UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA

MARIANA RAMOS CIOTTA

ESTUDO DE POSSIBILIDADES PARA ARMAZENAR CO_2 EM RESERVATÓRIOS GEOLÓGICOS *OFFSHORE* NA BACIA DE SANTOS

SÃO PAULO
2019

MARIANA RAMOS CIOTTA

ESTUDO DE POSSIBILIDADES PARA ARMAZENAR CO_2 EM RESERVATÓRIOS GEOLÓGICOS *OFFSHORE* NA BACIA DE SANTOS

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Ciências.

Orientador: Prof. Dr. Colombo Celso Gaeta Tassinari

Versão Original

SÃO PAULO
2019

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

FICHA CATALOGRÁFICA

Ciotta, Mariana Ramos.
Estudo de possibilidades para armazenar CO2 em reservatórios geológicos offshore na Bacia de Santos. / Mariana Ciotta; orientador: Colombo Celso Gaeta Tassinari. – São Paulo, 2019.
171f.: il; 30 cm.

Dissertação (Mestrado em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em Energia – Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo.

1. Reservatórios – Bacia de Santos. 2. Dióxido de carbono. I. Título.

Elaborado por Maria Penha da Silva Oliveira CRB-8/6961

Nome: CIOTTA, Mariana Ramos.

Título: Estudo de possibilidades para armazenar CO_2 em reservatórios geológicos *offshore* na Bacia de Santos.

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia, Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo (PPGE/IEE/USP) para obtenção do título de Mestre em Ciências da Energia.

Aprovado em

Banca Examinadora

Prof. Dr. _____ Instituição: _____

Julgamento _____ Assinatura: _____

Prof. Dr. _____ Instituição: _____

Julgamento _____ Assinatura: _____

Prof. Dr. _____ Instituição: _____

Julgamento _____ Assinatura: _____

Prof. Dr. _____ Instituição: _____

Julgamento _____ Assinatura: _____

AGRADECIMENTOS

A todas as mulheres cientistas que vieram antes de mim e me permitiram estar aqui.

À ciência e à pesquisa, pelo comprometimento com a verdade e a sociedade.

À universidade pública e gratuita, por promover a democratização do conhecimento.

A meus amigos, pelas distrações bem-vindas e também pelos momentos sérios.

Aos funcionários do Instituto de Energia e Ambiente, sempre dispostos a ajudar.

A meu orientador Colombo, pela generosidade com que me ensinou e pelo apoio constante.

A meus sogros, por me abraçarem como uma segunda família nessa década em São Paulo.

A meu irmão, por partilhar desse caminho geológico e acadêmico.

A meus pais, por tudo.

Ao Theo, pelo companheirismo e amor.

“Nosso belo dever é imaginar que há um labirinto e um fio.”

(Jorge Luis Borges)

RESUMO

CIOTTA, Mariana. **Estudo de possibilidades para armazenar CO_2 em reservatórios geológicos *offshore* na Bacia de Santos.** 2019. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2019.

A comunidade global autorizou, por meio do Acordo de Paris, a escolha de uma meta ambiciosa de redução de emissões de gases de efeito estufa durante a segunda metade do século XXI. Esse caminho requer o desenvolvimento rápido e extensivo de tecnologias de baixa emissão de carbono. A alta dependência mundial de combustíveis fósseis indica que uma transição energética rápida — baseada no uso de combustíveis renováveis ou considerando, ainda, a redução do consumo energético total — não será possível sem modificações estruturais na lógica neoliberal de produção e consumo. Dessa forma, as tecnologias de captura e armazenamento de carbono surgem como uma ferramenta relevante para atuação emergencial, uma técnica de redução de danos a ser utilizada para que se atinjam as metas do Acordo de Paris. Neste cenário, o armazenamento geológico de CO_2 surge como uma das possibilidades de ação, sendo a busca por reservatórios adequados parte relevante dessa empreitada. No caso do Brasil, a Bacia de Santos possui localização privilegiada, estando próxima de centros produtores e consumidores de derivados de petróleo. Esse trabalho se dedicou à busca de reservatórios na Bacia de Santos, culminando no estudo da zona do Campo de Merluza. Desse modo, essa dissertação apresenta uma revisão bibliográfica que compila informações sobre as diversas etapas envolvidas na seleção de um reservatório geológico de CO_2. A partir das definições e critérios propostos, seleciona-se o Campo de Merluza como a região de possível aplicação de um projeto de armazenamento de CO_2. As características geológicas que sugerem um possível uso das Formação Juréia e Formação Itajaí-Açu (Membro Ilhabela) são apresentadas a partir de dados geoquímicos e descrições litológicas compiladas. Um estudo de cálculo de estimativa de capacidade de armazenamento também é apresentado. Essa favorabilidade não é apenas geológica: a presença de infraestrutura já instalada na zona de Merluza como uma plataforma fixa e um gasoduto exclusivo dialogam com a literatura que sugere uma maior economicidade e menor dano ambiental da adaptação de campos depletados em óleo e gás para o uso como reservatório geológico de CO_2. Propostas de trabalhos futuros que colaborem com a verificação desse uso são apresentadas.

Palavras-chave: Captura e Armazenamento de Carbono, Bacia de Santos, Reservatórios Geológicos para CO_2.

ABSTRACT

CIOTTA, Mariana. **Estudo de possibilidades para armazenar CO_2 em reservatórios geológicos *offshore* na Bacia de Santos.** 2019. Master's Thesis (Master's in Science) - Graduate Program on Energy, University of São Paulo, São Paulo, 2019.

The global community has authorized, through the Paris Agreement, the choice of an ambitious goal of reducing greenhouse gas emissions during the second half of the 21st century. This path requires a fast and extensive development of low carbon technologies. The high world dependence on fossil fuels indicates that a quick energy transition — based on the use of renewable fuels or even considering the reduction of total energy consumption — will not be possible without structural changes in the neoliberal way of production and consumption. Thus, carbon capture and storage technologies emerge as a relevant tool for emergency action, a harm reduction technique to be used to meet the Paris Agreement goals. In this scenario, geological storage of CO_2 emerges as one of the possibilities for action, and the search for adequate reservoirs is a relevant part of this endeavor. In the case of Brazil, the Santos Basin has a privileged location, being close to oil producing and consuming centers. This work was dedicated to the search for reservoirs in the Santos Basin, culminating in the study of the Merluza Field zone. Thus, this dissertation presents a literature review that compiles information about the various steps involved in the selection of a geological CO_2 reservoir. From the proposed definitions and criteria, the Merluza Field is selected as the region of possible application of a CO_2 storage project. Geochemical data and compiled lithological descriptions suggest a possible use of Juréia Formation and Itajaí-Açu Formation (Ilhabela Member). A storage capacity estimation calculation study is also presented. This favorability is not only geological: the presence of infrastructure already installed in the Merluza zone as a fixed platform and an exclusive gas pipeline dialogues with the literature that suggests greater economy and less environmental damage from the adaptation of fields depleted in oil and gas for use as a geological reservoir of CO_2. Proposals for future works that collaborate with the verification of this use are presented.

Keywords: Carbon Capture and Storage, Santos Basin, Geological Reservoirs for CO_2.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1. CCS representando cerca de 12% da redução de emissões cumulativas necessárias até 2050. Extraído de IEA (2016).....20

Figura 1.2. Histórico de produção do Campo de Merluza. Extraído de ANP (2017a).....21

Figura 2.1. Emissões antropogênicas anuais de gases de efeito estufa entre 1970 e 2010. Extraído de IPCC (2014).....24

Figura 2.2. Consumo energético mundial histórico e projetado até o ano de 2040. Extraído de EIA (2017).....25

Figura 4.1. Estimativa global de capacidade de armazenamento geológico de CO_2. Extraído de IPCC (2005).....32

Figura 4.2. Desenho esquemático representando a atuação dos diferentes métodos de trapeamento no decorrer do tempo. Extraído de IPCC (2005).....34

Figura 5.1. Principais mecanismos de trapeamento em um aquífero salino. Modificado de RINGROSE (2018).....36

Figura 5.2. Dependência temporal de mecanismos de armazenamento diversos operando em formações salinas durante e após a injeção. O eixo *x* apresenta o tempo em anos. Extraído de BACHU (2007).....37

Figura 5.3. Fatores definidos para coeficiente de capacidade de estocagem C_c para um cilindro de expansão contendo a pluma de CO_2. Modificado de RINGROSE (2018).....38

Figura 5.4. Desenho esquemático do ciclo do carbono. Modificado de TISSOT e WELTE (1984)..... 43

Figura 5.5. Evolução da matéria orgânica: processos diagenéticos, catagenéticos e metagenéticos. Os processos estão comparados com a intensidade relativa de luz refletida a partir da vitrinita. Extraída de BAHLBURG e BREITKREUZ (2004).....46

Figura 5.6. Exemplo de sistema petrolífero verticalmente drenado. Extraído de DEMAISON e HUIZINGA (1994).....50

Figura 5.7. Exemplo de sistema petrolífero lateralmente drenado. Extraído de DEMAISON e HUIZINGA (1994).....51

Figura 6.1. Exemplo de registro obtido com o uso de Rock Eval. Modificado de TISSOT e WELTE (1984).....58

Figure 6.2. Porosidade em um reservatório típico. Extraído de HOOK (2003).....60

Figura 6.3. Posição do Brasil na Placa Sul-americana. Adaptado de USGS (2011).....63

Figura 6.4. Representação gráfica do experimento de sorção de CO_2 a que as amostras de montmorilonita rica em cálcio, montmorilonita rica em sódio, caulinita e ilita foram submetidas. As duas medições por amostra são referentes ao estado seco e úmido. Extraído de BUSCH et al. (2008).....64

Figura 6.5. Representação da relação entre a capacidade de sorção de gás, o volume de microporos e o teor de carbono orgânico total. Extraído de ROSS e BUSTIN (2009).....66

Figura 6.6. Teor de COT pelo excesso de sorção máximo obtido para as amostras de folhelho das formações Irati e Ponta Grossa. As condições do experimento são de 8–12 MPa e 45ºC. Extraído de WENIGER et al. (2010).....67

Figura 6.7. Comportamento do CO_2 e mudanças de volume na superfície e no reservatório em condições de estado supercrítico. Extraído de NETL (2018).....68

Figura 6.8. Representação diagramática do fluxo de fluidos conduzido por: (a) compactação, (b) compressão tectônica, (c) rebote erosional e (d) topografia. Extraído de BACHU (2000).....69

Figura 6.9. Motores econômicos para CCS. Adaptado de DURMAZ, 2018……...70

Figura 7.1. Localização da Bacia de Santos. Extraído de CHANG (2008).....71

Figura 7.2. Carta Estratigráfica da Bacia de Santos. Modificada de PEREIRA e FEIJÓ (1994).....75

Figura 7.3. A distribuição do registro estratigráfico da Bacia de Santos no tempo. Extraído de FREITAS et al. (2006).....76

Figura 7.4. Efeito de diferentes litologias em um perfil de raios gama. Extraído de GLOVER (2011).....……...78

Figura 7.5. Cálculo do volume de *shale* a partir do índice de raio gama. Extraído de GLOVER (2001).....79

Figura 7.6. Forma do perfil de raio gama e sua associação com ambientes deposicionais diversos. Extraído de GLOVER (2001).....80

Figura 7.7. Perfil-tipo da Formação Camboriú. Extraído de PEREIRA e FEIJÓ (1994).....81

Figura 7.8. Perfil-tipo da Formação Guaratiba. Extraído de PEREIRA e FEIJÓ (1994).....83

Figura 7.9. Perfil-tipo da Formação Ariri. Extraído de PEREIRA e FEIJÓ (1994).....84

Figura 7.10. Perfil-tipo da Formação Florianópolis. Extraído de PEREIRA e FEIJÓ (1994).....86

Figura 7.11. Perfil-tipo da Formação Guarujá. Extraído de PEREIRA e FEIJÓ (1994).....88
Figura 7.12. Perfil-tipo da Formação Itanhaém. Extraído de PEREIRA e FEIJÓ (1994).....89
Figura 7.13. Perfil-tipo da Formação Santos. Extraído de PEREIRA e FEIJÓ (1994).....90
Figura 7.14. Perfil-tipo da Formação Itajaí-Açu. Extraído de PEREIRA e FEIJÓ (1994).....92
Figura 7.15. Perfil-tipo do Membro Ilhabela. Extraído de PEREIRA e FEIJÓ (1994).....93
Figura 7.16. Perfil-tipo da Formação Juréia. Extraído de PEREIRA e FEIJÓ (1994).....94
Figura 7.17. Perfil-tipo da Formação Iguape. Extraído de PEREIRA e FEIJÓ (1994).....96
Figura 7.18. Perfil-tipo da Formação Marambaia. Extraído de PEREIRA e FEIJÓ (1994)...97
Figura 7.19. Seção geológica dip mostrando modelo de acumulação do play Guarujá. 1 - Gerador: Folhelhos da Formação Guaratiba. 2 - Reservatório: Calcarenitos da Formação Guarujá. 3 - Selo: Calcilutitos intraformacionais e Formação Itanhaém. 4 - Soterramento. Extraído de ANP (2003).....108
Figura 7.20. Seção geológica dip mostrando modelo de acumulação do play Marambaia. 1 - Gerador: Folhelhos da Formação Guaratiba. 2 - Reservatório: Arenitos turbidíticos da Formação Marambaia . 3 - Selo: Pelitos intraformacionais. 4 - Soterramento. Extraído de ANP (2003).....109
Figura 7.21. Seção geológica dip mostrando modelo de acumulação do play Cretáceo Superior. 1 - Gerador: Folhelhos da Formação Guaratiba. 2 - Reservatório: Arenitos turbidíticos campanianos e maastrichtianos da Formação Itajaí-Açu. 3 - Selo: Pelitos intraformacionais. 4 - Soterramento. Extraído de ANP (2003).....110
Figura 7.22. Seção geológica dip mostrando modelo de acumulação do play Rifte. 1 - Gerador: Folhelhos da Formação Guaratiba. 2 - Reservatório: Coquinas da Formação Guaratiba. 3 - Selo: Pelitos intraformacionais.. 4 - Soterramento. Extraído de ANP (2003).....111
Figura 7.23. Seções marinhas das Bacias de Santos e Campos. Extraído de MACEDO et al. (1998).....113
Figura 7.24. Eventos tecnoestratigráficos para as Bacias de Santos e Campos, mostrando o momento dos pacotes litroestratigráficos regionais em relação a *hot spots*, rifteamentos e eventos estruturais. (Amarelo escuro/pontos fortes = rochas clásticas grossas; amarelo claro/pontos finos = rochas clásticas finas; marrom/traços = folhelho e rochas argilosas; azul/tijolos = carbonatos; verde/quadrados e hachuras verde-azuladas = evaporitos; cores mistas/símbolos mistos = litologias mistas; rosa = rochas vulcânicas). Extraído de MEISLING et al. (2001).....114

Figura 8.1. Esforços exploratórios na Bacia de Santos (quantidade de poços perfurados por ano. As setas em vermelho representam as descobertas. Extraído de FREITAS et al. (2006).....118
Figura 8.2. Fotografia da Plataforma de Merluza. Extraído de PETROBRAS (2019b).....120
Figura 8.3 . Mapa de localização do campo de Merluza. Extraído de ANP (2016).....121
Figura 8.4. Plataforma de Merluza com indicação dos campos de gás natural de Merluza, Lagosta e do gasoduto responsável por escoar a produção. Extraído de PETROBRAS (2019b).....121
Figura 8.5. Diagrama QFL mostrando composição dos arenitos da Formação Juréia e Membro Ilhabela. Extraído de SOMBRA et al. (1990).....126
Figura 8.6. Gráfico de permeabilidade por porosidade nos arenitos da Formação Juréia (não apresentem clorita) e no Membro Ilhabela (rico em clorita). Extraído de SOMBRA et al. (1990).....127
Figura 8.7. Perfil de Raio Gama e elétrico para o Membro Ilhabela no poço 1-SPS-25. Nota-se que a baixa resistividade do reservatório é associada ao alto teor de microporosidade da clorita. Extraído de SOMBRA et al. (1990)……...128
Figura 8.8. Posição de poços no Campo de Merluza em relação à Muralha Central de Merluza. Extraído de ENCISO e TISI, 1998……..129
Figura 8.9. Seção geológica transversal à Bacia de Santos com a distribuição de poços distintos. Os poços 1-SPS-20 e 1-SPS-21 pertencem à zona de Merluza. Extraído de SOMBRA et al. (1990).....129
Figura 8.10. Seção de correlação estratigráfica baseada em poços no Campo de Merluza, Bacia de Santos, evidenciando a distribuição de arenitos saturados em gás. JINNO e LAMMAS (1990) modificado por MILANI e ARAÚJO (2003).....130
Figura 9.1. Total de emissões de CO_2 no Brasil no período de 1990 a 2017. Extraído de IEA (2019).....131
Figura 9.2. Seção geológica *dip* mostrando modelo de acumulação do *play* Ilhabela, cujo Campo de Merluza é o modelo adotado. 1 - Gerador: Folhelhos da Formação Guaratiba. 2 - Reservatório: Arenitos do Membro Ilhabela. 3 - Selo intraformacional: Formação Itajaí-Açu. 4 - Soterramento. Extraído de ANP (2003).....133

Figura 9.3. Seção sísmica da região do Campo de Merluza. Dados de porosidade e permeabilidade também são apresentados. Extraído de ANP (2015b).....133
Figura 9.4. Visão geral de empreendimentos na Bacia de Santos. Na porção oeste, o Campo de Merluza destaca-se por aparecer sozinho associado a um gasoduto próprio. Extraído de PETROBRAS (2016)……..137
Figura 9.5. Potencial de contribuição de emissões para estágios distintos e usinas distintas com uso de CCS. PC - carvão pulverizado; CCGT - turbina a gás de ciclo combinado; IGCC - ciclo combinado de gaseificação integrada de carvão. Extraído de CUÉLLAR-FRANCA e AZAPAGIC (2015).....144
Figura 9.6. Comparação do potencial de emissões para diferentes opções de CCS e CCUS. Extraído de CUÉLLAR-FRANCA e AZAPAGIC (2015).....145

LISTA DE TABELAS

Tabela 5.1. Projetos de armazenamento de CO_2 utilizando aquíferos salinos como reservatório. Separação Industrial refere-se à geração de CO_2 em indústrias (não geradoras de energia) com técnicas internas de separação……...……..40

Tabela 5.2. Avaliação da capacidade de armazenamento em camadas de carvão. Adaptado de LI e FANG (2014).....42

Tabela 5.3. Aspectos comparativos de campos depletados para uso de injeção de CO_2. Extraído de HANNIS et al. (2017).....53

Tabela 5.4. Sumário comparativo de avaliação de uso de campos depletados e aquíferos salinos para armazenamento de CO_2. Adaptado de HANNIS et al. (2017).....54

Tabela 6.1. Sumário de termos relacionados à porosidade. Extraído de HOOK (2003).....60

Tabela 7.1. Resumo dos principais fatores ligados aos plays exploratórios da Bacia de Santos. Extraído de ANP (2003).....112

Tabela 8.1. Plataformas de produção da Bacia de Santos. Extraído de PETROBRAS (2019a).....119

Tabela 8.2. Composição média dos constituintes do arcabouço. Adaptado de SOMBRA et al. (1990).....125

Tabela 9.1. Critérios favoráveis ao uso do Campo de Merluza para armazenamento geológico de CO_2. Elaboração própria…….138

Tabela 9.2. Compilação de diversos riscos associados aos procedimentos de captura de CO_2……..146

Tabela 9.3. Compilação de diversos riscos associados aos procedimentos de transporte de CO_2……..148

Tabela 9.4. Compilação de diversos riscos associados aos procedimentos de armazenamento de CO_2…….149

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 9.1. Relação de dados de COT por profundidade para a Formação Itajaí-Açu. Gráfico de elaboração própria a partir de dados do poço 1-KMGB-2-SPS de BALBINOT (2008).....134

Gráfico 9.2. Relação de dados de COT por profundidade para a Formação Itajaí-Açu. Gráfico de elaboração própria a partir de dados do poço 1- HESS -1- RJS de BALBINOT (2008).....135

Gráfico 9.3. Relação de dados de COT por profundidade para a Formação Juréia. Gráfico de elaboração própria a partir de dados de BALBINOT (2012). 135

Gráfico 9.4. Estimativa de capacidade de armazenamento de CO_2 por campo da Bacia de Campos (ROCKETT, 2013) e Merluza, na Bacia de Santos. Elaboração própria com dados de ROCKET (2013) e cálculo de Merluza……...141

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANP	Agência Nacional do Petróleo
API	*American Petroleum Institute*
BDEP	Banco de Dados de Exploração e Produção
CBM	*Coal bed methane*
CCS	*Carbon capture and storage*
COT	carbono orgânico total
EIA	Estudo de Impacto Ambiental
EOR	*Enhanced Oil Recovery*
GEE	Gases de efeito estufa
GR	Grau de radioatividade
HI	Índice de Hidrogênio
IEA	International Energy Agency
IEE	Instituto de Energia e Ambiente
IPCC	*Intergovernmental Panel on Climate Change*
LBF	Linha base defronte aos folhelhos
ONU	Organização das Nações Unidas
PCC	Captura pós-combustão
RIMA	Relatório de Impacto Ambiental
TLD	Teste de Longa Duração
USP	Universidade de São Paulo

SUMÁRIO

1. Introdução **19**

2. Apresentação do problema, objetivos e justificativa **22**
2.1. Apresentação do problema 22
2.2. Objetivos 22
2.3. Justificativa 23

3. Plano de trabalho e método utilizado **27**
3.1. Estrutura da Dissertação 28

4. Aspectos gerais sobre captura e armazenamento de carbono **30**
4.1. Armazenamento geológico de CO2 32

5. Reservatórios geológicos para armazenamento de CO2 **35**
5.1. Aquíferos salinos 35
5.2. Camadas de carvão 40
5.3. Campos depletados de óleo e gás 43
5.3.1. Conceituação de Sistema Petrolífero 43
5.3.1.1. Rocha Geradora 45
5.3.1.2. Rocha Reservatório 46
5.3.1.3. Rocha Selante 48
5.3.1.4. Geração 48
5.3.4.5. Migração 49
5.3.4.6. Acumulação 49
5.3.2. Reservatórios depletados e exemplos internacionais 51

6. Critérios para seleção de um reservatório geológico **56**
6.1. Critérios geológicos 56
6.1.1. Porosidade 58
6.1.2. Permeabilidade 61
6.1.3. Estabilidade Tectônica 62
6.1.4. Características do Reservatório 63
6.1.5. Sorção de CO2 em argilominerais 64
6.1.6. Sorção de CO2 em matéria orgânica 65
6.1.7. Grau de exploração da bacia 67
6.2. Critérios físicos, termodinâmicos e hidrodinâmicos 68
6.3. Critérios tecno-econômicos, sociais e regulatórios 69

7. Geologia da Bacia de Santos **71**
7.1. Características geológicas 71
7.2. Estratigrafia da bacia 74

7.2.1. Formação Camboriú 80
7.2.2. Formação Guaratiba 82
7.2.3. Formação Ariri 83
7.2.4. Formação Florianópolis 85
7.2.5. Formação Guarujá 87
7.2.6. Formação Itanhaém 88
7.2.7. Formação Santos 89
7.2.8. Formação Itajaí-Açu 91
7.2.9. Formação Juréia 93
7.2.10. Formação Iguape 95
7.2.11. Formação Marambaia 96
7.2.12. Formação Sepetiba 98
7.3. Sistemas Petrolíferos e Implicações Exploratórias 102
7.3.1. Rocha Geradora 102
7.3.1.1. Rocha Geradora Guaratiba 103
7.3.1.2. Rocha Geradora Itajaí-Açu 103
7.3.2. Rocha Reservatório 104
7.3.2.1. Rochas Carbonáticas da Formação Guarujá 104
7.3.2.2. Reservatórios Siliciclásticos - Arenitos do Membro Ilhabela 104
7.3.2.3. Reservatórios Siliciclásticos - Arenitos do Cretáceo Superior e Eoceno 105
7.3.3. Selos 105
7.3.4. Trapas 105
7.3.5. Geração e Expulsão 106
7.3.6. Migração e Acumulação 106
7.3.7. Sincronismo 107
7.3.8. Plays Exploratórios 107
7.3.8.1. Play Guarujá 107
7.3.8.2. Play Ilhabela 108
7.3.8.3. Play Marambaia 108
7.3.8.4. Play Cretáceo Superior 109
7.3.8.5. Play Rifte 110
7.4. Análise comparativa com a Bacia de Campos 112
7.5. Unidades Geológicas Selecionadas 116

8. Campos Petrolíferos na Bacia de Santos 117
8.1. Histórico exploratório e de produção 117
8.2. Campo de Merluza 120
8.2.1. Aspectos Gerais e Infraestrutura 120
8.2.2. Geologia 122

9. Discussão 131
9.1. Estimativa da Capacidade de Armazenamento de CO2 em Merluza 138
9.1.1. Densidade do CO2 nas condições do reservatório 139

9.1.2. Fator de Recuperação e Volume Original de Óleo in situ 140
9.1.3. Fator do Volume de Formação, Volume de Água Injetada e Produzida 140
9.1.4. Estimativa da capacidade de armazenamento para o Campo de Merluza 140
9.2. Possíveis Impactos Ambientais Associados ao CCS em geral e na zona de Merluza 142
9.2.1. Questões Ambientais na Captura 145
9.2.2. Questões Ambientais no Transporte 147
9.2.3. Questões Ambientais no Armazenamento 149
9.2.4. Questões Ambientais na zona de Merluza 150

10. Considerações Finais e Conclusões 152

Referências Bibliográficas 155

ANEXOS 168

ANEXO A - Tabelas de dados geoquímicos da Bacia de Santos 169

1. Introdução

A comunidade global autorizou, por meio do Acordo de Paris, a escolha de uma meta ambiciosa de redução de emissões durante a segunda metade do século XXI (IEA, 2016). Os países participantes concordam em manter o aumento da temperatura média global em menos de 2 ºC acima dos níveis pré-industriais e de empreender esforços para limitar o aumento da temperatura a 1,5 ºC acima dos níveis pré-industriais. Esse caminho, entretanto, requer o desenvolvimento rápido e extensivo de tecnologias de baixa emissão de carbono, dentre elas a captura e armazenamento de carbono (CCS, do inglês *carbon capture and storage*). Nesse contexto, o setor de energia possui um papel importante nessa mudança de paradigmas, visto que responde por 60% do total de emissões de gases de efeito estufa no mundo.

A alta dependência mundial de combustíveis fósseis indica que uma transição energética rápida — baseada no uso de combustíveis renováveis ou considerando, ainda, a redução do consumo energético total — não será possível sem modificações estruturais na lógica neoliberal de produção e consumo. Dessa forma, as tecnologias de CCS surgem como uma ferramenta relevante para atuação emergencial, uma técnica "de redução de danos" a ser utilizada para que se atinjam as metas do Acordo de Paris. A figura 1.1. indica a participação significativa do CCS na redução de emissões de gases de efeito estufa.

Deste modo, a busca por reservatórios geológicos é essencial pois corresponde a uma etapa final possível de destinação do CO_2 na cadeia do CCS. Encontrar reservatórios seguros, bem localizados e que possibilitem o armazenamento de grande quantidade de gás é relevante tanto por aspectos tecnológicos quanto econômicos. Atualmente, o portfólio de projetos de CCS instalados pelo mundo é relativamente amplo e em 2016 a Agência Internacional de Energia (IEA, do inglês *International Energy Agency*) publicou um relatório compilando dados sobre os 20 anos de desenvolvimento dessa tecnologia (com sua gênese representada pelo projeto Sleipner, na Noruega).

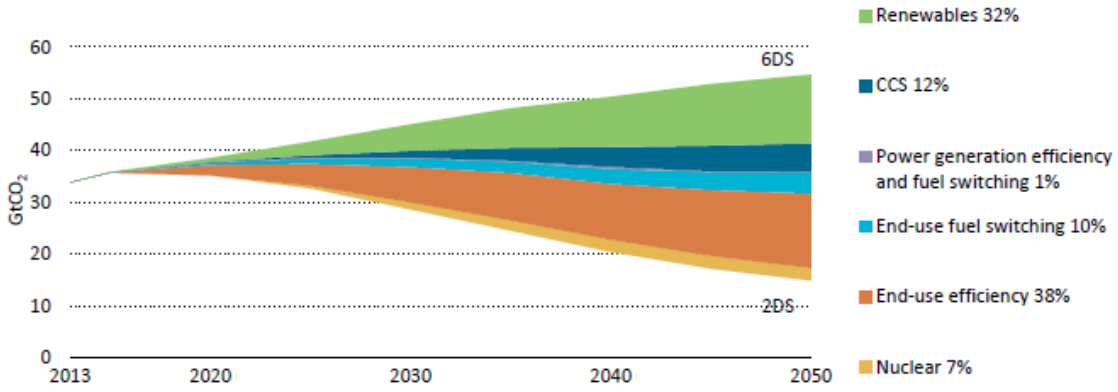


Figura 1.1. CCS representando cerca de 12% da redução de emissões cumulativas necessárias até 2050. Extraído de IEA (2016).

O desenvolvimento mundial das tecnologias de CCS progrediu consideravelmente apesar das políticas de suporte relativamente flutuantes e limitadas. O número de projetos em larga escala cresceu de 3 para 21 desde o desenvolvimento de Sleipner em 1996. Em conjunto, esses projetos são capazes de capturar mais de 28 milhões de toneladas de CO_2 por ano. Além disso, possibilitam o desenvolvimento da experiência necessária para que se atinjam reduções de custos tecnológicos, desenvolvimento de estrutura regulatória e ampliam os horizontes para o desenvolvimento do CCS em aplicações energéticas e industriais (IEA, 2016).

No contexto brasileiro, o desenvolvimento das tecnologias de CCS toma um espaço relevante pela atuação de empresas petrolíferas no país e também pelo desenvolvimento de tecnologias que respondam positivamente às tendências contempladas mundialmente. É evidente que o processo de exploração de petróleo *offshore* resulta na emissão de gases de efeito estufa. Dados fornecidos pelo Ministério da Ciência e Tecnologia sobre as emissões de gases de efeito estufa da extração e transporte de petróleo e gás natural no Brasil mostram um aumento de 6201 $GgCO_2$ em 1990 para 15 782 $GgCO_2$ (emissões fugitivas) em 2015. Ao considerar as emissões totais (turbinas a gás, turbocompressores e emissões fugitivas), esse valor total pode chegar a 534 674,4 toneladas de CO_2 por ano. Os altos valores reiteram a necessidade de realocar estas emissões, colocando novamente o CCS em foco.

Assim, o escopo desse projeto é a busca de possíveis reservatórios geológicos para CO_2 na Bacia de Santos. Esta bacia possui localização privilegiada, estando próxima de centros produtores e consumidores de derivados de petróleo. Além disso, a presença de

empresas locais que estão dispostas a desenvolver esse tipo de tecnologia é um fator relevante. O trabalho acabou por direcionar o foco do estudo preferencialmente para a zona de Merluza.

O Campo de Merluza, localizado na Bacia de Santos, tem uma área de desenvolvimento de cerca de 51,16 km². Este campo possui dois reservatórios, ambos de idade santoniana: arenitos da Formação Juréia e arenitos da Formação Itajaí-Açu (Membro Ilhabela). Os reservatórios de Merluza tem como característica acumulações de gás. A figura 1.2. abaixo apresenta o histórico de produção de petróleo e gás do Campo de Merluza. O histórico mostra uma produção decrescente, o que coloca em pauta um descomissionamento não muito distante, ou, ainda, a possibilidade de sua conversão para um projeto de armazenamento de CO_2.

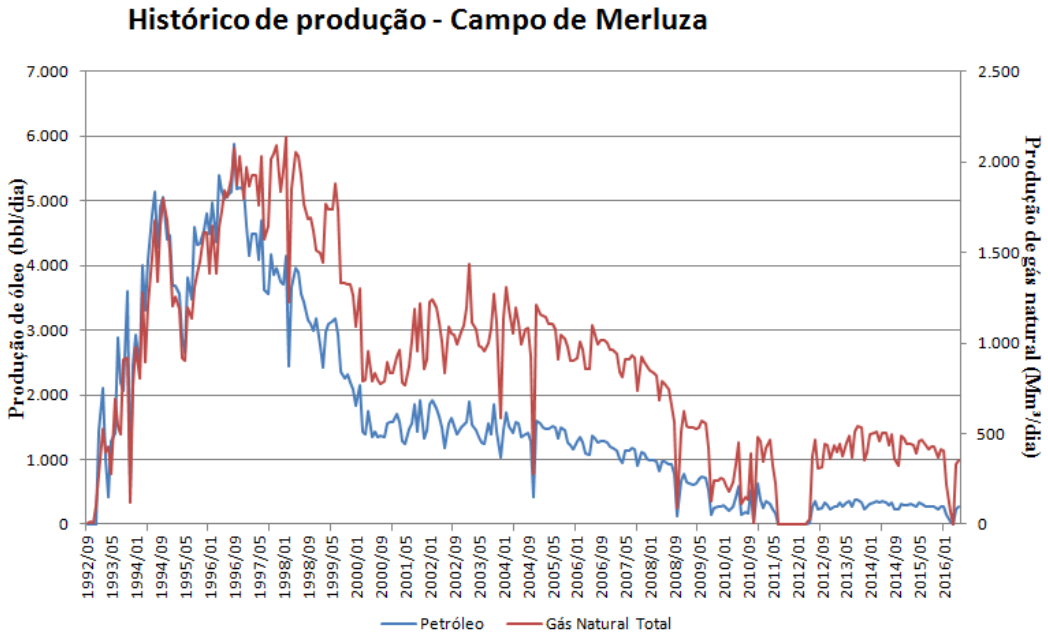


Figura 1.2. Histórico de produção do Campo de Merluza. Extraído de ANP (2017a).

2. Apresentação do problema, objetivos e justificativa

2.1. Apresentação do problema

O interesse desse projeto é contribuir com a análise de formações rochosas na Bacia de Santos que possam ser utilizadas como reservatórios geológicos de CO_2. Nesse sentido, esse trabalho se situa num cenário mundial de esforços ativos em atividades que evoquem resoluções e direcionamentos para a destinação das emissões de gases de efeito estufa que hoje resultam em consequências climáticas com impactos diretos às condições de sobrevivência para as diversas formas de vida no planeta. Dessa forma, o estudo centra-se em alguns aspectos principais:

- Qual o estado da arte das informações disponíveis sobre armazenamento de CO_2, Bacia de Santos e os diversos tópicos que precisam ser compreendidos de maneira a que se atinja o objetivo final desse projeto?
- Existem exemplos no cenário global que favoreçam esse tipo de análise ou que possam embasar esse estudo?
- Dentre as opções de armazenamento geológico propostas internacionalmente, qual é o modelo mais adequado para aplicação na Bacia de Santos?

2.2. Objetivos

Os objetivos deste trabalho podem ser especificados em termos de objetivos gerais e objetivos específicos. O objetivo principal e geral dessa pesquisa é a busca de possíveis reservatórios geológicos na Bacia de Santos para armazenamento geológico de CO_2.

Dentre os objetivos específicos, pode-se mencionar a necessidade de uma ampla compilação acerca dos diversos aspectos que precisam ser estudados para que se verifique a possibilidade ou não de armazenamento na Bacia de Santos. Assim, é preciso:

- Compilar informações sobre armazenamento geológico de CO_2 especificando quais os principais tipos de reservatórios utilizados mundialmente;
- Caracterizar os diversos aspectos referentes à Bacia de Santos;

- Determinar quais aspectos favorecem a retenção de CO_2 em rochas estabelecendo categorias para os mesmos;

Com esse desenvolvimento inicial em mãos, surge a necessidade por dados mais específicos da Bacia de Santos: descrição litológicas e mineralógicas possibilitam a análise de viabilidade de uso dessas rochas. Ademais, a disponibilidade de trabalhos semelhantes, ainda que sobre bacias diferentes, permite uma comparação com análises semelhantes presentes na bibliografia. Assim, objetiva-se um trabalho que abranja aspectos diversos no que diz respeito à possibilidade de uso de certas formações da Bacia de Santos para uso como reservatório geológico de CO_2.

2.3. Justificativa

Esse trabalho se coloca num cenário mundial em que as políticas públicas tendem a se alinhar com o direcionamento da busca de soluções para as questões climáticas. Seja no contexto em que as mudanças climáticas se tornam foco das principais políticas públicas de gestão ambiental, seja no próprio desenvolvimento das tecnologias de CCS como um fim em si, essa abordagem faz sentido por tratar de questões atuais pelas mais diversas lentes.

Em 1988 o Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC, do inglês *International Panel for Climate Change*) foi criado pela Organização das Nações Unidas (ONU) com o objetivo de divulgar conhecimento científico sobre o assunto. Considerado a maior referência internacional sobre mudanças climáticas (UK PARLIAMENT, 2005), o IPCC publica periodicamente relatórios compostos de pesquisas científicas diversas sobre o assunto, produzidas por organizações independentes. Os dados publicados pelo IPCC são utilizados como base para elaboração de políticas públicas diversas como as medidas propostas pelo Acordo de Paris.

O termo mudanças climáticas refere-se às variações de temperatura, precipitação e fenômenos climáticos diversos em relação à médias históricas. Assim, mudança climática é a variação a longo prazo significativa do ponto de vista estatístico em um parâmetro climático estudado (seja temperatura, vento, precipitação) ou ainda em sua variabilidade num período de décadas a milhões de anos (IPCC, 2014). As emissões antropogênicas de gases de efeito

estufa aumentam desde a era pré industrial, mas nas últimas décadas o ritmo de crescimento se tornou ainda mais acentuado (figura 2.1.).

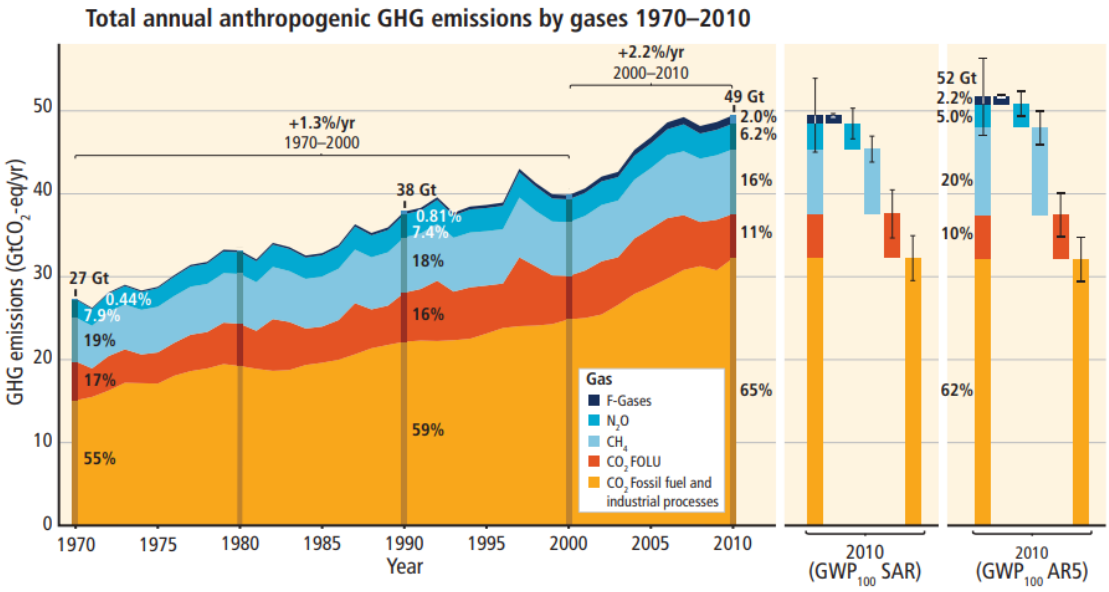


Figura 2.1. Emissões antropogênicas anuais de gases de efeito estufa entre 1970 e 2010. Extraído de IPCC (2014).

O último relatório do IPCC indica que é *extremamente provável* que mais da metade do incremento da temperatura global observada de 1951 a 2010 seja ocasionada pelo aumento das emissões antropogênicas de gases de efeito estufa e outras ações humanas combinadas (IPCC, 2014). Assim, emissões continuadas de gases de efeito estufa podem ocasionar impactos severos e irreversíveis para os ecossistemas atuais e para a vida humana.

Desde que as tecnologias de captura e armazenamento de carbono começaram a ser tratadas como ferramentas para a redução de emissões de gases de efeito estufa, muitos processos promissores foram abordados, mas poucos foram efetivados testados em escala comercial. O desafio de se reduzir drasticamente as emissões de gases de efeito estufa (GEE) no século XXI é desafiador quando se compara o ritmo de crescimento e consumo energético da população humana historicamente (figura 2.2.). Outra questão relevante é que não apenas o consumo energético cresce, mas também é liderado pelas chamadas fontes fósseis. Petróleo, gás natural e carvão correspondem às três maiores fontes energéticas utilizadas atualmente e nas projeções futuras.

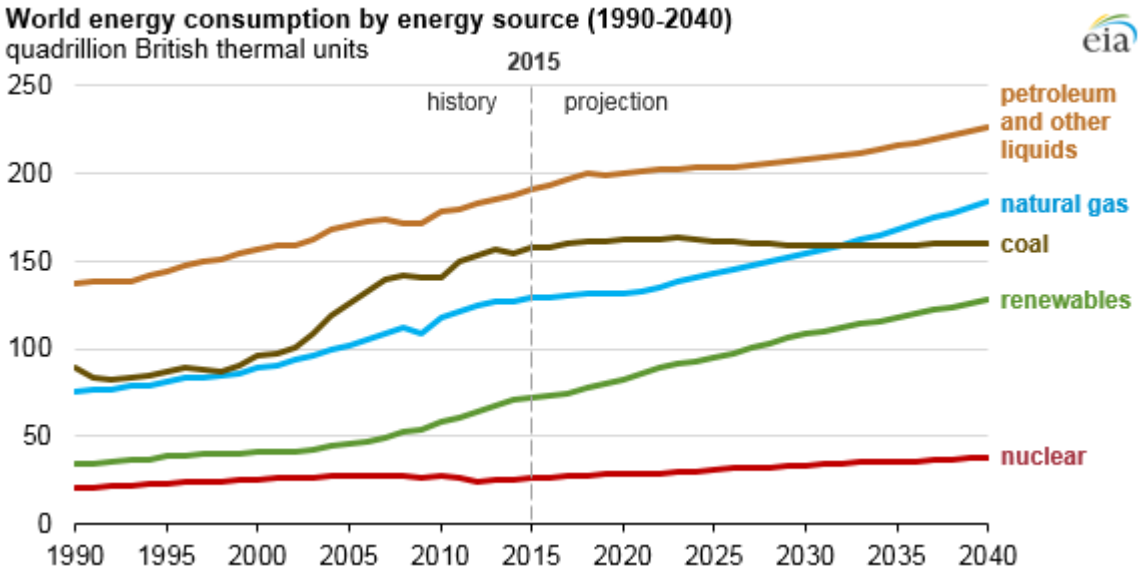


Figura 2.2. Consumo energético mundial histórico e projetado até o ano de 2040. Extraído de EIA (2017).

Esse cenário torna ainda mais complicada a busca por redução de GEE para que se atinjam as metas propostas em acordos internacionais. O uso das tecnologias de captura e armazenamento de carbono tomam, portanto, uma outra roupagem, mostrando que sua urgência se dá num cenário onde o uso de combustíveis fósseis — responsáveis por grande parte das emissões mundiais — não apenas se reduz como aumenta.

Diante desse encadeamento de fatos que parece ir no sentido contrário ao planejamento mundial, buscar soluções como o armazenamento geológico de CO_2 parece um caminho não apenas necessário como também crucial. A preocupação com a possibilidade de vazamento de gases sempre foi uma questão ao se abordar o armazenamento geológico de CO_2, mas estudos diversos (desde modelagem até monitoramento de casos reais) indicam que o armazenamento é um procedimento seguro, resiliente e viável para a mitigação de emissões, mesmo quando parâmetros pessimistas são avaliados em cenários de armazenamento precariamente regulados (ALCADE et al., 2018).

O armazenamento geológico é a etapa final da cadeia do CCS e consiste do uso de formações rochosas profundas, porosas e permeáveis como local de estocagem do gás em questão. Atualmente, existem 21 processos de armazenamento geológico de CO_2 em escala comercial ou em etapa de construção por todo o mundo (NEWELL e ILGEN, 2019). Ainda que diversos desafios permeiem o desenvolvimento dessas metodologias, sua necessidade

justificada pelas questões climáticas e pelo próprio interesse econômico mundial nesse tipo de empreendimento justifica voltar as atenções no cenário brasileiro para tal.

A Bacia de Santos, portanto, surge como um local estratégico para esses desdobramentos: localizada próxima de grandes centros produtores, consumidores, *offshore* (evitando conflitos de interesse com populações humanas locais), possuindo campos de petróleo quase depletados (ou que se tornarão no futuro) e sendo ela própria produtora de petróleo e gás. Desse modo, a busca por reservatórios geológicos para armazenamento de CO_2 na Bacia de Santos é um caminho natural dadas as perspectivas mencionadas anteriormente.

3. Plano de trabalho e método utilizado

O desenvolvimento desse projeto resultou numa compilação bibliográfica sobre os diversos aspectos que cerceiam a temática da captura e armazenamento de carbono. Nesse sentido, a metodologia consta de uma revisão bibliográfica crítica e da indicação, a partir dos dados selecionados, de quais seriam as unidades mais adequadas para a idealização de um projeto de armazenamento de CO_2. Dentre as etapas realizadas, pode-se mencionar:

- Levantamento bibliográfico sobre a geologia da Bacia de Santos, com a obtenção de dados geológicos gerais e específicos.
- Levantamento bibliográfico sobre as técnicas de CCS.
- Histórico sobre projetos mundiais de CCS, com foco em aquíferos salinos, camadas de carvão e campos de petróleo e gás depletados.
- Levantamento das características desejáveis para que uma rocha atue como reservatório adequado para CO_2.
- Busca de dados específicos referentes ao Campo de Merluza, que possibilitem compreender a disponibilidade atual da aplicação de CCS no local.
- Elaboração de uma tabela sumarizando as características que apontam o local escolhido como favorável à aplicação de um projeto de armazenamento de CO_2.
- Tratamento de dados obtidos na literatura através de gráficos que facilitem a visualização de dados de teor de carbono orgânico total.
- Cálculo da estimativa de capacidade de armazenamento de CO_2 para um dado campo de acordo com metodologia proposta na literatura e comparação com potenciais estimados para campos da Bacia de Campos.

Deste modo, o trabalho iniciou-se como uma busca geral de possibilidades de armazenamento na Bacia de Santos, culminando na seleção de um local específico que atendesse os diversos critérios necessários para que um local atue como reservatório geológico de CO_2.

3.1. Estrutura da Dissertação

A estrutura desta dissertação compõe-se de três capítulos iniciais trazendo uma introdução, apresentação do problema, objetivos, justificativa e metodologia do trabalho. No quarto capítulo apresenta-se um estudo sobre aspectos gerais das tecnologias de CCS, compreendo nomenclaturas e terminologias utilizadas na área.

O quinto capítulo apresenta as principais possibilidades de reservatórios geológicos para armazenamento de CO_2, indicando as características de cada tipo e uma breve revisão de usos dos mesmos em escala internacional.

O sexto capítulo apresenta quais critérios devem ser considerados na busca de um reservatório de CO_2, sendo estes critérios geológicos, físicos (termo e hidrodinâmicos) e econômicos, sociais e regulatórios.

O sétimo capítulo traz uma revisão geral acerca da Bacia de Santos, com suas características geológicas, sistemas petrolíferos, análise comparativa com a Bacia de Campos e as unidades geológicas selecionadas para o armazenamento.

O oitavo capítulo apresenta um sumário acerca de campos petrolíferos da Bacia de Santos na atualidade e um breve histórico sobre o processo de exploração petrolífera nos campos estudados.

O oitavo capítulo também se dedica ao Campo de Merluza, local selecionado como exemplo de local selecionado para um projeto de armazenamento. Neste capítulo somam-se informações geológicas e de infraestrutura local.

Os capítulos nove e dez apresentam uma discussão sobre todos os aspectos anteriores e considerações finais. No capítulo nove também se introduz o cálculo da capacidade de armazenamento de CO_2 para o Campo de Merluza de acordo com metodologia proposta na literatura e uma breve comparação com estimativas existentes para os campos petrolíferos da Bacia de Campos.

Ainda no capítulo nove são apresentadas questões ambientais que devem ser analisadas em um projeto de armazenamento geológico de CO_2, sendo essas questões

associadas às três principais partes da cadeia de CCS — captura, transporte, armazenamento — e também comenta questões ambientais particulares da zona do Campo de Merluza.

Posteriormente são apresentados alguns anexos que foram utilizados na construção de gráficos apresentados na discussão.

4. Aspectos gerais sobre captura e armazenamento de carbono

A temática das mudanças climáticas cria novos paradigmas para a economia e sociedade de todo o mundo ao introduzir novos riscos e flutuações de recursos no tempo e espaço, criando novas vulnerabilidades (IPCC, 2013). A emissão de gases de efeito estufa é considerado um contratempo em escala global, sendo abordada em importantes acordos diplomáticos mundiais como o Acordo de Paris, assinado em 2016 e aprovado pelos 195 países participantes da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima (SECAF, 2016). Nesse sentido, as mudanças climáticas forçam a sociedade para se adaptar a novos padrões de consumo de recursos e também incrementa os questionamentos acerca das responsabilidades de manejo dessas mudanças (ERIKSEN et al., 2015).

Assim, o mercado de combustíveis fósseis situa-se em um território complexo: ainda que haja demanda pelo uso desses combustíveis, as discussões ambientais associadas às mudanças climáticas e emissões de GEE se tornam uma questão difícil de ser ignorada. A estabilização das mudanças climáticas impõe limitações às emissões de CO_2 provenientes do uso de combustíveis fósseis, levando a uma realocação do preço e uso destes (BAUER et al., 2016).

Nesse contexto, as tecnologias de CCS surgem como uma ferramenta essencial e cada vez mais proeminente para que as metas de mitigação de emissão de gases de efeito estufa sejam atendidas pelos setores energéticos e industriais (REINER et al., 2016; BUI et al., 2018). A cadeia do CCS pode ser dividida em diferentes processos que se compõem de três etapas principais: captura, transporte e armazenamento (SATHRE et al., 2012). A captura de carbono é uma área que depende dos avanços tecnológicos para seu desenvolvimento. Três formas de abordagem são mais comumente usadas para processos de captura: pós-combustão, pré-combustão e oxicombustível. Atualmente, a captura pós-combustão (PCC, do inglês *post-combustion capture*) é posicionada como a metodologia de captura mais desenvolvida, embora várias tecnologias possam se beneficiar de avanços científicos e reduções de custos no futuro próximo (IEA, 2016). O PCC é baseado na separação de CO_2 com solventes à base de amina. O CO_2 capturado é subsequentemente comprimido em um fluido supercrítico e transportado para um local de armazenamento de longo prazo (BROWN e SOVACOOL,

2011; SATHRE et al., 2012). Os primeiros processos de captura em escala comercial utilizando essa tecnologia se deram em 2014. A captura de CO_2 por combustão de oxi-combustível também apresentou avanços marcantes nas últimas décadas, desde sua atuação em escalas diversas até novas aplicações de modelagem. A tecnologia é aplicável à geração de energia, mas também pode funcionar para aplicação industrial em larga escala para casos como cimento, aço e refino de petróleo (IEA, 2016).

Em pequena escala, a combustão por oxi-combustível se provou muito eficiente, e dentre alguns exemplos práticos pode-se citar Callide (na Austrália), um projeto com 30 MW operando entre 2012 e 2015; projeto piloto de 30 MW operando em Schwarze Pumpe, na Alemanha (entre 2008 e 2014), dentre outros. Apesar de experimentais, esses projetos abrem portas para novos estudos e possibilidades futuras. Por fim, a captura por pré-combustão (ou ciclo combinado de gaseificação integrada) se utiliza de equipamentos comercialmente maduros para produzir gás de síntese ou para separar o H_2/CO_2 resultante da reação da mudança de água para gás. Essa tecnologia pode ser aplicada para indústrias que emitem grandes quantidades de CO_2 incluindo indústria do ferro, aço e química (fomentada por gás e carvão) (IEA, 2016).

Outro processo cujas características associadas são essenciais no planejamento da aplicação das tecnologias de CCS é o transporte. Isso porque sua forma e disposição física podem acarretar altos custos ao resultado final do projeto. O uso de gasodutos para transporte de CO_2, é uma tecnologia considerada madura, cuja experiência já vem de décadas, principalmente nos territórios norte-americanos (IPCC, 2005; BROWNSORT, 2015; IEA, 2016). No caso dos Estados Unidos, o uso de gasodutos foi fisicamente possível a partir da metade da década de 1980, tendo em vista que essa construção se deu para o transporte de gás natural. Um dos aspectos positivos desse tipo de transporte é que os gasodutos já estão consolidados comercialmente, sendo bem regulados, consideravelmente seguros e uma opção madura para o transporte de CO_2 em larga escala (IEA, 2016). O interesse no desenvolvimento de linhas de gasodutos também é considerável na Europa, Canadá e Austrália.

Outra forma de transporte que também possui suas vantagens é o uso de navios. Atualmente, o uso de navios para se transportar CO_2 por longas distâncias tornou-se mais

efetivo no que diz respeito aos custos (sendo que longas distâncias incluem locações separadas por mais que 2400 km) do que o uso de gasodutos (IEA, 2016). O interesse principal no uso de navios se dá em regiões costeiras, como o mar Báltico, Noruega, Coreia do Sul e Japão. Outro aspecto positivo dessa forma de transporte é sua maior flexibilidade quando comparado aos gasodutos, visto que isso pode facilitar o transporte imediato de CO_2 que poderá, se consolidado, se transformar em gasodutos (IEA, 2016).

4.1. Armazenamento geológico de CO_2

O destino final do CO_2 que passou pela captura e posterior transporte é o armazenamento geológico. No início do desenvolvimento das tecnologias de captura e armazenamento de carbono, os potenciais locais para estocar esse gás eram variados. Incluíam-se formações salinas profundas, campos depletados de óleo e gás, camadas de carvão, basaltos, folhelhos, cavernas de sal e minas abandonadas (IEA, 2016). As formações salinas foram identificadas como as que apresentam maior potencial para o armazenamento de CO_2 (IPCC, 2005).

A injeção de CO_2 em camadas de carvão foi estudada intensivamente no final da década de 1990, mas as tentativas se mostraram falhas e desde então esse segmento tem tomado menos investimento. Dessa forma, na última década todos os olhos se voltaram para o estudo de formações salinas profundas e para o uso de campos depletados de petróleo. Para as formações salinas, esse interesse se dá porque ainda são muito desconhecidas (devido ao desinteresse petrolífero), embora apresentem-se muito marcantes em volume. Atualmente, o uso de armazenamento geológicos para CO_2 está diretamente associada à prática de *enhanced oil recovery* (EOR), na qual o gás injetado de maneira a dar sobrevida a campos maduros de petróleo e gás. A figura 4.1. traz uma estimativa da capacidade global de armazenamento de CO_2 dentre os principais tipos de reservatórios.

Reservoir type	Estimate of storage capacity $GtCO_2$	
	Lower	Upper
Oil and gas fields	675	900
Un-minable coal seams	3-15	200
Deep saline formations	1 000	Uncertain, possible 10^4

Figura 4.1. Estimativa global de capacidade de armazenamento geológico de CO_2. Extraído de IPCC (2005).

Para que se pense o armazenamento de CO_2 em profundidade é necessário que se vise sua permanência a longo prazo. Assim, quando o gás é injetado nas formações profundas, este é comprimido pelas altas pressões e se torna essencialmente líquido (IEA, 2007). A depender das características físico-químicas da rocha e do fluido, diferentes mecanismos de trapeamento vão atuar.

O armazenamento estrutural é o primeiro a atuar, tendo efeito imediato, mas é posteriormente seguido pelos demais mecanismos que incrementam a segurança do armazenamento. Quanto mais tempo o CO_2 permanece em profundidade, maior sua segurança. Ao se inserir o CO_2 em regiões profundas, este se encontra mais leve que a água, tendendo a subir pela porosidade das rochas até atingir o topo da formação em questão. Nesse momento, o fluxo deve ser interrompido pela presença de uma rocha de maior impermeabilidade localizada diretamente acima da formação onde se injetou o gás.

O armazenamento residual pode ser compreendido pela atuação das rochas reservatórios como uma esponja rígida. Quando o CO_2 líquido é injetado numa formação rochosa, muito dele se prende aos espaços porosos tornando-se imóvel. O armazenamento por dissolução resulta da dissolução do CO_2 na água salgada. A água com CO_2 dissolvido é cerca de dez vezes mais pesada que a água em seu entorno, descendo para a base da formação rochosa e mantendo o CO_2 ali indefinidamente.

Por fim, a dissolução mineral consiste na ideia de que o CO_2 dissolvido em água salina é levemente ácido, podendo reagir com os minerais de seu entorno. Esse processo pode originar novos minerais que atuam capeando a rocha. A formação desses minerais pode ser rápida ou lenta e atua de maneira efetiva no sentido de blindar o CO_2 dentro da rocha. A figura 4.2. apresenta a atuação desses diversos mecanismos no decorrer do tempo. É relevante compreender que a relativa magnitude desses processos e sua evolução com o tempo é ainda pouco compreendida e depende do estado físico e mineralógico dos reservatórios, assim como das reações fluido-rocha e fluido-fluxo.

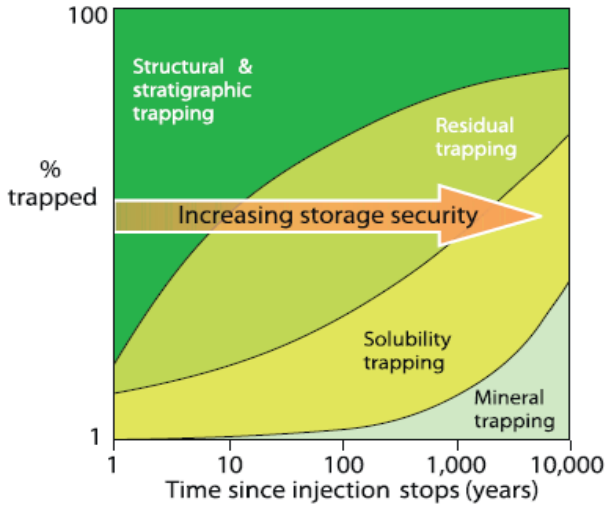


Figura 4.2. Desenho esquemático representando a atuação dos diferentes métodos de trapeamento no decorrer do tempo. Extraído de IPCC (2005).

5. Reservatórios geológicos para armazenamento de CO_2

O tópico sobre armazenamento geológico de CO_2 apresentou uma visão geral sobre mecanismos de armazenamento geológico de CO_2. Nesse tópico, pretende-se aprofundar essas definições e explicar com maior profundidade o conceito de sistema petrolífero para que se compreenda adequadamente o armazenamento em campos depletados de óleo e gás.

5.1. Aquíferos salinos

O uso de aquíferos salinos é considerado uma das três opções principais para o armazenamento geológico de CO_2, juntamente com o uso de reservatórios depletados de óleo e gás e camadas de carvão (MICHAEL, 2010). Aquíferos salinos podem ser definidos como reservatórios rochosos porosos e permeáveis que possuem fluidos salinos nos espaços entre os grãos (BENTHAM e KIRBY, 2005). Comumente, devido às grandes proporções salinas e profundidade, a água não pode ser aproveitada por motivos técnicos e econômicos.

Na comparação com as duas outras opções, os aquíferos salinos levam vantagem ao apresentar um maior potencial global para o armazenamento (IPCC, 2005). Ademais, a experiência da injeção de CO_2 em projetos pilotos (Frio, Ketzin, Nagaoka) e operações comerciais existentes (Sleipner, Snøvit, In Salah) indica que o armazenamento geológico de CO_2 em aquíferos salinos é tecnologicamente factível (MICHAEL, 2010).

Diversos estudos se proporam a estudar a capacidade de estocagem dos aquíferos salinos, sendo o mais conhecido proposto pelo relatório especial do IPCC (2005). A estimagem total resulta da somatória de capacidades locais e foi publicado que os aquíferos salinos possuíam uma capacidade mínima de estocar 1000 $GtCO_2$ e máxima incerta, mas na faixa de 10^4 $GtCO_2$. Críticas à essa metodologia de cálculo referem-se à falta de quantificação das incertezas associadas, mas o IPCC afirma que esses cálculos apresentam correções propostas em metodologias distintas (THIBEAU e MUCHA, 2011). De toda forma, os aquíferos salinos são apresentados como os reservatórios de maior potencial de estocagem.

O uso mais recente do conceito de eficiência de armazenamento também pode ser aplicado aos aquíferos salinos (BACHU, 2015). A eficiência do armazenamento de CO_2 pode ser compreendida como a proporção entre o volume de CO_2 injetado no aquífero pelo espaço ocupado por poros no volume do aquífero. Dados publicados na literatura sugerem uma

eficiência que varia grandemente, de menos de 1% a mais de 10%, não sendo possível universalizar um valor que caracterize um valor padrão (BACHU, 2015). Ademais, a eficiência do armazenamento depende de fatores espaciais e temporais.

Dentre os inúmeros parâmetros que afetam o armazenamento em aquíferos salinos profundos, os seguintes podem ser mencionados: pressão *in situ*, injetividade, duração da injeção, temperatura, permeabilidade, compressibilidade, salinidade da água da formação, porosidade, difusividade, compressibilidade, pressão capilar, integridade das rochas, propriedades geoquímicas e geofísicas do aquífero, dentre outras características geológicas dos arredores do local de injeção (DE SILVA, 2012). A avaliação do armazenamento de CO_2 em aquíferos salinos, considerando-se escala industrial, pode incluir o uso de ferramentas analíticas, simulações genéricas de reservatório e estudos específicos de modelagem de fluxo (HORTLE et al., 2014). Os métodos de estimação do potencial teórico de armazenamento de CO_2 para aquíferos dependem do mecanismo de armazenamento e do status do reservatório. Já para análise do potencial efetivo, é necessário que se encontre informações acerca da capacidade de capeamento, profundidade do armazenamento, sistemas de pressão e volume de poros baseado na capacidade teórica (DE SILVA, 2012).

Os mecanismos de trapeamento num aquífero salino podem ser expressos conforme a figura 5.1. elucida. Nesse caso, a atuação do trapeamento mineral é muito reduzido por operar em taxas muito pequenas.

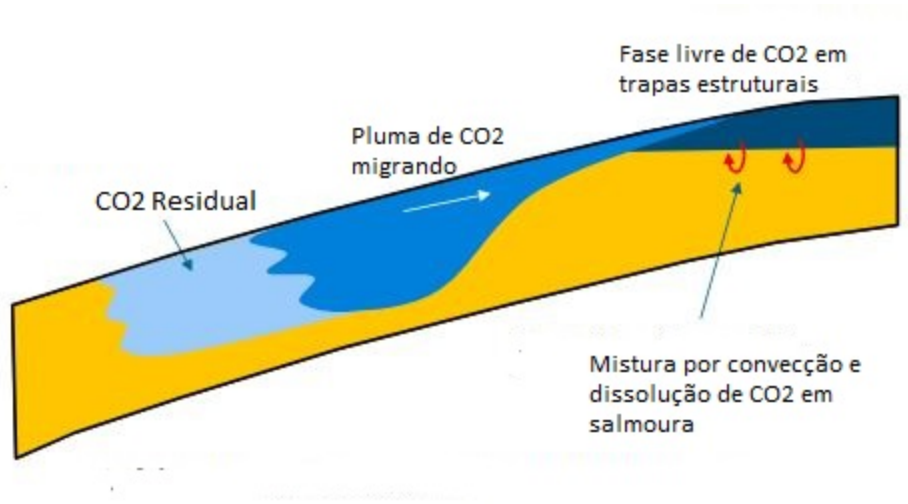


Figura 5.1. Principais mecanismos de trapeamento em um aquífero salino. Modificado de RINGROSE (2018).

BACHU (2007) define mais mecanismos de trapeamento, e demonstra sua atuação em tempos distintos (durante a injeção de CO_2 e posteriormente). A figura 5.2. abaixo apresenta essa compreensão. Entende-se da imagem que mecanismos como trapeamento mineral, residual e de dissolução atuam em escalas de tempo muito longas, operando devagar em séculos ou milênios, com atuações quase imperceptíveis no momento da injeção, que se encontra na escala de décadas (BACHU, 2007).

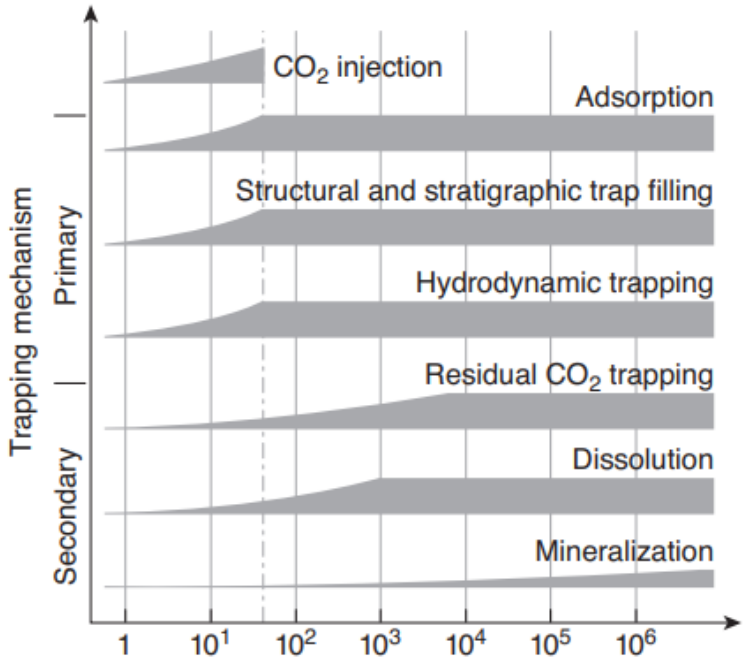


Figura 5.2. Dependência temporal de mecanismos de armazenamento diversos operando em formações salinas durante e após a injeção. O eixo *x* apresenta o tempo em anos. Extraído de BACHU (2007).

Para se compreender o armazenamento em aquíferos salinos é útil que se defina um coeficiente de capacidade de estocagem de CO_2 C_c expresso pela razão entre o volume injetado $V_{injetado}$ e o volume de poros da unidade de armazenamento V_{pv}. No caso de injeção contínua a partir de um único ponto, pode-se definir C_c para um cilindro de expansão contendo a pluma. Nessa situação, o coeficiente de capacidade de estocagem de CO_2 pode ser expresso como:

$$C_c = \frac{V_{injetado}}{V_{PV}} = \frac{Q_{poço}\, t}{\phi\, B\, \pi\, (r_{máx})^2}$$

Sendo $Q_{poço}$ o volume de injeção no momento t, ϕ a porosidade, B a espessura da unidade de armazenamento e $r_{máx}$ o raio do cilindro, conforme observado na figura 5.3.

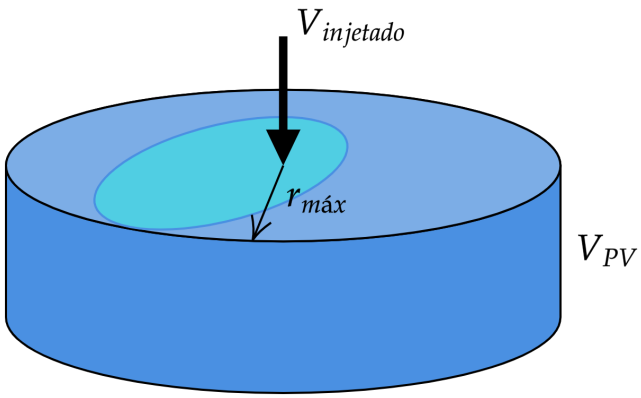


Figura 5.3. Fatores definidos para coeficiente de capacidade de estocagem C_c para um cilindro de expansão contendo a pluma de CO_2. Modificado de RINGROSE (2018).

Considerando um fluxo preferencialmente viscoso (negligenciando capilaridade e força de empuxo), $r_{máx}$ é dado pela seguinte equação (NORDBOTTEN e CELIA, 2006):

$$r_{máx} = \sqrt{\frac{\lambda_c}{\lambda_b} \frac{Q_{poço}\, t}{\phi\, B\, \pi}}$$

Sendo λ_c e λ_b a mobilidade de fluido para o CO_2 e para a salmoura, t é o intervalo de injeção. Para cada fase i a mobilidade do fluido é a razão entre a permeabilidade relativa a viscosidade, $\lambda_i = k_i / \mu_i$. O cálculo de C_c usando esse método dá resultados dependentes da propriedade do fluido em questão. Por exemplo, ao se injetar CO_2 em uma profundidade de cerca de 1 km em um aquífero de 100 m, o valor analítico para C_c é de cerca de 0,25 (assumindo-se $\lambda_r = 4$ e $\Delta p = 300$ kg/m^3). Dessa forma, pode-se esperar coeficientes de estocagem em torno de 25% do volume de poro disponível considerando a atuação única de forças de viscosidade (RINGROSE, 2018). É possível adicionar os efeitos do empuxo na pluma de CO_2 em expansão, sendo necessário definir a razão entre gravidade e viscosidade.

O primeiro projeto em escala industrial de captura e armazenamento de CO_2 foi realizado com o uso de aquíferos salinos no projeto Sleipner, na Noruega, em 1996. Até o ano de 2017, Sleiper e Snøhvit (uma segundo projeto muito semelhante ao primeiro) já haviam

recuperado 22Mt de CO_2 na região *offshore* da Noruega (RINGROSE, 2018). O projeto Snøhvit iniciou-se no ano de 2008 e faz parte do desenvolvimento do campo de gás Snøhvit, no mar de Barents. O CO_2 injetado vem de uma planta de processamento localizada *onshore* chamada Melkøya, sendo transportado por 150 km com o uso de um gasoduto. O gás era inicialmente injetado na formação Tubåen, um aquífero salino. Contudo, um incremento de pressão foi associado ao processo de injeção do gás, o que modificou o plano de armazenamento em 2011, que passou a ser estocado no aquífero salino da formação Stø. Desde esse acontecimento, o armazenamento continua sendo realizado com a manutenção de uma pressão estável (RINGROSE, 2018).

Alguns autores sugerem que o uso de aquíferos salinos profundos não é adequado economicamente porque estes exigiriam quantidades significativas de investimentos em infraestrutura (poços de injeção, gasodutos, equipamentos distintos etc.). A injeção de CO_2 é responsável pelo aumento da pressão no reservatório como resultado de dois efeitos distintos: o primeiro é um incremento de pressão nas imediações do local de injeção ocasionada pela velocidade com que o gás atinge o reservatório; o segundo, um aumento de pressão em escala regional que ocorre caso o aquífero seja fechado ou se a água que sai da região onde o CO_2 injetado não é suficiente para manter o gradiente normal (THIBEAU e MUCHA, 2011). O primeiro efeito pode ser mitigado com o uso de injetores de CO_2, mas a solução pra segunda questão pro segundo problema mencionado ainda é desconhecida.

Por fim, é importante mencionar os projetos de armazenamento em aquíferos salinos atualmente em execução. Os já mencionados Sleiper e Snøhvit são exemplos mundiais de pioneirismo e sucesso nesse tipo de empreendimento. A tabela a seguir foi construída com os principais empreendimentos de armazenamento de carbono (em atividade ou com início planejado) em aquíferos salinos a partir de dados disponibilizados por ADU et al. (2019).

País	Projeto	Tipo de captura	Capacidade de captura (Mtpa)	Transporte do CO_2
Estados Unidos	Illinois Industrial Carbon Capture Project	Separação industrial	1.0	Gasoduto
Canadá	Quest	Separação industrial	1.0	Gasoduto
Austrália	CarbonNet Project	Em avaliação	1.0–5.0	Gasoduto
Noruega	Sleipnet CO_2 Storage Project	Pré-combustão	0.9	Injeção direta
Noruega	Snøhvit CO_2 Storage Project	Pré-combustão	0.7	Gasoduto
Reino Unido	Don Valley Power Project	Pré-combustão	1.5	Gasoduto
Reino Unido	Teeside Collective Project	Variado	2.8	Gasoduto
Reino Unido	Caledonia Clean Energy Project	Pré-combustão	3.8	Gasoduto
Argélia	In Salah CO_2 Storage	Pré-combustão	0 (Injeção Suspensa)	Gasoduto

Tabela 5.1. Projetos de armazenamento de CO_2 utilizando aquíferos salinos como reservatório. Separação Industrial refere-se à geração de CO_2 em indústrias (não geradoras de energia) com técnicas internas de separação.

Quando se consideram os projetos em escala demonstrativa ou piloto, diversos países têm tentado algum tipo de abordagem de armazenamento de carbono. A Itália possui o projeto Brindisi, inaugurado em 2012 e que possui uma taxa máxima de injeção por ano de 1,2 Mt. O Japão, por sua vez, apresenta o projeto piloto Nagaoka, inaugurado em 2015 e com uma taxa máxima de injeção de 0,0007 Mt (LEUNG et al., 2014).

5.2. Camadas de carvão

O entendimento adequado do uso de camadas de carvão para armazenamento geológico de CO_2 passa pela compreensão adequada de sua definição. O carvão é uma rocha sedimentar composta predominantemente por carbono, podendo ser queimado como combustível. Facilmente combustível, apresenta coloração preta ou preta-acastanhada, com uma composição que consiste de mais de 50% em peso e 70% em volume de material carbonáceo. Sua origem se associa à compactação de restos de plantas que tiveram sua composição química alterada e transformada por calor e pressão na escala de tempo geológico

(USGS, 2019). O relatório especial do IPCC (2005) sobre CCS sugere que a capacidade de estocagem de CO_2 em camadas de carvão é de, no mínimo, 3–15 $GtCO_2$ a 200 $GtCO_2$.

O uso das camadas de carvão para armazenamento tende a ocorrer em locais mais rasos e conta com a capacidade de adsorção do carvão para sua realização, mas a viabilidade técnica depende significativamente da permeabilidade da camada em questão (IPCC, 2005). O carvão contém fraturas que possibilitam alguma permeabilidade ao sistema. Entre os espaços das fraturas, o carvão sólido apresenta uma quantidade significativa de microporos nos quais moléculas de gás podem se difundir e ficar adsorvidas (IPCC, 2005). Fisicamente, o carvão apresenta capacidade de adsorver muitos gases e pode conter até 25 m^3 normais (ou seja, m^3 nas condições de 1 atm e 0 ºC) de metano por tonelada nas pressões das camadas.

O mecanismo de estocagem em camadas de carvão é distinto dos que atuam em reservatórios depletados de óleo e gás ou aquíferos. Nos outros dois exemplos, o CO_2 injetado se insere nos espaços porosos como fase separada ou se dissolve em óleo ou gás. O uso de injeção de CO_2 para recuperação de gás natural em camadas de carvão é uma técnica conhecida (SHI e DURUCAN, 2005). Adsorção é o principal mecanismo atuante em camadas de carvão à altas pressões, sendo que esse mecanismo na matriz responde por 95–98% do gás que será estocado nessa formação. O formato das isotermas de adsorção disponibiliza muitas informações sobre adsorção, porosidade e a área em que esse processo ocorre.

Camadas de carvão podem ser caracterizadas a partir de dois sistemas de porosidade distintos: um sistema de fraturas bem definido e quase uniformemente distribuído, gerado pelo encolhimento do material fonte, e uma matriz de blocos contendo uma estrutura porosa heterogênea entre as fraturas naturais (SHI e DURUCAN, 2005). Os tamanhos dos poros variam desde poucos angstroms até alguns micrometros. A determinação do volume de poros e sua distribuição é relevante para que se compreenda como o CO_2 é estocado em camadas de carvão, sendo que o estudo da adsorção de gás e fluidos é constantemente aplicado com essa finalidade (SHI e DURUCAN, 2005).

A influência da interação do CO_2 com os minerais presentes não pode ser omitida. Os tipos minerais carbonatados calcita e dolomita são os mais frequentes, enquanto ilita e

caolinita são os argilominerais mais frequentes (SAMPATH, 2019). Esses minerais são formados na estrutura do carvão, comumente ocupando espaços porosos e de fraturas naturais.

Mais de um fator colabora com a modificação estrutural do carvão, como a adsorção do CO_2 que pode causar uma plastificação no carvão. Micro-fraturamentos podem surgir devido às interações químicas. O CO_2 injetado provoca diversas degradações mecânicas no carvão, mas essas alterações podem ser variadas considerando a natureza heterogênea e anisotrópica do material (SAMPATH, 2019). É comum que mudanças drásticas na permeabilidade das camadas de carvão sejam observadas posteriormente à injeção em estado supercrítico (ZHANG et al., 2016). Essa alteração é hipoteticamente ocasionada pelo fechamento de fraturas induzido pelo inchamento do carvão (WU et al., 2011).

A maior parte dos projetos relacionados ao armazenamento em camadas de carvão está associado à produção de metano em camadas de carvão (CBM, do inglês *coal bed methane*). Existem discordâncias se esse tipo de procedimento se enquadra como CCS tendo em vista que algumas definições da técnica consideram a aplicação pura da mesma. A tabela 5.2. apresenta projetos e sua capacidade de armazenamento.

Escala	Capacidade de Estocagem de CO_2 (em Gt)	Referência
Mundo	0–1480	HENDRIKS et al. (2004)
Mundo	150	STEVENS et al. (2007)
Mundo	3–200	IPCC (2005)
Europa	1,5	VANGKILDE-PEDERSEN et a. (2009)
China	12,078	LIU et al. (2005)
China	142,672	YU et al. (2007)
China	9,881	FANG e LI (2014)
Países Baixos	8	HAMELINCK et al. (2006)
Japão	0,625	YAMAZAKI et al. (2006)
San Juan (bacia / região carvoeira)	1,4	WHITE et al. (2005)
Bowen (bacia / região carvoeira)	0,87	WHITE et al. (2005)
Ordos (bacia / região carvoeira)	0,66	WHITE et al. (2005)
Sydney (bacia / região carvoeira)	0,15	WHITE et al. (2005)
Canadá Ocidental (bacia / região carvoeira)	0,17	WHITE et al. (2005)

Tabela 5.2. Avaliação da capacidade de armazenamento em camadas de carvão. Adaptado de LI e FANG (2014).

5.3. Campos depletados de óleo e gás

Os próximos tópicos contemplam a definição de sistemas petrolíferos e posteriormente apresenta-se os reservatórios depletados de óleo e gás como possibilidade de armazenamento.

5.3.1. Conceituação de Sistema Petrolífero

Entender conceitos fundamentais sobre sistemas petrolíferos é parte importante para que se compreenda com clareza o uso de reservatórios depletados de óleo e gás para armazenamento geológico de CO_2. A origem do petróleo está diretamente associada ao ciclo do carbono. A relevância do carbono (figura 5.4.) no Universo pode ser expressa em termos numéricos: é o quarto elemento mais abundante (depois do hidrogênio, hélio e oxigênio). Ademais, o carbono é parte fundamental para a vida na maneira que conhecemos (MARTINS, 2003). Assim, o petróleo é resultado do acúmulo de matéria orgânica morta. Isso explica, em partes, as questões climáticas associadas a queima de combustíveis fósseis: esse carbono que estava enterrado em subsuperfície é liberado, podendo afetar os ciclos climáticos.

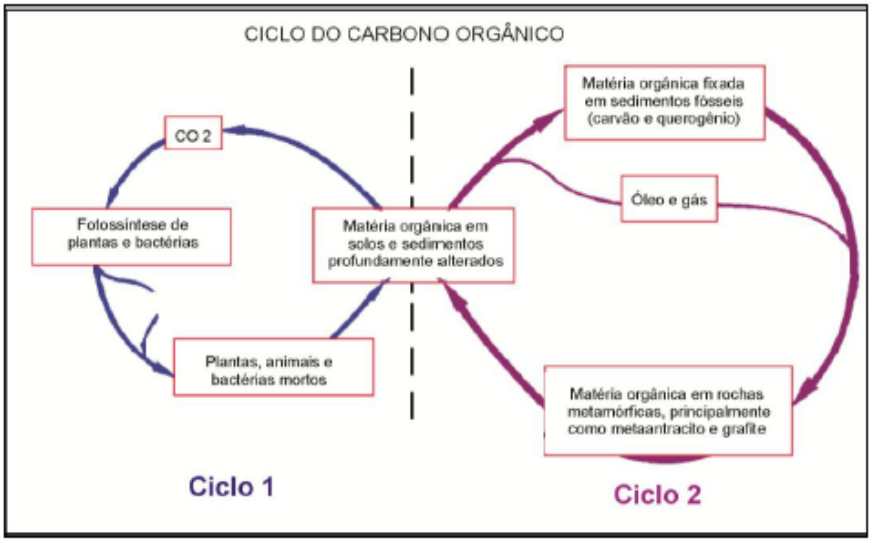


Figura 5.4. Desenho esquemático do ciclo do carbono. Modificado de TISSOT e WELTE (1984).

Quimicamente, o petróleo pode ser definido como uma mistura de hidrocarbonetos, normalmente líquidos e gasosos quando consideradas as condições normais de temperatura e pressão (FEIJÓ, 2004). Os hidrocarbonetos que formam o petróleo podem possuir os mais

variados pesos moleculares (desde o mais simples e leve — metano (CH_4) — até compostos complexos e pesados).

Os hidrocarbonetos gasosos podem ser exemplificados pelo metano (CH_4), etano (C_2H_6) e propano (C_3H_8). Os hidrocarbonetos líquidos, por sua vez, podem ser exemplificados por hexano (C_6H_{14}), heptano (C_7H_{16}), octano (C_8H_{18}) e nonano (C_9H_{20}). A separação dos diversos hidrocarbonetos presentes no petróleo é realizada a partir do refino. Isso se dá a partir da destilação, que pode ser sob pressão atmosférica ou a vácuo. Simplificadamente, moléculas grandes e complexas (ou seja, hidrocarbonetos viscosos e pesados) são transformadas em moléculas menores (hidrocarbonetos fluidos e leves) a partir do craqueamento (FEIJÓ, 2004). A organização desses hidrocarbonetos pode ser diversa, indo desde cadeias simples ou ramificadas (parafinas), anéis com ligações simples entre os átomos de carbono (naftenos), anéis com ligações alternadamente simples e duplas entre os átomos de carbono (aromáticos) e organizações de anéis aromáticos (resinas e asfaltenos). Conforme aumenta o número de átomos de carbono, aumenta seu ponto de ebulição, sua densidade e viscosidade crescem e diminui seu valor comercial (FEIJÓ, 2004).

É comum que se caracterize a qualidade do petróleo a partir do seu º*API* (API *gravity*). Essa medida foi definida pelo American Petroleum Institute, e pode ser definida como:

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{\rho_{60\,^{\circ}F}} - 131,5$$

A partir dessa fórmula é possível entender que o º*API* é inversamente proporcional à densidade $\rho_{60\ ^{\circ}F}$ do óleo a 60 ºF. Portanto, óleos leves apresentam º*API* de cerca de 40 (densidade relativa de aproximadamente 0,83) ao passo que óleos pesados apresentam º*API* menor. Maior º*API* indica um petróleo de menor viscosidade, maior conteúdo em hidrocarbonetos leves o que resulta num maior valor comercial (FEIJÓ, 2004).

Quanto aos sistemas petrolíferos, estes podem ser definidos como um conceito unificante que abrange todos os elementos e processos da geologia do petróleo. Dessa maneira, a definição abrange os seguintes elementos fundamentais: rocha fonte, rocha reservatório, rocha selante, sendo que estas rochas devem existir de forma adequada e sincronizadas à geração, migração, acumulação e trapeamento do petróleo (MAGOON e

BEAUMONT, 1999). É importante entender que a presença dos elementos por si só não justifica a existência de um sistema petrolífero, sendo necessária a articulação temporal dos elementos de maneira que a matéria orgânica disponível na rocha fonte possa ser transformada numa acumulação de petróleo. Dessa forma, um sistema petrolífero existe onde todos esses elementos e condições sejam respeitadas (MAGOON e BEAUMONT, 2003).

5.3.1.1. Rocha Geradora

Teorias iniciais acerca da origem do petróleo postulavam uma origem inorgânica associada e até mesmo se sugeriu que o petróleo terrestre tivesse origem espacial. Contudo, apesar de existirem pequenas evidências de origem abiogênica para o petróleo e gás, é necessário indicar que esses casos são poucos e não relevantes em volume (SELLEY, 2014). Assim, a teoria de geração orgânica para o petróleo é a mais evidenciada, ainda que existam discordâncias sobre os processos e diferentes importâncias que cada material fonte apresenta nesse contexto (LEVORSEN, 1967).

A existência de grandes volumes de matéria orgânica é vista como condição fundamental para existência de petróleo em quantidades significativas, estando essa matéria orgânica presente em certas rochas sedimentares denominadas rochas geradoras (MILANI et al., 2000). Essas rochas, quando submetidas a condições adequadas de pressão e temperatura, geram o petróleo em subsuperfície. É comum que rochas geradoras sejam constituídas de material detrítico de granulometria muito fina, como folhelhos e calcilutitos, que tendem a representar ambientes deposicionais de baixa energia e com abundância de vida microscópica (MILANI et al., 2000). A relação direta e imediata é a de que quanto maior a quantidade de matéria orgânica presente, maior a disposição da rocha em gerar petróleo e gás. É relevante observar que a inclusão da matéria orgânica deve ser acompanhada da preservação de seu conteúdo original (que possui carbono e hidrogênio em abundância). Portanto, é necessário que se observe um ambiente livre de oxigênio, visto que este é altamente oxidante e responsável pela queda nas quantidades de carbono e hidrogênio originais.

Rochas sedimentares comuns tendem a apresentar teor de carbono orgânico total (COT, teor em peso) menor que 1%. Assim, para entrar na classificação de rocha geradora, os teores devem ser localizados acima desse teor de 1%, concentrando-se, em sua maioria, entre 2% e 8%, não sendo incomum valores que alcancem 14% (MILANI et al., 2000). Ademais, o

tipo de petróleo gerado tem relação direta com a matéria orgânica presente na rocha geradora (figura 5.5.). Matéria orgânica derivada de vegetais superiores tende a gerar gás enquanto material de zooplancton e fitoplancton (marinho ou lacustre) tende a gerar óleo. O estado de maturação térmica também é relevante, visto que a temperatura de geração influencia o tipo de petróleo gerado (MILANI et al., 2000).

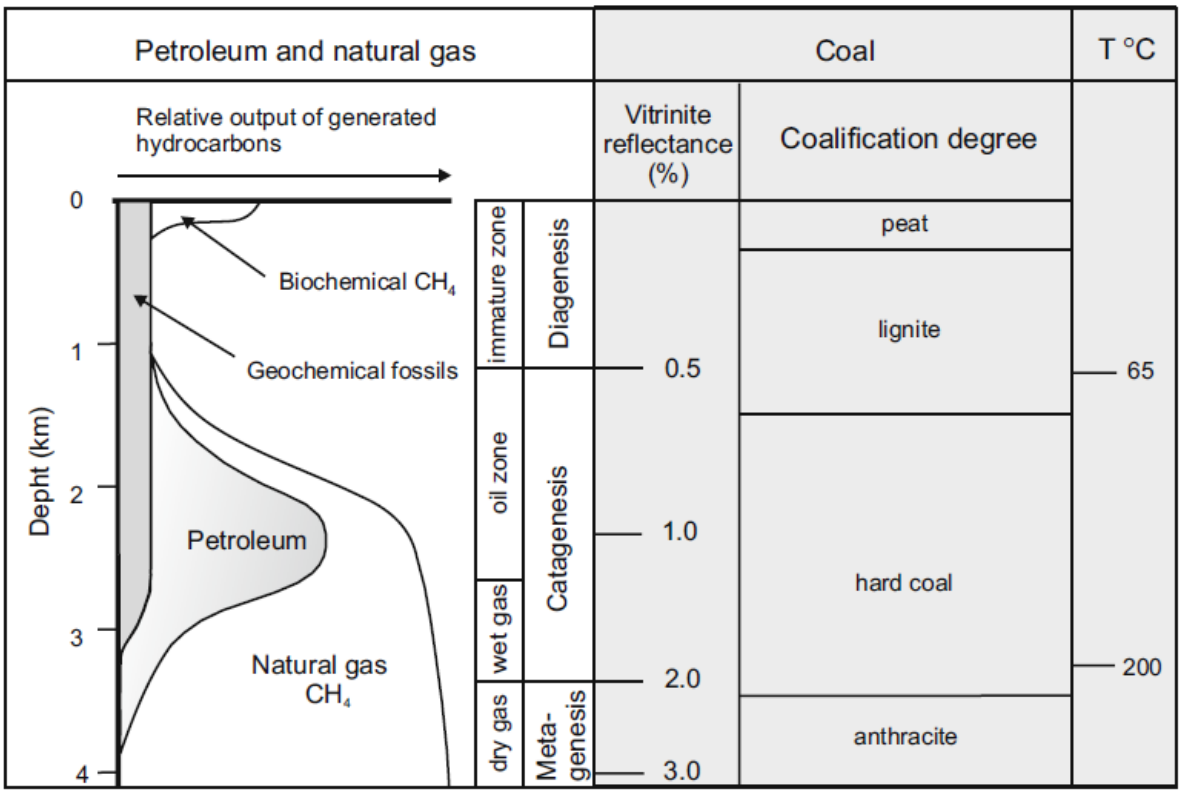


Figura 5.5. Evolução da matéria orgânica: processos diagenéticos, catagenéticos e metagenéticos. Os processos estão comparados com a intensidade relativa de luz refletida a partir da vitrinita. Extraída de BAHLBURG e BREITKREUZ (2004).

5.3.1.2. Rocha Reservatório

Teoricamente, qualquer rocha pode atuar como reservatório para óleo e gás, mas na prática, arenitos e carbonatos respondem pelas maiores reservas conhecidas (SELLEY, 2014). Uma rocha que atue como reservatório precisa conter duas características principais: é necessário que existam poros capazes de armazenar o petróleo e gás e esses poros devem ser interconectados de maneira a permitir o fluxo dos fluidos.

Rochas reservatório são em geral litologias compostas por materiais detríticos de granulometria fração areia a seixo, representando ambientes sedimentares de alta energia e apresentando porosidade que será o local de armazenamento do petróleo (MILANI et al., 2000). Embora arenitos, carbonatos e conglomerados diversos sejam mais comumente representantes de rochas reservatórios, outras possibilidades existem, como rochas ígneas e metamórficas fraturadas, entre outros. Os valores de porosidade mais comuns para rochas reservatórios variam de 5–35%, estando mais concentrados na faixa de 15–30% (MILANI et al., 2000). Ademais, a porosidade presente não atua apenas como espaço para reservar o petróleo, sendo relevante para as rotas de migração dos fluidos petrolíferos.

Assim, evidencia-se a relevância da compreensão do conceito de porosidade para que se possa pensar adequadamente em uma rocha reservatório. A porosidade ϕ corresponde à fração relativa do volume da rocha que é ocupada pelos poros e está relacionada à capacidade da rocha de armazenar fluidos. Ela pode ser expressa em termos de porosidade total e efetiva. A porosidade efetiva tem relevância ao permitir caracterizar a quantidade de fluido que possui mobilidade.

$$\phi_{total} = \frac{V_{poros}}{V_{total}}$$

$$\phi_{efetiva} = \frac{V_{poros\ interconectados}}{V_{total}}$$

A porosidade da rocha pode ter origem primária (deposicional; desde a formação da rocha) ou secundária (posterior a sua deposição). A porosidade primária tende a ser mais uniforme que a secundária e pode ser exemplificada por poros intergranulares em rochas clásticas e poros intercristalinos em rochas carbonáticas. Já a porosidade secundária é desenvolvida por processos geológicos químicos ou mecânicos posteriores à deposição e pode ser exemplificada pelo desenvolvimento de fraturas, cavidades de dissolução em carbonatos, precipitação de cimentos, dentre outros.

5.3.1.3. Rocha Selante

A impermeabilização que impede o escape dos fluidos petrolíferos é comumente exercida pela rocha selante. Essas rochas se situam acima das rochas reservatório, impedindo o escape de fluidos e aprisionando-os de maneira a formar uma acumulação petrolífera (MILANI et al., 2000).

A granulometria das rochas selantes é usualmente fina (representativa de rochas como folhelhos, siltitos, calcilutitos) mas também são representadas por rochas de baixa permeabilidade nas quais a transmissibilidade de fluidos será inferior à apresentada pela rocha reservatório em várias ordens de grandeza. É possível que mudanças faciológicas na própria rocha reservatório ou elementos estruturais como falhamentos atuem de maneira a selar o petróleo. Embora folhelhos sejam as rochas selantes mais comuns, evaporitos tendem a ser mais efetivos (SELLEY, 2014).

5.3.1.4. Geração

Quanto aos processos, uma questão fundamental na formação de sistemas petrolíferos é a ideia de sincronismo de maneira que os mais diversos processos ocorram adequadamente na escala temporal. Dessa forma, a geração de petróleo e sua migração na situação de inexistência de uma rocha selante ou rocha reservatório não resulta na formação de um sistema petrolífero. É necessário que todos os elementos sejam respeitados e que os diversos procedimentos ocorram de maneira adequada temporalmente.

A geração de petróleo se associa a matéria orgânica soterrada em bacia sedimentares em subducção. Com o passar do tempo há incremento de pressão e temperatura, afetando os sedimentos expostos. A matéria orgânica soterrada passa por três fases principais: diagênese catagênese e metagênese (TISSOT, 1977). Na diagênese, a matéria orgânica se encontra rasa e submetida a pressões e temperaturas próximas às normais. A alteração da matéria orgânica nessa fase resulta na diminuição do conteúdo de oxigênio. Na catagênese os sedimentos se localizam um pouco mais profundos, estando sujeitos a pressões e temperaturas maiores. Petróleo é gerado a partir do querogênio (primeiro óleo e posteriormente gera-se gás). A proporção hidrogênio:carbono decai e não há grandes mudanças na proporção oxigênio:carbono. Por fim, a metagênese se dá em altas temperaturas e pressões. Os últimos hidrocarbonetos (geralmente apenas metano) são expelidos. A proporção hidrogênio:carbono

decai até que reste apenas carbono na forma de grafita (SELLEY, 2014). Assim, o petróleo se forma a partir da quebra de moléculas de querogênio, processo que ocorre em função do incremento na temperatura e na pressão.

5.3.4.5. Migração

Um grande número de evidências sugere que o petróleo geralmente não se origina no local onde é encontrado, tendo, portanto, migrado de outra localidade (SELLEY, 2014). Essa teoria é evidenciada pelos seguintes aspectos: óleo e gás geralmente ocorrem em poros e fraturas que devem ter se originado posteriormente ao processo de soterramento e litificação; óleo e gás se encontram presos nas porções superiores de rochas permeáveis (o que implica em migração vertical e lateral); petróleo, gás e água ocupam os poros das rochas reservatório de acordo com sua densidade e essa estratificação implica em liberdade de migração dentro do reservatório. A migração do petróleo pode ser entendida como a movimentação do petróleo partindo da rocha geradora em direção a rocha reservatório. Portanto, trata-se de um processo de transporte de fluidos da rocha onde se formou até a rocha porosa onde será acumulado.

Existe uma diferenciação relevante entre migração primária, secundária e terciária. A migração primária corresponde a migração dos hidrocarbonetos que deixam a rocha fonte em direção a rocha reservatório. Já a migração secundária se refere ao movimento do petróleo e gás nas mediações da rocha reservatório. A migração terciária, por sua vez, corresponde ao petróleo que não fica armazenado e movimenta-se em direção a zonas de maior pressão, resultando em sua oxidação ou degradação bacteriana.

5.3.4.6. Acumulação

A acumulação de óleo e gás depende de uma série de fatores como a presença de uma rocha impermeabilizante impedindo seu escape ou mesmo a existência de estruturas e configurações geométricas mais adequadas. A divisão de sistemas petrolíferos em drenados verticalmente e drenado lateralmente foi descrita por DEMAISON e HUIZINGA (1994) e pode ser observado de acordo com as figuras 5.6. e 5.7.

Sistemas petrolíferos verticais são geralmente encontrados em rifts, deltas e províncias de cavalgamento, onde a migração é controlada por falhas e fraturas. Estas falhas e fraturas

limitam o tamanho das áreas trapeadas disponíveis, resultando em acumulações de pequeno e médio porte. Os sistemas petrolíferos verticalmente drenados possuem as seguintes características (DEMAISON e HUIZINGA, 1994):

- acumulações ocorrem acima ou próximas à rocha fonte;
- distâncias de migração lateral são curtas;
- acumulações múltiplas e empilhadas, geralmente contendo o mesmo óleo genético;
- superfícies de infiltração são comuns em sistemas sobrecarregados;
- as maiores acumulações são raramente encontradas no histórico das perfurações. Em geral, muitas acumulações pequenas e médias são encontradas.

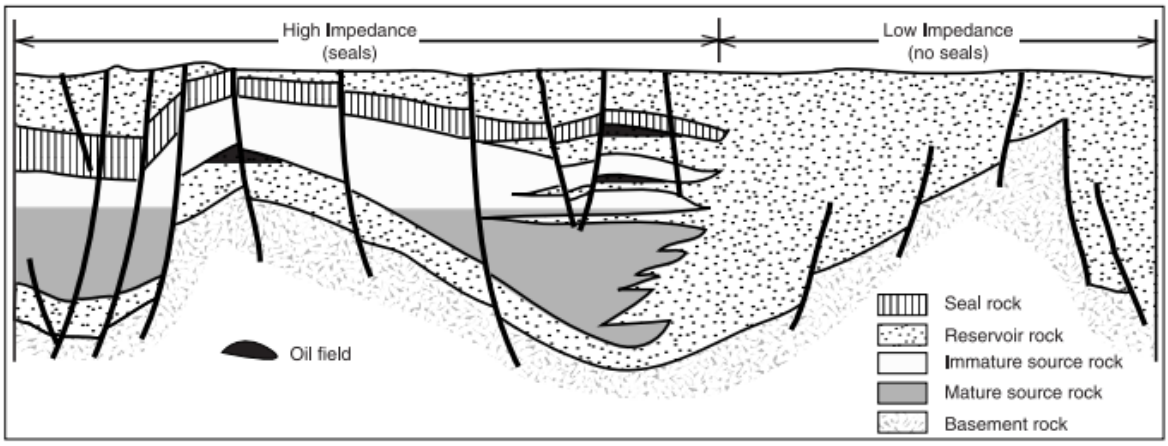


Figura 5.6. Exemplo de sistema petrolífero verticalmente drenado. Extraído de DEMAISON e HUIZINGA (1994).

Quanto aos sistemas petrolíferos lateralmente drenados, estes possuem um selamento contínuo lateralmente se sobrepondo a um reservatório contínuo lateralmente. A dupla reservatório/selante geralmente se dispõem numa rampa longa e ininterrupta. Províncias com esses sistemas tendem a apresentar deformação estrutural baixa a moderada e a estabilidade tectônica é uma característica crítica para a integridade da selagem. Esse tipo de sistema é encontrado usualmente em bacias de antepaís e bacias intracratônicas. Arcos de baixa amplitude são necessários para conectar as armadilhas à rocha geradora (DEMAISON e

BEAUMONT, 1994). Assim, as características dos sistemas lateralmente drenados podem ser expressas como:

- acumulações de óleo ocorrem em camadas imaturas termicamente, localizadas longe da rocha fonte;
- acumulações contendo óleo que migrou por longas distâncias em geral conta por 50% do óleo aprisionado;
- um único reservatório com aproximadamente a mesma idade da rocha fonte contém a maior parte do óleo e gás aprisionados;
- em sistemas sobrecarregados, grandes depósitos de óleo pesado geralmente ocorrem em camadas termicamente imaturas e próximas às margens de erosão do sistema petrolífero;
- a maior acumulação é geralmente encontradas cedo no histórico de perfurações do sistema. Depois disso, pequenas acumulações respondem pela maioria.

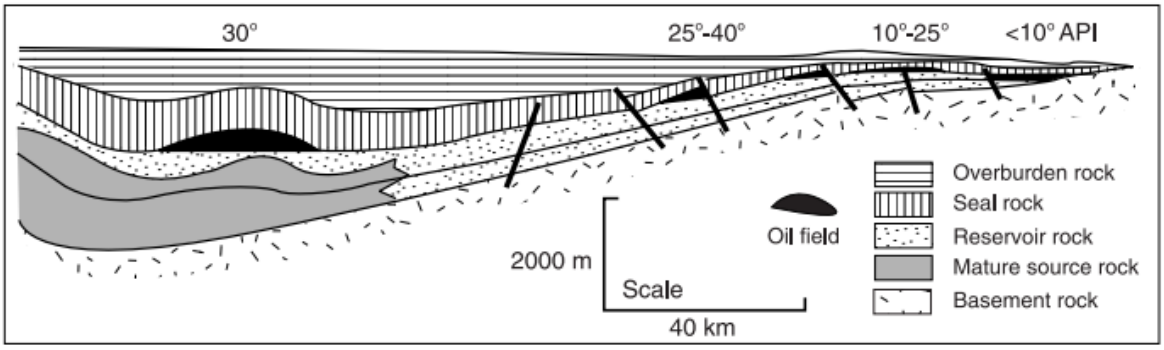


Figura 5.7. Exemplo de sistema petrolífero lateralmente drenado. Extraído de DEMAISON e HUIZINGA (1994).

5.3.2. Reservatórios depletados e exemplos internacionais

Uma classe relevante de locais para armazenamento de carbono são os reservatórios depletados de hidrocarbonetos, sendo considerada uma das formas mais práticas de reduzir as emissões de CO_2 na atmosfera, com exemplos espalhados mundialmente (LI, 2006; UNDERSCHULTZ, 2011). O uso desses locais possibilita vantagens como riqueza de dados e

geralmente demonstram segurança na retenção dos hidrocarbonetos que anteriormente ali estavam. Contudo, apesar de acreditar-se que a capacidade de retenção do gás que existia anteriormente ainda permaneça, é importante considerar que a mesma pode ser afetada (e mesmo reduzida consideravelmente) pela tensão interfacial menor que existe entre o sistema CO_2–água quando comparado ao sistema hidrocarbonetos–água. Desse cenário resulta que o CO_2 injetado pode migrar, atravessando a rocha selante e atingindo formações rochosas superiores (LI, 2005). Uma primeira questão nesse tipo de abordagem é se o uso de injeção de CO_2 em campos em sua fase final para recuperação pode ser considerado armazenamento geológico de CO_2. Considerando a natureza distinta desse tipo de projeto, este trabalho pretende abordar as duas técnicas como procedimentos distintos.

Deste modo, os reservatórios depletados podem ser os mais diversos, considerando todas as possibilidades naturais em que acumulações de óleo e gás ocorram. Nesse caso, o agrupamento desta classificação decorre não apenas de uma característica geológica, mas sim da disponibilidade prévia de infraestrutura local e um empreendimento anterior.

A capacidade de selagem de uma rocha é indicada pela magnitude da pressão de selagem, definida como a pressão diferencial através da rocha selante que excede a pressão de capilaridade de uma série de poros interconectados, ocasionando a passagem da fase não úmida por esses poros. Assim, a correlação da pressão de capilaridade pode ser utilizada para que se analise a pressão de ruptura. O Campo K12-B, localizado no Mar do Norte, é um exemplo inicial desse tipo de abordagem, sendo utilizado para armazenamento de CO_2 definitivo e *enhanced oil recovery* (VANDEWEIJER et al., 2009).

Globalmente, existe um número considerável de exemplos onde o armazenamento de CO_2 foi implantado em campos de óleo e gás desativados ou ainda enquanto projetos de EOR, como pode ser observado na tabela 5.3.

Local	Posição	Natureza do Campo	Quantidade de CO_2 (Mt)	Status operacional	Tipo de reservatório	Tipo de selante	Profundidade do reservatório (m)	Informação disponível para acesso público
Goldeneye	*offshore*	gás	10–20	armazenamento planejado	arenito	folhelho	2600	alta
Hewett	*offshore*	gás	20–110	armazenamento planejado	arenito	misto	1198	média-alta
K12-B	*offshore*	gás	0,08	operando	arenito	evaporito	3800	média
P18-4, ROAD	*offshore*	gás	8,1	armazenamento planejado	arenito	evaporito	3500	baixa
Rousse	*onshore*	gás	51	armazenamento piloto completo	carbonato	folhelho	4500	média-alta
Cranfield	*onshore*	óleo	5	operando (EOR)	arenito	folhelho	3000	alta
SACROC	*onshore*	óleo	100	operando (EOR)	carbonato	misto	2040	alta
Otway	*onshore*	gás	65	armazenamento piloto completo	arenito	folhelho	2000	alta
Weyburn	*onshore*	óleo	20	operando (EOR)	carbonato	evaporito	1–2000	alta

Tabela 5.3. Aspectos comparativos de campos depletados para uso de injeção de CO_2. Extraído de HANNIS et al. (2017).

HANNIS et al. (2017) propuseram um estudo de caso aprofundado de quatro desses campos: Goldeneye, Cranfield, SACROC e Otway. A escolha por uma investigação mais detalhada nesses campos se baseia na capacidade de se analisar os seguintes tópicos: análise de critérios de risco; critérios de monitoramento; mudanças de pressão; capacidade de armazenamento; integridade do poço; custos da modificação.

A comparação do uso de campos depletados com aquíferos salinos foi proposta por HANNIS et al. (2017) e possibilita uma visualização comparativa das duas possibilidades (tabela 5.4.).

	Campos depletados	Aquíferos salinos
Motivação	Mudanças climáticas; possíveis regulações exigindo contenção de emissões.	Mudanças climáticas; possíveis regulações exigindo contenção de emissões.
Maturidade Regulatória	Relativamente recente (UE: 2009; EUA: 2011) e não testada.	Relativamente recente (UE: 2009; EUA: 2011) e não testada.
Esforço para caracterização	Baixo: poços com histórico produtivo.	Alto: pouco ou nenhum poço; muitos testes necessários para injeção..
Requerimentos para modelagem	Prever comportamento e demonstrar capacidade; previsões iniciais enviadas para obter permissão; previsões de estabilidade a longo prazo são atualizadas. UE: relatada anualmente, EUA: não especificado.	Prever comportamento e demonstrar capacidade; previsões iniciais enviadas para obter permissão; previsões de estabilidade a longo prazo são atualizadas. UE: relatada anualmente, EUA: não especificado.
Capacidade de modelagem	Pode ser complexo pela presença residual de hidrocarbonetos mas dados de produção reduzem os níveis de incerteza.	Em geral menos complexo pela ausência de hidrocarbonetos residuais; contudo há ausência de histórico de produção.
Requerimentos para monitoramento	Reportar ao regulador anualmente (UE): monitoramento baseado em riscos, focando em modelos de contenção.	Reportar ao regulador anualmente (UE): monitoramento baseado em riscos, focando em modelos de contenção.
Capacidade de monitoramento	Os poços podem permitir oportunidades para monitoramento bem fundamentado; pode ser difícil distinguir o CO_2 dos hidrocarbonetos residuais usando técnicas geofísicas.	Menos oportunidades para um monitoramento bem embasado. É provável que o CO_2 seja muito mais facilmente distinguível da salmoura usando técnicas geofísicas.
Detecção de irregularidades	Provável monitoramento contínuo e bem fundamentado de irregularidades de aviso prévio, embora com menos cobertura espacial do que nos locais de CO_2-EOR (mas também consequentes riscos reduzidos de vazamento do poço).	Menos oportunidades para monitoramento contínuo baseado em poço; monitoramento de alta cobertura espacial (por exemplo sísmico) provavelmente periódico (menos oportunidade para detecção precoce de irregularidades)..
Requerimentos para fechar o local	UE: operador precisa demonstrar estabilidade a longo prazo do site, potencialmente monitorar por até 30 anos.	UE: operador precisa demonstrar estabilidade a longo prazo do site, potencialmente monitorar por até 30 anos.
Custos e economia	Economia ao se reutilizar infraestrutura como poços.	Provavelmente custos adicionais para caracterização e instalação de infraestrutura; custos de longo prazo do abandono podem ser menores (menos poços).

Tabela 5.4. Sumário comparativo de avaliação de uso de campos depletados e aquíferos salinos para armazenamento de CO_2. Adaptado de HANNIS et al. (2017).

O estudo de alguns desses campos mencionados sugere que os aprendizados do uso do armazenamento, seja por uso puro ou EOR, são comprovados. Os principais riscos foram superados, sendo estes relacionados ao design local para lidar com a redução de pressão ao se trocar o fluido em interação no reservatório. Ademais, percebe-se que os riscos associados aos poços (geralmente os mais frequentes) podem ser adequadamente gerenciados. Também espera-se que o incremento de projetos forneça maiores valorações e reduza incertezas acerca dos riscos e como lidar com eles (HANNIS et al., 2017).

Nesse sentido, o uso de reservatórios depletados parece ser a abordagem lógica de um projeto de CCS na Bacia de Santos, reconhecida por sua atividade petrolífera. Delimitar essa escolha traz implicações não apenas geológicas como também econômicas: o desenvolvimento de um projeto de armazenamento de CO_2 a partir de campos depletados tende a apresentar maior economicidade devido ao maior grau de reconhecimento da Bacia em questão, infraestrutura disponível, dentre outros.

6. Critérios para seleção de um reservatório geológico

Antes que o desenvolvimento das tecnologias de estocagem seja realizado, é necessário identificar critérios de selecionamento chave que permitem dizer se o reservatório escolhido é ambientalmente seguro, economicamente adequado e geologicamente viável (AMINU et al., 2017). Os critérios que devem ser considerados na escolha de um reservatório geológico para CO_2 são diversos, mas podem ser divididos em três categorias principais (BACH, 2000; LLAMAS, 2014; TOMIĆ, 2018):

- geológicos;
- físicos, termodinâmicos e hidrodinâmicos;
- e tecno-econômicos, sociais e regulatórios.

Os critérios mencionados serão melhor explorados e exemplificados nos tópicos a seguir.

6.1. Critérios geológicos

A disponibilidade de informações geológicas possibilita que as rochas estudadas sejam classificadas de acordo com a possibilidade efetiva de uso para estocagem de CO_2. Dentre esses parâmetros, pode-se mencionar: tipo de bacia, volume do reservatório, porosidade, permeabilidade, profundidade, espessura, permeabilidade da rocha selante, dados sísmicos, falhas e fraturas (TOMIĆ, 2018). A composição química da rocha também é um fator relevante, sendo importante a caracterização mineralógica da mesma.

A matéria orgânica pode ser compreendida como aquela gerada a partir do acúmulo de restos de plantas terrestres, bactérias e organismos planctônicos em ambientes primordialmente anóxicos e de baixa energia. Dessa maneira, o ambiente em questão favorece a preservação da matéria orgânica. É comum que essas condições sejam encontradas em ambientes como lagos e meios marinhos profundos. Portanto, é possível a deposição de sedimentos finos em uma conjuntura anóxica e de baixa energia (TISSOT e WELTE, 1984). A relevância da presença de matéria orgânica em folhelhos armazenadoras de CO_2 surge com estudos que apresentam essas rochas como capazes de estocar quantidades significativas de gás permanentemente (KANG, 2011). O armazenamento nessas rochas é favorável porque a matéria orgânica atua como uma peneira molecular e possibilita que o gás permaneça em

pequenos poros que os demais gases que ocorrem naturalmente não podem acessar. Ademais, a energia de interação molecular entre as moléculas orgânicas e o CO_2 é diferente, levando a uma adsorção de CO_2 melhorada.

Quanto à mineralogia, existe o que se chama sequestro mineral de CO_2 no qual o gás é estocado quimicamente em carbonatos sólidos. A carbonatação mineral corresponde a uma reação exotérmica que ocorre naturalmente em subsuperfície a partir da interação fluido-rocha (DICHICCO et al., 2015). Além disso, a modelagem de interações rocha-fluido mostram que a presença de argilominerais e feldspatos pode ser capaz de atuar como "amortecedor" do pH, permitindo que o CO_2 injetado seja estocado como bicarbonato na água presente nas formações ou como minerais carbonatados precipitados a partir de reações favoráveis (EMBERLEY et al., 2004).

Os argilominerais são minerais que pertencem ao grupo dos filossilicatos, podendo ser entendidos como silicatos hidratados de composição comumente marcada pela presença de alumínio, magnésio e ferro. Suas dimensões são pequenas, sendo produtos comuns do intemperismo e, portanto, apresentando-se frequentemente em solos diversos, rochas sedimentares de granulação fina e alteradas e mesmo em algumas rochas metamórficas. É comum que se apresentem com menos de 2 μm em classificações padrões de tamanho, necessitando assim de técnicas analíticas especiais para sua identificação, estudo e classificação. A grande maioria dos argilominerais apresenta hábito laminar, o que condiz com a estruturação planar de sua rede cristalina (BATES e JACKSON, 1987).

Para que esses fatores mencionados sejam relatados, dados de valores percentuais de COT e Pirólise Rock Eval são utilizados em conjunto com diagramas pré-estabelecidos que possibilitam essa análise. O COT diz respeito a quantidade de carbono orgânico disponível em rochas sedimentares, levando em consideração matéria orgânica solúvel (betume) e insolúvel (querogênio). Os valores de COT são dados em porcentagem em peso. A Pirólise Rock Eval, por sua vez, é utilizada para que se definam os níveis de maturação e tipo de matéria orgânica presente nas rochas. Os principais parâmetros obtidos por Rock Eval são *S1*, *S2*, *S3* e *Tmáx*. A figura 6.1. abaixo mostra exemplo de registro obtido com o uso da Rock Eval.

- *S1:* dado em mg HC/g rocha, apresenta os hidrocarbonetos livres existentes na amostra.

- *S2*: dado em mg HC/g rocha, apresenta os hidrocarbonetos gerados pela pirólise (potencial que a rocha ainda tem para gerar hidrocarbonetos em condições ideais).
- *S3*: dado em mg CO_2/g rocha, indica o CO_2 gerado a partir da matéria orgânica da rocha.
- *Tmáx*: dado em ºC, apresenta a temperatura em que a maior quantidade de hidrocarbonetos foi gerada, correspondendo a S2.

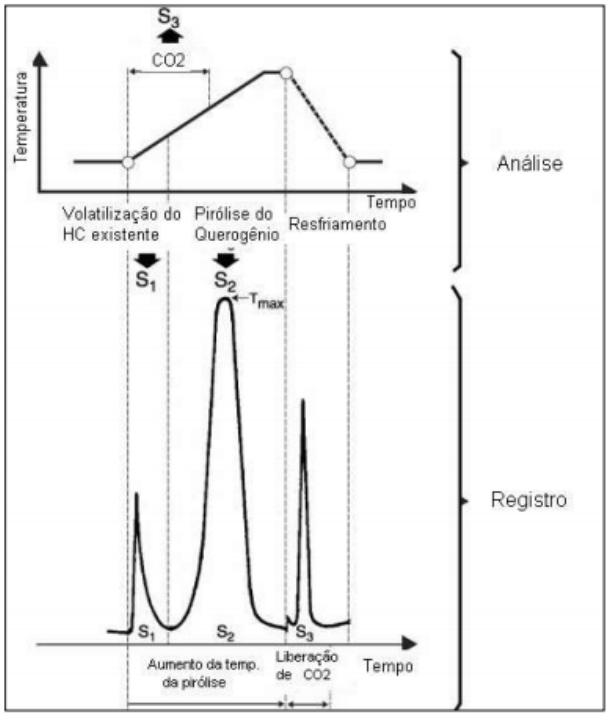


Figura 6.1. Exemplo de registro obtido com o uso de Rock Eval. Modificado de TISSOT e WELTE (1984).

Os tópicos a seguir comentam em maior profundidade quais critérios devem ser considerados na avaliação da capacidade geológica de retenção de CO_2 de uma formação selecionada para estocagem.

6.1.1. Porosidade

Um conhecimento adequado da porosidade é essencial para a caracterização de um reservatório geológico de CO_2, considerando que é nesses espaços que o gás ficará retido. A porosidade ρ, propriedade volumétrica fundamental das rochas, é definida como a porção do volume total de rocha V que não é ocupado por matéria sólida (GLOVER, 2001; SCHÖN,

2015). Desse modo, se o volume de sólidos é denotado por V_S e o volume de poros é expresso por $V_P = V - V_S$, sendo possível descrever a porosidade como:

$$\rho = \frac{V - V_S}{V} = \frac{V_P}{V}$$

A porosidade pode ser expressa como fração ou como porcentagem e é relevante entender que a porosidade não fornece informação acerca do tamanho dos poros, sua distribuição e seu grau de conectividade (GLOVER, 2001). Os espaços ocupados por material não sólido podem ser desde poros por si só até fraturas diversas (SCHÖN 2015). Desse modo, duas rochas com propriedades e caracterizações distintas podem apresentar porosidades idênticas. Um exemplo disso é um carbonato e um arenitos, ambos com porosidade 0,2, mas os poros de um carbonato tendem a ser menos interconectados, resultando em valores distintos para permeabilidade (GLOVER, 2001).

Pode-se dividir a porosidade em total e efetiva. Porosidade total inclui todos os espaços vazios de uma rocha, não sendo relevante a existência de interconexão entre esses poros. A obtenção de medidas de porosidade total não são práticas, em geral dependendo da desintegração da amostra. A porosidade efetiva, por sua vez, decorre do conhecimento da quantidade de fluido que possui mobilidade.

Uma classificação frequente da porosidade decorre de sua origem, podendo ser primária (original) ou secundária (induzida). A porosidade primária corresponde àquela dos poros formados durante a deposição da rocha, e deposição secundária (ou subsequente) depende de fraturas e dissoluções de parte da matriz. A grande maioria dos reservatórios de hidrocarbonetos possuem porosidades que variam de 10 a 40% em arenitos e 5 a 25% em carbonatos (AAPG WIKI, 2019), o que é um valor referencial quando se pretende o uso de reservatórios depletados para armazenamento. Dentre os fatores que controlam a porosidade, pode-se mencionar: formato dos grãos, distribuição dos grãos, compactação, cimentação, presença de argilominerais, dissolução dos grãos e fraturamento.

A figura 6.2. apresenta a representação de uma rocha reservatório “real” na qual a matriz é composta por grãos não esféricos de, por exemplo, quartzo e feldspato, sem a presença de espaços porosos interconectados. Assim, existem três classes de água nos poros:

(1) água associada à argila numa ligação eletroquímica sendo não-móvel, a quantidade dessas ligações é uma função da salinidade da água e do tipo de argila em questão; (2) água adicional mantida pelos poros menores e pela superfície de grãos da matriz por meio de forças capilares; (3) água restante, livre para se mover.

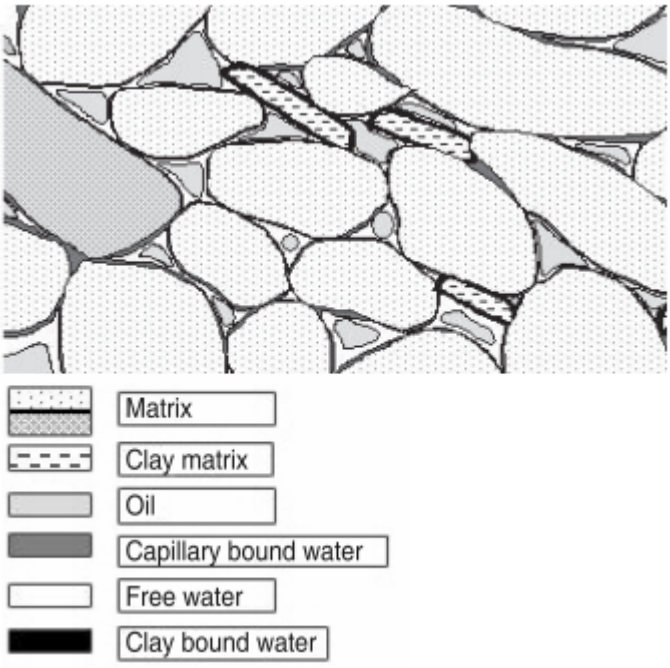


Figura 6.2. Porosidade em um reservatório típico. Extraído de HOOK (2003).

Apesar da aparente simplicidade do conceito teórico de porosidade, muitos sentidos diferentes podem ser extraídos. Um sumário dos termos utilizados pode ser encontrado na tabela 6.1.

Tipo de Porosidade	Volume de poros	Técnica de medição
Primária	Volume de vazios de um sedimento quando foi depositado.	
Secundária	Volume de vazios criado por processos diagenéticos.	
Porosidade Total (não necessariamente conectados)	Volume total de vazios; ligações argila-água são consideradas.	- Análise de testemunho com desagregação de amostras; - perfil de densidade, neutrônico, NMR.
Porosidade Efetiva (conectada)	Volume de vazios conectados por fluidos; ligações argila-água são consideradas.	- Análise de testemunho (amostra competente); - perfil acústico/sísmico.

Porosidade efetiva (análise de perfis)	Volume de vazios disponível para armazenamento de hidrocarbonetos; ligações argila-água são desconsideradas; poros desconectados não necessariamente desconsiderados.	Ferramentas de perfilagem para porosidade.
Porosidade efetiva (simulação de reservatórios)	Volume de vazios disponível para armazenamento de fluidos produtivos; ligações argila-água são desconsideradas assim como as ligações de capilaridade da água.	Sem técnicas de medição direta; função do local dentro de um reservatório.

Tabela 6.1. Sumário de termos relacionados à porosidade. Extraído de HOOK (2003).

Quanto ao armazenamento de CO_2, espera-se que uma maior porosidade seja ideal para que o gás seja estocado. No caso da escolha por reservatórios depletados, esse tipo de informação é em geral conhecida, ainda que seja necessário considerar a presença de hidrocarbonetos residuais. Na escolha de outros tipos de reservatórios essas informações são provavelmente desconhecidas, sendo necessário obtê-las a partir dos métodos enunciados na tabela 6.1.

6.1.2. Permeabilidade

A permeabilidade de uma rocha é a medida da facilidade com que fluidos se mobilizam em uma rocha, caracterizando a capacidade de uma rocha "transmitir" um fluido. Usualmente é representada por k e expressa em unidades de darcy e é controlada pelas passagens conectadas entre os espaços porosos ("garganta dos poros"). Dentre os fatores que controlam a permeabilidade, pode-se citar: geometria do poro, acamamento da rocha, porosidade e pressão confinante.

A geometria do poro é relevante em termos de tamanho do grão, orientação, organização no espaço, cimentação, conteúdo de argilas e distribuição dos grãos. Já o acamamento das rochas é relevante porque variações locais e direcionais de permeabilidade existem em reservatórios (AAPG WIKI, 2019).

A permeabilidade é relevante para compreender as migrações e caminhos traçados pelo CO_2 injetado, sendo que um bom mapeamento de seus valores e anisotropias permite tentativas de previsão mais adequadas acerca do comportamento do gás injetado. Também é

relevante para que se pense em possíveis rotas de vazamento do gás. Desse modo, ainda que valores de permeabilidade altos sejam mais adequados para uma correta distribuição do CO_2 injetado no reservatório, é preciso que se certifique de que essas trajetórias não vão resultar no escape do gás injetado.

6.1.3. Estabilidade Tectônica

Uma noção adequada do contexto tectônico do local de armazenamento é relevante ao considerar-se que a estabilidade do reservatório é primordial para que se evitem escapes e acidentes. Sabe-se, por exemplo, que falhamentos podem deslocar tanto reservatórios quanto as rochas selantes (NICOL et al., 2017). Mitigar os riscos de vazamento de CO_2 para a atmosfera ou então uma migração rumo a recursos distintos (como um aquífero potável) requer uma compreensão de como os falhamentos regem fluxo de fluidos a partir do reservatório.

É relevante mencionar que a própria injeção de CO_2 pode resultar em instabilidade, sendo necessário o uso de técnicas de caracterização para minimizar a ocorrência de sismicidade perceptível (VILARRASA et al., 2019). A posição atual do Brasil (figura 6.3.) em relação à placa tectônica que ocupa é favorável em termos de estabilidade tectônica, mas mesmos áreas estáveis podem sofrer fenômenos de ativação, ainda que não percam suas características principais. Assim, o monitoramento sísmico contínuo é a melhor maneira de prevenir acidentes em potencial.

Figura 6.3. Posição do Brasil na Placa Sul-americana. Adaptado de USGS (2011).

6.1.4. Características do Reservatório

Um conhecimento do reservatório em sua totalidade é essencial para prever o comportamento durante a injeção e no processo de monitoramento de sua estadia permanente. Uma maneira de estudar o comportamento de reservatórios é com o uso de modelagem, o que depende da formação prévia de um acervo diverso com dados geológicos. O uso de *softwares* torna esse processo mais fácil e possibilita a visualização gráfica do modelo estudado.

Estudar o reservatório nessa perspectiva requer uma análise de sensibilidade, para que se desenvolva uma análise qualitativa de todos os parâmetros envolvidos. Assim, pequenos testes são realizados para que se avalie cada variável individualmente, mantendo-se todos os demais parâmetros constantes (SIFUENTES et al., 2009). Posteriormente, analisa-se o efeito dos parâmetros variando simultaneamente.

Entender o reservatório é entender todo o projeto de armazenamento, por isso é necessário dedicação especial à esse critério (que decorre, invariavelmente, de critérios anteriormente mencionados). Sua avaliação é individual, sendo que aspectos favoráveis em um reservatório podem resultar em problemas num cenário distinto. Nesse caso, é preciso a

avaliação crítica de profissionais da área que certifiquem a viabilidade do uso do mesmo, por meio de modelagens, dados de sísmica e dados geológicos diversos.

6.1.5. Sorção de CO_2 em argilominerais

A sorção de CO_2 em argilominerais foi observada a partir de ensaios realizados sob condições de pressão de até 20 MPa e temperaturas entre 45 ºC e 50 ºC. As amostras de argilominerais em questão eram de montmorilonita rica em Ca, montmorilonita rica em Na, ilita e caulinita. Dentre os citados, a montmorilonita rica em Ca se mostrou como a de maior capacidade de adsorção, apresentando valores entre 1,3 e 1,65 mmol/g (para amostras em estado úmido e seco, respectivamente). As menores capacidades de sorção são as da ilita e caulinita, com valores máximos menores que 0,4 mmol/g. A figura 6.4. apresenta uma demonstração gráfica do experimento.

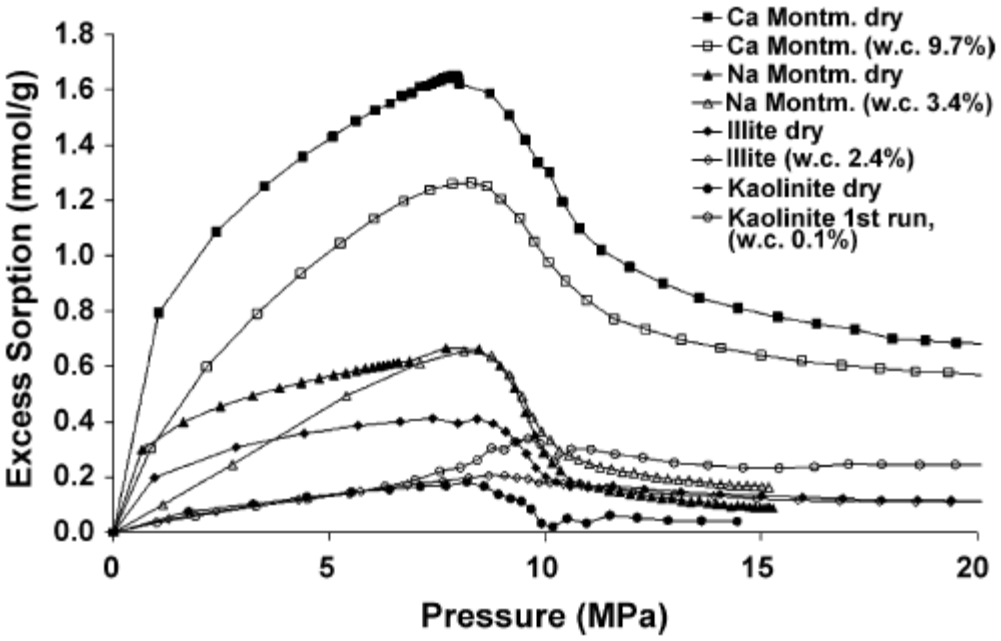


Figura 6.4. Representação gráfica do experimento de sorção de CO_2 a que as amostras de montmorilonita rica em cálcio, montmorilonita rica em sódio, caulinita e ilita foram submetidas. As duas medições por amostra são referentes ao estado seco e úmido. Extraído de BUSCH et al. (2008).

Ainda é possível mencionar uma correlação positiva entre a área superficial das amostras, o volume de microporos e a capacidade de sorção. A área superficial específica é decrescente na sequência: montmorilonita, ilita, caulinita. Essa ordem, como se pode perceber, é a mesma que se observa na diminuição da capacidade de sorção. Ademais, a relação entre a área superficial específica, o volume de microporos e a capacidade de sorção dos argilominerais já foi demonstrada por autores diversos (HOU et al., 2017; ROSS e BUSTIN, 2009; VENARUZZO et al., 2002).

A presença de esmectita também é considerado um fator que possibilita maior retenção de CO_2 (VENARUZZO et al., 2008). A ilita também apresenta relevância na adsorção de gases, conforme apresentado por HOU et al. (2017) em amostras de folhelhos apresentando diferentes teores de COT e de mineralogia predominantemente composta por quartzo, clorita e ilita.

6.1.6. Sorção de CO_2 em matéria orgânica

A matéria orgânica com menores áreas superficiais apresenta capacidade de sorção consideravelmente maior que as argilas que possuem maior área superficial (CHENG e HUANG, 2004). Essa situação pode ser explicada pela presença de outros mecanismos de retenção de gases, como o preenchimento de poros e a absorção. Além disso, a matéria orgânica do Tipo III (associada à origem continental) possui maior capacidade de retenção de gás que a matéria orgânica do Tipo I (origem lacustre). Sabe-se que a capacidade de sorção de gás, assim como o volume de microporos, aumentam com o incremento do teor de COT (figura 6.5.).

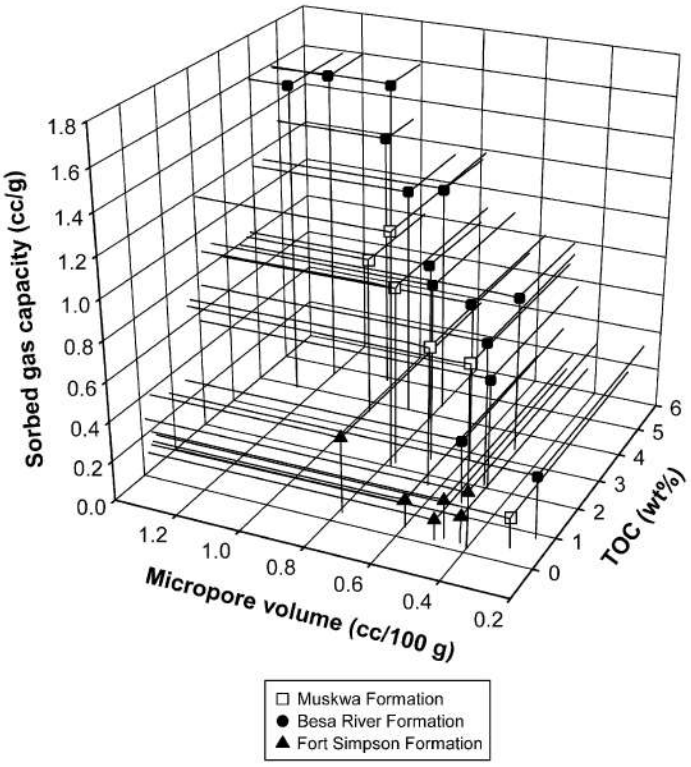


Figura 6.5. Representação da relação entre a capacidade de sorção de gás, o volume de microporos e o teor de carbono orgânico total. Extraído de ROSS e BUSTIN (2009).

Um estudo com amostras de carvão e folhelhos das formações Irati, Ponta Grossa e Rio Bonito (Bacia do Paraná) forneceu isotermas de alta pressão para o dióxido de carbono a 45 ºC e pressões de 20 MPa (WENIGER et al., 2010). Os folhelhos da formação Ponta Grossa apresentaram valores de COT entre 0,7 e 1,3%. Já amostras do Irati apresentaram entre 2,3 e 26,3%. A figura 6.6. mostra, para as 5 amostras analisadas, o excesso de sorção máxima em função do conteúdo de carbono. Além disso, a equação de regressão linear apresentada também foi obtida pelos autores. Percebe-se que há correlação positiva entre a capacidade de sorção e os teores de COT nas rochas estudadas. Também, a equação obtida para o CO_2 sugere que a fração mineral responde por uma porção significativa de sorção, sendo de 0,183 mmol/g.

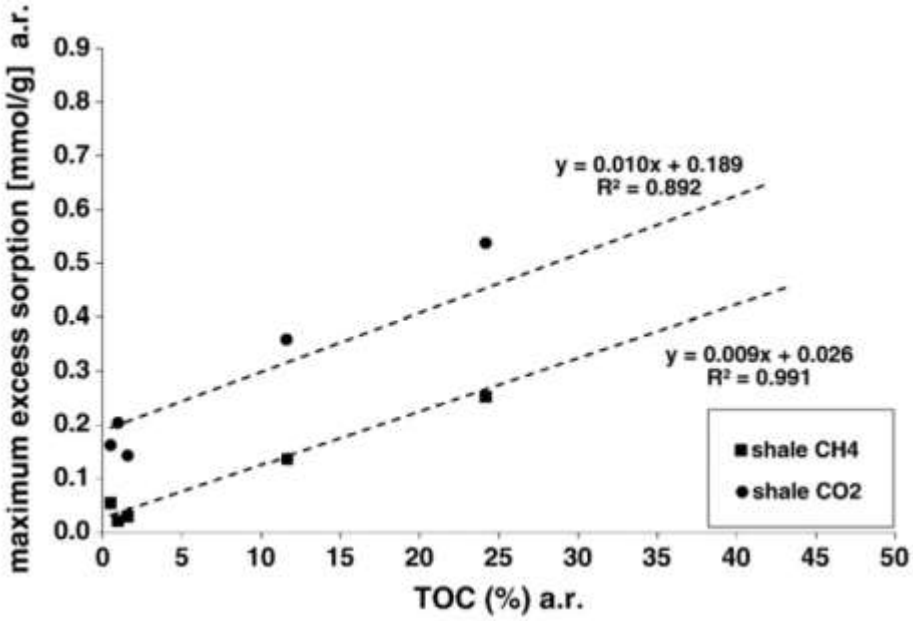


Figura 6.6. Teor de COT pelo excesso de sorção máximo obtido para as amostras de folhelho das formações Irati e Ponta Grossa. As condições do experimento são de 8–12 MPa e 45 ºC. Extraído de WENIGER et al. (2010).

6.1.7. Grau de exploração da bacia

Esse critério tem uma relação intrínseca com todos os anteriores: quanto maior o grau de exploração da bacia estudada, maior a disponibilidade de dados disponíveis para que se analise a viabilidade do seu uso como reservatório geológico de CO_2. É comum que um maior reconhecimento das características de uma bacia se associe a interesses econômicos na mesma, como a presença de empreendimentos petrolíferos.

Desse modo o conhecimento da bacia é relevante por possibilitar um estudo prévio da viabilidade, quantificações (campos com produção de gás possuem valores calculados que podem ser utilizados na apuração da capacidade de estocagem), infraestrutura disponível, dificuldades a serem enfrentadas (técnicas e naturais). Portanto, lida-se com território navegado, o que torna o processo de se pensar um projeto de CCS mais fácil.

6.2. Critérios físicos, termodinâmicos e hidrodinâmicos

O CO_2 é injetado nos reservatórios no estado supercrítico, atingido pela compressão e aquecimento do gás até que ultrapasse o ponto crítico, representado por pressões acima de 7,38 MPa e temperaturas maiores que 31,1 ºC (TOMIĆ, 2018). Dessa forma, a análise de critérios termodinâmicos inclui o estudo de gradientes de temperatura e pressão. Nas condições de estado supercrítico mencionadas, o CO_2 apresenta propriedades de gás e líquido simultaneamente, mostrando densidade de um líquido e viscosidade de um gás (TOMIĆ, 2018). Ao se considerar as condições de temperatura e pressão existentes na Terra, a profundidade mínima de injeção do CO_2 para que permaneça no estado supercrítico deve ser de cerca de 800 m (figura 6.7.). Com o aumento da profundidade percebe-se uma redução significativa do volume do dióxido de carbono injetado (AMINU et al., 2017).

As condições termodinâmicas e geotermais não são constantes por todas as bacias, sendo distinta mesmo em porções diferentes de uma mesma bacia. Nesse sentido, os fatores limitantes para o regime geotermal em uma bacia podem incluir: tipo da bacia, idade e tectonismo; fluxo de calor do embasamento; condutividade termal e produção de calor na sucessão sedimentar; temperatura no topo da sucessão sedimentar (AMINU et al., 2017).

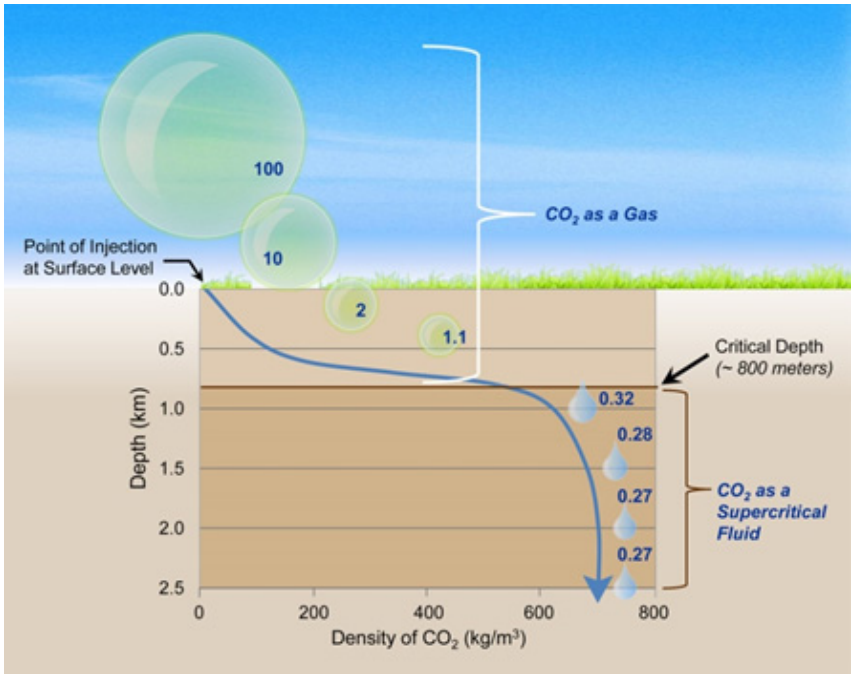


Figura 6.7. Comportamento do CO_2 e mudanças de volume na superfície e no reservatório em condições de estado supercrítico. Extraído de NETL (2018).

O conhecimento do regime hidrodinâmico da água presente nas formações é essencial para o armazenamento de CO_2, especialmente no caso de injeção em reservatórios depletados de óleo e gás. Os reservatórios de hidrocarboneto são resultados da migração secundária de hidrocarbonetos por aquíferos e trapas. Resulta disso que a grande maioria dos hidrocarbonetos estão em contato constante com a formação de água subjacente (BACHU, 2000). É comum que camadas de carvão também apresentem água, e nesses casos a injeção de CO_2 afeta a pressão, regime de fluxo e salinidade da água. Existe uma ligação clara entre o tipo de bacia sedimentar e o fluxo da água contida (figura 6.8.).

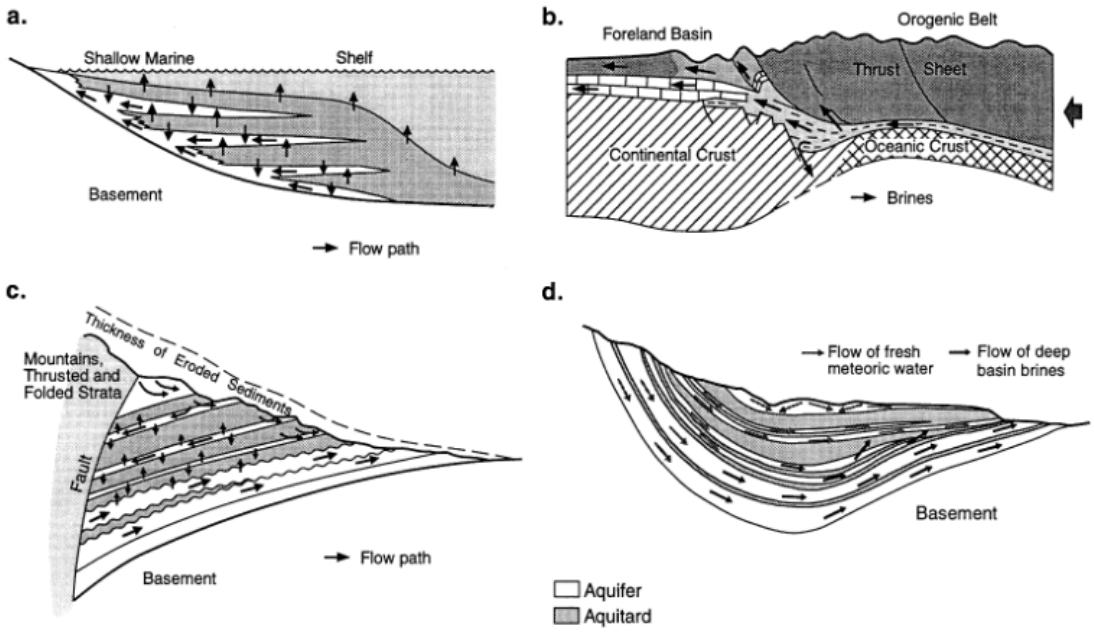


Figura 6.8. Representação diagramática do fluxo de fluidos conduzido por: (a) compactação, (b) compressão tectônica, (c) rebote erosional e (d) topografia. Extraído de BACHU (2000).

6.3. Critérios tecno-econômicos, sociais e regulatórios

Dentre esses critérios pode-se mencionar os custos pré-estocagem, custos relacionados ao local de armazenamento e custos de monitoramento (TOMIĆ, 2018). Os custos relacionados às etapas anteriores ao armazenamento incluem as despesas com captura e transporte, assim como os estudos de viabilidade para caracterização adequada de um local de armazenamento. Já os custos capitais incluem infraestrutura para a captura do dióxido de carbono, transporte, custos de injeção e equipamentos de campo, a depender da escolha do local de estocagem (TOMIĆ, 2018). Os custos de monitoramento do empreendimento, por sua

vez, dependem da regulação local. A grande variação encontrada na estimação de custos se deve a diferenças metodológicas e também pela variação de cenários disponíveis.

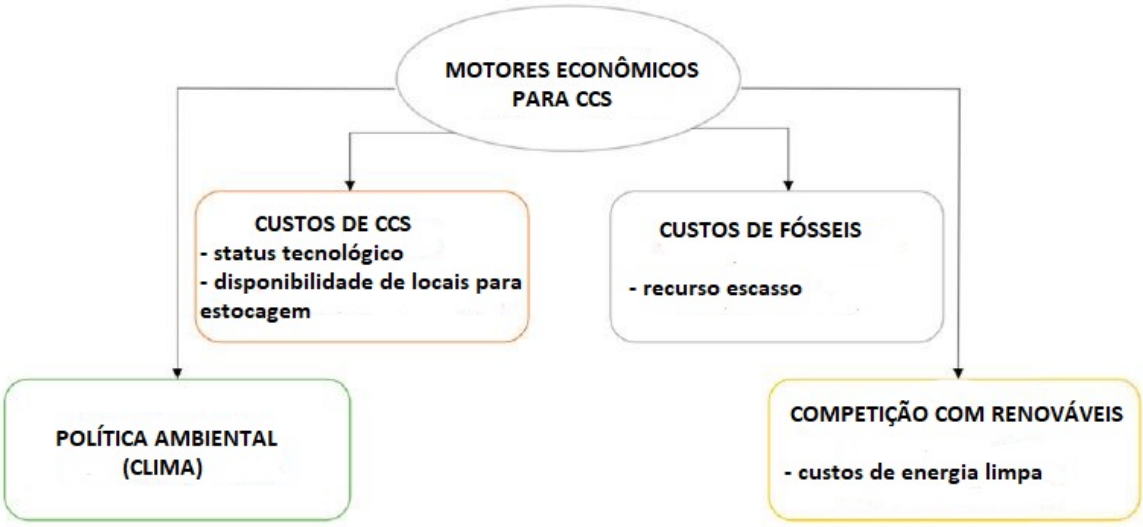


Figura 6.9. Motores econômicos para CCS. Adaptado de DURMAZ, 2018.

Os critérios sociais consideram a percepção pública, o que consiste em compreender se a população direta e indiretamente afetada entende as tecnologias de captura e armazenamento de carbono como uma benesse ou um problema. Essa questão também envolve os entornos diretos do empreendimento e as populações que são diretamente afetadas por possíveis mudanças em sua qualidade de vida (TOMIĆ, 2018).

As questões regulatórias também são significativas e envolvem o desenvolvimento e adoção de atos regulatórios apropriados para armazenamento de CO_2 e a criação de um aparato legal para os agentes políticos e tratados internacionais adotados em volta das tecnologias de CCS. Exemplo desse tipo de desenvolvimento foi a criação de uma comissão europeia que elegeu o CCS como uma tecnologia com participação especial para que se atinjam as metas de mitigação de emissões de CO_2 previstas em tratados diversos (EUROPESE COMMISSIE, 2011).

7. Geologia da Bacia de Santos

7.1. Características geológicas

A Bacia de Santos (Figura 7.1.) apresenta uma área de cerca de 352 260 km², que se estende entre 150 760 km² da linha de costa até a cota batimétrica de 400 m, 20 750 km² localizados entre as cotas 400 e 1000 m e 180 750 km² entre as cotas 1000 e 3000 m (FREITAS et al., 2006). Geograficamente, a bacia se coloca defronte aos estados de Rio de Janeiro, Santa Catarina, São Paulo e Paraná. É limitada a norte pelo Alto do Cabo Frio (fazendo fronteira com a Bacia de Campos), a sul pelo Alto de Florianópolis (em relação a Bacia de Pelotas). A leste, a bacia se prolonga até aproximadamente o limite entre a crosta continental e crosta oceânica, e a oeste é limitada pela Falha de Santos (ALMEIDA e CARNEIRO, 1998; FREITAS et al., 2006).

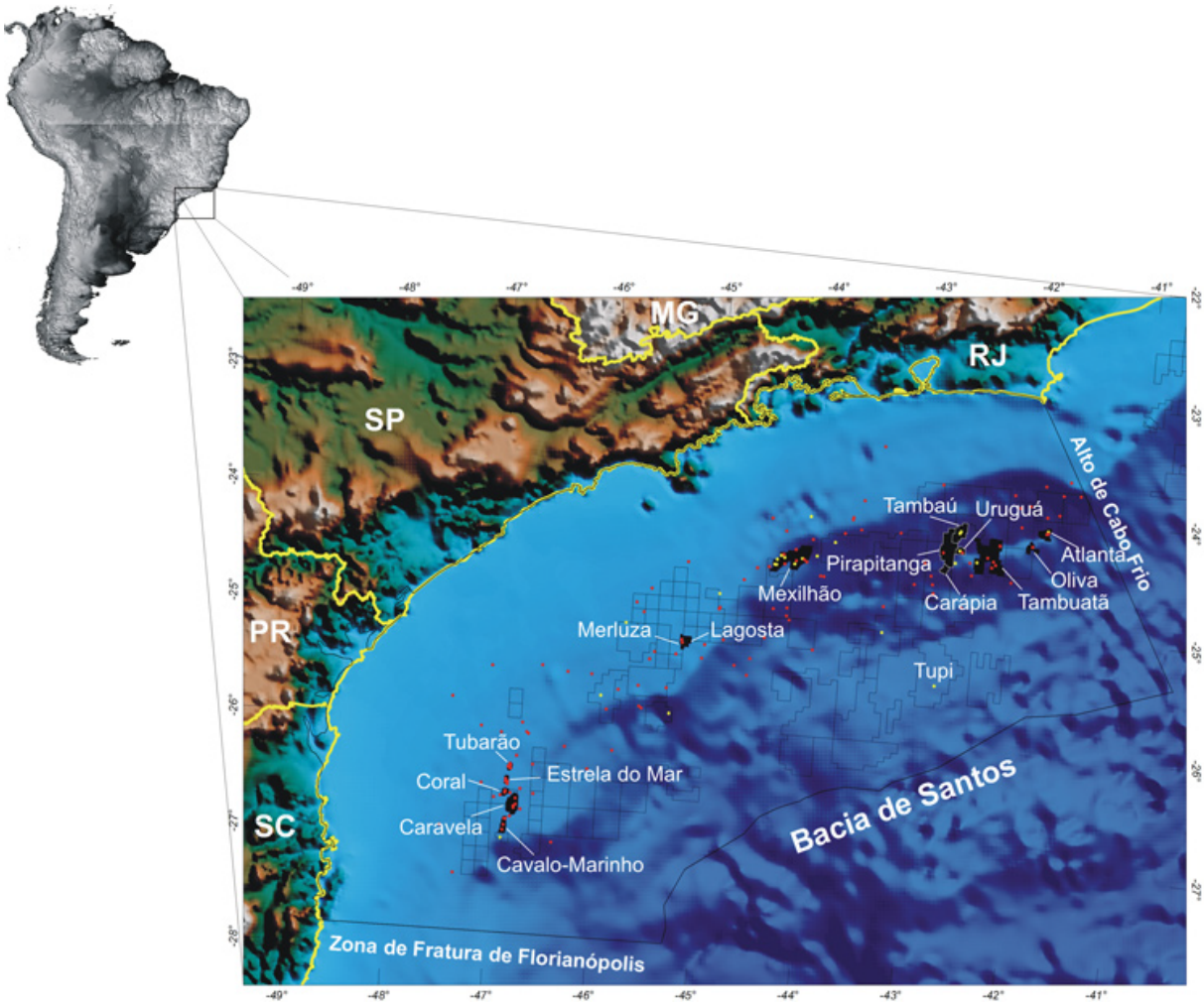


Figura 7.1. Localização da Bacia de Santos. Extraído de CHANG (2008).

A origem da Bacia de Santos se associa ao processo de abertura do Oceano Atlântico Sul. Existem diversas interpretações possíveis para esse evento destacando-se três abordagens principais: (1) domeamento térmico ocasionado por afinamento crustal (ASMUS e BAISCH, 1983); (2) estiramento litosférico antecedendo à abertura e colocando anomalias termais como secundárias (CHANG et al., 1992); (3) processos mistos a depender da ausência ou presença de plumas mantélicas e diferentes taxas de estiramento no decorrer da proto-margem (GLADCZENKO et al., 1997). A Bacia de Santos seria gerada por um estiramento anômalo ocasionado pelo calor excessivo na área do Platô de São Paulo pela pluma de Tristão da Cunha (MACEDO, 1990). A anomalia ocasionada pela pluma de Tristão pode ter resultado no soerguimento regional que se associou à subsidência mecânica na bacia, explicando uma seção rifte de menor espessura (ANP, 2003). A fase rifte da bacia seria representada por um mosaico de falhas sintéticas NS a NE/SW, com sistemas secundários antitéticos, resultando numa série de meio-grabens com altos internos (CAINELLI e MOHRIAK, 1998).

O seu arcabouço tecno-estratigráfico compreende três megassequências: sinrifte, transicional e pós-rifte (MOHRIAK, 2003). A megassequência sinrifte (idade neocomiana/barremiana) apresenta sedimentos siliciclásticos grosseiros (Formação Guaratiba) que se assentam em contato discordante com rochas vulcânicas da Formação Camboriú (MOHRIAK, 2003). A megassequência transicional, por sua vez, apresenta a deposição de evaporitos aptianos e siliciclásticos, que se encontram acima da discordância *break-up*. Essa megassequência apresenta características de ambiente marinho restrito, sendo encontrados carbonatos, anidrita e halita (na Formação Ariri). Por fim, a megassequência pós-rifte, correspondente a terceira fase tectônica, é associada a subsidência térmica durante os processos de deriva continental (MOHRIAK, 2003). Os primeiros sedimentos encontrados são siliciclásticos pertencentes a Formação Itanhaém, do Neo-Albiano. Nota-se também a presença de depósitos carbonáticos da Formação Guarujá, de idade eo/meso-albiana, posteriormente cobertos por sistemas transgressivos clásticos/carbonáticos da Formação Itanhaém de idade neo-albiana a eo-cenomaniano (PEREIRA et al., 1986; MOHRIAK, 2003).

A abertura do Atlântico Sul (em sua porção meridional) se iniciou em manifestações ocorridas durante o Jurássico, com rifteamento ativo (MACEDO, 1990). A existência de rochas que se associam aos estágios iniciais de rifteamento é controversa, sendo omitida nas cartas estratigráficas publicadas da bacia (FREITAS et al., 2006). A grande espessura de

soterramento dificulta que se atinja a seção rifte, e feições típicas da fase rifte já são apresentadas pelo pacote sedimentar que se encontra acima dos basaltos neocomianos (FREITAS et al., 2006). O embasamento da Bacia de Santos apresenta caráter muito variável, principalmente por ter sido originada sobre um cinturão colisional de idade pré-cambriana superior (correspondente ao Ciclo Brasiliano) e seus crátons adjacentes. Essa situação se revela na presença de dois embaiamentos, Norte e Sul (PEREIRA et al., 1986) e na complexidade do arcabouço na fase rifte (ANP, 2003).

Em relação à exploração de petróleo, os principais geradores de óleo estão associados aos folhelhos lacustres da Formação Guaratiba (de idade correspondente ao Aptiano / Barremiano / Hauteriviano) e aos folhelhos da Formação Itajaí-Açu (de idade Cenomiano–Turoniano) (GIBBOND et al., 1983). Quanto às rochas reservatório, são notáveis os calcarenitos da Formação Guarujá, arenitos cenomanianos e neoalbianos da Formação Florianópolis e os arenitos cretáceo-terciários. Pode-se citar também os os reservatórios siliciclásticos do Cretáceo Superior (representados pelos arenitos plataformais da Formação Juréia e turbiditos da Formação Itajaí-Açu). Turbiditos terciários da Formação Marambaia (Eoceno–Paleoceno) também ocorrem (HASUI, 2012). As rochas selantes, por sua vez, correspondem àquelas que impedem o petróleo (e os gases) de se movimentarem pelas diferentes camadas de rocha. No caso da Bacia de Santos, essas rochas são representadas por folhelhos, margas e calcilutitos atuando nas acumulações carbonáticas e siliciclásticas (HASUI, 2012).

Acumulações de petróleo em carbonatos da sequência do pré-sal ganharam muito destaque recentemente. Nesses casos, a camada de sal atua como selante para o petróleo trapeado em altos estruturais de fase rifte, que marcam grandes feições positivas na bacia, em escala regional (MOHRIAK et al., 2001; GOMES et al., 2002; MODICA e BRUSH, 2004, paula e MOHRIAK, 2005; HASUI, 2012).

7.2. Estratigrafia da bacia

A síntese da estratigrafia da Bacia de Santos é encontrada no trabalho de PEREIRA e FEIJÓ (1994). A bacia se caracteriza por camadas sedimentares com espessuras significativas, cujas idades variam desde o final do Neocomiano (Cretáceo Inferior) até o Recente, somando cerca de 130 milhões de anos de registro (FREITAS et al., 2006). As seções marinhas e evaporíticas se destacam, assim como a presença de magmatismo basáltico. A figura 7.2. apresenta a carta estratigráfica da Bacia de Santos e a figura 7.3. apresenta a distribuição do registro estratigráfico da bacia no tempo.

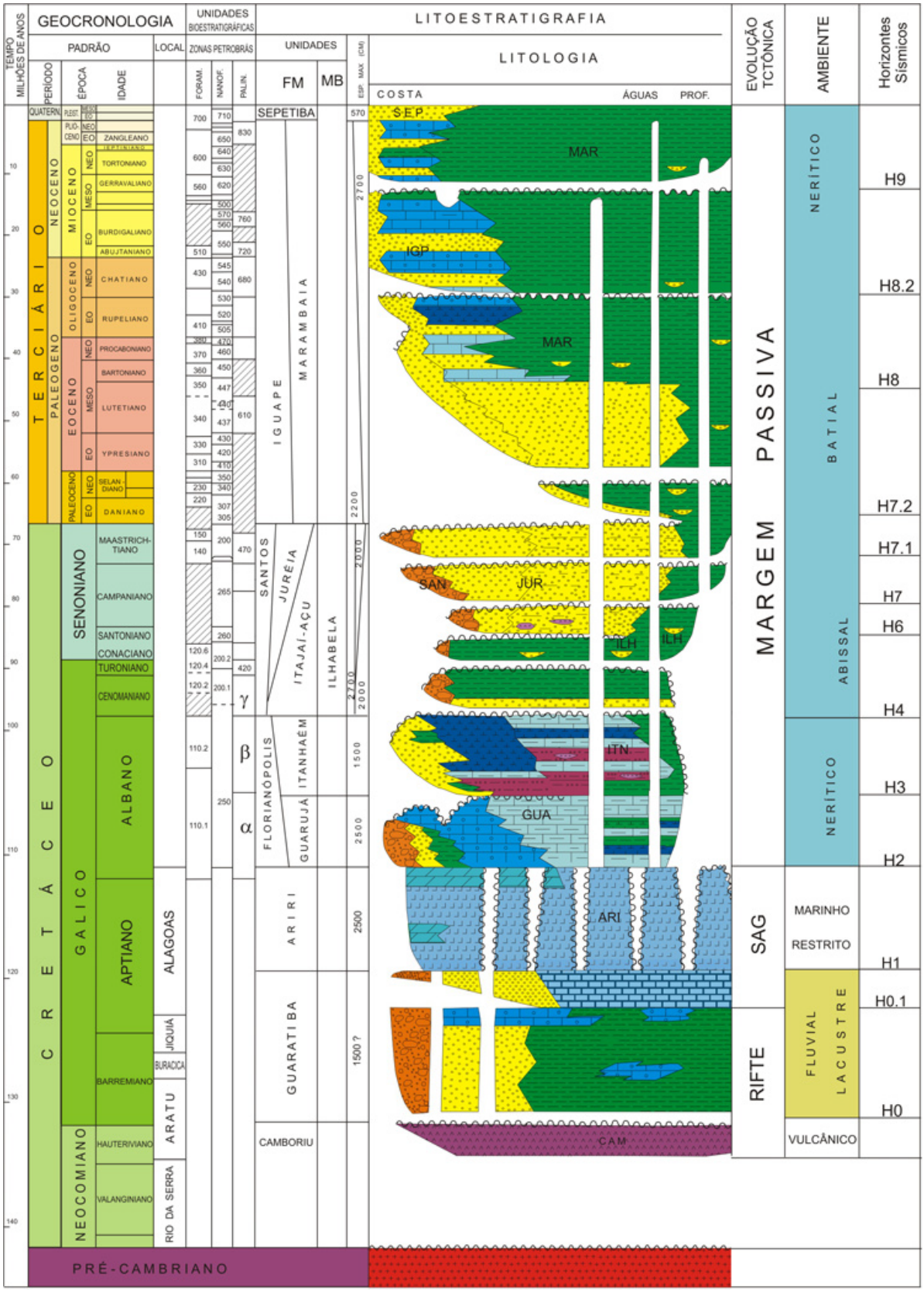


Figura 7.2. Carta Estratigráfica da Bacia de Santos. Modificada de PEREIRA e FEIJÓ (1994).

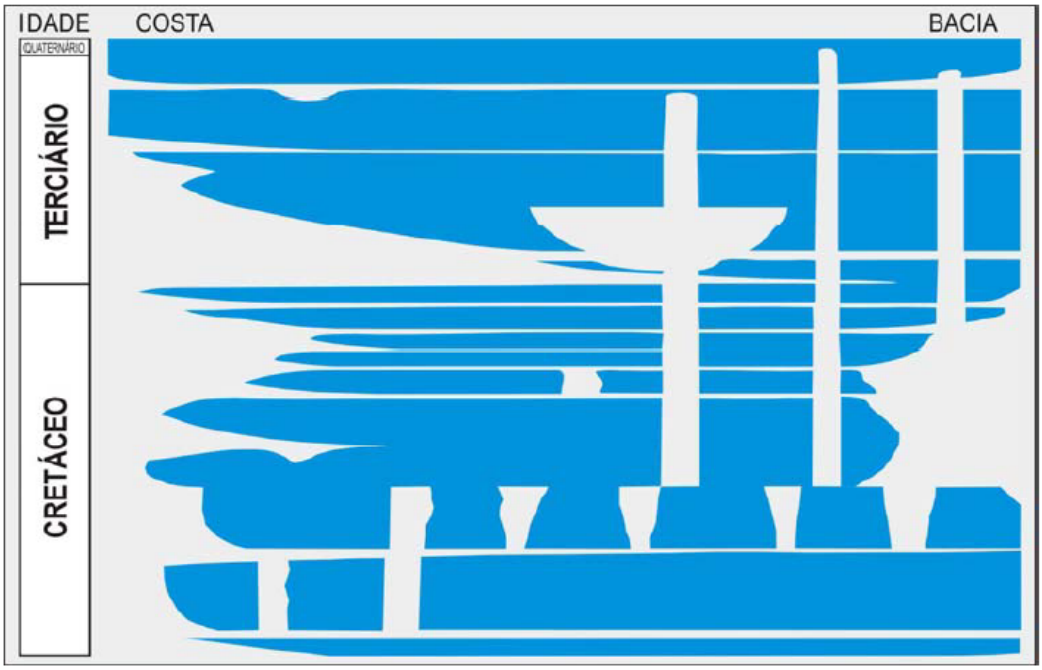


Figura 7.3. A distribuição do registro estratigráfico da Bacia de Santos no tempo. Extraído de FREITAS et al. (2006).

O registro sedimentar apresenta forte aspecto descontínuo, e as perdas mais expressivas se encontram nas bordas da bacia, o que pode estar associado a períodos de queda do nível do mar e erosão subaérea (FREITAS et al., 2006). O estudo da estratigrafia de cada uma das formações conta com a disponibilidade perfis de raio gama. O uso desse tipo de perfil se baseia no fato de que algumas rochas emitem radioatividade naturalmente, como os folhelhos (LOGELO, 2011). Os perfis de raio gama utilizam a radioatividade natural produzida por elementos estáveis ^{238}U, ^{232}Th, ^{40}K e também pelo bombardeio de núcleos instáveis de raios gama ou nêutrons (KEAREY et al., 2013).

Folhelhos comumente contém certas quantidades dos elementos mencionados anteriormente ocorrendo em micas, feldspatos alcalinos e argilominerais. Esses elementos produzem radiação gama detectável por espectrometria. Desse modo, os perfis de radiação gama natural detectam a presença de horizonte de folhelhos, podendo fornecer uma estimativa da quantidade de material argiloso contido em outras rochas sedimentares (KEAREY et al., 2013). O perfil de radiação gama natural mede a radioatividade alguns decímetros a partir do poço onde se faz a análise. Um tempo de recuperação de alguns segundos é necessário para

que se obtenha uma contagem adequada devido à natureza estatística das radiações. A ferramenta utilizada na perfilagem se desloca de maneira uniforme no interior do poço.

A unidade utilizada é o *GAPI* (correspondendo a °*API*) e a curva do perfil indica o grau de radioatividade *GR* para cada profundidade analisada. A interpretação do perfil depende da definição da linha base defronte aos folhelhos *LBF* (SCHLUMBERGER, 1987). A *LBF* deve ser indicada em termos da média dos valores máximos dos folhelhos, sendo possível obter os valores de leitura máxima e mínima do perfil (ou seja grau de radioatividade máximo e grau de radioatividade mínimo). O conhecimento desses valores é essencial para que se calcule o índice dos raios gama *IGR*. Esse índice pode ser expresso pela seguinte fórmula:

$$IGR = \frac{GR - GR_{mín}}{GR_{máx} - GR_{mín}}$$

Sendo *GR* o grau de radioatividade lido para um poço, $GR_{mín}$ o menor grau de radioatividade encontrado e $GR_{máx}$ o grau de radioatividade máximo, que se considera como equivalente a *LBF*. A partir dessa relação calcula-se a argilosidade *VHS* para o ponto escolhido, utilizando-se a fórmula:

$$VSH = \frac{IGR}{A - (A - 1)\, IGR}$$

O índice A se relaciona com a idade da rocha, sendo três quando a rocha tiver idade terciária e dois quando for mais velha (SCHLUMBERGER, 1987). O uso desse tipo de perfilagem é útil na definição do tipo de litologia, conforme expresso pela figura 7.4. Nota-se que folhelhos, folhelhos ricos em matéria orgânica e cinzas vulcânicas apresentam os maiores valores de raio gama, enquanto halita, anidrita, carvão, arenitos puros, dolomitas e calcários apresentam os menores valores de raio gama. Contudo, é importante cuidar para que essa interpretação não seja generalizada demais — por exemplo, um arenito pode conter feldspatos, micas, glauconita ou metais pesados, sendo que estes resultam em valores maiores de raio gama.

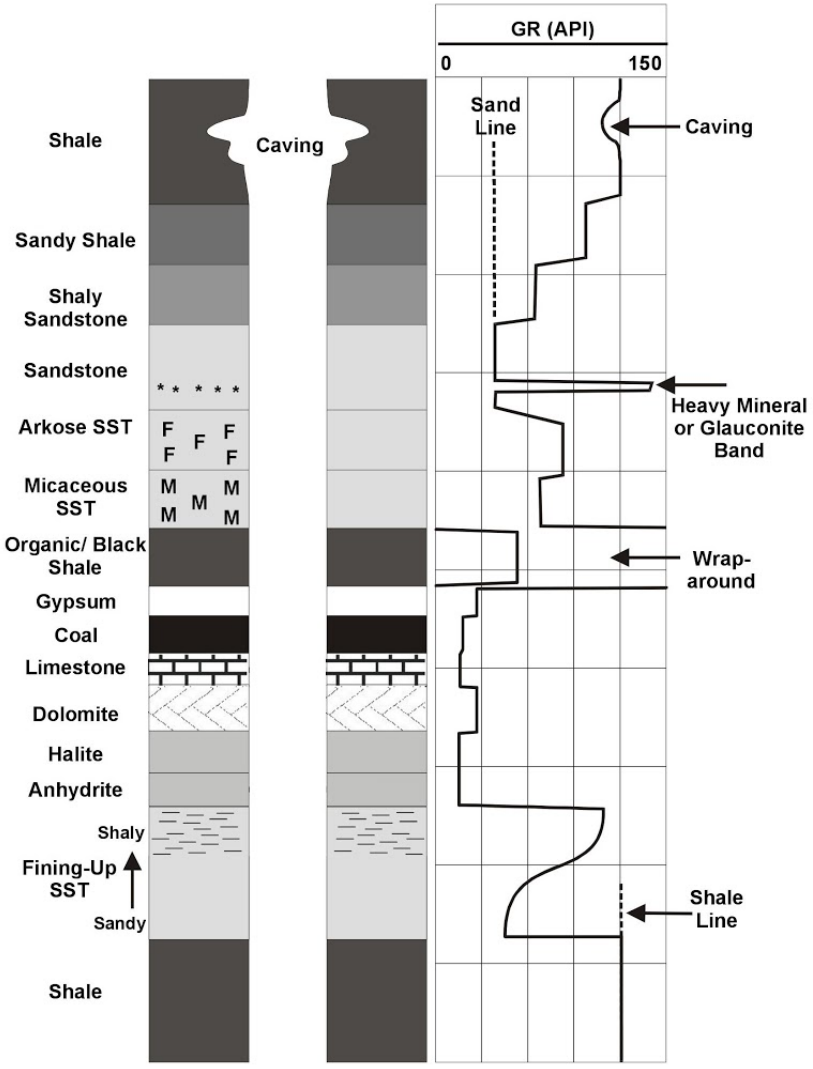


Figura 7.4. Efeito de diferentes litologias em um perfil de raios gama. Extraído de GLOVER (2001).

Para que se calcule o volume de folhelho presente é possível utilizar o índice de raio gama. Alguns petrofísicos indicam que o volume de folhelho e o índice são idênticos, mas é adequado que se use uma conversão adequada como a proposta na figura 7.5.

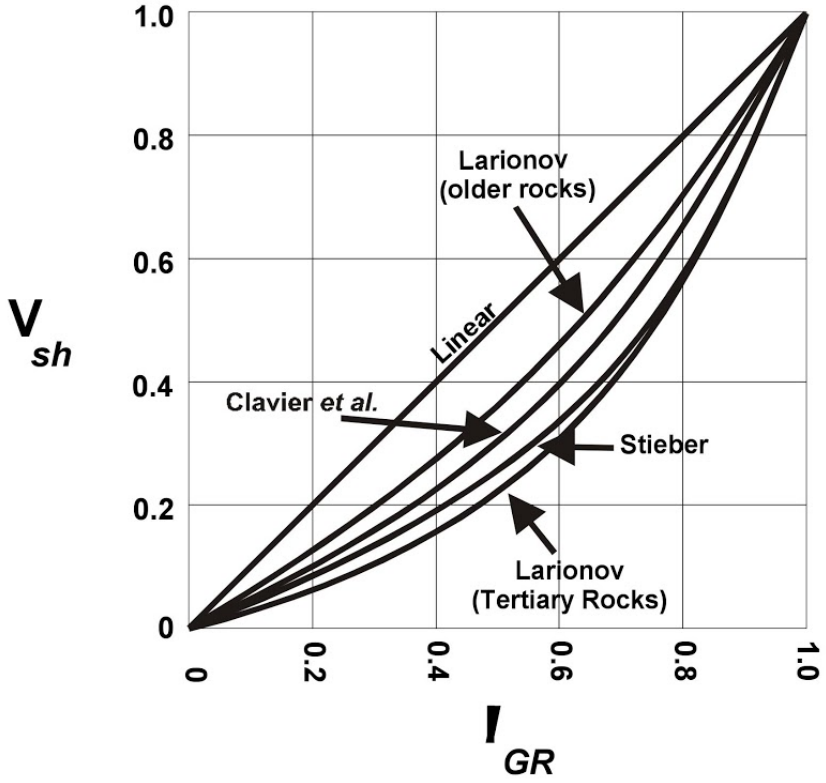


Figura 7.5. Cálculo do volume de *shale* a partir do índice de raio gama. Extraído de GLOVER (2001).

É relevante mencionar que o cálculo do volume de folhelhos é um procedimento que depende de escolhas um pouco subjetivas, como a definição do que é um mínimo (linha da areia) e um máximo (linha do folhelho). Também é possível correlacionar ambientes de deposição a partir da interpretação de perfis de raio gama. As mudanças graduais de litologia e grãos permitem esse tipo de correlação, conforme demonstrado na figura 7.6.

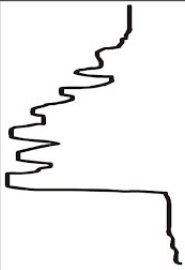
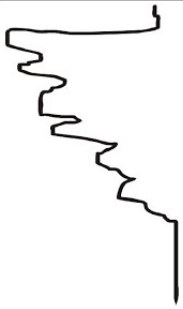
Shape	Smooth	Environments	Serrated	Environments
Cylinder Represents uniform deposition.		Aeolian dunes Tidal sands Fluvial Channels		Deltaic distributaries Turbidite channels Proximal deep-sea fans
Bell Shape Fining upwards sequences.		Tidal sands Alluvial sands Braided streams Fluvial channels Point bars		Lacustrine sands Deltaic distributaries Turbidite channels Proximal deep-sea fans
Funnel Shape Coarsening upward sequences.		Barrier bars Beaches Crevasse splays		Distributary mouth bars Delta marine fringe Distal deep-sea fans

Figura 7.6. Forma do perfil de raio gama e sua associação com ambientes deposicionais diversos. Extraído de GLOVER (2001).

7.2.1. Formação Camboriú

Esta Formação compreende derrames basálticos em posição inferior à seção sedimentar por quase toda a extensão da bacia. Compõe-se de basalto verde-escuro e cinza-escuro, holocristalino, de granulação média, textura ofítica, com constituição marcada principalmente por plagioclásio e augita, em geral pouco alterado (ANP, 2003). É possível correlacionar essa formação com as formações Cabiúnas (na Bacia de Campos) e Imbituba (na Bacia de Pelotas). A unidade não foi atravessada completamente, até o momento, por nenhum poço, não se tendo uma noção exata de sua espessura total, nem das unidades inferiores. Nos momentos em que não se encontra recoberta pelos estratos eocretáceos da fase

rifte representados na Formação Guaratiba, pode estar sotoposta a diferentes unidades da bacia (ANP, 2003). A figura 7.7. apresenta um perfil tipo da Formação Camboriú.

A Formação Camboriú possui espessura de 40 m apresentando basaltos distribuídos por toda a bacia. Os basaltos podem ser descritos como de coloração verde escura a cinza escura, holocristalinos, granulação média e textura ofiolítica. Mineralogicamente, os componentes principais desses basaltos são plagioclásio e augita, comumente frescos, não apresentando alterações (PEREIRA e FEIJÓ, 1994; MOREIRA et al., 2007).

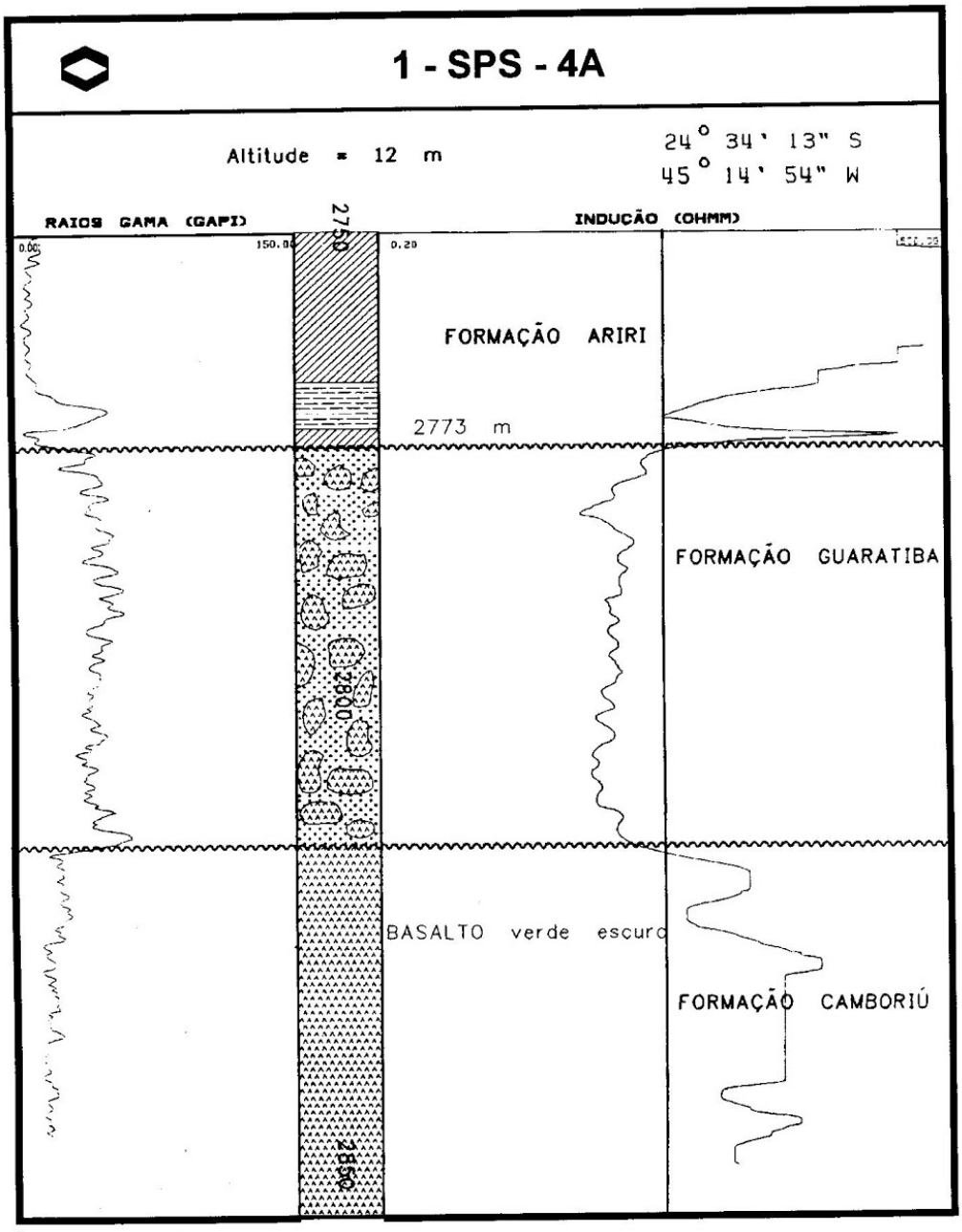


Figura 7.7. Perfil-tipo da Formação Camboriú. Extraído de PEREIRA e FEIJÓ (1994).

7.2.1. Formação Guaratiba

Representada por um pacote de rochas clásticas e carbonáticas localizadas acima da Formação Camboriú e abaixo dos evaporitos da Formação Ariri, com ambos os contatos discordantes. As rochas presentes são conglomerados polimíticos avermelhados, com matriz argilo-arenosa e seixos de basalto e quartzo. Também aparecem arenitos médios a conglomeráticos e coquina branco-avermelhada (ANP, 2003). O ambiente deposicional associado que se atribui é continental, mais especificamente leques aluviais progradantes sobre lagos rasos onde se deu a deposição dos carbonatos. Essa interpretação se baseia na coloração avermelhada dos sedimentos e sua baixa maturidade. A datação e ostracodes revela idades eocretáceas (andares Ataru a Alagoas). A figura 7.8. apresenta um perfil tipo da Formação Guaratiba.

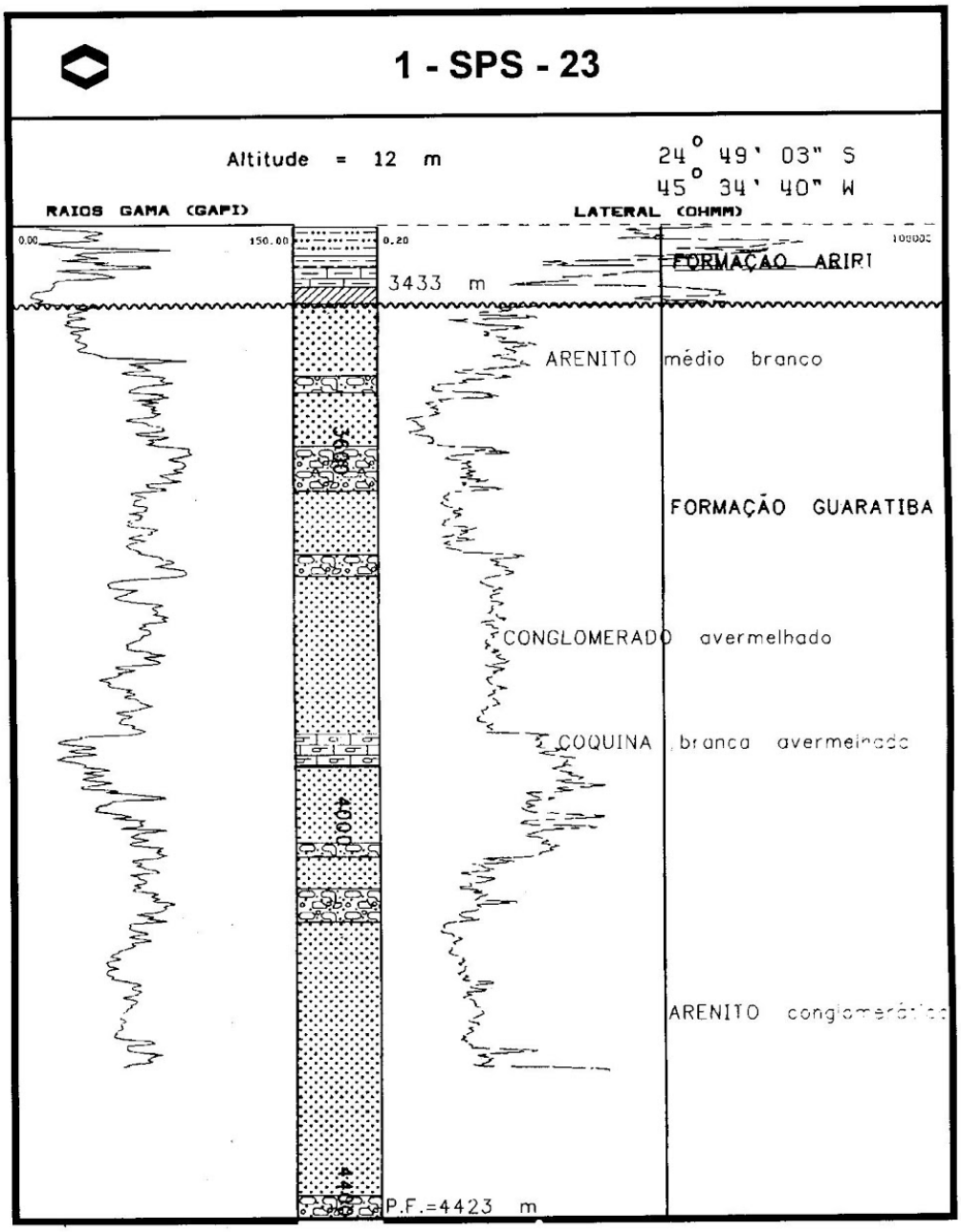


Figura 7.8. Perfil-tipo da Formação Guaratiba. Extraído de PEREIRA e FEIJÓ (1994).

7.2.3. Formação Ariri

Representante da suíte evaporítica neoalagoas, aparece recobrindo com contato discordante os sedimentos clásticos da Formação Guaratiba, sendo recoberta concordantemente pelas formações Florianópolis e Guarujá (ANP, 2003). Composta por pacotes espessos de halita e anidrita de coloração branca, calcilutitos, folhelhos e margas. O

ambiente de deposição é interpretado como ambiente marinho restrito com a formação de planícies de *sabkha*. A extensão dessa unidade direciona-se até a região norte da Bacia de Pelotas, possuindo equivalentes nas demais bacias marginais brasileiras: membro Retiro (na Bacia de Campos), Itaúnas (Espírito Santo), Igrapiúna (Camamu-Almada), Iburá (Sergipe), dentre outras (ANP, 2003). A figura 7.9. apresenta um perfil tipo da Formação Ariri.

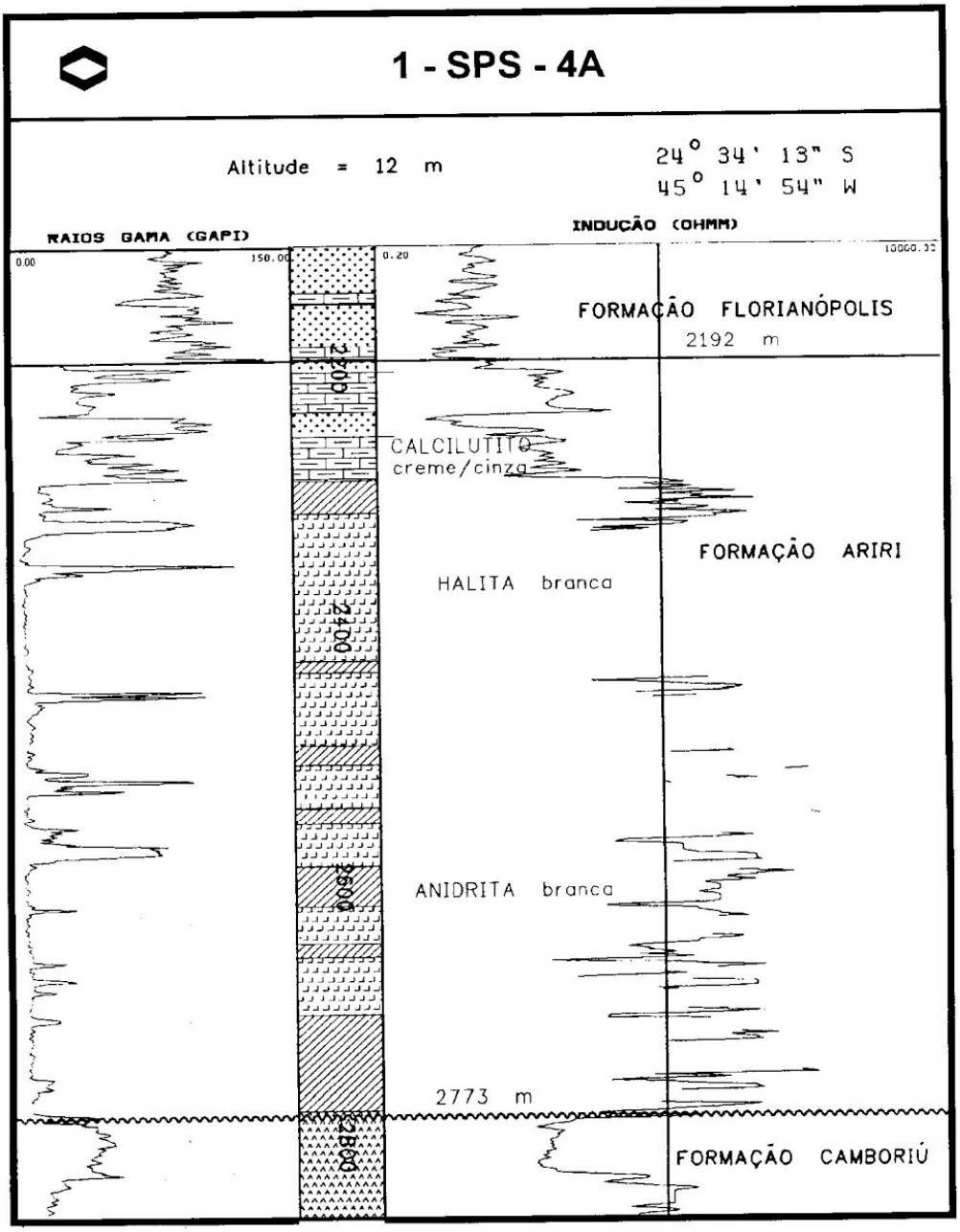


Figura 7.9. Perfil-tipo da Formação Ariri. Extraído de PEREIRA e FEIJÓ (1994)

7.2.4. Formação Florianópolis

Constituída por arenitos finos a grossos, vermelhos, com matriz argilosa, folhelhos e siltitos vermelhos micromicáceos depositados em ambiente de leques aluviais, organizados em um cinturão que cerceia a Charneira de Santos (ANP, 2003). Localizada concordantemente acima da Formação Ariri, coloca-se abaixo (e interdigita-se lateralmente) dos carbonatos da Formação Guarujá e dos clásticos finos da Formação Itanhaém. Datações bioestratigráficas são raras, sendo-lhe atribuída idade albiana a partir da associação com as formações Guarujá e Itanhaém. Esta formação é correlacionável com leques aluviais albianos que aparecem em outras bacias: Formação Tramandaí (Pelotas), Membro Goitacás (Campos), Membro Angico (Sergipe), Formação São Mateus (Espírito Santo). A figura 7.10. apresenta um perfil tipo da Formação Florianópolis.

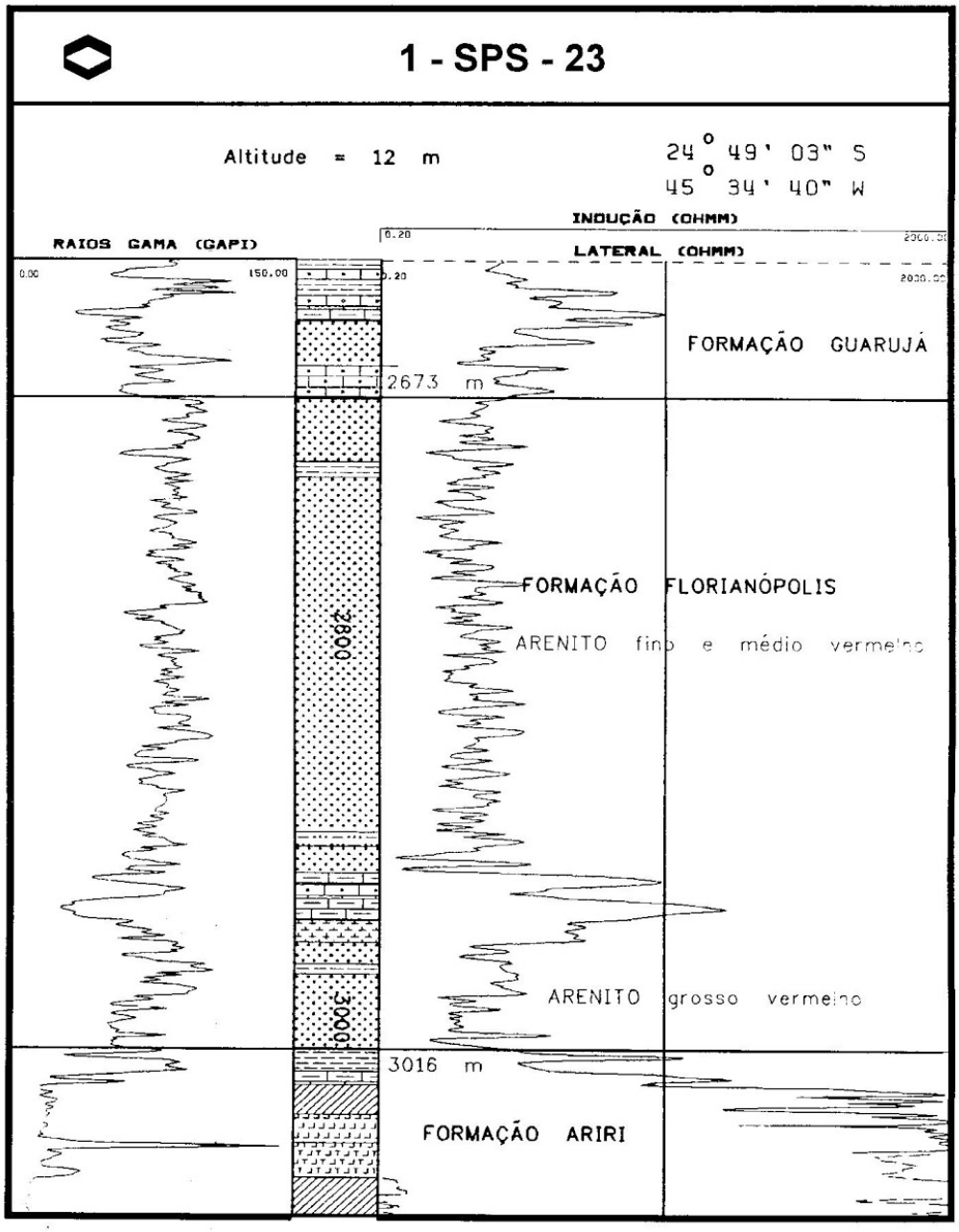


Figura 7.10. Perfil-tipo da Formação Florianópolis. Extraído de PEREIRA e FEIJÓ (1994).

7.2.5. Formação Guarujá

Essa formação coloca-se sobreposta concordamente à Formação Ariri, interdigitando-se lateralmente com clásticos da Formação Florianópolis. Ademais, coloca-se abaixo, em discordância parcial, dos pelitos da Formação Itanhaém. Sua litologia é marcada pela presença de calcarenitos oolíticos bioclásticos que aparecem variando lateralmente para calcilutitos creme-acinzentados/cinza-acastanhados e margas cinzentas, depositados durante o Eo-Albiano, conforme indicado pela datação de foraminíferos planctônicos e palinomorfos (ANP, 2003). Interpreta-se o ambiente deposicional desta unidade como condições restritas rasas e de clima quente e seco, marcado por águas de fundo bastante salinas resultando da combinação de fatores climáticos e ambientais. Evidências sugerem que o mar Guarujá não passou de um mar nerítico médio e dados isotópicos sugerem leve dessalinização em direção ao topo do pacote carbonático (ANP, 2003). O modelo deposicional conforme proposto por CARVALHO (1989) mostra a distribuição em faixas ambientais paralelas à Charneira de Santos. Assim, partindo da mais distal para a mais proximal, encontram-se sedimentos de periplataforma, bancos oncolíticos, faixa peloidal, barras oolíticas, laguna rasa e estreita e planície de maré. Os sedimentos mais distais e de água mais profunda são os calcilutitos de periplataforma.

Pode-se correlacionar as seções carbonáticas eoalbianas dessa unidade em outras bacias: Formação Porto Belo (Pelotas), Membro Quissamã (Campos), Formação Regência (Espírito Santo), Membro Germânia (Camamu−Almada) e Membro Maruim (Sergipe). A figura 7.11. apresenta um perfil tipo da Formação Guarujá.

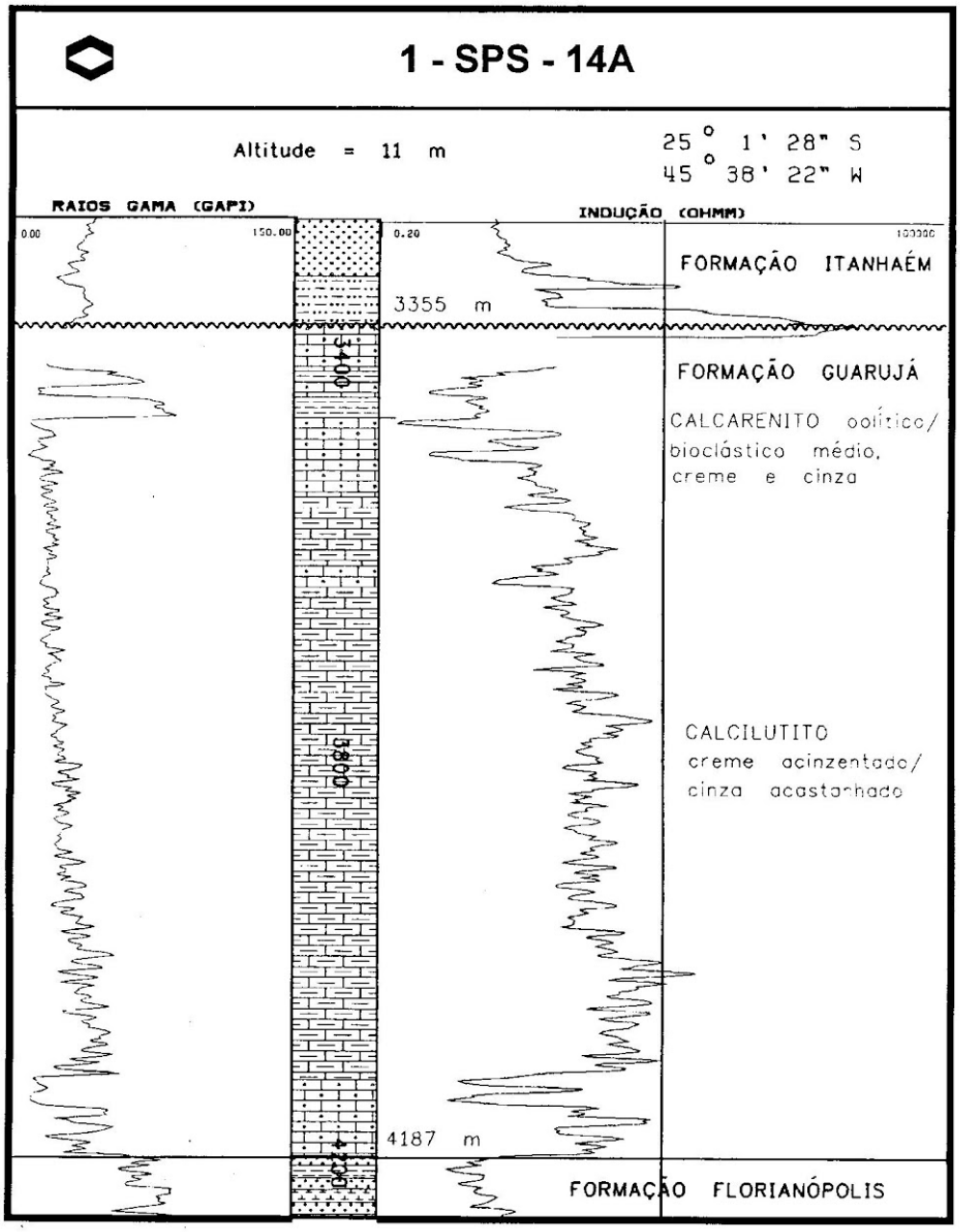


Figura 7.11. Perfil-tipo da Formação Guarujá. Extraído de PEREIRA e FEIJÓ (1994).

7.2.6. Formação Itanhaém

Essa formação compreende o pacote pelítico que ocorre entre os clásticos da Formação Itajaí-Açu e os carbonatos da Formação Guarujá. A Formação Itajaí-Açu faz o contato superior, discordante; já com os clásticos grossos da Formação Florianópolis, interdigita-se lateralmente. A datação com base em foraminíferos planctônicos e palinomorfos atribui idade neoalbiana. Correlaciona-se com outras bacias da seguinte forma: Formação

Atlândida (Bacia de Pelotas), Membro Outeiro (Campos), Membro Quiepe (Bacia de Camamu-Almada) e Taquari (Bacia de Sergipe). A figura 7.12. apresenta um perfil tipo da Formação Itanhaém.

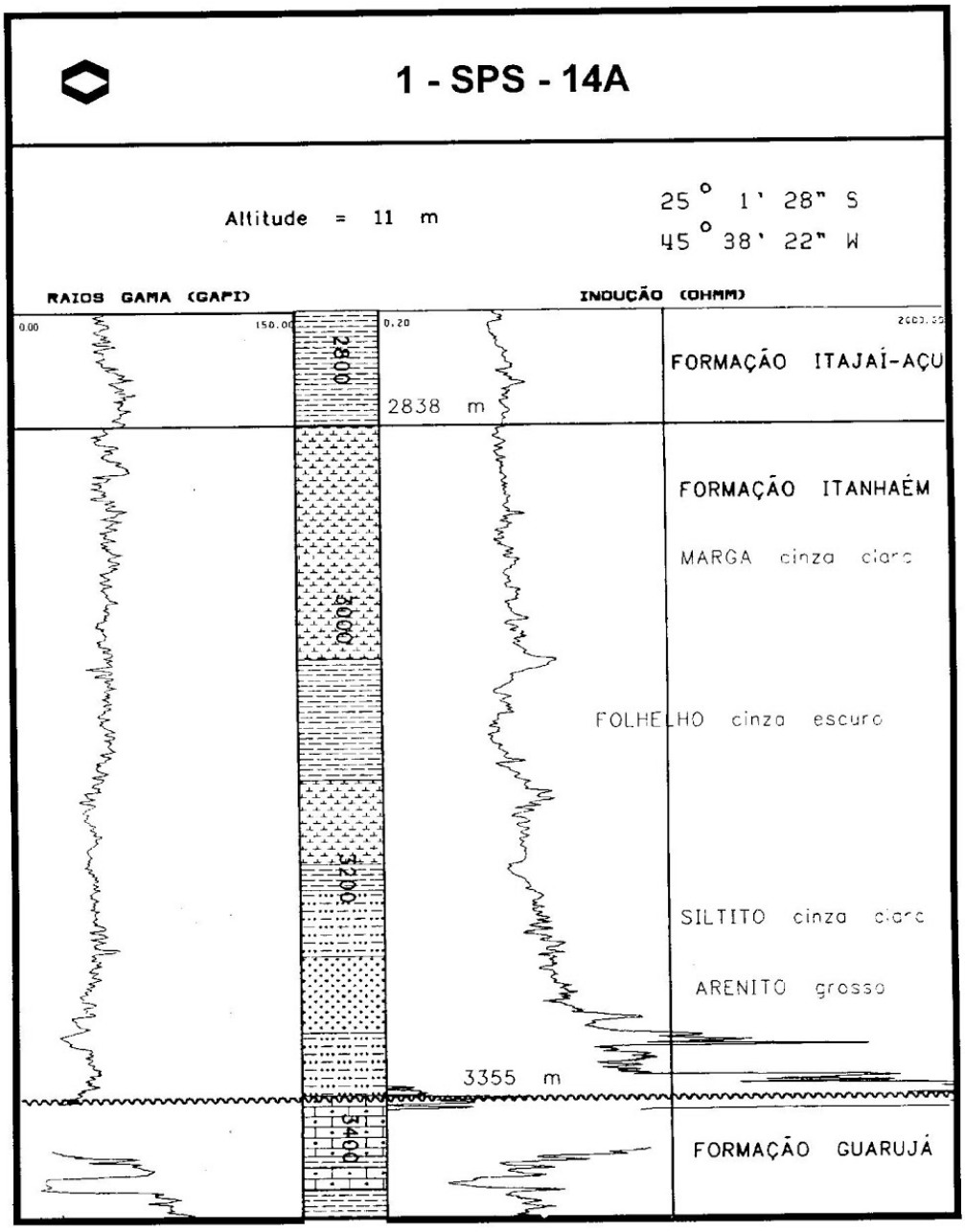


Figura 7.12. Perfil-tipo da Formação Itanhaém. Extraído de PEREIRA e FEIJÓ (1994).

7.2.7. Formação Santos

Composta por conglomerados e arenitos líticos avermelhados que ocorrem intercalando-se com folhelhos cinza e argilas vermelhas, depositados em ambiente

continental/transicional na forma de leques aluviais, rios entrelaçados e deltas. Interdigita-se lateralmente com as formações Itajaí-Açu e Juréia, recobrindo discordantemente a Formação Florianópolis e estando sotoposta e em discordância com as formações Iguape e Marambaia (ANP, 2003). A figura 7.13 apresenta um perfil tipo da Formação Santos.

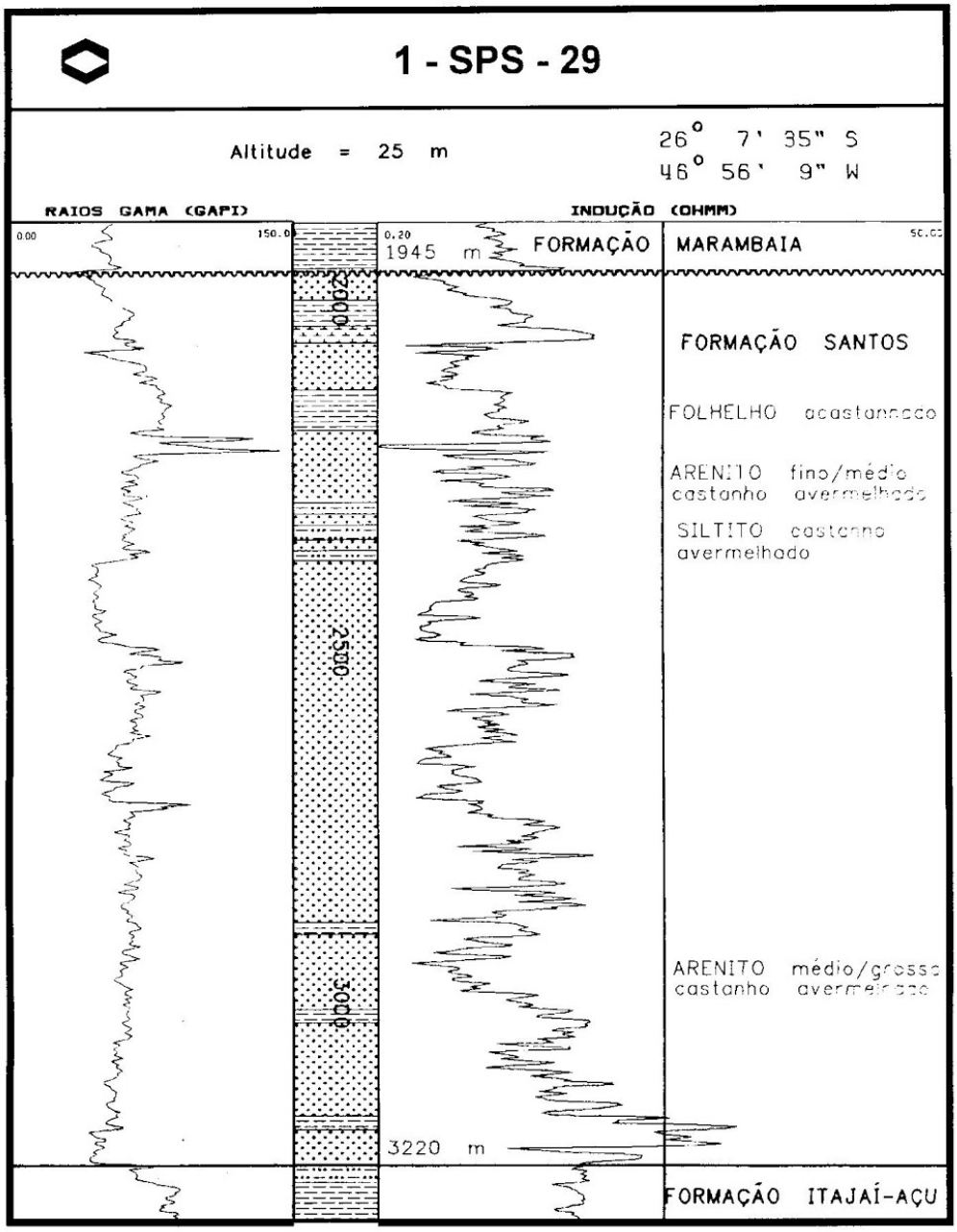


Figura 7.13. Perfil-tipo da Formação Santos. Extraído de PEREIRA e FEIJÓ (1994).

7.2.8. Formação Itajaí-Açu

A unidade Itajaí-Açu abrange o pacote pelítico sotoposto e interdigitado com os clásticos das formações Juréia e Santos. Compõe-se de espessa seção de clásticos finos e a litologia predominante é folhelho cinza-escuro. Seu contato inferior com a Formação Itanhaém é discordante e o contato superior com a Formação Marambaia. Apresenta arenitos turbidíticos médios, dispersos pela seção, que compõe o Membro Ilhabela. Essa unidade foi datada como cenomaniana a maastrichtiana com o uso de datação de palinomorfos, nanofósseis calcários e foraminíferos planctônicos. Correlaciona-se a outras bacias pelas seguintes unidades: Membro Tamoios (Campos), parte inferior das formações Imbé (Pelotas), Urucutuca (Espírito Santo, Camamu–Almada) e Calumbi (Sergipe–Alagoas). A figura 7.14. apresenta um perfil tipo da Formação Itajaí-Açu e a figura 7.15. apresenta um perfil tipo do Membro Ilhabela.

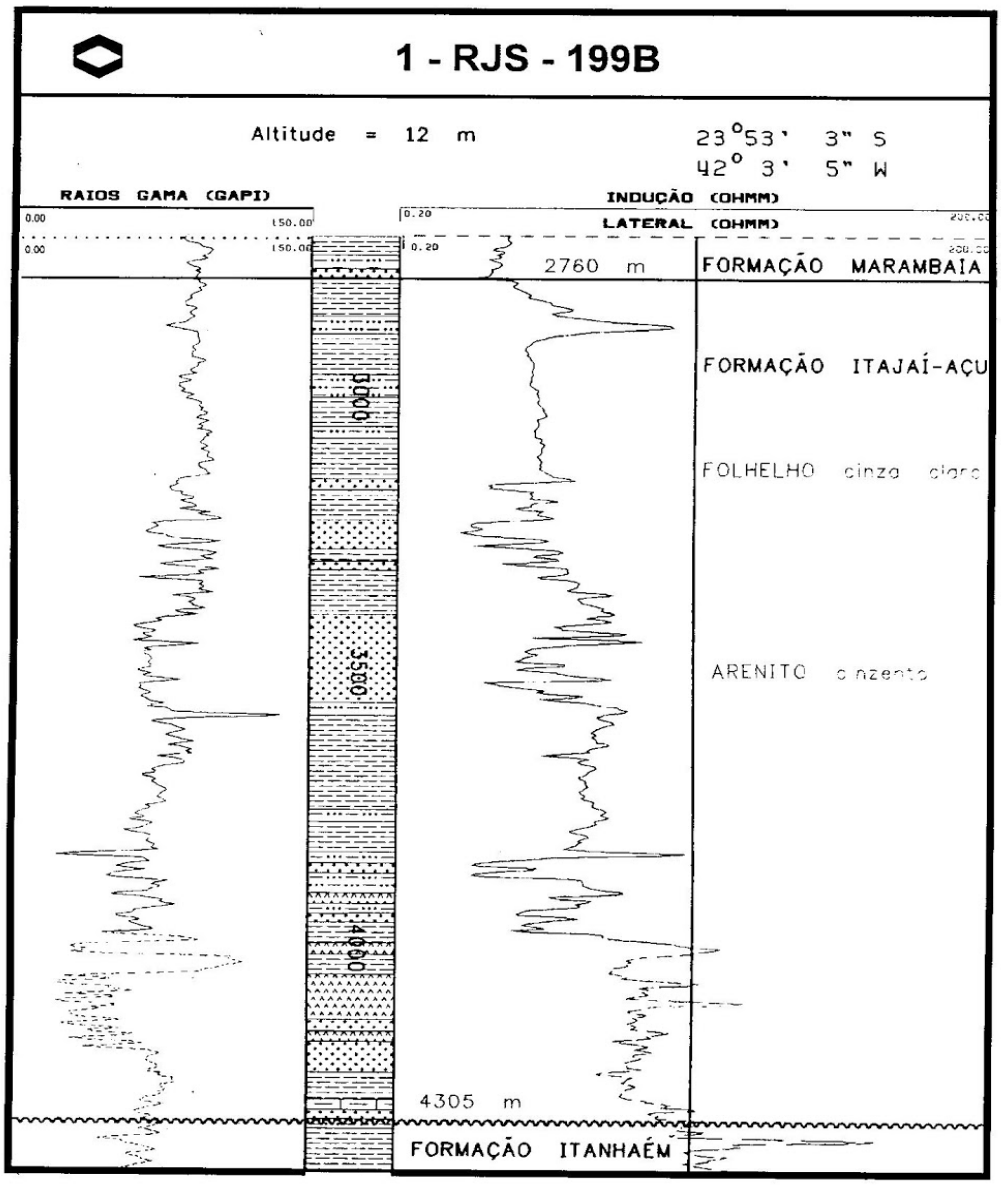


Figura 7.14. Perfil-tipo da Formação Itajaí-Açu. Extraído de PEREIRA e FEIJÓ (1994).

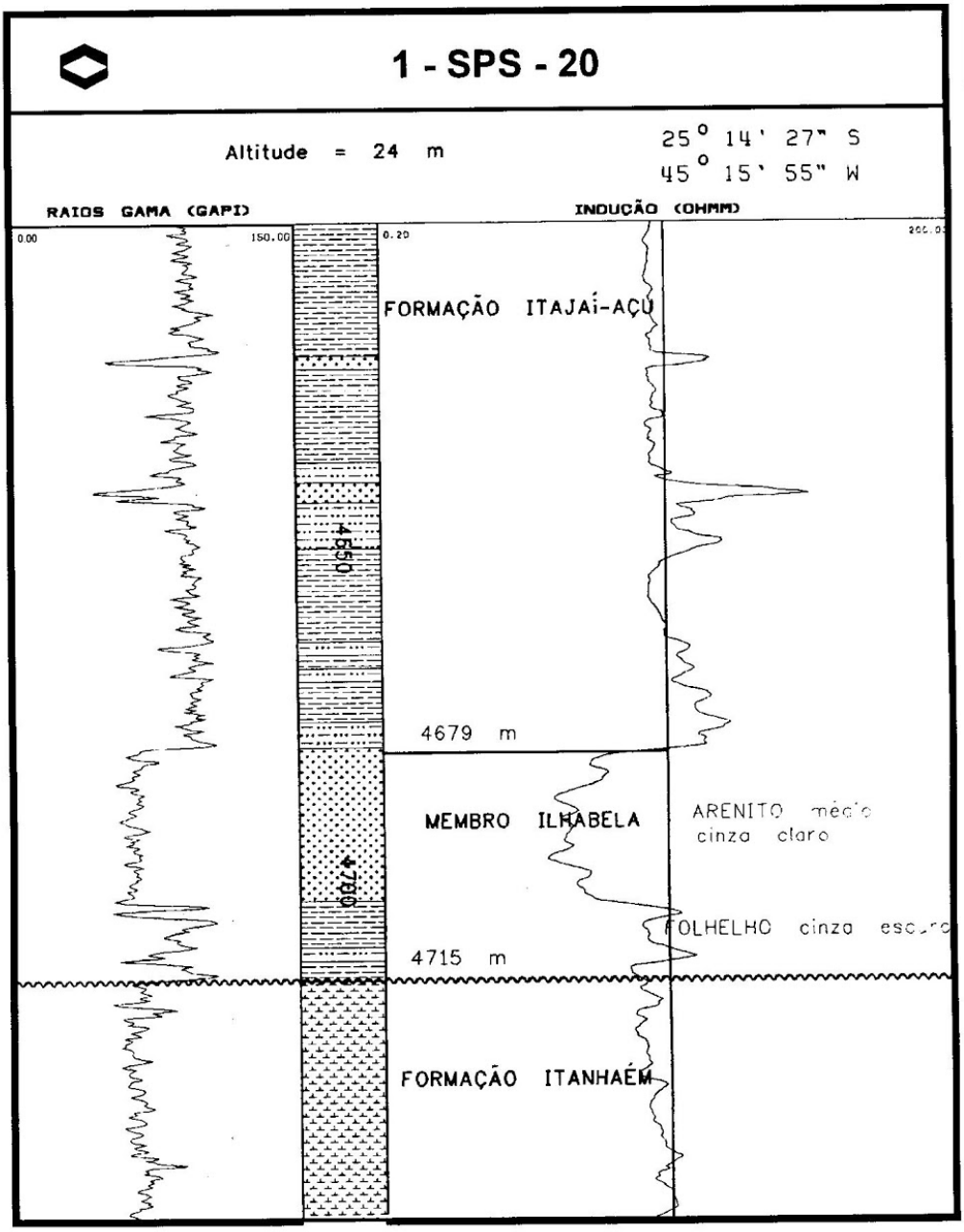


Figura 7.15. Perfil-tipo do Membro Ilhabela. Extraído de PEREIRA e FEIJÓ (1994).

7.2.9. Formação Juréia

Essa formação constitui unidade clástica situada lateralmente entre os clásticos grossos da Formação Santos, proximal, e os sedimentos pelíticos da Formação Itajaí-Açu, distal, sendo que com a última por vezes se sobrepõe em contato localmente discordante

(ANP, 2003). Com as formações Iguape e Marambaia faz contato superior discordante. Caracteriza-se pela presença de folhelhos cinza-escuros a esverdeados e castanho-avermelhados, siltitos cinza-escuros, arenitos finos e muito finos e calcilutitos creme-claros, cujo ambiente de deposição é interpretado como plataforma marinha. A idade, estimada com base em nanofósseis calcários e palinomorfos, posiciona-se no Santoniano-Maastrichtiano. A unidade se correlaciona com as porções inferiores das formações Cidreira (Pelotas), Emborê (Campos) e Rio Doce (Espírito Santo). A figura 7.16. apresenta um perfil tipo da Formação Juréia.

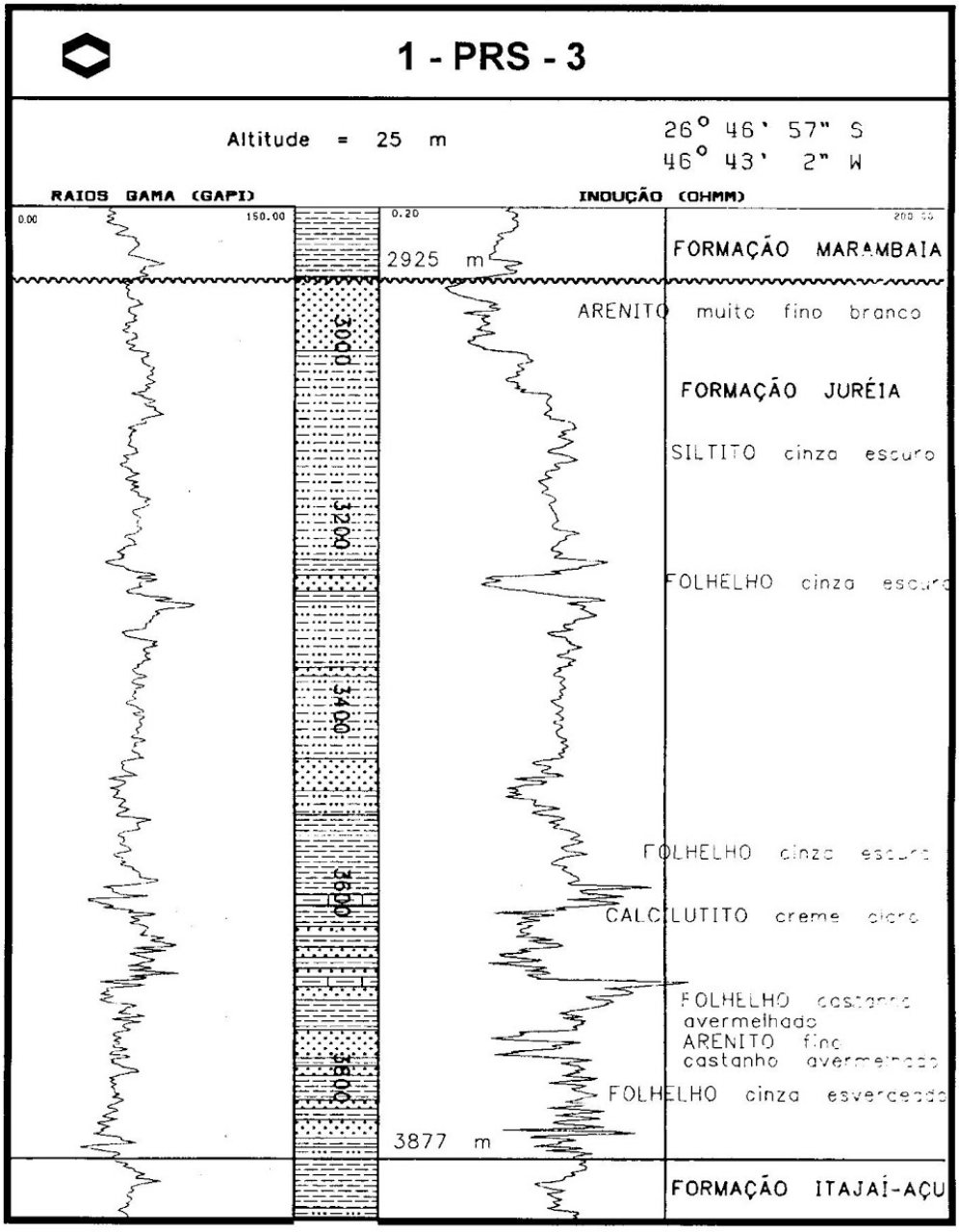


Figura 7.16. Perfil-tipo da Formação Juréia. Extraído de PEREIRA e FEIJÓ (1994).

7.2.10. Formação Iguape

Constitui-se predominantemente de calcarenitos e calcirruditos bioclásticos (briozoários, equinóides, corais, foraminíferos, fragmentos de conchas e restos de algas) que ocorrem intercalando-se com argilitos cinza-esverdeados, siltitos, margas e conglomerados com cores variadas. Interpreta-se o ambiente de deposição como plataforma carbonática com influência de leques aluviais nas áreas mais proximais. Lateralmente, interdigita-se com a Formação Marambaia e assenta-se discordantemente sobre as formações Santos e Juréia. A datação de foraminíferos, nanofósseis calcários e palinomorfos atribuiu idade terciária para essa formação (ANP, 2003). A caracterização litológica e cronoestratigráfica permite correlacioná-la com as unidades areno-carbonáticas terciárias presentes nas formações Cidreira (Pelotas), Êmbore (Campos), Rio Doce/Caravelas (Espírito Santo e Camamu-Almada), Marituba/Mosqueiro (Sergipe-Alagoas). A figura 7.17. apresenta um perfil tipo da Formação Iguape.

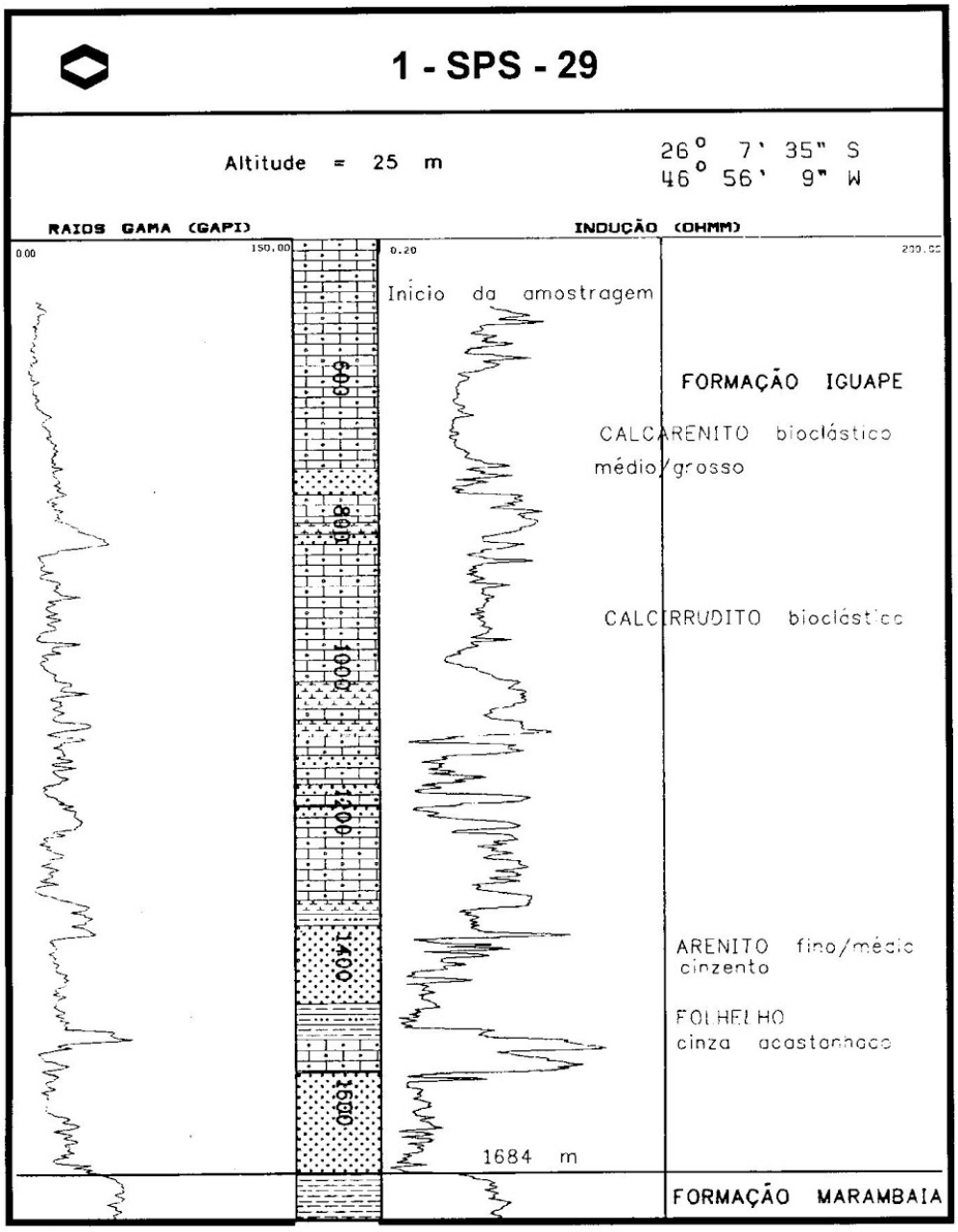


Figura 7.17. Perfil-tipo da Formação Iguape. Extraído de PEREIRA e FEIJÓ (1994).

7.2.11. Formação Marambaia

Essa formação é composta por uma seção espessa de folhelhos e margas cinza-claras intercalando-se com arenitos turbidíticos finos, depositados durante o terciário. A Formação Marambaia aflora no fundo oceânico, apresentando contato inferior concordante e interdigitado com a Formação Iguape, concordante com a Formação Itajaí-Açu ou ainda discordante com as formações Santos e Juréia (ANP, 2003). Correlaciona-se com as unidades

pelíticas das formações Imbé (Pelotas), Ubatuba (Campos), Urucutuca (Espírito Santo e Camamu−Almada) e Calumi (Sergipe–Alagoas). A figura 7.18. apresenta um perfil tipo da Formação Marambaia.

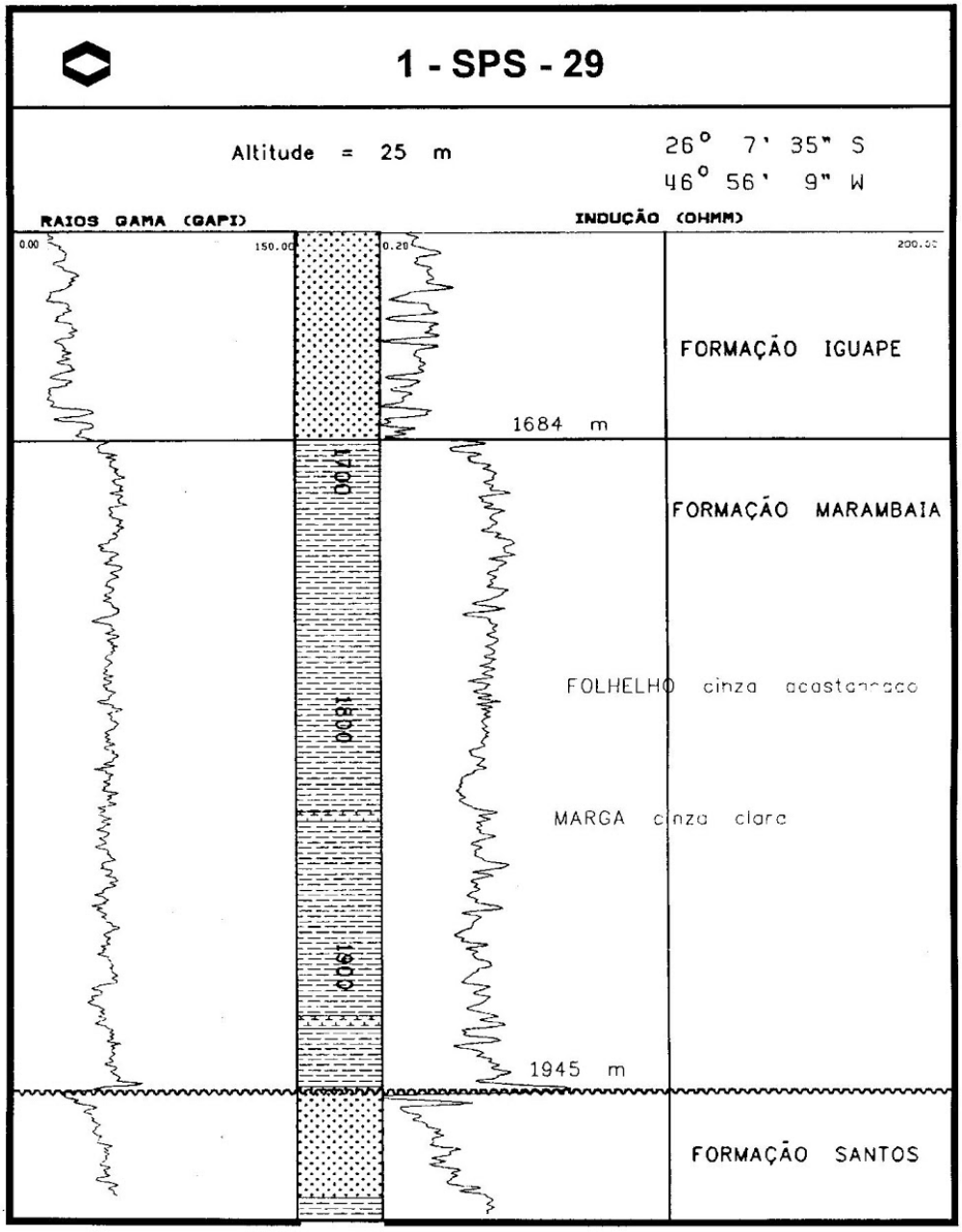


Figura 7.18. Perfil-tipo da Formação Marambaia. Extraído de PEREIRA e FEIJÓ (1994).

7.2.12. Formação Sepetiba

Esta formação constitui-se de areias cinza-esbranquiçadas, grossas a finas, quartzosas, feldspáticas, glauconíticas e coquinas de moluscos, foraminíferos e briozoários. Os depósitos em questão são de leques costeiros, com idade quaternária. O contato inferior é discordante, com a Formação Iguape. A obtenção de amostras dessa formação é deficiente por questões técnicas (ANPA, 2003).

Partindo-se dos Grupos situados na Bacia de Santos, é possível dar maior detalhamento às rochas mencionadas anteriormente e comentar Formações que ainda não foram mencionadas. Da espessura total, 4200 m pertencem ao Grupo Guaratiba (sub-sal), 4100 m aos evaporitos da Formação Ariri (sequência de sal), 6100 m ao Grupo Camburi, 4000 m ao Grupo Frade, 4200 m ao Grupo Itamambuca e os 570 m mais altos pertencem à Formação Sepetiba (MOREIRA et al., 2007). Assim, na Bacia de Santos a sequência sub-sal é representada pelo Grupo Guaratiba, a sequência salina é representada pela Formação Ariri e a sequência pós-sal é exposta pelos Grupos Camburi, Frade e Itamambuca.

O Grupo Guaratiba, de idade Hauteriviano-Aptiano (136-112 Ma) e correspondendo a sequência sub-sal, possui cerca de 4200 m de espessura, compreendendo as formações: Camboriú, Piçarras, Itapema, Barra Velha e Ariri. Grande Parte dos campos de óleo da Bacia se encontram nessas formações.

A Formação Camboriú possui espessura de 40 m apresentando basaltos distribuídos por toda a bacia. Os basaltos podem ser descritos como de coloração verde escura a cinza escura, holocristalinos, granulação média e textura ofiolítica. Mineralogicamente, os componentes principais desses basaltos são plagioclásio e augita, comumente frescos, não apresentando alterações (PEREIRA e FEIJÓ, 1994; MOREIRA et al., 2007).

A Formação Piçarras, por sua vez, possui cerca de 900 m de espessura, consistindo de rochas clásticas e carbonatos. A Formação abrange conglomerados polimíticos, de coloração avermelhada, com clastos de basaltos e quartzo numa matriz argilo-arenosa. Além disso, pode-se mencionar a presença de coquinas lacustres de coloração branco-avermelhadas (calcários repletos de conchas) e arenitos, siltitos e folhelhos com estevensita em sua composição. Sua idade pode ser inferida a partir das assembleias ostracodes presentes, indicando Hauteriviano-Aptiano (136-112 Ma). O ambiente, indicado pelos conglomerados e

arenitos, é aluvial. As coquinas, por sua vez, representam ambiente lacustre raso. Os arenitos, siltitos com estevensita e folhelhos representam ambientes lacustres alcalinos afetados por atividade vulcânica (MOREIRA et al., 2007). Os folhelhos indicam áreas lacustres mais profundas e regiões mais distais. A alternância das duas fácies implica numa série de progradações−retrogradações nos lagos carbonáticos (CLEMENTE, 2013). Ademais, a baixa maturidade composicional e textural dos conglomerados e arenitos sugere que a bacia era abastecida por áreas próximas às suas margens. Os clastos e a matriz são bastante instáveis e reativos (CLEMENTE, 2013).

No que diz respeito a Formação Itapema, sabe-se que esta possui centenas de metros de espessura, sendo composta por calcirruditos e folhelhos escuros. Os calcários calcirruditos (ou seja, de granulação grossa) são compostos por fragmentos de conchas bivalves que se encontram frequentemente dolomitizadas e silicificadas. Por outro lado, em seções mais distais a Formação apresenta folhelhos escuros ricos em matéria orgânica. Também já se assegurou a presença de 100 m de folhelhos radioativos intercalados com carbonatos no poço 1-RSJ-625 (MOREIRA et al., 2007). As fácies mencionadas em questão representam ambientes lacustres e a idade da Formação Itapema é Barremiano-Aptiano (130-112 Ma).

A Formação Barra Velha possui espessura de 300 a 350 m. Nas seções proximais encontram-se calcários, estromatólitos e microbialitos laminados. Nas seções distais, por sua vez, encontram-se folhelhos. Calcários com textura packstone e grainstone (feitos de clastos algais e bioclastos como ostracodes fragmentados) aparecem intercalados com os microbialitos laminados. Os carbonatos se encontram frequentemente total ou parcialmente dolomitizados. Desta maneira, estas fácies representam um ambiente transicional entre continental e marinho raso (MOREIRA et al., 2007). Essa Formação possui idade Barremiano-Aptiano (130–112 Ma), e seus calcários representam alguns dos os reservatórios de óleo da porção sub-sal.

Por fim, a Formação Ariri, de idade Aptiano Superior e representante da sequência de sal, tem cerca de 581 m de espessura, podendo chegar a mais de 4000 m em algumas regiões da bacia (GOMES et al., 2009). Compõe-se predominantemente de evaporitos. Desse modo, caracteriza-se pela presença de intervalos de halita branca associados com anidrita branca, calcilutitos ocre-acinzentados, folhelhos e margas (MOREIRA et al., 2007). O ambiente

sedimentar provavelmente era marinho restrito incluindo *sabhkas* num clima árido (PEREIRE e FEIJÓ, 1999; MOREIRA et al., 2007). A idade desta Formação é inferida pela assembleia ostracode encontrada, indicando idade neoalagoas na escala local.

O Grupo Camburi apresenta até 6100 m e inclui três formações: Florianópolis, Guarujá e Itanhaém. A Formação Florianópolis possui cerca de 343 m de espessura em seu reservatório de óleo padrão, consistindo de arenitos avermelhados de granulação fina a média. Também apresenta folhelhos e siltitos avermelhados e micáceos com matriz argilosa. Os arenitos e siltitos representam ambientes aluviais distribuídos pela margem oeste da bacia. Dados bioestratigráficos e relações com a Formação Guarujá possibilitam estimar a idade como sendo do Albiano.

A Formação Guarujá, no que lhe concerne, apresenta cerca de 832 m de espessura, consistindo de calcarenitos oolíticos que gradam lateralmente de calcilutitos e margas de um ocre acinzentado até um cinza acastanhado. As fácies mencionadas são interpostas com os clásticos aluviais da Formação Florianópolis. As microfácies indicam ambiente de planície de maré, laguna rasa e plataforma carbonática aberta (PEREIRA e FEIJÓ, 1994; MOREIRA et al., 2007). A idade pôde ser estimada a partir de foraminíferos planctônicos e pólen, revelando Albiano (112–99,6 Ma).

Por fim, a Formação Itanhaém, de cerca de 517 m de espessura, consiste de folhelhos cinza escuro, margas cinza claro, calcissiltitos amarelo-acastanhados e arenitos subordinados. Nota-se que essas três fácies mudam lateralmente com os clásticos da Formação Florianópolis. Indicam-se ambientes marinhos indo de sublitoral e mais raramente pelágico. A idade, estimada por foraminíferos planctônicos e pólen, é Albiano Inferior.

O Grupo Frade possui cerca de 4000 m de espessura, incluindo as formações Santos, Itajaí-Açu e Juréia. Essas formações são compostas principalmente de turbiditos. A Formação Santos, 1275 m de espessura, consiste de arenitos e conglomerados avermelhados, intercalando-se com folhelhos acinzentados e argilas vermelhas. O ambiente pode ser expresso como marginal marinho continental de transição, indo de aluvial a rios meandrantes e deltas. A bioestratigrafia indica idade relativa ao Cretáceo Superior (100.5–66 Ma) (CLEMENTE, 2013).

A Formação Itajaí-Açu, de 1542 m de espessura, é vista como um intervalo espesso de rochas argilosas intercaladas com os clásticos das formações Santos e Juréia. A Formação é uma sucessão grossa de clásticos de granulação fina, incluindo folhelhos cinza escuro. Dentro dessa Formação, o Membro Ilhabela inclui os arenitos turbidíticos que ocorrem pela seção. Acredita-se que o ambiente sedimentar é de talo marinho e dados estratigráficos (palinomorfos, nanofósseis calcários e foraminíferos planctônicos) sugerem idade do Cretáceo Superior (100.5–66 Ma).

Por fim, tem-se a Formação Juréia, com cerca de de 952 m de espessura, incluindo uma sucessão de clásticos entre as fácies grossas da Formação Santos a oeste e as formações clásticas de granulação fina da Formação Itajaí-Açu a leste. A Formação se caracteriza pela presença de folhelhos com coloração cinza escuro a esverdeado-acastanhado, siltitos cinza escuro, arenitos de granulação fina e calcissiltitos ocre. O ambiente sedimentar esperado é plataforma marinha (CLEMENTE, 2013) e a idade, baseada em palinomorfos e nanofósseis calcários é dada como Cretáceo Superior (100.5 - 66 Ma).

O Grupo Itamambuca, representante da sequência pós-sal, possui cerca de 4200 m de espessura e inclui três formações: Ponta Aguda, Marambaia e Iguape. A Formação Ponta Aguda atinge até 2200 m de espessura, consistindo de conglomerados de granulação fina, arenitos de granulação fina a grossa intercalados com siltitos e folhelhos. A fácies dominante são os arenitos quartzosos de granulação fina a grossa, que variam de coloração avermelhada a cinza, usualmente apresentando calcita como cimento. Intercalando-se com os arenitos, aparecem argilitos e siltitos de coloração avermelhada a cinza claro, representando um ambiente fluvial a marinho raso (MOREIRA et al., 2007).

A Formação Iguape, com 1103 m de espessura, compõe-se de calcarenitos bioclásticos e calcirruditos. Essas rochas intercalam-se com siltitos, margas e uma variedade de conglomerados de granulação fina a média. Essas fácies se intercalam e variam lateralmente com a Formação Marambaia. O ambiente sedimentar considerado é plataforma carbonática marinha influenciada pela chegada de clásticos aluviais nas áreas mais proximais (PEREIRA e FEIJÓ, 1994). Os dados bioestratigráficos (foraminíferos planctônicos, nanofósseis calcários e palinomorfos) sugerem idade Terciária (65–2,6 Ma).

A Formação Marambaia, com 261 m de espessura, consiste de folhelhos acinzentados e margas cinzas intercalando-se com arenitos turbidíticos de granulação fina. Essa Formação aflora no solo marinho e seu ambiente é considerado talo marinho, apresentando idade Terciária (65–2,6 Ma) a partir de dados bioestratigráficos.

Por fim, a Formação Sepetiba é a mais elevada na Bacia de Santos. Possui uma espessura variável, principalmente em vista da erosão que sofreu por toda sua área. Consiste de areias grossas e fragmentos finos esbranquiçados. O ambiente sedimentar é dito costal (PEREIRA e FEIJÓ, 1994; MOREIRA et al., 2007).

7.3. Sistemas Petrolíferos e Implicações Exploratórias

Este tópico destina-se a apresentar os elementos essenciais, processos atuantes e *plays* exploratórios da Bacia de Santos.

7.3.1. Rocha Geradora

Os hidrocarbonetos da Bacia de Santos foram gerados em dois intervalos, representados pela porção superior da Formação Guaratiba e pela porção inferior da Formação Itajaí-Açu (CHANG et al., 2008). Somente três poços atravessaram a Formação Guaratiba (1SPS-023, 1SPS-003 e 1SPS-004A), estando localizados em águas rasas e próximos à linha de charneira da bacia. A posição geográfica muito próxima a área fonte resulta em amostragens de sedimentos grossos e imaturos (ANP, 2003). Deste modo, a análise dessas rochas se dá principalmente por análises geoquímicas das amostras de óleos. Com o encaminhamento para águas mais profundas, esperam-se características geoquímicas e geológicas (COT, potencial gerador, qualidade da matéria orgânica, espessura e continuidade lateral) compatíveis com o que se espera para geração de hidrocarbonetos. A análise de 25 amostras de óleo de 15 poços distintos ao longo da bacia resultou que os óleos foram predominantemente gerados a partir de rocha fonte de origem lacustre salino, com contribuição de rocha fonte marinha siliciclástica (ANP, 2003; FEIJÓ, 2013). Os dados sísmicos permitem que se observem outras informações a respeito dessas rochas (espessura,

deformação, área de ocorrência, dentre outras). A análise de biomarcadores apontou origem lacustre salina para o óleo, com contribuição marinha siliciclástica (CHANG et al., 2008).

7.3.1.1. Rocha Geradora Guaratiba

Durante o Aptiano (mais especificamente no andar Alagoas) foram gerados os óleos de origem salina, a partir de rochas que se depositaram em ambientes salinos (representadas pela Formação Guaratiba). Acredita-se que a unidade seja formada por folhelhos negros laminados intercalando-se com carbonatos, com espessuras variando de 100 a 300 m. Essa especulação é possibilitada por correlação com a Bacia de Campos, com a Formação Lagoa Feia (ANP, 2003; CHANG et al., 2008). A concentração de COT varia de 2% a 6% e o Índice de Hidrogênio (HI) é superior a 900 mg HC/g COT, indicando ser o querogênio do tipo I. Os óleos estudados se caracterizam por apresentar altos teores de hidrocarbonetos saturados, relativa abundância de n-alcanos com elevado peso molecular, teores médios de enxofre (~0,3%), alta razão V/Ni, presença de β-caroteno e relativa abundância de gamacerano (MELLO et al., 1988).

7.3.1.2. Rocha Geradora Itajaí-Açu

Características de rocha geradora são encontradas na porção inferior da Formação Itajaí-Açu. Esta unidade encontra-se nos estágios iniciais de maturidade térmica, sendo possível a expulsão de hidrocarbonetos em baixos localizados, que se encontram adjacentes a domos e diápiros de sal (CHANG et al., 2008). O ambiente de deposição foi marinho anóxico, durante o Cenomaniano/Meso-Turoniano, correlacionável ao segundo evento anóxico do Cretáceo. Em relação ao teor de COT, os valores médios são de cerca de 1%, chegando no máximo em 6%. Já os valores médios de *S1* e *S2* são de 0,41 mg HC/g de rocha e 2,19 mg HC/g de rocha, respectivamente. A matéria orgânica é uma mistura dos tipos II e III, composta por algas marinhas, pólens, esporos e fragmentos de vegetais terrestres (ANP, 2003).

7.3.2. Rocha Reservatório

As possibilidades de rochas reservatórios na Bacia de Santos são variadas, indo desde carbonatos oolíticos da Formação Guarujá até arenitos turbidíticos eocênicos da Formação Marambaia (CHANG et al., 2008). No contexto da seção pós-rifte, os carbonatos da Formação Guarujá são os reservatórios mais importantes, o que está diretamente relacionado ao volume de óleo encontrado nesses depósitos. Os arenitos turbidíticos (idade neo-turoniana a eo-santoniana) da Formação Itajaí-Açu também possuem relevância como reservatório.

7.3.2.1. Rochas Carbonáticas da Formação Guarujá

Conforme já mencionado, esses carbonatos se caracterizam como reservatórios de volume expressivo na porção sul da Bacia de Santos, tendo ambiente deposicional marcado por águas rasas. Essas rochas possuem origem associada a plataforma carbonática que se desenvolveu durante o Albiano Inferior-Médio (CHANG et al., 2008). Como exemplo desse tipo de reservatório pode-se citar os Campos de Tubarão, Estrela do Mar, Coral e Caravela (ANP, 2003). Esse reservatório caracteriza-se pela presença de calcarenitos oolíticos com textura variada. O reservatório, na zona do Campo de Tubarão, apresenta-se subdividido em níveis estratigráficos com porosidades variando de 12% a 24% e permeabilidades de até 1400 mD.

7.3.2.2. Reservatórios Siliciclásticos - Arenitos do Membro Ilhabela

Os reservatórios turbidíticos do Membro Ilhabela ocorrem intercalando-se com pelitos de água profunda da Formação Itajaí-Açu e da Formação Marambaia (ANP, 2003). A espessura porosa dos arenitos dessa unidade ultrapassa 100 m, contendo até 10 zonas porosas, a partir de análise de perfis sônicos e de densidade. O critério adotado para definir a espessura foi a predominância de valores de porosidade superiores a 12%. Para os arenitos turbidíticos, por sua vez, a porosidade média é de cerca de 12,5% (ANP, 2003).

7.3.2.3. Reservatórios Siliciclásticos - Arenitos do Cretáceo Superior e Eoceno

Os reservatórios de rochas siliciclásticas também são representados por outras unidades litoestratigráficas como os arenitos das formações Santos/Juréia e os arenitos turbidíticos de idades campaniana/maastrichtiana e eocênica. Esses turbiditos aparecem principalmente na porção central e norte da bacia (ANP, 2003). Observa-se tendência de diminuição de porosidade com aumento da profundidade. Porém, mesmo a profundidades superiores a 4000 m, existem intervalos com porosidade superior a 15% (ANP, 2003).

7.3.3. Selos

Os selos para diversas rochas reservatório da Bacia de Santos consistem, em geral, de pelitos e calcilutitos intercalados aos próprios reservatórios (ANP, 2003). Para a Formação Guarujá, as rochas selantes são tanto os calcilutitos intercalados com calcarenitos porosos quanto calcilutitos e pelitos da Formação Itanhaém. No caso dos reservatórios siliciclásticos, as rochas selantes são pelitos intercalados com arenitos das formações Itajaí-Açu, Santos/Juréia e Marambaia. Caso considere-se a hipótese de rochas reservatório na seção rifte, a sequência evaporítica (Formação Ariri) pode atuar como selo (ANP, 2003).

7.3.4. Trapas

Trapas de caráter estrutural e misto são observadas nas principais acumulações da Bacia de Santos. O aporte sedimentar e o grande volume de sedimentos depositados durante o Aptiano tiveram papéis fundamentais na geração de trapas relacionadas à halocinese. A maior parte das armadilhas geradas associa-se a domos ou diápiros salinos. Nesse sentido, ainda que se observem feições estratigráficas características de armazenamento, essas tendem a estar deformadas pela halocinese, resultando em trapas mistas (ANP, 2003).

A formação de trapas associadas à halocinese vai desde o Neo-Albiano, na região de águas rasas, até o Oligoceno, em águas profundas. Ademais, trapas estruturais em altos da seção rifte podem ser consideradas, ainda que não tenham sido testadas. A movimentação halocinética acaba por tornar armadilhas estratigráficas em mistas. Contudo, não se pode descartar a atuação de trapas estratigráficas, que podem ocorrer especialmente nas unidades mais recentes, no Terciário, e em menor grau no Maastrichtiano (ANP, 2003).

7.3.5. Geração e Expulsão

O uso de modelagem multidimensional de geração e expulsão conclui que, para Formação Guaratiba, o pico de geração e expulsão situa-se no intervalo 70 a 90 Ma. Contudo, devido à grande extensão geográfica, as rochas da Formação Guaratiba não entraram na janela de geração uniformemente, sendo que esse processo pode se estender até o Paleoceno. Para a seção rifte, conclui-se que a geração teve início no Neo-Albiano/Eo-Cenomaniano, em calha alongada de direção NE que, com o passar do tempo, estendeu-se em sentido às águas rasas e também às águas profundas (ANP, 2003).

No final do Cretáceo, a área com potencial de geração de hidrocarbonetos ocupava uma região significativa da bacia, coincidindo com as maiores espessuras da sequência pós-rifte (ANP, 2003). Já a porção basal da Formação Itajaí-Açu permaneceu no início da janela de maturação térmica por grande parte da história evolutiva da bacia. Contudo, a partir do Oligoceno, áreas mais extensas apresentam valores maiores de maturação. Constatou-se por estudos de modelagem 2D que a expulsão ocorreu em baixos localizados nas porções central e sul (ANP, 2003).

7.3.6. Migração e Acumulação

A migração e acumulação de hidrocarbonetos na Bacia de Santos são processos ligados à dinâmica da sequência evaporítica que, devido a sua baixíssima permeabilidade, atuou como importante condicionante ao fluxo dos hidrocarbonetos gerados na seção rifte (ANP, 2003). A migração desses hidrocarbonetos se deu até o contato basal da sequência sedimentar pré-aptiana, utilizando essa como camada carreadora (*carrier-bed*). O fluxo foi direcionado pela geometria da base do sal, originando redes de drenagem e vias preferenciais diversas até as regiões onde existissem janelas na sequência evaporítica ou onde essas camadas possuíssem espessuras menores, possibilitando que os hidrocarbonetos migrassem verticalmente em sentido à sequência pós-evaporítica (ANP, 2003).

Ultrapassados os evaporitos, o fluxo se deu pelas falhas distensionais lístricas associadas aos domos e diápiros de sal, ou ainda por falhas de transferência, rumo às armadilhas. O extenso aporte sedimentar ocorrido nesse intervalo foi responsável pela geração

de uma grande janela de sal ocasionada pela expulsão dos evaporitos da Formação Ariri em sentido às águas profundas. No caso dos hidrocarbonetos gerados na Formação Itajaí-Açu, estes migraram preferencialmente pelas falhas lístricas ou de transferência geradas pela halocinese. Ademais, o fluxo de hidrocarbonetos gerados na seção rifte tem como fator de direcionamento a própria atuação de falhas na fase rifte.

7.3.7. Sincronismo

O início da fase de geração e expulsão de hidrocarbonetos da seção rifte se deu por volta de 100 Ma, de acordo com modelagens realizadas (ANP, 2003). O pico se deu entre 90 e 70 Ma, indo até o Eoceno, ainda que com menor intensidade. Assim, essas condições possibilitaram o trapeamento por todos os reservatórios, desde os carbonatos da Formação Guarujá até os arenitos do Membro Ilhabela, e no Neo-Cretáceo e do Eoceno.

No caso das rochas geradoras da porção basal da Formação Itajaí-Açu constata-se a existência de sincronismo para os reservatórios da seção pós-evaporítica e geração a partir do Maastrichtiano (ANP, 2003).

7.3.8. Plays *Exploratórios*

Vários modelos de acumulação foram propostos nas diversas fases de exploração petrolífera na Bacia de Santos. O conceito de *play* é utilizado como uma ou mais acumulações/prospectos que possuem um volume de hidrocarbonetos definido. Similaridades geológicas devem ser contempladas nesse conjunto, como idade, tipos de rocha reservatório e selante, e tipo de armadilha. Os *plays* principais existentes na Bacia de Santos, concentrados na seção pós-evaporítica, são descritos a seguir, sendo considerados *Play* Complementares (MAGOON e BEAUMONT, 1999) por relacionarem-se a um sistema petrolífero específico, o sistema Guaratiba−Ilhabela (!).

7.3.8.1. *Play* Guarujá

A primeira acumulação descoberta no *Play* Guarujá (figura 7.19.) data de 1988, com o Campo de Tubarão. Os reservatórios são constituídos de calcarenitos oolíticos com textura

variada, depositados em ambientes de águas rasas. É possível que existisse um princípio de movimentação de camada de evaporitos sotoposta durante a deposição desses carbonatos, o que garantiu uma situação mais elevada às porções situadas no ápice dos primeiros domos formados durante a halocinese. O selo é dado pelos calcilutitos intercalados à própria Formação Guarujá e às vezes por pelitos da Formação Itanhaém, (ANP, 2003).

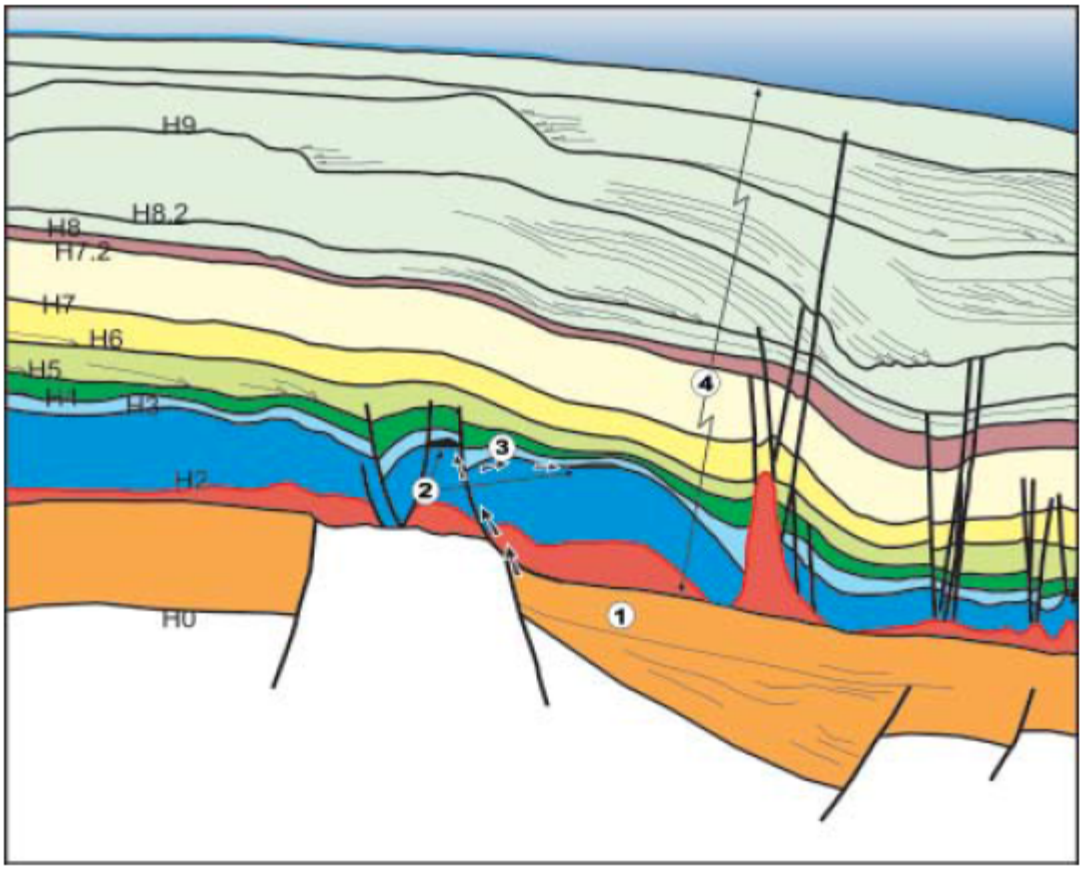


Figura 7.19. Seção geológica *dip* mostrando modelo de acumulação do *play* Guarujá. 1 - Gerador: Folhelhos da Formação Guaratiba. 2 - Reservatório: Calcarenitos da Formação Guarujá. 3 - Selo: Calcilutitos intraformacionais e Formação Itanhaém. 4 - Soterramento. Extraído de ANP (2003).

7.3.8.2. *Play* Ilhabela

O *Play* Ilhabela será explorado no tópico que abrange o Campo de Merluza.

7.3.8.3. *Play* Marambaia

Constitui-se de arenitos turbidíticos de idade terciária que encontram-se imersos em pelitos de água profunda da Formação Marambaia. Semelhantemente ao que ocorre na Bacia

de Campos (Membro Carapebus), estes arenitos estariam associados à remobilização de areias depositadas na plataforma ocasionadas por quedas do nível eustático do mar. Os pelitos da Formação Marambaia selam os arenitos turbidíticos e as trapas podem ser tanto estratigráficas quanto mista, a depender do envolvimento dos estratos com a halocinese (ANP, 2003).

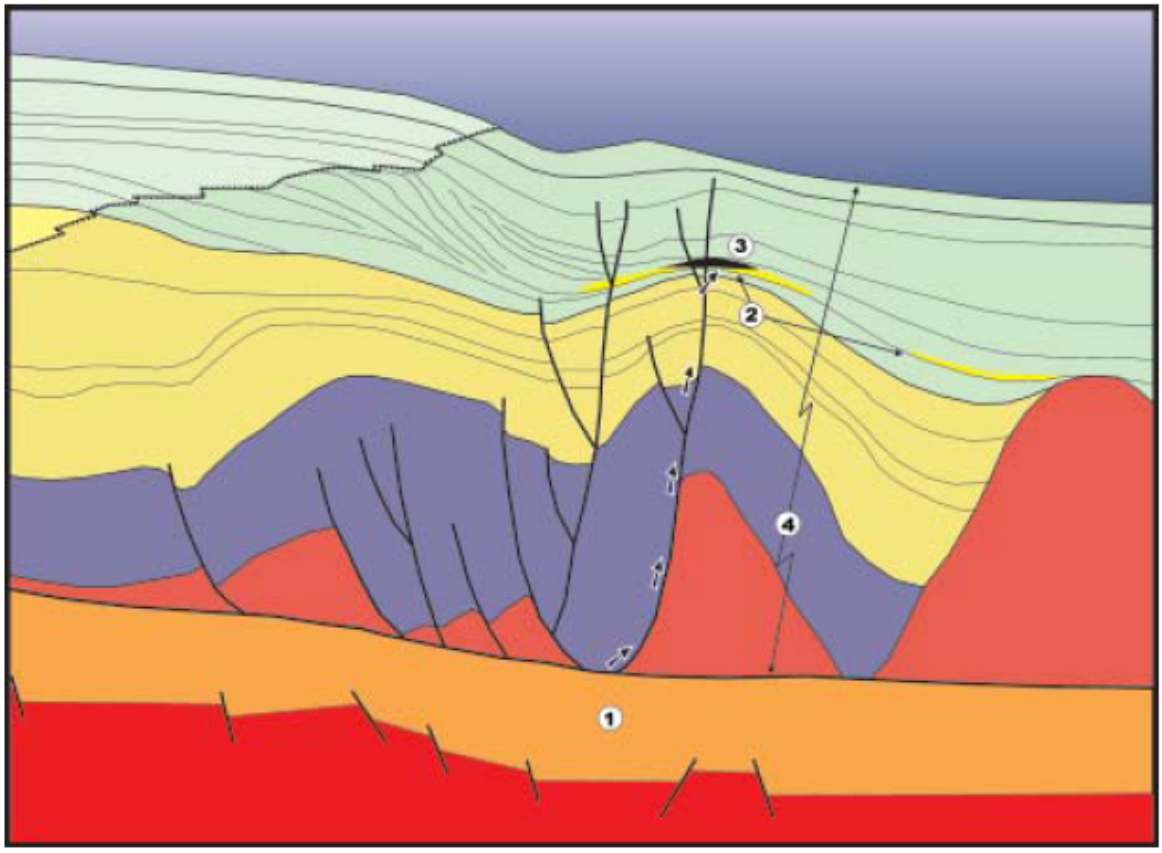


Figura 7.20. Seção geológica dip mostrando modelo de acumulação do *play* Marambaia. 1 - Gerador: Folhelhos da Formação Guaratiba. 2 - Reservatório: Arenitos turbidíticos da Formação Marambaia. 3 - Selo: Pelitos intraformacionais. 4 - Soterramento. Extraído de ANP (2003).

7.3.8.4. *Play* Cretáceo Superior

Constitui-se de arenitos turbidíticos de idade maastrichtiana/campaniana que ocorrem associados a cunhas clásticas depositadas nas porções central e norte da Bacia de Santos. As trapas deste *play* são estruturais e por vezes podem ser interpretadas como mistas ou estratigráficas. As rochas selantes são pelitos da própria Formação Itajaí-Açu que se intercalam aos reservatórios (ANP, 2003).

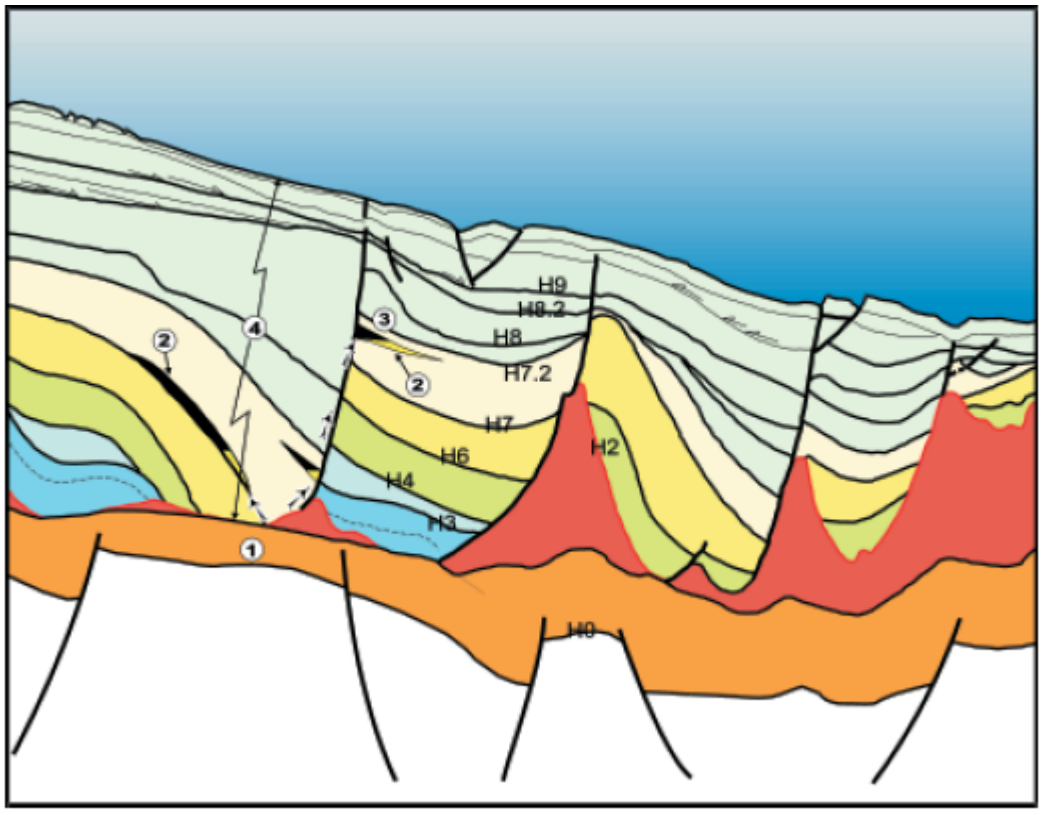


Figura 7.21. Seção geológica *dip* mostrando modelo de acumulação do *play* Cretáceo Superior. 1 - Gerador: Folhelhos da Formação Guaratiba. 2 - Reservatório: Arenitos turbidíticos campanianos e maastrichtianos da Formação Itajaí-Açu. 3 - Selo: Pelitos intraformacionais. 4 - Soterramento. Extraído de ANP (2003).

7.3.8.5. *Play* Rifte

Este *play* é adotado de maneira especulativa. A ocorrência de altos estruturais do embasamento, como o Alto de Badejo, controlam a acumulação de hidrocarbonetos, onde os reservatórios são coquinas (ANP, 2003). Acumulações em basaltos fraturados também são uma possibilidade. As trapas são eminentemente estruturais, associadas aos blocos altos das falhas da fase rifte e o selo é fornecido por pelitos intercalados aos reservatórios.

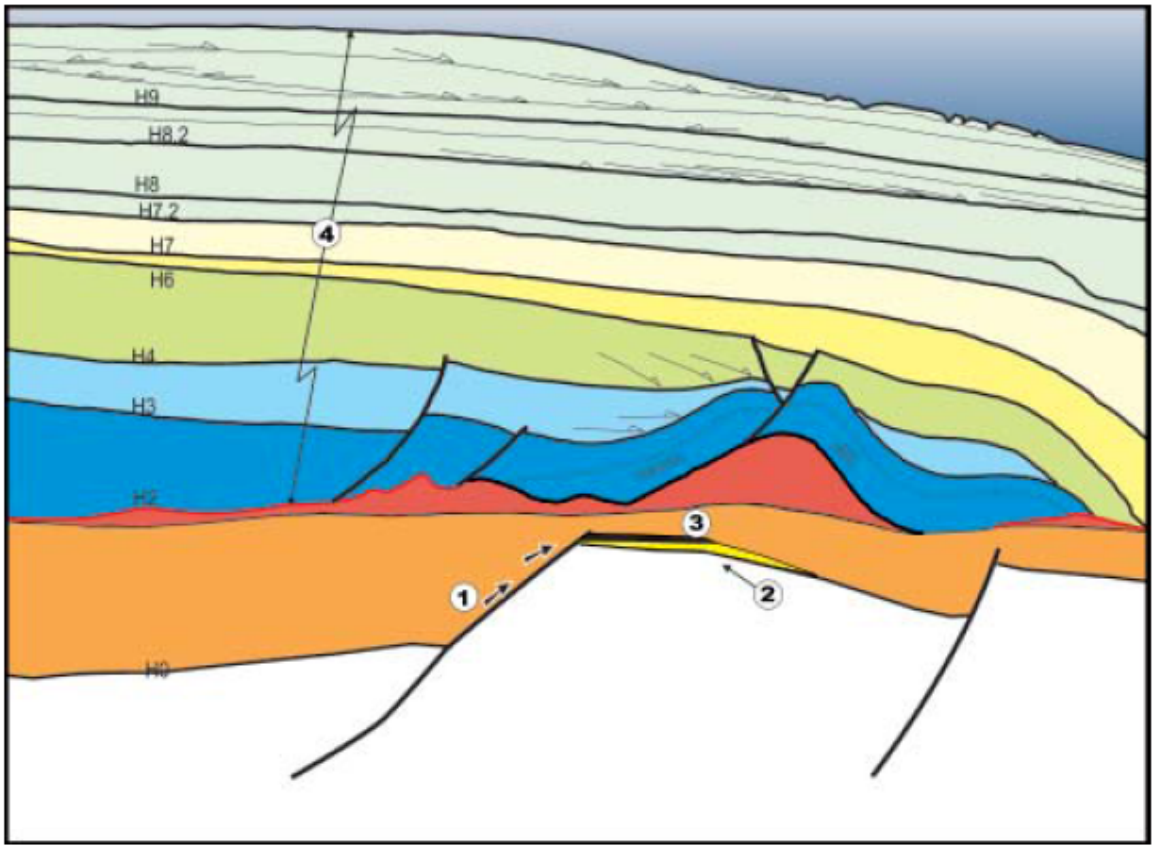


Figura 7.22. Seção geológica dip mostrando modelo de acumulação do play Rifte. 1 - Gerador: Folhelhos da Formação Guaratiba. 2 - Reservatório: Coquinas da Formação Guaratiba. 3 - Selo: Pelitos intraformacionais.. 4 - Soterramento. Extraído de ANP (2003).

Por fim, a tabela apresenta um resumo dos principais fatores associados aos *plays* mencionados.

Plays Exploratórios	Trapa	Reservatório	Selo	Migração	Killing Factors
Ilhabela	Estrutural/Mista	Arenitos turbidíticos	Pelitos da Formação Itajaí-Açu	Migração através de janelas na sequência de evaporitos e falhas na seção pós-evaporítica	Existência de reservatório/ Migração
Guarujá	Estrutural/Mista	Calcarenitos oolíticos	Calcilutitos da Formação Guarujá e Pelitos da Formação Itanhaém	Migração através de janelas na sequência de evaporitos e falhas até o reservatório	Mudança de fácies reservatório
Cretáceo Sup.	Estrutural/ Estratigráfica/ Mista	Arenitos turbidíticos	Pelitos da Formação Juréia	Migração através de janelas na sequência de evaporitos e falhas na seção pós-evaporítica	Reservatório/ Migração
Marambaia	Estrutural/ Estratigráfica/ Mista	Arenitos turbidíticos	Pelitos da Formação Marambaia	Migração através de janelas na sequência de evaporitos e falhas na seção pós-evaporítica	Sincronismo/ Reservatório/ Migração
Rifte	Estrutural	Coquinas	Pelitos da Formação Guaratiba	Migração mergulho acima através de falhas da fase rifte; lateral por contato direto geradora-reservatório	Existência de reservatório/ Selo

Tabela 7.1. Resumo dos principais fatores ligados aos *plays* exploratórios da Bacia de Santos. Extraído de ANP (2003).

7.4. Análise comparativa com a Bacia de Campos

As Bacias de Santos e Campos possuem diferenças significativas em termos de compartimentação estrutural e aspectos estratigráficos, apesar de sua origem em comum (FREITAS et al., 2006). Contudo, esse tipo de comparação resulta de suas proximidades físicas, por semelhanças geológicas e pelas maior disponibilidade de dados publicados acerca da Bacia de Campos.

Existem poucos elementos que favoreçam uma comparação adequada em relação às fases rifte e transicional porque a dificuldade de acesso a essas seções é acentuada, especialmente na Bacia de Santos. Contudo, é evidente que a espessura da seção evaporítica é

mais significativa na Bacia de Santos, o que é creditado às altas taxas de estiramento crustal (FREITAS et al., 2006). As duas bacias desenvolveram a plataforma albiana concomitantemente (ainda que cada uma com suas particularidades), extintas pela transgressão turoniana, equivalente ao momento de máxima inundação nessa região da margem continental (FREITAS et al., 2006). A figura 7.23. apresenta uma comparação das seções marinhas das Bacias de Santos e Campos.

MACEDO et al. (1998) apontam que as principais diferenças estratigráficas entre as duas bacias devem-se às variações do fluxo principais de aporte sedimentar, este controlado por movimentações tectônicas nas áreas-fonte adjacentes.

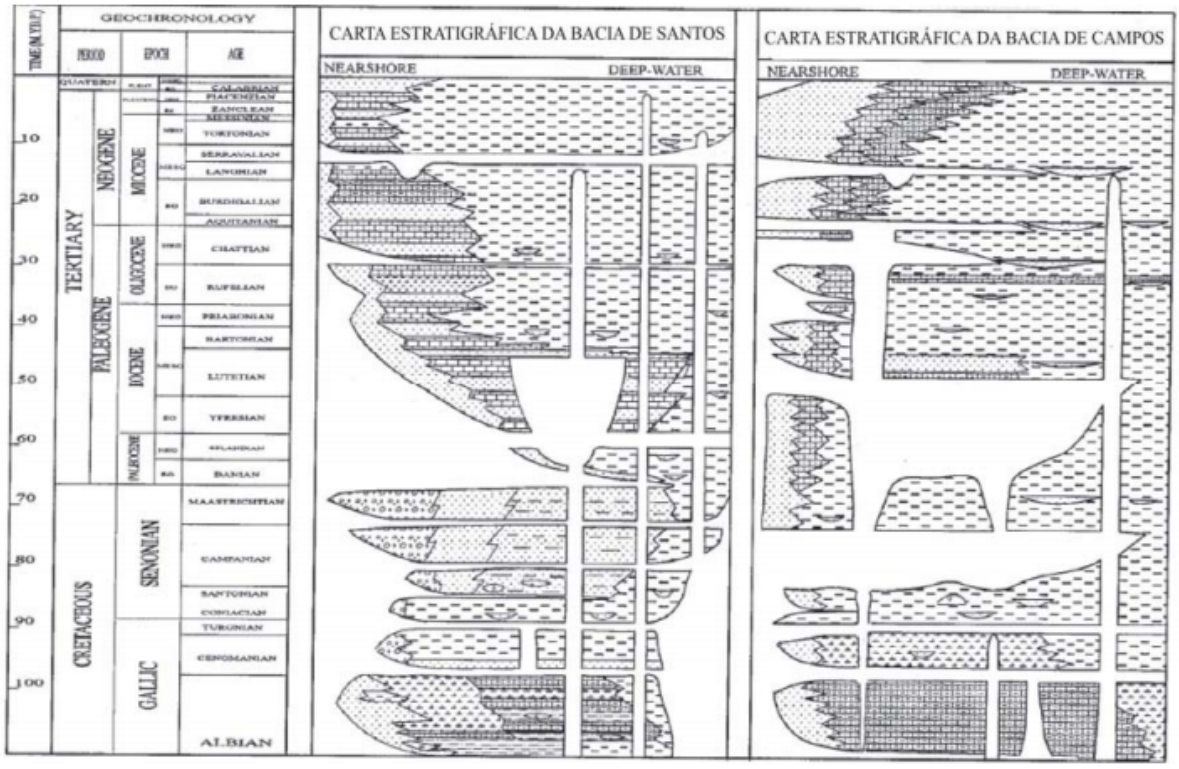


Figura 7.23. Seções marinhas das Bacias de Santos e Campos. Extraído de MACEDO et al. (1998).

O soerguimento da Serra do Mar no Cretáceo resultou em grandes quantidades de sedimentos que desembocaram na porção centro-oeste da Bacia de Santos. Os ajustes tectônicos continuados durante o Terciário resultaram no direcionamento da rede de drenagem da Serra do Mar para o norte, gerando uma cinha progradante eocênica nessa região (FREITAS et al., 2006). Portanto, o intervalo Cretáceo Superior e Terciário Médio é

progradacional na Bacia de Santos (contando inclusive com sedimentação turbidítica expressiva) e retrogradacional na Bacia de Campos. A captura do Rio Paraíba do Sul para Bacia de Campos resulta na inversão dos arranjos de empilhamento a partir das transição Eoceno-Oligoceno (FREITAS et al., 2006).

Ademais, a tectônica gerou o Platô de São Paulo, feição singular que, associada ao contorno côncavo da Bacia de Santos, resultou no fluxo convergente do sal e implicou numa estrutura distinta da Bacia de Campos, na qual a fuga do sal divergiu em relação ao centro da bacia. A figura 7.24. apresenta eventos tecnoestratigráficos para a Bacia de Santos e para a Bacia de Campos.

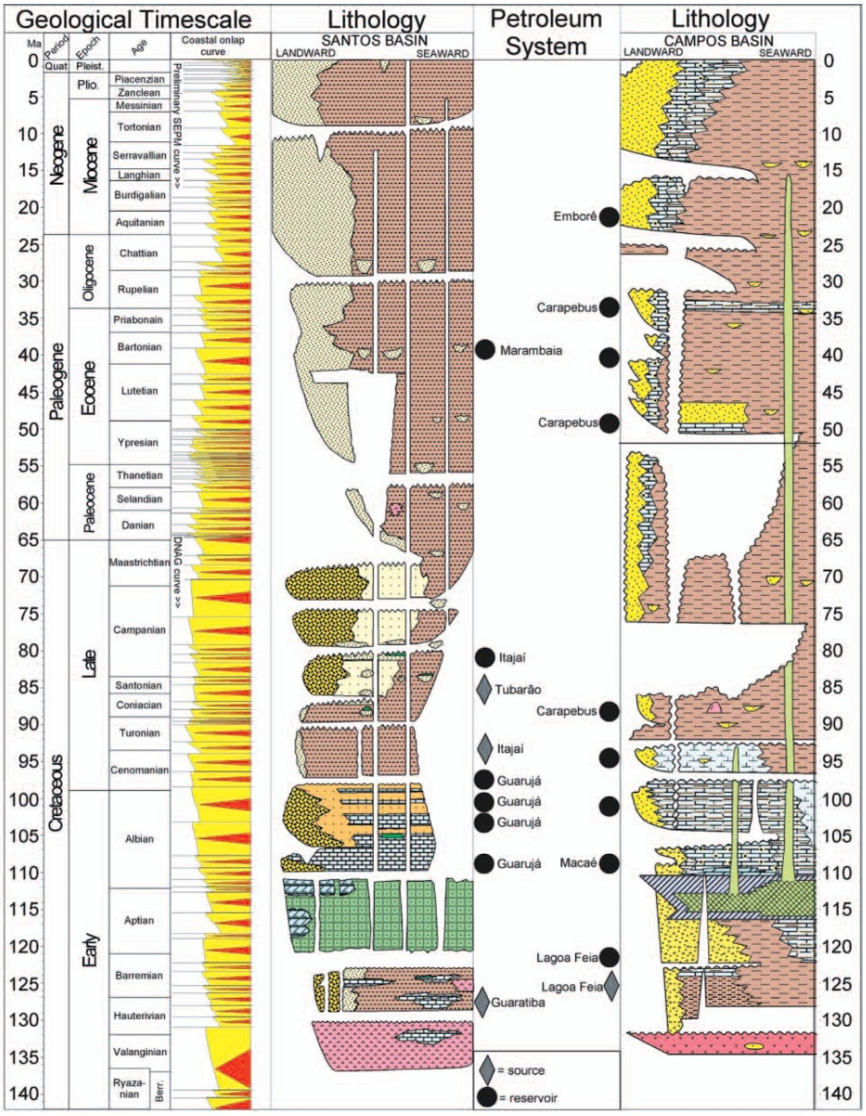


Figura 7.24. Eventos tecnoestratigráficos para as Bacias de Santos e Campos, mostrando o momento dos pacotes litroestratigráficos regionais em relação à *hot spots*, rifteamentos e eventos estruturais. (Amarelo

escuro/pontos fortes = rochas clásticas grossas; amarelo claro/pontos finos = rochas clásticas finas; marrom/traços = folhelho e rochas argilosas; azul/tijolos = carbonatos; verde/quadrados e hachuras verde-azuladas = evaporitos; cores mistas/símbolos mistos = litologias mistas; rosa = rochas vulcânicas). Extraído de MEISLING et al. (2001).

7.5. Unidades Geológicas Selecionadas

A escolha das formações mais adequadas para armazenamento de CO_2 passa por dois critérios principais: inicialmente, seleciona-se àquelas que respondam a critérios geológicos necessários para que sejam aptas a esse uso; secundariamente, visa-se o encontro dessas unidades em campos depletados de óleo e gás, situação considerada mais adequada para aplicação na Bacia de Santos.

Ao se considerar o uso de campos depletados, é importante notar que o uso exploratório da Bacia de Santos é recente e apenas um campo se enquadra, atualmente, nesse cenário: o Campo de Merluza. Obviamente é possível explorar outros campos pensando numa situação futura, mas para o âmbito deste trabalho o foco se deu neste campo. Nesse sentido, as unidades escolhidas correspondem aos arenitos da Formação Juréia e os arenitos da Formação Itajaí-Açu − Membro Ilhabela, conforme será esclarecido e caracterizado nos tópicos a seguir.

Os critérios de escolha serão melhor caracterizados nos próximos tópicos. É evidente que outras possibilidades existem, sendo necessário uma investigação mais detalhada de cada caso em particular. Contudo, para o âmbito desse trabalho, os tópicos a seguir buscam comentar a seleção realizada.

8. Campos Petrolíferos na Bacia de Santos

8.1. Histórico exploratório e de produção

Para que se considere o uso dos campos petrolíferos da Bacia de Santos (quando depletados) é necessário fazer um inventário dos mesmos. A exploração da Bacia de Santos iniciou-se em 1971 com a perfuração do poço 1-PRS-1, na cota batimétrica de 62 m (MENDONÇA et al., 2004). A amostragem no local pretendia o estudo de uma seção sedimentar estruturada em anticlinal que incluía um pacote siliciclástico terciário-cretáceo superior, um intervalo carbonático cretáceo superior e concebia a presença de evaporitos do Cretáceo Inferior, ainda que se acreditasse que estivessem abaixo da profundidade originalmente prevista. Esse procedimento revelou a presença de uma imensa cunha clástica cretácea-terciária, predominantemente arenosa, denominada Formação Juréia, feição particular da Bacia de Santos (MENDONÇA et al., 2004).

As principais descobertas iniciaram-se em 1988 com o Campo de Tubarão, no poço 1-PRS-4, visando uma seção carbonática do Albiano. Este estudo buscou analisar uma estrutura halocineticamente em forma de "casco de tartaruga" que já fora testada por outra operadora, na época dos contratos de risco, só que a 1200 m de distância. Contudo, o novo poço revelou reservatórios calcareníticos oolíticos com porosidades de 16%, favorecendo a comercialidade do campo (FREITAS et al., 2006). Assim, utilizando-se do modelo geológico de Tubarão, encontraram-se os Campos de Estrela do Mar e Coral em 1990 e Caravela em 1992, constatando-se a aptidão para óleo e gás na região meridional da Bacia de Santos.

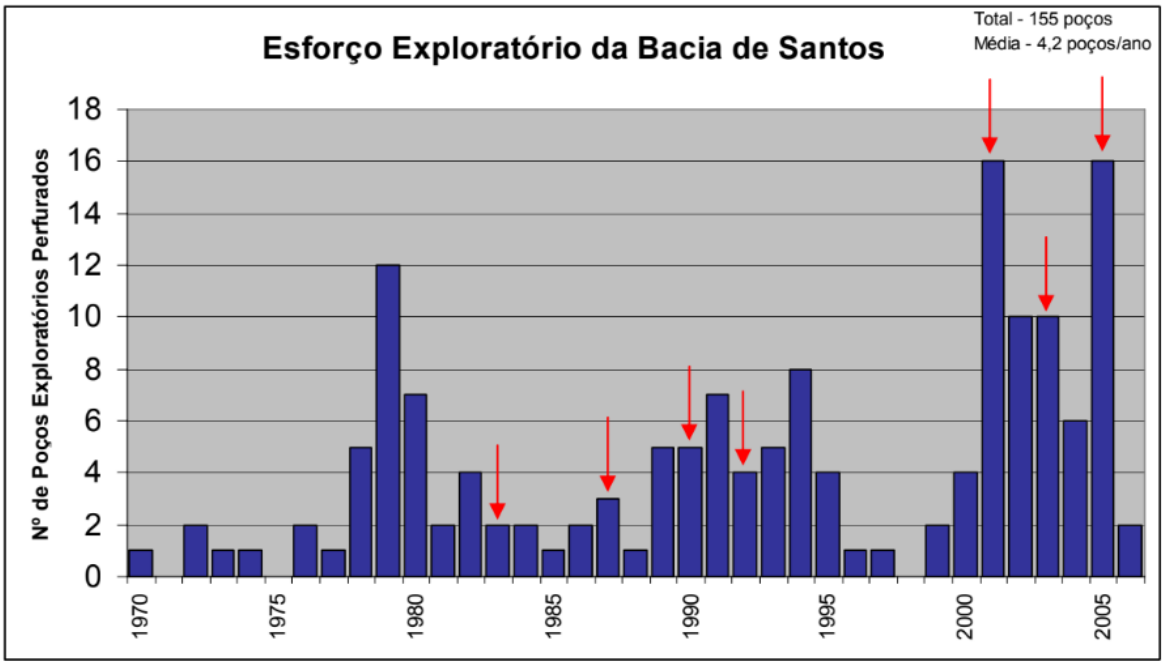


Figura 8.1. Esforços exploratórios na Bacia de Santos (quantidade de poços perfurados por ano. As setas em vermelho representam as descobertas. Extraído de FREITAS et al. (2006).

De acordo com dados coletados na interface GeoANP, disponível no site da ANP, no ano de 2019 existem 758 poços na Bacia de Santos dentre públicos e confidenciais, de exploração e de produção. A profundidade média final sondada dentre todos esses poços é de 4698,62 m e a lâmina d'água é, em média, de 1350,59 m (ainda que seja muito mais rasa em determinados poços).

De acordo com a PETROBRAS (2019a), as plataformas de produção na Bacia de Santos são listadas na tabela a seguir.

Plataforma	Campo	Tipo	UF
FPSO Cidade de Ilhabela	Sapinhoá	Flutuante	SP
FPSO Cidade de Angra dos Reis (FPCAR)	Lula	Flutuante	RJ
Plataforma de Merluza (PMLZ)	Merluza, Lagosta	Fixa	SP
Plataforma de Mexilhão (PMXL)	Mexilhão	Fixa	SP
Plataforma BW Cidade de São Vicente (FPCSV)	Lula	Flutuante	RJ
FPSO Cidade de Santos (FPCST)	Uruguá	Flutuante	RJ
FPSO Cidade de Paraty	Lula	Flutuante	RJ

FPSO Cidade de Itajaí	Baúna	Flutuante	SP
FPSO Cidade de São Paulo	Sapinhoá	Flutuante	SP
FPSO Cidade de Mangaratiba	Lula	Flutuante	RJ
FPSO Cidade de Itaguaí	Lula	Flutuante	RJ
FPSO Cidade de Maricá	Lula	Flutuante	RJ
P-66	Lula	Flutuante	RJ
FPSO Cidade de Saquarema	Lula	Flutuante	RJ

Tabela 8.1. Plataformas de produção da Bacia de Santos. Extraído de PETROBRAS (2019a).

A operação no pré-sal da Bacia de Santos iniciou-se em 1º de maio de 2009 com um Teste de Longa Duração (TLD) realizado pelo FPSO BW Cidade de São Vicente na área de Tupi, hoje chamada de Campo de Lula (PETROBRAS, 2019a). Um ano depois, em 28 de outubro de 2010, iniciou-se o Sistema de Produção Definitiva do Campo de Lula, realizado por meio da FPSO Cidade de Angra dos Reis, instalado a cerca de 280 km da costa em águas com profundidade de cerca de 2200 m (PETROBRAS, 2019a). Uma década depois, os três maiores campos produtores do Brasil encontram-se no pré-sal da Bacia de Santos: Lula, Sapinhoá e Buzios.

Os campos da Bacia de Santos são empreendimentos muito recentes em sua maioria. Esse fator é relevante quando se pensa um projeto com uso de campos depletados: a grande maioria dos campos é jovem e portanto pensar um projeto de armazenamento em campo depletado consiste em planejamento a longo prazo. É evidente que esse não é um problema, tendo em vista que esse tipo de projeto requer um prazo consideravelmente longo para sua aplicação.

Contudo, existe um campo que se aproxima do desejado: o Campo de Merluza, que se aproxima da fase de descomissionamento. O processo de armazenamento pode ser entendido como um direcionamento diferente para encerrar o ciclo produtivo de um campo (nesse caso iniciando outro ciclo). Assim, os próximos tópicos buscam caracterizar o Campo de Merluza em termos de infraestrutura e geologia, apresentando-o, através de suas características que serão mencionadas , como uma possibilidade de local para armazenamento de CO_2.

8.2. Campo de Merluza

8.2.1. Aspectos Gerais e Infraestrutura

A plataforma de Merluza (PMLZ-1) se encontra em operação desde 1993 e produz os campos de gás natural de Merluza e Lagosta (figuras 8.2., 8.3., 8.4.). Geograficamente, localiza-se a cerca de 180 km da costa da cidade de Praia Grande (SP), sendo uma plataforma fixa em uma lâmina d'água de cerca de 131 m (PETROBRAS, 2019).

Figura 8.2. Fotografia da Plataforma de Merluza. Extraído de PETROBRAS (2019b).

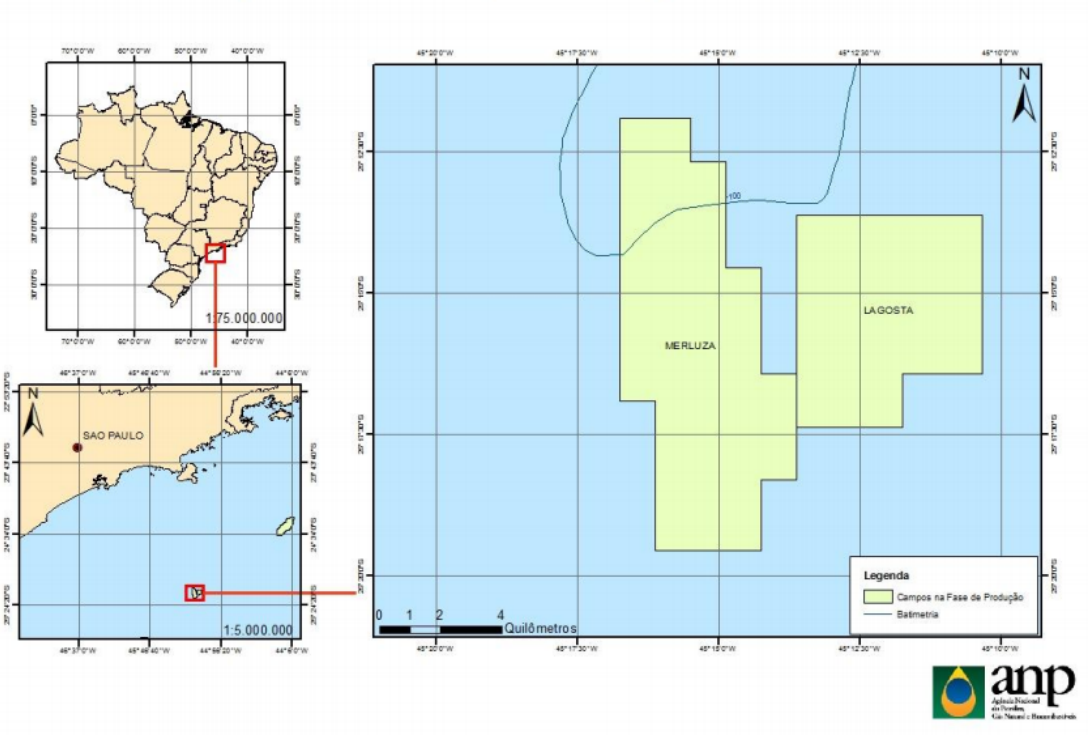


Figura 8.3 . Mapa de localização do campo de Merluza. Extraído de ANP (2016).

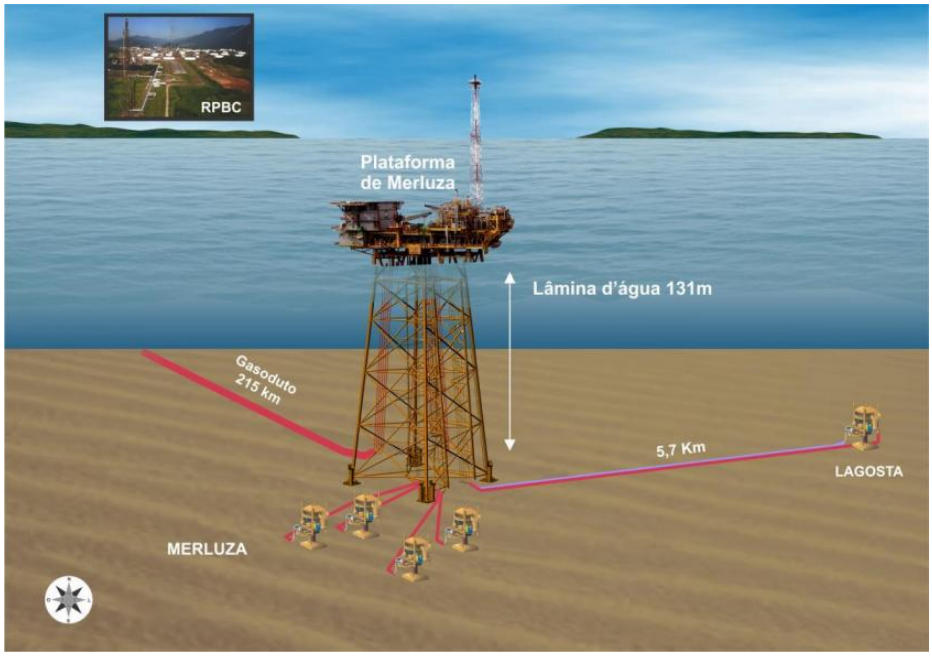


Figura 8.4. Plataforma de Merluza com indicação dos campos de gás natural de Merluza, Lagosta e do gasoduto responsável por escoar a produção. Extraído de PETROBRAS (2019b).

O Campo de Merluza equivale à primeira descoberta comercial de gás em perfurações sob contratos de risco na plataforma continental brasileira, procedimento este a cargo da

Pecten Brazil Exploratory Company. O primeiro poço perfurado no local (1-SPS-11) não foi devidamente avaliado devido a ocorrência de problemas mecânicos. O segundo poço perfurado (1-SPS-21), por sua vez, atingiu reservatórios da base da Formação Juréia, saturados em gás. Em 1984, a perfuração do poço 1-SPS-20 na cota batimétrica de 122 m permitiu que se avaliasse a existência de reservatórios saturados em gás nos reservatórios da Formação Itajaí, Membro Ilhabela (SOMBRA, 1990).

Os poços de Merluza produzem por surgência e apresentam contemplação seca com coluna de produção de 3½″, podendo ser alinhados tanto para o separador de teste quanto para o separador de produção que se localizam na Plataforma de Merluza (ANP, 2016). O uso do separador de teste se dá na realização dos testes de produção, possibilitando a realização do teste de produção individual de cada poço sem ser necessário que se feche os demais poços. Depois de realizada a separação do fluido do poço (que consiste de gás, condensado e água), comprime-se o gás com o uso de um turbocompressor, enquanto o condensado é bombeado por bombas de condensado e a água é tratada para ser destinada ao descarte (ANP, 2016). Tanto o gás quanto o condensado se unem em seu transporte juntamente com a produção de Lagosta. Assim, a produção dos campos de gás Merluza e Lagosta é escoada para o continente da plataforma até a cidade de Cubatão, mais especificamente até a Unidade de Gás Natural da Refinaria Presidente Bernardes, via gasoduto PMLZ - RPBC de 16″ de diâmetro e de 215 km de extensão, estando 28,5 km na parte terrestre e o restante na parte marítima (ANP, 2016; PETROBRAS, 2019).

8.2.2. Geologia

O campo de Merluza possui dois reservatórios de idade santoniana (idade da época Cretácea Superior compreendida entre 86,3 milhões e 83,6 milhões de anos atrás): os arenitos da Formação Juréia, cuja deposição se deu em plataforma rasa, e os arenitos da formação Itajaí-Açu−Membro Ilhabela, leques e canais em talude nerítico (zona nerítica é à região dos oceanos que corresponde ao relevo da plataforma continental e à camada de água sem influência das marés) apresentando porosidade média de 16% e permeabilidade de 12 mD.

Os reservatórios de Juréia e Ilhabela apresentam espessuras da ordem de 20 a 30 m no poço 1-SPS-20, sendo separados por um pacote de folhelhos e siltitos com aproximadamente 200 m de espessura. O reservatório de Juréia encontra-se a uma profundidade de cerca de

4450 m e o de Ilhabela, 4700 m. A temperatura nos reservatórios é de cerca de 150 ºC. Já na região do poço 1-SPS-25, o reservatório da base da Formação Juréia ocorre na profundidade de 4500 m e o do Membro Ilhabela, 4900 m (SOMBRA, 1990).

Os reservatórios Ilhabela podem ser compreendidos como exemplos de porosidade anormalmente elevadas para as profundidades em que se encontram, com uma média de 21% no poço 1-SPS-20. Os reservatórios da base da Formação Juréia, por sua vez, apresentam porosidade média de 12% no poço 1-SPS-25, mostrando-se relativamente inferior à porosidade do Membro Ilhabela (SOMBRA, 1990).

SOMBRA et al. (1990) tiveram acesso a dois testemunhos do Membro Ilhabela (respectivos aos poços 1-SPS-20 e 1-SPS-25) saturados em hidrocarbonetos, um testemunho da base da Formação Juréia (poço 1-SPS-25) sem indícios de hidrocarbonetos. O poço 1-SPS-20 é encontrado no Campo de Merluza enquanto 1-SPS-25 se localiza em estrutura adjacente. Ademais, o reservatório Juréia não foi testemunhado no Campo de Merluza, onde é portador de gás e condensado.

A análise dos testemunhos foi inicialmente realizada por descrições sedimentológicas e posteriormente com análises petrofísicas (permeabilidade e porosidade), petrografia óptica convencional, difratometria de raios X e microscopia eletrônica de varredura. Além disso, os constituintes do arcabouço, cimentos e porosidade foram obtidos a partir da contagem de 200 pontos por lâmina e a história do soterramento foi reconstruída com o uso do programa BASS (SOMBRA et al., 1990).

Os reservatórios da base da Formação Juréia e do Membro Ilhabela apresentam associações litológicas e faciológicas diferentes entre si. As condições de deposição do reservatório de Juréia podem ser compreendidas como de plataforma rasa enquanto os arenitos do Membro Ilhabela foram depositados por correntes e turbidez (SOMBRA et al., 1990). Em ambos os casos é notável a presença de granulometria variável de areia muito fina e grosseira, apresentando raros níveis conglomeráticos. As principais litofácies presentes no reservatório da base da Formação Juréia são arenitos fino a médio, moderadamente selecionado, com estratificações cruzada sigmoidais de pequeno porte; arenito médio, moderadamente a bem selecionado, com estratificações cruzadas de baixo ângulo; arenito grosseiro bioclástico aparentemente maciço; conglomerado rico em intraclastos pelíticos, com

contato basal erosional e aleitamento gradacional; por fim, arenito muito fino intensamente bioturbado argiloso e com escavações de microorganismos verticalizadas de até 10 cm. Assim, o conjunto de litofácies descrita anteriormente se encontra em depósitos de plataforma rasa, possivelmente correspondendo a um complexo de ilha de barreira (SOMBRA et al., 1990).

No Membro Ilhabela, predomina a litofácies arenito maciço, fino até grosseiro, moderadamente a mal selecionado, frequentemente com gradação da cauda grossa (fração areia grosseira imersa e flutuando em areia fina decrescendo de granulometria da base para o topo). Intraclastos argilosos são raros. Essa litofácies corresponde provavelmente a de depósitos de correntes de turbidez de alta densidade. Observa-se secundariamente a presença de arenitos laminados com sequências de Bouma incompletas na base dos testemunhos do poço 1-SPS-20. Folhelhos podem ser observados na base do Membro Ilhabela e apresentam foraminíferos planctônicos e raros radiolários. Essa associação de litofácies corresponde a depósitos de lobos canalizados comumente encontrados na Bacia de Campos (SOMBRA et al., 1990).

Os arenitos da base da Formação Juréia e os do Membro Ilhabela são constituídos predominantemente por quartzo (~60%) e feldspatos (20–25%) e em menor porcentagem, litoclastos de rochas vulcânicas (10%). Assim, podem ser classificados como arcósios ou arcósios líticos na correspondente classificação de FOLK (1968). Os bioclastos presentes na base da Formação Juréia são encontrados apenas na litofácies de arenito bioclástico, podendo perfazer até 20% do volume total da rocha e sendo composicionalmente marcados pela presença de conchas de moluscos bivalves. No que diz respeito aos fragmentos de rocha vulcânica, há predominância de composição intermediária e ácida e, secundariamente, fragmentos de rochas vulcânicas básicas. Os intraclastos argilosos correspondem a poucos níveis, perfazendo 4% do teor total (SOMBRA et al., 1990). A tabela 9.1. apresenta a composição média dos constituintes do arcabouço de cada Formação.

COMPOSIÇÃO MÉDIA DOS CONSTITUINTES DO ARCABOUÇO DA BASE DA FORMAÇÃO JURÉIA E DO MEMBRO ILHABELA		
Constituintes do Arcabouço	Base da Formação Juréia	Membro Ilhabela
Quartzo	53,0	60,0
Microclínio	9,0	9,0
Ortoclásio	12,0	10,5
Plagioclásio	4,0	3,5
Fragmento Rocha Vulcânica	10,0	9,0
Fragmento Rocha Plutônica	1,5	2,5
Intraclastos Argilosos	4,0	4,0
Micas	1,0	1,5
Bioclastos	5,5	0,0

Tabela 8.2. Composição média dos constituintes do arcabouço. Adaptado de SOMBRA et al. (1990).

Quanto à diagênese, a análise dos reservatórios Juréia e Ilhabela deve ser feita separadamente. Não obstante apresentarem composições detríticas semelhantes, áreas geográficas e níveis estratigráficos próximos, as evoluções diagenéticas apresentadas pelos reservatórios são distintas.

No que diz respeito à diagênese dos arenitos da base da Formação Juréia, as litofácies de arenito bioclástico, arenito com estratificação cruzada e arenito com estratificação cruzada de baixo ângulo apresentam histórias diagenéticas distintas (SOMBRA et al., 1990). A primeira mencionada não constituiu reservatório devido à intensa cimentação marinha precoce. Já nas litofácies arenito com estratificação cruzada sigmoidal e arenito com estratificação cruzada de baixo ângulo, a compactação mecânica e química pode ser classificada como moderada a forte. Os cimentos precipitados mais relevantes são o de quartzo (respondem por 4% de volume, em geral), feldspatos (fazendo por 1% do volume) e calcita espática (2,5%). A compactação e os cimentos carbonáticos e silicosos foram agentes responsáveis pela redução da porosidade nos reservatórios da base da Formação Juréia (SOMBRA et al., 1990). A porosidade correspondente a litofácies arenito bioclástico foi cimentada de maneira precoce e completa por calcita microespática marinha e por calcita espática, responsáveis por dizimar a porosidade. A compactação mecânica apresentada por esses arenitos foi mínima enquanto a compactação química é inexistente. A figura 8.5. apresenta diagrama QFL para a composição dos arenitos estudados.

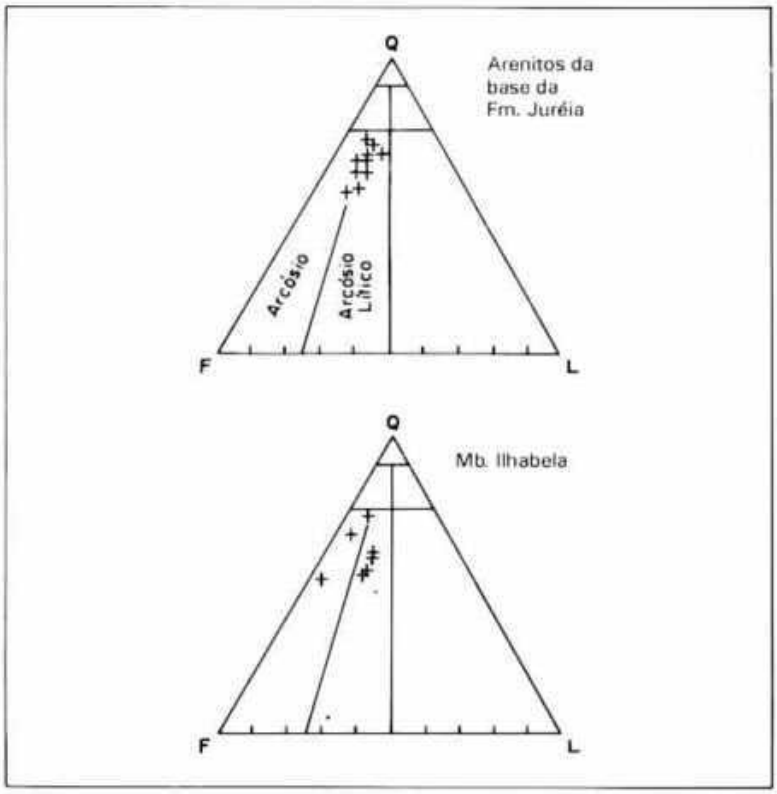


Figura 8.5. Diagrama QFL mostrando composição dos arenitos da Formação Juréia e Membro Ilhabela. Extraído de SOMBRA et al. (1990).

Já tratando-se da diagênese dos arenitos do Membro Ilhabela, pode-se destacar o desenvolvimento de espessas franjas de clorita em torno dos grãos, respondendo por 5% do volume total de rocha no poço 1-SPS-20 e 7% no poço 1-SPS-25 (considerando-se o volume de clorita somado à microporosidade). A clorita indica uma fase diagenética precoce, o que é inferido por sua ocorrência diretamente sobre os grãos. Ademais, a observação com o microscópio eletrônico revela que os cristais de clorita apresentam-se como plaquetas idiomórficas. A presença de franjas de clorita possivelmente se associa à composição detrítica e também à alteração de litoclastos vulcânicos. As descrições mencionadas anteriormente respondem ao esperado em reservatórios marinhos sem influências de chuvas. Além disso, o rápido soterramento dos reservatórios Ilhabela também é fator relevante para que a influência de precipitação possa ser desprezível. As franjas de clorita são mais expressivas em 1-SPS-25 e 1-SPS-20. Outra possibilidade é que as franjas tenham continuado a se desenvolver em estágios diagenéticos tardios. O uso de difratometria de raio C indica que existe predominância do politipo Ib (β = 90º) de HAYES (1970). A figura 8.6. apresenta um gráfico de porosidade *versus* permeabilidade e esclarece que a porosidade é percentualmente mais

alta nos arenitos do Membro Ilhabela (ricos em clorita) quando comparando-se aos arenitos da Formação Juréia.

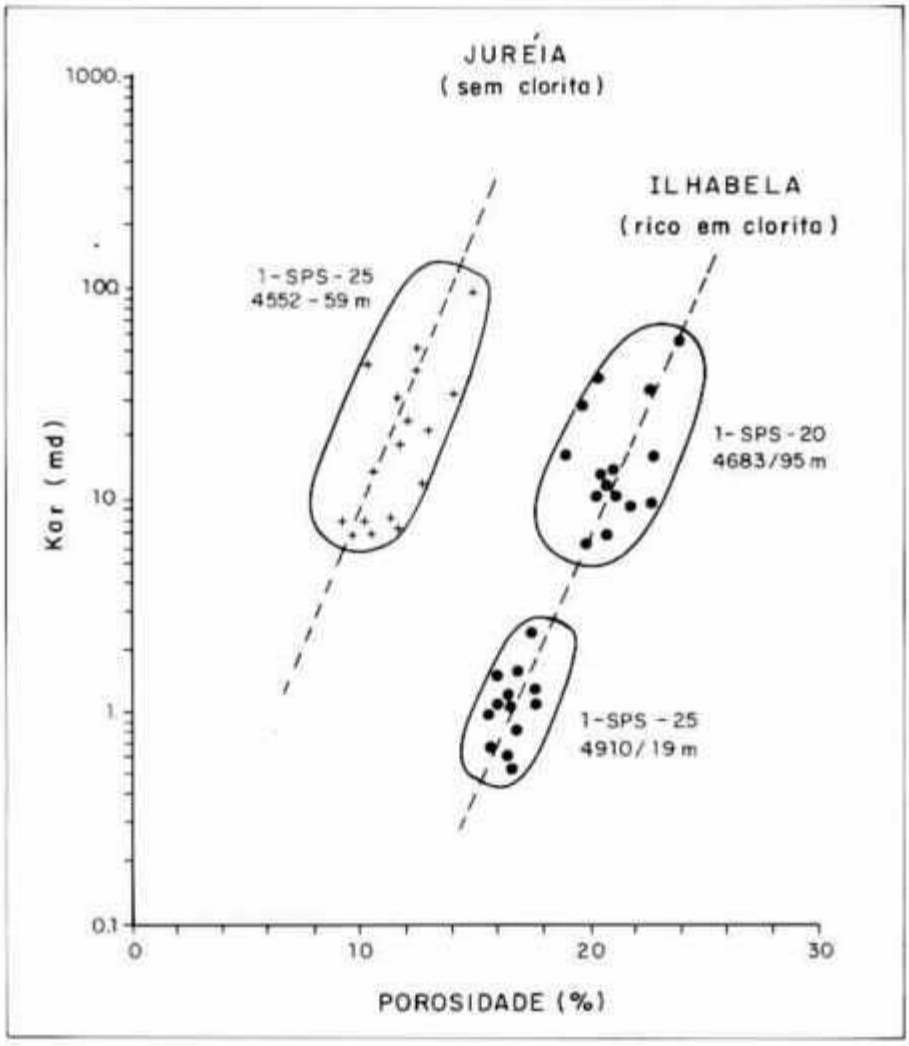


Figura 8.6. Gráfico de permeabilidade por porosidade nos arenitos da Formação Juréia (não apresentem clorita) e no Membro Ilhabela (rico em clorita). Extraído de SOMBRA et al.(1990).

As espessas franjas de cloritas do Membro Ilhabela refletem-se em perfis elétricos. Isso decorre da presença de volume elevado de microporosidades nas cloritas, com consequente saturação da água irredutível (SOMBRA et al., 1990). Deste modo, esses reservatórios apresentam baixa resistividade, ainda que saturados em hidrocarbonetos.

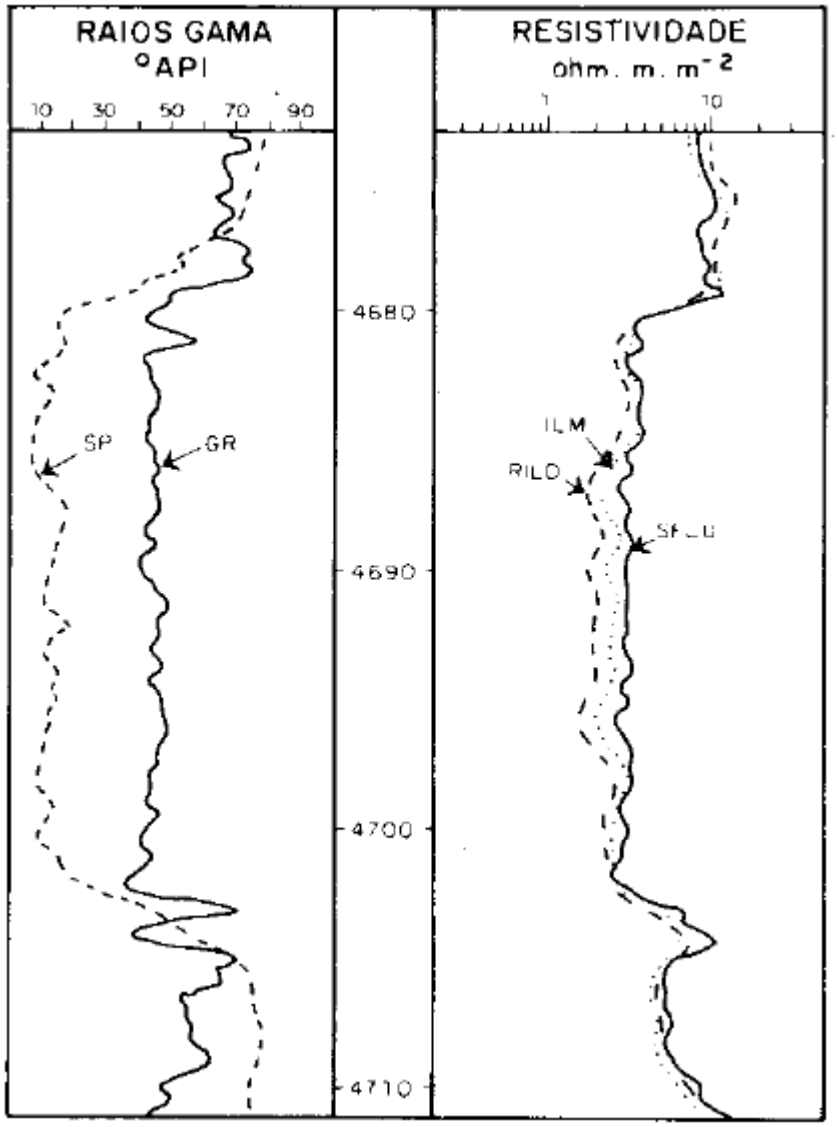


Figura 8.7. Perfil de Raio Gama e elétrico para o Membro Ilhabela no poço 1-SPS-25. Nota-se que a baixa resistividade do reservatório é associada ao alto teor de microporosidade da clorita. Extraído de SOMBRA et al. (1990).

Estudos sísmicos estratigráficos sugerem que a areia encontrada na parte inferior do campo não é um lóbulo isolado de turbidito, mas sim o último pacote turbidítico que se afina e se sobrepõe à Muralha Central de Merluza (ENCISO e TISI, 1998; ANP 2003). As figuras 8.8., 8.9. e 8.10. apresentam caracterizações adicionais do Campo.

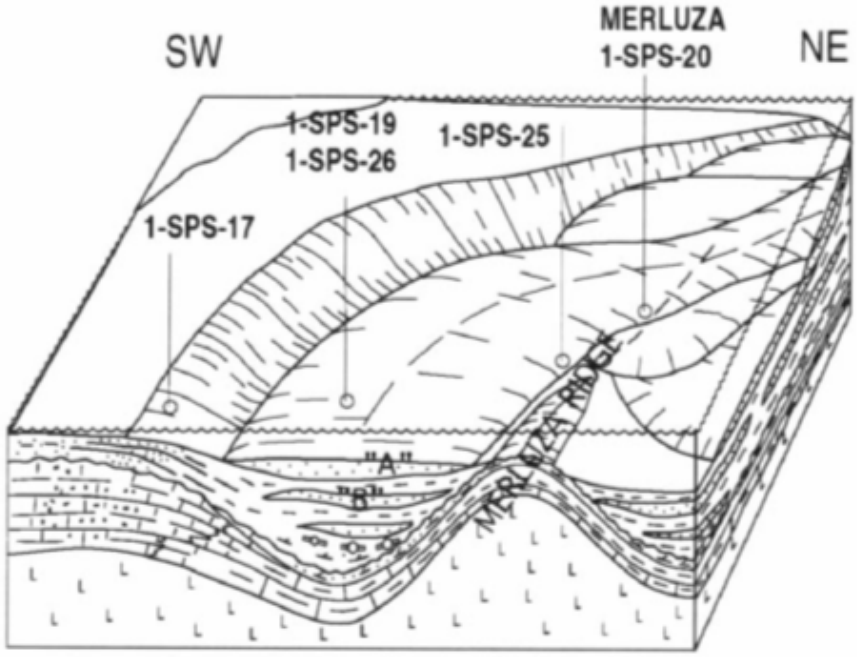


Figura 8.8. Posição de poços no Campo de Merluza em relação à Muralha Central de Merluza. Extraído de ENCISO e TISI (1998).

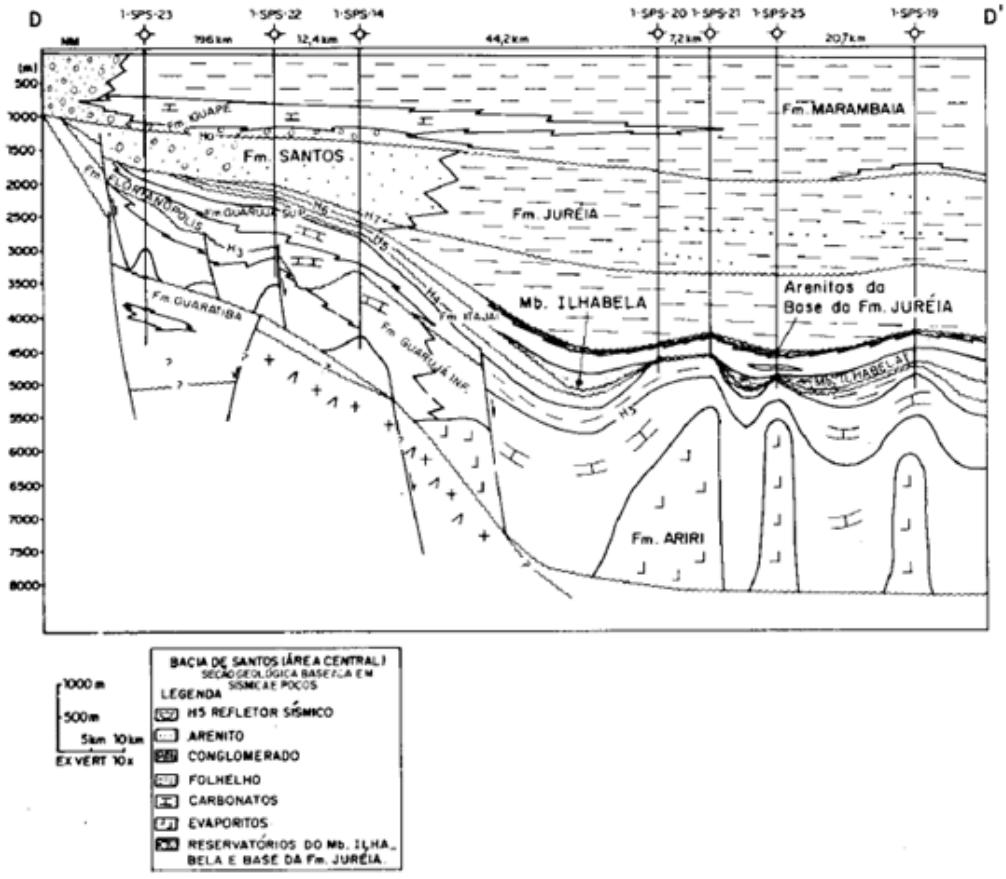


Figura 8.9. Seção geológica transversal à Bacia de Santos com a distribuição de poços distintos. Os poços 1-SPS-20 e 1-SPS-21 pertencem à zona de Merluza. Extraído de SOMBRA et al. (1990).

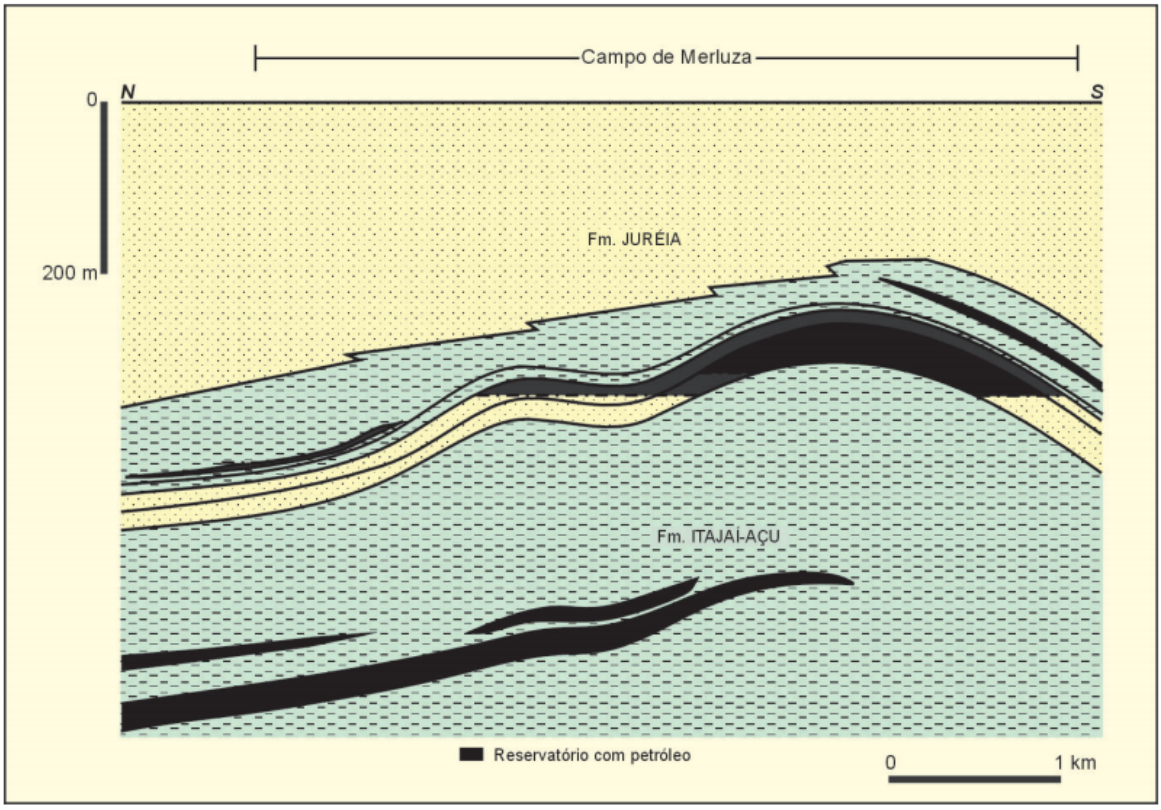


Figura 8.10. Seção de correlação estratigráfica baseada em poços no Campo de Merluza, Bacia de Santos, evidenciando a distribuição de arenitos saturados em gás. JINNO e LAMMAS (1990) modificado por MILANI e ARAÚJO (2003).

9. Discussão

A disponibilidade de informações sobre as áreas que cerceiam o tema da captura e armazenamento de carbono tende a ser baixa, seja pela relativa novidade do tema, seja por questões associadas à dados confidenciais. O desenvolvimento dessas tecnologias passa pela mão da iniciativa privada, o que acaba resultando em patentes e relatórios sigilosos, dificultando o acesso à esse tipo de conhecimento. O caso específico da Bacia de Santos não envolve diretamente uma questão de patentes tecnológicas, mas sim a confidencialidade de dados associados à produção de petróleo no Brasil. Nesse sentido, compilar informações que cerceiam esse tema é etapa fundamental da elaboração deste trabalho.

Entender o cenário de emissões brasileiro é relevante para que se compreenda a busca por reservatórios. A figura 9.1. apresenta as emissões totais de CO_2 no Brasil no período de 1990 até 2017. No ano de 2017 o Brasil respondeu pela emissão de um total de 428 $MtCO_2$. Ainda que esses valores não registrem origem, sabe-se que o Sudeste brasileiro é responsável por grande parte dessas emissões pois concentram grande número populacional e grande parte da produção industrial do país. Nesse contexto insere-se a busca por reservatórios na Bacia de Santos (próxima a essas emissões).

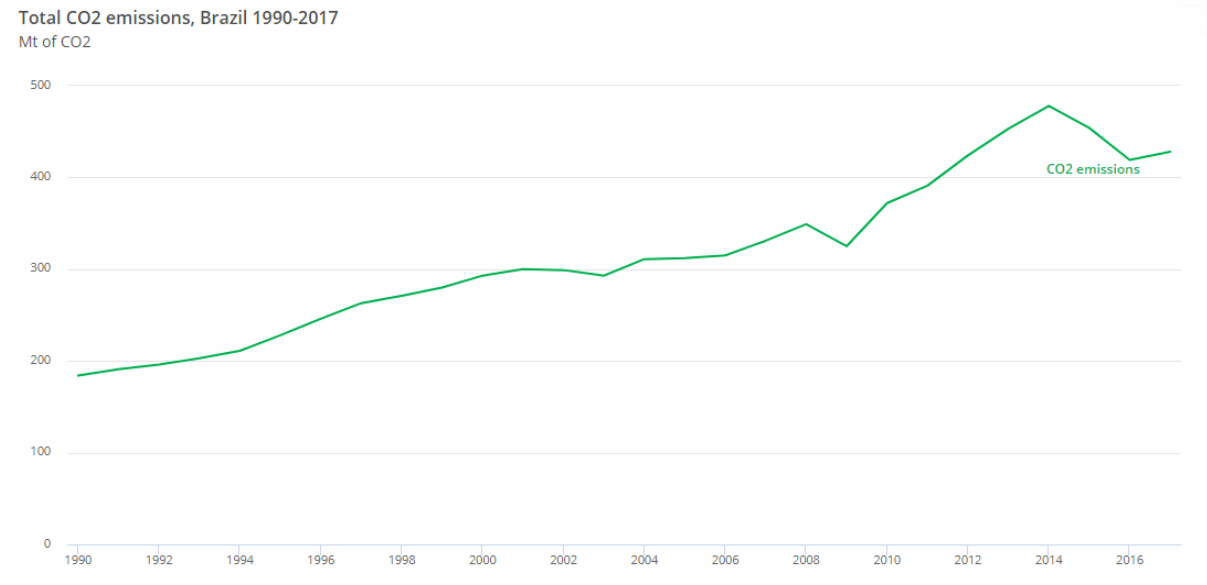


Figura 9.1. Total de emissões de CO_2 no Brasil no período de 1990 a 2017. Extraído de IEA (2019).

Para compreensão da Bacia de Santos, três trabalhos são fundamentais: CHANG et al. (2008) trazem uma compreensão geral da Bacia, permitindo uma visão desta como um todo.

Clemente (2013) traz importantes comentários acerca das litologias características de cada formação, e um relatório geral da ANP (2003) traz um compilado de histórico geológico, desenvolvimento da bacia e até mesmo informações econômicas desta.

A análise geológica do Campo de Merluza foi realizada principalmente com base nos dados disponibilizados por SOMBRA et al. (1990). O trabalho de SOMBRA et al. (1990) traz quantificações diversas obtidas a partir de testemunhos de dois poços (1-SPS-20 e 1-SPS-25). Esses dados indicam que a caracterização geológica do Campo de Merluza parece ser adequada à recepção desse tipo de empreendimento. Por exemplo, as porosidades encontradas nas rochas que receberiam o gás são muito elevadas, chegando a valores de cerca de 21% no Membro Ilhabela da Formação Itajaí-Açu.Também é relevante mencionar a presença de franjas de clorita, cuja presença é associada à maior capacidade de adsorção de CO_2. A tabela 9.1. compila informações com indícios positivos do uso do Campo de Merluza para armazenamento geológico de CO_2.

O Campo de Merluza é o modelo adotado para o *Play* Ilhabela (Arenitos turbidíticos Neoturoniano/Eosantoniano), considerado o mais promissor da Bacia de Santos (ANP, 2003). Os arenitos turbidíticos do Membro Ilhabela (Formação Itajaí-Açu) apresentariam originariamente situações de trapeaneto estratigráfico por acunhamento de campos arenosos em sentido contrário ao mergulho da bacia (*pinch-out*). Contudo, a atividade halocinética intensa deformou esses estratos causando falhamentos e dobramentos aos mesmos. Desse modo, as trapas são essencialmente mistas e em alguns casos, estruturais (ANP, 2003). O selo dessas camadas é provido pela presença de pelitos intercalados na mesma sequência estratigráfica (figura 9.2., 9.3.).

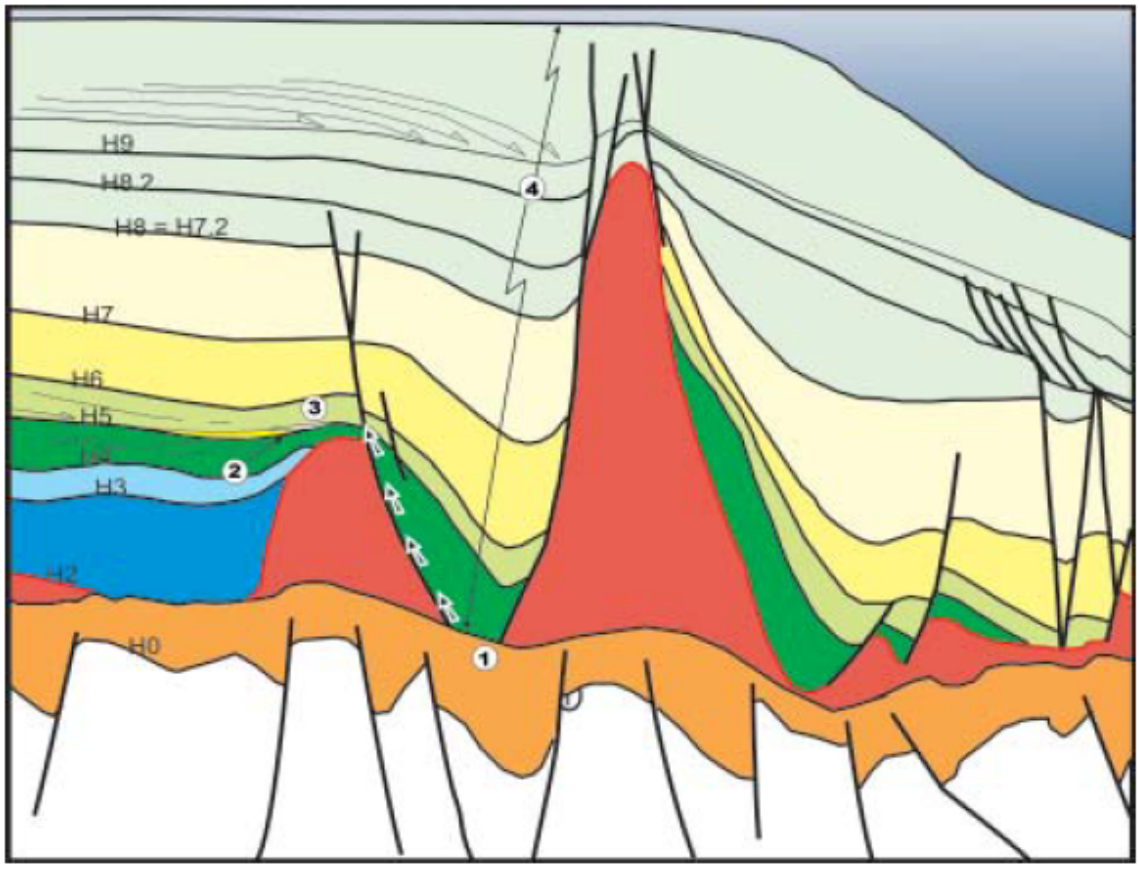


Figura 9.2. Seção geológica *dip* mostrando modelo de acumulação do *play* Ilhabela, cujo Campo de Merluza é o modelo adotado. 1 - Gerador: Folhelhos da Formação Guaratiba. 2 - Reservatório: Arenitos do Membro Ilhabela. 3 - Selo intraformacional: Formação Itajaí-Açu. 4 - Soterramento. Extraído de ANP (2003).

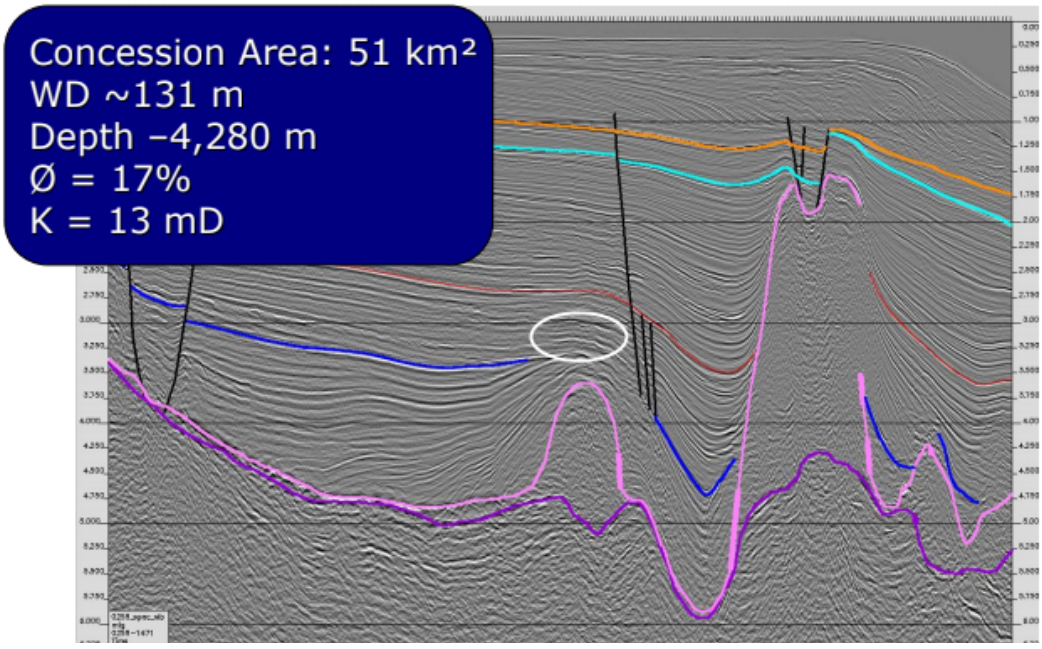


Figura 9.3. Seção sísmica da região do Campo de Merluza. Dados de porosidade e permeabilidade também são apresentados. Extraído de ANP (2015b).

Os gráficos a seguir foram construídos a partir de dados geoquímicos disponibilizados por BALBINOT (2008; 2012) e possibilitam uma correlação de valores de COT (expressos em porcentagem em peso) pela profundidade das amostras analisadas.

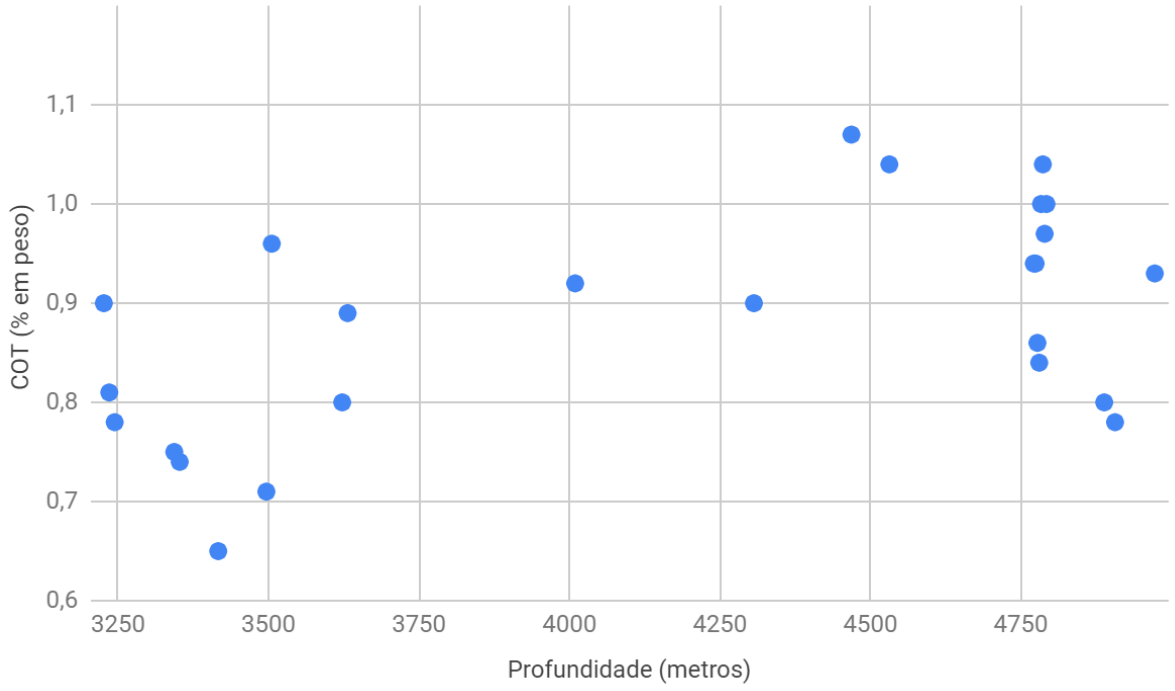


Gráfico 9.1. Relação de dados de COT por profundidade para a Formação Itajaí-Açu. Gráfico de elaboração própria a partir de dados do poço 1-KMGB-2-SPS de BALBINOT (2008).

Observa-se que nas amostragens do poço 1-KMGB-2-SPS os teores de carbono orgânico total situa-se entre 0,6 e 1,1. Os teores apresentados em profundidade tendem a ser maiores que os rasos, ainda que isso não seja sempre verdade. Os valores registrados correspondem a profundidades de 3226,5 a 4972,5 m.

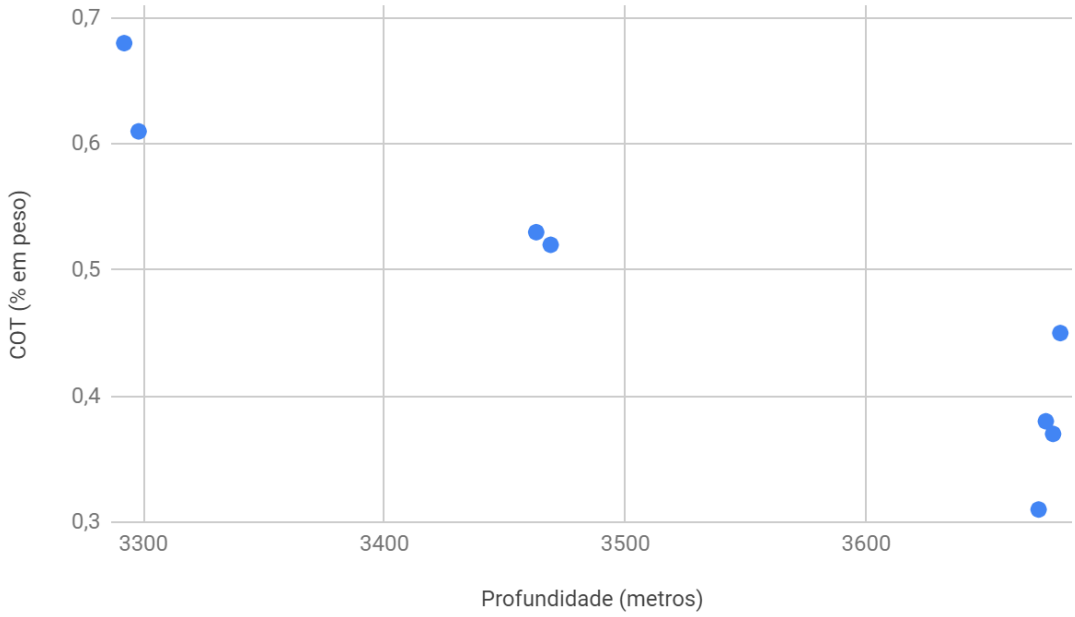


Gráfico 9.2. Relação de dados de COT por profundidade para a Formação Itajaí-Açu. Gráfico de elaboração própria a partir de dados do poço 1- HESS -1- RJS de BALBINOT (2008).

Para o poço 1-HESS-1-RJS a relação parece ser inversa, com uma aparente diminuição do teor de COT com o aumento da profundidade. Os valores registrados vão de 0,3 até 0,7 para profundidades de 3292 m até 3680,5 m.

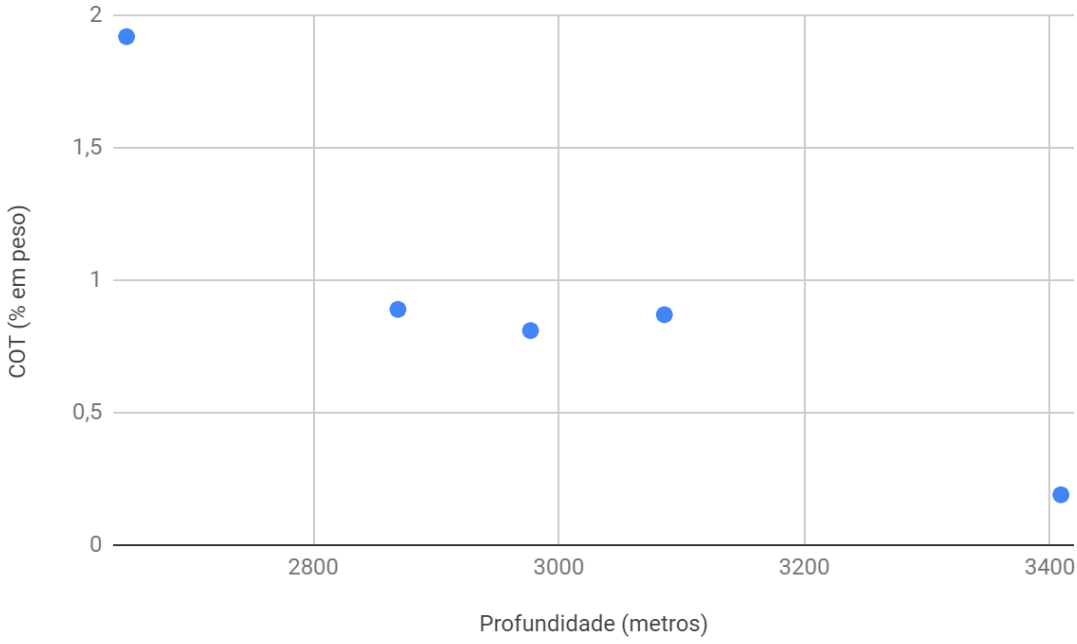


Gráfico 9.3. Relação de dados de COT por profundidade para a Formação Juréia. Gráfico de elaboração própria a partir de dados de BALBINOT (2012).

Já para a Formação Juréia, poucos dados são disponibilizados (5 medidas de COT no total), mas situam-se entre 0,1 e 2,0 para profundidades de 2648 a 3086 m.

A escolha de demonstrar os valores de COT para as formações Juréia e Itajaí-Açu resultam da sabida informação de que essas formações correspondem aos reservatórios de gás do Campo de Merluza. Assim, como a escolha de reservatório nessa situação corresponde ao uso do campo depletado, é lógico que as formações escolhidas correspondam àquelas que anteriormente abrigaram o gás retirado por propósitos comerciais.

Ainda que a escassez de dados não possibilite maiores correlações "profundidade por teor" ou ainda que as informações não correspondam exatamente ao que se encontraria em Merluza, é possível ter estimativas dos valores de COT, que, conforme se sabe, é um fator importante para a retenção do CO_2 no reservatório selecionado.

A presença de infraestrutura é outro ponto favorável à escolha do Campo de Merluza como uma localidade para o armazenamento geológico de CO_2. Economicamente, a adaptação à nova atividade tende a ser muito mais barata que a construção sem nenhuma infraestrutura inicial disponível (HANNIS et al. 2017), e no caso de Merluza não apenas a estrutura do campo está disponível: a presença de um gasoduto exclusivo é um fator muito favorável ao empreendimento caso se opte por armazenar emissões continentais. A figura 9.4. apresenta esse gasoduto, que serve exclusivamente ao Campo de Merluza (excluindo possíveis conflitos de interesse de uso local).

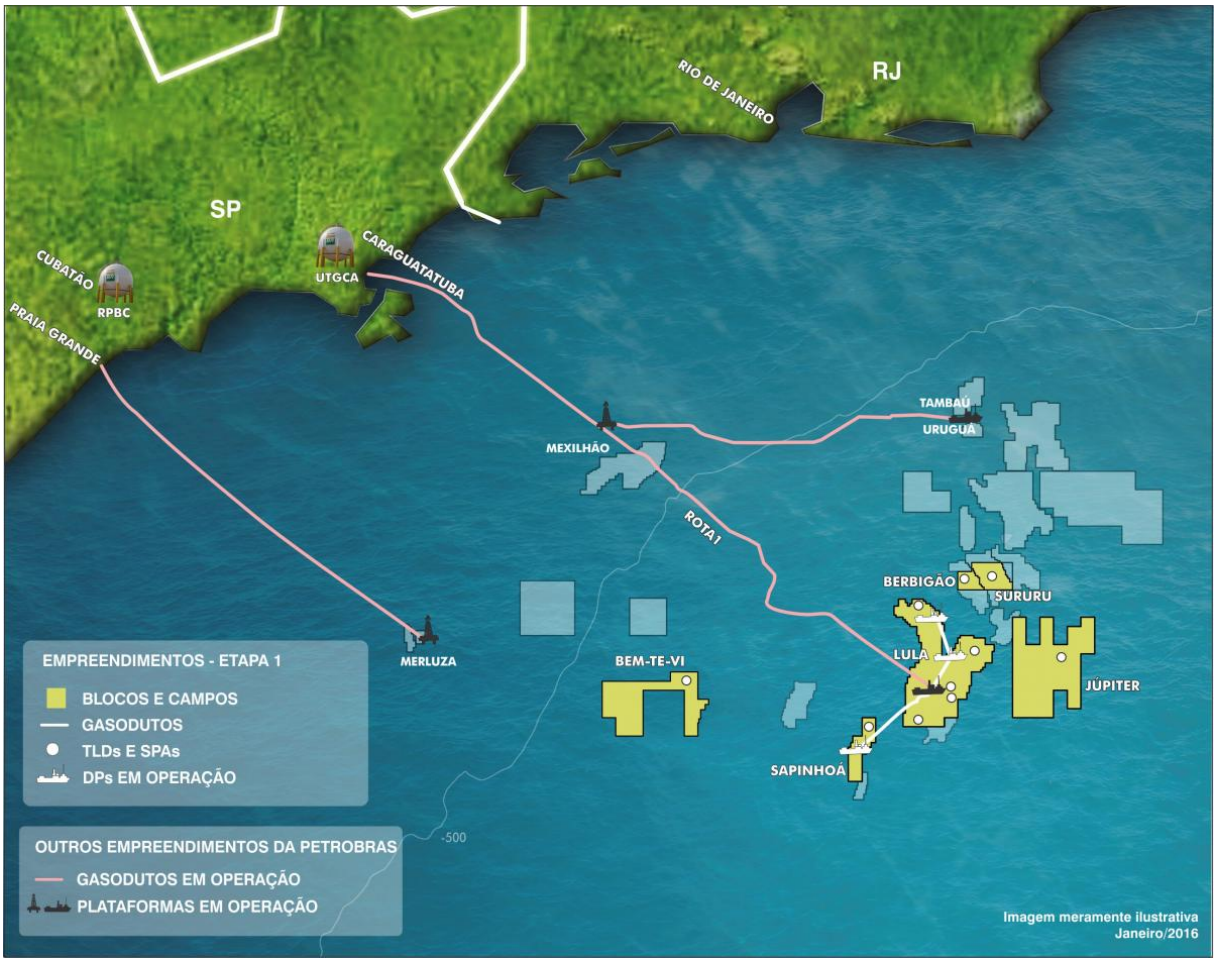


Figura 9.4. Visão geral de empreendimentos na Bacia de Santos. Na porção oeste, o Campo de Merluza destaca-se por aparecer sozinho associado a um gasoduto próprio. Extraído de PETROBRAS (2016).

Dessa forma, é possível elencar quais critérios, dentre as categorias propostas anteriormente, sugerem a favorabilidade do uso do Campo de Merluza como reservatório geológico para CO_2.

Critérios Favoráveis	Comentário
Porosidade média	Membro Ilhabela - 21% a 4700 m Membro Ilhabela - 16% a 4900 m Base da Formação Juréia - 12% a 4450 m
Porosidade (comentários qualitativos)	Em ambos os reservatórios a macroporosidade é intergranular em quase sua totalidade, de origem primária. Feldspatos e litoclastos vulcânicos aparecem pouco dissolvidos. Maiores teores de calcita no Membro Ilhabela ocorrem próximos aos folhelhos indicando que os fluidos ácidos originados nos folhelhos foram pouco efetivos na dissolução dos constituintes dos reservatórios.
Permeabilidade	Membro Ilhabela (1-SPS-20) - 10 a 100 mD Membro Ilhabela (1-SPS-25) - 1 a 5 mD Base da Formação Juréia (1-SPS-25) - 10 a 100 mD
Estabilidade tectônica	Ambiente tectonicamente estável em geral.
Características dos reservatórios	Ambos os reservatórios são constituídos por arcósios/arcósios líticos sem grandes variações em suas composições detríticas. Litoclastos predominantes: rochas vulcânicas intermediárias e ácidas, e em menor quantidade vulcânicas básicas.
Argilominerais	Membro Ilhabela - presença de franjas de clorita.
Grau de exploração	Conhecimento exploratório alto.
Infraestrutura	Plataforma fixa; gasoduto exclusivo.

Tabela 9.1. Critérios favoráveis ao uso do Campo de Merluza para armazenamento geológico de CO_2. Elaboração própria.

As duas possibilidades de reservatório (rochas da Formação Juréia e Itajaí-Açu, Membro Ilhabela) possuem características favoráveis ao seu uso para estocagem de CO_2. As altas porosidades, principalmente para o Membro Ilhabela, indicam que grandes quantidades de gás podem ser injetadas.

9.1. Estimativa da Capacidade de Armazenamento de CO_2 em Merluza

A coleta dos dados mencionados anteriormente permite que se faça uma estimativa da capacidade de armazenamento de CO_2 no Campo de Merluza. Para tanto, utiliza-se a metodologia proposta por BACHU et al. (2007) e adaptada para o cenário brasileiro por ROCKETT (2010) e ROCKETT et al. (2013). A metodologia proposta por BACHU et al (2007) para campos depletados possibilita três caminhos interpretativos: um cálculo para campos de gás (o que seria ideal para o caso de Merluza), um caso para campos de óleo e uma

equação que possibilita o cálculo através da geometria do poço. Tanto o cálculo pela metodologia do campo de gás quanto a da geometria do poço seriam possíveis para a estimativa em Merluza, mas a ausência de dados para tal impede o procedimento. Por tanto, essa estimativa considera o campo de Merluza de acordo com a seguinte equação:

$$MCO_2 = \rho CO_2 r \left(\frac{R_f \times OOIP}{B_f} - V_{iw} + V_{pw} \right)$$

Sendo que MCO_2 corresponde a capacidade teórica de estocagem de CO_2 em toneladas, $\rho CO_2 r$ é a densidade do CO_2 nas condições do reservatório em kg/m³, R_f é o fator de recuperação, $OOIP$ é a estimativa de óleo no local, B_f é o fator de volume da formação, V_{iw} é o volume injetado de água e V_{pw} é o volume produzido de água.

A estimativa de capacidade calculada pela metodologia proposta por BACHU et al. (2007) considera que o volume anteriormente ocupado por hidrocarbonetos (seja já produzidos ou a serem produzidos) será disponibilizado para armazenar o CO_2. Portanto, a metodologia considera uma substituição simples, que desconsidera que a integridade do reservatório pode ser afetada pelos procedimentos realizados na produção. Contudo, essa suposição tende a resultar em valores bem próximos aos reais para reservatórios depletados que não estejam em contato hidrodinâmico com um aquífero ou que não estejam inundados por recuperação de óleo secundária ou terciária. Outra suposição relevante é a de que o gás será injetado no campo depletado até que se atinjam os valores originais de pressão do reservatório (BACHU et al., 2007).

9.1.1. Densidade do CO_2 nas condições do reservatório

Para se estimar a densidade de CO_2 nas condições do reservatório, o modelo geoquímico proposto por DUAN et al. (1992) é considerado, inserindo-se a pressão e temperatura desejadas. O uso do gradiente geotérmico da Bacia também é necessário, e na ausência de dados disponíveis, utiliza-se o mesmo mecanismo de ROCKETT (2010) com o gradiente da Bacia de Campos. Desse modo, com base na profundidade h e o gradiente geotérmico da Bacia de Campos de 23,36 ºC/km (JAHNERT, 1987) pode-se calcular a temperatura média no Campo de Merluza com base na seguinte equação:

$$T_r = h \times G_{BCampos} + 4\ ^{o}C$$

Os 4 ºC acrescentados correspondem a temperatura do fundo do mar (MILLER e KOWSMANN, 2009). A pressão, por sua vez, é assumida de acordo com a profundidade, assumindo-se uma pressão hidrostática de 100 bar/km (ROCKETT, 2010). Para o cálculo, utiliza-se a profundidade média do reservatório de Merluza de 4850 m, por se situar entre 4600 e 5100 m. Portanto, T_r = 117,2 ºC e P = 500 bar.

9.1.2. Fator de Recuperação e Volume Original de Óleo in situ

O fator de recuperação é definido como a proporção entre a produção planejada de óleo e a estimativa de óleo no local. ROCKETT (2010) utilizou para esse cálculo valores de reservas pela indisponibilidade de dados publicados para a Bacia de Campos. No caso do Campo de Merluza, soma-se o total do volume *in place* e da produção acumulada para que se tenha uma aproximação desse valor. Para que não haja muita discrepância em relação ao volume de gás, utiliza-se a relação 1 milhão de m³ de líquido de gás natural equivalem a aproximadamente 600 milhões de m³ de gás (PORTAL NAVAL, 2009). Assim, obtêm-se 88,48 milhões de m³ (ANP, 2015a).

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

O fator de volume da formação converte o volume em óleo em condições normais para as condições *in situ* do reservatório. Utiliza-se o valor de 1,2, sendo este um valor médio entre o mínimo e o máximo, 1,0 e 1,4 (APEC, 2005; ROCKETT, 2010).

Quanto aos valore-ses de volume de água injetada e volume de água produzida, esses são assumidos como zero pela inexistência de dados específicos para o campo. Assim, V_{iw} + V_{pw} = 0 (ROCKETT, 2010).

9.1.4. Estimativa da capacidade de armazenamento para o Campo de Merluza

As aproximações mencionadas anteriormente permitem que se tenha uma estimativa da capacidade de armazenamento do Campo de Merluza, de acordo com a metodologia proposta por BACHU et al. (2007) e adaptações de ROCKETT (2010). Utilizando-se da mesma metodologia, KETZER et al. (2007) propuseram que a Bacia de Santos possui uma

capacidade total de armazenamento de 167 $MtCO_2$ em campos de petróleo mas não discriminaram o cálculo campo a campo.

Desse modo, tem-se os seguintes dados compilados para o cálculo:

Dados - Estimativa de Estocagem	
$\rho CO2r$	678 kg/m³
$R_f \times OOIP$	88,48 milhões de m³
B_f	1,2
$V_{iw} + V_{pw}$	0

Assim, estima-se que a capacidade de estocagem de CO_2 no Campo de Merluza é de cerca de 49,9 $MtCO_2$. Comparando-se aos valores obtidos por ROCKETT et al. (2013) para a Bacia de Campos, é possível ver onde Merluza se situa (gráfico 9.4.).

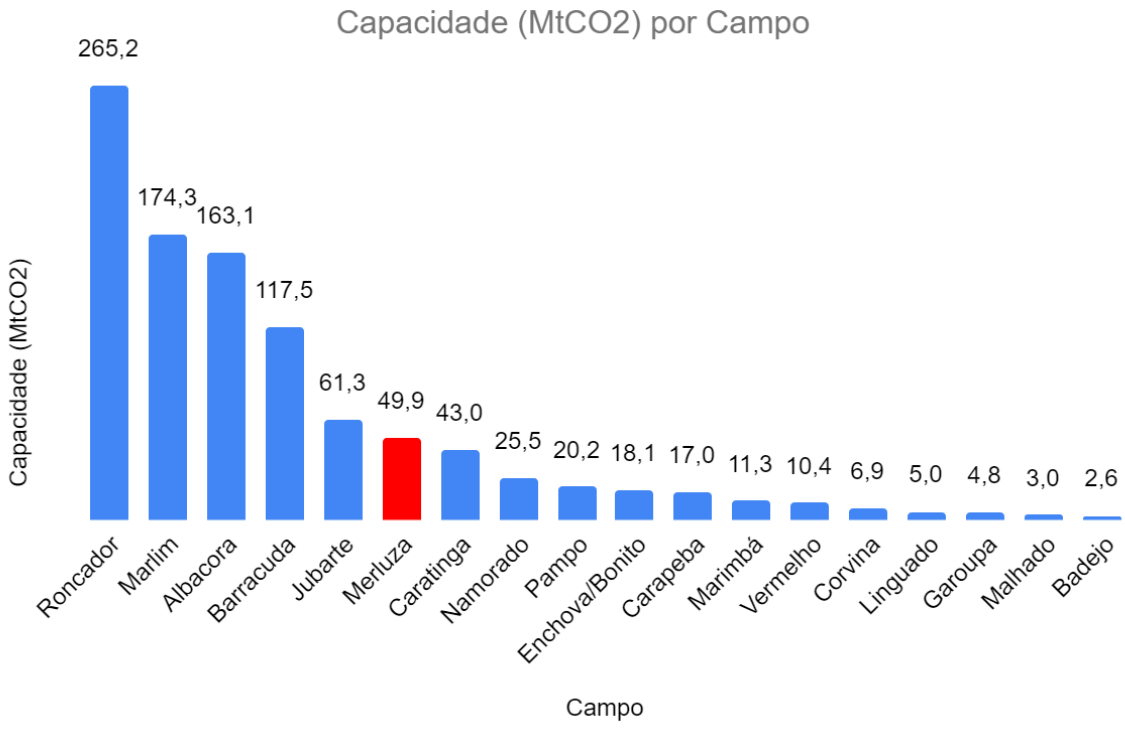


Gráfico 9.4. Estimativa de capacidade de armazenamento de CO_2 por campo da Bacia de Campos (ROCKETT,

2013) e Merluza, na Bacia de Santos. Elaboração própria com dados de ROCKET et al. (2013) e cálculo de Merluza.

A única outra estimativa encontrada para a Bacia de Santos refere-se ao mencionado por KETZER et al. (2007), que indicavam que a Bacia possui uma capacidade total de armazenamento de 167 $MtCO_2$ em campos de petróleo. Não fica claro se esse cálculo partiu de uma generalização de potencial da Bacia. Assim, maiores comparações com valores da própria Bacia de Santos são complexas, pois apenas essas duas estatísticas encontram-se disponíveis.

Desse modo, o valor encontrado para o Campo de Merluza deve ser considerado uma estimativa primária da capacidade de armazenamento. Merluza, representado pela cor vermelha, apresenta valores intermediários de capacidade de armazenamento de CO_2 quando comparando-se aos valores obtidos por ROCKET et al. (2013) para os campos petrolífero da Bacia de Santos. Na comparação, Merluza situa-se entre Jubarte e Caratinga com 61,3 $MtCO_2$ e 43 $MtCO_2$ respectivamente.

A estimativa da capacidade de armazenamento permite que se estude a viabilidade de planejamento de um projeto de armazenamento. É possível, por exemplo, considerar as emissões de uma dada fábrica localizada no litoral da Bacia de Santos e examinar se o campo escolhido possui capacidade de estocar as emissões emitidas nos processos industriais.

9.2. Possíveis Impactos Ambientais Associados ao CCS em geral e na zona de Merluza

O uso das tecnologias de captura e armazenamento de carbono se associa, intrinsecamente, às mais diversas questões ambientais. O uso da técnica surge como uma "solução" para problemas ambientais decorrentes da emissão de gases de efeito estufa. Por outro lado, é evidente que os procedimentos utilizados apresentam seus próprios efeitos na natureza e vida humana (efeitos esses que não devem ser meramente desconsiderados). Deste modo, é preciso que se pense, considerando às mais diversas etapas da captura e armazenamento de carbono, quais são os problemas que podem surgir.

O conhecimento real dos impacto ambientais e sociais associados às tecnologias de captura e armazenamento de carbono ainda é incipiente. Contudo, alguns trabalhos relevantes apresentam essa discussão. O estudo de um projeto de captura e armazenamento de carbono

que não considere os possíveis impactos ambientais associados à atividade seria um estudo incompleto. Os riscos em questão se distribuem entre as diferentes etapas do projeto, sendo possível analisá-los a partir dessa divisão.

A avaliação do ciclo de vida é uma ferramenta útil para investigar as consequências ambientais associadas ao desenvolvimento de projetos de CCS. Contudo, a comparação entre estudos diferentes é um procedimento dificultado pela falta de padronização dos parâmetros analisados (ZAPP et al., 2016). O abastecimento de combustível para plantas de captura e as emissões de CO_2 da própria planta, que podem responder por 28% a 53% do potencial de contribuição de emissões em todo o ciclo de vida de um empreendimento de CCS (CUÉLLAR-FRANCA e AZAPAGIC, 2015). Mas ainda que os combustíveis representem o parâmetro de maior impacto em estudos distintos, a quantificação dessa influência difere de estudo para estudo (ZAPP et al., 2016). A figura 9.5. apresenta o potencial de contribuição de emissões para estágios distintos e usinas distintas com a utilização do CCS.

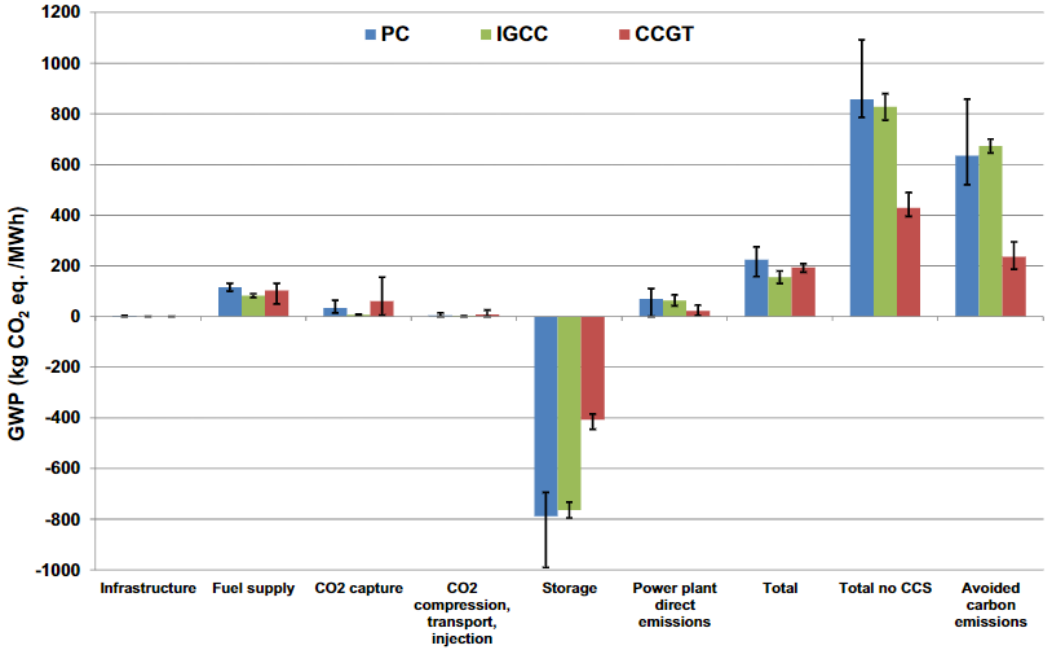


Figura 9.5. Potencial de contribuição de emissões para estágios distintos e usinas distintas com uso de CCS. PC - carvão pulverizado; CCGT - turbina a gás de ciclo combinado; IGCC - ciclo combinado de gaseificação integrada de carvão. Extraído de CUÉLLAR-FRANCA e AZAPAGIC (2015).

Contudo, o impacto do aumento da eficiência de remoção de SO_2 e NO_x pode levar à redução da emissão de usinas associadas ao CCS (KOORNNEEF et al., 2008). Ademais, conforme indicado na figura 9.6., a média do potencial de contribuição para emissões do CCS é estimado em 276 kg CO_2 eq./t CO_2 removido, o que é significantemente menor que as médias obtidas para formas distintas de aplicação de carbon, capture utilisation and storage (CCUS). A diferença do CCUS para o CCS é a que o primeiro propõe a "reciclagem" do CO_2 por meio de usos diversos, como usos químicos diversos.

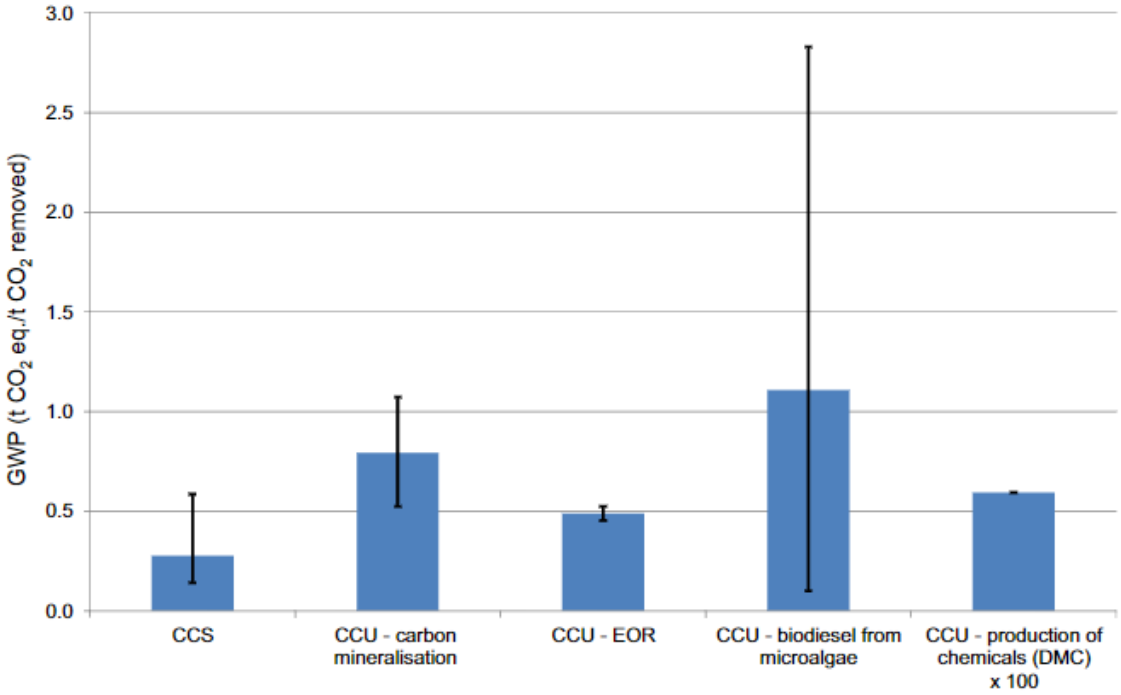


Figura 9.5. Comparação do potencial de emissões para diferentes opções de CCS e CCUS. Extraído de CUÉLLAR-FRANCA e AZAPAGIC (2015).

9.2.1. Questões Ambientais na Captura

As diferentes técnicas que resultam na separação do CO_2 que será armazenado possuem maior ou menor grau de desenvolvimento, sendo em geral procedimentos com altos custos. Sendo necessária a presença de uma planta de captura, é esperado que esta mesma possua emissões de CO_2, seja direta ou indiretamente, sendo necessário também considerar os gastos energéticos dessa atividade (IEA, 2007). Para que essa emissão *in situ* seja atenuada, é necessário que se considere tanto a fase de construção e descomissionamento da planta. Contudo, ainda que existam questões de grande risco associadas a fase operacional (KOORNEEF et al. , 2012).

A tabela a seguir resume diferentes questões no que diz respeito a possíveis riscos associados à captura de CO_2 que devem ser considerados em qualquer projeto do tipo.

Impacto	Descrição
Biodiversidade	Destruição, perturbação e dispersão de habitats durante a construção
Recursos materiais e uso de água	Uso de materiais para redução de emissões; Uso de água refrigerada
Impacto visual	Impacto das instalações
Necessidade energética	Necessidade total energética dos componentes; eficiências e alternativas
Emissões gasosas	CO_2, NO_x, SO_x, hidrocarbonetos, materiais particulados, compostos orgânicos e metais pesados
Administração de resíduos	Resíduos sólidos e líquidos
Barulhos, luzes e odores	Zonas de barulho; emissões luminosas, emissões odoríferas
Ruptura do solo	Ruptura ocasionada nas fases de construção e desmanche
Contaminação do solo	Vazamento de substâncias dos armazenamentos de combustíveis/resíduos
Segurança	Áreas de segurança internas/externas: armazenamento de amônia. Armazenamento de solventes
Perturbação/contaminação de recursos aquíferos subterrâneos e de superfície	Descargas de água resfriada: zonas de efeito misto (águas quentes e frias); contaminantes: emissões nos sistemas receptores de água; Perturbações do subsolo durante construções

Tabela 9.2. Compilação de diversos riscos associados aos procedimentos de captura de CO_2.

Dentre os diferentes processos utilizados para realizar a captura do dióxido de carbono, as questões ambientais e sociais decorrentes podem ser diferentes. No processo de captura pelo método de pós combustão, é importante que se dê atenção à necessidade de expandir a operação sem comprometer o meio ambiente ao se dispor incorretamente de solventes e resíduos (HASZELDINE, 2009). No que diz respeito ao método de pré-combustão que requer a transformação do combustível, é preciso que se pense uma maneira de adaptá-lo a uma planta operacional (HASZELDINE, 2009). Por fim, tem-se o método de captura por oxicombustão, que não requer o uso de solventes e demanda uma estrutura operacional relativamente menor. Por outro lado, apesar dos benefícios mencionados anteriormente, o método de oxicombustão requer a remoção de nitrogênio da atmosfera e o uso de materiais em alta temperatura, ocasionando um grande impacto energético.

Fica evidente que a questão energética é um problema a parte no que diz respeito ao desenvolvimento das tecnologias e métodos de captura do dióxido de carbono. Para ser mais específico, a captura de CO_2 é a etapa que demanda o maior uso energético, sendo que dados indicam que a separação de CO_2 pode responder pelo consumo de 25 a 40% do consumo energético de uma planta energética, sendo responsável por 70% ou mais dos custos adicionais no cadeia de captura e armazenamento de carbono (HASZELDINE, 2009).

O potencial de emissão para usinas com projetos de CCS acoplados pode ser reduzido em 63–82% por unidade de eletricidade gerada, a depender da opção de captura CUÉLLAR-FRANCA e AZAPAGIC (2015).

Por fim, no que diz respeito aos impactos ocasionados por emissões, entende-se que as tecnologias de captura de CO_2 respondem, por si só, pela formação e emissão de CO_2, NO_x, SO_2, HCl, HF, VOC, PM, Hg, Cd e outros metais pesados (KOORNNEEF, 2012). Quanto ao consumo de água, a alta demanda é novamente ampliada pelas necessidades da planta de captura, sendo que os valores utilizados podem dobrar dependendo da tecnologia utilizada (KOORNNEEF, 2012).

9.2.2. Questões Ambientais no Transporte

As questões ambientais/sociais associadas ao transporte de CO_2 nos procedimentos associados às tecnologias de CCS devem levar em conta que o CO_2 capturado deve passar por processos de transformação química. Esses procedimentos são essenciais para que se realize o transporte de CO_2 pelos gasodutos até a localização de seu armazenamento final. O transporte de CO_2 por si só resulta em emissões adicionais de CO_2 devido ao uso energético associado aos procedimentos de bombeamento, dentre outros (IEA, 2007).

Impacto	Descrição
Biodiversidade	Fluxos de calor para o solo (gasoduto)
Recursos materiais e uso de água	Materiais de construção
Impacto visual	Impacto visual devido às atividades de construção e descomissionamento
Necessidade energética	Necessidade energética para compressão
Emissões gasosas	Vazamentos em caso de emergências
Administração de resíduos	Produzidos durante a construção
Socioeconômico	Temperatura do solo (fluxo de calor) afetando agricultura; demais atividades econômicas e sociais se tornam vulneráveis
Ruídos, luz, odor	Emissões de ruído nas regiões próximas aos locais de compressão.
Ruptura do solo	Solo se rompendo durante as fases de construção e desmanche
Contaminação do solo	Na possibilidade de vazamento de CO2 para o solo
Segurança	Risco individual e risco coletivo
Perturbação/contaminação de recursos aquíferos subterrâneos e de superfície	Perturbações do fluxo de água subterrânea. Extração de água subterrânea durante a construção

Tabela 9.2. Compilação de diversos riscos associados aos procedimentos de transporte de CO_2.

De acordo com publicações do IEA (2007), dentre os riscos ambientais/sociais entremeados ao transporte de CO_2, é importante destacar o transporte de CO_2 contaminado com a presença de H_2S e SO_2. A presença de H_2S é um fator de alto risco para a saúde humana, além de ser um componente tóxico e inflamável. A presença dos três componentes associados à água resulta na formação de um ácido corrosivo com capacidade para danificar materialmente os equipamentos dos dutos. Estudos que se dedicam a analisar as questões do transporte de CO_2 focam, em sua maioria, nos impactos de performance associados ao fluxo contínuo de fluidos, mas esse tipo de análise não é presente para o caso do uso de navios (TAN et al., 2016).

9.2.3. Questões Ambientais no Armazenamento

Não é possível considerar os riscos associados ao armazenamento de CO_2 sem considerar os riscos de vazamento. Este é reconhecido como o risco mais "substancial" pela maioria dos estudiosos da área (PARLIAMENT OF THE COMMONWEALTH OF AUSTRALIA, 2007). Assim, fica evidente a necessidade de se investigar diversos riscos associados à possibilidade de vazamento desse gás.

O armazenamento de CO_2 também pode requerer a compressão deste gás no reservatório, o que resulta num incremento das emissões de CO_2. É importante lembrar que a demanda energética desse procedimento é alta, e que o ambiente de alta pressurização possibilita a fuga de CO_2 a partir de vazamentos nos equipamentos (IEA, 2007). Estima-se, a partir de dados publicados pela indústria de óleo e gás, que o risco de liberação de CO_2 durante os procedimentos de injeção é de cerca de 10−3 (IEA, 2007).

Impacto	Descrição
Biodiversidade	Fluxos de calor para o solo (gasoduto)
Recursos materiais e uso de água	Materiais de construção
Impacto visual	Impacto visual devido ao material de injeção
Necessidade energética	Necessidade energética para injeção, monitoramento e abandono
Emissões gasosas	Vazamentos de CO_2 da instalação, hidrocarbonetos
Administração de resíduos	Produzidos durante a construção (perfuração)
Socio-econômico	Temperatura do solo (fluxo de calor) afetando agricultura; demais atividades econômicas e sociais se tornam vulneráveis (turismo, por exemplo)
Ruídos, luz, odor	Emissões de ruído nas regiões próximas aos locais de compressão.
Ruptura do solo	Subsidência do solo e dano induzido; sismicidade
Contaminação do solo	Na possibilidade de vazamento de CO2 para o solo; mobilização de metais pesados
Segurança	Risco individual e risco coletivo
Perturbação/contaminação de recursos aquíferos subterrâneos e de superfície	Perturbações do fluxo de água subterrânea; extração de água subterrânea durante a construção; risco de contaminação a partir de vazamento

Tabela 9.3. Compilação de diversos riscos associados aos procedimentos de armazenamento de CO_2.

A quantificação correta dos riscos associados ao vazamento de CO_2 é um procedimento complicado principalmente porque a quantidade de dados disponíveis ainda é incipiente e as técnicas necessárias para uma observação adequada ainda estão em desenvolvimento (IEA, 2007). Contudo, pode-se mencionar que possíveis caminhos de vazamento do CO_2 são aqueles criados por falhas nos poços, fluxos de difusão a partir da rocha de capeamento e dissolução de CO_2 em aquíferos.

Existem ainda riscos específicos associados a cada tipo de escolha de reservatório. Por exemplo, a escolha de estocar CO_2 em oceanos apresenta efeitos ainda não bem esclarecidos em relação aos impactos ocasionados à acidez da água marinha ou à vida marinha (CUÉLLAR-FRANCA e AZAPAGIC, 2015).

9.2.4. Questões Ambientais na zona de Merluza

Para que se discutam quais sãos as questões ambientais (e sociais) principais que cerceiam a implementação de um projeto de armazenamento de carbono na zona do Campo de Merluza uma questão é fundamental: o ambiente em questão é *offshore*. Essa informação por si só já facilita diversos critérios que deveriam ser considerados ao se instalar um projeto desta escala em um local *onshore* que pudesse afetar diretamente populações humanas. Isso não diminui a necessidade de uma análise ambiental adequada, só considera que o público alvo desse estudo serão outros tipos de animais, nesse caso a fauna marinha local.

Apesar de ser possível desconsiderar a vida humana como habitante local, não é possível dizer o mesmo acerca dos trabalhadores locais: ainda que tenham estadia perene (em geral permanecem cerca de 14 dias no local), há histórico de acidentes no local: em 2002, um trabalhador atuando como mecânico faleceu ao fazer um reparo no poço utilizado para extração natural de gás (BRISOLLA, 2016). 66 funcionários ficam permanentemente no local, numa área de 29 km². Ademais, uma norma da Marinha proíbe a pesca a menos de 500 m do local, mas existem registros diversos de pescadores atuando na região.

Quanto à vida marinha, um EIA/RIMA encomendado pela PETROBRAS verifica quais seriam as espécies locais. Na Bacia de Santos são encontradas espécies diversas de quelônios, peixes de valor comercial, mamíferos marinhos (baleias, golfinhos, focas), aves marinhas (oceânicas e costeiras), algas, corais e moluscos (ZABINI et al., 2017). Desta forma, existe uma variedade de formas de vida que precisa ser considerada nos estudos de

implementação de um projeto de CCS na localidade. A existência de uma plataforma fixa como a de Merluza predispõe que existam estudos locais específicos sobre os riscos associados ao vazamento de gás local, o que facilita os estudos a serem conduzidos em uma eventual adaptação da plataforma de retirada de gás para uma estrutura de injeção de CO_2.

É relevante mencionar que para que se assegure a integridade ambiental do local é necessário o estudo prévio de comportamento do reservatório para as novas condições de pressão, assim como um monitoramento constante é essencial para que os riscos de acidentes sejam reduzidos. O EIA/RIMA elaborado, contudo, menciona os efeitos negativos que um vazamento de óleo pode ocasionar na fauna marinha local, mas deixa de mencionar possíveis impactos associados ao vazamento de gás como por exemplo, a acidificação da água local, o que pode ter resultados diretos na capacidade de sobrevivência de formas de vidas mais sensíveis como corais e plânctons.

Por fim, os impactos associados à instalação de uma plataforma são desconsiderados nesse caso do uso de uma plataforma existente (o que não deixa de significar que devam ser ignorados). Possíveis efeitos que devam ser considerados nesse tipo de empreendimento podem ser: alteração na qualidade de ar local, alteração da qualidade da água, perturbação na vida marinha local em geral, perturbação no nécton (animais que se movem livremente na coluna d'água como peixes e mamíferos marinhos) pela geração de ruído e luminosidade, perturbação na comunidade bentônica (organismos do fundo marinho como algas, vermes, moluscos, crustáceos, estrelas-do mar, dentre outros) pela substituição dos equipamentos submarinos e alteração da plataforma para sua nova destinação (ZABINI et al., 2017).

Por outro lado, é possível mencionar aspectos favoráveis ao empreendimento: a própria função final do projeto destaca sua importância como ferramenta de redução de emissão de gases de efeito estufa. É possível também a geração de empregos pela nova atribuição dada ao local, assim como o aumento do conhecimento técnico científico sobre esse tipo de projeto.

10. Considerações Finais e Conclusões

A busca por reservatórios geológicos para armazenamento de CO_2 é um caminho lógico num contexto mundial de medidas de redução de emissão de gases de efeito estufa. No Brasil, a Bacia de Santos situa-se em local estratégico, próximo à Região Sudeste, polo de emissões de GEE no país, o que justifica a busca de reservatórios nessa localidade. Por outro lado, a própria ascensão produtiva da bacia coloca como questão uma possível destinação às emissões locais. Procurar reservatórios geológicos na Bacia de Santos, portanto, surge como um caminho lógico na construção de um portfólio de captura e armazenamento de CO_2 no país.

Contudo, o estudo da Bacia de Santos encontra dificuldades na relativa escassez de informações geológicas disponíveis, o que se associa à sigilosidade dos empreendimentos petrolíferos. Mesmo quando dados estão disponíveis, estes podem estar desatualizados ou apresentados de forma insatisfatória. Este trabalho, deste modo, faz uma compilação das principais obras que se desdobram a entender a Bacia de Santos e o Campo de Merluza, apresentando uma extensa revisão com a presença de alguns textos de difícil acesso.

Ademais, a compreensão das possibilidades de reservatórios geológicos, juntamente com um estudo de quais critérios devem ser considerados na escolha dos mesmos, oferece artifícios compilados para trabalhos futuros que se dediquem a esse tipo de busca. No âmbito da análise geológica, é possível compilar dados diversos de geoquímica e mineralogia.

A maior dificuldade de execução adequada destee tipo de projeto é a disponibilidade de amostras, o que não é simples de se executar de forma autônoma para uma bacia *offshore*. Maior disponibilidade de dados e uma análise profunda que considere, por exemplo, modelagem, são etapas necessárias para que se afirme categoricamente que o Campo de Merluza pode atuar como reservatório geológico de CO_2.

Ainda assim, com as informações disponíveis foi possível selecionar uma região de interesse para o desenvolvimento de um projeto de armazenamento de CO_2: por análises como possível viabilidade geológica, disponibilidade de infraestrutura subutilizada, aproximação do final de ciclo de vida do empreendimento petrolífero e o cálculo de uma estimativa de

capacidade de armazenamento de CO_2, a zona do Campo de Merluza foi identificada como potencial para esse tipo de interesse.

As informações obtidas nesse projeto acerca das características peculiares de Merluza são fortes indicativos de que essa localidade pode ser utilizada como reservatório geológico de CO_2. Assim, as Formações Itajaí-Açu (Membro Ilhabela) e Formações Juréia, na região do Campo de Merluza, apresentam potencial para estocagem de CO_2, sendo que o Membro Ilhabela parece conter características mais adequadas (porosidade acima da maioria dos reservatórios brasileiros, permeabilidade com valores condizentes, ambientação tectônica em geral estável, profundidades adequada para o gás injetado em estado supercrítico). É evidente que maiores estudos são necessários para que isso se afirme: a modelagem pode tentar elucidar como o CO_2 se comportaria injetado em um reservatório escolhido mais especificamente.

Também é necessário reiterar que outras possibilidades existem e que circunstancialmente podem ser mais adequadas: o trabalho dedicou-se a compilar informações e partir para uma análise mais aprofundada de uma dessas possibilidades. O uso de futuros campos depletados parece ser o mais adequado na Bacia de Santos por aspectos diversos (menores custos, menor impacto ambiental, conhecimento técnico avançado).

A proximidade do Campo de Merluza de sua fase final de exploração sugere que uma adaptação do uso da infraestrutura local (plataforma fixa e gasoduto exclusivos) para um projeto piloto de armazenamento de CO_2 parece uma possibilidade adequada frente ao usual descomissionamento, e que responde demandas atuais da indústria pela necessidade de comprometimento com redução das emissões de CO_2, cada vez mais exigida em âmbito internacional.

A estimativa de capacidade de armazenamento de CO_2 para o Campo de Merluza revela que este teria potencial para estocar cerca de 49,9 $MtCO_2$. O valor pode ser comparado a outros obtidos na literatura para a Bacia de Campos e posicionam essa possibilidade de estocagem como intermediária.

Assim, conclui-se que a busca por reservatórios geológicos para armazenamento de CO_2, ainda que incipiente, é um processo que faz sentido dentro da dinâmica em que o

mercado petrolífero e qualquer empreendimento que resulte em emissão de gases de efeito estufa (brasileiro e mundial) se insere. A análise de possibilidades local requer a obtenção de dados precisos, mas estimativas e indicações podem ser realizadas, como se estruturou nesse trabalho.

Vale ressaltar que o estudo de potencialidades resulta de uma interconexão de fatores: estudar a viabilidade desses empreendimentos requer a análise de parâmetros distintos atuando conjuntamente. Por isso é imprescindível uma análise que considere fatores de natureza distintas atuando simultaneamente, como uma análise econômica e geológica. Com esse tipo de informações em mão, é possível zonear áreas de maior interesse, que podem ser posteriormente investigadas com maior precisão.

Referências Bibliográficas

AAPG WIKI. Permeability. Disponível em <https://wiki.aapg.org/Permeability>. Acesso em 10 out. 2019.

AAPG WIKI. Porosity. Disponível em <https://wiki.aapg.org/Porosity>. Acesso em 10 out. 2019.

ADU, E.; ZHANG, Y.; LIU, D. Current situation of carbon dioxide capture, storage, and enhanced oil recovery in the oil and gas industry. The Canadian Journal of Chemical Engineering, v. 97, n. 5, p. 1048-1076, 2019.

ALCALDE, J.; FLUDE, S.; WILKINSON, K.; JOHNSON, G.; EDLMANN, K.; BOND, C. E.; HASZELDINE, R. S. Estimating geological CO_2 storage security to deliver on climate mitigation. Nature communications, v. 9, n. 1, 2201p., 2018.

AMINU, M. D., NABAVI, S. A., ROCHELLE, C. A., MANOVIC, V.A. review of developments in carbon dioxide storage. Applied Energy, v. 208, p. 1389-1419, 2017.

ANP. Interpretação e Mapeamento de Sistemas Petrolíferos da Bacia de Santos: Tomo 1. 180p., 2003.

ANP. Boletim Anual de Reservas. 17p., 2015a.

ANP. Brazil Round 9: Santos Basin. 73p., 2015b.

ANP. Plano de Desenvolvimento: Merluza. 3p., 2016.

ANP. Bacia de Santos: Sumário Geológico e Setores em Oferta. 19p., 2017a.

APEC. 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, 232p., 2005.

ASMUS, H. E.; BAISCH, P. R. Geological evolution of the Brazilian continental margin. Episodes: Journal of International Geoscience, v. 1983, n. 4, p. 3-9, 1983.

BACHU, S. Sequestration of CO_2 in geological media: criteria and approach for site selection in response to climate change. Energy conversion and management, v. 41, n. 9, p. 953-970, 2000.

BACHU, S.; BONIJOLY, D.; BRADSHAW, J.; BURRUSS, R.; HOLLOWAY, S.; CHRISTENSEN, N. P.; MATHIASSEN, O. M. CO_2 storage capacity estimation: Methodology and gaps. International journal of greenhouse gas control, v. 1, n. 4, p. 430-443, 2007.

BACHU, S. Review of CO_2 storage efficiency in deep saline aquifers. International Journal of Greenhouse Gas Control, v. 40, p. 188-202, 2015.

BAHLBURG, H.; BREITKREUZ, C. Grundlagen der Geology. Elservie, Munich, 2004.

BALBINOT, M. Avaliação do potencial de geração de hidrocarbonetos na Bacia de Santos integrando parâmetros geoquímicos e petrológicos. 86p., 2008.

BALBINOT, M. Caracterização geoquímica de rochas geradoras do intervalo Cretáceo-Terciário da Bacia de Santos, Brasil. 154p., 2012.

BAUER, N. Global fossil energy markets and climate change mitigation–an analysis with REMIND. Climatic Change, v. 136, n. 1, p. 69-82, 2016.

BENTHAM, M.; KIRBY, M. CO_2 storage in saline aquifers. Oil e gas science and technology, v. 60, n. 3, p. 559-567, 2005.

BIRKHOLZER, J. T.; ZHOU, Q.; TSANG, C. Large-scale impact of CO_2 storage in deep saline aquifers: A sensitivity study on pressure response in stratified systems. international journal of greenhouse gas control, v. 3, n. 2, p. 181-194, 2009.

BRISOLLA, F. Rotina da plataforma de petróleo de Merluza - PMLZ-1 localizada na Bacia de Santos. Veja São Paulo, 2016. Disponível em <https://vejasp.abril.com.br/cidades/rotina-da-plataforma-de-petroleo-de-merluza-pmlz-1-localizada-na-bacia-de-santos/>. Acesso em 20 out. 2019.

BROWN, M. A.; SOVACOOL, B. K. Climate change and global energy security: technology and policy options. MIT Press, 432p., 2011.

BROWNSORT, P. Ship transport of CO_2 for Enhanced Oil Recovery–Literature Survey. SCCS, 43p., 2015.

BUI, M.; ADJIMAN, C. S.; BARDOW, A.; ANTHONY, E. J.; BOSTON, A.; BROWN, S.; HALLETT, J. P. Carbon capture and storage (CCS): the way forward. Energy e Environmental Science, v. 11, n. 5, p. 1062-1176, 2018.

CAINELLI, C.; MOHRIAK, W. U. Brazilian Geology part II: Geology of Atlantic Eastern Brazilian basins. In: Rio 98 AAPG International Conference and Exhibition, American Association of Petroleum Geologists/Associação Brasileira de Geólogos de Petróleo, Short Course Notes, Rio de Janeiro, Brasil. 1998.

CARVALHO, M. D. Microfácies, modelo deposicional e evolução da plataforma Carbonática do Eo/Mesoalbiano da Bacia de Santos. Anuário do Instituto de Geociências, v. 16, p. 107-107, 1993.

CHANG, H. K.; KOWSMANN, R. O.; FIGUEIREDO, A. M. F.; BENDER, A. Tectonics and stratigraphy of the East Brazil Rift system: an overview. Tectonophysics, v. 213, n. 1-2, p. 97-138, 1992.

CHANG, H. K. Sistemas petrolíferos e modelos de acumulação de hidrocarbonetos na Bacia de Santos. Revista Brasileira de Geociências, v. 38, n. 2 suppl, p. 29-46, 2008.

CLEMENTE, P. Petroleum geology of the Campos and Santos basins, Lower Cretaceous Brazilian sector of the South Atlantic margin. Danmarks Tekniske Universitet, p. 1-33, 2013.

CUÉLLAR-FRANCA, R. M.; AZAPAGIC, A. Carbon capture, storage and utilisation technologies: A critical analysis and comparison of their life cycle environmental impacts. Journal of CO_2 utilization, v. 9, p. 82-102, 2015.

DEMAISON, G.; HUIZINGA, B. J. Genetic Classification of Petroleum Systems Using Three Factors: Charge, Migration, and Entrapment: Chapter 4: Part I. Introduction. p. 73-89, 1994.

DE SILVA, P. N. K.; RANJITH, P. G. A study of methodologies for CO_2 storage capacity estimation of saline aquifers. Fuel, v. 93, p. 13-27, 2012.

DUAN, Z.; MØLLER, N.; WEARE, J. H. An equation of state for the CH4-CO2-H2O system: I. Pure systems from 0 to 1000 C and 0 to 8000 bar. Geochimica et Cosmochimica Acta, v. 56, n. 7, p. 2605-2617, 1992.

DURMAZ, T. The economics of CCS: Why have CCS technologies not had an international breakthrough?. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 95, p. 328-340, 2018.

IEA. Environmental assessment for CO_2 capture and storage. International Energy Agency. Greenhouse Gas ReD Programme Report, v. 1, 154p., 2007.

IEA. Statistics - Global energy data at your fingertips: Brazil. 2019. Disponível em <https://www.iea.org/statistics/?country=BRAeisISO=true>. Acesso em 25 out. 2019.

EIA. International Energy Outlook 2017. 76p., 2017.

ENCISO, G.; TISI, A. L. Santos Basin - Merluza Field Turbidite Model Revisited. Shell EeP International Ventures. 2p., 1998.

ERIKSEN, S. H.; NIGHTINGALE, A. J.; EAKIN, H. Reframing adaptation: The political nature of climate change adaptation. Global Environmental Change, v. 35, p. 523-533, 2015.

EUROPESE COMMISSIE. A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050. Official Journal of the European Union, p. 114-135, 2011.

FANG, Z.; LI, X. A preliminary evaluation of carbon dioxide storage capacity in unmineable coalbeds in China. Acta Geotechnica, v. 9, n. 1, p. 109-114, 2014.

FEIJÓ, F. J. Santos Basin: 40 year from shallow to deep to ultra-deep water. 49p., 2013.

FOLK, R. L. Petrology of sedimentary rocks: Texas Hemphills book store. Austin, Texas, 170p., 1968.

FREITAS, A. F. D.; MOREIRA, D. B. R.; FILHO, E. P. C.; DIOS, F. R. B.; SILVA, T. C. S. D. Bacia de Santos: Estado da Arte, 90p., 2006.

GLADCZENKO, T. P.; HINZ, K.; ELDHOLM, O.; MEYER, H.; NEBEN, S., SKOGSEID, J. South Atlantic volcanic margins. Journal of the Geological Society, v. 154, n. 3, p. 465-470, 1997.

GLOVER, P. W. J. Petrophysics MSc Petroleum Geology. Department of Geologyand Petroleum Geology University of Aberdeen UK a. Petrophysics MSc Course Notes on Clay/Shale Effects on Porosity and Resistivity Logs P, p. 98-110, 2001.

HAMELINCK, C. N., FAAJI, A. P. C.; RUIJG, G. J.; Schreurs, H. Potential for CO_2 sequestration and Enhanced Coalbed Methane production in the Netherlands. 105p., 2006.

HANNIS, S.; LU, J.; CHADWICK., A. HOVORKA, S.; KIRK, K.; ROMANAK, K.; PEARCE, J. CO_2 storage in depleted or depleting oil and gas fields: What can we learn from existing projects?. Energy Procedia, v. 114, pp. 5680-5690, 2017.

HANTSCHEL, T.; KAUERAUF, A. I. Fundamentals of basin and petroleum systems modeling. Springer Science e Business Media, 475p., 2009.

HASZELDINE, R. S. Carbon Capture and Storage: How Green Can Black Be? Science. 325, pp. 1647–1652, 2009.

HAYES, J. B. Polytypism of chlorite in sedimentary rocks. Clays and Clay minerals, v. 18, n. 5, p. 285-306, 1970.

HENDRIKS, C.; GRAUS, W.; VAN BERGEN, F. Global carbon dioxide storage potential and costs. Ecofys, Utrecht, v. 64, 69p., 2004.

HOOK, J. R. et al. An introduction to porosity. Petrophysics, v. 44, n. 03, 8p., 2003.

HORTLE, A.; MICHAEL, K.; AZIZI, E. Assessment of CO_2 storage capacity and injectivity in saline aquifers–comparison of results from numerical flow simulations, analytical and generic models. Energy Procedia, v. 63, p. 3553-3562, 2014.

IEA. Storing CO_2 underground. 19p., 2007.

IEA. 20 Years Of Carbon Capture and Storage: Accelerating Future Deployment, OECD Publications, Paris, 115p., 2016.

IPCC. IPCC special report on carbon dioxide capture and storage. Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 443p., 2005.

IPCC. Climate Change 2013 - The Physical Science Basis: Summary for Policymakers. Intergovernmental Panel on Climate Change, 222p., 2013.

IPCC. Climate Change 2014 - Synthesis Report. 169p., 2014.

JAHNERT, R. J. Gradiente geotérmico da Bacia de Campos. Boletim de Geociências da Petrobrás, v. 1, n. 2, p. 183-189, 1987.

JINNO, K.; LAMAS, V. Campo de Merluza, Bacia de Santos. Seminário de geologia de desenvolvimento e reservatório. Anais - PETROBRAS, p. 548-560, 1990.

KANG, S. M. Carbon dioxide storage capacity of organic-rich shales. Spe Journal, v. 16, n. 04, p. 842-855, 2011.

KEAREY, P.; BROOKS, M.; HILL, I. An introduction to geophysical exploration. John Wiley e Sons, 281p., 2013.

KETZER, J. M.; VILLWOCK, J. A.; CAPORALE, G.; ROCHA, L. H. S.; ROCKETT, G. C.; BRAUM, H.; GIRAFFA, L. Opportunities for CO_2 capture and geological storage in Brazil: The Carbmap Project. In: Sixth Annual Conference of Carbon Capture and Sequestration, 7p., 2007.

KOORNNEEF, J.; VAN KEULEN, T.; FAAIJ, A.; TURKENBURG, W. Life cycle assessment of a pulverized coal power plant with post-combustion capture, transport and storage of CO_2. International journal of greenhouse gas control, v. 2, n. 4, p. 448-467, 2008.

KOORNNEEF, J. The environmental impact and risk assessment of CO_2 capture, transport and storage - An evaluation of the knowledge base. Progress in Energy and Combustion Science 38, pp. 62-86., 2012.

LLAMAS, B., ARRIBAS, M., HERNANDEZ, E., MAZADIEGO, L. F. Pre-Injection Phase: Site Selection and Characterization. CO_2 Sequestration and Valorization, Publ. by INTECH, p. 281-303, 2014.

LEUNG, D. Y. C; CARAMANNA, G.; MAROTO-VALER, M. M.. An overview of current status of carbon dioxide capture and storage technologies. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 39, p. 426-443, 2014.

LEVORSEN, Arville Irving; BERRY, Frederick AF. Geology of petroleum. 1967.

LI, Z.; MINGZHE, D.; SHULIANG, L.; HUANG, S. CO_2 sequestration in depleted oil and gas reservoirs—caprock characterization and storage capacity. Energy Conversion and Management, v. 47, n. 11-12, p. 1372-1382, 2006.

LI, X.; FANG, Z. Current status and technical challenges of CO 2 storage in coal seams and enhanced coalbed methane recovery: an overview. International Journal of Coal Science e Technology, v. 1, n. 1, p. 93-102, 2014.

LIU, Y. F.; LI, X. C.; BAI, B. Preliminary estimation of CO (2) storage capacity of coalbeds in China. Rock Mech. Eng., v. 24, n. 16, p. 2947-2952, 2005.

LOGELO, C. B. Cálculo da porosidade do reservatório de Namorado utilizando a perfilagem geofísica. Tese de Doutorado. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 61p., 2011.

MACEDO, J. M.; GAMBOA, L. A. P.; RICCI, J. A.; CADDAH, L. F. G.; WINTER, W. Stratigraphic comparisons between the postrift sections of the Campos and Santos Basins, Southeastern Brazilian margin. AAPG Bulletin, v.10, p. 1883-1894.

MACEDO, J. M. Evolução tectônica da Bacia de Santos e áreas continentais adjacentes. Bol. Geoc. Petrobras, v. 3, p. 159-173, 1990.

MAGOON, L. B.; BEAUMONT, E. A. Petroleum Systems. BEAUMONT, E. A., FOSTER, N., H. Exploring for oil and gas traps, 34p., 1999.

MAGOON, L. B.; BEAUMONT, E. A. Treatise of Petroleum Geology/Handbook of Petroleum Geology: Exploring for Oil and Gas Traps. Chapter 3: Petroleum Systems. 34p., 2003.

MARTINS, C. R., PEREIRA, P. D. P.; LOPES, W. A.; ANDRADE, J. D. Ciclos globais de carbono, nitrogênio e enxofre. Cadernos Temáticos de Química Nova na Escola, n. 5, p. 28-41, 2003.

MEISLING, K. E.; COBBOLD, P. R.; MOUNT, V. S. Segmentation of an obliquely rifted margin, Campos and Santos basins, southeastern Brazil. AAPG bulletin, v. 85, n. 11, p. 1903-1924, 2001.

MELLO, M. R.; TELNAES, N; GAGLIANONE, P. C.; CHICARELLI, M.; BRASSEIL, S. C.;. Organic geochemical characterisation of depositional palaeoenvironments of source rocks and oils in Brazilian marginal basins. In: Organic Geochemistry In Petroleum Exploration. Pergamon, p. 31-45, 1988.

MENDONÇA, P. M M.; SPADINI, A. R.; MILANI, E. J. Exploração na Petrobras: 50 anos de sucesso. Boletim de Geociências. Petrobras, Rio de Janeiro, v. 12, n. 1, p. 9-58, 2003.

MICHAEL, K.; GOLAB, A.; SHULAKOVA, V.; ENNIS-KING, J.; ALLINSON, G.; SHARMA, S.; AIKEN, T. Geological storage of CO_2 in saline aquifers—A review of the experience from existing storage operations. International Journal of Greenhouse Gas Control, v. 4, n. 4, p. 659-667, 2010.

MILANI, E. J.; BRANDÃO, J. A. S. L.; ZALÁN, P. V.; GAMBOA, L. A. Petróleo na margem continental brasileira: geologia, exploração, resultados e perspectivas. Revista Brasileira de Geofísica, v. 18, n. 3, p. 351-396, 2000.

MILANI, E. J.; ARAÚJO, L. M. Recursos Minerais Energéticos: Petróleo. *In*: BIZZI, L. A.; SCHOBBENHAUS, C.; VIDOTTI, E. M.; GONÇALVES, J. H. Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil: texto, mapas e SIG. CPRM, 12p., 2003.

MILLER, D. J.; KOWSMANN, R. O. Occurrence of Authigenic Carbonate Chimneys and Crusts in the Campos Basin Continental Slope-SE Brazil. In: AAPG International Conference and Exhibition. p. 15-18, 2009.

MOHRIAK, W. U. Bacias sedimentares da margem continental Brasileira. Geologia, tectônica e recursos minerais do Brasil, v. 3, p. 87-165, 2003.

MOHRIAK, W. U., NEMCOK, M., ENCISO, G. South Atlantic divergent margin evolution: rift border uplift and salt tectonics in the basin of SE Brazil. In: West Gondwana: Pre-Cenozoic Correlations Across the South Atlantic Region. 33p., 2008.

NETL. How can CO_2 be stored underground? Disponível em: https://www.netl.doe.gov/research/coal/carbon-storage/carbon-storage-faqs/how-can-co2-be-stored-underground. Acesso em 17 de out. 2018.

NEWELL, P. ; ILGEN, A. G. Overview of Geological Carbon Storage (GCS). In: Science of Carbon Storage in Deep Saline Formations. Elsevier, p. 1-10, 2019.

NICOL, A.; SEEBECK, H.; FIELD, B. MCNAMARA, D.; CHILDS, C.; CRAIG, J.; ROLLAND, A. Fault permeability and CO_2 storage. Energy Procedia, v. 114, p. 3229-3236, 2017.

NORDBOTTEN, J. M.; CELIA, M. A.; BACHU, S. Injection and storage of CO 2 in deep saline aquifers: analytical solution for CO 2 plume evolution during injection. Transport in Porous media, v. 58, n. 3, p. 339-360, 2005.

NORDBOTTEN, J. M.; CELIA, M. A. Similarity solutions for fluid injection into confined aquifers. Journal of Fluid Mechanics, v. 561, p. 307-327, 2006.

PANKHURST, R. J., TROUW, R. A. J., BRITO NEVES, B. B., DE WIT, M. J. (Eds.) Geological Society, London, Special Publications, v. 294, p. 365-398, 2008.

PARLIAMENT OF THE COMMONWEALTH OF AUSTRALIA. House of Representatives Standing Committee on Science and Innovation. Between a Rock and a Hard Place: The science of geosequestration. 174p, 2007.

PEREIRA, M. J.; FEIJÓ, F. J. Bacia de Santos: Boletim de Geociências da Petrobrás, v. 8. ndash, v. 234, 219p., 1994.

PEREIRA, M. J.; BARBOSA, C. M.; AGRA, J.; GOMES, J. B.; ARANHA, L. G. F.; SAITO, M.; BAGNI, O. Estratigrafia da Bacia de Santos: análise das sequências, sistemas deposicionais e revisão litoestratigráfica. In: Congresso Brasileiro de Geologia. p. 65-79, 1986.

PETROBRAS. Etapa 1. Comunicação - Bacia de Santos. Disponível em <https://www.comunicabaciadesantos.com.br/empreendimento/etapa-1>. Acesso em 10 out. 2019a.

PETROBRAS. Merluza. Comunicação - Bacia de Santos. Disponível em < https://www.comunicabaciadesantos.com.br/empreendimento/merluza >. Acesso em 25 mai. 2019b.

PORTAL NAVAL. Tabelas de Conversão de Petróleo e Gás. Disponível em <https://www.portalnaval.com.br/media/tabela/conversao_petroleo_gas_1.pdf>. Acesso em 12 nov. 2019.

REINER, D. M. Learning through a portfolio of carbon capture and storage demonstration projects. Nature Energy, v. 1, n. 1, 7p., 2016.

RINGROSE, P. S. The CCS hub in Norway: some insights from 22 years of saline aquifer storage. Energy Procedia, v. 146, p. 166-172, 2018.

ROCKETT, G. C. Associação de fontes emissoras e reservatórios potenciais para armazenamento geológico de CO2 na Bacia de Campos, Brasil, 202p., 2010.

ROCKETT, G. C.; KETZER, J. M. M.; RAMÍREZ, A.; VAN DER BROEK, M. CO2 Storage Capacity of Campos Basin's Oil Fields, Brazil. Energy Procedia, v. 37, p. 5124-5133, 2013.

SAMPATH, K. H. S. M., PERERA, M. S. A., RANJITH, P. G., MATTHAI, S. K. CO_2 interaction induced mechanical characteristics alterations in coal: A review. International Journal of Coal Geology, v. 204, p. 113-129, 2019.

SATHRE, R.; CHESTER, M.; CAIN, J.; MASANET, E. A framework for environmental assessment of CO_2 capture and storage systems. Energy, v. 37, n. 1, p. 540-548, 2012.

SCHLUMBERGER LIMITED. Log interpretation principles/applications. Schlumberger Educational Services. 241p., 1991.

SCHÖN, J. H. Physical properties of rocks: Fundamentals and principles of petrophysics. Elsevier, 498p., 2015.

SECAF, B. S. “O acordo de Paris”. AgroANALYSIS, v.36, pp. 34-35, 2016.

SELLEY, R. C.; SONNENBERG, S. A. Elements of petroleum geology. Academic Press, 526p., 2014.

SHI, J. Q.; DURUCAN, S. CO_2 storage in deep unminable coal seams. Oil e gas science and technology, v. 60, n. 3, p. 547-558, 2005.

SIFUENTES, W. F.; GIDDINS, M. A.; BLUNT, M. J. Modeling CO2 Storage in Aquifers: Assessing the key contributors to uncertainty. In: Offshore Europe. Society of Petroleum Engineers, 13p., 2009.

SOMBRA, C. L.; ARIENTI, L. M.; PEREIRA, M. J.; MACEDO, J. M. Parâmetros controladores da porosidade e da permeabilidade nos reservatórios clásticos profundos do Campo de Merluza, Bacia de Santos, Brasil. Boletim de Geociências da PETROBRAS, v. 4, n. 4, p. 451-466, 1990.

STEVENS, S. H. et al. CO_2 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.

TAN, Y.; NOOKUEA, W.; LI, H.; THORIN, E.; YAN, J. Property impacts on Carbon Capture and Storage (CCS) processes: A review. Energy Conversion and Management, v. 118, p. 204-222, 2016.

TISSOT, B. P. The application of the results of organic geochemical studies in oil and gas exploration. Developments in petroleum geology, v. 1, p. 197-224, 1977.

THIBEAU, S.; MUCHA, V. Have we overestimated saline aquifer CO_2 storage capacities?. Oil e Gas Science and Technology–Revue d'IFP Energies nouvelles, v. 66, n. 1, p. 81-92, 2011.

TOMIĆ, L., MARICIC, V. K., DANILOVIC, D., CRNOGORAC, M. Criteria for CO_2 storage in geological formations. Podzemni radovi, n. 32, p. 61-74, 2018.

UK PARLIAMENT. Letter from The Royal Society. Disponível em: <https://publications.parliament.uk/pa/ld200506/ldselect/ldeconaf/12/12we24.htm>. Acesso em 15 out. 2019.

UNDERSCHULTZ, Jim et al. CO_2 storage in a depleted gas field: An overview of the CO_2CRC Otway Project and initial results. International Journal of Greenhouse Gas Control, v. 5, n. 4, p. 922-932, 2011.

USGS. Tectônic Plates: historical perspective. Disponível em: <https://pubs.usgs.gov/gip/dynamic/slabs.html>. Acesso em 20 set. 2019.

USGS. Energy: What is coal? 2019. Disponível em: <https://www.usgs.gov/faqs/what-coal?qt-news_science_products=0#qt-news_science_products> Acesso em: 10 out. 2019.

VANDEWEIJER, V. P., VAN DER MEER, G.H., HOFSTEE, C., HOORE, D.D., MULDERS, F. CO_2 storage and enhanced gas recovery at K12-B. In: 71st EAGE Conference and Exhibition incorporating SPE EUROPEC.8p., 2009.

VANGKILDE-PEDERSEN, T.; ANTHONSEN, K.L.; SMITH, N.; KIRK, K.; NEELE, F.; VAN DER MEER, B.; BOSSIE-CODREANU, D.; WÓJCICKI, A;. NINDRE, Y.M.; HENDRIKS, C.; DALHOFF, F.; CHRISTENSEN, N.P. Assessing European Capacity for Geological Storage of Carbon Dioxide , Energy Procedia, v.1., n.1., 8p, 2009.

VILARRASA, V.; CARRERA, J.; OLIVELLA, S.; RUTQVIST, J.; LALOUI, L. Induced seismicity in geologic carbon storage. Solid Earth, v. 10, n. 3, p. 871-892, 2019.

WHITE, C. M.; SMITH, D. H.; JONES, K. L.; GOODMAN, A. L.; JIKICH, S. A.; LACOUNT, R. B.; SCHROEDER, K.T. Sequestration of carbon dioxide in coal with enhanced coalbed methane recovery a review. Energy e Fuels, v. 19, n. 3, p. 659-724, 2005.

WU, Y; LIU, J.; ELSWORTH, D.; SIRIWARDANE, H.; MIAO, X. Evolution of coal permeability: Contribution of heterogeneous swelling processes. International Journal of Coal Geology, v. 88, n. 2-3, p. 152-162, 2011.

YAMAZAKI, T.; ASO, K.; CHINJU, J. Japanese potential of CO_2 sequestration in coal seams. Applied energy, v. 83, n. 9, p. 911-920, 2006.

YU, H.; ZHOU, G.; FAN, W., YE, J. Predicted CO_2 enhanced coalbed methane recovery and CO_2 sequestration in China. International Journal of Coal Geology, v. 71, n. 2-3, p. 345-357, 2007.

ZABINI, M. E.; SIMONSEN, R. M.; BONANI, F.; KLAUSSNER, G. H. B.; GREGÓRIO, H. P.; SILVEIRA, S. B. RIMA: Relatório de Impacto Ambiental - Atividade de produção e escoamento de petróleo e gás natural do polo Pré-Sal da Bacia de Santos, 79p., 2017.

ZAPP, P.; SCHREIBER, A.; MARX, J.; HAINES, M.; HAKE, J. F.; GALE, J. Overall environmental impacts of CCS technologies—A life cycle approach. International Journal of Greenhouse Gas Control, v. 8, p. 12-21, 2012.

ZHANG, Y.; LEBEDEV, M.; SAMADIVALEH, M.; BARIFCANI, A.; IGLAUER, S. Swelling-induced changes in coal microstructure due to supercritical CO_2 injection. Geophysical Research Letters, v. 43, n. 17, p. 9077-9083, 2016.

ANEXOS

ANEXO A - Tabelas de dados geoquímicos da Bacia de Santos

Amostra	Prof. (m)	Formação	COT	S1	S2	S3	TMax	IH	IO	IP
06-290	3226,5	Itajaí-Açu	0,90	0,17	0,80	1,54	423	89	171	0,18
06-291	3235,5	Itajaí-Açu	0,81	0,19	0,94	1,49	421	116	184	0,17
06-292	3244,5	Itajaí-Açu	0,78	0,11	0,42	1,53	424	54	196	0,21
06-293	3343,5	Itajaí-Açu	0,75	0,20	0,58	1,30	420	77	173	0,26
06-294	3352,5	Itajaí-Açu	0,74	0,22	0,72	1,39	423	97	188	0,23
06-295	3416,5	Itajaí-Açu	0,65	0,15	0,42	1,15	422	65	177	0,26
06-296	3496,5	Itajaí-Açu	0,71	0,17	0,61	1,12	422	86	158	0,22
06-297	3505,5	Itajaí-Açu	0,96	0,26	1,32	1,36	428	138	142	0,16
06-298	3622,5	Itajaí-Açu	0,80	0,23	1,17	0,96	423	146	120	0,16
06-299	3631,5	Itajaí-Açu	0,89	0,18	1,10	0,71	421	124	80	0,14
06-300	4009,5	Itajaí-Açu	0,92	0,20	0,44	0,85	419	48	92	0,31
06-301	4306,5	Itajaí-Açu	0,90	0,31	0,98	1,07	425	109	119	0,24
06-302	4468,5	Itajaí-Açu	1,07	0,31	1,26	1,31	430	118	122	0,20
06-303	4531,5	Itajaí-Açu	1,04	0,33	1,25	1,32	430	120	127	0,21
06-304	4771,5	Itajaí-Açu	0,94	0,28	1,29	0,90	435	137	96	0,18
06-305	4774,5	Itajaí-Açu	0,94	0,22	1,07	1,02	435	114	109	0,17
06-306	4777,5	Itajaí-Açu	0,86	0,25	1,18	1,01	433	137	117	0,17
06-307	4780,5	Itajaí-Açu	0,84	0,36	1,45	1,11	432	173	132	0,20
06-308	4783,5	Itajaí-Açu	1,00	0,35	1,31	1,07	430	131	107	0,21
06-309	4786,5	Itajaí-Açu	1,04	0,35	1,39	1,15	430	134	111	0,20
06-310	4789,5	Itajaí-Açu	0,97	0,32	1,28	1,17	433	132	121	0,20
06-311	4792,5	Itajaí-Açu	1,00	0,35	1,51	1,15	431	151	115	0,19
06-312	4888,5	Itajaí-Açu	0,80	0,16	0,66	0,82	431	86	102	0,20
06-313	4906,5	Itajaí-Açu	0,78	0,23	1,22	0,80	436	156	103	0,16
06-314	4972,5	Itajaí-Açu	0,93	0,24	1,26	1,23	434	135	132	0,16

1. Dados de COT e Rock Eval para Poço 1-KMGB-2-SPS (BALBINOT, 2008).

Amostra	Prof. (m)	Formação	COT	S1	S2	S3	TMax	IH	IO	IP
06-361	3292	Itajaí-Açu	0,68	1,61	0,87	1,25	421	128	184	0,65
06-362	3298	Itajaí-Açu	0,61	1,49	0,65	1,13	421	107	185	0,70
06-363	3463	Itajaí-Açu	0,53	0,94	0,53	0,98	423	100	185	0,64

06-364	3469	Itajaí-Açu	0,52	0,84	0,47	0,92	423	90	177	0,64
06-365	3674,5	Itajaí-Açu	0,38	1,25	1,78	0,78	370	468	205	0,41
06-366	3671,5	Itajaí-Açu	0,31	1,49	1,98	0,77	364	639	248	0,43
06-367	3677,5	Itajaí-Açu	0,37	0,91	1,15	0,82	358	311	222	0,44
06-368	3680,5	Itajaí-Açu	0,45	1,26	1,44	0,92	364	320	204	0,47

2. Dados de COT e Rock Eval para Poço 1- HESS - 1 - RJS (BALBINOT, 2008).

Poço	Amostra	Prof. (m)	Formação	COT	S2	TMax	IH	IO
P-12	P-12_02	2648,0	Juréia	1,92	3,51	427	183	62
P-14	P-14_03	2869,0	Juréia	0,89	1,86	430	209	220
P-15	P-14_04	2977,0	Juréia	0,81	1,08	428	133	184
P-16	P-14_05	3409,0	Juréia	0,19	0,53	425	279	447
P-15	P-15_04	3086	Juréia	0,87	1,15	427	132	155

3. Dados de COT e Rock Eval para Formação Juréia em poços distintos (BALBINOT, 2012).