

**Estudo do Potencial Petrolífero de uma Região no *Onshore* da
Bacia Lusitânica: Sub-bacia Arruda, Vale da Abadia, Anticlinal de
Montejunto**

Pedro Miguel Paiva Trancho Correia Pires

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em

Engenharia de Petróleos

Orientador: Prof./Dr. Leonardo Azevedo Guerra Raposo Pereira

Júri

Presidente do Júri: Prof^a./Dr^a. Maria João Correia Colunas Pereira

Vogais: Prof./Dr. Leonardo Azevedo Guerra Raposo Pereira

Eng.^o Dario Sergio Cersósimo

Outubro de 2016

Agradecimentos

Gostaria de expressar o meu agradecimento a todos os que me apoiaram na realização desta dissertação:

À ENMC/UPEP, por ter disponibilizado os dados tão necessários ao desenvolvimento do presente estudo, em especial ao Presidente desta entidade, Sr. Dr. Paulo Carmona, pela abertura e apoio a este desafio, e ao coordenador da UPEP, Dr. José Miguel Martins, pelo apoio e disponibilidade demonstrada.

O meu especial agradecimento aos meus professores do Instituto Superior Técnico, que durante o desenvolvimento da dissertação, sempre me receberam com todo o apoio, disponibilidade e simpatia: ao Prof./Dr. Amílcar Soares, à Prof./Dr.^a Maria João Pereira e ao Prof./Dr. Leonardo Azevedo.

Um sentido agradecimento aos meus pais, irmão, amigos e familiares, sem a paciência e apoio dos quais esta aventura não teria sido tão especial, ou sequer possível. Aproveito esta oportunidade para agradecer de igual forma todo o apoio e amor incondicional, recebido ao longo da vida.

Resumo

Os reservatórios petrolíferos correspondem, normalmente, a áreas muito extensas e geologicamente complexas, sendo a sua análise de difícil compreensão e envolvendo o seu estudo elevados custos e tempo. Nas fases iniciais de caracterização e avaliação, são desenvolvidos estudos de carácter regional onde, através do máximo de informação disponível à data, normalmente dados de reflexão sísmica, se tenta desenvolver o modelo geológico de uma determinada bacia sedimentar ou prospeito. Todos os dados existentes, de poços, de afloramentos, geofísicos ou até de estudos de outras áreas, por analogia, podem dar informações preciosas para a compreensão da evolução geológica e identificação de áreas com a possibilidade de existência de acumulações de hidrocarbonetos. A Bacia Lusitânica é uma zona de elevada complexidade geológica, sendo também uma das bacias com mais informação do país e que mais interesse tem despoletado ao longo dos tempos. Com a disponibilização, para efeitos deste estudo, dos dados de uma aquisição sísmica 3D recente, adquirida em 2010 pela Mohave Oil & Gas Corporation (Mohave), na área de Montejunto, pretende-se correlacionar a alta resolução lateral que esta sísmica proporciona com a mais detalhada informação e resolução vertical obtida através dos dados das sondagens de pesquisa já executadas nesta área. Este estudo pretende também contribuir para uma revisão do estudo desta área, de forma a que possa servir de ponto de partida para a realização de outros trabalhos, no futuro, ou da própria reformulação e evolução deste, com a integração de novos dados ou formulação de novas hipóteses, e assim contribuir para o melhor estudo dos nossos recursos, para a área da sondagem Benfeito-1, Montejunto e Vale da Abadia, Bacia Lusitânica, Portugal.

Palavras-chave

Caracterização de reservatórios, Interpretação sísmica, Integração de informação, Avaliação do potencial petrolífero, Benfeito-1, Dados sísmicos 3D, Montejunto, Bacia Lusitânica, Portugal.

Abstract

Hydrocarbon reservoirs are, normally, associated to large geologically complex areas. Its identification and characterization is difficult, costly and time consuming. At early stages of exploration and characterization studies of regional scope, as the interpretation of the available data, normally seismic reflection data, allows the development of a geological model for a specific sedimentary basin, or prospect. All the available data: composed by exploration wells, outcrops, geophysical data, or even studies of other areas with similar geological background, may provide, through analogy, valuable information to understand the geological evolution and identify areas likely of accumulating hydrocarbons. The Lusitanian basin is a highly geologically complex region, but is also one of the Portuguese basins with more information and which has triggered more interest over the years. With the provision, for this study, of the data of a recent 3D seismic acquisition, executed by Mohave (2010) in the Montejunto area, it is the purpose of this work to map the top of the main geological units resorting on the information provided by the lateral high lateral resolution of this seismic data, with the more detailed information and vertical resolution obtained through the data of exploration wells already executed in this region. This study intends to contribute to a revision of a specific onshore region within the Lusitanian Basin, serving as a departure point to future studies, or the reformulation and evolution of this one, with the integration of new data or the formulation of new hypothesis, and thus contribute to better understand the petroleum potential in the Abadia Valley, Montejunto Anticline region including the area where the exploration well Benfeito-1 was drilled, Lusitanian Basin Portugal.

Key-words

Reservoir Characterization, Seismic Interpretation, Information Integration, Potential Hydrocarbon Evaluation, Benfeito-1, 3D Seismic Data, Montejunto, Lusitanian Basin, Portugal

ÍNDICE

1	Introdução	1
1.1	Âmbito.....	1
1.2	Objetivo.....	1
1.3	Organização da Dissertação	2
2	Evolução Histórica da Prospeção de Hidrocarbonetos em Portugal	4
3	Bacia Lusitânica	21
3.1	Enquadramento Geológico	22
3.2	Evolução Tecno-Estratigráfica.....	24
3.3	Diapirismo na Bacia Lusitânica	31
3.4	Sistemas Petrolíferos	33
3.4.1	Evidências de um Sistema Petrolífero ativo na Bacia sedimentar Lusitânica.	34
3.4.2	Identificação dos Sistemas Petrolíferos	36
3.4.3	Principais Rochas geradoras	40
3.4.4	Rochas reservatório e Rochas selantes	45
3.4.5	Armadilhas	47
4	Caso de Estudo.....	51
4.1	Região de Interesse	51
4.2	Dados Utilizados.....	52
4.3	Interpretação Sísmica.....	57
4.4	Armadilhas e prospectos.....	70
5	Notas Finais	74
5.1	Conclusões	75
5.2	Próximos Estudos.....	76
6	Referências Bibliográficas.....	78

Lista de Figuras

- Figura 1 – Localização das primeiras ocorrências de petróleo (meados Séc. XIX) (Macieira, 1948). ... 4
- Figura 2 – Atividade na área de Torres Vedras (primeira fase Sondagem TV-1), vista de Este. (1939) (DGE 2011). 5
- Figura 3 – Abertura do *offshore* - Localização das áreas definidas para apresentação de propostas (1969) (DGE 2011). (2) – Mapa das concessões resultantes do convite realizado às empresas em março de 1969. Operadores *Offshore*: Shell, Sun, Esso, Challenger, Chevron. Operadores *Onshore*: Petrogal e Sceptre..... 6
- Figura 4 – Imagem da plataforma utilizada na perfuração da sondagem Moreia-1 (SUN, 1974) 7
- Figura 5 – Imagem da plataforma utilizada na perfuração da sondagem Benfeito-1 (Petrogal, 1982)... 8
- Figura 6 – Pesquisa em Portugal - Mapa com a localização e interesse das operadoras nas décadas de 70, 80 e 90. (Operadoras: Shell, Sun, Challenger, Chevron, Texaco, Esso, Sceptre, Petrogal, Salém, Pecten, Union Texas, Eurafrep, Marinex, Neste, Taurus, Mohave e C. Dodge)..... 9
- Figura 7 – Quadro ilustrativo das concessões atribuídas atualmente (Azul - *offshore*; Amarelo – *onshore*). 11
- Figura 8 – Imagem da embarcação que realizou a aquisição sísmica em 2015, na concessão Camarão. (Imagem ENMC- embarcação da empresa de aquisição e processamento de dados de reflexão sísmica, CGG)..... 12
- Figura 9 – Situação das concessões atuais: Repsol*/Kosmos/Galp/Partex: 4 Concessões no *deep offshore*; Eni*/Galp: 3 Concessões no *deep offshore*; Repsol*/Partex: 4 Concessões no *deep offshore*; Portfuel: 2 Concessões *onshore*; Australis: 2 Concessões *onshore*. (* indica a companhia Operadora). 13
- Figura 10 – Tabela com os poços mais importantes da Bacia Lusitânica, evidenciando a presença de óleo e gás. (UPEP, 2015). 14
- Figura 11 – Mapa com a localização das sondagens mais recentes e de que há registo executadas até à data - 175 sondagens (apenas 81 com mais de 500 m); 117 com indícios de óleo/gás (destas, 27 com produção em testes) (UPEP 2015). 15
- Figura 12 – Mapa com indicação dos trabalhos efetuados até à data (2016) ao abrigo dos contratos de concessão ou anteriores) (UPEP 2015)..... 16
- Figura 13 – Tabela com informação de todas as sondagens efetuadas no *offshore* da Bacia Lusitânica (14 sondagens). 17
- Figura 14 – Tabela com a implantação de algumas das sondagens *offshore* já efetuadas no passado e a localização aproximada das propostas realizar em 2016 (pelos Consórcios Eni/Galp e Repsol/Partex) (UPEP 2015). 18
- Figura 15 – Quadro indicativo do interesse dos Operadores, com a evolução das sondagens efetuadas ao longo dos anos, em Portugal. 19

Figura 16 – Quadro indicativo com a evolução da aquisição sísmica 2D em Portugal ao longo dos anos, em Portugal.	20
Figura 17 – Quadro com a descrição das campanhas de aquisição sísmica 3D efetuadas em Portugal.	20
Figura 18 - Mapa geológico de Portugal à escala de 1:1 000 000 com a Bacia Lusitânica representada pela linha vermelha. Mapa georreferenciado produzido através do software Arcgis.	21
Figura 19 – Esquema representativo dos limites da Bacia Lusitânica e as falhas controladoras da sua evolução durante o Jurássico. Divisão dos sectores: 1 – Rocha & Soares (1984); 2 – Ribeiro et al (1996) (Kullberg et al., 2006).	22
Figura 20 – Modelo tridimensional do soco da Bacia Lusitânica, mostrando a interligação de falhas extensionais N-S e NE-SW e as de direção E-W a ENE-WSW; O modelo representa esquematicamente a geometria do soco no final da evolução da bacia (adaptado de Ribeiro et al., 1996 em Kullberg et al., 2006).	23
Figura 21 – Corte representativo do perfil lito-estratigráfico da Bacia Lusitânica com implantação de algumas sondagens de pesquisa (localização entre a Falha de Porto-Tomar e o Horst das Berlengas).	23
Figura 22 – Esquema simplificado da Litoestratigrafia da Bacia Lusitânica (adaptado de Azerêdo et al, 2003), com a indicação da relação entre eventos sedimentares, tectónicos e magmáticos de sin-rift (Kullberg, 2006).	27
Figura 23 – Reconstrução Paleo-tectónica do Atlântico Central e Norte em três intervalos relacionados com a fragmentação continental e conseqüente oceanização, por sectores, entre a sub-placa ibérica e a placa norte-americana, A) pré-oceanização do Atlântico Norte; B). Primeira rotura continental num segmento a sul da Falha da Nazaré (Aptiano Sup.); C) oceanização completa do segmento ibérico do Atlântico Norte (Albiano). BJA- Bacia de Jeanne d’Arc; BL- Bacia Lusitânica; BO- Bacia de Orpheus; BW- Bacia de Wales; CMO Crista Média Oceânica; FN- Falha da Nazaré; PAT- Planície Abissal do Tejo; S.N.- Sector Norte (Driscoll <i>et al.</i> , 1995, Kullberg, 2000).	25
Figura 24 – Localização das diferentes bacias sedimentares formadas pelo <i>Rifting</i> e aumento do fundo marinho, que se iniciou no Triásico superior, levando à abertura do Oceano Atlântico (in N. Pimentel, 2014, modificado de Tankard e Balkwill, 1989; Decourt <i>et al.</i> , 2000, entre outros).	26
Figura 25 – Quadro Litostratigráfico da Bacia Lusitânica com a indicação das diferentes formações consideradas, esquemas evolutivos e sequencialidade (adaptado de Pena dos Reis et al, 2010).	29
Figura 26 – perfis estruturais esquemáticos da evolução da Bacia Lusitânica (adaptado de Pena dos Reis et al, 2010).	30
Figura 27 – Localização de diapiros e outras estruturas na área geográfica da Bacia. Legenda: B - Bolhos; CR - Caldas da Rainha; L - Leiria; M - Matacães; MR - Monte Real; PM-RM – Porto de Mós-Rio Maior; PN - Pinhal Novo; S - Soure; SC- Santa Cruz; SPM - S. Pedro de Moel; V – Vimeiro; CSBV - cavalgamento de Serra da Boa Viagem; FN - falha de Nazaré; FSPN – falha de Setúbal-Pinhal Novo; FTV - falha de Torres Vedras; Mt - pop-up de Montejunto. (Adaptado de Ribeiro <i>et al.</i> , 1996).	32

Figura 28 – Imagem ilustrativa de alguns dos poços com indícios mais significativos, localizados ao longo da Bacia Lusitânica, quer <i>onshore</i> (Benfeito-1) como <i>offshore</i> (14A-1 e Moreia-1) (UPEP 2015).	35
Figura 30 – Mapa com a localização de alguns dos poços, com indícios mais significativos da Bacia Lusitânica., quer <i>onshore</i> (Benfeito-1) como <i>offshore</i> (14A-1 e Moreia-1) (UPEP 2015).	35
Figura 30 – Tabela com indicação dos eventos críticos relativos à Bacia Lusitânica (N. Pimentel & R. Pena dos Reis, 2016).	37
Figura 31 – Quadro esquemático da Litoestratigrafia e Sistemas Petrolíferos existentes em Portugal com indicação do momento crítico e diferentes rochas geradoras, reservatório, selo, período de formação das armadilhas e da possível migração (adaptação com base em Azerêdo <i>et al.</i> , 2003).	38
Figura 32 – Sinopse estratigráfica da bacia Lusitânica com indicações de possíveis rochas-reservatório e rochas-geradoras (UPEP 2015).	39
Figura 33 – Rochas geradoras, “ <i>black shales</i> ” do Siluriano e Carbonífero (Pimentel & Pena dos Reis, 2014).	40
Figura 34 – Rochas geradoras – Turbiditos ricos em matéria orgânica do Carbonífero superior (localizados no Sudoeste de Portugal, praia da Amoreira). Litologias semelhantes ocorrem na Bacia Lusitânica (Pimentel & Pena dos Reis, 2016).	41
Figura 35 – Avaliação do potencial gerador da secção Silúrico-Pérmico (Paleozóico) da região do bordo Nordeste da Bacia Lusitânica com base no COT, Ro e tipo de matéria orgânica. (Uphoff, 2005; Mohave, 2008).	41
Figura 36 – Intercalações de margas e argilitos negros (ricos em matéria orgânica) nos evaporitos Hetagianos, correspondendo à Formação Dagorda (imagem Pimentel & Pena dos Reis, 2014).	42
Figura 37 – Rochas geradoras, “ <i>black shales</i> ” do Sinemuriano Superior (Polvoeira Member; Duarte and Soares, 2002). Polvoeira, 1.5 km a sul de S. Pedro de Moel (imagem Pimentel & Pena dos Reis, 2016).	43
Figura 38 – Rochas geradoras, margo-calcárias, do Pliesbaquiano, Fm. Vale das Fontes (Duarte & Soares, 2002) (Formação suprajacente à Fm, Coimbra), que afloram na região de Peniche (zona Norte da Bacia). Rochas com potencial de COT até 15% (Oliveira <i>et al.</i> , 2006) (imagem Pimentel & Pena dos Reis, 2014 e 2016).	43
Figura 39 – Rochas geradoras, calcários de ambiente marinho pouco profundos ou lacustres (Pimentel & Pena dos Reis, 2014).	44
Figura 40 – Afloramentos de sedimentos grosseiros, terrígenos e avermelhados da Formação Grés de Silves (Triásico Superior) com moderadas a boas porosidades (imagem UPEP 2015).	45
Figura 41 – Reservatório de sedimentos grosseiros (“ <i>Alluvial Sandstones</i> ”) do Cretácico (Pimentel & Pena dos Reis, 2014).	47
Figura 42 – Mapa esquemático com a indicação representativa do potencial em COT e da sua variação nas formações do Jurássico Inferior (“ <i>Lias</i> ”) (Mohave, 2013). Valores de COT até 5% na generalidade, e até com valores superiores em zonas pontuais.	49

Figura 43 – Tabela com indicação dos eventos críticos relativo a um sistema petrolífero Pré-sal, para o Norte da Bacia Lusitânica (Uphoff, 2005; Mohave, 2008).	50
Figura 44 – Mapa com a localização da região de interesse, identificação das sub-bacias Bombarral, Turcifal e Arruda, principais estruturas e poços de pesquisa (Uphoff, 2010).	51
Figura 45 – Visualização dos dados de aquisição sísmica e diagrfias disponibilizados, através do software Petrel®. (Volume sísmico Montejunto 3D, linhas AR05-80 e AR09-80 e poços AG-2, Lp-2, Bf-1 e Fr-1).	53
Figura 46 – Parâmetros e propriedades do cubo sísmico 3D (Montejunto 3D, adquirido pelo Operador Mohave em 2010 – Visualização através do software Petrel®).	54
Figura 47 – Detalhe da aquisição sísmica 3D de Montejunto, com grande complexidade operacional, realizada em ambiente urbanizado e com grandes áreas de vinhas (diferença entre o planeamento inicial e a campanha de aquisição realizada) – <i>inlines</i> e <i>crosslines</i> indicadas a azul e encarnado (Mohave).	55
Figura 48 – Informação das Sondagens, cujos dados foram disponibilizados para o estudo (UPEP). 55	
Figura 49 – Tabela com a correlação entre a sondagem Benfeito-1 e Freixial-1 e com as cotas dos topos das principais formações intersetadas (Relatório final de sondagem).	56
Figura 50 – Tabela com a correlação tempo/profundidade para a sondagem Freixial-1 (Relatório final de sondagem).	56
Figura 51 – Tabela com a informação recolhida sobre as cotas e espessuras dos topos das principais formações intersetadas (Relatórios finais de sondagem).	57
Figura 52 - Secção geológica esquemática (Relatório do projeto MILUPOBAS, realizado por Tectonics Team-ICTE/GG/Geofcul, 1995).	58
Figura 53 – Imagem da interpretação proposta para a linha sísmica AR9-80, localizada no setor central da Bacia Lusitânica (interpretação adaptada de Rasmussen <i>et al.</i> , 1998 em Pimentel & Pena dos Reis, 2016).	59
Figura 54 – Secção geológica esquemática (e sua secção sísmica) com a distribuição dos <i>plays</i> exploratórios na sub-bacia Arruda (<i>onshore</i> , Bacia Lusitânica Central) (Uphoff <i>et al.</i> , 2002).	60
Figura 55 – Imagem da interpretação proposta para a linha sísmica AR9-80 (2D), localizada no setor central da Bacia Lusitânica.	62
Figura 56– Imagem com a proposta de interpretação da secção sísmica correspondente à Crossline 920 (3D), localizada junto da linha AR9-80, (Escala vertical em <i>twt</i> (ms)).....	63
Figura 57 – Quadro com o resumo da Litoestratigrafia Mesozoica, da zona Sul da Bacia Lusitânica, com indicação dos Horizontes interpretados (organização vertical, topos das Formações: Abadia, Montejunto, Cabaços, Candeeiros/Brenha, Dagorda e Soco) (Adaptado de Alves <i>et al.</i> , 2003)..	63
Figura 58 – Imagem dos dados sísmicos 3D e das linhas 2D, com a respetiva interpretação das falhas, abrangendo a região onde se localizam as sondagens, Bf-1, Lp-2 e Fx-1, e AG-2, intensamente afetada por uma série de falhas.....	66

Figura 59 – Imagem da interpretação proposta por este estudo, para a linha sísmica AR05-80, localizada no setor central da Bacia Lusitânica.	68
Figura 60 – Imagem da secção sísmica (<i>Inline</i> 190) em paralelo com a sua localização espacial, e orientação face ao cubo sísmico, linhas 2D e sondagem Freixial-1. (As linhas a preto correspondem às superfícies criadas, recorrendo-se à interpolação das interpretações para os diferentes horizontes).....	69
Figura 61 – Imagem da secção sísmica (<i>Inline</i> 280) em paralelo com a sua localização espacial, e orientação face ao cubo sísmico, linhas 2D e sondagem Benfeito-1. (As linhas a preto correspondem às superfícies criadas, recorrendo-se à interpolação das interpretações para os diferentes horizontes).....	69
Figura 62 – Imagem da secção sísmica (<i>crossline</i> 900) com a indicação de possíveis zona de interesse para o estudo da acumulação de hidrocarbonetos, nas Formações e sequências do Jurássico médio e superior: Fms. Montejunto, Cabaços Candeeiros, e possivelmente Brenha.	71
Figura 63 – Identificação de possíveis prospektos (identificados com polígono preenchido a encarnado), nas diferentes formações (Brenha, Candeeiros, Cabaços, Montejunto).	71
Figura 64 – Imagem da secção sísmica (<i>crossline</i> 900) com a indicação de possíveis zona de interesse para o estudo da acumulação de hidrocarbonetos (<i>shale gas</i>), na Formação de Brenha.....	72
Figura 65 – Imagem da secção sísmica (<i>crossline</i> 900) com a indicação de possíveis zona de interesse para o estudo da acumulação de hidrocarbonetos, nas Formações e sequências do Jurássico Inferior: Fm. Dagorda e Silves (sistema Pré-sal).	73
Figura 66 - Identificação de possíveis prospektos (identificados com polígono preenchido a encarnado), nas Formações e sequências do Jurássico Inferior: Fm. Dagorda e Silves (sistema Pré-sal).	73
Figura 67 – Imagem da secção sísmica (<i>crossline</i> 900) com a indicação de possíveis zona de interesse para o estudo da acumulação de hidrocarbonetos, nas Formações Paleozoicas..	74
Figura 68 – Identificação de possíveis prospektos (identificados com polígono preenchido a encarnado), nas Formações Paleozóicas.	74
Figura 69 – Imagem esquemática da estratigrafia proposta para a Bacia Lusitânica, para o período Cenozóico (Pena dos Reis <i>et al.</i> , 2011, baseado em Wilson, 1990; Azerêdo <i>et al.</i> 2003; Rey <i>et al.</i> , 2006).	81
Figura 70 – Imagem da superfície do Soco, obtida por interpolação da interpretação efetuada, com recurso ao software Petrel®.....	82
Figura 71 – Imagem da superfície da Formação Dagorda, obtida por interpolação da interpretação efetuada, com recurso ao software Petrel®.....	82
Figura 72 – Imagem da superfície da Formação Candeeiros, obtida por interpolação da interpretação efetuada, com recurso ao software Petrel®.....	83
Figura 73 – Imagem da superfície da Formação Brenha, obtida por interpolação da interpretação efetuada, com recurso ao software Petrel®.....	83
Figura 74 – Imagem da superfície da Formação Cabaços, obtida por interpolação da interpretação efetuada, com recurso ao software Petrel®.....	84

Figura 75 – Imagem da superfície da Formação Montejunto, obtida por interpolação da interpretação efetuada, com recurso ao software Petrel®.....	84
Figura 76– Imagem da superfície da Formação Abadia, obtida por interpolação da interpretação efetuada, com recurso ao software Petrel®.....	85
Figura 77 – Imagem com a representação no espaço do topo das diferentes formações interpretadas, com recurso ao software Petrel®.....	85
Figura 78 – Imagem com a representação no espaço do topo das diferentes formações interpretadas, com recurso ao software Petrel®.....	86
Figura 79 – Imagem com a representação no espaço do topo das diferentes formações interpretadas, com recurso ao software Petrel®.....	86
Figura 80 – Imagem com a representação no espaço do topo das diferentes formações e falhas interpretadas, com recurso ao software Petrel®.....	87
Figura 81 – Imagem com a representação no espaço do topo das diferentes formações e falhas interpretadas, com recurso ao software Petrel®.....	87

1 INTRODUÇÃO

1.1 Âmbito

Este projeto nasceu no seguimento do estágio efetuado na empresa ENMC – Entidade Nacional para o Mercado dos Combustíveis E.P.E. Foi idealizado com o intuito de utilizar as sinergias criadas entre as Instituições envolvidas, de forma a aproveitar os dados de reflexão sísmica já existentes, nomeadamente os registos de prospeção geofísica (perfis de sísmica de reflexão) e diagrfias, para analisar o potencial petrolífero de uma região na Bacia Lusitânica, em particular, a zona localizada junto ao Poço Benfeito-1.

Este projeto pretende assim contribuir para o estudo dos dados que já existem e do que poderá ser efetuado para uma melhor análise do potencial petrolífero de uma região específica e assim contribuir para o conhecimento sobre os potenciais recursos de Portugal.

Este será um tema muito alinhado com o momento que se vive em Portugal, em que há uma grande introspeção nacional, quanto ao que será o potencial interno do País e as áreas que poderão ser dinamizadas, com especial ênfase para a ZEE – Zona Económica exclusiva Portuguesa, a possibilidade do seu aumento e as potencialidades dos recursos abrangidos.

De acordo com a convenção das nações unidas sobre o direito do mar, os países costeiros têm direito a declarar uma zona económica exclusiva (ZEE) de espaço marítimo para além das suas águas territoriais, na qual têm prerrogativas na utilização dos recursos. A ZEE é delimitada, por uma linha situada a 200 milhas marítimas da costa, mas pode ter uma extensão maior, de acordo com a plataforma continental, tema que está a ser discutido atualmente, sendo vital a exploração e essencial o mapeamento dos recursos, pois, a existirem, embora possam não ser economicamente viáveis de explorar neste momento, talvez o possam ser no futuro.

1.1 Objetivo

Esta dissertação pretende promover a revisão e síntese crítica dos estudos e literatura existentes sobre uma região localizada no interior da Bacia Lusitânica, englobando o Anticlinal de Montejunto, Vale da Abadia e zona da sondagem Benfeito-1, pertencente à Sub-bacia Arruda, de forma a permitir a conceção de um modelo genético-evolutivo geral e a análise da zona quanto ao potencial para a existência de acumulações de hidrocarbonetos. Pretende também aproveitar a abertura institucional existente para a utilização dos dados, que constituem parte do espólio do conhecimento nacional, sob tutela da ENMC – Entidade Nacional para o Mercado dos Combustíveis, E. P.E, mais concretamente da Unidade para a Pesquisa e Prospeção de Hidrocarbonetos - UPEP – (antiga DPEP), para o desenvolvimento do conhecimento e competências nesta área da pesquisa petrolífera.

Esta revisão e análise da região foi realizada com o objetivo da avaliação das principais formações geológicas, através do processamento e interpretação de dados de sondagens e da sua integração na interpretação regional dos dados de reflexão sísmica, assim como dos dados das diagrfias disponíveis, e desta forma contribuir para o esclarecimento e proposta do modelo geológico para esta zona e nomeadamente a identificação de:

- Rochas geradoras, com características adequadas para a geração de hidrocarbonetos e enquadramento temporal das mesmas;
- Formações geológicas com características litológicas e petrofísicas, que possam constituir rochas reservatório;
- Armadilhas que permitam o aprisionamento e a acumulação de hidrocarbonetos, suas localizações, período geológico de formação e capacidade de retenção (competência selante).

Tratando-se de uma tese de Mestrado, o trabalho desenvolvido só pode ser considerado como uma aproximação ao modelo geológico, mas pretende-se que possa possibilitar o desenvolvimento de estudos futuros, servindo de alicerce para a continuação do trabalho desenvolvido e apresentado neste documento.

Tem ainda o objetivo do desenvolvimento de competências práticas no campo da interpretação de dados de reflexão sísmica e estudo da metodologia para integração de informação diversa e do estudo do potencial petrolífero da região.

1.2 Organização da Dissertação

A presente dissertação encontra-se organizada em cinco capítulos principais. No primeiro capítulo, são apresentados, o âmbito em que o estudo foi efetuado, o objetivo do mesmo e a descrição da organização do documento.

No segundo capítulo é apresentado um enquadramento da prospeção e pesquisa de hidrocarbonetos em Portugal, sendo feita uma descrição do histórico da pesquisa de petróleo, com especial foco para a região em estudo.

No terceiro capítulo reúne-se, de uma forma simplificada, parte da informação da vasta bibliografia existente, referente à evolução e geologia da Bacia Lusitânica por forma a evidenciar a principal informação necessária para o desenvolvimento do presente estudo e possibilitar a interpretação dos dados disponibilizados e formulação de diferentes cenários e hipóteses para o estudo do potencial para a acumulação de hidrocarbonetos nesta bacia, em particular para a região de interesse deste estudo.

No quarto capítulo são descritos os dados utilizados, assim como a metodologia e os procedimentos adotados, e as respetivas limitações inerentes ao método de interpretação sísmica. São também

avançadas interpretações de várias secções sísmicas, destacando-se a linha AR9-80, linha esta já abordada anteriormente em diversos estudos. É também apresentada proposta de interpretação da linha AR5-80, assim como a interpretação regional para os dados do cubo sísmico disponibilizado. São ainda identificadas e descritas, diversas localizações com possível potencial para constituírem localizações alvo para avaliação de prospeitos.

O quinto capítulo encerra o trabalho, com considerações finais sobre o desenvolvimento do trabalho e os objetivos atingidos, assim como com a sugestão de possibilidades e hipóteses para a continuação do estudo e trabalhos a realizar no futuro.

2 EVOLUÇÃO HISTÓRICA DA PROSPECÇÃO DE HIDROCARBONETOS EM PORTUGAL

A prospeção de hidrocarbonetos na Bacia Lusitânica e em Portugal ter-se-á iniciado em meados do século XIX, tendo sido exploradas areias asfálticas entre 1844 e 1861, em São Pedro de Moel, num lugar designado por “Canto de Azeche”, localizado junto à costa (Macieira, 1948).

“O asfalto extraído foi utilizado para asfaltar todas as estações de caminhos-de-ferro de Lisboa até Elvas, e do Porto até Lisboa” (Macieira, 1948)

Foram também alvo de exploração outras ocorrências nas regiões de Vila Franca de Xira, Torres Vedras, Marinha Grande e Monte Real. Na Figura 1, identificam-se as principais ocorrências de hidrocarbonetos verificadas em meados do Séc. XIX.

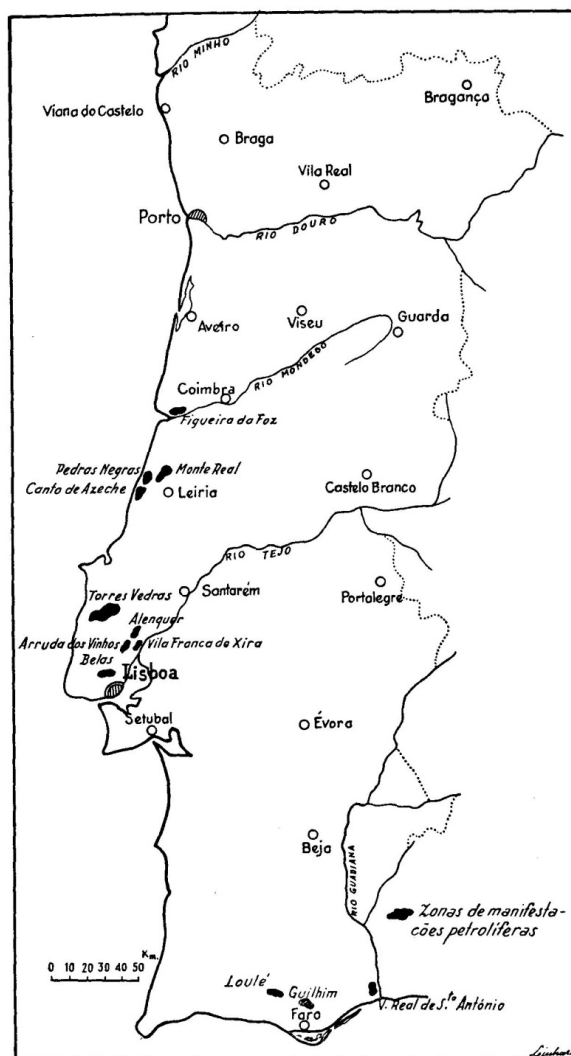


Figura 1 – Localização das primeiras ocorrências de petróleo (meados Séc. XIX) (Macieira, 1948).

Em 1904, cerca de sessenta anos mais tarde, realiza-se a primeira sondagem no concelho de Monte Real (lugar das Sesmarias). Esta sondagem atingiu apenas os 58 m de profundidade, atravessando várias camadas betuminosas. A partir desta data, “Torres Vedras passou a ser o centro de atenção dos pesquisadores” (L. Moura Vicente in “65 anos de Petróleo em Portugal” com base na obra de F. Macieira).

Em 1907 existiam 215 pedidos de “registo de concessão” para a realização de trabalhos de pesquisa e prospeção. Estes pedidos estavam todos confinados à região de Monte Real e de Torres Vedras.

Entre 1906 e 1912 foram executadas quatro novas sondagens, em Torres Vedras com profundidades entre os 200 e os 722 metros. Estas sondagens forneceram indícios da existência de petróleo e gás.

Nos anos de 1928 e 1929 foram perfuradas mais seis sondagens, na região de Monte Real, igualmente com bons indícios da existência de acumulações de hidrocarbonetos.

Em 1938, foi emitido o primeiro alvará de concessão para pesquisa de petróleo e substâncias betuminosas, abrangendo as bacias Lusitânica e do Algarve. Por várias vezes houve transmissão dos direitos desta concessão, que se manteve ativa até 1968, tendo-se adquirido, cerca de 3.264 km de sísmica de reflexão e efetuado cerca 78 sondagens de pesquisa (apenas 33 destas com profundidades superiores a 500 m). Muitas destas sondagens apresentaram fortes indícios da existência de hidrocarbonetos. A sondagem Torres Vedras-1 (realizada em 1939) (Figura 2), com 1.164 m de profundidade foi uma delas. A sondagem Torres Vedras-4 (1951), com a profundidade de 2.340 m produziu óleo em testes, a Abadia-14 (1954) com 147 m produziu em testes 170 400 litros ao longo de 8 meses, a Abadia-18 (1954), com 190 m, produziu 4 000 m³/dia de gás e a Monte Real Oeste-9 (1962) produziu 63 litros de óleo em testes de produção.

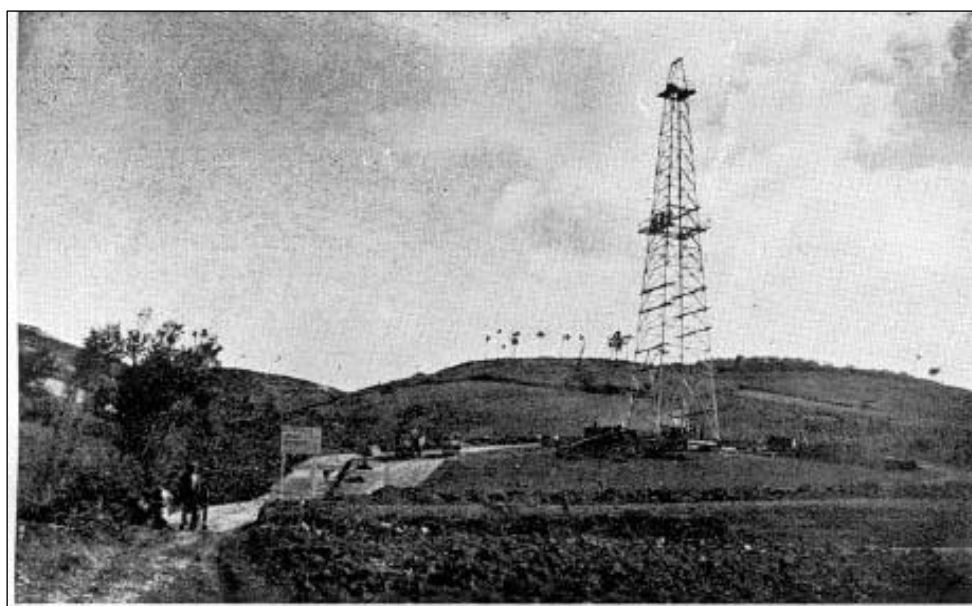


Figura 2 – Atividade na área de Torres Vedras (primeira fase Sondagem TV-1), vista de Este.
(1939) (DGEG 2011).

Durante este tempo a concessão pertenceu a diferentes proprietários, mas em grande parte deste longo período e à data do término, estava na posse da Companhia Portuguesa de Petróleos (CPP), tendo sido esta a companhia a realizar grande parte dos trabalhos, destacando-se também a Anglo Portuguese Oil Company (APOC).

O principal enquadramento legal aplicável era a Lei nº 1947, de Fevereiro de 1937, que regulava os condicionalismos a conceder às empresas pesquisadoras e exploradoras, que veio a ser consideravelmente acrescido com novos diplomas, entre eles, o Decreto Lei n.º 49369 de Novembro de 1969, sobre as condições para concessões na plataforma continental, além dos 200 m de profundidade, e os DL nº 625/71 e 151/72 sobre rendas de superfície e pagamentos de encargos ao estado, nomeadamente impostos sobre a produção.

Depois do abandono desta concessão, e com a entrada em vigor de nova legislação para a área petrolífera, as áreas de prospeção e pesquisa *onshore* e *offshore* foram divididas em blocos (tendo por base uma malha (Figura 3), e postos a concurso internacional, resultando na assinatura de vários contratos de pesquisa e exploração (30 concessões no *offshore* das quais 8 no *deep offshore*) que vigoraram entre 1973 e 1979.

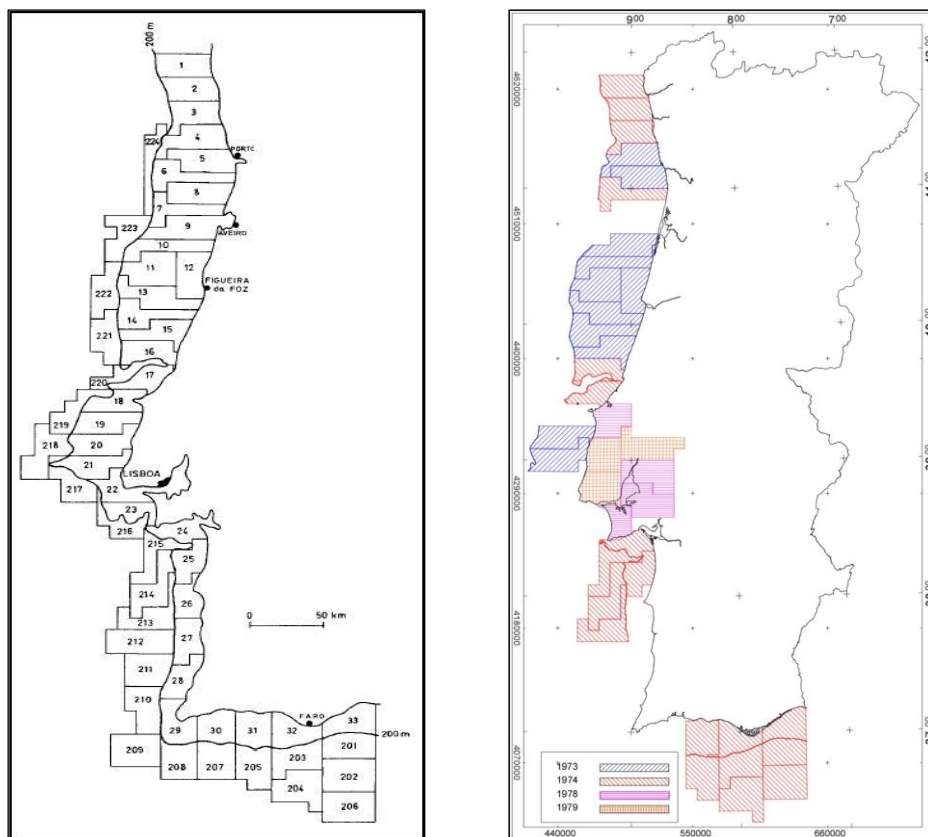


Figura 3 – Abertura do *offshore* - Localização das áreas definidas para apresentação de propostas (1969) (DGEG 2011). (2) – Mapa das concessões resultantes do convite realizado às empresas em março de 1969. Operadores *Offshore*: Shell, Sun, Esso, Challenger, Chevron. Operadores *Onshore*: Petrogal e Sceptre.

Em 1969 iniciaram-se os primeiros trabalhos de levantamentos sísmicos com a aquisição de sísmica de reflexão, não se encontrando, contudo, esses dados na posse da UPEP (anteriormente DPEP), porque as companhias não eram, na altura, obrigadas a entregar essa informação.

Só a partir de 1973, são realizadas novas campanhas sísmicas, pelas companhias SHELL, ESSO e SUN, no *offshore* entre Aveiro e a Nazaré, (C. Moita, 1996) cujos dados existem e estão atualmente guardados no arquivo da UPEP/ENMC.

A partir de 1974 dão-se início às primeiras sondagens ao largo da Figueira da Foz, por companhias como a Shell Prospex Portuguesa SARL (SHELL), a Esso Exploration and Production Portugal Inc. (ESSO) e a Portugal Sun Oil Company (SUN).

A primeira sondagem *offshore* a ser realizada foi Moreia-1 (Mo-1) (Figura 4), no *offshore* da Figueira da Foz, tendo sido dada como terminada em 15 de junho de 1974, ao entrar no membro salífero da Formação Dagorda (Fm Dagorda), a uma profundidade de 2.114 m. Os resultados deste poço, que apresentou testes positivos de óleo no Jurássico superior e encontrou indícios de óleo e gás no Sinemuriano, forneceu o impulso necessário para o incremento da exploração do *offshore* Português.



Figura 4 – Imagem da plataforma utilizada na perfuração da sondagem Moreia-1 (SUN, 1974)

As mais encorajadoras indicações de óleo ocorreram no poço 14A-1, perfurado em 1975 pela SHELL, no qual foram recuperados cerca de 290 litros de óleo.

A última sondagem realizada nesta área, 13E-1, foi concluída pela SHELL em 26 de maio de 1977 depois de penetrar 248 m no sal maciço da Fm. Dagorda, tendo atingido uma profundidade total de 2.017 m (C. Moita, 1996). Durante este período foram realizados cerca de 21.237 km de levantamentos

de dados de reflexão sísmica, gravimétricos e magnéticos. Para além destes levantamentos, foram efetuadas 22 sondagens, 5 das quais na bacia do Porto, 14 na bacia Lusitânica e 3 na bacia do Algarve. Todas as sondagens foram encerradas e abandonadas, embora algumas tenham apresentado bons indícios de hidrocarbonetos.

Depois deste período (1979), a pesquisa abrandou consideravelmente no *offshore*, ressurgindo o interesse pelo *onshore*. Entre 1978 a 2004, foram atribuídas 39 áreas, das quais 23 concessões no *onshore* da bacia Lusitânica (duas destas abrangem lotes no *onshore* e no *offshore*), 15 concessões no *offshore* (11 na bacia do Porto, 3 na bacia do Algarve e 1 na bacia Lusitânica) e 1 licença de avaliação prévia no *deep-offshore* da bacia do Algarve. Durante este período foram efetuadas 28 sondagens, das quais 23 no *onshore* da bacia Lusitânica e 5 no *offshore* (3 na bacia do Porto e 2 na bacia do Algarve).

Novamente, em muitas destas sondagens, foram encontrados bons indícios da existência de hidrocarbonetos. Destacam-se as sondagens: Lula-1 (1985), com 4.040 m de profundidade, a sondagem Benfeito-1 (1982) (Figura 5), com 3.343 m e com produção de 795 litros de óleo em testes, a sondagem Aljubarrota-2 (1998), com 3.343 m e produção de gás em testes, com débito máximo de 10.000 m³/dia e ainda a sondagem Fracares-1 (1999) com indícios de óleo e gás (DGEG,2011). Foram ainda adquiridos mais cerca de 36.000 km de dados de reflexão sísmica convencional durante este período (Figura 6).

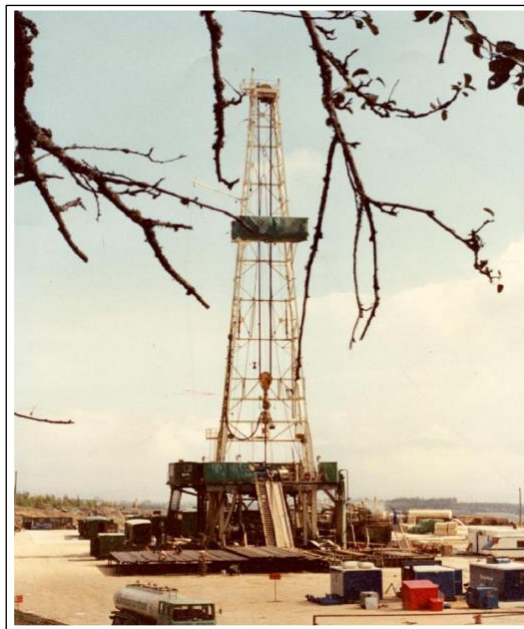


Figura 5 – Imagem da plataforma utilizada na perfuração da sondagem Benfeito-1 (Petrogal, 1982).

Em 1984 a Geophysical Service Inc. (GSI) realiza uma campanha de aquisição sísmica no *offshore* da bacia Lusitânica. Esta campanha resulta numa melhoria considerável da qualidade dos dados de reflexão sísmica em relação aos dados anteriores levantados em 1973, também realizados pela GSI para a SHELL (C. Moita, 1996).

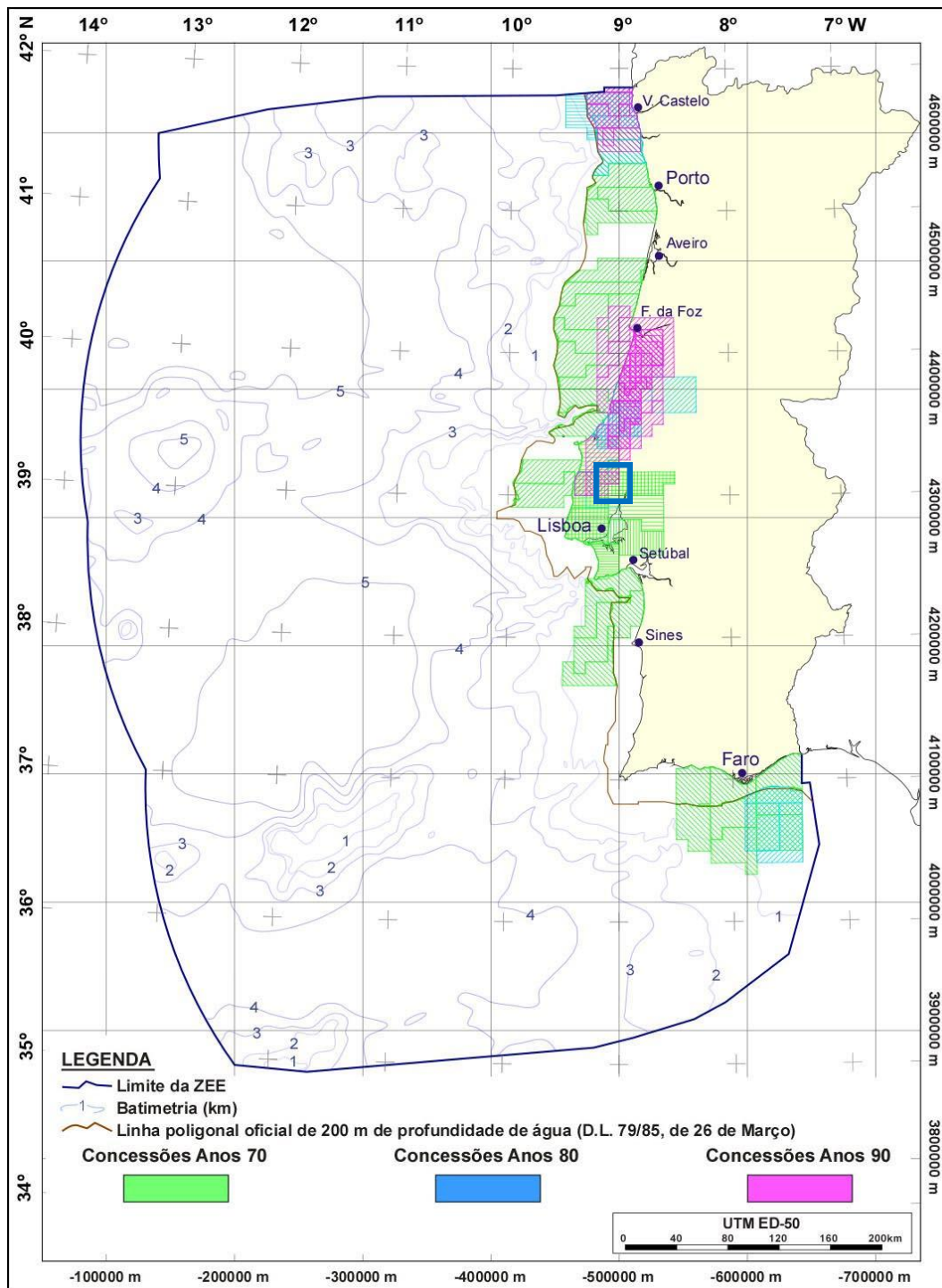


Figura 6 – Pesquisa em Portugal - Mapa com a localização e interesse das operadoras nas décadas de 70, 80 e 90. (Operadoras: Shell, Sun, Challenger, Chevron, Texaco, Esso, Sceptre, Petrogal, Salém, Pecten, Union Texas, Eurafrep, Marinex, Neste, Taurus, Mohave e C. Dodge). Região de interesse identificada com retângulo azul.

Em 2002, no concurso público realizado para a “Atribuição de direitos de prospeção, pesquisa, desenvolvimento e produção de petróleo”, no *deep-offshore*, o grupo formado pelas empresas Repsol-YPF (Espanha) e RWE-DEA (Alemanha) candidatou-se aos blocos 13 e 14, que foram posteriormente adjudicados em 2005.

No final de 2006, operava em Portugal a Mohave Oil & Gas Corporation, detentora de 2 concessões no *onshore* da Bacia Lusitânica, tendo encontrado na região de Alcobaça, fortes indícios de gás em duas das sondagens realizadas.

Em 2007, houve um significativo incremento na prospeção e pesquisa de petróleo em Portugal com a assinatura de 12 novos contratos de concessão:

- 3 contratos de concessão com o consórcio "Hardman / Galp / Partex" ⁽¹⁾, para as áreas Lavagante, Santola e Gamba, no *deep-offshore* da Bacia do Alentejo.
- 4 contratos de concessão com o consórcio "Petrobras* / Galp / Partex" ⁽²⁾, para as áreas Camarão, Amêijoa, Mexilhão e Ostra, no *deep-offshore* da Bacia de Peniche.
- 5 contratos de concessão com a empresa Mohave Oil & Gas Corporation* ⁽³⁾ no *onshore* e *offshore* da Bacia Lusitânica.

Em 2008 o consórcio Hardman / Galp / Partex ⁽¹⁾ realizou uma campanha sísmica 2D de 3.307 km na bacia do Alentejo e o consórcio Petrobras / Galp / Partex ⁽²⁾ realizou uma campanha sísmica 2D de 8.615 km na bacia de Peniche.

Em 2011, houve assinatura de mais dois contratos de concessão:

- 2 contratos de concessão, consórcio Repsol/Partex, para as áreas Lagosta e Lagostim, no *shallow-offshore* da Bacia do Algarve.

Em 2010 foi realizada uma campanha de aquisição sísmica 3D, *offshore*, pelo consórcio Petrobas/Galp/Partex (*offshore* de Peniche – Concessão Ostra) e mais três campanhas entre 2010 e 2012 pela empresa Mohave, no *onshore* da Bacia Lusitânica (Torres Vedras, Aljubarrota e Montejunto) e uma no *offshore* (Cabo Mondego e São Pedro de Moel), sendo os dados de uma destas campanhas (2010) os dados agora utilizados neste estudo. Por imposição legislativa, todos estes dados têm que ser entregues ao estado Português, representado pela ENMC (UPEP), tendo os mesmos um período de confidencialidade de 5 anos, só podendo ser divulgada informação sobre os mesmos a partir de um

¹ Esta concessão pertence atualmente ao Consórcio Eni*/Galp,

² Esta concessão pertence atualmente ao Consórcio Repsol*/Kosmos/Galp/Partex

³ A Mohave acabou por abandonar estas concessões por encerramento da companhia.

* Operadores

período de 5 anos após a sua aquisição e entrega, assim como para todos os relatórios dos resultados obtidos.

Em 2011 foi também adquirida uma campanha sísmica 2D, pela empresa Charge Oil, na Bacia do Algarve, e em 2012 e 2015, foram executadas duas campanhas sísmicas 3D nas Bacias do Algarve (Concessões Gamba e Santola) e Peniche (Concessão Camarão), pela empresa Repsol.

Em 2015 foram assinados 6 novos contratos de concessão:

- 2 contratos de concessão, consórcio Repsol/Partex, para as áreas Sapateira e Caranguejo, no *shallow-offshore* da Bacia do Algarve.
- 2 contratos de concessão com a empresa Australis, para as áreas Batalha e Pombal, no *onshore* da Bacia Lusitânica.
- 2 contratos de concessão com a empresa Portfuel, para as áreas Aljezur e Tavira, no *onshore* da Bacia do Algarve e Alentejo.

Nas figuras seguinte (Figuras 7 e 9) resume-se o número e localização das concessões em vigor atualmente.

	Ano									
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
Áreas atribuídas	Repsol/Kosmos/Galp/Partex - Camarão				Repsol/Partex Lagosta				Repsol/Partex Sapateira	
	Repsol/Kosmos/Galp/Partex - Amêijoa				Repsol/Partex Lagostim				Repsol/Partex Caranguejo	
	Repsol/Kosmos/Galp/Partex - Mexilhão								Australis Batalha	
	Repsol/Kosmos/Galp/Partex - Ostra								Australis Pombal	
	Eni/Galp - Lavagante								Portfuel Aljezur	
	Eni/Galp - Santola								Portfuel Tavira	
	Eni/Galp - Gamba									

Figura 7 – Quadro ilustrativo das concessões atribuídas atualmente (Azul - offshore; Amarelo – onshore).

Em 2015 foi efetuada uma aquisição sísmica 3D (Figura 8), na área “Camarão”, na Bacia de Peniche. Foram adquiridos cerca de 3.200 km² de dados sísmicos que serão processados e entregues ao estado para guarda da informação (sujeita a período de confidencialidade).



Figura 8 – Imagem da embarcação que realizou a aquisição sísmica em 2015, na concessão Camarão. (Imagem ENMC-embarcação da empresa de aquisição e processamento de dados de reflexão sísmica, CGG).

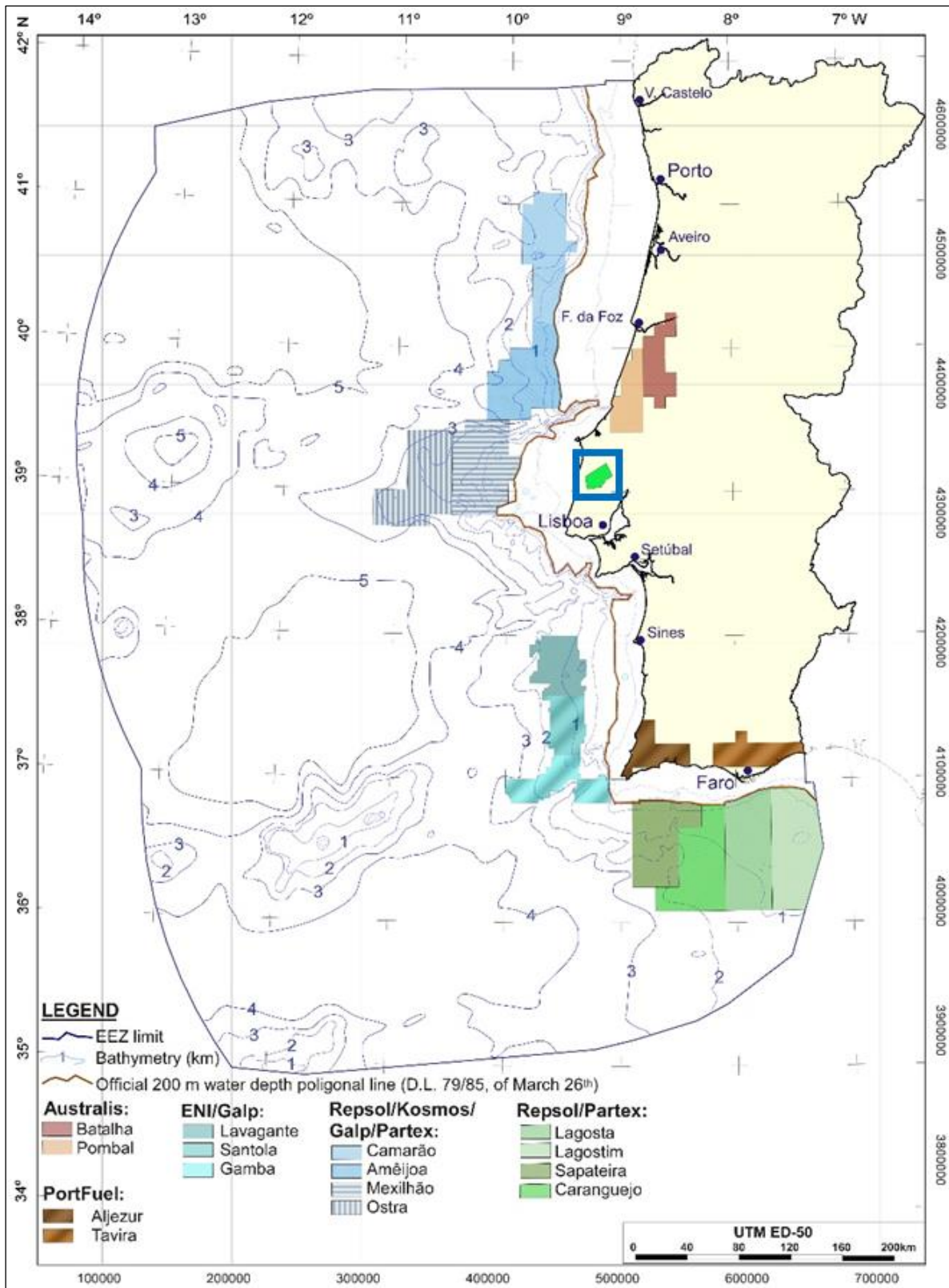


Figura 9 – Situação das concessões atuais: Repsol*/Kosmos/Galp/Partex: 4 Concessões no deep *offshore*; Eni*/Galp: 3 Concessões no deep *offshore*; Repsol*/Partex: 4 Concessões no deep *offshore*; Portfuel: 2 Concessões onshore; Australis: 2 Concessões onshore. (* indica a companhia Operadora). Região de interesse identificada com retângulo azul.

Além das áreas de concessões foram também atribuídas entre 2013 e 2015 licenças de avaliação prévia de áreas, na Bacia do Algarve, às empresas Charge Oil, Panoceanic Energy e ao Consórcio Repsol/Partex. Este tipo de licenças, tem um prazo de 6 meses, não prorrogável (ao abrigo do art.º 24º do D.L. 109/94, de 26 abril) e permite às empresas desenvolverem trabalhos, desde que devidamente autorizados, não conferindo, no entanto, quaisquer direitos para a posterior atribuição de concessão. Este é mais um sinal do interesse das empresas no potencial do território Português. Existe ainda interesse demonstrado em outros blocos na zona territorial Portuguesa.

Existem variadas evidências da presença de óleo e asfaltos, quer em perfurações como exsudações em afloramentos que atestam a presença de sistemas petrolíferos ativos nas bacias sedimentares Portuguesas.

As seguintes figuras (Figura 10 e 11) identificam os poços com as descobertas mais significativas nesta bacia, com recuperação de óleo ou gás, ou ambos, ou então com fortes evidências da presença dos mesmos, e na Figura 12 é possível verificar os trabalhos efetuados até à data (2016), ao abrigo dos contratos de concessão, ou anteriores

Poderão os dados destes poços ser utilizados para a complementação deste estudo, ou no futuro, de outros relativos a esta bacia.

Poço	Identificação	Operador	Ano	TD (m)	WATER DEPTH / KB Elevation	Evidências	Localização
14A-1	14A-1	SHELL	1975	2862,00	43,00	Óleo recuperado em testes	Offshore
DOURADA-1C	Do-1C	SUN OIL COMP.	1974	3668,00	84,10	Evidências de óleo	
MOREIA-1	Mo-1	SUN OIL COMP.	1974	2144,00	44,80	Óleo recuperado em testes	
ABADIA-14	Ab-14	CPP	1954	147,00	132,21	Óleo recuperado em testes	Onshore
ABADIA-18	Ab-18	CPP	1954	190,04	154,30	Gás recuperado em testes	
BENFEITO-1	Bf-1	PETROGAL E.P.	1982	3343,00	249,00	Óleo recuperado em testes	
MONTALEGRE-1	Mt-1	CPP	1949	1749,55	193,10	Evidências de óleo	
MONTE REAL OESTE-9	MRW-9	CPP-COPEFA	1962	1388,00	5,00	Óleo recuperado em testes	
SÃO PEDRO DE MUEL-2	SPM-2	CPP	1963	1507,35	80,80	Evidências de óleo	
TORRES VEDRAS-4	TV-4	CPP	1951	2340,20	65,00	Óleo recuperado em testes	
VERMOIL-1	Vm-1	CPP	1958	2309,00	227,60	Evidências de óleo	
VERRIDE-1	Ve-1	CPP	1952	1494,00	39,80	Evidências de óleo	
BARREIRO-1	Br-1	CPP-MOBIL	1956	3611,00	6,80	Evidências de óleo	
BARREIRO-2	Br-2	CPP-MOBIL	1959	2425,00	21,70	Evidências de óleo	

Figura 10 – Tabela com os poços mais importantes da Bacia Lusitânica, evidenciando a presença de óleo e gás. (UPEP, 2015).

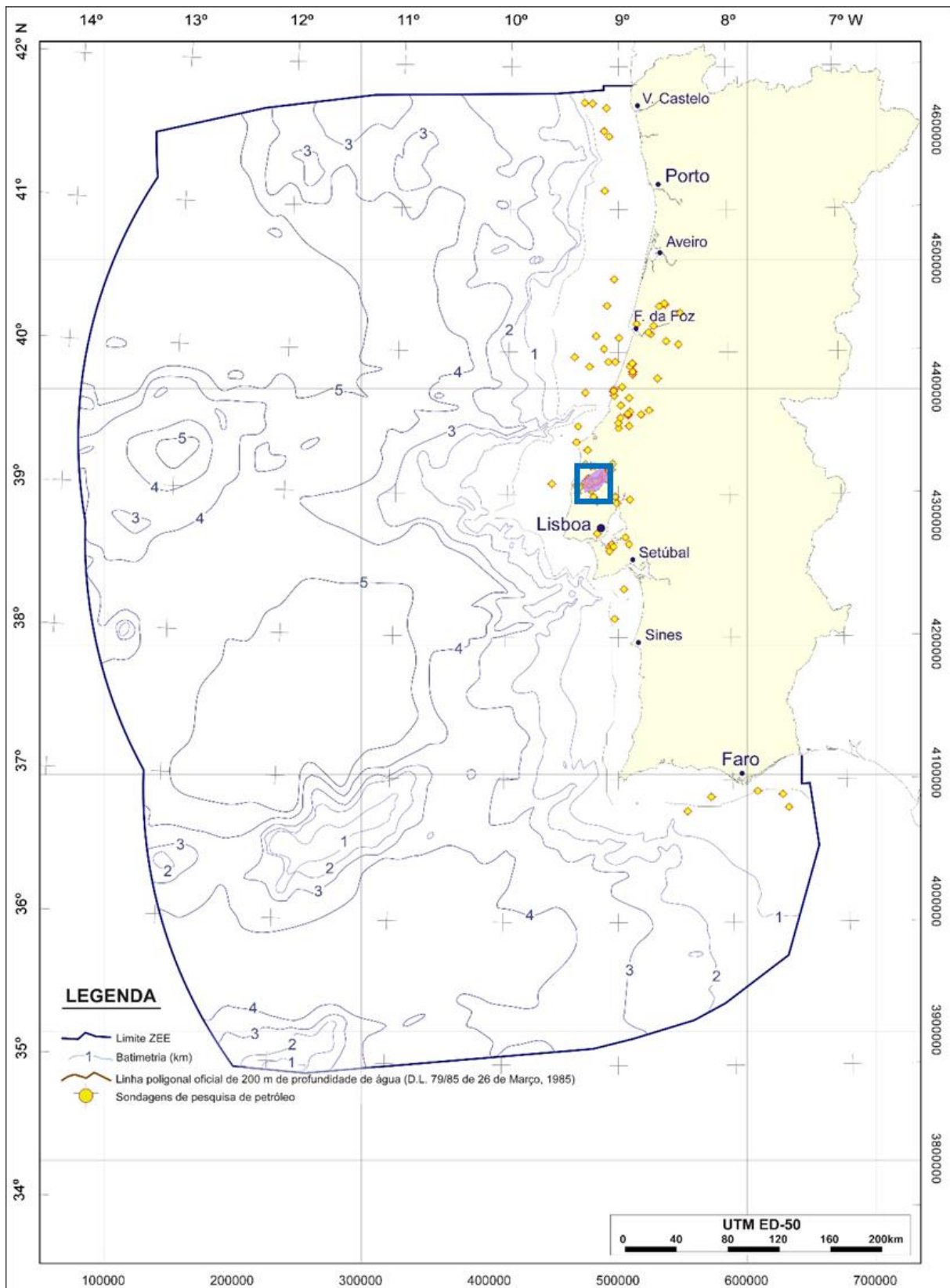


Figura 11 – Mapa com a localização das sondagens mais recentes e de que há registo executadas até à data - 175 sondagens (apenas 81 com mais de 500 m); 117 com indícios de óleo/gás (destas, 27 com produção em testes) (UPEP 2015). Região de interesse identificada com retângulo azul.

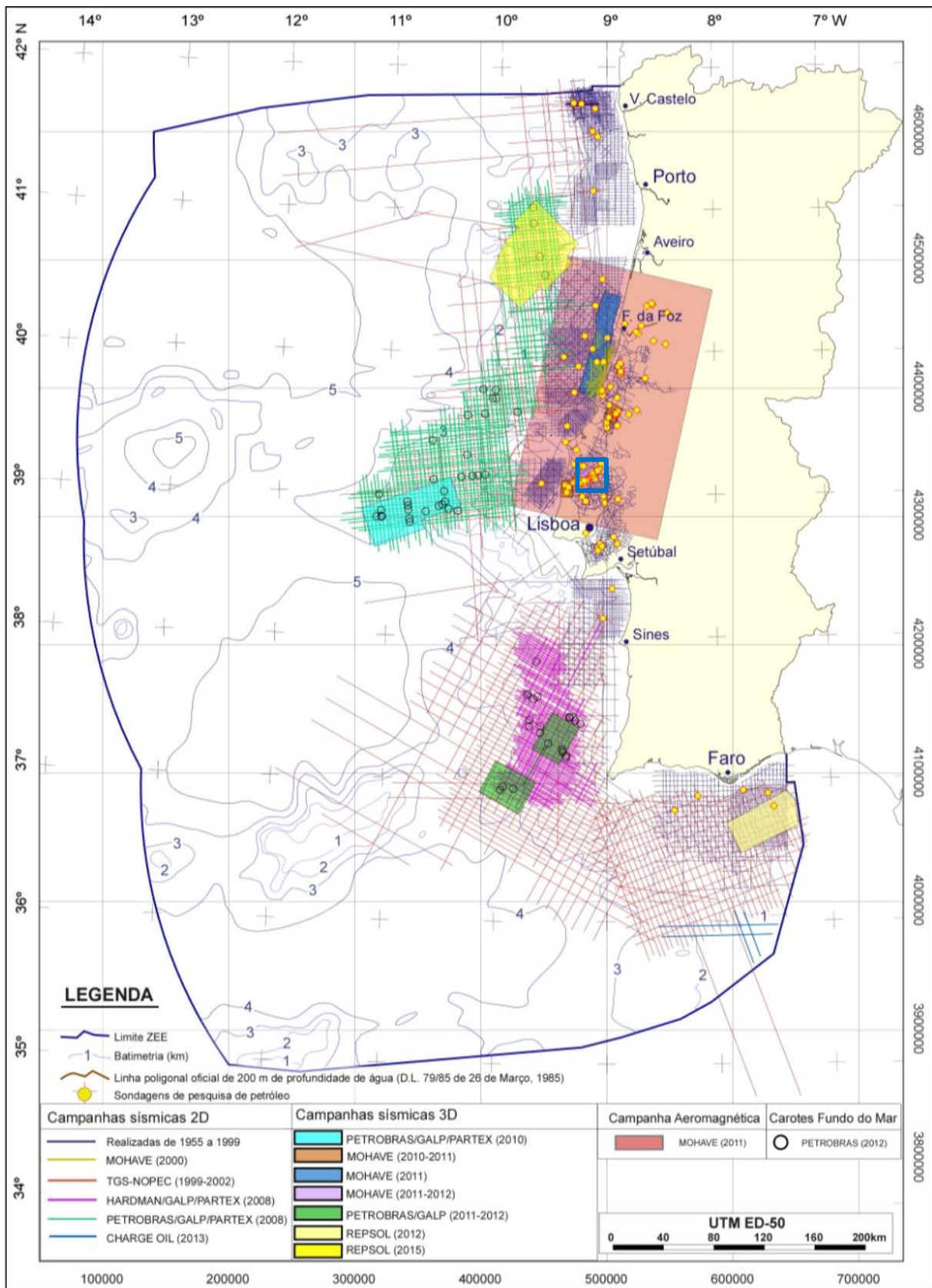


Figura 12 – Mapa com indicação dos trabalhos efetuados até à data (2016) ao abrigo dos contratos de concessão ou anteriores) (UPEP 2015). Região de interesse identificada com retângulo azul.

Até ao momento foram efetuadas 175 sondagens de pesquisa no território Português (*onshore* e *offshore*). Destas, 117 apresentaram indícios de óleo ou gás, sendo que 27 obtiveram produção em testes. Da totalidade das sondagens apenas 81 perfuraram profundidades superiores a 500 m e duas foram realizadas no *deep-offshore* (superior a 200 m).

Foram adquiridos cerca de 72.869 km de dados de reflexão sísmica 2D (5.865 km *onshore* e 67.269 km *offshore*) e cerca de 10.161 km² de dados de reflexão sísmica 3D (518 km² *onshore* e 9.643 km² *offshore*), e foram ainda adquiridos 26.086 km² de dados aeromagnéticos e 57 amostras em campanhas de “*Piston Core*” (amostragem de fundo marinho para determinação de fluxo térmico e estudos geoquímicos e cronostratigráficos), nas Bacias de Peniche e do Alentejo.

Das sondagens realizadas, 27 foram efetuadas *offshore* e destas, 4 sondagens são definidas como em *deep-offshore*, ainda que, nenhuma delas ultrapasse os 600 m de profundidade de coluna de água (Lula-1, 218 m de coluna de água; Imperador, 371 m c.a.; Algarve-1. 536 m c.a.; e a Algarve-2, com 555 m de coluna de água.

Apresentam-se de seguida as sondagens realizadas na área *offshore* da Bacia Lusitânica (Figura 13).

NOME	ABREV.	OPERADOR	ANO DE INÍCIO	PROF. TOTAL (m)	PROF. ÁGUA (m)	INDÍCIOS	BACIA
13C-1	13C-1	SHELL P.PORTUGAL	1974	2801	83	GÁS	LUSITÂNICA
13E-1	13E-1	SHELL P.PORTUGAL	1977	2044	107	ASFALTO	
14A-1 (*)	14A-1	SHELL P.PORTUGAL	1975	2862	43	ÓLEO	
14A-2	14A-2	SHELL P.PORTUGAL	1976	2290	67	ÓLEO	
14C-1A	14C-1A	SHELL P.PORTUGAL	1975	2142	133	---	
16A-1	16A-1	SHELL P.PORTUGAL	1975	2655	125	ÓLEO	
17C-1	17C-1	SHELL P.PORTUGAL	1975	2402	104.5	---	
20B-1	20B-1	SHELL P.PORTUGAL	1976	2541	88	GÁS	
CARAPAU-1	Ca-1	ESSO E.P.PINC.	1974	2480.15	69	---	
DOURADA-1C	Do-1C	SUN OIL COMP.	1974	3668	84.1	GAS	
FANECA-1	Fa-1	ESSO E.P.PINC.	1976	2599.9	112	---	
GOLFINHO-1	Go-1	TEXACO I.P.COMP.	1979	1790.1	108	ÓLEO/GÁS	
MOREIA-1 (*)	Mo-1	SUN OIL COMP.	1974	2144	44.8	ÓLEO/GÁS	
PESCADA-1	Pe-1	TEXACO I.P.COMP.	1975	3117.2	149	GÁS	

(*) - Produção de óleo em testes

Figura 13 – Tabela com informação de todas as sondagens efetuadas no *offshore* da Bacia Lusitânica (14 sondagens).

Portanto, foram já executadas no passado diversas sondagens *offshore*. No *shallow offshore*, zona de baixa profundidade (até 200 m) da Bacia do Alentejo foram já efetuadas, por exemplo, as sondagens Golfinho-1 (a cerca de 13 km da costa e com cerca de 108 m de coluna de água) e a sondagem Pescada-1 (cerca de 20 km de distância da costa e 149 m de coluna de água). Na Bacia do Algarve foram igualmente executadas as sondagens Imperador-1, Ruivo-1, Corvina-1, Algarve-1 e Algarve-2, todas a distâncias entre os 10 km e os 33 km da costa e profundidades de coluna de água entre os 116 m e os 536 m.

Estão agora previstas, para execução em 2016 (Figura 14), as sondagens: “Cadelinha-1” (proposta pela Repsol/Partex, a cerca de 35 km da costa e com cerca de 770 m de coluna de água; e a “Santola-1x” (Eni/Galp), a uma distância de cerca de 45 km à costa e cerca de 1.100 m de coluna de água.

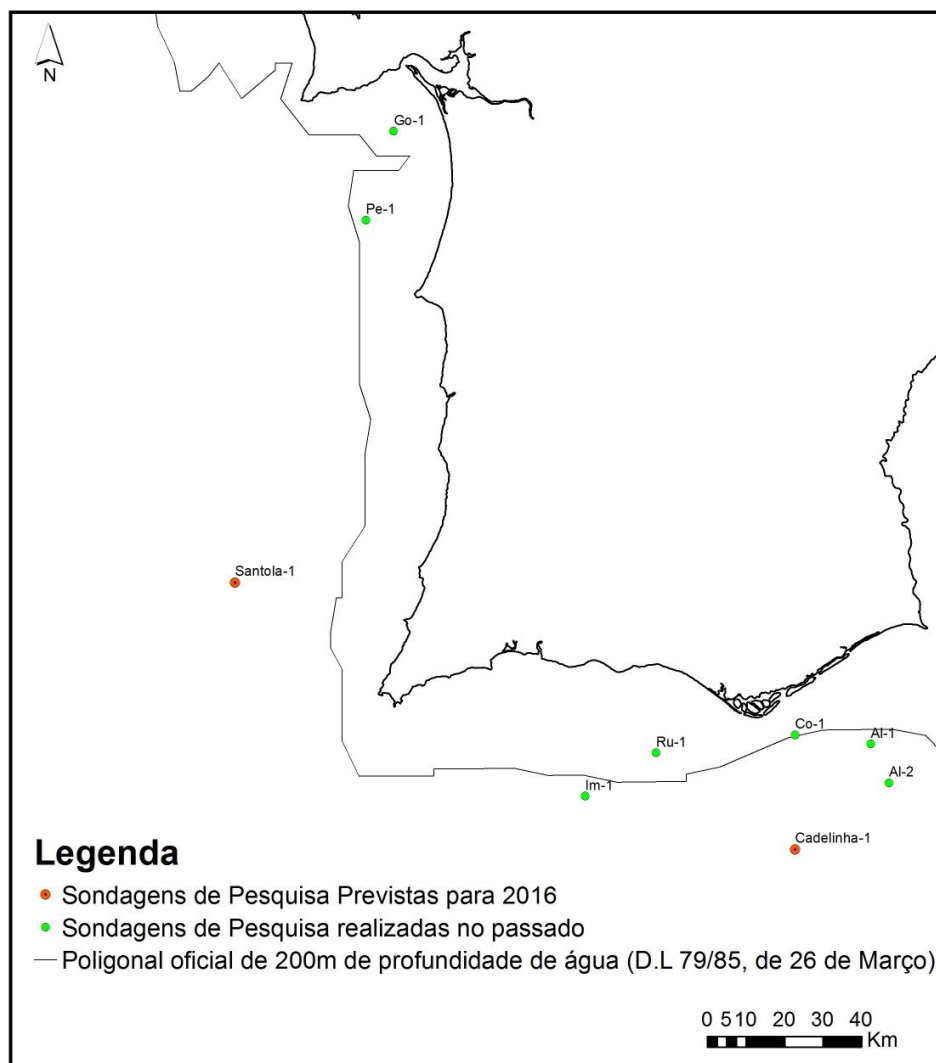


Figura 14 – Tabela com a implantação de algumas das sondagens offshore já efetuadas no passado e a localização aproximada das propostas realizar em 2016 (pelos Consórcios Eni/Galp e Repsol/Partex) (UPEP 2015).

Para a área da Bacia Lusitânica, foram já perfuradas 162 sondagens, cobrindo uma área de aproximadamente 22.000 km², de plataforma, tanto *onshore* como *offshore*.

Apesar de todos os trabalhos de pesquisa, aquisições de dados de reflexão sísmica, realização de sondagens, entre outros, realizados ao longo dos anos nas bacias sedimentares portuguesas, pode-se considerar que estas ainda se encontram bastante subavaliadas, até porque, de uma forma geral, as sondagens não são muito profundas como, por exemplo, para o caso da estrutura de Montejunto, não são suficientemente profundas para o estudo das principais formações. Mesmo a bacia Lusitânica, a mais pesquisada das bacias portuguesas, tem uma densidade de sondagens, da ordem de 7,4 por 1.000 km² (baixa, tendo em consideração que muitas sondagens são muito antigas e realizadas a baixas profundidades).

Existe, e poderá haver ainda no futuro, um aumento do interesse e investimento nestas áreas, principalmente com o desenvolvimento de novas tecnologias que permitam uma melhor avaliação das bacias e dos prospectos e uma melhor exploração dos recursos na fase de exploração. Está, no entanto, muito dependente dos fatores económicos, como a procura dos mercados por hidrocarbonetos e o valor dos mesmos (\$/bbl). Poderão ser também fatores decisivos, todos os relacionados com as vontades político-sociais e ambientais relacionados com esta atividade, quer a nível nacional com europeu.

Nas figuras seguintes (Figuras 15, 16 e 17), pode-se avaliar o interesse e a atividade de prospeção sísmica e de realização de sondagens em Portugal ao longo dos anos, as zonas onde as mesmas ocorreram e os investimentos efetuados na pesquisa, nas concessões em exploração, até à data de hoje.

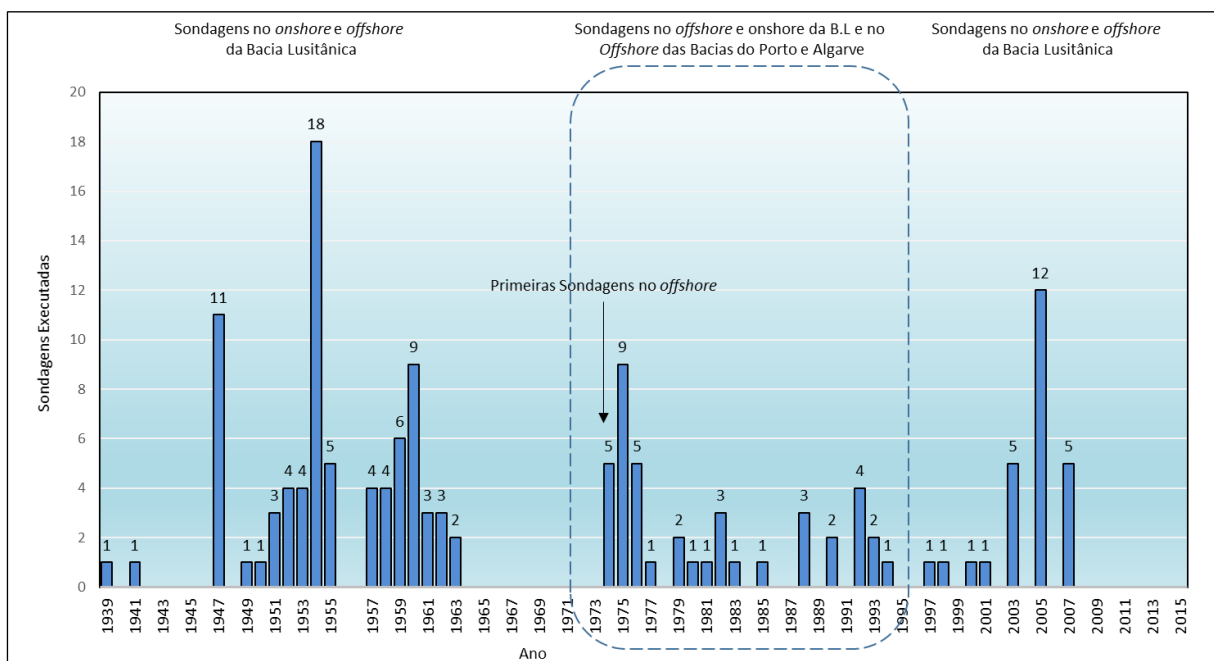


Figura 15 – Quadro indicativo do interesse dos Operadores, com a evolução das sondagens efetuadas ao longo dos anos, em Portugal.

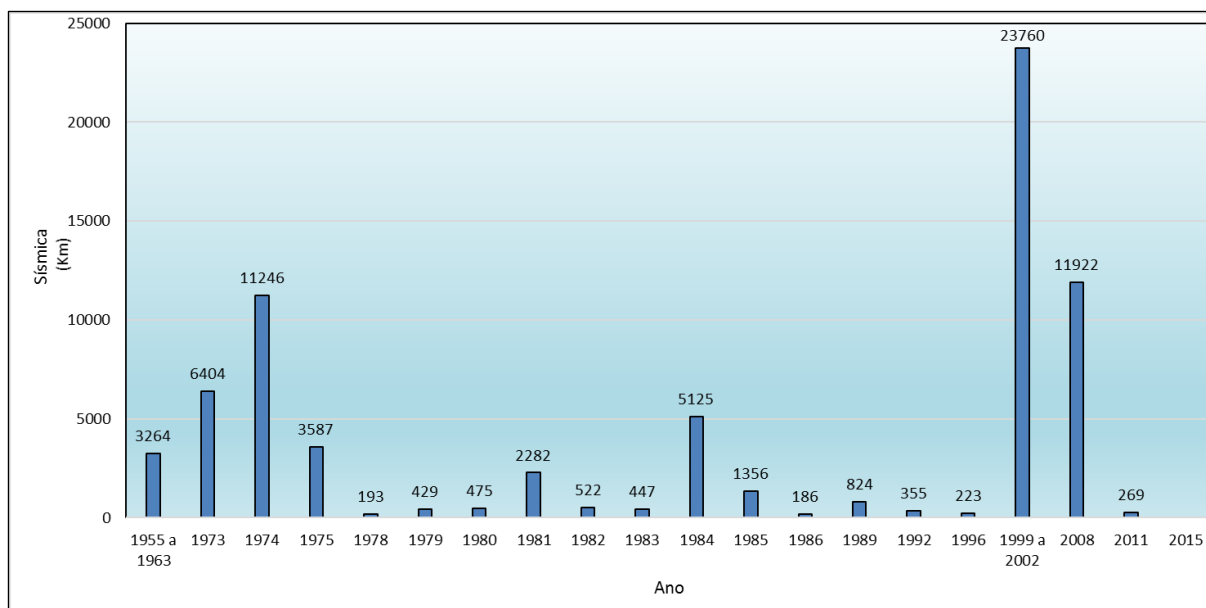


Figura 16 – Quadro indicativo com a evolução da aquisição sísmica 2D em Portugal ao longo dos anos, em Portugal.

Concessionários	Ano	Concessão	Bacia	Localização	Sondagem	Área de Aquisição (Km2)
MOHAVE	2010	Torres Vedras 3	Lusitanica	Onshore	Torres Vedras 3D	117
MOHAVE	2011	Aljubarrota 3	Lusitanica	Onshore	Aljubarrota 3D	160
MOHAVE	2011	Torres Vedras 3	Lusitanica	Onshore	Montejunto 3D	242
MOHAVE	2011	Cabo Mondego & São Pedro de Muel	Lusitanica	Offshore	Offshore Lusitanian 3D	1.100
PETROBRAS/GALP /PARTEX	2010	Ostra	Peniche	Offshore	Peniche 3D	2.096
PETROBRAS/GALP	2011	Gamba	Alentejo	Offshore	Gamba 3D	986
PETROBRAS/GALP	2011	Santola	Alentejo	Offshore	Santola 3D	792
REPSOL	2012	Lagosta & Lavagante	Algarve	Offshore	Algarve 3D	1.477
REPSOL/KOSMOS/ GALP/PARTEX	2015	Camarão	Peniche	Offshore	Peniche 3D	3.191

Figura 17 – Quadro com a descrição das campanhas de aquisição sísmica 3D efetuadas em Portugal.

3 BACIA LUSITÂNICA

A Bacia Lusitânica é uma bacia sedimentar que se desenvolveu na margem ocidental ibérica durante parte do Mesozóico. Localiza-se a Sul da bacia do Porto e é a mais estudada das bacias sedimentares portuguesas. Estende-se do *onshore* para o *offshore* com uma área de cerca de 22.000 km², alongando-se por cerca de 250-300 km de comprimento segundo a direção aproximada NNW-SSE (eixo de máxima subsidência) e por mais de 100-150 km de largura, com cerca de 2/3 de área continental emersa e a restante área imersa na plataforma continental (Figura 18), com uma espessura máxima entre os 4 a 5 km (Kullberg, 2006).

Entre os diferentes estudos e campanhas de aquisição de dados efetuadas nesta bacia, desde 1938, contabilizam-se cerca de 27.600 km de sísmica 2D e 580 km² de sísmica 3D, e a realização de 162 sondagens de pesquisa, algumas delas com evidências de gás e óleo (destacando-se no *onshore* as sondagens de pesquisa Aljubarrota-1 e 2, Benfeito-1 e no *offshore* as sondagens 14A-1 e Moreia-1, todas com evidências de óleo e gás). Não foi, contudo, até agora, realizada alguma descoberta com viabilidade económica.

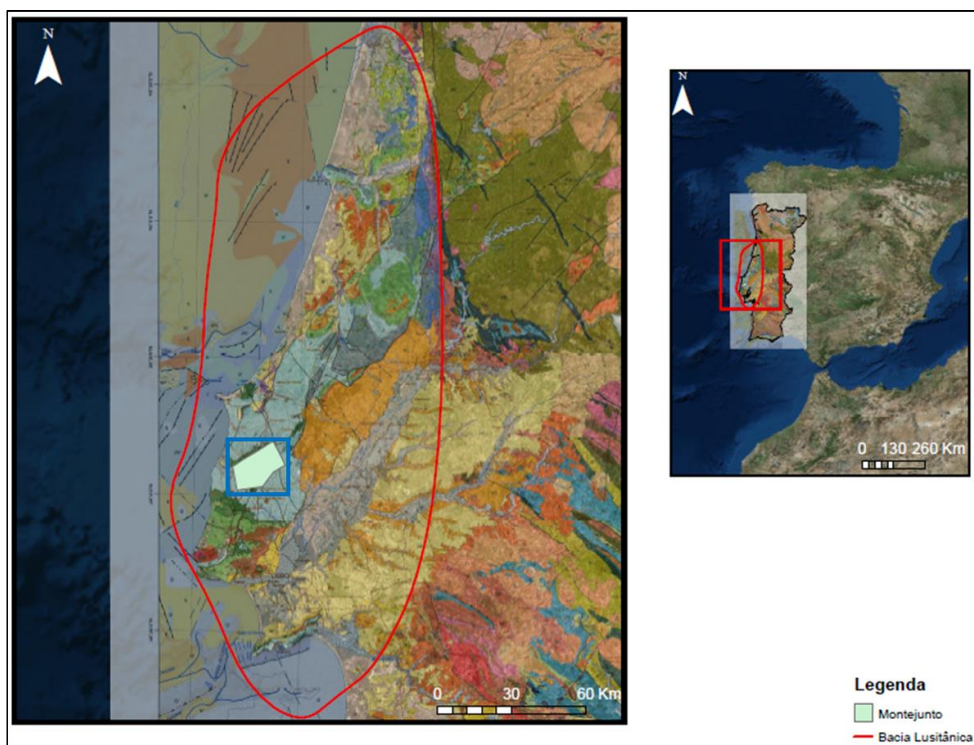


Figura 18 - Mapa geológico de Portugal à escala de 1:1 000 000 com a Bacia Lusitânica representada pela linha vermelha.

Mapa georreferenciado produzido através do software Arcgis. Região de interesse identificada com retângulo azul.

3.1 Enquadramento Geológico

Todas as bacias Portuguesas mezo-cenozóicas foram criadas por processos de *Rifting*, pela extensão mesozóica que levou à abertura do Oceano Atlântico Norte, estando enquadradas no contexto da fragmentação da Pangeia.

A Bacia Lusitânica caracteriza-se como uma bacia distensiva, pertencente a uma margem continental do tipo atlântico de rífte, não vulcânica (Kullberg *et al.*, 2006).

O registo sedimentar tem cerca de 4-5 km de espessura, apresentando uma maior espessura de sedimentos do Triásico e do Jurássico, em comparação com os do Cretácico, existindo ainda uma espessura mais fina de sedimentos Cenozóicos.

A bacia é limitada a Este pelo soco Hercínico, denominado Maciço Hespérico e a Oeste pelo *Horst* das Berlengas. Estes limites (Fig. 19) são materializados a Este por um sistema complexo, composto pelas falhas de Porto-Tomar, Arrife-Vale Inferior do Tejo, Setúbal-Pinhal Novo. E a Oeste por uma falha que se situa entre as Berlengas e a Bacia de Peniche. O limite a Sul é traduzido por uma elevação de soco a Sul da Arrábida e pela falha da Arrábida, e o limite a Norte corresponde a uma transição para a Bacia do Porto (*offshore*).

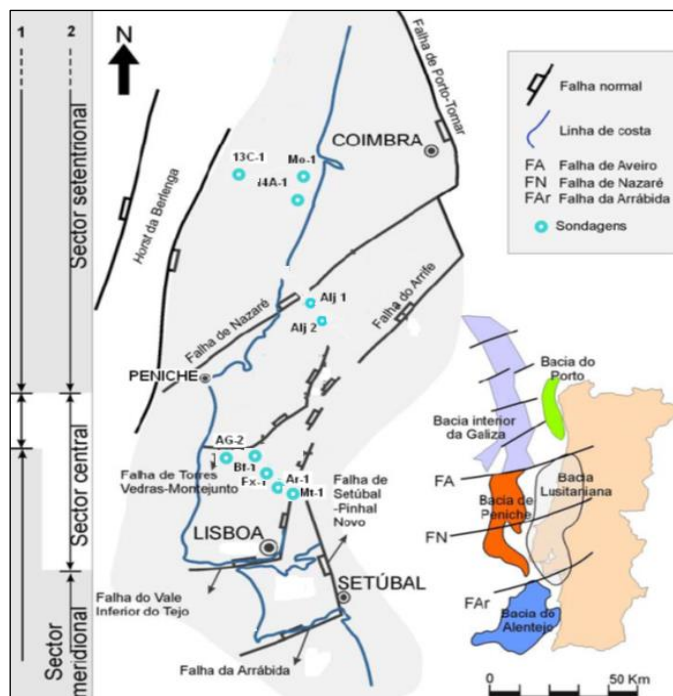


Figura 19 – Esquema representativo dos limites da Bacia Lusitânica e as falhas controladoras da sua evolução durante o Jurássico. Divisão dos sectores: 1 – Rocha & Soares (1984); 2 – Ribeiro et al (1996) (Kullberg *et al.*, 2006).

Alves *et al.* (2003), defende que o limite Norte da Bacia Lusitânica é materializado pela falha de Aveiro, pertencente a um importante grupo de falhas com uma orientação E-W a NW-SE.

A variedade das direções das falhas será responsável pela forte compartimentação desta bacia. Desta forma, a estruturação não se restringe à geometria dos seus bordos, mas a outras orientações, nomeadamente de falhas orientadas entre NE-SW e E-W, que vão desempenhar papel determinante na delimitação de sectores com evoluções tectónico-sedimentares por vezes distintas. Este fator irá condicionar não apenas o estilo tectónico, mas também o conteúdo sedimentar (Kullberg *et al.*, 2006). (Figuras 20 e 21).

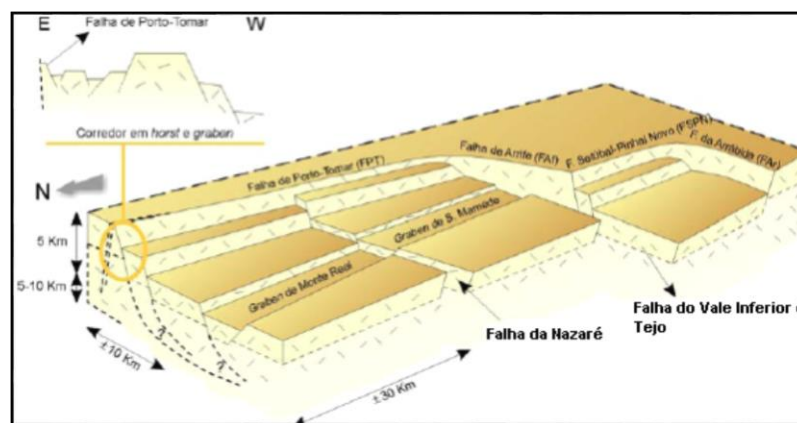


Figura 20 – Modelo tridimensional do soco da Bacia Lusitânica, mostrando a interligação de falhas extensionais N-S e NE-SW e as de direção E-W a ENE-WSW; O modelo representa esquematicamente a geometria do soco no final da evolução da bacia (Kullberg *et al.*, 2006).

São evidentes na imagem anterior, as estruturas que delimitam a bacia e os principais blocos estruturais, com estruturas *Horst* (elevações) e *Graben*, típicas dos fenómenos dos regimes distensivos que originaram e controlaram a formação da bacia.

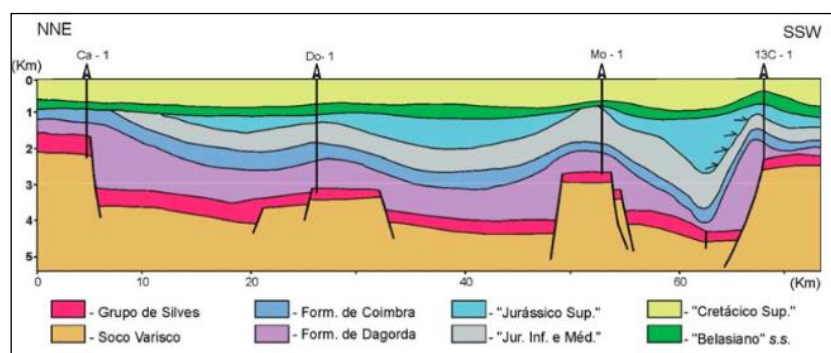


Figura 21 – Corte representativo do perfil lito-estratigráfico da Bacia Lusitânica com implantação de algumas sondagens de pesquisa (localização entre a Falha de Porto-Tomar e o Horst das Berlengas).

3.2 Evolução Tectónico-Estratigráfica

A Bacia Lusitânica apresenta-se controlada por alinhamentos estruturais existentes no soco Paleozóico, herdados da orogenia Varisca (evento geológico que se deve ao movimento das placas tectónicas sobre o manto, datado do final do Paleozóico) e retomados ao longo do Mesozóico, em regime distensivo, seguido de um regime compressivo durante o Cenozóico.

Durante o Pérmico Superior, dá-se a fragmentação do supercontinente Pangeia, com a geração das placas Gondwana e Laurásia, formando o Golfo da Biscaia no norte da Península Ibérica e, a Oriente, do Triásico Inferior ao Superior, o rífte que possibilitou o avanço para Oeste do Mar de Tétis (Ziegler, 1988).

No Jurássico Médio há nova reorganização de placas, com a separação crustal entre as massas Gondwana e Laurásia, resultando na separação de África e da América do Norte (Ziegler, 1988).

Para a expansão do fundo Oceânico alguns autores - Hiscott *et al.*, 1990; Sawyer, 1993 in Rasmussen *et al.*, 1998; Wallrabe-Adams *et al.*, 2005 - propõe uma abertura sucessiva de sul para norte de três segmentos: Planície Abissal do Tejo durante o Jurássico Superior, Planície Abissal Ibérica durante a transição Jurássico/Cretácico e Banco da Galiza no início do Cretácico, não sendo unânime esta interpretação. O que parece consensual é a migração do eixo de expansão oceânica do Atlântico em direção a norte, tendo sido consolidada a abertura oceânica com formação de crosta oceânica no Cretácico Inferior (Aptiano). (Martins, 2007).

No início do Aptiano, ou mesmo antes, segundo Wilson *et al.* (1989), o bloco central que constitui a Península Ibérica passará a descrever um movimento anti-horário, com a progressiva abertura do Golfo da Biscaia e separação entre o Banco da Galiza e a Bacia de *Flemish* (atualmente Canadá) (Ribeiro *et al.*, 1996).

Na figura seguinte (Figura 22) é representada esquematicamente a reconstrução tectónica do Atlântico Central e Norte em três intervalos relacionados com a fragmentação continental e consequente oceanização, por sectores, entre a sub-placa ibérica e a placa norte-americana.

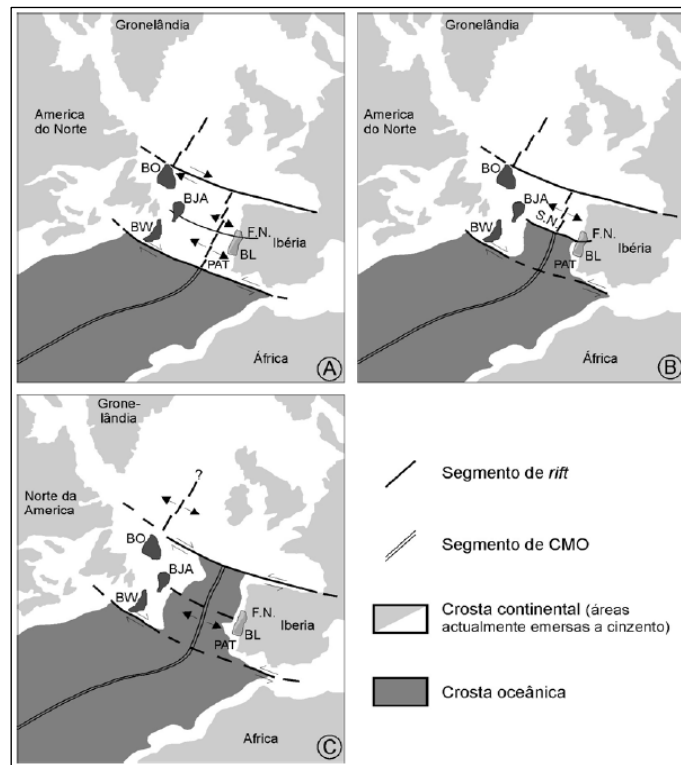


Figura 22 – Reconstrução Paleo-tectónica do Atlântico Central e Norte em três intervalos relacionados com a fragmentação continental e consequente oceanização, por sectores, entre a sub-placa ibérica e a placa norte-americana, A) pré-oceanização do Atlântico Norte; B). Primeira rotura continental num segmento a sul da Falha da Nazaré (Aptiano Sup.); C) oceanização completa do segmento ibérico do Atlântico Norte (Albiano). BJA- Bacia de Jeanne d’Arc; BL- Bacia Lusitânica; CMO Crista Média Oceânica; FN- Falha da Nazaré; PAT- Planície Abissal do Tejo; S.N.- Sector Norte (Kullberg, 2000).

Salienta-se na imagem acima (Figura 22), a referência à Bacia de Jeanne D’Arc, localizada no ponto, aproximado, oposto da margem conjugada da Portuguesa, sendo a localização de referência para a Bacia Lusitânica e que tem sido foco da atenção dos grandes operadores da indústria para a atividade de prospeção, pesquisa, e exploração, destacando-se, a grande procura e interesse nos concursos lançados nos últimos anos pelas autoridades Canadianas para novas concessões nesta zona. Também na Figura 23, é possível verificar a posição das bacias sedimentares antes da expansão oceânica.

Antes dos eventos de *Rifting*, a margem Oeste da Península Ibérica estava próxima dos *Grand Banks* da Terra Nova (*Newfoundland*). O Sul da Península estaria próxima do Arco Varisco de Marrocos (Ziegler, 1988; Ribeiro *et al.*, 1996).

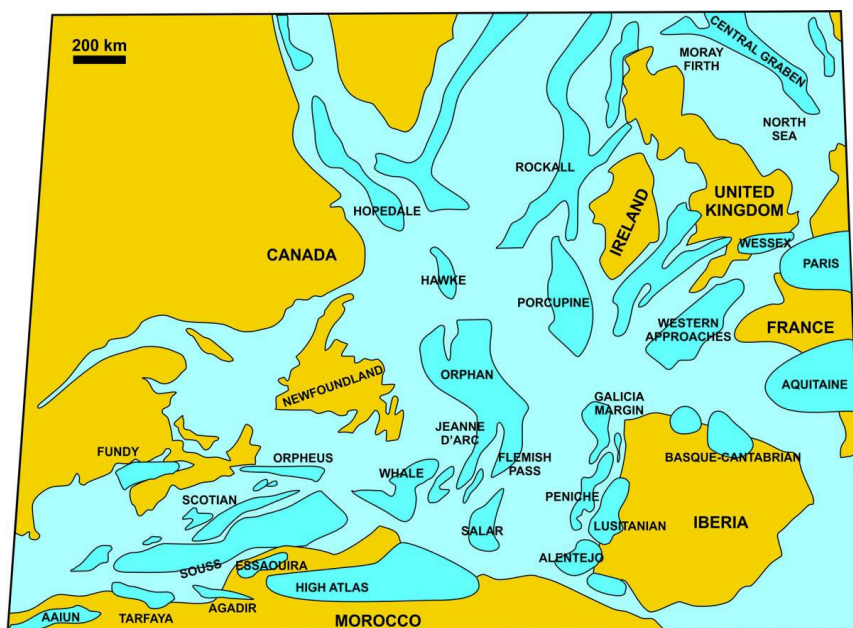


Figura 23 – Localização das diferentes bacias sedimentares formadas pelo *Rifting* e aumento do fundo marinho, que se iniciou no Triásico superior, levando à abertura do Oceano Atlântico (N. Pimentel, 2014).

A evolução tectónico-estratigráfica da bacia ocorreu genericamente em regime distensivo, ao longo de cerca de 150 Ma. (Wilson et al., 1996), durante o Mesozóico, tendo-se verificado neste intervalo de tempo diferentes episódios de *Rifting*. Esta matéria não é completamente consensual entre os vários autores que se têm dedicado ao estudo da bacia, nomeadamente quanto ao número de episódios de *Rifting* e os seus limites.

Rocha & Soares (1984 e 1990) subdividiram internamente a Bacia Lusitânica em três sectores distintos (limites propostos indicados na Figura 19-1), tendo por base a variação de fácies e espessura das unidades litoestratigráficas do Jurássico Inferior. Segundo Kullberg (2006), estes sectores coincidem com sectores tectónicos bem limitados e diferenciados do ponto de vista geométrico e cinemático, onde a cobertura sedimentar encontra-se fortemente influenciada pela estrutura profunda da bacia, apresentando localmente estruturas com características particulares, condicionadas por movimentos dos níveis evaporíticos.

Ribeiro *et al.* (1996) redefiniram os sectores propostos por Rocha & Soares (1984 e 1990), nomeadamente o sector central, e precisando o limite Sul de um deles, resultando assim nos sectores indicados abaixo e na Figura 19-2. (Dias, 2005):

- Sector Norte, localizado para Norte da falha da Nazaré até à falha de Aveiro;
- Sector Central, localizado entre a falha da Nazaré e a falha do Vale do Tejo;
- Sector Sul ou sector da Arrábida, localizado entre a falha do estuário do Tejo e a falha da Arrábida.

Verifica-se também uma falta de consenso entre vários autores quanto às fases de *Rifting*. A síntese publicada por Kullberg *et al.* (2006) refere que terão ocorrido quatro episódios (Figura 22) (assim como Rasmussen *et al.*, 1998; Alves *et al.*, 2002; e Kullberg, em 1997 e 2000): 1º Episódio de *Rifting*: do Triásico ao Jurássico Inferior (Sinemuriano) – estados iniciais de tensão da Pangeia, no início do ciclo alpino e a sua fragmentação, nomeadamente através da abertura do atlântico, com ambiente de deposição dominante lacustre e fluvial; 2º Episódio de *Rifting*: Jurássico inferior (Pliesbaquiano) ao Jurássico superior (Oxfordiano) – episódio a partir do qual se podem reconhecer claramente 3 sectores na Bacia, o que será responsável por subsidências diferenciadas e logo, diferentes espaços disponíveis para a acumulação de sedimentos, com ambiente dominante de rampa e plataforma carbonatada e no final com um período lacustre; 3º Episódio de *Rifting*: Jurássico Superior ao Cretácico (do Kimeridgiano ao Berriasiano Inf.): forte aceleração da distensão, provocando uma rápida e profunda transformação da bacia. Ativação das falhas já existentes e evidência das outras que ainda não tinham mostrado atividade tão notória. As orientações diversificadas destas novas falhas produzem geometrias complexas na cobertura sedimentar. Ambiente dominante de planície aluvial/deltaica e talude submarino; 4º Episódio de *Rifting*: durante o início do Cretácico (Berriasiano sup. ao Aptiano sup.) a bacia apresenta uma geometria com um eixo central mais profundo, com uma série cretácica relativamente continua entre Torres Vedras e o Sado, e com depósitos de maior profundidade e com carácter mais acentuadamente marinho localizado na região de Cascais. A bacia encontra-se essencialmente aberta para o mar a Sudoeste e assim, protegida das influências do mar aberto através de uma ou mais barreiras topográficas que reduzem os acarreios sedimentares em direção aos fundos atlânticos. Ambiente predominante fluvial e litoral (estuário). Verificam-se as primeiras fases de fenómenos de diapirismo.

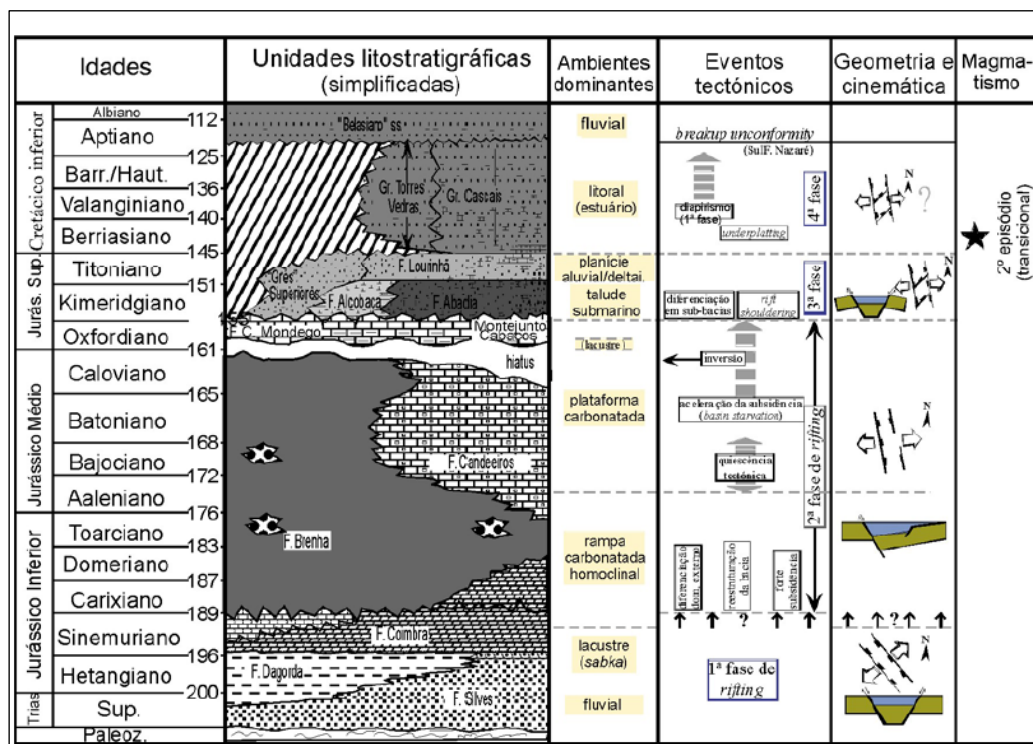


Figura 24 – Esquema simplificado da Litoestratigrafia da Bacia Lusitânica, com a indicação da relação entre eventos sedimentares, tectónicos e magmáticos de sin-rift (Kullberg, 2006).

Numa publicação mais recente, Pena dos Reis & Pimentel (2010) e depois reiterado pelos mesmos (em 2014 e 2016), consideram três episódios de *Rifting* e dois episódios de subsidência (Figura 25) (fase de *Rifting*: 1a. Triásico Superior, 1b. Pliesbaquiano – Toarciano e 2. Oxfordiano Inferior – Berriasiano). Vários autores, após os trabalhos iniciais de Olivet *et al.* (1984), Montenat *et al.* (1988) e Wilson *et al.* (1988, 1989) consideram, apenas, três episódios de *Rifting* (entre eles Soares *et al.*, 1993; Stapel *et al.*, 1996 e Pinheiro *et al.*, 1996) (em Kullberg, 2006).

A organização litoestratigráfica (Figura 25), publicada por Pena dos Reis & Pimentel (2010), integra dados e análises existentes na vasta bibliografia publicada com vista à sua harmonização e uniformização. Em paralelo, apresentam-se esquemas representativos da sequência e estruturação do preenchimento sedimentar, resultante dos estudos desenvolvidos no quadro do projeto Atlantis (desenvolvido pelas Universidades de Coimbra, Lisboa e UFS (Brasil) *in* Pena dos Reis & Pimentel, 2010).

A Figura 25 representa apenas a história mesozóica da Bacia Lusitânica, já que no final desta Era, como resultado de episódios tectônicos Alpinos, com a colisão entre as placas Africana e Eurasiática, originou-se o encurtamento crustal e a inversão das bacias, com a sua fragmentação em sub-bacias distintas, e com evoluções diferenciadas a partir do Cenozóico. Não sendo esta informação particularmente desenvolvida neste estudo encontra-se a estratigrafia proposta para o período Cenozóico (Pena dos Reis *et al.*, 2011), indicada esquematicamente no Anexo I (Figura 66).

Em consequência destes episódios compressivos, a maior parte da estruturação do preenchimento sedimentar das bacias foi controlada pelo padrão de falhas hercínias do soco e amplificada pela halocinese, que em casos extremos levou à formação de diapiros que cortam toda a cobertura sedimentar.

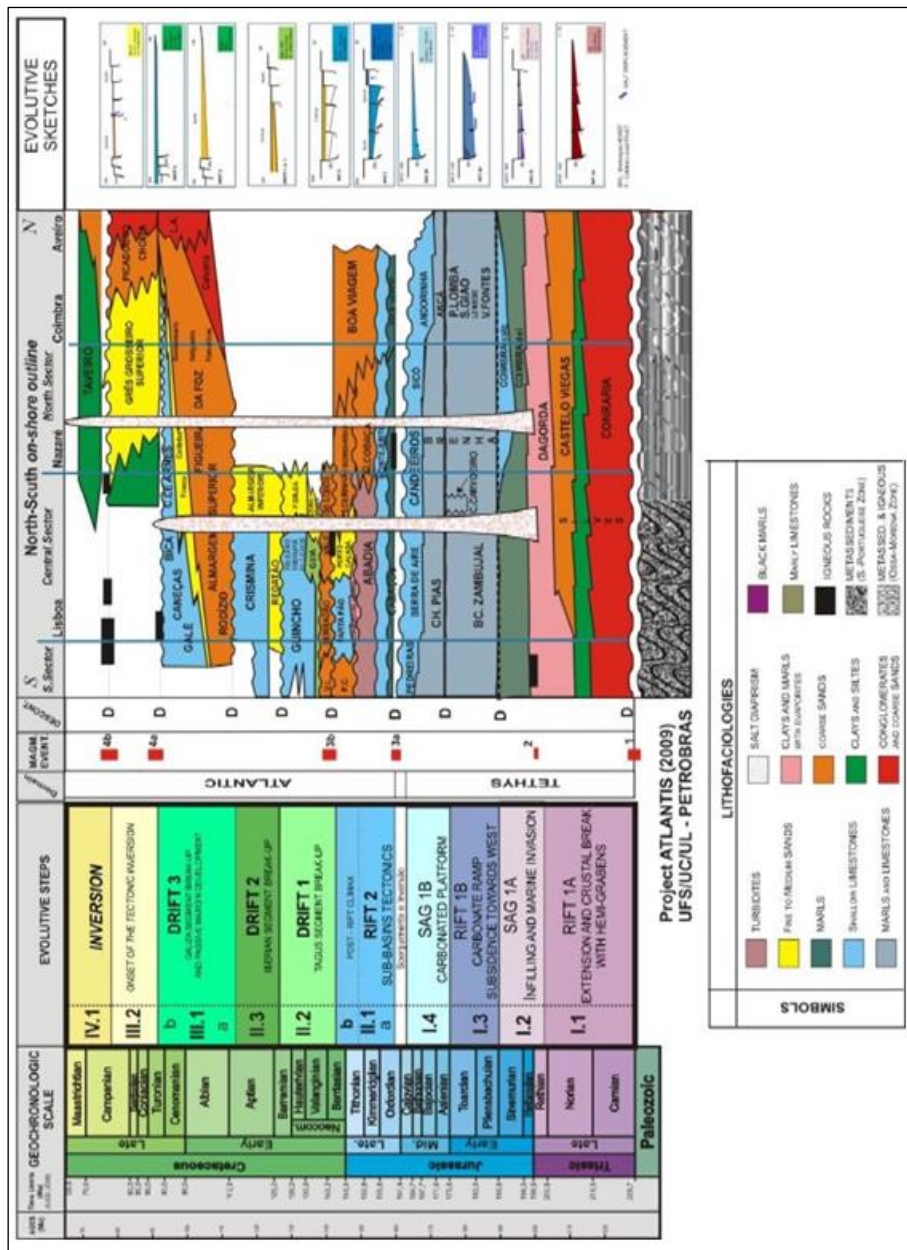


Figura 25 – Quadro Litostratigráfico da Bacia Lusitânica com a indicação das diferentes formações consideradas, esquemas evolutivos e sequencialidade (adaptado de Pena dos Reis et al, 2010).

Na Figura 26, estão representados os perfis estruturais esquemáticos da evolução da Bacia Lusitânica, para melhor se perceber os intervalos evolutivos apresentados na figura anterior. As setas indicam os fenómenos de halocinese, a indicação BRL, o bloco tectónico das Berlengas, e F, a falha da Lousã.

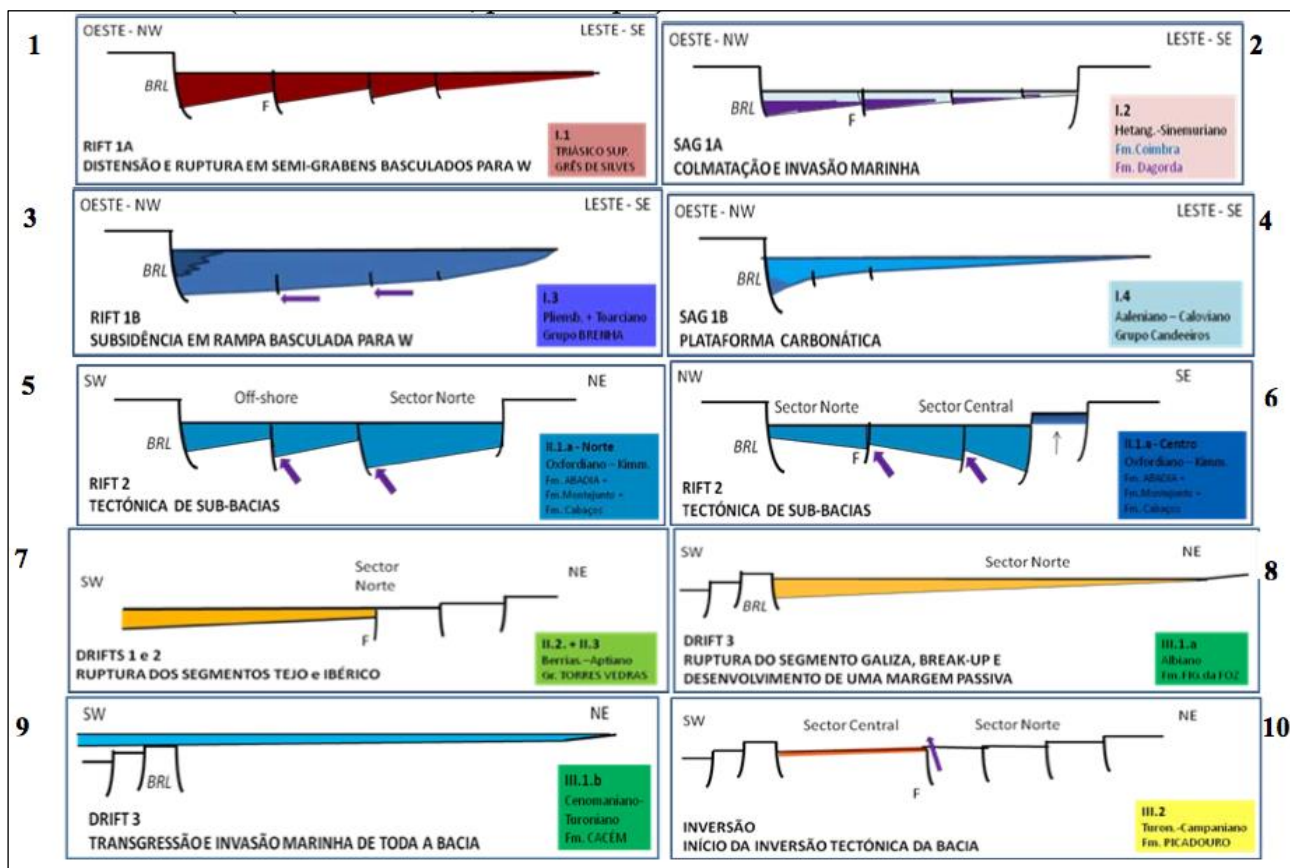


Figura 26 – perfis estruturais esquemáticos da evolução da Bacia Lusitânica (adaptado de Pena dos Reis et al, 2010).

No início do Mesozóico (Triásico Superior), a Bacia Lusitânica diferenciou-se em consequência do estiramento crustal que deu origem a um sulco de rífte intercontinental (Fig. 26-1). Esta estrutura evoluiu rapidamente para uma depressão de mar epicontinental (pequena profundidade e ampla área continental) em ligação com o domínio Tétisiano ocidental, na sequência de um incremento da subsidência no início do Jurássico Inferior (Figs. 26-2; 26-3 e 26-4).

Um segundo evento extensional desencadeou a reorientação atlântica da bacia, a partir do Jurássico Superior (figs. 26-5 e 26-6), evoluindo durante o Cretácico Inferior (figs. 26-7, 26-8 e 26-9) para uma margem passiva, ao longo de três segmentos alinhados de sul para norte e temporalmente sucessivos (fig. 19 – sector norte, central e sul).

A partir do final do Cretácico, a inversão tectónica da bacia (fig. 26-10) originou o soerguimento da bacia, com exposição de vastas áreas da bacia e subsequente erosão, o que resultou numa significativa acumulação de sedimentos siliciclásticos em zonas que na atualidade, tanto se apresentam imersas como à superfície (Pena dos Reis & Pimentel *et al*, 2010)

Existem também, conforme se pode observar no quadro esquemático da Litoestratigrafia (Figura 25), a presença de estruturas diapíricas. Estas estão alinhadas com as principais direções estruturais, aflorando ao longo de dois alinhamentos, o das Caldas da Rainha e o de Porto de Mós.

3.3 Diapirismo na Bacia Lusitânica

O diapirismo na Bacia Lusitânica tem suscitado alguma controvérsia entre autores, nomeadamente no que diz respeito: ao estilo tectónico e o seu condicionamento da geometria do substrato onde se depositam as unidades do Jurássico Superior; aos mecanismos responsáveis pela movimentação do nível evaporítico (a Formação Dagorda), e aos períodos em que ocorreu o diapirismo assim como, implicitamente, os conceitos associados à tectónica salífera (Kullberg et al, 2006).

Além de poderem ocorrer em regime distensivo, os diapiros salinos também se podem formar noutros tipos de ambientes tectónicos, sejam eles em regime predominantemente compressivo ou originados por carga diferencial ou térmica. Dadas as características da Bacia Lusitânica, o diapirismo em regime distensivo é provavelmente o que melhor pode explicar a formação dos diversos diapiros (Dias, 2005).

Existe a possibilidade de que estas movimentações de corpos salinos (halocinéticas) tenham originado a formação de armadilhas na bacia, tornando-se muito importante ter em atenção estes fenómenos e a sua possível importância na estruturação da bacia.

Da diversidade de interpretações e falta de consenso relativamente aos conceitos referidos anteriormente, geraram-se dois modelos para o período e regime tectónico em que ocorreu o diapirismo na bacia: um modelo defende a existência de fenómenos de halocinese e diapirismo durante os fenómenos de Rifting e um modelo que defende um período mais tardio, nomeadamente durante a inversão cenozóica da bacia.

Os diapiros mais importantes estão localizados na zona Central e Norte da bacia, sendo o de maior dimensão o diapiro de Caldas da Rainha. Este grupo de diapiros terá começado a formar-se e a desenvolver-se essencialmente durante o Jurássico e retomado posteriormente, com a deformação tectónica provocada pela inversão tectónica cenozóica. Existe um segundo grupo de diapiros na zona Sul (Sesimbra e Matacães) cujo desenvolvimento terá ocorrido durante o Cenozóico (Paleogénico e Miocénico), não se excluindo a possibilidade de uma fase precoce no Cretácico Superior (Fernandes, 2009).

O primeiro grupo ter-se-á desencadeado por processos distensivos de *Rifting* nas zonas mais profundas da bacia, nas zonas Norte e Centro, enquanto que o segundo grupo ter-se-á desenvolvido pela inversão tectónica de falhas herdadas do *Rifting* e, eventualmente, por aquecimento magmático, nas partes menos profundas e menos estiradas (zona sul) (Fernandes, 2009).

Relativamente à Sub-bacia Arruda, e especificamente ao Anticlinal de Montejunto, este é associado a fenómenos de diapirismo do sal (Figura 27) proveniente da formação Dagorda. Para Leinfelder & Wilson (1989), esta estrutura, que separa as Sub-bacias Arruda e Bombarral, terá o seu primeiro registo durante o Oxfordiano e Kimeridgiano Inferior.

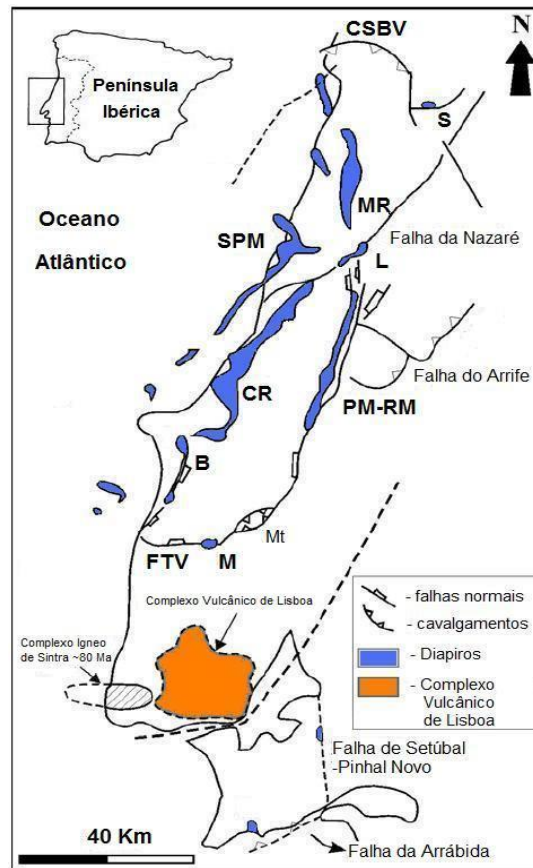


Figura 27 – Localização de diapiros e outras estruturas na área geográfica da Bacia. Legenda: B - Bolhos; CR - Caldas da Rainha; L - Leiria; M - Matacães; MR - Monte Real; PM-RM – Porto de Mós-Rio Maior; PN - Pinhal Novo; S - Soure; SC- Santa Cruz; SPM - S. Pedro de Moel; V – Vimeiro; CSBV - cavalgamento de Serra da Boa Viagem; FN - falha de Nazaré; FSPN – falha de Setúbal-Pinhal Novo; FTV - falha de Torres Vedras; Mt - pop-up de Montejunto. (Adaptado de Ribeiro *et al.*, 1996).

Na figura 27 é possível interpretar a distribuição espacial diapírica na Bacia Lusitânica, com várias estruturas aflorantes, essencialmente na zona central da bacia e junto ao bordo Oeste, segundo duas direções predominantes NNE-SSW e N-S, mas também E-O, ao longo do limite das falhas, e com o seu enraizamento no soco, as direções de estruturação dos diapiros são compatíveis com os limites da bacia (Kullberg *et al.*, 2006). Esta distribuição das estruturas diapíricas foi provavelmente controlada pela espessura deposicional dos evaporitos da formação da Dagorda (Wilson *et al.*, 1989).

3.4 Sistemas Petrolíferos

Um Sistema Petrolífero pode ser definido como um sistema físico-químico, dinâmico, que evolui no espaço e no tempo geológico, e que é capaz de gerar e concentrar hidrocarbonetos (Demaison & Huizinga, 1991 e 1994).

Podemos caracterizar um Sistema Petrolífero pela existência de: um subsistema gerador, responsável pela produção e expulsão de hidrocarbonetos da rocha geradora, num determinado período geológico, e outro subsistema responsável pela migração e pelo aprisionamento dos mesmos (após a sua geração, pressupõe que a rocha geradora terá atingido o grau de maturação necessário e expelido os hidrocarbonetos gerados).

Na fase de pesquisa e da análise da sua possível existência, há que procurar definir e encontrar evidências do “magic five”, cinco parâmetros que definem a existência das condições bio-geológicas necessárias para a acumulação de hidrocarbonetos, caracterizando a existência de um Sistema Petrolífero.

- A existência de rochas ricas em matéria orgânica, denominadas de rochas geradoras (1). Estas terão que ter sido submetidas às condições adequadas (tempo, temperatura e pressão) para a geração de hidrocarbonetos, líquidos ou gasosos, e procurar definir o estado de maturação atingido e em que período geológico.

- A existência de rochas com porosidade e permeabilidade necessárias à acumulação do petróleo, denominadas de rochas reservatório (2), e a sua localização e características petrofísicas;

- A presença de condições favoráveis à migração (3) dos hidrocarbonetos da rocha geradora até a rocha reservatório, procurando-se determinar assim o intervalo temporal em que poderão ter ocorrido, as vias de migração formadas e a relação com a idade de formação das armadilhas (sincronismo entre a migração e existência de armadilhas adequadas à retenção dos hidrocarbonetos).

A migração dos hidrocarbonetos, desde a rocha geradora até ao reservatório, designada por migração secundária, constitui um dos principais momentos críticos, senão o principal, num Sistema Petrolífero. Poderá ser discutido a existência de um primeiro momento crítico, que será a janela em que a rocha geradora atinge a maturação necessária para a “janela do óleo” (Dias, 1995). A migração primária será o processo em que, devido ao aumento de pressão na rocha geradora, os hidrocarbonetos são expulsos da rocha geradora para as formações geológicas adjacentes.

O momento crítico será o tempo que melhor estabelece a génese, migração e acumulação dos hidrocarbonetos. De uma forma geral, corresponderá ao intervalo de tempo em que ocorre a migração

secundária e a acumulação, implicando assim, que as armadilhas suscetíveis de acumular os hidrocarbonetos já estão formadas.

- A existência de uma rocha impermeável que retenha os hidrocarbonetos, denominada de rocha selante (4), procurando-se definir o tipo, localização e idade, por forma a poder ser avaliado o período de formação das armadilhas.

- O arranjo geométrico das rochas reservatório e rochas selantes, que favoreçam a acumulação de um volume significativo de hidrocarbonetos – armadilha (5), procurando definir-se a sua capacidade de retenção, ou seja, a competência da rocha selante e volume de acumulação possivelmente existente. Para avaliação deste parâmetro terá que se ter um conhecimento muito exaustivo e correto da evolução tectónica da bacia, e em particular para a complexidade da Bacia Lusitânica. Sempre que a competência da rocha selante não for eficaz, produzir-se-á a libertação dos mesmos, com o seu aparecimento, ou indícios de fluídos e/ou gás, à superfície, sendo estes de grande importância para o estudo da potencial existência de um Sistema Petrolífero.

É preciso ter presente que estas serão as condições mínimas, condicionantes, para a possibilidade de formação e preservação do petróleo. No entanto, ainda assim, a existência destas condições não garante a sua presença, daí a extrema importância da confirmação através da sua prova física (através da execução de sondagens), e do máximo de estudos complementares possíveis.

3.4.1 Evidências de um sistema petrolífero ativo na Bacia sedimentar lusitânica.

Existem variadas manifestações superficiais de hidrocarbonetos associadas aos afloramentos geológicos e indícios de óleo/gás recuperados em sondagens de pesquisa que sugerem a existência de sistemas petrolíferos ativos na Bacia Lusitânica. Estes numerosos indícios superficiais podem também indicar uma menor competência da rocha selante, ou que a evolução tectónica da bacia, posterior à migração, poderá ter levado à dispersão de alguma parte dos hidrocarbonetos dos reservatórios.

No poço de pesquisa *onshore* Aljubarrota-1 (Mohave) foram detetadas amostras de óleo e gás com assinatura paleozóica, na formação Triásica de Silves. Também o poço de pesquisa Aljubarrota-2 encontrou gás entre os 435 e os 750 m em carbonatos oolíticos do Jurássico e um intervalo espesso de gás e óleo na formação de Brenha, a profundidades superiores aos 1.250 m, tendo a Mohave identificado a possibilidade de 75 m de reservatório (“*net reservoir*”) na formação de Silves.

O poço de pesquisa Benfeito-1, utilizado neste estudo, produziu em testes, 795 litros de óleo (5 bbl), de elevado grau API (41 – 44°). De forma idêntica, os poços de pesquisa *offshore*, também perfurados nesta bacia, 14A-1 e Moreia-1 (Figura 28), produziram respetivamente, 290 e 525 litros. A localização destas sondagens encontra-se representada na Figura 29.

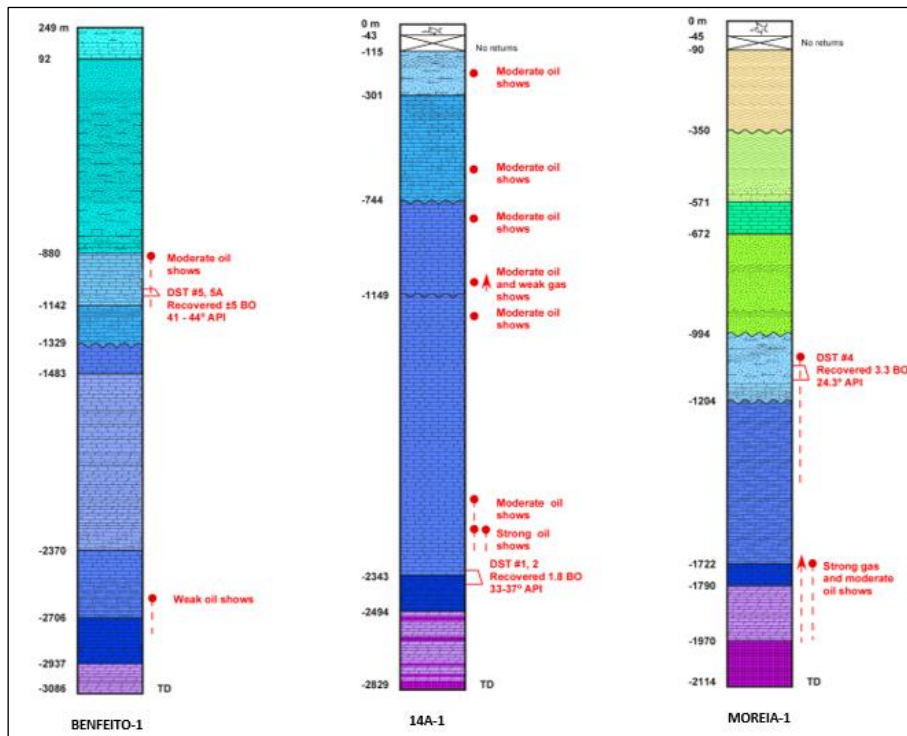


Figura 28 – Imagem ilustrativa de alguns dos poços com indícios mais significativos, localizados ao longo da Bacia Lusitânica, quer *onshore* (Benfeito-1) como *offshore* (14A-1 e Moreia-1) (UPEP 2015).



Figura 29 – Mapa com a localização de alguns dos poços, com indícios mais significativos da Bacia Lusitânica., quer *onshore* (Benfeito-1) como *offshore* (14A-1 e Moreia-1) (UPEP 2015). Região de interesse identificada com retângulo azul.

As formações Vale da Ursa e Sazes são tidas como as geradoras de óleo e gás acumulados em armadilhas estratigráficas (canais fluviais; poço Aljubarrota-1) (Uphoff, 2005). Crê-se que o gás recuperado em testes de produção de curta duração, executados em carbonatos fraturados do poço Aljubarrota-2, também tenha sido gerado por estas formações (DGEG, 2007).

No sector Norte da Bacia Lusitânica, foram produzidas pequenas quantidades de óleo e gás (não comerciais), a partir de reservatórios do Hetangiano, da Formação Dagorda (com valores de porosidade até 20%), (Uphoff, 2005). Esta área de produção localiza-se na região de Alcobaça (poço Aljubarrota-1).

Também nesta área (poço Aljubarrota-2), foram encontrados bons indícios de gás nos clásticos fluviais do Triássico (Formação de Silves) com valores de porosidade até 12%. Este mesmo poço testou ainda gás (350 Mcf/dia) nos carbonatos fraturados do Jurássico (Formação Brenha) (Uphoff, 2005; DGEG, 2007).

Na parte *onshore* do sector central da Bacia Lusitânica, foi produzido óleo, não-comercial, de reservatórios do Neo-oxfordiano. Os calcários marinhos pouco profundos da Formação Montejunto, com porosidades de fratura, produziram óleo leve (36-44° API) (Uphoff *et al.*, 2002; DGEG, 2007). A área de produção localiza-se na Sub-bacia Arruda, no poço Benfeito-1.

Os calcários betuminosos do Oxfordiano, da Formação de Cabaços, em contato direto com os carbonatos fraturados, também do Oxfordiano (Fm. Cabaços e Montejunto), são tidos como os geradores do óleo acumulado, tendo estas armadilhas sido testadas no poço Benfeito-1 (Uphoff *et al.*, 2002 e 2010).

3.4.2 Identificação dos Sistemas Petrolíferos

Existem provavelmente na Bacia Lusitânica, e são considerados de forma geral, três Sistemas Petrolíferos: o Sistema Pré-Sal, com rochas geradoras paleozóicas; o Sistema Inferior, com rochas geradoras do Jurássico Inferior; e o Sistema Superior, com rochas geradoras do Jurássico Superior (Dias, 2005).

Podemos caracterizar o primeiro (Sistema Pré-Sal), como Sistema Petrolífero Paleo-Mesozóico, com rochas geradoras paleozóicas, rochas reservatório do Triássico Superior (ou mais recentes) e rochas selantes do Jurássico Inferior (ou mais recentes), e o segundo e terceiro Sistemas, como Sistemas Petrolíferos Meso-Cenozóicos, com rochas geradoras do Jurássico, e rochas reservatório e selantes também do Jurássico/Cretácico, e/ou do Cenozóico.

Na tabela seguinte (Figura 30), decorrente do estudo de Pimentel & Pena dos Reis, de 2016, é possível identificar os momentos críticos propostos pelos autores, e os vários elementos constituintes de um Sistema Petrolífero, conforme descritos anteriormente.

Apresenta-se também, por forma a ser possível identificar os diferentes momentos críticos agora propostos, uma adaptação ao trabalho apresentado por Azerêdo *et al.*, em 2003 (Figura 31), onde estão representadas esquematicamente, além desta informação, as diferentes formações correspondentes aos diferentes períodos geológicos.

PALEOZOIC				MESOZOIC						CENOZOIC				
Sil	Dev	Carb	Perm	Triassic			Jurassic			Cretaceous		Paleogene	Neogene	
				E	M	L	E	M	L	E	L			
■		■					■		■					SOURCE ROCK
						■		■	■	■	■			RESERVOIR
						□		□			□		□	SEAL
		■								■			■	OVERBURDEN
		□								□			□	TRAP
		□											□	MAT/MIGR/ACC
		■											■	CRITICAL MOMENT
<i>Collision</i>				<i>Rift 1</i>			<i>Sag</i>	<i>Rift 2</i>		<i>Drift</i>	<i>Inversion</i>			Basin Evolution

Figura 30 – Tabela com indicação dos eventos críticos relativos à Bacia Lusitânica (N. Pimentel & R. Pena dos Reis, 2016).

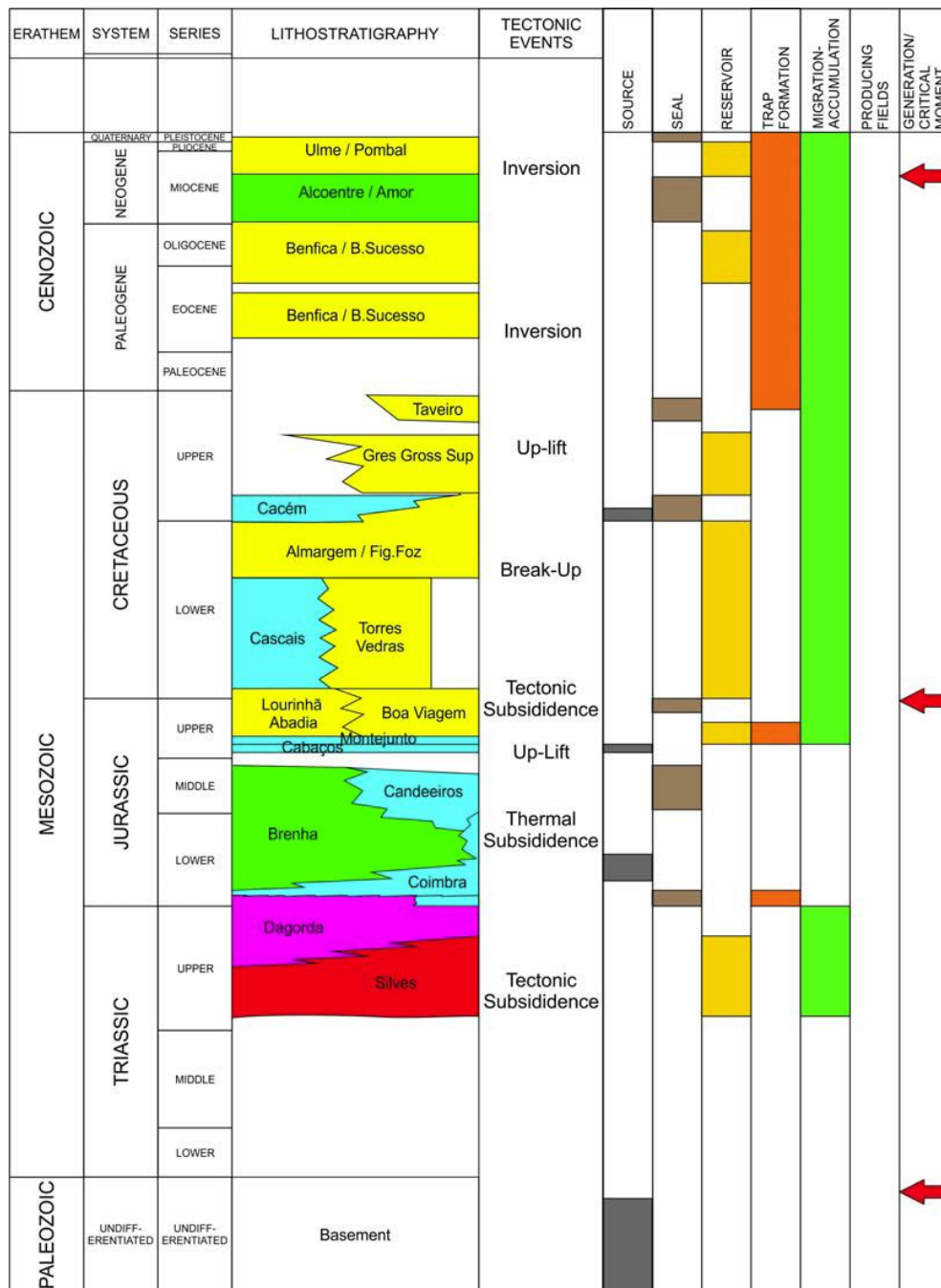


Figura 31 – Quadro esquemático da Litoestratigrafia e Sistemas Petrolíferos existentes em Portugal com indicação do momento crítico e diferentes rochas geradoras, reservatório, selo, período de formação das armadilhas e da possível migração (adaptação com base em Azerêdo *et al.*, 2003).

As tabelas apresentadas nas Figuras 31 e 32, e a bibliografia existente, permitem identificar os vários sistemas petrolíferos, normalmente definidos como três Sistemas Petrolíferos principais, com rochas geradoras paleozoicas, ou rochas geradoras mesozoicas do Jurássico Inferior ou Superior:

Sistema Pré-sal ou Paleo-Mesozóico:

Xistos carbonatados do Carbonífero e argilitos negros (*black-shales*) do Silúrico (rochas paleozóicas, formação de Vale da Ursa e Sazes), sendo as principais rochas geradoras, gerando hidrocarbonetos para reservatórios do Triásico, sendo o selo os Evaporitos do Jurássico. Este sistema é descrito como análogo ao da Bacia Illizi-Ghadames, na Argélia (Uphoff, 2005).

Sistemas Mesozóico e Meso-Cenozóico:

- **Sistema Jurássico inferior:** margas betuminosas do Sinemuriano/Pliesbaquiano (Jurássico Inferior), gerando hidrocarbonetos para reservatórios do Jurássico e Cretácico.

- **Sistema Jurássico superior:** calcários betuminosos do Oxfordiano (Jurássico Superior), gerando hidrocarbonetos para reservatórios igualmente do Jurássico.

Ou ainda, as rochas geradoras indicadas acima, mas gerando para reservatórios de rochas cenozóicas.

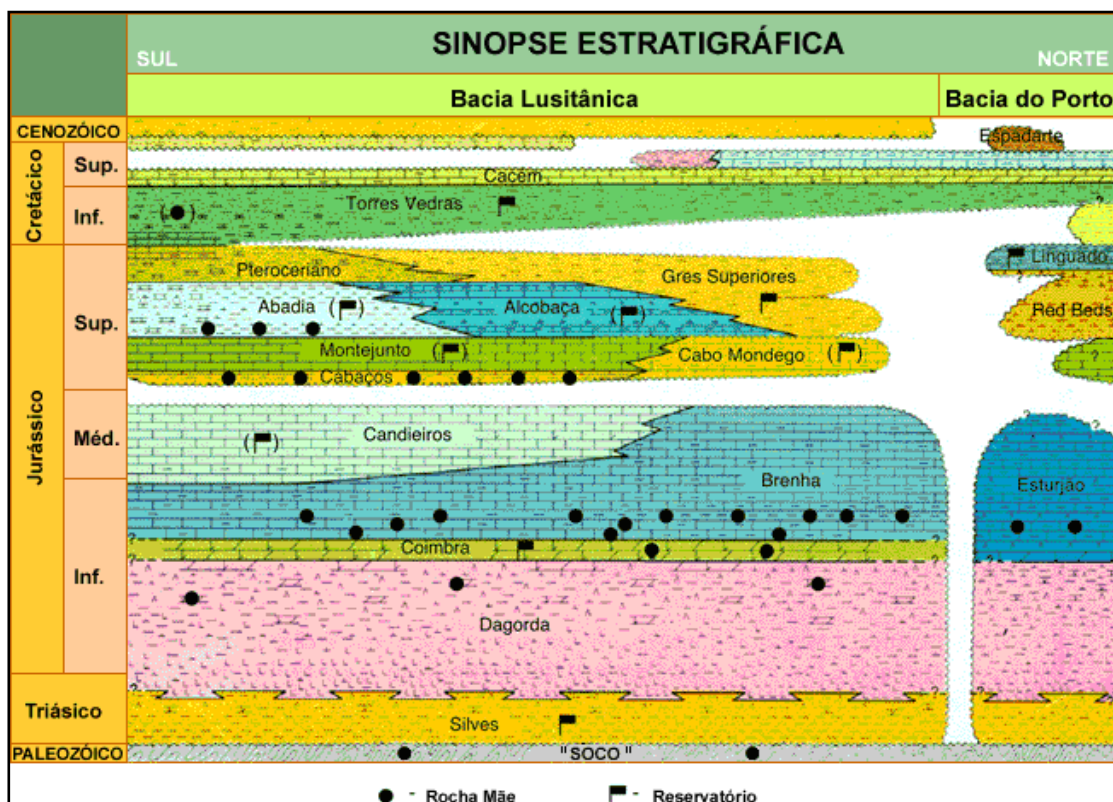


Figura 32 – Sinopse estratigráfica da Bacia Lusitânica com indicações de possíveis rochas-reservatório e rochas-geradoras (UPEP 2015).

Os possíveis elementos dos sistemas petrolíferos são identificados e descritos, com mais pormenor, nos pontos seguintes.

3.4.3 Principais rochas geradoras

Na Bacia Lusitânica depositaram-se sedimentos, essencialmente, entre o Triásico e o final do Cretácico, embora a maioria dos sedimentos se tenha depositado, dentro deste período, durante o Jurássico. São assim reconhecidas três unidades lito-estratigráficas principais, apresentando rochas ricas em matéria orgânica com elevado potencial para geração de hidrocarbonetos (Formação Dagorda - Jurássico Inferior; Formação Coimbra e Brenha - Jurássico Inferior; Formação Cabaços - Jurássico Superior). São também consideradas, ainda, as rochas geradoras associadas ao Paleozóico (Formações Vale da Ursa e Sazes).

Formações Vale da Ursa e Sazes (Sistema Paleozóico)

Na borda nordeste da Bacia Lusitânica ocorrem sedimentos marinhos do Paleozóico (Figura 33 e 34) com elevado teor de carbono orgânico total (COT até 47%) e reflectância da vitrinite (Ro) variando entre 0,54 a 2,84% (amostras da Mohave, Uphoff, 2005) (Figura 35).

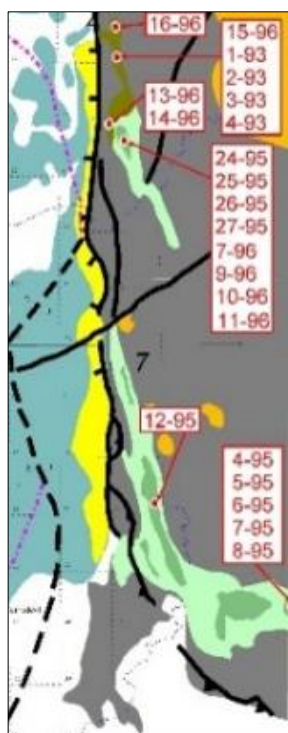


Figura 33 – Rochas geradoras, “*black shales*” do Siluriano e Carbonífero (Pimentel & Pena dos Reis, 2014).

As rochas do Carbonífero e Pérmico (Paleozóico), mais recentes, encontram-se maduras, correspondendo à janela do óleo ao gás, enquanto que as rochas do Silúrico se encontram maduras a sobre-maduras, variando do final da janela do óleo ao gás (Pimentel & Pena dos Reis, 2016).



Figura 34 – Rochas geradoras – Turbiditos ricos em matéria orgânica do Carbonífero superior (localizados no Sudoeste de Portugal, praia da Amoreira). Litologias semelhantes ocorrem na Bacia Lusitânica (Pimentel & Pena dos Reis, 2016).



Date	Sample Number	Age	% TOC	% Ro	Source or Kerogen Type
1993	1-93	Permian	3.57	0.71	III
1993	2-93	Permian	47.15	0.66	III
1993	3-93	Permian	3.21		III
1993	4-93	Permian	33.21	0.54	III
1995	4-95	Silurian	1.39	1.63	II
1995	5-95	Silurian	1.41		
1995	6-95	Silurian	1.10	1.26	II and III
1995	7-95	Silurian	0.39	1.36	II and III
1995	8-95	Silurian	0.44		
1995	12-95	Silurian	1.26	2.56	II and III
1995	24-95	Silurian	8.60	2.70	II and III
1995	25-95	Silurian	0.71		
1995	26-95	Silurian	0.84	2.84	II and III
1995	27-95	Silurian	0.79		
1996	7-96	Silurian	0.47		II and III
1996	9-96	Silurian	0.97		II and III
1996	10-96	Silurian	7.29	1.23	II and III
1996	11-96	Silurian	2.05	1.04	II and III
1996	13-96	Carboniferous	9.66	0.79	Coaly Sh
1996	14-96	Carboniferous	4.79	0.88	Coaly Sh
1996	15-96	Carboniferous	3.28	0.88	Coaly Sh
1996	16-96	Carboniferous	1.49	0.78	Coaly Sh

Paleozoic Source Rocks

Figura 35 – Avaliação do potencial gerador da secção Silúrico-Pérmico (Paleozóico) da região do bordo Nordeste da Bacia Lusitânica com base no COT, Ro e tipo de matéria orgânica. (Uphoff, 2005).

Pela análise da tabela (Figura 35) é possível verificar, em várias amostras recolhidas e analisadas, o potencial das rochas geradoras das formações Paleozóicas da Bacia Lusitânica. Estas rochas apresentam valores de COT muito razoáveis, assim como índices de reflectância média da vitrinite no intervalo gerador na janela do óleo e gás, e tipos de querogénio II e III, podendo assim ser consideradas como rochas geradoras.

Formação Dagorda (Jurássico Inferior)

Outro intervalo identificado com potencial gerador, são as intercalações de margas e argilitos negros (ricos em matéria orgânica) nos evaporitos hetagianos (Figura 36), correspondendo à Formação Dagorda, assim como nas formações sobrepostas.



Figura 36 – Intercalações de margas e argilitos negros (ricos em matéria orgânica) nos evaporitos Hetagianos, correspondendo à Formação Dagorda (imagem Pimentel & Pena dos Reis, 2014).

A Formação Dagorda inicia-se quando o ambiente de natureza continental vai dando lugar a um ambiente de deposição em planície aluvial com intrusões marinhas sequenciais. Este novo ambiente, acompanhado de um aumento, por vezes significativo, da subsidência, permite a deposição de materiais de natureza evaporítica. Esta formação rica em sal pode ter uma importância acrescida na maturação da matéria orgânica, pois, segundo Dias, 2005, “a elevada condutividade térmica do sal faz com que uma rocha-geradora que se encontre nas suas proximidades apresente um estado de evolução diferente do que a mesma rocha quando em contacto com outros tipos de litologias”.

Esta sequência apresenta um potencial gerador para óleo e gás em quase todos os locais onde se encontra exposta e onde é penetrada por sondagens, particularmente na região central mais profunda da Bacia Lusitânica. (DGEG, 2007).

Formação Brenha e Coimbra (Jurássico Inferior)

As potenciais rocha geradoras do Sistema Petrolífero Meso-Cenozóico correspondem a argilitos/calcários argilosos marinhos, de ambiente profundo, ricos em matéria orgânica, produtora essencialmente de óleo, correspondentes à base da Formação de Brenha (Figura 37) (do Sinemuriano Superior ao Toarciano Inferior, Jurássico Inferior), tendo sido identificados no Norte da Bacia Lusitânica quer em sondagens quer em afloramentos.

Também se consideram com potencial gerador os carbonatos do Sinemuriano Inferior, correspondentes à Formação de Coimbra.

Nesta zona norte da bacia, a Formação Brenha revelou espessuras de rocha geradora entre 140 a 190 m, valores de COT entre 0,5 e 18,8% e valores de Ro entre os 0,32 e 1,06%, indicando variável nível de maturação, desde o imaturo até ao maturo (janela de óleo) (Monteleone *et al.*, 1998; DGEG, 2007). Estes argilitos (*paper-shales*), ricos em matéria orgânica, aparentam ter sido depositados em espessuras muito consideráveis nos principais depocentros.



Figura 37 – Rochas geradoras, “*black shales*” do Sinemuriano Superior (Polvoeira Member; Duarte and Soares, 2002). Polvoeira, 1.5 km a sul de S. Pedro de Moel (imagem Pimentel & Pena dos Reis, 2016).

Análises geoquímicas efetuadas em rochas imaturas, margo-calcárias, com níveis betuminosos, do Pliesbaquiano, que afloram na região de Peniche (zona Norte da bacia), revelaram valores de COT até 14,95%, com alto a muito alto potencial gerador (S2: 10 a 50 mgHC/g rocha) e valores de índice de hidrogênio (IH) entre 200 a 555 mgHC /g, caracterizando um querogénio do tipo II/III. (Oliveira *et al.*, 2006) (Figura 38).



Figura 38 – Rochas geradoras, margo-calcárias, do Pliesbaquiano, Fm. Vale das Fontes (Duarte & Soares, 2002) (Formação suprajacente à Fm, Coimbra), que afloram na região de Peniche (zona Norte da Bacia). Rochas com potencial de COT até 15% (Oliveira *et al.*, 2006) (imagem Pimentel & Pena dos Reis, 2014 e 2016).

Estas Formações do Jurássico Inferior (Fm. Dagorda, mas também Coimbra e parte inferior da Brenha), terão atingido a janela da maturidade para óleo e gás, mas variando regionalmente devido ao histórico de variação de subsidência e sobrecarga. De forma geral, os estudos de modelação térmica (Teixeira *et al.*, 2012) indicam a maturidade para óleo na zona norte da bacia e maturidade para o gás na zona central (Pimentel & Pena dos Reis, 2016).

Formação Cabaços (Jurássico Superior)

Na Bacia Lusitânica, a Sul, a sequência sedimentar do Jurássico Superior inclui rochas geradoras do Oxfordiano Superior. Estas rochas geradoras são identificadas quer em sondagens de pesquisa quer em afloramentos, como calcários maciços de ambiente marinho, pouco profundo, ou calcários betuminosos costeiros a lacustres (Figura 39).



Figura 39 – Rochas geradoras, calcários de ambiente marinho pouco profundos ou lacustres (Pimentel & Pena dos Reis, 2014).

Análises geoquímicas a amostras do Sul da Bacia Lusitânica (Torres Vedras - Montalegre), revelaram espessuras de rocha geradora entre 20 e 110 m, valores de COT até 3% e níveis de maturação que variam rapidamente entre imaturos a sobre-maturos. (DGEG, 2007).

Segundo Pimentel & Pena dos Reis, 2016 (baseado no trabalho de Spigolon *et al.*, 2011), esta unidade terá em geral uma espessura de cerca de 200 m e valores de COT entre os 2 e 5% (e até 30%), e querogénio, predominantemente do tipo III, mas também do tipo I e IV. Estas acumulações e preservação de matéria orgânica deram-se em condições restritas, em zonas costeiras com acarreio de matéria orgânica com proveniência continental, mas também esporádicas incursões marinhas. Desta forma, existe uma variedade e heterogeneidade de depósitos definidos por áreas, de relevo mais alto ou mais baixo, existentes neste período, e que controlaram as invasões marinhas, mas de uma forma geral esta formação está presente em toda a bacia (Pimentel & Pena dos Reis, 2016).

Os mesmos autores indicam que apesar desta formação ter sido caracterizada como imatura numa série de afloramentos (e.g. Peniche e Este de Torres Vedras; Oliveira *et al.*, 2006; Silva *et al.*, 2010; Spigolon *et al.*, 20011, Duarte *et al.*, 2012) em sondagens realizadas nas proximidades, a presença de óleo e estudos de modelação térmica (Teixeira *et al.*, 2012) indicam maturidades na janela do óleo. Os

dados de Reflectância da Vitrinite (BEICIP, 1996), em conjunto com os estudos de modelação térmica indicados, sugerem que esta formação terá maturidade para o óleo na zona centro, mas não na zona norte da bacia.

Dias (2005), avaliou o potencial gerador destas rochas em sete poços de pesquisa perfurados no *onshore* do sector Central da bacia, constatando valores médios de COT em torno de 0,67%, atingindo em alguns casos o valor máximo de 4,12% (e.g.: no poço Freixial-1, localizado no depocentro da Sub-bacia Arruda).

3.4.4 Rochas reservatório e Rochas selantes

Formação Silves

Na parte Nordeste da bacia ocorrem afloramentos de sedimentos grosseiros, terrígenos e avermelhados da Formação de Silves (Triásico Superior) com moderadas a boas porosidades (Figura 40). Na direção de Este para o centro da bacia, o tamanho dos grãos vai diminuindo. A porosidade é de forma geral entre baixa e média, podendo em zonas localizadas atingir os 20%. Existem afloramentos onde a formação apresenta boas características para reservatório, mas geralmente a porosidade espectável estará no intervalo entre 8 e 16% (UPEP 2015). Esta formação é composta por rochas siliclásticas, continentais, resultantes de um período de *sin-rift*, apresentando alta variabilidade de valores quer de espessura quer de conteúdo litológico.



Figura 40 – Afloramentos de sedimentos grosseiros, terrígenos e avermelhados da Formação Grés de Silves (Triásico Superior) com moderadas a boas porosidades (imagem UPEP 2015).

A sequência de evaporitos do Hetangiano (Formação Dagorda), que recobrem estes sedimentos continentais, pode representar uma excelente rocha selante (DGEG, 2007; Uphoff et al 2010; Pimentel & Pena dos Reis, 2016).

Formação Dagorda

Tendo em consideração a hipótese de um sistema petrolífero Pré-sal, esta formação poderá ser enquadrada como reservatório e um possível alvo. Mais concretamente os seus carbonatos (“*transitional carbonates*”) na base da formação e as camadas de anidrite (“*anhydrite beds*”), que encerram possíveis canais fluviais. Estas camadas foram testadas, numa armadilha estrutural constituindo uma dobra (“*overturned fold*”), no poço de pesquisa Aljubarrota-1 (Mohave).

Esta formação parece cobrir toda a bacia, e apesar de apresentar variações na espessura e na sua litologia, parece transversal a sua capacidade como rocha selante.

Formação Coimbra

Os carbonatos marinhos da Formação Coimbra (Sinemuriano – Jurássico Inferior), depositados sobre a sequência evaporítica incluem intervalos com porosidades vacuolares e também zonas de fratura razoáveis, bem como razoável permeabilidade.

No Jurássico Superior, os depósitos recifais e os sedimentos clásticos costeiros do Kimeridgiano ao Portlandiano são considerados reservatórios razoáveis a bons, com boas porosidades e permeabilidades (UPEP 2015).

Formação Torres Vedras

No Cretáceo Inferior, os sedimentos grosseiros da Formação Figueira da Foz (“Belasiano”) e Torres Vedras (Figura 41), que se estendem com uma espessura mais ou menos constante de 300 a 400 metros por quase toda a Bacia Lusitânica, possuem porosidades até 35% e constituem um excelente reservatório.



Figura 41 – Reservatório de sedimentos grosseiros (“*Alluvial Sandstones*”) do Cretácico (Pimentel & Pena dos Reis, 2014).

As rochas selantes poderão ser argilitos intercalados por sequências clásticas ou os calcários margosos e margas do Cenomaniano (Cretácico Superior - Mesozóico). Ocorrem exsudações de óleo, em arenitos desta formação, associadas a diapiros de sal na parte *onshore* do sector norte desta bacia (DGEG, 2007).

3.4.5 Armadilhas

As armadilhas consideradas na Bacia Lusitânica têm sido, predominantemente, armadilhas estruturais. A fase de *Rifting* do Jurássico Superior e a inversão Alpina do Cretácico-Eocénio superior (Meso-Cenozóico) seguida da inversão Miocénica-Bética (Cenozóico), devida à colisão Africo-Ibérica, causaram uma complexidade estrutural e criaram um “puzzle” tectónico, envolvendo fenómenos de subsidência localizada e posterior soerguimento devido a movimentos de tectónica salina.

Este enquadramento poderá ter permitido a interligação de diferentes rochas geradoras e caminhos de migração com localizações de rochas reservatório diversas, resultando na necessidade de compreensão de modelos complexos para o entendimento destes fenómenos.

As armadilhas identificadas na Bacia Lusitânica são do tipo estruturais e/ou estratigráficas. Mais de 90% das sondagens realizadas na bacia foram a armadilhas estruturais, tais como anticlinais (Moreia-1), falhas inversas (14A-1), reservatórios fraturados (Abadia) e diapiros de sal (Monte Real). Conforme descrito anteriormente, foram também consideradas e testadas armadilhas estruturais (dobra) no poço de pesquisa Aljubarrota-1 assim como armadilhas estratigráficas (canais fluviais) (DGEG, 2007).

A prospeção petrolífera realizada até ao momento testou maioritariamente armadilhas estruturais, armadilhas estas induzidas pela inversão tectónica miocénica (ou posterior), podendo, desta forma, não ter sido abrangente. Estas armadilhas estruturais poderão ser posteriores à migração dos hidrocarbonetos e, por conseguinte, serem baixas as probabilidades de os encontrar e em quantidades

económicas. No entanto, pode ser viável a descoberta de hidrocarbonetos em quantidades superiores em armadilhas estratigráficas ou mistas, adequadas. Deverá ser considerada e analisada a possibilidade de existência de armadilhas, mais antigas, de idade anterior à migração dos hidrocarbonetos e que não tenham sido fraturadas ou afetadas pelas inversões tectónicas.

Armadilhas estruturais relacionadas com a tectónica salina.

Os movimentos salinos podem ter tido um papel importante na criação de estruturas com potencial para a acumulação de hidrocarbonetos, devido à migração vertical do início do Jurássico Inferior, proporcionado a sua captura nas formações siliciclásticas à volta dos diapiros.

Dobras induzidas por domos salinos, combinadas com camadas argilosas selantes, podem também, possivelmente, ter capturado hidrocarbonetos formados no Jurássico Superior (e.g. nas formações de calcários fraturados ou nos turbiditos do Kimmeridgiano).

Formação Brenha e Coimbra

A Formação de Brenha constitui uma rocha com potencial para o *shale gas*, com possibilidade de ser simultaneamente rocha geradora e reservatório, e ser, hipoteticamente, explorada por métodos não convencionais.

De acordo com diversos estudos (e.g. BEICIP - Franlab, 1996) os níveis mais profundos da Formação (equivalentes ao Sinemuriano-Pliesbaquiano) são caracterizados por uma espessura de 140 a 150 m, com níveis de COT entre os 2,5 e os 10%, moderado a muito rico potencial gerador com 10 a 45 Kg HC/ton e tipo de matéria do tipo II, associada a um alto índice de Hidrogénio (HI até 459 mg HC/g COT). Localmente, em afloramentos, os valores de COT podem atingir, entre os 18,2 e os 22,5%, como na área de S. Pedro de Moel.

Foi confirmada a presença de gás nesta formação, através de testes, no poço de pesquisa Aljubarrota-2 e depois confirmado pelo poço de pesquisa Aljubarrota-4RE (Mohave). A Mohave compara esta formação com a formação americana “Barnett Shale” (UPEP 2015).

A Formação de Coimbra tem espessura entre os 140 m e os 190 m e níveis de COT identificados entre os 0,2% e os 5,8%, podendo ambas estas formações, Coimbra e parte inferior da Brenha, serem consideradas simultaneamente geradoras e reservatório. Apresenta-se na Figura 42 um mapa esquemático com a indicação representativa do potencial COT para estas formações.

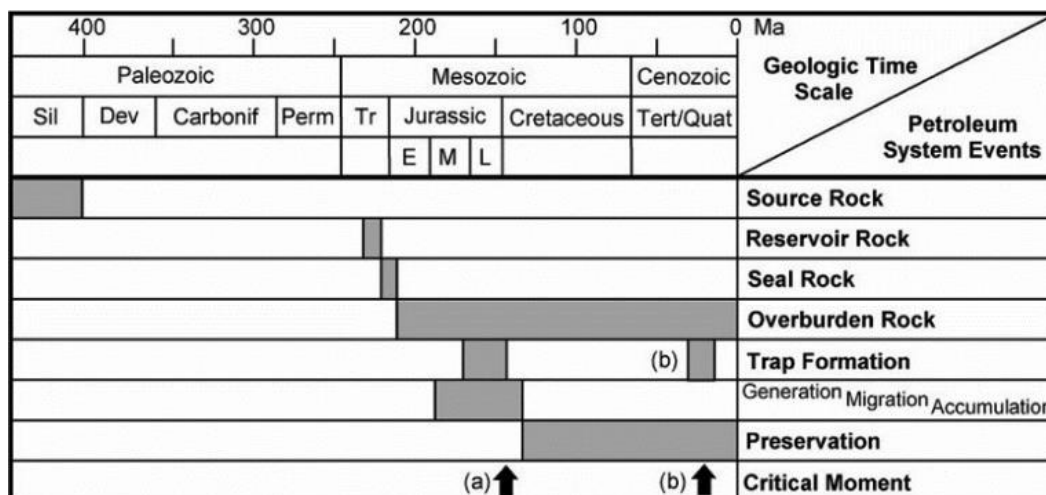


Figura 43 – Tabela com indicação dos eventos críticos relativo a um sistema petrolífero Pré-sal, para o Norte da Bacia Lusitânica (Uphoff, 2005).

Uphoff, em 2005, defende no seu trabalho “*Subsalt (pre-Jurassic) exploration play in the northern Lusitanian basin of Portugal*”, a existência de armadilhas estruturais (“*high grade structural traps*”), que consistem em blocos de falhas e dobras, relacionadas com fenómenos provocados por falhas transformantes (“*wrench-related folds*”), que já existiriam no Cretácico inferior e terão recebido gás das rochas geradoras do Silúrico (Paleozóico) que terão entrado na janela do gás no Jurássico Superior. Estes serão os prospetos principais a ter em consideração: armadilhas que não mostrem ter sofrido grandes deformações pós-Jurássicas.

Adicionalmente a inversão regional ocorrida junto da zona Sul da Nazaré, pode ter colocado a rocha geradora matura do Jurássico Inferior junto de potenciais reservatórios da Formação de Silves, em armadilhas de geometrias diversas ao longo da falha. Estes hidrocarbonetos poderão ter-se mantido preservados debaixo da camada de evaporitos da Formação Dagorda dentro das próprias estruturas, caso estas armadilhas se tenham mantido, ou ainda, reemigrado para novas estruturas Pré-sal, caso existam ou tenham existido esses caminhos de migração.

Pimentel & Pena dos Reis, em 2016, defendem ainda a possibilidade da existência de formações mais antigas que a Formação de Silves, turbiditos do Carbonífero (Paleozóico) com potencial gerador, sendo o fator que determina a viabilidade deste sistema petrolífero a maturação da rocha geradora; existindo a diferentes profundidades e com diferentes arranjos estruturais e assim com diferentes níveis de maturação.

4 CASO DE ESTUDO

4.1 Região de interesse

Esta região compreende as áreas do Anticlinal de Montejunto, do Vale de Abadia e do poço de pesquisa Benfeito-1 entre outros poços. A Sul a Bacia Lusitânica é dividida, em três sub-bacias, pela intersecção da Falha de Torres Vedras, o anticlinal de Montejunto, e a Falha de Sobral (Figura 44). A Sub-bacia Bombarral localiza-se a Norte desta intersecção em forma de “Y”, a Sub-bacia Arruda localiza-se a Sudeste e a do Turcifal a Sudoeste. A zona da junção das três é marcada por uma estrutura salina, o Diapiro de Matacães.

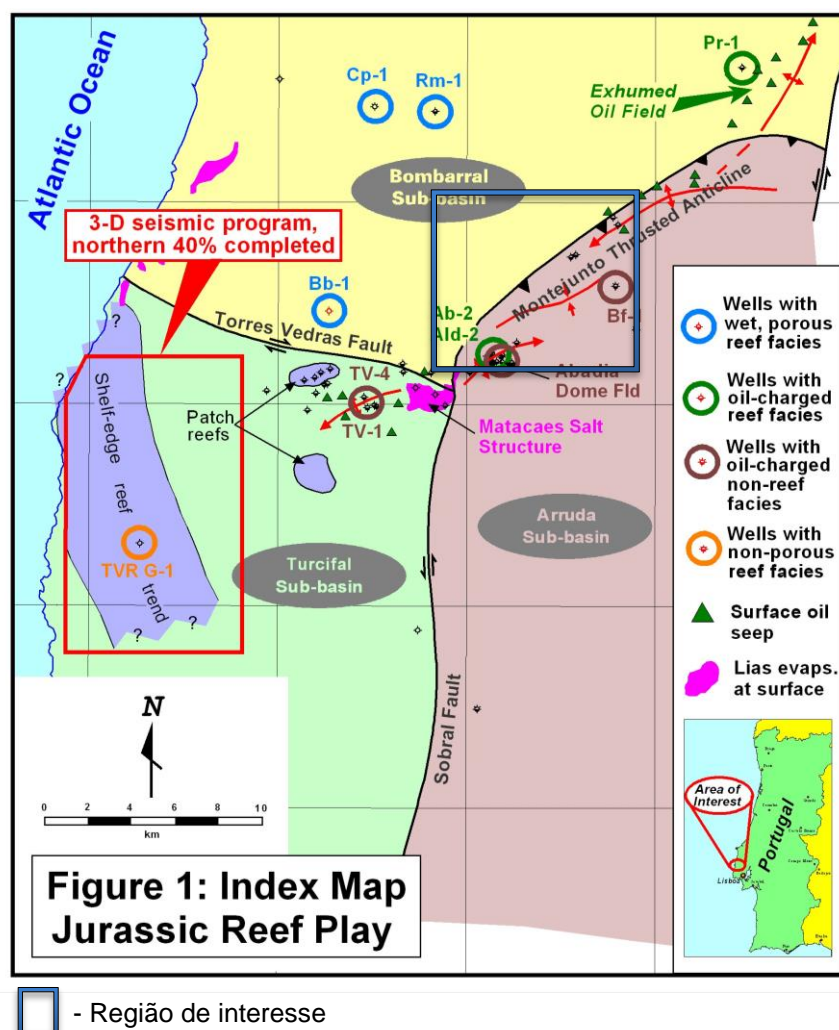


Figura 44 – Mapa com a localização da região de interesse, identificação das sub-bacias Bombarral, Turcifal e Arruda, principais estruturas e poços de pesquisa (Uphoff, 2010).

Esta é uma zona caracterizada por uma elevada complexidade estrutural. O anticlinal de Montejunto separa duas das principais Sub-bacias da Bacia Lusitânica: a Sub-Bacia do Bombarral, e a Sub-Bacia da Arruda. Esta estrutura de Montejunto assemelha-se a uma elevação tectónica, com uma aparência

alongada (“*elongate uplift*”), com aproximadamente 25 km de comprimento por 5 km de largura, com orientação NE-SW ao longo da área central da Estremadura. Na realidade esta estrutura não é considerada simplesmente um anticlinal, mas sim um soerguimento com a forma anticlinal, e com uma estruturação “pop-up” na zona central, com zonas envolventes assimétricas com um complexo sistema de falhas.

São considerados como modelos tectónicos possíveis para a estrutura de Montejunto, os que incluem diapirismo, falhas transformantes e inversão provocada pela compressão (“*contractional inversion tectonics*”), sendo possível e provável a possibilidade de ser constituído por uma conjugação destes mesmos fenómenos tectónicos.

Pensa-se que esta estrutura data do Miocénico (Período Neogénico, Era Cenozóica), primeira fase da inversão Alpina, visto que até rochas tão recentes como as do Paleogénico (Era Cenozóica) foram afetadas pelo Anticlinal. No entanto, no estudo realizado durante o projeto europeu MILUPOBAS, acrónimo para Multidisciplinary Investigation of the Lusitanian and Porto Basins e executado pela Geologic Survey of Denmark and Greenland (GEUS, 1995), é identificada a possibilidade desta estrutura se ter começado a formar desde o Jurássico Superior.

Parece consensual que existiram movimentos diferenciados entre o soerguimento (*uplift*) do Anticlinal de Montejunto e os das duas Sub-bacias. Sugere-se a possibilidade de, no Jurássico Superior, a maior parte da secção de evaporitos se ter deslocado das sub-bacias para o “eixo” Montejunto assim como para outros altos estruturais que confinam as Sub-bacias. A rápida deposição siliciclástica durante o Kimmeridgiano, associada a uma possível fase de extensão da bacia e à abertura da planície abissal do Tejo, pode ter provocado esta movimentação dos evaporitos (Mohave).

Suspeita-se ainda, que a estrutura de Montejunto possa ter uma história bem mais antiga, estando o Anticlinal sobreposto a um conjunto de falhas profundas no soco, possivelmente do Triásico Superior ou do Hetangiano (Jurássico Inferior), falhas estas semelhantes às existentes no Atlântico Norte e associadas à fase inicial do *Rifting* oceânico.

4.2 Dados Utilizados

O presente estudo utiliza os dados de reflexão sísmica 3D adquiridos pela empresa Mohave em 2010 e as linhas sísmicas AR05-80 e AR09-80. Estas últimas linhas sísmicas 2D foram adquiridas pela empresa Petrogal entre 1980 e 1981, fazendo parte de uma campanha sísmica denominada PETROGAL 80, onde foram adquiridas 35 linhas, com um comprimento total aproximado da campanha de 725 km.

Todos estes dados em formato digital (Figura 46), do arquivo-técnico da ENMC/UPEP – Unidade de Pesquisa e Exploração de Recursos Petrolíferos foram gentilmente disponibilizados ao IST – Instituto

Superior Técnico, para efeitos do desenvolvimento de projetos de investigação ao abrigo de um Protocolo de colaboração assinado, entre as duas Entidades, em dezembro de 2015.

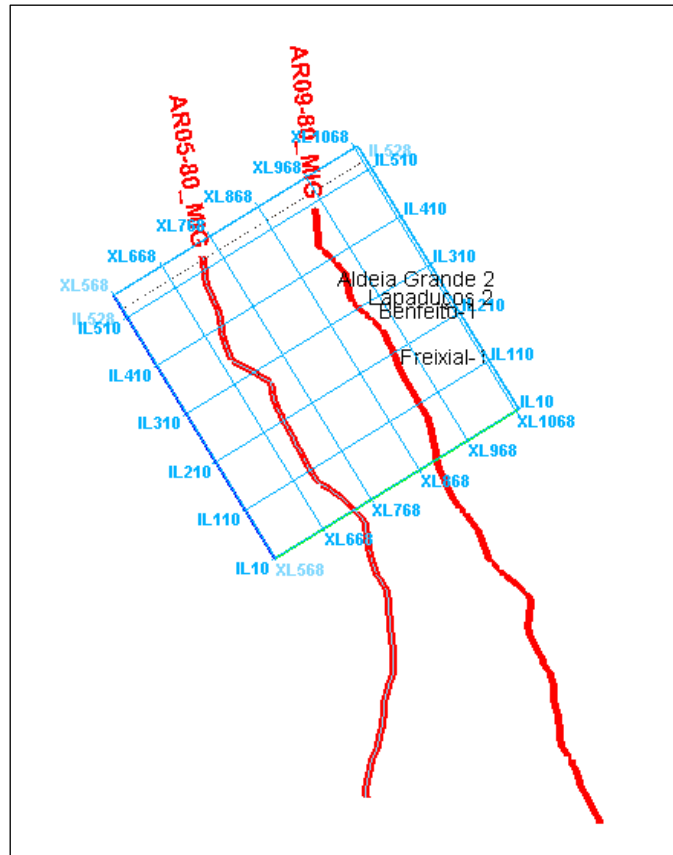


Figura 45 – Visualização dos dados de aquisição sísmica e diagrafias disponibilizados, através do software Petrel®. (Volume sísmico Montejuento 3D, linhas AR05-80 e AR09-80 e poços AG-2, Lp-2, Bf-1 e Fr-1).

Assim, os dados de reflexão sísmica referidos como sísmica 3D, dizem respeito a parte de um volume 3D, Montejuento PSTM, volume este compreendido entre as *inline* 10 e 556 e as *crossline* 568 e 1073. Os principais parâmetros sobre este conjunto de dados estão sintetizados na tabela da Figura 47. O volume sísmico interpretado no âmbito desta tese de Mestrado equivale a uma área de aproximadamente 172 km² (13,7 km x 12,6 km).

Descrição	Valor
Crossline length:	13650,34
Crossline interval:	25.00
Inline rotation from north:	58.50
Inline range:	10 to 556
Crossline range:	568 to 1073
Seismic type:	3D
Number of samples per trace:	1250
Number of cells total:	345977500
Inline interval:	25.000624
Crossline interval:	25.000151
Sample interval:	4

Figura 46 – Parâmetros e propriedades do cubo sísmico 3D (Montejunto 3D, adquirido pelo Operador Mohave em 2010 – Visualização através do software Petrel®).

Verticalmente, a informação presente no cubo sísmico, é compreendida entre a superfície (0ms) e o limite inferior de 4000 ms (*twt – two way time*). Este limite permite visualizar as reflexões sísmicas até uma grande profundidade, muito superior às unidades litológicas até agora alcançadas nas sondagens efetuadas, englobando desta forma as unidades sísmicas de maior interesse para o presente estudo, correspondentes às principais unidades geológicas de interesse dos sistemas petrolíferos descritos na secção anterior. A interpretação sísmica deste conjunto de dados permitiu a interpretação e caracterização das mesmas no espaço, e possibilitou a identificação de zonas de potencial interesse que pelas suas características estruturais constituem possíveis reservatórios, ou ainda identificar possíveis armadilhas e caminhos de migração de hidrocarbonetos.

A aquisição de dados de reflexão sísmica implica um grande trabalho de investigação do local em estudo e o planeamento das campanhas de colheita dos dados. Todo o planeamento é feito de forma a que seja possível, no final, obter o máximo de informação com resolução e detalhe suficiente de forma a obter-se uma imagem das estruturas existentes em profundidade. Para isto, a fase de processamento sísmico é de extrema importância já que será a fase em que os dados serão compilados, integrados, processados e feitas as correções geométricas necessárias. Estas correções são feitas de acordo com a topografia do terreno e a necessidade de coerência dos sinais sísmicos. Esta fase é fundamental para o resultado final da informação recolhida e para se obter secções sísmicas que se pareçam realmente com as secções geológicas existentes. Esta fase do processo foi executada anteriormente pela Mohave, tendo os dados sido disponibilizados já devidamente processados. A título de exemplo a Figura 48 ilustra a complexidade do processo de aquisição sísmica, sendo uma operação *onshore* e realizada em meio parcialmente urbano.

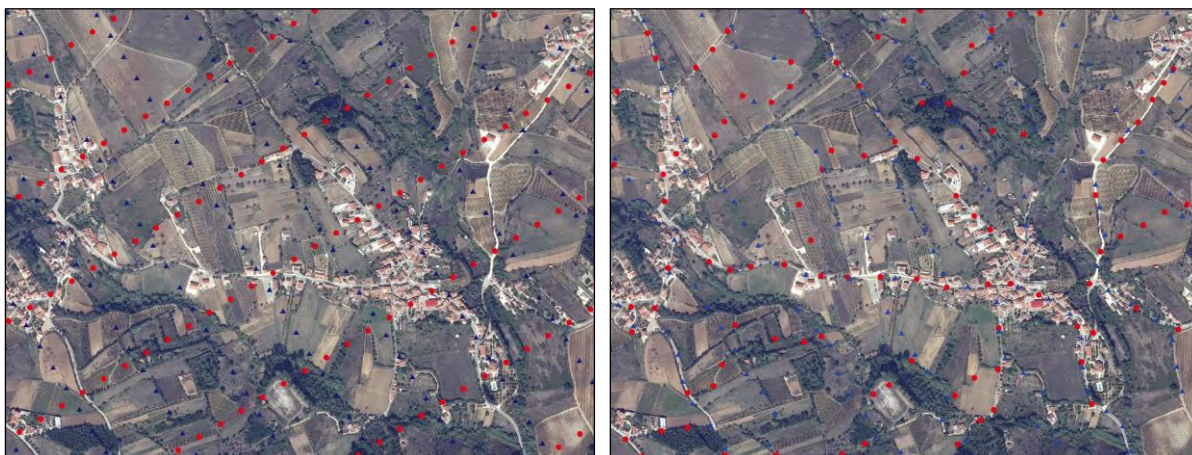


Figura 47 – Detalhe da aquisição sísmica 3D de Montejunto, com grande complexidade operacional, realizada em ambiente urbanizado e com grandes áreas de vinhas (diferença entre o planeamento inicial e a campanha de aquisição realizada) – *inlines* e *crosslines* indicadas a azul e encarnado (Mohave).

Foram ainda disponibilizados no âmbito desta tese, as seguintes sondagens de pesquisa (Figura 48):

Sondagem	Abreviatura	Operador	Lat	Long	Ano	TD (m)	Elevação ao solo
ABADIA-4	Ab-4	CPP	39.09989	-9.18758	1953	301	133.08
ALDEIA-4	Ald-4	MOHAVE	39.101934	-9.187438	2007	250.5	141.41
TORRES VEDRAS-7	TV-7	MOHAVE	39.075117	-9.254731	2005	348.2	45.4
TORRES VEDRAS-7A	TV-7A	MOHAVE	39.075123	-9.254809	2005	66.4	45.5
LAPADUÇOS-2	Lp-2	MOHAVE	39.137855	-9.126031	2005	808	346.53
FREIXIAL-1	Fx-1	EURAFREP SA.	39.11422	-9.11006	1988	2305	128.2
FRACARES-1	Fr-1	FRACARES PROJECT	39.102736	-9.187915	1999	312.56	151,10
FRACARES-2	Fr-2	FRACARES PROJECT	39.101057	-9.1874754	2000	307.8	136,85
FRACARES-3	Fr-3	FRACARES PROJECT	39.101543	-9.1866745	2000	328.67	137,72

Figura 48 – Informação das Sondagens, cujos dados foram disponibilizados para o estudo (UPEP).

Para as sondagens de pesquisa Benfeito-1, Freixial-1 e Lapaduços-2, foi possível, através dos respetivos relatórios de sondagem, obter a relação entre tempo (*twf*) e profundidade, obtendo-se assim a correlação e os valores em tempo para a intersecção dos topos das diferentes formações perfuradas pelos poços. Este é um passo de extrema importância por permitir fazer-se a correlação entre os dados de poço (medições diretas das sub-superfície) e os dados de reflexão sísmica 3D disponibilizada. A calibração de um poço com a sísmica é um dos mecanismos mais importantes na fase que antecede a interpretação de dados de reflexão sísmica. É através deste mecanismo que se consegue relacionar a informação do poço com a informação da sísmica, de forma a obter-se uma relação tempo/profundidade. Nos outros poços não foi possível, pelo menos nesta fase, obter essa informação,

pelo que não foram utilizados nesta fase inicial do trabalho, podendo a sua informação vir a ser utilizada no desenvolvimento das fases seguintes deste projeto.

Para esta operação foram recolhidos dos relatórios finais de sondagem, quer os tempos associados a cada profundidade (“*checkshots*”) quer as profundidades dos topos das formações. Esta informação encontra-se expressa nas tabelas infra (Figura 49, 50 e 51).

A. 6 - CORRELATIONS ENTRE BENFEITO 1 (BF. 1) ET FREIXIAL 1 (FXL. 1)

	BENFEITO 1			FREIXIAL 1		
	Cote Log	Cote absolue (- 256 m)	Epaisseur	Cote Log	Cote absolue (- 128 m)	Epaisseur
TOIT ABADIA	165	+ 91	765	157	- 29	833
INTRA ABADIA (40 m dessous Toit Cabritos dans BF. 1)	930	- 674	207	990	- 862	410
TOIT MONTEJUNTO	1137	- 881	262	1412	- 1284	473
TOIT CABAÇOS	1399	- 1143	94	1885	1757	175
	1493	- 1237	72	2060	- 1932	83
	1565	- 1309	20	2143	- 2015	41
			186			299
TOIT BRENHA	1585,5	- 1329	134	2184	- 2056	143
TOIT CANDEIROS	1740	- 1484		2327	- 2199	

Figura 49 – Tabela com a correlação entre a sondagem Benfeito-1 e Freixial-1 e com as cotas dos topos das principais formações intersetadas (Relatório final de sondagem).

Freixial-1			
Depth (m)	Ttime (Ms)	Depth (m)	Ttime (Ms)
116.2	38.7	1485.2	425.9
176	57.9	1569.9	446
257	85.6	1634.8	461.2
376	131.4	1668.8	467.6
400	139.2	1750.7	483.6
542	186.3	1835.1	498.1
649	218	1851	501.2
775	253.7	1923	513.4
877	282.5	2068.8	537
975	306.4	2177.7	554.8
1044.8	323.7	2225.1	564.3
1166.9	352.4	2313.6	580
1249.7	371.1	2423.9	597.5
1332.7	390.6	2500	612.2

Figura 50 – Tabela com a correlação tempo/profundidade para a sondagem Freixial-1 (Relatório final de sondagem).

Topos das Formações	Profundidades das Formações em cada sondagem (m)					
	Benfeito-1 (3343m)	Espessura	Freixial-1 (2503 m)	Espessura	Lapaduços (808 m)	Espessura
Top Abadia	165		157		Superfície	
Intra Abadia	930	765	990	833		
Top Montejunto	1137	207	1412	422	808	808
Top Cabaços 1	1399	262	1885	473		
Intra Cabaços 2	1493	94	2060	175		
Intra Cabaços 3	1565	72	2143	83		
Top Brenha	1585,5	20,5	2184	41		
Top Candeeiros	1740	154,5	2327	143		

Figura 51 – Tabela com a informação recolhida sobre as cotas e espessuras dos topos das principais formações intersectadas (Relatórios finais de sondagem).

Assim, após a importação dos dados da aquisição sísmica e das sondagens disponíveis foi efetuado um controlo de qualidade dos mesmos antes do início do processo de interpretação sísmica. A calibração sísmica dos poços foi realizada pelas empresas Operadoras, estando portanto esta operação já realizada nas diagrfias dos poços utilizados. A interpretação sísmica foi calibrada e amarrada aos topos das formações, indicados nas diagrfias e relatórios finais de sondagem (dos poços Benfeito-1, Freixial-1 e Lapaduços-2), e com base nos quais se orientou a interpretação dos principais refletores, correspondentes às principais unidades sísmicas.

4.3 Interpretação Sísmica

Para a interpretação sísmica dos dados foi utilizado o *software* de interpretação e modelação sísmica, *Petrel*® (Schlumberger), e realizada a interpretação do cubo sísmico original e das linhas sísmicas AR05-80 e AR09-80, em tempo de ida e volta (*tw*t). A interpretação compreendeu identificação das principais unidades sísmicas, a cartografia sísmica das mesmas e a análise das respetivas unidades (sequências) sísmo-estratigráficas.

Existem vários modelos para a evolução tectónica da bacia, apresentados e discutidos nos diferentes estudos existentes. Mesmo estudos mais complexos, de maior duração e com equipas formadas por profissionais experientes nas diferentes áreas, têm dificuldade na interpretação dos dados existentes para a zona de estudo, devido à qualidade dos dados de reflexão sísmica e a complexidade da geologia de sub-superfície. Assim, além da metodologia utilizada são avançadas algumas das explicações recolhidas ao longo do estudo e que influenciaram as opções tomadas para a interpretação da área, de forma a que este estudo possa, mais facilmente, vir a ser revisitado no futuro.

Foram utilizados como auxiliares e determinantes para a interpretação sísmica, os topos das formações intersectadas nas sondagens Benfeito-1 (Bf-1), Freixial-1 (Fr-1) e Lapaduços-2 (Lp-2). Foi ainda utilizada a sondagem Aldeia Grande-2 (AG-2), com a importação da sua localização e inclusão no

estudo para facilitar a orientação espacial na zona de interesse e facilitar a comparação com as interpretações já existentes. Não foi, no entanto, possível incluir-se, nesta fase, a informação dos topos das formações desta sondagem.

Como metodologia, foi analisada a vasta bibliografia existente, sobre interpretação de dados de reflexão sísmica desta região, e iniciada a interpretação na linha AR09-80, sendo esta bastante representativa dos estudos e hipóteses geológicas apresentados anteriormente, e existindo já disponíveis algumas interpretações da mesma, nomeadamente a realizada pela Tectonics Team ICTE/GG/Geofcul, 1995., no âmbito do projeto MILUPOBAS (Figura 52), outra realizada por Pimentel & Pena dos Reis (2016) (Figura 53), ou a realizada pela Mohave (Uphoff, 2002) (Figura 54).

Interpretações Sísmicas da linha AR09-80 (disponíveis na bibliografia):

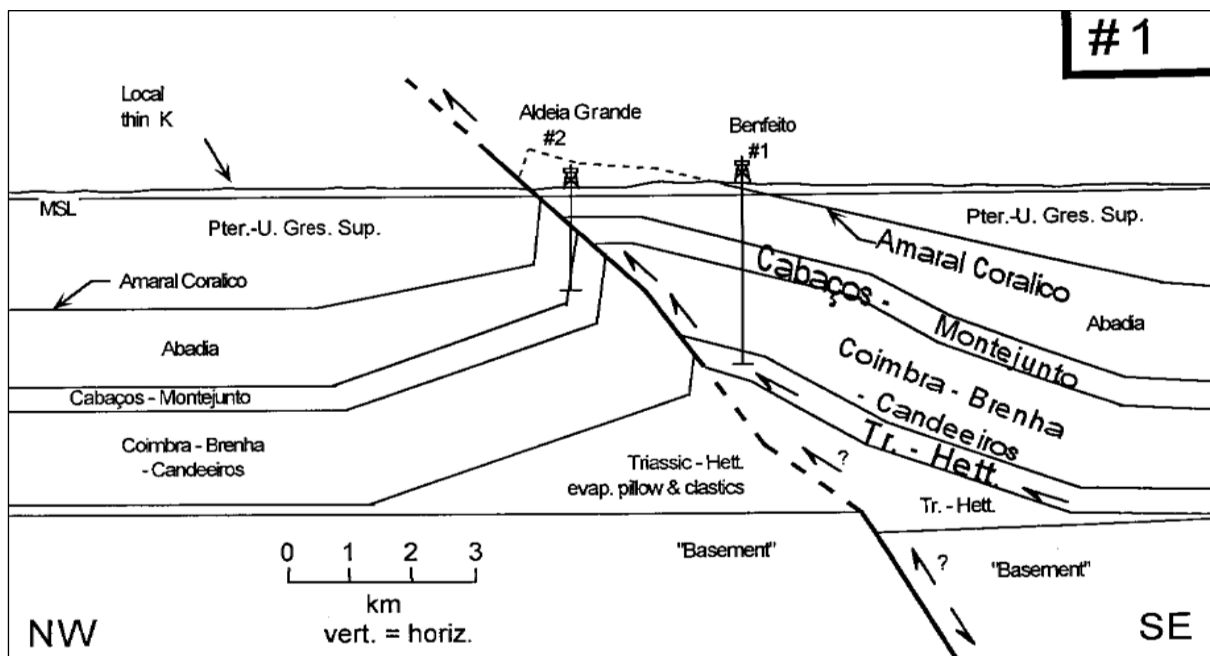


Figura 52 - Secção geológica esquemática (Relatório do projeto MILUPOBAS, realizado por Tectonics Team-ICTE/GG/Geofcul, 1995).

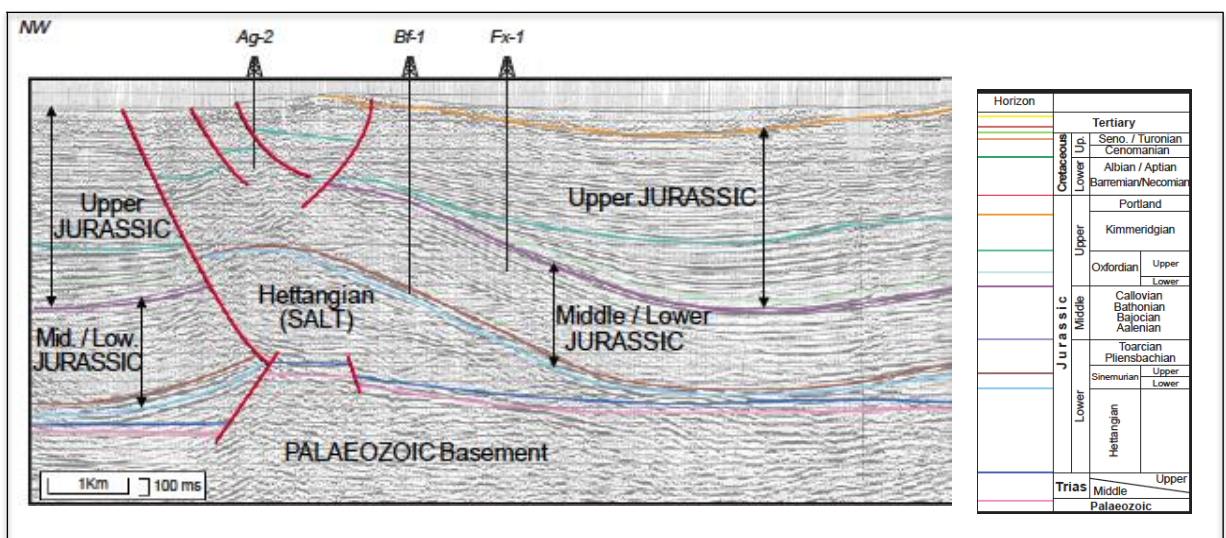
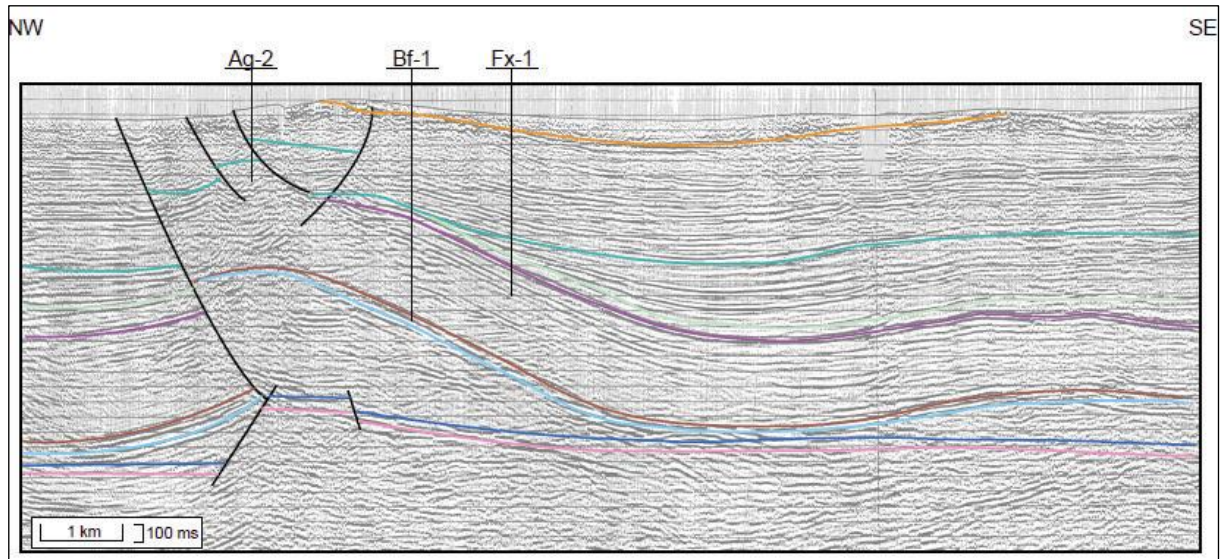


Figura 53 – Imagem da interpretação proposta para a linha sísmica AR9-80, localizada no setor central da Bacia Lusitânica (interpretação adaptada de Rasmussen *et al.*, 1998 em Pimentel & Pena dos Reis, 2016).

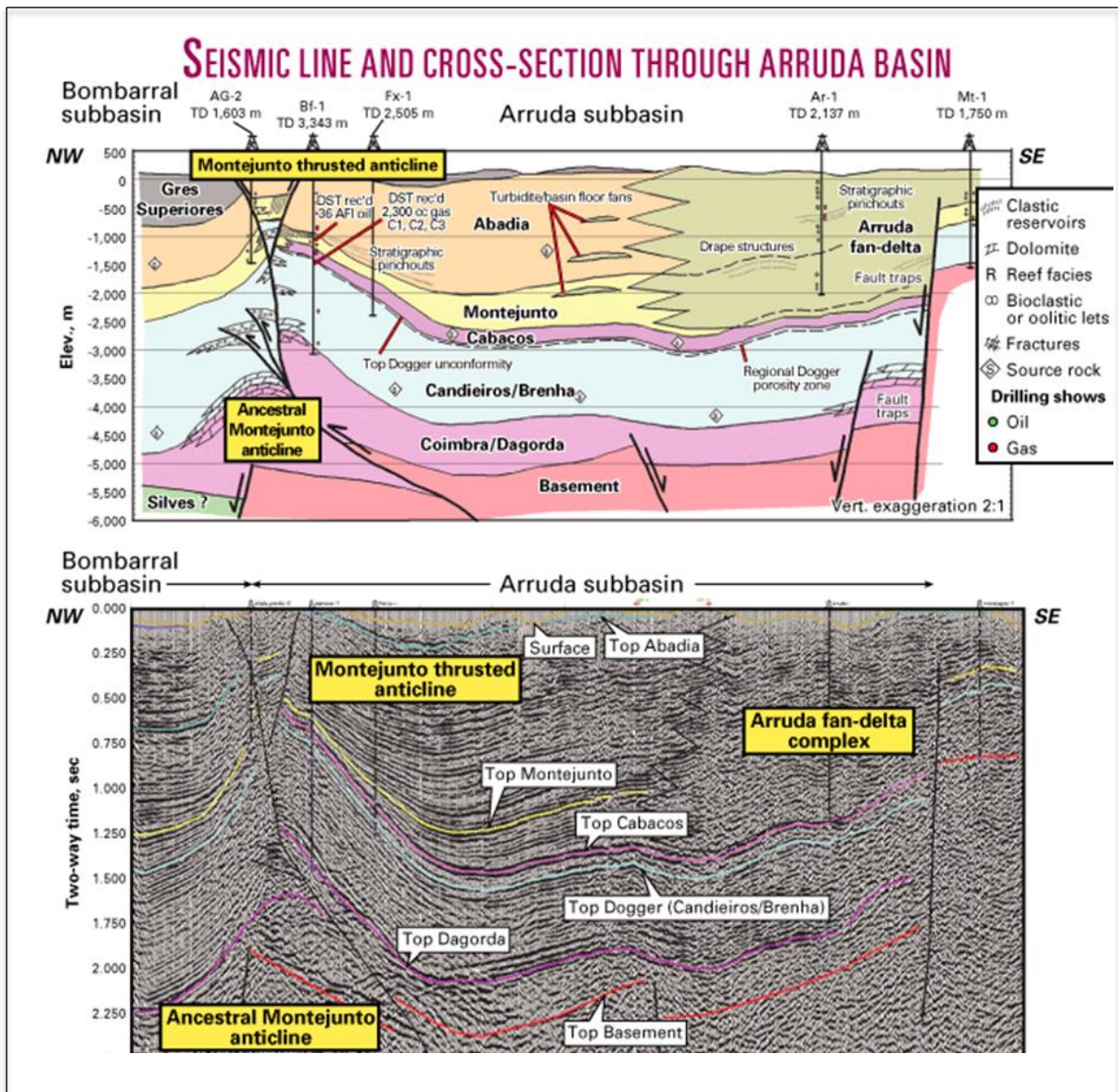


Figura 54 – Secção geológica esquemática (e sua secção sísmica) com a distribuição dos *plays* exploratórios na sub-bacia Arruda (*onshore*, Bacia Lusitânica Central) (Uphoff *et al.*, 2002).

Existem diferenças significativas entre as várias interpretações apresentadas e, nomeadamente, para a que se propõe no âmbito desta Tese de Mestrado. As diferenças devem-se à dificuldade na interpretação da zona de estudo e em grande parte à baixa resolução que os dados de reflexão sísmica existentes apresentam. Para além deste facto, existe ainda uma falta de consenso ao nível da comunidade científica sobre a evolução tectónica desta região. Na primeira interpretação apresentada (Figura 52), tratando-se apenas numa figura esquemática, é possível observar-se uma única falha inversa com bastante inclinação, atravessando todas as Formações, indiciando a influência de uma movimentação tectónica profunda recente, sendo a estrutura apresentada semelhante a uma dobra. Na segunda interpretação apresentada (Figura 53), existe uma grande diferença relativa à interpretação das falhas, sendo considerado um conjunto de falhas lítricas, e ainda, uma estrutura diapírica formada pela secção Hetangiana, sobre uma estrutura tipo *Horst* existente no Soco Paleozóico.

A última interpretação apresentada (Figura 54) resulta numa imagem muito mais aproximada à interpretação resultante deste estudo com a representação de uma falha principal e uma estrutura semelhante a uma estrutura em flor (*flower-structure*), indiciando uma zona altamente fraturada para a região do anticlinal de Montejunto. São também interpretadas umas falhas profundas na zona do soco paleozóico.

A interpretação sísmica realizada neste estudo resulta nas secções apresentadas na (Figura 55), e será a proposta apresentada para a linha AR AR09-80. Apresenta-se também a interpretação sísmica para *crossline* 920 (Figura 56), correspondente a uma secção sísmica da aquisição 3D da Mohave, com localização muito próxima da linha AR09-80.

Os horizontes interpretados no âmbito deste estudo estão indicados na Figura 58. Muitos autores preferem a identificação da sequência do Jurássico Médio (Dogger) para interpretação do topo das Formações Candeeiros e Brenha, possivelmente pela dificuldade da interpretação das suas posições estratigráficas. Neste estudo respeitou-se o posicionamento indicado pelos topos das formações identificadas nas diagrfias das sondagens disponibilizadas.

Topo Abadia – Entre o topo da Formação Abadia e Montejunto (Horizontes verde escuro e claro) – Esta unidade sísmica corresponde essencialmente ao Kimmeridgiano, sendo a Formação Abadia predominantemente detrítica, composta por margas intercaladas por arenitos grosseiros e por vezes conglomerados, correspondendo a um ambiente de deposição do tipo rampa submarina em sistema progradante (Dias, 2005).

Nesta unidade os refletores apresentam-se paralelos a sub-paralelos, ou até irregulares a caóticos, podendo-se dividir em três zonas: uma zona superior com refletores sub-paralelos, com amplitude moderada e pouco contínuos; uma zona média com refletores entre paralelos e sub-paralelos, com amplitude bastante elevada e zonas de grande continuidade; e uma zona inferior, com refletores entre sub-paralelos a caóticos, com amplitude moderada e pouca continuidade. Esta zonas consideradas caóticas poderão ser resultado do sistema de leques marinhos do Membro Castanheira (Torres da Silva, 2003).

Topo Montejunto – Entre o topo da Formação Montejunto e Cabaços (Horizontes verde claro e roxo) – Esta unidade sísmica corresponde ao Oxfordiano Médio e Superior, sendo a Formação Montejunto composta por calcários compactados, com algumas intercalações margosas, correspondendo a um ambiente de deposição em ambiente marinho de plataforma carbonatada interna, de baixa profundidade, e esporadicamente afetada por materiais argilosos (Dias, 2005).

Nesta unidade os refletores apresentam-se paralelos a irregulares, com amplitude moderada e com zonas de alta continuidade e outras de continuidade moderada a baixa. Os refletores apresentam-se paralelos e contínuos, com amplitude moderada na zona central, junto ao Anticlinal de Montejunto, e à

medida que avançamos na direção dos depocentros, tornam-se irregulares, com amplitudes mais fracas e descontínuas.

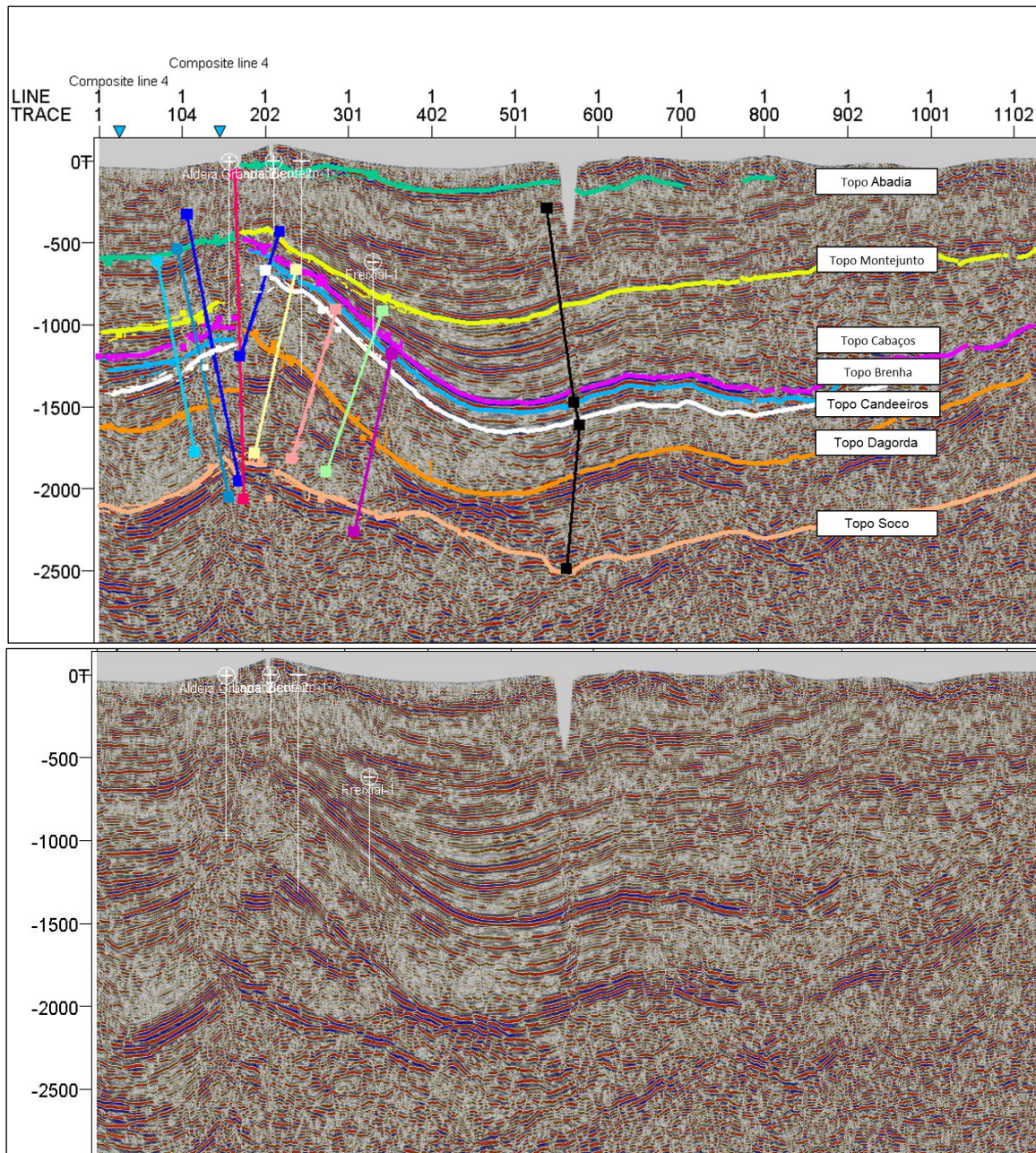


Figura 55 – Imagem da interpretação proposta para a linha sísmica AR9-80 (2D), localizada no setor central da Bacia Lusitânica.

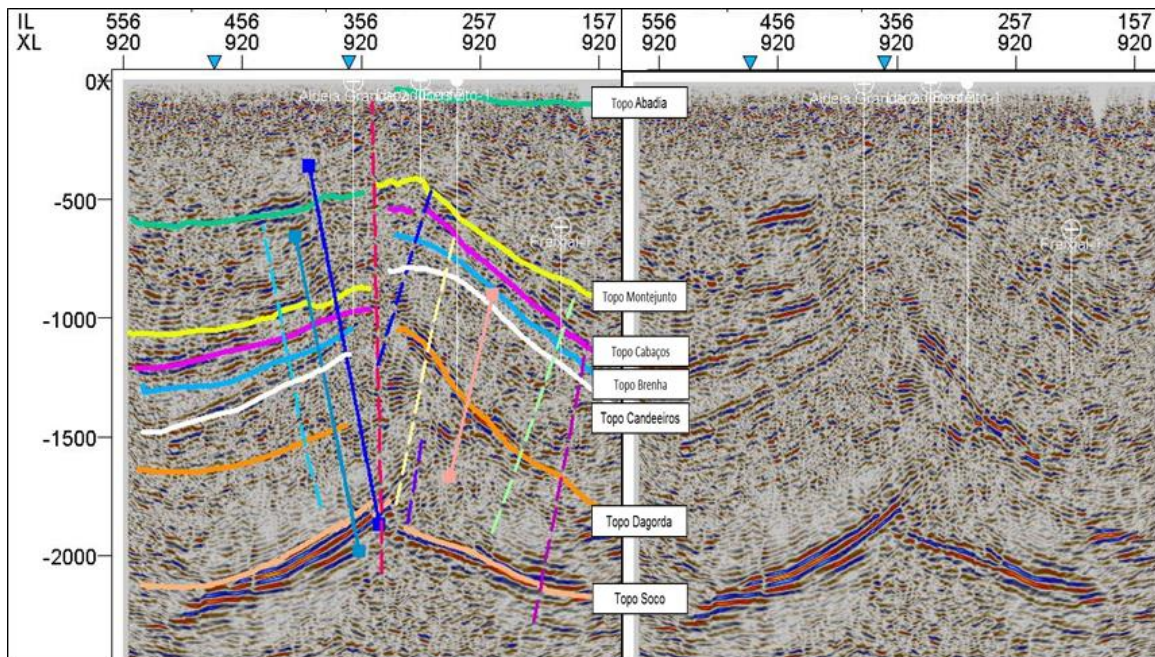


Figura 56– Imagem com a proposta de interpretação da secção sísmica correspondente à Crossline 920 (3D), localizada junto da linha AR9-80, (Escala vertical em *twt* (ms)).

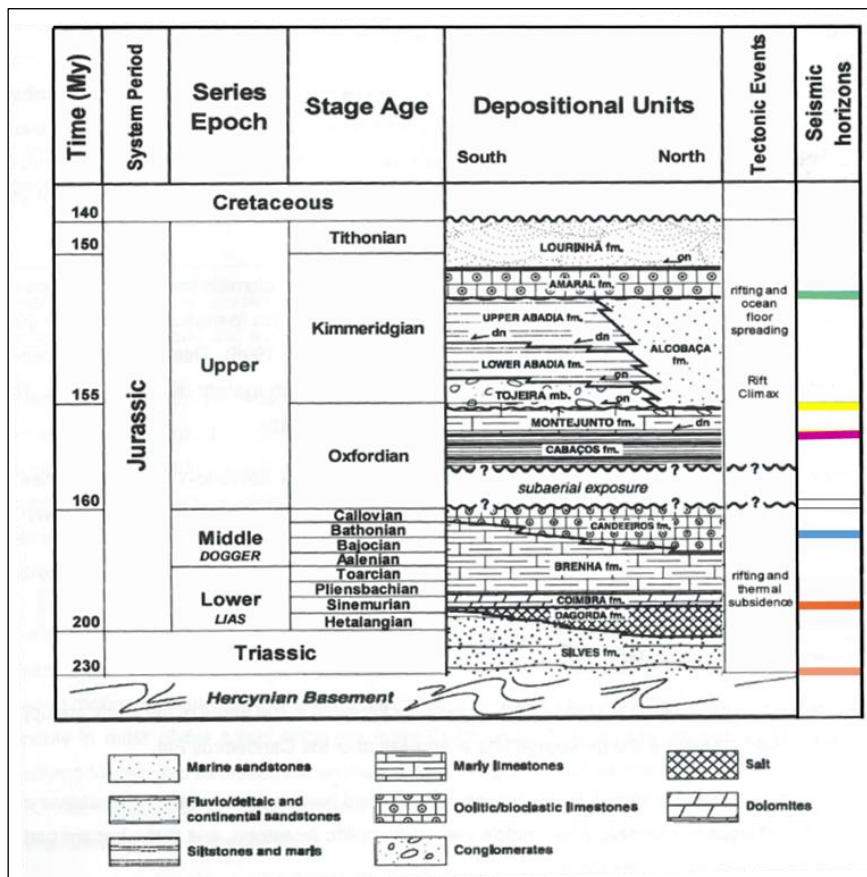


Figura 57 – Quadro com o resumo da Litoestratigrafia Mesozoica, da zona Sul da Bacia Lusitânica, com indicação dos Horizontes interpretados (organização vertical, topos das Formações: Abadia, Montejunto, Cabaços, Candeeiros/Brenha, Dagorda e Soco) (Adaptado de Alves *et al.*, 2003).

Topo Cabaços – Entre o topo da Formação Cabaços e Brenha (Horizontes roxo e azul) – Esta unidade sísmica é muito menos espessa que as indicadas anteriormente e corresponde essencialmente ao Oxfordiano Médio, sendo a Formação Cabaços composta por calcários betuminosos. Esta formação encontra-se representada nos setores Central e Sul da Bacia Lusitânica, tendo-se dado a sua deposição, na zona Central, em ambiente lacustre, e na zona Sul, em meio marinho (Dias, 2005)

Os refletores apresentam-se paralelos e contínuos, com amplitude moderada a alta, na zona central e tornando-se irregulares, com amplitudes mais fracas e horizontes mais descontínuos à medida que avançamos na direção dos depocentros.

Topo Brenha – Entre o topo da Formação Brenha e Candeeiros (Horizontes Azul e Branco) – Esta unidade sísmica (também pouco espessa, à semelhança da anterior) corresponde à idade entre o Pliensbaquiano ao Caloniano. Os sedimentos que a compõe são inferiormente, essencialmente constituídos por margas e calcários margosos, e a níveis superiores calcários margosos a calcários compactos (no Bajociano). A sua deposição deu-se em ambiente de rampa carbonatada externa, de águas profundas (Dias, 2005). Esta formação encontra-se interdigitada com a Formação Candeeiros, sendo a distinção entre estas duas unidades a consequência da sua deposição em ambientes de sedimentação distintos, a Formação Candeeiros em pouca profundidade.

Os refletores apresentam-se paralelos e contínuos, com amplitude moderada a alta, na zona central e tornando-se irregulares, com amplitudes mais fracas e refletores mais descontínuos à medida que avançamos na direção dos depocentros. Existem ainda zonas com amplitudes muito baixas.

Topo Candeeiros – Entre o topo da Formação de Candeeiros e Dagorda (Horizontes Branco e Laranja) – Unidade sísmica correspondente à idade do Aaleniano a Caloviano, sendo constituída por calcários compactos e com ambiente de deposição, correspondente a um ambiente de rampa carbonatada interna de pouca profundidade (Dias, 2005).

Entre o topo desta formação e a Dagorda existirá ainda a Formação Coimbra, cujo horizonte não foi interpretado, mas que será uma formação constituída por dolomitos, calcários dolomíticos e calcários, tendo-se depositado em ambiente marinho e com aumento progressivo de profundidade (Dias, 2005).

Os refletores apresentam-se irregulares a caóticos, com amplitudes baixas e fraca continuidade.

Topo Dagorda – Entre o topo da Formação Dagorda e o Soco (Horizontes Laranja e Salmão) – Unidade sísmica correspondendo ao Hetangiano, tratando-se de uma formação de carácter evaporítico, com materiais predominantes como o gesso e sal gema. A deposição desta formação deu-se em ambiente de planície aluvial, com intrusões marinhas episódicas

Não tendo sido interpretada, inferior à Formação Dagorda existirá a Formação Silves, constituída por sedimentos de natureza detrítica, siliciclástica, que constituem a base da bacia (Dias, 2005).

Os refletores nesta zona apresentam-se por vezes, paralelos, com alta amplitude e continuidade, alternando com zonas de refletores sub-paralelos, e de amplitude e continuidade média. Existem ainda, principalmente na zona centra, zonas de refletores caóticos, possivelmente provocados por volumes de sal.

Topo Soco – Horizonte identificando o topo da base paleozoica da bacia (Horizonte Salmão).

Os refletores apresentam-se, na zona superior, paralelos, com alta amplitude e muito contínuos, e inferiormente sub-paralelos a ondulados, com amplitude e continuidade a variar entre média e baixa.

De uma forma geral, para a totalidade dos dados, a sua qualidade em termos de razão sinal-ruído é bastante razoável (Figuras 55 e 56), especialmente na zona das bacias em direção aos depocentros, até à profundidade da Formação Candeeiros; abaixo desta formação, a qualidade dos dados já não é tão boa, possivelmente devido à complexidade da estrutura e à descontinuidade nas formações. Na zona subjacente ao soerguimento de Montejunto (*Montejunto uplift*), zona central da linha, a qualidade é bastante má. Nesta zona, para ambas as linhas (AR9-80 e AR5-80) é muito difícil seguir os refletores, a zona está muito deformada e com baixa razão sinal-ruído, com a sísmica muito caótica em algumas zonas, provavelmente devido à existência de corpos salinos.

Fora desta zona, existem alguns refletores com bastante continuidade lateral, como os horizontes dos topos das formações de Montejunto, Brenha e Candeeiros, verificando-se bastante correlação na espessura das mesmas formações ao longo de todo o cubo sísmico (Figuras 55 e 56).

A região onde se localizam as sondagens, Benfeito-1 (Bf-1), Freixial-1 (Fr-1) e Lapaduços-2 (Lp-2) e Aldeia Grande-2, encontra-se intensamente afetada por uma série de falhas (Figura 58).

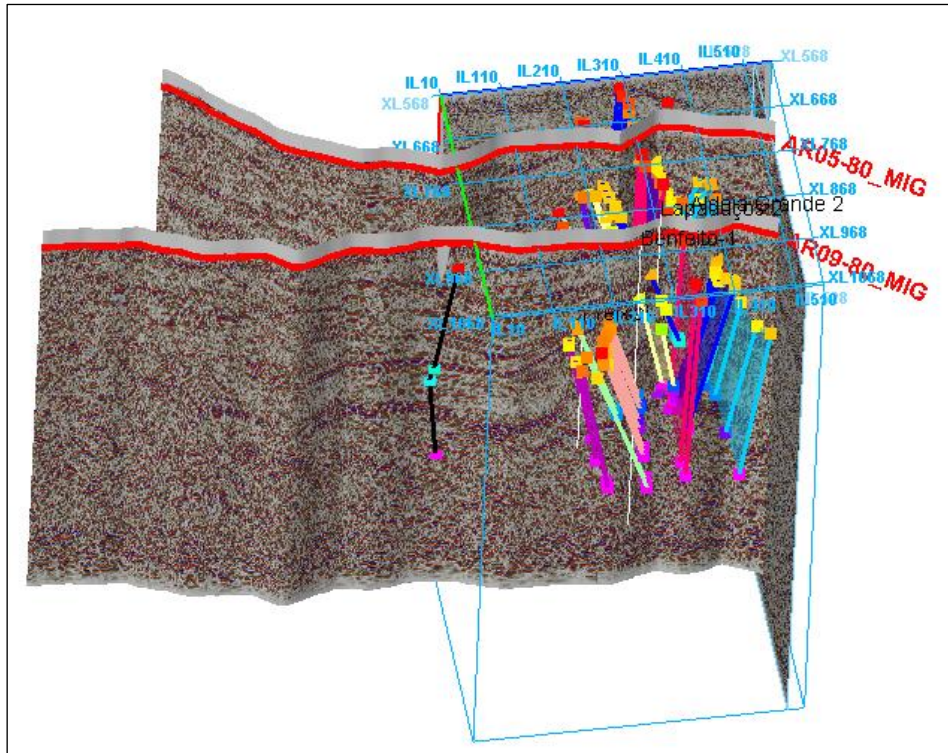


Figura 58 – Imagem dos dados sísmicos 3D e das linhas 2D, com a respectiva interpretação das falhas, abrangendo a região onde se localizam as sondagens, Bf-1, Lp-2 e Fx-1, e AG-2, intensamente afetada por uma série de falhas.

É possível verificar nos estudos existentes uma grande importância dos fenômenos de diapirismo dos evaporitos hetagianos, sendo o anticlinal de Montejunto perfurado pelo diapiro de Matacães, a Sudoeste. A interpretação sísmica foi, em parte, influenciada por esta informação, parecendo existir uma zona de sal na zona inferior, por baixo do anticlinal (entre o horizonte Dagorda e o Soco) (figuras 55 e 56).

No relatório MILUPOBAS, é avançada também a possibilidade de em alternativa ao sal se tratar de soerguimento de rochas do soco devido a falhas profundas (“*bedded rocks uplifted by faulting*”). Porém parecem existir uns refletores mais fortes e contínuos em zonas mais profundas, que foram identificados como o soco (*basement*) (Figuras 56 e 57). Esta formação será, de forma especulativa, referente a rochas Paleozóicas, carboníferas, mas esta associação não é possível ser confirmada visto que não existem afloramentos desta formação nem a mesma foi ainda perfurada por nenhuma das sondagens efetuadas (MILUPOBAS).

Esta estrutura de Montejunto, conforme referido anteriormente, é extremamente complexa, sendo admitidas vários mecanismos para a sua formação, nomeadamente falhas transformantes, direcionais ou de rasgamento, ou estruturas em flor (“*strike slip*”, “*wrench tectonics*” e “*flower structures*”).

No relatório MILUPOBAS são consideradas uma série de hipóteses para a complexidade da estrutura de Montejuento, como a inversão tectónica provocada pela compressão (“*contractional inversion*”).

A maioria dos horizontes interpretados na estrutura de Montejuento, parecem ser compatíveis com um modelo que considera a deformação por compressão, com a presença de falhas principais do tipo cavalgamentos ou falhas inversas. Este modelo pode explicar alguns dos fenómenos identificados na sísmica, estando as dobras associadas a zonas com propagação de falhas. As zonas de descontinuidade nos refletores poderão estar assim associadas a estas zonas fraturadas.

Esta estrutura de Montejuento poderá ser assim uma estrutura anticlinal resultante de uma inversão, originada pela reativação de falhas normais antigas, agora reativadas como inversas ou cavalgamentos.

Poderão ainda estas falhas estar relacionadas com a tectónica salina e serem elas a controlar o estilo da criação da estrutura. O modelo proposto no relatório MILUPOBAS é o de uma estrutura resultante tanto do modelo de compressão, como da influência de diapirismo. Sendo que estes fenómenos de contração estarão relacionados com a inversão tectónica, ou diretamente, através da reativação de falhas, ou por intermédio da formação de “almofadas” salinas que serão causadoras destas deformações.

O “*pop-up*” central parece ser controlado pela posição e geometria destas almofadas de sal, que por sua vez são controladas pela geometria do sistema de falhas subjacentes à estrutura.

É também rejeitado no relatório MILUPOBAS, o modelo “*flower structure*”, sendo referenciado que em várias províncias com falhas oblíquas (“*oblique slipe provinces*”) estas terão sido mal interpretadas como “*flower structures*” (Bally, 1990).

Para a linha AR05-80 não existem interpretações disponíveis na bibliografia. Esta linha apresenta uma zona altamente deformada e também com resolução muito fraca, com baixa razão sinal-ruído, tornando muito difícil a sua interpretação. Não existe também, nesta zona, nenhuma sondagem que possa ser utilizada para amarrar os horizontes e facilitar ou validar a interpretação. Desta forma, sendo esta linha paralela à AR09-80, e relativamente próxima (aproximadamente 5,5 km), tentou-se identificar e respeitar a correlação espacial entre as duas linhas, através de uma interpretação sísmica do cubo mais apertada, expressa por um menor espaçamento entre as *inlines* interpretadas de forma a, da melhor forma possível, transportar no espaço a interpretação que foi considerada mais fidedigna, a da linha AR09-80, até à linha AR05-80 (Figura 59).

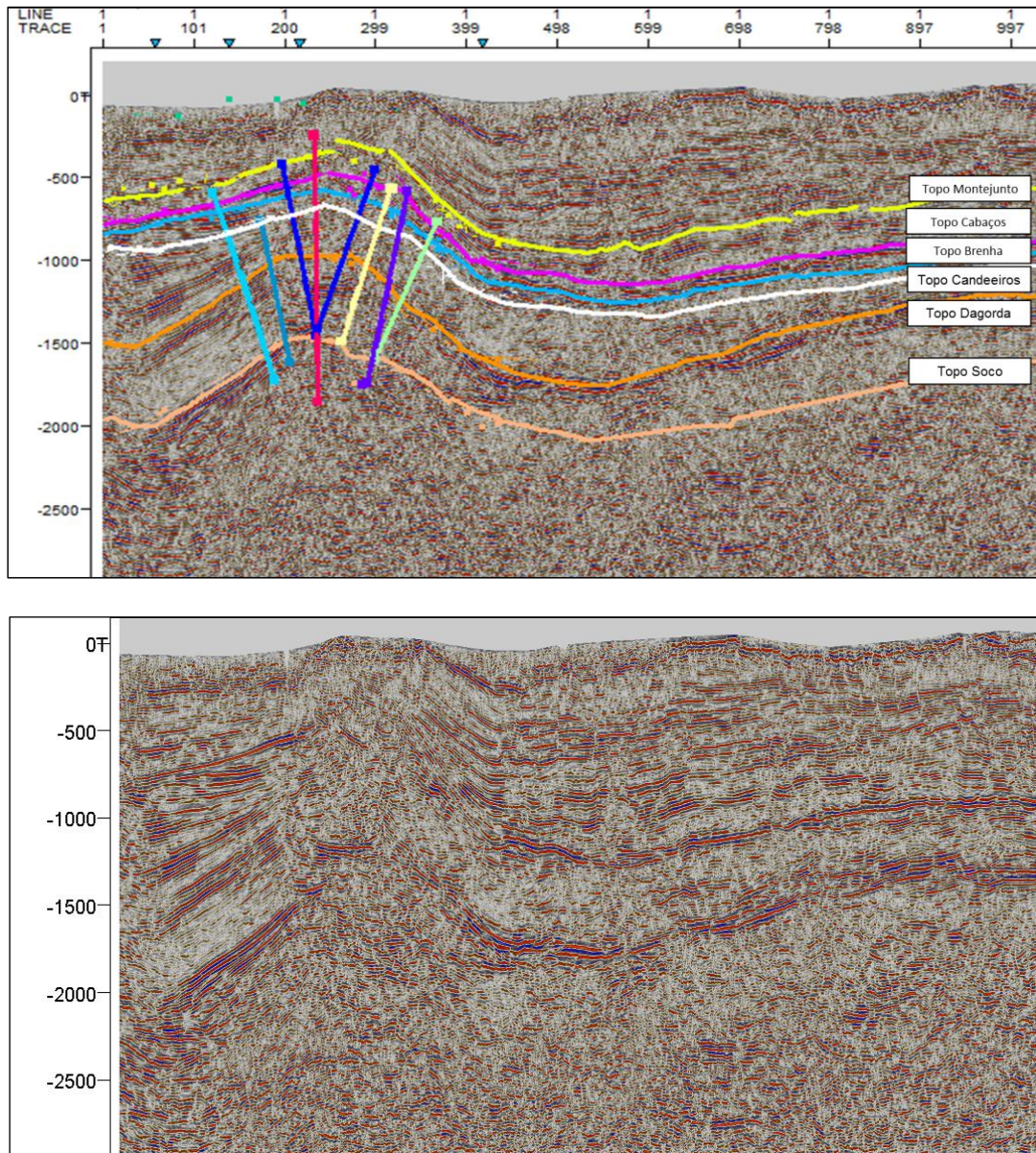


Figura 59 – Imagem da interpretação proposta por este estudo, para a linha sísmica AR05-80, localizada no setor central da Bacia Lusitânica.

Como exemplo da metodologia utilizada, pode-se verificar na *inline* 190 (Figura 60) que se orientou a interpretação sísmica pelos topos das formações indicados nas diagrfias das sondagens, estando os horizontes coincidentes com os mesmos topos na zona onde estas são intersectadas. Nesta figura pode observar-se a secção sísmica da *inline* 190 combinada com a imagem espacial da localização da mesma e sua orientação face ao cubo sísmico, às linhas 2D e à sondagem Freixial-1. Passando esta linha, aproximadamente, na localização da sondagem, foi particularmente uma referência para a definição dos horizontes.

Esta metodologia foi igualmente utilizada relativamente às restantes sondagens, Bf-1 (Figura 61) e Lp-2, com o objetivo de melhor definir a interpretação para a AR9-80 em especial, e de seguida tentar prolongar esta interpretação, respeitando-se a continuidade espacial das formações, até a AR5-80.

Desta forma pretende-se garantir a interpretação mais correta possível, para toda a zona de interesse, disponibilizada pelos dados da sísmica 3D.

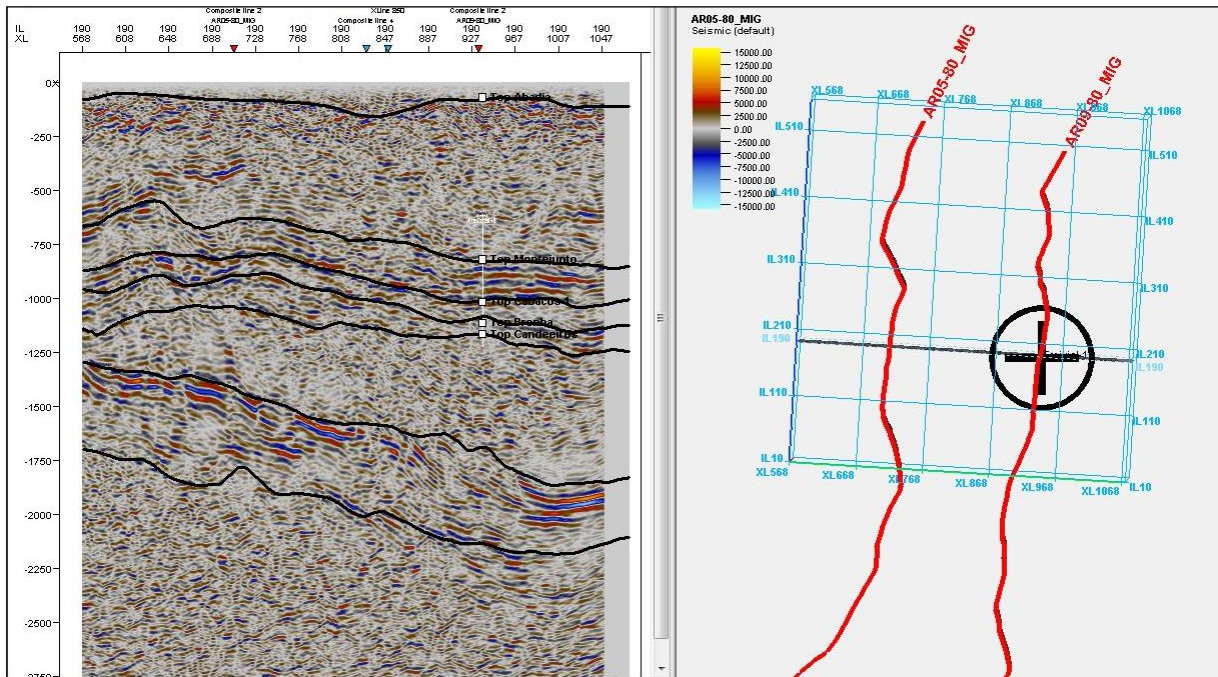


Figura 60 – Imagem da secção sísmica (*Inline* 190) em paralelo com a sua localização espacial, e orientação face ao cubo sísmico, linhas 2D e sondagem Freixial-1. (As linhas a preto correspondem às superfícies criadas, recorrendo-se à interpolação das interpretações para os diferentes horizontes).

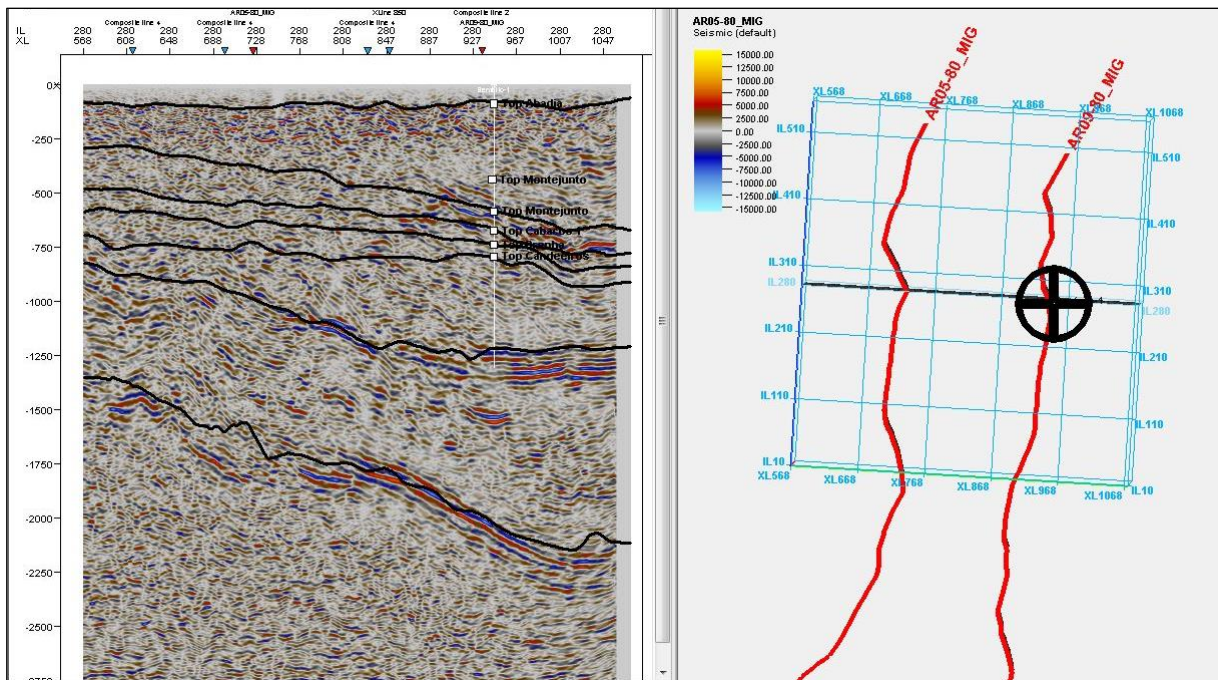


Figura 61 – Imagem da secção sísmica (*Inline* 280) em paralelo com a sua localização espacial, e orientação face ao cubo sísmico, linhas 2D e sondagem Benfeito-1. (As linhas a preto correspondem às superfícies criadas, recorrendo-se à interpolação das interpretações para os diferentes horizontes).

4.4 Armadilhas e prospectos

Não há dúvida, e salienta-se, que qualquer abordagem ao estudo da Bacia Lusitânica e dos seus prospectos, e assim da região considerada neste estudo, terá que ter em consideração a influência da inversão (inversão Alpina do Cretácio-Eocénico Superior, “Meso-cenozoica”; seguida da inversão Miocénica-Bética, “Cenozóica”, devida à colisão Africo-Ibérica) e das suas implicações, como por exemplo, o impacto na integridade das rochas selo e armadilhas.

Estes eventos poderão também ter ajudado na criação de armadilhas, como dobras ou zonas de falhas, e/ou favorecido percursos de migração (possivelmente relacionados com as mesmas falhas).

Além deste fator, também devido à influência salina, a maioria das armadilhas consideradas para a Bacia Lusitânica são predominantemente armadilhas estruturais.

Assim, na fase de interpretação deste trabalho, os horizontes sísmicos foram interpretados e analisados de forma a detetar possíveis estruturas que possibilitassem a acumulação de hidrocarbonetos ou anomalias que evidenciassem a sua presença. Foi também tomada em consideração a possibilidade, além das armadilhas descritas anteriormente, da existência de armadilhas estratigráficas ou mistas.

A qualidade da sísmica e o resultado da interpretação combinada não revelou resultados extraordinários pelo que não foram identificadas anomalias ou definidas estruturas em particular. Foram sim identificados possíveis alvos com base na interpretação, mas também nos conhecimentos adquiridos através da consulta bibliográfica.

Assim, uns dos alvos possíveis poderão ser as armadilhas anticlinais, junto aos blocos de falhas superiores, em especial os relativos às formações e sequências do Jurássico Médio e Superior: Fm. de Montejunto, Cabaços, Candeeiros, e possivelmente Brenha. Poderá haver também concentrações de hidrocarbonetos nestas formações nas próprias falhas ou nos blocos inferiores, constituindo, as falhas (preenchidas), elas próprias um possível selo. Estas zonas alvo encontram-se identificadas na figura seguinte (Figura 62). Identificam-se também (Figura 63), possíveis prospectos que por configurarem altos estruturais fechados nas quatro direções ou em três direções contra uma falha poderão ter o potencial para possível acumulação de hidrocarbonetos. Na zona inferior das imagens (Região Sudoeste), para as quatro formações indicam-se possíveis prospectos, mas que por parte das possíveis estruturas estarem fora da área do estudo, o seu nível de incerteza será ainda superior, não se podendo verificar o fecho da estrutura naquela direção. Assim a sua representação será meramente indicativa, como zona de interesse para o desenvolvimento de mais estudos futuros.

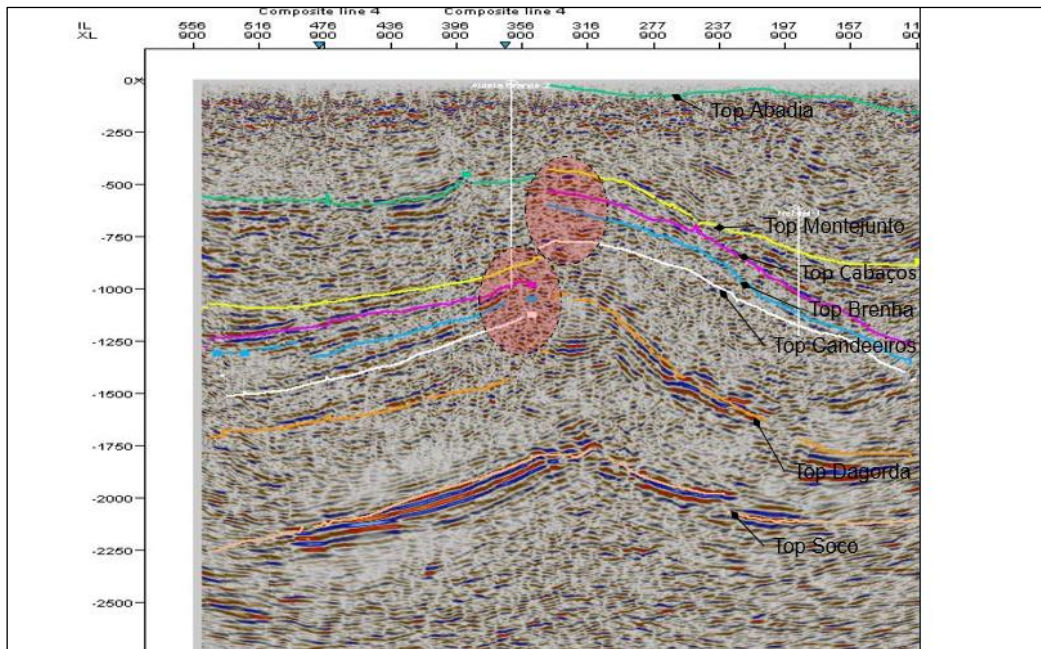


Figura 62 – Imagem da secção sísmica (*crossline* 900) com a indicação de possíveis zona de interesse para o estudo da acumulação de hidrocarbonetos, nas Formações e seqüências do Jurássico médio e superior: Fms. Montejuno, Cabaços Candeeiros, e possivelmente Brenha.

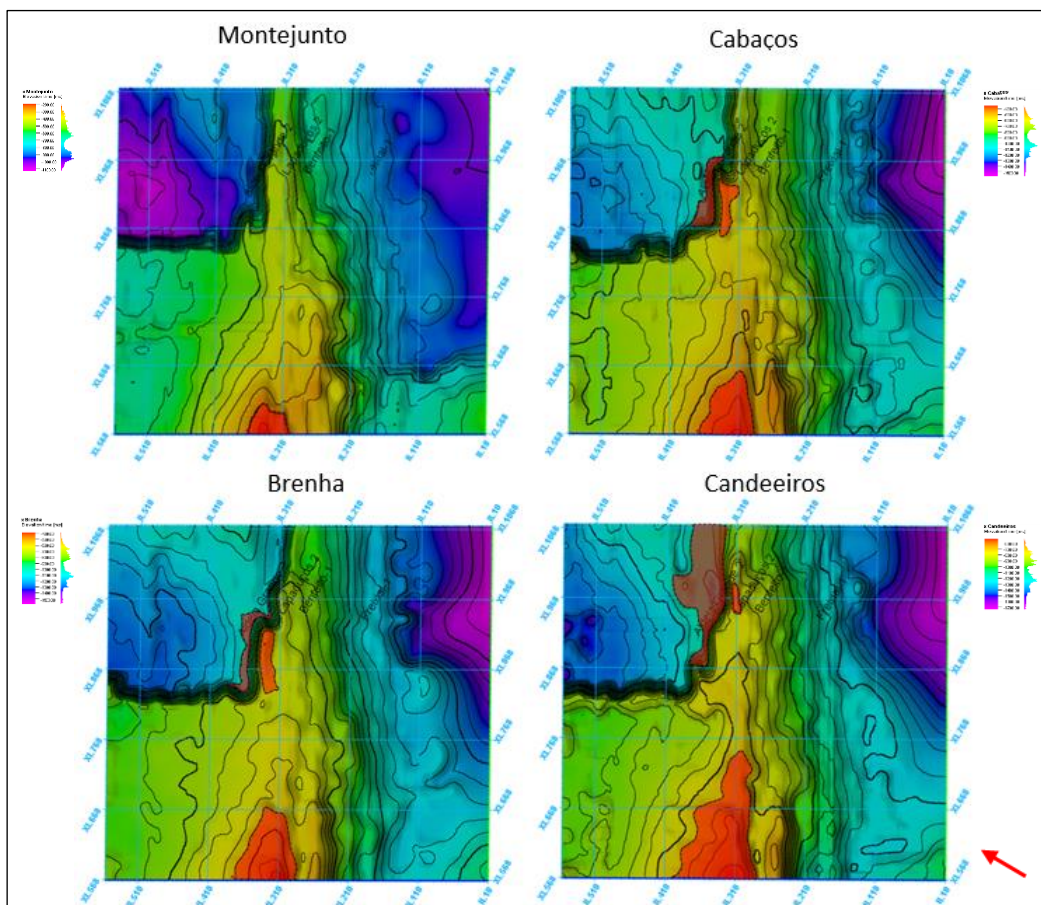


Figura 63 – Identificação de possíveis prospectos (identificados com polígono preenchido a encarnado), nas diferentes formações (Brenha, Candeeiros, Cabaços, Montejuno).

Estas armadilhas estruturais identificadas, poderão ser posteriores à migração dos hidrocarbonetos ou terem sido fraturadas, podendo ter perdido a competência selante nas fases de inversão, e assim, com baixas probabilidades de os conter como tem sido verificado nas sondagens efetuadas onde têm sido encontradas evidências e concentrações de óleo e gás, mas não em quantidades suficientes que justifiquem a sua exploração.

Consideram-se assim, também, armadilhas mais antigas, de idade anterior à migração dos hidrocarbonetos e que não tenham sido fraturadas ou afetadas pelas inversões tectónicas. A Formação Brenha constitui uma rocha de tipo *shale gas*, com potencial para exploração por métodos não-convencionais, sendo simultaneamente rocha geradora e rocha reservatório (Figura 64).

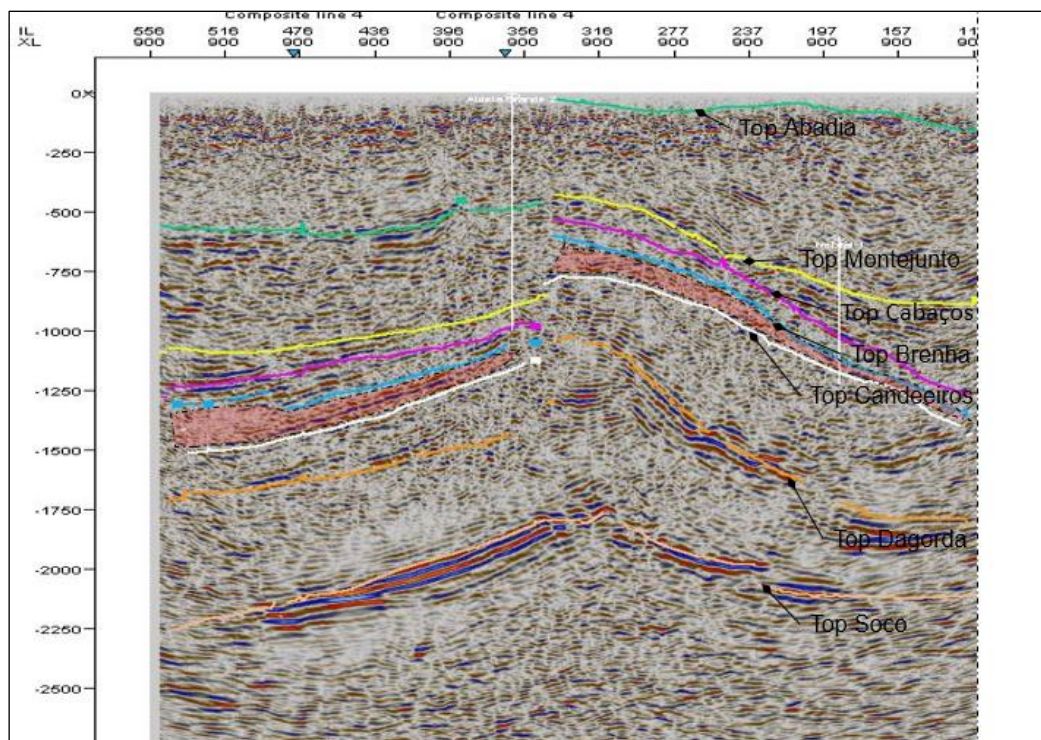


Figura 64 – Imagem da secção sísmica (crossline 900) com a indicação de possíveis zona de interesse para o estudo da acumulação de hidrocarbonetos (*shale gas*), na Formação de Brenha.

As seqüências triásicas-hetagianas, (Fm. Silves e Dagorda) são caracterizadas por uma sísmica altamente descontínua, imediatamente por baixo da estrutura anticlinal. Sendo composta pelas intercalações de sal (evaporitos hetagianos) com margas e argilitos negros (ricas em matéria orgânica), a Fm. Dagorda assim como as rochas clásticas da Fm. de Silves (sistema Pré-sal), poderão constituir alguns prospetos-alvo interessantes (Figura 65). Identificam-se (Figura 66) as estruturas consideradas como potenciais prospetos, estruturas constituindo altos estruturais, e estando fechadas nas quatro direções.

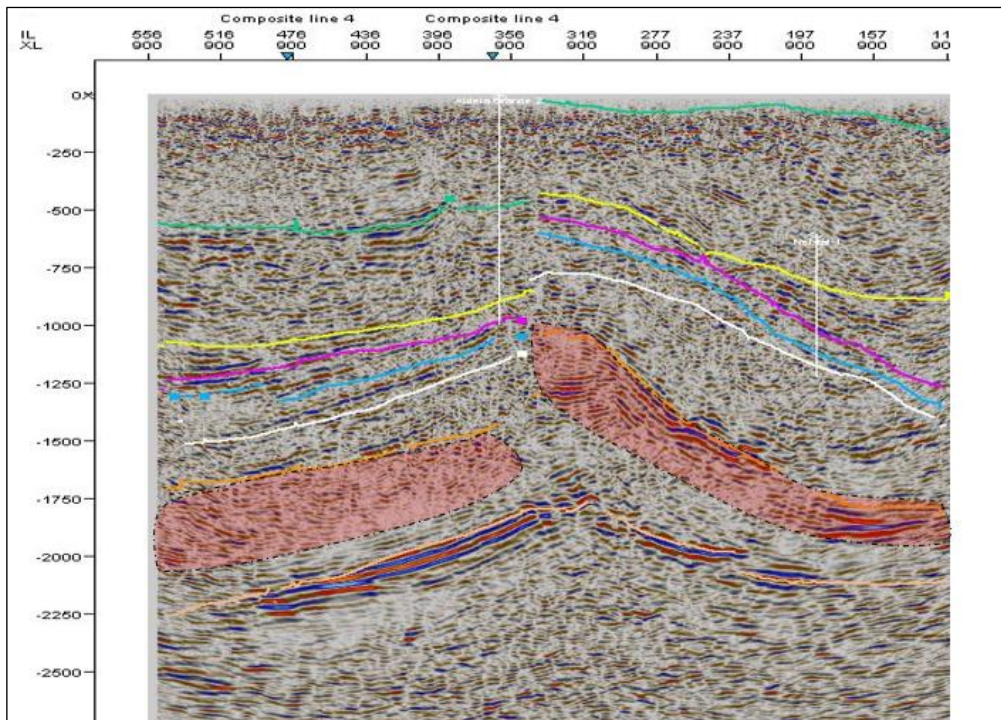


Figura 65 – Imagem da secção sísmica (crossline 900) com a indicação de possíveis zona de interesse para o estudo da acumulação de hidrocarbonetos, nas Formações e seqüências do Jurássico Inferior: Fm. Dagorda e Silves (sistema Pré-sal).

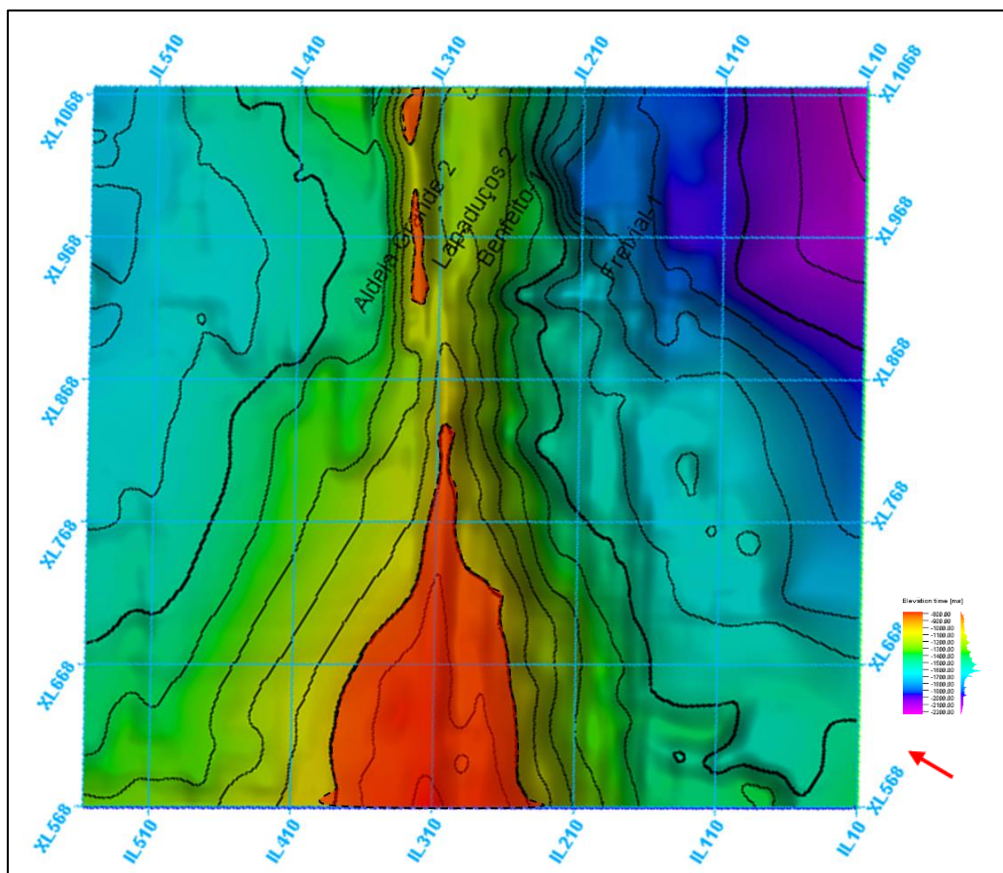


Figura 66 - Identificação de possíveis prospektos (identificados com polígono preenchido a encarnado), nas Formações e seqüências do Jurássico Inferior: Fm. Dagorda e Silves (sistema Pré-sal).

Apesar da sísmica abaixo da zona marcada como soco já não permitir uma análise das estruturas, poderão ainda existir rochas sedimentares carboníferas com potencial (Figura 67), ainda que limitado quer por má porosidade quer pela permeabilidade. De qualquer forma a sua existência ainda não foi confirmada por nenhuma sondagem nem por evidências em afloramentos. Identifica-se na Figura 68, um possível prospecto, constituindo um alto estrutural, mas que por parte da estrutura estar fora da área do estudo, não se pode confirmar que a mesma estará fechada nas 4 direções.

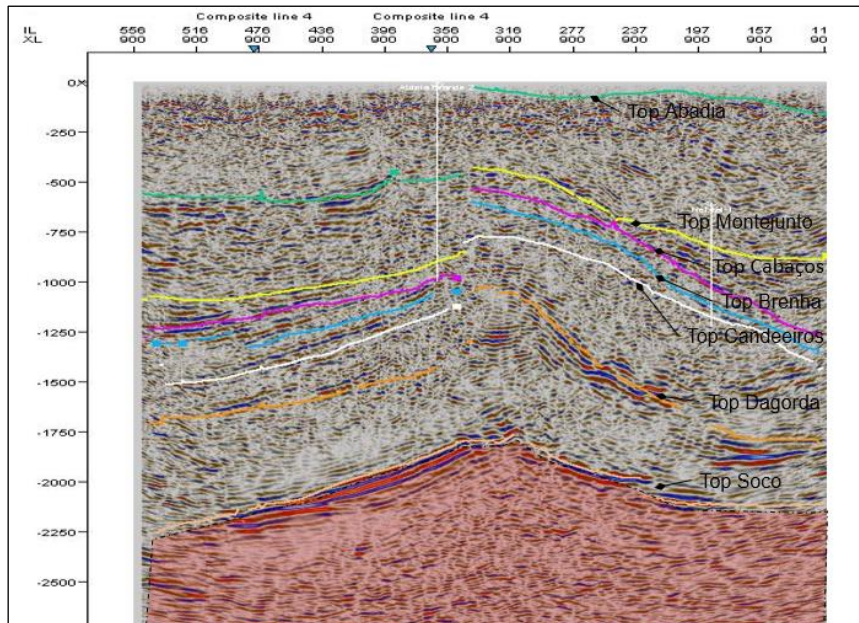


Figura 67 – Imagem da secção sísmica (*crossline* 900) com a indicação de possíveis zona de interesse para o estudo da acumulação de hidrocarbonetos, nas Formações Paleozoicas.

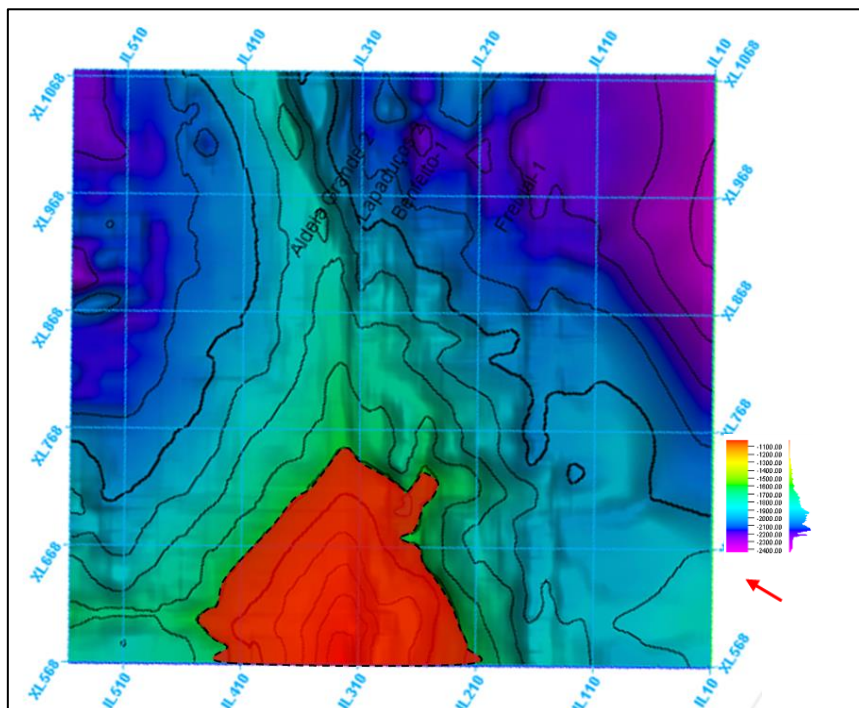


Figura 68 – Identificação de possíveis prospectos (identificados com polígono preenchido a encarnado), nas Formações Paleozóicas.

5 NOTAS FINAIS

Nesta fase de pesquisa, a interpretação é um estudo demorado e meticuloso; quanto mais tempo se investir nesta fase do projeto, melhores serão os resultados obtidos. Esta é uma fase em que tem que se compreender muito bem os fenómenos sísmicos, como a interação das ondas sísmicas com as diferentes formações e descontinuidades, ter um conhecimento aprofundado da geologia local e integrar todas as informações disponíveis e o conhecimento da zona e da secção sísmica, de forma a consegui-la transformar numa secção geológica. Nesta, poderá ser possível analisar as formações e as estruturas geológicas existentes e possivelmente definir zonas de interesse, ou idealmente prospectos de potenciais reservatórios petrolíferos.

5.1 Conclusões

Este trabalho teve como objetivo a análise e interpretação de dados sísmicos, de forma a identificar-se formações potencialmente interessantes, com possibilidade de conterem hidrocarbonetos, e até possivelmente a identificação e delimitação de prospectos. Teve ainda o objetivo do desenvolvimento de competências no campo da interpretação sísmica e estudo da metodologia para integração de informação diversa e do estudo do potencial petrolífero de uma determinada área.

Neste sentido, pode-se concluir que foram atingidos os objetivos propostos, mas com algumas condicionantes.

Relativamente ao primeiro objetivo, foi compilada e analisada a bibliografia existente e avaliada tectónicamente esta área; ainda existindo alguma controvérsia quanto aos modelos tectónicos desta região. Também devido à qualidade da informação sísmica disponível, a interpretação que resulta e se apresenta neste trabalho só pode ser considerada com uma sugestão e um modelo muito simplificado da realidade, podendo não respeitar todo o conhecimento existente da sub-superfície. Aqui reside a fragilidade do estudo desenvolvido, que dificilmente consegue identificar prospectos bem delimitados como seria idealmente pretendido, mas apenas sugerir zonas de interesse, que poderão ser desenvolvidas em estudos subsequentes.

Relativamente ao segundo objetivo e globalmente, o presente trabalho apresenta o estudo do que será uma primeira interpretação em meio académico da muito recente sísmica 3D da área de Montejunto (2010), e indica uma metodologia que servirá para o estudo da mesma ou que poderá ser aplicado a outras áreas. Representa assim uma primeira fase necessária e indispensável ao estudo mais aprofundado desta zona, agora possibilitado pela disponibilidade deste pacote de dados de reflexão sísmica.

Assim, além da seleção e interpretação sísmica dos horizontes que representam as principais unidades sísmicas consideradas para o estudo do potencial petrolífero da região, a partir das linhas AR09-80 e

AR05-80 obteve-se, como produto final, os mapas estruturais para os topos das Formações Abadia, Montejunto, Cabaços, Brenha, Candeeiros e Dagorda e para o Soco, em tempo (ms), assim como a identificação de algumas das principais descontinuidades (falhas) existentes, e a indicação de possíveis prospeitos (nas formações Montejunto, Cabaços Candeeiros, Brenha, Dagorda e Silves, e nas base paleozóica).

Uma das conclusões que verifica a informação recolhida é a confirmação de que as falhas e descontinuidades ou estruturas mais importantes identificadas são comuns aos topos das Formações desde o Jurássico/Triásico até às formações mais recentes, o que indica ou parece confirmar que, ou estas deformações são relativamente recentes, ou foram muito recentemente reativadas, podendo ter provocado a perda de competência selante em muitas das armadilhas existentes. Estes eventos poderão também ter ajudado na criação de outras armadilhas, como dobras ou zonas de falhas, ou favorecido percursos de migração (possivelmente relacionados com as mesmas falhas).

Extrapolando a análise da interpretação, também se pode observar que as deformações tectónicas vão desde a Formação Dagorda até aos sedimentos mais recentes da bacia, o que pode sugerir um estilo de deformação assente na mobilidade do membro evaporítico da Fm. Dagorda (deformação controlada pela tectónica salina).

Desta forma, a interpretação sugerida pressupõe que é a deformação ao nível do soco que induz a mobilização dos evaporitos da Fm. Dagorda. Estes formam uma barreira física à propagação da deformação para as rochas suprajacentes. De igual forma, esta formação poderá ser uma excelente rocha selante e a zona subjacente, constituída pelas rochas geradoras paleozóicas, considerada preferencial para potencial concentração de hidrocarbonetos, especialmente onde constituam altos estruturais. Igualmente, pelo mesmo motivo, salienta-se o interesse do estudo das armadilhas relacionadas com os fenómenos de halocinése.

5.2 Próximos Estudos

Esta região, envolvendo o Anticlinal de Montejunto e área do Vale da Abadia, pertencente à sub-bacia Arruda, apesar de ser uma das mais estudadas da Bacia Lusitânica, pode ser ainda considerada sub-amostrada especialmente em profundidade, onde a falta de informação/dados dificulta a caracterização do reservatório, especialmente por se tratar de uma região de alta complexidade estrutural.

Este trabalho visou dar resposta à primeira fase de um projeto, com a avaliação sísmo-tectónica desta região, bem como das principais formações geológicas.

Procedeu-se à identificação das formações através da interpretação regional dos dados de reflexão sísmica, e sua correlação com os topos das formações, nas diagrfias disponíveis, e sua integração na interpretação final.

Em continuação da abordagem desta região, conforme descrito anteriormente, poderá sempre ser despendido mais algum tempo na interpretação sísmica, por forma a melhorar o modelo, em particular com recurso ao estudo dos atributos sísmicos. Estes poderão evidenciar algumas características determinantes, como por exemplo a identificação de descontinuidades não identificadas diretamente nos dados sísmicos, conduzindo assim a uma melhor interpretação dos dados e por conseguinte a um melhoramento do modelo e aproximação à realidade; pode ser ainda conseqüentemente feita a identificação de zonas de alta ou baixa porosidade ou de possível concentração de hidrocarbonetos.

Após esta primeira fase, propõe-se como estudos a desenvolver no futuro ou continuação deste, a conversão das superfícies em tempo das formações (*twt* – segundos) em superfícies em profundidade (metros), a análise quantitativa dos dados disponíveis, utilizando as propriedades petrofísicas (e.g. porosidade, litologia, e saturação de hidrocarbonetos).

Os parâmetros para estas propriedades poderão ser definidos com base na análise das diagrfias, ou através dos valores indicados nos estudos existentes. A análise destas propriedades, em conjunto com os horizontes definidos, pode ser utilizada para a estimação e inferência das propriedades da sub-superfície, através da inversão geoestatística dos dados de reflexão sísmica.

Esta inversão, efetuada de forma condicionada aos dados das diagrfias e à interpretação sísmica, aqui apresentada permitirá obter modelos da distribuição das propriedades petro-elásticas, como a impedância acústica ou a porosidade, para toda a região em estudo. Isto permitirá identificar zonas de interesse, definir valores de corte ("*thresholds*") para auxílio à análise e o posterior tratamento estatístico dos dados e quantificação da incerteza espacial destes modelos.

Atualmente, com a necessidade permanente de descoberta de novas reservas petrolíferas, a Indústria está obrigada a pesquisar a profundidades cada vez maiores, em novas zonas, menos conhecidas (onde existe menos informação), e cada vez mais complexas, traduzindo assim níveis de incerteza cada vez maiores. Também com os custos de prospeção muito altos, torna-se premente a otimização da probabilidade de sucesso. Este tipo de abordagens e avanço na análise dos dados obtidos por prospeção sísmica, com a integração de outros elementos obtidos diretamente pelas sondagens será cada vez mais indispensável na exploração de novos campos, assim como o desenvolvimento tecnológico e das metodologias de análise e processamento dos dados, por forma a acompanhar a cada vez maior complexidade dos reservatórios petrolíferos e as exigências e procura no futuro.

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Alves, T.M., Manuppella, G. Gawthorpe, R.L., Hunt, D.W & Monteiro, J.H., (2003) – The depositional evolution of diapir and fault-bounded rift basins: examples from the Lusitanian Basin of West Iberia.
- Alves T., Moita, C., Pinheiro, L. e Monteiro, J. (2006) - Mesozoic–Cenozoic evolution of North Atlantic continental-slope basins: The Peniche basin western Iberian margin.
- Azerêdo, A. C., Duarte, L. V., Henriques, M. H. & Manuppella, G. (2003) – Da dinâmica continental no Triásico, aos mares do Jurássico inferior e médio. Cadernos de Geologia de Portugal, Instituto Geológico Mineiro, Lisboa.
- Duarte, L. V., Silva, R. L., Mendonça, J. G., Ribeiro, N., e Chagas, R. (2012) – High-Resolution Stratigraphy, Palynofacies and Source Rock Potencial of the Ága de Madeiros Formation (Lower Jurassic), Lusitanian Basin, Portugal. Journal of Petroleum Geology, Vol.35.
- Fernandes, A.R *et al.*, (2009) – Controlo estrutural e evolução tectónica dos diápiros salíferos na Bacia Lusitânica. Universidade de Lisboa.
- GEOTIC – Sociedade Geológica de Portugal (2010) – “A evolução da Bacia Lusitânica (Portugal) e dos sistemas petrolíferos associados”.
- GPEP, (1983) – Benfeito-1, Relatório final de Sondagem.
- GEUS - Geologic Survey of Denmark and Greenland (1995) - Projeto Alpha - Relatório Milupobas (Multidisciplinary Investigation of the Lusitanian and Porto Basins).
- Dias, A. J. Guerner (2005) – Reavaliação do potencial petrolífero do onshore da Bacia Lusitaniana, Portugal. Departamento de Geologia da Faculdade de Ciências, Universidade do Porto.
- Kullberg, J. C., Rocha, R. B., Soares, A. F., Rey, J., Terrinha, P., Callapez, P., Martins, L. (2006) – A Bacia Lusitaniana: Estratigrafia, Paleogeografia e Tectónica. *In* Geologia de Portugal no contexto da Ibéria. Univversidade de Évora.
- Kullberg, J. C., (2000) – Evolução tectónica Mesozóica da Bacia Lusitaniana, Tese Doutoramento, Universidade Nova de Lisboa.

- Leinfelder, R.R., (1993) – A sequence stratigraphic approach to the Upper Jurassic mixed carbonate-siliciclastic succession of the central Lusitanian basin, Portugal.
- Leinfelder, R.R and R.C.L Wilson, (1989) – Seismic and sedimentologic features of Oxfordian-Kimmeridgian syn-rift sediments on eastern margin of the Lusitanian Basin: *Geologische Rundschau*, V.78.
- Lomholt, S., Rasmussen, E.S., Andersen, C., Vejbaek, o.V., Madsen, L. Steinhardt, H., (1996) – Seismic interpretation and mapping of the Lusitanian Basin, Portugal. Contribution to the Milupobas project, EC Contract No. JOU2-CT94-0348, Geological Survey of Denmark.
- Martins, J. M. (2007) – Séries de Meio Marinho Interno do Jurássico Médio de Condeixa-Sicó-Alvaiázere: Sedimentologia, Micropaleontologia e Correlação com o Maciço Calcário Estremenho. Tese Doutoramento, Universidade de Lisboa, Faculdade de Ciências, Departamento de Geologia.
- Macieira, F. (1948) – Planificação Histórico-Cronológica das Pesquisas de Petróleo em Portugal. Serviço de Fomento Mineiro.
- Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia (2011) - Direção Geral de Energia e Geologia – Apresentação “A pesquisa de Petróleo em Portugal”.
- Moita, C., Alves, T., 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, *AAPG Bulletin*, 90.
- Moita, C. (1996) – Caracterização Estrutural do “*Offshore*” da Bacia Lusitânica entre Aveiro e a Nazaré. Tese de Mestrado em Geologia Dinâmica. GPEP/GEOF/CUL/JNICT.
- Moura Vicente, L. F. *et al.*, (2002) – 65 Anos de Petróleo em Portugal: Uma história de interesses, de ação e de progresso.
- Pimentel, N. & Pena dos Reis, R., (2016) – Petroleum systems of the West Iberian margin: A review of the Lusitanian Basin and the deep *offshore* Peniche Basin.
- Pimentel, N. (2014) - Petroleum Systems of the Central Atlantic Margins, from Outcrop and Subsurface Data.
- Pimentel, N. & Pena dos Reis, R., (2014) – Exploration pathways for western Portugal – An integrated look to the Lusitanian and Peniche Basins.

- Ribeiro, A. *et al.*, (1996). Tectonics of the Lusitanian Basin. Final Report, Proj. MILUPOBAS, Contract n° JOU2-CT94-0348, ICTE/GG/GeoFCUL, Lisboa, Vol. 1.
- Uphoff, T. L. (2005) – Subsalt (pre-Jurassic) exploration play in the northern Lusitanian Basin of Portugal. AAPG Bulletin, V.89, nº6.
- Uphoff, T. L. *et al.*, (2010) – Jurassic reef exploration play in the southern Lusitanian Basin, Portugal. Abstract.
- Wilson, R.C.L *et al.*, (1989) – The Lusitanian basin of west-central Portugal: Mesozoic and Tertiary tectonic, stratigraphic, and subsidence history. AAPG. Cited in the Milupobas project.

ANEXO I

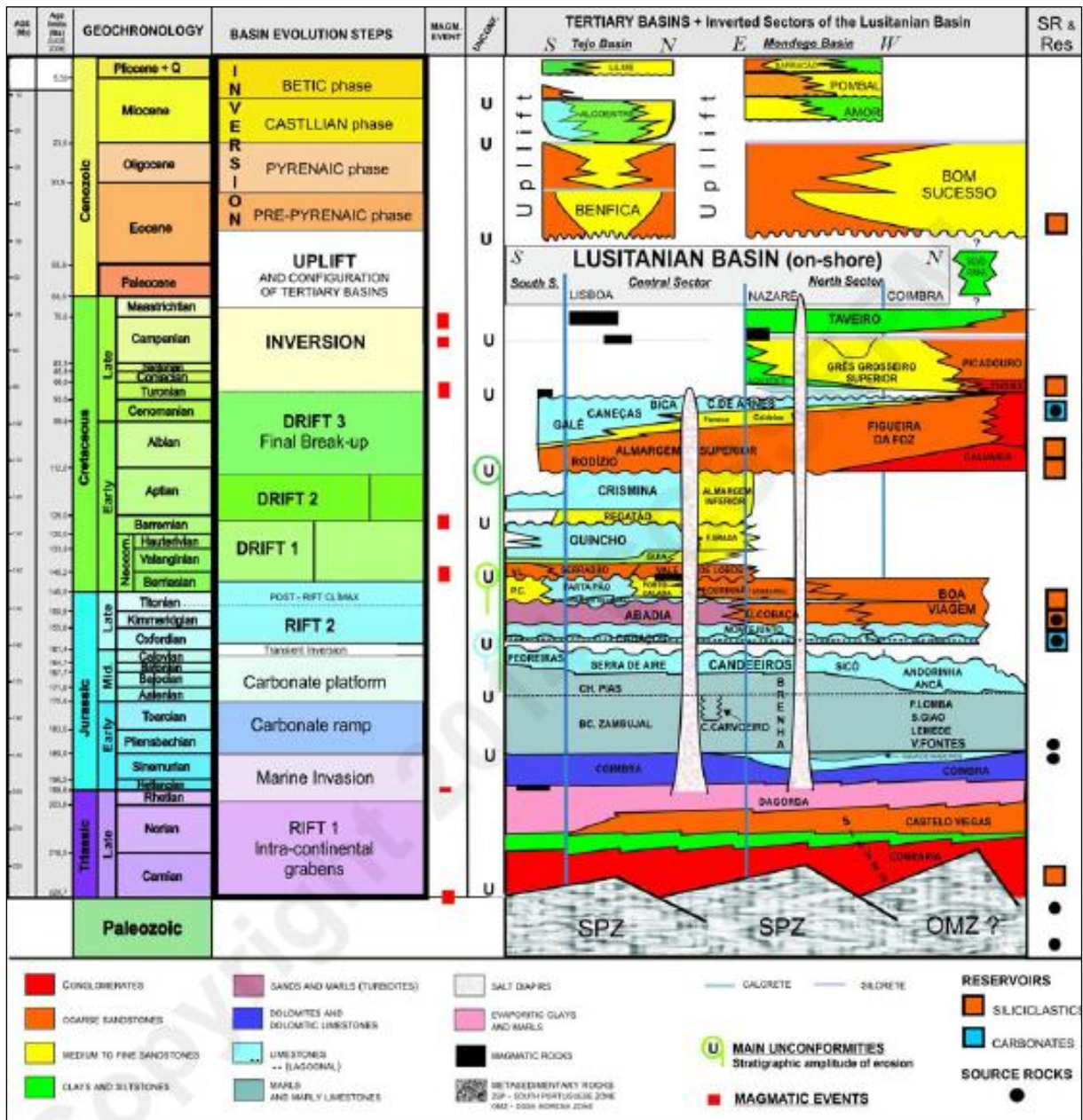


Figura 69 – Imagem esquemática da estratigrafia proposta para a Bacia Lusitânica, para o período Cenozóico (Pena dos Reis *et al.*, 2011, baseado em Wilson, 1990; Azerêdo *et al.*, 2003; Rey *et al.*, 2006).

ANEXO II

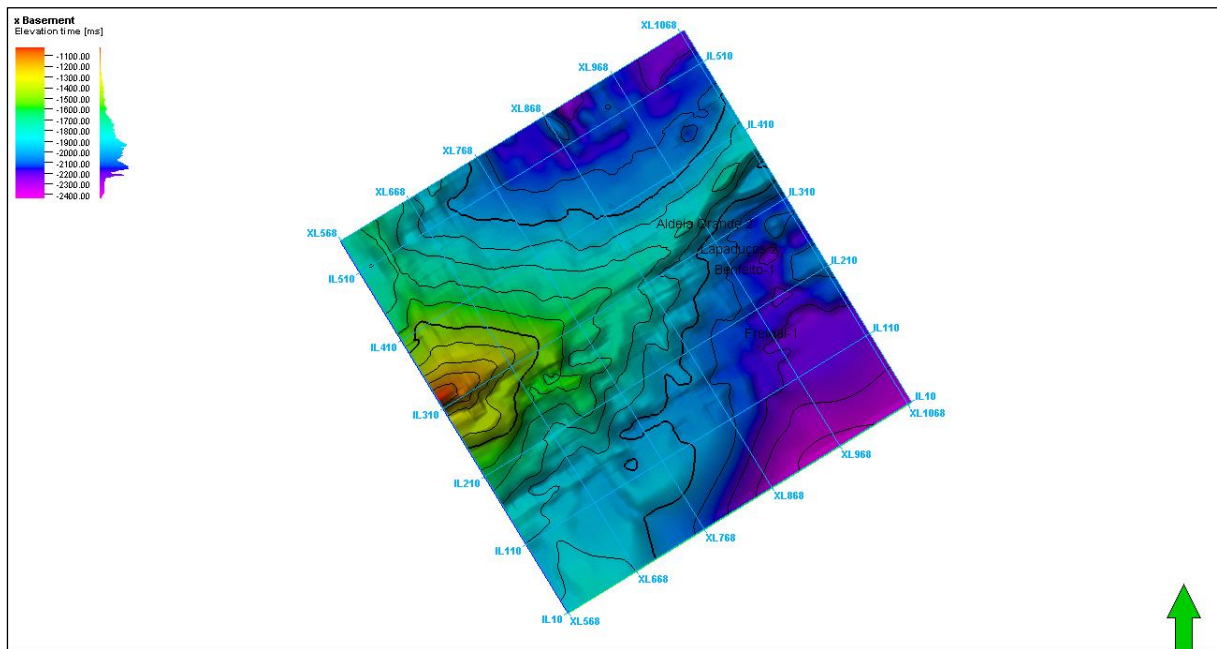


Figura 70 – Imagem da superfície do Soco, obtida por interpolação da interpretação efetuada, com recurso ao software Petrel®.

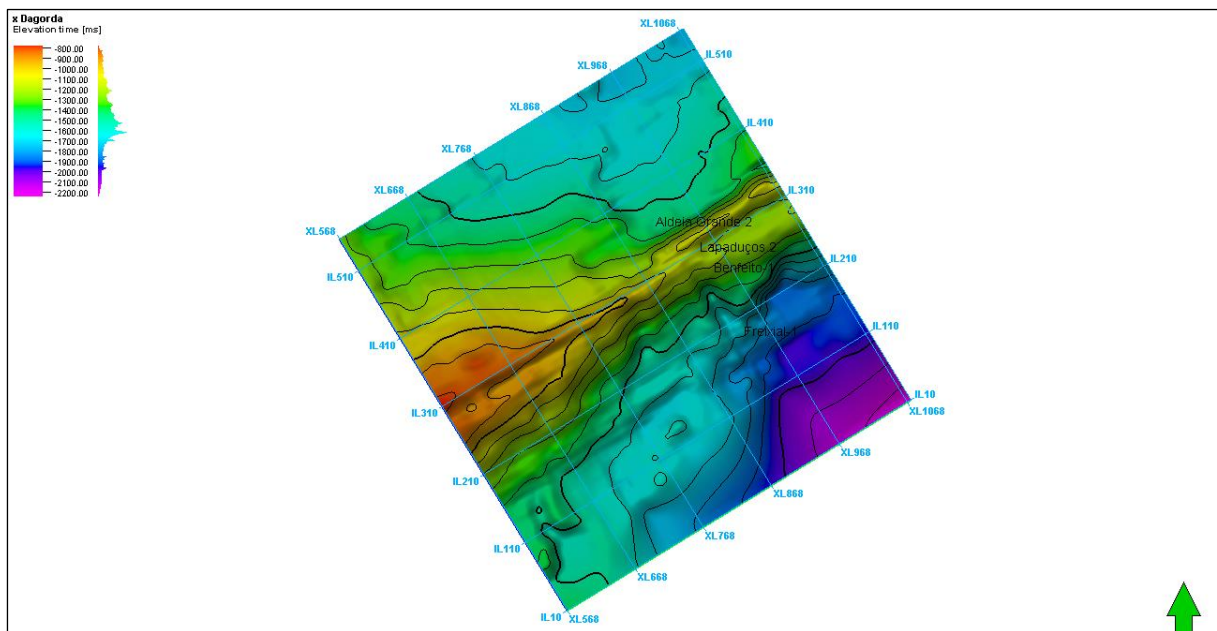


Figura 71 – Imagem da superfície da Formação Dagorda, obtida por interpolação da interpretação efetuada, com recurso ao software Petrel®.

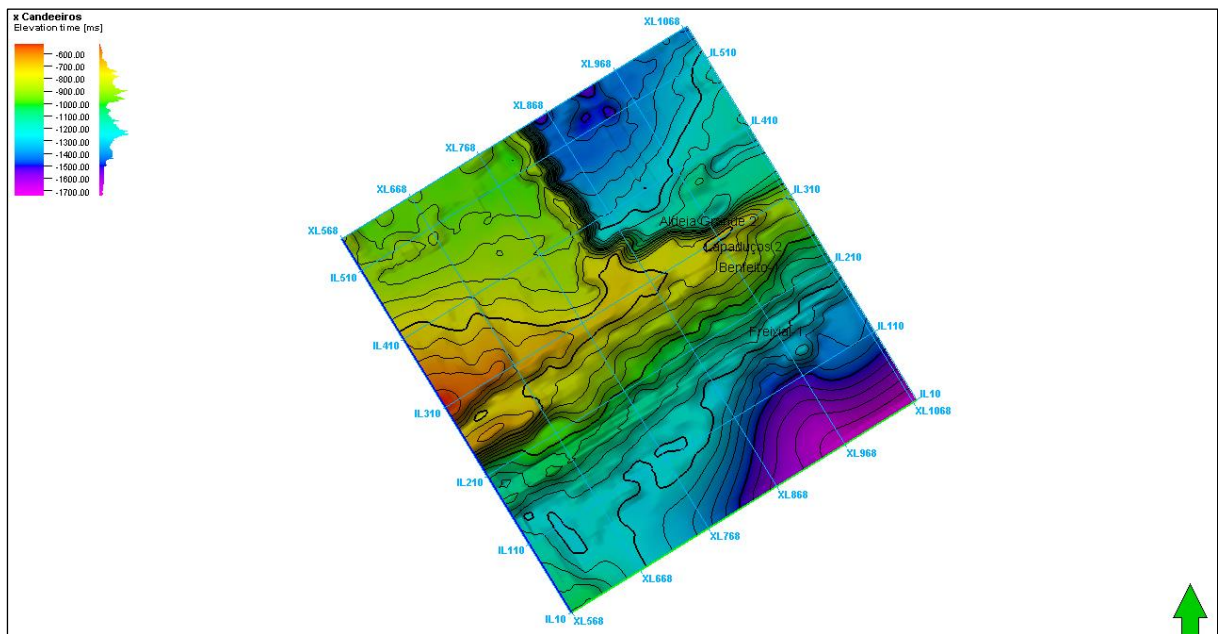


Figura 72 – Imagem da superfície da Formação Candeeiros, obtida por interpolação da interpretação efetuada, com recurso ao software Petrel®.

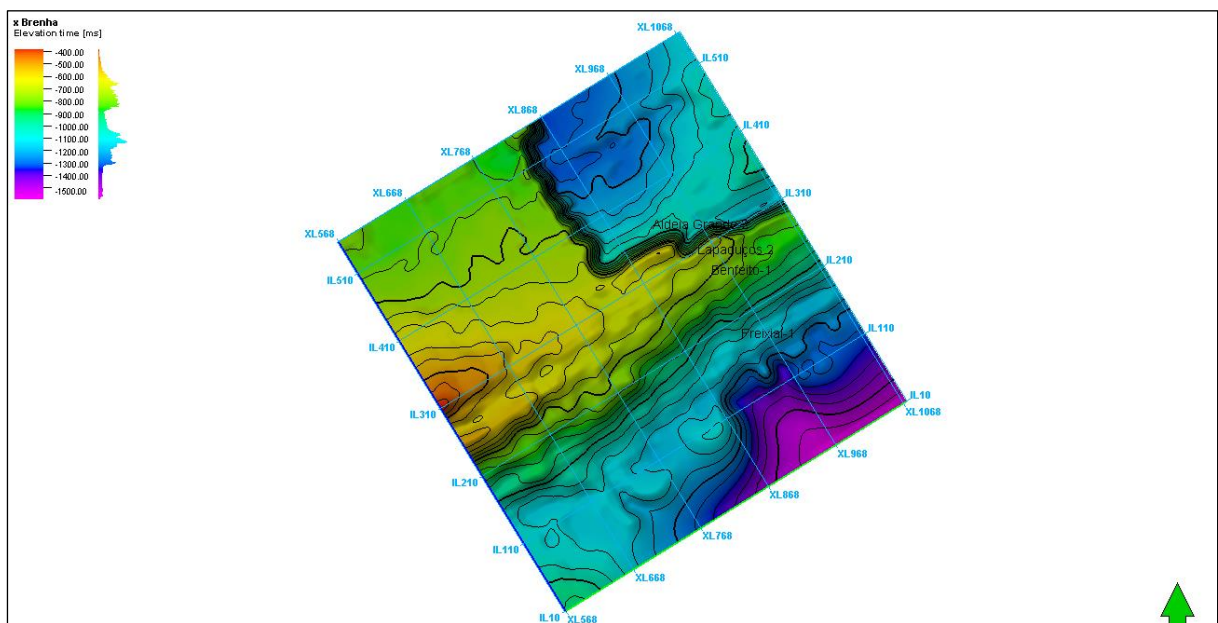


Figura 73 – Imagem da superfície da Formação Brenha, obtida por interpolação da interpretação efetuada, com recurso ao software Petrel®.

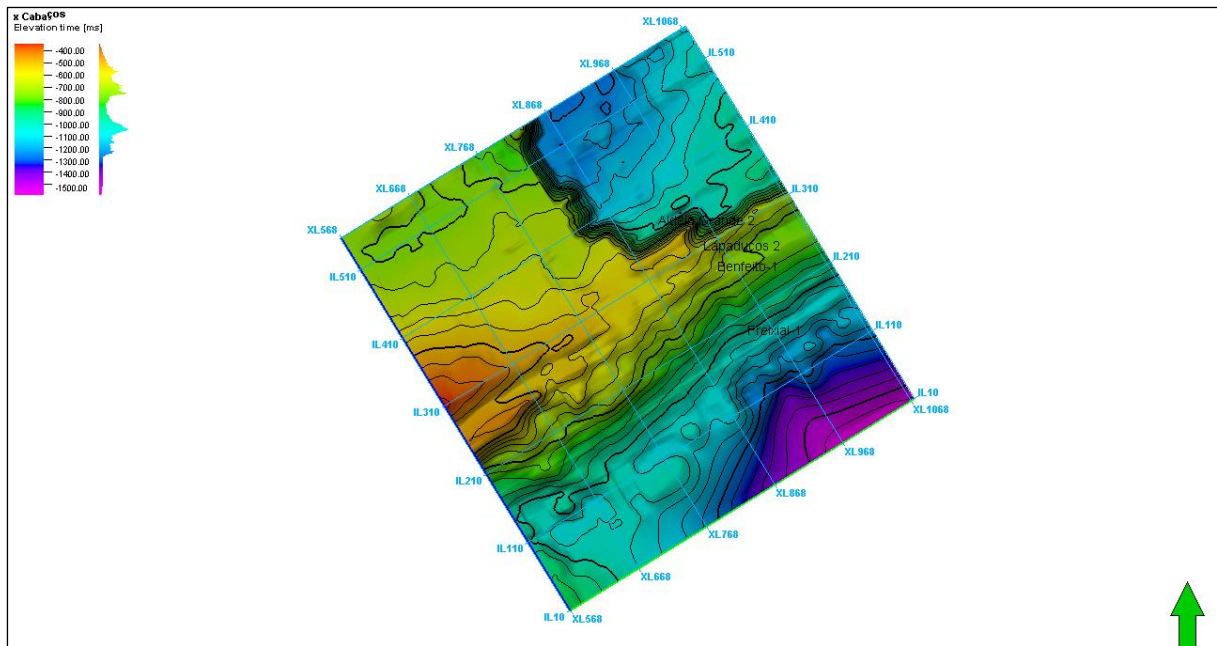


Figura 74 – Imagem da superfície da Formação Cabaços, obtida por interpolação da interpretação efetuada, com recurso ao software Petrel®.

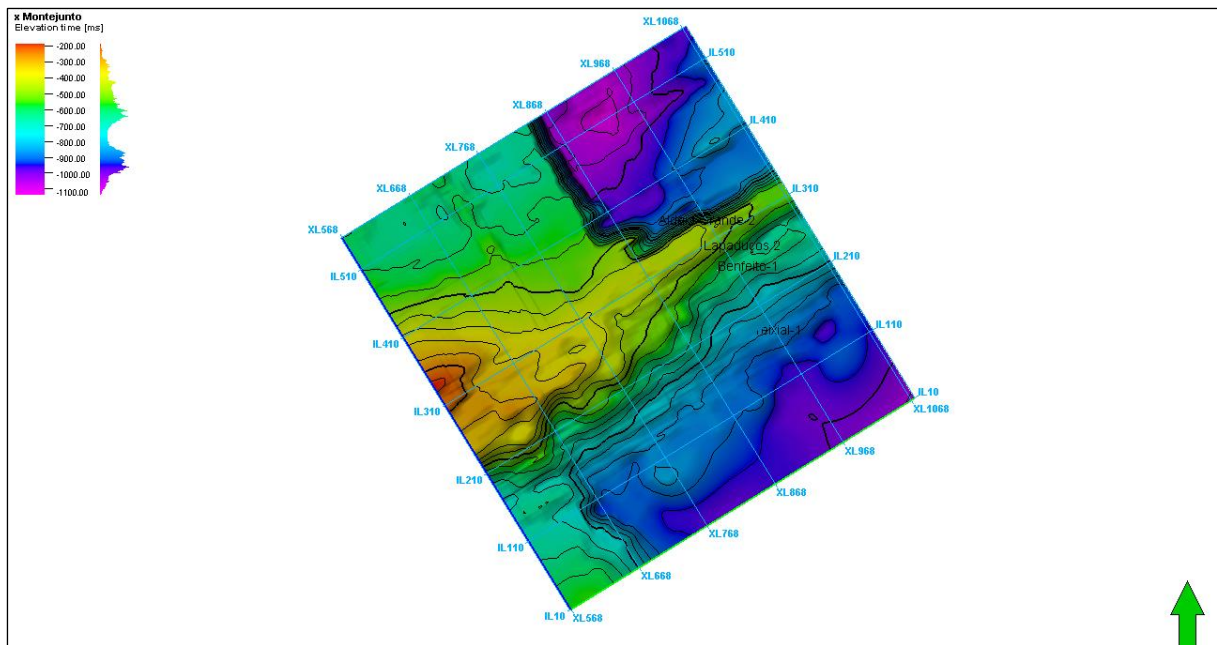


Figura 75 – Imagem da superfície da Formação Montejuento, obtida por interpolação da interpretação efetuada, com recurso ao software Petrel®.

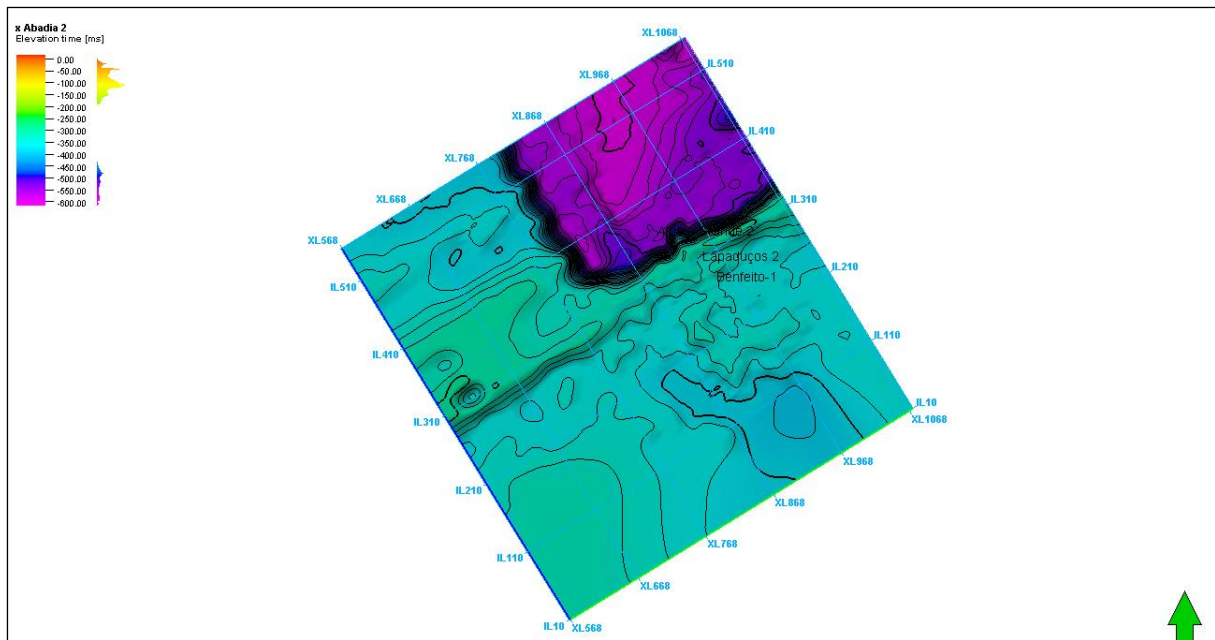


Figura 76– Imagem da superfície da Formação Abadia, obtida por interpolação da interpretação efetuada, com recurso ao software Petrel®.

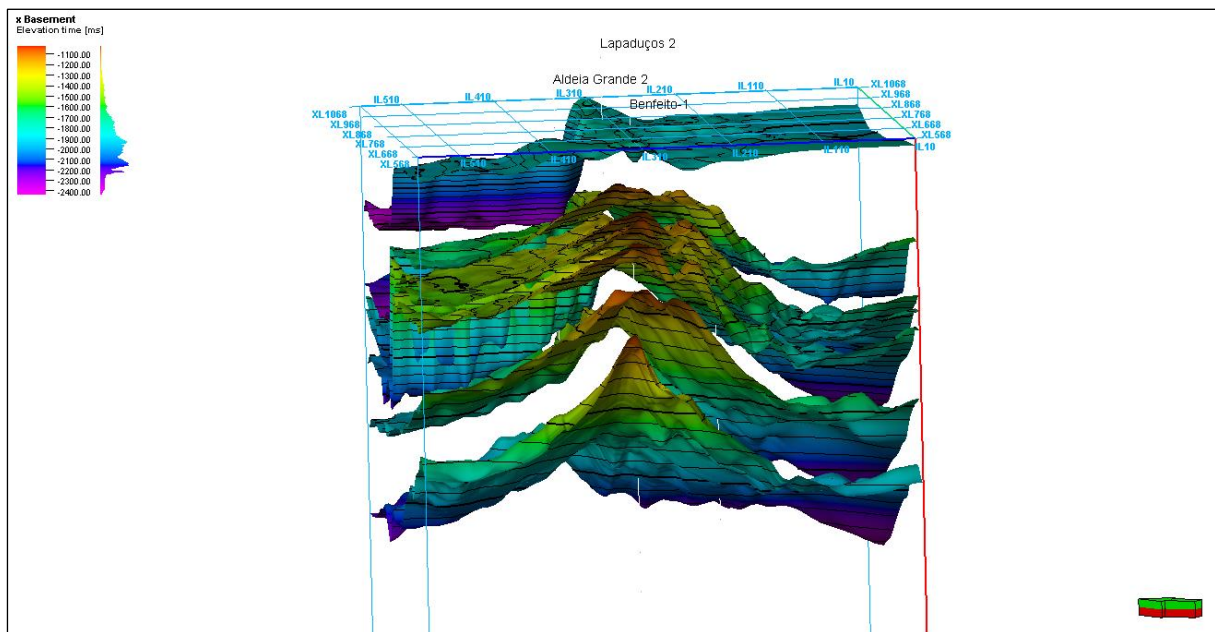


Figura 77 – Imagem com a representação no espaço do topo das diferentes formações interpretadas, com recurso ao software Petrel®.

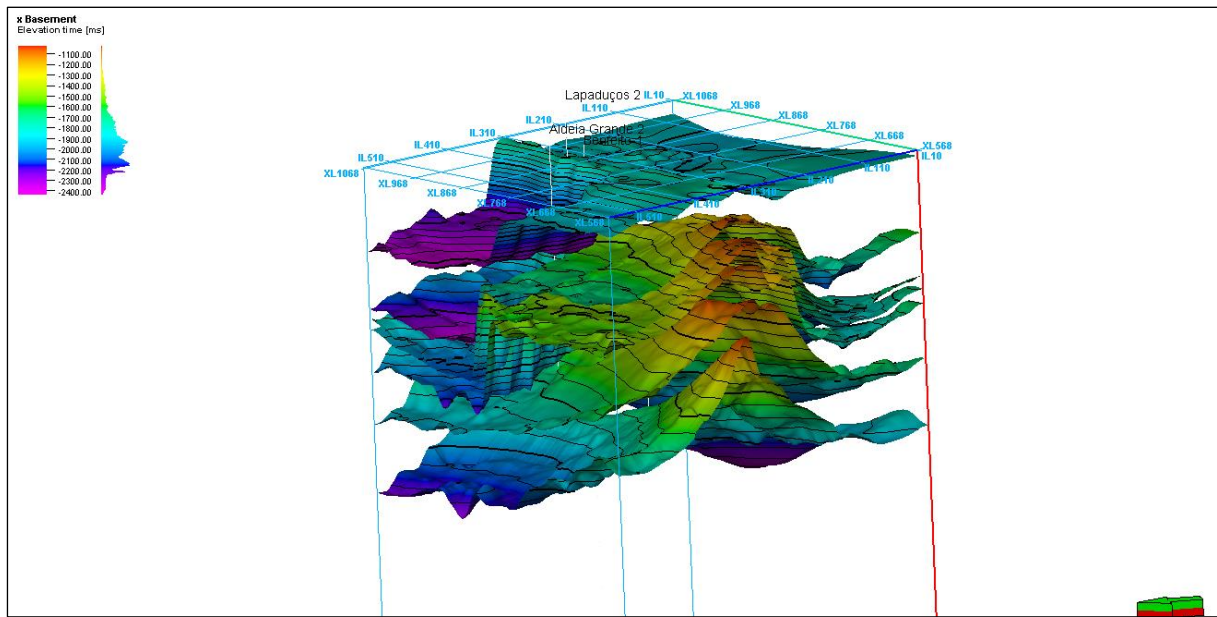


Figura 78 – Imagem com a representação no espaço do topo das diferentes formações interpretadas, com recurso ao software Petrel®.

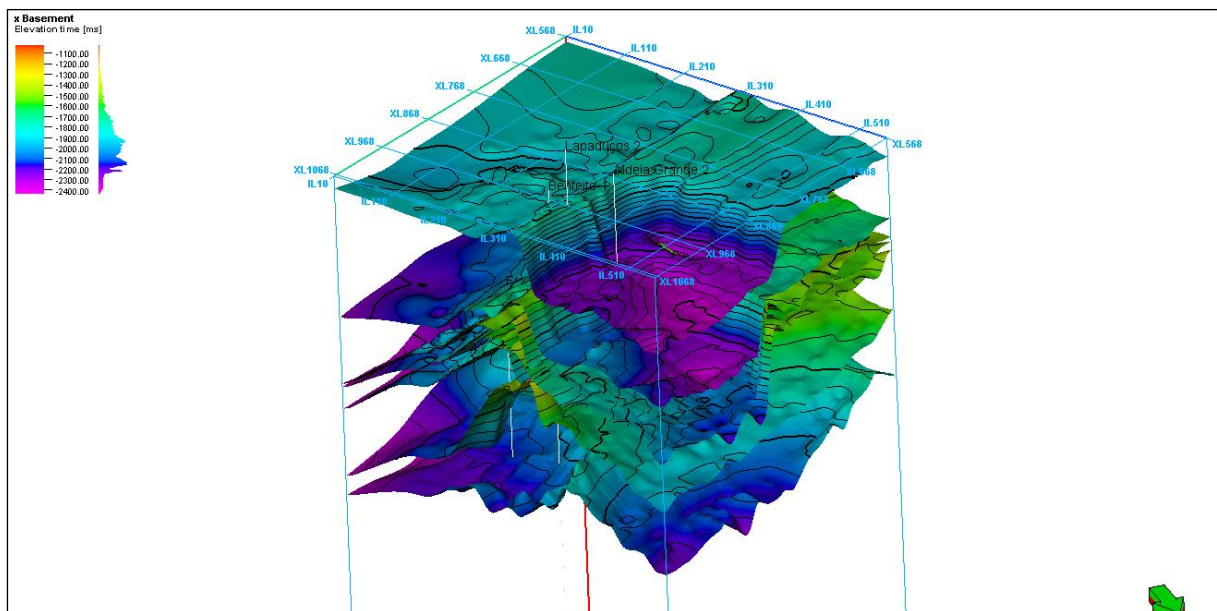


Figura 79 – Imagem com a representação no espaço do topo das diferentes formações interpretadas, com recurso ao software Petrel®.

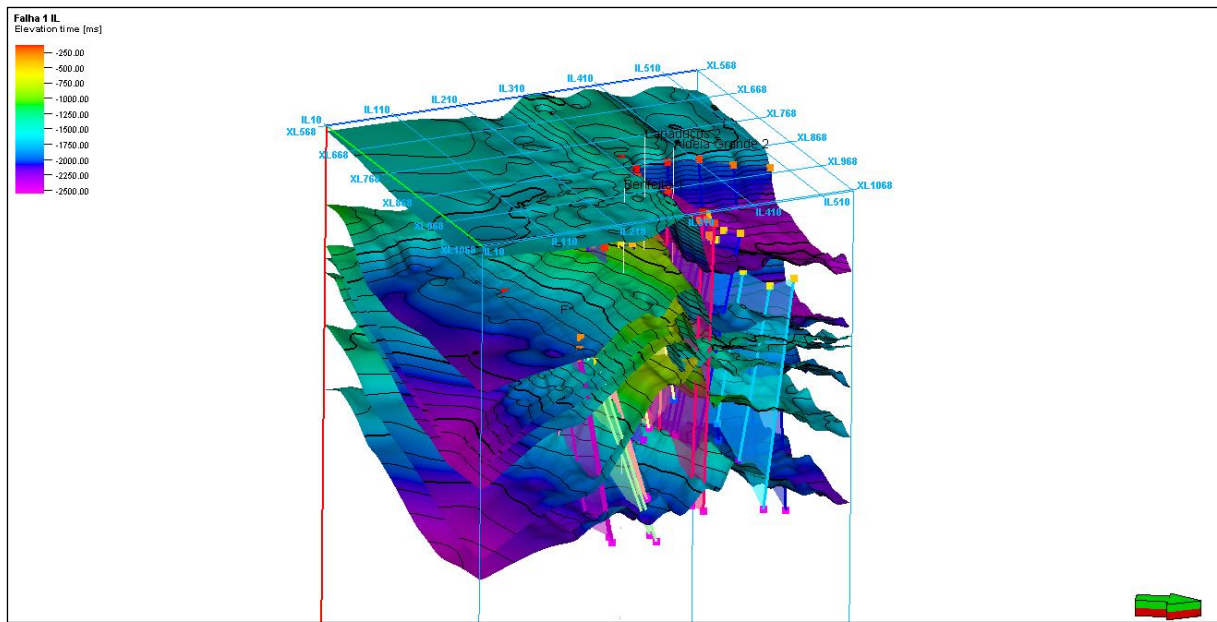


Figura 80 – Imagem com a representação no espaço do topo das diferentes formações e falhas interpretadas, com recurso ao software Petrel®.

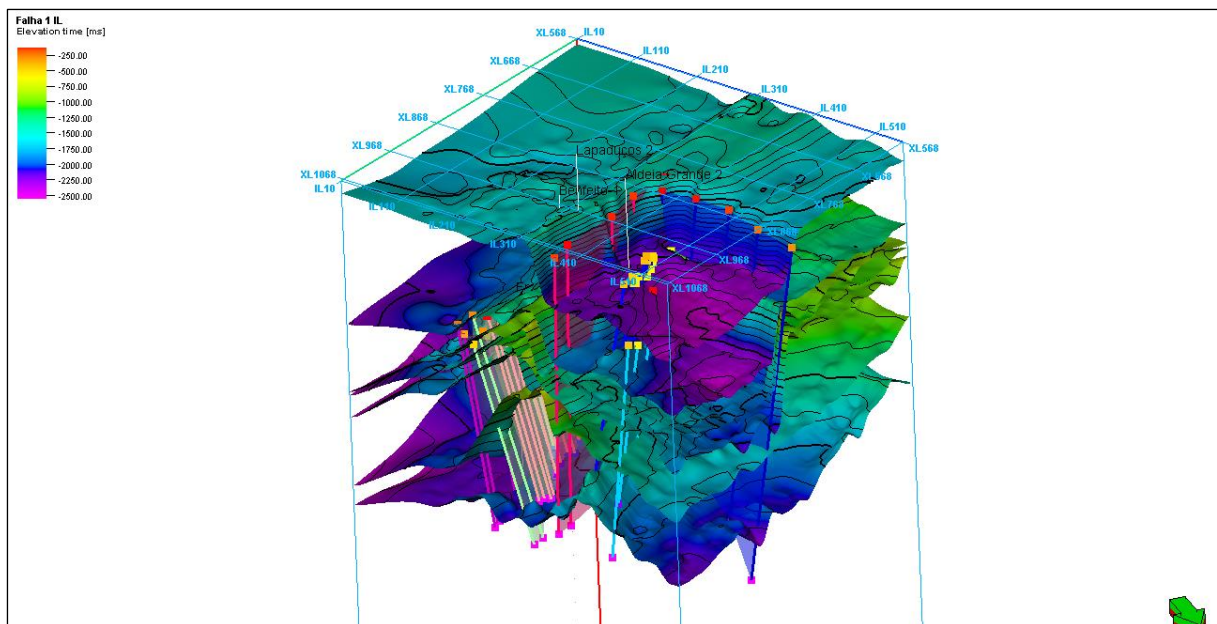


Figura 81 – Imagem com a representação no espaço do topo das diferentes formações e falhas interpretadas, com recurso ao software Petrel®.