

Agradecimentos

Gostaria de agradecer brevemente a várias pessoas que estiveram envolvidas, directa ou indirectamente, na elaboração desta dissertação.

Em primeiro lugar gostaria de agradecer ao meu orientador Professor Doutor Rui Pena dos Reis todo o apoio, atenção e acompanhamento demonstrados durante a elaboração deste trabalho. Os seus conselhos e ensinamentos foram um grande contributo para atingir os objectivos finais a que me propunha.

Ao meu co-orientador, Professor Doutor Eduardo Ivo Alves por ter aceite de tão bom grado fazer parte deste projecto. A sua disponibilidade e motivação foram muito importantes para a realização desta dissertação.

Ao Centro de Geociências e ao Centro de Geofísica da Universidade de Coimbra pelo empréstimo de todo o material e pelo acompanhamento deste trabalho. Às organizações NASA e USGS pela cedência de todas as imagens satélite utilizadas na realização desta dissertação.

Dedico um especial agradecimento à Fátima Cardoso pelo seu apoio, ajuda, sugestões e companheirismo ao longo deste trabalho.

Aos meus Pais agradeço-lhes por tudo, em especial por todo o carinho, apoio, palavras de encorajamento, e por estarem sempre comigo. Ao Luís, Irmão e melhor amigo, por todo o ânimo, paciência e optimismo. Aos meus Tios e Primos, em particular à Rita e Filipe, por toda força e amizade.

Ao Diogo, um agradecimento muito especial, pela sua presença, apoio e palavras simpáticas e de coragem, que tanto foram importantes para esta realização desta dissertação.

A todos os meus colegas e amigos de Coimbra pelo seu companheirismo, amizade, ajuda e por todas as gargalhadas destes últimos anos, em particular Adriana Gomes, Joana Campos, Igor Morais, Marta Mateus, Tânia Soares. À Andreia Castro e Teresa Alves, pelos almoços, cafés e pela sua amizade.

A todos muito obrigada!

Resumo

Em Portugal, a história da prospecção de hidrocarbonetos, líquidos e gasosos, é já muito longa, envolvendo várias empresas mundiais especializadas, na procura deste recurso. Contudo, até hoje os resultados de prospecção obtidos não correspondem às expectativas criadas. Apesar do actual cenário, a possibilidade de encontrar reservas de hidrocarbonetos em Portugal mantém-se, tornando-se maior a par com o avanço de novas tecnologias.

A presente dissertação teve como objectivo inicial a individualização e localização geográfica de estruturas na Bacia de Peniche que possibilitem a deslocação de hidrocarbonetos e a sua possível fuga. Com este trabalho pretendeu-se ainda reconhecer manchas anómalas no *offshore* Central e Norte de Portugal, que possam corresponder a derrames de hidrocarbonetos. Para a realização da presente dissertação recorreu-se à sísmica de reflexão e à observação de imagens de satélite. Para o estudo sismoestratigráfico foram observados vinte e seis perfis sísmicos da Bacia de Peniche e dois perfis da Bacia Lusitânica. Esta análise permitiu conhecer em profundidade não só as diferentes unidades sísmicas que constituem o enchimento sedimentar da Bacia mas também as estruturas tectónicas aí contidas. Desta forma foi possível individualizar as estruturas a partir das quais ocorreu ou poderá ocorrer o deslocamento de hidrocarbonetos até à superfície. O estudo de detecção remota consistiu na observação de um conjunto de trinta e três imagens, adquiridas pelos satélites ASTER e LANDSAT. Esta análise permitiu reconhecer três manchas anómalas localizadas no *offshore* português, que poderão corresponder a *oil seeps*, isto é, a derrames de hidrocarbonetos.

Os resultados obtidos com este estudo permitiram não só individualizar estruturas a partir das quais pode ocorrer a deslocação de hidrocarbonetos, mas também qual o sistema petrolífero mais provável de verter os mesmos. A análise destes resultados permite ainda conhecer a região da Bacia de Peniche onde a deformação associada à inversão terá sido maior, produzindo assim mais estruturas que possibilitam a fuga de hidrocarbonetos. Por fim, a análise de imagens de satélite conduziu à individualização de três possíveis *oil seeps*, que evidenciam o derrame episódico e contemporâneo de hidrocarbonetos, no *offshore* de Portugal. Foi ainda possível correlacionar a existência dos *oil seeps* com a sismicidade local em datas próximas da aquisição das imagens em questão.

Palavra-chave: Bacia de Peniche, hidrocarbonetos, inversão, sísmica de reflexão, detecção remota, *oil seeps*.

Abstract

In Portugal, the history of hydrocarbons exploration, both oil and gas, is already very long, involving many companies worldwide, in the search for this resource. Nevertheless, until today the results obtained do not match the expectations created. However, the possibility of finding hydrocarbon reserves in Portugal remains, becoming stronger along with the progress of technology.

The present work had as initial target the individualization and geographic location of structures that allow the movement of hydrocarbons and their possible escape, from Peniche Basin. With this work it was also proposed to recognize anomalous spots in the North and Central Portuguese offshore, which may correspond to oil seeps.

For the realization of this dissertation it was used seismic reflection and observation of satellite images. For the seismostratigraphic study twenty-six seismic profiles of the Peniche Basin, and two profiles of the Lusitanic Basin were observed. This study allowed to know in depth not only the different seismic units of the basin filling, but also the tectonic structures therein. Therefore it was possible to identify the structures along which hydrocarbons moved or can move to the surface. The remote sensing study consisted in the observation of thirty-three images acquired by the ASTER and LANDSAT satellites. This analysis allowed to recognize three anomalous patches located in the Portuguese offshore, which may correspond to hydrocarbon seeps.

These results allowed not only to individualize structures along which hydrocarbon could move, but also the petroleum system most likely to be involved. The analysis of these results made possible to know the region, in the Peniche Basin, where the deformation associated with inversion was more intense, creating more of these structures. Finally, the observation of satellite images led to the individualization of three possible oil seeps, which show episodic yet contemporary oil leakage, in the Portuguese offshore. Furthermore, it was possible to correlate the existence of these oil seeps with the local seismicity in dates nearby of images acquisition.

Keywords: Peniche Basin, hydrocarbon, inversion, seismic reflection, remote sensing, *oil seeps*.

Índice

Agradecimentos	I
Resumo.....	II
Abstract.....	III
Capítulo 1 – Introdução	1
1.1. Importância do estudo	1
1.2. Estudos anteriores.....	3
Capítulo 2 – Enquadramento geral da Bacia de Peniche	5
2.1. Enquadramento geográfico da Bacia de Peniche	5
2.2. Enquadramento geológico da Bacia de Peniche.....	6
Capítulo 3 – Metodologia	12
3.1. Sismoestratigrafia.....	12
3.1.1. Fácies sísmicas	15
3.2. Detecção remota	19
Capítulo 4 – Análise sismostratigrafica de perfis sísmicos da Bacia de Peniche	21
4.1. Delimitação de unidades sísmicas.....	21
4.1.1. Identificação de descontinuidades sísmicas.....	28
4.2. Identificação de estruturas salíferas	30
4.3. Individualização de estruturas de inversão	33
4.3.1. Identificação de falhas	34
4.3.2. Identificação de anticlinais	40
4.4. Sistemas petrolíferos.....	45
4.4.1. Sistema petrolífero do Paleozóico.....	47
4.4.2. Sistema petrolífero do Jurássico inferior	51
4.4.3. Sistema petrolífero do Jurássico superior	57
Capítulo 5 – Detecção remota de <i>oil seeps</i> no <i>offshore</i> Português a partir de imagens de satélite.....	61
5.1. Caracterização e contextualização dos <i>oil seeps</i> observados	63

5.2. Correlação dos <i>oil seeps</i> observados e a ocorrência de sismos, em território português.....	69
Capítulo 6 – Discussão dos resultados.....	73
Capítulo 7 - Bibliografia	78

Índice de Figuras

Figura 1.1. Ilustração relativa as reservas mundiais de hidrocarbonetos líquidos provadas. (<i>U. S. Energy Information Administration</i>).....	2
Figura 2.1. (A) Mapa gravimétrico da Margem Ocidental Ibérica e localização das concessões da Bacia de Peniche, adaptado de Connors <i>et al.</i> 2012. (B) Localização geográfica da Bacia de Peniche e Bacia Lusitânica, adaptado de Alves <i>et al.</i> , 2006.	5
Figura 2.2 - Localização da Península Ibérica durante o início do Caloviano. Adaptado a partir de Wilson <i>et al.</i> , 1989.....	9
Figura 3.1 - Ilustração relativa à configuração da terminação dos reflectores. Adaptado de Mitchum <i>et al.</i> , 1977.....	15
Figura 3.2 - Ilustração relativa à configuração interna dos reflectores. Adaptado de Mitchum <i>et al.</i> , 1977.....	17
Figura 4.1. Ilustração das unidades sísmicas reconhecidas que constituem o enchimento sedimentar da Bacia de Peniche, num perfil (E-W).....	25
Figura 4.2. Ilustração das descontinuidades sísmicas reconhecidas na Bacia de Peniche, num perfil (E-W).	28
Figura 4.3. Localização geográfica das nove estruturas salinas reconhecidas. Cada ponto assinala o local onde foi reconhecida uma estrutura salina, nos perfis sísmicos.	31
Figura 4.4. Ilustração de diferentes estruturas salinas. (A) Representação de dois diapiros pouco desenvolvidos. (B) Ilustração de um diapiro desenraizado. (C) Pormenor de um diapiro bem desenvolvido.....	32
Figura 4.5. Ilustração relativa à deslocação de hidrocarbonetos induzida pela movimentação de uma unidade salina.	33
Figura 4.6. Ilustração de duas fracturas que intersectam o soco, num perfil E-W, da Bacia de Peniche.	35

Figura 4.7. Mapa de localização geográfica das fracturas do soco na Bacia de Peniche. Cada ponto observado representa o local, à superfície, onde irrompe uma fractura interpretada em dados sísmicos.....	36
Figura 4.8. (A) Mapa de correlação das fracturas do soco identificadas com possíveis alinhamentos hercínicos. (B) Mapa de correlação das fracturas do soco identificadas com possíveis alinhamentos hercínicos, transposto para um mapa gravimétrico da Anomalia <i>Free Air</i> . Adaptado de Connors <i>et al.</i> , 2012.).....	37
Figura 4.9. Ilustração dos grupos de falhas identificadas. “a” assinala as fracturas que atingem o soco Hercínico; “b” representa as fracturas que irrompem a partir das unidades 2-8.....	39
Figura 4.10. Mapa de localização geográfica das fracturas identificadas que irrompem a partir das unidades 2-8, na Bacia de Peniche. Cada ponto assinala o local onde uma fractura intersecta a superfície.....	40
Figura 4.11. (A) Representação de um perfil sísmico com um pormenor de dois anticlinais que apresentam ruptura. (B) Distribuição espacial dos anticlinais com ruptura reconhecidos, a partir dos dados sísmicos.....	42
Figura 4.12. À esquerda, representação de um perfil sísmico com um pormenor de dois anticlinais que não apresentam ruptura. Distribuição espacial dos anticlinais sem ruptura reconhecidos, a partir dos dados sísmicos, à direita.	43
Figura 4.13. À esquerda, localização geográfica de todos os anticlinais reconhecidos nos perfis sísmicos observados. Distribuição espacial dos anticlinais reconhecidos, diferenciados nas três categorias apresentadas, com base na sua intersecção por fracturas, à direita.	44
Figura 4.14. Representação dos diferentes componentes dos sistemas petrolíferos da Bacia Lusitânica (Pena dos Reis & Pimentel, 2013).	47
Figura 4.15. Representação do sistema petrolífero do Paleozóico da Bacia Lusitânica. Adaptado de Pena dos Reis & Pimentel, 2013.	48
Figura 4.16. Ilustração das falhas que intersectam o Sistema Petrolífero do Paleozóico (“a”). Estas falhas representam os locais por onde pode ocorrer a ascensão de hidrocarbonetos oriundos do sistema petrolífero de Paleozóico.	50

Figura 4.17. Localização geográfica de possíveis pontos a partir dos quais possa ocorrer o derrame de hidrocarbonetos provindos do sistema petrolífero do Paleozóico. Cada ponto assinalado corresponde ao local, à superfície, onde irrompe uma fractura extensa que intersecta o sistema petrolífero do Paleozóico.	51
Figura 4.18. Representação do sistema petrolífero do Jurássico inferior da Bacia Lusitânica. Adaptado de Pena dos Reis & Pimentel, 2013.	52
Figura 4.19. Ilustração das falhas que intersectam o sistema petrolífero do Jurássico inferior, num perfil E-W. “a” e “b” correspondem às fracturas reconhecidas que intersectam pelo menos um dos componentes do sistema petrolífero do Jurássico inferior, e a partir das quais pode ocorrer a migração de hidrocarbonetos.	54
Figura 4.20. Ilustração das falhas que intersectam o sistema petrolífero do Jurássico inferior, num perfil E-W. “a” e “b” correspondem às fracturas reconhecidas que intersectam pelo menos um dos componentes do sistema petrolífero do Jurássico inferior, e a partir das quais pode ocorrer a migração de hidrocarbonetos.	55
Figura 4.21. Localização geográfica de possíveis pontos a partir dos quais possa ocorrer o derrame de hidrocarbonetos provindos do sistema petrolífero do Jurássico inferior. Cada ponto assinalado corresponde ao local, à superfície, onde irrompe uma fractura que intersecta o sistema petrolífero do Jurássico inferior.	56
Figura 4.22. Representação do Sistema Petrolífero do Jurássico superior da Bacia Lusitânica. Adaptado de Pena dos Reis & Pimentel, 2013.	57
Figura 4.23. Ilustração das falhas que intersectam o sistema petrolífero do Jurássico superior, num perfil E-W. “a” e “b” correspondem às fracturas reconhecidas que intersectam pelo menos um dos componentes do sistema petrolífero do Jurássico superior, e a partir das quais pode ocorrer a migração de hidrocarbonetos.	59
Figura 4.24. Localização geográfica de possíveis pontos a partir dos quais possa ocorrer o derrame de hidrocarbonetos provindos do sistema petrolífero do Jurássico superior. Cada ponto assinalado corresponde ao local, à superfície, onde irrompe uma fractura que intersecta o sistema petrolífero do Jurássico superior.	60
Figura 5.1. Ilustração relativa à formação de <i>oil seeps</i>	62

Figura 5.2. (A) *Oil seep* registado pelo satélite ASTER a 06-08-2004. (B) Pormenor do *oil seep* reconhecido. (C) Localização do *oil seep* identificado na Carta Geológica de Portugal à escala 1:1000000.64

Figura 5.3. (A) *Oil seep* registado pelo satélite ASTER a 30-08-2010. (B) Pormenor do *oil seep* reconhecido. (C) Localização do *oil seep* identificado na Carta Geológica de Portugal à escala 1:1000000.65

Figura 5.4. (A) *Oil seep* registado pelo satélite Landsat em Junho 1987. (B) Pormenor do *oil seep* reconhecido. (C) Localização do *oil seep* identificado na Carta Geológica de Portugal à escala 1:1000000.66

Figura 5.5. (A) Localização das fracturas que ocorrem nas proximidades, do *oil seep* registado pelo satélite Landsat, em Junho de 1987. Cada ponto assinala o local, à superfície, onde irrompe uma fractura, observada num perfil sísmico. (B) Representação do perfil sísmico observado, onde podem ser identificadas as falhas possivelmente relacionadas com o *oil seep* observado acima.....67

Figura 5.6. Representação da disposição geográfica dos *oil seeps* conhecidos em *onshore*, e dos *oil seeps* identificados *offshore*, a partir da observação de imagens de satélite.....69

Figura 5.7. Registo histórico dos sismos ocorridos em datas próximas do dia de aquisição de cada imagem satélite. (* informação obtida a partir do arquivo da USGS; ** informação obtida a partir do arquivo do IPMA).71

Figura 5.8. Distribuição geográfica dos *oil seeps* reconhecidos e dos respectivos sismos associados.72

Figura 6.1. À esquerda, distribuição geográfica dos anticlinais reconhecidos, na Bacia de Peniche. À direita, ilustração relativa à variação geográfica da deformação no *offshore* Português (imagem produzida a partir de Surfer[®] 10 e ArcGis[®] 10.2).74

Figura 6.2. Localização geográfica de possíveis pontos a partir dos quais pode ocorrer a migração de hidrocarbonetos dos diferentes sistemas petrolíferos. (A) Localização geográfica dos pontos a partir dos quais pode ocorrer migração de hidrocarbonetos do sistema petrolífero do Paleozóico. (B) Localização geográfica dos pontos a partir dos quais pode ocorrer migração de hidrocarbonetos do sistema petrolífero do Jurássico inferior. (C) Localização geográfica dos pontos a partir dos

quais pode ocorrer migração de hidrocarbonetos do sistema petrolífero do Jurássico superior.....76

Índice de Tabelas

Tabela 1. Resumo das características das unidades sísmicas reconhecidas na Bacia de Peniche. Adaptado de Alves *et al.*, 2006.26

Tabela 2. Quadro correlativo da Litostratigrafia da Bacia Lusitânica e das unidades sísmicas reconhecidas na Bacia de Peniche.27

Capítulo 1 – Introdução

O presente capítulo tem como objectivo apresentar a temática que será abordada ao longo do trabalho que se segue, fazendo-se um enquadramento do tema desta dissertação bem como dos objectivos propostos.

1.1. Importância do estudo

Os hidrocarbonetos, tanto líquidos como gasosos, são das principais fontes de energia do planeta. Os hidrocarbonetos naturais são compostos químicos constituídos essencialmente por átomos de carbono (C) e de hidrogénio (H), aos quais se podem ligar átomos de oxigénio (O), azoto (N) e enxofre (S), dando origem a diferentes compostos. Estes compostos ocorrem naturalmente nos combustíveis fósseis, que integram o carvão, o petróleo e gás natural. Os hidrocarbonetos resultam da maturação de matéria orgânica, depositada em condições anóxicas, isto é sem a presença de oxigénio. Este processo ocorre em sedimentos ricos em matéria orgânica, soterrados e sujeitos a condições de temperatura e pressão elevadas, possibilitando a transformação da mesma, e originando compostos de HC. Como veremos mais à frente, os hidrocarbonetos têm capacidade de se mover, deslocando-se verticalmente até atingirem uma formação rochosa que os aprisione e promova a sua acumulação. Contudo, quando esta formação não se verifica, ou quando esta se encontra fracturada, pode ocorrer a ascensão vertical dos hidrocarbonetos até à superfície, formando manchas anómalas designadas por *oil seeps*.

Devido à sua importância económica, a procura de hidrocarbonetos tem aumentado a nível mundial, fazendo destes o recurso energético mais procurado. A pesquisa desta matéria tem levado a grandes avanços tecnológicos, na adaptação de modelos teóricos do âmbito da química, física, geologia e engenharia. Actualmente, os métodos de prospecção geofísica integram algumas das principais técnicas para a descoberta deste recurso. A sísmica de reflexão e a gravimetria são alguns dos métodos mais utilizados, que possibilitam conhecer em profundidade o planeta, permitindo inferir a localização de acumulação de hidrocarbonetos.

Segundo o *U. S. Energy Information Administration*, em 2012, os países com maiores reservas conhecidas de hidrocarbonetos eram a Arábia Saudita e a Venezuela, seguidos pelo Canadá, Irão, Iraque e Kuwait (Figura 1.1.). Contudo, estas estimativas são apenas provisórias, visto que devido ao progresso tecnológico, não só

novas reservas são descobertas, como também é possível aumentar o potencial de reservas anteriores. Como se verifica na Figura 1.1. em conjunto com o Uruguai, Irlanda e Portugal integra num grupo de cento e dezassete países onde não são conhecidas reservas de hidrocarbonetos.

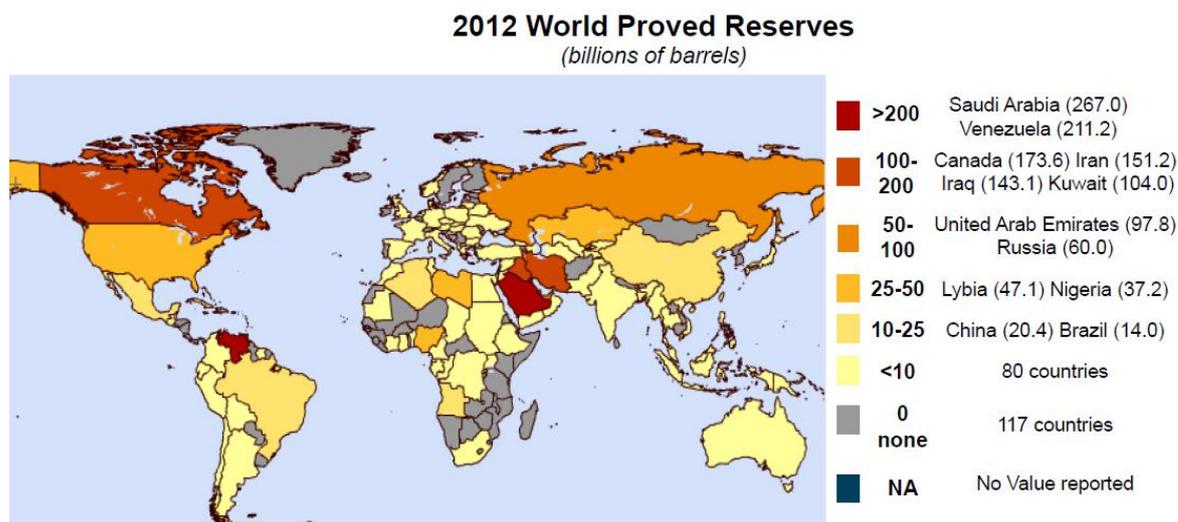


Figura 1.1. Ilustração relativa as reservas mundiais de hidrocarbonetos líquidos provadas. (U. S. Energy Information Administration).

Em Portugal têm sido realizadas várias campanhas de prospecção na procura de reservas de hidrocarbonetos, visto que são conhecidos, em campo, todos os componentes necessários para a geração deste recurso. Nestas campanhas foram realizados levantamentos sísmicos, gravimétricos e magnéticos das bacias portuguesas, nomeadamente a Lusitânica, Porto, Algarve, Peniche e Alentejo. O primeiro contrato de concessão data de 1938 e, desde esta data, muitas têm sido as companhias que realizaram companhias de prospecção em território Português, entre as quais a TGS-NOPEC, Repsol, Mohave Oil & Gas Corporation, Partex Oil and Gas Corporation, Petróleos de Portugal – Petrogal S. A. e a Petrobras International Braspetro B. V. Apesar de, até ao momento, não terem sido feitas descobertas comerciais de hidrocarbonetos, os dados de sondagem e de afloramento, mostram muitos indícios da sua existência, especialmente de óleo. Estes indícios em formações de idades e litologias distintas, são visíveis em *onshore*, como são os casos da Praia de Vale Furado, de Torres Vedras e em Leiria. Também se verifica a ocorrência de hidrocarbonetos em *offshore*, tendo sido encontrados vestígios dos mesmos em várias sondagens.

O principal objectivo desta dissertação consiste em individualizar e destacar os locais onde pode ter ocorrido, ou pode ocorrer o escape de hidrocarbonetos, destacando as regiões mais susceptíveis de apresentar *oil seeps*. Na realização do presente foram adoptadas duas metodologias distintas, nomeadamente a sismoestratigrafia e a detecção remota. O estudo sismoestratigráfico permitiu observar e individualizar as estruturas geológicas que possam permitir a mobilização de hidrocarbonetos até à superfície, promovendo a sua fuga, na Bacia de Peniche. Para o desenvolvimento desta análise foram observados vinte e seis perfis de sísmica de reflexão da Bacia de Peniche, e dois perfis sísmicos da Bacia Lusitânica. Contudo, devido à confidencialidade dos dados sísmicos, os mesmos não serão apresentados na íntegra, sendo por isso apenas apresentado esquemas de alguns dos perfis. O estudo de detecção remota foi realizado com o intuito de detectar manchas anómalas na costa portuguesa, que pudessem corresponder a derrames de hidrocarbonetos. Posteriormente foi feita uma aproximação relativa à possível correlação dos *oil seeps* encontrados com a sismicidade local. Desta forma foram observadas trinta e três imagens satélite, bem como a listagem dos sismos ocorridos em Portugal, em datas específicas.

1.2. Estudos anteriores

Devido à sua localização, a Bacia de Peniche encontra-se ainda pouco estudada. Contudo, recentemente foram publicados trabalhos relativos ao enchimento e estruturação desta bacia em Alves *et al.*, 2006 e Alves *et al.*, 2013. Estes trabalhos consideram estudos anteriores relativos ao *offshore* da Bacia Lusitânica, e a eventos tectónicos que ocorrem na Margem Ocidente Ibérica (MOI), nomeadamente Alves *et al.*, 2002, Alves *et al.*, 2003 e Alves *et al.*, 2009.

Segundo Kullberg, 2000 e Alves *et al.*, 2006 a Bacia de Peniche pode ser considerada análoga da Bacia Lusitânica. Assim, relativamente à estruturação da Bacia de Peniche, que integra a MOI, são considerados os trabalhos de Lister *et al.*, 1986, Azerêdo, 1988, Wilson *et al.*, 1989, Rasmussen *et al.*, 1998; Kullberg, 2000, Alves *et al.*, 2002, Alves *et al.*, 2003 e Pena dos Reis *et al.*, 2011.

Também as sondagens realizadas no *offshore* permitiram conhecer melhor as bacias portuguesas, tendo particular interesse para a presente dissertação o projecto *Deep-Sea Drilling Project – Ocean Drilling Program* (Groupe Galice, 1979; Boillot *et al.*, 1989), e ainda a sondagem 14C-1A (Comunicação pessoal).

O enchimento sedimentar da Bacia Lusitânica tem sido muito estudado, sendo por isso possível encontrar muitos trabalhos sobre esta temática, alguns dos quais serão mencionados de seguida. A formação siliciclástica triássica encontra-se bem documentada nos trabalhos de Choffat, 1887, Palain, 1976 e Soares *et al.*, 1985, 2010. Relativamente à unidade evaporítica que sucede a última formação devem referir-se os trabalhos de Palain, 1976; 1979 e Watkinson, 1989. A restante sucessão sedimentar encontra-se estudada em diversos trabalhos; Choffat, 1897, Mouterde *et al.*, 1972, Azerêdo *et al.*, 1988, Soares *et al.*, 1985, Leinfelder, 1993, Cunha & Pena dos Reis, 1995, Dinis & Trincão, 1995, Pinheiro *et al.*, 1996, Pena dos Reis, 2000, Duarte & Soares, 2002, Azerêdo *et al.*, 2003, Duarte, 2004, Azerêdo, 2007, Dinis *et al.*, 2008, Rey, 2006 e Pena dos Reis *et al.*, 2011.

Recentemente, com a publicação do segundo volume do livro “Geologia de Portugal”, intitulado *Geologia de Portugal - Geologia Meso-cenozóica de Portugal*, a história e geologia das bacias sedimentares portuguesas foram resumidas em Kullberg *et al.*, 2013 e Alves *et al.*, 2013.

Relativamente aos estudos do potencial petrolífero da Bacia Lusitânica podem referir-se os trabalhos de Dias, 2005, Oliveira *et al.*, 2006, Pena dos Reis, & Pimentel, 2010, Silva *et al.* 2010, Matos *et al.* 2011 e Spigolon *et al.*, 2011.

No domínio de detecção remota e individualização de *oil seeps* desconhecem-se trabalhos anteriores neste âmbito realizados em Portugal. Contudo estudo relativos a esta temática podem ser referidos como Salisbury *et al.*, 1993, Kvenvolden & Cooper, 2003, Brekke & Solberg, 2005 e Zatyagalova *et al.*, 2007.

Capítulo 2 – Enquadramento geral da Bacia de Peniche

2.1. Enquadramento geográfico da Bacia de Peniche

A Bacia de Peniche localiza-se no *offshore* profundo de Portugal, a Ocidente do *horst* das Berlengas, com uma orientação aproximadamente N-S, assumindo geograficamente, uma posição paralela à Bacia Lusitânica (Figura 2.1. (B)).

Tal como acontece com outras bacias portuguesas, a Bacia de Peniche foi estruturalmente condicionada por grandes alinhamentos tardi-hercínicos, o que se reflecte na configuração dos seus limites. Segundo Alves *et al.*, 2002, tomando em consideração as três maiores incisões que atravessam esta bacia, é possível subdividi-la em três sectores distintos (Figura 2.1. (B)). O sector mais a norte (sector 3) é limitado a sul pelo prolongamento da falha de Aveiro. O sector 2, isto é, o sector central é limitado a sul pela falha Lousã-Caldas. Esta mesma falha separa o sector 2 do sector 1, isto é, o sector mais a sul da bacia (Alves *et al.*, 2006).

A partir da análise dos mapas gravimétricos do *offshore* de Portugal, é possível observar que esta bacia abrange, não só depressões, mas também terrenos estruturalmente soerguidos, como é o caso do Esporão da Estremadura (Figura 2.1. (A)).

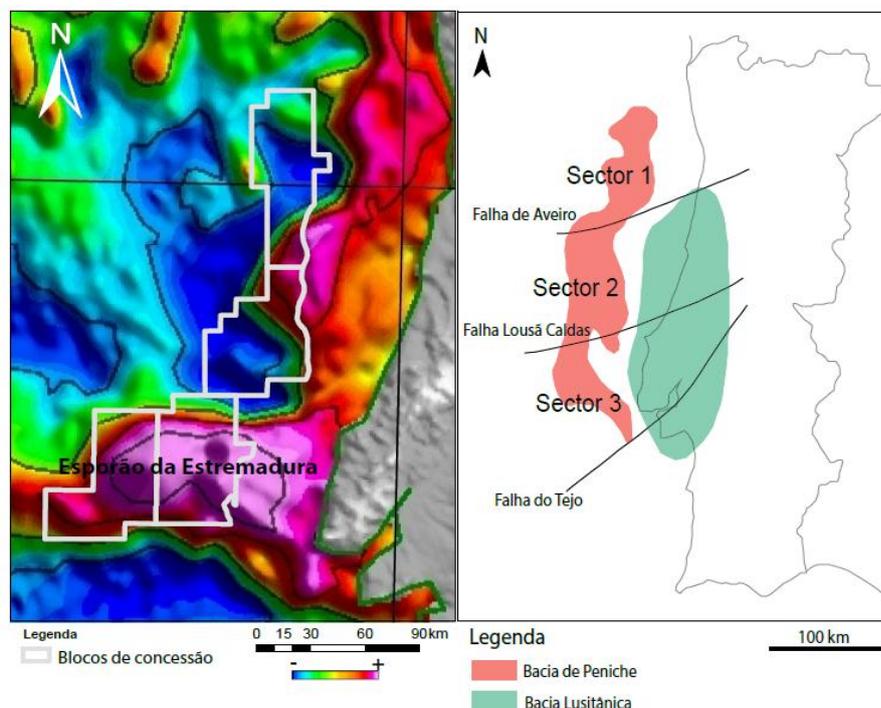


Figura 2.1. (A) Mapa gravimétrico da Margem Ocidental Ibérica e localização das concessões da Bacia de Peniche, adaptado de Connors *et al.* 2012. (B) Localização geográfica da Bacia de Peniche e Bacia Lusitânica, adaptado de Alves *et al.*, 2006.

2.2. Enquadramento geológico da Bacia de Peniche

A Bacia sedimentar de Peniche ter-se-á desenvolvido aquando do início da formação do Oceano Atlântico Norte, num contexto distensivo, associado à ruptura do continente Pangea (Rasmussen *et al.*, 1998, Kullberg *et al.*, 2013). Tal como foi anteriormente referido, a estruturação desta bacia está relacionada com fracturas tardi-hercínicas, que funcionaram, não só como limites da mesma, mas também como zonas preferenciais de compartimentação de blocos (Ribeiro *et al.*, 1979). Esta bacia insere-se então, numa margem continental do tipo atlântico de rifte não vulcânico (Kullberg *et al.*, 2013).

Devido à proximidade geográfica entre a Bacia de Peniche e a Bacia Lusitânica, ao seu paralelismo e período de formação, admite-se que o enchimento sedimentar e a geodinâmica serão semelhantes em ambas. Esta comparação torna-se necessária, quando se faz o estudo da Bacia de Peniche, uma vez que a mesma se localiza em *offshore* profundo, sem nenhum poço para validação da informação. Dada esta analogia, o enquadramento geológico que se segue, bem como a descrição do enchimento sedimentar, corresponde à Bacia Lusitânica.

A Bacia Lusitânica assenta sobre o soco Hercínico, em particular sobre a Zona Ossa Morena e a Zona Sul Portuguesa (Dias & Ribeiro, 1995). A fragmentação do soco Hercínico começa com um primeiro episódio de *rifting* entre a América do Norte e o Gondwana, que ocorreu durante o Triássico (Ford & Golonka, 2003). Este episódio deu origem a conjunto de blocos do soco, organizados num sistema de *grabens* e *semi-grabens*, delimitados por falhas lítricas (Lister *et al.*, 1986; Rasmussen *et al.*, 1998; Alves *et al.*, 2002; Pena dos Reis *et al.*, 2011). Sobre este sistema depositou-se a primeira unidade sedimentar da Bacia Lusitânica, designada por Grupo dos “Grés de Silves” ou Grupo de Silves (Soares *et al.*, 1985, 2010; Rocha *et al.*, 1987, 1996) (=Grès de Silves, Choffat, 1887; Palain, 1976; =”Grés de Silves”, Rocha, 1976; Soares *et al.*, 1993). A deposição, desta unidade, no interior deste tipo de sistema é comprovada pela sua variação de espessura e fácies deposicional, que está bem documentada tanto na sísmica, como em sondagens na Bacia Lusitânica (Rasmussen *et al.*, 1998; Wilson, 1989; Ribeiro *et al.*, 1990). A unidade, datada do Triássico superior, é constituída essencialmente por sedimentos siliciclásticos continentais, em particular materiais areníticos avermelhados, argilosos e evaporíticos (Wilson *et al.*, 1989), e estará associada a um ambiente deposicional característico de sistemas aluviais e fluviais meandrizados a costeiros e evaporíticos de plataforma de maré (Palain, 1976).

Capítulo 2 – Enquadramento geral da Bacia de Peniche

A unidade que sucede ao Grupo de Silves data do Hetangiano, tem o nome de Formação (Fm.) de Dagorda, e é constituída essencialmente por uma série argilo-evaporítica com presença de gesso, halite e anidrite (Azerêdo *et al.*, 2003). Esta unidade ter-se-á depositado em ambiente de pequena profundidade, alimentados por águas marinhas, provavelmente em *sabkhas* costeiras anidritico-halíticas e em lagunas e lagoas evaporíticas (Palain, 1976; 1979). A Fm. Dagorda testemunha o carácter litoral, lagunar e de planície de inundação de maré num clima certamente quente e seco (Azerêdo *et al.*, 2003). Para o topo desta formação surgem níveis dolomíticos, que passam a uma sedimentação predominante carbonática e dolomítica, designada por Fm. Coimbra (Soares *et al.*, 1985). O topo desta formação evidencia uma possível comunicação com o Oceano Tethys (Pena dos Reis & Pimentel *et al.*, 2010).

Um segundo episódio de *rifting* terá ocorrido no Pliensbaquiano (Kullberg *et al.*, 2013), levando à deposição da Fm. Coimbra em *onlap* sobre os flancos das estruturas salíferas da Fm. Dagorda (Rasmussen *et al.*, 1998). A Fm. Coimbra, que está datada do Sinemuriano, divide-se em dois membros distintos, sendo a base constituída por dolomitos e dolomitos calcários, e o topo representado por calcários interstratificados com pequenos níveis margosos. A mudança entre os dois membros da Formação de Coimbra sugere já uma fase de acentuado aprofundamento na sedimentação (Azerêdo *et al.*, 2003). Em alguns sectores é possível encontrar, nos níveis superiores desta formação, margas betuminosas intercaladas numa série margo-calcária (Duarte & Soares, 2002). Esta série é designada por Fm. Água de Madeiros e evidencia a primeira grande abertura da bacia ao meio marinho, com instalação de uma rampa carbonatada homoclinal, com inclinação para ocidente (Azerêdo *et al.*, 2003), associada ao segundo episódio de *rifting*, e à subsidência térmica (Azerêdo, 1988; Rasmussen *et al.*, 1998).

Sobre as formações acima descritas, ocorrem depósitos hemipelágicos, constituídos por intercalações margo-calcárias, de fácies profunda, que evidenciam uma abertura acentuada da rampa carbonatada ao meio marinho, condições que permaneceram durante todo o Jurássico inferior. Estes depósitos são muito ricos em macrofauna nectónica, como amonites e belemnites, e macrofauna bentónica como braquiópodes, bivalves, crinóides e esponjas siliciosas (Kullberg *et al.*, 2013). Esta série margo-calcária divide-se em três formações, nomeadamente a Fm. Vale das Fontes, a Fm. Lemedo e a Fm. São Gião, que se distinguem entre si, a partir das relações marga-calcário, tipos litológicos e registo fóssil (Kullberg *et al.*, 2013). Lateralmente, no Sector Central da Bacia Lusitânica, a individualização das três

Capítulo 2 – Enquadramento geral da Bacia de Peniche

formações acima referidas é muito difícil, pelo que estas são englobadas numa única formação, designada por Fm. Fórnea. Contudo esta formação inclui ainda os níveis inferiores da série litostratigráfica do Jurássico Médio, no Maciço Calcário Estremenho (Azerêdo, 2007). A deposição destas unidades terá ocorrido durante um período de subsidência da bacia, que seria controlado pela movimentação ao longo das falhas existentes (Rasmussen *et al.*, 1998). No *onshore* da região de Peniche, as intercalações margo-calcárias, do Jurássico inferior, são parcialmente substituídas por um depósito siliciclástico e calciclástico proveniente de um cone submarino desenvolvido na dependência do soerguimento do bloco Hercínico da Berlenga (Wright & Wilson 1984), e que constitui a Fm. Cabo Carvoeiro (Duarte & Soares, 2002). O Jurássico inferior evidencia assim o início da subsidência da bacia, com a sedimentação de fácies cada vez mais profundas e ricas em matéria orgânica (Duarte & Soares, 2002; Duarte, 2004; Pena dos Reis *et al.*, 2011).

O Jurássico médio é marcado por uma fase tendencialmente regressiva, durante a qual o sistema de rampa carbonatada estava submerso por águas menos profundas, dando origem a espessas unidades carbonatadas de plataforma interna a intermédia (Azerêdo, 1988). Durante esta fase (Figura 2.2.), a sedimentação foi essencialmente calcária, sendo que, por esta razão, a litologia típica do Jurássico médio, são calcários com intercalações de calcários dolomíticos e de dolomitos, de cores claras, sem interposição de argilas. Contudo, de forma geral, o Jurássico médio é caracterizado por uma grande variedade de litofácies (Kullberg *et al.*, 2013). Uma das unidades que caracterizam o Jurássico médio é o Grupo de Candeeiros, que consiste numa espessa sucessão de calcários de plataforma interna (Azerêdo *et al.*, 1988; Pena dos Reis & Pimentel, 2011). A etapa regressiva, que caracteriza este período, teve como consequência a diminuição do espaço de acomodação e o aporte sedimentar, dando origem à progradação de fácies da rampa interna de E para W. Este episódio deu origem a níveis margosos na rampa externa, levando à deposição das formações de Ançã e Chão de Pias. (Azerêdo *et al.*, 2003; Azerêdo, 2007).

O início do Jurássico superior é marcado pela Fm. Cabaços, datada do Oxfordiano, e que corresponde a uma unidade margo-calcária, mais ou menos betuminosa, com presença de ostracodos, carófitas e cianófitas. Esta unidade representa um ambiente lagunar a marinho raso, com fortes variações de salinidade (Kullberg *et al.*, 2013). O topo desta formação é caracterizado por uma importante descontinuidade, que se estende por toda a Bacia Lusitânica, e que está relacionada com um episódio de *uplift* da bacia, aquando da abertura do Atlântico Central (Rasmussen *et al.*, 1998). Verticalmente a sedimentação torna-se mais carbonática

com pequenas intercalações margosas, dando origem à Fm. Montejuento, caracterizada pela sua constituição francamente mais calcária. Esta formação dá lugar a uma sedimentação mais terrígena, com depósitos de sedimentos aluvio-deltaicos, que correspondem às Fm. Boa Viagem e Fm. Alcobaça, e de sedimentos de leques turbidíticos, representados pela Fm. Abadia (=Complexo marinho salobro, Choffat, 1901, 1908; Mousterde *et al.*, 1972; =Camadas de Abadia, Seifert, 1963), durante o Kimmeridgiano. De forma geral, esta evolução litológica reflecte uma reactivação da bacia, em que se verifica a passagem de fácies sedimentares de pouca profundidade, para fácies carbonáticas profundas, que antecederam o momento de máxima subsidência (Pena dos Reis *et al.*, 2011). Esta subsidência está relacionada com o episódio de *rifting* mais importante da Bacia Lusitânica, que se iniciou no final do Oxfordiano (Rasmussen *et al.*, 1998).

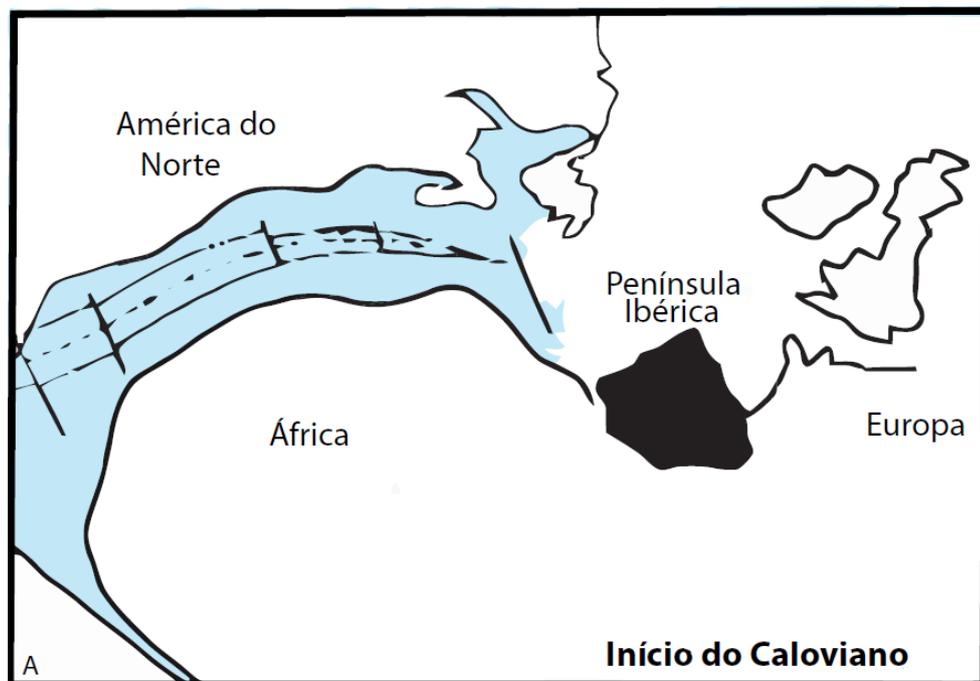


Figura 2.2 - Localização da Península Ibérica durante o início do Caloviano. Adaptado a partir de Wilson *et al.*, 1989.

Durante o final do Jurássico superior ocorreu uma acumulação de corpos arenosos canalizados, intercalados em lutitos vermelhos de inundaçãõ com uma espessura muito variável, que constituem a Fm. Lourinhã. Esta formação ter-se-á depositado em ambientes fluviais meandriformes e flúvio-deltaicos. A sedimentação durante o Titoniano é caracterizada por uma progradação de depósitos siliciclásticos provenientes do soco Paleozóico, que aflorava a oriente e ocidente. Esta progradação evidencia uma atenuação da subsidência tectónica, que promoveu colmatação e

Capítulo 2 – Enquadramento geral da Bacia de Peniche

sedimentação preferencialmente continental. Este episódio deu origem a duas formações distintas, a Fm. Porto da Calada, de fácies costeiras arenosas (Rey, 1992, 1999, 2006), e a Fm. Farta Pão, de fácies carbonatadas (Wilson *et al.*, 1989).

No final do Berriasiano, surge uma importante descontinuidade com erosão na bacia (Dinis *et al.*, 2008), que se relaciona com um episódio extensivo na MOI, e que antecede o início da oceanização no sector Tejo, marcando o clímax da fase rifte no sector da Ibéria e da Galiza. Esta descontinuidade marca o final da fase de rifte, na bacia, e a passagem para uma fase de *drift* (Pinheiro *et al.*, 1992; Dean *et al.*, 2000; Reston, 2005).

Durante o início do Cretácico inferior, do Berriasiano até ao Aptiano, a sedimentação na Bacia ocorreu apenas a Sul da falha Lousã-Caldas, uma vez que o sector a Norte desta falha estaria soerguido e exposto, havendo erosão do mesmo e deposição de sedimentos a Sul (Pena dos Reis *et al.*, 2011). Inicialmente a sedimentação a Sul da falha Lousã-Caldas da Rainha foi essencialmente siliciclástica, com sedimentos oriundos do soco, formando depósitos fluviais areno-conglomeráticos que constituem a Fm. Vale de Lobos, evoluindo lateralmente para arenitos finos e calcários de pouca profundidade, que compõem a Fm. Serradão (Rey *et al.*, 2006). Ainda durante o Cretácico inferior ocorrem fácies carbonatadas costeiras, durante um episódio transgressivo, com formação de calcários rudistas e dasicladáceas, representados na Fm. Guincho (Kullberg *et al.*, 2013). O Aptiano superior é caracterizado por uma descontinuidade, de âmbito regional, relacionada com um evento tectónico que marca o início da oceanização no sector da Galiza (Dinis *et al.*, 2008). Durante este episódio ocorreu o aporte de sedimentos siliciclásticos que selaram toda a bacia. Esta descontinuidade está associada à ruptura da Bacia, e corresponde à descontinuidade do *break-up* (Kullberg *et al.*, 2013). Este aporte de sedimentos siliciclásticos, oriundos das bordas da Bacia, deu origem a depósitos de sedimentos grosseiros, em toda a bacia. Estes depósitos correspondem no Sul, à Fm. Rodízio, e a Norte à Fm. Figueira da Foz. Durante o Albiano, a sedimentação continental passou, progressivamente, a depósitos costeiros marinhos, dando-se, durante o Cenomaniano, a instalação de uma plataforma carbonática rasa com barreiras recifais com rudistas nos sectores central e sul. Este último depósito é designado por Fm. Costa de Arnes (Pena dos Reis *et al.*, 2011) (=Calcários apinhoados de Costa d'Arnes, Rocha *et al.*, 1981). No Cenomaniano superior, ocorreu um episódio compressivo, que levou ao soerguimento do sector Sul e Central da bacia, dando origem a uma importante descontinuidade erosiva com paleocarsificações (Choffat, 1897, 1898, 1900). Assim sendo, no Turoniano, a

Capítulo 2 – Enquadramento geral da Bacia de Peniche

sedimentação restringiu-se ao sector Norte da Bacia, onde houve a deposição de sedimentos siliciclásticos típicas de ambientes aluviais ou deltaicos, e que são materializados pela Fm. Grés Grosseiros Superiores (Kullberg, *et al.*, 2013).

Numa fase final de enchimento da Bacia Lusitânica, ocorreu a deposição da Fm. Taveiro, constituída por sucessões de argilitos avermelhados com restos de pequenos vertebrados, tais como dinossauros (*Taveirosaurus* e *Euronychodon*; Antunes & Sigogneau-Russell, 1991) e moluscos terrestres, entre as quais se encontram intercalados níveis arenosos grosseiros, frequentemente com geometria lenticular. Tais fácies sugerem o desenvolvimento de extenso sistema aluvial meandriforme, com drenagem para NW, efectuada a partir de áreas soerguidas da actual Estremadura (Pena dos Reis, 1983; Cunha, 1992; Cunha & Pena dos Reis, 1995).

Durante a evolução e desenvolvimento da bacia ocorreram alguns episódios de inversão, nomeadamente durante o Pliensbaquiano inferior, Caloviano superior – Oxfordiano inferior a médio e durante o intervalo Titoniano-Berriasiano. Contudo, a partir do Cretácico inferior, a Bacia Lusitânica evoluiu para um longo regime de soerguimento e erosão e, mais tarde, durante a idade miocénica, o registo terá sido mais compressivo, já no contexto da orogenia alpina. A orogenia alpina divide-se em dois episódios compressivos principais, nomeadamente a compressão Pirenaica, que decorreu entre o final do Cretácico e Paleogénico, e a compressão Bética que se desenvolveu durante o Miocénico. Estes eventos compressivos resultaram, inicialmente, da rotação da Península Ibérica e, numa fase posterior, da convergência entre as placas Africana e da Eurásia. Durante o final do Cretácico e no Paleogénico, esta convergência estava orientada sobre uma direcção N-S a NNW-SSW, que produziu um regime distensivo secundário, em particular na MOI, levando à formação de grabens com a mesma orientação. Este regime deu origem a duas sub-bacias, nomeadamente a do Tejo e a do Mondego (Kullberg *et al.*, 2013).

Capítulo 3 – Metodologia

Para a realização desta dissertação de mestrado foram, inicialmente, observadas vinte e oito linhas sísmicas de reflexão (2D), adquiridas no *offshore* Português pela TGS-NOPEC e pela companhia brasileira PETROBRAS.

Estas linhas sísmicas foram observadas com o intuito de conhecer as diferentes unidades sísmicas que compõem a Bacia de Peniche. Estes perfis sísmicos haviam sido interpretados, previamente, no âmbito do Projecto Sagres, (Pena dos Reis & Pimentel, 2013), pela bolsista Fátima Cardoso. Algumas das linhas estudadas haviam já sido interpretadas e publicadas, em trabalhos anteriores por Tiago Alves, nomeadamente em Alves *et al.*, 2006. Primeiramente foram reconhecidas estruturas tectónicas, nomeadamente anticlinais e falhas que intersectam o soco e outras unidades. Numa fase posterior, procedeu-se a uma tentativa de datação dos diferentes episódios de movimentação da principal camada evaporítica da bacia. Por último, foram individualizadas todas as estruturas tectónicas, que possam estar associadas ao possível escape de hidrocarbonetos, bem como o sistema petrolífero associado.

Numa segunda etapa desta dissertação, foi realizado um estudo de detecção remota com vista à discriminação de possíveis manchas anómalas no *offshore*, na zona oeste da Bacia Lusitânica, que possam corresponder a concentrações de hidrocarbonetos em escape. Para a concretização deste estudo, foram utilizadas diversas imagens, adquiridas por diferentes satélites que serão aqui brevemente descritas.

3.1. Sismoestratigrafia

A sismoestratigrafia é um método de estudo estratigráfico realizado a partir da interpretação de linhas sísmicas. As diferentes terminações das reflexões sísmicas, bem como a sua configuração são interpretadas e associadas a padrões-tipo, permitindo reconhecer e correlacionar as mesmas, com sequências deposicionais, possíveis sistemas deposicionais e litofácies (Mitchum *et al.*, 1977).

As reflexões sísmicas correspondem ao registo do tempo de percurso de uma onda sísmica, desde que é gerada artificialmente, até ao momento em que é recebida por um receptor, depois de ter sido reflectida, em profundidade, numa interface física. Esta interface deve-se a uma mudança notável no meio, devido ao contraste de impedância acústica entre litologias distintas. A impedância acústica corresponde ao produto da velocidade da onda sísmica pela densidade do meio, neste caso a

densidade da rocha. Quanto maior for o contraste de impedâncias acústicas de dois meios, mais visível será esta interface, denunciando assim uma mudança de litologia ou a presença de uma discordância estratigráfica. (Vail *et al.*, 1977). Contudo, estas interfaces não correspondem obrigatoriamente a contactos litológicos, dado que a impedância acústica não é um indicador de litologias fidedigno, uma vez que o contacto entre litologias distintas pode ser gradacional. Assim sendo, estas interfaces correspondem apenas a superfícies de contraste velocidade-densidade, que englobam discordâncias e superfícies de estratificação. (Vail *et al.*, 1977; Severiano Ribeiro, 2001).

As superfícies de estratificação correspondem a paleossuperfícies deposicionais que são mais ou menos síncronas em toda a sua extensão lateral, isto é, que se formaram, praticamente, no mesmo intervalo de tempo. (Severiano Ribeiro, 2001). As superfícies de discordância correspondem a superfícies de erosão ou de não deposição, que separam estratos mais antigos de estratos mais recentes. Seja qual for a razão que levou à origem da discordância, esta implica sempre ausência física de um período cronoestratigráfico. (Severiano Ribeiro, 2001).

O estudo da interpretação sismoestratigráfica de linhas sísmicas começa pela identificação destas superfícies, em particular as superfícies de discordância, visto que são excelentes reflectores, fundamentais para a compreensão da história geológica de uma bacia sedimentar. Estas discordâncias podem ainda ser correlacionadas com determinados acontecimentos que tenham resultado numa mudança de ambiente deposicional, evidenciando alterações dinâmicas e tectónicas regionais. (Mitchum *et al.*, 1987).

Uma vez delimitadas estas superfícies, torna-se mais fácil fazer a individualização de unidades sísmicas, num perfil. Estas unidades sísmicas são sequências deposicionais que correspondem a uma sucessão de reflectores sísmicos, representando um conjunto de estratos geneticamente relacionados. As unidades sísmicas são reconhecidas a partir do padrão da terminação das reflexões, no topo e na base, caracterizando o limite da mesma, tornando mais evidente uma discordância ou uma superfície de estratificação (Mitchum *et al.*, 1987).

Dos principais padrões de terminação de reflexões serão descritos, devido à sua importância e ao seu frequente aparecimento, *onlap*, *downlap*, *toplap*, *offlap*, truncamento, concordância ou conformidade (Figura 3.1.) e convergência interna.

Tanto o *onlap* como o *downlap* constituem duas variantes do *baselap*. Desta forma, o *baselap* corresponde à interface inferior dos reflectores sísmicos, sendo este termo utilizado quando não é possível reconhecer um *onlap* ou *downlap* (Mitchum

1977). Tanto o *onlap* como o *downlap* indicam um hiato não deposicional (Boggs, 2006).

O *onlap* corresponde a uma reflexão, inicialmente horizontal que termina contra uma superfície inicialmente inclinada, ou quando uma reflexão com uma certa inclinação termina deposicionalmente sob uma superfície com maior inclinação. (Mitchum *et al.*, 1977, Boggs, 2006). O *onlap* subdivide-se em *onlap* costeiro e *onlap* marinho. Por *onlap* costeiro entende-se o tipo de terminação que se posiciona mergulho acima, em ambientes fluviais e costeiros. O *onlap* marinho corresponde ao tipo de terminação que se localiza mergulho acima em ambientes de talude (Severiano Ribeiro, 2001). O *downlap* consiste no tipo de reflexão que se apresenta inclinada e que se prolonga mergulho abaixo terminando contra uma superfície que inicialmente estava horizontal ou inclinada (Mitchum *et al.*, 1977, Boggs, 2006). O *toplap* consiste no tipo de reflexão que termina contra a superfície localizada acima desta. Esta terminação indica um período de não deposição e surge quando o nível da base é muito baixo, impedindo a continuidade da deposição mergulho acima de um estrato (Severiano Ribeiro, 2001).

O *offlap* é um padrão não sistemático de terminações das reflexões dentro de uma unidade ou sequência sísmica. Este padrão aponta para uma progradação em bacias sedimentares (Mitchum *et al.*, 1977). O truncamento das reflexões pode subdividir-se em truncamento estrutural e truncamento erosivo. O truncamento erosivo aponta para a remoção de material após a sua deposição (Mitchum *et al.*, 1977, Boggs, 2006). Este tipo de terminação localiza-se no topo de uma sequência sísmica, podendo apresentar-se com uma extensão muito variável. No truncamento estrutural a terminação das reflexões pode dever-se a uma ruptura estrutural, como um deslizamento gravitacional, movimentação de unidades salíferas ou implantação de uma intrusão ígnea (Severiano Ribeiro, 2001). Deve referir-se ainda um outro tipo de truncamento, designado por truncamento aparente. Este padrão está relacionado com o adelgaçamento da parte mais distal de uma unidade, e ocorre quando as reflexões terminam abaixo de uma superfície pouco inclinada, formando uma secção condensada (Severiano Ribeiro, 2001).

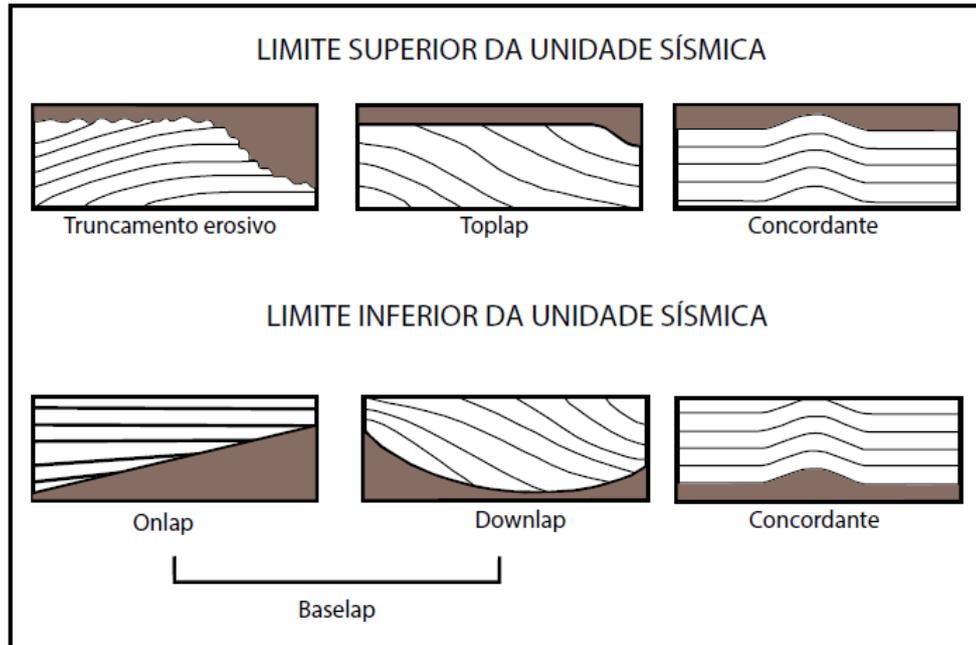


Figura 3.1 - Ilustração relativa à configuração da terminação dos reflectores. Adaptado de Mitchum *et al.*, 1977.

A concordância ou conformidade surge quando as reflexões de duas sequências sísmicas adjacentes se apresentam paralelas com a superfície que as delimita (Severiano Ribeiro, 2001, Boggs, 2006). Este padrão pode apresentar-se no topo ou na base da unidade ou sequência sísmica (Severiano Ribeiro, 2001).

A convergência interna compreende ao adelgaçamento da espessura entre reflexões, dentro de uma unidade sísmica, devido à resolução sísmica (Severiano Ribeiro, 2001).

3.1.1. Fácies sísmicas

Uma vez definidas as unidades e sequências sísmicas, é feita a análise de vários parâmetros associados às reflexões sísmicas, que conduzem à dedução do ambiente deposicional e litofácies. Estes parâmetros estão relacionados com a configuração dos reflectores, a sua continuidade, amplitude, frequência e velocidade intervalar (Mitchum *et al.*, 1987). Tendo em conta os parâmetros acima referidos, impõe-se um novo conceito, a fácies sísmica, que designa uma unidade tridimensional cujos parâmetros diferem daqueles que caracterizam as unidades adjacentes. Estas fácies são interpretadas tendo em conta a individualização de sequências deposicionais, realizada anteriormente (Mitchum *et al.*, 1977, Boggs, 2006).

A configuração dos reflectores indica o padrão de estratificação da sequência sísmica, fornecendo informação acerca do ambiente deposicional, paleotopografia e condições erosivas. A continuidade dos reflectores está associada à continuidade da própria superfície de estratificação, isto é, um reflector contínuo está associado a uma superfície de estratificação vasta e uniforme. A amplitude das reflexões permite obter informação relativa ao contraste de velocidade e densidade das diferentes interfaces e do seu espaçamento. A frequência dos reflectores está relacionada com o espaçamento entre os reflectores e com alterações laterais da velocidade intervalar (Mitchum *et al.*, 1977).

A configuração interna dos reflectores (Figura 3.2.) e geometria externa da unidade são dois dos parâmetros essenciais para compreensão e dedução do ambiente de deposição, geodinâmica local e tipo de litologia. Contudo, no interior de uma dada forma externa, podem encontrar mais que um tipo de configuração de reflectores (Mitchum *et al.*, 1977).

A configuração paralela a subparalela dos reflectores (Figura 3.2. (A)) traduz taxas uniformes de sedimentação, que se depositaram sobre superfícies planas na bacia ou sobre bancadas uniformemente subsidentes. Este tipo de configuração está muitas vezes associado a unidades com forma externa do tipo em lençol, em lençol ondulado ou de enchimento. As subdivisões deste padrão estão associadas a variações de outros parâmetros sísmicos como a amplitude e continuidade (Mitchum *et al.*, 1977).

Os reflectores sísmicos podem apresentar-se também com uma disposição em efeito de cunha, mais ou menos paralelos, verificando-se que o aumento de espessura lateral se deve ao espessamento das reflexões no interior da unidade. Esta configuração é designada por divergente (Figura 3.2. (B)) e está associada a variações laterais da taxa de deposição e/ou à inclinação progressiva do substrato (Mitchum *et al.*, 1977).

A configuração dos reflectores do tipo progradante (Figura 3.2. (C)) ocorre quando as reflexões se sobrepõem lateralmente, dando origem a superfícies inclinadas que são designadas por clinofomas, cujos ambientes de formação podem ser muito distintos. Os diferentes tipos de clinofomas devem-se a variações da taxa de deposição e à profundidade da coluna de água, podendo assumir uma forma oblíqua, sigmoidal, sigmoidal-obliqua ou *shingled* (Severiano Ribeiro, 2001). A mesma clinofoma pode apresentar mais que um padrão, caso tenha ocorrido alguma variação nas condições de sedimentação.

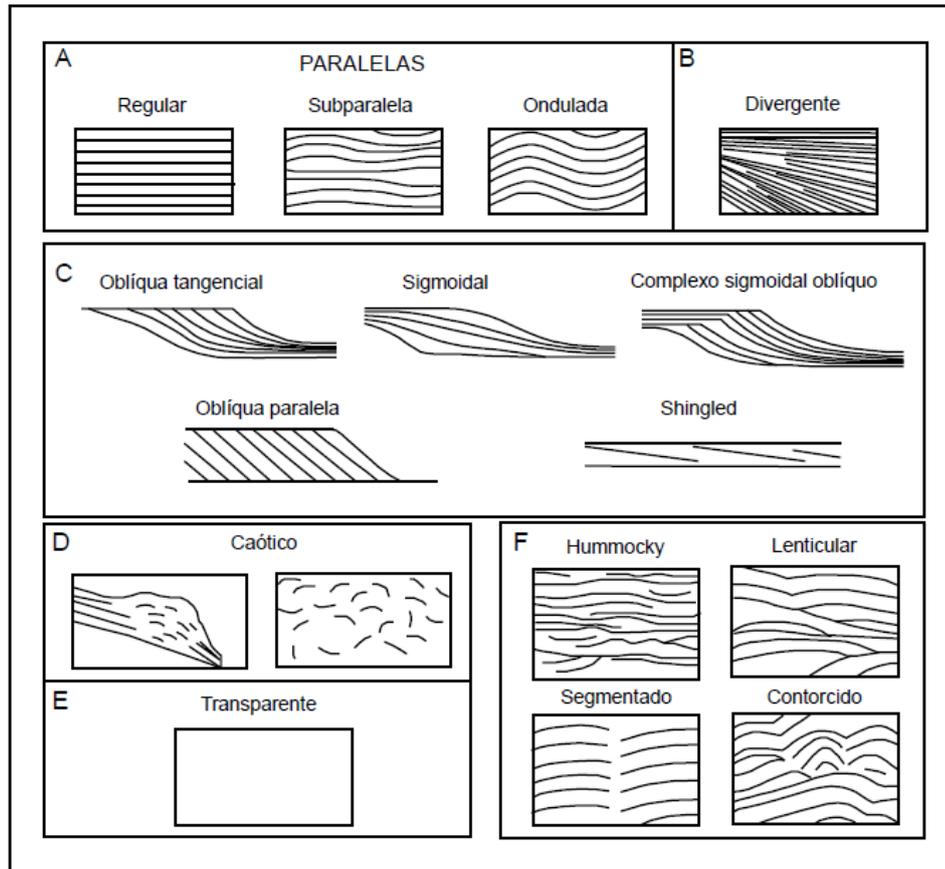


Figura 3.2 - Ilustração relativa à configuração interna dos reflectores. Adaptado de Mitchum *et al.*, 1977.

O padrão sigmoidal caracteriza-se pela apresentação dos reflectores em forma de “S”, observando-se que os mesmos mergulham suavemente formando, no fundo, uma superfície delgada e plana, semelhante à superfície do topo. A zona intermédia tem uma espessura maior, devido à sobreposição de camadas de sedimentos, que se expandem lateralmente e mergulho abaixo, conferindo à unidade este padrão progradante. Este tipo de clinofomas implica pequenas quantidades de sedimentos, um período de subsidência contínuo ou com uma subida do nível do mar rápida (Mitchum *et al.*, 1977, Catuneanu *et al.*, 2009).

As clinofomas do tipo oblíquo apresentam-se com um ângulo de mergulho consideravelmente alto, e com as terminações dos reflectores, em cima em *toplap* e, na superfície inferior, em *downlap* (Severiano Ribeiro, 2001). Os sedimentos mais recentes depositam-se essencialmente lateralmente sobre a superfície de mergulho e sobre a superfície inferior. Esta configuração está associada à deposição de grandes quantidades de sedimentos, a condições de pouca subsidência e nível do mar

constante, sendo por isso característica de ambientes de águas pouco profundas, com alta energia de deposição (Severiano Ribeiro, 2001, Catuneau *et al.*, 2009).

O tipo de clinofoma paralelo-oblínquo indica uma deposição de uma grande quantidade de sedimentos, num local pouco ou não subsidente, com o nível do mar estável. Este padrão é caracterizado pela disposição dos reflectores de forma íngreme, com terminação em *downlap* na superfície inferior (Mitchum *et al.*, 1977).

O tipo sigmoidal-oblínquo consiste na combinação dos padrões sigmoidal e oblínquo, na mesma fácies sísmica. Esta configuração é caracterizada, no topo, por uma complexa alternância de reflectores sigmoidais e segmentos oblínquos, com terminações em *toplap*. Esta configuração está associada a ambientes deposicionais de alta energia, onde se verifica a alternância de processos construtivos que dão origem ao padrão sigmoidal, e períodos de *bypass* sedimentar no nível superior, que lhe confere o padrão oblínquo. (Mitchum *et al.*, 1977).

A configuração do tipo *shingled* apresenta-se sob uma progradação de fina espessura, cujos limites, superior e inferior, são paralelos. No interior observam-se reflectores paralelos, suavemente inclinados, que terminam em *toplap* e *downlap*. O tipo *shingled* ocorre em ambientes de águas pouco profundas (Mitchum *et al.*, 1977).

Na Figura 3.2. (D) estão ilustrados os tipos de configuração caótica, que consiste na distribuição discordante e descontínua dos reflectores sísmicos, dando uma apresentação desorganizada dos mesmos. Esta configuração está associada a uma deposição em ambientes de energia alta e variável, ou a uma deformação pós-sedimentação. Este padrão pode estar associado a estruturas de *slump* e a zonas com falhamento intenso, contorcidas ou dobradas (Mitchum *et al.*, 1977).

Ao padrão caracterizado pela ausência de reflectores foi atribuída a designação de transparente (Figura 3.2. (E)). Esta configuração pode estar associada a unidades sedimentares que foram intensamente redobradas, ou que apresentam mergulhos muito abruptos, ou com litologias não estratificadas, como arenitos espessos, rochas carbonatadas maciças, unidades evaporíticas e corpos ígneos (Severiano Ribeiro, 2001).

Por fim, na Figura 3.2. (F) encontram-se representadas várias configurações, que se caracterizam por serem reflexões descontínuas, irregulares, subparalelas e não-sistemáticas. Esta configuração está muitas vezes associada a leques turbidíticos de sopé de talude, a estratos interdigitados localizados no pró-delta ou na região interdeltaica de águas pouco profundas (Mitchum *et al.*, 1977).

Para o tratamento e elaboração dos perfis sísmicos apresentados foi utilizado o software Adobe™ Illustrator® CS6. A partir deste programa foi possível criar diferentes

imagens, delimitar unidades sísmicas e esquematizar os perfis sísmicos, de acordo com o que se pretendia focar.

Os mapas apresentados, no desenvolvimento desta dissertação, foram elaborados a partir do ESRI™ ArcGis® 10.2. Este programa possibilita a organização e disposição dos dados, obtidos através das observações dos perfis sísmicos e imagens de satélite, para a construção de mapas, permitindo assim uma melhor compreensão dos resultados obtidos.

3.2. Detecção remota

A segunda etapa desta dissertação consistiu na procura de manchas anómalas, no *offshore* português, através da observação de um conjunto de imagens de satélite, obtidas nos arquivos da NASA e do USGS. Estas manchas anómalas, quando surgem isoladamente em mar, podem ser um indício da migração de hidrocarbonetos a partir de fracturas locais, o que desta forma implica a existência de uma rocha reservatório localmente. Assim, devido à crescente procura de reservas de hidrocarbonetos a nível mundial, é de interesse o estudo do *offshore* português a partir da detecção remota, com vista à procura de possíveis locais de fuga de hidrocarbonetos.

Para o desenvolvimento deste estudo foram observadas trinta e três imagens adquiridas por satélites distintos. Estas imagens foram inicialmente observadas sem a utilização de qualquer ferramenta, com o intuito de reconhecer possíveis manchas anómalas. Com este processo foi possível seleccionar duas imagens distintas, obtidas a partir dos satélites LANDSAT 5 e ASTER, em datas também diferentes. Seguidamente procedeu-se a um ajuste de cores e contraste a todas as imagens, e voltou a ser feita uma nova observação das mesmas, na tentativa de encontrar novas manchas, que não haviam antes sido detectadas. Esta nova observação permitiu seleccionar uma outra imagem, adquirida também pelo satélite ASTER.

A imagem mais antiga do conjunto seleccionado para este estudo foi adquirida pelo satélite LANDSAT 5, em Julho de 1987. Este satélite foi lançado a 1 de Março de 1984, a partir do foguete Delta 3920, e transportava dois sensores distintos, nomeadamente o sensor *Multispectral Scanner* (MSS) e o sensor *Thematic Mapper* (TM). A imagem considerada foi obtida pelo sensor TM, cuja ciclicidade orbital correspondia a dezasseis dias, e tinha a capacidade de captar imagens em sete bandas, sendo três destas na zona do espectro electromagnético visível, e as restantes na zona de infravermelhos. A imagem seleccionada para este estudo

corresponde à banda do infravermelho térmico, cujo comprimento de onda se localiza entre 10,40 – 12,50 μm . Contrariamente às outras bandas deste sensor, a resolução espacial da banda do infravermelho térmico correspondia, inicialmente, a 120 m por píxel, contudo esta foi reajustada mais tarde, para possuir uma resolução de 30 m, igualando assim a resolução das restantes bandas.

As duas imagens restantes foram adquiridas pelo sensor ASTER a 6 de Agosto de 2004 e a 30 de Agosto de 2010. Este sensor encontrava-se incorporado no satélite Terra, também designado por EOS SER-2, que foi lançado a 18 de Dezembro de 1999, em conjunto com quatro outros satélites, nomeadamente CERES, MISR, MODIS e MOPITT. O sensor ASTER tinha a capacidade de produzir imagens em catorze bandas distintas, com grande resolução, a cada dezasseis dias. De forma geral, as imagens adquiridas por este satélite são utilizadas no reconhecimento de dados de superfície, relativos à temperatura, emissividade, elevação e reflectância. As imagens consideradas deste satélite correspondem à banda 1 do infravermelho visível e próximo (VNIR – *Visible and Near Infrared*), relativas ao intervalo 0,52 a 0,60 μm do espectro electromagnético, e cuja resolução espacial corresponde a 15 m por píxel.

Uma vez seleccionadas estas imagens, foi efectuado um realce das manchas anómalas existentes, para facilitar a sua distinção do *background*, a partir do software aberto *ImageJ*. Seguidamente estas imagens foram adicionadas ao software ArcGis 10.2, para aí serem georreferenciadas de acordo com sistema de coordenadas UTM, e comparadas com a carta geológica de Portugal à escala de 1:1000000.

Capítulo 4 – Análise sismostratigrafica de perfis sísmicos da Bacia de Peniche

Neste capítulo será feita a análise dos perfis observados que serviram de base ao estudo inicial para a concretização desta dissertação. O objectivo deste estudo consistiu na identificação de unidades sísmicas e descontinuidades, na localização de estruturas de inversão, como fracturas e anticlinais, e ainda na individualização de estruturas salíferas. Tendo em conta estas observações, foi possível desenvolver uma interpretação da possível localização de fracturas que permitam a migração de hidrocarbonetos.

4.1. Delimitação de unidades sísmicas

Para o estudo dos perfis sísmicos, que estão na base desta dissertação, foi essencial reconhecer em primeiro lugar, as unidades sísmicas que neles se encontram. A individualização destas unidades havia sido iniciada por Fátima Cardoso, no âmbito do Projecto Sagres (Pena dos Reis & Pimentel, 2013), tendo em vista uma melhor compreensão e interpretação das linhas sísmicas.

As unidades sísmicas foram delimitadas tendo conta as diferenças de amplitude e frequência dos reflectores sísmicos, isto é a atitude dos mesmos, e as descontinuidades presentes e identificadas.

A atitude dos reflectores sísmicos pode ser correlacionada com o ambiente de deposição das unidades sísmicas, permitindo assim conhecer informações relativas à energia do meio de deposição, tipo de litologia e paleoambiente. No caso das descontinuidades, estas podem ser utilizadas para definir unidades sísmicas, na medida em que as discordâncias evidenciam uma mudança nas condições de sedimentação ou o acontecimento de um evento geológico, o que se reflecte na atitude dos reflectores.

Para a individualização das unidades sísmicas não foi realizado qualquer estudo relativo à diferença de velocidade das ondas sísmicas nos meios atravessados, uma vez que estes dados não foram cedidos para o Projecto Sagres. Mais uma vez, convém lembrar que a delimitação destas unidades não está também comprovada, uma vez que nunca foi realizado qualquer furo de prospecção na Bacia de Peniche. Contudo, segundo o relatório *Deep-Sea Drilling Project – Ocean Drilling Program* (Groupe Galice, 1979; Boillot *et al.*, 1989), o topo da sucessão sedimentar desta bacia

data do Pleistocénico – início do Oligocénico, e é constituída por uma ooze margosa com nanofósseis e margas gresosas siliciosas.

De acordo com os parâmetros acima referidos foram individualizadas sete unidades sísmicas (Figura 4.1.), que serão de seguida descritas e que se encontram resumidas na Tabela 1. Em conjunto com a descrição das unidades sísmicas são também referidas as formações análogas que se encontram na Bacia Lusitânica, e que poderão ter correspondência com o conjunto de formações que se encontram na Bacia de Peniche (Tabela 2.) (Kullberg, 2000; Alves *et al.*, 2006).

Unidade 1: Triássico – Hetangiano

Esta é a primeira e mais antiga unidade sísmica, que assenta e preenche, parcialmente, os blocos do soco hercínico. Contudo, por vezes, o limite entre esta unidade e a unidade do soco é muito difícil de definir. Esta unidade surge muitas vezes deformada e com uma espessura lateral muito variável, podendo ainda ser identificadas estruturas isoladas desta unidade, devido a processos de halocinese. Devido à sua importância e notabilidade, as variações desta unidade e as estruturas por ela formada, serão abordadas com maior detalhe mais à frente neste capítulo. Esta unidade é constituída por reflectores caóticos, descontínuos e irregulares de amplitude forte (Tabela 4.1), em *baselap*. Esta configuração interna dos reflectores está muitas vezes associada a sedimentos siliciclásticos e evaporitos. Desta forma, a unidade sísmica 1 pode ser correlacionada com as formações conhecidas no *onshore* português, isto é, com a Bacia Lusitânica, admitindo-se por isso que esta unidade do Triássico – Hetangiano corresponde, na base, ao Grupo de Silves, e no topo à Fm. Dagorda.

Unidade 2: Sinemuriano – Caloviano

Esta unidade sobrepõe a unidade anterior e é caracterizada pela constituição de reflectores paralelos a sub-paralelos, contínuos e divergentes, em enchimento progradante sobre a Unidade 1. Os reflectores sísmicos desta unidade têm uma amplitude alta e uma frequência variável. Esta configuração está muitas vezes associada a uma sedimentação marinha que, neste caso, terá ocorrido em águas pouco profundas visto que os reflectores não são completamente uniformes. A espessura desta unidade é variável lateralmente, contudo, verifica-se por vezes um aumento da mesma junto de determinadas falhas, denunciando assim uma deposição

Capítulo 4 – Análise Sismostratigrafica de perfis sísmicos da Bacia de Peniche

sin-rifte, que preenche ainda os blocos basculados do soco. A unidade em questão apresenta-se muitas vezes deformada, devido aos processos de halocinese associados à unidade inferior. Desta forma, admite-se que a unidade do Sinemuriano – Caloviano engloba unidades equivalentes em *onshore* às formações de Coimbra, Vale das Fontes, Lemede, São Gião, Póvoa da Lomba, Cabo Carvoeiro, BC, Zambujal, Chão de Pias e Candeeiros.

Unidade 3: Oxfordiano – Berriasiano

Esta unidade apresenta-se com uma espessura reduzida, e é geralmente caracterizada por reflectores paralelos a sub-paralelos, regulares e contínuos de forte amplitude. Esta atitude dos reflectores sugere uma litologia carbonatada, de um ambiente marinho profundo. Tal como a unidade do Sinemuriano - Caloviano, esta unidade corresponde ainda ao preenchimento dos blocos hercínicos e mostra-se também deformada, registando assim processos de halocinese. Esta unidade ter-se-á também depositado num ambiente marinho, incluindo equivalentes às formações Cabaços, Montejunto, Abadia, Alcobaça, Boa Viagem, Farta Pão, Porto Calada, Lourinhã e Boa Viagem.

Unidade 4: Berriasiano – Aptiano médio

Esta unidade mostra uma espessura muito variável nos perfis sísmicos, e é caracterizada por reflectores sub-paralelos geralmente irregulares, com forte amplitude, e que deverá corresponder a um ambiente de sedimentação marinho profundo. Como acontece com as unidades anteriores, esta unidade sísmica pode apresentar-se deformada devido à movimentação da Unidade 1. A presente unidade completa a sucessão sísmica que compreende o enchimento dos blocos basculados do soco, e que se considera corresponder à sucessão sin-rifte desta bacia. O topo da unidade do Berriasiano – Aptiano médio é marcado pela descontinuidade do Aptiano. Esta unidade sísmica engloba as formações de Vale de Lobos, Serradão, Guia, Santa Suzana, São Lourenço, Guincho, Fonte Grada, Regatão, Almargem Inferior e Crismina.

Unidade 5: Aptiano médio – Campaniano

A quinta unidade da sucessão sísmica é caracterizada por reflectores paralelos com irregularidades, e de amplitude variável, e que se podem apresentar localmente sob a forma sigmóide. Esta unidade sobrepõe a descontinuidade do Aptiano e apresenta-se com uma espessura variável nas várias linhas sísmicas. Nos perfis observados é evidente uma descontinuidade sísmica, de fraca amplitude, nesta unidade. Esta unidade abrange um vasto conjunto de formações no *onshore*, nomeadamente, a Fm. Rodízio, Almargem superior, Figueira da Foz, Faneca, Caldelas, Galé, Caneças, Bica, Costa d' Arnes, Grés Grosseiro superior e Choisa.

Unidade 6 – Campaniano – Eocénico inferior

Esta unidade apresenta-se com uma espessura reduzida, mas que se mantém relativamente constante nos diferentes perfis. Mostra reflectores sub-paralelos a paralelos, geralmente regulares e com grande continuidade, apesar de surgirem algumas "bossas" localmente, provocando um efeito ondulado. Estes reflectores possuem uma amplitude e frequência moderada. Esta unidade enquadra-se ainda num ambiente sedimentar marinho profundo. A unidade do Campaniano – Eocénico inferior, quando correlacionada com o *onshore* português, corresponde à Fm. Taveiro.

Unidade 7 – Eocénico superior – Miocénico médio

Esta unidade mostra uma espessura muito variável, e é caracterizada por reflectores paralelos e geralmente regulares, com amplitude moderada. Esta unidade pode apresentar evidências de erosão, ou deformação, uma vez que esta pode por vezes corresponder ao topo da sucessão sísmica, quando não são identificados sedimentos mais recentes, geralmente de idade Pliocénica.

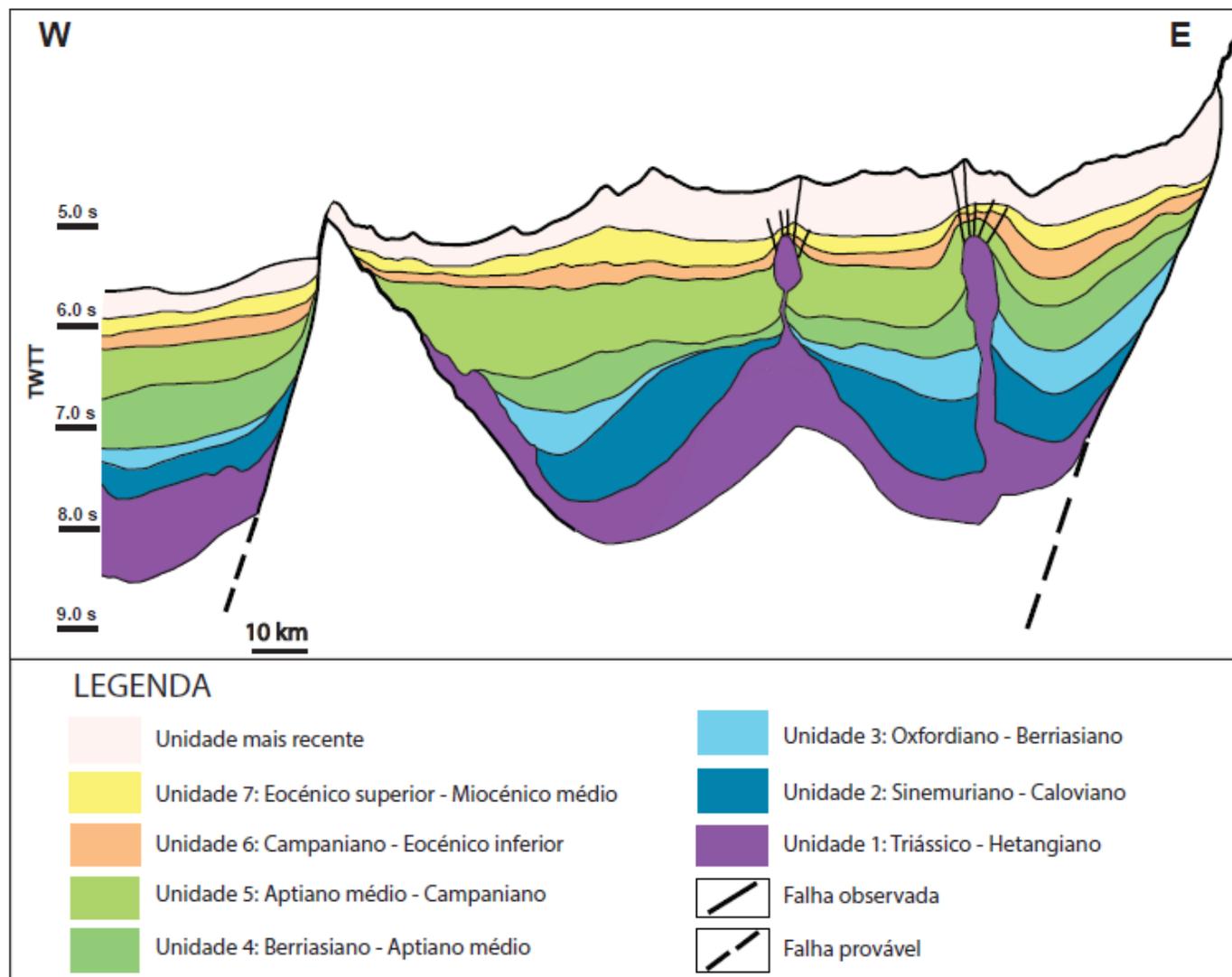


Figura 4.1. Ilustração das unidades sísmicas reconhecidas que constituem o enchimento sedimentar da Bacia de Peniche, num perfil (E-W).

Tabela 1. Resumo das características das unidades sísmicas reconhecidas na Bacia de Peniche. Adaptado de Alves *et al.*, 2006.

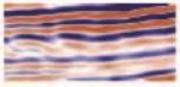
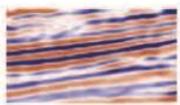
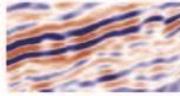
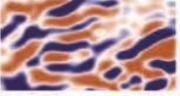
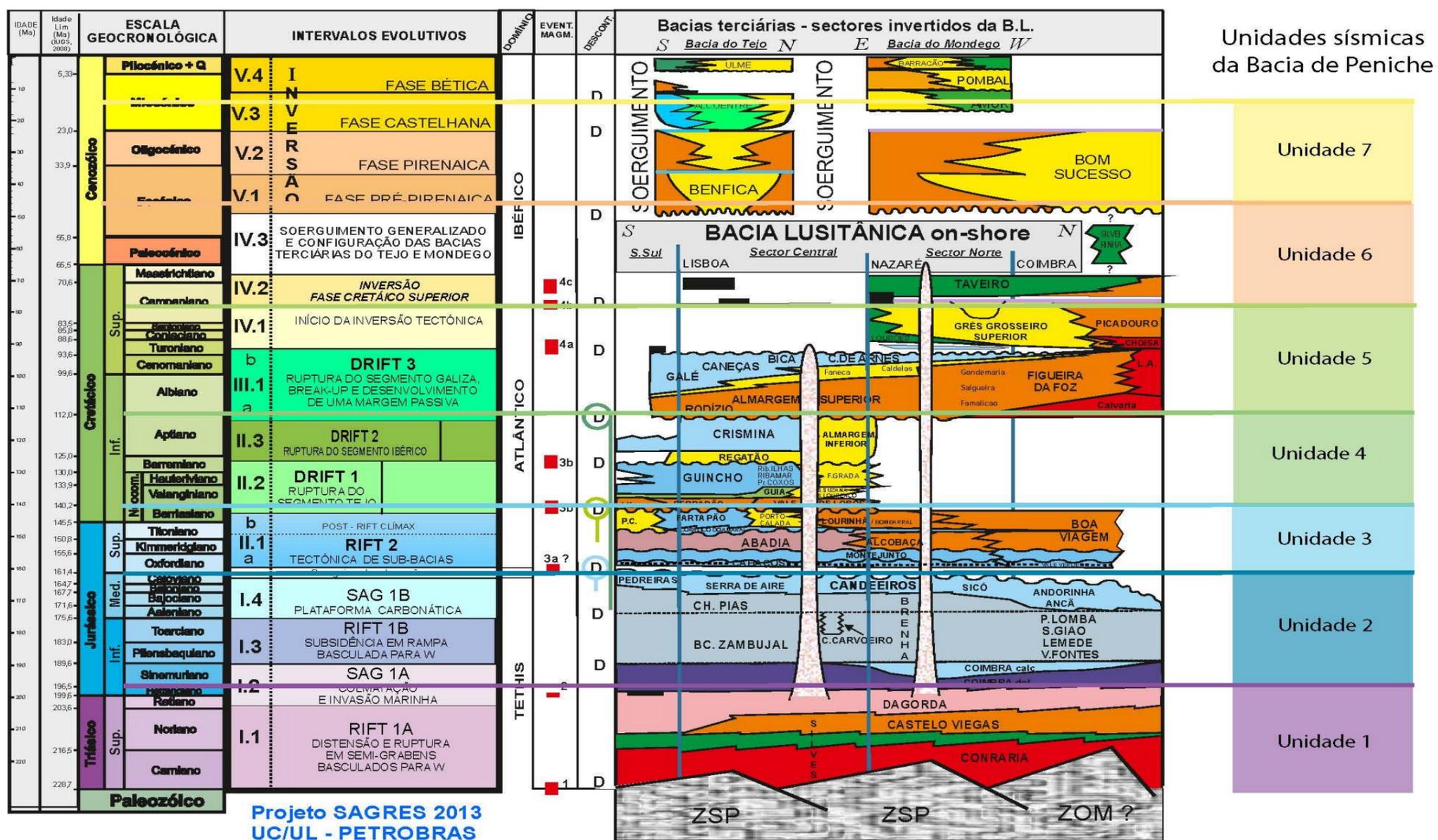
UNIDADE SÍSMICA	IDADE	CONFIGURAÇÃO INTERNA DOS REFLECTORES	REPRESENTAÇÃO	POSSÍVEL AMBIENTE DEPOSICIONAL
Unidade 7	Eocénico médio-Miocénico médio	Reflectores paralelos, geralmente regulares. Moderada amplitude		Sedimentação marinha profunda
Unidade 6	Campaniano-Eocénico médio	Reflectores sub-paralelos a paralelos, geralmente regulares e contínuos. Localmente ondulados. Forte amplitude.		Sedimentação marinha profunda
Unidade 5	Aptiano médio-Campaniano	Reflectores paralelos com irregularidades, localmente sob forma sigmoidal. Forte amplitude		Sedimentação marinha profunda
Unidade 4	Berriasiano - Aptiano médio	Reflectores sub-paralelos geralmente irregulares. Forte amplitude.		Sedimentação marinha profunda
Unidade 3	Oxfordiano - Berriasiano	Reflectores sub-paralelos, regulares e contínuos. Forte amplitude.		Sedimentação marinha profunda
Unidade 2	Sinemuriano - Caloviano	Reflectores sub-paralelos a paralelos, contínuos e divergentes. Enchimento progradante		Sedimentação marinha em águas pouco profundas
Unidade 1	Triássico - Hetangiano	Reflectores caóticos, descontínuos e irregulares em baselap. Forte amplitude		Sedimentação continental siliciclástica e evaporítica

Tabela 2. Quadro correlativo da Litostratigrafia da Bacia Lusitânica e das unidades sísmicas reconhecidas na Bacia de Peniche. Adaptado de Pena dos Reis & Pimentel, 2013.

QUADRO LITOSTRATIGRÁFICO DA BACIA LUSITÂNICA



LITOLOGIAS		DESCRIPÇÃO DOS HORIZONTES (depen. 1992)		DESCONTINUIDADES		
LEGENDAS	CONGLOMERADOS	DIÁPIRO DE SAL	1 INTRA - NEÓGENO	DESCONTINUIDADES Amplitude estratigráfica da erosão associada	EVENTOS MAGMÁTICOS	
	ARENITOS GROSSEROS	ÁRGILAS E MARGAS COM EVAPORITOS	2 PRÓX. TOPO DO PALEÓGENO			1- FILÕES NO EMBASAMENTO
	ARENITOS MÍDIOS A FINOS	DOLOMITE E CALCÁRIO DOLOMITICO	3 PRÓX. TOPO DO CRETÁCEO SUPERIOR (topo Fm. Grés Gross. Sup.)			2- VULCANISMO (INTENSO NO ALGARVE)
	LUTITOS	CALCÁRIOS (LAGUNARES)	4 PRÓX. TOPO DO CENOMANIANO (topo Fm. Caneças)			3- FILÕES ESCASSOS, SECTOR NORTE
	ARENITOS E MARGAS (TURBIDITOS)	CALCÁRIOS (LAGUNARES)	5 PRÓX. TOPO DO CRETÁCEO SUPERIOR (topo Fm. Almagem inf.)			3b- FILÕES ASSOCIADOS ADIPIROS (SECTOR CENTRAL)
	MARGAS E CALCÁRIOS MARGOSOS	METASSEDIMENTOS	6 PRÓX. TOPO DO JURÁSSICO (topo Fm. Lourinhã)			4- SILLS ESCASSOS, SECTOR SUL
	ROCHAS MAGMÁTICAS	CALCRETO	7 KIMMERIDGIANO SUP. (Fm. Abadia sup. Alcabala)			4a- MASSICO INTRUSIVO DE SINTRA
	METASSEDIMENTOS	SILCRETO	8 PRÓX. TOPO DO OXFORD-KIMMER. (CAL. bioclástica)			4b- VULCANISMO INTENSO EM LISBOA - TVEDRAS
	ZSP ZONA SUL-PORTUGUESA		9 PRÓX. TOPO DO OXFORDIANO (topo Fm. Montejuízo)			
	ZOM ZONA DE OSSA-MORENA		10 INTRA - OXFORDIANO (topo Fm. Cabço)			
		11 INTRA - CALOVIANO (topo Fm. Candeeiros)				
		12 PÓS-SINEMUR. - PRÉ-CALOV. (intra Fm. Brezina/Candeeiros)				
		13 INTRA-SINEMURIANO (topo Fm. Coimbra)				
		14 PRÓX. TOPO DO SAL MASSICO (Fm. Dagorda)				
		15 PRÓX. TOPO DO TRIAS SUP. HANGIAND (Gr. Silveira)				
		16 PRÓX. TOPO DO EMBASAMENTO PALEOZOICO				

4.1.1. Identificação de descontinuidades sísmicas

A observação dos vários perfis sísmicos permitiu reconhecer várias descontinuidades sísmicas (Figura 4.2.), que de modo geral podem ser verificadas nas diferentes linhas sísmicas. Estas descontinuidades são diferentes entre si, não só em relação à sua idade, mas também em termos físicos, isto é, a sua amplitude é distinta. As descontinuidades identificadas foram analisadas sob ponto de vista temporal, podendo assim ser correlacionadas com as descontinuidades conhecidas da Bacia Lusitânica. As descontinuidades reconhecidas têm origens diferentes entre si, podendo estas ter resultado de mudanças no ambiente deposicional ou de alterações dinâmicas e tectónicas.

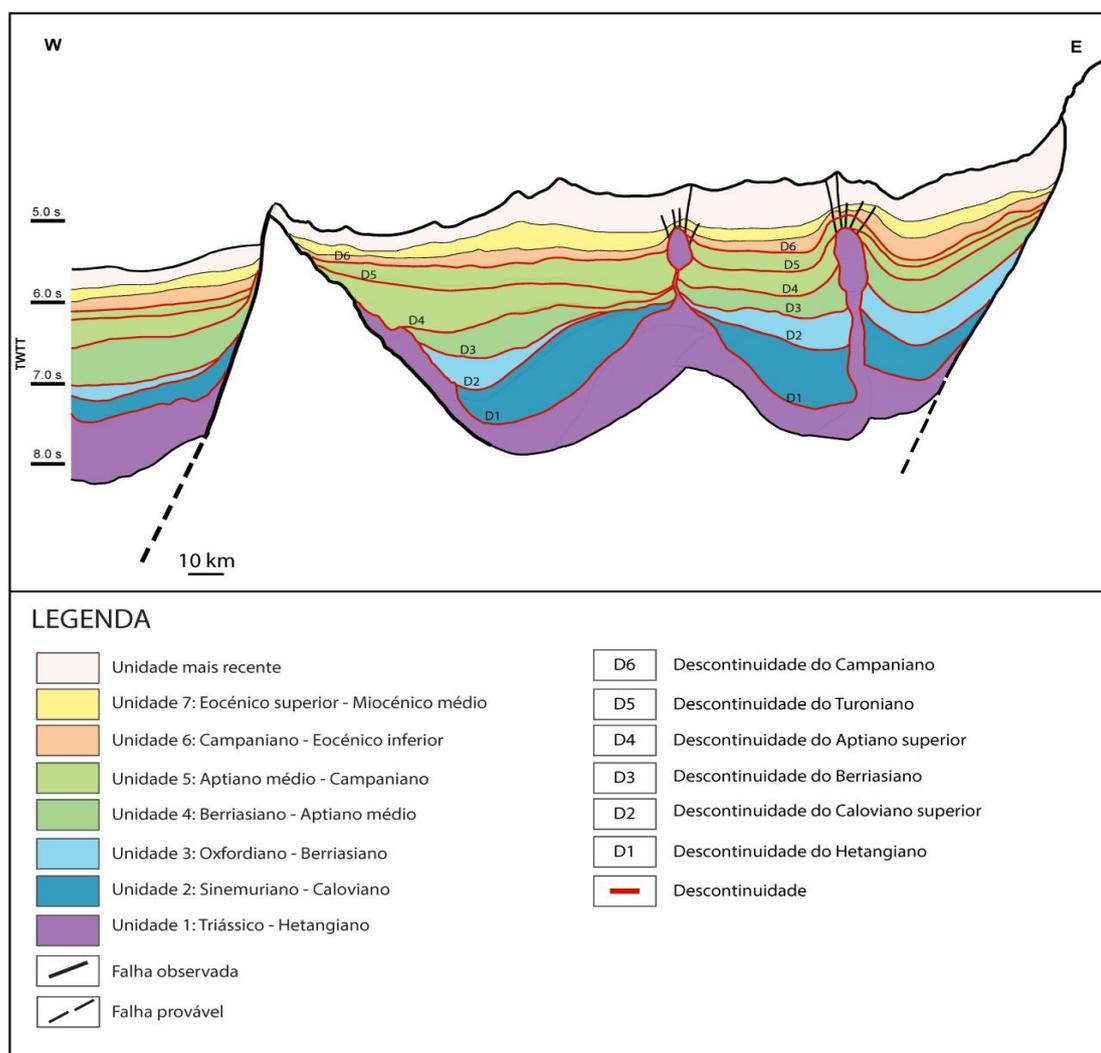


Figura 4.2. Ilustração das descontinuidades sísmicas reconhecidas na Bacia de Peniche, num perfil (E-W).

Descontinuidade 1: Hetangiano

Esta descontinuidade corresponde ao topo da Fm. Dagorda e base da Fm. Coimbra, separando estas duas formações, surgindo com uma amplitude moderada nas linhas sísmicas observadas. A descontinuidade em questão está relacionada com o primeiro episódio de influência marinha, traduzindo um rápido período de inundação (Palain, 1976; Soares *et al.*, 1985; Kullberg *et al.* 2013).

Descontinuidade 2: Caloviano superior

Esta descontinuidade materializa a superfície que separa a unidade sísmica 2 da unidade 3, correspondendo a uma lacuna estratigráfica que compreende 3 Ma, sendo facilmente identificada nos perfis sísmicos devido à sua forte amplitude. Segundo Kullberg *et al.*, 2013, esta descontinuidade é observada em toda a Europa sul-ocidental, no México, nas Caraíbas e na Bacia de Neuquén, localizada na Argentina. Desta forma, verifica-se que a descontinuidade do Caloviano superior é vasta, e estará associada a processos geodinâmicos que condicionaram toda a Península Ibérica, levando ao seu soerguimento até ao Oxfordiano médio (Rocha *et al.*, 1996). Assim sendo, constata-se que esta descontinuidade não está relacionada com um episódio de *rifting* em particular na MOI, visto que o registo sedimentar e a sua geometria, a cinemática e a dinâmica na bacia não se alteraram (Terrinha *et al.*, 2002).

Descontinuidade 3: Berriasiano

Esta descontinuidade sísmica materializa a separação da unidade sísmica 3 da unidade 4, e apresenta-se com uma amplitude moderada. A descontinuidade do Berriasiano corresponde a um hiato à escala da bacia, e é contemporânea da crosta oceânica mais antiga a Oeste da MOI, localizada na Planície Abissal do Tejo (Wilson *et al.*, 1989; Rey, 1999; Kullberg *et al.*, 2013).

Descontinuidade 4: Aptiano superior

Esta descontinuidade corresponde à base da unidade 5, e é caracterizada pela sua forte amplitude, tornando-a reconhecível em praticamente todos os perfis sísmicos. Esta descontinuidade corresponde à ruptura da bacia, isto é será uma

break-up unconformity (Wilson *et al.*, 1989; Dinis & Trincão, 1995; Pinheiro *et al.*, 1996; Rasmussen *et al.*, 1998), marcando o início da oceanização no Atlântico Norte e a passagem da MOI para um contexto de margem passiva (Dinis *et al.*, 2008; Kullberg *et al.*, 2013).

Descontinuidade 5: Turoniano

Esta descontinuidade materializa o topo da Fm. Costa d' Arnes, e ocupa uma posição intermédia da unidade 5. Esta descontinuidade é reconhecida em apenas alguns perfis, visto que tem uma amplitude fraca, que nem sempre é perceptível. A descontinuidade do Turoniano está relacionada com um evento geodinâmico, que levou a um soerguimento do soco hercínico, e à consequente erosão das unidades mais recentes (Haq *et al.*, 1988).

Descontinuidade 6: Campaniano

Esta descontinuidade corresponde ao topo da unidade sísmica 5, e corresponde à superfície que marca uma fase de soerguimento da bacia, em particular no sector central e sul da mesma, dando origem a um hiato deposicional na mesma (Cunha & Pena dos Reis, 1995; Pena dos Reis, 2000; Pena dos Reis *et al.*, 2011). Esta descontinuidade apresenta uma amplitude variável nos diferentes perfis sísmicos, podendo assumir-se com amplitude moderada a forte.

4.2. Identificação de estruturas salíferas

Uma das características mais marcantes das linhas sísmicas observadas é a presença de uma unidade salina com espessura muito variável e que se apresenta de forma muito irregular. Esta formação salina equivale à Fm. Dagorda, que nos perfis sísmicos corresponde à unidade sísmica 1, que engloba não só esta formação mas também o Grupo de Silves. Devido às características de plasticidade da Fm. Dagorda, ocorreu episodicamente a sua movimentação, levando à formação de estruturas salinas com tamanho e formato muito distintos. Estas estruturas são facilmente reconhecidas na observação dos perfis sísmicos, uma vez que a sua configuração interna dos reflectores é verdadeiramente caótica, em comparação com as unidades envolventes. Assim, a partir da observação das linhas sísmicas foi possível

individualizar nove estruturas salinas na Bacia de Peniche (Figura 4.3.). Tal como se pode observar na figura abaixo, todas as estruturas reconhecidas se concentram no sector Central e Norte da Bacia de Peniche. Desta forma, confirma-se o que Alves *et al.*, 2006 haviam dito relativamente à disposição da unidade salina neste local, verificando-se assim que a dita não se encontra a Sul do Canhão da Nazaré, nesta bacia.



Figura 4.3. Localização geográfica das nove estruturas salinas reconhecidas. Cada ponto assinala o local onde foi reconhecida uma estrutura salina, nos perfis sísmicos.

As estruturas salinas em estudo ter-se-ão formado em diferentes etapas de movimentação da unidade evaporítica, isto é, diferentes episódios de halocinese, induzidos durante a estruturação da bacia. Segundo Alves *et al.*, 2006 e Cardoso *et*

Capítulo 4 – Análise Sismostratigrafica de perfis sísmicos da Bacia de Peniche

al., 2014 é possível reconhecer duas fases principais de halocinese na Bacia de Peniche.

De acordo com Cardoso *et al.*, 2014, com base nas unidades sísmicas deformadas e intersectadas, os mesmos autores reconheceram estruturas salinas que se desenvolveram até ao Cretácico superior, e que deverão estar relacionadas com os eventos de distensão que marcaram a fase inicial de estruturação da bacia. A segunda fase de halocinese terá então decorrido até ao Cenozóico, e estará relacionada com os episódios de inversão que ocorreram na bacia, a partir do final do Cretácico superior. Desta forma, terá assim ocorrido a reactivação de algumas das estruturas formadas na primeira fase de halocinese.

Os diferentes episódios de halocinese levaram assim à formação de estruturas de sal muito diferentes entre si, e que se apresentam maioritariamente sob a forma de almofadas de sal. Contudo, foram também reconhecidas uma estrutura diapírica bem desenvolvida e um diapiro desenraizado (Figura 4.4).

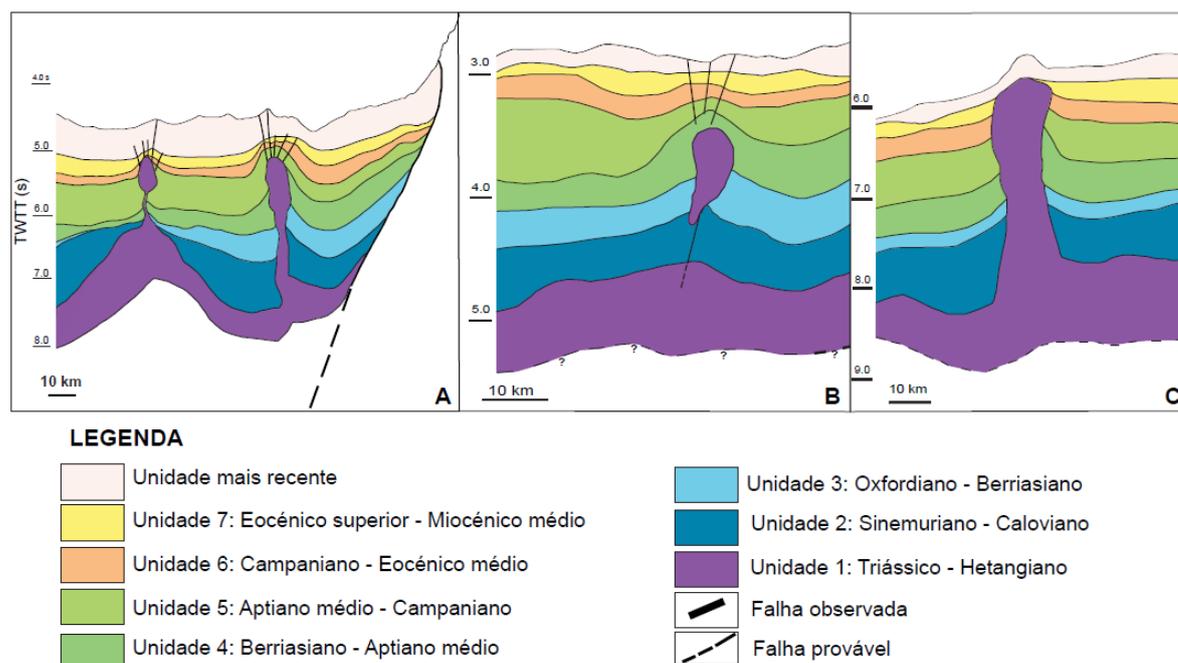


Figura 4.4. Ilustração de diferentes estruturas salinas. (A) Representação de dois diapiros pouco desenvolvidos. (B) Ilustração de um diapiro desenraizado. (C) Pormenor de um diapiro bem desenvolvido.

Durante a movimentação da unidade evaporítica, e crescimento das estruturas salinas, ocorre a deformação e fracturação das unidades sobrejacentes devido à ascensão da mesma. A partir da observação dos perfis sísmicos foi possível constatar vários indícios de deformação associada à halocinese, na Bacia de Peniche. Um destes indícios foi a fracturação das unidades superiores à unidade sísmica 1, unidade

evaporítica, provocada pela ocupação local do sal. Esta fracturação apesar de não muito intensa, irrompe muitas vezes a sequência de unidades sísmicas até à superfície. Assim, verifica-se que a halocinese deu origem a um conjunto de falhas que constituem superfícies a partir das quais pode ocorrer o deslocamento de hidrocarbonetos até à superfície (Figura 4.5.). Uma vez que estas fracturas chegam à superfície, é possível sugerir que poderá ocorrer o escape de hidrocarbonetos desde o local onde estão armazenados, até à superfície, ascendendo depois até à superfície da coluna de água. Contudo, este assunto será abordado com maior pormenor mais à frente neste capítulo.

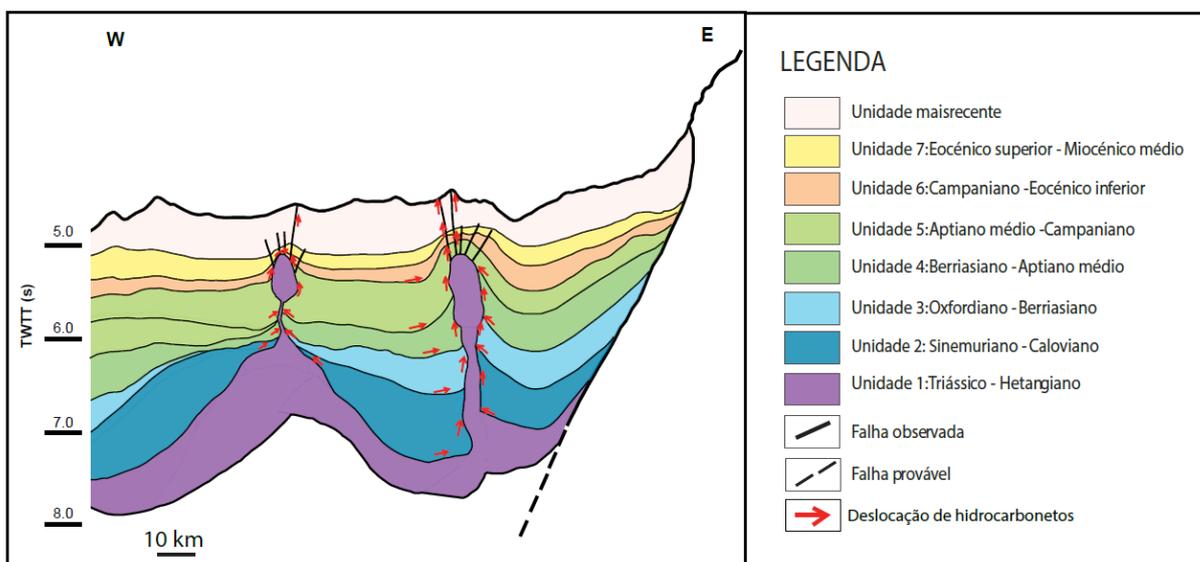


Figura 4.5. Ilustração relativa à deslocação de hidrocarbonetos induzida pela movimentação de uma unidade salina.

4.3. Individualização de estruturas de inversão

As estruturas de inversão podem ter um papel fulcral no desempenho de um sistema petrolífero, contribuindo para o armazenamento de hidrocarbonetos, ou para a fuga dos mesmos. Desta forma, o estudo destas estruturas e das unidades envolvidas nas mesmas é cada vez mais importante. Estas estruturas de inversão correspondem a fracturas e a anticlinais. Muitas vezes os anticlinais correspondem a armadilhas que possibilitam o aprisionamento e armazenamento de hidrocarbonetos; contudo, quando estas estruturas permanecem, durante um longo período de tempo, sob um contexto compressivo, pode dar-se a ruptura das mesmas. Esta ruptura ocorre quando o anticlinal é fracturado e interrompido, criando um caminho a partir do qual os

hidrocarbonetos se podem deslocar. Quando estas fracturas atingem a superfície, pode ocorrer o derrame de hidrocarbonetos, e consecutivamente a sua perda.

Devido à importância destas estruturas no contexto de um sistema petrolífero, foi realizado um reconhecimento geral das fracturas identificadas nos perfis sísmicos, e a relação destas com os anticlinais individualizados, na Bacia de Peniche.

4.3.1. Identificação de falhas

Como foi referido anteriormente, as falhas são bons caminhos de migração de hidrocarbonetos, permitindo o seu deslocamento e ascensão vertical. Para este estudo foram apenas consideradas as fracturas que atingissem a superfície, uma vez que apenas estas podem levar à fuga e perda de hidrocarbonetos, para o exterior da bacia. Tendo em conta a profundidade e o nível de penetração atingido pelas falhas observadas foram definidos dois grupos principais de fracturas.

O primeiro grupo de falhas identificado é caracterizado pela sua proeminência e pela sua grande profundidade, chegando a atingir o soco. Como veremos mais à frente, estas fracturas, devido à sua extensão e profundidade, podem comprometer todos os sistemas petrolíferos incluídos nesta bacia.

Estas falhas intersectam toda a sequência de unidades sísmicas já descritas, isto é, interrompem as unidades sísmicas 1-7, e prolongam-se em profundidade, atingindo níveis inferiores à unidade 1. Contudo, devido à perda de sinal sísmico com o aumento da profundidade, não é possível determinar, concretamente, até onde se prolongam estas falhas, uma vez que a configuração dos reflectores se torna caótica. Estas falhas encontram-se muitas vezes junto de locais tectonicamente deprimidos, cuja topografia pode dever-se justamente a estas fracturas.

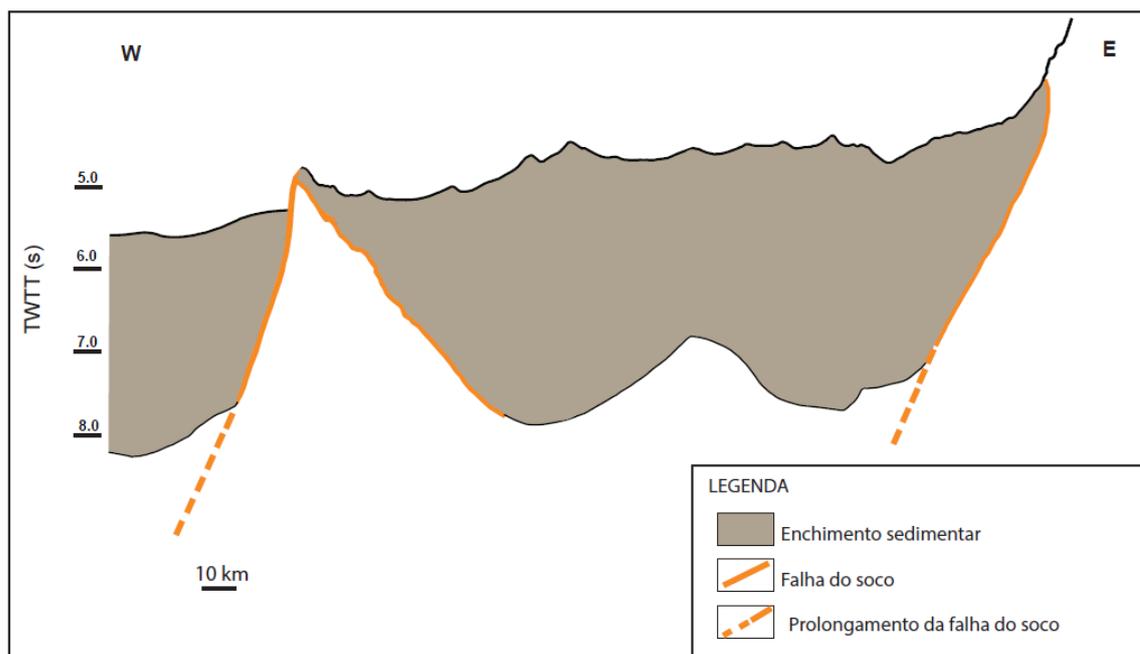


Figura 4.6. Ilustração de duas fracturas que intersectam o soco, num perfil E-W, da Bacia de Peniche.

Na Figura 4.6. encontra-se a representação de um perfil sísmico que ilustra a atitude deste grupo de falhas. Como se verifica estas estruturas podem ser interpretadas como alinhamentos estruturais que intersectam o enchimento sedimentar da bacia e que se enraízam no soco varisco. Contudo, uma vez que a configuração dos reflectores se torna cada vez mais caótica com a profundidade, é apenas apresentada uma possível continuação que as fracturas possam assumir.

Uma vez identificadas as fracturas constituintes deste grupo, foi possível proceder à construção de um mapa com a localização destas falhas na Bacia de Peniche (Figura 4.7.). No mapa de localização geográfica destas falhas, cada ponto corresponde ao local, à superfície, onde uma fractura irrompe. A determinação geográfica destas fracturas foi conseguida através da medição do *shotpoint*, que intersecta cada uma das fracturas, e transposição destes pontos para as respectivas linhas sísmicas dispostas num mapa do *offshore* português.

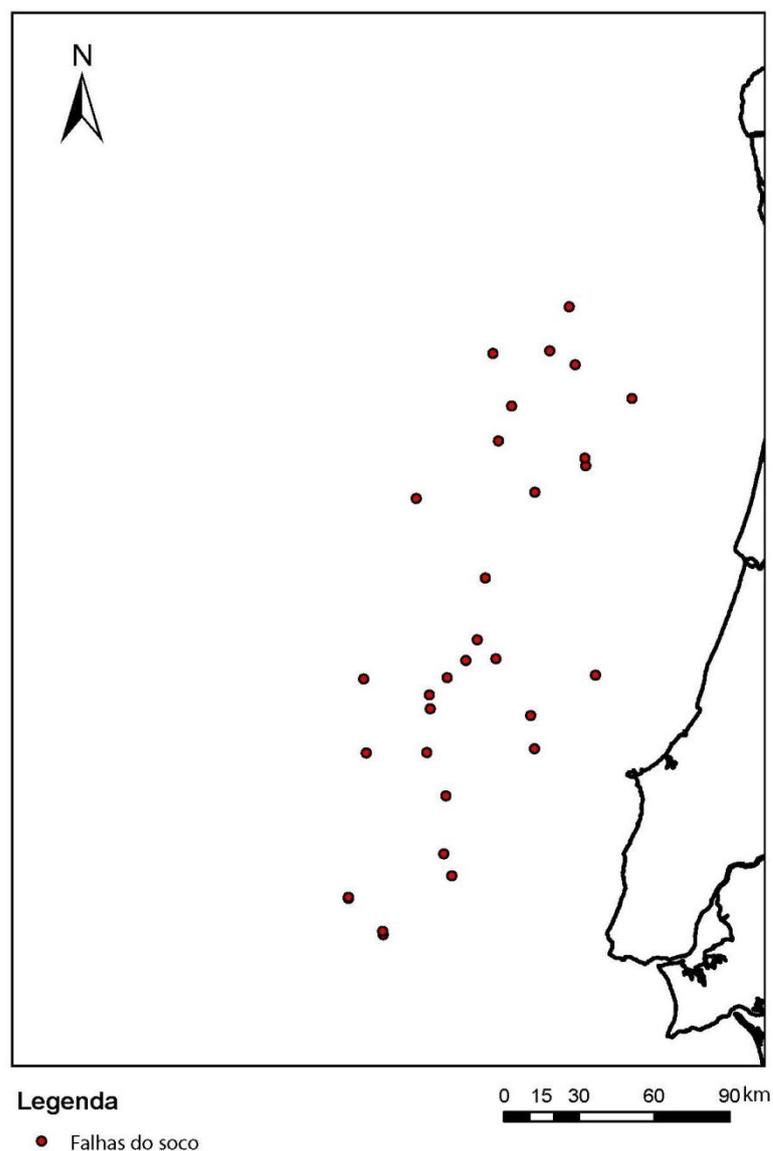


Figura 4.7. Mapa de localização geográfica das fracturas do soco na Bacia de Peniche. Cada ponto observado representa o local, à superfície, onde irrompe uma fractura interpretada em dados sísmicos.

Devido à profundidade destas falhas pode ser feita uma correlação das mesmas com as fracturas hercínicas, uma vez que o nível de penetração das falhas em estudo pode ser maior do que aquele que se observa nos perfis sísmicos. Deste modo, foi feita uma tentativa de reconhecimento de possíveis alinhamentos hercínicos, a partir do mapa de localização geográfica das falhas em estudo. Para o reconhecimento e determinação dos alinhamentos herdados, foi tida em conta a orientação conhecida dos alinhamentos tardi-hercínicos *onshore*, que assumem uma orientação NE-SW. Estes alinhamentos devem-se à imposição de um regime de cisalhamento direito à micro-placa ibérica nos seus paleo-ambientes E- W setentrional

e meridional, dos quais resultaram as falhas de desligamento esquerdo com a referida orientação (Severiano Ribeiro, 2002). Assim, procurou-se traçar linhas com a referida orientação, a partir da junção de, pelo menos, dois pontos que correspondessem a falhas do soco (Fig. 4.8. (A)). Uma vez traçados estes alinhamentos, fez-se a transposição dos mesmos para um mapa gravimétrico da Anomalia *Free Air* do *offshore* português, de forma a confrontar os alinhamentos traçados com a orientação preferencial de estruturas topográficas observadas (Fig. 4.8. (B)). A partir da observação do presente mapa gravimétrico e dos alinhamentos reconhecidos, observou-se uma segunda orientação preferencialmente de WNW-ESE. Esta segunda poderá corresponder ao registo da deformação que teve início durante o final do Miocénico (Ribeiro *et al.*, 1996) e que ainda ocorre na MOI (Kullberg & Kullberg, 2000). Contudo, a orientação destes alinhamentos estruturais pode ainda estar relacionada com fases de deformação anteriores ao Miocénico. Os alinhamentos WNW-ESE podem dever-se a episódios de compressão anteriores, que decorreram durante a primeira fase de orogenia Varisca.

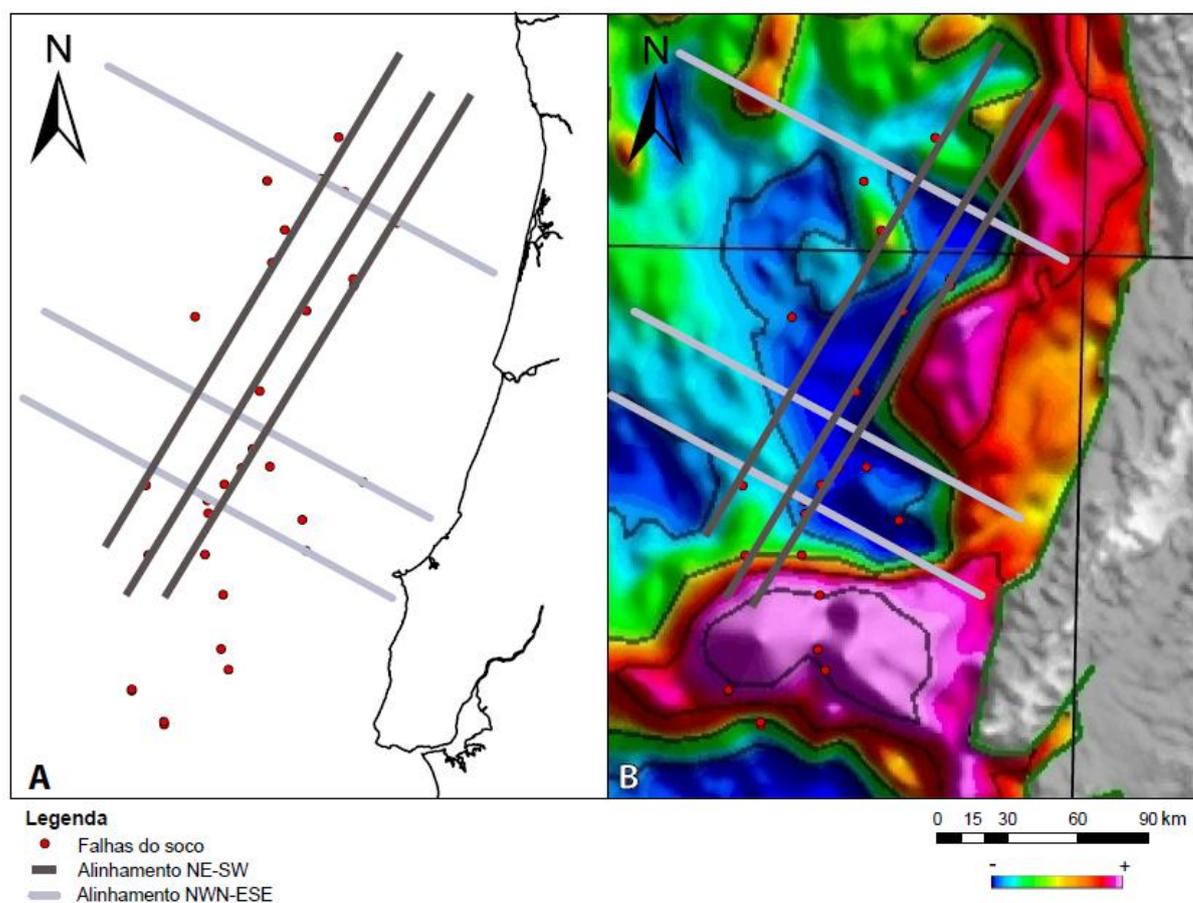


Figura 4.8. (A) Mapa de correlação das fracturas do soco identificadas com possíveis alinhamentos hercínicos. (B) Mapa de correlação das fracturas do soco identificadas com

Capítulo 4 – Análise Sismostratigrafica de perfis sísmicos da Bacia de Peniche

possíveis alinhamentos hercínicos, transposto para um mapa gravimétrico da Anomalia *Free Air*. Adaptado de Connors *et al.*, 2012.).

Para além destas falhas observam-se também fracturas menores que atingem a superfície, mas que partem de unidades sísmicas distintas, irrompendo por isso a partir de profundidades diferentes. Estas falhas estão presentes em maior número que as falhas anteriormente referidas. Este segundo grupo de falhas encontra-se em maior quantidade na zona Sul da Bacia de Peniche, do que na zona centro e Norte da mesma. Na zona Sul, o número de falhas é de tal modo elevado que chega a interferir com a interpretação sísmica na região, sendo por isso muito difícil o reconhecimento e definição da continuidade de reflectores sísmicos para a individualização de unidades sísmicas. Este elevado número de falhas localiza-se sobre uma zona muito tectonizada e deformada, designada por Esporão da Estremadura.

Contrariamente ao que acontece com o grupo de falhas previamente discutido, estas fracturas são muitas vezes resultado de eventos tectónicos e dinâmicos que ocorreram durante a formação da bacia, e não anteriores à sua formação. As fracturas menores testemunham não só diferentes episódios de compressão e distensão, mas também a movimentação da unidade 1, que levou à deformação das unidades superiores, promovendo a fracturação da sucessão sedimentar acima.

Na Figura 4.9. encontram-se ilustradas diferentes fracturas que caracterizam este grupo. Como se pode observar neste perfil, estas fracturas iniciam-se a partir de unidades sísmicas diferentes, interceptando diferentes extensões do enchimento sedimentar da bacia que, como se verá mais à frente, pode ser determinante no estudo da viabilidade dos sistemas petrolíferos da bacia.

Capítulo 4 – Análise Sismostratigrafica de perfis sísmicos da Bacia de Peniche

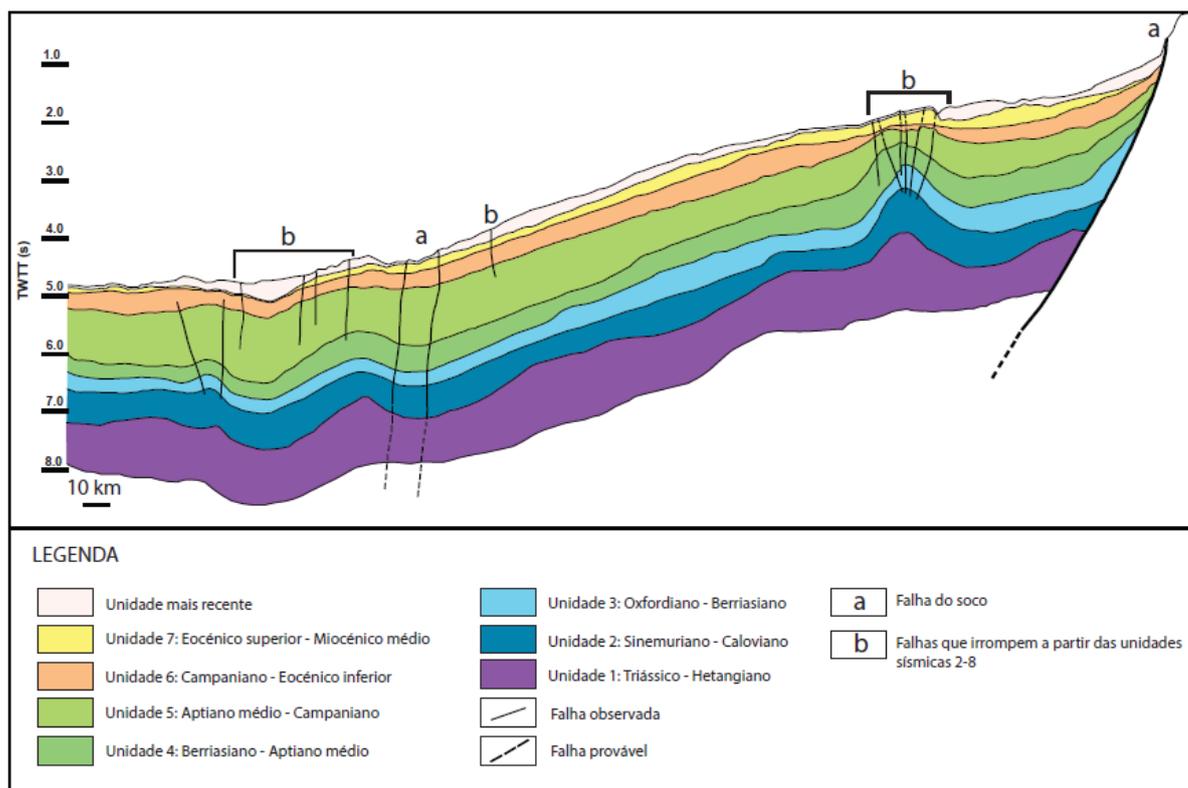


Figura 4.9. Ilustração dos grupos de falhas identificadas. “a” assinala as fracturas que atingem o soco Hercínico; “b” representa as fracturas que irrompem a partir das unidades 2-8.

A partir destas observações foi possível proceder à construção de um mapa com a localização destas fracturas (Figura 4.10.). Para este mapa foram apenas consideradas as fracturas que atingem a superfície da bacia, e que parte das unidades sísmicas 1-6, uma vez que a unidade sísmica 7, devido à sua localização e composição, não tem relevância para estudo. Para a elaboração deste mapa foi empregue mesmo método utilizado para a construção do mapa da Figura 4.7.

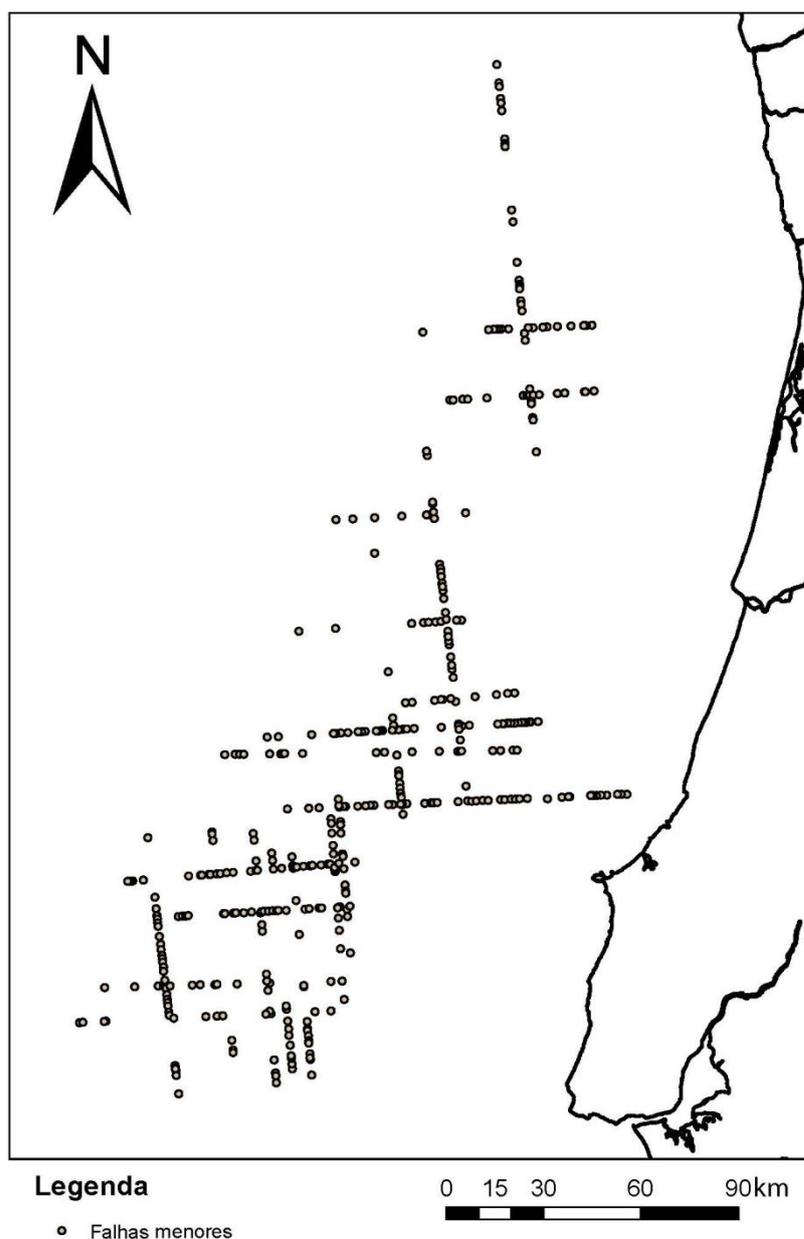


Figura 4.10. Mapa de localização geográfica das fracturas identificadas que irrompem a partir das unidades 2-8, na Bacia de Peniche. Cada ponto assinala o local onde uma fractura intersecta a superfície.

4.3.2. Identificação de anticlinais

Tal como foi anteriormente referido, os anticlinais são estruturas geológicas que possibilitam a captura e armazenamento de hidrocarbonetos quando a litologia das unidades constituintes o permite. A capacidade de armazenamento de hidrocarbonetos que estas estruturas apresentam resulta de uma fase de regime compressivo, responsável pelo dobramento de rochas numa região. Contudo, quando

a permanência e intensidade das tensões e forças compressivas são elevadas, pode dar-se a ruptura do anticlinal. Consequentemente, se os anticlinais corresponderem a armadilhas estruturais, que armazenam hidrocarbonetos, pode ocorrer a migração dos mesmos a partir das fracturas que rompem as unidades dobradas. Desta forma, foram analisados os perfis sísmicos com o intuito de individualizar todos os anticlinais observados, diferenciando os mesmos com base na possível ocorrência da ruptura destas estruturas. Assim, considerando que a ruptura de um anticlinal resultaria na intersecção do mesmo por uma ou mais fracturas, foi possível agrupar todos os anticlinais identificados em dois grupos principais, nomeadamente em **anticlinais com ruptura** e **anticlinais sem ruptura**. Todavia, nem sempre foi possível fazer esta diferenciação, devido ao ruído presente em alguns perfis sísmicos, onde os reflectores se mostravam preferencialmente caóticos. Para simplificar esta individualização serão seguidamente apresentados os dois grupos de anticlinais individualizados.

Na Figura 4.11. encontra-se parte de um dos perfis sísmicos observados, onde se verificam dois anticlinais. Como se pode verificar, as unidades dobradas são intersectadas por várias falhas, interrompendo diferentes unidades, sendo que algumas destas falhas se prolongam até à superfície. Assim, considerou-se que todos os anticlinais, cujas unidades constituintes se encontram intersectadas por uma ou mais falhas, que irrompem a sucessão até à superfície se enquadram no conjunto de anticlinais com ruptura. Consequentemente, os anticlinais que apresentam ruptura são considerados estruturas de risco, visto que, as falhas que os intersectam podem conduzir à perda de hidrocarbonetos. Desta forma, o conhecimento da localização destas estruturas em profundidade é duplamente importante, uma vez que para além de corresponderem aos locais onde a acumulação de hidrocarbonetos poderá ter sido maior, podem coincidir também com o local onde pode ocorrer uma maior perda de hidrocarbonetos. Porém, como veremos mais a frente, a origem dos hidrocarbonetos que eventualmente possam migrar a partir destas fracturas, depende da profundidade das fracturas e das unidades sísmicas intersectadas. Embora estes anticlinais resultem de uma fase de compressão, que leva não só ao dobramento dos estratos como ao aparecimento de fracturas, verifica-se que estas estruturas surgem também associadas com a halocinese. Deste modo, observa-se que, muito frequentemente, a movimentação da unidade salina (unidade sísmica 1) induziu a deformação das unidades superiores, conduzindo à fracturação das mesmas. Assim, também estas estruturas estão englobadas no conjunto de anticlinais com ruptura. Uma vez identificada a localização deste grupo de anticlinais, foi elaborado um mapa relativo à distribuição espacial deste grupo de anticlinais na Bacia de Peniche.

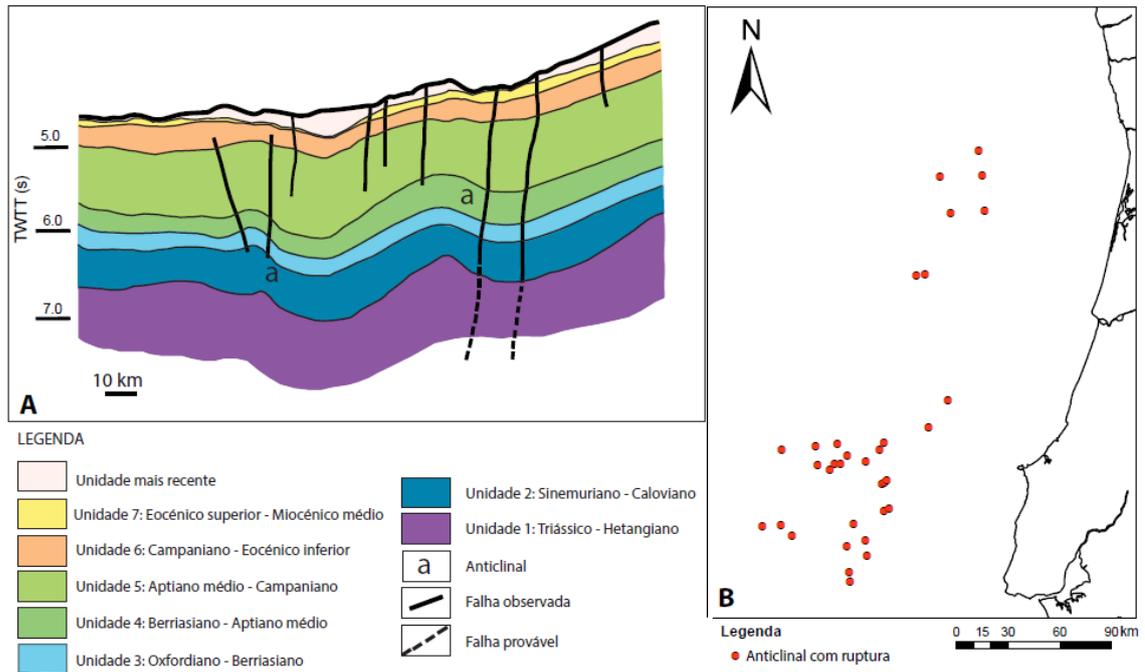


Figura 4.11. (A) Representação de um perfil sísmico com um pormenor de dois anticlinais que apresentam ruptura. (B) Distribuição espacial dos anticlinais com ruptura reconhecidos, a partir dos dados sísmicos.

Na Figura 4.12. observa-se o segundo grupo de anticlinais individualizados, isto é, os anticlinais sem ruptura. Naturalmente, este grupo de anticlinais engloba todas as estruturas, cujas unidades constituintes não apresentam fracturas que se prolongam até à superfície. Contudo, os anticlinais podem apresentar pequenas fracturas no seu interior. Uma vez que estas estruturas não apresentam fracturas que rompem as unidades até à superfície considera-se que não ocorre perda de hidrocarbonetos para o exterior. Assim, assume-se que os hidrocarbonetos armazenados nestas estruturas permanecem aí aprisionados, não lhes conferindo o risco associado à perda de hidrocarbonetos. Uma vez identificados estes anticlinais foi também construído um mapa da sua dispersão espacial na Bacia de Peniche.

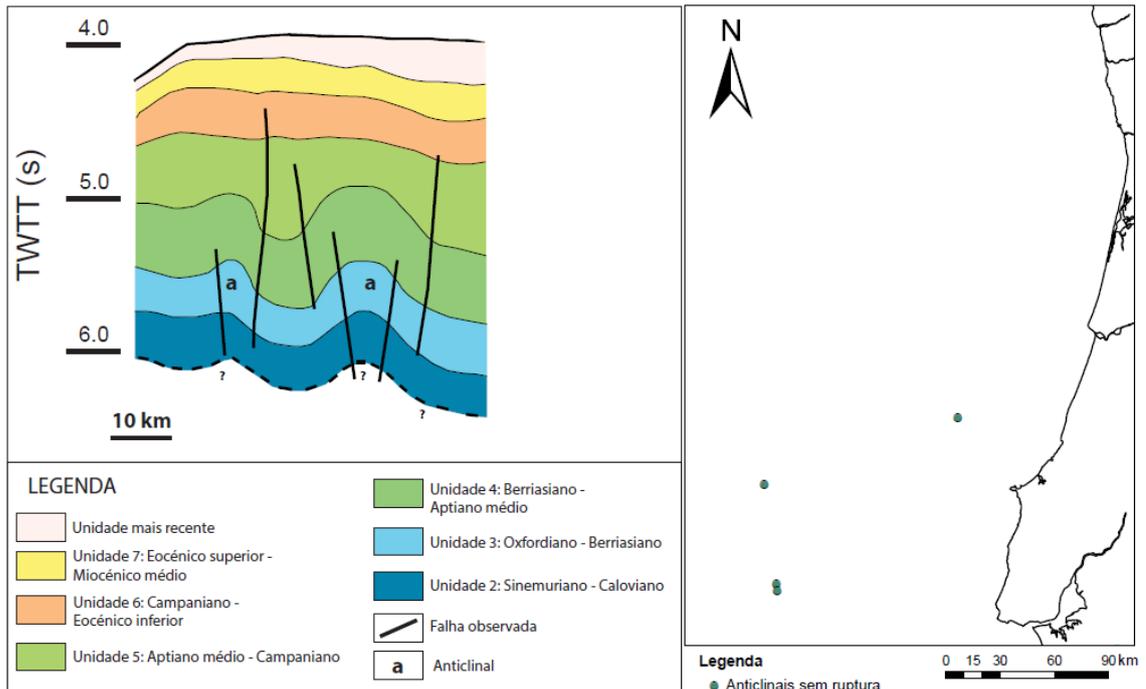


Figura 4.12. À esquerda, representação de um perfil sísmico com um pormenor de dois anticlinais que não apresentam ruptura. Distribuição espacial dos anticlinais sem ruptura reconhecidos, a partir dos dados sísmicos, à direita.

Por último, são seguidamente apresentados dois mapas de distribuição dos anticlinais observados (Figura 4.13). Como se pode verificar, a grande maioria dos anticlinais observados concentram-se no sector mais a Sul da Bacia de Peniche. A partir da Figura 4.13 é ainda possível constatar que o número de anticlinais que apresentam ruptura é muito superior ao número de anticlinais que não apresentam ruptura, sendo possível inferir que a deformação na zona Sul da Bacia de Peniche terá sido maior do que a Norte.

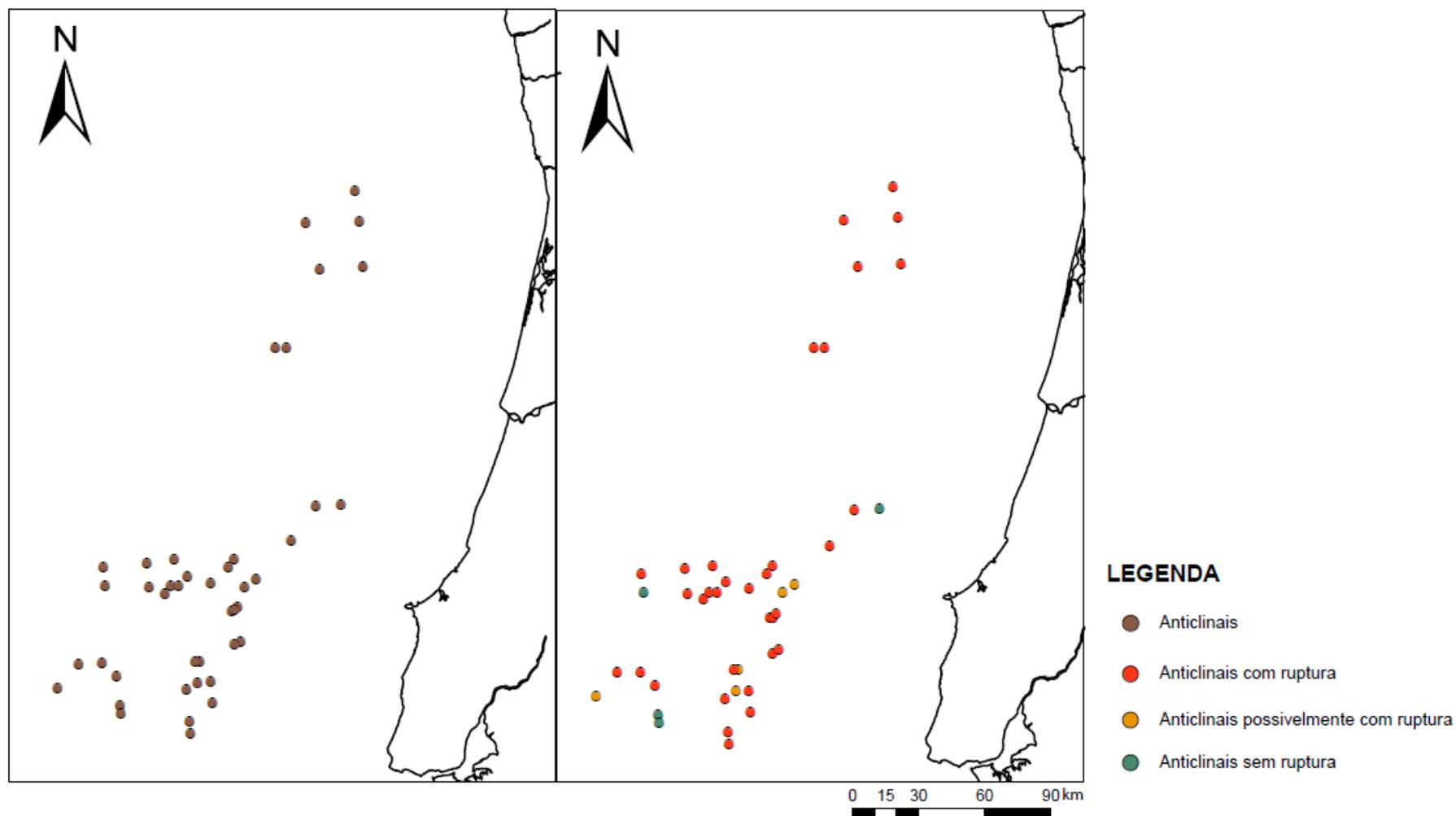


Figura 4.13. À esquerda, localização geográfica de todos os anticlinais reconhecidos nos perfis sísmicos observados. Distribuição espacial dos anticlinais reconhecidos, diferenciados nas três categorias apresentadas, com base na sua intersecção por fracturas, à direita.

4.4. Sistemas petrolíferos

Sistema petrolífero é o conceito utilizado para definir um conjunto de componentes que estão dinamicamente interligados (Perrodon, 1992) e que têm a capacidade de gerar e acumular petróleo (Demaison & Huizinga, 1991). Este sistema é constituído por rocha geradora, caminhos migratórios, rocha reservatória, selo, armadilhas e todos os processos geológicos responsáveis pela origem destes elementos (Magoon, 1988), admitindo-se que um sistema petrolífero existe sempre que se conhece, ou suspeita, da ocorrência destes componentes localmente (Magoon, 1992). Contudo, os integrantes devem estar correctamente posicionados no espaço e no tempo, e devidamente organizados, para que a matéria orgânica da rocha geradora seja transformada em hidrocarbonetos (Magoon, 1992).

A presença de uma rocha geradora é o primeiro constituinte essencial de um sistema petrolífero. Uma rocha geradora tem geralmente origem sedimentar e apresenta características que lhe conferem a capacidade de gerar hidrocarbonetos, caso se encontre sob condições favoráveis (Peters & Cassa, 1994). A rocha geradora deve ser rica em matéria orgânica derivada da fotossíntese de algas marinhas ou lacustres e plantas terrestres, que contêm lípidos, sendo estes preservados quando os sedimentos se depositam num ambiente de condições anóxicas (Allen & Allen, 2005).

A rocha reservatório constitui o local onde os hidrocarbonetos serão acomodados, contudo deve ter também a capacidade de transferir e expelir os hidrocarbonetos nela contidos (Morse, 1994). A competência de um reservatório depende da sua porosidade e da sua permeabilidade, uma vez que a porosidade permite que a acumulação de fluidos entre os grãos e a permeabilidade possibilita que estes fluidos sejam extraídos, isto é, permite a drenagem do reservatório (Allen & Allen, 2005). Desta forma, é importante que os poros da rocha estejam interligados para que a movimentação dos fluidos seja possível. A maioria dos depósitos de hidrocarbonetos ocorre em reservatórios correspondentes a rochas sedimentares clásticas e não clásticas, principalmente em arenitos e calcários. Contudo, é possível que outros tipos de rochas constituam reservatórios, desde que apresentem porosidade suficiente (Rosa *et al.*, 2006); assim sendo também alguns tipos de rochas ígneas ou metamórficas podem formar reservatórios (Selley, 1998).

A etapa de deslocação dos hidrocarbonetos, desde a rocha geradora até à rocha reservatória, é designada por migração. Este deslocamento é feito pela passagem dos fluidos ao longo de caminhos de migração, num movimento

ascendente, sendo que, grande parte das vezes, estes caminhos correspondem a fracturas ou falhas (Morse, 1994).

A rocha selante é um dos componentes mais importantes de um sistema petrolífero (Downey, 1994), uma vez que sem esta rocha os hidrocarbonetos poderiam continuar em migração, não ocorrendo assim a acumulação dos mesmos na rocha reservatória (Biddle & Wielchowsky, 1994). O selo de um sistema petrolífero pode ser definido como uma rocha cujos poros são de pequenas dimensões, e que se encontram pobremente interligados, obstruindo a migração vertical de hidrocarbonetos (Downey, 1994).

A armadilha de um sistema petrolífero engloba a rocha reservatório e o selo, e corresponde ao arranjo geométrico destas rochas, que possibilita a acumulação de hidrocarbonetos (Farias, 2007). Estas armadilhas podem ser de origem estrutural, estratigráfica ou hidrodinâmica (Biddle & Wielchowsky, 1994) e até mesmo diagenética. As armadilhas estruturais correspondem ao arranjo tridimensional da rocha, formado a partir da deformação da mesma aquando ou depois da sua origem, que conduziu a uma geometria propícia para aprisionar hidrocarbonetos, podendo estas consistir em falhas ou dobras (Biddle & Wielchowsky, 1994). As armadilhas estratigráficas podem dividir-se em três tipos tendo em conta a sua origem, podendo ser classificadas em primárias ou deposicionais, associadas a discordâncias e secundárias ou diagenéticas. Por último, pode referir-se ainda um outro tipo de armadilhas, de origem hidrodinâmica. Esta armadilha está relacionada com o ângulo de mergulho da superfície de contacto água-óleo, no interior de uma armadilha estrutural. Assim, quando este ângulo desta superfície é superior ao ângulo dos flancos da armadilha estrutural ocorre uma descarga da acumulação. Este fenómeno deve-se às condições do reservatório, visto que este apresenta condições hidrodinâmicas e não hidrostáticas (Biddle & Wielchowsky, 1994; Farias, 2007).

Um outro factor muito importante relacionado com um sistema petrolífero é o momento crítico, que pode ser definido como sendo o intervalo de tempo durante o qual ocorreu a geração, maturação, migração e acumulação de hidrocarbonetos num sistema (Magoon & Dow, 1994).

Qualquer sistema petrolífero torna-se vulnerável quando fracturado, possibilitando a deslocação de hidrocarbonetos, isto é, a sua migração, ao longo de falhas que o intersectem, dando origem à sua fuga e eventual perda. Desta forma, o estudo que se segue incide na descrição dos sistemas petrolíferos presentes na bacia e na individualização das fracturas que possam comprometer os mesmos. Os três sistemas petrolíferos, que serão seguidamente descritos, são propostos por analogia

Capítulo 4 – Análise Sismostratigrafica de perfis sísmicos da Bacia de Peniche

aos sistemas petrolíferos conhecidos para a Bacia Lusitânica, uma vez que se considera que o enchimento de ambas as bacias é comparável em muitos aspectos (Figura 4.14) (Kullberg, 2000, Alves *et al.*, 2006). Estes três sistemas estão comprovados para a Bacia Lusitânica, como tendo produzido óleo ou gás, dependendo da sua profundidade e estado de maturação. Para este estudo foram tidos em conta estudos prévios relativos ao potencial gerador de várias formações na Bacia Lusitânica. Desta forma, os geradores apresentados para estes sistemas, em particular os geradores mesozóicos, evidenciam valores altos em hidrogénio e um elevado potencial de geração de petróleo (Spigolon *et al.*, 2011).

Relativamente à maturação da matéria orgânica das rochas geradoras destes sistemas, admite-se que esta estará relacionada com eventos de subsidência, dos quais resultou a acumulação de espessas séries de sedimentos, que proporcionaram elevadas taxas de enterramento desses geradores (Pena dos Reis & Pimentel, 2010).

Cada um dos sistemas será inicialmente descrito, por ordem cronológica, em termos de rocha geradora, reservatório e selo, sendo posteriormente apresentado um estudo relativo à individualização das fracturas que possam comprometer cada sistemas, de acordo com as unidades sísmicas fracturadas.

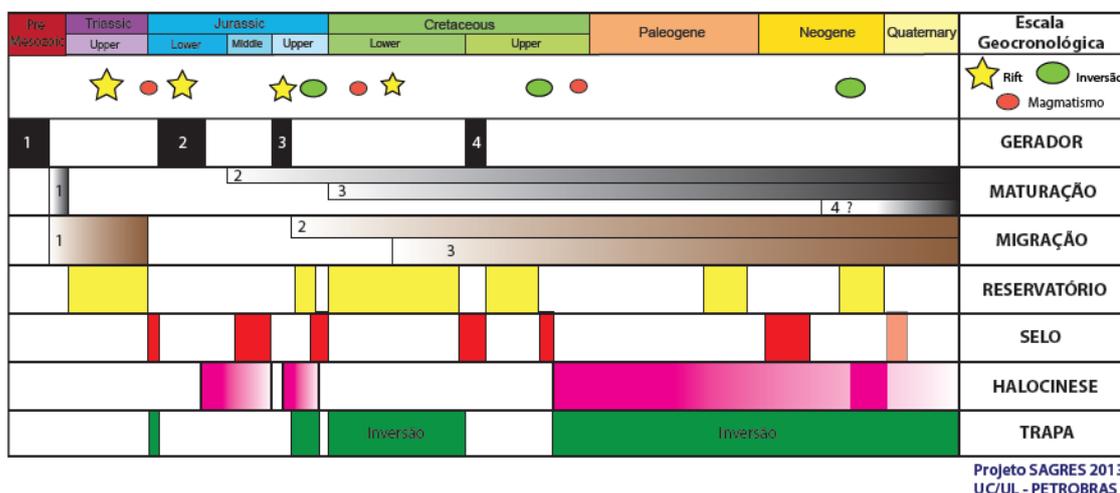


Figura 4.14. Representação dos diferentes componentes dos sistemas petrolíferos da Bacia Lusitânica (Pena dos Reis & Pimentel, 2013).

4.4.1. Sistema petrolífero do Paleozóico

No sistema petrolífero do Paleozóico, considera-se que a rocha geradora restringe-se apenas à Zona Sul Portuguesa (ZSP), não sendo por isso atribuído

Capítulo 4 – Análise Sismostratigrafica de perfis sísmicos da Bacia de Peniche

qualquer gerador localizado na Zona Ossa Morena (ZOM). Assim sendo, o gerador atribuído para o sistema petrolífero do Paleozóico corresponde ao Grupo *Flysch*, localizado na ZSP, que se subdivide em três formações distintas, nomeadamente Fm. Mértola, Fm. Mira e Fm. Brejeira. O reservatório para este sistema corresponde à unidade siliciclástica do Triássico superior, designada por Grés de Silves. O selo, para o sistema em questão, corresponde à espessa unidade evaporítica, datada do Hetangiano, designada por Fm. Dagorda (Figura 4.15).

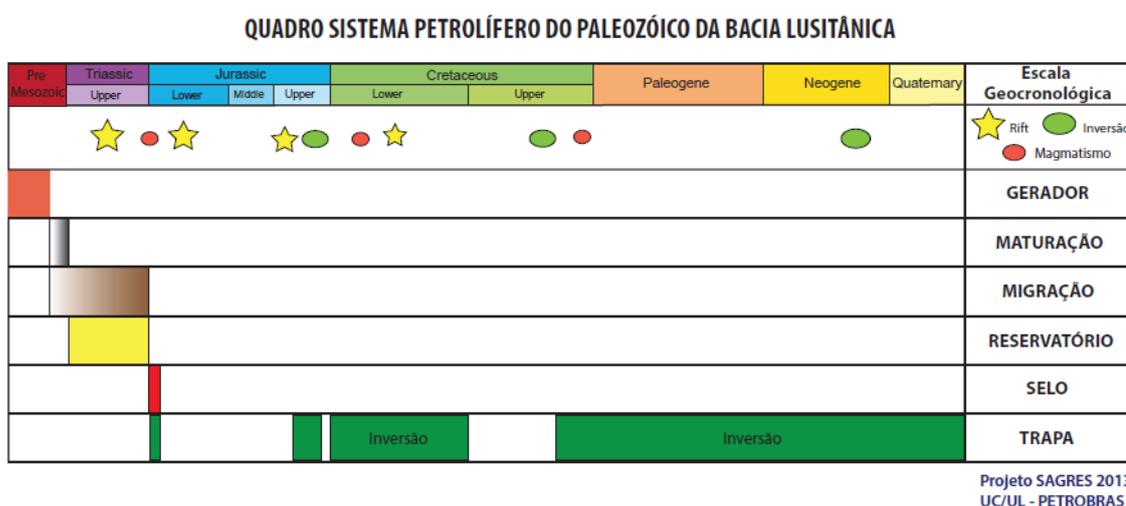


Figura 4.15. Representação do sistema petrolífero do Paleozóico da Bacia Lusitânica. Adaptado de Pena dos Reis & Pimentel, 2013.

A Fm. Mértola é composta por camadas de grauvaques de espessura muito variável, caracterizadas por estruturas turbidíticas, intercaladas com xistos argilosos e siltitos, verificando-se ainda a presença de conglomerados e alguns depósitos argilosos com matéria orgânica (Oliveira *et al.*, 2006). Também segundo Oliveira *et al.* (2006) a Fm. Mira é constituída por uma sucessão de unidades de grauvaques e quartzovaques, com alguns níveis de conglomerados. Nesta formação destaca-se uma unidade essencialmente pelítica cinzenta escura com intercalações de camadas turbidíticas (Oliveira, 1983). Oliveira *et al.*, 2006 descreveram ainda a Fm. Brejeira, cuja base é composta por uma sucessão de quartzitos, quartzovaques e xistos argilosos, e o topo por turbiditos.

Independentemente do gerador do sistema petrolífero do Paleozóico, considera-se que o respectivo reservatório corresponde ao Grupo de Silves. Este grupo corresponde a um conjunto de sedimentos de litologia variada, nomeadamente conglomerados poligénicos, arcoses, arenitos feldspáticos e pelitos de cor avermelhada, em especial na base (Choffat, 1887). O Grupo do Grés de Silves (=Grès

de Silves, Palain, 1976) é constituído por material siliciclástico que provinha do oriente, do Maciço Hespérico, a partir de cones aluviais (Palain, 1976). Esta unidade siliciclástica evidencia boas características de reservatório com alguma porosidade intergranular, sendo que os níveis areníticos mostram uma porosidade média de 16%, com valores máximos de 23%, que localmente podem apresentar uma saturação em hidrocarbonetos de 70% (Uphoff, 2005).

O selo do sistema petrolífero do Paleozóico corresponde a sedimentos do Hetangiano, designados por Fm. Dagorda. Segundo Watkinson, 1989, esta formação divide-se em três membros distintos, nomeadamente o membro salífero (nível inferior), membro salífero/dolomítico (nível intermédio) e o membro dolomítico (nível superior). O membro basal corresponde à secção mais evaporítica da sucessão, visto que este é constituído essencialmente por halite, por vezes interestratificada com margas dolomíticas e/ou pelitos margosos e anidrite. O membro salífero/dolomítico (membro intermédio) é um membro dolomítico, calco-margoso e margoso, com alto teor em evaporitos, principalmente anidrite e halite. Por último, o membro superior evidencia uma natureza dolomítica ou margo-dolomítica com pelitos vermelhos e/ou acinzentados e evaporitos. Como foi referido anteriormente, esta formação é caracterizada pela sua alta plasticidade e impermeabilidade (Pena dos Reis & Pimentel, 2010), o que lhe confere boas características para constituir o selo do sistema petrolífero.

A rocha geradora acima descrita não está individualizada nos perfis sísmicos observados por estar incluída no soco, sendo por isso a sua localização, em profundidade, desconhecida. Contudo, o reservatório e o selo deste sistema petrolífero podem ser reconhecidos nos perfis sísmicos, estando englobados na unidade sísmica 1. Desta forma, foram identificadas todas as fracturas que intersectassem o soco e a unidade sísmica 1, e que atingissem a superfície.

Como se observa na Figura 4.16., as falhas de maior extensão (a), prolongam-se até ao soco, que neste sistema corresponde ao gerador, permitindo que possa ocorrer a migração de hidrocarbonetos até à superfície, directamente a partir do mesmo. Contudo, a migração de hidrocarbonetos também pode ocorrer a partir do reservatório; desta forma, para além das fracturas que atravessam o soco, também foram tidas em conta as fracturas que se iniciavam na unidade sísmica 1. Convém ainda salientar que as falhas de grande extensão em estudo neste sistema comprometem ainda outros dois sistemas petrolíferos considerados para esta bacia, uma vez que, devido à sua profundidade, estas falhas intersectam também os componentes dos outros sistemas.

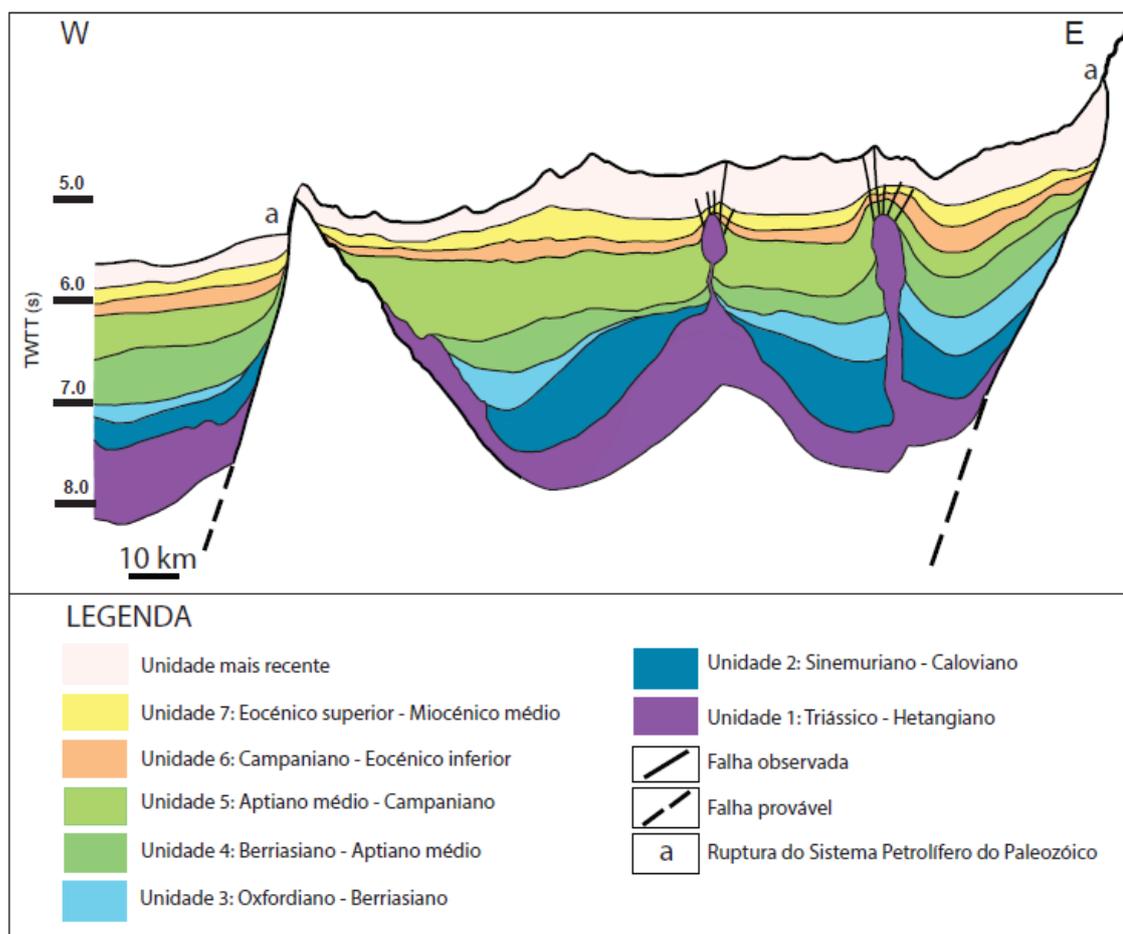


Figura 4.16. Ilustração das falhas que intersectam o Sistema Petrolífero do Paleozóico (“a”). Estas falhas representam os locais por onde pode ocorrer a ascensão de hidrocarbonetos oriundos do sistema petrolífero de Paleozóico.

A partir da individualização destas falhas, e da sua localização geográfica, foi possível proceder à construção de um mapa relativo ao posicionamento destas falhas na Bacia de Peniche. Assim sendo, admite-se que a localização de uma destas falhas corresponde ao ponto a partir do qual poderá ocorrer um derrame do sistema petrolífero do Paleozóico. A Figura 4.17. corresponde ao mapa de localização destas falhas, sendo que cada ponto assinalado no mapa representa o local à superfície a partir do qual poderá ocorrer o derrame de hidrocarbonetos, com origem no sistema petrolífero do Paleozóico.

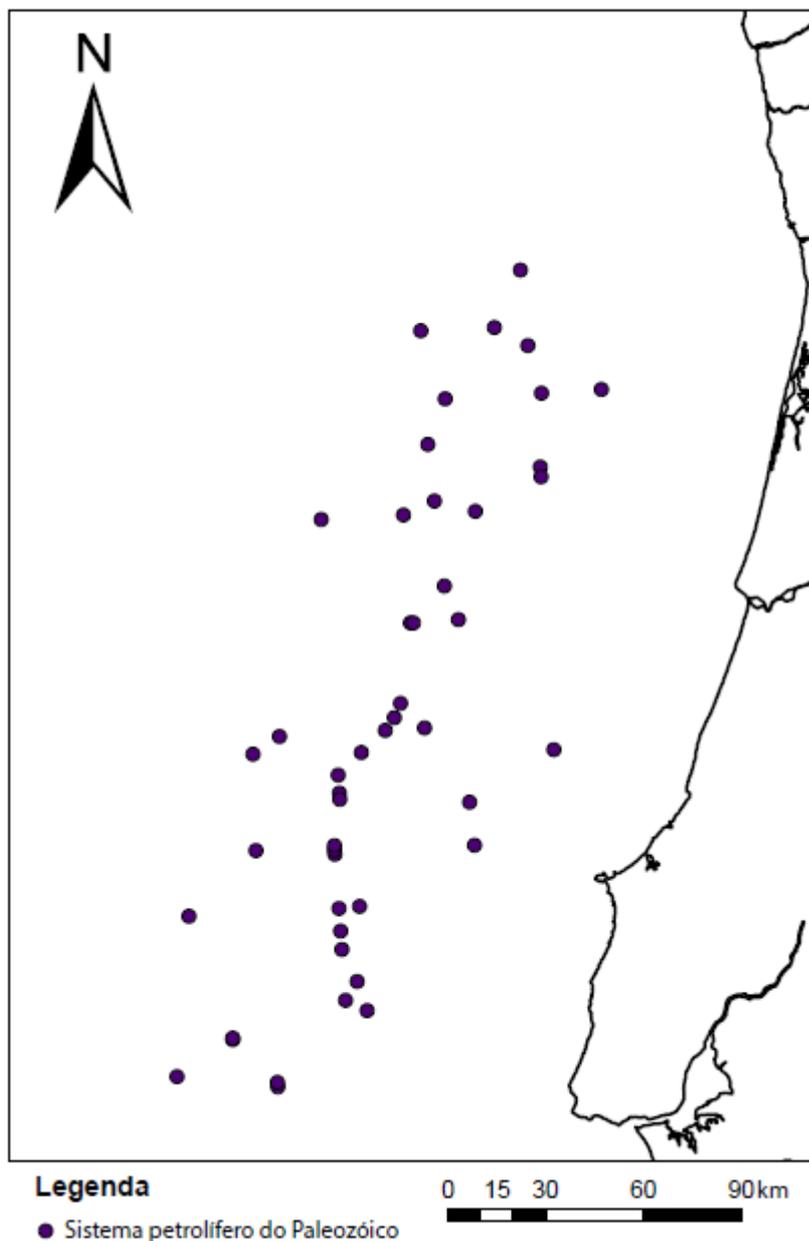


Figura 4.17. Localização geográfica de possíveis pontos a partir dos quais possa ocorrer o derrame de hidrocarbonetos provindos do sistema petrolífero do Paleozóico. Cada ponto assinalado corresponde ao local, à superfície, onde irrompe uma fractura extensa que intersecta o sistema petrolífero do Paleozóico.

4.4.2. Sistema petrolífero do Jurássico inferior

No sistema petrolífero do Jurássico inferior, considera-se que a rocha geradora poderá corresponder a duas formações, nomeadamente à Fm. Água de Madeiros e à Fm. Vale das Fontes. A rocha reservatória para este sistema deverá corresponder à

Capítulo 4 – Análise Sismostratigrafica de perfis sísmicos da Bacia de Peniche

unidade Cretácica, Fm. Figueira da Foz e o respectivo selo atribuído ao mesmo será a Fm. Taveiro (Figura 4.18).

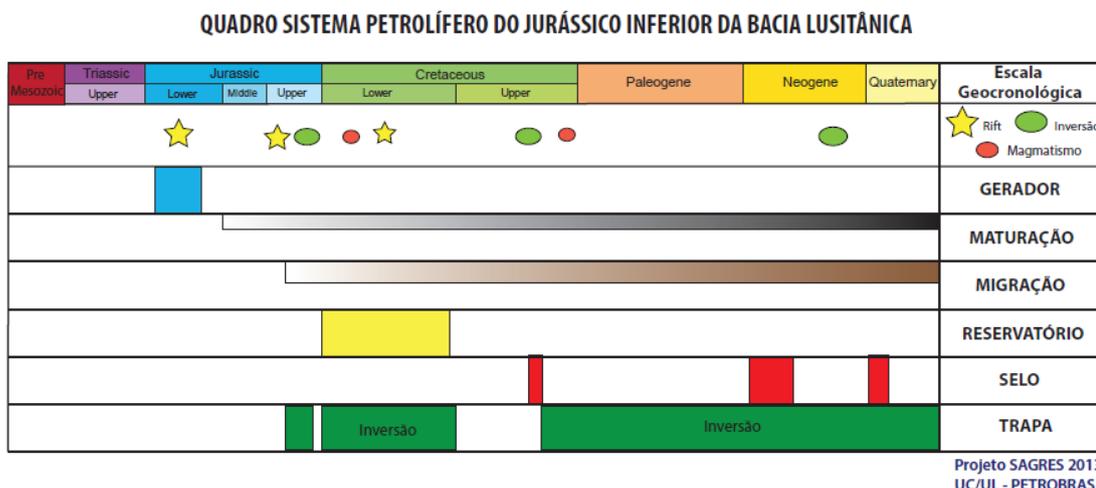


Figura 4.18. Representação do sistema petrolífero do Jurássico inferior da Bacia Lusitânica. Adaptado de Pena dos Reis & Pimentel, 2013.

A Fm. Água de Madeiros (Duarte & Soares, 2002) é constituída por uma alternância de margas calcárias, margas laminadas e betuminosas, com calcários margosos, micríticos e bioclásticos. Segundo os mesmos autores, esta formação pode ser dividida em dois membros distintos, nomeadamente o Membro de Polvoeira, que constitui a base desta formação, e o Membro da Praia de Pedra Lisa que corresponde ao topo.

A Fm. Vale das Fontes (Duarte & Soares, 2002) é o segundo gerador do sistema considerado. Esta formação, data do Pliensbaquiano (Carixiano inferior – Domeriano inferior), é constituída por margas e margas calcárias decimétricas, com finas alternâncias de calcário margoso, e é caracterizada pela grande diversidade paleontológica. Segundo Duarte & Soares, 2002, esta formação pode ser dividida em três membros distintos, nomeadamente membro Margas e Calcários com *Uptonia* e *Pentacrinus* (base), Membro Margas e Calcários Grumosos e Membro Margo-calcários com Níveis Betuminosos (MCNB). Devido às suas características, este último membro corresponde à porção desta formação com maior potencial gerador. Este potencial é avaliado em termos de COT, isto é Carbono Orgânico Total, que corresponde à percentagem do conteúdo em compostos que contêm carbono orgânico, nas rochas sedimentares (Jarvie, D. M., 1991). Segundo Matos *et al.*, 2011 os maiores valores de COT nestas duas formações geradoras centram-se no topo do Membro da Polvoeira, da Fm. Água de Madeiros, e no topo do Membro MCNB da Fm. Vale das Fontes. Os valores de COT, para estes membros, apresentam uma grande variação lateral,

podendo atingir valores bastante altos, como acontece com o MCNB, em Peniche, onde se apresenta com 14,95% de COT (Oliveira *et al.*, 2006).

O reservatório considerado para o sistema petrolífero do Jurássico inferior corresponde à Fm. Figueira da Foz. Esta formação é caracterizada por uma fácies essencialmente de natureza clástica com alguns intervalos mais carbonatados (Dinis *et al.*, 2008, Kullberg *et al.* 2013). A porosidade que esta formação apresenta confere-lhe, em determinados níveis, boas características para constituir um reservatório deste sistema (Pena dos Reis & Pimentel, 2010).

O selo considerado para este sistema corresponde à unidade do Maastrichtiano designada por Fm. Taveiro que é composta por uma sucessão de argilitos avermelhados com intercalações de níveis arenosos grosseiros (Kullberg *et al.*, 2013). Contudo, este selo só se encontra a Norte da Falha Lousã-Caldas uma vez que, aquando da sua deposição, o sector Sul da Bacia Lusitânica se encontrava soerguido, levando à ausência de sedimentação, e à erosão, no sector referido (Choffat, 1897, 1898, 1900; Kullberg *et al.*, 2013). Contudo, durante a interpretação sísmica dos perfis admitiu-se que esta formação pode também surgir no sector Sul da Bacia de Peniche.

Para o estudo do risco associado a um possível derrame de óleo proveniente deste sistema, considerou-se que o mesmo poderia ocorrer localmente se uma falha intersectasse o pacote de unidades sísmicas que incluem as formações acima descritas. A interpretação dos perfis sísmicos mostra que unidade sísmica que inclui a rocha geradora corresponde à unidade sísmica 2, a unidade que inclui a rocha reservatório é a unidade sísmica 5 e o selo do sistema petrolífero está localizado na unidade sísmica 6. Desta forma, admite-se que qualquer falha que atinja a superfície e que intersecte qualquer uma das unidades sísmicas compreendidas entre o soco e a unidade 6, pode levar à migração de hidrocarbonetos.

Nas Figuras. 4.19. e 4.20. encontram-se dois perfis sísmicos a partir dos quais é possível visualizar o tipo de fracturas que podem corresponder a caminhos de migração de hidrocarbonetos. Como se observa na Figura 4.19., as falhas que se prolongam da superfície até ao soco (a), atingem todas as unidades-chave deste sistema, isto é, as unidades sísmicas 2, 5 e 6, que englobam os principais integrantes do sistema considerado. Assim sendo, uma vez que todos os componentes do sistema petrolífero se encontram interrompidos por uma falha extensa, admite-se que a mesma pode comportar-se como um caminho que proporciona a ascensão vertical de hidrocarbonetos.

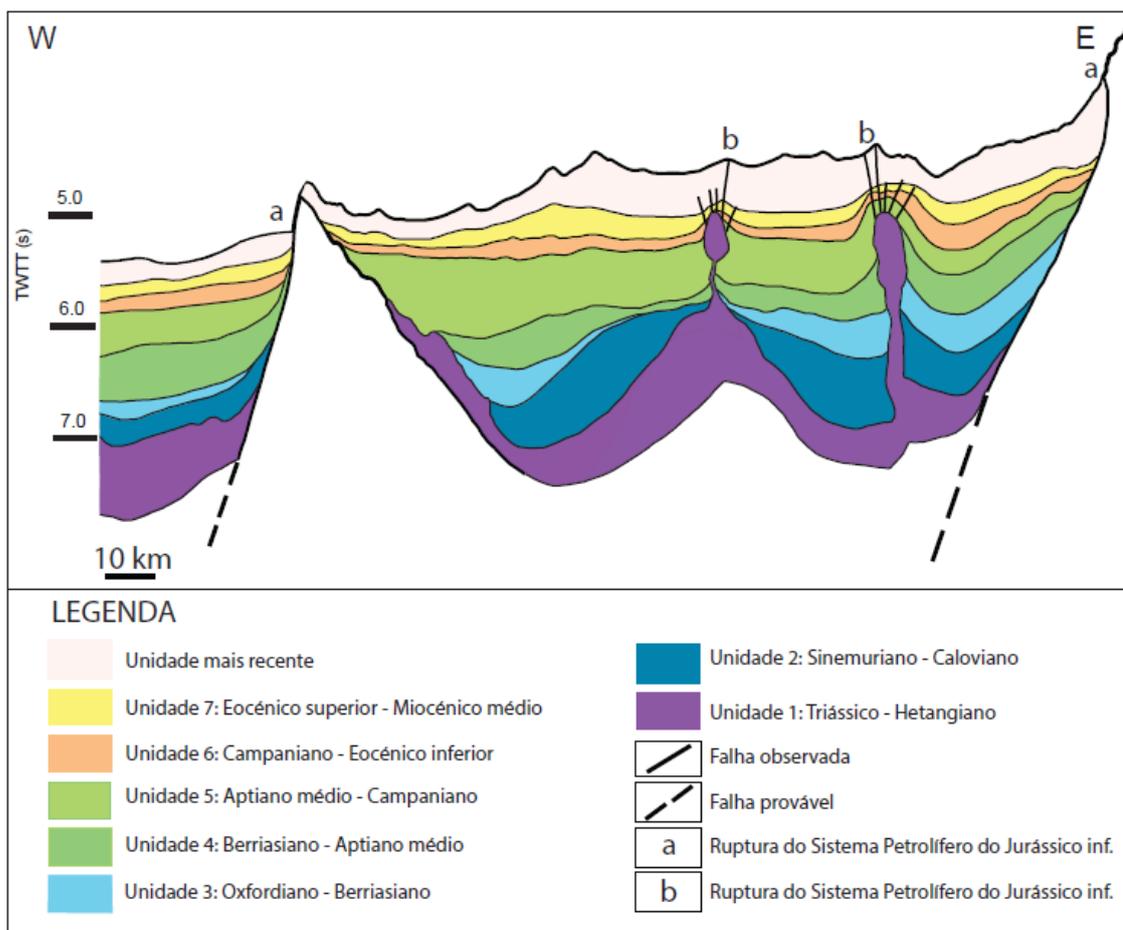


Figura 4.19. Ilustração das falhas que intersectam o sistema petrolífero do Jurássico inferior, num perfil E-W. “a” e “b” correspondem às fracturas reconhecidas que intersectam pelo menos um dos componentes do sistema petrolífero do Jurássico inferior, e a partir das quais pode ocorrer a migração de hidrocarbonetos.

Do mesmo modo, admite-se que uma falha, que intersecte qualquer um dos componentes do sistema petrolífero, e que se prolongue até à superfície, pode estar na origem de uma migração de óleo (Figura 4.20. b). Assim, podem ser individualizadas fracturas de menores dimensões que correspondem a caminhos de migração. Na Figura 4.20. podem observar-se vários exemplos deste tipo de fracturas menores, que intersectam a sucessão sísmica, e a partir das quais pode ocorrer deslocação de hidrocarbonetos, partindo de diferentes posições do sistema. Se uma falha intersecta o enchimento sedimentar, partindo da unidade sísmica 2, até à superfície, isto significa que todo sistema petrolífero é localmente atravessado por uma fractura. Desta forma, admite-se que poderá ocorrer a migração de hidrocarbonetos a partir da rocha geradora. Se uma fractura atravessa a sucessão sedimentar a partir da unidade 5, significa que poderá ocorrer migração de hidrocarbonetos a partir da rocha

Capítulo 4 – Análise Sismostratigrafica de perfis sísmicos da Bacia de Peniche

reservatória. Se uma fractura parte da unidade 6 admite-se que o sistema estará localmente fragilizado, uma vez que esta unidade corresponde ao selo do mesmo, e poderá ocorrer migração dos hidrocarbonetos a partir da rocha reservatório, que se encontra adjacente ao selo.

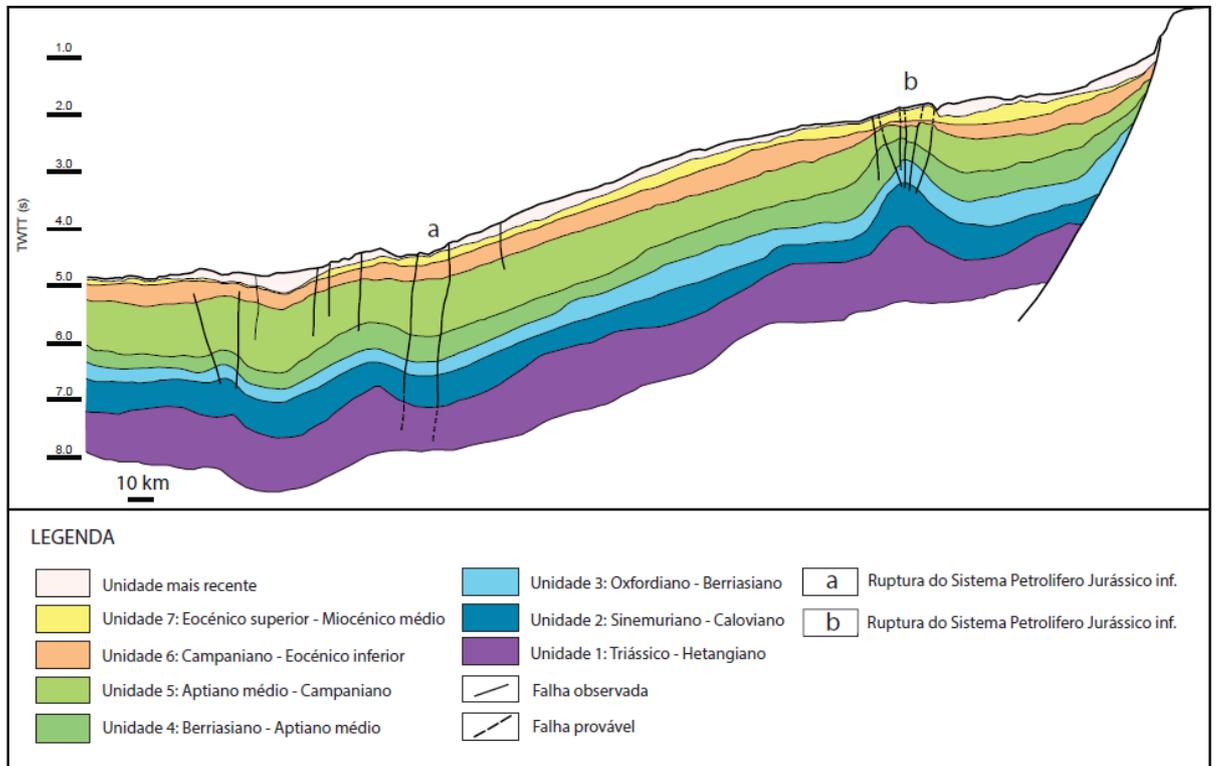


Figura 4.20. Ilustração das falhas que intersectam o sistema petrolífero do Jurássico inferior, num perfil E-W. “a” e “b” correspondem às fracturas reconhecidas que intersectam pelo menos um dos componentes do sistema petrolífero do Jurássico inferior, e a partir das quais pode ocorrer a migração de hidrocarbonetos.

Com base nesta informação, procedeu-se à individualização de todas as falhas encontradas nos vinte e seis perfis sísmicos observados que pudessem levar à migração de hidrocarbonetos. Desta forma, foi possível conhecer a localização de pontos onde podem ocorrer derrames de hidrocarbonetos do sistema petrolífero do Jurássico inferior (Figura 4.21).

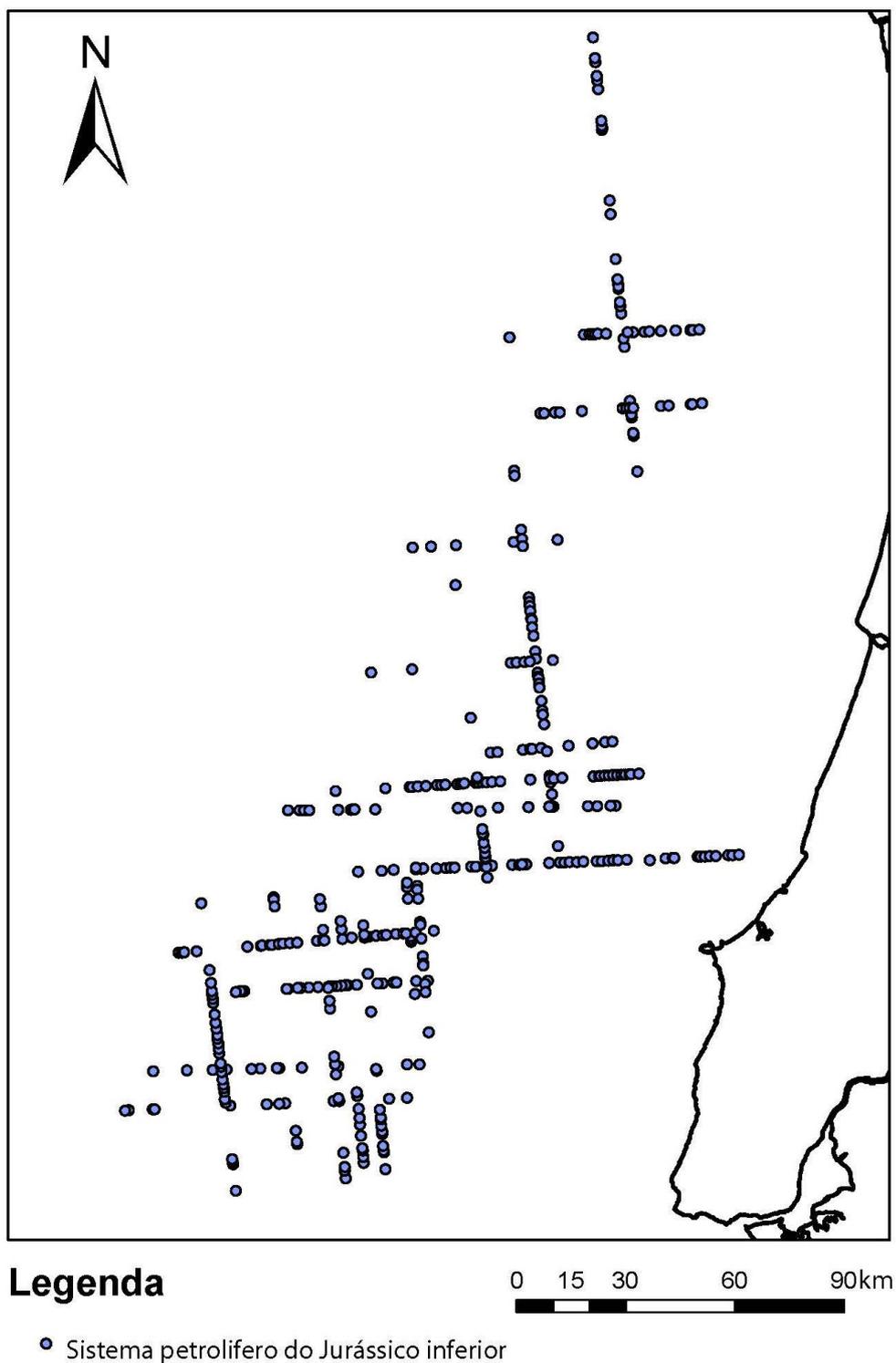
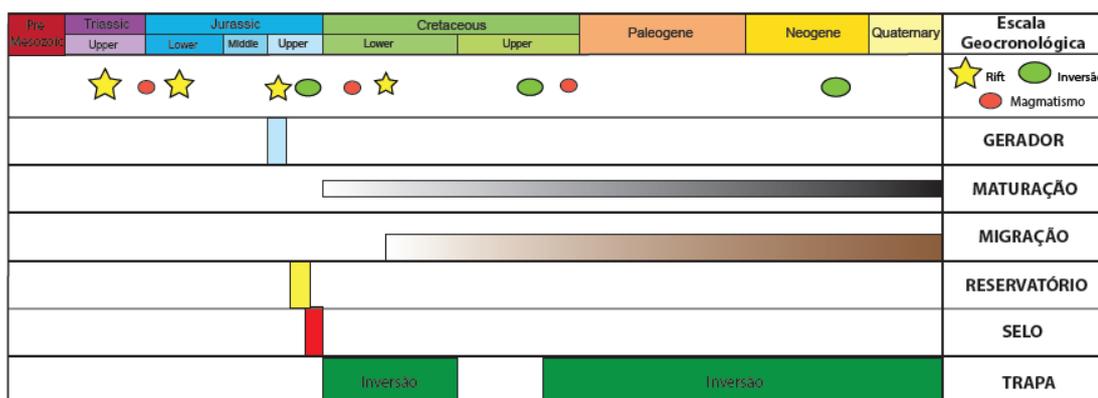


Figura 4.21. Localização geográfica de possíveis pontos a partir dos quais possa ocorrer o derrame de hidrocarbonetos provindos do sistema petrolífero do Jurássico inferior. Cada ponto assinalado corresponde ao local, à superfície, onde irrompe uma fractura que intersecta o sistema petrolífero do Jurássico inferior.

4.4.3. Sistema petrolífero do Jurássico superior

O sistema petrolífero do Jurássico superior engloba três formações que estão incluídas na unidade sísmica 3. O gerador deste sistema corresponde à Fm. Cabaços. Para este sistema consideram-se duas rochas reservatórios, que correspondem às Fm. Abadia e Fm. de Montejunto, sendo o respectivo selo atribuído ao Membro de Sobral da Fm. Lourinhã (Figura 4.22.).

QUADRO SISTEMA PETROLÍFERO DO JURÁSSICO SUPERIOR DA BACIA LUSITÂNICA



Projeto SAGRES 2013
UC/UL - PETROBRAS

Figura 4.22. Representação do Sistema Petrolífero do Jurássico superior da Bacia Lusitânica. Adaptado de Pena dos Reis & Pimentel, 2013.

O gerador do sistema petrolífero do Jurássico superior corresponde à unidade do Oxfordiano, designada por Fm. Cabaços e consiste num depósito margo-calcário, com níveis ricos em matéria orgânica (Spigolon *et al.*, 2011), mais ou menos betuminosos, com microfauna abundante, nomeadamente ostracodos, carófitas, cianófitas e dasicladáceas (Kullberg *et al.*, 2013). A acumulação de matéria orgânica neste depósito, de origem maioritariamente algal, está relacionada com um confinamento químico com hipoxia pronunciada (Pena dos Reis & Pimentel, 2010). Segundo Silva *et al.*, 2010 esta formação apresenta, em Pedrogão, valores de COT na ordem dos 4,7%. Este depósito pode apresentar valores que variam entre 0 e 3,29% em afloramento, evidenciando valores mais altos no sector Central da Bacia Lusitânica, nomeadamente na zona das sub-bacias de Turcifal, Arruda e Bombarral e na Serra de Montejunto (BEICIP, 1996; Dias, 2005), sendo que no sector Norte, os valores mais elevados estão confinados à região da Figueira da Foz (Pena dos Reis & Pimentel, 2010).

Capítulo 4 – Análise Sismostratigrafica de perfis sísmicos da Bacia de Peniche

Ao sistema petrolífero do Jurássico superior podem ser atribuídos vários reservatórios distintos, nomeadamente a Fm. Montejunto e a Fm. Abadia. A Fm. Montejunto corresponde a uma sucessão carbonatada, cuja base é essencialmente calcária, e o topo constituído por alternância de calcários com calcários margosos e margas (Kullberg *et al.*, 2013). A fracturação desta formação, em conjunto com a sua proximidade estratigráfica da Fm. Cabaços, conferem à Fm. Montejunto características de um potencial reservatório (Pena dos Reis & Pimentel, 2010).

A Fm. Abadia aparenta ser outro possível reservatório para este sistema. Esta formação do Kimmeridgiano consiste numa unidade siliciclástica, de natureza margosa ou margo-detritica, com presença de bivalves, foraminíferos e algas (Kullberg *et al.*, 2013). Esta unidade é essencialmente constituída por arenitos e arcócos grosseiros e mal calibrados e conglomerados em Vila Franca de Xira (=Membro de Castanheira, Leinfelder & Wilson, 1989). A Fm. Abadia evidencia ser uma unidade com características favoráveis para constituir um potencial reservatório para este sistema, apesar de ter ocorrido cimentação carbonatada diagenética que diminuiu a sua porosidade (Garcia, 2007).

Para este sistema petrolífero considera-se que o respectivo selo poderá corresponder à base da Fm. Lourinhã, isto é, a Fm. Sobral. Esta formação consiste numa unidade siliciclástica de margas siltosas ou arenosas, argilas siltosas e arenitos oolíticos, mais ou menos grosseiros, com raras e finas camadas de calcários micríticos (Kullberg *et al.*, 2013). No topo e na base podem ocorrer níveis de arenitos avermelhados, principalmente no sector Norte (Leinfelder, 1993).

As unidades acima descritas estão todas incluídas na unidade sísmica 3. Desta forma, qualquer fractura que intersecte esta unidade e que atinja a superfície poderá dar origem à migração de hidrocarbonetos do sistema petrolífero do Jurássico superior. Assim sendo, considera-se que todas as falhas que atinjam a superfície e que se prolonguem em profundidade, intersectando as unidades 1, 2, 3 e soco podem corresponder a caminhos de migração de hidrocarbonetos.

No perfil abaixo (Figura 4.23) encontram-se individualizadas várias falhas que podem corresponder a caminhos condutores de hidrocarbonetos e ser responsáveis pelo aparecimento de *oil seeps*. Como se verifica, as fracturas assinaladas com a letra “a” correspondem às fracturas do soco que interrompem todas as unidades sísmicas definidas. As fracturas assinaladas com a letra “b” correspondem às fracturas que se iniciam na unidade sísmica 3, que engloba todos os componentes deste sistema.

Capítulo 4 – Análise Sismostratigrafica de perfis sísmicos da Bacia de Peniche

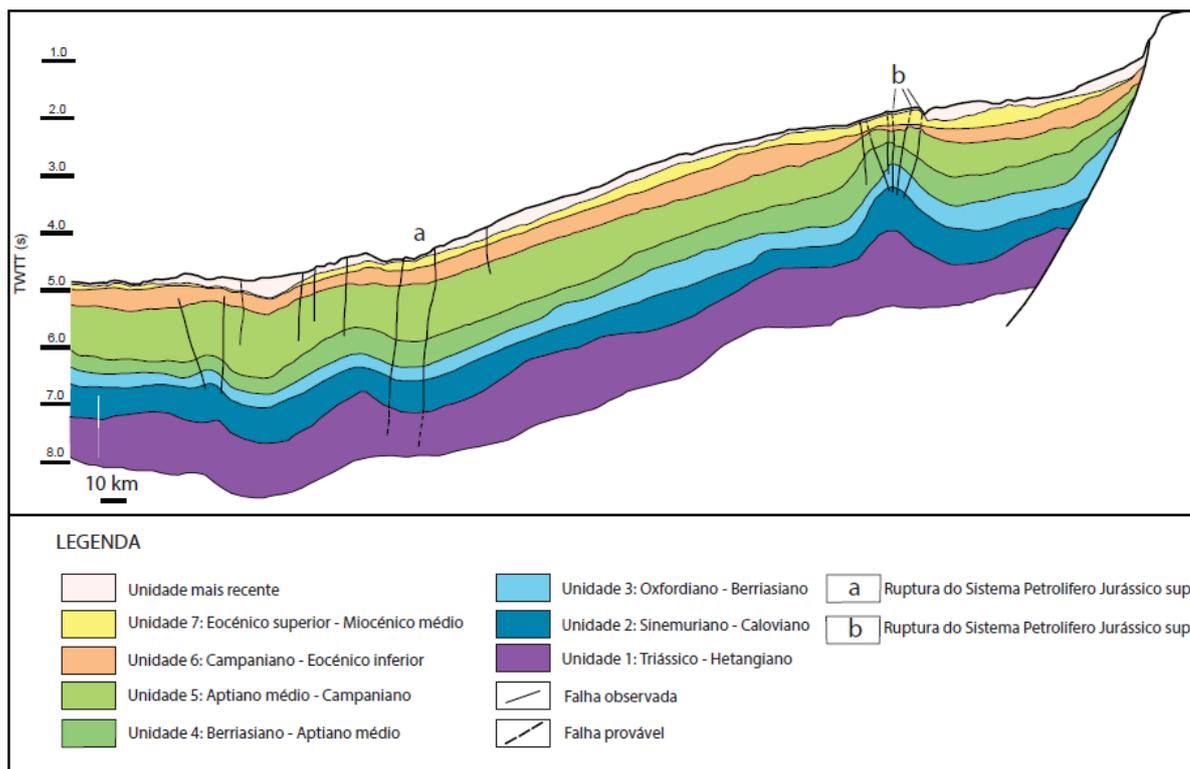


Figura 4.23. Ilustração das falhas que intersectam o sistema petrolífero do Jurássico superior, num perfil E-W. “a” e “b” correspondem às fracturas reconhecidas que intersectam pelo menos um dos componentes do sistema petrolífero do Jurássico superior, e a partir das quais pode ocorrer a migração de hidrocarbonetos.

Desta forma, foi possível construir um mapa onde se encontram identificados os possíveis locais a partir dos quais podem ocorrer derrames de óleo oriundo do sistema petrolífero do Jurássico superior.

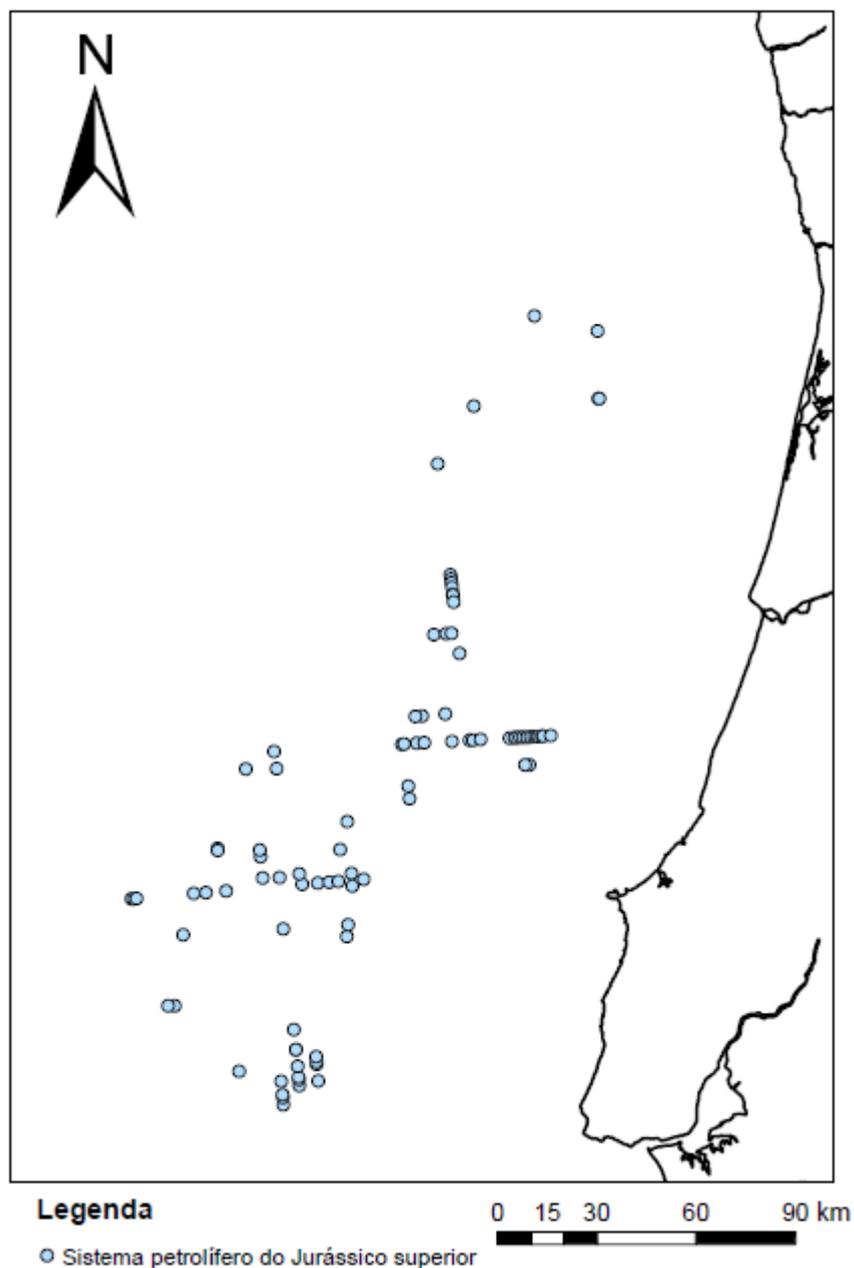


Figura 4.24. Localização geográfica de possíveis pontos a partir dos quais possa ocorrer o derrame de hidrocarbonetos provindos do sistema petrolífero do Jurássico superior. Cada ponto assinalado corresponde ao local, à superfície, onde irrompe uma fractura que intersecta o sistema petrolífero do Jurássico superior.

Capítulo 5 – Detecção remota de *oil seeps* no *offshore* Português a partir de imagens de satélite

Neste capítulo será apresentado um estudo de detecção remota, incidente no *offshore* Central e Norte de Portugal, realizado com o intuito de detectar e individualizar manchas anómalas aí localizadas. O interesse na discriminação destas manchas anómalas é crescente a nível mundial, uma vez que estas podem corresponder a derrames de hidrocarbonetos. Desta forma, a análise da proveniência de manchas anómalas, que ocorrem em condições de mar aberto é cada vez mais importante, tanto por razões ambientais como económicas.

Estudos recentes apontam que a origem de derrames de hidrocarbonetos pode dever-se à intervenção do Homem no planeta ou a causas naturais, sendo por isso possível diferenciar dois tipos de derrame. O primeiro tipo encontra-se relacionado com actividades humanas, como a extracção, transporte, refinação, armazenamento e utilização de hidrocarbonetos, correspondendo a 53% dos derrames de óleo a nível mundial (Kvenvolden & Cooper, 2003; Wilson *et al.*, 1973; 1974). Num sentido estrito é possível designar estes derrames por *oil spills* (Brekke & Solberg, 2005), que muito frequentemente podem ser correlacionados com a rota marítima de navios de carga (Lu, 2003; Lu *et al.*, 1999), a partir dos quais ocorre a sua fuga. A segunda origem atribuída a estas acumulações corresponde a causas naturais, relacionadas com as condições geológicas e tectónicas locais, que promovem a migração de hidrocarbonetos, e que produzem 47% dos derrames de óleo mundiais (Kvenvolden & Cooper, 2003; Wilson *et al.*, 1973; 1974). Este tipo de derrame, usualmente designado por *oil seep*, pode revelar-se muito importante do ponto de vista económico, uma vez que pode denunciar a existência de um reservatório de hidrocarbonetos em profundidade. Assim, uma vez que o território português tem vindo a ser alvo de estudos de prospecção de hidrocarbonetos, nas últimas décadas, tanto *onshore* como *offshore*, este será o tipo de derrames abordados neste capítulo.

Os *oil seeps* podem ser definidos como sendo a expressão, à superfície, de um caminho de migração, a partir do qual ocorre a deslocação de hidrocarbonetos, desde o seu local de origem (Clarke & Cleverly, 1991) (Figura 5.1.). No entanto, a existência esporádica de *oil seeps* não implica a ocorrência de uma acumulação economicamente viável de hidrocarbonetos em profundidade (Van der Meer *et al.*, 2002). Segundo Wilson *et al.*, 1993, a presença de *oil seeps* num local está relacionada com o tipo de estruturas geológicas locais e com a evolução da bacia

Capítulo 5 – Detecção remota de *oil seeps* no *offshore* Português

sedimentar em causa, dependendo das fugas, essencialmente, da superfície de rocha exposta, e não do volume da rocha. Os *oil seeps* são ainda correlacionáveis com a carga de sedimentos numa bacia, admitindo-se ainda que estes derrames ocorrem no interior das margens continentais, quando a espessura de sedimentos de uma bacia excede um mínimo. Clayton *et al.*, 1991 apontam também que os *oil seeps* presentes numa bacia podem estar relacionados com a existência de estruturas salíferas e com a sismicidade local.

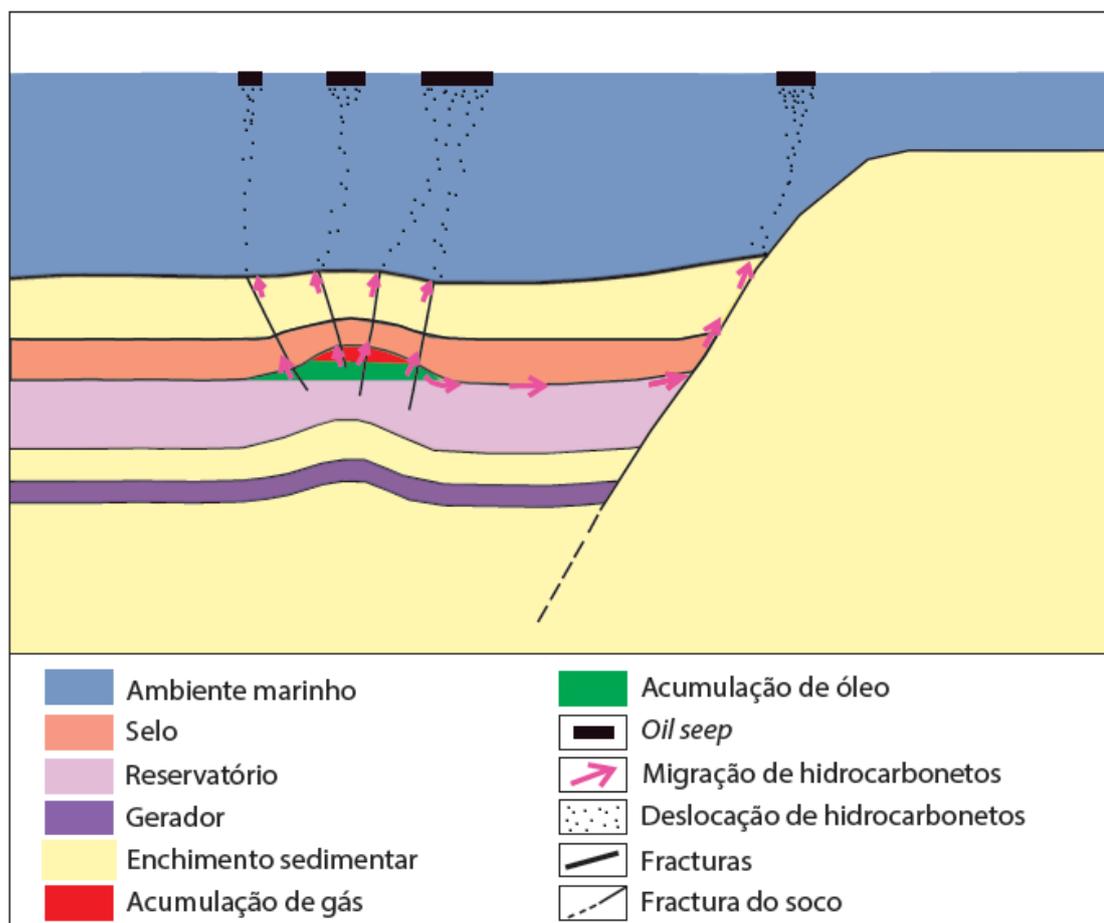


Figura 5.1. Ilustração relativa à formação de *oil seeps*.

Recentemente, o avanço tecnológico permitiu um grande progresso na detecção de *oil seeps*, no mundo inteiro, a partir da utilização de imagens de satélite e conhecimentos de detecção remota. Desta forma, têm sido desenvolvidas técnicas de reconhecimento de *seeps* com recurso a todo o espectro electromagnético, desde o comprimento de onda ultravioleta até às microondas (Salisbury *et al.*, 1993). Neste contexto, têm-se utilizado diferentes géneros de imagens de satélite, como as imagens SAR, RADARSAT, ERS, e Landsat TM (Kvenvolden & Cooper, 2003). Contudo, no estudo que se segue foram apenas observadas imagens dos satélites ASTER e

Landsat 5, uma vez que não foi possível ter acesso a imagens adquiridas por outros satélites.

5.1. Caracterização e contextualização dos *oil seeps* observados

Para o desenvolvimento desta temática, e tal como já foi anteriormente referido, no conjunto de trinta e três imagens da área estudada foram seleccionadas três, uma das quais adquirida pelo satélite Landsat 5 e as duas restantes pelo sensor ASTER. Nestas três imagens observam-se manchas anómalas, que surgem geograficamente próximas, em datas diferentes. Assim, tendo em conta o contraste destas manchas com o *background*, o formato por elas apresentado, a rota marítima de navios de carga, o conhecimento de *oil shows* próximos em *onshore* e a geologia local, considera-se que as manchas anómalas detectadas correspondem a potenciais *oil seeps*.

Cada um dos *oil seeps* das imagens apresentadas é caracterizado por um formato diferente, que está associado, não só, com a geologia e tectónica local, mas também com os processos de destruição/dispersão que os derrames de hidrocarbonetos sofrem quando se encontram à superfície. A relação entre os *oil seeps* identificados e as falhas que possam estar na sua origem não pode ser confirmada com base em perfis sísmicos, uma vez que os dados sísmicos analisados não abrangem a área onde surgem os mesmos. Desta forma, a origem dos *seeps* apresentados é sugerida apenas segundo a Carta Geológica de Portugal 1:1000000.

Na Figura 5.2. (A) observa-se a primeira mancha anómala encontrada. Este *oil seep* é facilmente distinguindo do meio envolvente, apresentado uma cor negra e uma forma alongada. Este formato poderá dever-se à existência de várias fugas ao longo de uma falha em profundidade, a partir da qual ocorreu a ascensão de hidrocarbonetos.

Embora seja possível observar um alinhamento mais escuro no centro do *seep*, a existência de uma falha, neste local, não pode ser confirmada com dados sísmicos. Contudo, a partir da sobreposição da localização do *oil seep* com a Carta Geológica de Portugal 1:1000000, é possível determinar a origem do mesmo. Como se observa na Figura 5.2 (C), o *oil seep* em questão surge sobre o Eocénico, próximo do contacto com o Cretácico. Tal como foi exposto no capítulo anterior, considera-se que o Cretácico abrange a rocha reservatória do sistema petrolífero do Jurássico Inferior.

Capítulo 5 – Detecção remota de *oil seeps* no offshore Português

Assim, como *oil seep* surge nas proximidades do Cretácico, considera-se que localmente poderá ocorrer uma fractura que permita a ascensão de hidrocarbonetos do sistema petrolífero do Jurássico inferior. A forma alongada deste *oil seep* poderá, contudo, resultar da actuação das correntes marinhas e do vento, que levam à dispersão dos hidrocarbonetos libertados.

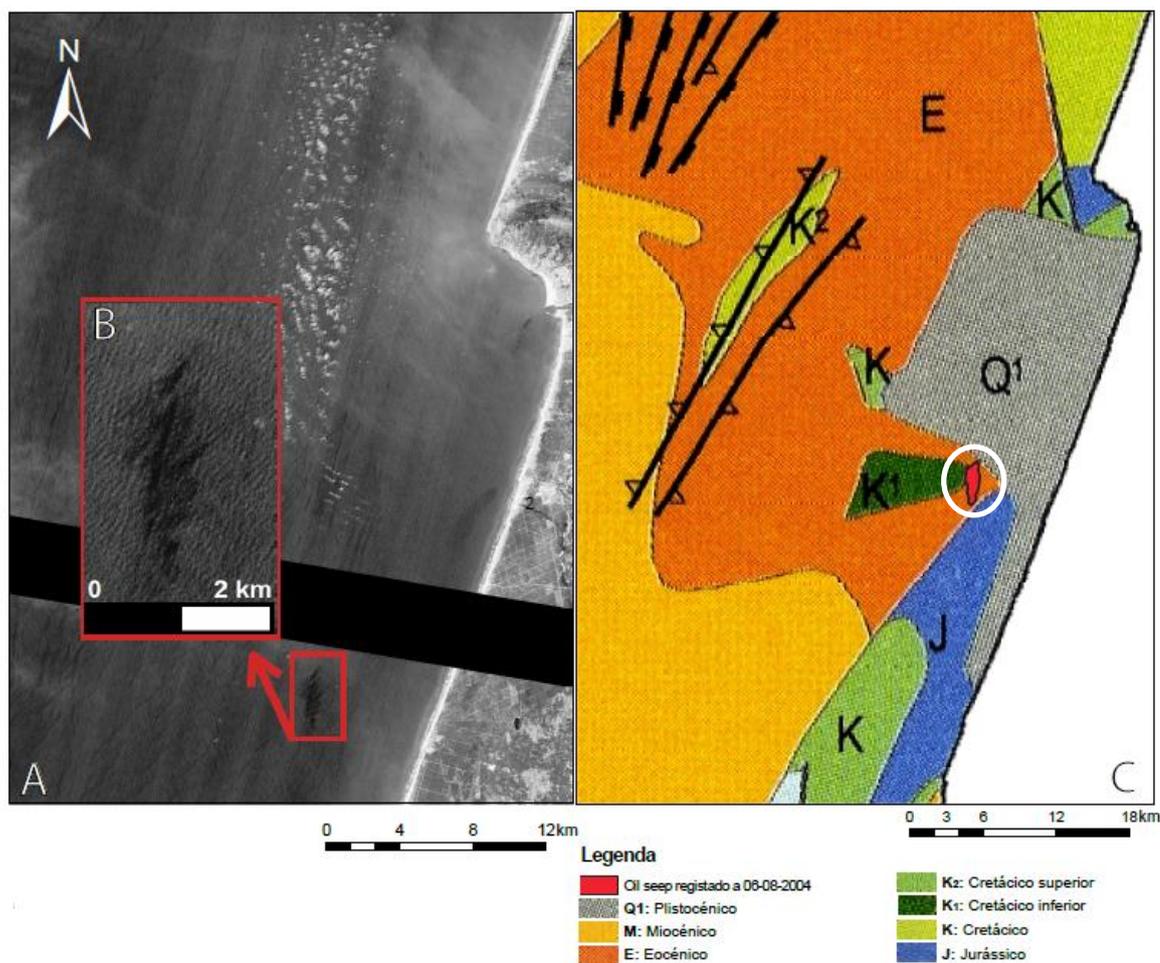


Figura 5.2. (A) *Oil seep* registado pelo satélite ASTER a 06-08-2004. (B) Pormenor do *oil seep* reconhecido. (C) Localização do *oil seep* identificado na Carta Geológica de Portugal à escala 1:1000000.

O segundo *oil seep* reconhecido localiza-se geograficamente muito próximo do derrame anteriormente caracterizado (Figura 5.3 (A)). Contudo, o formato e a dimensão com que este se apresenta são completamente diferentes. Este *oil seep* mostra-se como se fosse constituído por um conjunto de pequenas superfícies concêntricas e outras mais alongadas, podendo por isso serem-lhe atribuídas duas origens distintas. Assim, admite-se que, por um lado, também este *oil seep* está associado à existência de fracturas em profundidade, que lhe conferem as acumulações com formato concêntrico. Isto é, depois da ascensão dos

Capítulo 5 – Detecção remota de *oil seeps* no *offshore* Português

hidrocarbonetos, estes chegam à superfície e distribuem-se radialmente. Contudo, quando se observa a localização deste *oil seep* na Carta Geológica de Portugal 1:1000000 (Figura 5.3. (C)), é possível constatar que este *seep* surge sobre o Cretácico. Desta forma, o segundo motivo, que pode estar na origem deste *oil seep*, relaciona-se com a porção de rocha aflorante. Esta associação foi previamente sugerida por Wilson *et al.*, 1973, podendo aqui ser aplicada, uma vez que se verifica a exposição do reservatório localmente, o que terá promovido a fuga de hidrocarbonetos, directamente a partir do mesmo.

O formato e posicionamento do *oil seep* podem ainda sugerir que esta imagem terá sido captada aquando a formação do mesmo, isto porque o efeito da corrente marítima e do vento não é notório. Assim, não se verifica o arrasto da acumulação de hidrocarbonetos, com formação de uma superfície remexida, com alongamento do *oil seep*. Esta possibilidade é, em parte, apoiada, pela própria localização do derrame, visto que este surge exactamente acima da rocha aflorante. O posicionamento do *oil seep* permite ainda admitir que, os hidrocarbonetos que o constituem são oriundos do sistema petrolífero do Jurássico inferior, uma vez que o Cretácico corresponde ao reservatório deste sistema.

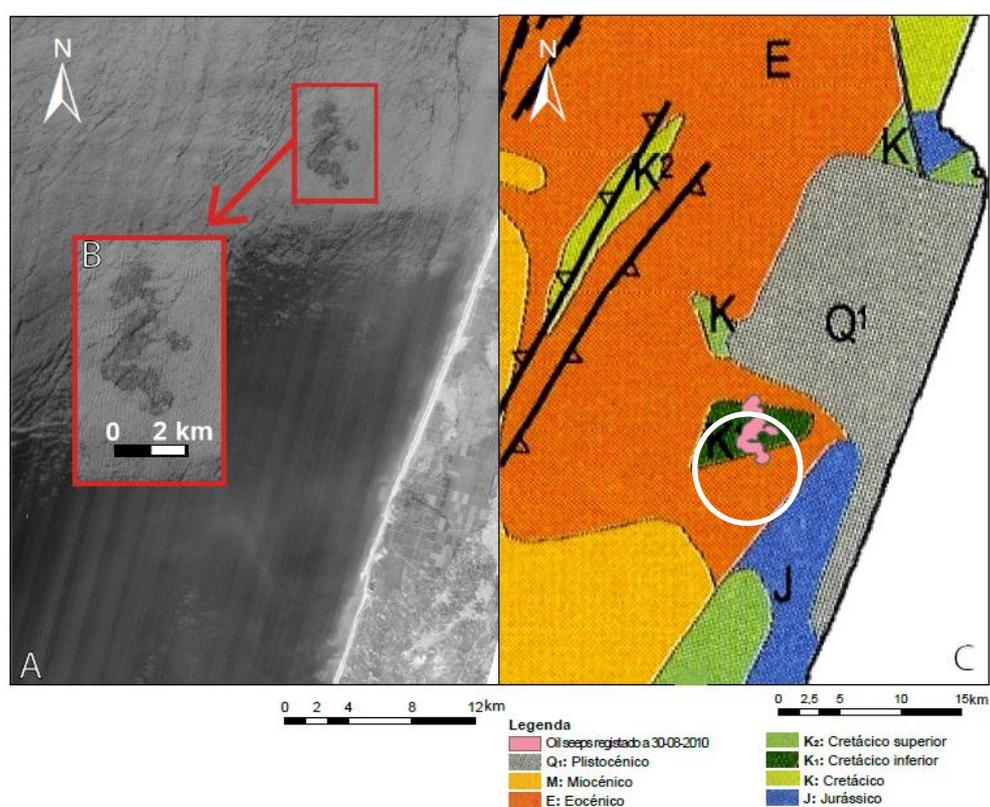


Figura 5.3. (A) *Oil seep* registado pelo satélite ASTER a 30-08-2010. (B) Pormenor do *oil seep* reconhecido. (C) Localização do *oil seep* identificado na Carta Geológica de Portugal à escala 1:1000000.

Capítulo 5 – Detecção remota de *oil seeps* no offshore Português

O terceiro e último derrame de hidrocarbonetos reconhecido apresenta-se sob uma forma muito diferente dos *oil seeps* anteriores, e corresponde ao *oil seep* mais afastado da costa (Figura 5.4. (A); (B)). Este formato terá resultado da movimentação da acumulação superficial de hidrocarbonetos induzida pela corrente marítima e pelo vento. Segundo Lehr, 2010 (Comunicação pessoal), os hidrocarbonetos começam a dispersar-se assim que são libertados, contudo esta dispersão não ocorre uniformemente. Assim, apenas uma porção de hidrocarbonetos é deslocada quando sujeita à corrente marinha ou ao vento, levando ao aumento de espessura do *seep*, de acordo com a direcção da movimentação. Desta forma, em muitos *oil seeps* é possível observar uma região mais escura, rodeada ou seguida de um alongamento menos escuro, apresentado um formato semelhante à forma de um cometa. O *oil seep* representado na Figura 5.4. (A e C) mostra o formato acima descrito. Assim, é evidente uma região negra, que resulta da concentração de hidrocarbonetos, rodeada perifericamente por uma região menos escura, que apresenta um formato mais alongado e côncavo, que resulta da dispersão dos hidrocarbonetos, induzida pela corrente marítima e pelo vento.

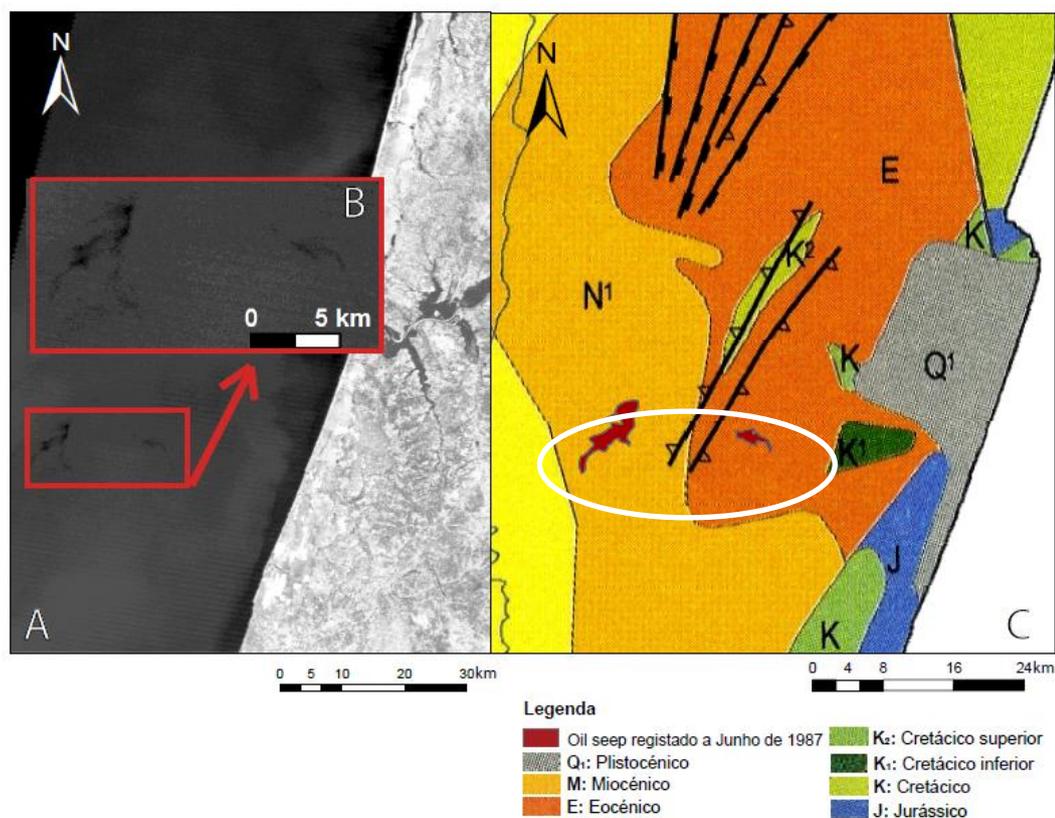


Figura 5.4. (A) *Oil seep* registado pelo satélite Landsat em Junho 1987. (B) Pormenor do *oil seep* reconhecido. (C) Localização do *oil seep* identificado na Carta Geológica de Portugal à escala 1:1000000.

Capítulo 5 – Detecção remota de *oil seeps* no *offshore* Português

A partir da Figura 5.4. (C) não é possível tirar quaisquer conclusões entre a localização dos *oil seeps* encontrados e a geologia local. Contudo, ao contrário do que acontece com as situações anteriores, é possível confrontar o aparecimento destes *oil seeps* com dados sísmicos (Figura 5.5.). Como tal, foi possível concluir que o derrame de maiores dimensões (a), está relacionado com a existência de fracturas que cortam todo o enchimento sedimentar (Figura 5.5. (B)). As unidades sísmicas representadas na Figura 5.5. foram definidas, por Fátima Cardoso (Pena dos Reis & Pimentel, 2013), com base na informação obtida a partir do furo de prospeção Espadarte (14C-1A) verificando-se que não foram interceptadas unidades Jurássicas (Comunicação pessoal). Com base nesta informação, é possível admitir que os hidrocarbonetos que constituem o maior *oil seep* migraram do Grupo de Silves, incorporando o sistema petrolífero do Paleozóico. Esta observação só se verifica para o *oil seep* (a), visto que não é possível confrontar o derrame menor (b) com dados sísmicos, nem obter informações a partir da Carta Geológica de Portugal 1:1000000.

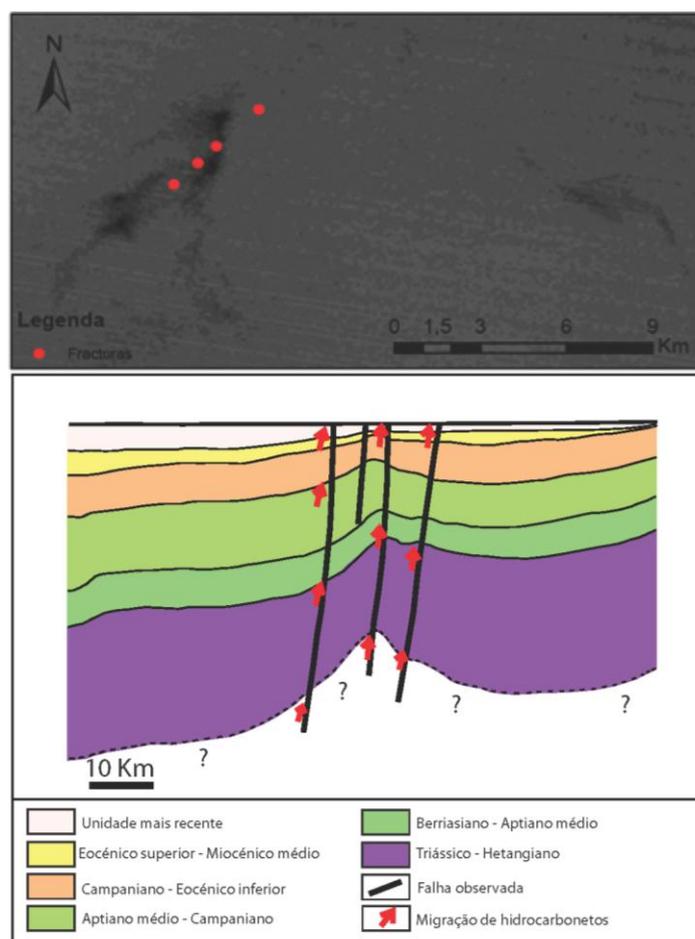


Figura 5.5. (A) Localização das fracturas que ocorrem nas proximidades, do *oil seep* registado pelo satélite Landsat, em Junho de 1987. Cada ponto assinala o local, à superfície, onde irrompe uma fractura, observada num perfil sísmico. (B) Representação do perfil sísmico

Capítulo 5 – Detecção remota de *oil seeps* no *offshore* Português

observado, onde podem ser identificadas as falhas possivelmente relacionadas com o *oil seep* observado acima.

A ocorrência de *oil seeps*, em território português, foi já comprovada em *onshore*, em vários lugares da Bacia Lusitânica, em particular em Torres Vedras, Leiria e Vale Furado (Figura 5.6.).

No Vale Furado é possível encontrar em afloramento a Formação Figueira da Foz, constituída por uma sucessão continental com arenitos grosseiros, localmente impregnados com hidrocarbonetos (Pena dos Reis & Pimentel, 2010). Aqui, verifica-se que a geologia local foi em parte estruturalmente condicionada pela movimentação salina, pelo menos a partir do Cenomaniano (Cunha & Pena dos Reis, 1995). Consequentemente verifica-se que as impregnações de hidrocarbonetos se concentram no bordo diapírico. Esta situação também se verifica na região de Leiria.

Por último, falta apenas referir o *oil seep* de Torres Vedras que, ao contrário das situações anteriores, engloba um conjunto de formações diferentes. Assim, localmente, verifica-se a migração de hidrocarbonetos em vários locais, sendo mais evidente na Pedreira de Torres Vedras, devido a escavações anteriores. Aqui, verifica-se a migração de hidrocarbonetos, ao longo de fracturas relacionadas com o diápiro de Matacães, que intersectam o afloramento da Fm. de Cabaços. A existência de hidrocarbonetos neste local é ainda comprovada pela informação adquirida por furos realizados nesta região, onde foram encontrados indícios de óleo nas Formações de Cabaços, Montejunto, Abadia e Lourinhã (Pena dos Reis & Pimentel, 2010).

Desta forma, com base nos dados adquiridos a partir das observações das imagens de satélite e do conhecimento dos *oil seeps* observados em *onshore*, admite-se que os três sistemas petrolíferos definidos no capítulo anterior, poderão também ter gerado hidrocarbonetos na Bacia de Peniche.

A possibilidade das anomalias encontradas nas imagens de satélite corresponderem a derrames de hidrocarbonetos resultantes de navios de carga não pode ser completamente ignorada. Porém, quando consultados locais relativos às rotas dos navios que passam na costa portuguesa, é possível constatar que estes circulam afastados dos locais onde surgem os *oil seep*. Desta forma, e com base na informação adquirida a partir dos dados da sísmica e da Carta Geológica de Portugal 1: 1000000, é possível admitir que as manchas anómalas encontradas correspondem a *oil seeps*.

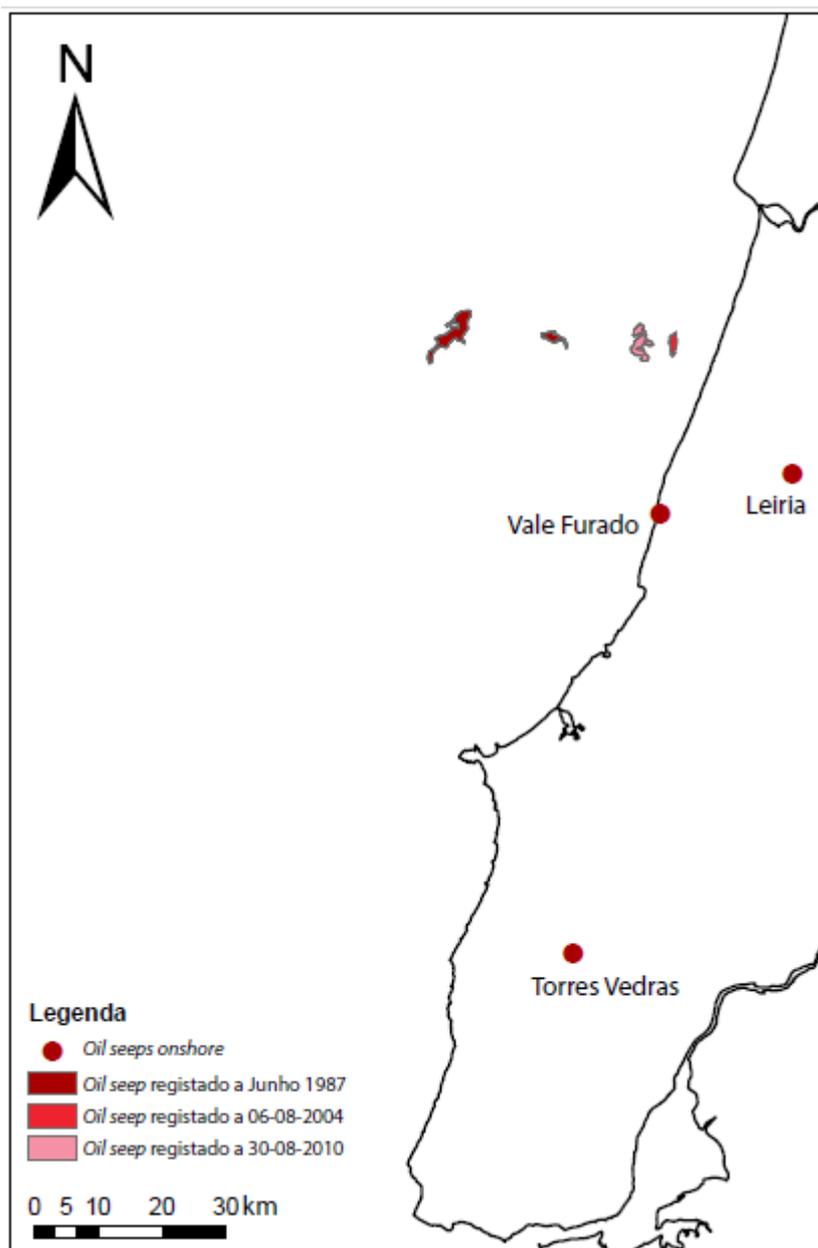


Figura 5.6. Representação da disposição geográfica dos *oil seeps* conhecidos em *onshore*, e dos *oil seeps* identificados *offshore*, a partir da observação de imagens de satélite.

5.2. Correlação dos *oil seeps* observados e a ocorrência de sismos, em território português

A possibilidade da relação entre a ocorrência de derrames de hidrocarbonetos com actividade sísmica tem vindo a ser estudada nos últimos anos, tendo sido possível chegar à conclusão que a ocorrência de *seeps* é mais frequente em locais sísmicamente activos (Moore, 1999). Assim, considera-se que a quantidade de *seeps*

estará relacionada com a pressão dos hidrocarbonetos no reservatório, que por sua vez está relacionada com a pressão hidrostática e com alterações no campo de tensões na litosfera (Quigley *et al.*, 1999; Whelan, 2000).

O aumento de tensões, neste caso de cisalhamento, leva à ocorrência de deformação plástica localmente. Segundo a teoria de dilatância-difusão (Anderson & Whitcomb, 1973; Nur, 1975; Bakhmutov & Groza, 2008; Main *et al.*, 2011), o aumento da tensão de cisalhamento leva à formação de micro-fissuras, ou ao aumento de fissuras já existentes na zona dilatante, promovendo o aumento do volume localmente. Devido a estas características, a fase anteriormente descrita, corresponde à fase dilatante. Em simultâneo, ocorre uma diminuição da pressão nos poros e um aumento da pressão confinante efectiva, levando ao aumento da resistência localmente. Consequentemente ocorre a modificação de vários parâmetros físicos da rocha, tais como a impedância sísmica, a porosidade e a permeabilidade (Anderson & Whitcomb, 1973). Contudo, devido à tendência de migração dos fluidos, verifica-se o deslocamento destes desde a periferia da zona dilatante até às microfissuras aí localizadas. Esta deslocação de fluidos provoca a diminuição da resistência da rocha, facilitando a ruptura da mesma (Bakhmutov & Groza, 2008). Aquando da ocorrência de ruptura verifica-se a libertação da tensão e da pressão dos fluidos (Scholz *et al.*, 1973; Scholz, 1988; Bakhmutov & Groza, 2008).

Analisando a teoria de dilatância-difusão, e tendo em conta a temática da presente dissertação, é possível estabelecer uma provável relação entre esta teoria e a ocorrência de *oil seeps*. Deste modo, admite-se que a alteração do campo de tensões, e o deslocamento de fluidos da zona não dilatante para o interior das fissuras resultante da dilatância, podem induzir a migração de hidrocarbonetos. Assim, sugere-se que o deslocamento de fluidos pode possibilitar a ascensão vertical de hidrocarbonetos, permitindo que estes encontrem novos caminhos de migração, podendo assim chegar à superfície, ou alcançar profundidades próximas desta. Neste contexto, é expectável que esta migração ocorra também quando se dá a ruptura, e durante um breve período posteriormente. Consequentemente, pode afirmar-se que o ajustamento do campo de tensões, que se dá inicialmente de forma abrupta, pode criar condições favoráveis à instabilização do reservatório, levando à migração de hidrocarbonetos. Neste âmbito, foi realizado um estudo relativo à sismicidade que ocorreu na região onde surgem os *oil seeps* previamente descritos. Para este estudo foram considerados todos os sismos registados em datas próximas do momento de aquisição das imagens de satélite, isto é, antes e depois (Figura 5.7.). Este registo foi obtido a partir dos arquivos do USGS e do Instituto Português do Mar e da Atmosfera

Capítulo 5 – Detecção remota de *oil seeps* no *offshore* Português

(IPMA). Contudo, a quantidade de informação obtida para cada uma das imagens consideradas não é semelhante, uma vez que existe pouco registo da sismicidade ocorrida em 1987.

Imagem Landsat adquirida em Junho de 1987			Imagem ASTER adquirida a 06/08/2004			Imagem ASTER adquirida a 30/08/2010		
Data da ocorrência	Localização	Magnitude*	Data da ocorrência	Localização	Magnitude**	Data da ocorrência	Localização	Magnitude**
05/08/1987	Peniche	4.0	09/08/2004	NE Lisboa	1.0	31/08/2010	SW Cascais	1.8
			08/08/2004	SE Lourinhã	1.2	28/08/2010	NE Bombarral	0.9
			19/07/2004	Abissal do Tejo	2.1	27/08/2010	Abissal do Tejo	3.3
			17/07/2004	NW Caldas da Rainha	1.2	27/08/2010	Canhão da Nazaré	1.6
			02/07/2004	Abissal do Tejo	3.6	13/08/2010	Planice Abissal do Tejo	1.5
						05/08/2010	NE Peniche	2.1
						04/08/2010	Abissal do Tejo	2.1

Figura 5.7. Registo histórico dos sismos ocorridos em datas próximas do dia de aquisição de cada imagem satélite. (* informação obtida a partir do arquivo da USGS; ** informação obtida a partir do arquivo do IPMA).

A partir da informação amostrada no quadro acima, observa-se que dois dos três *oil seeps* reconhecidos foram registados dias depois de ocorrer um sismo, com magnitude superior a três. Uma vez que não estão disponíveis mais imagens de satélite em diferentes datas, não é possível conhecer a sua evolução destes *oil seeps*. Assim, não se pode ter certeza se o derrame ocorreu depois de ocorrer o sismo, ou se pelo contrário este se iniciou antes da ocorrência. Contudo, no caso do *oil seep* registado em 2010 (Figura 5.3.), e com base no formato que este apresenta é possível sugerir que sua origem seria recente. Assim, tendo em conta que este derrame não evidencia alterações no seu formato é possível sugerir que o mesmo estará relacionado com o sismo de magnitude 3.3 que ocorreu três dias antes da aquisição da imagem. Deste modo, é ainda possível sugerir que este *oil seep* estaria ainda a desenvolver-se aquando da aquisição da imagem.

Capítulo 5 – Detecção remota de *oil seeps* no offshore Português

Contrariamente às situações anteriores, verifica-se que o *oil seep* observado em Junho de 1987 (Figura 5.4.) formou-se antes da ocorrência de um sismo de magnitude considerável. Tendo em conta a magnitude do sismo registado, é possível sugerir que este *oil seep* poderá ter resultado do aumento e alteração do campo de tensões localmente, que antecede o momento de ruptura.

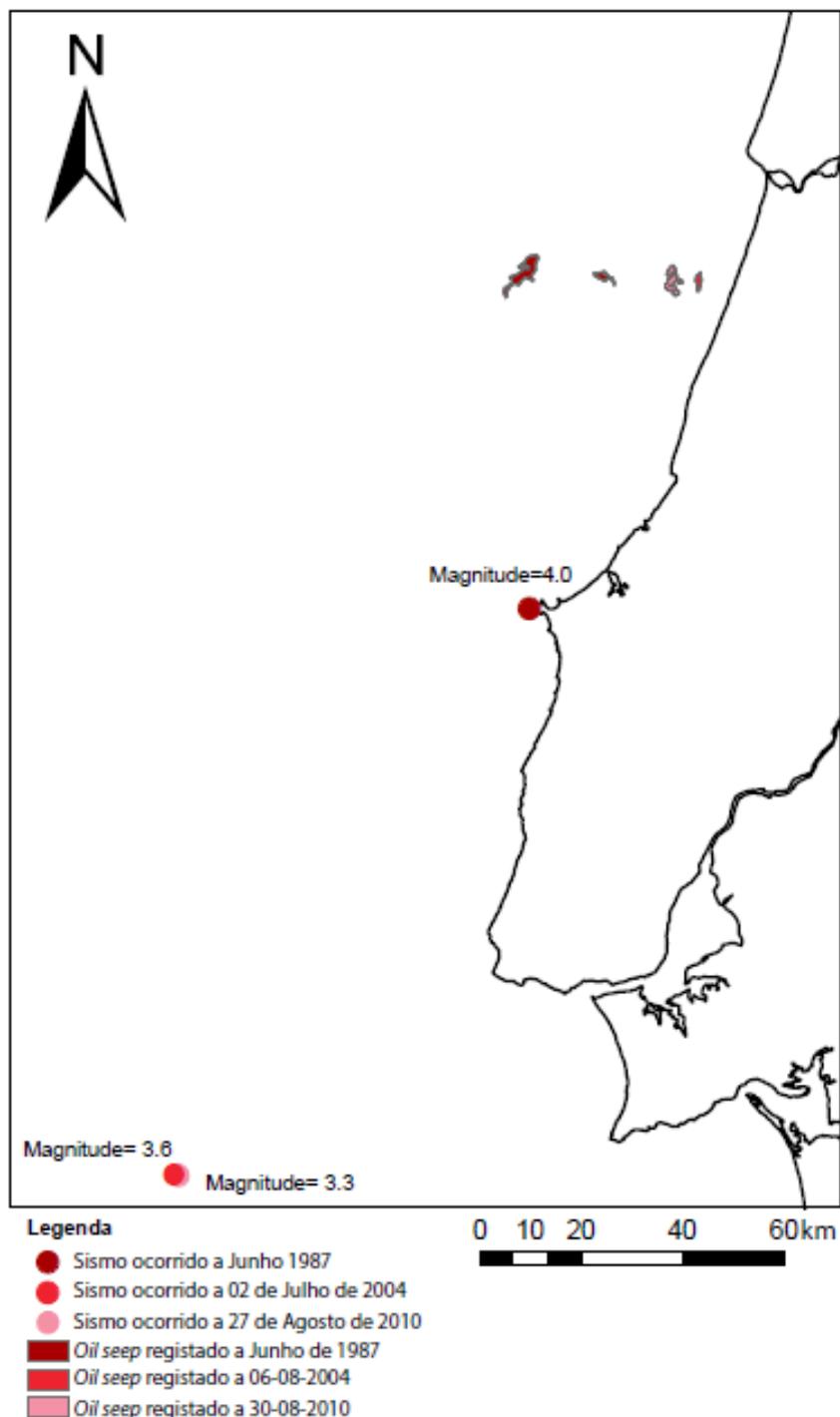


Figura 5.8. Distribuição geográfica dos *oil seeps* reconhecidos e dos respectivos sismos associados.

Capítulo 6 – Discussão dos resultados

Na presente dissertação foram apresentadas as estruturas geológicas que possam constituir caminhos de fuga de hidrocarbonetos, na Bacia de Peniche. A partir deste estudo foi possível definir uma região, em *offshore*, onde esta migração pode ser mais provável e actual. Este estudo foi inicialmente desenvolvido com base na observação de vinte e oito perfis sísmicos, sendo vinte e seis destes relativos à Bacia de Peniche. Posteriormente foram observadas diferentes imagens de satélite da superfície marinha, para reconhecimento de possíveis manchas anómalas, no *offshore* Português, que pudessem corresponder a *oil seeps*. O presente capítulo constitui uma reflexão sobre os resultados obtidos a partir do trabalho desenvolvido.

Conforme foi observado, a Bacia de Peniche apresenta várias estruturas que podem comprometer o armazenamento bem sucedido de hidrocarbonetos nos possíveis reservatórios. Estas estruturas resultaram de diferentes episódios de estruturação da bacia, que ocorreram aquando da abertura do Oceano Atlântico Norte (Kullberg *et al.*, 2013).

Embora a rede de amostragem dos perfis sísmicos não seja uniforme, é possível constatar que a fracturação e o número de anticlinais variam espacialmente na bacia. Desta forma, pode afirmar-se que estas estruturas se encontram em maior número no sector mais meridional da bacia. Esta conclusão é mais flagrante na localização dos anticlinais, verificando-se uma maior quantidade destas estruturas a Sul do Canhão da Nazaré.

A partir da localização dos anticlinais reconhecidos, foi possível construir um mapa alusivo à variação da deformação na Bacia de Peniche. Para a construção deste mapa dividiu-se a área de observação em seis quadrículas iguais, procedendo-se seguidamente à contagem do número de anticlinais em cada quadrado. Os dados obtidos foram posteriormente adicionados ao programa Surfer[®] 10, onde foi construído um mapa a partir do cálculo de superfícies de tendência, por regressão polinomial. A regressão polinomial é o método pelo qual uma superfície contínua é ajustada, por critérios de regressão de mínimos quadrados, aos valores de Z, como uma função linear das coordenadas X-Y dos pontos conhecidos e irregularmente distribuídos (Landim & Corsi, 2001). O *output* gerado por este método consistiu numa imagem com gradação de cores, que foi depois georreferenciada, em ArcGis, com o mapa original da localização de anticlinais (Figura 6.1.). Por defeito, este método inclui uma superfície superior à área considerada e à qual correspondem os dados sísmicos.

Contudo, verifica-se que as cores mais quentes se centram a Sul do Canhão da Nazaré, onde a deformação terá sido maior, com formação de anticlinais e fracturação.

Uma vez que os anticlinais individualizados englobam, maioritariamente, a deformação das unidades sísmicas 2-5, admite-se que o regime compressivo associado à sua formação decorreu após o Cretácico superior. A origem destas estruturas pode ser correlacionada com a geodinâmica da placa Ibérica a partir do final do Cretácico e durante o Cenozóico. Este período é marcado por duas fases de compressão, a primeira relacionada com a rotação da placa Ibérica (Kullberg *et al.*, 2013), e a segunda está associada com a colisão da placa Africana com a placa Eurasiática (Dewey *et al.*, 1989; Malod & Mauffret, 1990; Alves *et al.*, 2013).

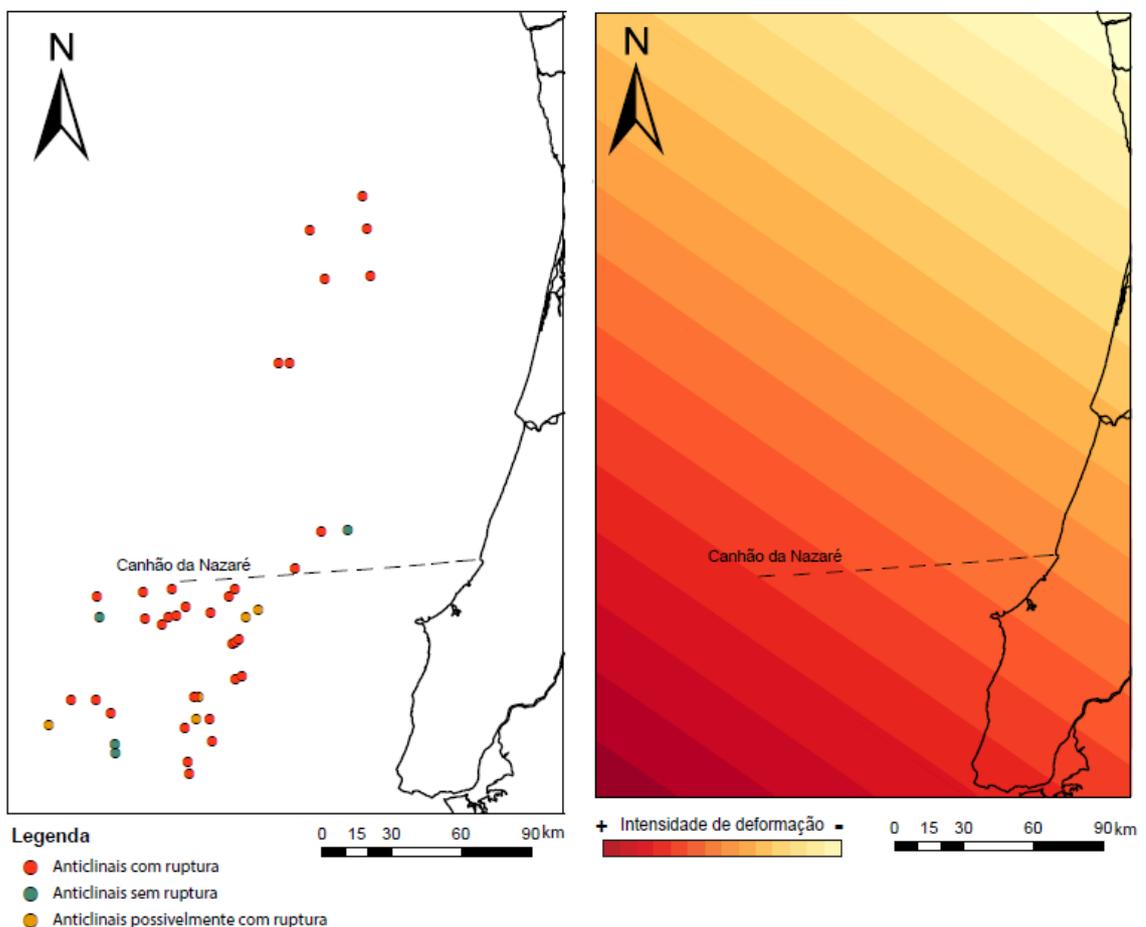


Figura 6.1. À esquerda, distribuição geográfica dos anticlinais reconhecidos, na Bacia de Peniche. À direita, ilustração relativa à variação geográfica da deformação no offshore Português (imagem produzida a partir de Surfer[®] 10 e ArcGis[®] 10.2).

Contudo, os dois períodos de maior deformação terão acontecido no Cenozóico, o primeiro durante o Eocénico, relacionado com a compressão Pirenaica, e o segundo durante a compressão Bética (Pinheiro *et al.*, 1996, Kullberg, 2000,

Kullberg *et al.*, 2000). Assim, admite-se que a deformação registada no sector Sul da Bacia de Peniche terá acontecido a par com estes episódios de orogenia.

A individualização do sector a Sul do Canhão da Nazaré, como sendo a região mais afectada pela deformação, pode ainda ser comprovada pela aparência das unidades sísmicas que aí se apresentam invulgarmente irregulares e contorcidas. Assim, com base nesta informação é possível admitir que a referida região corresponde ao local mais susceptível para a ocorrência da fuga de hidrocarbonetos e consequente perda. Como a restante área observada não regista o mesmo grau de deformação e fracturação, pode sugerir-se que o risco de perda de hidrocarbonetos será menor, porque deverão existir menos caminhos de escape. Esta observação pode ser fundamentada a partir dos dados de *piston core* existentes, que denunciam vestígios de hidrocarbonetos migrados, preferencialmente a Sul do Canhão da Nazaré. A Norte deste canhão, o número de evidências de *oil seeps* decresce radicalmente, sendo apenas conhecido um único vestígio (Mayr, 2012). A análise dos dados de *piston core* revelou ainda que alguns dos vestígios registados coincidem com vários dos locais de fuga de hidrocarbonetos sugeridos no ponto 4.4. desta dissertação.

O estudo referente aos sistemas petrolíferos da Bacia de Peniche, abordado no ponto 4.4. desta dissertação, permite afirmar que o sistema petrolífero do Jurássico inferior é o mais susceptível para a ocorrência de *oil seeps*. A sua vulnerabilidade advém do facto de a sua constituição englobar três unidades sísmicas (2, 4 e 6), pelo que falhas com profundidades diferentes podem comprometer este sistema. O mesmo não se verifica com os restantes sistemas petrolíferos considerados. Assim apenas as falhas mais profundas poderão interferir com o sistema petrolífero do Paleozóico. No caso do sistema petrolífero do Jurássico superior apenas as falhas que atinjam a unidade 3 podem dar origem a *oil seeps*. A sobreposição dos mapas da Figura 6.2. com a distribuição geográfica dos dados do *piston core*, mostrou que existe uma maior afinidade da localização dos vestígios registados com os pontos de fuga do sistema petrolífero do Jurássico inferior.

O desenvolvimento e crescimento de estruturas diapíricas, causadas pela halocinese, levaram à ocorrência de fracturação, que em alguns casos pode constituir caminhos que possibilitam a ascensão hidrocarbonetos. O estudo da localização das estruturas diapíricas e dos pontos de ruptura dos diferentes sistemas petrolíferos mostra que o sistema mais afectado pela halocinese corresponde ao sistema petrolífero do Jurássico inferior.

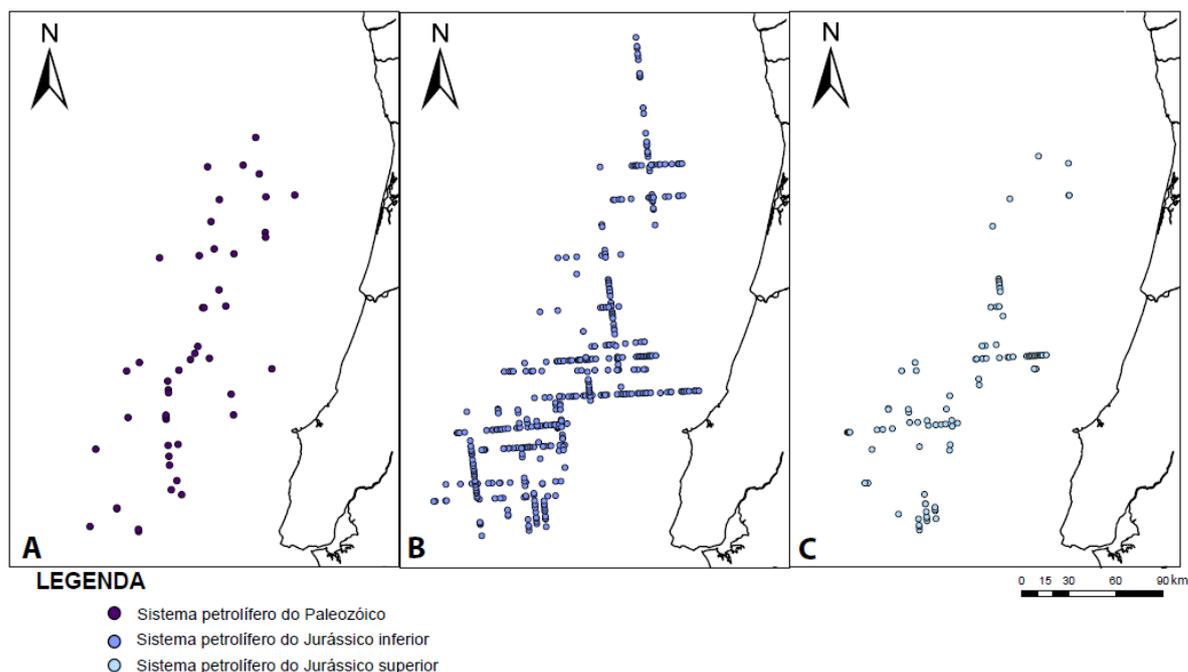


Figura 6.2. Localização geográfica de possíveis pontos a partir dos quais pode ocorrer a migração de hidrocarbonetos dos diferentes sistemas petrolíferos. (A) Localização geográfica dos pontos a partir dos quais pode ocorrer migração de hidrocarbonetos do sistema petrolífero do Paleozóico. (B) Localização geográfica dos pontos a partir dos quais pode ocorrer migração de hidrocarbonetos do sistema petrolífero do Jurássico inferior. (C) Localização geográfica dos pontos a partir dos quais pode ocorrer migração de hidrocarbonetos do sistema petrolífero do Jurássico superior.

Tendo em conta as observações anteriores, admite-se que a Sul do Canhão da Nazaré poderão ser observados *oil seeps* similares aos referidos no capítulo 5 desta dissertação. A proximidade desta região da planície Abissal do Tejo e do banco de Goringe poderá aumentar a possibilidade da ocorrência de derrames de hidrocarbonetos, devido à sismicidade destes locais. Além disso, os dados de *piston core* (Mayr, 2012) confirmam que é na região a Sul do Canhão da Nazaré que ocorre o deslocamento de hidrocarbonetos até a níveis crustais pouco profundos. Desta forma, será de esperar que aí ocorram *oil seeps* localmente à fracturação nesta região. Contudo, uma vez que não foi possível obter imagens de satélite desta área, ainda não é possível serem aqui realizados estudos de detecção remota.

Tendo em conta os conhecimentos adquiridos com a realização desta dissertação, sugere-se que seria interessante fazer um estudo com maior desenvolvimento da temática apresentada, com recurso a sísmica 3D e a outras bases de imagens de satélite.

Em suma, a partir dos estudos realizados nesta dissertação é possível concluir que a região a Sul do Canhão da Nazaré deverá corresponder ao sector mais invertido da Bacia de Peniche. A inversão desta bacia será responsável pela elevada deformação deste sector, tendo desenvolvido vários caminhos de deslocação de hidrocarbonetos, que possam levar à sua perda. Uma vez que o sector a Norte desta falha não regista uma deformação nesta ordem, sugere-se que o aprisionamento de hidrocarbonetos seja melhor sucedido nesta região. Desta forma, a ocorrência de *oil seeps* neste local deverá ser menor que no sector Sul da bacia.

Capítulo 7 - Bibliografia

Allen, P. A. & Allen, J. R. (2005). Basin Analysis – Principles and applications. 2nd ed., Blackwell publishing, 405 p.

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, pp. 727-754.

Alves, T. M., Gawthorpe, R. L., Hunt, D. W. & Monteiro, J. H. (2003). Post-Jurassic tectono-sedimentary evolution of the Northern Lusitanian Basin (Western Iberian margin). *Basin Research* 15, pp. 227-249.

Alves, T. M., Moita, C., Sandnes, F., Cunha, T., Monteiro, J. H. & Pinheiro, L. M. (2006). Mesozoic – Cenozoic evolution of North Atlantic continental-slope basins: The Peniche basin, western Iberian margin. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 90 (1), pp. 31-60

Alves, T. M., Moita, C., Cunha, T., Ullnaess, M., Myklebust, R., Monteiro, J. H. & Manupella, G. (2009). Diachronous evolution of Late Jurassic-Cretaceous continental rifting in the northeast Atlantic (west Iberian margin). *Tectonics*, 28, pp. 1-32

Alves, T. M., Cunha, T., Moita, C., Terrinha, P., Monteiro, J. H. & Manupella, G. (2013). A evolução de bacias sedimentares tipo-*rift* em margens continentais passivas: o exemplo da margem Ibérica Ocidental., *In: Dias, R., Araújo, A., Terrinha, P. & Kullberg, J. C. (Eds): Geologia de Portugal - Geologia Meso-cenozóica de Portugal.* Escolar Editora, pp. 349-404.

Anderson, D. L. & Whitcomb, J. H. (1973). The dilatancy-diffusion model of earthquake prediction. *Geological Sciences*, 23, pp.417-426

Antunes, M. T. & Sigogneau-Russell, D. (1991). Nouvelles données sur les Dinosaures du Crétacé supérieur du Portugal. *C R. Acad. Sci. Paris II*, 313, pp. 113-119.

Azerêdo, A. C. (1988). Calcareous debris-flows as evidence for a distally steepened carbonate ramp in West-Central Portugal. *Comunicações dos Serviços Geológicos de Portugal*, 74, pp. 57-67.

Azerêdo, A. C. (1998). Geometry and facies dynamics of Middle Jurassic carbonate ramp sandbodies, West-Central Portugal. *In: Wright V. P. & Burchette, T. (Eds.) Carbonate Ramps. Geological Society of London, Spec. Publ*, 149, pp. 281–314.

Azerêdo, A. C. (2007). Formalização da litostratigrafia do Jurássico Inferior e Médio do Maciço Calcário Estremenho (Bacia Lusitânica). *Comunicações Geológicas*, 94, pp. 29-51.

Azerêdo, A. C., Duarte, L. V., Henriques, M. H. & Manuppella, G. (2003). Da dinâmica continental no Triássico aos mares do Jurássico Inferior e Médio. *Cadernos de Geologia de Portugal, Instituto Geológico e Mineiro*, Lisboa, 43p.

Bakmutov, V. G. & Groza, A. A. (2008). The dilatancy-diffusion model: new prospects. *Proceedings of the 7th International Conference “Problems of Geocosmos”*. St. Petersburg

BEICIP (1996). Geochemical evaluation of the Lusitanian and Porto Basins. Relatório não publicado, *DPEP, Min. Economia*, Lisboa.

Biddle, K. T. & Wielchowsky, C. C. (1994). Hydrocarbon Traps. *In: Magoon, L. B. & Dow, W. G. (Eds.): The petroleum system – from source to trap*. American Association Petroleum Geologists Memoir, 60, pp. 219-236.

Boillot, G. Girardeau, J. & Winterer, E. L. (1989). Rifting processes of the west Galicia margin, Spain. *In: Tankard, A. J. & Balkwill, H. R. (Eds.): Extensional tectonics and stratigraphy of the North Atlantic margins*, American Association Petroleum Geologists Memoir, 40, pp.363-377.

Boggs Jr., S. (2006). Principles of Sedimentology and Stratigraphy. *Pearson Education* 4th ed., pp. 433-462

Brekke, C. & Solberg, A. H. S. (2005). Oil spill detection by satellite remote sensing. *Remote Sensing of Environment*, 95, pp. 1-13

Cardoso, F., Reis, M., Cortesão, A., Pena dos Reis, R. & Pimentel, N. (2014). Evaporitos na Bacia de Peniche (Portugal) – localização, halocinese e importância para os sistemas petrolíferos. (não publicado)

Catuneanu, O., Abreu, V., Bhattacharya, J. P., Blum, M. D., Dalrymple, R. W., Eriksson, P. G., Fielding, C. R., Fisher W. L., Galloway, W. E., Gibling, M. R., Giles, K. A., Holbrook, J. M., Jordan, R., Kendall, C. G. St. C., Macurda, B., Martinsen, O. J., Tucker, M. E. & Winker, C. (2009). Towards the Standardization of Sequence Stratigraphy. *Earth-Science Reviews*, 92, pp.1-33

Choffat, P. (1897). Sur le Cretacique de la region du Mondego. *C. R. Acad. Sc. Paris*, 124, pp. 422-424.

Choffat, P. (1898). Les Ammonées du Bellasien, des Couches à Neolobites vibrayeanus, du Turonien et du Sénonien. *In. Recueil d'études paléontologiques sur la Faune Crétacique du Portugal*, vol. II. Section Trav. Géol. Portugal, 45 p.

Choffat, P. (1900). Recueil de monographies stratigraphiques sur le Système Crétacique du Portugal – Deuxième étude – Le Crétacé supérieur au Nord du Tage. *Dir. Serv. Géol. Portugal*, 287 p.

Choffat, P. (1901). Notice préliminaire sur la limite entre le Jurassique et le Crétacique en Portugal. *Bull. Soc. Belge Géol. Paléont. Hydrol*, 15, pp. 111-140.

Choffat, P. (1908). Essai sur la tectonique de la chaîne de l'Arrádiba. *Mem. Commiss. Serv. Geol. Portugal*, 89 p.

Clarke, R. H. & Cleverly, R. W. (1991). Petroleum seepage and post-accumulation migration. *In: England, W. A. & Fleet, A. J. (Eds.): Petroleum Migration*. Geol. Soc. Sp. Publ., Geological Society of London, 59, pp. 265-271.

Clayton, C. J., Lines, M. D. & Hay, S. J. (1991). Leakage and seepage, an explorer's guide: Bp internal report. *Robertson Research International*, 65 p.

Connors, K., Pryer, L., Mcwhorter, R. & Torguson, B. (2012). Basement influence within the Lusitanian Basin. *Third Central & North Atlantic Conjugate Margins Conference*, Trinity College, Abstracts, pp. 31-32.

Cunha, P. P. (1992). Estratigrafia e sedimentologia dos depósitos de Cretácico superior e Terciário de Portugal Central, a Leste de Coimbra. *Tese Doutorado – Centro Geociências Universidade Coimbra*, 262 p.

Cunha, P. P. & Reis, R. P. (1995). Cretaceous sedimentar and tectonic evolution of the northern sector of the Lusitanian Basin (Portugal). *Cretaceous Research*, 16, pp. 155-170.

Dean, S. M., Minshull, T. A., Whitmarsh, R. B & Louden, K. E. (2000). Deep-structure of the ocean-continent transition in the southern Iberia Abyssal Plain from seismic refraction profiles: the IAM-9 transect at 40°20'N. *Journal of Geophysical Research B*, 105 (3), pp. 5859-5886.

Demaison, G. & Huizinga, B. J. (1991). *Genetic classification of petroleum systems*. American Association Petroleum Geologists Bulletin, 75 (10), pp. 1626-1643.

Dewey, J. F., Helman, M. L., Turco, E., Hutton, D. H. & Knott, S. D. (1989). Kinematics of the Western Mediterranean. In: Coward, M. P., Dietrich, D. & Park, R. G. (Eds.) *Alpine Tectonics*. Geological Society. Spec. Publ., 45, pp. 265-283

Dias, R. & Ribeiro, A. (1995). The Ibero-Armorican Arc: a collisional effect against an irregular continent?. *Tectonophysics*, 246, pp. 113-128.

Dias, A. J. G. (2005). Reavaliação do potencial petrolífero do onshore da Bacia Lusitânica, Portugal. *Tese de Doutorado (não publicada)*, Departamento de Geologia, Faculdade de Ciências, Universidade do Porto.

Dinis, J. L & Trincão, P. (1995). Recognition and stratigraphical significance of the Aptian unconformity in the Lusitanian Basin, Portugal. *Cretaceous Research*, 16, pp. 171-186.

Dinis, J. L., Rey, J., Cunha, P. P., Callapez, P. & Pena dos Reis, R. (2008). Stratigraphy and allogenic controls of the western Portugal Cretaceous: an updated synthesis. *Cretaceous Research*, 29 (5-6), pp. 772-780.

Downey, M. W. (1994). Hydrocarbon Seal Rocks. *In*: Magoon, L. B. & Dow, W. G. (Eds.), *The petroleum system – from source to trap*. American Association Petroleum Geologists Memoir, 60, pp. 159-163.

Duarte, L. V. & Soares, A. F. (2002). Litoestratigrafia das séries margo-calcárias do Jurássico Inferior da Bacia Lusitânica (Portugal). *Comunicação do Instituto Geológico e Mineiro*, 89, pp. 135-154.

Duarte, L. V. (2004). The Upper Sinemurian – Upper Toarcian sucession in the Peninsula peninsula: lithostratigraohy and Sequence Stratigraphy. *In*: Duarte, L. V. & Henriques, M. H. (Eds.). *Carboniferous and Jurassic carbonate platforms of Iberia*, pp. 58-60.

Farias, P. R. C. (2007). Geologia do Petróleo. Texto didáctico da disciplina “A indústria do petróleo e gás”. *Departamento de Geologia, Universidade federal do Rio Grande do Norte*.

Ford, D & Golonka, J. (2003). Phanerozoic paleogeography, paleoenvironment and lithofacies maps of the circum-Atlantic margins. *Marine and Petroleum Geology*, 20, pp. 249-285.

Garcia, A. J. V. (2007). Reservatórios de Hidrocarbonetos na Bacia Lusitânica, Portugal – intervalos potenciais. *In*: Pena dos Reis, R.& Pimentel, N. (Eds.): *II Curso de Campo na Bacia Lusitânica*. IPN/ FFCUL/ Petrobras: pp. 20-40

Groupe Galice (1979). The continental margin off Galicia and Portugal: acoustical stratigraphy, dredge stratigraphy, and structural evolution. *Deep-Sea Drilling Project Preliminary Reports, Washington (U. S. Government Printing Office)*, 47, pp. 663-662.

Haq, B. U., Hardenbol, J. & Vail, P.R. (1988). Mesozoic and Cenozoic chronostratigraphy and cycles of sea-leves changes. *In*: Wilgues, C. K., Hastings, B. S., Kendall, G. C., Posamentier, H. W., Ross, C. A. & Van Wagoner, J.C. (Eds.): *Sea-*

level Changes: An Integrated Approach. Society for Sedimentary Geology Sp. Publ. 42. pp. 41-108.

Jarvie, D. M. (1991). Total Organic Carbon (TOC) Analysis. *American Association Petroleum Geologists, Special Volumes*, pp. 113-118.

Kullberg, M. C. & Kullberg, J. C. (2000). Interpretação tectónica de um conjunto de lineamentos WNW-ESE observados em imagens LANDSAT da Margem Oeste Ibérica. *Memórias de Geociências Museu Nacional de História Natural da Universidade de Lisboa*, 2, pp. 25-101.

Kullberg, J. C. R. (2000). Evolução tectónica Mesozóica da Bacia Lusitânica. *Tese doutoramento (não publicada), Universidade Nova de Lisboa*, 290 p.

Kullberg, J. C., Rocha, R. B., Soares, A. F., Rey, J., Terrinha, P., Azerêdo, A. C., Callapez, P., Duarte, L. V., Kullberg, M. C., Martins, L., Miranda, J. R., Alves, C., Mata, J., Madeira, J., Mateus, O., Moreira, M. & Nogueira, C. R. (2013). A Bacia Lusitaniana: Estratigrafia, Paleogeografia e Tectónica. *In: Dias, R., Araújo, A., Terrinha, P. & Kullberg, J. C. (Eds.), Geologia de Portugal - Geologia Meso-cenozóica de Portugal*. Escolar Editora, pp. 195-347

Kvenvolden, K. A & Cooper, C. K. (2003). Natural seepage of crude oil into the marine environment. *Geo-Marine Letters*, 23, pp. 140-146.

Landim, P. M. B. & Corsi, A. C. (2001). Cálculo de superfícies de tendência, por regressão polinomial, pelo SURFER. Texto didáctico. *Departamento de Geologia Aplicada – IGCE. UNESP/ campus de Rio Claro*.

Lehr, W. J. (2010). Review of modeling procedures for oil spill weathering behavior. Comunicação pessoal.

Leinfelder, R. R. & Wilson, R. C. L. (1989). Seismic and sedimentologic features of Oxfordian-Kimmeridgian syn-rift sediments on the eastern margin of the Lusitanian Basin. *Geologische Rundschau*, 78 (1), pp. 81-104.

Leinfelder, R. R. (1993). A sequence stratigraphic approach to the Upper Jurassic mixed carbonate-siliciclastic succession of the Central Lusitanian Basin, Portugal. *Profil*, 5, pp. 119-140.

Lister, G. S., Etheridge, M. A. & Symonds, P. A. (1986). Detachment faulting and the evolution of passive continental margins. *Geology*, 14, pp. 246-250.

Lu, J., Lim, H., Liew, S. C., Bao, M. & Kwoh, L. K. (1999). Ocean oil pollution mapping with ERS synthetic aperture radar imagery. *Proc. IGARSS'99*, 1, pp. 212-214.

Lu, J. (2003). Marine oil spill detection, statistics and mapping with ERS SAR imagery in south-east Asia. *International Journal of Remote Sensing*, 24 (1), pp. 3013-3032

Main, I. G, Bell, A. F, Meredith, P. G., Geiger, S. & Touati, S. (2011). The dilatancy-diffusion hypothesis and earthquake predictability. *Geological Society*, 367, pp. 215-230.

Malod, J. A. & Mauffret, A. (1990). Iberian plate motions during the Mesozoic. *Tectonophysics*, 184, pp. 261-278

Magoon, L. B. (1988). The Petroleum System – A Classification Scheme for Research, Exploration, and Resource Assessment. In: Magoon, L. B. (Ed.): *Petroleum Systems of United States*. United States Government Printing Office. Washington.

Magoon, L. B. (1992). The Petroleum System – A Classification Scheme for Research, Exploration, and Resource Assessment. In: Magoon, L. B. (Ed.): *Petroleum Systems of the United States*, United States Government Printing Office. Washington.

Magoon, L. B. & Dow, W. G. (1994). The petroleum system. In: Magoon, L. B. & Dow, W. G. (Eds.): *The petroleum system – from source to trap*. American Association of Petroleum Geologists Memoir, 60, pp. 3-24.

Matos, V. G. A. E., Filho, J. G. M., Pena dos Reis, R. P. B., Pimentel, N. L. & Spigolon, A. L. D. (2011). Estudos de palinofácies e fácies orgânica de uma sequência sedimentar do Jurássico Inferior da Bacia Lusitânica. *Boletim de Geociências Petrobras*, 19 (1/2), pp. 163-186.

Mayr, A (2012). Preliminary Data Report: Petrobras Portugal Offshore – Peniche Deep Water Block (Relatório não publicado). *GORESM Survey for Exploration*

Mitchum Jr, R. M., Vail, P. R. & Sangree, J. B. (1977). Seismic stratigraphy and Global Changes of Sea level, Part 6: Stratigraphy interpretation of seismic reflection patterns in depositional sequences. *American Association of Petroleum Geologists*, Tulsa.

Mitchum Jr, R. M., Vail, P. R., Van Wagoner, J. C. & Posamentier, H. W. (1987). Key definitions of sequence stratigraphy. *In: Bally, A. W. (Ed.), Atlas of Seismic Stratigraphy – Volume 1*, American Association of Petroleum Geologists.

Moore, J. C. (1999). Fluid seeps at continental margins. *Margins Newsletters*, 4, pp. 12-14

Morse, D. G. (1994). Siliciclastic Reservoir Rocks. *In: Magoon, L. B. & Dow, W. G. (Eds.), The petroleum system – from source to trap*. American Association of Petroleum Geologists Memoir, 60, pp. 121-140.

Mouterde, R., Ramalho, M., Rocha, R. B., Ruget, C. & Tintant, H. (1972). Le Jurassique du Portugal. Esquisse stratigraphique et zonale. *Boletim da Sociedade Geológica de Portugal* 18 (1), pp. 73-104

Nur, A. (1975). A note on the Constitutive Law for Dilatancy. *Pure and Applied Geophysics*, Springer, 113, pp. 197-206.

Oliveira, J. T. & Wagner Genthis, C. (1983). The Mértola and Mira formations boundary between Doguedo and Almada do Ouro, marine carboniferous of South Portugal. *In: Lemos de Sousa, M. J. (Ed.): Contributions to the Carboniferous Geology and Paleontology of the Iberian Peninsula*. Universidade do Porto, Faculdade de Ciências, Mineralogia e Geologia, Porto, pp. 1-39.

Oliveira, J. T., Relvas, J. M. R. S., Pereira, Z., Matos, J. X., Rosa, C. J., Munhá, J. M., Jorge, R. C. G. S. & Pinto, A. M. M. (2006). O Complexo Vulcano-Sedimentar da Faixa Piritosa: Estratigrafia, Vulcanismo, Mineralizações Associadas e Evolução Tectono-Estratigráfica no Contexto da Zona Sul Portuguesa. *In: Dias, R., Araújo, A.,*

Terrinha, P. & Kullberg, J. C. (Eds.) *Geologia de Portugal no Contexto da Ibéria*, Universidade de Évora, Évora, pp. 207-245.

Oliveira, L. C. V., Rodrigues, R., Duarte, L. V. & Lemos, V. B. (2006). Avaliação do potencial gerador de petróleo e interpretação paleoambiental com base em biomarcadores e isótopos estáveis de carbono da seção Pliensbaquiano – Toarciano inferior (Jurássico Inferior) da região de Peniche (Bacia Lusitânica, Portugal). *Boletim de Geociências da Petrobras*, 14 (2), pp. 207-234

Palain, C. (1976). Une série détritique terrigène. Les «Grès de Silves»: Trias et Lias inférieur du Portugal. *Memórias Serviços Geológicos de Portugal*, N. S. 25. 377 p.

Palain, C. (1979). Connaissances stratigraphiques sur la base du Mésozoïque portugais. *Ciências da Terra*, Universidade Nova Lisboa, 5, pp.11-28

Pena dos Reis, R. P. B. (1983). A sedimentologia de depósitos continentais. Dois exemplos do Cretácico Superior-Miocénico de Portugal. *Tese de Doutoramento (não publicada)*, Universidade de Coimbra

Pena dos Reis, R (2000). Morfologias de talude instável em contexto de rifting. Exemplo do Jurássico superior da Bacia Lusitânica. *Ciências da Terra (UNL)*, 5, pp. 65-68.

Pena dos Reis, R. & Pimentel, N. L. (2010). Sistemas Petrolíferos no on-shore da Bacia Lusitânica – Uma visão geológica integradora. *In: Cotelo Neiva, J. M., Noronha, F., Ramalho, M., Ribeiro, A. & Victor, M. (Eds.), Ciências Geológicas - Ensino, Investigação e sua História, II.* Associação Portuguesa de Geólogos, pp. 143-156.

Pena dos Reis, R., Pimentel, N. (2010). *IV Curso de Campo na Bacia Lusitânica (Portugal), Roteiro.* Coimbra, 2010

Pena dos Reis, R, Pimentel, N. & Garcia, A. (2011). A Bacia Lusitânica (Portugal): Análise estratigráfica e evolução geodinâmica. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 19 (1/2), pp. 23-52.

Pena dos Reis, R. & Pimentel, N. (2013). Relatório do projecto SAGRES - “Registro Tectono-Sedimentar e Evolução Geodinâmica da Bacia Lusitânica e da Margem Oeste Ibérica”, Petrobras (Cenpes) / IPN / FFCUL, 17p. + 6 Anexos (não publicado).

Perrodon, A. (1992). Petroleum systems: Models and applications. *Journal of Petroleum Geology*, 15 (3), pp. 319-326

Peters, K. E. & Cassa, M. R. (1994). Applied Source Rock Geochemistry. In: Magoon, L. B. & Dow, W. G. (Eds.). *The petroleum system – from source to trap*. American Association of Petroleum Geologists Memoir, 60, pp. 93-120.

Pinheiro, L. M., Whitmarsh, R. B. & Miles, P. R. (1992). The ocean-continent boundary off the western continental margin of Iberia, II: Crustal structure in the Tagus Abyssal Plain. *Geophysical Journal International*, 109 (1), pp. 106-124.

Pinheiro, L. M., Wilson, R. C. L., Reis, R. P., Whitmarsh, R. B. & Ribeiro, A. (1996). The western Iberia margin: a geophysical and geological overview. In: Whitmarsh, R. B., Sawyer, D. S., Klaus, A. & Masson, D. G. (Eds.). *Proc. Ocean Drilling Program Sc. Res.*, 149, pp.3- 23.

Quigley, D. C., Hornafius, J. S., Luyendyk, B. P., Clark, J. & Washburn, L. (1999). Decrease in natural marine hydrocarbon seepage near Coal Oil Point, California, associated with offshore oil production. *Geology*, 27, pp. 1047-1050.

Rasmussen, E. S., Lomholt, S., Andersen, C. & Vejbæk O. V. (1998). Aspects of the structural evolution of the Lusitanian Basin in Portugal and the shelf and slope area offshore Portugal. *Tectonophysics*, 300, pp. 199-225.

Reston, T. J. (2005). Polyphase faulting during the development of the west Galicia rifted margin. *Earth and Planetary Science Letters*, 237 (3-4), pp. 561-576.

Rey, J. (1992). Les unités lithostratigraphiques du Crétacé inférieur de la de la région de Lisbonne. *Comunicações dos Serviços Geológicos de Portugal*, 78 (2), pp. 103-124.

Rey, J. (1999). Lower Cretaceous Depositional Sequences in the Cascais Area. *European Palaeont. Assoc. Workshop, Field trip A*, 57 p., Lisboa

Rey, J. (2006). Stratigraphie sequentielle et séquences de dépôt dans de Crétacé inférieur du Bassin Lusitanien. *Ciências Terra (UNL) esp.*, 6, pp. 1-120.

Ribeiro, A., Antunes, M. T., Ferreira, M. P., Rocha, R. B., Soares, A. F., Zbyszewski, G., Almeida, F. M., Carvalho, D. & Monteiro, J. H. (1979). Introduction à la Géologie generale du Portugal. *Serviços Geológicos de Portugal*. 114 p.

Ribeiro, A., Cabral, J., Baptista, R. & Matias, L. (1996). Stress Patterns in Portugal Mainland and the adjacente region, West Iberia. *Tectonics*, 15 (2), pp. 641-659.

Ribeiro, A. (2002). Soft plate and impact tectonics. *Springer-Verlag*, 324 p.

Ribeiro, A. (2006). A Evolução Geodinâmica de Portugal. In: Dias, R., Araújo, A., Terrinha, P. & Kullberg, J. C. (Eds.), *Geologia de Portugal no contexto da Ibérica*. pp. 1-27.

Ribeiro, A. K. (1990). A review of Alpine tectonics in Portugal: Foreland detachment in basement and cover rocks. *Tectonophysics*, 184, pp. 357–366.

Rosa, A. J., Carvalho, R. S & Xavier, J. A. D. (2006). *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. Editora Interciência. Rio de Janeiro, pp. 91-175.

Rocha, R. B. (1976). Estudo estratigráfico e paleontológico do Jurássico do Algarve ocidental. *Ciência Terra (UNL)*, 2, pp. 1-178

Rocha, R. B., Manuppella, G., Mouterde, R., Ruget, C. & Zbyszewski, G. (1981). Carta Geológica de Portugal na escala de 1/50000. Notícia explicativa da folha 19-C, Figueira da Foz. *Serviços Geológicos de Portugal*, 1-126, Lisboa.

Rocha, R. B., Mouterde, R., Soares, A. F. & Elmi, S. (1987). Excursion A-Biostratigraphie et évolution séquentielle du Bassin au Nord du tague au cours du Lias et du Dogger. *2nd International Symposium Jurassic. Stratigraphic*, Lisboa, pp 1-84.

Rocha, R. B., Marques, B. L., Kullberg, J. C., Caetano, P. C., Lopes, C., Soares, A. F., Duarte, L. V., Marques, J. F. & Gomes, C. R. (1996). The 1st and 2nd rifting phases

of the Lusitanian Basin: stratigraphy, sequence analysis and sedimentary evolution. *Final Report C. E. C. Proj. MILUPOBAS*, 4 vol., Lisboa

Salisbury, J. W., D’Aria, D. M. & Sabins, F. F. (1993). Thermal Infrared Remote Sensing of Crude Oil Slicks. *Remote Sensing of Environment*, 45, pp: 225-231.

Scholz, C. H. (1988). Mechanisms of Seismic Quiescences. *Pure and Applied geophysics*, 126, pp. 701-718

Scholz, C. H., Sykes, L. R. & Aggarwal, Y. P. (1973). Earthquake prediction: a physical basis. *Science*, 181, pp. 803-809.

Seifert, H. (1963). Beiträge zur geologie der Serra da Arrábida in Portugal. *Geol. Jahrb.*, 81, pp. 277-344.

Selley, R. C. (1998). *Elements of Petroleum Geology*. 2nd ed., Academic Press.

Severiano Ribeiro, H. J. (2001). Estratigrafia de Sequências - Fundamentos e aplicações. *São Leopoldo: UNISINOS*.

Silva, R. L., Duarte, L. V., Mendonça Filho, J. G. & Azerêdo, A. C. (2010). Contrasts between the two main Jurassic source rocks in the western margin of the Lusitanian Basin (Portugal). *II Central & North Atlantic Conjugate Margins Conference – Re-Discovering the Atlantic, New winds for an old sea*, pp. 261-265.

Soares, A. F., Marques, J. F. & Rocha, R. B. (1985). Contribuição para o conhecimento geológico de Coimbra. *Memórias e Notícias*, 100, pp. 41-71.

Soares, A. F., Rocha, R. B., Elmi, S., Henriques, M. H., Mouterde, R., Almeras, Y., Ruget, C.; Marques, J., Duarte, L. V., Carapito, M. C. & Kullberg, J. (1993). Le sous-bassin nord-lusitanien (Portugal) du Trias au Jurassique moyen: histoire d’un “rift avorté”. *C. R. Acad. Sci. Paris II*, 317, pp. 1659-1666.

Soares, A. F., Marques, J. F. & Callapez, P. (2010). O Grupo de Silves (Coimbra-Penela). *In: Neiva, J. M. C., Ribeiro, A., Victor, L. M., Noronha, F. & Ramalho, M. M.*

(Eds.): *Ciências geológicas – Ensino, Investigação e sua História*. Associação Portuguesa de Geólogos e Sociedade Geológica de Portugal, pp. 397-404.

Spigolon, A. L. D., Pena dos Reis, R. P. B., Pimentel, N. L. & Matos, V. G. A. E. (2011). Geoquímica orgânica de rochas potencialmente geradoras de petróleo no contexto evolutivo da Bacia Lusitânica, Portugal. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 19(1/2), pp. 131-162.

Terrinha, P., Ribeiro, C., Kullberg, J. C., Lopes, C., Rocha, R. & Ribeiro, A. (2002). Short-lived compressive episodes during Mesozoic rift tectonics in the Algarve Basin, South Portugal: the cause of interruption of marine communication around the SW corner of Iberia in the Jurassic. *J. Geology* 110 (1), pp. 101-113.

Uphoff, T. L. (2005). Subsalt (pre-Jurassic) exploration play in the northern Lusitanian. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 89 (6), pp. 699-714.

U. S. Energy Information Administration. Consultado a 11 de Julho de 2014. <http://www.eia.gov/countries/index.cfm?view=production>

Vail, P. R., Todd, R. G. & Sangree, J. B. (1977). Seismic stratigraphy and Global Changes of Sea level, Part 5: Chronostratigraphy Significance of Seismic Reflections. *In: Payton, C. E. (Ed.); Seismic stratigraphy - Applications to Hydrocarbon Exploration*. American Association of Petroleum Geologists, pp. 99-116.

Van der Meer, F., Van Dijk, P., Van der Werff, H. & Yang, H. (2002). Remote sensing and petroleum seepage: a review and case study. *Terra Nova*, 14, (1), pp. 1-17

Watkinson, M. (1989). Triassic to Middle Jurassic sequences from the Lusitanian Basin Portugal, and their equivalents in other North Atlantic margin basins. *Tese, Open University*, 360 p., Milton Keynes.

Whelan, J. K. (2000). Buried treasure: recharging oil and gas reservoirs in the Gulf of Mexico. *Geotimes*, pp. 14-18

Wilson, R. C. L., Hiscott, R. N., Willis, M. G. & Gradstein, F. M. (1989). The Lusitanian Basin of West Central Portugal: Mesozoic and Tertiary Tectonic, Stratigraphic, and Subsidence History. *In: Tankard, A. J. & Balkwill, H. (Eds.):*

Extensional tectonics and stratigraphy of the North Atlantic margins. American Association of Petroleum Geologists *Memoir*, 46, pp. 341-361

Wilson, R. D., Monaghan, P. H., Osanik, A., Price, L. C. & Rogers, M.A (1973). Estimate of annual input of petroleum to the marine environment from natural marine seepage. *Trans Gulf Coast Assoc. Geol. Soc.*, 23, pp. 182-193

Wilson, R. D., Monaghan, P. H., Osanik, A. Price, L. C. & Rogers, M. A. (1974). Natural marine oil seepage. *Science*, 184, pp. 857-865

Wright, V. P. & Wilson, R. C. L. (1984). A carbonate submarine-fan sequence from the Jurassic of Portugal. *Journ. Sed. Petrol.*, 54 (2), pp. 394-412.

Zatyagalova, V. V., Ivanov, A. Y. & Golubov, B. N. (2007). Application of Envisat Sar Imagery For Mapping And Estimation Of Natural Oil Seeps In The South Caspian Sea. *Envisat Symposium*