



**UNIVERSIDADE DE ÉVORA**  
**ESCOLA DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA**

**Mestrado Engenharia Geológica**

**Dissertação**

**Identificação de Locais de Armazenamento de CO<sub>2</sub> na zona *onshore* da  
Bacia Lusitaniana**

Nadine Inácio Pereira

**Orientador:**  
Doutor Júlio Ferreira Carneiro

14 de Maio de 2012



**Mestrado Engenharia Geológica**

**Dissertação**

**Identificação de Locais de Armazenamento de CO<sub>2</sub> na zona *onshore* da  
Bacia Lusitaniana**

Nadine Inácio Pereira

**Orientador:**

Doutor Júlio Ferreira Carneiro



# **Identificação de Locais de Armazenamento de CO<sub>2</sub> na zona *onshore* da Bacia Lusitaniana**

## **Resumo**

Atualmente, a captura e armazenamento de carbono (ou CCS, do inglês Carbon Capture and Storage) tem sido apontada como uma solução a curto prazo para a mitigação das alterações climáticas. O objetivo deste trabalho consiste na identificação de locais de armazenamento geológico de CO<sub>2</sub> na Bacia Lusitaniana, visto que é uma bacia sedimentar com características indicadas para o aprisionamento seguro do CO<sub>2</sub>. Para que se chegasse à identificação dos locais mais adequados para a injeção do CO<sub>2</sub>, foi necessário analisar muitas características do local, tais como a estratigrafia, tectónica, sismicidade, hidrogeologia, entre outras. A Formação dos Grés de Silves foi apontada como a formação com melhores condições de reservatório, em par com a formação da Dagorda funcionando como formação selante. Foram apontados quatro locais com capacidades de armazenamento entre 130 e 525 de Milhões de toneladas de CO<sub>2</sub>. Os locais escolhidos encontram-se em zonas de algum risco sísmico e uma das áreas abrange parte do parque natural da Serra de Aires e Candeeiros, fatores necessários ter em conta na aplicação do projeto.



# **Identification of CO<sub>2</sub> storage opportunities in the onshore sector of the Lusitanian basin**

## **Abstract**

Currently, carbon capture and storage (CCS) has been identified as a short term solution. The aim of this work is the identification of location for geological storage of CO<sub>2</sub> in the Lusitanian Basin, as it is a sedimentary basin with the appropriate characteristics for trapping CO<sub>2</sub> in safety. In order to arrive at the definition of suitable locations for CO<sub>2</sub> injection, it was necessary to analyze many features, such as, stratigraphy, tectonics, seismicity, hydrogeology, among others. Grés de Silves formation has been appointed as the best reservoir with Dagorda formation as cap-rock. Four potential storage sites were selected with storage capacities between 130 and 525 Mton of CO<sub>2</sub>. The sites chosen are in areas of seismic risk and some of the areas comprising part of the natural park of Serra de Aires e Candeeiros, factors necessary to take into account in implementing the project.





*Aos meus pais e à minha irmã*



## Agradecimentos

Os meus agradecimentos são para todas as pessoas que permitiram com que eu chegasse a este patamar da minha vida, o escrever uma dissertação, o terminar de um curso superior, Engenharia Geológica. Não poderia deixar de mencionar algumas pessoas e entidades em especial.

Ao professor Júlio Carneiro por todo o apoio, orientação e liberdade para saber crescer ao longo do projeto KTejo e durante o período de escrever este trabalho.

A todos as pessoas envolvidas no projeto KTejo com quem tive oportunidade de trabalhar, docentes da Universidade de Évora (Alexandre Araújo, José Borges, Mourad Bezzeghoud, António Correia, José Mirão) e restantes membros, por me mostrarem como é a vida e trabalho científico. Ao DPEP, nas pessoas de Teresinha Abecassis, José Miguel Martins e Carlos Moita, pela muito importante partilha e cedência de dados analisados para o projeto KTejo, sem os quais não ficaria completa a minha dissertação.

A todos os docentes do departamento de Geociências da Universidade de Évora que tive o prazer de conhecer e partilhar momentos não só de crescimento académico mas também pessoal, em especial nos momentos fora da universidade em muitas saídas científicas.

Ao pessoal não docente, da secretaria e laboratórios o meu agradecimento por toda a disponibilidade e empenho na resolução de qualquer que fosse o problema, ao longo destes 5 anos.

Aos colegas que se tornaram Amigos, Ana Marta, Rafaela, Paula, Pedro, Nelson, João, pelo companheirismo, amizade, alegrias e diversão vivida e dificuldades ultrapassadas ao longo destes 5 anos que passei em Évora e que fizeram de mim a pessoa que sou.

A todos os outros amigos por, alguns mesmo à distância, continuaram a acompanhar o meu percurso.

À minha família, em especial aos meus pais por terem-me concedido o privilégio de poder fazer um curso superior, por acreditarem em mim e me apoiarem durante todo este tempo. À minha irmã por poder contar sempre com ela.

E por último mas não menos importante, à pessoa que mais me apoiou e deu força, companhia, coragem e ajuda nesta reta final, o Marco.



*"Na natureza nada se cria, nada se perde, tudo se transforma"*  
*(Lavoisier)*



# Índice

Índice.....	XI
Lista de Acrónimos.....	XIII
Índice de Tabelas .....	XV
Índice de Figuras .....	XVII
1 Introdução .....	1
1.1 Objectivo.....	<b>Erro! Marcador não definido.</b>
1.2 Enquadramento - as alterações climáticas e emissões de CO <sub>2</sub> .....	2
1.3 A estratégia europeia para combate às alterações climáticas .....	5
2 Captura e Armazenamento de Carbono - Tecnologia .....	7
2.1 Captura do CO <sub>2</sub> .....	8
2.2 Transporte .....	9
2.3 Armazenamento.....	9
2.4 Reservatórios para armazenamento geológico do CO <sub>2</sub> .....	12
2.4.1 Aquíferos salinos profundos.....	13
2.4.2 Reservatórios de hidrocarbonetos .....	13
2.4.3 Camadas de carvão não exploráveis .....	14
2.4.4 Outros reservatórios geológicos.....	15
2.5 Processo de armazenamento .....	17
2.6 Estado actual de projectos de CCS no mundo.....	20
2.7 Critérios de selecção de locais de armazenamento .....	24
2.7.1 Níveis de selecção de locais de armazenamento .....	29
2.8 Metodologias de quantificação da capacidade de armazenamento .....	31
3 Identificação de locais de armazenamento na Bacia Lusitânica .....	33
3.1 Enquadramento geológico e geográfico da Bacia Lusitânica.....	33
3.2 Metodologia de selecção de locais na Bacia Lusitânica .....	36
4 Base de dados e SIG.....	39
4.1 Sistema de informação geográfica (SIG).....	40
4.1.1 Geologia.....	42
4.1.2 Profundidade .....	43
4.1.3 Sondagens de prospecção petrolífera.....	45

4.1.4	Gradiente Geotérmico.....	46
4.1.5	Neotectónica e actividade sísmica .....	48
4.1.6	Hidrogeologia .....	50
5	Seleção dos locais de armazenamento.....	51
5.1	Análise dos potenciais pares reservatório/selante .....	51
5.1.1	Potenciais Pares reservatório/selante.....	53
5.2	Características do par Reservatório/Selante .....	56
5.2.1	Estrutura do reservatório .....	56
5.2.2	Profundidades e espessuras.....	58
5.2.1	Sequência estratigráfica da Formação de Silves .....	62
5.3	Características petrofísicas do reservatório .....	65
5.3.1	Análise microscópica .....	67
5.3.2	Ensaio de Laboratório .....	68
5.3.3	Diagrafias .....	71
5.3.4	Difracção de Raio-X.....	73
6	Capacidade de Armazenamento .....	75
6.1	Áreas seleccionadas.....	75
6.2	Quantificação da capacidade de armazenamento .....	76
7	Hierarquização de locais de armazenamento .....	81
7.1	Critérios .....	81
7.2	Hierarquização.....	86
8	Conclusões e Recomendações .....	89
9	Bibliografia.....	91
	Anexos.....	95
	Anexo 1 - Ensaio de Laboratório .....	95
	Anexo 2 - Resultados de Diagrafias.....	99
	Anexo 3 - Capacidade de Armazenamento.....	100
	Anexo 4 - Perfís geológicos .....	103
	Anexo 5 - Legenda Geológica.....	105



## ***Lista de Acrónimos***

**CGE** – Centro de Geofísica de Évora

**CQE** – Centro de Química de Évora

**CEM** – Centro de Engenharia Mecatrónica

**IPCC** - *Intergovernmental Panel for Climate Change*

**UNFCCC** - *United Nations Framework Convention on Climate Change*

**AR4** - *Assessment Report Fourth*

**GEE** - Gases Efeito Estufa

**ETS** - *Emissions Trading System*

**CCS** - *Carbon Capture and Storage*

**AIE** - Agência Internacional de Energia

**ZEP** - *European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plant*

**EHR** - *Enhanced Hydrocarbon Recovery*

**EOR** - *Enhanced Oil Recovery*

**EGR** - *Enhanced Gas Recovery*

**ECBM** - *Enhanced Coal Bed Methane*

**SIG** - Sistema de Informação Geográfica



## ***Índice de Tabelas***

Tabela 2.1 - Projectos de larga escala em estado de operação e execução em 2011 (adapatada de (Global CCS Institute, 2011a)).....	21
Tabela 2.2 - Critérios para avaliação de bacias sedimentares para armazenamento geológico (adaptada de (Bachu, 2003; CO2CRC, 2008)).....	24
Tabela 2.3 - Principais indicadores geológicos para adequação local de armazenamento. (Chadwick et al., 2008) .....	28
Tabela 2.4 - Sumário da principal informação necessária, requerida e aconselhável, para os vários níveis de identificação e avaliação dos locais de armazenamento e volume de armazenamento de CO2 (adaptado de CO2CRC 2008). .....	30
Tabela 4.1 - Listagem de dados recolhidos e respectiva fonte .....	40
Tabela 5.1 - Análises laboratoriais realizadas em cada amostra colhida. ....	66
Tabela 5.2 - Descrição das lâminas delgadas feitas de algumas amostras da formação de Silves. .	68
Tabela 5.3 - Resultados dos ensaios de porosidade realizados nas amostras colhidas. ....	70
Tabela 5.4 - Resultados de condutividade hidráulica para as formações analisadas. ....	71
Tabela 5.5 - Logs geofísicos que interceptam a formação de Silves (Correia & Carneiro, 2011).....	72
Tabela 6.1 - Cálculo da capacidade de armazenamento para as zonas seleccionadas, apresentando 4 cenários diferentes. ....	79
Tabela 1 - Tabela com os resultados da interpretação das diagrfias na sondagem Aljubarrota 2(Correia & Carneiro, 2011). ....	99
Tabela 2 - Tabela com os resultados do cálculo de capacidade de armazenamento para porosidade de 13% e factor de eficiência de 2%. ....	100
Tabela 3 - Tabela com os resultados do cálculo de capacidade de armazenamento para porosidade de 13% e factor de eficiência de 4%. ....	101
Tabela 4 - Tabela com os resultados do cálculo de capacidade de armazenamento para porosidade de 6,5% e factor de eficiência de 2%. ....	101
Tabela 5 - Tabela com os resultados do cálculo de capacidade de armazenamento para porosidade de 6,5% e factor de eficiência de 4%. ....	102



## ***Índice de Figuras***

Figura 1.1- Mudanças observadas em (a) média global da temperatura de superfície; (b) média global do nível do mar de marégrafo (azul) e de satélite (vermelho); e (c) Cobertura de neve no Hemisfério Norte de Março-Abril (IPCC, 2007). .....	3
Figura 1.2 - a) Emissões globais anuais de GEEs antropogénicos de 1970 a 2004; b) Parcelas dos diferentes GEE de origem antropogénica em termos de CO <sub>2</sub> -eq, em 2004; c) Emissões de GEE antropogénicos em 2004, nos diferentes sectores de actividades humana, em termos de CO <sub>2</sub> -eq (IPCC, 2007).....	4
Figura 1.3 - Contributo das diversas estratégias para atingir o objectivo de redução das emissões de CO <sub>2</sub> para 14Gt até 2050(IEA, 2008). .....	6
Figura 2.1 - Esquema ilustrativo dos possíveis sistemas de Captura, transporte e armazenamento de CO <sub>2</sub> (CO2CRC, 2011).....	7
Figura 2.2 - Opções para armazenamento de CO <sub>2</sub> em formações geológicas (IPCC, 2005).....	11
Figura 2.3 - Opções para armazenamento de CO <sub>2</sub> no oceano. (IPCC, 2005).....	12
Figura 2.4 - Diagrama de fase do CO <sub>2</sub> (Bachu, 2008).....	17
Figura 2.5 - Aumento da eficácia de armazenamento de CO <sub>2</sub> com a profundidade. Acima da profundidade crítica o CO <sub>2</sub> encontra-se em estado gasoso (balões); abaixo da profundidade crítica está numa fase próxima é líquida (gotas). Relação volumétrica mostrada pelos números azuis (e.g. 100m <sup>3</sup> de CO <sub>2</sub> à superfície ocupariam 0,32m <sup>3</sup> a 1Km de profundidade) (CO2CRC, 2008) .....	18
Figura 2.6 - Armadilhas físicas. a) O CO <sub>2</sub> irá ser retido no núcleo do anticlinal, sob a rocha impermeável; b) O CO <sub>2</sub> é retido quando há uma mudança repentina nas formações de rochosas, de modo a que o CO <sub>2</sub> não possa ascender; c) Uma falha pode alinhar uma formação impermeável com a formação reservatório impedido a progressão do CO <sub>2</sub> ou pode ainda a falha estar selada por material impermeável; d) O CO <sub>2</sub> pode ficar retido numa determinada formação quando há variação de fácies, de uma formação permeável a uma impermeável (CO2CRC, 2011). .....	19
Figura 2.7 - A segurança de armazenamento depende de uma combinação entre armadilhas físicas e geoquímicas. Ao longo do tempo, a relevância das armadilhas geoquímicas aumentam em contrapartida com a diminuição da importância das armadilhas estruturais e estratigráficas (CO2CRC, 2008). .....	20

Figura 2.8 - Número de projectos de CCS de larga escala pelo estado de evolução e por ano (Global CCS Institute, 2011a) .....	22
Figura 2.9 - Mapa com projectos activos e planeados no mundo, respectivamente. Imagens CO2CRC, 2010.....	23
Figura 2.10 - Pirâmide de capacidade de armazenamento de CO <sub>2</sub> em função da certeza da informação. (CO2CRC, 2008).....	29
Figura 2.11 – Variação da densidade do CO <sub>2</sub> com a pressão hidrostática e gradientes geotérmicos típicos. (GeoCapacity Consortium, 2009).....	32
Figura 3.1 - Enquadramento geográfico e tectónico da Bacia Lusitânica e de outras bacias da Margem Ocidental Ibérica. Definição de sectores e localização de perfis representados noutras figuras. Sondagens: Ca - Carapau, Do - Dourada, Mo - Moreia, Vm - Vermoil, Sm - S. Mamede, Ga - Gaiteiros, Cp - Campelos, Ar - Arruda, Ms - Monsanto, Br - Barreiro, Go – Golfinho (Kullberg et al., 2006).....	33
Figura 3.2 - Estratigrafia regional da bacia sedimentar Lusitânica. (adaptada de DPEP - Divisão para a Pesquisa e Prospecção de Petróleos, 2011).....	34
Figura 3.5 - Fluxograma representativo da metodologia utilizada na identificação dos locais de armazenamento de CO <sub>2</sub> . .....	37
Figura 4.1 - Mapa Geológico da Bacia Lusitânica (legenda : Anexo 5) (adaptada de (Instituto Geológico e Mineiro, 1992)).....	42
Figura 4.2 - a) Mapa de isolinhas de profundidade em formato vectorial. b) Mapa de profundidade em formato <i>raster</i> , após interpolação. ....	44
Figura 4.3 - Espessura calculada para a formação de Silves nas áreas seleccionadas. ....	45
Figura 4.4 - Localização das sondagens de prospecção petrolífera <i>onshore</i> e <i>offshore</i> .....	46
Figura 4.5 - Pormenor do mapa do cálculo do gradiente geotérmico (°C/Km), na zona de estudo. ....	47
Figura 4.6 - Localização dos sismos registados entre 2000 e 2009 e localização dos acidentes tectónicos certos e prováveis.....	49
Figura 4.7 - Localização dos principais aquíferos de água potável na zona de estudo. ....	50
Figura 5.1 - Sub-bacias do sector Norte e Central da bacia Lusitânica. ....	52

Figura 5.2 - Representação dos perfis geológicos na zona de estudo (Anexo 4, Figura 5). A laranja está representada a formação reservatório (Grés de Silves); a roxo está representada a formação selante (Margas da Dagorda). (Araújo & Pereira, 2011).....	57
Figura 5.3 - Excerto de um perfil geológico adaptado de (Mohave O&G, 1996).....	58
Figura 5.4 - Mapa de profundidades do topo da formação de Silves .....	59
Figura 5.5 - Mapa de espessura da formação de Silves .....	60
Figura 5.6 - Mapa de profundidades do topo da formação da Dagorda.....	61
Figura 5.7 - Mapa de espessura da formação da Dagorda.....	62
Figura 5.8 - Faixa de afloramento da formação Grés de Silves na bordadura da bacia Lusitaniana (Google Inc., 2011). .....	63
Figura 5.9 - Organização litostratigráfica do Grupo de Silves (Rocha et al., 1996; Kullberg et al. 2006).....	64
Figura 5.9 - Localização das amostras recolhidas da formação de Silves aflorante no bordo oriental da bacia Lusitaniana (Google Inc., 2011).....	66
Figura 6.1 - Áreas seleccionadas por um máximo de profundidade de 3000m (referência nível médio do mar).....	76
Figura 7.1 - Diagrama representativo dos critérios de selecção utilizados.....	81
Figura 7.2 - Identificação da zona mais estável da área em estudo (polígono vermelho). Mapa com representação da neotectónica e epicentros dos sismos, utilizando a base da geologia de superfície para a bacia Lusitaniana .....	82
Figura 7.3 -Mapa representativo das áreas seleccionadas com a neotectónica e epicentros sísmicos de 2000-2009. ....	83
Figura 7.4 - Profundidade calculada para o topo da formação de Silves.....	84
Figura 7.5 - Localização da área protegida do parque natural da Serra de Aires e Candeeiros, sobre parte da zona 1 - S. Mamede/Batalha.....	86
Figura 7.6 - Mapa ilustrativo da hierarquização dos locais de armazenamento. A verde zona 1 - S. Mamede/Batalha; A amarelo zona 2 - Alcobaça; a laranja zona 3 - S. Pedro de Muel; a vermelho zona 4 - Nazaré. Por ordem crescente de posição favorável para desfavorável. ....	87

Figura 1 - Gráficos resultantes do ensaio de análise granulométrica nas amostras FCV2 e FCV2 (arada). .....	95
Figura 2 - Gráfico e Tabela correspondentes à Difracção de raio-X da amostra FC6. ....	96
Figura 3 - Gráfico e Tabela correspondentes à Difracção de raio-X da amostra FC2 (Arada). ....	97
Figura 4 - Fotografias da formação de Silves aflorante. a) Pormenor de uma formação conglomerática de cimento ferruginoso; b) vista de um talude de estrada com intercalações de material mais e menos friável. ....	98
Figura 5 - Mosaico composto pelas folhas da Carta Geológica de Portugal à escala 1/50000, com a localização dos cortes geológicos representados na Figura 5.8. ....	103



# 1 Introdução

*"Alterações climáticas referem-se a alterações no estado do clima que pode ser identificado (e.g. usando métodos estatísticos) por mudanças na média e/ou na variabilidade das suas propriedades, e que persistem por um longo período, tipicamente décadas ou mais tempo. Refere-se a qualquer alteração no clima ao longo do tempo, quer devido à variabilidade natural ou como resultado da atividade humana." (IPCC, 2007)*

## 1.1 Objetivo

A tecnologia de captura e armazenamento de CO<sub>2</sub> é apontada como uma medida de mitigação das alterações climáticas, por reduzir a quantidade de gás dióxido de carbono que é emitido para a atmosfera. Para que essa tecnologia seja efetiva é necessário em primeiro lugar proceder-se à identificação dos potenciais reservatórios geológicos.

Na identificação de potenciais reservatórios, para além das características geológicas e geofísicas dos locais é necessário também ter em conta que volumes serão necessários armazenar e como será um projeto deste tipo publicamente aceite.

A presente dissertação tem por objetivo principal a identificação de potenciais reservatórios de CO<sub>2</sub> na zona *onshore* da Bacia Lusitaniana, situada na orla ocidental de Portugal Continental. Partindo deste estudo será possível concluir se a atividade de armazenamento geológico de CO<sub>2</sub> em aquíferos salinos é viável para as indústrias portuguesas, nomeadamente a indústria da produção elétrica.

Esta dissertação tem por base o estudo realizado no âmbito de um projeto de investigação, projeto KTejo - Estudo de Viabilidade da Captura e Armazenamento de CO<sub>2</sub> na Central Termoelétrica do Pego. Este projeto tinha por objetivos:

- Avaliar a possibilidade de *retrofitting* da central para a captura de CO<sub>2</sub>;
- Identificar quais as formações geológicas mais adequadas para o armazenamento de CO<sub>2</sub> em aquíferos salinos, na Bacia Lusitaniana;
- Identificar a alternativa de transporte de CO<sub>2</sub> mais adequada ao projeto.

O KTejo, por ser um projeto multidisciplinar envolveu diferentes entidades: Tejo Energia; PEGOP; LNEG - Laboratório Nacional de Energia e Geologia (Laboratório de energia); Universidade de Évora (através dos centros de investigação CGE, CQE e CEM).

## ***1.2 Enquadramento - as alterações climáticas e emissões de CO<sub>2</sub>***

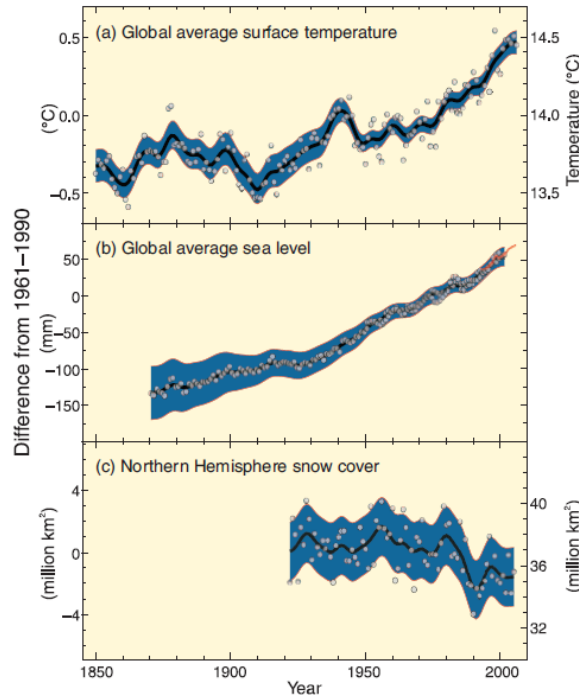
O Painel Intergovernamental para as Alterações Climáticas (IPCC) refere-se às alterações climáticas de uma forma distinta da utilizada pela Convenção Quadro das Nações Unidas para as Alterações Climáticas (UNFCCC). De acordo com o IPCC (2007), alterações climáticas são mudanças no clima atribuídas direta ou indiretamente à atividade humana que modificam a composição da atmosfera global, para além da variabilidade natural do clima que é observada em períodos de tempo comparáveis.

O IPCC apresentou em 2007 o Quarto Relatório de Avaliação (AR4 – Assessment Report 4) onde são apresentados progressos na compreensão das alterações climáticas, acrescentando novos dados e análises numéricas ao Terceiro Relatório de Avaliação. De acordo com AR4 (IPCC 2007) as alterações climáticas são algo que não é possível negar; o aumento progressivo na temperatura média global do ar e dos oceanos, o degelo generalizado das grandes massas de neve e gelo e o aumento no nível médio das águas do mar, são provas evidentes de tal acontecimento.

No AR4 constam importantes dados sobre o aumento de temperatura nas últimas décadas. Entre 1995 e 2006 registaram-se os onze anos mais quentes registados desde 1850, seguindo uma tendência linear a 50 anos (1956-2005) de 0,13°C por década. Este aumento é generalizado por todo o globo, apesar dos aumentos de temperatura registados serem superiores nas latitudes norte (IPCC, 2007).

Os registos atuais demonstram que as regiões terrestres têm vindo a aquecer mais rápido que os oceanos. No entanto, o aumento do nível médio das águas do mar entre 1993 e 2003 foi de 3,1mm por ano, devido à dilatação térmica. O aquecimento global também se reflete no degelo dos glaciares e calotes polares (Figura 1.1).

Outros eventos meteorológicos, como alterações no volume de precipitação em vastas regiões, têm vindo a ser registados e observados, acentuando as evidências das alterações climáticas. Assim, registou-se um aumento de precipitação nas regiões Este da América do Norte e do Sul, Norte da Europa assim como Norte e Centro da Ásia. Nas regiões do Sahel, Mediterrâneo, Sul de África e partes do Sul Asiático houve um declínio da precipitação. Também o número de ciclones no Atlântico Norte se tem intensificado nas últimas décadas (IPCC, 2007).



**Figura 1.1- Mudanças observadas em (a) média global da temperatura de superfície; (b) média global do nível do mar de marégrafo (azul) e de satélite (vermelho); e (c) Cobertura de neve no Hemisfério Norte de Março-Abril (IPCC, 2007).**

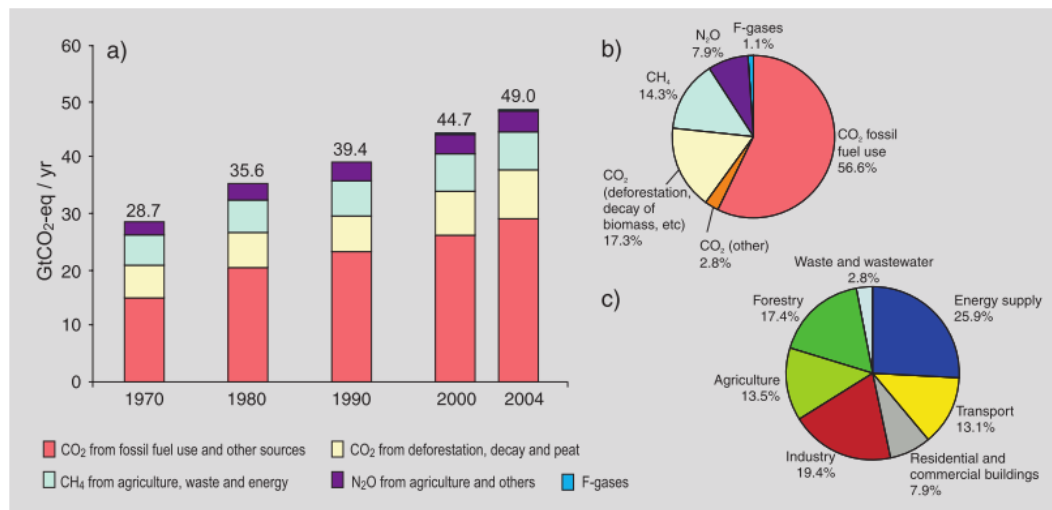
As alterações climáticas têm efeitos a curto, médio e longo prazo nos sistemas naturais. Para além das evidências numa dada região e por período de tempo finito, há alterações na atividade humana que podem ser consequências das alterações climáticas, concretamente, mudanças na agricultura e até na saúde.

De acordo com o IPCC, grande parte das alterações climáticas são devidas à atividade humana, em função da emissão de Gases com Efeito de Estufa (GEE) para a atmosfera. A emissão global de GEEs provenientes de atividades humanas tem aumentado desde a revolução industrial até aos dias de hoje com um incremento de cerca de 70% entre 1970 e 2004. O dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) é o gás com maior impacto, tanto pelas elevadas concentrações que são emitidas todos os anos, (dos 21Gt, em 1970, a 31Gt em 2009 (Global Carbon Project, 2010)), como pelas suas características que promovem um efeito estufa. Os registos apontam que a concentração atual na atmosfera seja de 380ppm contra os 280ppm existentes antes da revolução industrial (IPCC, 2007).

Foi adotada internacionalmente uma medida, o dióxido de carbono equivalente ( $\text{CO}_2\text{-eq}$ ), para que sejam facilmente comparadas as emissões dos outros gases de efeito estufa. O  $\text{CO}_2\text{-eq}$  expressa as quantidades emitidas dos outros gases em equivalência de carbono, Isto é, o  $\text{CO}_2\text{-eq}$ , traduz o

efeito de estufa associado a outros gases em termos do volume de CO<sub>2</sub> que provocaria o mesmo efeito, tendo em conta a quantidade real de gás emitido e multiplicando pelo fator que potencia o aquecimento global, que varia de gás para gás pelas suas propriedades físicas e químicas, obtém-se o valor de equivalência de carbono.

Com base na Figura 1.2 é possível constatar que os principais gases de efeito estufa são, para além do CO<sub>2</sub>, o metano (CH<sub>4</sub>), o óxido nitroso (N<sub>2</sub>O) e os halocarbonetos (grupo de gases contendo F, Cl e Br). Na fig. 1.2 a) é possível constatar que a combustão de combustíveis fósseis é a principal fonte de emissão de CO<sub>2</sub> e ao longo das décadas tem sofrido um aumento considerável. Dentro das atividades de combustão dos combustíveis fósseis, o sector da produção de energia é o responsável pelo maior volume de emissões seguido da indústria (fig. 1.2 c)).



**Figura 1.2 - a) Emissões globais anuais de GEEs antropogénicos de 1970 a 2004; b) Parcelas dos diferentes GEE de origem antropogénica em termos de CO<sub>2</sub>-eq, em 2004; c) Emissões de GEE antropogénicos em 2004, nos diferentes sectores de atividades humana, em termos de CO<sub>2</sub>-eq (IPCC, 2007).**

A comparação dos registos do incremento das emissões de GEE com o gradual aumento de temperatura leva a crer que é consequência direta destas emissões. As consequências que provêm destas alterações climáticas são inúmeras e são apresentados nos relatórios do IPCC e complementados com uma análise económica no relatório Stern (Stern, et al., 2006). Este último concluiu que os custos económicos de adaptação às alterações climáticas ultrapassam largamente os custos de intervir para mitigar essas alterações.

### ***1.3 A estratégia europeia para combate às alterações climáticas***

As consequências ambientais, sociais e económicas das alterações climáticas estão na origem da estratégia europeia para a mitigação das alterações climáticas. O objetivo é intervir nas causas para mitigar os seus efeitos.

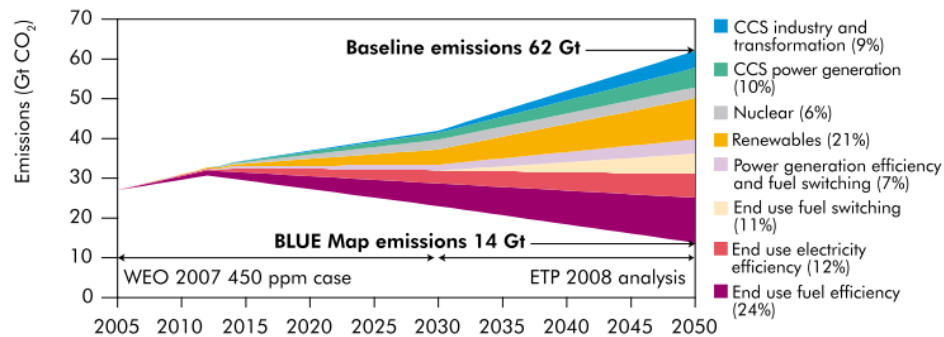
Com base nesta máxima foram implementados uma série de objetivos e regulamentos que incidem sobretudo nas atividades industriais, promovendo uma redução significativa das emissões de gases de efeito estufa, em particular do CO<sub>2</sub>. A União Europeia (UE) elaborou uma estratégia denominada Europa 2020 com vários objetivos sociais, económicos e ambientais, onde consta a estratégia energética 20/20/20. Os objetivos deste projeto, até 2020, é a redução das emissões dos gases de efeito estufa em 20% em relação a 1990, aumento para 20% do consumo de energia proveniente de fontes de energia renovável e um aumento na eficiência energética de 20% (European Commission, 2010).

Face a esta estratégia ambiciosa de crescimento sustentável, a indústria é confrontada com a necessidade de rever os seus processos e produtos de forma a defender a sua competitividade no novo contexto regulatório e de perceção socio-ambiental. A UE pretende até 2050 reduzir as emissões de CO<sub>2</sub> em 80% em relação às emissões de 1990. Para que esse objetivo seja atingido é necessária a revitalização do mercado europeu de carbono (Emissions Trading System - ETS), com a emissão de licenças de emissão. A partir de 2013 a indústria produtora de eletricidade passa a ser obrigada a adquirir a totalidade das licenças de emissão, enquanto o sistema de aquisição gratuita de licenças será progressivamente substituído pela sua obrigatoriedade para a indústria da refinação de hidrocarbonetos, petroquímica e de produtos químicos, produção de cimentos e siderurgia (European Commission, 2010).

Assim sendo, as indústrias procuram neste momento mecanismos que promovam a redução das suas emissões, soluções que possam ser economicamente mais viáveis do que o pagamento das licenças de emissão. Uma das tecnologias apontadas como medida é a Captura e Armazenamento de CO<sub>2</sub> em formações geológicas doravante designada por CCS (Carbon Capture and Storage). Esta tecnologia é promovida pela UE e pela Agência Internacional de Energia (AIE), e a sua importância traduziu-se na publicação de uma Diretiva Comunitária, Diretiva 2009/31/EC, que regulamenta a injeção e armazenamento subterrâneo de CO<sub>2</sub> no espaço europeu (IEA, 2008).

Para atingir o objetivo apontado de redução de cerca 80% dos gases de efeito estufa até 2050, em relação a 1990, as soluções de aumento da eficiência energética e maior produção de energia proveniente de fontes renováveis não são suficientes. Por estas razões e porque as organizações mundiais (e.g. AIE) preveem um aumento populacional em larga escala, e conseqüente aumento da energia consumida para cerca do dobro até 2050, os combustíveis fósseis vão continuar a ter um papel preponderante na sociedade, principalmente, na produção de energia elétrica. Uma forma encontrada para que se possa continuar a utilizar os combustíveis fósseis, como o petróleo, carvão e gás natural, e reduzir as emissões de GEEs é a captura e armazenamento de CO<sub>2</sub>, apontado como um dos principais gases efeito estufa (IEA, 2008; IPCC, 2007).

Segundo as estimativas da ZEP (*European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plant*) é possível uma captura de cerca de 90% do CO<sub>2</sub> emitido pela indústria produtora de energia elétrica e pela indústria pesada. Assim, a AIE e a UE a apontam o CCS como uma tecnologia que contribuirá em cerca de 20% para o objetivo de 2050 (Figura 1.3)(IEA, 2008; ZEP, 2011).



**Figura 1.3 - Contributo das diversas estratégias para atingir o objetivo de redução das emissões de CO<sub>2</sub> para 14Gt até 2050(IEA, 2008).**

## 2 Captura e Armazenamento de Carbono - Tecnologia

A tecnologia de captura e armazenamento de dióxido de carbono inicia-se pela captura de CO<sub>2</sub> proveniente da combustão de combustíveis fósseis, nas centrais termelétricas, e noutras grandes indústrias (refinarias, alguma indústria química, siderúrgica e cimenteira). A **captura** do dióxido de carbono envolve a sua separação de outros gases de combustão, como o N<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, e vapor de água e a compressão de modo a sofrer **transporte** para os locais de **armazenamento** onde se manterá longe da atmosfera (IPCC, 2005) (Figura 2.1).

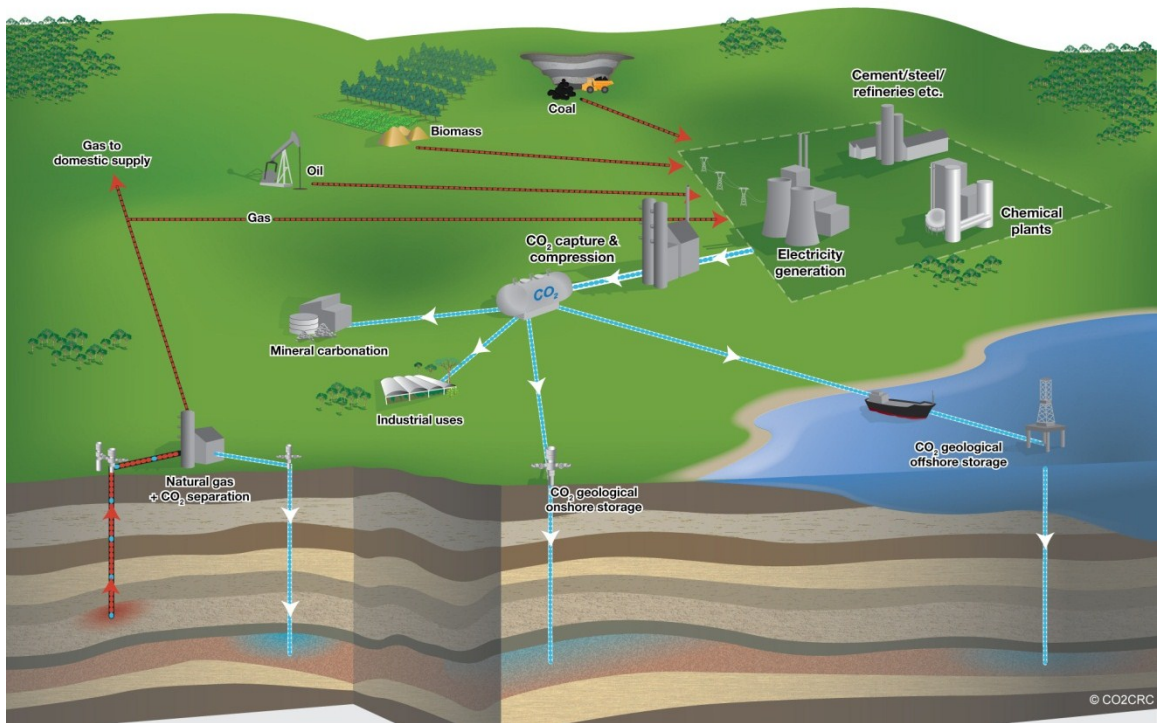


Figura 2.1 - Esquema ilustrativo dos possíveis sistemas de Captura, transporte e armazenamento de CO<sub>2</sub> (CO2CRC, 2011).

Assim, há três componentes principais do processo de CCS: Captura<sub>2</sub>, Transporte e Armazenamento.

## 2.1 *Captura do CO<sub>2</sub>*

O processo de captura do CO<sub>2</sub> é possível e viável nas grandes fontes estacionárias de atividade industriais, com particular incidência no caso das centrais termelétricas, entre outras indústrias, em que na maioria dos processos de combustão os gases de exaustão contêm entre 5 a 15% de CO<sub>2</sub> diluído. Nas fontes de pequenas dimensões e móveis a captura deste gás ainda está em fase de desenvolvimento, pelo que ainda não existem formas economicamente viáveis de realizar tais processos.

A captura de CO<sub>2</sub> é uma tecnologia bem conhecida em diferentes sectores industriais, que já separam o CO<sub>2</sub> de outros gases. Atualmente, o CO<sub>2</sub> separado é emitido para a atmosfera ou limpo, para produzir CO<sub>2</sub> de alta pureza, para nichos de aplicações no mercado, como a indústria das bebidas gaseificadas (CO<sub>2</sub>NET, 2005; IPCC, 2005).

Apesar de existirem algumas tecnologias eficazes, a captura de CO<sub>2</sub> ainda não foi otimizada para aplicações em grande escala. Atualmente procura-se aumentar a eficiência dos processos de captura, reduzir os seus custos, uma vez que para a captura é necessária a instalação de equipamentos que irão aumentar o consumo de energia à indústria. Segundo Gibbins & Chalmers (2008) o aumento dos custos de produção pode ascender a 80% do custo total da tecnologia CCS.

As tecnologias de captura do CO<sub>2</sub> podem ser divididas em três categorias (Gibbins & Chalmers, 2008): pós-combustão; pré-combustão e Oxy-combustão.

- Pós-combustão: este método de captação baseia-se essencialmente na absorção química do CO<sub>2</sub> num solvente. Após a queima do combustível e a formação dos gases, estes passam por equipamentos onde o CO<sub>2</sub> é absorvido por um solvente, de modo a posteriormente ser facilmente separado. É uma tecnologia dispendiosa, podendo o seu custo ascender a 80% do custo total da tecnologia CCS;
- Pré-combustão: este processo implica a captura do CO<sub>2</sub> de um combustível gasoso antes da sua combustão. Esta tecnologia apesar de menos dispendiosa que a anterior e mais eficiente, só pode ser aplicada a combustíveis gasosos, pelo que no caso do carvão implica a prévia gasificação, produzindo-se uma mistura CO<sub>2</sub> + H<sub>2</sub>, do qual o CO<sub>2</sub> pode ser recuperado;



- Oxy-combustão: este processo baseia-se na queima do combustível na presença de oxigénio puro em detrimento do ar atmosférico. Este processo permite obter uma corrente de CO<sub>2</sub> com menor percentagem de outros elementos associados. A principal desvantagem é o processo de separação do oxigénio do ar para ser adicionado à câmara de combustão, que comporta gastos elevados;

## **2.2 Transporte**

Após a captura, o CO<sub>2</sub> pode ser comprimido até densidades próximas às de um líquido (ponto crítico) para transporte e armazenamento. O transporte até aos locais de armazenamento pode ser por gasodutos, por camiões, por comboio ou por navio.

O transporte mais viável será por gasodutos, visto que o sistema é muito semelhante ao transporte de gás natural, com a vantagem de ser mais seguro pois o CO<sub>2</sub> não é inflamável. Este sistema exige gasodutos a operar a maiores pressões do que o gás natural e com menos impurezas presentes, nomeadamente a água, que contribuirá para, em contacto com o CO<sub>2</sub>, formar um ácido que será causa da corrosão dos gasodutos. Este tipo de transporte já é utilizado desde 1994 nos E.U.A e atualmente a rede de ligação tem cerca de 3900Km de gasodutos que transportam em média 30Mt de CO<sub>2</sub> por ano. Na Europa também a maioria do transporte de CO<sub>2</sub> é feito por gasodutos e esta rede está a expandir-se, apresentando a Comissão Europeia objetivos para uma rede europeia completa nas futuras décadas (Morbee, Serpa, & Tzimas, 2010).

O transporte do dióxido de carbono por navio também é uma possibilidade quando o local de armazenamento é *offshore* e/ou a grandes distâncias entre os locais de captura e armazenamento.

## **2.3 Armazenamento**

Após captura, o CO<sub>2</sub> pode ser reutilizado por algumas indústrias, como por exemplo na produção de bebidas gaseificadas, alguma indústria química, estufas, entre outros. Este tipo de mercado é limitado e a utilização do CO<sub>2</sub> ou do carbono é reduzida quando comparada com o volume emitido pelas grandes fontes. Na cadeia de tecnologias de Captura, Transporte e Armazenamento, o armazenamento deve ter como objetivo aprisionar o CO<sub>2</sub> em locais profundos e por um longo período de tempo, na ordem das centenas a milhares de anos, de modo a que não contacte com a atmosfera.

O CO<sub>2</sub> é injetado sobre a forma de um fluido de grande densidade, de modo a reduzir o volume necessário para o armazenamento e a diminuir a sua mobilidade. Existem várias alternativas para

armazenamento: reservatórios geológicos, no mar profundo e a carbonatação mineral (reação do CO<sub>2</sub> com óxidos metálicos de modo a formar carbonatos e armazenar o CO<sub>2</sub> de forma sólida e estável).

### **Armazenamento geológico**

O armazenamento em formações geológicas profundas, *onshore* ou *offshore*, baseia-se nos mecanismos e tecnologias desenvolvidas pela indústria de exploração de petróleo e gás natural, sendo economicamente viável o armazenamento em algumas estruturas. A injeção de CO<sub>2</sub> em formações geológicas é uma prática rotineira na indústria petrolífera desde 1972, em que o CO<sub>2</sub> é injetado para aumentar a pressão nos reservatórios, aumentar a mobilidade e facilitar a extração dos hidrocarbonetos. Por esta razão e devido aos projetos já ativos sabe-se que é uma prática segura e eficaz.

Existem várias opções de armazenamento geológico (Figura 2.2):

- Aquíferos salinos profundos - aquíferos a mais de 800m de profundidade com teores de sal que os tornem impróprios para consumo humano ou atividades humanas;
- Reservatórios de petróleo e gás natural esgotados;
- Utilização de CO<sub>2</sub> em Enhanced Hydrocarbon Recovery (EHR) - utilização do gás para injeção para recuperação de hidrocarbonetos em poços de exploração;
- Utilização de CO<sub>2</sub> em Enhanced Coal Bed Methane (ECBM) - utilização do gás para extração do metano aprisionado nos poros do carvão;
- Jazidas de carvão não exploráveis;
- Outros ambientes geológicos (rochas ultra-máficas, antigas explorações mineiras, etc.).

No caso das opções já demonstradas a grande escala e imediatamente disponíveis (reservatórios de hidrocarbonetos, EHR e aquíferos salinos profundos) é necessário assegurar que o reservatório é sobreposto por rochas impermeáveis (o material selante) que impeçam a ascensão do CO<sub>2</sub>. Os aquíferos salinos e os reservatórios de hidrocarbonetos são apontados como os principais alvos do armazenamento de CO<sub>2</sub>, contrariamente à utilização de jazidas de carvão que é ainda objeto de investigação a nível académico (Bachu, 2008).

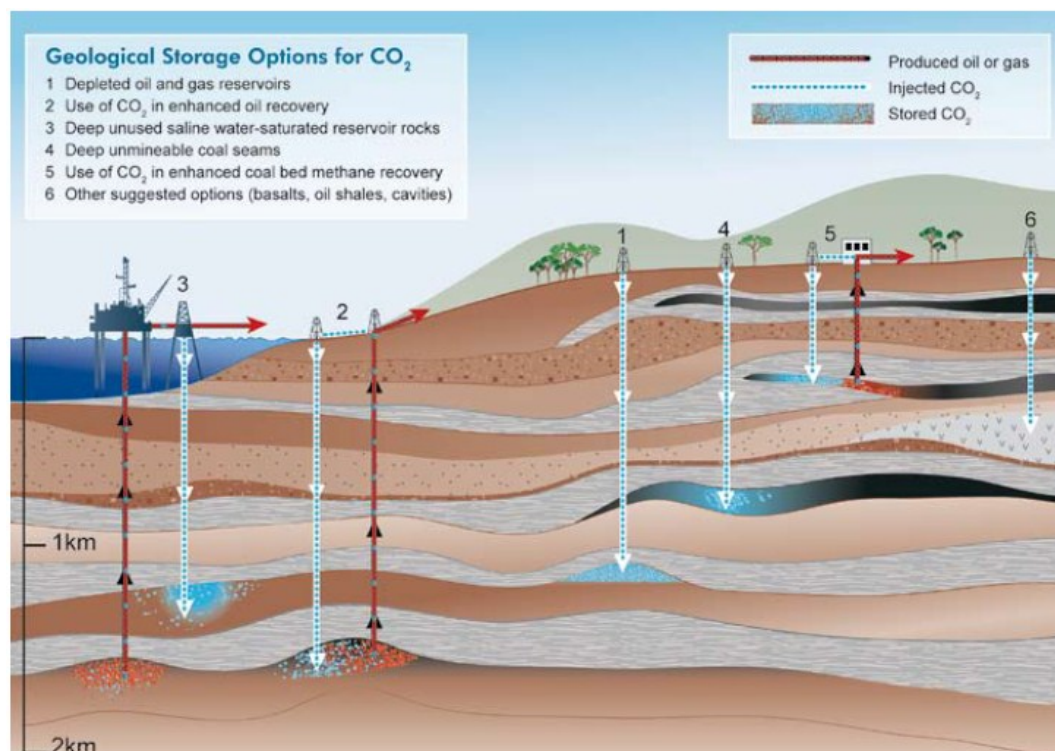


Figura 2.2 - Opções para armazenamento de CO<sub>2</sub> em formações geológicas (IPCC, 2005)

### Armazenamento no Oceano

O armazenamento no oceano pode ser feito de duas formas, por injeção e dissolução de CO<sub>2</sub> na coluna de água, ou por depósito do gás no fundo marinho (Figura 2.3). A injeção e dissolução de CO<sub>2</sub> na coluna de água podem ser feitas no estado líquido ou gasoso. A injeção é feita abaixo dos 500m de profundidade para evitar a ascensão do CO<sub>2</sub> antes da total dissolução na coluna de água, uma vez que é menos denso que a água do mar.

A dissolução e dispersão do dióxido de carbono fazem parte do ciclo global do carbono, assim sendo o armazenamento oceânico iria contribuir para um eventual equilíbrio com o CO<sub>2</sub> atmosférico. Os riscos ambientais associados a este tipo de armazenamento estão ainda em fase de investigação (IPCC, 2005), mas a possibilidade de acidificação local pode ter um impacto não negligenciável em habitats localizados. Por esta razão a OSPAR, a comissão para a proteção e conservação do Atlântico Norte-Este e seus recursos, com o apoio da Comunidade Europeia, estabeleceu os limites em que podem ser aplicados tecnologias de CCS neste oceano e ficou publicado em Diretiva Comunitária a proibição da injeção e dissolução de CO<sub>2</sub> na coluna de água, salvaguardando que os depósitos no subsolo marinho, desde que controlados seriam permitidos.

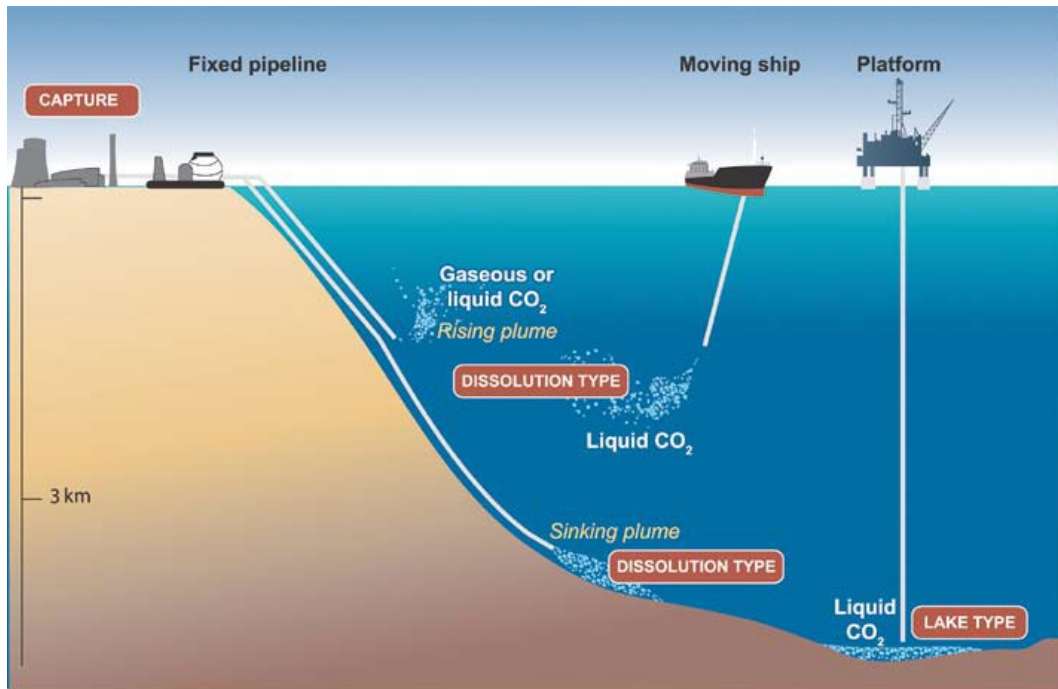


Figura 2.3 - Opções para armazenamento de CO<sub>2</sub> no oceano. (IPCC, 2005)

Existe ainda um outro sistema de armazenamento de CO<sub>2</sub> no Oceano, os hidratos de CO<sub>2</sub>, em sedimentos do fundo marinho. Estes hidratos, à semelhança dos que ocorrem naturalmente de metano e mesmo CO<sub>2</sub>, são estáveis e a sua dissolução no meio é muito lenta, não pondo em risco a acidificação dos meios marinhos. Os hidratos, de uma forma muito sucinta, referem-se ao aprisionamento das moléculas de CO<sub>2</sub> por moléculas de água por forças de ligação moleculares, não havendo qualquer reação. O dióxido de carbono fica aprisionado por moléculas de água tornando-se estável. Este fenómeno só acontece em locais com características de temperatura e pressão específicas, sendo estes os potenciais locais de armazenamento de CO<sub>2</sub> na forma de hidratos (Bernardes, 2010).

## 2.4 Reservatórios para armazenamento geológico do CO<sub>2</sub>

O subsolo é o maior reservatório de carbono do planeta, apresentando-se este armazenado sob a forma de carvão, petróleo e rochas ricas em carbonatos. O armazenamento geológico do CO<sub>2</sub> é um processo natural na crosta superior da terra que procura reproduzir esses análogos naturais. Existem vários potenciais reservatórios geológicos de CO<sub>2</sub>, apresentados mais detalhadamente nos pontos seguintes.

### **2.4.1 Aquíferos salinos profundos**

Os aquíferos salinos profundos, como neste contexto são referidos, são formações sedimentares de porosidade e permeabilidade elevada, sobrepostas por uma camada impermeável, e saturadas com água de elevada salinidade (eventualmente superior à água do mar) que não é potável para consumo humano, usos agrícolas ou industriais (CO2CRC, 2008). No caso do CCS, os objetos de análise são aquíferos a grandes profundidades, normalmente superiores a 800m em que é possível o armazenamento do CO<sub>2</sub> no estado supercrítico (ver secção 2.5).

Os aquíferos salinos profundos estão indicados como a melhor opção de armazenamento de CO<sub>2</sub> devido à distribuição das bacias sedimentares no mundo. O CO<sub>2</sub> pode ser armazenado neste tipo de formações por diferentes modos: armadilhas estruturais e estratigráficas; retenção hidrodinâmica; retenção residual; dissolução e carbonatação mineral. Contudo este tipo de formações são normalmente menos estudadas, em comparação por exemplo com os aquíferos de água potável ou os reservatórios de hidrocarbonetos, e qualquer avaliação do seu potencial de armazenamento de CO<sub>2</sub> inclui uma incerteza significativa devido à falta ou escassez de dados. Acresce a dificuldade em obter dados acerca da formação selante, designada por *cap rock*, que normalmente não é testada aquando da prospeção de água potável ou hidrocarbonetos (CO2CRC, 2008).

### **2.4.2 Reservatórios de hidrocarbonetos**

O armazenamento de CO<sub>2</sub> e EHR, ou em reservatórios esgotados que já não estejam em produção.

A tecnologia de EHR, que consiste na injeção de CO<sub>2</sub> para recuperação terciária de hidrocarbonetos, é utilizada pela indústria petrolífera há algumas décadas e tem permitido aperfeiçoar e estudar melhor os mecanismos como os movimentos das plumas de CO<sub>2</sub>.

A utilização do CO<sub>2</sub> para injeção em poços de extração quase esgotados oferece um aumento da recuperação de petróleo de 7 a 23%, numa terceira fase de recuperação do petróleo total do local.

Têm sido sugeridos dois sistemas de injeção de CO<sub>2</sub> para EHR, concretamente a injeção contínua ou alternada de água com este gás. O deslocamento do crude pela injeção de CO<sub>2</sub> depende fortemente das características do reservatório, temperatura e pressão assim como da composição do petróleo bruto, influenciando o tipo de técnicas utilizadas, nomeadamente a pressão da injeção.

Como o EHR é utilizado industrialmente para aumentar a produção e assim reduzir os custos, o dióxido de carbono que ascende com o petróleo entre 50% a 67% do injetado é reutilizado para novas injeções, o restante fica retido no reservatório. A utilização desta técnica para recuperação de gás natural está apenas em projeto-piloto mas os princípios seriam os mesmos servindo o CO<sub>2</sub> para repressurizar o reservatório (IPCC, 2005).

Para além da produção incrementada de hidrocarbonetos são apontados outros fatores preponderantes para que o armazenamento seja feito em reservatórios de hidrocarbonetos esgotados. Algumas das infraestruturas necessárias, como poços, já estão concebidas. O potencial de contenção do reservatório é comprovado pela retenção dos hidrocarbonetos por milhões de anos, sejam estas armadilhas estruturais e estratigráficas ou de outro tipo. A grande quantidade de dados, geológicos e de engenharia, recolhidos permitem a caracterização detalhada do reservatório e formação selante, assim como a elaboração e estudo dos modelos computacionais desenvolvidos para o local.

Contudo existem também desvantagens na utilização dos campos esgotados de hidrocarbonetos uma vez que o tamanho físico da armadilha pode ser uma condicionante, pois o potencial de armazenamento pode ser limitado, o esgotamento do reservatório pode ter levado ao colapso dos poros e reduzindo assim substancialmente o volume de armazenamento disponível. Por último, a existência de antigos poços com potenciais pontos de fuga é outra das preocupações (CO2CRC, 2008).

### ***2.4.3 Camadas de carvão não exploráveis***

As camadas de carvão que não são viáveis para serem exploradas, tanto pela pequena espessura, por se encontrarem a profundidades muito elevadas ou por conterem metano, podem ser utilizados como locais de armazenamento de CO<sub>2</sub>.

O armazenamento em carvão é bastante diferente do armazenamento em formações salinas ou em reservatórios de hidrocarbonetos. O carvão contém fraturas (*cleats*) que imprimem alguma permeabilidade ao sistema e entre as *cleats* o carvão tem um grande número de micróporos por onde as moléculas de gás se podem difundir e serem adsorvidas, contrariamente com o que se verifica nos reservatórios de hidrocarbonetos ou formações salinas onde o CO<sub>2</sub> fica retido nos poros da rocha (CO2CRC, 2008; IPCC, 2005).

O carvão demonstra uma maior afinidade com o dióxido de carbono do que com o metano e por isso é possível deslocar o metano ( $\text{CH}_4$ ) com recolha e aproveitamento deste gás, num processo designado por ECBM (Enhanced Coal Bed Methane) com vantagens económicas óbvias. O armazenamento e recuperação do metano devem ser feitos até 1000m de profundidade, ou o armazenamento até 600m quando o  $\text{CO}_2$  está na fase gasosa e não supercrítica (CO2CRC, 2008; IPCC, 2005).

O armazenamento de  $\text{CO}_2$  em camadas de carvão está ainda num estágio muito precoce e carece de mais estudos para se compreender os processos envolvidos e as características do carvão mais adequadas para o armazenamento. A permeabilidade é um dos fatores determinantes na seleção do local de armazenamento e sabe-se que esta diminui com a profundidade em resultado do fecho das *cleats*.

Os desafios técnicos para o armazenamento de  $\text{CO}_2$  em camadas de carvão são em torno da viabilidade de injetar o dióxido de carbono, devido à baixa permeabilidade dos sistemas. As características de permeabilidade do carvão variam não só com a profundidade mas com o estado de maturação do próprio carvão. Existe ainda o fenómeno de empolamento do carvão (*swelling*) que resulta da adsorção do gás pela matriz do carvão. Este fenómeno induz uma redução substancial da permeabilidade pela diminuição dos espaços vazios, podendo mesmo conduzir ao fecho total das faturas e conseqüente impossibilidade de injetar o  $\text{CO}_2$  (Cui, Bustin, & Chikatamarla, 2007).

Além disso, a viabilidade económica de recuperação de metano pode ser comprometida devido ao grande número de poços que podem ser necessários. Finalmente, não se pode descurar o fator do preço do carvão poder aumentar e fazer de um recurso não explorável atualmente uma reserva passível de ser explorada no futuro (CO2CRC, 2008).

#### ***2.4.4 Outros reservatórios geológicos***

Para além dos reservatórios já referidos, existem outras estruturas geológicas que localmente podem ser uma opção para o armazenamento geológico de  $\text{CO}_2$ , como rochas ultra-máficas, diapiros de sal-gema, minas abandonadas e sedimentos oceânicos sob a forma de hidratos de  $\text{CO}_2$  (IPCC, 2005).

A carbonatação mineral pode ser vista como outra forma de armazenamento de  $\text{CO}_2$ . Este processo consiste na reação química entre o  $\text{CO}_2$  e os minerais silicatados, presentes em rochas

máficas e ultramáficas, como os basaltos, peridotitos, que contêm minerais silicatados ricos em cálcio e magnésio com os quais o dióxido de carbono irá reagir e formar compostos estáveis sob a forma de minerais carbonatados (Herzog, 2002). O basalto é um bom exemplo de local de armazenamento pois, é uma rocha que ocorre globalmente em larga escala, em escoadas ou camadas. Esta rocha apresenta baixa permeabilidade (excluindo a permeabilidade resultante da fracturação do maciço) e baixa porosidade efetiva. Em contrapartida o basalto tem um bom potencial de armazenamento devido à sua composição mineralógica, pois o CO<sub>2</sub> pode reagir com os silicatos de modo a formar carbonatos (IPCC, 2005).

Existe ainda a carbonatação como método de armazenamento recorrendo às reações químicas em ambiente industrial, onde é colocado o CO<sub>2</sub> em contacto com material geológico pulverizado, rico nos minerais silicatados de modo que ocorra a carbonatação e posteriormente o material poderá ser armazenado em instalações mineiras ou utilizado para construção uma vez que se trata de material estável e sólido (Herzog, 2002; IPCC, 2005).

Tal como já é atualmente realizado para o gás natural, o CO<sub>2</sub> poderia ser armazenado em locais de exploração de sal-gema. A diferença entre o armazenamento de CO<sub>2</sub> e gás natural reside no tempo de duração do armazenamento, pois enquanto as cavernas de sal têm ciclos de pressurização/despressurização de dias a anos, o CO<sub>2</sub> tem de ser efetivo por séculos a milénios. Devido às propriedades de fluência do sal, uma caverna cheia de sal irá diminuir de volume até que a pressão no interior da caverna iguale a pressão externa. As vantagens do armazenamento de CO<sub>2</sub> em cavernas de sal são a grande capacidade de armazenamento por unidade de volume, a eficiência e o fluxo de injeção. A desvantagem deste sistema é a capacidade de escapar do CO<sub>2</sub> em caso do sistema falhar e a relativa pequena capacidade da maioria das cavernas individuais (IPCC, 2005).

Existe ainda a possibilidade de armazenamento de CO<sub>2</sub> em minas desativadas, sem potencial de exploração. A capacidade de armazenamento depende das características e natureza selante da rocha que ocorre na mina. Minas com rocha muito fraturada, tipicamente rochas ígneas e metamórficas, serão difíceis de selar; as de origem sedimentar poderão apresentar alguma oportunidade, por exemplo minas de sal e potássio ou estratos de chumbo e depósitos de zinco (IPCC, 2005). Em qualquer caso, o volume de armazenamento disponível é altamente reduzido e o risco é extremamente elevado devido à possibilidade de existência de faturas resultantes do processo de exploração mineira.



## 2.5 Processo de armazenamento

As formações geológicas com maior potencial para armazenamento de CO<sub>2</sub> são os aquíferos salinos e os reservatórios de hidrocarbonetos.

O processo de armazenamento passa pela injeção do dióxido de carbono, por meio de furos, na formação em questão. Preferencialmente o CO<sub>2</sub> deve ser injetado como um fluido supercrítico, ou seja, o CO<sub>2</sub> deve ser comprimido até atingir o ponto crítico à temperatura de 31,1°C e pressão de 7,38MPa (Bachu, 2008; CO2CRC, 2008)(Figura 2.4). Nas condições supercríticas, o fluido tem propriedades mistas da fase líquida e gasosa, mas as mais relevantes são a alta densidade, característica dos líquidos, e a ocupação total do volume disponível, como um gás.

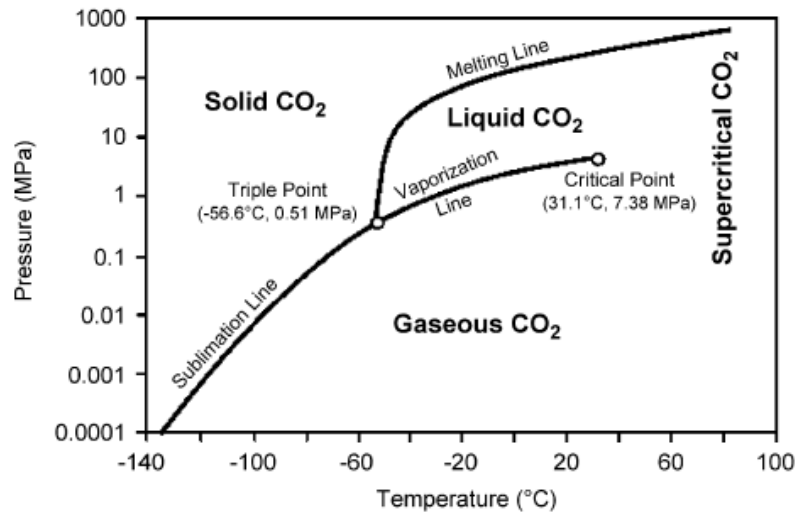
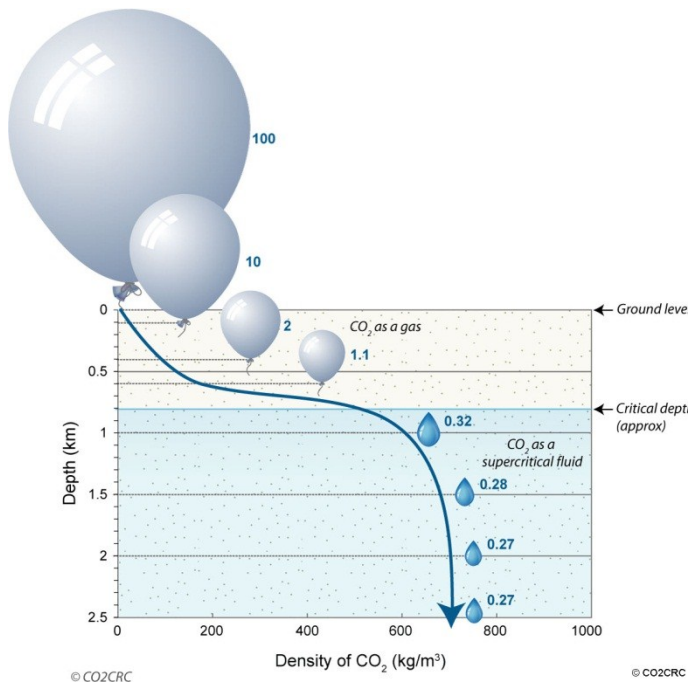


Figura 2.4 - Diagrama de fase do CO<sub>2</sub> (Bachu, 2008).

Tanto a temperatura como a pressão aumentam com a profundidade no subsolo mas têm efeitos opostos na densidade do CO<sub>2</sub>. A densidade aumenta rapidamente com a profundidade e depois tende a estabilizar ou diminuir, dependendo do regime geotérmico (Bachu, 2008). O estado supercrítico do CO<sub>2</sub> pode ser obtido a cerca de 800m de profundidade, baseando-se nas médias globais do gradiente geotérmico e pressão hidrostática (CO2CRC, 2008). O diagrama da Figura 2.5 mostra como se comporta o CO<sub>2</sub> em profundidade, aumentando a densidade e diminuindo o volume ocupado em profundidade até estabilizar.

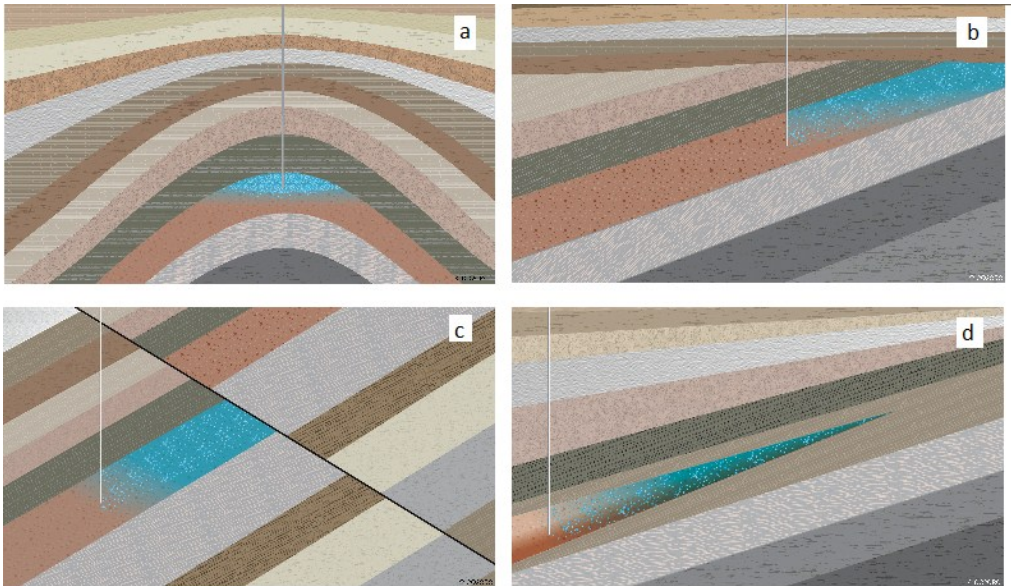


**Figura 2.5 - Aumento da eficácia de armazenamento de CO<sub>2</sub> com a profundidade. Acima da profundidade crítica o CO<sub>2</sub> encontra-se em estado gasoso (balões); abaixo da profundidade crítica está numa fase próxima é líquida (gotas). Relação volumétrica mostrada pelos números azuis (e.g. 100m<sup>3</sup> de CO<sub>2</sub> à superfície ocupariam 0,32m<sup>3</sup> a 1Km de profundidade) (CO2CRC, 2008)**

Apesar de injetado no estado supercrítico, a profundidades superiores a 800m o CO<sub>2</sub> é menos denso que a típica salmoura existente nas bacias sedimentares. Assim sendo, o CO<sub>2</sub> tem tendência a ascender para o topo da formação até ficar aprisionado em algum tipo de armadilha. É de salientar que a principal razão para ser possível o armazenamento do CO<sub>2</sub> em formações porosas e permeáveis é a existência de uma formação selante, usualmente designado por *caprock*, que deve ser impermeável e não conter faturas para que impeça totalmente qualquer ascensão do CO<sub>2</sub>, caso contrário o dióxido de carbono tende a libertar-se para a atmosfera. O aprisionamento pode então ser de vários tipos: física, hidrodinâmica ou geoquímica.

- Armadilhas físicas são consideradas as armadilhas estruturais e estratigráficas, onde a fração livre de CO<sub>2</sub> é fisicamente aprisionada pelo arranjo geométrico do reservatório e pelas unidades de rocha selante (Figura 2.6);
- Armadilhas hidrodinâmicas ocorrem quando o CO<sub>2</sub> dissolvido e imiscível se desloca com a solução aquosa intersticial por longos períodos de tempo;
- Aprisionamento residual ocorre quando o CO<sub>2</sub> é aprisionado nos espaços entre poros, sem conectividade, por pressões capilares.
- Aprisionamento por solubilidade, quando o CO<sub>2</sub> é dissolvido na água intersticial.
- Aprisionamento mineral ocorre quando o CO<sub>2</sub> precipita, formando novos minerais carbonatados, ocorrendo carbonatação mineral.

- Aprisionamento por adsorção ocorre nos carvões quando o  $\text{CO}_2$  é adsorvido pela superfície microporosa do carvão.



**Figura 2.6 - Armadilhas físicas. a) O  $\text{CO}_2$  irá ser retido no núcleo do anticlinal, sob a rocha impermeável; b) O  $\text{CO}_2$  é retido quando há uma mudança repentina nas formações de rochas, de modo a que o  $\text{CO}_2$  não possa ascender; c) Uma falha pode alinhar uma formação impermeável com a formação reservatório impedido a progressão do  $\text{CO}_2$  ou pode ainda a falha estar selada por material impermeável; d) O  $\text{CO}_2$  pode ficar retido numa determinada formação quando há variação de fácies, de uma formação permeável a uma impermeável (CO2CRC, 2011).**

O aprisionamento do  $\text{CO}_2$  não é feito apenas por um tipo de mecanismo. Ao longo do tempo em que o  $\text{CO}_2$  se encontra aprisionado, os vários mecanismos de retenção vão atuando e tendo relevância variável no decorrer deste período. Como os processos de aprisionamento têm eficácia crescente, há um aumento da segurança de armazenamento com o tempo (Figura 2.7).

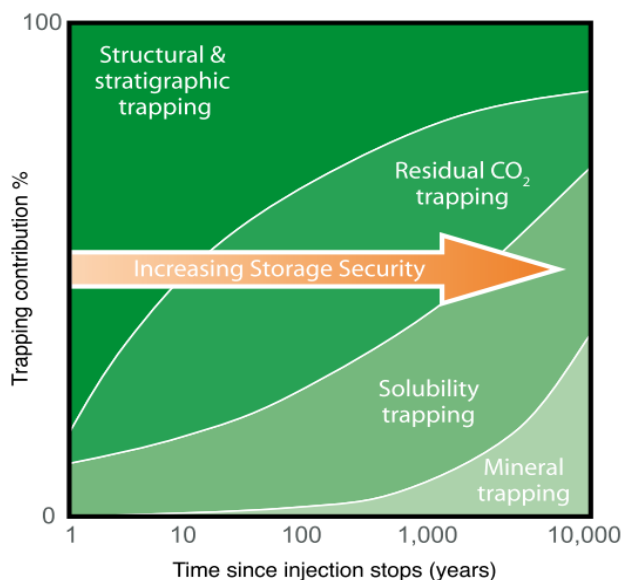


Figura 2.7 - A segurança de armazenamento depende de uma combinação entre armadilhas físicas e geoquímicas. Ao longo do tempo, a relevância das armadilhas geoquímicas aumentam em contrapartida com a diminuição da importância das armadilhas estruturais e estratigráficas (CO2CRC, 2008).

## 2.6 Estado atual de projetos de CCS no mundo

A investigação da tecnologia CCS iniciou-se nos anos 90, com grandes programas de investigação na Europa, Estados Unidos e Canadá. Atualmente estão ativos ou planeados dezenas de projetos de CCS em todo o mundo. Este tipo de tecnologia está emergente em todo o mundo de modo a contribuir para a diminuição das emissões dos gases efeito estufa, assim como por razões normativas que levaram os países a adotar medidas para esse mesmo efeito.

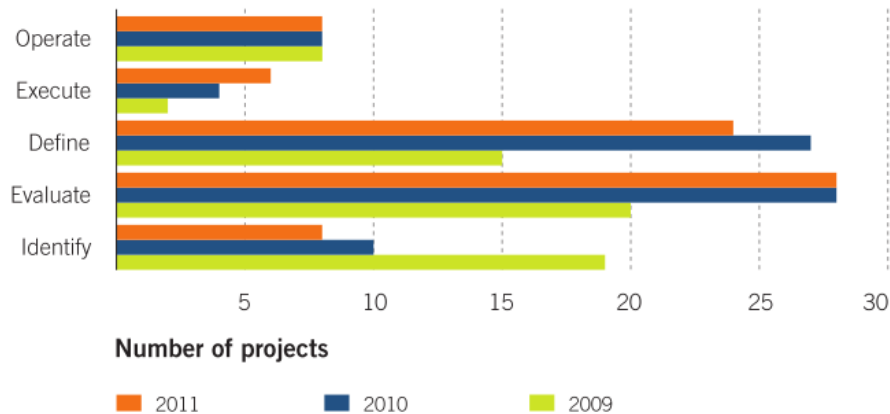
Atualmente, existem uma série de projetos de escala comercial dos quais um subproduto é a injeção do CO<sub>2</sub> em formações geológicas e apenas uma pequena fração cujo objetivo principal é o armazenamento de CO<sub>2</sub> com o objetivo da mitigação das alterações climáticas. Além destes, existem muitos projetos-piloto de injeção de CO<sub>2</sub>, cujo principal objetivo é compreender como se comporta o CO<sub>2</sub> em profundidade e monitorizar o seu desenvolvimento (Bachu, 2008).

A Tabela 2.1 contém os projetos de larga escala onde há armazenamento de CO<sub>2</sub>, segundo o Global CCS Institute (GCCSI). Estes projetos encontram-se ou em fase de operação ou ainda em fase de execução mas com data prevista para entrar em funcionamento efetivo.

**Tabela 2.1 - Projetos de larga escala em estado de operação e execução em 2011 (adaptada de (Global CCS Institute, 2011a))**

Nome do Projeto	Localização	Tipo de captura	Volume de CO <sub>2</sub> (Mt/ano)	Tipo de armazenamento	Data de operação
<b>Estado de Operação</b>					
Val Verde	E.U.A.	Pré-combustão	1,3	EOR	1972
Enid Fertilizer	E.U.A.	Pré-combustão	0,7	EOR	1982
Shute Creek	E.U.A.	Pré-combustão	7	EOR	1986
Sleipner	Noruega	Pré-combustão	1	Aquíferos salinos profundos	1996
Weyburn	Canadá	Pré-combustão	3	EOR	2000
In Salah	Algeria	Pré-combustão	1	Aquíferos salinos profundos	2004
Snøhvit	Noruega	Pré-combustão	0,7	Aquíferos salinos profundos	2008
Century	E.U.A.	Pré-combustão	5 (3,5 em construção)	EOR	2010
<b>Estado de Execução</b>					
Lost Cabin	E.U.A.	Pré-combustão	1	EOR	2012
Illinois Industrial CCS project	E.U.A.	Industrial	1	Aquíferos salinos profundos	2013
Boundary Dam	Canadá	Pós-combustão	1	EOR	2014
Agrium CO2 Capture	Canadá	Pré-combustão	0,6	EOR	2014
Kemper County IGCC project	E.U.A.	Pré-combustão	3,5	EOR	2014
Gorgon	Australia	Pré-combustão	3,4-4	Aquíferos salinos profundos	2015

A Figura 2.8 é ilustrativa da evolução dos projetos de CCS nos últimos 3 anos. Podemos constatar um aumento significativo do número de projetos que evoluem de fase, um sinal positivo quanto à progressão da investigação na área e na passagem à atividade prática.



**Figura 2.8 - Número de projetos de CCS de larga escala pelo estado de evolução e por ano** (Global CCS Institute, 2011a)

Embora o armazenamento geológico de CO<sub>2</sub> seja efetuado em grande escala em projetos associados com a exploração de hidrocarbonetos, casos de Sleipner e Snøhvit na Noruega, In Salah na Argélia e Weyburn, Canadá, ainda não existe nenhum projeto envolvendo a cadeia completa da tecnologia: captura, transporte e sequestro de CO<sub>2</sub> em centrais termelétricas.

O projeto Sleipner foi o pioneiro com o objetivo central de armazenamento de CO<sub>2</sub> (condicionado pelo imposto sobre o carbono do governo da Noruega), iniciando em 1996 a injeção de CO<sub>2</sub> num aquífero salino a cerca de 800m abaixo do leito marinho. O CO<sub>2</sub> que é injetado é proveniente da exploração de gás natural, são injetados cerca de 1Mton CO<sub>2</sub>/ano. (Bachu, 2008)

Na Argélia existe outro grande projeto de carácter comercial que se também resulta da injeção do CO<sub>2</sub> resultante da exploração do gás natural. A instalação completa (captura, transporte e armazenamento) tornou-se operacional em 2004 e atualmente injeta 1 milhão de toneladas por ano de CO<sub>2</sub>. (Global CCS Institute, 2011b)

O mais recente projeto de larga escala é também na Noruega, no Mar do Norte, denominado de Snøhvit. O dióxido de carbono é removido do gás natural produzido e canalizado por 154 km de volta ao campo para injeção. Cerca de 0,7 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> por ano têm sido injetadas com segurança e armazenados no arenito Tubåen (cerca de 2600 metros abaixo do fundo do mar e cerca de 45-75 metros de espessura) desde Abril de 2008. (Global CCS Institute, 2011b)

A Figura 2.9 apresenta os projetos ativos e planeados em todo o mundo em 2010.

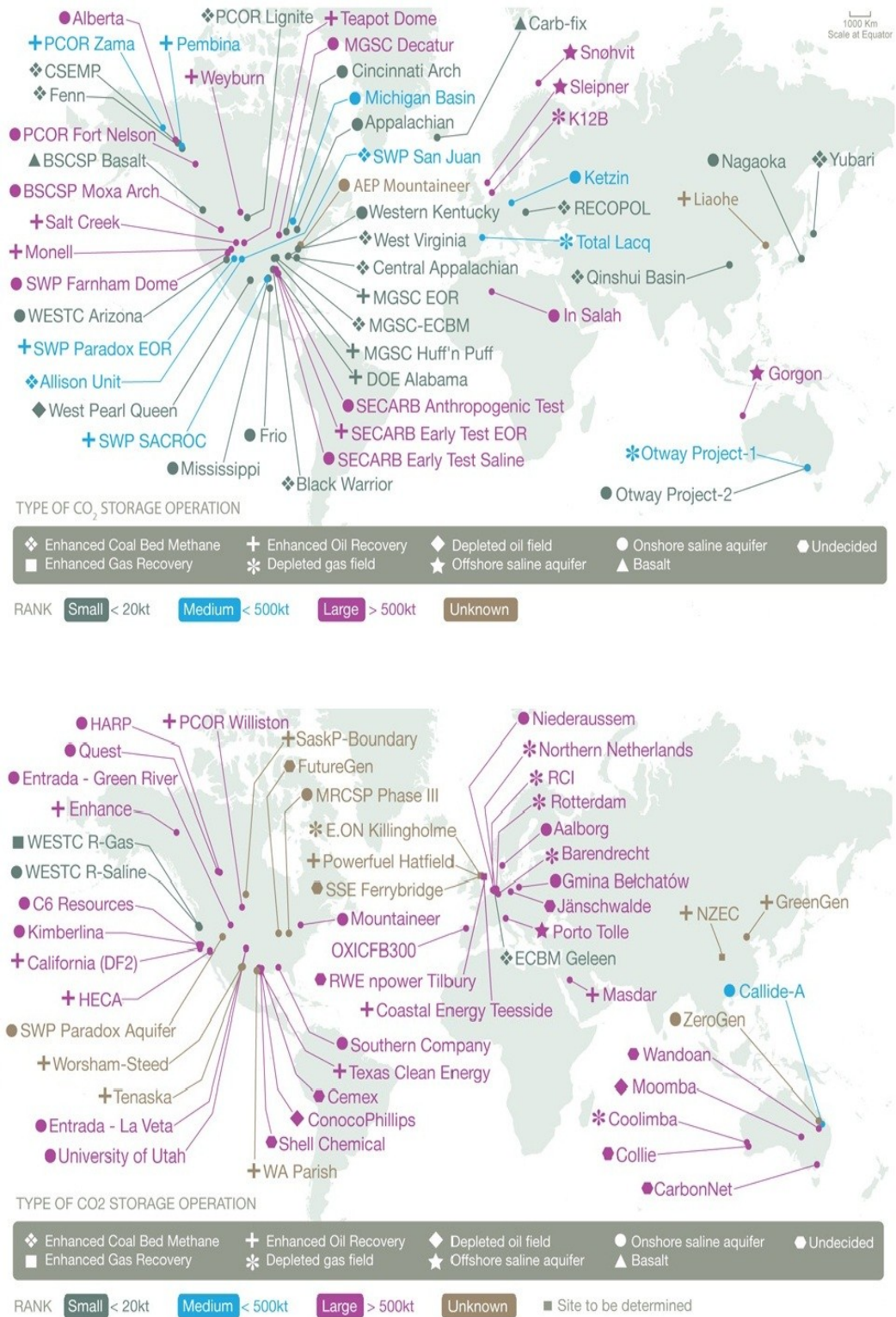


Figura 2.9 - Mapa com projetos ativos e planejados no mundo, respectivamente. Imagens CO2CRC, 2010

## 2.7 Critérios de seleção de locais de armazenamento

Em geral, um local de armazenamento geológico deve ter uma adequada capacidade de armazenamento e de injeção, um *caprock* com elevada capacidade selante e estar num ambiente geológico estável de modo a não comprometer a integridade do local de armazenamento (IPCC, 2005).

As regiões sedimentares são as de maior potencial para armazenamento de CO<sub>2</sub>, Bachu (2003) desenvolveu uma metodologia de seleção das bacias para armazenamento geológico, que é apresentado na tabela 2.2 . Nesta tabela, para cada critério, as classes estão ordenadas da menos favorável para a mais favorável, da esquerda para a direita, respetivamente. Os critérios referem-se tanto à segurança da contenção, como ao volume de armazenamento prático, ou à viabilidade económica e técnica.

**Tabela 2.2 - Critérios para avaliação de bacias sedimentares para armazenamento geológico (adaptada de (Bachu, 2003; CO2CRC, 2008)**

		Aumento da capacidade de armazenamento de CO <sub>2</sub>				
		Classes				
		1	2	3	4	5
1	Ambiente tectónico	Subducção	Rifte; Falhas transformantes	Plataforma continental	Margem passiva	Cratónico
2	Tamanho	Pequeno	Médio	Grande	Gigante	
3	Profundidade	Superficial (<300m)	Pouco profundo (300-800m)		Profundo (>3500m)	Intermédio (800-3500m)
4	Geologia	Extensamente fraturada e com falhas		Moderadamente fraturada e com falhas		Falhas e faturas limitadas, xistosidade intensa
5	Hidrogeologia	Superficial, sistemas de fluxo curto		Sistema de fluxo intermédio		Regional, fluxo de longo alcance; fluxo de erosão ou topográfico
6	Geotermia	Bacia quente (>40°C/Km)		Moderada (30-40°C/Km)		Bacia fria (<30°C/Km)
7	Potencial de hidrocarbonetos	Nenhum	Pequeno	Médio	Grande	Gigante
8	Maturidade	Desconhecido	Exploração	Desenvolvimento	Madura	Super madura
9	Camadas de carvão	Inexistente	Muito Superficial (<300m)		Profundo (<800m)	Superficial (300-800m)
10	Evaporitos	Inexistente		Domos		Camadas
11	<i>Onshore/offshore</i>	<i>Offshore</i> profundo		<i>Offshore</i> superficial		<i>Onshore</i>
12	Clima	Ártico	Subártico	Desértico	Tropical	Temperado
13	Acessibilidade	Inacessível	Difícil		Aceitável	Fácil
14	Infraestruturas	Inexistentes	Mínimas		Moderadas	Extensas
15	Fontes de CO <sub>2</sub>	Inexistentes		Algumas	Moderadas	Muitas



A utilização desta tabela, permite a elaboração de uma hierarquização de locais para que se possa fazer a melhor escolha. Bachu (2003) estabeleceu uma fórmula de cálculo, atribuindo valores ponderados a cada um dos critérios, mas para além desta forma quantitativa existe a possibilidade de se estabelecer relações qualitativas entre os locais. Os critérios apresentados interferem na seleção do local, individualmente ou combinados com outros fatores. Seguidamente explica-se mais detalhadamente a sua importância no contexto do armazenamento de CO<sub>2</sub>.

- **Ambiente tectónico** - Um dos aspetos gerais que se pretende com a procura de um local é que este esteja num ambiente geológico relativamente estável, de modo a garantir que não existirá risco de fuga do CO<sub>2</sub>. Ligada aos ambientes tectónicos apresentados na tabela estão associados vários níveis de intensidade da sismicidade. A sismicidade é pois um critério que deve ser intensa e pormenorizadamente estudado em qualquer bacia para que se evite armazenar CO<sub>2</sub> em locais onde poderão ocorrer grandes sismos e consequentemente o CO<sub>2</sub> ser libertado repentinamente ou encontrar formas de fuga continua (Bachu, 2003). Tipicamente, com maior atividade tectónica no globo são as zonas de colisão entre placas, zonas de subducção. Locais de colisão de placas continentais, zonas rifte e falhas transformantes, estão também associados a uma intensa atividade sísmica. Em contrapartida as zonas cratónicas e as margens passivas, como as bacias do Atlântico norte, são zonas de menor atividade tectónica, pelo menos a uma escala global, logo com menor intensidade sísmica associada a esses fenómenos (Bachu, 2003). Apesar dos locais sísmicamente ativos não serem indicados para o armazenamento de CO<sub>2</sub> sabe-se que em alguns destes locais existem reservas de petróleo, pelo que em princípio também será viável o armazenamento do dióxido de carbono. Assim sendo, é necessário um estudo exaustivo antes de excluir as áreas de maior sismicidade.
- **Volume e Profundidade** - O volume e a profundidade da bacia refletem o potencial de armazenamento do CO<sub>2</sub>. Quanto maior for a bacia, mais extensa lateralmente for a combinação entre a formação reservatório e selante, maior será o volume disponível para armazenamento. A profundidade está diretamente relacionada com o volume armazenável, uma vez que, à medida que a profundidade aumenta diminui os espaços vazios e consequentemente o volume poroso. A profundidade interfere ainda nos custos económicos e na viabilidade técnica, pois a necessidade de perfurar e injetar até grandes

profundidades pode inviabilizar um projeto. As profundidades indicadas são entre os 800 e os 3500m. A partir dos 800m, globalmente, aceita-se que o CO<sub>2</sub> atinge o estado supercrítico, podendo ser armazenado maior volume no mesmo espaço, devido ao aumento de densidade. A maior profundidade, para além do aumento de custos, há uma redução na permeabilidade e correspondente capacidade de injeção (Bachu, 2003; CO2CRC, 2008).

- **Geologia** - Dentro do critério geologia podem-se analisar vários pontos; litologia da bacia, que nos permite saber à partida as características da formação e se existe um bom par reservatório – selante. A formação reservatório deve ter as características de um bom aquífero e ser porosa e permeável, ao contrário da formação selante que deve ter características impermeáveis e selar quaisquer falhas ou fissuras que possam atravessar a formação para não comprometer a contenção do CO<sub>2</sub>. Importa também avaliar a intensidade das falhas existentes e das faturas da rocha. Para além de serem potenciais meios de fuga do CO<sub>2</sub>, as falhas e faturas podem interferir com a permeabilidade e capacidade de injeção da formação reservatório. Caso as falhas estejam seladas vão diminuir o volume total de armazenamento pois irá compartimentar o reservatório e implicar mais furos de injeção.
- **Hidrogeologia** - A hidrogeologia descreve o sistema de fluxo subterrâneo natural, e portanto, o potencial para aprisionamento hidrodinâmico na bacia. As armadilhas hidrodinâmicas são profundas e lateralmente extensas, dependendo do tempo de permanência (que podem atingir milhares de anos), de modo a imobilizar a fase livre do CO<sub>2</sub>. Longos tempos de permanência dependem de taxas de fluxo lentas e/ou de longos percursos de escoamento. Um sistema de fluxo curto, superficial, não atende aos requisitos geológicos para manter o CO<sub>2</sub> no estado supercrítico e não permite tempo de residência para imobilizar o CO<sub>2</sub>. As condições hidrogeológicas mais adequadas consistem então num aquífero profundo, confinado, com permeabilidade suficiente para a injeção, mas uma taxa de fluxo relativamente lenta, tanto para o aprisionamento da fase livre como da fase dissolvida do dióxido de carbono.
- **Geotermia** - As condições geotérmicas de uma bacia sedimentar interferem no volume de armazenamento, pois a densidade do CO<sub>2</sub> varia com a temperatura. Assim, com temperaturas mais baixas a densidade é maior e é possível armazenar um maior volume

de CO<sub>2</sub> no mesmo volume de rocha (Bachu, 2003). A temperatura no interior das formações é dependente do gradiente geotérmico *in situ* e da temperatura da superfície (variável ao longo do ano).

- **Potencial de hidrocarbonetos** - O potencial de uma rocha para conter hidrocarbonetos fornece também o potencial da mesma para ser um local de armazenamento de CO<sub>2</sub>. No entanto, é necessário ter em conta o impacto que o armazenamento de CO<sub>2</sub> pode causar na exploração petrolífera, pois o armazenamento de CO<sub>2</sub> implicaria que não seria possível o incremento de exploração em condições normais.
- **Maturidade** - A maturidade refere-se ao grau de estudo de uma bacia pela indústria de exploração de hidrocarbonetos. Numa bacia que esteja numa fase já madura é mais provável a existência de um maior número de dados, assim como de áreas em que as armadilhas dos hidrocarbonetos garantam a contenção do CO<sub>2</sub>. Para além disso as zonas maduras têm uma maior probabilidade de já terem sido exploradas e assim a existência de infraestruturas e acessos para o local (Bachu, 2003).
- **Evaporitos** - Geralmente, a presença de evaporitos indica que poderemos estar presente de um bom *caprock* ou selante, devido às propriedades impermeáveis, principalmente se ocorrerem em camadas contínuas, providenciando uma contenção segura do CO<sub>2</sub>.
- **Camadas de carvão** - Camadas de carvão, funcionam também como potenciais reservatórios. A grande profundidade deixa de ser viável, pois a permeabilidade é reduzida e a profundidades menores que a 300m não é aconselhável. O CO<sub>2</sub> é adsorvido pelos micróporos no estado gasoso, por isso difere das outras bacias a nível dos valores de profundidade. Este critério não foi considerado no KTEJO, pois as camadas de carvão não foram encaradas como alvo de estudo.
- **Onshore/offshore** - A localização do ponto de injeção é muito importante, especialmente do ponto de vista económico. É de fácil perceção que *onshore*, onde existem mais fontes de CO<sub>2</sub>, é mais barato o seu armazenamento do que ter de o transportar para furos *offshore* (Bachu, 2003).
- **Clima, acessibilidade, infraestruturas e fontes de CO<sub>2</sub>** - O clima afeta as temperaturas de superfície que interferem nas condições geotérmicas, para além de ter impacto no

desenvolvimento dos sistemas de implementação da injeção de CO<sub>2</sub>, dado que as regiões desérticas ou árticas são de muito mais difícil desenvolvimento que numa região temperada. A acessibilidade aos locais escolhidos e a existência de infraestruturas também condiciona os projetos de forma económica, sendo preferenciais as regiões de fácil acesso e com infraestruturas. Finalmente, importa referir que a existência de fontes de CO<sub>2</sub> é outro fator preponderante para que um projeto seja economicamente viável por diminuir os custos de transporte.

Os parâmetros apresentados são de carácter qualitativo e servem de guia para grande parte do estudo e avaliação dos locais. Após essa avaliação preliminar torna-se necessária uma caracterização quantitativa de certos parâmetros geológicos, com especial atenção para os valores de porosidade, permeabilidade e salinidade (Tabela 2.3).

**Tabela 2.3 - Principais indicadores geológicos para adequação local de armazenamento.** (Chadwick et al., 2008)

	<b>Indicadores positivos</b>	<b>Indicadores alarmantes</b>
<b>Eficácia do reservatório</b>		
Capacidade de armazenamento estático	Capacidade de armazenamento estimada muito superior ao total de CO <sub>2</sub> a ser injetado	Capacidade de armazenamento estimada semelhante ao total de CO <sub>2</sub> a ser injetado
Capacidade de armazenamento dinâmico	Pressões de injeção induzida previstas abaixo do nível causador de dano geomecânico ao reservatório ou caprock	Pressões de injeção induzidas próximas dos limites de instabilidade geomecânicas
<b>Propriedades do reservatório</b>		
Profundidade	>1000 m < 2500 m	< 800 m > 2500 m
Espessura	> 50 m	< 20 m
Porosidade	> 20%	< 10%
Permeabilidade	> 500 mD	< 200 mD
Salinidade	> 100 gl <sup>-1</sup>	< 30 gl <sup>-1</sup>
Estratigrafia	Uniforme	Variações laterais e conectividade das faces do reservatório complexas
<b>Eficácia da caprock</b>		
Continuidade lateral	Estratigrafia uniforme, com pequenas ou nenhuma falhas	Variações laterais, falhas médias a grandes.
Espessura	> 100 m	< 20 m
Pressão intracapilar	Muito maior que o máximo previsto para o aumento da pressão injeção induzida	Semelhante ao máximo previsto para o aumento da pressão injeção induzida

### 2.7.1 Níveis de seleção de locais de armazenamento

Para a seleção de um local de armazenamento de volumes significativos de CO<sub>2</sub> é necessária uma avaliação geológica, progressivamente mais detalhada. A identificação dos locais de armazenamento é feita a diferentes níveis, começando com uma escala regional até chegar a uma caracterização detalhada do local de armazenamento. O progressivo aumento do detalhe na identificação e caracterização dos locais de armazenamento reduz as incertezas, mas reduz também, normalmente, as estimativas de capacidade de armazenamento (Figura 2.10).

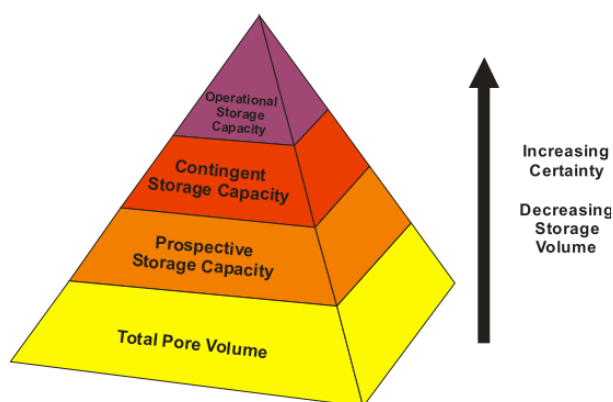


Figura 2.10 - Pirâmide de capacidade de armazenamento de CO<sub>2</sub> em função da certeza da informação. (CO2CRC, 2008)

Podemos dividir os níveis de busca dos locais de armazenamento por triagem: i) à escala do país/estado (designado geralmente por *site screening*); ii) avaliação à escala da bacia; iii) caracterização do local; iv) implementação do sistema de armazenamento. Dependendo da escala do estudo é avaliado critérios diferentes, e será necessário progressivamente um maior número de informação, de trabalhos, tempo e conseqüente aumento dos custos.

Para que estes resultados sejam compilados é necessário recorrer a uma grande quantidade de informação geológica sobre o local, que também varia dependendo da escala estudada. Na Tabela 2.4 é apresentado um resumo com as principais informações necessárias para os estudos, algumas requeridas e outras aconselháveis, permitindo uma melhor análise de cada caso (CO2CRC, 2008). Efetivamente nem sempre existe a informação requerida e não é possível obtê-la nas primeiras fases dos projetos.

**Tabela 2.4 - Sumário da principal informação necessária, requerida e aconselhável, para os vários níveis de identificação e avaliação dos locais de armazenamento e volume de armazenamento de CO<sub>2</sub> (adaptado de CO2CRC 2008).**

Informação necessária		Escala país;	Escala da bacia	Caracterização do local	Fase de implantação
Mapas	Geologia regional	✓✓	✓✓	✓	
	Geologia detalhada/local		✓	✓✓	✓✓
	Geometria do reservatório		✓	✓✓	✓✓
	Qualidade do reservatório		✓	✓✓	✓✓
	Falhas	✓	✓	✓✓	✓✓
	Sismicidade	✓	✓	✓✓	✓✓
	Hidrogeologia	✓	✓	✓✓	✓✓
	Infraestruturas de superfície	✓	✓	✓✓	✓✓
	Topografia	✓	✓	✓✓	✓✓
Sísmica	2D	✓	✓✓	✓✓	
	3D	✓	✓✓	✓✓	✓✓
Diagrafias	Raio gama		✓	✓✓	✓✓
	Porosidade		✓	✓✓	✓✓
	Permeabilidade		✓	✓✓	✓✓
	Sónico			✓✓	✓✓
	Densidade			✓✓	✓✓
	Imagem	✓	✓✓	✓✓	✓✓
Carotes	Porosidade	✓	✓✓	✓✓	✓✓
	Permeabilidade	✓	✓	✓✓	✓✓
Análises especiais a carotes	Rácio de permeabilidade vertical/horizontal			✓✓	✓✓
	Permeabilidade relativa		✓	✓✓	✓✓
	Pressão capilar por injeção de mercúrio		✓	✓✓	✓✓
	Mineralogia		✓	✓✓	✓✓
	Resistência da rocha		✓	✓✓	✓✓
História do Subsolo	Produção de petróleo/gás		✓	✓✓	✓✓
	Condições CSM do reservatório		✓	✓✓	✓✓
	Química da água		✓	✓✓	✓✓
Pressão intersticial	Repetir testes da formação drill stem test		✓	✓✓	✓✓
	Propriedade do fluido		✓	✓✓	✓✓
	Leak-off tests; formation integrity tests		✓	✓✓	✓✓
Caracterização do reservatório	Sequência estratigráfica	✓	✓	✓✓	✓✓
	História/modelo regional da tectónica	✓✓	✓✓	✓	
	Análise de tensões regionais	✓	✓✓	✓	
	Bioestratigrafia	✓	✓	✓✓	✓✓
	Modelos estáticos		✓	✓✓	✓✓
	Modelos dinâmicos			✓✓	✓✓
Economia				✓✓	✓✓
Quadro regulamentar				✓✓	✓✓

✓✓ = requerida; ✓ = aconselhável

## 2.8 Metodologias de quantificação da capacidade de armazenamento

Entre os fatores de viabilização do armazenamento de CO<sub>2</sub> assume particular relevância a avaliação dos volumes que é possível armazenar, isto é, a quantificação da capacidade de armazenamento.

Existem fórmulas de cálculo da capacidade de armazenamento apresentadas por diferentes autores que variam, por exemplo, na diferenciação entre os coeficientes de eficiência teórica e efetiva. Nesta dissertação foi utilizada a metodologia preconizada no projeto EUGeoCapacity (2009). A fórmula é baseada na capacidade de armazenamento através dos espaços vazios entre poros e na espessura e área do reservatório, que permitem o cálculo do volume poroso disponível.

Esta fórmula é utilizada para a estimativa da capacidade de armazenamento em aquíferos salinos:

$$M_{CO_2} = A \times h \times NG \times \phi \times \rho_{CO_2r} \times S_{eff}$$

em que:

$M_{CO_2}$  - Capacidade de armazenamento

A - Área da zona selecionada

h - Espessura do reservatório

NG - *Net to gross ratio*

$\phi$  - Porosidade

$\rho_{CO_2r}$  - Densidade do CO<sub>2</sub>

$S_{eff}$  - Fator de eficiência

O *Net to gross ratio*, é um parâmetro específico de cada local, dependendo muito das variações geológicas locais e não é necessariamente nem bem conhecido nem igualmente distribuído por uma região. Pode não ser significativo para estabelecer um valor médio para um aquífero regional baseado em poucas observações. Se a informação disponível é limitada é sugerido pelo projeto Geocapacity um valor de 0,25 (GeoCapacity Consortium, 2009).

A densidade do CO<sub>2</sub> varia com a pressão e temperatura do reservatório. A Figura 2.11 apresenta um gráfico exemplificativo da variação da densidade em função da pressão e temperatura, consequência do aumento de profundidade.

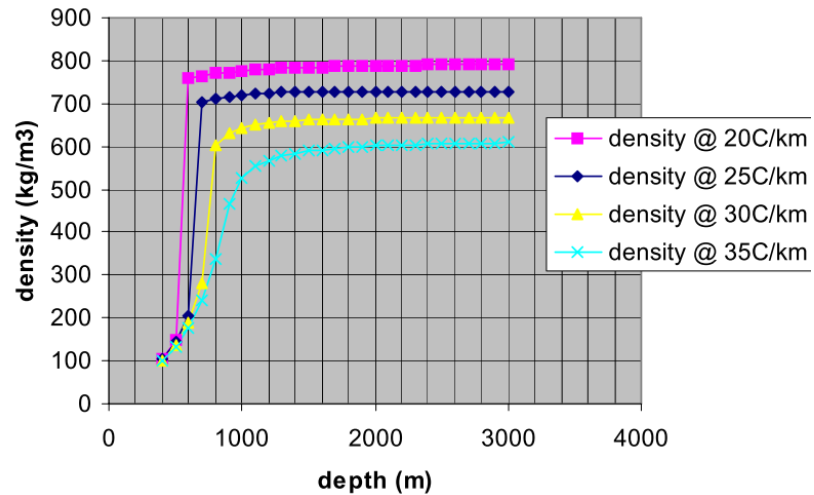


Figura 2.11 – Variação da densidade do CO<sub>2</sub> com a pressão hidrostática e gradientes geotérmicos típicos.  
(GeoCapacity Consortium, 2009)

O GeoCapacity (2009) sugere a utilização de um fator de eficiência de armazenamento de 2% para a maior parte dos aquíferos regionais, com base no trabalho efetuado pelo DOE (Department of Energy) dos E.U.A.. Em Frailey (2007), as simulações de Monte Carlo resultaram num fator de eficiência de armazenamento para um aquífero regional entre 1 e 4%.



### 3 Identificação de locais de armazenamento na Bacia Lusitaniana

Este trabalho tem por objetivo central a identificação de locais de armazenamento na Bacia Lusitaniana, no âmbito do projeto KTEJO, que procurava beneficiar a Central Termoelétrica do Pego com a identificação de potenciais reservatórios de CO<sub>2</sub>. A Bacia Lusitaniana pela sua constituição sedimentar, com formações que em profundidade se apresentam como bons aquíferos e pela proximidade à central (cerca de 20Km do bordo oriental da Bacia) constituiu a zona de estudo.

#### 3.1 Enquadramento geológico e geográfico da Bacia Lusitaniana

A Bacia Lusitaniana está localizada na orla Oeste de Portugal continental, uma das áreas mais densamente povoada, abrangendo os distritos de Lisboa, Santarém, Leiria, Coimbra e Aveiro.

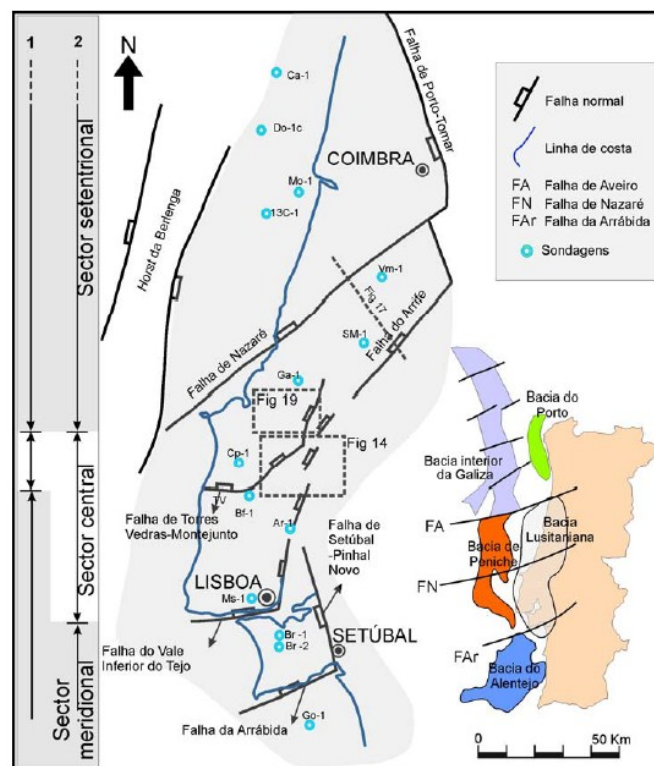


Figura 3.1 - Enquadramento geográfico e tectónico da Bacia Lusitaniana e de outras bacias da Margem Ocidental Ibérica. Definição de sectores e localização de perfis representados noutras figuras. Sondagens: Ca - Carapau, Do - Dourada, Mo - Moreia, Vm - Vermoil, Sm - S. Mamede, Ga - Gaiteiros, Cp - Campelos, Ar - Arruda, Ms - Monsanto, Br - Barreiro, Go – Golfinho (Kullberg et al., 2006).

A bacia ocupa mais de 20 000 km<sup>2</sup> na parte central da margem ocidental ibérica, alongando-se por cerca de 200Km segundo a direção aproximada NNW-SSE e por mais de 100Km na direção perpendicular. Encontra-se cerca de 2/3 aflorante na área continental emersa e a restante área está imersa na plataforma continental. Por ter uma grande área emersa, tem sido alvo de vários estudos, inclusive ligados à prospeção petrolífera, tendo por isso sido efetuadas várias campanhas de prospeção com perfis sísmicos e sondagens (Kullberg et al., 2006; Rasmussen, 1998).

Durante a abertura do Atlântico Norte, fragmentação da Pangeia, mais propriamente, durante o ciclo alpino (Meso-Cenozoico), a deposição de sedimentos deu origem à bacia sedimentar Lusitaniana. A bacia desenvolveu-se num regime distensivo com episódios de *rifting*, por um período de 135 M.a. (Kullberg, 2000; Kullberg et al., 2006; Wilson, 1988).

Os sedimentos da bacia depositaram-se sobre o soco varisco do Maciço Hespérico, atingindo em alguns locais, uma espessura máxima estimada na ordem dos 5Km. A deposição sedimentar reflete, de certa forma, o ciclo geológico anterior, no que respeita essencialmente às faturas, pois os sedimentos ocuparam os blocos tectonicamente criados pelas fraturas.

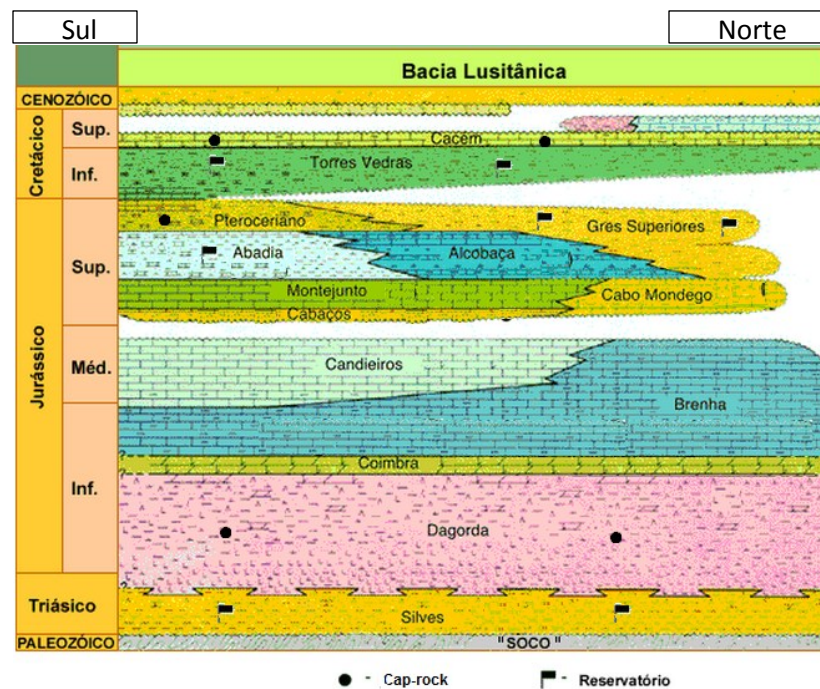


Figura 3.2 - Estratigrafia regional da bacia sedimentar Lusitaniana. (adaptada de DPEP - Divisão para a Pesquisa e Prospeção de Petróleos, 2011)

Na Figura 3.2 está representada a sequência sedimentar simplificada da bacia Lusitaniana. Da base para o topo encontram-se formações Mesozoicas datando desde do Triásico superior até ao Cretácico superior, sobrepostas por depósitos do Cenozoico (que não constituem objeto de estudo desta dissertação).

Assente no soco Paleozoico encontra-se a primeira formação sedimentar, o Grés de Silves, uma rocha avermelhada clástica silicatada resultante de depósitos em ambientes fluviais (Kullberg, 2000). Esta formação apresenta variações na sua composição a nível da homogeneidade dos grãos constituintes da rocha, podendo apresentar camadas de arenitos e outras mais conglomeráticas. Por ser uma formação sedimentar clástica é considerada como potencial reservatório para armazenamento, uma vez que na generalidade os arenitos têm elevada porosidade e permeabilidade. Esta formação é coberta por uma espessa camada de margas, gesso e sal, o que constitui a formação evaporítica da Dagorda (Kullberg, 2000). A deposição dos evaporitos, como consequência de invasões marítimas durante o Hetangiano, originou uma formação com boas características de formação selante, uma vez que se espera que a permeabilidade seja muito baixa.

O Jurássico é acentuadamente marcado pela tendência carbonatada; a formação de Coimbra é a marca desta tendência. Esta formação é constituída por dolomitos, calcários dolomíticos e calcários que refletem uma evolução em meio marinho, em vias de aprofundamento progressivo. Assentam nesta formação a Formação de Brenha, constituída por margas e calcários margosos passando depois a calcários compactos na formação de Candeeiros. A predominância dos calcários continua nas formações da Cabaços e Montejunto (Kullberg, 2000). Ainda no Jurássico superior é de notar a presença da Formação da Abadia, também indicada como potencial reservatório, uma vez que é constituída predominantemente por intercalações de arenitos grosseiros e por vezes conglomerados, com níveis margosos. Nesta Formação são raros os níveis calcários, por contraposição com a equivalente lateral, a Formação de Alcobaça, que apresenta maior percentagem de calcários em contrapartida aos níveis arenosos.

A formação do Grés Superior ou formação da Lourinhã é outra formação siliciclástica, composta por detritos costeiros de vertentes arenosas, apresentando assim características de reservatório. Estes depósitos variam consideravelmente de norte a sul, tanto em termos de litologia, com predominância de depósitos clásticos no norte, e em termos de espessura, que diminui para o sul.

Esta formação é coberta pela formação de Torres Vedras, uma formação do Cretácico Inferior que não oferece confinamento aos Grés Superiores, pois é também um reservatório, por ser composta principalmente de areias e conglomerados. A Formação de Torres Vedras ocorre com uma espessura de mais ou menos constante de 300m a 400m. O confinamento destes reservatórios é feito pela formação de Cacém, composta por margas e calcários do Cenomaniano.

Com a breve descrição das formações da bacia sedimentar é possível ter uma ideia dos seus constituintes, na base formações essencialmente detríticas, seguida de evaporitos e posteriormente as deposições carbonatadas. No topo da bacia afloram detritos recentes do Neogénico, depositados nas margens das linhas de água, como rio Tejo e Mondego.

### ***3.2 Metodologia de seleção de locais na Bacia Lusitaniana***

A metodologia aplicada neste trabalho foi de encontro aos critérios de identificação de locais apresentados por algumas equipas que desenvolvem trabalhos na área e teve em conta as condições locais e fase do projeto associado.

Este trabalho tem como base a análise dos diferentes componentes sobre a bacia que foram recolhidos. A metodologia baseou-se, numa primeira fase, na recolha bibliográfica de artigos científicos que caracterizassem a Bacia Lusitaniana. Estes artigos contêm informações de carácter geológico, estrutural, hidrogeológico e geofísico. Para além da informação bibliográfica, foram recolhidos e compilados elementos numa base de dados digital com informação relativa à área de estudo. Esses elementos são maioritariamente de carácter espacial.

Após a recolha dos dados, foi implementado um sistema de informação geográfica (SIG) com o recurso ao software ARCGIS, da ESRI. Esta constitui a principal ferramenta de análise para a identificação de locais de armazenamento, pois reúne toda a informação espacial (geologia, hidrogeologia, tectónica, etc.) relativa à zona de estudo. Esta ferramenta é de elevada importância no momento de hierarquização dos locais de armazenamento.

Todos os dados que fazem parte da base de dados foram colocados no SIG, de modo a permitir a sua edição e análise. Adicionalmente, o SIG permite produzir mapas com informação composta por vários elementos, possibilitando a análise da interação entre variáveis.

Após a elaboração dos mapas com as diferentes propriedades, geotérmicas, sísmicas, tectónicas, etc., estes foram analisados e seleccionados os locais com maior potencial para o armazenamento do CO<sub>2</sub>. A caracterização petrofísica foi efetuada através de ensaios em laboratório de amostras recolhidas nas formações aflorantes, foi efetuada para quantificar os valores de porosidade da formação reservatório.

Com os resultados dos dados analisados foram criados mapas em que se é possível um cálculo aproximado da capacidade de armazenamento, o que juntamente com a sua localização relativa a eventos sísmicos e tectónicos leva à hierarquização dos potenciais reservatórios.

A Figura 3.3 apresenta um fluxograma resumo da metodologia de trabalho na identificação dos locais de armazenamento geológico de CO<sub>2</sub>.

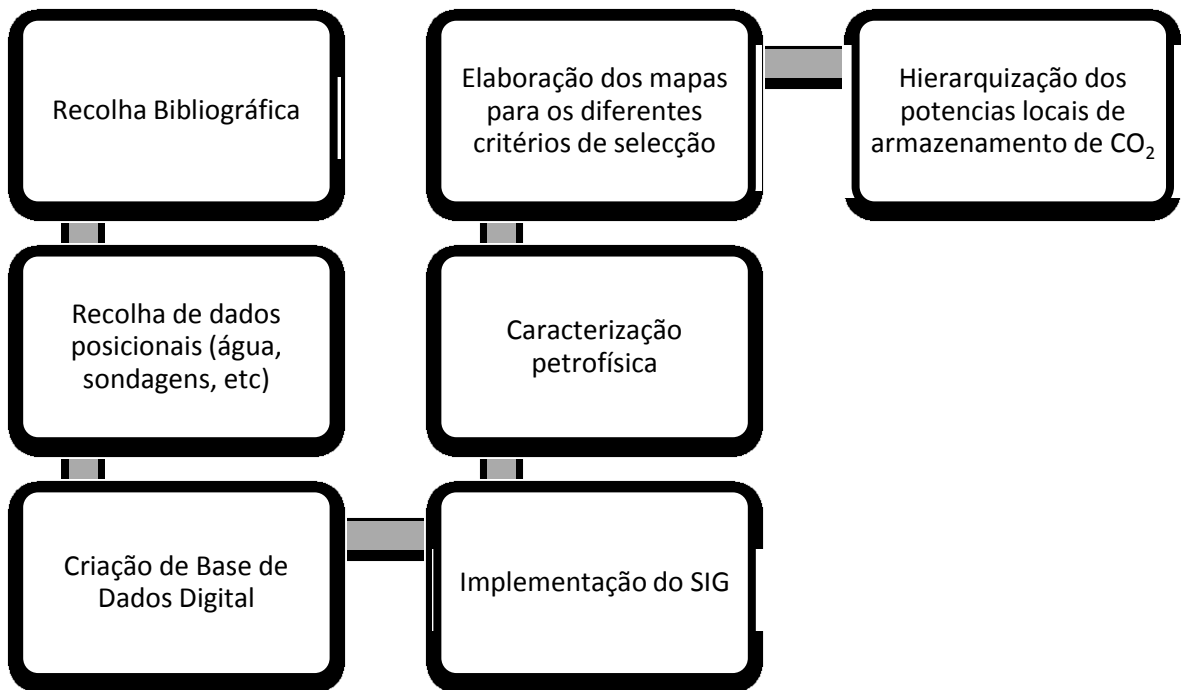


Figura 3.3 - Fluxograma representativo da metodologia utilizada na identificação dos locais de armazenamento de CO<sub>2</sub>.



## **4 Base de dados e SIG**

Os trabalhos de identificação dos potenciais locais de armazenamento requeriam a compilação de informações técnicas e científicas, de diversas especialidades. O manuseamento dessa informação implicou a criação de uma base de dados, e a sua implementação num sistema de informação geográfica (SIG) para permitir a visualização espacial dos elementos estudados na zona *onshore* da bacia Lusitaniana.

Numa fase inicial foi efetuada uma recolha bibliográfica de artigos científicos sobre a Bacia Lusitaniana. Estes artigos contêm informações de carácter geológico, estrutural, hidrogeológico e geofísico. Para implementação do SIG foram recolhidos dados que constituem agora a base de dados digital de informação relativa à área de estudo. Foram recolhidos dados, maioritariamente, de carácter posicional no *website* do Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG) e na base de dados online do Sistema Nacional de Informação de Recursos Hídricos (SNIRH/INAG). Na Divisão para a Pesquisa e Exploração de Petróleo (DPEP), da DGEG (Direção Geral de Energia e Geologia), foram recolhidos dados referentes à localização das sondagens petrolíferas de maiores profundidades e que se situam no raio de abrangência do estudo e informação relativa a ensaios realizados nesses mesmos furos. Foi ainda disponibilizada informação cartográfica resultante das campanhas de prospeção sísmica, realizadas também com o objetivo de prospeção de hidrocarbonetos.<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> Todos os mapas relevantes para o desenvolvimento deste trabalho, que são apresentados daqui em diante na dissertação estão compilados em formato digital num CD no final deste livro.

A Tabela 4.1 lista a informação recolhida e a respetiva fonte. Esta informação foi o ponto de partida para a implementação do SIG e posterior edição e análise dos dados.

**Tabela 4.1 - Listagem de dados recolhidos e respetiva fonte**

<b>Informação</b>	<b>Fonte</b>
Sondagens petrolíferas	DPEP
Recursos Geotérmicos	(LNEG, 2010)
Pontos de Água	(LNEG, 2010)
Ocorrências Geotérmicas	(LNEG, 2010)
Furos e pontos de água	(INAG, 1995)
Sismos 1961-2009	(Instituto de Meteorologia, 2008)
Sismos históricos	LNEC
Diagrafias em poços de petróleo	DPEP
Análises águas poços petróleo	DPEP
Ensaio realizados em poços petrolíferos	DPEP
Mapa geológico de Portugal 1/500 000	(Instituto Geológico e Mineiro, 1992)
Mapa da neotectónica de Portugal	(Cabral & Ribeiro, 1988)
Fontes emissoras de CO <sub>2</sub>	
Localização de perfis sísmicos de reflexão	DPEP
Listagem de sondagens com amostragem	(LNEG, 2010)
Mapas estruturais (campanhas sísmicas)	DPEP

#### **4.1 Sistema de informação geográfica (SIG)**

O Sistema de Informação Geográfica foi elaborado com recurso ao software ArcGis da ESRI. A ferramenta ArcInfo é o SIG mais completo disponível. Inclui todas as funcionalidades do ArcView e do ArcEditor e acrescenta avançadas análises espaciais, manipulação de dados e ferramentas de cartografia de topo.

Todos os dados que fazem parte da base de dados estão no SIG, colocados como *layers* de modo a permitir a sua edição e análise conjunta, bem como interpolações e cálculos de grandezas física. O SIG foi ainda utilizado para produzir mapas finais com informação composta por vários elementos.



Nos pontos seguintes apresentam-se os níveis de informação base que foram utilizados como critérios de seleção (ver secção 2.7). Alguns destes mapas não necessitaram de modificação para serem analisados e interpretados, outros pelo contrário, foram apenas a base para se construir imagens que permitissem analisar alguns dos critérios de seleção.

Muitos dos mapas produzidos resultam da utilização de uma das extensões do Arc Map, a *spatial analyst*. É possível realizar a interpolação de pontos para criar um ficheiro de imagem (*raster*), onde a cada pixel corresponde um valor. Existem vários métodos de interpolação, o método aqui utilizado foi *inverse distance weighted* (IDW), decisão tomada após testar os vários métodos de interpolação e concluir que este era o que mais se aproximava da realidade. Para além das interpolações foi muito utilizada a funcionalidade *raster calculator*, uma ferramenta de cálculo matricial de mapas, que permite fazer cálculos algébricos de mapas para obter determinada propriedade física em cada pixel da imagem resultante.

Na construção dos mapas finais optou-se por agrupar os valores dos *rasters* por classes de modo a permitir uma melhor leitura dos mapas. Dependendo da propriedade representada e da escala de valores, foram agrupados por classes diferentes, de modo a realçar valores importantes na análise dos mapas.

### 4.1.1 Geologia

O SIG utiliza como base de geologia da Bacia Lusitaniana a Carta Geológica de Portugal, na escala de 1/500 000 (Instituto Geológico e Mineiro, 1992)(Figura 4.1).

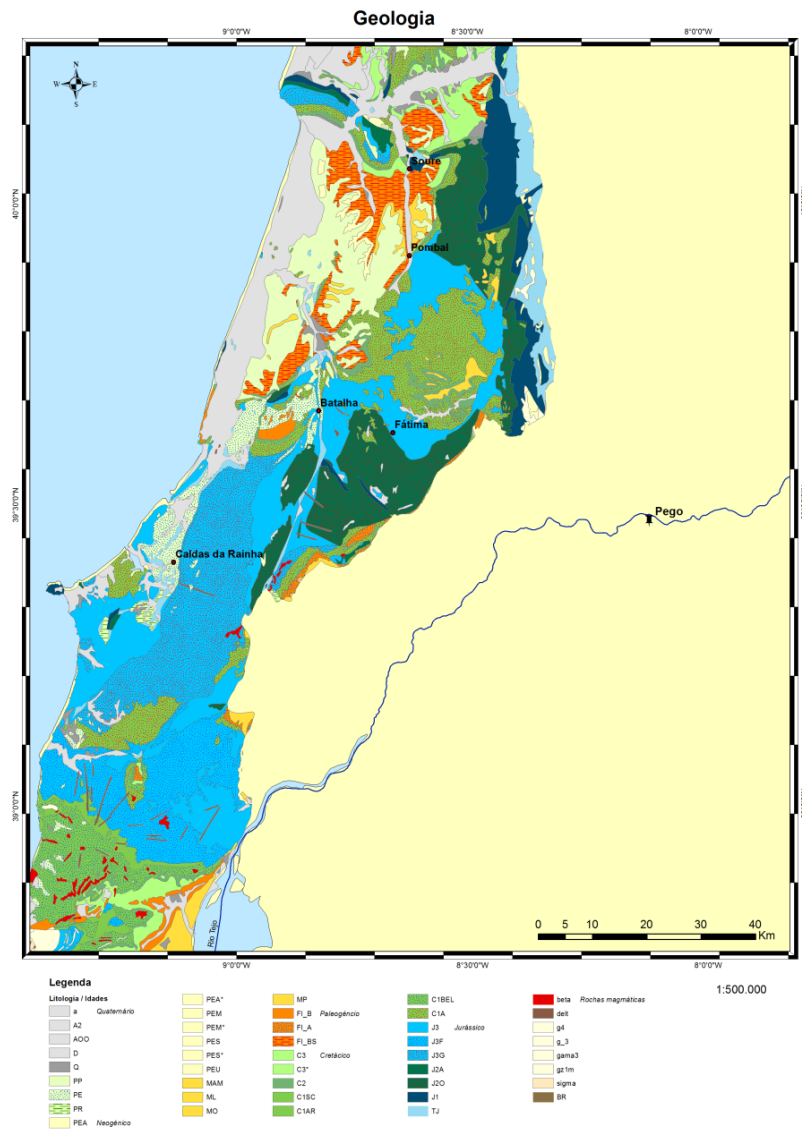


Figura 4.1 - Mapa Geológico da Bacia Lusitaniana (legenda : Anexo 5) (adaptada de (Instituto Geológico e Mineiro, 1992))

### **4.1.2 Profundidade**

A profundidade de armazenamento de CO<sub>2</sub> é um fator que é muito importante determinar. Com a profundidade variam a pressão e temperatura, que são responsáveis pela variação da densidade do dióxido de carbono e conseqüentemente do seu volume. Usualmente a profundidade onde é atingido o estado supercrítico é aos 800m, por este motivo a procura de reservatórios seria sempre abaixo dos 800m. Não se podem no entanto procurar profundidades infinitas uma vez que os custos de instalação/furação são muito acrescidos.

Para se determinar a profundidade das formações em estudo foram recolhidos dados no DPEP de campanhas de prospeção sísmica de reflexão. O método de sísmica de reflexão é muito usado na pesquisa de hidrocarbonetos. Este método consiste em provocar uma pequena detonação num determinado ponto e colocar recetores (geofones) de ondas em perfil. A onda provocada pela detonação é refletida nos diferentes horizontes e chega posteriormente aos recetores onde é registada. Sabendo a velocidade da onda e o tempo que demorou a percorrer é possível determinar a profundidade da estrutura encontrada, assim como distinguir vários níveis e tipos de material.

Os dados utilizados para a realização deste trabalho (Mohave O&G, 1996), foram recolhidos já interpolados como mapas de profundidades para os diferentes horizontes. Para além da interpolação conter as profundidades dos horizontes, continha também o sistema de fracturação que foi possível detetar com a sísmica. Foram ainda recolhidos também os mapas provenientes do projeto MILUPOBAS (Lomholt et al., 1996). Estes mapas distinguiam os diferentes horizontes, uns apresentados já interpolados em profundidades e outros em tempos. Os mapas que estavam em tempos foram convertidos para mapas de profundidade utilizando as velocidades de propagação das ondas nos diferentes horizontes. Nesta dissertação apresentam-se os mapas utilizados, os do relatório da Mohave O&G, uma vez que eram mais recentes e cobriam a área de estudo, sendo assim dados mais reais que possíveis interpolações dos dados do projeto MILUPOBAS.

Os mapas foram convertidos para formato vetorial (*shapefile*) e posteriormente para formato *raster* para que se pudesse proceder a interpolação das isolinhas de profundidade (Figura 4.2).

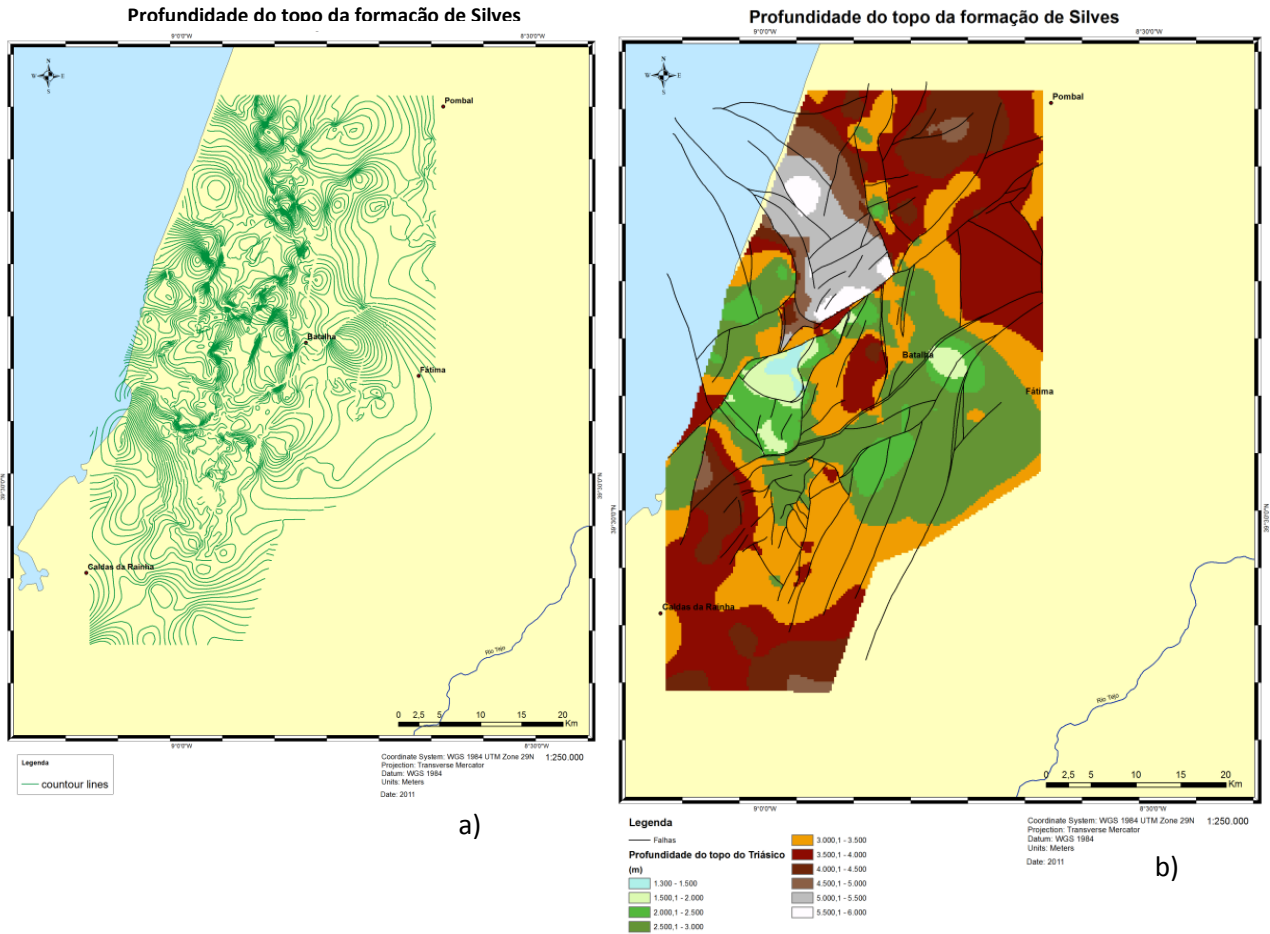


Figura 4.2 - a) Mapa de isolinhas de profundidade em formato vetorial. b) Mapa de profundidade em formato *raster*, após interpolação.

Para determinação do volume dos locais de armazenamento é necessária a determinação da espessura das áreas selecionadas (Figura 4.3).

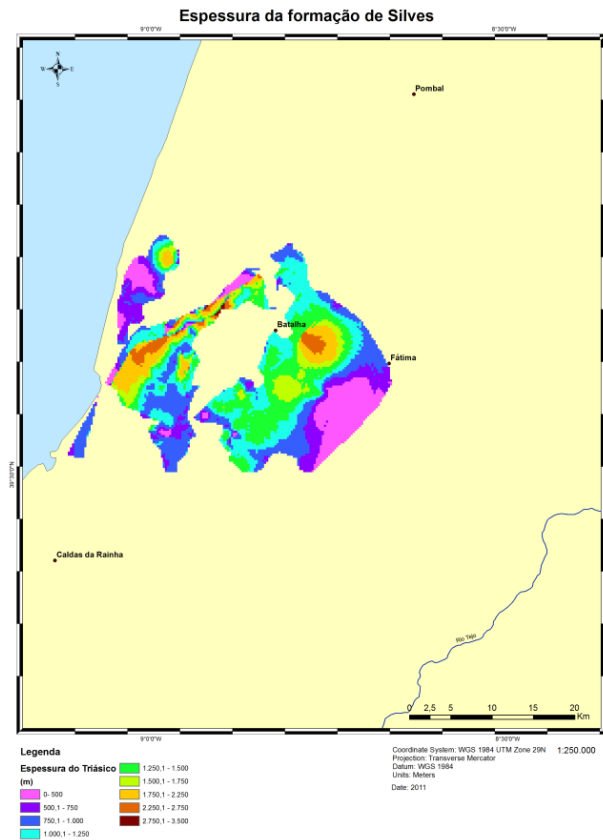


Figura 4.3 - Espessura calculada para a formação de Silves nas áreas selecionadas.

A espessura foi calculada por uma subtração entre profundidades de horizontes, ou seja, para se obter a espessura da formação de Silves foi subtraída a profundidade da formação da Dagorda pela profundidade do soco.

### 4.1.3 Sondagens de prospeção petrolífera

A informação cedida pela DPEP referente às sondagens de prospeção petrolífera é de grande importância para o trabalho. Os dados da sequência estratigráfica estabelecida pelos logs das sondagens permitem a criação de uma sequência comprovada e uma aproximação de como se comportam lateralmente as formações, ou seja, a estrutura geológica.

Nas sondagens de prospeção são frequentemente realizados ensaios geofísicos, denominados diagrfias, que permitem obter valores para determinadas características das formações, como as porosidades, salinidade e temperatura da formação.

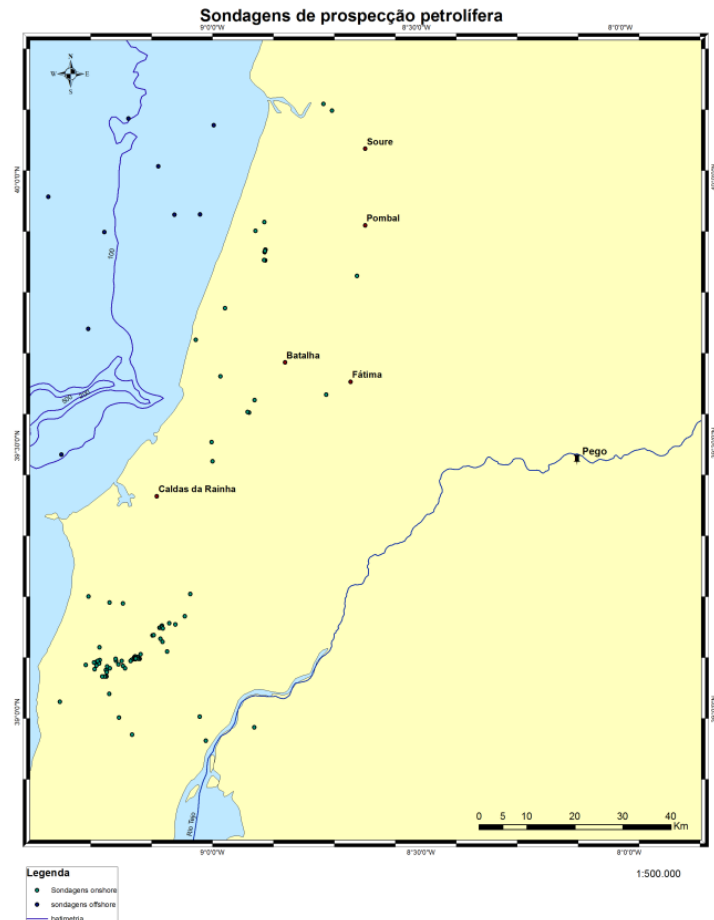


Figura 4.4 - Localização das sondagens de prospeção petrolífera *onshore* e *offshore*

A localização das sondagens (Figura 4.4) é importante, pois estabelece uma correspondência espacial com os dados dos ensaios e dos *logs*. Outro aspeto importante numa fase final é indicar quais as infraestruturas existentes para uma possível utilização futura, tanto para ensaios como possíveis pontos de injeção.

#### 4.1.4 Gradiente Geotérmico

A determinação do gradiente geotérmico é necessária para determinar a evolução das temperaturas em profundidade. Segundo Bachu (2003) o CO<sub>2</sub> deve ser armazenado em estado supercrítico (ver secção 2.5), a profundidade a que se obtém este estado varia de bacia para bacia,

pois é função da pressão e temperatura. Diferentes regiões do globo têm diferentes gradientes geotérmicos pela sua localização a nível de placas tectónicas.

Foi criado um mapas de gradiente geotérmico, a partir da interpolação de valores do gradiente geotérmico. Estes valores foram obtidos de interpolação linear entre a temperatura de fundo de furo (*bottom hole temperature* - BHT) medida em sondagens profundas e a temperatura à superfície, obtendo-se o gradiente geotérmico (Bernardes, 2010). A interpolação foi feita utilizando os dados já existentes de furos de prospeção petrolífera e mineira, para todo o continente e utilizando os dados dos furos *offshore* mais próximos do bordo da bacia Lusitaniana.

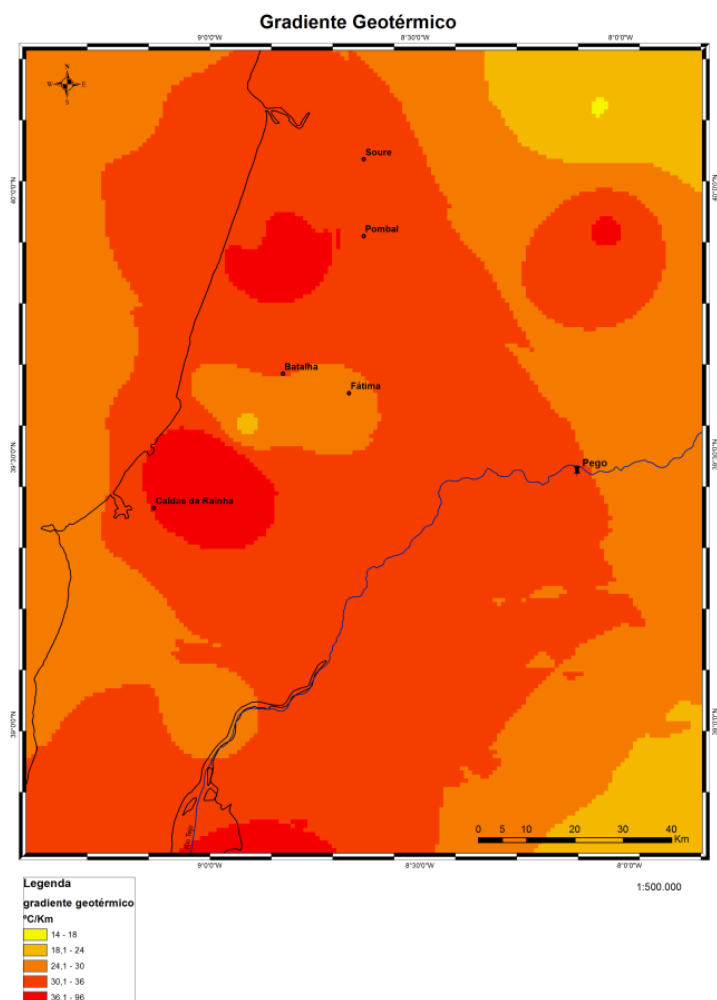


Figura 4.5 - Pormenor do mapa do cálculo do gradiente geotérmico (°C/Km), na zona de estudo.

O gradiente geotérmico (Figura 4.5) é um dado necessário para o cálculo da temperatura do local de armazenamento, sendo este um dado importante no cálculo da capacidade de armazenamento.

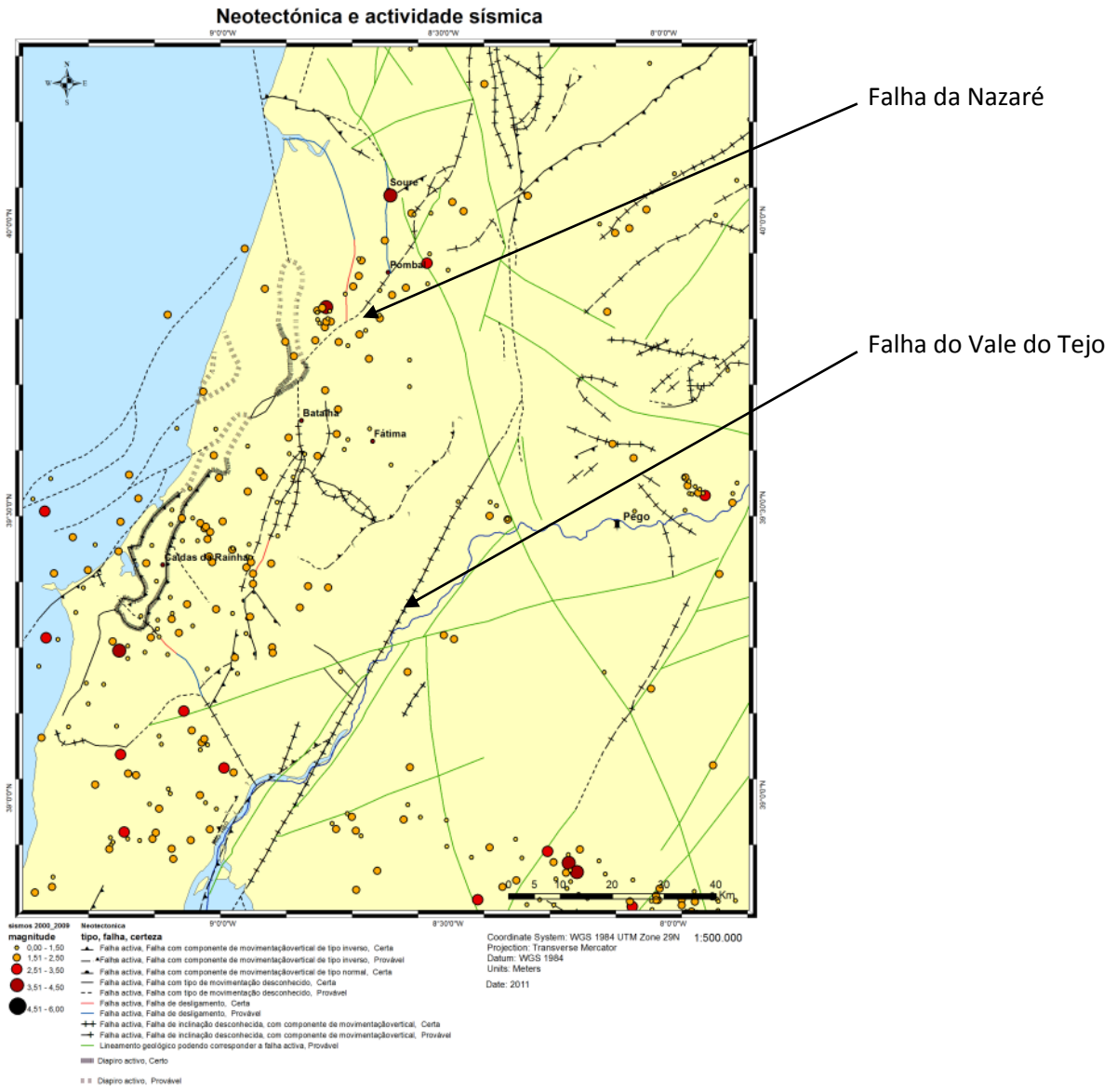
#### ***4.1.5 Neotectónica e atividade sísmica***

Sabendo-se à partida que a área de estudo possui algum risco sísmico (M. Bezzeghoud & Borges, 2003), é necessário um estudo de caracterização neotectónica e atividade sísmica. Esta análise é fundamental para se perceber quais os locais mais estáveis. É importante que os locais escolhidos sejam locais estáveis para evitar que um movimento de falha ou o movimento do terreno devido a sismos possa causar a fuga do CO<sub>2</sub> do reservatório, assim como a destruição das infraestruturas de injeção e de superfície.

Foram combinadas as informações de dois níveis diferentes, a sismicidade e neotectónica. Os dados de sismicidade que foram recolhidos datam de 1969 a 2009, que contem todos os sismos, com informação de data, hora, localização, magnitude e profundidade do hipocentro (Instituto de Meteorologia, 2008). Foram recolhidos dados de sismicidade histórica onde apenas constam os sismos de maior intensidade, provenientes da base de dados do Laboratório Nacional de Engenharia Civil (LNEC).

A Figura 4.6 apresenta a localização dos sismos entre 2000 e 2009 agrupados por magnitude, permitindo constatar que na principal zona de interesse é intensa a atividade sísmica, embora não haja registo de sismos com magnitudes superiores a 2,5.





**Figura 4.6 - Localização dos sismos registados entre 2000 e 2009 e localização dos acidentes tectónicos certos e prováveis.**

Nesta mesma figura apresentam-se as falhas e diapiros prováveis e certos, estando indicadas as duas maiores e mais importantes falhas da região, a falha do Vale do Tejo e a falha da Nazaré. É de realçar também o diapiro salino das Caldas da Rainha.

### 4.1.6 Hidrogeologia

A Figura 4.7 apresenta a localização dos aquíferos de água potável existentes na zona. Aquíferos como os assinalados na figura, os detriticos e carbonatados, são responsáveis pelo abastecimento de várias populações. Assim sendo, tornam-se zonas onde é necessário ter especial protecção ambiental, sendo necessário garantir que não existe qualquer hipótese de ascensão do CO<sub>2</sub> até esses aquíferos.

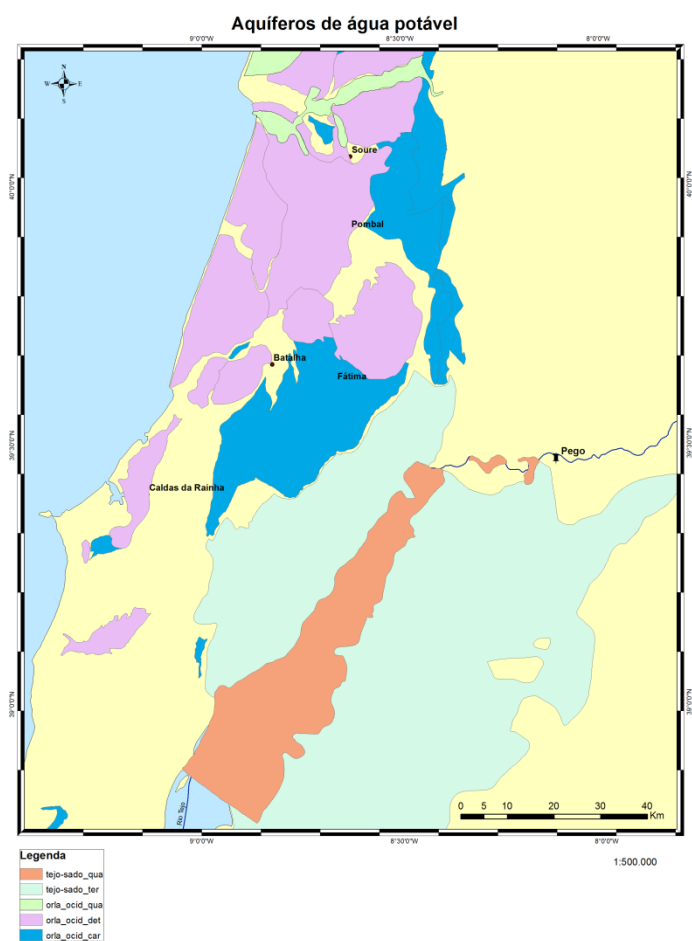


Figura 4.7 - Localização dos principais aquíferos de água potável na zona de estudo.

## **5 Seleção dos locais de armazenamento**

Após o processo da recolha de dados e implementação do SIG torna-se mais fácil uma visualização espacial sobre a área de interesse e algumas das suas características, que foi possível recolher. Com o auxílio dessa ferramenta e da bibliografia recolhida, os dados de caracterização geológica, estrutural e petrofísica do local e das formações alvo foram analisados e interpretados.

### **5.1 Análise dos potenciais pares reservatório/selante**

#### **Divisão da Bacia Lusitaniana**

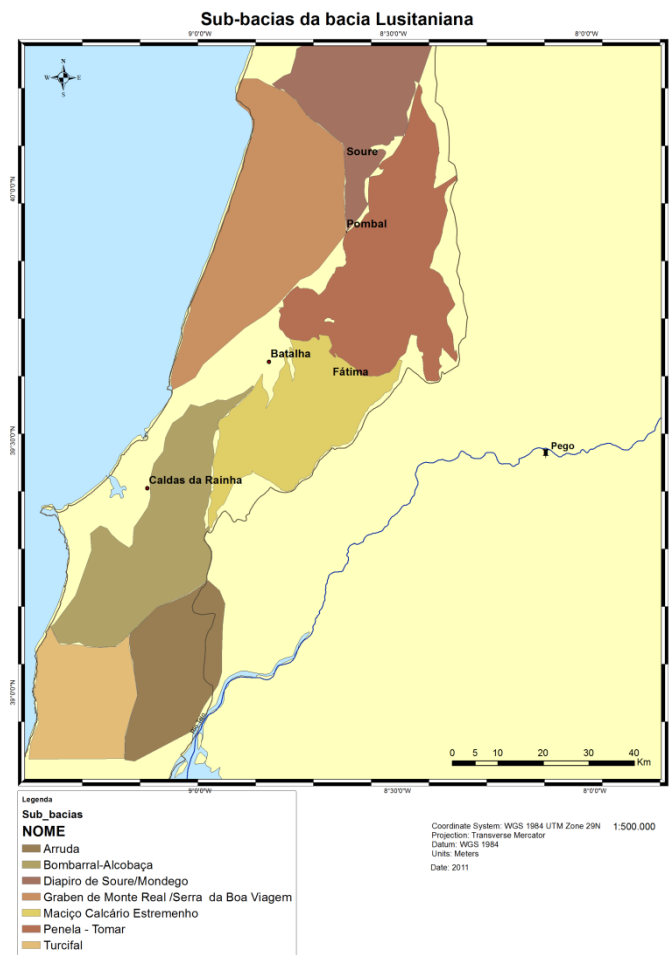
Segundo o modelo de desenvolvimento apresentado por (Kullberg, 2000) para a bacia Lusitaniana, esta formou-se em 4 episódios de *rifting*, embora outros autores (Rasmussen, 1998) apontem para três episódios.

Como apresenta (Kullberg, 2000) a bacia Lusitaniana pode ser dividida em 3 sectores, sectores Norte, Central e Sul (ver Figura 3.1 da secção 3.1), com limites impostos por importantes lineações estruturais que atravessam a bacia. Os acontecimentos estruturais e tectónicos que distinguem estes sectores refletem-se no potencial para armazenamento de CO<sub>2</sub> (Carneiro et al., 2011).

O sector Norte ou Setentorial é limitado pela falha de Aveiro e pela falha da Nazaré. Existem estruturas importantes, dois *horst e graben*, com uma orientação NW-SE, o *Graben* de Monte Real e o *Horst* das Berlengas (Kullberg, 2000). Esta estrutura *horst-graben* tem grande influência na variação de profundidades das formações constituintes da bacia. Neste sector para facilitar a análise do potencial de armazenamento, considerou-se a existência das sub-bacias do Diapiro de Soure/Mondego e do *Graben* de Monte Real (Figura 5.1).

O sector central é limitado pela falha da Nazaré e pela falha do vale inferior do Tejo (Kullberg, 2000; Kullberg et al., 2006). Comparado com o sector Norte, o maciço calcário fissurado do Jurássico é mais extenso que as formações clásticas do Cretácico, aflorando em grande parte da região, reduzindo as hipóteses de armazenamento. Este sector foi subdividido nas sub-bacias Bombarral-Alcobaça, Turcifal e Arruda (figura 5.1).

O sector Sul ou Meridional da bacia Lusitaniana é delimitado a norte pela falha do vale inferior do Tejo e é o sector mais pequeno da bacia, com sua extensão *onshore* limitado a uma estreita faixa inferior a 30 km de largura. Dado que este sector se situa a uma distância superior a 100 km da Central do Pego, não foi objeto de análise neste estudo.



**Figura 5.1 - Sub-bacias do sector Norte e Central da bacia Lusitaniana.**

A individualização em sub-bacias permite analisar detalhadamente as características de cada uma das zonas, uma vez que, por acontecimentos geológicos, estas apresentam características de profundidades das formações distintas e aspetos estruturais e outro tipo de ocorrências como diapirismo ou aquíferos. Esta delimitação tem por base as sub-bacias apresentadas por Alves et al. (2002), Kullberg et al. (2006) e Rasmussen (1998) e ainda sub-bacias que são delimitações de

importantes aquíferos como a sub-bacia do Maciço Calcário Estremenho e a sub-bacia Penela-Tomar (Figura 5.1).

### **5.1.1 Potenciais Pares reservatório/selante**

Na bacia Lusitaniana ocorrem formações detríticas com características de reservatório, assim como outras formações com características de selante. Na secção 3.1 é feita a descrição estratigráfica da bacia com referência para quais os pares de formações potenciais para o armazenamento de CO<sub>2</sub>.

Os pares reservatório/selante a ser analisados são:

- Fm. Torres Vedras/ Fm. Cacém;
- Fm. Grés Superiores; Fm. Abadia;
- Fm. Grés de Silves/ Fm. Dagorda.

A formação de Torres Vedras é datada do Cretácico Inferior. Esta formação é composta essencialmente por areias e conglomerados. Este tipo de litologia é favorável quando se procura locais porosos e permeáveis que são indicadores de reservatório.

No sector central da bacia Lusitaniana a maioria das formações aflorantes são datadas do Jurássico, pelo que não ocorre a formação de Torres Vedras. O Cretácico aflora em grande percentagem nas bacias de Penela-Tomar e do maciço calcário estremenho. Nas bacias do Turcifal e Bombarral-Alcobaça também existe parte aflorante de formações Cretácicas.

No sector norte, nomeadamente na bacia do *graben* de Monte Real, a formação de Torres Vedras ocorre a uma profundidade superior a 800m (Lomholt et al., 1996). Os arenitos e conglomerados desta formação são intercalados por camadas de argilitos e margas que funcionariam de selante. Para além disso a formação que lhe sucede, Formação do Cacém, é uma formação constituída por margas e margas calcárias do Cenomaniano (Cretácico Superior) (DPEP - Divisão para a Pesquisa e Prospecção de Petróleos, 2011).

Na sub-bacia do *graben* de Monte Real ocorrem aquíferos detríticos da orla ocidental, sistema aquífero de Leiriosa - Monte Real, Louriçal, Vieira de Leiria - Marinha Grande. O sistema aquífero de Louriçal tem como suporte um conjunto de formações que vão do Cretácico ao Quaternário e que ocupam uma extensa bacia (Almeida, Mendonça, Jesus, & Gomes, 2000a). Os restantes sistemas são

constituídos por formações datadas maioritariamente do Quaternário(Almeida, Mendonça, Jesus, & Gomes, 2000b).

Durante o Jurássico superior a sedimentação de material foi predominantemente calcária, contudo houve períodos e variações laterais de fácies que levaram à deposição de material detrítico, dando origem a formações constituída por arenitos, margas e calcários margosos (Almeida, Mendonça, Jesus, & Gomes, 2000c).

A formação da Abadia é um exemplo disso, esta formação apresenta uma espessura que pode atingir os 800 m. A Formação de Abadia estende-se do Oxfordiano ao Kimeridgiano. A sequência do Jurássico superior termina com a formação da Lourinhã ou Grés Superiores, formação com grande extensão lateral na orla Ocidental (Almeida, Mendonça, Jesus, & Gomes, 2000c).

No caso destas formações não existe formação que se sobreponha e que tenha características de selante. Neste caso, as camadas de argila e margas existentes intercaladas na formação serviriam de selante para o CO<sub>2</sub>. Localmente, o CO<sub>2</sub> passaria para a formação de Torres Vedras que funciona também como reservatório estando assegurado o aprisionamento (Carneiro et al., 2011).

No sector Central o Jurássico aflora e na bacia do maciço calcário estremenho ocorre um importante sistema aquífero do maciço (Almeida, Mendonça, Jesus, & Gomes, 2000c). No sector Norte as profundidades são aceitáveis para um possível armazenamento de dióxido de carbono.

A formação do Grés de Silves é constituída por camadas detríticas areno-conglomeráticas, compostas por depósitos aluvionares datados do Triásico superior (Alves, Manuppella, Gawthorpe, Hunt, & Monteiro, 2003; Kullberg, 2000). Sendo uma formação heterogénea e friável (predominantemente em secção areníticas) é de esperar que seja uma formação com elevada porosidade e permeabilidade.

Esta formação está presente em toda a extensão da bacia Lusitaniana, com profundidades distintas entre o sector Norte e o sector Central. A Norte da falha da Nazaré, na sub-bacia do *graben* de Monte Real, as profundidades da formação de Silves são muito superiores às das sub-bacias Bombarral-Alcobaça e do Maciço Calcário Estremenho, sempre superiores a 1Km de profundidade (Lomholt et al., 1996). Algumas sondagens de prospeção petrolífera (Aljubarrota-2 e S. Mamede-1) intercetam a formação com um máximo perfurado de 590m (Carneiro et al., 2011).

A formação dos Grés de Silves aflora, na bacia, apenas no bordo Oriental, no contorno da sub-bacia Penela-Tomar.

Esta formação é coberta pela formação da Dagorda. Uma formação de grande espessura e com elevada impermeabilidade. Esta formação é uma sequência de margas, gesso e sal, que por sua vez é o responsável pelos fenómenos de diapirismo ocorrentes nesta zona (Almeida, Mendonça, Jesus, & Gomes, 2000c; Alves et al., 2003). Esta formação acompanha a formação de Silves na sua continuidade na bacia.

Por ser uma formação com camadas de evaporitos é uma formação plástica, característica que é responsável por selar as faturas existentes na formação não permitindo qualquer tipo de ascensão de CO<sub>2</sub>, e conferindo ótimas características selantes.

Na seleção do par reservatório - selante, é necessário ter em conta as características da formação reservatório, como a porosidade e permeabilidade, assim como a sua extensão lateral e espessura. Para além da seleção de um bom aquífero salino é necessário que este seja coberto na sua extensão por uma formação selante com características de impermeabilidade que garantam a retenção do CO<sub>2</sub>.

Com base na análise das formações que ocorrem na bacia Lusitaniana e com características para potenciais reservatório, constatou-se que o par Grés de Silves/Dagorda é o alvo de estudo neste trabalho. Esta formação reúne as características base para um estudo mais aprofundado, nesta área de estudo, para funcionar como um possível reservatório de CO<sub>2</sub>.

## **5.2 Características do par Reservatório/Selante**

As principais características observadas dos dados de prospeção sísmica e sondagens é que se encontra a profundidades aceitáveis para o armazenamento de CO<sub>2</sub> (> 800m); existe apenas um local de afloramento na bacia com uma pequena área, quando comparado com as outras formações analisadas; a Formação da Dagorda garante um bom selante em todo o topo da camada reservatório com a vantagem de que não há o risco de fuga por falhas uma vez que o comportamento desta formação tende a selar os espaços vazios.

### **5.2.1 Estrutura do reservatório**

Para a análise estrutural da zona de estudo, assim como para o cálculo da capacidade de armazenamento era imprescindível um mapeamento dos horizontes da bacia. Este mapeamento é obtido através da interpretação de perfis sísmicos, resultantes da prospeção petrolífera. Os dados disponíveis eram mapeamentos do projeto MILUPOBAS e interpretações sísmicas do relatório da Mohave O&G (1996). Foram utilizados estes últimos dados por serem os mais recentes e por a área abrangida pelas interpretações ser maior e mais completa.

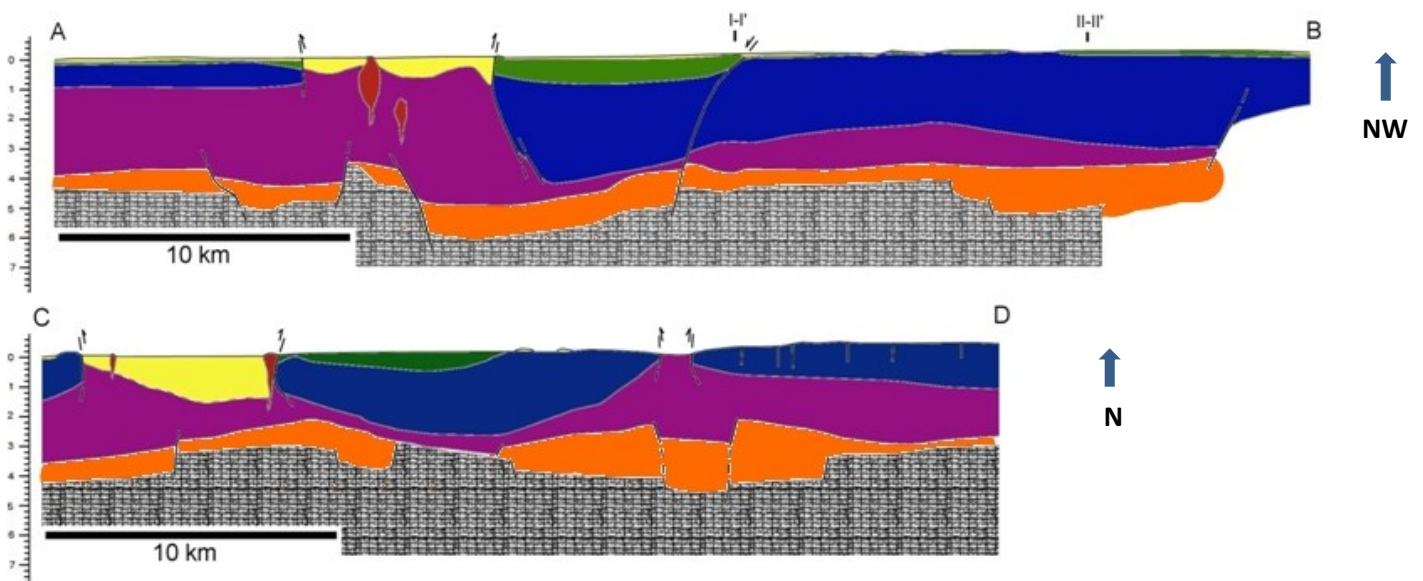
É conveniente salientar também que a interpretação dos perfis sísmicos abaixo das Margas de Dagorda tem, por vezes, fortes limitações. Por baixo dos diapiros, onde esta unidade tem grande espessura, a estrutura profunda torna-se frequentemente indecifrável. Por outro lado, o contraste em termos de velocidades sísmicas, entre o Soco Paleozoico e os Arenitos de Silves é ténue e a geometria deduzida para este limite deve ser sempre considerada com alguma reserva.

Foram elaborados perfis com base na informação obtida (Lomholt et al., 1996; Mohave O&G, 1996), (o mapa com a localização dos perfis encontra-se no Anexo 4, figura 5) com referência aos seguintes limites (Araújo & Pereira, 2011):

- a) Soco Paleozoico - Arenitos de Silves;
- b) Arenitos de Silves – Margas de Dagorda;
- c) Topo das Margas de Dagorda;
- d) Base do Cretácico (para este limite foram também usados dados da geologia de superfície).



De uma forma geral os Arenitos de Silves encontram-se sempre confinados superiormente pelas Margas de Dagorda (Figura 5.2). Convém salientar, no entanto, algumas situações de maior risco para o armazenamento de CO<sub>2</sub>. A falha representada junto ao ponto I-I' é a Falha da Nazaré e a SE o soco sobe, aproximando-se muito da sequência carbonatada jurássica, situada a NW. É previsível que a falha se encontre colmatada pela injeção de material margoso, muito dúctil, da Unidade das Margas de Dagorda. Se tal não se verificar, há a possibilidade dos Grés de Silves contactarem diretamente com os calcários do Jurássico, permitindo a comunicação entre os dois aquíferos. Uma situação semelhante, igualmente desfavorável, observa-se próximo do extremo SE do mesmo corte (Figura 5.2, próximo do ponto B), onde outra falha pode eventualmente permitir também a comunicação entre estes dois aquíferos (Araújo & Pereira, 2011).



**Figura 5.2 - Representação dos perfis geológicos na zona de estudo (Anexo 4, Figura 5). A laranja está representada a formação reservatório (Grés de Silves); a roxo está representada a formação selante (Margas da Dagorda). (Araújo & Pereira, 2011)**

Existem várias zonas, que do ponto de vista estritamente estrutural, podem ser considerados favoráveis à injeção de CO<sub>2</sub>. Na Figura 5.3 está representado um perfil onde, de uma forma simples, as várias zonas marcadas a vermelho (possíveis zonas de acumulação de gás) são aparentemente excelentes armadilhas estruturais para o sequestro de CO<sub>2</sub>. Desaconselha-se no entanto as duas manchas mais a NW (lado esquerdo do perfil) devido à sismicidade da região, à sua relação com falhas importantes e às estruturas diapíricas presentes. A injeção de CO<sub>2</sub> neste contexto geológico será muito provavelmente um importante indutor de sismicidade induzida, fenómeno negativo que

irá muito provavelmente ocorrer em qualquer que seja o local escolhido mas que nesta região mais litoral pode, pelas razões referidas, ser amplificado (Araújo & Pereira, 2011).

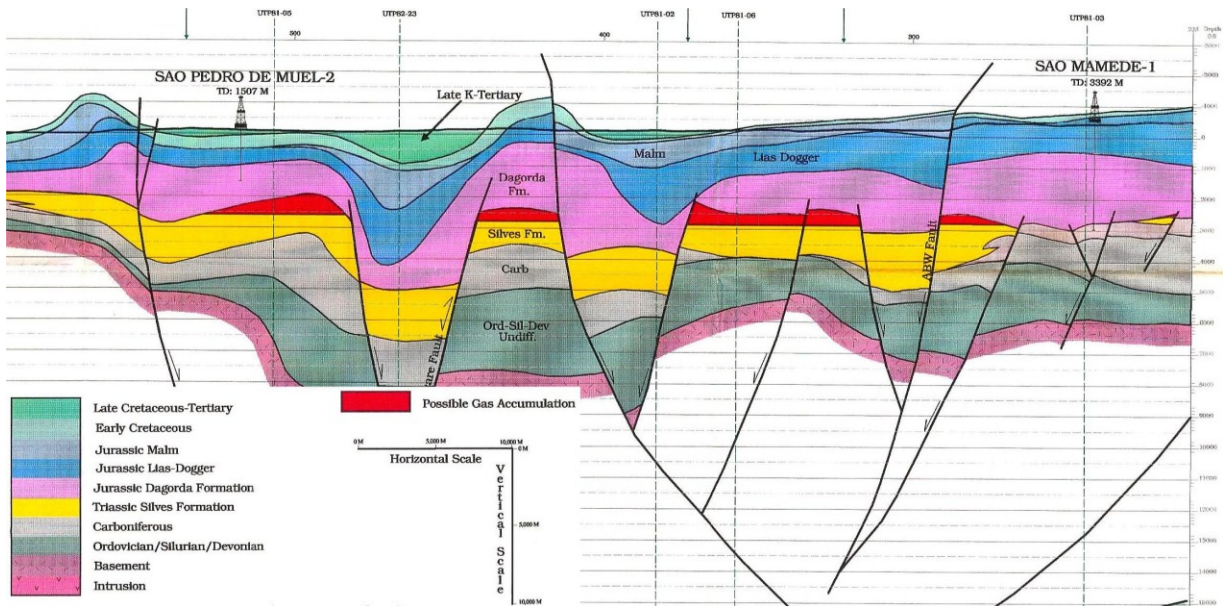


Figura 5.3 - Excerto de um perfil geológico adaptado de (Mohave O&G, 1996).

Quanto a este mesmo perfil é de salientar que a interpretação das estruturas que afetam a sequência mesozoica poderá estar correta e são essas as estruturas que interessa analisar no âmbito do presente trabalho. Refira-se no entanto que a interpretação da estrutura do Paleozoico é questionável.

### 5.2.2 Profundidades e espessuras

As profundidades e espessuras apresentadas foram resultados de interpolações feitas com recurso ao ArcGis. Os dados interpretados têm origem no relatório da empresa petrolífera Mohave Oil and Gas Corporation (1996). A profundidade e espessura do reservatório e do selante, Formação de Silves e da Dagorda, respetivamente, são importantes para se determinar a estrutura e avaliar a viabilidade do projeto noutros parâmetros, como a furação.

## Grés de Silves

O topo da formação de Silves ocorre a profundidades variáveis (Figura 5.4), geralmente superiores a 2000m. Esta diferença de profundidade está relacionada com acontecimentos estruturais ocorridos ao longo do tempo. Falhas e estruturas de *horst* e *grabens*, resultantes da deformação do soco, condicionaram a deposição dos sedimentos que assentam em discordância angular sobre o soco Paleozoico. Outros acontecimentos tectónicos mais recentes levaram também à movimentação da formação já consolidada. Na zona NW, as profundidades são superiores aos 4000m, sendo demasiado elevadas para a viabilidade de armazenamento de CO<sub>2</sub>.

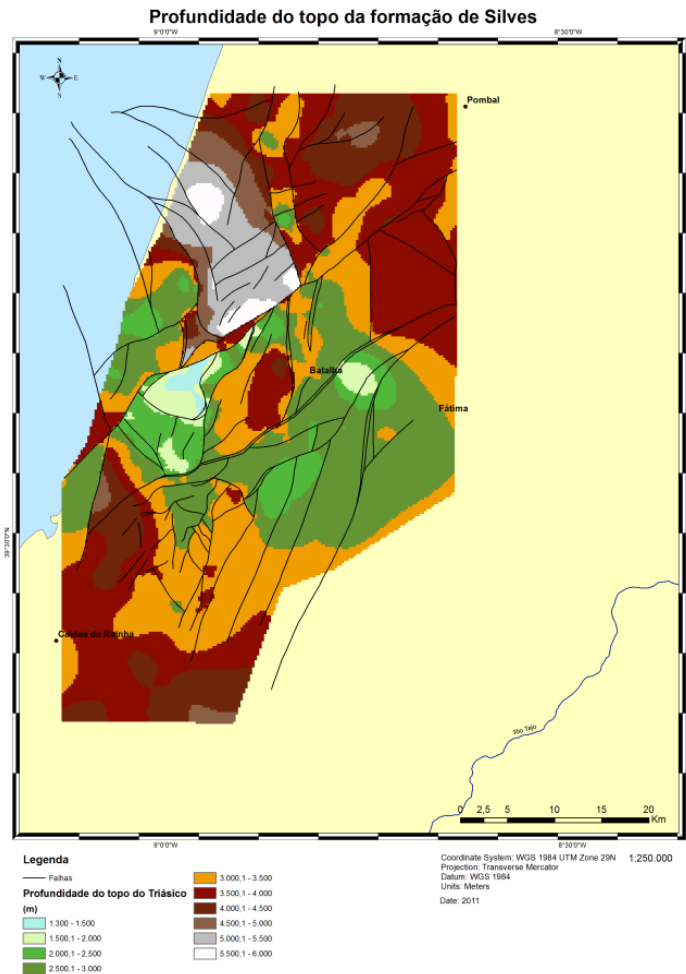
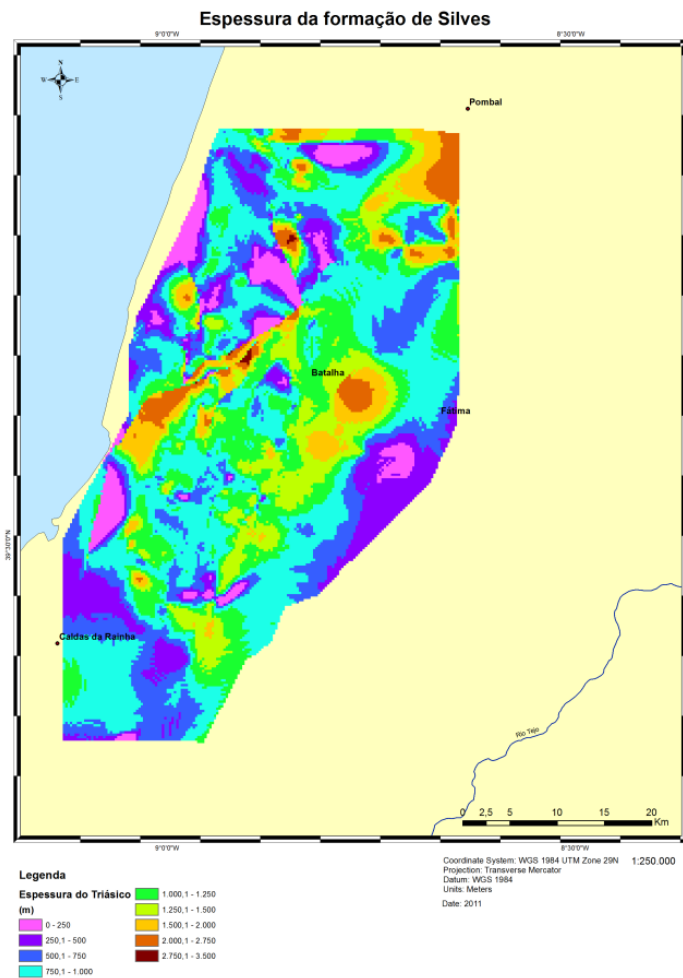


Figura 5.4 - Mapa de profundidades do topo da formação de Silves

A espessura da formação Silves é muito variável (Figura 5.5), sendo que cerca de 50% da área supera os 750m. Porém, existe pouca confiança nos dados uma vez que nenhuma sondagem intercepta a formação em toda a sua espessura. A Sondagem Alj-2 interceptou 635 m da formação de Silves, mas não chegou à sua base. Apesar da estimativa da espessura da formação de Silves, não é possível obter resultados ou alguma espécie de estimativa sobre as espessuras das diferentes unidades que constituem a formação.



**Figura 5.5 - Mapa de espessura da formação de Silves**

## Dagorda

A profundidade do topo da formação da Dagorda (Figura 5.6) é variável e coincidente com a atividade diapirica da zona, existindo zonas no mapa que evidenciam os diapiros salinos a 100m de profundidade. Na figura é também possível ver que não há registo de falhas que tenham continuidade do reservatório para o selante.

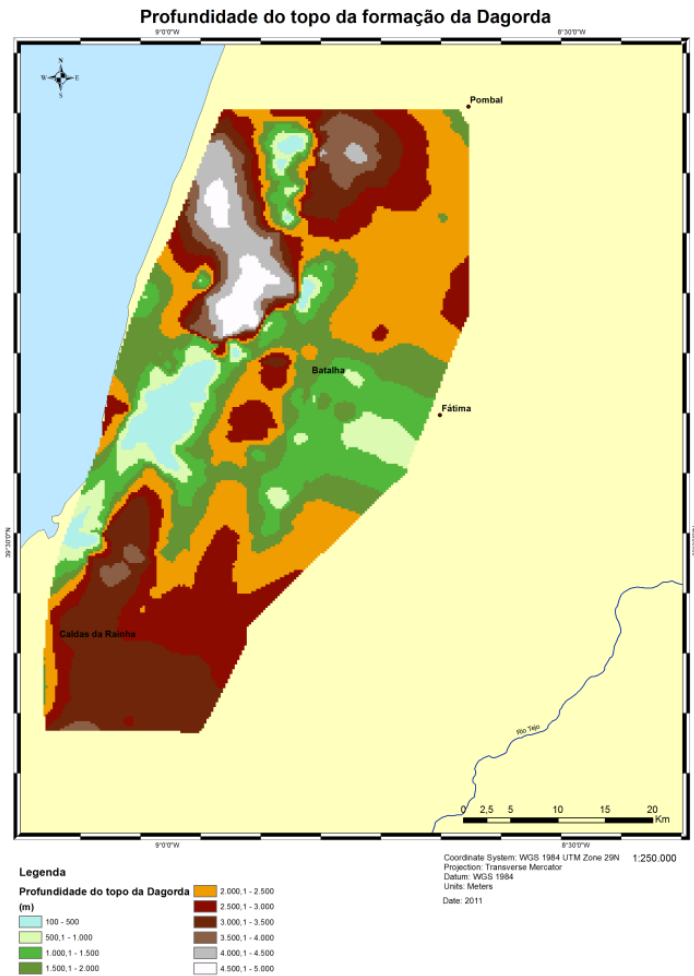


Figura 5.6 - Mapa de profundidades do topo da formação da Dagorda

A espessura da Formação da Dagorda (Figura 5.7) é muito variável ao longo da área estudada, variando entre os 750 e os 1500m. A sondagem S. Mamede-1 intercetou mais de 2000m da Formação da Dagorda, o que nos dá algumas garantias sobre os valores estimados.

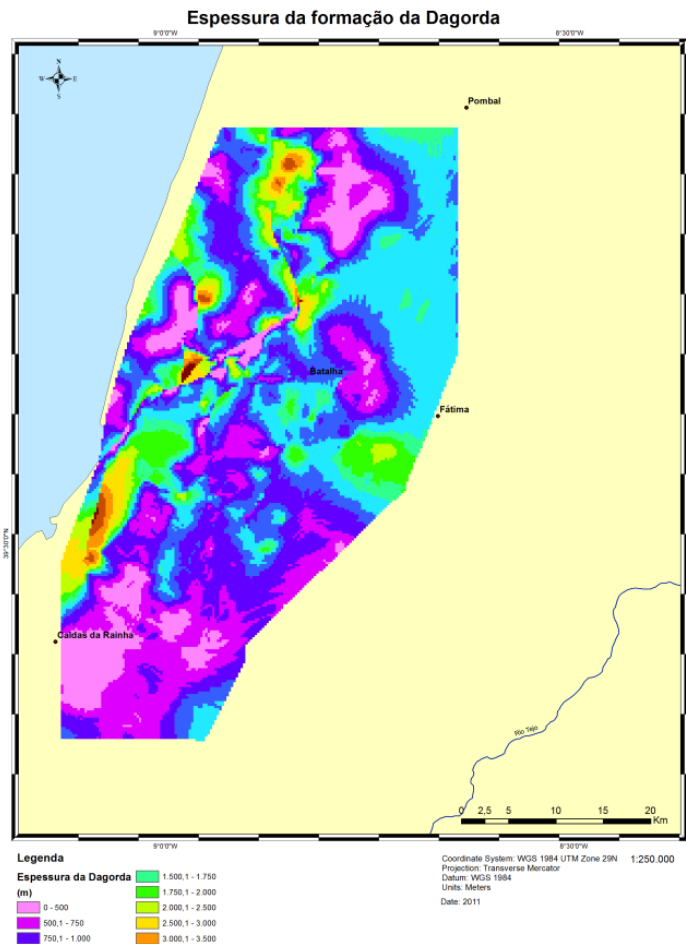
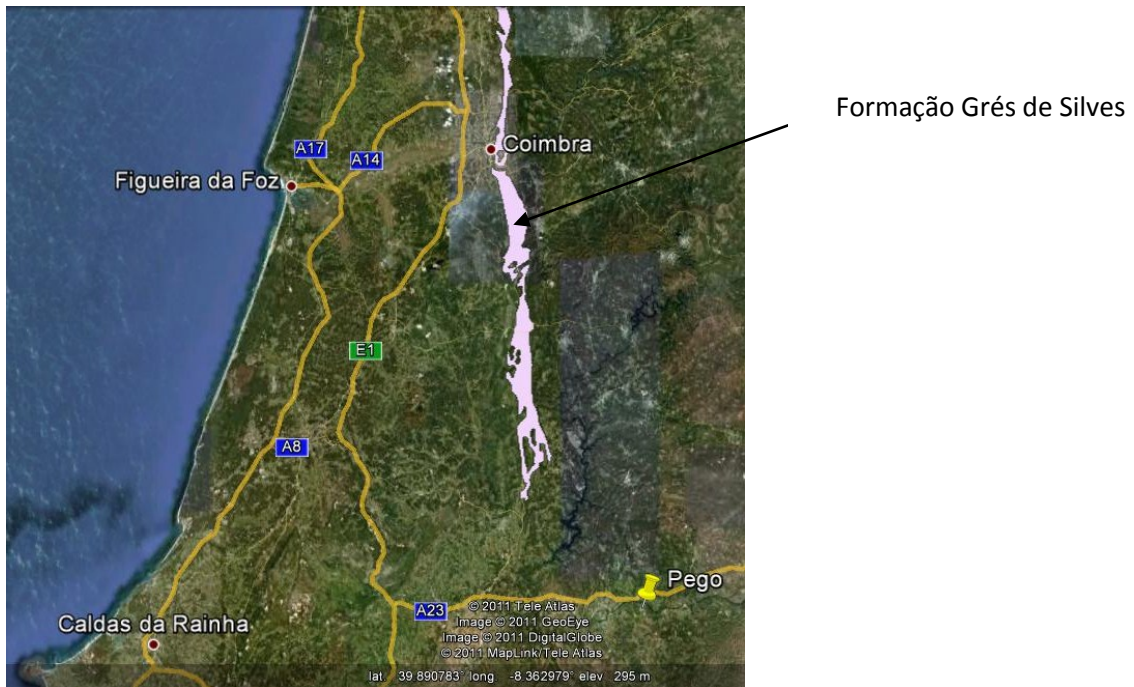


Figura 5.7 - Mapa de espessura da formação da Dagorda

### 5.2.1 Sequência estratigráfica da Formação de Silves

A formação de Silves aflora no bordo oriental da bacia Lusitaniana (Figura 5.8), disposta segundo uma faixa alongada (Aveiro - Tomar). A sequência litoestratigráfica foi descrita e caracterizada por vários autores com base num perfil junto a Coimbra, na margem sul do Mondego.



**Figura 5.8 - Faixa de afloramento da formação Grés de Silves na bordadura da bacia Lusitaniana (Google Inc., 2011).**

A designação de Grés de Silves foi proposta por Choffat (1887). Este complexo litológico detrítico é constituído por arenitos vermelhos, que alternam com conglomerados grosseiros da mesma cor. A formação de Silves é uma formação heterogénea a nível da sua composição vertical. Na Figura 5.9 é possível observar a classificação e subdivisão da formação por vários autores.

Choffat (1880 - 1903)	Carvalho (1950)	Soares <i>et al.</i> (1985)	Palain (1976)	Rocha <i>et al.</i> (1987)	Rocha <i>et al.</i> (1996)
Camadas de Pereiros (108-129 m)			C2	Argilitos e areias dolomíticas	GRUPO DOS "GRÉS DE SILVES"
			C1 (10 m)	Arenitos com <i>Clathropteris meniscoides</i>	
			B2 (6 m)	Areias dolomíticas com <i>Isocyprina</i> e <i>Promathildia</i> sp.	
"Grés à nuance claire" (115-129 m)	Cam. de Castelo Viegas (200 m)	Cam. de Castelo Viegas (170-190 m)	B1 (210 m)	Cam. de Castelo Viegas	Form. C. Viegas
"Grés à rouge brique" (213-269 m)	Cam. de Conraria (420 m)	Cam. de Conraria (≤ 50 m)	A2 (80 m)	Arenitos com <i>Voltzia ribeiroi</i>	Form. Conraria
			A1 (100-140 m)	Arenitos de Conraria	

Figura 5.9 - Organização litostratigráfica do Grupo de Silves (Rocha et al., 1996; Kullberg et al. 2006).

Considera-se para este trabalho a classificação segundo Rocha et al. (1996), na qual o Grés de Silves pode ser dividido em três Formações:

- Formação da Conraria – Constituída por depósitos essencialmente areno-conglomeráticos de cor avermelhada que assentam em discordância angular sobre o soco, ou localmente sobre o Pérmico inferior greso-conglomerático. Estas, tal como a unidade triásica que se segue, dispõem-se ao longo da bordadura da Bacia Lusitaniana numa faixa entre Aveiro e Tomar com cerca de 115 km de extensão; a sua espessura não tem merecido consensos, segundo Kullberg et al.(2006), a variação de espessura é particularmente vincada, (≤ 50m em Coimbra; 140±20m a Sul do Mondego, em Conraria).
- Formação de Castelo Viegas – Representada por arenitos cremes a esbranquiçados, finos a grosseiros, ricos em feldspatos, com fósseis raros. Esta é a unidade mais porosa e permeável pela sua menor componente ferruginosa. Encontrando-se em continuidade sedimentar com a unidade anterior, constituem a série mais espessa.
- Formação de Pereiros – O topo da formação que contém registo fóssil a que se pode atribuir de Hetangiano. É particularmente significativa pelo seu corpo superior de pelitos e dolomitos



arenosos, cujas espessuras máximas têm sido registadas em Avelar-Almofala (130±20m), a Sul e Sangalhos (110m), a Norte. Na região de Coimbra as espessuras rondam 50±10m, enquanto em Penela podem atingir 80 m. Nestas duas últimas regiões são particularmente significativas as interstratificações, por vezes lenticulares a nível de afloramento, de dolomitos arenosos e biodetríticos (*packstones a grainstones*), localmente com brechas de fragmentos de crostas dolomíticas ou com finas laminações estromatolíticas (Kullberg et al., 2006).

### **5.3 Características petrofísicas do reservatório**

Para que seja possível o armazenamento geológico é necessário que a formação tenha características de porosidade e permeabilidade que a tornem um bom reservatório. No caso do armazenamento em aquíferos salinos é necessário que a salinidade seja superior a 35g/L (salinidade da água do mar) para garantir que a água do aquífero não tem características que possibilitem a sua exploração para outros fins. Para além disso é necessário a qualquer reservatório ter uma porosidade na ordem dos 20% (Chadwick et al., 2008), para permitir que haja capacidade de armazenamento. Uma outra característica importante, associada à porosidade primária ou à fracturação (porosidade secundária), é a permeabilidade, fator determinante para o cálculo da capacidade de injeção.

Estas características petrofísicas (porosidade e permeabilidade) do reservatório podem ser obtidas de diversas formas, como seja: i) através de ensaios em amostras de tarolos de sondagens de prospeção; ii) através da interpretação de diagrfias feitas no mesmo tipo de sondagem; iii) por realização de novos ensaios em poços já existentes.

O projeto KTejo baseou-se na interpretação de informação geofísica pré-existente e na colheita de amostras de laboratório para estimar as características petrofísicas do Grés de Silves. Nesse sentido foi efetuada uma interpretação das diagrfias existentes em alguns poços de prospeção petrolífera e duas campanhas de campo para recolha de amostras em zonas de afloramento.

Na campanha de campo foram recolhidas amostras na formação de Silves que se encontra aflorante, no extremo Este da bacia Lusitaniana (Figura 5.9). Adicionalmente foi efetuado o estudo visual do tipo de preenchimento existente ao longo das faturas.

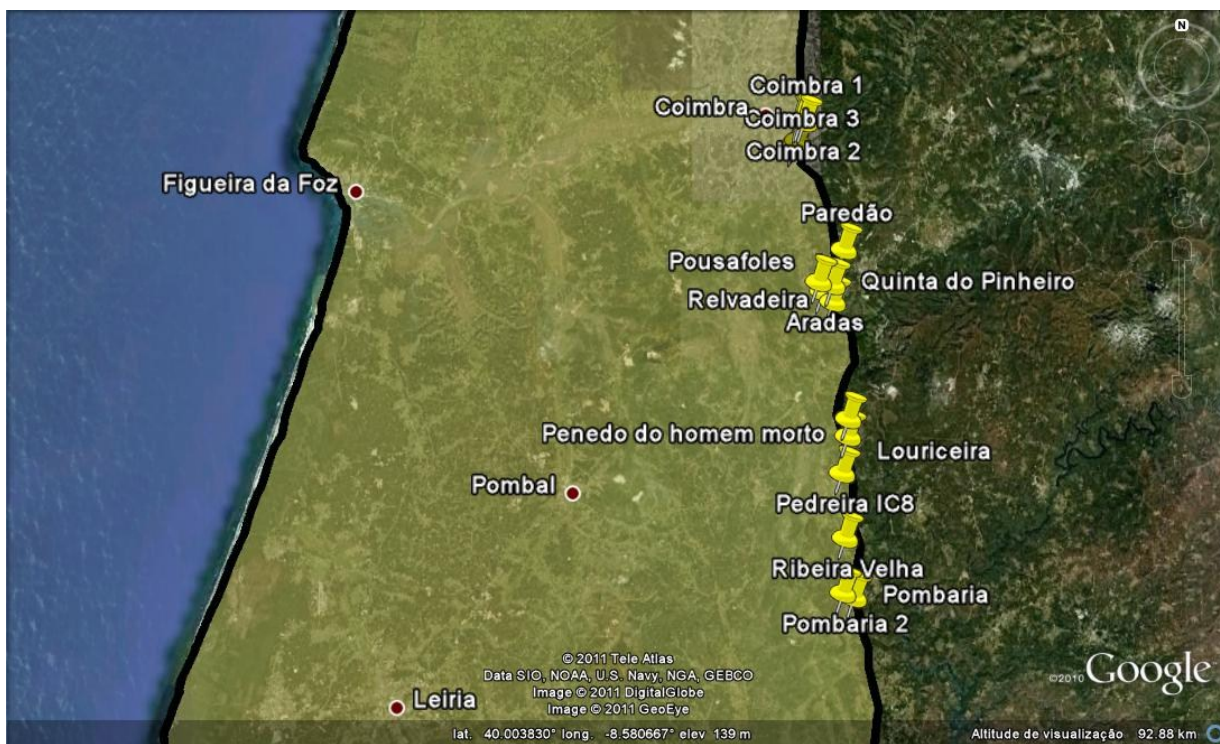


Figura 5.10 - Localização das amostras recolhidas da formação de Silves aflorante no bordo oriental da bacia Lusitaniana (Google Inc., 2011).

As amostras colhidas foram selecionadas com o objetivo de serem analisadas por diferentes métodos, indicados na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 - Análises laboratoriais realizadas em cada amostra colhida.

Formação amostrada	Amostra	Análises laboratoriais		
Conraria	FC1	Determinação de porosidade		
Castelo Viegas	FCV2	Análise granulométrica		
Conraria	FC1	Determinação de porosidade		
Conraria	FC2	Determinação de porosidade		
Conraria	FC2a			
Conraria	FC3	Determinação de porosidade	Análise microscópica	
Conraria	FC4	Determinação de porosidade	Análise microscópica	
Conraria	FC5	Determinação de porosidade		
Conraria	FC6	Determinação de porosidade	Análise microscópica	Difração de raio-X
Castelo Viegas	FCV2 (arada)	Análise granulométrica	Difração de raio-X	
Castelo Viegas	FCV3	Determinação de porosidade	Análise microscópica	

As designações das amostras correspondem à unidade da formação de Silves que foi recolhida: FC - Formação da Conraria; FCV - Formação de Castelo Viegas. (Fotografias ilustrativas das amostras no Anexo 1, Figura 4).

Este estudo foi efetuado em amostras colhidas a superfície, encontrando-se a rocha alterada e muitos dos minerais podem já ter sido lixiviados. Por outro lado, o potencial reservatório encontra-se aflorante a pressões muito menores do que à profundidade em que pode ocorrer o armazenamento. Por conseguinte, características como a porosidade obtidas em ensaios de laboratório não são totalmente representativas das condições existentes em profundidade, mas ainda assim, fornecem um valor máximo esperado para aquele parâmetro.

É possível ver pelas interpretações sísmicas que a formação do Grés de Silves se encontra muito fraturado. Não se sabe se essas faturas estarão seladas por material e que tipo seria. Esse é um aspeto importante para a determinação da capacidade de armazenamento uma vez que se o reservatório for compartimentado a capacidade será reduzida, interessa por isso que as faturas não estejam seladas ou que o material seja permeável. Como a formação aflora e supõe-se que o seu comportamento estrutural seja semelhante em profundidade foi feita uma observação *in situ* do estado dessas faturas. O objetivo desta observação foi recolher informação sobre se o preenchimento das faturas existentes no maciço era permeável ou pelo contrário era muito argiloso e não permitia a passagem de fluidos de pelas faturas. Os resultados não podem ser conclusivos mas apenas para uma primeira aproximação da realidade em profundidade, uma vez que a rocha aflorante já sofreu descompressão e lixiviação. Foi observado que as faturas estão normalmente preenchidas, depositando-se argilas e óxidos de ferro. No caso da Formação de Castelo Viegas as faturas mostram sinais de maior permeabilidade por vestígios de circulação de água.

### **5.3.1 Análise microscópica**

Uma caracterização mineralógica detalhada permite definir a composição a formação reservatório e quais as suas propriedades. É também possível estimar a alteração dos minerais e, de modo indireto, a porosidade.

As lâminas delgadas foram observadas ao microscópio ótico e apenas vieram confirmar algumas características que já eram esperadas. As principais características das amostras são muito semelhantes. O quartzo é o mineral predominante e o cimento é em geral ferruginoso. As amostras

da formação da Conraria são em geral mais homogêneas e de dimensões menores a nível granulométrico. A porosidade é difícil de prever com base na observação visual, uma vez que é vulgar durante a execução das lâminas alguns minerais serem arrancados, por as amostras se apresentarem friáveis.

As características detalhadas estão resumidas na Tabela 5.2, para cada lâmina observada.

**Tabela 5.2 - Descrição das lâminas delgadas feitas de algumas amostras da formação de Silves.**

Formação amostrada	Amostra	Descrição	Cimento	Porosidade
Conraria	FC3	Amostra homogênea; muito quartzo; alguns feldspatos (plagioclases); litoclastos vulcânicos ácidos; poucos minerais opacos (e.g. hematite)	Carbonato de ferro (Siderite)	Pouco porosa
Conraria	FC4	Quartzo; alguns feldspatos (albite); micas detríticas; poucos minerais opacos	Ferruginoso; alguma percentagem em argila	Porosidade alta
Conraria	FC6	Muito quartzo; alguns litoclastos (vulcânicas ácidas; quartzitos); algum feldspato	Ferruginoso	Pouca porosidade
Castelo Viegas	FCV3	Amostra grosseira; quartzo abundante; litoclastos (quartzitos); mica detrítica; poucos feldspatos (plagioclase)	Ferruginoso; pouca percentagem em argila	Porosidade alta; poros grandes (sem certeza se são locais em que os minerais foram lixiviados)

### ***5.3.2 Ensaios de Laboratório***

A porosidade é essencial no cálculo da capacidade de armazenamento, uma vez que representa os espaços vazios existentes na rocha, espaços que seriam parcialmente ocupados pelo CO<sub>2</sub>.

A permeabilidade é necessária para se ter ideia da capacidade de injeção, ou seja, o volume de CO<sub>2</sub> que pode ser injetado por unidade de tempo em cada furo de injeção.

#### **Determinação da Porosidade**

Para a determinação da porosidade foi utilizado um método de saturação e pesagens hidrostáticas (ISRM, 1972). Este método tem como objetivo a medição da porosidade e densidade seca em amostras de rocha com uma geometria irregular. O ensaio não deve ser utilizado em rochas friáveis ou facilmente desintegráveis, pelo que foi necessário escolher os fragmentos mais sãos das

amostras colhidas para que se pudesse proceder ao ensaio, visto que é uma rocha sedimentar detrítica.

O ensaio consiste em submeter as amostras à saturação completa, por vácuo. Posteriormente é feita uma pesagem hidrostática, ou seja, com o material rochoso dentro de água. De seguida, a mesma amostra saturada é submetida a uma pesagem comum, a amostra exposta ao ar em cima da balança. A amostra é seca e é feita uma última pesagem. A fórmula utilizada para o cálculo da porosidade é:

$$n(\%) = \frac{100V_v}{V}$$

Em que:

$$V_v - \text{volume de poros } V_v = \frac{M_{sat} - M_s}{\rho_w}$$

$M_s$  - massa seca (g)

$$V - \text{volume de massa } V = \frac{M_{sat} - M_{sub}}{\rho_w}$$

Os resultados dos ensaios encontram-se na Tabela 5.3. Para efeitos de cálculo de média foram excluídos os valores acima dos 25% uma vez que houve perda de material no decorrer do processo. A porosidade média determinada ascende 13%. Esta é um valor aceitável, mas é necessário salvaguardar que as amostras foram recolhidas à superfície e o reservatório está sujeito a pressões muito mais elevadas o que em princípio implica a diminuição da porosidade.

Tabela 5.3 - Resultados dos ensaios de porosidade realizados nas amostras colhidas.

Amostra	m cesto (g)	p hidro (g)	p saturado (g)	p seco+tab (g)	tabuleiro (g)	m seca (g)	m sat seco (g)	m submersa (g)	V massa (cm <sup>3</sup> )	V poros (cm <sup>3</sup> )	porosidade (%)	densidade
<b>FC1 (saida1)</b>	37,04	520,59	830,58	914,41	146,57	767,84	830,58	483,55	347,03	62,74	18,08	2,21
<b>FC1</b>	34,31	389,41	620,22	763,97	211,62	552,35	620,22	355,10	265,12	67,87	25,60	2,08
<b>FC2</b>	35,22	387,54	558,26	690,33	146,63	543,70	558,26	352,32	205,94	14,56	7,07	2,64
<b>FC3</b>	35,68	352,58	571,94	763,35	211,40	551,95	571,94	316,90	255,04	19,99	7,84	2,16
<b>FC4</b>	35,40	359,16	532,15	776,23	269,05	507,18	532,15	323,76	208,39	24,97	11,98	2,43
<b>FC5</b>	35,60	391,55	603,29	778,41	211,39	567,02	603,29	355,95	247,34	36,27	14,66	2,29
<b>FC6</b>	36,51	373,66	605,79	805,48	269,04	536,44	605,79	337,15	268,64	69,35	25,82	2,00
<b>FCV3</b>	36,39	380,69	584,51	755,97	211,42	544,55	584,51	344,30	240,21	39,96	16,64	2,27

### **Análise Granulométrica**

A única forma de obter valores de permeabilidade a partir das amostras de superfície, foi através de correlações entre a permeabilidade e a granulometria da formação. A correlação mais sistematizada é a fórmula de Hazen. Esta fórmula utiliza a análise granulométrica de um solo (normalmente areias uniformes) para se obter o coeficiente de permeabilidade, através da fórmula:

$$K=C \times (d_{10})^2$$

em que:

K – condutividade hidráulica (cm/s)

C - coeficiente de Hazen (utilizado o valor mínimo: 100)

$d_{10}$  - diâmetro efetivo das partículas que correspondem a 10% do material passado (cm)

Foram realizados dois ensaios de análise granulométrica, encontrando-se as curvas granulométricas e a sequência de peneiros utilizada no Anexo 1, Figura 1.

**Tabela 5.4 - Resultados de condutividade hidráulica para as formações analisadas.**

Amostra	$d_{10}$ (cm)	K (cm/s)
FCV2	0,013	0,0169
FCV2 arada	0,011	0,0121

A Tabela 5.4 apresenta os resultados do cálculo de permeabilidade com base nos valores  $d_{10}$  obtidos a partir da análise granulométrica. Os valores aqui obtidos para  $k$  são valores muito elevados, sendo considerados valores de  $k > 10^{-3}$  solos grosseiros com alta permeabilidade.

Os valores obtidos foram bastante elevados e devem ser entendidos como valores máximos, pois foram obtidos em amostras desagregadas e recolhidas à superfície. Às profundidades e pressões a que se pretende armazenar o  $CO_2$ , a permeabilidade será bastante inferior.

### **5.3.3 Diagrafias**

Na prospeção de hidrocarbonetos é comum utilizar técnicas geofísicas para obter estimativas sobre parâmetros petrofísicos dos reservatórios. Existem vários tipos de diagrafias, que avaliam

diferentes parâmetros e são realizadas recorrendo a diferentes mecanismos. Alguns exemplos mais comuns são as diagrfias Gamma Ray (GR), sónicas e de resistividade. Os registos são constituídos por uma ou várias curvas que evoluem em função da profundidade e que podem ser correlacionadas com parâmetros petrofísicos (Rider, 1996; Schlumberger Limited, 2011). Maioritariamente, os resultados como a porosidade, a salinidade, entre outros, são obtidos de forma indireta.

No projeto KTejo, foram reinterpretadas as diagrfias das sondagens: Aljubarrota 1, Aljubarrota 2, São Mamede-1 e Samora 1A, que intersectam o reservatório Grés de Silves.

**Tabela 5.5 - Logs geofísicos que intercetam a formação de Silves** (Correia & Carneiro, 2011).

<b>Nome dos Furos</b>	<b>Intervalo da Formação de Silves (m)</b>	<b>Informação disponível</b>
<b>Aljubarrota-1</b>	2487-2566	APS Neutron, Sonic (Compressional and Shear), GR, Caliper, Laterolog resistivity, MSFL
<b>Aljubarrota-2</b>	2888-TD (3616)	Neutron, Density, Sonic (Long-spaced, compressional), GR, Caliper, Laterolog resistivity, MSFL
<b>Samora-1A</b>	1708-TD (1810)	Neutron (api units), GR, Temp., MSFL
<b>São Mamede-1</b>	3198-TD (3391.58)	Neutron (api units), GR, Temp., MSFL

De todos as diagrfias dos furos analisados, aqueles que permitem uma análise mais completa é a Aljubarrota-2.

Nesse furo a litologia dominante na Formação Silves é argilito castanho avermelhado intercalado por camadas com siltito. Várias camadas de arenito variam entre 1-3m de espessura ocorrem abaixo dos 3027m.

Como pode ser visto no Anexo 2 tabela 1, os resultados foram obtidos para profundidades entre os 3000 e 3600m, camadas não afetadas por desmoronamentos. A média de porosidades total é entre 1 e 11% (6,5%), as porosidades eficazes com base nas curvas de GR são entre 1 e 10% e a salinidade varia entre 6 e 35 Kppm (média de 19000ppm) (Correia & Carneiro, 2011).



Embora não existam dados de permeabilidade, a análise das curvas de resistividade indicam uma possível baixa permeabilidade.

A porosidade aqui apresentada é de valores substancialmente mais baixos que a obtida em laboratório. Como foi apenas analisada uma sondagem e a profundidades maiores que 3000m os resultados não são conclusivos.

#### ***5.3.4 Difração de Raio-X***

A Difração de raio-X, de um modo simplista, baseia-se na medição dos raio-X emitidos por uma amostra que é submetida a um feixe de eletrões. Os resultados de um espectro de raios-X podem ser exibidos de acordo com a energia ou comprimento de onda. Estes dados podem então ser analisados para dar uma indicação de quais os elementos que ocorrem numa amostra (qualitativos), ou num processo muito mais rigoroso, numa precisa e exata análise mineralógica. (Barker & Fournelle, 1996).

O objetivo da difração de raio-X nas amostras recolhidas foi conhecer a composição mineralógica da fração fina da amostra, isto é da fração com granulometria inferior a 0,002 mm. A importância deste tipo de análise reside no facto que será esta fração mais fina da formação que mais facilmente irá reagir com o CO<sub>2</sub> livre. Estas reações químicas são fundamentais na evolução do CO<sub>2</sub> e espera-se que evolua no sentido da carbonatação, precipitando minerais carbonatados e não na dissolução e produção de um ambiente ácido.

Foram analisadas duas amostras, uma de cada Formação do Grés de Silves, FC6 representativa da Formação da Conraria e FCV2 (Arada) representativa da Formação de Castelo Viegas. A análise foi efetuada no laboratório Hércules da Universidade de Évora, e concluiu-se que (Araújo, Pereira, & Carneiro, 2011):

- Em cada uma das amostras a mineralogia é dominada por quartzo, feldspatos e argilas (ilite e caolinite).
- Na amostra FC6, os minerais das argilas são muito mais abundantes, principalmente caolinite; O quartzo é dominante relativamente aos feldspatos (ortoclase e microclina); a hematite e goethite são possíveis.

- Na amostra FC2 (Arada), a argila é muito menos abundante, o quartzo e os feldspatos são mais abundantes, principalmente o segundo (microclina); segundo a difração dos óxidos de ferro, só goethite é possível.

Estes resultados resultam da interpretação dos resultados produzidos pela análise computadorizada das amostras. Estes surgem em forma de gráficos com picos que são comparados com valores tabelados e identificados os elementos químicos presentes e posteriormente os minerais, estão apresentados no Anexo 1 Figuras 2 e 3.

## **6 Capacidade de Armazenamento**

A capacidade de armazenamento é uma condicionante à viabilidade do projeto. É necessário que os locais de armazenamento tenham capacidade para armazenar dióxido de carbono durante anos suficientes que compense o investimento. O investimento neste tipo de tecnologia ainda é muito elevado, sendo necessário assegurar que existe capacidade para armazenar as emissões de grandes fontes estacionárias durante décadas e que podem ascender a dezenas ou centenas de Milhões de toneladas.

A central termoelétrica do Pego emite em média 3Mton/ano de CO<sub>2</sub>. É fundamental procurar áreas com capacidade de armazenamento para o tempo de vida útil da central, ou que justifique o investimento.

### **6.1 Áreas selecionadas**

A seleção das áreas potenciais para o armazenamento geológico, iniciou-se uma seleção de profundidades. As profundidades apontadas como ideais para o armazenamento de CO<sub>2</sub> são entre os 800 e 2500m (GeoCapacity Consortium, 2009), com o limite inferior imposto pelas condições de Pressão e Temperatura usuais para que o CO<sub>2</sub> seja armazenado em estado supercrítico, e o limite superior pelos custos associados e pela degradação da porosidade e permeabilidade dos reservatórios com o aumento da profundidade. Porém, estes limites não devem ser considerados como absolutos. Bachu (2003) e IPCC (2009) indicam como profundidade limite os 3500 m. De facto, a profundidade para a qual se atinge o estado supercrítico do CO<sub>2</sub> depende do gradiente geotérmico local, e por outro lado existem casos de armazenamento de CO<sub>2</sub> a profundidades muito superiores a 2500m, como é o caso de Pau, em França.

Assim, e porque se trata de uma zona onshore, em que os custos de armazenamento são menores e face às elevadas profundidades a que se encontra o reservatório nunca inferior a 1300m, foi estabelecido como limite máximo 3000m de profundidade. As áreas resultantes dessa seleção estão apresentadas na Figura 6.1. As áreas foram denominadas por: Zona1 - S. Mamede/Batalha; Zona 2 - Alcoaça; Zona 3 - S. Pedro de Muel; Zona 4 - Nazaré.

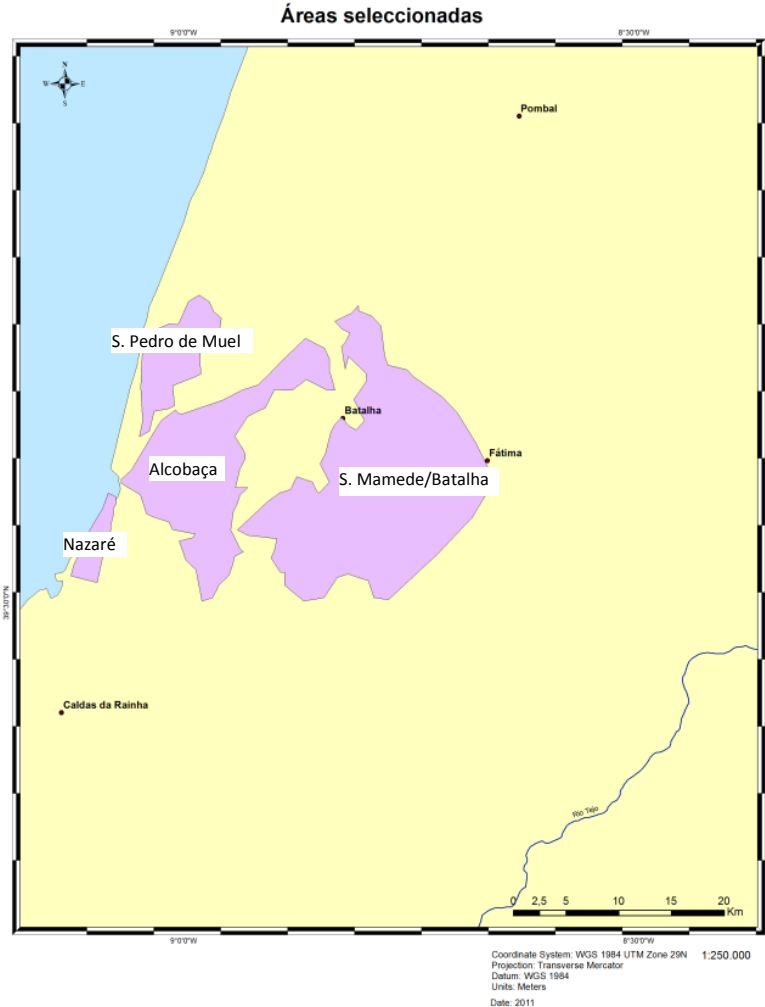


Figura 6.1 - Áreas seleccionadas por um máximo de profundidade de 3000m (referência nível médio do mar).

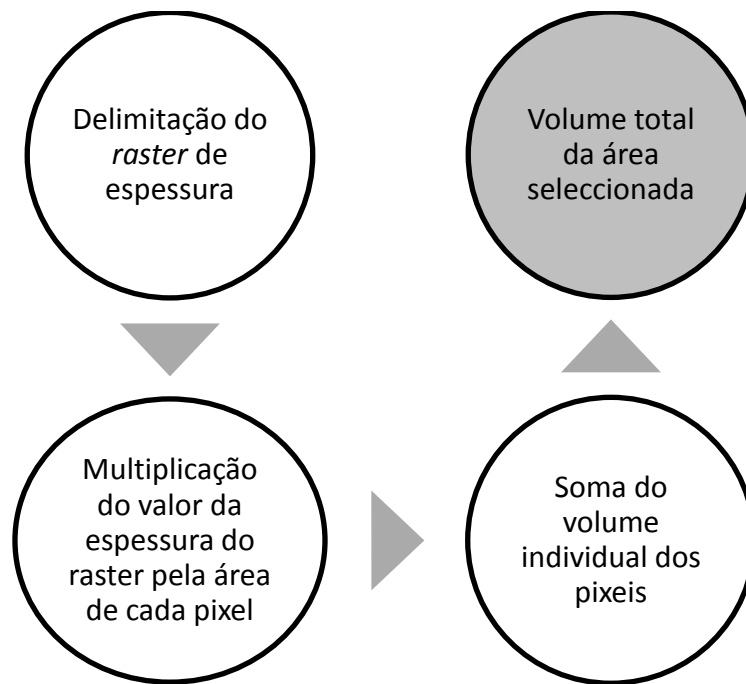
## 6.2 Quantificação da capacidade de armazenamento

O método utilizado para o cálculo da capacidade de armazenamento, designado por método volumétrico, tem por base a fórmula introduzida na secção 2.7:

$$M_{CO_2} = A \times h \times NG \times \phi \times \rho_{CO_2r} \times S_{eff}$$

Importa referir que foram feitos cálculos de capacidade de armazenamento para cada área seleccionada e não em conjunto. Os parâmetros de cálculo utilizados na equação foram determinados por diferentes métodos. O cálculo da área (A) foi feito no SIG, utilizando uma ferramenta automática de cálculo de áreas de polígonos irregulares. Ainda na mesma ferramenta SIG foi possível gerar um *raster* de espessuras (h) para as formações.

O cálculo do volume ( $A \times h$ ) foi efetuado a partir da soma de valores de volume correspondentes a cada pixel de um *raster* de volume delimitado pelas áreas selecionadas. O cálculo iniciou-se pela delimitação do *raster* de espessura pelas áreas, seguido da sua multiplicação pela área de cada pixel, obtendo-se assim o volume por pixel. Por último fez-se a soma desses valores e obteve-se um valor de volume total para cada área selecionada.



A única informação disponível para que se pudesse obter um valor estimado do *net to gross ratio* (NG) era o perfil litológico das sondagens, estipulou-se o valor de 25% para uso na equação, valor recomendado pela bibliografia (GeoCapacity Consortium, 2009) para casos de aquíferos salinos onde não existe muita informação.

A porosidade ( $\phi$ ) foi estimada por duas vias, interpretação de diagrfias e ensaios de laboratório (ver secção 5.3). Porém, como os valores obtidos mostram uma grande dispersão efetuaram-se cálculos com valores médios obtidos pelas duas metodologias para que se pudesse também inferir a variação na capacidade de armazenamento. Foram utilizados valores de porosidade de 6,5% obtidos pelas diagrfias e 13% obtidos pelos ensaios de laboratório.

A densidade do  $\text{CO}_2$  ( $\rho_{\text{CO}_2r}$ ) foi calculada a partir de algoritmo construído em função da temperatura e pressão do local de armazenamento, e tendo por base as tabelas CO2TAB fornecidas com o software TOUGH2 da *Lawrence Berkeley National Laboratory*.

A fórmula utilizada para o cálculo da temperatura, com base no gradiente geotérmico (ver secção 4.1.4) é:

$$T_z = T_0 + \left(\frac{dy}{dz} \times Z\right)$$

em que:

$T_z$  - Temperatura em profundidade (°C)

$T_0$  - Temperatura de superfície (°C)

$dy/dz$  - Gradiente geotérmico (°C/Km)

$Z$  - Profundidade (Km)

A temperatura de superfície ( $T_0$ ) foi retirada do Atlas do Ambiente. A informação em formato vetorial foi transformada em *raster* para se poder executar os cálculos.

A pressão foi determinada com base na fórmula da pressão hidrostática:

$$P = hg\rho_w$$

em que:

$h$  - profundidade (m)

$g$  - aceleração da gravidade (9,8m<sup>2</sup>/s)

$\rho_w$  - densidade da água (1000kg/m<sup>3</sup>)

Para efeitos de cálculo foi utilizado um ponto para a determinação da temperatura e pressão. Esses pontos são locais de possível injeção, sendo por isso sondagens já existentes ou, no caso de não existir nenhuma sondagem de prospeção, é o centro geométrico da área selecionada.

O fator de eficiência ( $S_{eff}$ ) é um parâmetro de muita incerteza, optando-se por se aplicar os valores recomendados na bibliografia que variam entre 2 a 4%(GeoCapacity Consortium, 2009).

Apresentam-se na Tabela 6.1 as 4 possibilidades combinadas entre os valores do fator de eficiência (2% e 4%) e de porosidade (obtida pelos dois métodos diferentes - 6,5% e 13%). No anexo, secção 10.3, encontram-se as tabelas 10.3 a 10.6 detalhadas com a indicação de todos os valores dos parâmetros utilizados.

**Tabela 6.1 - Cálculo da capacidade de armazenamento para as zonas selecionadas, apresentando 4 cenários diferentes.**

Zonas	Capacidade de armazenamento (Mton)			
	Porosidade <b>13%</b> ; fator de eficiência <b>2%</b>	Porosidade <b>6,5%</b> ; fator de eficiência <b>2%</b>	Porosidade <b>13%</b> ; fator de eficiência <b>4%</b>	Porosidade <b>6,5%</b> ; fator de eficiência <b>4%</b>
<b>S. Mamede/Batalha</b>	155	77	310	155
<b>Alcobaça</b>	86	43	172	86
<b>S. Pedro de Muel</b>	17	8	34	17
<b>Nazaré</b>	5	2	9	5
<b>Total</b>	263	130	525	263

Os resultados totais variam entre 130 e 525 Mton de CO<sub>2</sub> de capacidade de armazenamento nos locais mencionados como potenciais reservatórios.





## 7 Hierarquização de locais de armazenamento

A hierarquização de locais têm por objetivo eleger o melhor local de armazenamento geológico de CO<sub>2</sub>, construindo um ranking dos locais selecionados. A hierarquização é estabelecida com base em critérios definidos para seleção dos locais de armazenamento, mas condicionada aos dados disponíveis e que foram utilizados neste projeto.

### 7.1 Critérios

A Figura 7.1 indica os fatores considerados na hierarquização dos locais de armazenamento.

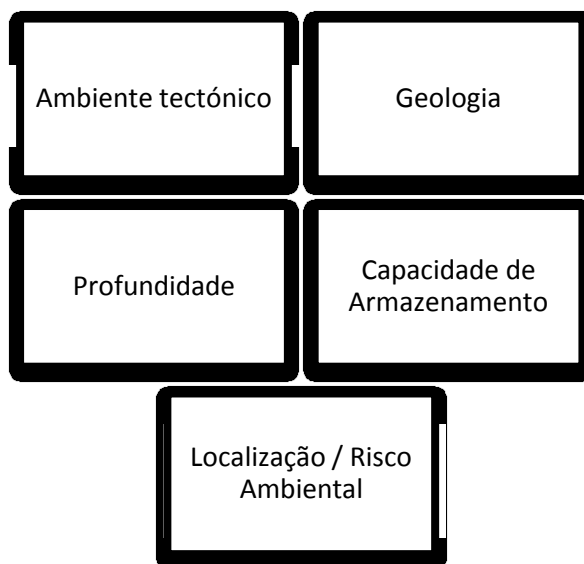


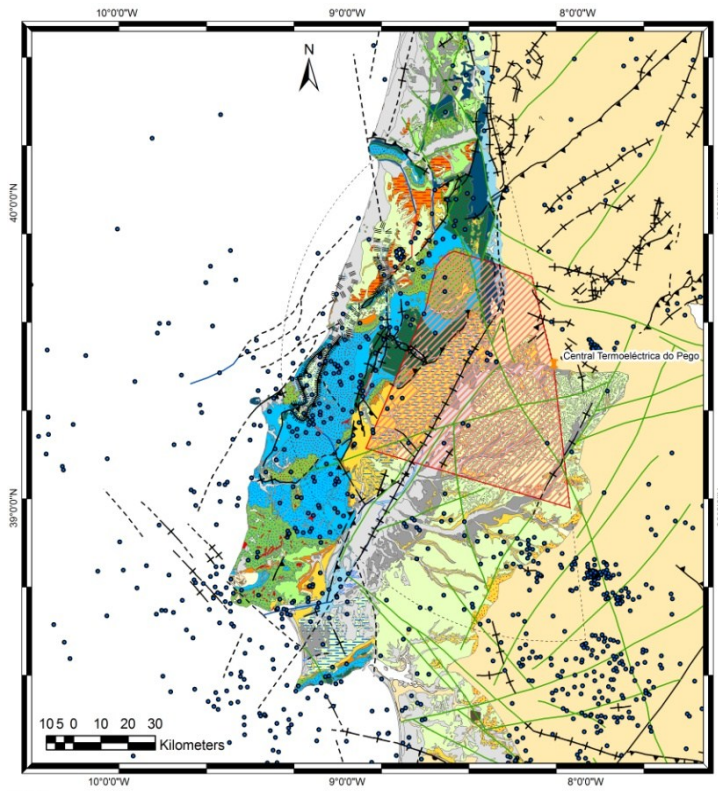
Figura 7.1 - Diagrama representativo dos critérios de seleção utilizados.

A ferramenta de implementação do sistema de informação geográfico desempenha nesta parte do projeto um papel fundamental, uma vez que é possível criar imagens com várias informações sobrepostas de uma forma bastante simplificada. Essa tarefa permite então procurar quais as áreas selecionadas mais ou menos favoráveis para o armazenamento de dióxido de carbono.

### **Ambiente tectónico**

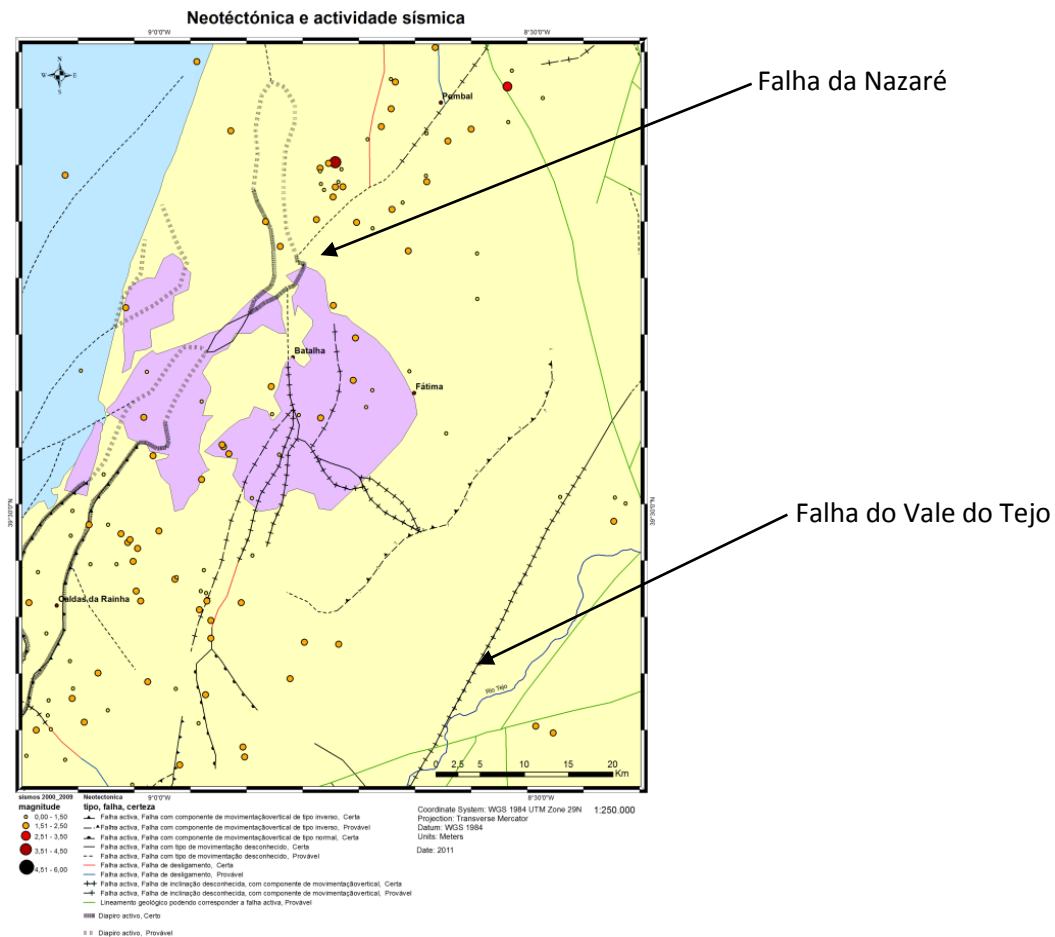
O critério definido como ambiente tectónico engloba o estudo de estabilidade neotectónica e de atividade sísmica feito para a bacia Lusitaniana. O objetivo é analisar qual zona mais estável das quatro e quais os riscos associados a cada uma das áreas.

A principal área de interesse encontra-se preenchida por falhas e para além disso ocorrem diapíros salinos que convém evitar (Bezzeghoud et al., 2011). Numa fase anterior do projeto foi definida uma zona estável com base na localização, magnitude e profundidade dos hipocentros dos sismos e com base nas falhas e diapíros ativos (Figura 7.2).



**Figura 7.2 - Identificação da zona mais estável da área em estudo (polígono vermelho). Mapa com representação da neotectónica e epicentros dos sismos, utilizando a base da geologia de superfície para a bacia Lusitaniana**

A Figura 7.3 tem representadas as áreas seleccionadas como potenciais e conjuga a neotectónica e os sismos ocorridos de 2000 a 2009.



**Figura 7.3 -Mapa representativo das áreas seleccionadas com a neotectónica e epicentros sísmicos de 2000-2009.**

As áreas seleccionadas como locais de potencial armazenamento não estão localizadas na área definida como mais estável, embora a Zona 1 se encontre muito próximo do seu limite. É necessário evitar principalmente as duas grandes falhas ativas da bacia, a falha da Nazaré e a falha do vale inferior do Tejo.

Nas áreas seleccionadas não há registo de sismos (2000-2009) com magnitude superior a 2,5. A zona 2 - Alcobaça é que se encontra num local menos favorável a nível de estabilidade do local, uma vez que está limitada, no bordo NW pela falha da Nazaré e existe um diapiro salino provável nessa mesma zona, continuação do diapiro ativo que se encontra a SW da área (Mourad Bezzeghoud et al., 2011).

## Geologia

A nível da geologia, os critérios de seleção passam pela escolha de formações reservatório e formação selante com características litológicas e petrofísicas adequadas às funções. A formação reservatório deve ser de material detrítico e poroso (bom aquífero) e a formação selante de material impermeável. Pela caracterização geológica da bacia sedimentar, as formações de Silves e da Dagorda são contínuas lateralmente pelo que não se pensa que haja variações nas diferentes áreas selecionadas.

## Profundidade

A Figura 7.4 ilustra a profundidade do topo da formação de Silves nas áreas selecionadas.

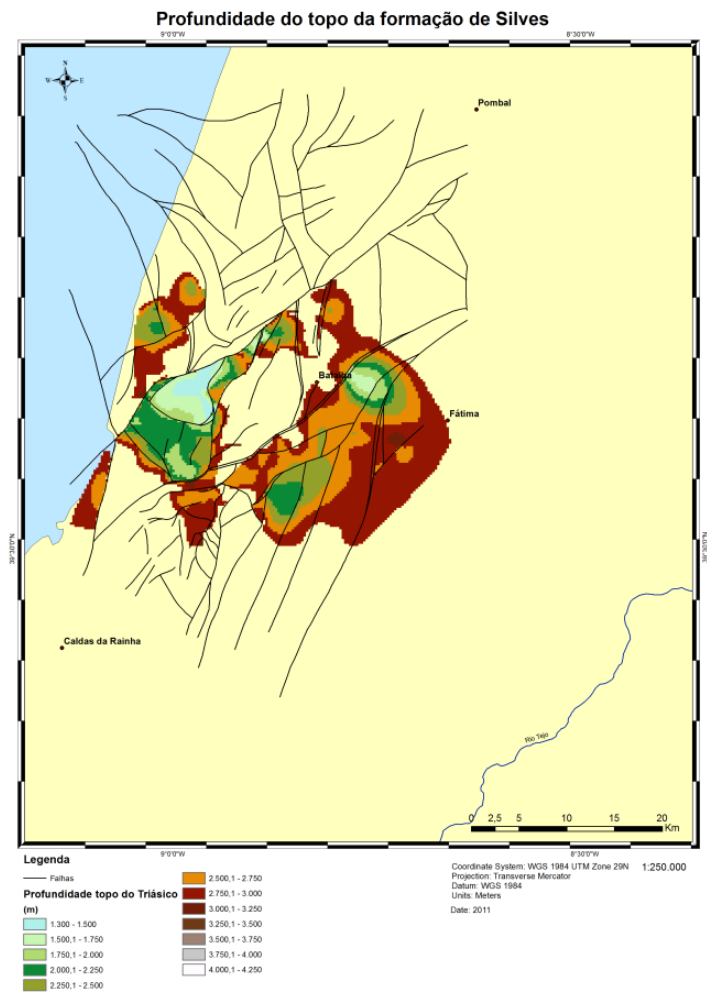


Figura 7.4 - Profundidade calculada para o topo da formação de Silves.

Quanto menor for a profundidade do reservatório menores serão os custos de armazenamento e injeção, salvaguardando o limite superior dos 800m de profundidade. É observável que o local de menores profundidades (1300 a 2250m) é a zona 2 - Alcobaça. A zona 1 - S. Mamede/Batalha apresenta a maior área a profundidades compreendidas entre 2500 a 3000m.

### **Capacidade de armazenamento**

A capacidade de armazenamento é determinante para a decisão sobre a viabilidade de um projeto, pois é necessário que os locais de armazenamento satisfaçam as necessidades da Central, permitindo armazenar entre 20 a 30 anos das emissões da Central.

No caso apresentado, com os parâmetros que foram possível obter, temos valores que correspondem a vários anos de funcionamento da central (ver secção 6.2). Os volumes das áreas selecionadas são proporcionais às áreas ocupadas, ou seja, do maior volume da zona 1 - S. Mamede/Batalha para o menor volume na zona 4 - Nazaré.

### **Localização/ Risco Ambiental**

A localização dos locais de armazenamento em relação à central termoelétrica do Pego interfere também na hierarquização dos locais. A proximidade à central reduz os custos de transporte do CO<sub>2</sub> para o local de armazenamento. A distância é menor à Zona 1 (S. Mamede/Batalha) e vai aumentando gradualmente para as outras áreas selecionadas.

Na localização das áreas selecionadas é importante ter em conta a existência de riscos ambientais associados às localidades e há existência de reservas naturais e de outros recursos naturais relevantes, como sejam aquíferos. No caso estudado as zonas são povoadas, principalmente na zona 2 - Alcobaça. Existe também a sobreposição de grande parte da zona 1 - S. Mamede/Batalha com o parque natural da serra de Aire e Candeeiros (Figura 7.5).

Para além disso como foi apresentado na secção 4.1.6 existem nesta zona importantes aquíferos de água potável que abastecem as populações e servem as atividades agrícolas da região, são importantes recursos a preservar e devem ser tomados em conta como uma agravante ao local de injeção de CO<sub>2</sub>, de modo que esta seja feita sem os danificar. Outro aspeto importante é que esta é a zona de pesquisa de hidrocarbonetos o que pode levar a um conflito de interesses entre a exploração

do subsolo, por outro lado a exploração de hidrocarbonetos poderia ser um impulso para o aprisionamento de CO<sub>2</sub> como método EHR.

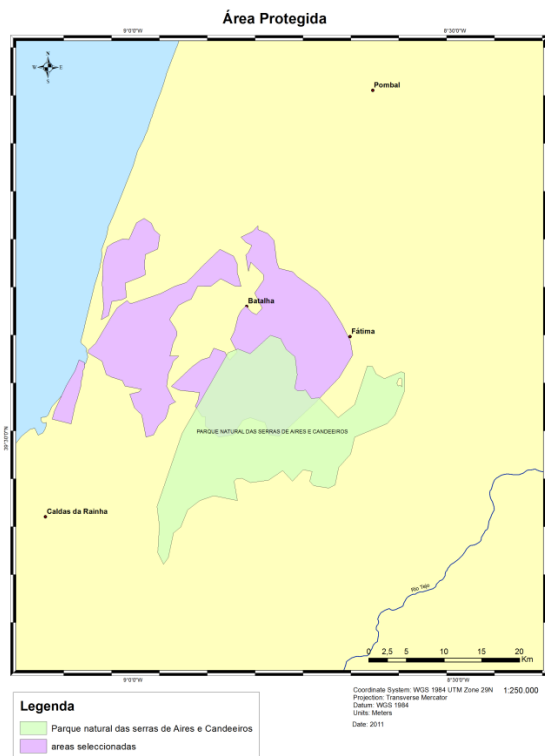


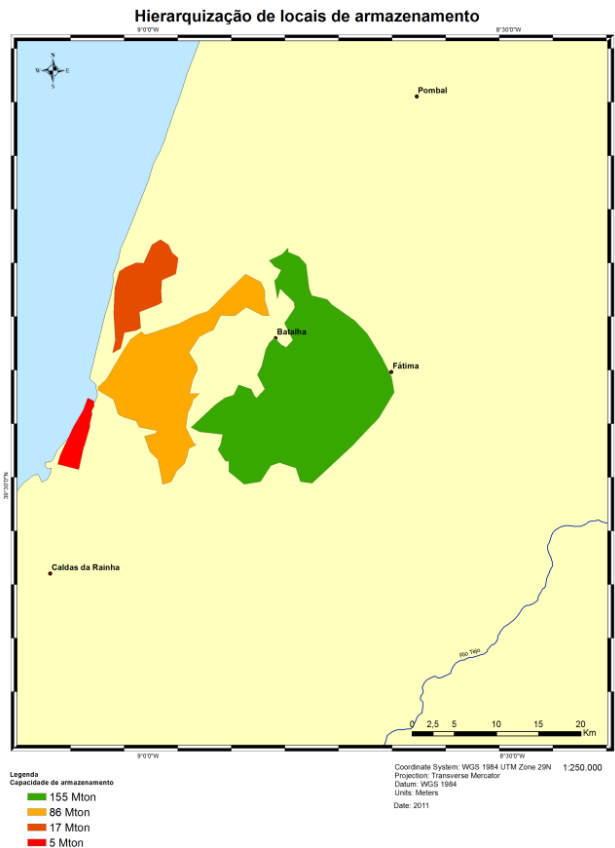
Figura 7.5 - Localização da área protegida do parque natural da Serra de Aires e Candeeiros, sobre parte da zona 1 - S. Mamede/Batalha.

## 7.2 Hierarquização

Com os critérios estabelecidos foi então estabelecida a hierarquização dos locais (Figura 7.6).

A zona 1 - S. Mamede/Batalha tem uma capacidade de armazenamento entre os 77 e 310 Mton CO<sub>2</sub>, ou seja, com capacidade para armazenar entre 25 a 103 anos de emissões da central (a 3Mton CO<sub>2</sub>/ ano). Apesar de parte desta área ser coincidente com o parque natural, não invalida a sua utilização desde que todas as atividades desenvolvidas sejam fora da área de proteção. Esta zona foi considerada a preferencial.

A zona 2 - Alcobaça tem uma boa capacidade de armazenamento, permitindo o armazenamento entre os 14 e 24 anos, nas mesmas condições. Esta está em segundo lugar no *ranking* pois está numa zona de maior risco sísmico, uma vez que está muito próximo da falha da Nazaré e existe um provável diapiro ativo.



**Figura 7.6 - Mapa ilustrativo da hierarquização dos locais de armazenamento. A verde zona 1 - S. Mamede/Batalha; A amarelo zona 2 - Alcobaça; a laranja zona 3 - S. Pedro de Muel; a vermelho zona 4 - Nazaré. Por ordem crescente de posição favorável para desfavorável.**

As áreas menores foram consideradas de menor importância uma vez que a capacidade de armazenamento é reduzida, a profundidade da formação reservatório é maior e a distância à central do Pego também é maior. Não foram completamente descartadas uma vez que se suspeita que as formações de Silves e da Dagorda tenham continuidade lateral para o *offshore*, sendo por isso uma possibilidade, a injeção *onshore* e a propagação para *offshore* do CO<sub>2</sub> armazenado.





## ***8 Conclusões e Recomendações***

A temática desta dissertação de mestrado insere-se num problema atual e emergente a nível global, a necessidade da redução das emissões dos gases efeito estufa.

Com estes resultados do projeto KTejo, a empresa promotora obteve algumas respostas quando à viabilidade de aplicação da tecnologia de captura e armazenamento de CO<sub>2</sub> na central termoelétrica do Pego.

O objetivo deste trabalho foi cumprido, identificando-se quais os melhores locais e em que formação geológica é possível o armazenamento de CO<sub>2</sub>. A formação que foi escolhida para reservatório foi o Grés de Silves, pois apresenta as melhores características para o efeito desejado, nos locais da bacia Lusitaniana que ficam a cerca de 100km da central do Pego e onde havia dados para serem estudados. O selante é providenciado pela Formação da Dagorda, Formação argilo-margosa com grande percentagem de evaporitos que garante a impermeabilidade necessária ao aprisionamento de CO<sub>2</sub>, assim como a sua ductilidade essencial no fecho das falhas, não permitindo o contacto com as formações do Jurássico.

O estudo incidiu maioritariamente sobre sub-bacias do sector central, locais onde a informação era mais detalhada e também com a vantagem da maior proximidade à central termoelétrica. Foram selecionados quatro locais designados por S.Mamede/Batalha, Alcobaça, S. Pedro de Muel e Nazaré, com capacidades de armazenamento entre 130 e 525 Mton.

Após a análise de todos os locais selecionados no sector central e posterior hierarquização, concluiu-se que zona 1, mais próximo à central do Pego, é o que reúne condições mais favoráveis para o armazenamento de CO<sub>2</sub>. A capacidade de armazenamento deste reservatório foi estimada para um tempo de utilização entre 25 a 100 anos com a injeção anual de 3Mton CO<sub>2</sub>/ano.

O reservatório mais favorável foi escolhido tendo por base vários critérios que respeitam a segurança do aprisionamento de CO<sub>2</sub>, a sua viabilidade económica e também o carácter social e ambiental dos locais analisados. Importa ressaltar algumas advertências e conclusões dos vários estudos realizados, nomeadamente do ponto de vista do risco sísmico e tectónico.

Devido à proximidade das zonas selecionadas com a falha da Nazaré, estas encontram-se em zonas de intensa atividade sísmica e de diapirismo ativo. Para além disso, o CO<sub>2</sub> é injetado a alta

pressão podendo provocar sismicidade induzida. Estes fatores refletem-se no risco ambiental associado à fuga do CO<sub>2</sub>, pois encontram-se vários aquíferos de água potável situados nas zonas estudadas, passíveis de serem contaminados.

Outra questão a ser tratada com cuidado é o facto de a área de maior interesse se situar parcialmente sob o parque natural da serra de Aires e Candeeiros, onde não poderia existir trabalhos de furação por exemplo.

Uma das alternativas a esta escolha de local será a injeção mais próxima da margem continental. Uma solução apontada atualmente é o armazenamento de CO<sub>2</sub> em *offshore*, sabendo-se que os custos de uma instalação desse tipo são muito superiores. Sabe-se também que as formações encontradas em *onshore* têm continuidade em *offshore*, pelo que a alternativa seria utilizar um furo em *onshore* e o reservatório não se limitar e se expandir para *offshore*, garantindo maior segurança e estabilidade no local onde o CO<sub>2</sub> iria ser armazenado.

A escassez de dados foi um fator condicionante na caracterização da bacia. Os dados utilizados foram disponibilizados pelo DPEP, resultantes da pesquisa de petróleo. Embora fossem muito úteis é de notar que existem lacunas na informação e seriam necessários estudos mais aprofundados e detalhados para uma melhor caracterização do reservatório. Um dos elementos pertinentes seria a determinação da permeabilidade do reservatório. Este dado só é possível de obter através de ensaios realizados em furos, ou seja, há a necessidade de realizar um furo de prospeção para a continuação dos trabalhos de caracterização das formações geológicas. Estão a ser também desenvolvidos trabalhos no âmbito da caracterização *offshore* que também seriam complementados com dados recolhidos por um furo piloto em *onshore*.

Este trabalho inicia a investigação sobre o armazenamento geológico em zonas onshore de Portugal. A compilação da base de dados pode ser considerada como um ponto de partida para estudos futuros sobre o armazenamento geológico na bacia Lusitaniana. Estes estudos são necessários devido à necessidade que Portugal tem de encontrar uma estratégia para cumprir os acordos europeus sobre a redução das emissões de CO<sub>2</sub> para a atmosfera.

## 9 Bibliografia

- Almeida, C., Mendonça, J. J. L., Jesus, M. R., & Gomes, A. J. (2000a). SISTEMA AQUÍFERO : LOURIÇAL ( O29 ). *Sistemas Aquíferos de Portugal Continental* (pp. 378-392). Instituto da água.
- Almeida, C., Mendonça, J. J. L., Jesus, M. R., & Gomes, A. J. (2000b). SISTEMA AQUÍFERO : VIEIRA DE LEIRIA - MARINHA GRANDE ( O12 ). *Sistemas Aquíferos de Portugal Continental* (pp. 279-287). Instituto da água.
- Almeida, C., Mendonça, J. J. L., Jesus, M. R., & Gomes, A. J. (2000c). ORLA OCIDENTAL ( O ). *Sistemas Aquíferos de Portugal Continental* (pp. 134-155).
- Alves, T. M., Gawthorpe, R. L., Hunt, D. W., & Monteiro, J. H. (2002). Jurassic tectono-sedimentary evolution of the Northern Lusitanian Basin (offshore Portugal). *Marine and Petroleum Geology*, 19(6), 727-754. doi:10.1016/S0264-8172(02)00036-3
- Alves, T. M., Manuppella, G., Gawthorpe, R. L., Hunt, D. W., & Monteiro, J. H. (2003). The depositional evolution of diapir- and fault-bounded rift basins: examples from the Lusitanian Basin of West Iberia. *Sedimentary Geology*, 162(3-4), 273-303. doi:10.1016/S0037-0738(03)00155-6
- Araújo, A., & Pereira, N. (2011). Estrutura da Bacia Lusitaniana na região situada entre os paralelos de Pombal e Torres Novas. *Captura e Armazenagem de CO2 na Central do PEGO - KTejo*. Universidade de Évora.
- Araújo, A., Pereira, N., & Carneiro, J. (2011). Análises petrofísicas e geoquímicas. *Captura e Armazenamento de CO2 na Central do PEGO - KTejo*. Universidade de Évora.
- Bachu, S. (2003). Screening and ranking of sedimentary basins for sequestration of CO2 in geological media in response to climate change. *Environmental Geology*, 44(3), 277-289. doi:10.1007/s00254-003-0762-9
- Bachu, S. (2008). CO2 storage in geological media: Role, means, status and barriers to deployment. *Progress in Energy and Combustion Science*, 34(2), 254-273. doi:10.1016/j.pecs.2007.10.001
- Barker, W., & Fournelle, J. (1996). X-ray Compositional MicroAnalysis: EDS and WDS. *Electron Microscopy: Theory and Practice*. Madison: University of Wisconsin-Madison.
- Bernardes, L. M. F. (2010). *Hidratos de CO2 como estratégia de mitigação das alterações climáticas: definição de zonas de estabilidade no deep offshore de Portugal Continental*. Universidade de Évora.
- Bezzeghoud, M., & Borges, J. F. (2003). Mecanismos Focais dos Sismos em Portugal Continental. *Física de la Tierra*, n 15, 229-245.

- Bezzeghoud, Mourad, Borges, J. F., Araujo, A., & Perreira, N. (2011). Sismicidade e Sismotectónica. *Captura e Armazenagem de CO<sub>2</sub> na Central do PEGO - KTejo* (Vol. 800). Universidade de Évora.
- CO2CRC. (2008). *Storage capacity estimation, site selection and characterization for CO<sub>2</sub> storage projects*. (J. G. Kaldi & C. M. Gibson-Poole, Eds.) *Report No: RPT08-1001, CO2CRC, Canberra, ACT*. Retrieved from <http://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:Storage+Capacity+Estimation,+Site+Selection+and+Characterisation+for+CO+2+Storage+Projects#0>
- CO2CRC. (2011). CO2CRC. Retrieved September 2011, from <http://www.co2crc.com.au/>
- CO2NET. (2005). O INTERIOR DA TERRA : Uma solução possível para as Alterações Climáticas.
- Cabral, J., & Ribeiro, A. (1988). Carta Neotectónica de Portugal Continental, 1:1.000.000.
- Carneiro, J. F., Boavida, D., & Silva, R. (2011). First assessment of sources and sinks for carbon capture and geological storage in Portugal. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 5(3), 538-548. doi:10.1016/j.ijggc.2010.08.002
- Chadwick, A., Arts, R., Bernstone, C., May, F., Thibeau, S., & Zweigel, P. (2008). *BEST PRACTICE FOR THE STORAGE OF CO<sub>2</sub> IN SALINE AQUIFERS Observations and guidelines from the SACS and CO2STORE projects*. North Star. Keyworth, Nottingham: British Geological Survey.
- Correia, A., & Carneiro, J. (2011). Geophysical logging analysis. *Captura e Armazenamento de CO<sub>2</sub> na Central do PEGO - KTejo*. Universidade de Évora.
- Cui, X., Bustin, R. M., & Chikatamarla, L. (2007). Adsorption-induced coal swelling and stress: Implications for methane production and acid gas sequestration into coal seams. *Journal of Geophysical Research*, 112(B10). doi:10.1029/2004JB003482
- DPEP - Divisão para a Pesquisa e Prospecção de Petróleos. (2011). DPEP. *DGGE*. Retrieved September 2011, from [http://www.dgge.pt/dpep/pt/geology\\_pt.htm](http://www.dgge.pt/dpep/pt/geology_pt.htm)
- European Commission. (2010). *E u r o p e 2 0 2 0*.
- GeoCapacity Consortium. (2009). *Assessing European Capacity for Geological Storage of Carbon Dioxide* (pp. 1-45).
- Gibbins, J., & Chalmers, H. (2008). Carbon capture and storage. *Energy Policy*, 36(12), 4317-4322. doi:10.1016/j.enpol.2008.09.058
- Global CCS Institute. (2011a). *The global status of CCS: 2011*.
- Global CCS Institute. (2011b). Global CCS Institute. Retrieved September 2011, b from <http://www.globalccsinstitute.com>
- Global Carbon Project. (2010). 2009 Global Carbon Budget. *Nature Geoscience*, 5.

Google Inc. (2011). Google Earth.

Herzog, H. (2002). Carbon sequestration via mineral carbonation: overview and assessment. *Cambridge, Massachusetts: Massachusetts Institute of Technology, Laboratory for Energy and the Environment*. Retrieved from <http://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:Carbon+Sequestration+via+Mineral+Carbonation+:+Overview+and+Assessment#0>

IEA. (2008). Energy technology perspectives. doi:10.1177/019685997600200103

INAG. (1995). Sistema nacional de informação de recursos hídricos. Retrieved January 2010, from <http://snirh.pt/>

IPCC. (2005). *IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Environmental science & technology* (Vol. 45). New York, USA: Cambridge University Press. doi:10.1021/es200619j

IPCC. (2007). *Climate Change 2007 : Synthesis Report*. (A. (Eds. . Core Writing Team, Pachauri, R.K. and Reisinger, Ed.) *Change* (p. 104). Geneva, Switzerland: IPCC. Retrieved from [http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/syr/ar4\\_syr.pdf](http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/syr/ar4_syr.pdf)

ISRM. (1972). Suggested Methods for Determining Water Content, Porosity, Density, Absorption and Related Properties, and Swelling and Slake-Durability Index Properties. International Society for Rock Mechanics Publication.

Instituto Geológico e Mineiro. (1992). Carta Geológica de Portugal, 1:500 000,. Lisboa.

Instituto de Meteorologia. (2008). Instituto de Meteorologia de Portugal. Retrieved January 2010, from <http://www.meteo.pt/pt/>

Kullberg, J. C. (2000). *Evolução tectónica mesozóica da bacia lusitaniana*. Universidade Nova de Lisboa.

Kullberg, J. C., Rocha, R. B., Soares, A. F., Rey, J., Terrinha, P., & Callapez, P. (2006). A Bacia Lusitaniana: Estratigrafia, Paleogeografia e Tectónica. *Geologia de Portugal no contexto da Ibéria* (pp. 317-368). Universidade de Évora.

LNEG. (2010). geoPortal do LNEG. Retrieved January 2010, from <http://geoportal.lneg.pt/>

Lomholt, S., Rasmussen, E., Andersen, C., Vejbæk, O. V., Madsen, L., & Steinhardy, H. (1996). *Seismic interpretation and mapping of the Lusitanian Basin, Portugal. Final Report, Proj. MILUPOBAS, Contract n° JOU2-CT94-0348*. Copenhagen.

Mohave O&G. (1996). *Geological reports of the Aljubarrota, Figueira da Foz and Marinha Grande Licenses*.

Morbee, J., Serpa, J., & Tzimas, E. (2010). The evolution of the extent and the investment requirements of a trans-European CO2 transport network. *JRC Scientific and Technical Reports*. doi:10.2790/24331

Rasmussen, E. (1998). Aspects of the structural evolution of the Lusitanian Basin in Portugal and the shelf and slope area offshore Portugal. *Tectonophysics*, 300(1-4), 199-225. doi:10.1016/S0040-1951(98)00241-8

Rider, M. H. (1996). *The geological interpretation of well logs* (p. 280). Whittles Publishing.

Schlumberger Limited. (2011). Schlumberger. Retrieved September 2011, from [www.slb.com](http://www.slb.com)

Stern, N., Peters, S., Bakhshi, V., & Bowen, A. (2006). Stern Review: The economics of climate change. *Journal of Economic Literature*, 45(3), 686-702. doi:10.1257/jel.45.3.686

Wilson, R. C. L. (1988). Mesozoic development of the Lusitanian Basin.pdf.

ZEP. (2011). Zero Emission Platform. Retrieved September 2011, from <http://www.zeroemissionsplatform.eu/>

# Anexos

## Anexo 1 - Ensaios de Laboratório

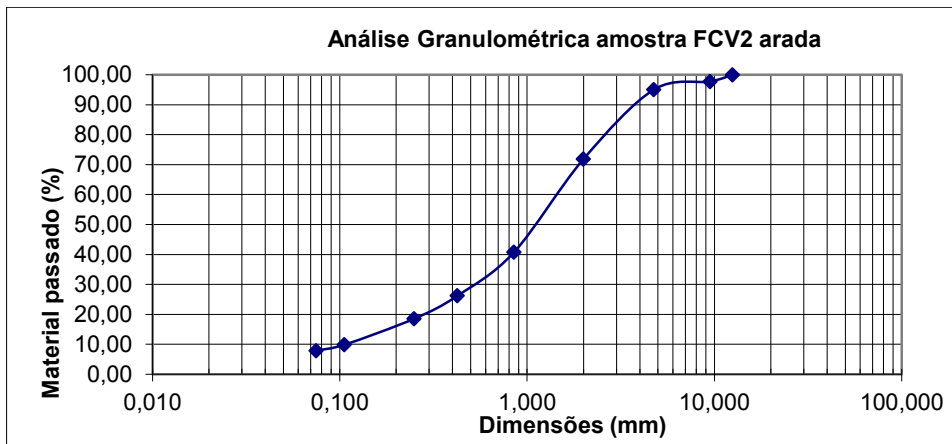
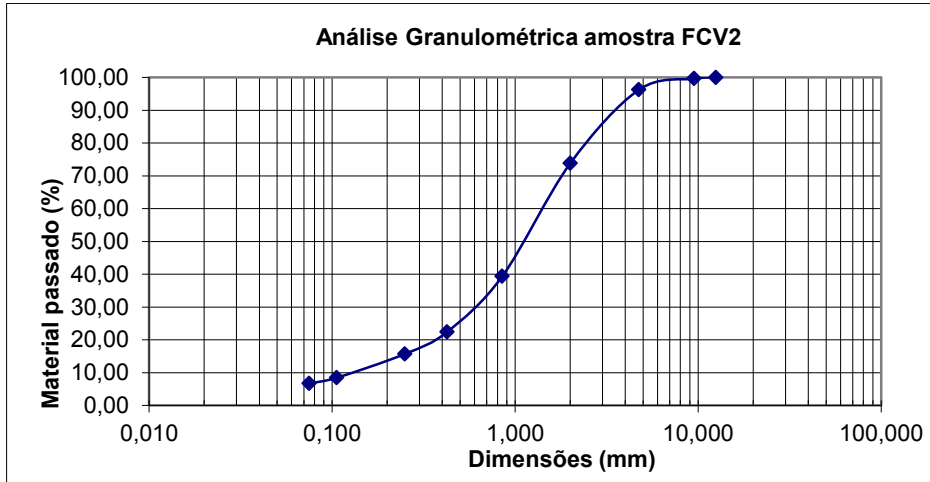
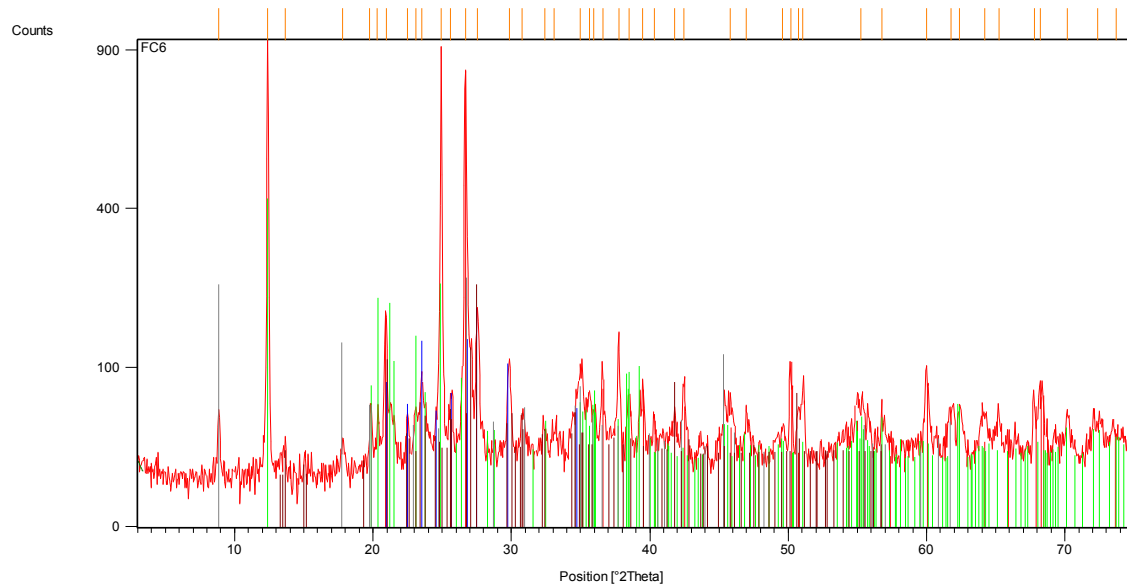


Figura 1 - Gráficos resultantes do ensaio de análise granulométrica nas amostras FCV2 e FCV2 (arada).

Estas curvas são resultantes do ensaio de análise granulométrica via húmida, onde se utilizou a seguinte sequência de peneiros:

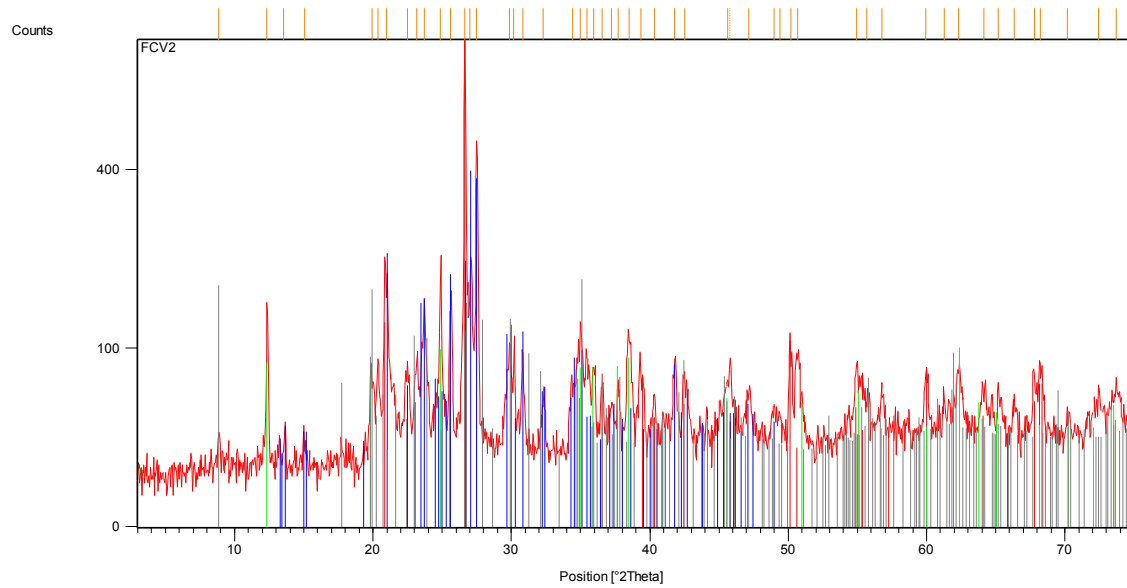
Peneiro	
ASTM	(mm)
3/4	
1/2	12,500
3/8	9,500
4	4,750
10	2,000
20	0,850
40	0,425
60	0,250
140	0,106
200	0,075



Visible	Ref. Code	Score	Compound Name	Displacement [°2Th.]	Scale Factor	Chemical Formula
*	01-085-1054	53	Quartz ŞGA	0,000	0,851	Si O <sub>2</sub>
*	00-008-0048	45	Orthoclase	0,000	0,179	K ( Al , Fe ) Si <sub>2</sub> O <sub>8</sub>
*	01-078-1996	37	Kaolinite 1\ITA\RG	0,000	0,446	Al <sub>2</sub> ( Si <sub>2</sub> O <sub>5</sub> ) ( O H ) <sub>4</sub>
*	00-007-0042	30	Muscovite- 3\ITT\RG	0,000	0,238	( K , Na ) ( Al , Mg , Fe ) <sub>2</sub> ( Si <sub>3.1</sub> Al <sub>0.9</sub> ) O <sub>10</sub> ( O H ) <sub>2</sub>
*	00-019-0932	31	Microcline, intermediate	0,000	0,225	K Al Si <sub>3</sub> O <sub>8</sub>
	01-073-0603	23	Hematite, syn	0,000	0,049	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>
	00-001-0401	13	Goethite	0,000	0,075	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> ! H <sub>2</sub> O

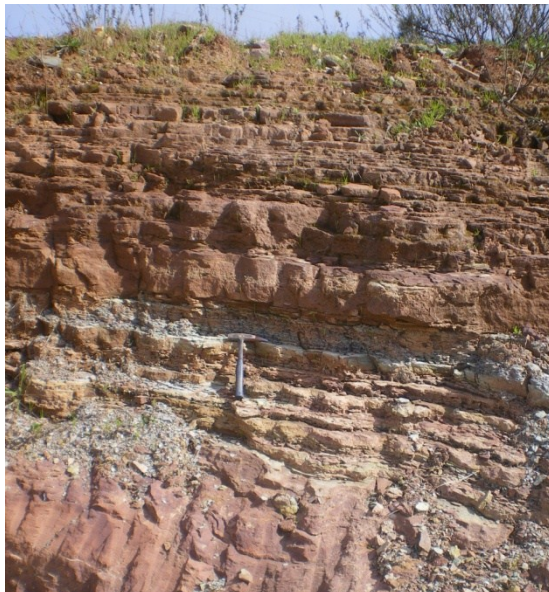
Figura 2 - Gráfico e Tabela correspondentes à Difração de raio-X da amostra FC6.





Visible	Ref. Code	Score	Compound Name	Displacement [°2Th.]	Scale Factor	Chemical Formula
*	01-085-0795	54	Quartz	0,000	1,025	Si O <sub>2</sub>
*	00-022-0675	51	Microcline, intermediate	0,000	0,503	K Al Si <sub>3</sub> O <sub>8</sub>
*	00-006-0221	42	Kaolinite 1Md	0,000	0,101	Al <sub>2</sub> Si <sub>2</sub> O <sub>5</sub> ( OH ) <sub>4</sub>
*	01-086-1384	20	Muscovite 2\ITM#1\RG	0,000	0,236	K <sub>0.894</sub> Al <sub>1.93</sub> ( Al <sub>0.943</sub> Si <sub>2.829</sub> O <sub>10</sub> ) ( ( OH ) <sub>1.744</sub> F <sub>0.256</sub> )
	00-001-0401	6	Goethite	0,000	0,177	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> ! H <sub>2</sub> O

Figura 3 - Gráfico e Tabela correspondentes à Difração de raio-X da amostra FC2 (Arada).



**Figura 4 - Fotografias da formação de Silves aflorante. a) Pormenor de uma formação conglomerática de cimento ferruginoso; b) vista de um talude de estrada com intercalações de material mais e menos friável.**

## Anexo 2 - Resultados de Diagrafias

Tabela 1 - Tabela com os resultados da interpretação das diagrafias na sondagem Aljubarrota 2(Correia & Carneiro, 2011).

Profundidade (m)	X-plot porosidade (N-D) (%)	Vsh (%)	f <sub>e</sub> (%)	Porosidade (%)	Resistividade da formação (R <sub>w</sub> , ohm)	Resistividade da água (ohm)	Temperatura (°C)	Salinidade (kppm)
3076	1	0	1	3	1000	0,1	70	30
3185	1	13,7	1	6	130	0,468	72	6
3200	1	3,6	1	5	110	0,275	72	10
3385	11	11	9,8	9	25	0,3025	76	9
3404	6	4,5	5,7	7	50	0,18	77	14
3424	4	0	4	9	20	0,162	77	17
3454	5	0	5	6	70	0,175	80	14
3552	9	18	7,4	7	10	0,081	80	35
3591	4	4,5	3,8	7	50	0,08	81	35

Sonic porosity:  $(DT_{log}-DT_{matrix})/(DT_{fluid}-DT_{matrix})$ ;  $DT_{matrix} = 47 \mu\text{sec/ft}$ ,  $DT_{fluid} = 189 \mu\text{sec/ft}$

$R_w = R_t * \phi^2$

$V_{sh} = (GR_{log}-GR_{cl})/(GR_{sh}-GR_{cl})$ ;  $GR_{cl}$  (clean)= 40 gapi,  $GR_{sh}$  (shale) = 150 gapi

### Anexo 3 - Capacidade de Armazenamento

Tabela 2 - Tabela com os resultados do cálculo de capacidade de armazenamento para porosidade de 13% e fator de eficiência de 2%.

Name	Reservoir	Aquifer_pt	D (m)	Vo l (km <sup>3</sup> )	A (km <sup>2</sup> )	h (m)	N G (-)	ϕ (-)	S <sub>e</sub> (-)	T surf (°C)	Geothermal gradient (°C/km)	T top aquifer (°C)	ρ <sub>w</sub> (kg/m <sup>3</sup> )	Pressure (Pa)	ρ <sub>CO2</sub> (kg/m <sup>3</sup> )	M <sub>C</sub> O <sub>2</sub> (Mt on)
Lusitanian On_A1	Grés de Silves	Alj-2	2600	327,4	312,8	1100	0,25	0,13	0,02	13,8	22,9	75	1027	2,62E+07	728	155
Lusitanian On_A2	Grés de Silves	Alj-1	1700	199,7	153,8	1115	0,25	0,13	0,02	13,8	27,9	61	1027	1,71E+07	662	86
Lusitanian On_A3	Grés de Silves	SPM-1G	2500	39,6	48,5	600	0,25	0,13	0,02	13,8	31,5	87	1027	2,52E+07	657	17
Lusitanian On_A4	Grés de Silves	LO_A4	2700	12,7	15,40	900	0,25	0,13	0,02	13,8	36	113	1027	2,72E+07	568	5
TOTAL Storage capacity															262	

**Tabela 3 - Tabela com os resultados do cálculo de capacidade de armazenamento para porosidade de 13% e fator de eficiência de 4%.**

Name	Reservoir	Aquifer_pt	D (m)	Vol (km <sup>3</sup> )	A (km <sup>2</sup> )	h (m)	NG (-)	$\alpha$ (-)	S <sub>eff</sub> (-)	T surface(°C)	Geothermal gradient (°C/km)	T top aquifer (°C)	$\rho_w$ (kg/m <sup>3</sup> )	Pressure (Pa)	$\rho_{CO2r}$ (kg/m <sup>3</sup> )	M <sub>CO2</sub> (Mton)
Lusitanian On_A1	Grés de Silves	Alj-2	2600	327,4	312,8	1100	0,25	0,13	0,04	13,8	22,9	75	1027	2,62E+07	728	310
Lusitanian On_A2	Grés de Silves	Alj-1	1700	199,7	153,8	1115	0,25	0,13	0,04	13,8	27,9	61	1027	1,71E+07	662	172
Lusitanian On_A3	Grés de Silves	SPM-1G	2500	39,6	48,5	600	0,25	0,13	0,04	13,8	31,5	87	1027	2,52E+07	657	34
Lusitanian On_A4	Grés de Silves	LO_A4	2700	12,7	15,40	900	0,25	0,13	0,04	13,8	36	113	1027	2,72E+07	568	9
<b>TOTAL Storage capacity</b>																
<b>525</b>																

**Tabela 4 - Tabela com os resultados do cálculo de capacidade de armazenamento para porosidade de 6,5% e fator de eficiência de 2%.**

Name	Reservoir	Aquifer_pt	D (m)	Vol (km <sup>3</sup> )	A (km <sup>2</sup> )	h (m)	NG (-)	$\alpha$ (-)	S <sub>eff</sub> (-)	T surface(°C)	Geothermal gradient (°C/km)	T top aquifer (°C)	$\rho_w$ (kg/m <sup>3</sup> )	Pressure (Pa)	$\rho_{CO2r}$ (kg/m <sup>3</sup> )	M <sub>CO2</sub> (Mton)
Lusitanian On_A1	Grés de Silves	Alj-2	2600	327,4	312,8	1100	0,25	0,065	0,02	13,8	22,9	75	1027	2,62E+07	728	77
Lusitanian On_A2	Grés de Silves	Alj-1	1700	199,7	153,8	1115	0,25	0,065	0,02	13,8	27,9	61	1027	1,71E+07	662	43
Lusitanian On_A3	Grés de Silves	SPM-1G	2500	39,6	48,5	600	0,25	0,065	0,02	13,8	31,5	87	1027	2,52E+07	657	8
Lusitanian On_A4	Grés de Silves	LO_A4	2700	12,7	15,40	900	0,25	0,065	0,02	13,8	36	113	1027	2,72E+07	568	2
<b>TOTAL Storage capacity</b>																
<b>131</b>																

**Tabela 5 - Tabela com os resultados do cálculo de capacidade de armazenamento para porosidade de 6,5% e fator de eficiência de 4%.**

Name	Reservoir	Aquifer_pt	D (m)	Vol (km <sup>3</sup> )	A (km <sup>2</sup> )	h (m)	NG (-)	$\alpha$ (-)	S <sub>eff</sub> (-)	T surface(°C)	Geothermal gradient (°C/km)	T top aquifer (°C)	$\rho_w$ (kg/m <sup>3</sup> )	Pressure (Pa)	$\rho_{CO_2r}$ (kg/m <sup>3</sup> )	M <sub>CO2</sub> (Mton)
Lusitanian On_A1	Grés de Silves	Alj-2	2600	327,4	312,8	1100	0,25	0,065	0,04	13,8	22,9	75	1027	2,62E+07	728	155
Lusitanian On_A2	Grés de Silves	Alj-1	1700	199,7	153,8	1115	0,25	0,065	0,04	13,8	27,9	61	1027	1,71E+07	662	86
Lusitanian On_A3	Grés de Silves	SPM-1G	2500	39,6	48,5	600	0,25	0,065	0,04	13,8	31,5	87	1027	2,52E+07	657	17
Lusitanian On_A4	Grés de Silves	LO_A4	2700	12,7	15,40	900	0,25	0,065	0,04	13,8	36	113	1027	2,72E+07	568	5
TOTAL Storage capacity																262

## Anexo 4 - Perfis geológicos

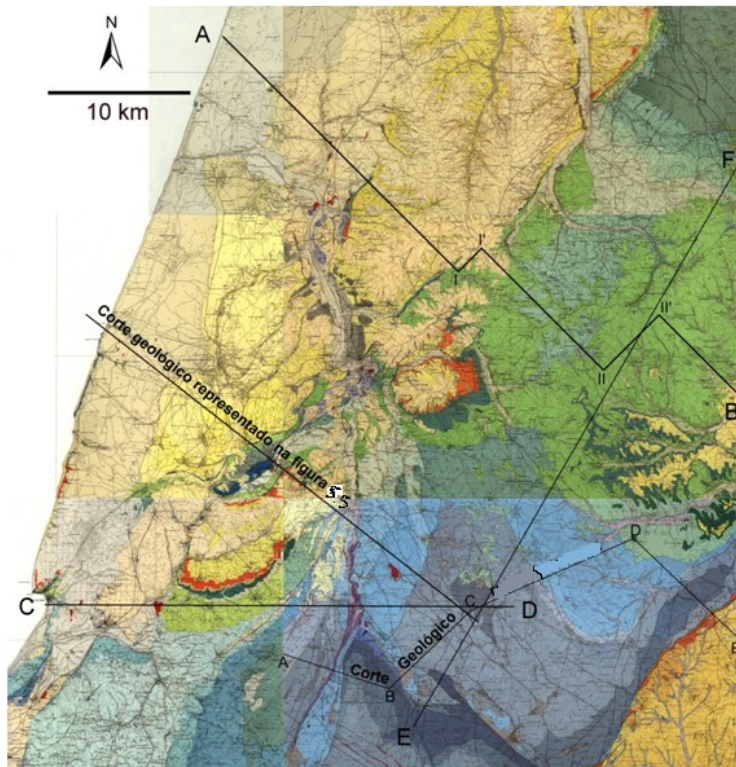










Figura 5 - Mosaico composto pelas folhas da Carta Geológica de Portugal à escala 1/50000, com a localização dos cortes geológicos representados na Figura 5.8.





## Anexo 5 - Legenda Geológica

		Geologia
Holocénico	 a	Aluviões
	 A00	Areias de duna e de praia
	 A2	Depósitos do maciço calcário Estremenho
	 D	Dunas
Plistocénico	 Q	Terraços, areias e cascalheiras
Pliocénico	 PR	Diatomitos e linhitos de Rio Maior e Óbidos
	 PP	Formação de Aguada e Barracão / Dep. Carnide, Águas Santas, Pombal e S. Pedro de Moel
	 PE	Depósitos arenosos da Estremadura
Miocénico	 MO	Areias e lenhitos de Póvoa de Santarém; Areias de Vila Nova da Rainha; Complexo de Ota
	 MP	Areias e argilas de Pombal e Redinha
	 MST	Calcários de Santarém e Almoester
	 ML	Miocénico de Lisboa
Paleogénico	 FI_S	Areias e argilas de Silveirinha
	 FI_M	Calcários da Qta. da Marquesa
	 FI_B	Complexo de Benfica: Conglomerados, argilitos arcósicos, argilitos, Calcários de Alfoanelos
	 FI_A	Conglomerados, arenitos e pelitos de Alcanede e Runa
	 FI_BS	Formação do Bom Sucesso
Cretácico Superior	 C3*	Complexo Vulcânico de Lisboa

	 C3	Cretácico superior: Arenitos e argilas de Aveiro e Vagos; Grés de Verba: Grés de Oiã; Areias e argilas de Taveiro e do Viso; Areias e argilas de Taveiro
	 C2	Calcários de Barcarena; Calcários com Rudistas; Calcários de Costa d'Arnes; Grés de Furadouro; Calcários de Mamarrosa e Carrajão; Calcários Tentúgal
Cretácico Inferior	 C1BEL	Belasiano
	 C1A	Cretácico inferior orla ocidental: Grés de Torres Vedras; Grés de Almargem; Arenitos de Carrascal; Grés de Palhaça e de Requeixo
Jurássico Superior	 J3G	Grés superiores: Grés superiores com restos de vegetais e dinossauros
	 J3F	Titoniano da Orla Ocidental: Camadas de Freixial \\"Pteroceriano\\"; Calcários de Farta Pão com Anch.lusitanica; Calcários e brechas recifais de Mem Martins; Calcários e margas do Cabo Espichel; Arenitos, conglomerados e argilas
	 J3	Camadas de Alcobaça; Camadas de Amaral; Margas de Abadia; Arcoses de Castanheira; Calcoxistos de Ramalhão; Calcários de S.Pedro; Calcários com A.jaccardi e intercalações de margas e conglomerados; Calcários de Monte
Jurássico Médio	 J2O	Calcários oolíticos, Calcários e dolomitos do Dogger: Calcários de Sicó (Ançã e Andorinha); Calcários oolíticos de Santo António e Candeeiros; Dolomitos de Cabo de Ares; Calcários com Nerinella e Gervilleia
	 J2A	Calcários do Dogger: Calcários de Cabo Mondego; Calcários e calcários dolomíticos; Calcários de Póvoa da Lomba
Jurássico Inferior	 J1	Dolomitos de Coimbra; Margas e calcários de Quiaios e de S.Gião; Calcários e margas de Peniche; Calcários e margas de Tomar; Dolomitos, calcários dolomíticos e calcários de Achada
Triásico / Jurássico	 TJ	Grés de Silves, Formações de Dagorda e Pereiros
Rochas Magmáticas	 BR	Brechas vulcânicas
	 delt	Filão dolerítico do Alentejo e outras rochas básicas
	 beta	Filões e chaminés vulcânicas
	 gama3	Gabros e outras rochas básicas
	 g_3	Gabros e outras rochas básicas
	 g4	Granitos
	 gz1m	Ortognaisses migmatíticos
	 sigma	Sienitos e pulasquitos
		Plano de água

