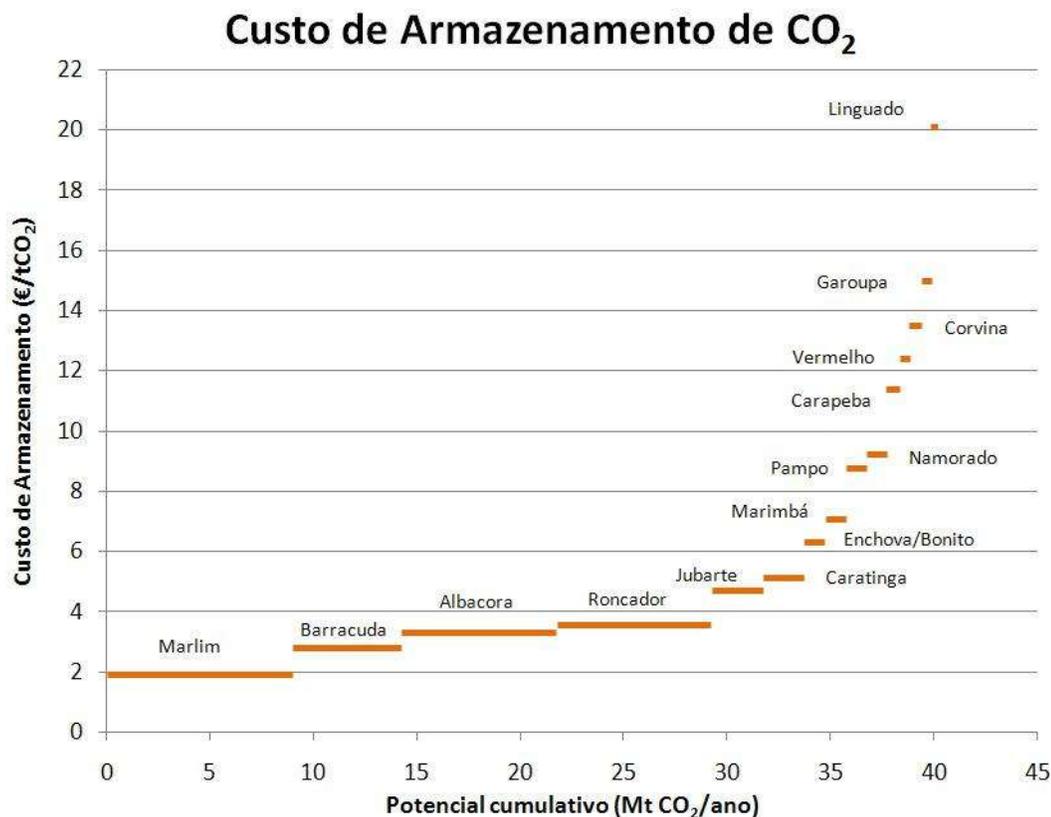


Figura 5.20. Gráfico de custo de armazenamento de CO₂ (excetuando-se captura e transporte) nos campos de petróleo da Bacia de Campos (custo x potencial cumulativo por ano)

Numa análise ampla verifica-se que aproximadamente 30 MtCO₂/ano podem ser armazenados à preços inferiores à 4 €/t, correspondendo à 74,6% da massa total potencialmente armazenável por ano nos campos de petróleo da Bacia de Campos. Esses baixos custos estão relacionados a 4 campos de petróleo mais economicamente viáveis para armazenamento de CO₂: Marlim, Barracuda, Albacora e Roncador. O baixo custo para injeção nestes campos se deve principalmente à taxa anual de injeção definida para os mesmos, a qual depende da injectividade por poço, da capacidade de armazenamento dos campos e do período máximo de injeção de 25 anos (relacionado ao desgaste das instalações de superfície). Devido ao período máximo de injeção estipulado foram considerados custos de um maior número de poços (instalação/recondicionamento) nos campos com maior capacidade de armazenamento.

O campo de petróleo mais viável economicamente para armazenamento de CO₂ é o campo de Marlim, no qual o preço de armazenamento de CO₂ não

ultrapassa 2 €/t, considerando que o período de injeção neste campo é de 19 anos, tendo uma taxa anual de injeção de 9 Mt (9 poços com injectividade de 1 Mt/ano).

O segundo campo potencial, sob o ponto de vista econômico, é o campo de Barracuda, com custo de armazenamento de 2,8 €/tCO₂, considerando uma taxa de injeção anual de 5,25 MtCO₂ (7 poços com injectividade de 0,75 Mt/ano), durante um período total de 22 anos.

Os campos de Albacora e Roncador, apesar de serem os campos com maior capacidade de armazenamento dentre os campos de petróleo estudados, ocuparam a terceira e quarta posição (respectivamente) de potencialidade econômica para armazenamento de CO₂ na Bacia de Campos. O maior custo para armazenamento (desconsiderando custos de captura e transporte) nestes campos é reflexo do maior investimento de capital devido ao grande número de poços necessários para injeção (nestes dois campos a modelagem apontou 15 poços para cada campo), visto que, a injectividade por poço nestes 2 campos é menor (0,5 Mt/poço por ano). Ainda assim, o custo final é competitivo (estes campos o custo de armazenamento varia de 3 à 3,6 €/tCO₂), visto que as maiores capacidades de armazenamento destes campos foram o diferencial para redução dos custos em comparação com os outros campos de petróleo analisados que obtiveram custo superior à 3,6 €/tCO₂, os quais possuem capacidade de armazenamento de no máximo 40% à dos campos de Albacora e Roncador.

A análise econômica dos campos de Jubarte, Caratinga e Enchova/Bonito – respectivamente quinto, sexto e sétimo campos de petróleo mais viáveis economicamente – mostra que os custos de armazenamento nestes campos variam entre 4,5 e 6,5 €/tCO₂, apesar de suas capacidades de armazenamento serem muito menores (entre 18 e 62 MtCO₂) em relação aos 4 campos com maior viabilidade econômica para armazenamento. O investimento de capital com um número menor de poços também contribuiu no custo final por tonelada. A taxa de injeção estimada para estes campos fica entre 2,5 e 1Mt/ano. A capacidade de armazenamento nestes 3 campos é de 5,5Mt CO₂ por ano.

A curva de custo do gráfico começa a ascender mais abruptamente a partir do potencial cumulativo de 35 MtCO₂/ano, que corresponde ao potencial de armazenamento nos campos com capacidade total inferior à 30Mt. Verifica-se que o preço de armazenamento para uma quantidade adicional de aproximadamente 4,1MtCO₂/ano (potencial cumulativo de 39 Mt/ano) fica entre 7 e 13 €/t, correspondendo aos campos de Marimbá, Pampo, Namorado, Carapeba e Vermelho.

Os maiores custos de armazenamento são referentes aos campos de Corvina, Garoupa e Linguado, onde o preço de injeção por tonelada de CO₂ varia de 13 à 20,1 €. Os altos custos se devem à reduzida capacidade de armazenamento (<8Mt) atrelada à baixa taxa de injeção anual (0,5 e 0,33 MtCO₂/ano).

A Figura 5.21 mostra o custo de armazenamento de CO₂ versus a capacidade potencial cumulativa de armazenamento em cada campo de petróleo durante todo o período de injeção.

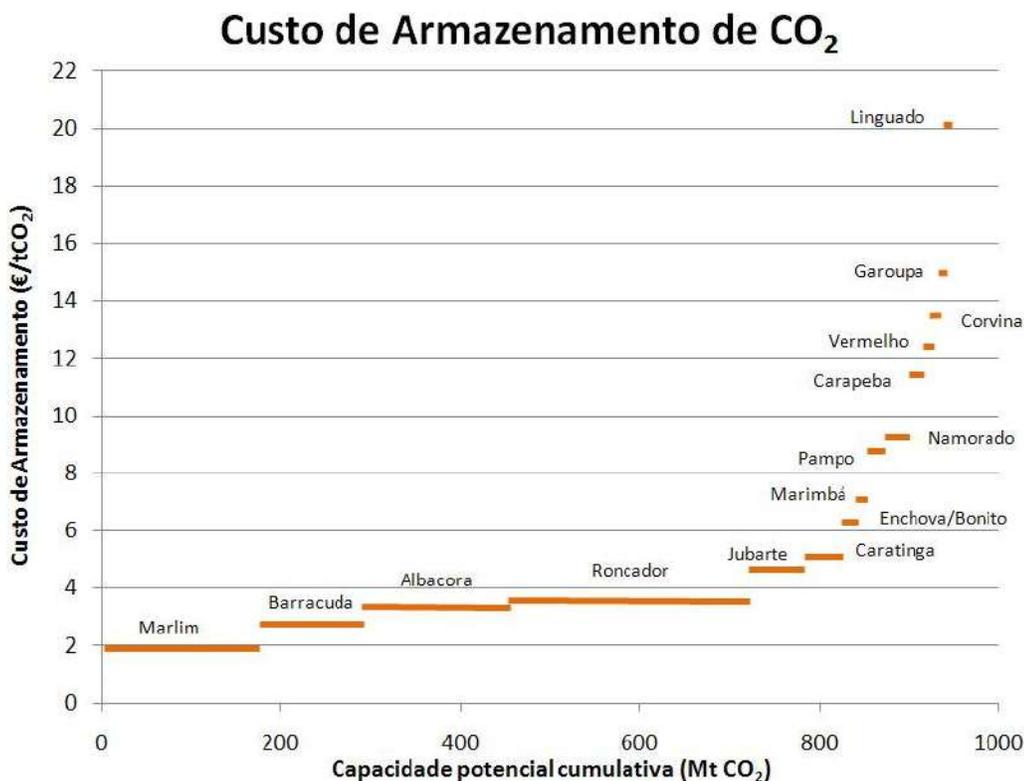


Figura 5.21. Gráfico de custo de armazenamento de CO₂ (excluindo-se captura e transporte) nos campos de petróleo da Bacia de Campos (custo x capacidade potencial cumulativa)

Através dos resultados desta modelagem observa-se que durante todo o período de injeção (25 anos) nos campos de petróleo da Bacia de Campos, aproximadamente 180 Mt de CO₂ poderão ser armazenados a um custo inferior à 2 €/tCO₂ (sem considerar custo de captura nem transporte, incluindo custo com monitoramento), e adicionalmente mais 607 Mt de CO₂ à custos entre 2 e 5 € por tonelada. Assim, conclui-se que mais de 80% da capacidade de armazenamento da Bacia de Campos poderá ser preenchida por CO₂ à custos inferiores à 5 €/tCO₂. É importante fazer a ressalva de que esta modelagem de custo de armazenamento, conforme explicado no capítulo 4, leva em consideração a reutilização das plataformas e poços atualmente instalados nos campos de petróleo da Bacia de Campos, que acarreta numa redução considerável de custos de capital, proporcionando os baixos custos encontrados nesta modelagem. A Figura 5.22 mostra os campos de petróleo analisados da Bacia de Campos e o custo para armazenamento de CO₂ (incluindo monitoramento) em cada um deles, excluindo-se captura e transporte.

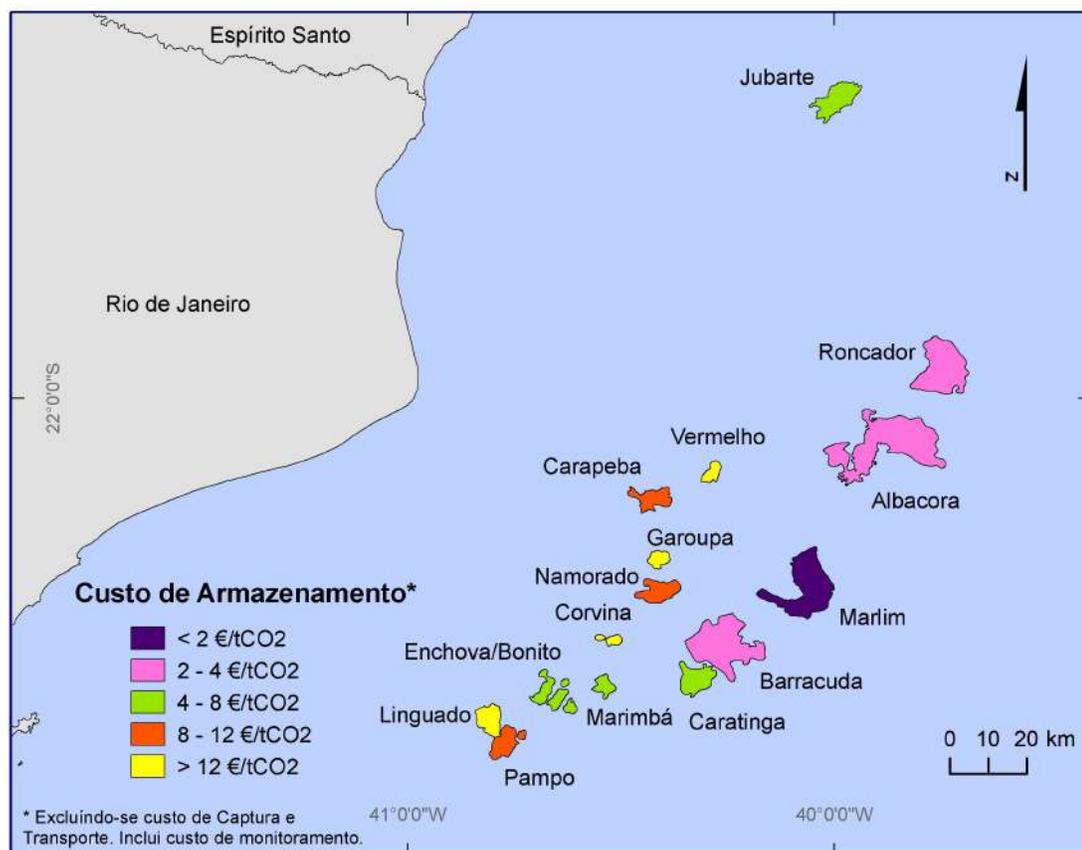


Figura 5.22. Mapa temático - custo de armazenamento de CO₂ nos campos de petróleo da Bacia de Campos.

A modelagem de custos de transporte nas linhas de dutos tronco mostra que os custos por tonelada variam de aproximadamente 5,5 à 9 €/tCO₂, considerando-se o dimensionamento das tubulações para o fluxo de CO₂ proveniente de todas as fontes estacionárias (Figura 5.23 e Tabela 5.5)

Custo de Transporte - Linhas de Dutos-Tronco

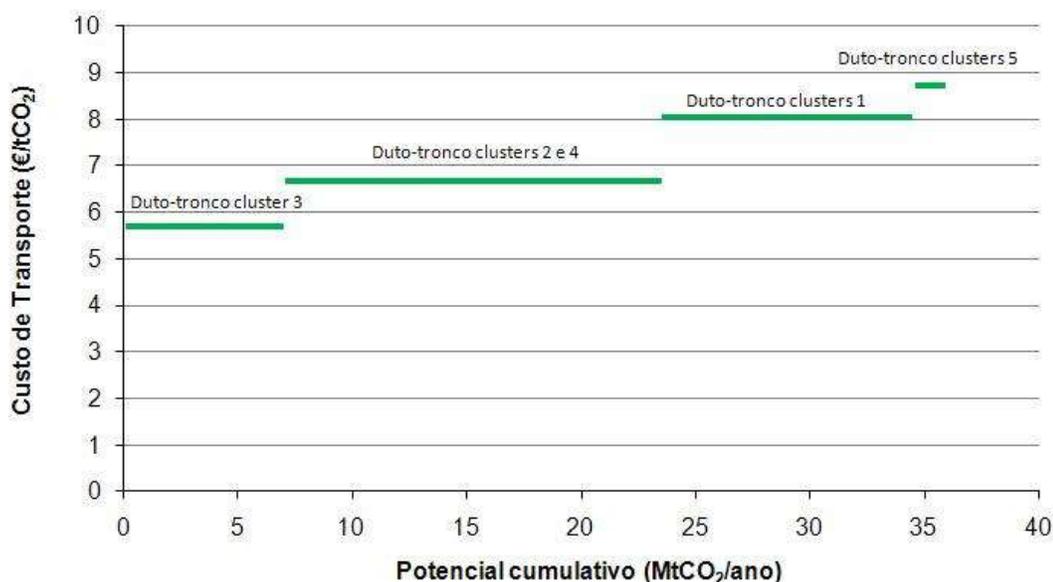


Figura 5.23. Gráfico de custo de transporte de CO₂ (linhas de dutos-tronco) para armazenamento nos campos de petróleo da Bacia de Campos (referentes aos dutos operando com a quantidade máxima de CO₂ proveniente dos respectivos *clusters*)

Os custos de transporte nas linhas de dutos-tronco são menores no duto-tronco do *cluster* 3, correspondendo à 5,7 €/tCO₂ (capacidade de transporte anual de 7,05 MtCO₂), seguido dos dutos-tronco dos *clusters* 2 e 4 (fluxo de 13,07 e 3,33 MtCO₂/ano, respectivamente) – ambos com custo de 6,6 €/tCO₂. Apesar de o duto-tronco do *cluster* 2 ser duas vezes mais extenso que o duto-tronco do *cluster* 4 e necessitar maior investimentos, devido à instalação de 2 estações de recompressão no seu trajeto (no duto-tronco do *cluster* 4 é necessária apenas 1 estação de recompressão), o fluxo de CO₂ é quase 4 vezes maior, compensando no custo final por tonelada.

Tabela 5.5. Modelagem de transporte de CO₂ – fluxo, extensão e diâmetro dos dutos e número de estações de recompressão.

Linha de dutos tronco projetadas (Início – Fim)	Fluxo de CO₂ (Mt/ano)	Extensão (km)	Diâmetro do duto (m)	Número de estações de recompressão
<i>Hub Cluster 1 – Hub reservatórios</i>	11,07	753	0,69	2
<i>Hub Cluster 2 – Hub reservatórios</i>	13,07	699	0,73	2
<i>Hub Cluster 3 – Hub reservatórios</i>	7,05	421	0,56	1
<i>Hub Cluster 4 – Hub reservatórios</i>	3,33	325	0,39	1
<i>Hub Cluster 5 – Hub reservatórios</i>	1,38	254	0,26	1

Observa-se também um maior custo-benefício no transporte no duto-tronco do *cluster 1* em comparação com o duto-tronco 5, pois, mesmo que sua extensão seja quase 3 vezes maior (e assim também necessita de 2 estações de recompressão), o fluxo de CO₂ é quase 10 vezes maior do que no *cluster 5*, fazendo com que o custo de transporte seja mais barato no primeiro. A Figura 5.24 mostra o custo de transporte em cada linha-tronco, obtido pela modelagem.

Resultados desta análise mostram ainda as fontes emissoras que se beneficiariam com os menores custos somando-se as etapas de captura, transporte via duto-satélite até o *hub* correspondente e transporte via duto-tronco até o *hub* dos reservatórios. Apenas 8 das 48 fontes emissoras capturariam e transportariam o CO₂ até os reservatórios por um custo inferior à 40 €/tCO₂, dentre elas 7 são siderúrgicas e 1 planta de amônia. A Tabela 5.6 mostra as fontes com menores custos para as etapas de captura e transporte de CO₂ até o *hub* da Bacia de Campos.

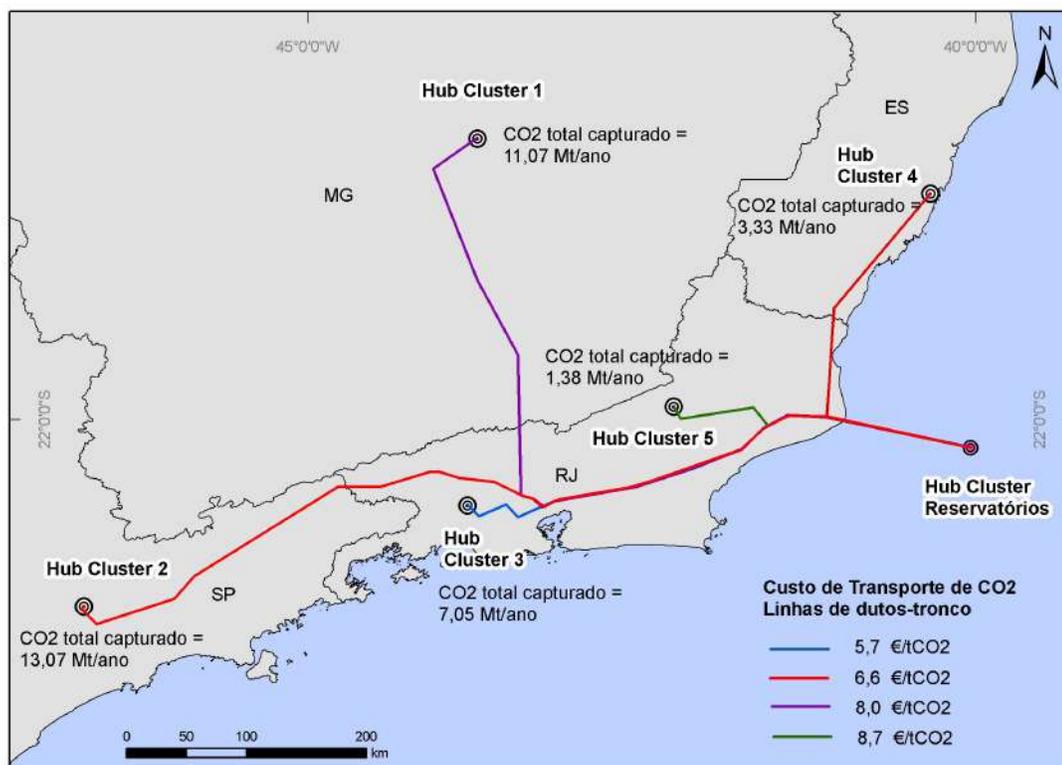


Figura 5.24. Custo de transporte de CO₂ nas linhas de dutos-tronco.

Tabela 5.6. Fontes emissoras com menor custo para captura e transporte de CO₂ para armazenamento na Bacia de Campos.

Setor	Estado	Emissão (MtCO ₂ /ano)	CO ₂ potencialmente capturável (Mt/ano)	Cluster de Fontes	Custo (Captura + transporte) - €/t
Siderúrgica	MG	0,79	0,40	cluster 1	36,19
Siderúrgica	MG	1,36	0,68	cluster 1	37,33
Siderúrgica	MG	2,71	1,36	cluster 1	35,59
Amônia		0,20	0,20	cluster 2	27,99
Siderúrgica	SP	0,45	0,23	cluster 2	37,90
Siderúrgica	SP	2,26	1,13	cluster 2	37,89
Siderúrgica	RJ	5,65	2,83	cluster 3	34,25
Siderúrgica	ES	5,43	2,71	cluster 4	34,75

A Figura 5.25 mostra a relação entre o número de fontes emissoras e o custo de captura e transporte de CO₂ para armazenamento na Bacia de Campos.

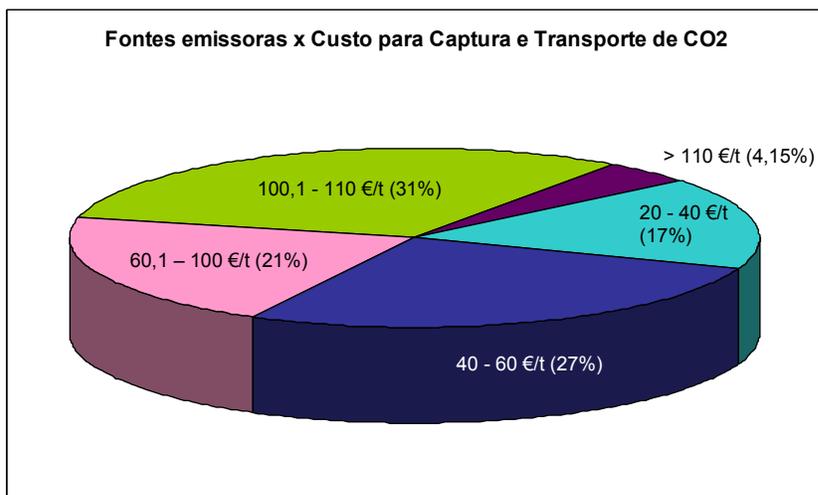


Figura 5.25. Gráfico de custo de captura e transporte de CO₂ X fontes emissoras analisadas.

O gráfico mostra que os custos de captura e transporte de CO₂ em 45% das fontes emissoras analisadas pode ser feito por menos de 60 €/tCO₂. Em 21% das fontes emissoras estas duas etapas podem ser realizadas à custos entre 60 e 100 €/tCO₂. O custo para estas duas etapas é superior à 100 €/tCO₂ nos restantes 35% das fontes emissoras analisadas.

Estudo nos Estados Unidos (Dahowski et al., 2005) demonstram que o custo para as etapa de armazenamento de CO₂ (excluindo-se captura e transporte e considerando benefícios com prática de EOR) para a maioria da capacidade de armazenamento do país fica entre 12-15 US\$/tCO₂ (9,3 à 11,7 €/tCO₂, usando se uma taxa de conversão de 0,78 – referente à 20/07/2010). Comparativamente pode-se dizer que os custos para armazenamento na Bacia de Campos (excluindo-se captura e transporte) é muito menor, pois para a maioria da capacidade disponível o custo fica em torno de 1,8 e 3,6 €/tCO₂.

5.3.1. Cenários de Redução de Emissões

As estimativas de custos para os cenários de redução de emissões (em 35, 30, 20 e 10 MtCO₂) incluem todos os custos para o empreendimento de sequestro geológico de CO₂ (captura, transporte e armazenamento). Na metodologia 1 os

cenários foram criados a partir da seleção das fontes emissoras mais viáveis economicamente para o processo de captura, dos campos de petróleo mais rentáveis e por fim pela modelagem de custos de transporte específicos (fluxo de CO₂ nos dutos) para cada cenário. Na metodologia 2 os cenários de redução de emissões foram criados a partir da seleção dos *clusters* de fontes com custo médio de captura mais reduzido (sendo consideradas o máximo número de fontes por *cluster* a fim de suprir a quantidade requerida para redução de emissões), seguidos dos reservatórios com menos custo unitário para armazenamento e modelagem de custos de transporte.

Os resultados da modelagem de custos da metodologia 1 para o sequestro de 10 MtCO₂ por ano na Bacia de Campos mostram que o custo médio seria de 46,5 €/tCO₂ neste cenário, considerando-se 14 fontes emissoras na modelagem. O cenário prevê a captura de CO₂ de todas as siderúrgicas da análise, além de 3 plantas de etanol e a planta de produção de amônia. Os campos de petróleo considerados nesta análise foram Marlim e Barracuda, os quais conseguem suprir a injeção de 10 MtCO₂ anualmente. Na modelagem da metodologia 2, o custo médio para o sequestro de 10 Mt de CO₂ seria de 58,5 €/t, considerando-se 10 fontes emissoras (3 siderúrgicas, 3 termelétricas, 1 refinaria e 3 mementeiras) dos *clusters* 3 e 4, e os reservatórios de Marlim e Barracuda.

No cenário de redução de 20 MtCO₂ por ano em 2025, o custo médio para a implantação de sequestro geológico de carbono na Bacia de Campos fica em torno de 64 €/tCO₂, utilizando-se da metodologia 1. Na modelagem para este cenário foram consideradas 29 fontes de CO₂ dos *clusters* 1, 2, 3 e 4, sendo consideradas todas as siderúrgicas, plantas de etanol, termelétricas, além da planta de produção de amônia, 3 refinarias e 1 planta de etileno. Os campos de petróleo considerados nesta análise foram Marlim, Barracuda e Albacora. Na modelagem utilizando-se a metodologia 2, o custo médio para sequestro de 20 MtCO₂ por ano é de 70,5 €/tCO₂. A modelagem neste caso considerou 25 fontes emissoras, sendo as 10 anteriormente citadas dos *clusters* 3 e 4, além de 15 fontes do *cluster* 1 (5 siderúrgicas, 4 termelétricas, 1 refinaria e 5 cimenteiras) e os reservatórios dos campos de Marlim, Barracuda e Albacora.

A fim de reduzir as emissões em 30 MtCO₂/ano através de armazenamento geológico na Bacia de Campos, a modelagem com base na metodologia 1 indica que será necessária a captura de CO₂ em 37 fontes emissoras estacionárias. Para este cenário de redução o custo médio para implantação da atividade de CCS é de 75,8 €/tCO₂, sendo consideradas todas as siderúrgicas, plantas de etanol, termelétricas e refinarias além da planta de produção de amônia e 6 cimenteiras. O campos de petróleo para armazenamento considerados são Marlim, Barracuda, Albacora e Roncador. Na modelagem da metodologia 2 são levadas em consideração 39 fontes emissoras, sendo 10 siderúrgicas, 11 termelétricas, 4 refinarias, 9 cimenteiras, 1 planta de amônia, 3 plantas e etanol e 1 planta de etileno (dos *clusters* 3, 4, 1 e 2). Os campos de petróleo utilizados nesta modelagem são os mesmos campos utilizados na metodologia 1, sendo o custo médio de captura, transporte e armazenamento 75,9 €/tCO₂.

No cenário de redução de emissões em 35 MtCO₂/ano, a modelagem através da metodologia 1 aponta que será necessário a captura do dióxido de carbono em 47 das 48 fontes emissoras analisadas neste estudo. Sete campos de petróleo foram selecionados para armazenar esta quantidade de CO₂ por ano: Marlim, Barracuda, Albacora, Roncador, Jubarte, Caratinga e Enchova/Bonito. O custo médio por tonelada de CO₂ ficará em torno de 81,5 €. Na modelagem de custo através da metodologia 2 levou em consideração 47 fontes emissoras e os mesmos campos de petróleo para armazenamento selecionados na metodologia 1, apresentando um custo médio de 83,5 €/tCO₂.

A Figura 5.26 mostra custos médios para implantação de sequestro geológico de CO₂ e a origem do CO₂ para cada cenário de redução de emissões modelado em cada uma das metodologias adotadas.

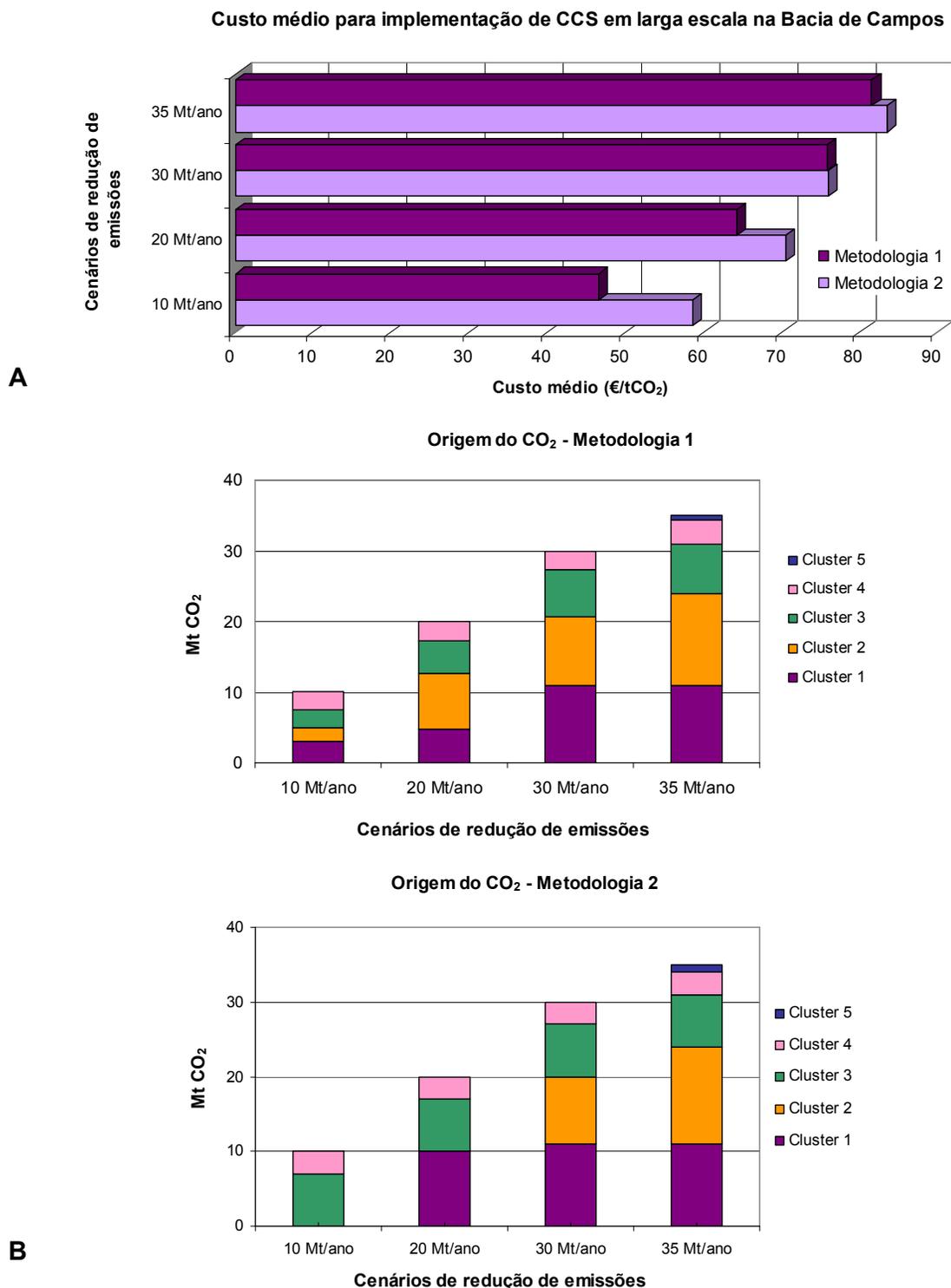


Figura 5.26. Cenários de redução de emissões na metodologia 1 (cenários criados a partir da seleção das fontes emissoras com menor custo unitário para o processo de captura de CO₂) e metodologia 2 (cenários criados a partir da seleção dos *clusters* de fontes com custo médio de captura mais reduzido): (A) Custo médio para implementação de CCS em larga escala na Bacia de Campos (inclui custo de captura, transporte e armazenamento); (B) origem do CO₂ em cada cenário.

Observa-se que na metodologia 1, onde a modelagem de custos foi feita a partir da seleção das fontes emissoras com menor custo unitário para o processo de captura de CO₂, todos os cenários foram avaliados contando com fontes emissoras de pelo menos 4 *clusters* distintos. Já na modelagem de custos utilizando-se a metodologia 2, onde a seleção de *clusters* de fontes com custo médio de captura mais reduzido foi adotada, observa-se que, à medida que os cenários de redução de emissões aumentam, fontes emissoras de *clusters* distintos vão sendo incorporados à modelagem. Assim, para o sequestro geológico de 10 Mt/ano, todas as emissões provenientes de fontes contidas nos *clusters* 3 e 4 são consideradas, visto que possuem potencial de captura para suprir esta demanda anual. Neste contexto, no cenário de redução de 20 MtCO₂/ano, além das fontes emissoras dos *clusters* 3 e 4, fontes emissoras do *cluster* 1 são adicionadas na modelagem; no cenário de redução de 30 Mt CO₂/ano, são levadas em consideração fontes do *cluster* 2 também; e enfim, no cenário de redução de 35 MtCO₂/ano fontes de todos os *clusters* são utilizadas na modelagem de custos.

De maneira geral, os resultados das modelagens de custo (tanto na metodologia 1 quanto na metodologia 2) mostram que o custo unitário aumenta à medida que quantidades maiores de CO₂ são consideradas para implantação de sequestro de CO₂ na Bacia de Campos, devido ao aumento do número de fontes com custo de captura mais elevado. Na modelagem de custos com a metodologia 1, o aumento do custo médio está estritamente relacionado ao custo de captura das fontes selecionadas, visto que um maior número de fontes emissoras com alto custo de captura são considerados na modelagem à medida que redução de CO₂ exigida é maior. No cenário de redução de 10 MtCO₂/ano, o custo médio de captura representa 60% do custo médio total para sequestro geológico de CO₂ na Bacia de Campos (aproximadamente 27 €/tCO₂), enquanto que no cenário de redução de 35 MtCO₂/ano, o custo médio de captura representa 83% do custo médio total (67,7 €/tCO₂). O custo médio de transporte nas linhas de dutos-tronco diminuiu com o aumento da meta anual de redução de emissões de CO₂, que está diretamente relacionado com a captura de um maior número de fontes emissoras num mesmo *cluster*. No cenário de redução de 10 MtCO₂/ano o custo médio de transporte nos dutos-tronco corresponde à 32% do custo médio total (15 €/tCO₂), enquanto que no cenário de redução de emissões de 35 MtCO₂/ano o mesmo corresponde à 10,2%

(8,3 €/tCO₂). O custo médio de armazenamento apresentou um discreto aumento do cenário de redução de 10 MtCO₂/ano para o cenário de 35 MtCO₂/ano (de 2,1 à 3,2 €/tCO₂), devido à necessidade da utilização de campos de petróleo com preços unitários maiores com o aumento da quantidade de CO₂ armazenada anualmente.

Na modelagem de custos com a metodologia 2, o aumento do custo médio para sequestro de CO₂ está relacionado ao custo médio de captura das fontes selecionadas, bem como ao custo médio de transporte. No cenário de redução de 10 MtCO₂/ano, o custo médio de captura é equivalente à 49 €/tCO₂, enquanto que no cenário de redução de 35 MtCO₂/ano o custo médio 67,3 €/tCO₂. Mesmo assim, no cenário de 10 MtCO₂ o custo médio de captura corresponde à 84% do custo médio total do empreendimento, enquanto que no cenário de 35 MtCO₂ o mesmo corresponde à 80,6% do custo médio total. O custo médio de transporte nas linhas de dutos-tronco aumenta com o aumento da meta anual de redução de emissões de CO₂, mesmo em se considerando o fluxo máximo por *cluster* selecionado em cada um dos cenários. No cenário de redução de 10 MtCO₂/ano o custo médio de transporte nos dutos-tronco corresponde é de 6,3 €/tCO₂, correspondendo à 10,8% do custo médio total, já no cenário redução de emissões de 35 MtCO₂/ano o mesmo aumenta para 10,5 €/tCO₂, equivalendo à 12,8% do custo médio total para a implantação do empreendimento. O custo médio de armazenamento apresentou um discreto aumento do cenário de redução de 10 MtCO₂/ano para o de 35 MtCO₂/ano, devido à necessidade da utilização de campos de petróleo com preços unitários maiores com o aumento da quantidade de CO₂ armazenada anualmente.

A Figura 5.27 mostra o custo médio total e a contribuição de cada etapa no custo total do sequestro geológico de CO₂ na bacia de Campos para cada um dos cenários modelados com as 2 metodologias utilizadas. É importante salientar que a estimativa de custo aqui descrita é dada por um valor médio de custo para cada cenário específico, considerando captura do CO₂ (inclui custo de compressão), transporte (inclui custo de re-compressão) e armazenamento (inclui monitoramento).

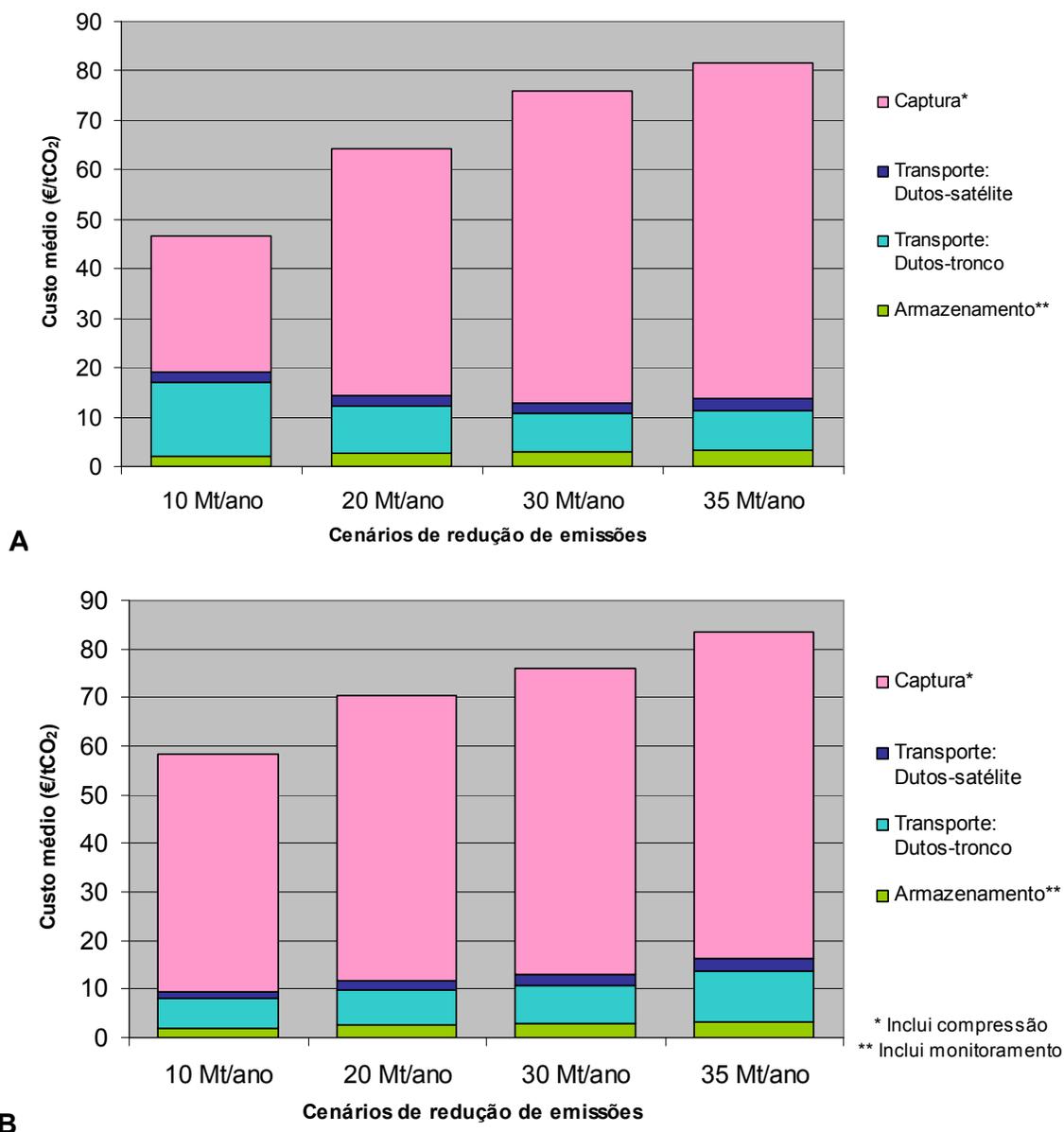


Figura 5.27. Custo médio total para implantação de sequestro geológico de CO₂ na Bacia de Campos e contribuição de cada etapa nos diferentes cenários modelados na (A) metodologia 1 - cenários criados a partir da seleção das fontes emissoras com menor custo unitário para o processo de captura de CO₂ e (B) metodologia 2 - cenários criados a partir da seleção dos *clusters* de fontes com custo médio de captura mais reduzido

Através da modelagem de custos para os 4 cenários de redução de emissões, foi verificado que à medida eleva-se a meta de redução de CO₂ para sequestro geológico na Bacia de Campos, um maior número de fontes emissoras com custo de captura mais elevados (como plantas de etileno, refinarias e

cimenteiras) são considerados na modelagem, acarretando no aumento do custo unitário à medida que maiores quantidades de CO₂ são capturadas.

Os resultados da modelagem de custos demonstram que a seleção de *clusters* de fontes com valor médio de captura mais reduzido (metodologia 2) não é vantajosa no caso da Bacia de Campos, visto que as fontes emissoras com custo de captura mais elevados estão dissipadas no território nacional, estando presentes em número significativo em todos os *clusters* e, assim, contribuem para o elevado custo médio de captura nos cenários modelados através desta metodologia. Assim, verifica-se que é importante a seleção do setor de fontes emissoras a serem consideradas dentro de cada *cluster*, pois nem sempre é mais vantajoso economicamente considerar todas as fontes emissoras deste *cluster* visando a redução do custo com transporte. O custo médio de transporte nas linhas-tronco também aumentou com o aumento da meta de redução de emissões anuais na modelagem através da metodologia 2 (devido à maior quantidade de CO₂ transportada nas linhas-tronco), porém o custo médio unitário nos 4 cenários foram reduzidos, quando comparado com o custo médio de transporte modelado através da metodologia 1 (variou de 6,3 à 10,5 €/tCO₂, enquanto que na metodologia 1 variou de 15 à 8,3 €/tCO₂).

A modelagem de custos demonstrou ser mais vantajosa a seleção inicial de fontes com custo de captura mais reduzidos, mesmo que estas estejam em *clusters* distintos, para então serem modelados os custos de transporte e armazenamento (metodologia 1), no caso da Bacia de Campos. Essa vantagem ocorre principalmente para fins de redução de emissões entre 10 e 20 MtCO₂/ano.

Por fim, verifica-se que não se obtém vantagem econômica em escala (redução de custo com o aumento da quantidade de CO₂ sequestrada geologicamente) para sequestro de CO₂ na Bacia de Campos, levando-se em consideração as 48 fontes emissoras localizadas em terra distantes à até 800 km dos campos de petróleo.

5.3.1.1. Estimativa de Quantidade de Óleo Recuperável através da Recuperação Terciária de Petróleo (EOR) e Abatimento de Custo

A fim de obter-se uma estimativa de retorno financeiro através da prática de recuperação avançada de petróleo (EOR) nos campos de petróleo da Bacia de Campos, a quantidade de óleo recuperável por EOR para cada um dos 7 campos de petróleo utilizado na modelagem de custos dos 4 cenários de redução de emissões de CO₂ foi estimada. Os resultados mostram que a quantidade de óleo recuperável nos 7 campos avaliados⁸ é superior à 924,8 milhões de metros cúbicos (5.816 milhões de barris), sendo necessários para a recuperação dos mesmos um total de 2.386 Mt de CO₂. O campo de Roncador se destaca, com uma quantidade de óleo potencialmente recuperável de 419,7 milhões de metros cúbicos (2.640 milhões de barris), seguidos de Albacora, com potencial de 184,9 milhões de m³ de óleo (1.162 milhões de barris) – Apêndice F.

Levando-se em consideração o tempo de vida de cada campo de petróleo (e desconsiderando-se que a produção de óleo não é linear), a estimativa mostra que 36 milhões de metros cúbicos (226 milhões de barris) de óleo podem ser recuperados através de EOR anualmente nos 7 campos avaliados, mediante a injeção de 92,8 Mt de CO₂ (Apêndice F). Conforme analisado anteriormente nesta pesquisa, o suprimento de CO₂ à uma distância de até 800 km dos campos de petróleo não ultrapassa 40 Mt por ano, considerando-se as fontes emissoras localizadas em terra, porém, para a recuperação deste montante de óleo pode-se considerar as fontes emissoras no mar também, ou então pode-se considerar a instalação de outra plataforma de injeção de CO₂ após o término da vida útil destas que estão sendo consideradas.

⁸ A quantidade de óleo recuperável foi estimada para cada um dos campos de petróleo inseridos na modelagem de custos para redução de emissões e sequestro geológico na Bacia de Campos

Considerando-se número de poços modelado na estimativa de custos de armazenamento e a injeção anual para 2025 para cada campo de petróleo (injeção total de 35 Mt/ano nos 7 campos), verifica-se que o campo com maior potencial de recuperação de óleo é o campo de Marlim com 21,9 milhões de barris/ano (3,5 milhões m³/ano) potencialmente recuperáveis, seguido de Albacora e Roncador, ambos com potencial de recuperação de 18,3 milhões de barris/ano ou 2,91 milhões de m³/ano. As quantidades de óleo potencialmente recuperáveis por EOR nos campos de Jubarte, Caratinga e Enchova/Bonito são menores, variando de 6,09 à 2,44 milhões de barris nestes três campos.

Considerando-se preço do barril de petróleo em 2025 (segundo DOE/EIA, 2010), a estimativa de receita gerada pela venda do óleo recuperável no campo de Marlim chega à quase € 2 bilhões/ano, sendo que a estimativa de despesas para implantação de CCS neste campo (com injeção anual de 9 MtCO₂) fica em torno de € 319,51 milhões por ano. No campo de Barracuda, estima-se que as despesas sejam de € 327,9 milhões/ano e a receita da venda do óleo recuperável por EOR seja de € 1.148 milhões por ano. A receita estimada para os campos de Albacora e Roncador atinge € 1.640 milhões anuais, sendo que as despesas para implementação de CCS fica em torno de 844,5 milhões/ano e € 859 milhões/ano, respectivamente. Nos campos de Jubarte, Caratinga e Enchova/Bonito estima-se que as despesas com a implantação da atividade de sequestro geológico de CO₂ atingirão € 270,5 milhões, € 242,7 milhões e € 212,8 milhões, respectivamente, sendo que a receita possivelmente gerada com a venda do óleo produzido será da ordem de € 546,7 milhões, € 437,4 milhões e € 218,7 milhões para estes campos, respectivamente. Observa-se, portanto, que a implantação da atividade de EOR junto com o CCS irá gerar lucro em todos os campos avaliados, mesmo em se considerando fontes emissoras distantes até 800 km dos reservatórios.

De maneira geral, os resultados demonstram que a implantação de CCS-EOR é muito lucrativa na Bacia de Campos, mesmo em se considerando a captura de CO₂ proveniente de fontes emissoras com alto custo de captura. As estimativas apontam que 84,7 milhões de barris de petróleo podem ser potencialmente recuperáveis por EOR por ano nos campos de Marlim, Barracuda, Albacora,

Roncador, Jubarte, Caratinga e Enchova/Bonito, mediante a injeção de 35 Mt de CO₂ (Figura 5.27). A receita gerada pela venda do óleo produzido atingirá € 7,6 bilhões por ano, sendo que as despesas para implementação da atividade de CCS serão de € 3,1 bilhões anuais. É importante lembrar que as estimativas de custo e óleo potencialmente recuperável são referentes ao ano de 2025, considerando-se o tempo máximo de 25 anos para a atividade e a injectividade modelada por campo no capítulo 4.7.

A Figura 5.28 e a Tabela 5.7 mostram o custo total estimado de captura, armazenamento e transporte de cada campo de petróleo analisado, bem como o custo estimado de abatimento proveniente da venda do óleo adicional potencialmente recuperável por EOR, considerando-se a recuperação de óleo de acordo com a estimativa da quantidade de CO₂ a ser injetada anualmente em cada campo em 2025. É importante ressaltar que nenhum custo referente à atividade de EOR está inserido no custo de armazenamento (ex. poços produtores).

Estimativa de custos para 2025 (despesas CCS e receita EOR)

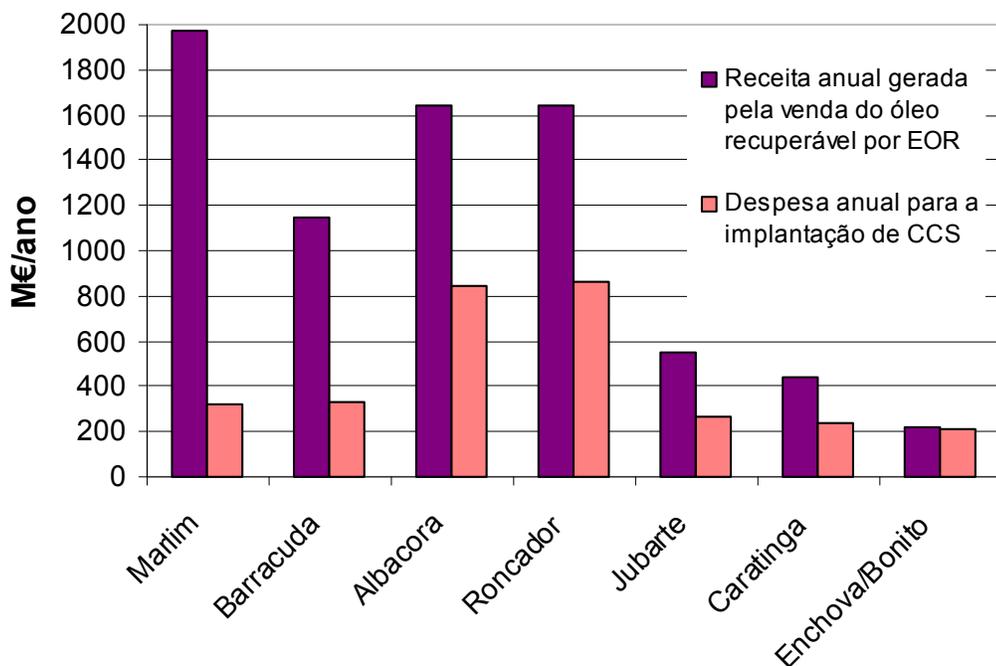


Figura 5.28. Estimativa de custos com despesas para a implantação da atividade de sequestro geológico de CO₂ e de receita gerada pela venda do óleo potencialmente recuperável por EOR no ano de 2025 (considerando-se sequestro geológico anual de 35 Mt CO₂).

Tabela 5.7. Quantidade de óleo recuperável por EOR nos campos de petróleo da Bacia de Campos por ano, Custo total anual de captura, armazenamento e transporte e estimativa de abatimento de custo pela venda do óleo recuperado para o ano de 2025*.

Estimativa para 2025	Marlim	Barra cuda	Alba cora	Ronca dor	Jubarte	Caratinga	Enchova/ Bonito
Óleo recuperável por EOR, considerando-se a injeção anual de CO ₂ estimada na modelagem de custos de armazenamento (Milhões de barris/ano)	21,94	12,80	18,28	18,28	6,09	4,88	2,44
^a Estimativa de abatimento anual (receita proveniente do EOR) **	1968,13	1148,08	1640,11	1640,11	546,70	437,36	218,68
Custo anual total armazenamento CAPEX + O&M **	16,88	14,55	24,96	26,67	11,73	10,23	6,30
^b Custo anual total de captura **	213,73	224,50	730,63	743,55	169,90	143,57	117,61
^c Custo anual total transporte duto-tronco referência **	88,9	88,9	88,9	88,9	88,9	88,9	88,9
Custo total anual CCS (Cap+Armaz+Transp)** (despesas CCS)	319,51	327,95	844,49	859,12	270,53	242,7	212,81
Valor final de CCS-EOR ** (lucro)	1648,62	820,13	795,62	780,99	276,17	194,66	5,87

* Mais informações no Apêndice F

** em milhões de Euros/ano (M€/ano) – referente ao ano 2025.

^b Estimativa de abatimento de custo considerando o preço do barril no ano de 2025 (US\$ 115, segundo DOE/EIA, 2010) e considerando US\$ 1 = € 0,78.

^b O custo anual de captura leva em consideração as fontes emissoras consideradas na modelagem de custo do cenário 35 Mt/ano para cada campo de petróleo específico.

^c Este valor refere-se ao custo anual de transporte do duto-tronco do cluster 1. Este duto-tronco possui capacidade de transporte de 11,07 MtCO₂/ano. Para fins de estimativa de custo para um cenário de sequestro de CO₂ de 35 Mt/ano juntamente com a prática de EOR, o custo anual do duto-tronco do cluster 1 foi utilizado como referência de custo.

Observa-se que o valor proveniente da venda do óleo potencialmente recuperável por EOR nos campos de petróleo analisados (considerando-se injeção anual de 35 MtCO₂) é suficiente para cobrir o custo de investimento para implantação da atividade de sequestro geológico de CO₂ na Bacia de Campos, e ainda gerar lucro – no campo de Marlim, por exemplo, o lucro estimado é de € 1.649 milhões por ano. Ainda que os custos de investimento para a prática de EOR não

estejam inseridos na modelagem de custo para armazenamento de CO₂ de cada campo de petróleo (ex. poços produtores, operação e manutenção), o retorno financeiro com a implantação integrada de injeção de CO₂ e EOR é muito superior.

6. CONCLUSÕES

A presente pesquisa demonstra que a Bacia de Campos possui uma grande capacidade para armazenamento geológico de dióxido de carbono nos seus campos de petróleo. A capacidade teórica estimada para armazenamento nos campos de petróleo estudados é da ordem de 950 Mt (cerca de 5 vezes todas as emissões cadastradas do país no inventário da IEA), sendo o campo de Roncador o que possui maior capacidade (265 Mt). Os quatro principais campos capazes de armazenar CO₂ na Bacia de Campos (Roncador, Marlim, Albacora e Barracuda) possuem em conjunto mais de 75% da capacidade de armazenamento da bacia, considerando os 17 campos analisados nesta pesquisa. Os reservatórios destes 4 campos são constituídos de arenitos e arenitos turbidíticos de período Cretáceo e Terciário.

A avaliação do potencial para armazenamento de CO₂ nos campos de petróleo da Bacia de Campos, que levou em consideração as características físicas dos reservatórios, infraestrutura de dutos instalada e fontes emissoras existentes em um raio-limite de 300 km a partir do reservatório, demonstrou que os campos de Pampo, Linguado e Badejo possuem maior potencial. Nesta avaliação, apesar de estes campos possuírem relativamente baixas capacidades de armazenamento de CO₂, os fatores considerados nas outras etapas se sobressaíram para estes campos, como infraestrutura de dutos instalada e massa de CO₂ associada. A localização geográfica dos mesmos, mais ao sul da Bacia de Campos, favoreceu na proximidade de maior número de fontes emissoras e dutovias instaladas.

Os campos de petróleo com menor potencialidade para a atividade de sequestro geológico de CO₂, segundo a metodologia utilizada, são os campos de Jubarte, Vermelho e Roncador, os quais se sobressaíram na avaliação da etapa do armazenamento, porém no quesito de transporte e captura não se destacaram dos

demais, o que resultou na atribuição de baixa potencialidade para os mesmos. Cabe ressaltar que esta metodologia teve por fim e método a classificação relativa entre os campos de petróleo avaliados para implantação de sequestro geológico de CO₂.

Os resultados da modelagem de custo para implantação da atividade de sequestro geológico de CO₂ em larga escala no Brasil com armazenamento nos campos de petróleo da Bacia de Campos, demonstraram que uma quantidade de 10 MtCO₂/ano pode ser capturada (incluindo compressão e excluindo-se transporte e armazenamento) a custos inferiores à 28 €/tCO₂ (referentes às plantas de amônia, etanol e siderúrgicas) no ano de 2025. A pouca disponibilidade de fontes nas quais os custos de captura são menores dentro da área pesquisada faz com que haja um aumento significativo de custo para o processo em larga escala para o sequestro de quantidades superiores à 10 Mt/ano. 3,8 MtCO₂ por ano poderão ser capturados das termelétricas NGCC a um custo inferior à 49 €/t.

Considerando-se a capacidade de armazenamento dos 15 campos de petróleo analisados na análise de custo, que juntos possuem capacidade de armazenamento de 943,6 Mt, e a quantidade de CO₂ que pode ser capturado das fontes analisadas (36 Mt/ano), pode-se dizer que a Bacia de Campos tem capacidade para armazenar CO₂ proveniente das 48 fontes analisadas por um período de 26 anos. As análises de custo demonstram que mais de 800 MtCO₂ (84% da capacidade total de armazenamento da bacia) poderão ser armazenados (incluindo-se monitoramento, excluindo-se captura e transporte) a custos inferiores à 6 €/t, sendo inferior à 2 €/t no campo de Marlim (9 Mt por ano) e entre 2 e 4 €/t nos campos de Barracuda, Albacora e Roncador (20 Mt por ano).

Por ser uma bacia produtora de petróleo em estágio maduro, a Bacia de Campos possui muitas vantagens que lhe conferem um grande potencial para CCS e baixos custos de armazenamento de CO₂ (excluindo-se captura e transporte), como por exemplo a existência de plataformas em todos os campos produtores e diversos poços já perfurados, visto que no investimento de capital considerou-se o reúso tanto das plataformas quanto dos poços já existentes. Este conjunto de fatores contribuiu para o reduzido custo de armazenamento (excluindo-se captura e transporte) nos campos de petróleo da Bacia de Campos. Em contraponto, os

custos de transporte dos dutos-tronco neste estudo de caso são mais elevados do que os custos para armazenamento (variam de 5,7 à 8,7 €/tCO₂), visto que possuem grande extensão e ainda necessitam de investimento para implantação de estações de recompressão para manter o CO₂ no estado supercrítico. Pode-se fazer uma comparação entre a Bacia de Campos e o Mar do Norte, que está sendo amplamente estudado como um grande local para armazenamento geológico de CO₂ da Europa, contendo bacias sedimentares maduras potenciais para a prática de EOR, bem como aquíferos salinos (principalmente a Formação Utsira), sendo capaz de armazenar CO₂ proveniente de diversos países, como Alemanha, Holanda, Bélgica (Broek et al., 2010), Reino Unido e Noruega (BERR, 2007).

Em uma análise mais específica por fonte emissora, considerando-se que o CO₂ de todas as fontes analisadas será capturado e utilizado para CCS, destacam-se algumas fontes em que o custo de captura somado ao de transporte (custo duto-satélite + custo duto-tronco) não ultrapassará 40 €/t. Estas plantas compreendem 7 das 10 siderúrgicas do inventário e a planta de amônia, na qual o custo é o mais reduzido (28 €/tCO₂).

A avaliação de viabilidade econômica para redução de emissões e CCS na Bacia de Campos demonstrou que o custo médio para a implantação de CCS em larga escala na Bacia de Campos em 2025 varia de 46,5 à 81,5 €/tCO₂ (cenários de redução de 10 MtCO₂/ano e 35 MtCO₂/ano, respectivamente) quando modelado através da metodologia de seleção de fontes com custo de captura mais reduzidos inicialmente, e posterior modelagem de custos de transporte e armazenamento (metodologia 1). A modelagem de custos através desta metodologia demonstrou ser mais vantajosa no caso da Bacia de Campos, visto que as fontes emissoras adjacentes com maiores custos de captura encontram-se em todos os *clusters*, impedindo que o custo médio de captura considerando-se todas as fontes de um mesmo *cluster* (metodologia 2) torne-se mais atrativa. A vantagem da seleção de fontes é uma verdade principalmente para fins de redução de emissões entre 10 e 20 MtCO₂/ano, quantidade esta que pode ser obtida de fontes emissoras com custo unitário menor. Porém, quando a meta de redução de emissões alcança quantidades superiores, verificou-se que a metodologia de seleção de *clusters* se iguala à primeira, principalmente devido às fontes emissoras disponíveis no território

brasileiro (em terra), dentro de um raio de 800 km dos campos de óleo da Bacia de Campos, visto que as fontes com custo de captura mais elevado contribuem significativamente com o suprimento de CO₂ na região.

De maneira geral, os resultados das modelagens de custo (tanto na metodologia 1 quanto na metodologia 2) mostram que o custo unitário aumenta à medida que quantidades maiores de CO₂ (>20 Mt) são consideradas para implantação de sequestro de CO₂ na Bacia de Campos, principalmente devido à necessidade da captura do mesmo em fontes emissoras com custo de captura mais elevados, como cimenteiras e refinarias, que são grandes contribuidoras para suprimento de CO₂ dentro da distância limite de 800 km dos reservatórios. Através da modelagem de cenários de redução de emissões, verifica-se que não se obtém vantagem econômica em escala (redução de custo com o aumento da quantidade de CO₂ sequestrada geologicamente) para sequestro de CO₂ na Bacia de Campos, levando-se em consideração as 48 fontes emissoras disponíveis em terra.

A modelagem de custo realizada nesta pesquisa permite uma primeira análise de custos específicos para CCS na Bacia de Campos. Através dos parâmetros analisados conclui-se que a prática de CCS nos reservatórios da referida bacia sedimentar é viável economicamente. Os resultados da análise de custo reafirmam a maior potencialidade dos campos de petróleo com maiores capacidades de armazenamento para a prática de CCS na Bacia de Campos, ao contrário do que o apontou o estudo de potencialidade realizado na 2ª etapa desta pesquisa, o qual indicou os campos de Pampo, Badejo e Linguado como os campos com maior potencialidade, principalmente pela proximidade com maior número de fontes emissoras de CO₂ e infraestrutura de dutos dentro do raio de 300 km. Estes 3 campos, mesmo estando mais próximos geograficamente de maior quantidade de CO₂ proveniente de fontes emissoras e linhas de dutos instaladas não são os mais viáveis economicamente (considerando-se só os custos para armazenamento de CO₂, incluindo monitoramento) a ponto de justificar o maciço investimento necessário para a implantação de CCS primeiramente nos mesmos, visto que a capacidade total de armazenamento no campo de Pampo é de 20,2 Mt, em Linguado é de 5Mt e Badejo nem ter sido considerado na modelagem econômica por possuir capacidade de armazenamento inferior à 4Mt. Assim, conclui-se que a

metodologia utilizada na segunda etapa desta pesquisa necessita aprimoramento, no que diz respeito aos pesos atribuídos à cada critério avaliado, sendo que a etapa de armazenamento deve possuir maior peso, seguido das etapas de captura e transporte.

A estimativa de óleo recuperável através de recuperação avançada de petróleo (EOR) demonstra que a Bacia de Campos possui grande potencial para esta atividade, da ordem de 5.816 milhões de barris, considerando-se os 7 campos avaliados (Marlim, Barracuda, Albacora, Roncador, Jubarte, Caratinga, Enchova/Bonito). A quantidade de CO₂ necessária para a recuperação do montante total de óleo potencialmente recuperável nestes campos fica em torno de 2.386 Mt. Considerando a recuperação de petróleo em função da injeção anual de CO₂ modelada para 2025 em cada um dos campos (totalizando 35 MtCO₂ por ano nos 7 campos), verifica-se que o campo com maior potencial de recuperação de óleo é o campo de Marlim (21,9 milhões de barris/ano potencialmente recuperáveis), seguido de Albacora e Roncador (ambos com potencial de recuperação de 18,3 milhões de barris/ano). Verificou-se também que os custos do empreendimento de CCS-EOR podem vir a se tornar negativos com o retorno financeiro proveniente da venda do óleo recuperado por EOR na Bacia de Campos, demonstrando assim, o lucro desta atividade integrada. Estima-se que o lucro da atividade de CCS-EOR no campo de Marlim atingirá € 1.649 milhões por ano, e no campo de Roncador € 820 milhões/ano. Neste contexto, reafirma-se a potencialidade da Bacia de Campos para a prática do armazenamento geológico de CO₂, tanto para fins de mitigação de mudanças climáticas quanto para a recuperação avançada de petróleo (EOR). Os valores de receita gerada com a prática de EOR na Bacia de campos são estimativas preliminares e apontam um bom potencial desta bacia para esta atividade, porém, cabe ressaltar a necessidade de estudos mais detalhados de viabilidade de projetos de CCS-EOR na Bacia de Campos.

É muito importante salientar que, além dos benefícios econômicos da implantação de CCS-EOR constatados nesta pesquisa, existem também os benefícios sociais e ambientais decorrentes da implantação desta atividade, tendo em vista que o objetivo de tal prática é a estabilização/redução de gases de efeito-estufa na atmosfera para mitigação de mudanças climáticas.

O refinamento da associação entre fontes e reservatórios de CO₂ no Brasil – estudo de caso da Bacia de Campos – realizado nesta pesquisa é de extrema importância para subsidiar a tomada de decisão no planejamento empresarial para captura, transporte e armazenamento geológico de CO₂ no Brasil. Atualmente, as intenções de investimento em armazenamento geológico de CO₂ tem se voltado especificamente para as camadas do pré-sal, considerando-se que os poços do mesmo emitem cerca de 3-4% a mais de CO₂ que os poços comuns de outros campos. Assim, a presente pesquisa é de grande valia para as análises de associação fontes-reservatórios que possam vir a surgir decorrente desta nova demanda em torno do sequestro geológico de carbono no pré-sal, visto que existe um grande potencial do CO₂ proveniente do mesmo ser armazenado em campos de petróleo para fins de recuperação avançada (EOR) na Bacia de Campos. Assim, estudos de viabilidade nesta área específica são necessários. O conteúdo desta pesquisa visa contribuir para o planejamento territorial por parte de empresas que visam a prática de sequestro geológico de CO₂.

7. PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS

Como proposta de pesquisa para dar continuidade às análises realizadas nesta dissertação, sugiro o aperfeiçoamento do modelo econômico de associação fontes-reservatórios para a prática de CCS com a adição de parâmetros em maior detalhe para a implantação agregada de atividade de recuperação avançada de petróleo (EOR).

É necessária também a adaptação deste modelo à realidade brasileira, com parâmetros de custos nacionais para cada etapa, visto que em se tratando de tecnologia *offshore* o Brasil possui maior *know how* e tecnologia, e assim, possivelmente o custo de diversos procedimentos neste ambiente são menores.

Outra proposta é a aplicação da modelagem econômica de CCS-EOR em um estudo de caso do pré-sal, visto que o mesmo é alvo potencial para implantação desta atividade num futuro próximo.

A expansão deste estudo de viabilidade econômica para implantação de CCS e EOR em outras bacias petrolíferas do Brasil também é uma sugestão para trabalhos futuros.

Propõe-se também a aplicação desta modelagem de custos para estudos de armazenamento geológico de CO₂ em aquíferos salinos e camadas de carvão.

8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABLER, R. F. Awards, rewards, and excellence: keeping geography alive and well. **Professional Geographer**, v. 40, n.2, p.135-40, 1988.

ALLIS, R.; CHIDSEY, T.; GWYMM, W.; MORGAN, C. Natural CO₂ reservoirs on the Colorado Plateau and Southern Rocky Mountains: Candidates for CO₂ Sequestration. In: **First National Conference on Carbon Sequestration**: 14-17 Maio de 2001, Washington, DC. Proceedings... DOE NETL.

AMBROSE, W. A.; BRETON, C.; HOLTZ, M. H.; NÚÑEZ-LÓPEZ, V.; HOVORKA, S. D.; DUNCAN, I. J. CO₂ source-sink matching in the lower 48 United States, with examples from the Texas Gulf Coast and Permian Basin. **Environmental Geology**, v.57, p.1537–1551, 2009.

ANDERSON, Pamela K.; CUNNINGHAM, Andrew A.; PATEL, Nikkita G.; MORALES, Francisco J.; EPSTEIN, Paul R.; DASZAK, Peter. **TRENDS in Ecology and Evolution**, v.19, n.10, p.535-544, out. 2004.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 2ª Edição. Brasília: ANEEL. 2005. 243p. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Atlas/index.html> e <http://sigel.aneel.gov.br/brasil/viewer.htm>. Acesso em: ago/2008.

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis**. Rio de Janeiro: ANP, 2001-2009a.

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP)** - Dados de poços: Planilha de Poços Disponíveis no BDEP. Disponível em: <<http://www.bdep.gov.br/>>. Arquivo atualizado em: mar. 2009b.

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Boletim anual de reservas (31/12/2008)**. 1pg. 2008.

APEC (Asia Pacific Economic Cooperation). **Assessment of Geological Storage Potential of Carbon Dioxide in the APEC Region – Phase 1: CO₂ Storage** Prospectivity of Selected Sedimentary Basins in the Region of China and South East Asia. APEC Energy Working Group EWG Project 06/2003. Canberra, Australia: Innovative Carbon Technologies Pty Ltd and Geoscience Australia, jun. 2005. 232p.

ARONOFF, Stanley. **Geographic Information Systems: A Management Perspective**. Ottawa: WDL Publications. 1989. 294p.

ASSIS O.C.; BECKER M.R.; MELO J.R.C.; FRANZ E.P.; ALVES R.R.P.; RODRIGUEZ M.R.; MACIEL W.B.; SOUZA JUNIOR O.G., Johann P.R.S. Barracuda and Caratinga giant oil fields, deep- water Campos Basin, Brazil. In: **Annual Offshore Technology Conference**, 30 th , OTC 8879, Houston, Texas, 4-7 May, Proceedings..., p.611-617, 1998.

AYDIN, Gokhan; KARAKURT, Izzet; AYDINER, Kerim. Evaluation of geologic storage options of CO₂: applicability, cost, storage capacity and safety. **Energy Policy**, v.38, p.5072–5080, 2010.

BACHU, S. Screening and ranking of sedimentary basins for sequestration of CO₂ in geological media in response to climate change. **Environmental Geology**, v. 44, n. 3, p. 277–289, 2003.

BACHU, S. Sequestration of CO₂ in geological media: criteria and approach for site selection in response to climate change. **Energy Conversion & Management**, v.41, p.953-970, 2000.

BACHU, S.; ADAMS, J.J. Sequestration of CO₂ in geological media in response to climate change: capacity of deep saline aquifers to sequester CO₂ in solution. **Energy Conversion and Management**, v. 44, p. 3151-3175, 2003.

BACHU, S., BONIJOLY, D., BRADSHAW, J., BURRUSS, R., HOLLOWAY, S., CHRISTENSEN, N.P., MATHIASSEN, O.M. CO₂ storage capacity estimation: methodology and gaps. **International Journal of Greenhouse Gas Control I**, p. 430-443, 2007.

BACHU, S.; SHAW, J.C. CO₂ storage in oil and gas reservoirs in western Canada: Effect of aquifers, potential for CO₂-flood enhanced oil recovery and practical capacity. In: **7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-7)**: 2004, Vancouver (Canada). Proceedings..., v.I, p. 361-370.

BACHU, S.; SHAW, J.C.; PEARSON, R.M. Estimation of oil recovery and CO₂ storage capacity in CO₂ EOR incorporating the effect of underlying aquifers. In: **Fourteenth SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium**: 2004 Tulsa, OK, April 17–21. Anais... SPE Paper 89340, 13 p.

BACHU, S.; GUNTER, W.D.; PERKINS, E.H. Aquifer disposal of CO₂: hydrodynamic and mineral trapping. **Energy Conversion and Management**, v.35, n.4, p.269–279. 1994.

BAGCI, A. S. Immiscible CO₂ Flooding through Horizontal Wells. **Energy Sources – Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects**, v.29, n.1, p.85-95, 2007.

BEECY, D. J.; KUUSKRAA, V. A. Status of U.S. geologic carbon sequestration research and technology. **Environmental Geosciences**, v. 8, p. 152-159, set. 2001.

BEECY D.; KUUSKRA V. A. Basin strategies for linking CO₂ enhanced oil recovery and storage of CO₂ emissions. In: **7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-7)**: 2004, Vancouver (Canada) September 5–9. Proceedings... v.I, 351-360.

BENSON, Sally M. Overview of geologic storage of CO₂. In: THOMAS, D.C.; BENSON, S.M. (Eds.). **Carbon Dioxide Capture for Storage in Deep Geologic Formations**: Results from the CO₂ Capture Project. Elsevier Science, London, v.2, chapter 1, p.665-672, 2005.

van BERGEN, Frank; PAGNIER, Henk; KRZYSTOLIK, Pawel. Field experiment of enhanced coalbed methane-CO₂ in the upper Silesian basin of Poland. **Environmental Geosciences**, v.13, n.3, p.201-224, set. 2006.

BERGMAN, P.D.; WINTER, E.M.; CHEN, Z-Y. Disposal of power plant CO₂ in depleted oil and gas reservoirs in Texas. **Energy Conversion and Management**, **38** (Suppl.), S211–S216. 1997.

BERR – Department for Business Enterprise & Regulatory Reform. **Development of a CO₂ transport and storage network in the North Sea**. Report to the North Sea Basin Task Force. Department for Business Enterprise & Regulatory Reform in association with Element Energy Ltd., Pöyry Energy and the British Geological Survey, UK. 2007. 52p.

CPRM – Serviço Geológico do Brasil. **Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil**: Textos, mapas e SIG. [BIZZI, L. A.; SCHOBENHAUS, C.; VIDOTTI, R. M.; GONÇALVES, J. H. (eds.)]. Brasília, CPRM – Serviço Geológico do Brasil, 2003. 692p.

BLUNT, M.; FAYERS, F.J.; ORR, F.M. Carbon dioxide in enhanced oil recovery. **Energy Conversion and Management**, v. 34, p. 1197-1204, 1993.

BOSCO, Flávio. Mais energia para o seu negócio. **Petro & Química**, Ed. 299, 2007. Disponível em: <http://www.petroequimica.com.br/edicoes/ed_299/299.html>. Acesso em: 13 abr. 2010.

BRADSHAW, John. Storage risk exercise/Carbon dioxide phase exercise/ World storage potential exercise. 52 f. Porto Alegre, 5-6 Nov. 2008. (Apostila do curso sobre Armazenamento Geológico de CO₂ – Greenhouse Gas Storage Solutions/CEPAC)

BRADSHAW, J.; ALLINSON, G.; BRADSHAW, B.E.; NGUYEN, V.; RIGG, A.J.; SPENCER, L.; WILSON, P. Australia's CO₂ geological storage potential and matching of emission sources to potential sinks. **Energy**, v. 29, p.1623-1631, 2004.

BRADSHAW, J.; BRADSHAW, B.E.; ALLINSON, G.; RIGG, A.J.; NGUYEN, V.; SPENCER, L. The potential for geological sequestration of CO₂ in Australia: preliminary findings and implications for new gas field development. **APPEA Journal**, p. 25-46, 2002.

BRADSHAW, John; DANCE, Tess. Mapping geological storage prospectivity of CO₂ for the world's sedimentary basins and regional source to sink matching. In: **7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-7)**: 2004, Vancouver (Canada), september 5-7. Proceedings... v.1, p.583-592.

BRADSHAW, J. RIGG, A. The GEODISC program: research into geological sequestration of CO₂ in Australia. **Environmental Geosciences**, v.8, n.3, p.166-176, 2001.

BRASIL. Ministério do Meio Ambiente. Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA). Resolução nº357, de 2005. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 18 mar. 2005, n. 53, Seção 1, p. 58-63.

BREDERODE, Evelien K. **Tuning a large-scale CO₂ infrastructure to the future energy supply system in the Netherlands**. Utrecht, 2008. 98p. (Mestrado em

Ciência de Energia). Departamento de Ciência, Tecnologia e Sociedade / Instituto Copérnico para o Desenvolvimento Sustentável e Inovação, Universidade de Utrecht, Holanda.

BRENNAN, S.T.; BURRUSS, R.C. **Specific Sequestration Volumes: A Useful Tool for CO₂ Storage Capacity Assessment**. 2003. USGS OFR 03-0452. Disponível em: <at <http://pubs.usgs.gov/of/2003/of03-452/>>.

BRESSAN, Lia Weigert. **Geoquímica e integridade mineralógica de reservatórios do campo de Buracica para armazenamento geológico de CO₂**. Porto Alegre, 2009. 182p. (Mestrado em Engenharia e Tecnologia de Materiais). Faculdades de Engenharia, Física e Química, Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Brasil.

BRETERNITZ, Vivaldo José. **Sistemas de informações geográficas: uma visão para administradores e profissionais de tecnologia da informação**. Monografias.com S.A. [1997]. Disponível em: <<http://www.monografias.com/trabajos10/sisin/sisin.shtml?relacionados>>. Acesso em: mar. 2009.

van den BROEK, Machteld; BREDERODE, Evelien; RAMÍREZ, Andrea; KRAMERS, Leslie; van der KUIP, Muriel; WILDENBORG, Ton; FAAIJ, André; TURKENBURG, Wim. An integrated GIS-MARKAL toolbox for designing a CO₂ infrastructure network in the Netherlands. **Energy Procedia**, 1, 2009, p.4071-4078.

van den BROEK, Machteld; FAAIJ, André; TURKENBURG, Wim. Planning for an electricity sector with carbon capture and storage: case of the Netherlands. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, 2, 2008, p. 105-129.

van den BROEK, Machteld; RAMÍREZ, Andrea; GROENENBERG, Heleen; NEELE, Filip; VIEBAHN, Peter; TURKENBURG, Wim; FAAIJ, André. Feasibility of storing CO₂ in the Utsira formation as part of a long term Dutch CCS strategy: An evaluation

based on a GIS/MARKAL toolbox. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, 4, p.351–366, 2010.

BRUCE, J.P.H.L.; HAITES, E.F. **Climate Change 1995**: Economic and social dimensions of climate change. New York: Cambridge University Press. 1996.

BRUHN, C. H. L. Deep-water reservoirs from the eastern Brazilian rift and passive-margin basins. In: **AAPG International Conference and Exhibition**, Rio de Janeiro, 8-11 nov., Course No. 6, Part 2, 1998.

BRUHN, Carlos H. L.; WALKER, Roger G. High-resolution stratigraphy and sedimentary evolution of coarse-grained canyon-filling turbidites from the Upper Cretaceous transgressive megasequence, Campos Basin, offshore Brazil. **Journal of Sedimentary Research**, Nov. 1995; 65: 426 - 442.

CÂNDIDO, Aladino. Desenvolvimento e estratégia de produção do campo de Albacora. **Boletim de Geociências da PETROBRAS**, Rio de Janeiro, 4 (2): p. 175-181, abr/jun. 1990.

CAPORALE, Giancarlo; MACALOS, Carolina Lacerda; ROCKETT, Gabriela Camboim; ROCHA, Luiz Henrique Souza da; KETZER, João Marcelo. Construção do Mapa de Seqüestro de Carbono, Bacia do Paraná. In: VIII SALÃO DE INICIAÇÃO CIENTÍFICA, 8., 2007, Porto Alegre. **Anais...** Porto Alegre: EDIPUCRS, 2007. 1 CD-ROM.

CARR, T.; IQBAL, A.; CALLAGHAN, N.; HELJESON, D-A.; LOOK, K.; SAVING, S.; NELSON, K. A national look at carbon capture and storage - National Carbon Sequestration Database and Geographical Information System (NatCarb). **Energy Procedia**, 1, p.2841-2847, 2009.

CGEE - Centro de Gestão e Estudos Estratégicos. **Manual de Capacitação sobre Mudança do Clima e Projetos de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL)**. Brasília, DF: 2008. 278p.

CHEN, W.; TENG, F.; XU, R.; ZENG, R.; DOMPTAIL, K.; ALLIER, D.; LE NINDRE, Y-M. CCS Scenarios optimization by spatial-multi-criteria analysis: Application to multiple source-sink matching in the Bohai Basin (North China). **Energy Procedia**, 1, p.4167-4174, 2009.

CHEN, W.; LE NINDRE, Y-M.; XU, R.; ALLIER, D.; TENG, F.; DOMPTAIL, K.; XIANG, X.; GUILLON, L.; CHEN, J.; HUANG, L.; ZENG, R. CCS Scenarios optimization by spatial-multi-criteria analysis: Application to multiple source sink matching in Hebei province. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, 4, p.341-350, 2010.

CHRISTENSEN, Niels Peter; HOLLOWAY, Sam. **European potential for geological storage of CO₂ from fossil fuel combustion – The GESTCO Project**: summary report. European Union fifth framework programme for R&D Project No. ENK6-CT-1999-00010, 2ed., 32p. nov. 2004.

CNT – Confederação Nacional do Transporte (Brasil). Boletim Estatístico. Abril 2008. Disponível em: <<http://www.cnt.org.br/>>. Acesso em: 30 jan. 2008.

CO₂ Capture Project. **Three basic methods to separate gases**. 2p. 2008. Disponível em: < www.co2captureproject.com>.

COSTA, Isabela Vaz Leal da. Análise do potencial técnico do seqüestro geológico de CO₂ no setor do petróleo no Brasil. In: Ziliotto, M.A.. (Org.). **Mudanças Climáticas, Sequestro e Mercado de Carbono no Brasil**. Curitiba/PR: Instituto Ecoclima/UFPR, 2009, p. 323-345.

COSHAM, A.; EIBER, R. Fracture control in carbon dioxide pipelines. **Global Pipeline Monthly**, v. 3, n. 6, p. 14, 2007.

COWEN D.J. SIG versus CAD versus DBMS: what are the differences? In: PEUQUET, D.J.; MARBLE, D.F. (org) **Introductory readings in Geographic Information Systems**. Londres: Taylor and Francis. 1990. p. 52-61.

DAHOWSKI, RT; DOOLEY, JJ; DAVIDSON, CL; BACHU, S; GUPTA, N. **Building the Cost Curves for CO₂ Storage**: North America Technical Report 2005/3. IEA Greenhouse Gas R&D Programme, Cheltenham, United Kingdom, 2005. 136p.

DAHOWSKI, Robert T; LI, Xiaochun; DAVIDSON, Casie L.; WEI, Ning; DOOLEY, James J. **Regional Opportunities for Carbon Dioxide Capture and Storage in China**: A Comprehensive CO₂ Storage Cost Curve and Analysis of the Potential for Large Scale Carbon Dioxide Capture and Storage in the People's Republic of China. Prepared for the U.S. Department of Energy (DOE), Contrato DE-AC05-76RL01830. PNNL-19091, dez. 2009. 85p.

DAMEN, K.; FAAIJ, A.; TURKENBURG, W. Pathways towards large-scale implementation of CO₂ capture and storage: a case study for the Netherlands. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, 3, p.217-236, 2009.

DAVIDSON, J.; FREUD, P.; SMITH, A. **Putting carbon back into the ground**. IEA Greenhouse Gás R&D Programme Report, 2001, 32p.

DOE/NETL – U.S Department of Energy / National Energy Technology Laboratory (Estados Unidos). Carbon Sequestration Atlas II of the United States and Canada, 2008.

DOE/EIA – U.S. Department of Energy / Energy Information Administration (Estados Unidos). **World Energy Outlook**. DOE/EIA-0484. Jul. 2010. 338p.

DOOLEY, J.J.; DAHOWSKI, R.T.; DAVIDSON, C.L.; BACHU, S.; GUPTA, N.; GALE, J. A CO₂ storage supply curve for North America and its implications for the deployment of carbon dioxide capture and storage systems. In: **7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-7)**. Proceedings... v.I, p.593-602, Vancouver, Canada, set. 5–9, 2004.

DUAN, Z. H.; MOLLER, N.; WEARE, J. H. An equation of state (EOS) for CH₄-CO₂-H₂O system: I. pure systems from 0 to 1000 C and from 0 to 8000 bar. **Geochim. Cosmochim. Acta.**, v.56, p. 2605-2617, 1992.

DUEKER, Kenneth J. Land resources information systems: a review of fifteen years' experience. **Geo-Processing** 1 (2), p.105-128, 1979.

ESSANDOH-YEDDU, J.; GÜLEN, G. Economic modeling of carbon dioxide integrated pipeline network for enhanced oil recovery and geologic sequestration in the Texas Gulf Coast region. **Energy Procedia**, v.1, p.1603-1610, 2009.

FERRAZ, Simone Erotildes Teleginski; AMBRIZZI, Tércio. Mudanças climáticas globais e regionais: estudo de caso no sul e sudeste do Brasil. In: SANQUETA, C.R.; ZILLOTTO, M.A.; CORTE, A.P.D. (Eds). **Carbono: desenvolvimento tecnológico, aplicação e mercado global**. Curitiba: UFPR, 2006, p. 168-178.

FIGUEROA, José D.; FOUT, Timothy; PLASYNSKI, Sean; MCILVRIED, Howard; SRIVASTAVA, Rameshwar D. Advances in CO₂ capture technology – The U.S. Department of Energy's Carbon Sequestration Program. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, 2, p.9–20, 2008.

FONTANELLI, Paola De Rossi; DE ROS, Luiz Fernando; REMUS, Marcus Vinicius Dorneles. Provenance of deep-water reservoir sandstones from the Jubarte oil field, Campos Basin, Eastern Brazilian Margin. **Marine and Petroleum Geology**, v.26, n.7, p.1274–1298, 2009.

FRIEDMANN, S. Julio; DOOLEY, James J.; HELD, Hermann; EDENHOFER, Ottmar. The low cost of geological assessment for underground CO₂ storage: Policy and economic implications. **Energy Conversion and Management**, v.47, p.1894–190, 2006.

GALE, John. Geological storage of CO₂: What do we know, where are the gaps and what more needs to be done? **Energy**, v.29, p.1329–1338, 2004.

GALE, J.; DAVISON, J. Transmission of CO₂ - safety and economic considerations. **Energy**, v.29, p.1319–1328, 2004.

GOMES, Ana Sofia Ferrada. **Matching CO₂ large point sources and potential geological storage sites in mainland Portugal**. 2008. 135p. Dissertação (Mestrado em Engenharia do Ambiente), Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa, Lisboa.

GOUZALPOUR, F.; REN, S.R.; TOHIDI B. CO₂ EOR and Storage in Oil Reservoirs, **Oil & Gas Science and Technology Rev. IFP**, v. 60, n. 3, p. 537-546, 2005.

GRANIERI, D.; CHIODINI, G.; MARZOCCHI, W.; AVINO, R. Continuous monitoring of CO₂ soil diffuse degassing at Phlegraean Fields (Italy): influence of environmental and volcanic parameters. **Earth and Planetary Science Letters**, v. 212 n. 1–2, p. 167–179, 2003.

GUARDADO, L.R.; GAMBOA, L.A.P.; LUCCHESI, C.F. Petroleum geology of the Campos Basin, Brazil, a model for a producing atlantic type basin. In: EDWARDS, J.D. & SANTOGROSSI, P.A. (Eds.) **Divergent/Passive Margin Basins**. Tulsa: AAPG Memoir 48, p. 3-79, 1989.

GUARDADO, L. R.; SPADINI, A. R.; BRANDÃO, J. S. L.; MELLO, M. R. Petroleum system of the Campos Basin, Brazil. In: MELLO M. R.; KATZ, B. J. (eds.). **Petroleum systems of South Atlantic margins**: AAPG Memoir 73, 2000, p. 317–324.

GUJARATI, Damodar N. **Econometria Básica**. Ed. Campus, 2006, 4ª edição. 812p.

HANSEN, James E. A slippery slope: how much global warming constitutes “dangerous anthropogenic interference?”. **Climatic Change**, v. 68, p. 269-279, 2005.

HANSEN, James; SATO, Makiko; KHARECHA, Pushker; BEERLING, David; BERNER, Robert; MASSON-DELMOTTE, Valerie; PAGANI, Mark; RAYMO, Maureen; ROYER, Dana L.; ZACHOS, James C. Target Atmospheric CO₂: Where Should Humanity Aim? **The Open Atmospheric Science Journal**, v.2, p.217-231, 2008.

HARVELL, C. Drew; MITCHELL, Charles E.; WARD, Jessica R.; ALTIZER, Sonia; DOBSON, Andrew P.; OSTFELD, Richard S.; SAMUEL, Michael D. Climate Warming and Disease Risks for Terrestrial and Marine Biota. **Science**, v.296, p. 2158-2162, 2002.

HASZELDINE, R. Stuart. Carbon Capture and Storage: How green can black be? **Science**, v.325, 2009, p.1647-1652.

HEDDLE, G.; HERZOG, H.; KLETT, M. **The economics of CO₂ storage**. Laboratory for energy and environment. Massachusetts Institute of Technology. MITT-LFEE 2001-03RP. Cambridge, USA, 2003.

HEEMANN, R.; CORRÊA DA SILVA, Z.C.; KETZER, J.M.; ARAÚJO, C.V. CO₂ storage in coal seams in Brazil: the example from the Porto Batista Pilot site, Paraná Basin (South Brazil). In: **62th Meeting of the International Committee for Coal and Organic Petrology (ICPP)**: Serbian academy of sciences and arts. Belgrado, Sérvia, 26 set. – 2 out. 2010. Abstracts book..., p.1-2.

HEIDARYAN, Ehsan; MOGHADASI, Jamshid; QUIJADA, Marylena Garcia. A simulation approach: Miscible carbon dioxide injection in a carbonate reservoir. **Petroleum Science**, v.7, n.2, p. 257-262, jun. 2010.

HERZOG, Howard; MELDON, Jerry; HATTON, Alan. **Advanced Post-Combustion CO₂ Capture**. Prepared for the Clean Air Task Force, 39p. abr. 2009.

HENDRIKS, Chris; GRAUS, Wina; VAN BERGEN, Frank. **Global carbon dioxide storage potential and costs**. Relatório EEP-02001, Ecofys-TNO, Utrecht, 71p. 2004.

HOEGH-GULDBERG, Ove; BRUNO, John F. The Impact of Climate Change on the World's Marine Ecosystems. **Science**, v.328, p.1523-1528, 2010.

HOLLOWAY, S. Carbon dioxide capture and geological storage, **Philosophical Transactions of The Royal Society**, v.365, p.1095-1107, 2007.

HOLLOWAY, S. (ed.). **The underground disposal of carbon dioxide**. Final report of Joule 2 Project No. CT92-0031. British Geological Survey, Keyworth, Nottingham, UK, 1996. 355 pp.

HOLTZ, M.H.; NANCE, P.K.; FINLEY, R.J. Reduction of greenhouse gas emissions through CO₂ EOR in Texas. **Environmental Geosciences**, v. 8 n. 3, p. 187–199, 2001.

HOPPE, Letícia. **Geração de energia limpa e diversificação da matriz energética**: a viabilidade da produção de gás natural a partir do armazenamento geológico de CO₂ na jazida de Charqueadas. Porto Alegre. 2009. 112p. (Mestrado em Economia do Desenvolvimento). Faculdade de Administração, Contabilidade e Economia, Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Brasil.

HORSCHUTZ, P.M.C.; FREITAS, L.C.S.; STANK, C.V.; BARROSO, A.S.; CRUZ, W.M. The Linguado, Carapeba, Vermelho and Marimbá Giant Fields, Campos Basin, Offshore Brazil. In: HALBOUTY, M.T. (Ed.) **Giant oil and gas fields of the decade, 1978-1988**. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, AAPG Memoir n. 54, p. 137-153, 1992.

HOUGHTON, John T.; MEIRA FILHO, L. Gylvan; GRIGGS, David J.; MASKELL, Kathy. (Eds). **Stabilization of Atmospheric Greenhouse Gases**: Physical,

Biological and Socio-Economic Implications. IPCC Technical Paper III. Geneva: IPCC, 1997. 52p.

IEA GHG – International Energy Agency Greenhouse Gas R&D Programme. **Capture and storage of CO₂**. Greenhouse gas R&D Programme, 2005. Disponível em: <<http://www.ieagreen.org.uk/ccs.html>>. Acesso em: 20 nov. 2008.

IEA GHG – International Energy Agency Greenhouse Gas R&D Programme. **Building the Cost Curves for CO₂ Storage - Part 1: Sources of CO₂**. PH4/9, July, 2002. 48p.

IEA GHG – International Energy Agency Greenhouse Gas R&D Programme. **Building cost curves for CO₂ storages: European sector**. TNO, BGS, Ecofys and GEUS. Report number 2005/2, Fev. 2005a.

IEA GHG – International Energy Agency Greenhouse Gas R&D Programme. **Building the cost curves for CO₂ storage: North America**. Relatório nº 2005/3, Cheltenham. 2005b. 136p.

IEA GHG – International Energy Agency Greenhouse Gas R&D Programme. **CO₂ Emissions Database**. 2006. Disponível em: <<http://www.co2captureandstorage.info/co2emissiondatabase/co2emissions.htm>>. Acesso em: fev.2009.

IEA GHG – International Energy Agency Greenhouse Gas R&D Programme. **Enhanced coal bed methane recovery with CO₂ sequestration**. Cheltenham: UK :CRE Group Ltd., 1998. 139p.

IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change, 2005: **IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage**. Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Metz, B., O. Davidson, H. C. de Coninck, M. Loos, and L. A. Meyer (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA. 431 p.

IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change, 2007a: **Summary for Policymakers**. In: Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Solomon, S., D. Qin, M. Manning, Z. Chen, M. Marquis, K.B. Averyt, M.Tignor and H.L. Miller (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA. 18p.

IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change, 2007b: **Climate Change 2007 – The Physical Science Basis**. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Solomon, S.; Qin, D.; Manning, M.; Marquis, M.; Averyt, K.; Tignor, M.; Miller, H.; Chen, Z. (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA. 996p.

JAHNERT, Ricardo Jorge. Gradiente geotérmico da Bacia de Campos. **Boletim de Geociências da PETROBRAS**, 1 (2): p. 183-189, ago/dez, 1987.

KHASNIS, Atul A.; NETTLEMAN, Mary D. Global Warming and Infectious Disease. **Archives of Medical Research**, v.36, n.6, p. 689-696, 2005.

KETZER, João Marcelo. Redução das emissões de gases causadores do efeito estufa através da captura e armazenamento geológico de CO₂. In: SANQUETA, C.R.; ZILLOTTO, M.A.; CORTE, A.P.D. (Eds). **Carbono: desenvolvimento tecnológico, aplicação e mercado global**. Curitiba: UFPR, 2006, p.280-293.

KETZER, J.M.; CARPENTIER, B.; LE GALLO, Y; LE THIEZ, P. Geological sequestration of CO₂ in mature hydrocarbon fields – basin and reservoir numerical modelling of the Forties Field, North Sea. **Oil & Gas Science and Technology Rev. IFP**, v.60, n.2, pp. 259-273, 2005.

KETZER, J.M.; IGLESIAS, R.S.; EINLOFT, S. Reducing greenhouse gas emissions with CO₂ capture and geological storage. *In press*.

KETZER, João Marcelo; VILLWOCK, Jorge Alberto; CAPORALE, Giancarlo; ROCHA, Luiz Henrique S. da; ROCKETT, Gabriela; BRAUM, Henry; GIRAFFA, Lúcia. Opportunities for CO₂ capture and geological storage in Brazil: The Carbmap Project. In: **SIXTH ANNUAL CONFERENCE ON CARBON CAPTURE & SEQUESTRATION**, 7-10 mai. 2007, Pittsburgh, Pensilvânia. Resource Book... Pittsburgh: DOE/NETL, 2007.

KOBOS, Peter H.; MALCZYNSKI, Leonard A.; BORNS, David J.; MCPHERSON, Brian J. The 'String of Pearls': The Integrated Assessment Cost and Source-Sink Model. In: **SIXTH ANNUAL CONFERENCE ON CARBON CAPTURE & SEQUESTRATION**, 7-10 mai. 2007, Pittsburgh, Pensilvânia. Conference proceedings... Pittsburgh: DOE/NETL, 2007.

KORBOL, R.; KADDOUR, A. Sleipner Vest CO₂ Disposal – Injection of Removed CO₂ into the Utsira Formation. **Energy Conversion and Management**, v.36, n.6-9, p.509–12, 1995.

KOUKOUZAS, N.; ZIOGOU, F.; GEMENI, V. Preliminary assessment of CO₂ geological storage opportunities in Greece. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, v.3, p.502–513, 2009.

KOVSCHEK, A. R. Screening criteria for CO₂ storage in oil reservoirs. **Petroleum Science and Technology**, v. 20 n. 7–8, p. 841–866, 2002.

LARSEN, M.; CHRISTENSEN, N.P.; REIDULY, B.; BONIJOLY, D.; DUSAR, M.; HATZIYANNIS, G.; HENDRIKS, C.; HOLLOWAY, S.; MAY, F.; WILDENBORG, A. Assessing European potential for geological storage of CO₂ - the GESTCO project. In: **7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-7)**: 2004, Vancouver (Canada), september 5–9. Proceedings...

LINDEBERG, E.; BERGMO, P.2002: The Long-term Fate of CO₂ Injected into an Aquifer. In: **6th International conference on Greenhouse Gas Control Technology (GHGT-6)**, 2002, Kyoto (Japão), 1-4 October. Abstracts...

LINO, U.R.A. An Evaluation of Natural Gas Huff 'n' Puff Field Tests in Brazil. In: **SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference**. Buenos Aires (Argentina), 27-29 abr., N. artigo: 26974-MS, 1994.

LINO, U.R.A. Case History of Breaking a Paradigm: Improvement of an Immiscible Gas-Injection Project in Buracica Field by Water Injection at the Gas/Oil Contact. In: **SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference**. Rio de Janeiro (Brasil), 20-23 jun.. N. artigo: 94978-PP, 2005.

MACHADO, C. X.; KETZER, J. M. M.; MARASCHIN, A. J.; ROCKETT, G. C.; SBRISSA, G. F.; CAPORALE, G.; MACALOS, C. L.; ROCHA, L. H. S.; CENTENO, C. I.; CRUZ, A. O. Construção de um SIG para associação de fontes estacionárias e reservatórios geológicos de CO₂ no Brasil. In: Ziliotto, M.A.. (Org.). **Mudanças Climáticas, Sequestro e Mercado de Carbono no Brasil**. Curitiba/PR: Instituto Ecoclima/UFPR, 2009, p. 267-279.

MACHADO, C. X.; KETZER, J. M. M.; ROCKETT, G. C.; CENTENO, C. I. Brazilian Atlas on CO₂ capture, transport and storage: developing methodology. In: **Rio Oil&Gas Expo and Conference**, Rio de Janeiro, 13-16 set. 2010. Anais... Rio de Janeiro: Instituto Brasileiro de Óleo, Gás e Biocombustíveis (IBP), 2010, p. IBP2892_10.

MARTENS, Willem J. M.; NIESSEN, Louis W.; ROTMANS, Jan; JETTEN, Theo H.; McMICHAEL, Anthony J. Potential Impact of Global Climate Change on Malaria Risk. **Environmental Health Perspectives**, v. 103, p. 458-464, 1995.

MARTIN, David F.; TABER, J.J. Carbon Dioxide Flooding. **Journal of Petroleum Technology**, v.4, n.4, p.396-400, 1992.

MARTINS, João Miguel Faim. **Reservatórios estratégicos de CO₂ para futuro uso em projetos de recuperação avançada de petróleo e armazenamento geológico de CO₂ no Brasil**. Porto Alegre, 62p. 2009. (Mestrado em Engenharia e Tecnologia de Materiais). Faculdades de Engenharia, Física e Química, Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Brasil.

MEEHL, Gerald A.; WASHINGTON, Warren M.; COLLINS, William D.; ARBLASTER, Julie M.; HU, Aixue; BUJA, Lawrence E.; STRAND, Warren G.; TENG, Haiyan. How Much More Global Warming and Sea Level Rise? **Science**, v.307, p.1769-1772, 2005.

MILANI, Edison José; ARAÚJO, Laury Medeiros de. Recursos Minerais energéticos: petróleo. In: BIZZI, Luiz Augusto; SCHOBENHAUS, Carlos; VIDOTTI, Roberta Mary; GONÇALVES, João Henrique (orgs.). **Geologia, tectônica e recursos minerais do Brasil: textos, mapas e SIG**. Brasília: CPRM - Serviço Geológico do Brasil, 2003 p. 565-568.

MILANI, E.J.; RANGEL, H.D.; BUENO, G.V.; STICA, J.M.; WINTER, W.R.; CAIXETA, J.M.; NETO, O.C.P. Cartas Estratigráficas. **Boletim de Geociências da Petrobras**, v. 15, n.2, p.183-205, 2007.

MILLER, Dennis J.; KOWSMANN, Renato O. Occurrence of Authigenic Carbonate Chimneys and Crusts in the Campos Basin Continental Slope - SE Brazil. In: **AAPG International Conference and Exhibition**, 15-18 November 2009, Rio de Janeiro, Brazil. Pôster.

MINISTÉRIO DOS TRANSPORTES (BRASIL). Plano Nacional de Logística e Transporte (PNLT). 2007. Disponível em: <www.transportes.gov.br>. Acesso em: ago. 2008.

MORAES, Marco A. S.; MACIEL, Walter B.; BRAGA, Mario Sérgio S.; VIANA, Adriano R. Bottom-current reworked Palaeocene-Eocene deep-water reservoirs of

the Campos Basin, Brazil. **Geological Society**, London, Special Publications, 276, p.81 – 94, 2007.

MUSTAFA, G. S.; BARBOSA, A. O. A.; ROCHA, P. S. M. Utilização de emissões industriais gasosas para rejuvenescimento de campos maduros de petróleo. **Engenharia sanitária e ambiental**, v. 8, n.4, p. 209-212, Out.-Dez. 2003.

NAKANISHI, Shigetaka; MIZUNO, Yasunobu; OKUMURA, Tadahiko; MIIDA, Hideaki; SHIDAHARA, Takumi; HIRAMATSU, Shin-ichi. Methodology of CO₂ aquifer storage capacity assessment in Japan and overview of the project. **Energy Procedia**, v.1, p.2639–2646, 2009.

OLIVIER, J.G.J. Part III – Greenhouse gas emissions. In: CO₂ emissions from fuel combustion 1971-2004. 2006 Edition, pp. III.1-III.41. International Energy Agency (IEA), Paris. 2006.

ONIP - Organização Nacional da Indústria do Petróleo (Brasil). Mini Glossário. Disponível em: < <http://www.onip.org.br/>>. Acesso em jan. 2010.

OWEN, Wilfred. **Estratégia para os transportes**. Tradução de David H. Fastings. São Paulo: Pioneira, 1975. 205p.

PACALA, Stephen; SOCOLOW, Robert. Stabilization Wedges: solving the climate problem for the next 50 years with current technologies. **Science**, v. 305, pp. 968-972, ago. 2004.

PERRY, K.F. Natural gas storage industry experience and technology: Potential application to CO₂ geological storage. In: BENSON, S.M. (ed.). **Carbon Dioxide Capture for Storage in Deep Geologic Formations**: Results from the CO₂ Capture Project. Elsevier Science, London, v. 2, chapter 9, pp. 815–826, 2005.

PETROBRAS - Petróleo Brasileiro S/A. Bacia de Campos - A maior reserva de petróleo do Brasil. Disponível em:

<http://www2.petrobras.com.br/Petrobras/portugues/plataforma/pla_bacia_campos.htm>. Acesso em: fev. 2010a.

PETROBRAS - Petróleo Brasileiro S/A. Gasodutos. 2003. Disponível em: <http://www2.petrobras.com.br/ri/port/DestaquesOperacionais/GasEnergia/MapaGasodBrasil.asp>. Acesso em: jun. 2008.

PETROBRAS - Petróleo Brasileiro S/A. Manual de Procedimento de Estimativa de Reservas: Critérios para estimativa de reservas. Disponível em: <http://www2.petrobras.com.br/ri/port/DestaquesOperacionais/ExploracaoProducao/ManualProcedimentos_EstimativasReservas.asp>. Acesso em: abr. 2010b

PETROBRAS - Petróleo Brasileiro S/A. Plataformas. Disponível em: <http://www2.petrobras.com.br/Petrobras/portugues/plataforma/pla_tipo_plataforma.htm>. Acesso em: mai. 2010d.

PEZZA, A. B.; SIMMONDS, I. The first South Atlantic hurricane: Unprecedented blocking, low shear and climate change. *Geophysical Research Letters*, v.32, L15712, 5 pp, 2005. (doi:10.1029/2005GL023390)

PINTO, A.C. Capeleiro; BRANCO, C.C. M.; DE MATOS, J.S.; VIEIRA, P.M.; GUEDES, S. da Silva; PEDROSO JR., C.; COELHO, A.C. Decnop; CECILIANO, M.M. Offshore Heavy Oil in Campos Basin: The Petrobras Experience. In: **Offshore Technology Conference**, Houston, Texas, 5-8 May 2003, Proceedings... OTC 15283.

POUNDS, J. Alan; BUSTAMANTE, Martín R.; COLOMA, Luis A.; CONSUEGRA, Jamie A.; FOGDEN, Michael P. L.; FOSTER, Pru N.; LA MARCA, Enrique; MASTERS, Karen L.; MERINO-VITERI, Andrés; PUSCHENDORF, Robert; RON, Santiago R.; SÁNCHEZ-AZOFEIFA, G. Arturo; STILL, Christopher J.; YOUNG, Bruce E. Widespread amphibian extinctions from epidemic disease driven by global warming. **Nature**, v.439, n.12, p.161-167, jan. 2006.

PRESTON, C.; MONEA, M.; JAZRAWI, W.; BROWN, K.; WHITTAKER, S.; WHITE, D.; LAW, D.; CHALATURNYK, R.; ROSTRON, B. IEA GHG Weyburn CO₂ monitoring and storage project. **Fuel Processing Technology**, v.86, n.14-15, p.1547-1568, out. 2005.

Carbon Dioxide Capture and Sequestration

RAMIREZ, C.A.; HAGEDOORN, S.; KRAMERS, L.; WILDENBORG, T.; HENDRIKS, C. Screening CO₂ storage options in the Netherlands. **Energy Procedia I**, 2009, p.2801-2808.

RANGEL, Hamilton Duncan; GUIMARAES, Paulo de Tarso M; SPADINI, Adali Richardo. Barracuda and Roncador giant oil fields; deep-water Campos Basin, Brazil. **AAPG Memoir**, 78; p. 123-137. 2003.

RANGEL, H.D.; MARTINS, C.C. Main exploratory compartments, Campos Basin, chapter 2: Geologic scenario in the Brazilian sedimentary basins. In: Schlumberger. Searching for oil and gas in the land of giants. **Search**, nov. 1998, p. 32-40.

RAVAGNANI, Ana Teresa F.S.G. 2007. **Modelagem Técnico-Econômica de Seqüestro de CO₂ considerando Injeção em Campos Maduros**. 2007. 201p. Tese (Doutorado em Ciências e Engenharia de Petróleo), Faculdade de Engenharia Mecânica/Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

RAVAGNANI, Ana Teresa F.S.G.; SUSLICK, Saul B. Modelo dinâmico de seqüestro geológico de CO₂ em reservatórios de petróleo. **Revista Brasileira de Geociências**, 38 (1 - Suplemento): 39-60, mar. 2008.

RIGG, Andy; BRADSHAW, John. The GEODISC program: research into geological sequestration of CO₂ in Australia. In: WILLIAMS, D.J.; DURIE, R.A.; McMULLAN, P.; PAULSON, C.A.; SMITH, A.Y. (eds). In: **5th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-5)**: 2000, Cairns (Australia). Proceedings..., p. 254-259.

RINGROSE, Philip; ATBI, Mansour; MASON, David; ESPINASSOUS, Marianne; MYHRER, Øyvind; IDING, Martin; MATHIESON, Allan; WRIGHT, Iain. Plume development around well KB-502 at the In Salah CO₂ storage site. **First Break**, Jan. 2009, v. 27, p.85-89.

ROCHA, Luiz Henrique Souza da; CAPORALE, Giancarlo; ROCKETT, Gabriela Camboim; MACALOS, Carolina Lacerda; BRAUN, Henry. Mapeamento das Fontes Estacionárias Emissoras de CO₂ no Brasil e sua Associação com Possíveis Sumidouros Geológicos. In: **SALÃO DE INICIAÇÃO CIENTÍFICA**, v. 8, 2007, Porto Alegre. Anais.... Porto Alegre: EDIPUCRS, 2007. 1 CD-ROM.

ROCHA, L. H. S. ; CAPORALE, G. ; ROCKETT, G. C. ; MERG, C. V. Mapeamento das Fontes Emissoras Estacionárias de CO₂ no Brasil. In: **VII Salão de Iniciação Científica da PUCRS**, 2006, Porto Alegre. Anais do Salão de Iniciação Científica. Porto Alegre : EDIPUCRS, 2006. v. 7, CD-ROM.

ROCHA, Paulo Sérgio; DINO, Rodolfo; SANCHES, Christovam; LE THIEZ, Pierre. Assessing the CO₂ Storage as a By-Product of EOR Activities in the Buracica Oil Field – Recôncavo Basin, NE Brazil. In: **SIXTH ANNUAL CONFERENCE ON CARBON CAPTURE & SEQUESTRATION**, 2007, Pittsburgh, Pensilvânia. Resource Book... Pittsburgh: 2007.

ROCKETT, Gabriela Camboim. 2008. **Transformações na paisagem geográfica com a implantação de dutovias: analogia com carodutos para seqüestro geológico de CO₂**. 2008. 135p. Monografia (Bacharelado em Geografia), Faculdade de Filosofia e Ciências Humanas – Departamento de Geografia, Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Porto Alegre.

ROCKETT, G. C.; MACHADO, C. X.; DADALT, R. C.; OLIVEIRA, W. S.; KETZER, J.M. Utilização de um Sistema de Informações Geográficas para identificação de áreas potenciais para armazenamento geológico de CO₂ no Brasil. In: **Simpósio Integrado de Geotecnologias do Cone Sul (SIG-SUL 2010)**, 2010, Canoas. Anais... 1 CD-ROM.

RUBERTI, Excelso; SZABÓ, Gergely A.J.; MACHADO, Rômulo. Rochas Metamórficas. In: TEIXEIRA, Wilson; TOLEDO, Maria Cristina Motta de; FAIRCHILD, Thomas, Rich; TAIOLI, Fabio (orgs.). **Decifrando a Terra**. São Paulo: Oficina de Textos, 2ª reimpressão, 2003. p. 381-398.

SEEVAM, P.N.; RACE, J.M.; DOWNIE, M.J. Carbon dioxide pipelines for sequestration in the UK: An engineering gap analysis. **Global Pipeline Monthly**, v.3, n.6, p.16, 2007.

SILVA, R. R.; DIAS, P. S.; GANDU, A.; MOREIRA D. S. Impactos da temperatura da superfície do mar no Ciclone Catarina. In: **Congresso Brasileiro de Meteorologia: 2004**, 8 ed., Fortaleza. Anais... Sociedade Brasileira de Meteorologia, 2004.. Disponível em: <<http://www.cbmet.com/index.php>>. Acesso em: 15 jul. 2010.

SILVESTRE, Bruno dos Santos; DALCOL, Paulo Roberto Tavares. Geographical proximity and innovation: evidences from the Campos Basin oil & gas industrial agglomeration – Brazil. **Technovation** 29, 2009, p.546-561.

SOCOLOW, Robert; HOTINSKI, Roberta; GREENCLATT, Jeffery B.; PACALA, Stephen. Solving the Climate Problem: Technologies Available to Curb CO₂ Emissions. **Environment**, v. 46, n. 10, pp. 8–19, 2004.

SOCOLOW, Robert H.; PACALA, Stephen. A Plan to Keep Carbon in Check. **Scientific American**, p.50-57, Sept. 2006

STEVENS, S.H.; KUUSKRA, V.A.; GALE, J.; BEECY, D. CO₂ injection and sequestration in depleted oil and gas fields and deep coal seams: worldwide potential and costs. **Environmental Geosciences**, v. 8, n. 3, p. 200–209, 2001.

SVENSSON, R.; ODENBERGER, M.; JOHNSON, F.; STRÖMBERG, L. Transportation infrastructure for CCS – experiences and expected development. In:

7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-7): 5-9 set. 2004, Vancouver (Canada). Proceedings..., v.I, Poster 350.

TORVANGER, Asbjørn; RYPDAL, Kristin; KALLBEKKEN, Steffen. Geological CO₂ storage as a climate change mitigation option. **Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change**, v.10, n.4, p.693–715, 2005.

TRANSPETRO – Petrobras Transporte S. A. Mapa Portal. 2008. Disponível em: www.transpetro.com.br. Acesso em: abr. 2008.

TRENBERTH, K.E.; SHEA, D.J. Atlantic hurricanes and natural variability in 2005. *Geophysical Research Letters*, v.33, p.1-4, 2006.

VILLELA, Iarides Aparecida de Castro; SILVEIRA, José Luz. Ecological efficiency in thermoelectric power plants. **Applied Thermal Engineering**, 27, 2007, p.840–847.

XU, T.; APPS, J.A.; PRUESS, K. Reactive geochemical transport simulation to study mineral trapping for CO₂ disposal in deep arenaceous formations. **Journal of Geophysical Research**, v. 108, n. B2, p. 2071–2084, 2003.

WILDENBORG, Ton; COUSSY, Paula; DOUKELIS, Aggelos; EKSTRÖM, Clas; GEORGIU, George; GKOUNTANIS, Sergios; KRAMERS, Leslie; van der KUIP, Muriel; LINDEBERG, Erik; NORDBØ, Øyvind; SERBUTOVIEZ, Sylvain; SIMONSSON, Daniel. Scenario for large-scale implementation of CCS in Europe. **Energy Procedia I**, 2009, p.4265-4272.

WILDENBORG, T.; GALE, J.; HENDRIKS, C.; HOLLOWAY, S.; BRANDSMA, R.; KREFT, E.; LOKHORST, A. Cost curves for CO₂ storage: European sector. In: **7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-7):** Vancouver (Canada), september 5–9 2004. Proceedings... v.I, p. 603-610.

WINGE, M. et al. 2001. **Glossário Geológico Ilustrado**. Publicado na Internet, disponível em: <<http://www.unb.br/ig/glossario/>>. Acesso em: 18 mar. 2010

WINTER, E.M.; BERGMAN, P.D. Availability of depleted oil and gas reservoirs for disposal of carbon dioxide in the United States. **Energy Conversion and Management**, v. 34, n. 9–11, p. 1177–1187, 1993.

ZHANG, Z.X.; WANG, G.X.; MASSAROTTO, P.; RUDOLPH, V. Optimization of pipeline transport for CO₂ sequestration. **Energy Conversion and Management**, v. 47, p. 702–715, 2006.

ZHENG, Zhong; GAO, Dan; MA, Linwei; LI, Zheng; NI, Weidou. CO₂ capture and sequestration source-sink match optimization in Jing-Jin-Ji region of China. **Frontiers of Energy and Power Engineering in China**, v.3, n.3, p. 359–368, set. 2009.

ZWEIGEL, Peter; ARTS, Rob; LOTHE, Ane E.; LINDEBERG, Erik B. G. Reservoir geology of the Utsira Formation at the first industrial-scale underground CO₂ storage site (Sleipner area, North Sea). Baines, Shelagh J.; Worden, Richard H. (eds). Geological storage of carbon dioxide. Londres, The Geological Society (Geological Society Special Publications; 233), 2004. 255 p.

**APÊNDICE A: TABELA DE DADOS DOS RESERVATÓRIOS DA BACIA
DE CAMPOS**

**APÊNDICE B: COLETÂNEA DE ARTIGOS CONSULTADOS /
ARTIGOS COM DADOS DOS CAMPOS DE PETRÓLEO DA BACIA DE
CAMPOS**

1	Antunes, Rogério Loureiro; Shimabukuro, Seirin; Oliveira, Luiz Carlos Veiga de; Rosa, Ana Lúcia Zucatti; Costa, Simone de Oliveira; Cunha, Armando Antonio Scarparo; Lima, Francisco Henrique de Oliveira. Em busca da bioestratigrafia de alta resolução – a performance do zoneamento de nanofósseis calcários da Petrobras. B. Geoci. Petrobras , Rio de Janeiro, v. 12, n. 2, p. 421-427, maio/nov. 2004.
2	APPI, C. ; TRINDADE, L. .. F. ; GONCALVES, F. T. T ; BEDREGAL, R. P. . Albacora Oil Field: an Example of the Lagoa Feia-Carapebus (!) Petroleum System, Campos Basin, Brazil. In: AAPG International Conference & Exhibition , 1998, Rio de Janeiro/Brazil. AAPG International Conference & Exhibition, 1998.
3	Arienti, L. M.; Backheuser, Y.; Abreu, C. J. & Cândido, A. 1995. Estratigrafia e modelo deposicional do Arenito Namorado do Campo de Albacora, bacia de Campos. Boletim de Geociências PETROBRAS , 9 (2/4): 249-263.
4	Assis, Osmar C., Mauro R. Becker, Jose R. C. Melo, Enio P. Franz, Ricardo R. P. Alves, Monica R. Rodriguez, Walter B. Maciel, Olinto G. Souza Jr., Paulo R. S. Johann. Barracuda and Caratinga giant oil fields, deep water Campos Basin, Brazil. In: Offshore Technology Conference , Houston, Texas, 4-7 May 1998. OTC 8879. (RESUMO)
*5	Assis O.C., Becker M.R., Melo J.R.C., Franz E.P., Alves R.R.P., Rodriguez M.R., Maciel W.B., Souza Junior O.G., Johann P.R.S. 1998. Barracuda and Caratinga giant oil fields, deep- water Campos Basin, Brazil. In: Annual Offshore Technology Conference , 30 th , OTC 8879, Houston, Texas, 4-7 May, <i>Proceedings...</i> , p.611-617.
*6	Bacocoli, Giuseppe; Morales, Roberto Gamarra; Campos, Odimar A J. The Namorado oil field; a major oil discovery in the Campos Basin, Brazil . AAPG Memoir. 30, Pages: 329-338; 1980.
*6a	BARBOZA, Eduardo Guimaraes. Análise estratigráfica do Campo de Namorado (Bacia de Campos) com base na interpretação sísmica tridimensional [manuscrito]. 2005. [215 f.] : il. Tese (doutorado) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Instituto de Geociências. Programa de Pós-Graduação em Geociências, Porto Alegre, BR-RS, 2005.
7	Barboza, Eduardo G.; Tomazelli, Luiz J.; Ayup-Zouain, Ricardo N., Rosa, Maria Luiza C. C. ANÁLISE FACIOLÓGICA E MODELO DEPOSICIONAL DO ARENITO NAMORADO, BACIA DE CAMPOS, RJ. 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, ANAIS... 2 a 5 de outubro de 2005, salvador.
8	BAUMGARTEN, Cleyton Schuch. Evolução estrutural de Pampo, Badejo e Linguado durante a deposição da Formação Lagoa Feia. Boletim Técnico da PETROBRAS , 28 (2): p.91-101, abr/jun, 1985.
9	BAUMGARTEN, Cleyton Schuch; SCUTA, Maximiano da Silva. Ajuste de porosidade no reservatório Macaé, campo de Pampo, Bacia de Campos. Boletim de Geociências da PETROBRAS , 2 (1): p. 3-12, jan/mar, 1988.
*10	Baumgarten, Cleyton Schuch; Scuta, Maximiano da Silva. Geometria de corpos carbonáticos do Reservatório Macaé (metade superior), Campo de Pampo. Boletim de Geociências da PETROBRAS , 3; 1-2, Pages: 49-57; 1989.

10a	BIZZI, Luiz Augusto; SCHOBENHAUS, Carlos; VIDOTTI, Roberta Mary; GONÇALVES, João Henrique (orgs.). Geologia, tectônica e recursos minerais do Brasil: textos, mapas e SIG . Brasília: CPRM - Serviço Geológico do Brasil, 2003. 692p.
*11	BLAQUEZ, Ricardo; VICENTELLI, María Gabriela Castillo; CASTRO, Joel Carneiro de; CONTRERAS, Sergio Antonio Cáceres. DETERMINAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO DE UM NÍVEL DE TURBIDITO NA FORMAÇÃO MACAÉ NO CAMPO DE NAMORADO ATRAVÉS DE USO DE ATRIBUTOS SÍSMICOS. <i>São Paulo, UNESP, Geociências</i> , v. 25, n. 1, p. 105-116, 2006.
12	Bonet, L.; Romeu, R.K.; Barroso, A.S.; Sombra, C.L.; Cortez, M.M.M.; Almeida, S.R.; Schwerdesky, G.; Mihaguti, M.K.; Sarzenski, D. Flow Simulation Study of the Namorado Sandstone (Albacora Field, offshore Brazil) Accounting for Scaling of Petrophysical Properties. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference , Caracas, Venezuela, 21–23 April 1999. SPE 53986.
13	Bruhn, Carlos H L. Contrasting types of Oligocene/Miocene, giant turbidite reservoirs from the deep-water Campos Basin, Brazil. AAPG Bulletin , 86; 1, Pages: 196; 2002.
14	Bruhn, Carlos H. L.; Walker, Roger G.. High-resolution stratigraphy and sedimentary evolution of coarse-grained canyon-filling turbidites from the Upper Cretaceous transgressive megasequence, Campos Basin, offshore Brazil . <i>Journal of Sedimentary Research</i> , Nov 1995; 65: 426 - 442.
15	CADDAH, Luiz Fernando G.; Alves, Daisy B.; Mizusaki, Ana Maria P. Turbidites associated with bentonites in the Upper Cretaceous of the Campos Basin, offshore Brazil . <i>Sedimentary Geology</i> 115 (1998) 175-184.
*16	CÂNDIDO, Aladino. Desenvolvimento e estratégia de produção do campo de Albacora. Boletim de Geociências da PETROBRAS , Rio de Janeiro, 4 (2): p. 175-181, abr/jun. 1990.
*17	CASTRO, Joel Carneiro de. EVOLUÇÃO DOS CONHECIMENTOS SOBRE AS COQUINAS-RESERVATÓRIO DA FORMAÇÃO LAGOA FEIA NO TREND BADEJO-LINGUADO-PAMPO, BACIA DE CAMPOS. <i>São Paulo, UNESP, Geociências</i> , v. 25, n. 2, p. 175-186, 2006.
*17a	Condessa, Luis Guedes; Machado, Marco Antonio Pinheiro. Campo de Marlim; análise de colapso em reservatórios arenosos por meio de métodos dinâmicos. Translated Title: Marlim Field; collapse analysis of sandstone reservoirs using dynamic methods. Boletim de Geociências da PETROBRAS , 6; 3-4, Pages: 163-169; 1992
18	CRUZ, Carlos Manoel de Souza; BARROCAS, Silvio Luiz Sobral; APPI, Ciro Jorge. Modelo deposicional dos reservatórios turbidíticos oligocênicos/eomiocênicos do Campo de Albacora, Bacia de Campos, Brasil. Boletim de Geociências da PETROBRAS , 1 (2): p. 215-223, ago/dez, 1987.
19	Cruz, Georgiana F.; Santos Neto, Eugênio V. dos; Marsaioli, Anita J. Petroleum degradation by aerobic microbiota from the Pampo Sul Oil Field, Campos Basin, Brazil. Organic Geochemistry 39 (2008) 1204–1209.
*20	Da Silva, Hercules Tadeu; Vieira, Robert. A. Bonora; Fontes, Fernando T. Producing Heavy Oil in Deep-Waters> The Success Case of the Jubarte Oil Field, Campos Basin, Southeastern Brazil. AAPG Annual Meeting, Dallas, Texas, April 18-21, 2004. Publicado em: AAPG Bulletin Vol. 88 (2004), No. 13 (Supplement).
*21	De Souza, Jairo Marcondes; Scarton, Julio Cesar; Cândido, Aladino; Corá, Carlos Alberto Guedes The Marlim and Albacora Giant Fields, Campos Basin, Offshore Brazil: ABSTRACT . <i>AAPG Bulletin</i> Volume 74 (n.9) (1990).
22	FERREIRA, André Luis Mynssen. Exemplo de modelagem geológica aplicada em simuladores de fluxo, campo de Pargo, bacia de Campos. <i>Boletim de Geociências da PETROBRAS</i> , Rio de Janeiro, 10 (1/4): p. 99-120, jan/dez 1996.
*23	Fontanelli, Paola De Rossi; De Ros, Luiz Fernando, Remus, Marcus Vinicius Dorneles. Provenance of deep-water reservoir sandstones from the Jubarte oil field, Campos Basin, Eastern Brazilian Margin. Marine and Petroleum Geology (2008) 1–25 (article in press)
*23a	GUARDADO, L.R.; GAMBOA, L.A.P.; LUCCHESI, C.F. Petroleum geology of the Campos Basin, Brazil, a model for a producing atlantic type basin. In: EDWARDS, J.D. & SANTOGROSSI, P.A. (Eds.) Divergent/Passive Margin Basins . Tulsa: A.A.P.G. Memoir 48, p. 3-79, 1989.

*24	Guimaraes, Paulo de Tarso; Rangel, M. H.D.; Barroso, A.S.; Mihaguti, M.K.; Stank, C.V.; Castro, D.D.; Santos, M.B.; Alves, R.R.P.; Lemos, W.P. The Barracuda and Roncador Giant Fields, Deep Water Campos Basin, Brazil. AAPG Annual Meeting , Denver, Colorado June 3-6, 2001.
*24a	HORSCHUTZ, P.M.C.; FREITAS, L.C.S.; STANK, C.V.; BARROSO, A.S.; CRUZ, W.M. The Linguado, Carapeba, Vermelho and Marimbá Giant Fields, Campos Basin, Offshore Brazil. In: HALBOUTY, M.T. (Ed.) Giant oil and gas fields of the decade, 1978-1988 . Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, AAPG Memoir n. 54, p. 137-153, 1992.
24b	HORSCHUTZ, Paulo M C; SCUTA, Maximiano. Fácies-perfis e mapeamento de qualidade do reservatório de coquinas da Formação Lagoa feia do campo de Pampo. Boletim de Geociências da PETROBRAS , 6; 1-2, Pages: 45-58; 1992.
25	JAHNERT, Ricardo Jorge. Gradiente geotérmico da Bacia de Campos. Boletim de Geociências da PETROBRAS , 1 (2): p. 183-189, ago/dez, 1987.
26	Jahnert, Ricardo J; Franca, Almerio Barros; Trindade, Luiz A F; Quintaes, Claudia M P; Santos, Paulo R; Pessoa, Jonilton; Bedregal, Ricardo P. The petroleum system of Campos Basin. AAPG Bulletin , 82; 10, Pages: 1926; 1998.
*27	Lemos, W.P.; Baião de Castro, M.R.; Soares, C.M.; Rosalba, J.F.; Meira, A.A.G. Albacora Leste Field Development: Reservoir Aspects and Development Strategy. Offshore Technology Conference , 2006. Houston, Texas, U.S.A., 1-4 May 2006, <i>Proceedings...</i> OTC 18056.
28	LIMA, Fábio Monteiro de. Análise Estratigráfica dos reservatórios turbidíticos do Campo de Namorado . Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Geociências - Área de Concentração em Geologia Regional, UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA, Instituto de Geociências e Ciências Exatas, Campus de Rio Claro, SP. 2004. 76p.
29	Longo, C.E.C.V.; Neto, S.J.A.; de Paula, M.T.R.; Lopes Jr., F.M.; Godinho, C.A.F. Albacora Leste Field—Subsea Production System Development. Offshore Technology Conference , 2006. Houston, Texas, U.S.A., 1-4 May 2006, <i>Proceedings...</i> OTC 18044.
30	Machado Júnior, Delzio de Lima; Coelho, Dimas Ferreira da Silva; Selbach, Hédio Simplicio; Pontes, Carlos Eduardo da Silva. Restauração estrutural de seções e previsibilidade de petróleo em Roncador, Bacia de Campos. B. Geoci. Petrobras , Rio de Janeiro, v. 12, n. 1, p. 89-101, nov. 2003/maio 2004.
*30a	MENDONÇA, P. M. M.; MILANI, E. J.; SPADINI, A. R. Oil exploration in Brazil: the 50 years of Petrobras. In: 23rd IAS MEETING OF SEDIMENTOLOGY , Coimbra, Portugal, 15-17 set. 2004, Abstracts Book, p.27-30.
*31	MENESES, Severino Xavier de; ADAMS, Thomas. Ocorrência de resistividades anômalas no campo de namorado, bacia de Campos. Boletim de Geociências da PETROBRAS , Rio de Janeiro, 4 (2): p. 183-188, jan/dez 1990.
*32	Milani, Edison José; Araújo, Laury Medeiros de. Recursos Minerais energéticos: petróleo. In: BIZZI, Luiz Augusto; SCHOBENHAUS, Carlos; VIDOTTI, Roberta Mary; GONÇALVES, João Henrique (orgs.). Geologia, tectônica e recursos minerais do Brasil : textos, mapas e SIG. Brasília: CPRM - Serviço Geológico do Brasil, 2003 p. 565-568.
33	Moraes, Marco A. S.; Maciel, Walter B.; Braga, Mario Sérgio S.; Viana, Adriano R. Bottom-current reworked Palaeocene-Eocene deep-water reservoirs of the Campos Basin, Brazil . Geological Society, London, Special Publications, 2007; 276: 81 - 94.
34	Nascimento, L.R.; Rebouças, L.M.C.; Koike, L.; Reis, F. de A.M.; Soldan, A.L.; Cerqueira, J.R.; Marsaioli, A.J. Acidic biomarkers from Albacora oils, Campos Basin, Brazil. Organic Geochemistry 30 (1999) p.1175-1191. (SÓ PÁG. 1177).
*35	Oliveira, Rildo M. The Marlim Field: Incorporating 4D Seismic in Reservoir-Management Decisions. JPT • APRIL 2008 P. 52-53 + 107-110.
*36	PÁDUA, Kleber; MIHAGUTI, Mauro; STANK, Carlos; SOARES, Carlos. Roncador Field, appraisal and development planning. AAPG International Conference and Exhibition , Extended abstracts volume, 1998. Nov. 8-11, Rio de Janeiro, Brasil.
37	Peres, W E; Guardado, L R. The discovery history and a depositional model for the reservoir rocks of the Marlim Field; Campos Basin, Brazil. AAPG Bulletin , 74; 5, Pages: 738-739; 1990.

37a	PINTO, A.C. Capeleiro; BRANCO, C.C. M.; DE MATOS, J.S.; VIEIRA, P.M.; GUEDES, S. da Silva; PEDROSO JR., C.; COELHO, A.C. Decnop; CECILIANO, M.M. Offshore Heavy Oil in Campos Basin: The Petrobras Experience. In: Offshore Technology Conference , Houston, Texas, 5-8 May 2003, <i>Proceedings...</i> OTC 15283.
*38	Rangel, Hamilton Duncan; Guimaraes, Paulo de Tarso M; Spadini, Adali Richardo. Barracuda and Roncador giant oil fields; deep-water Campos Basin, Brazil. AAPG Memoir , 78, p.123-137; 2003.
*38a	Savini, Ricardo Rodrigues. Análise estratigráfica e paleoambiental num sistema plataformata-lude: Oligo-Mioceno dos Campos de Vermelho, Moreia e Marlim, Bacia de Campos, Brasil . 1995. 127 f. : il. Dissertação (mestrado) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Instituto de Geociências. Curso de Pós-Graduação em Geociências, Porto Alegre, BR-RS, 1995.
39	SILVA, Carlos M A; RODRIGUES, E B; ANJOS, Sylvia M C. Composition and origin of carbonate concretions in reservoirs of Marlim Field, Campos Basin, Brazil . AAPG Bulletin. 82; 10, Pages: 1967; 1998.
*40	Souza Jr., Olinto G.; Eschard, Remi; Johann, Paulo R. S.; Fournier, Frederique. High Resolution Stratigraphy and Stochastic Simulation of Albian/Cenomanian Deep-Water Reservoirs From Campos Basin . AAPG Bulletin, 82 (10) 1998. p. 1969.
*41	STANK, Carlos Varela; ROBER, F. Linguado, Carapeba, Vermelho and Marimba giant oil fields, Campos Basin, Offshore Brazil. AAPG Bulletin , v.74, 1990.
42	Stow, Dorrik A.V.; Johansson, Melissa. Deep-water massive sands: nature, origin and hydrocarbon implications. Marine and Petroleum Geology 17 (2000) 145-174
43	Tecnologia peso-pesado – as inovações do campo de Jubarte. EDIÇÃO 270 – MARÇO 2005 – Revista Petro & Química
*44	VARELA, Carlos Lopo; ESTEVEZ, Fernando Roberto. Mapeamento de amplitude na delimitação dos campos de Corvina e Malhado. Boletim de Geociências da PETROBRAS , 4; 3, Pages: 263-274; 1990.
45	*Albacora Leste Field—Subsea Production-System Development. JPT • AUGUST 2006, P.59-60
*46	Winter, Wilson Rubem. Sequências de alta frequência e anoxia no neo-albiano do campo de cherne, Bacia de Campos/Brasil . 1992. 206 f. : il., mapas. Dissertação (mestrado) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Instituto de Geociências. Curso de Pós-Graduação em Geociências, Porto Alegre, BR-RS, 1992.
47	REVISTA PETRO & QUÍMICA - Edição 299, 2007. "Mais energia para o seu negócio". Disponível em: http://www.petroequimica.com.br/edicoes/ed_299/299.html (acesso em: 13 abr.2010)

* Artigos referenciados no APÊNDICE A (dados dos campos de petróleo da Bacia de Campos)

**APÊNDICE C: PLANILHA DE MODELAGEM DE CUSTOS DE
ARMAZENAMENTO (ANO DE 2025)**

Field	Kind	Capacity*	Type	Existing wells (GIS layer)	Basin/Oil field Average Depht	Thickness reservoir	Injectivity	Year available	Lifetime	Investment costs	Investment costs - EXPENSIVE	O&M costs	
		Mt CO2		nr	m	m	Mt/year per well	before/after 2020	years	M€/ (Mt/yr)	M€/ (Mt/yr)	M€/ (Mt/yr)	
Marlim	offshore	174,34	oil		217	2650	44,5	1	before 2020	19	4,1	29,7	1,5
Barracuda	offshore	117,47	oil		90	2950	16	0,75	before 2020	22	6,2	44,3	2,2
Albacora	offshore	163,11	oil			2800		0,50	before 2020	22	6,5	54,8	2,7
Roncador	offshore	265,21	oil		93	3197	200	0,5	before 2020	35	6,5	61,1	3,1
Jubarte	offshore	61,32	oil	x		2975	13,5	0,5	before 2020	25	11,5	74,0	3,7
Caratinga	offshore	43,03	oil		4	2750		0,5	before 2020	22	13,3	77,9	3,9
Enchova/Boni	offshore	18,14	oil		94	2210	90	1	before 2020	18	20,7	85,0	4,3
Marimbá	offshore	11,27	oil		22	2703	43	1	before 2020	11	20,7	87,4	4,4
Pampo	offshore	20,21	oil			2421		0,33	before 2020	20	24,9	129,1	6,5
Namorado	offshore	25,51	oil		107	3150	100	0,33	before 2020	26	24,9	142,4	7,1
Carapeba	offshore	17,01	oil		71	2863	66	0,33	before 2020	26	34,4	169,9	8,5
Vermelho	offshore	10,39	oil		94	2385	44	0,5	before 2020	21	41,4	171,4	8,6
Corvina	offshore	6,89	oil			2690		0,50	before 2020	14	41,4	174,2	8,7
Garoupa	offshore	4,79	oil			3100		0,50	before 2020	10	41,4	178,5	8,9
Linguado	offshore	4,96	oil		38	2646	105	0,33	before 2020	15	62,7	264,9	13,2

Reservoir thickness	Well capacity	Well volume	site development costs	dilling costs per meter	well fixed costs	surface facilities	surface facilities	neighboring investments	QEM	near wells	annual injection	total investment costs - with re-use	total investment costs expensive- no re-use	annual costs CAPEX	annual costs O&M	capital recovery factor	Costs	Costs expensive	Cumulative Storage capacity (Mt)
m	M/year	m	€	€/m	€	€	€	€	% of investment costs		Mt/year	€		€/year	€/year		€2007/t	€2007/t	Mt
	10	2000000	3060000	5340	820000	6120000	1530000	394000	005	9	9,00	36.694.000	267.261.157	3516925,97	13363058	0,10	1,88	4,33	174,34
	075	2000000	3060000	5340	820000	6120000	1530000	394000	005	7	5,25	32.694.000	232.323.268	2934283,33	11616163	0,09	2,77	6,18	291,81
	05	2000000	3060000	5340	820000	6120000	1530000	394000	005	15	7,50	48.694.000	410.782.000	4424397,65	20539100	0,09	3,33	7,72	454,92
	05	2000000	3060000	5340	820000	6120000	1530000	394000	005	15	7,50	48.694.000	458.368.870	3751467,48	22918444	0,08	3,56	7,76	720,13
	05	2000000	3060000	5340	820000	6120000	1530000	394000	005	5	2,50	28.694.000	184.998.445	2480426,94	9249922	0,09	4,69	10,10	781,45
	05	2000000	3060000	5340	820000	6120000	1530000	394000	005	4	2,00	26.694.000	155.848.000	2436990,1	7792400	0,09	5,11	11,01	824,48
	10	2000000	3060000	5340	820000	6120000	1530000	394000	005	1	1,00	20.694.000	85.016.200	2049127,29	4250810	0,10	6,30	12,67	842,62
	10	2000000	3060000	5340	820000	6120000	1530000	394000	005	1	1,00	20.694.000	87.386.244	2715201,69	4369312	0,13	7,08	15,84	853,89
	033	2000000	3060000	5340	820000	6120000	1530000	394000	005	5	0,99	24.694.000	127.789.582	2308709,05	6389479	0,09	8,79	18,52	874,10
	033	2000000	3060000	5340	820000	6120000	1530000	394000	005	3	0,99	24.694.000	141.005.500	2095054,38	7050275	0,08	9,24	19,21	899,61
	033	2000000	3060000	5340	820000	6120000	1530000	394000	005	2	0,86	22.694.000	112.123.412	1925233,68	5606171	0,08	11,41	22,91	916,62
	05	2000000	3060000	5340	820000	6120000	1530000	394000	005	1	0,50	20.694.000	85.701.706	1918991,82	4285085	0,09	12,41	24,46	927,01
	05	2000000	3060000	5340	820000	6120000	1530000	394000	005	1	0,50	20.694.000	87.088.660	2388949,42	4354433	0,12	13,49	28,82	933,90
	05	2000000	3060000	5340	820000	6120000	1530000	394000	005	1	0,50	20.694.000	89.267.400	3036868,54	4463370	0,15	15,00	35,13	938,69
	033	2000000	3060000	5340	820000	6120000	1530000	394000	005	1	0,33	20.694.000	87.412.814	2269447,49	4370641	0,11	20,12	42,29	943,65

**APÊNDICE D: PLANILHA DE MODELAGEM DE CUSTOS DE
TRANSPORTE (ANO DE 2025) – DUTOS-TRONCO**

source (hub)	sink (hub)	Capacity (mass flow rate)	distance	length trunkline between booster station	mass flow rate	mass flow rate	calculation diameter	Number of booster stations	
		Mt CO ₂ /year	km		tCO ₂ /day	kg CO ₂ /s	m		
Cluster 3	Cam_off_oil	7,05	421	211	211	19311	224	0,56	1
Cluster 2	Cam_off_oil	13,07	699	350	233	35791	414	0,73	2
Cluster 4	Cam_off_oil	3,33	325	163	163	9130	106	0,39	1
Cluster 1	Cam_off_oil	11,07	753	377	251	30310	351	0,69	2
Cluster 5	Cam_off_oil	1,38	254	127	127	3772	44	0,26	1

Costs for booster stations	Investment costs	Total investment	Annualised investment costs	O&M costs	Capital recovery factor	Total costs	Cumulative potential
M€	M€	M€	M€/year	M€/year		€/t	Mt CO2/yr
11	375	386	29	11,24	0,08	5,70	7,05
22	813	835	63	24,38	0,08	6,65	20,13
11	204	215	16	6,11	0,08	6,66	23,46
22	831	853	64	24,94	0,08	8,04	34,53
11	106	117	9	3,19	0,08	8,70	35,91

APÊNDICE E: GRUPOS / CLUSTERS DE FONTES EMISSORAS DE CO₂

Setor	Estado	Emissão (ktCO ₂ /ano)	Status ¹	Cluster de Fontes	Latitude	Longitude
Siderúrgica	MG	508,87	OPR	cluster 1	-20,1500	-44,9000
Siderúrgica	MG	791,58	OPR	cluster 1	-19,962	-44,009
Siderúrgica	MG	802,88	OPR	cluster 1	-19,5800	-42,6700
Siderúrgica	MG	1356,99	OPR	cluster 1	-19,8300	-43,1300
Siderúrgica	MG	2713,97	OPR	cluster 1	-19,92	-44,08
Termelétrica – NGCC*	MG	146,52**	OPR	cluster 1	-19,13	-42,29
Termelétrica – NGCC*	MG	183,20**	OPR	cluster 1	-19,57	-44,2
Termelétrica – NGCC*	MG	351,60**	OPR	cluster 1	-20,03	-44,07
Termelétrica – NGCC*	MG	245,20**	OPR	cluster 1	-19,988	-44,097
Refineries	MG	1352	OPR	cluster 1	-19,959	-44,095
Cimenteira	MG	828,16	OPR	cluster 1	-19,63	-44,05
Cimenteira	MG	837,76	OPR	cluster 1	-20,93	-43,92
Cimenteira	MG	892,54	OPR	cluster 1	-19,54	-44,078
Cimenteira	MG	970,71	OPR	cluster 1	-19,67	-43,92
Cimenteira	MG	1736,54	OPR	cluster 1	-19,63	-44,0276
Cimenteira	MG	1768,09	OPR	cluster 1	-20,2	-42,52
ammonia		196,16	OPR	cluster 2	-23,83	-46,38
Etanol	SP	101,42		cluster 2	-22,3512	-47,3019
Etanol	SP	105,87		cluster 2	-22,2140	-47,2360
Etanol	SP	121,35		cluster 2	-22,1239	-47,3816
Siderúrgica	SP	452,33	OPR	cluster 2	-23,634	-46,623
Siderúrgica	SP	2261,64	OPR	cluster 2	-23,883	-46,417
Termelétrica – NGCC*	SP	112,00**	OPR	cluster 2	-22,75	-47,17
Termelétrica – NGCC*	SP	156,80**	OPR	cluster 2	-23,646	-46,527
Termelétrica – NGCC*	SP	368,00**	OPR	cluster 2	-23,637	-46,481
Termelétrica – NGCC*	SP	691,60**	OPR	cluster 2	-23,7	-46,679

Etileno	SP	1071,03	OPR	cluster 2	-23,638	-46,485
Refineries	SP	2029	OPR	cluster 2	-23,195	-45,819
Refineries	SP	2930	OPR	cluster 2	-22,75	-47,17
Refineries	SP	1521	OPR	cluster 2	-23,88	-46,42
Cimenteira	SP	1938,59	OPR	cluster 2	-23,55	-47,43
Cimenteira	SP	143,61	OPR	cluster 2	-23,3	-47,27
Cimenteira	SP	499,83	OPR	cluster 2	-23,55	-46,93
Cimenteira	SP	569,76	OPR	cluster 2	-23,6	-47,57
Cimenteira	SP	689,95	OPR	cluster 2	-22,8	-45,45
Siderúrgica	RJ	162,05	OPR	cluster 3	-22,65	-43,28
Siderúrgica	RJ	5654,11	OPR	cluster 3	-22,5300	-44,1200
Termelétrica – NGCC*	RJ	447,60**	OPR	cluster 3	-22,714	-43,254
Termelétrica – NGCC*	RJ	863,20**	OPR	cluster 3	-22,75	-43,72
Termelétrica – NGCC*	RJ	911,60**	OPR	cluster 3	-22,905	-43,654
Refineries	RJ	2141	OPR	cluster 3	-22,722	-43,265
Cimenteira	RJ	154,43	OPR	cluster 3	-22,823	-43,314
Cimenteira	RJ	232,48	OPR	cluster 3	-22,53	-44,12
Siderúrgica	ES	5427,95	OPR	cluster 4	-20,245	-40,237
Cimenteira	ES	730,35	OPR	cluster 4	-20,802	-41,084
Cimenteira	RJ	324,05	OPR	cluster 5	-21,835	-42,22
Cimenteira	RJ	524,91	OPR	cluster 5	-21,94	-42,272
Cimenteira	RJ	771,83	OPR	cluster 5	-21,907	-42,264

¹ OPR = Em Operação

* Dados assumidos pelo autor. Para fins de modelagem de custos de captura de CO₂ no ano de 2025, assumiu-se que todas as termelétricas em operação no ano corrente seriam substituídas por plantas de ciclo combinado à gás natural (NGCC)

** Emissão de CO₂ recalculada utilizando-se fator de emissão do Gás Natural

Modificado pelo autor, dados base de IEA GHG (2006)

**APÊNDICE F: ESTIMATIVA DA QUANTIDADE DE ÓLEO
RECUPERÁVEL ATRAVÉS DA RECUPERAÇÃO TERCIÁRIA DE
PETRÓLEO (EOR) E ABATIMENTO DE CUSTO**

	<i>Marlim</i>	<i>Barracuda</i>	<i>Albacora</i>	<i>Roncador</i>	<i>Jubarte</i>	<i>Caratinga</i>	<i>Enchova/ Bonito</i>
<i>CAMPOS BASIN FIELDS (Offshore)</i>							
VOIP (million m ³)	953,92	429,26	715,44	1462,68	95,39	222,58	79,02
Reserves (million m ³)	270,28	104,77	253,27	413,37	33,77	66,77	27,97
Residual Oil (million m ³) = VOIP-Reserves	683,64	324,49	462,18	1.049,31	61,62	155,81	51,04
Average API density	18-24	25-26	27,00	>25	17,00	24,00	18,00
Recoverable Oil by EOR (million m ³)	136,73	129,80	184,87	419,73	12,32	31,16	10,21
CO2 amount for EOR (Mt CO2)	352,76	334,88	476,96	1082,89	31,80	80,40	26,34
Recoverable Oil per year (million m ³)	7,20	5,90	8,40	11,99	0,49	1,42	0,57
CO2 amount per year - Mt	18,57	15,22	21,68	30,94	1,27	3,65	1,46
Recoverable oil per year — Million BBL	45,26	37,11	52,85	75,43	3,10	8,91	3,57
Estimativa abatimento por ano Meuro	4060,11	3328,69	4741,05	6765,94	278,14	799,15	319,99
Recoverable oil taking into account CO2 Injectivity per oil field (million m ³ per year)	3,49	2,03	2,91	2,91	0,97	0,78	0,39
Recoverable oil taking into account CO2 Injectivity per oil field (million BBL per year)	21,94	12,80	18,28	18,28	6,09	4,88	2,44
Receita anual gerada pela venda do óleo recuperável por EOR (Meuro/ano)	1968,13	1148,08	1640,11	1640,11	546,70	437,36	218,68
Custo anual total armazenamento CAPEX + O&M (Meuro/ano)	16,88	14,55	24,96	26,67	11,73	10,23	6,30
Custo anual Captura (levando-se em consideração a injectividade do campo) Meuro/ano	213,73	224,50	730,63	743,55	169,90	143,57	117,61
Custo anual transporte duto-tronco cluster 1 (capacidade 11,07Mt/ano) Meuro/ano	88,9	88,9	88,9	88,9	88,9	88,9	88,9
Despesa anual para a implantação de CCS (Meuro/ano)	319,51	327,95	844,49	859,12	270,53	242,7	212,81

Volume calculado usando-se um fator de recuperação de 35,4% (segundo Bosco, 2007)