



COPPE/UFRJ

APLICAÇÃO DO ESTUDO DE INCLUSÕES FLUIDAS DE PETRÓLEO NA
EXPLORAÇÃO DA BACIA LUSITÂNICA NORTE (OFFSHORE, PORTUGAL)

Marco António Ruivo de Castro e Brito

Dissertação de Mestrado apresentada ao
Programa de Pós-graduação em Engenharia
Civil, COPPE, da Universidade Federal do Rio
de Janeiro, como parte dos requisitos necessários
à obtenção do título de Mestre em Engenharia
Civil.

Orientador(es): Luiz Landau

Carlos Eduardo Silva Coelho

Rio de Janeiro

Março de 2009

Livros Grátis

<http://www.livrosgratis.com.br>

Milhares de livros grátis para download.

APLICAÇÃO DO ESTUDO DE INCLUSÕES FLUIDAS DE PETRÓLEO NA
EXPLORAÇÃO DA BACIA LUSITÂNICA NORTE (OFFSHORE, PORTUGAL)

Marco António Ruivo de Castro e Brito

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA
(COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE
DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE
EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA CIVIL.

Aprovada por:

Prof. Luiz Landau, D.Sc.

Dr. Carlos Eduardo Silva Coelho, Ph.D.

Prof. José Renato Nogueira, Ph.D.

Prof. Álvaro Luiz Gayoso de Azeredo Coutinho, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2009

De Castro e Brito, Marco António Ruivo

Aplicação do Estudo de Inclusões Fluidas de Petróleo na Exploração da Bacia Lusitânica Norte (Offshore, Portugal)/ Marco António Ruivo de Castro e Brito. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2009.

XIII, 88 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Luiz Landau

Carlos Eduardo Silva Coelho

Dissertação (Mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Civil, 2009.

Referencias Bibliográficas: p. 80-88.

1. Inclusões fluidas de petróleo. 2. Sistemas Petrolíferos. 3. Bacia Lusitânica. I. Landau *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Civil. III. Título.

AGRADECIMENTOS

Em especial, ao Prof. Dr. António José Guerner Dias da Universidade do Porto (UP, Portugal) por ter cedido gentilmente as amostras utilizadas nesse trabalho.

Ao Prof. Dr. Luiz Landau coordenador do Programa de Pós-Graduação em Sistemas Petrolíferos pelo estímulo, apoio e orientação acadêmica, bem como ao convênio COPPE-UFRJ/ ANP PRH-02, pela bolsa concedida como pacote básico de estudo.

À Gerência de Geoquímica do Centro de Pesquisas da Petrobras (CENPES), especialmente ao Gerente Luiz Antônio Freitas Trindade por ter autorizado a utilização do Laboratório de Inclusões Fluidas para o desenvolvimento deste estudo.

Ao pesquisador Dr. Carlos Eduardo Silva Coelho (PETROBRAS/CENPES) pela orientação dessa dissertação, sendo aliás, mais que isso, um parceiro na aventura pelo “mundo” das inclusões fluidas, nos obstáculos e na superação deles.

De maneira especial, gostaria de agradecer a orientação do pesquisador MSc. André Luiz D. Spigolon (PETROBRAS/CENPES) e à sua dedicação pelas afinações quanto à clareza do texto, bem como quanto ao seu conteúdo relativo à geologia regional e geoquímica, sem contar a infinita paciência, testada semanalmente em “discussões” sobre estas “coisas” dos sistemas petrolíferos da Bacia Lusitânica.

Gostaria de expressar meus agradecimentos a MSc. Sandra Jorge, do Laboratório de Inclusões Fluidas, pela paciência e orientação sobre os métodos de preparação de amostras.

Ofereço os meus agradecimentos aos membros da banca da minha dissertação, a começar pelo Gerente de Exploração e Produção da GALP ENERGIA, Rui Jorge Fernandes Baptista pelas discussões das questões acerca dos sistemas petrolíferos da Bacia Lusitânica, quando não as “filosóficas” e pelas valiosas “conversinhas” transoceânicas. Ao Prof. Dr. José Renato Nogueira da Universidade Estadual do Rio de Janeiro (UERJ) e Prof. Dr. Álvaro Luiz Gayoso de Azeredo Coutinho da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) pelas críticas e correções sugeridas ao texto final.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

APLICAÇÃO DO ESTUDO DE INCLUSÕES FLUIDAS DE PETRÓLEO NA EXPLORAÇÃO DA BACIA LUSITÂNICA NORTE (OFFSHORE, PORTUGAL)

Marco António Ruivo de Castro e Brito

Março/2009

Orientadores: Luiz Landau

Carlos Eduardo Silva Coelho

Programa: Engenharia Civil

A presença de inclusões de óleo na cimentação diagenética (feldspato autigênico, calcita, dolomita, halita e anidrita) e nas fraturas de cicatrização dos calcilitos demonstram que o óleo esteve presente durante a formação do cimento e durante a cicatrização das fraturas. Afirmando, assim, que a geração e migração do óleo são contemporâneas do contexto diagenético e tectônico da história dos reservatórios carbonáticos e siliciclásticos da Bacia Lusitânica Norte (*offshore*, Portugal) onde essas inclusões estão presentes. O sistema petrolífero do poço Moreia-1 teria sido dominado por um único óleo, com um único episódio de migração secundária (no final do Neojurássico) representado pelas inclusões de óleo com cor de fluorescência azul contidas nos cimentos diagenéticos da seção Dagorda e pelas inclusões de óleo com cor de fluorescência azul contidas em feldspatos do reservatório Grés Superiores. O sistema petrolífero do poço 14A-1 teria sido dominado por dois óleos, migrados quase em simultâneo (no Mesojurássico e início do Neojurássico), o primeiro representado pelas inclusões de óleo com cor de fluorescência amarela contidas nas fraturas do calcilito do reservatório Coimbra e o segundo representado pelas inclusões de óleo com cor de fluorescência azul contidas nas fraturas e veios do calcilito do mesmo reservatório.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

APPLICATION OF PETROLEUM FLUID INCLUSION STUDY IN NORTHERN
LUSITANIAN BASIN EXPLORATION (OFFSHORE, PORTUGAL)

Marco António Ruivo de Castro e Brito

March/2009

Advisors: Luiz Landau

Carlos Eduardo Silva Coelho

Department: Civil Engineering

The presence of oil inclusions in diagenetic cementation (autigenic feldspar, calcite, dolomite, halite and anidrite) and the healing of fractures in mudstones show that the oil was present during the formation of cement and for the healing of fractures. Saying, therefore, that the oil generation and migration are contemporary of diagenetic context and tectonic history of carbonates and siliciclastics reservoirs of Northern Lusitanian Basin (offshore, Portugal) where these inclusions are present. The petroleum system of Moreia-1 well was dominated by a single oil, with one episode of secondary migration (end of the Upper Jurassic) represented by the blue fluorescence oil inclusions contained in diagenetic cement of Dagorda section and by the blue fluorescence oil inclusions contained in feldspars of the Grés Superior reservoir. The petroleum system of 14A-1 well was dominated by two oils, migrated almost simultaneously (Middle Jurassic and the beginning of the Upper Jurassic), the first represented by the yellow fluorescence oil inclusions contained in fractures of mudstones of Coimbra reservoir and the second represented by the blue fluorescence oil inclusions contained in fractures and veins of mudstones of the same reservoir.

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS.....	iv
RESUMO.....	v
ABSTRACT.....	vi
LISTA DE FIGURAS.....	ix
LISTA DE TABELAS.....	xiii
CAPÍTULO I.....	1
INTRODUÇÃO.....	1
1.1. OBJETIVOS.....	2
CAPÍTULO II.....	4
BACIA LUSITÂNICA.....	4
2.1. ARCABOUÇO ESTRUTURAL.....	4
2.2. EVOLUÇÃO TECTONO-ESTRATIGRÁFICA.....	11
2.2.1. Rifte 1 e <i>Sag</i> (Neotriássico-Neocaloviano).....	13
2.2.2. Rifte 2 (Meso-oxfordiano a Eoaptiano).....	18
2.2.3. Drifte (Neoaptiano-Campaniano).....	26
2.2.4. Inversão (Neocampaniano-Terciário).....	27
2.3. SISTEMAS PETROLÍFEROS.....	29
2.3.1. Principais rochas geradoras.....	29
2.3.2. Principais rochas reservatório e selantes.....	34
2.3.3. Armadilhas.....	34
2.3.4. Ocorrências de hidrocarbonetos e correlações.....	35
CAPÍTULO III.....	38
AMOSTRAS E MÉTODO.....	38
3.1. PREPARAÇÃO DE AMOSTRAS DE CALHA.....	41
3.2. PETROGRAFIA DE INCLUSÕES FLUIDAS DE PETRÓLEO.....	42
CAPÍTULO IV.....	48
RESULTADOS.....	48
4.1. PETROGRAFIA DE AMOSTRAS E MICROSCOPIA ELETRÔNICA DE VARREDURA.....	48
4.2. PETROGRAFIA DE INCLUSÕES FLUIDAS DE PETRÓLEO.....	51
4.2.1. Resultados da técnica GOI.....	51

4.2.2. Localização e cor de fluorescência das inclusões fluidas de petróleo.....	55
CAPÍTULO V.....	63
DISCUSSÕES.....	63
5.1. AVALIAÇÃO PRELIMINAR DOS RESULTADOS.....	63
5.1.1. Poço Moreia-1.....	63
5.1.2. Poço 14A-1.....	67
5.2. INTERPRETAÇÃO INTEGRADA DE DADOS.....	70
5.2.1. Poço Moreia-1.....	70
5.2.2. Poço 14A-1.....	74
CAPÍTULO VI.....	77
CONCLUSÕES.....	77
CAPÍTULO VII.....	79
RECOMENDAÇÕES.....	79
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	80-88

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Localização da Bacia Lusitânica e área e poços de estudo.....	3
Figura 2. Localização dos limites tectônicos da Bacia Lusitânica e de outras falhas que constituem fronteiras internas importantes ao longo da sua evolução.....	5
Figura 3. Modelo tridimensional do embasamento da Bacia Lusitânica, mostrando a interligação de falhas extensionais N-S e NE-SW e as de direção E-W a ENE-WSW.....	6
Figura 4. Localização dos diapiros salíferos e outras estruturas na parte <i>onshore</i> da Bacia Lusitânica.....	7
Figura 5. Estrutural sísmico - topo do Neotriássico (fácies J10.b).....	10
Figura 6. Localização das estruturas salinas na parte <i>offshore</i> da Bacia Lusitânica Norte.....	11
Figura 7. Coluna cronolitostratigráfica da Bacia Lusitânica mostrando a distribuição temporal e espacial das principais unidades litostratigráficas numa seção hipotética SSE-NNW.....	12
Figura 8. Modelo esquemático de evolução da margem ibérica.....	14
Figura 9. Evolução tectono-estratigráfica da Bacia Lusitânica Norte (<i>offshore</i>) durante o Neotriássico-Hetangiano e o Sinemuriano-Neocaloviano.....	15
Figura 10. Seção sísmica de sentido <i>dip</i> na Bacia Lusitânica Norte (<i>offshore</i>) em região plataformal e sua interpretação.....	16
Figura 11. Comparação das curvas de subsidência total da Bacia Lusitânica Norte (<i>offshore</i>) nos locais dos poços Ca-1, Do-1c, 13E-1, 14C-1a, Fa-1, 16A-1, Mo-1, 13C-1 e 14A-1.....	20
Figura 12. Seção sísmica de sentido <i>dip</i> na Bacia Lusitânica Norte (<i>offshore</i>) em região plataformal e sua interpretação.....	21
Figura 13. Seção sísmica de sentido <i>dip</i> na Bacia Lusitânica Norte (<i>offshore</i>) em região plataformal e sua interpretação.....	21
Figura 14. Mapa de isócronas da Megassequência Meso-oxfordiano-Kimeridgiano, Sequência Meso-Neo-oxfordiano, Sequência Neo-oxfordiano-Neokimeridgiano e Sequência Neokimeridgiano-Berriasiano.....	24

Figura 15. Evolução tectono-estratigráfica da Bacia Lusitânica Norte (<i>offshore</i>) durante o Meso-Neo-oxfordiano, Oxfordiano terminal-Neokimeridgiano e o Neokimeridgiano-Berriasiano.....	25
Figura 16. Evolução tectono-estratigráfica pós-Jurássica da Bacia Lusitânica Norte (<i>offshore</i>).....	28
Figura 17. Localização dos poços exploratórios e linhas sísmicas ilustradas no ítem sistemas petrolíferos. Mo-1: Moreia-1; Alj 1: Aljubarrota 1; Alj 2: Aljubarrota 2; AG-2: Aldeia Grande-2; Bf-1: Benfeito-1; Fx-1: Freixial-1; Ar-1: Arruda-1; Mt-1: Montalegre-1.....	31
Figura 18. Avaliação do potencial gerador da seção Silúrico-Pérmico da região do bordo nordeste da Bacia Lusitânica com base no COT, Ro e tipo de matéria orgânica.....	32
Figura 19. Diagrama Lopatin para o poço Aljubarrota 2.....	32
Figura 20. Avaliação do potencial gerador da seção Pliensbaquiano-Eotoarciano de Peniche (parte <i>onshore</i> da Bacia Lusitânica Norte) com base no COT, S2, IH e Tmax.....	33
Figura 21. Diagrama tipo Van Krevelen (IH versus IO) para a seção Pliensbaquiano-Eotoarciano de Peniche (parte <i>onshore</i> da Bacia Lusitânica Norte).....	33
Figura 22. Seção geológica esquemática com a distribuição dos <i>plays</i> exploratórios na parte <i>onshore</i> da Bacia Lusitânica Norte.....	35
Figura 23. Seção sísmica de sentido <i>dip</i> no <i>offshore</i> da Figueira da Foz (Bacia Lusitânica Norte) com a distribuição dos <i>plays</i> exploratórios.....	37
Figura 24. Seção geológica esquemática (e sua seção sísmica de sentido <i>dip</i>) com a distribuição dos <i>plays</i> exploratórios na sub-bacia Arruda (<i>onshore</i> , Bacia Lusitânica Central).....	37
Figura 25. Informações sobre as amostras estudadas do poço Moreia-1.....	39
Figura 26. Informações sobre as amostras estudadas do poço 14A-1.....	40
Figura 27. Exemplo de uma inclusão fluida com quatro fases: HC = petróleo, AQ = água e sólido (betume?).....	42
Figura 28. Desenho esquemático de matriz de rocha siliciclástica contendo grãos de quartzo detríticos envoltos por sobrecrecimento ou <i>overgrowth</i> . P = inclusões de óleo primárias nos contatos cimento-grão de quartzo detrítico, nos sobrecrecimentos ou <i>overgrowth</i> ; S = inclusões fluidas secundárias cortando tanto os grãos detríticos como o cimento.....	43

Figura 29. (A) Inclusão bifásica de petróleo em cimento diagenético observada sob luz transmitida. (B) A mesma inclusão sob luz ultravioleta.....	44
Figura 30. Valores GOI para os campos petrolíferos Australianos.....	45
Figura 31. Fluxograma do método de estudo de inclusões fluidas.....	47
Figura 32. Perfil de dados GOI, localização e composição das inclusões fluidas com a profundidade do poço Moreia-1.....	52
Figura 33. Perfil de dados GOI, localização e composição das inclusões fluidas com a profundidade do poço 14A-1.....	53
Figura 34. Fotomicrografias de inclusões fluidas aquosas (IAQ) dos poços estudados, sob luz transmitida e luz UV.....	54
Figura 35. Fotomicrografias de inclusões fluidas de petróleo (IO) do poço Moreia-1, com cor de fluorescência azul sob luz UV.....	57
Figura 36. Fotomicrografias de inclusões fluidas de petróleo (IO) da Formação Dagorda do poço Moreia-1, com cor de fluorescência azul sob luz UV.....	58
Figura 37. Fotomicrografias de inclusões fluidas de petróleo (IO) da Formação Coimbra (2400 m) do poço 14A-1.....	59
Figura 38. Fotomicrografias de inclusões fluidas de petróleo da Formação Dagorda do poço 14A-1, com cor de fluorescência azul sob luz UV.....	60
Figura 39. Fotomicrografias de inclusões fluidas de petróleo da Formação Dagorda do poço 14A-1, com cor de fluorescência azul sob luz UV.....	61
Figura 40. Fotomicrografias de inclusões fluidas de petróleo da Formação Dagorda do poço 14A-1, com cor de fluorescência azul sob luz UV.....	62
Figura 41. Correlação dos dados petrográficos de inclusões fluidas de petróleo com os resultados dos testes de produção de curta duração (segundo DGEG, 2007) executados nas seções litostratigráficas do poço Moreia-1.....	66
Figura 42. Correlação dos dados petrográficos de inclusões fluidas de petróleo com os resultados dos testes de produção de curta duração (segundo DGEG, 2007) executados nas seções litostratigráficas do poço 14A-1.....	69
Figura 43. <i>Timing</i> de geração-migração-acumulação (momento crítico) do óleo leve (representado pelas inclusões de petróleo com cor de fluorescência azul) proposto para o sistema petrolífero do poço Moreia-1.....	73
Figura 44. <i>Timing</i> de geração-migração-acumulação do óleo de gravidade média não degradado (representado pelas inclusões de petróleo com cor de fluorescência amarela - 1º momento crítico) e do óleo leve (representado pelas inclusões de petróleo com cor de	

fluorescência azul - 2º momento crítico) propostos para o sistema petrolífero do poço 14A-1.....	76
---	----

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Distribuição dos constituintes mineralógicos e/ou fragmentos de rocha segundo a profundidade para o poço Moreia-1.....	50
Tabela 2. Distribuição dos constituintes mineralógicos e/ou fragmentos de rocha segundo a profundidade para o poço 14A-1.....	50
Tabela 3. Valores GOI das amostras estudadas da Bacia Lusitânica Norte (<i>offshore</i>).....	51
Tabela 4. Cor de fluorescência das inclusões de petróleo presentes nos poços estudados da Bacia Lusitânica Norte (<i>offshore</i>) bem como o número de grãos.....	56

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

A Bacia Lusitânica, em Portugal (Figura 1a), é a única bacia marginal do Atlântico Norte com extensa exposição superficial, pelo que tem atraído nas últimas décadas um número considerável de geólogos, especialistas de variados domínios, para a realização de trabalhos de investigação integrados em equipas nacionais e internacionais, muitos deles relacionados com a exploração de petróleo (por exemplo: WILSON *et al.*, 1989; CANÉROT *et al.*, 1995; STAPEL *et al.*, 1996; UPHOFF *et al.*, 1997, 2002; LEINFELDER & WILSON, 1998; MONTELEONE *et al.*, 1998; RASMUSSEN *et al.*, 1998; ALVES *et al.*, 2002, 2003a, 2003b; TORRES DA SILVA, 2003; DIAS, 2005; UPHOFF, 2005; OLIVEIRA *et al.*, 2006). Entretanto, a escala de observação utilizada nos diferentes trabalhos não é a mesma, sendo alguns realizados na escala de bacia e outros em um determinado intervalo estratigráfico, o que leva, consequentemente, à elaboração de diversas interpretações e modelos. Contudo, um dos aspectos mais críticos em sistemas petrolíferos, o *timing* de migração do óleo, é ainda um assunto de grande incerteza.

No que concerne à parte *offshore* da Bacia Lusitânica Norte, o foco deste estudo, dados sísmicos e modelos da história de soterramento de vários poços exploratórios mostram que a história de subsidência tectónica foi interrompida por vários episódios de *uplift* (elevação) (STAPEL *et al.*, 1996; RASMUSSEN *et al.*, 1998; ALVES *et al.*, 2002, 2003a; TERRINHA *et al.*, 2002) e evidências geoquímicas de óleos biodegradados e não-biodegradados com a mesma origem em diferentes reservatórios de um mesmo poço exploratório (SPIGOLON, *comunicação pessoal*), sugerem que teria ocorrido mais do que um episódio de migração secundária de óleo, contudo, não existe (até ao momento) quaisquer provas directas que evidenciem mais do que um episódio.

Múltiplos episódios de migração secundária de óleo, em outras bacias marginais norte atlânticas, têm sido comprovados por meio de estudos de inclusões fluidas de petróleo. Por exemplo, STASIUK & SNOWDON (1997) distinguiram duas populações de inclusões fluidas de petróleo, com base nas suas características petrográficas, contidas no cimento calcífero de reservatórios areníticos da Bacia Jeanne d'Arc (Newfoundland, *offshore*), e concluíram, que essas duas populações de inclusões

representariam uma mistura incompleta de duas cargas de óleo distintas. Entretanto, EADINGTON *et al.* (1996) desenvolveram uma técnica de inclusões fluidas cujos resultados podem ser aplicados para elucidar a história de preenchimento de um reservatório, o GOI™ (*Grains containing Oil Inclusions*).

Este trabalho, que têm como base o estudo de EADINGTON *et al.* (1996), relata a primeira tentativa de reconstrução da história de preenchimento dos reservatórios da região *offshore* da Bacia Lusitânica Norte por meio da análise e descrição petrográfica de inclusões fluidas de petróleo contidas em seções delgadas de amostras de calha dos poços Moreia-1 e 14A-1 (Figura 1b).

1.1. OBJETIVOS

Os objetivos específicos deste estudo foram: 1) procurar provas diretas que evidenciem mais do que um episódio de migração secundária de óleo na parte *offshore* da Bacia Lusitânica Norte durante o passado geológico; 2) distinguir diferentes episódios de migração secundária de óleo com base em dados petrográficos de inclusões de petróleo (formação, cor de fluorescência, local de aprisionamento); 3) identificar paleo-acumulações de óleo, paleo-rotas de migração e paleocontatos óleo-água por meio da técnica GOI; e 4) propor restrições quanto ao *timing* de migração.

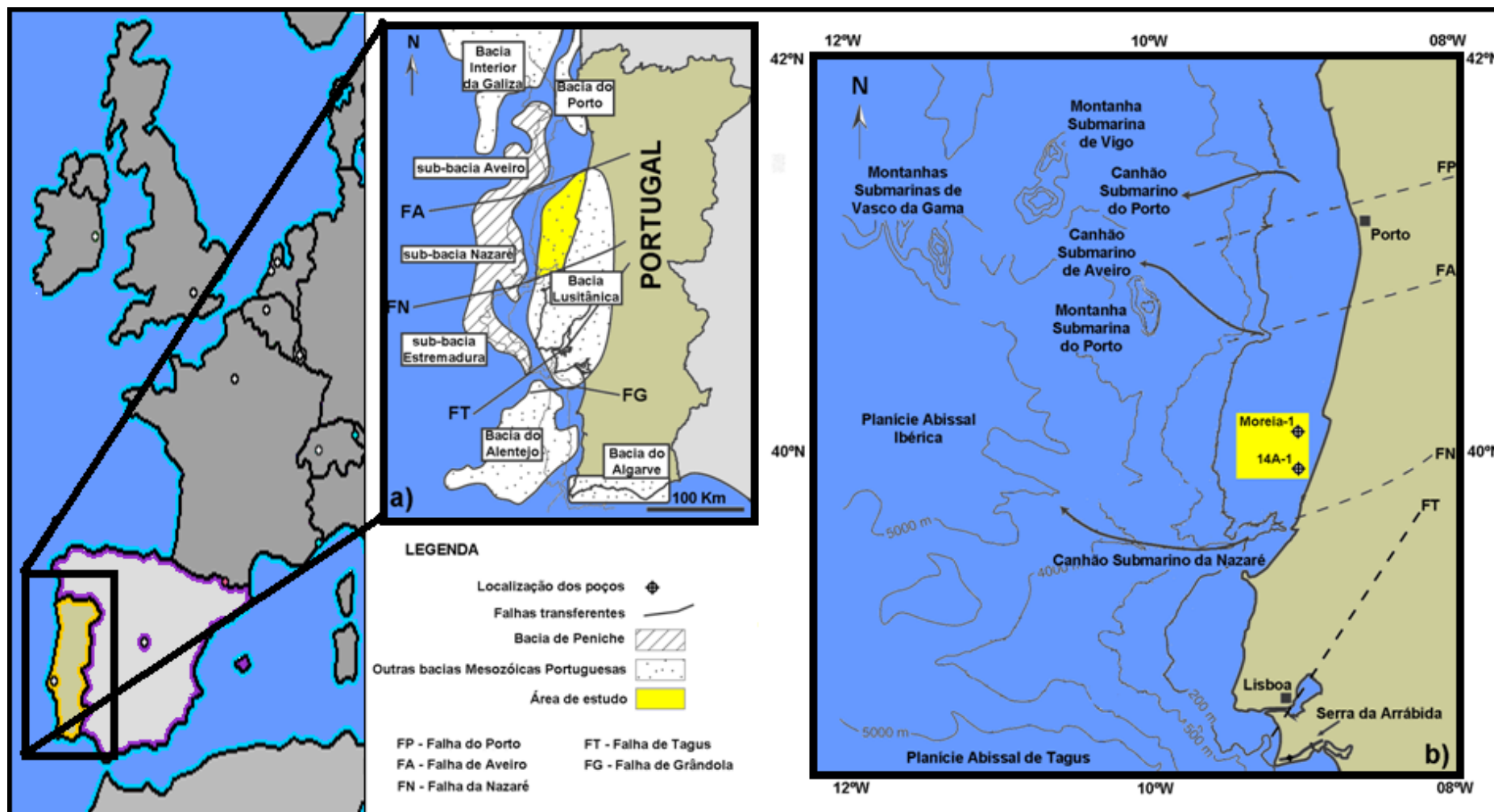


Figura 1. Localização da Bacia Lusitânica **(a)** e área e poços de estudo **(b)**. Modificado de ALVES *et al.*, 2003c.

CAPÍTULO II

BACIA LUSITÂNICA

A Bacia Lusitânica é uma bacia sedimentar que se desenvolveu na margem ocidental ibérica durante parte do Mesozóico, e sua dinâmica enquadra-se no contexto da fragmentação da Pangeia, mais especificamente da abertura do Atlântico Norte. Caracteriza-se como uma bacia distensiva pertencente a uma margem continental do tipo atlântico de rifte não vulcânica (PINHEIRO *et al.*, 1996; WILSON *et al.*, 2001). Regista igualmente o efeito da tectónica Alpina na reactivação estrutural de uma margem atlântica com seqüências evaporíticas espessas (WILSON *et al.*, 1989, 2001; RIBEIRO *et al.*, 1990; CANÉROT *et al.*, 1995; PINHEIRO *et al.*, 1996; ALVES *et al.*, 2003a).

Ocupa cerca de 22000 Km² na parte central da margem ocidental ibérica, alongando-se por cerca de 220 Km segundo direcção aproximada N-S e por cerca de 100 Km na direcção perpendicular; cerca de 2/3 aflora na área continental emersa e a restante área, encontra-se imersa na plataforma continental (KULLBERG *et al.*, 2006; DGEG, 2008) (Figura 2).

2.1. ARCABOUÇO ESTRUTURAL

A Bacia Lusitânica limita-se a leste com o embasamento hercínico (Maciço Hespérico) através da Falha de Porto-Tomar de direcção NNW-SSE. Esta constitui um segmento reativado do embasamento hercínico (RIBEIRO *et al.*, 1979; WILSON *et al.*, 1989; KULLBERG, 2000). Paralelamente a esta falha, existe um corredor com largura variável entre 5 e 15 Km, no interior da bacia, que apresenta uma série de estruturas em *horst* e *graben* de escala quilométrica que separou uma zona externa de crosta não estirada de uma interna estirada; é nesta transição que falhas lítricas, de orientação submeridiana, e flexuras acomodam um elevado gradiente de aprofundamento da bacia e o aumento da extensão finita (RIBEIRO *et al.*, 1996 in KULLBERG *et al.*, 2006) (Figura 3).

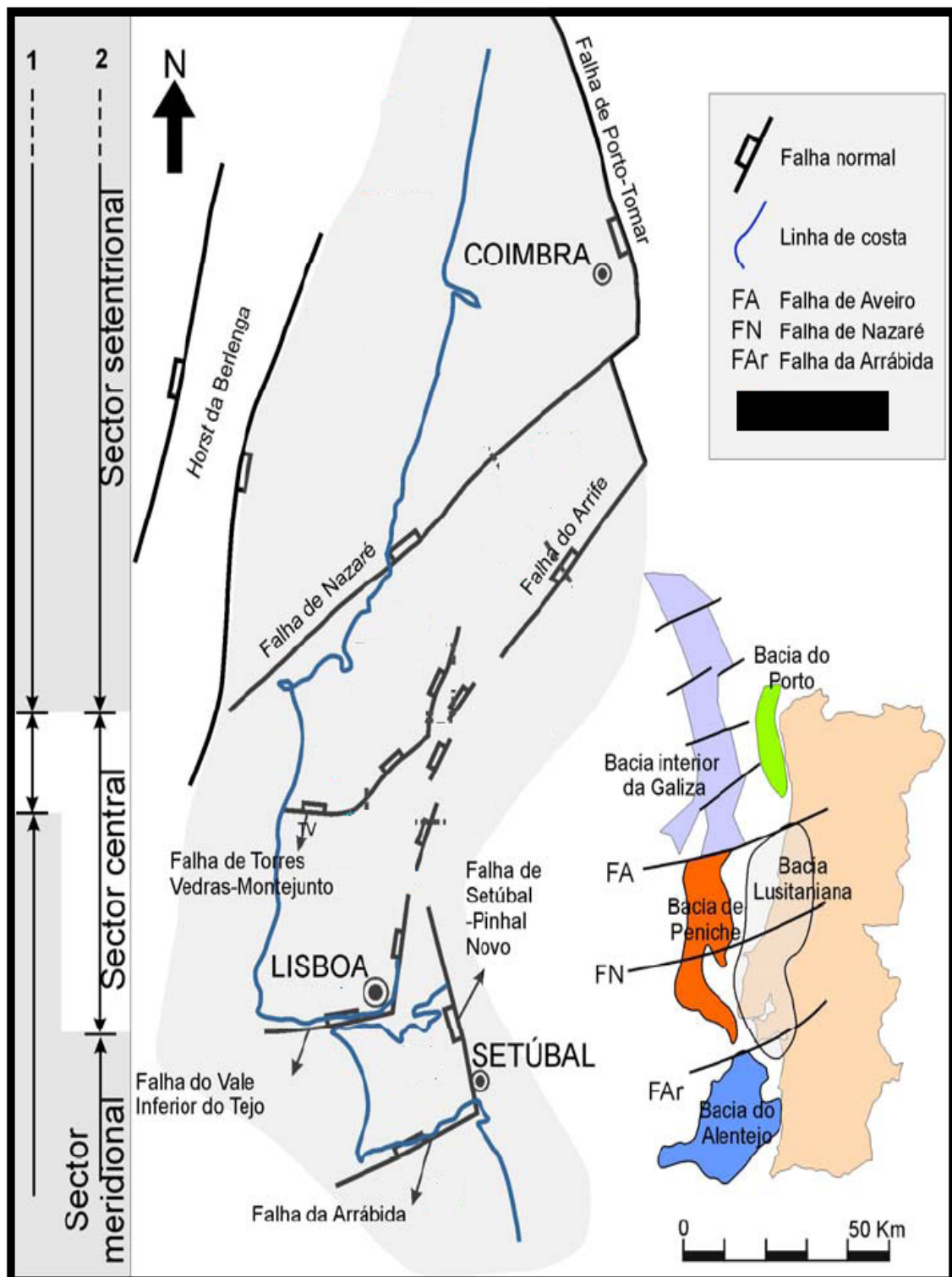


Figura 2. Localização dos limites tectônicos da Bacia Lusitânica e de outras falhas que constituem fronteiras internas importantes ao longo da sua evolução. O mapa da margem ocidental ibérica também é destacado. Modificado de KULLBERG *et al.*, 2006.

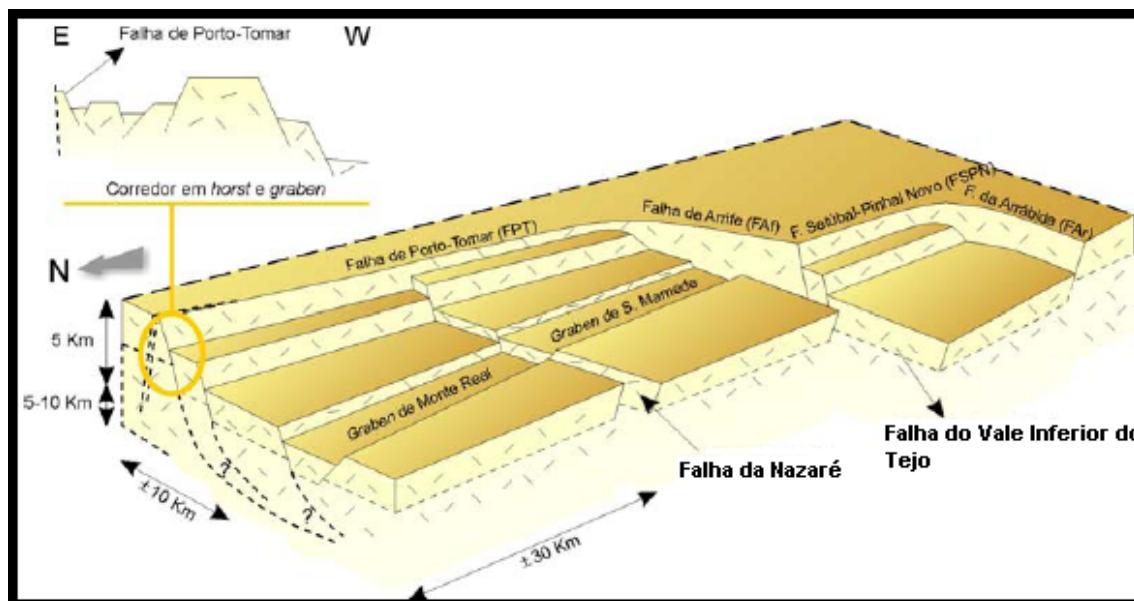


Figura 3. Modelo tridimensional do embasamento da Bacia Lusitânica, mostrando a interligação de falhas extensionais N-S e NE-SW e as de direcção E-W a ENE-WSW; o modelo representa esquematicamente a geometria do embasamento no final da evolução da bacia. Modificado de RIBEIRO *et al.*, 1996 in KULLBERG *et al.*, 2006.

Para sul, da Falha de Porto-Tomar, o bordo este da bacia assume um traçado irregular, tomando direcção NE-SW ao longo do setor sudeste do Maciço Hespérico. Esta orientação é materializada pela falha normal do Arrife, onde o topo do embasamento no compartimento NW, a tecto da falha, se encontra cerca de 1500 m afundado relativamente ao do bloco a muro, o que significa que a posição do embasamento não foi completamente recuperada durante a inversão tectónica da bacia, resultante dos episódios tectónicos Alpinos, o que implica que a Falha do Arrife constitui bordo tectónico principal da bacia, em que o seu estilo é diferente durante dois intervalos distintos da história da bacia: será do tipo *thick skinned* (com envolvimento do embasamento) durante o período distensivo mesozóico e essencialmente *thin skinned* (pelicular) durante a compressão cenozóica (RIBEIRO *et al.*, 1996 in KULLBERG, 2000) (Figura 3).

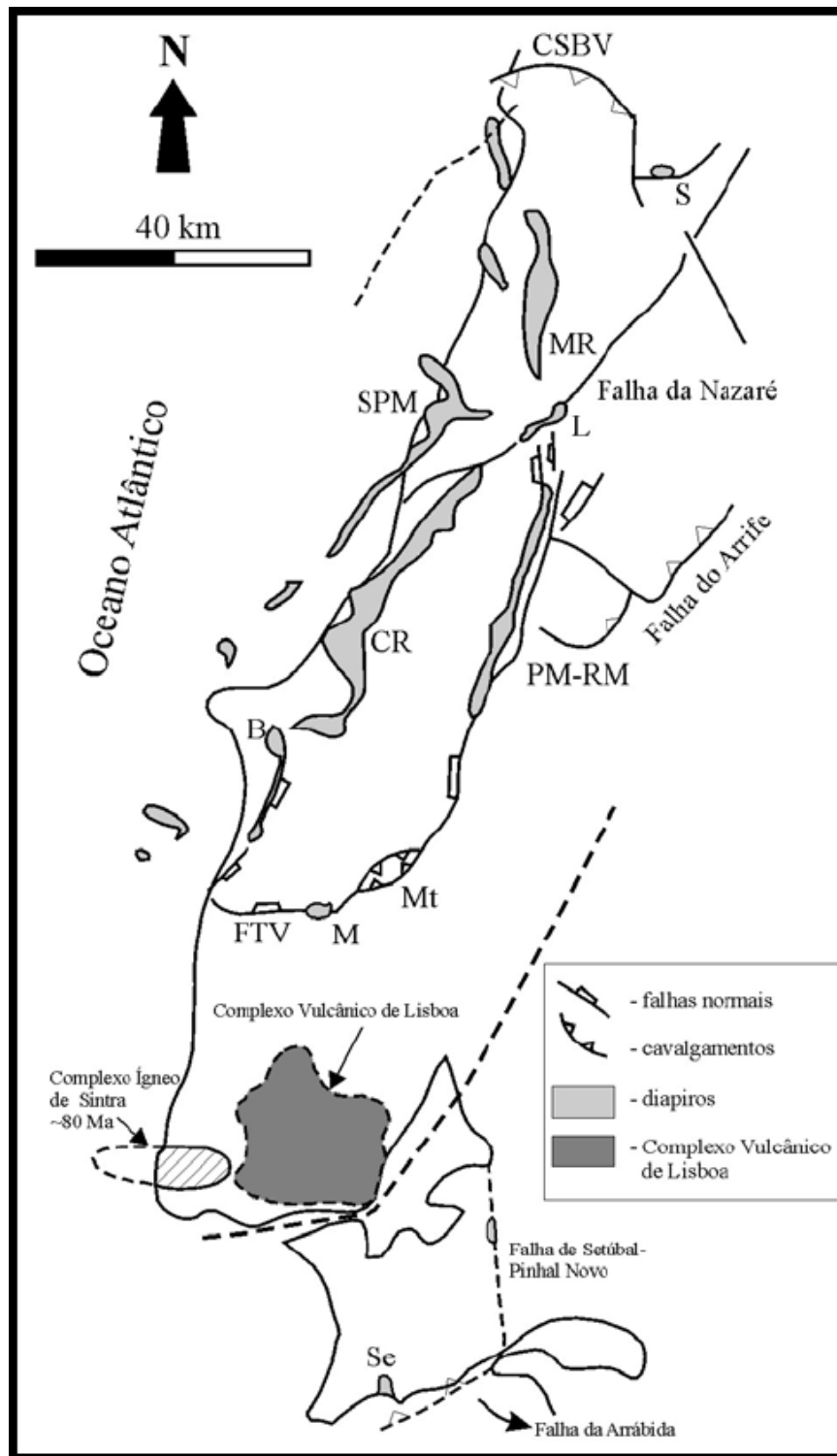


Figura 4. Localização dos diapiros salíferos (a) e outras estruturas (b) na parte onshore da Bacia Lusitânica. Estão também ilustrados os complexos vulcânico de Lisboa e ígneo de Sintra. (a) B: Bolhos; CR: Caldas da Rainha; L: Leiria; M: Matacães; MR: Monte-Real; PM-RM: Porto de Mós-Rio Maior; PN: Pinhal Novo; S: Soure; SC: Santa Cruz; SPM: S. Pedro de Muel; V: Vimeiro. (b) CSBV: Cavalgamento da Serra da Boa Viagem FN: Falha da Nazaré; FSPN: Falha de Setúbal-Pinhal Novo; FTV: Falha de Torres Vedras; Mt: *uplift* de Montejunto. Modificado de KULLBERG *et al.*, 2006.

A Falha do Arrife encontra-se ligada à Falha de Setúbal-Pinhal Novo, limite oriental do setor Sul da bacia, através de um sistema complexo de falhas normais *en échelon*, com orientações que rodam progressivamente de NE-SW (Falha do Arrife) para N-S (Falha de Vila Franca) e NNE-SSW (Falha de Setúbal Pinhal-Novo). Esta última, separa o compartimento afundado da bacia a Oeste, onde a espessura de sedimentos mesozóicos é da ordem de 3000 m, do bloco de embasamento elevado a Este. No interior deste sector sul, a direcção N-SE é bastante importante na estruturação do setor, através da formação de seqüências de *horsts* e *grabens* do embasamento que se propagam para a cobertura sedimentar; esta geometria vai ser responsável pela forma das estruturas de inversão na cadeia da Arrábida (KULLBERG, 2000; KULLBERG *et al.*, 2006) (Figuras 3 e 4).

A oeste, a Bacia Lusitânica, está limitada por uma falha normal de bordo da bacia, que teria uma orientação próxima de NNE-SSW e que aflora na actual plataforma continental (Figura 2). O testemunho emerso mais próximo desse limite é dado pelo *horst* das Berlengas, pertencente ao bordo levantado do embasamento (KULLBERG, 2000) (Figura 2). A direcção NNE-SSW é uma das orientações predominantes da bacia, nesta metade oriental, pois condiciona a orientação da actual linha de costa e é paralela à Falha de Caldas da Rainha, que separa um domínio periférico, soerguido, junto ao bordo, com uma largura aproximada de 15 Km, de outro, central mais profundo. Ao longo desta falha, instalaram-se vários diapiros salinos: Santa Cruz, Vimeiro, Bolhos e Caldas da Rainha, de sul para norte (CANÈROT *et al.*, 1995; KULLBERG *et al.*, 2006) (Figuras 3 e 4).

Para além das falhas descritas anteriormente, são também fundamentais para a estruturação da bacia falhas com direcção variando entre E-W a NE-SW, como é o caso das falhas da Nazaré e do Vale Inferior do Tejo, que assim dividem a bacia em três setores tectono-estratigráficos distintos (cujos sedimentos, particularmente em determinados intervalos do Jurássico, apresentam fácies e espessuras diferentes) e, mais a Sul, a da Arrábida e, mais a Norte, a de Aveiro, seus limites meridional e setentrional, respectivamente (WILSON *et al.*, 1989; LEINFELDER & WILSON, 1998; ALVES *et al.*, 2002, 2003b) (Figuras 2a e 3).

O setor Norte, o foco deste estudo, é limitado a Norte pela Falha de Aveiro, e ao Sul pela Falha da Nazaré (Figura 1 e 2). Os principais elementos estruturais deste sector (parte *offshore*) são falhas e estruturas salinas (Figuras 5 e 6). Estas últimas, com vergência para W/NW ou N/NE, tiveram uma longa história (desde o Eojurássico até à

actualidade) que inclui importantes reativações durante o Mesozóico terminal-Cenozóico e Miocénico, resultantes dos episódios tectónicos Alpinos (ALVES *et al.*, 2002, 2003a) (Figura 6). Estas estruturas salinas estão sempre associadas às falhas pré-existentes (RASMUSSEN *et al.*, 1998; ALVES *et al.*, 2002, 2003a).

Um marcante padrão de falhas entrecruzando-se pode ser observado. Estas falhas podem ser divididas em dois grupos, de acordo com as suas orientações (N-S a NE-SW, e NW-SE - Figura 5). Esses dois grupos de falhas são zonas de fraqueza antigas do embasamento hercínico que foram recorrentemente ativas durante os episódios de *rifting* mesozóicos da bacia (RIBEIRO *et al.*, 1979; WILSON *et al.*, 1989; RASMUSSEN *et al.*, 1998; ALVES *et al.*, 2002).

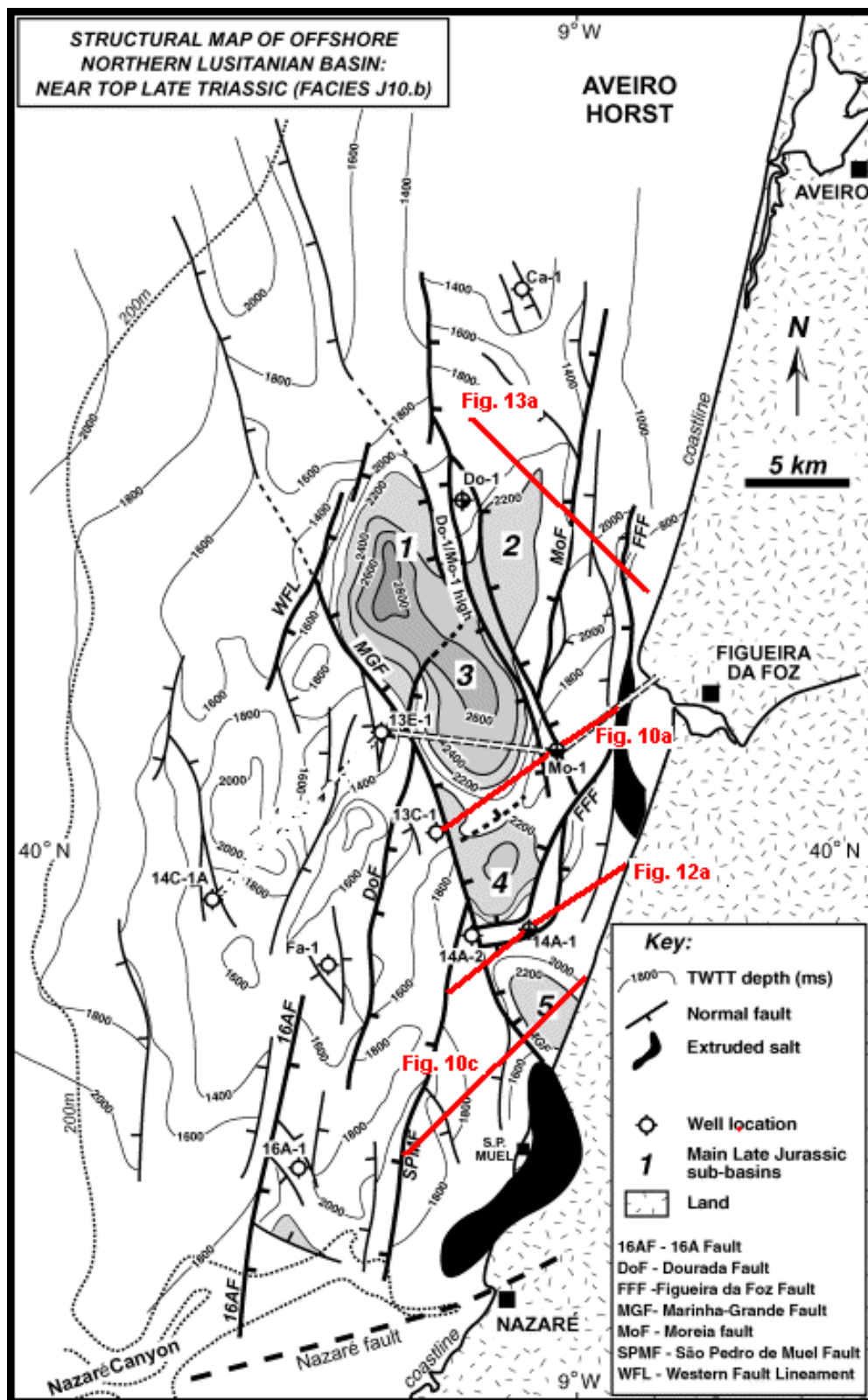


Figura 5. Estrutural sísmico - topo do Neotriássico (fácies J10.b). Modificado de ALVES *et al.*, 2002.

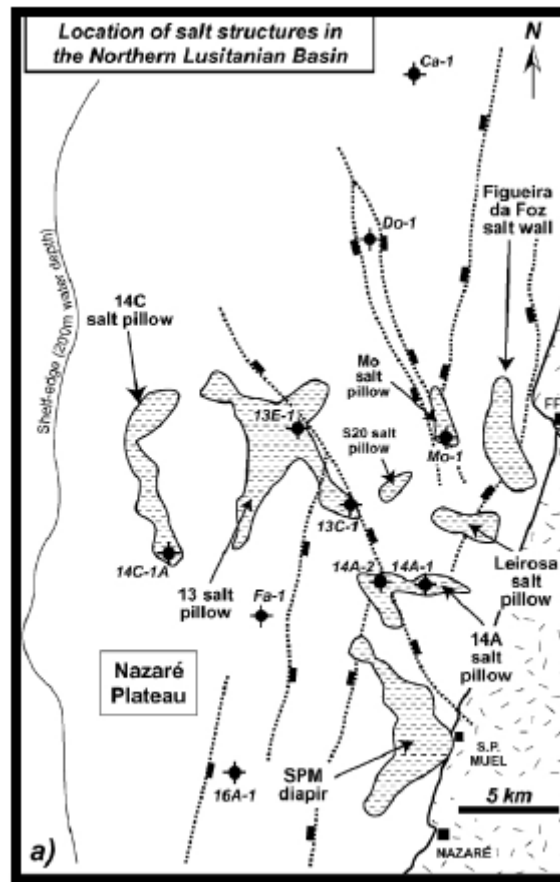


Figura 6. Localização das estruturas salinas na parte *offshore* da Bacia Lusitânica Norte. ALVES *et al.*, 2002.

2.2. EVOLUÇÃO TECTONO-ESTRATIGRÁFICA

Ocupar-nos-emos apenas da história mesozóica da Bacia Lusitânica, já que no final desta Era, com a inversão tectônica, resultante dos episódios tectônicos Alpinos, dá-se a fragmentação em distintas sub(bacias), com evoluções diferenciadas a partir do Cenozóico. A evolução tectono-estratigráfica mesozóica da bacia ocorreu ao longo de cerca de 150 M.a. 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 (por exemplo: WILSON *et al.*, 1989; RASMUSSEN *et al.*, 1998; KULLBERG, 2000), nomeadamente quanto ao número de episódios e dos seus limites, quer no que se refere à sua dimensão espacial e temporal, quer aos processos que justificam esses limites. Entretanto, todos os autores registram dois principais episódios de *rifting* na bacia, diretamente relacionados com a abertura do Atlântico Norte. A Figura 7 apresenta a coluna cronolitoestratigráfica da Bacia Lusitânica e sua

correlação com os seus estágios evolutivos. Não se pretende aqui apresentar uma evolução do conhecimento através da bibliografia existente, nem discutir variações faciológicas em áreas diminutas. A coluna aqui apresentada (modificado de GPEP, 1986 *in* DIAS, 2005) corresponde quase exactamente à utilizada pelos exploracionistas na busca de hidrocarbonetos. As divisões litostratigráficas nela apresentadas são de carácter e utilidade regional, tanto em trabalhos de subsuperfície como de superfície, também fornecendo as mais significativas evidências no que tange à evolução tectono-stratigráfica da bacia. No entanto, unidades litostratigráficas mais formais podem ser encontradas na literatura regional. Dentre os trabalhos recentes mais significativos podem ser citados BERNARDES (1992), REY (1992, 1993), LEINFELDER (1993), CALLAPEZ (1998), DINIS (1999), DUARTE & SOARES (2002) e AZERÊDO *et al.* (2003). Centenas de trabalhos poderiam ser aqui listados, cada um promovendo um pequeno progresso no entendimento da evolução estratigráfica da bacia.

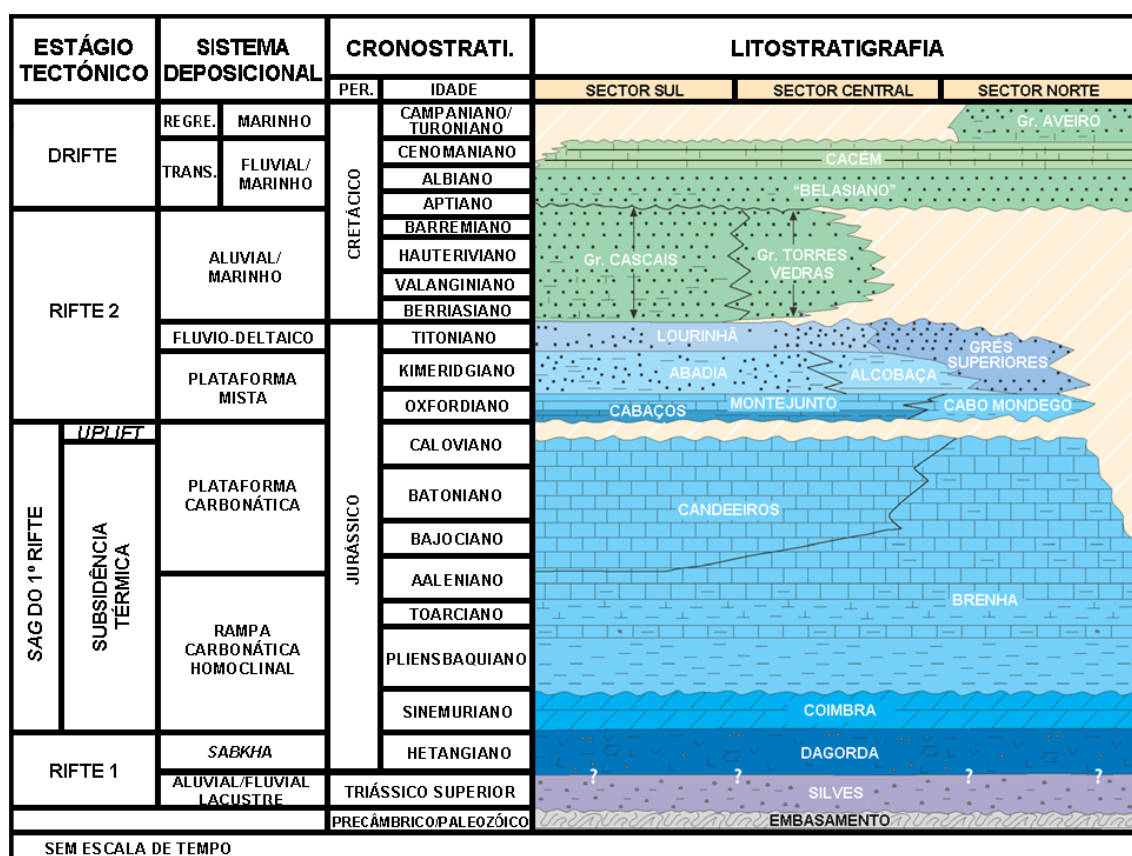


Figura 7. Coluna cronolitostratigráfica (modificado de GPEP, 1986 *in* DIAS, 2005) da Bacia Lusitânica mostrando a distribuição temporal e espacial das principais unidades litostratigráficas numa secção hipotética SSE-NNW. Também está ilustrada a sua evolução tecto-sedimentar (WILSON *et al.*, 1989).

2.2.1. Rifte 1 e Sag (Neotriássico-Neocaloviano)

O primeiro episódio de rifting, que precedeu a abertura do Atlântico Central (com separação das placas Africana e Americana; Figura 8a) (WILSON, 1975; HISCOTT *et al.*, 1990), no Neotriássico-Hetangiano, foi responsável pelas falhas de direcção NE-SW (reactivação de fracturas tardi-hercínicas) que, nesta altura, seriam falhas normais de crescimento, criando uma estrutura de blocos basculados para W; o que provocou acusadas variações laterais na espessura dos materiais (RIBEIRO *et al.*, 1979, 1990; WILSON *et al.*, 1989; PINHEIRO *et al.*, 1996; RASMUSSEN *et al.*, 1998). Formou-se um sistema de *grabens* e *half-grabens*, onde se estabeleceram depósitos dominados por sedimentos clásticos aluviais e equivalentes profundos interdigitados com, e sobrepostos por depósitos pelíticos-carbonáticos e evaporíticos. Estes últimos, têm sido atribuídos à existência de amplas lagunas evaporíticas (sabkhas peritidais ou bacias marinhas profundas mas muito restritas) (PALAIN, 1976; AZERÊDO *et al.*, 2003). Esta seqüência é litostratigraficamente incluída nas formações Silves e Dagorda.

Na área de estudo, a Formação Dagorda desenvolveu depocentro na zona a Este da Falha Dourada (por exemplo: locais dos poços Mo-1 e 14A-1), onde a seqüência J10 (formações Silves e Dagorda) apresenta espessuras superiores a 1250 m (ou > 500 ms TWTT). Em contraste, na zona a Oeste da Falha Dourada (planalto da Nazaré, que constitui a extensão norte do *horst* das Berelengas) os evaporitos da Fm. Dagorda (fácies J10.c/J10.d) apresentam espessuras inferiores a 250 m (ou < 100 ms TWTT) (Figura 9a) (ALVES *et al.*, 2002). Durante este período (Neotriássico-Hetangiano) a subsidência foi controlada pelas falhas e outras estruturas reactivadas do embasamento, e a deposição foi realizada em sub-bacias em *graben/half graben* (por exemplo: sub-bacia 3; Figuras 10b) (ALVES *et al.*, 2002).

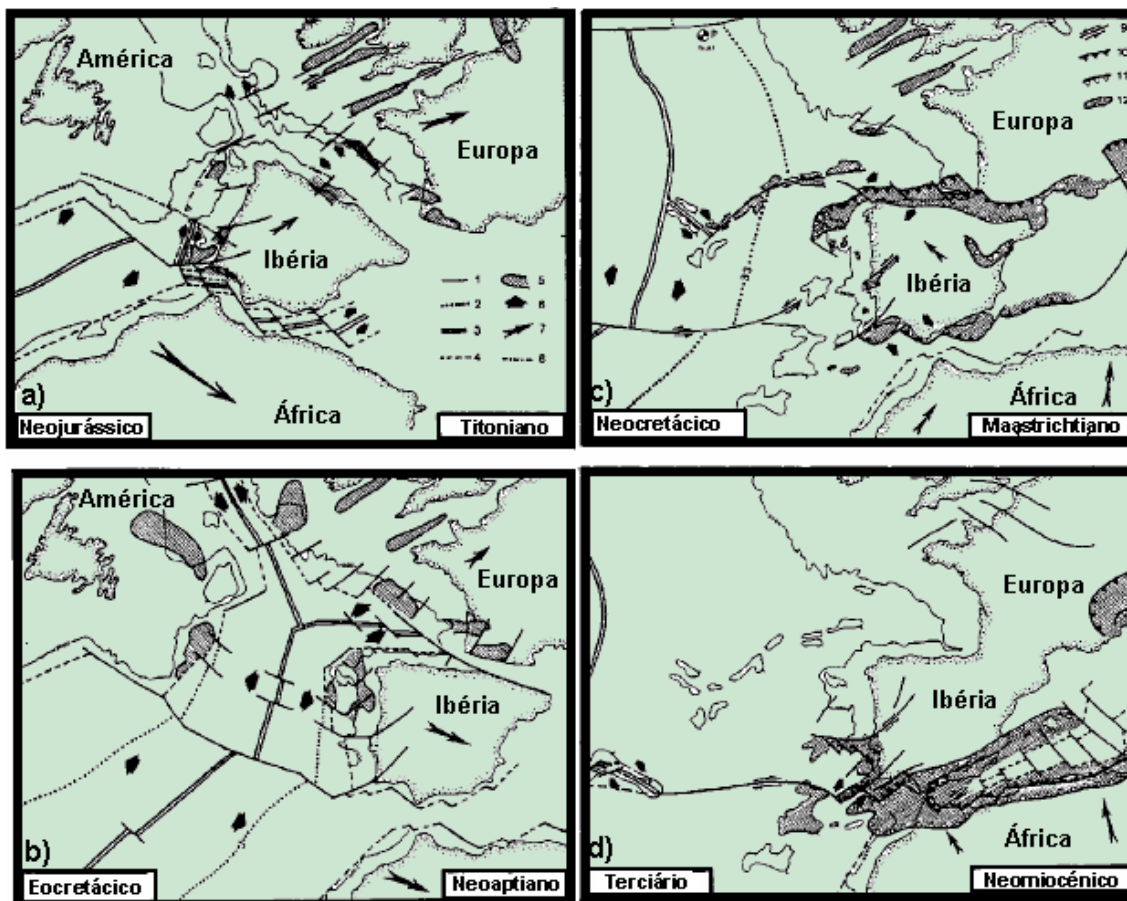


Figura 8. Modelo esquemático de evolução da margem ibérica. 1: falha com direcção transformante; 2: anomalia magnética; 3: crista oceânica; 4: limite oceano/continente; 5: bacia subsidente; 6: movimento relativo às fronteiras de placas; 7: direcção e importância do movimento relativo, em relação à América supostamente fixa; 8: forte descontinuidade no embasamento; 9: desligamento; 10: subducção, colisão ou sutura; 11: cavalgamento intraplaca; 12: zona deformada. Modificado de MOUGENOT, 1989 in GOMES, 2001-02.

Durante o Eo-Mesojurássico, sob um contexto de subsidência tectónica (térmica e mecânica), bem registrada na área de estudo (por exemplo: locais dos poços Do-1c, Mo-1 e 14A-1; Figura 11) e de subida gradual do nível do mar que se seguiu ao estiramento crustal da bacia, a deposição teve lugar, genericamente, numa rampa carbonática (WATKINSON, 1989; SOARES *et al.*, 1993; DUARTE, 1995, 1997, 2000 *in* DUARTE & SOARES, 2002; STAPEL *et al.*, 1996). A abertura gradual da estreita passagem marinha fez com que os evaporitos hetangianos fossem sucedidos por carbonatos pouco profundos do Sinemuriano, consistindo, na base, de dolomitos (*wackestones* a *grainstones*) interstratificados com pelitos cinzentos a avermelhados, e no topo, de calcários dolomíticos e calcários interstratificados com margas cinzentas. Para o bordo oeste do sector Norte da bacia (orla costeira, a Norte de Figueira da Foz),

as fácies dominantes são calcários por vezes fossilíferos, interstratificados, para o tecto, com margas xistosas cinzentas a negras (≥ 200 m) (SOARES *et al.*, 1985).

No final do Sinemuriano, a sequência de carbonatos pouco profundos da Formação Coimbra deu lugar a uma sequência de baixa energia composta por uma grande variabilidade de litótipos, que incluem alternâncias de margas calcárias, margas laminadas e betuminosas, com calcários margosos, micríticos e bioclásticos, estes últimos sendo menos importantes e reflectindo as condições salinas restritas ainda presentes nessas águas (DUARTE & SOARES, 2002; OLIVEIRA *et al.*, 2006).

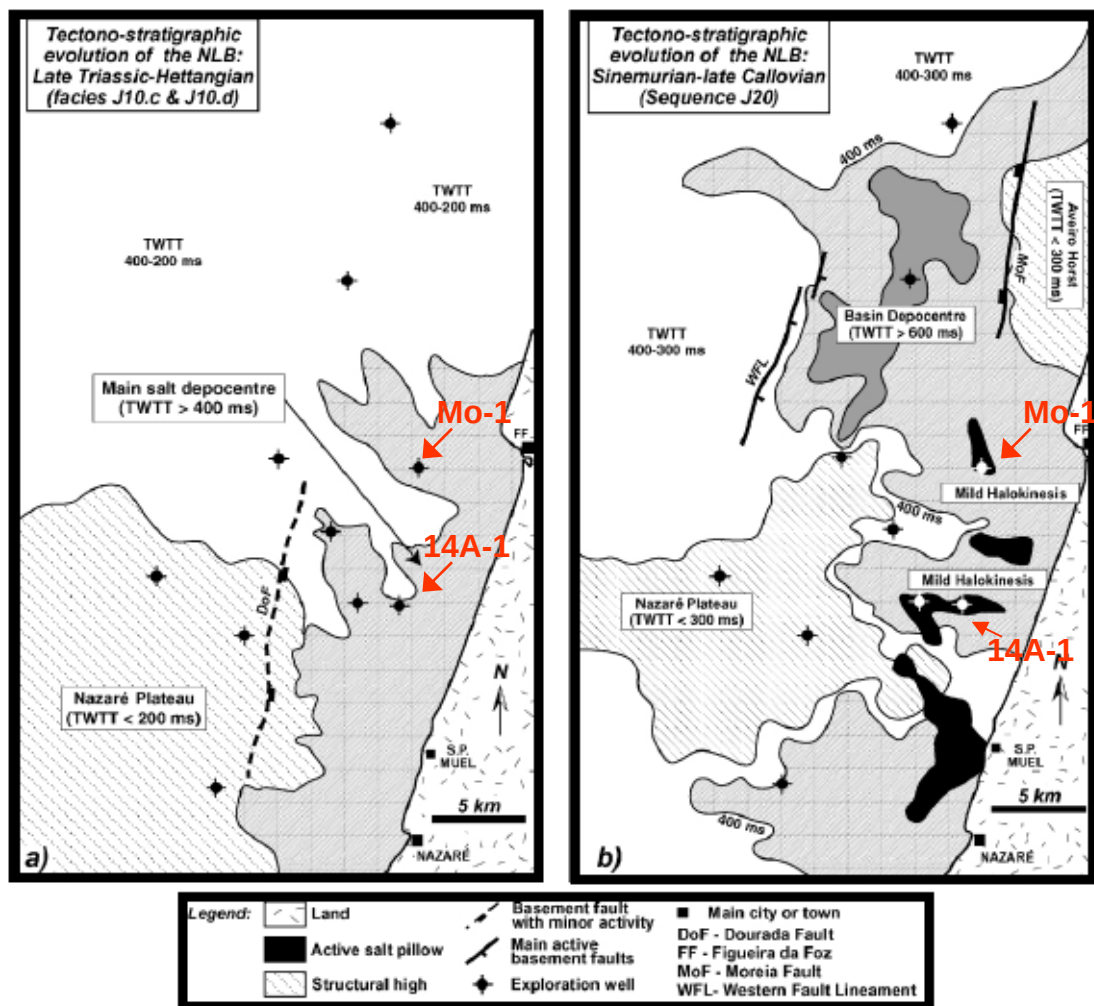


Figura 9. Evolução tectono-estratigráfica da Bacia Lusitânica Norte (*offshore*) durante o Neotriássico-Hetangiano (a) e o Sinemuriano-Neocaloviano (b). ALVES *et al.*, 2002.

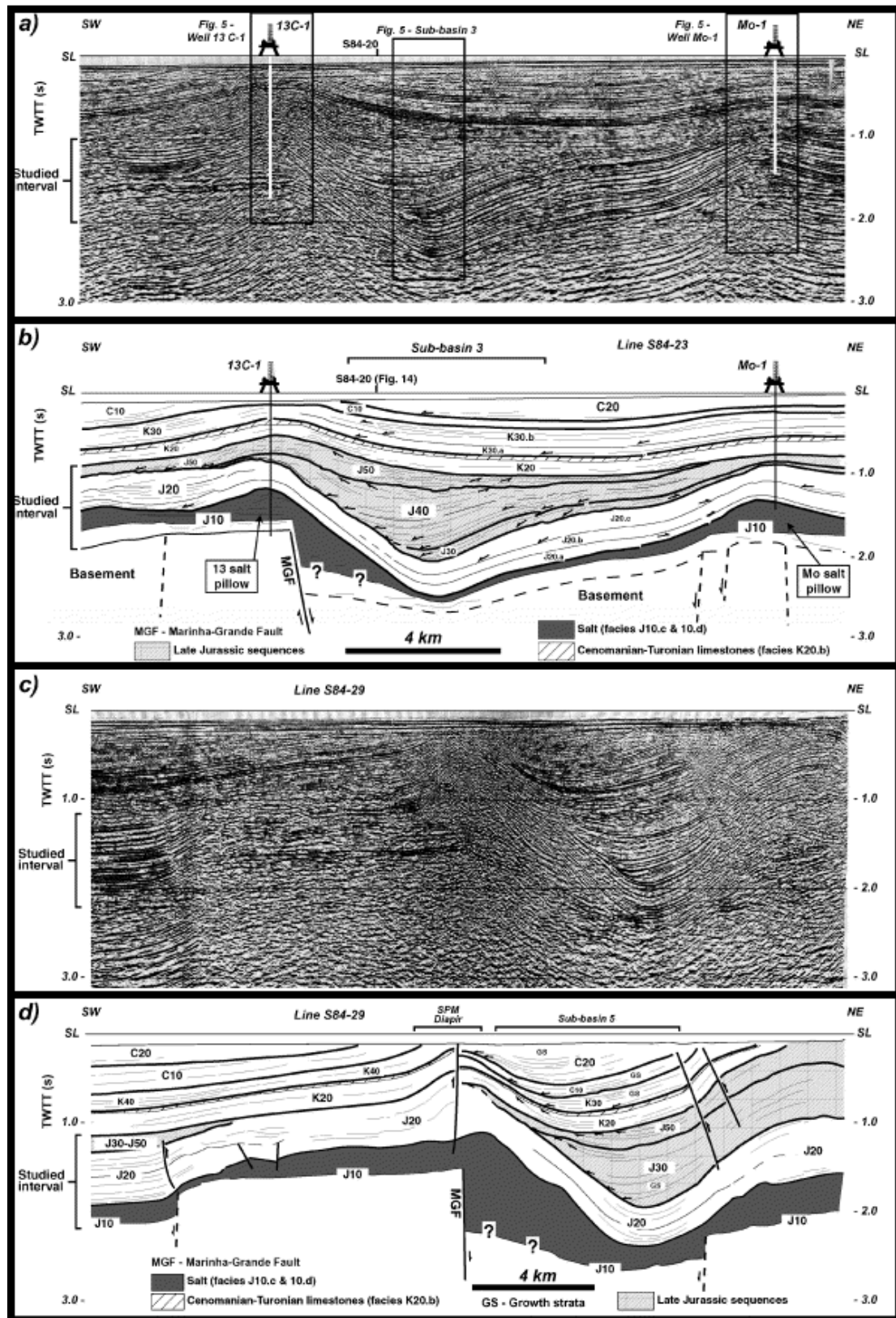


Figura 10. Secção sísmica de sentido *dip* na Bacia Lusitânica Norte (*offshore*) em região plataforma (**a**) e sua interpretação (**b**). Secção sísmica de sentido *dip* na Bacia Lusitânica Norte (*offshore*) em região plataforma (**c**) e sua interpretação (**d**). Localização das linhas sísmicas representada na figura 5. ALVES *et al.*, 2002.

Estas séries margo-calcárias com níveis betuminosos da secção basal da Formação Brenha, por vezes intensamente fossilíferas, foram depositadas em um ambiente que se tornava gradativamente mais profundo, como indicado pelos registos biostratigráficos. Durante o Pliensbaquiano, fase de aprofundamento da bacia, ocorreu um evento anóxico importante. Amonóides e belemnites (macrofauna nectónica) tornaram-se abundantes e altamente diversificados, por oposição à escassez de registos de organismos macrobentónicos (DUARTE & SOARES, 2002). Esta transgressão terminou no Eotoarciano (DUARTE *et al.*, 2004).

O soerguimento do horst das Berlengas ocasiona influxo de material siliciclástico e ressedimentação de carbonatos, resultando assimetria na distribuição das fácies durante o Toarciano e Eoaaleniano (WATKINSON, 1989). A partir da passagem Aaleniano-Bajociano e, sobretudo ao longo desta última idade, acentua-se gradativamente a tendência regressiva na bacia, com ocorrência de fácies de pequena e média profundidade nos sectores Sul e Central da bacia (Formação Candeeiros), com retracção das fácies mais externas para o sector Norte da bacia (secção superior da Formação Brenha) (AZERÊDO *et al.*, 2003). Com condições tectono-eustáticas, climáticas e topográficas favoráveis, o sistema de rampa carbonática iniciado no Eojurássico evolui para uma plataforma carbonática de alta energia atingindo a sua máxima expressão durante o Mesojurássico. Deste modo, depositaram-se centenas de metros de calcários de águas rasas (oolíticos, bioclásticos, maciços, etc.) gerados num paleoambiente de ilhas-barreiras, e de calcários lagunares e de infra-maré (micríticos, oncolíticos, dismicritos, etc.) formados nas áreas protegidas ante-barreira interna; biostromas, depósitos de canais/delta de maré ocorrem como fácies secundárias (WATKINSON, 1989; AZERÊDO *et al.*, 2003).

A evolução durante o Sinemuriano-Neocaloviano na área estudo foi marcada por halocinese moderada, particularmente em locais ricos em evaporitos (por exemplo: locais dos poços Mo-1 e 14A-1), onde a tectónica salífera (desenvolvimento de almofadas de sal) controlou a deposição e geometria das seqüências pós-sal (no caso, seqüência J20; formações Coimbra e Brenha) em associação com as falhas reactivadas do embasamento (Figuras 9b, 10b e 12). Em contraste, em locais onde não existiu halocinese (pobres em evaporitos) as seqüências denotam uma arquitectura sedimentar típica de sub-bacias em *graben/half-graben*, sendo as falhas reactivadas do embasamento o factor controlador da localização dos depocentros (zona entre o lineamento Ocidental e a Falha Moreira; Figuras 9b e 13) (ALVES *et al.*, 2002).

Este ciclo maior (Neotriássico-Neocaloviano) é limitado no tecto por uma importante descontinuidade acompanhada por vezes de carsificação, associada a uma lacuna estratigráfica que afecta toda a Bacia Lusitânica no Caloviano terminal e o Eo-oxfordiano (WILSON, 1988; WILSON *et al.*, 1989; AZERÊDO *et al.*, 2003). Este episódio sugere uma significativa descida do nível do mar, simultânea com a etapa de elevação térmica e mecânica (*uplift*), bem registrada na área de estudo (por exemplo: locais dos poços 16A-1, 13E-1 e 13C-1; Figura 11), que antecede a segunda fase de rifting e que expõe a plataforma (STAPEL *et al.*, 1996; RASMUSSEN *et al.*, 1998; AZERÊDO *et al.*, 2002).

2.2.2. Rifte 2 (Meso-oxfordiano a Eoaptiano)

Ao segundo episódio de *rifting* é já habitual atribuir a formação de crosta oceânica na Planície Abissal de Tagus (Figura 8a) (WILSON *et al.*, 1989). Este estágio, bem registrado no sector Central da Bacia Lusitânica inclui três etapas tectono-sedimentares menores durante o Neojurássico (LEINFELDER, 1993; LEINFELDER & WILSON, 1998; LEINFELDER *et al.*, 2004):

1) Instalação do rifting (Meso-Neo-oxfordiano)

No Meso-oxfordiano processa-se a instalação do segundo episódio de *rifting*, responsável por uma inundação generalizada da bacia com predomínio de sedimentação carbonática; a subsidância torna a ocorrer com taxas elevadas, sendo, também, bem registrada na área de estudo (por exemplo: local do poço 14A-1; Figura 11) (LEINFELDER, 1993; STAPEL *et al.*, 1996; LEINFELDER & WILSON, 1998; RASMUSSEN *et al.*, 1998; ALVES *et al.*, 2002). Os primeiros sedimentos desta sequência são carbonatos predominantemente lacustres da Formação Cabaços, sucedidos pelos carbonatos marinhos da Formação Montejunto (WILSON, 1988; WILSON *et al.*, 1989). A Formação Cabo Mondego (equivalente lateral das formações Cabaços e Montejunto a norte da Falha da Nazaré; KULLBERG, 2000), é constituída por calcários margosos com intercalações betuminosas e arenosas, depositados em ambiente de planície litorânea e plataforma carbonática interna.

O sector Norte (parte *offshore*) da Bacia Lusitânica contém até 2700 m de sedimentos neojurássicos, depositados durante a fase rifte 2. O mapa de isócronas das

seqüências J30 a J50 (formações Cabo Mondego, Alcobaça e Grés Superiores) indica que o enchimento das cinco sub-bacias criadas durante este período (Neojurássico) não foi sincrônico e varia de espessuras dentro da área de estudo (Figura 14). Durante o Meso-Neo-oxfordiano a taxa de subsidência foi elevada apenas na sub-bacia 5, onde a seqüência J30 (Formação Cabo Mondego) desenvolveu espessuras de cerca de 1750 m (ou 700 ms TWT) (Figuras 14b e 15a). Este mesmo período, foi marcado por halocinese, bem registada na sub-bacia 5, mostrando que a tectónica salífera controlou a subsidência neste local, influenciando as espessuras e a distribuição lateral das seqüências neojurássicas (Figuras 10d, 12 e 15a) (ALVES *et al.*, 2002).

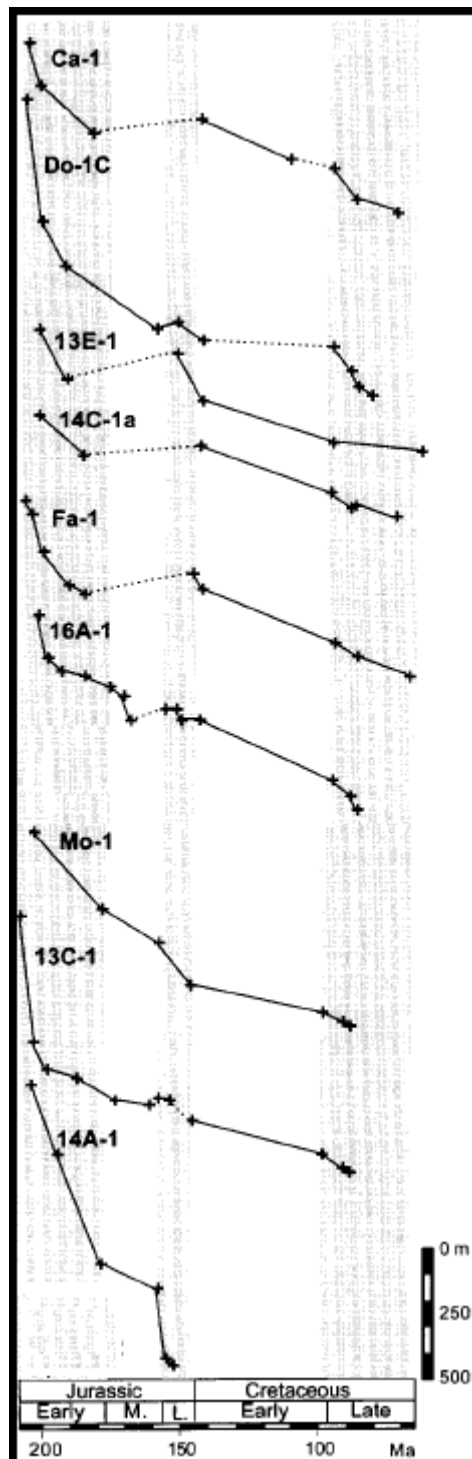


Figura 11. Comparação das curvas de subsidência total da Bacia Lusitânica Norte (*offshore*) nos locais dos poços Ca-1, Do-1c, 13E-1, 14C-1a, Fa-1, 16A-1, Mo-1, 13C-1 e 14A-1. Localização dos poços representada na figura 5. Modificado de STAPEL *et al.*, 1996.

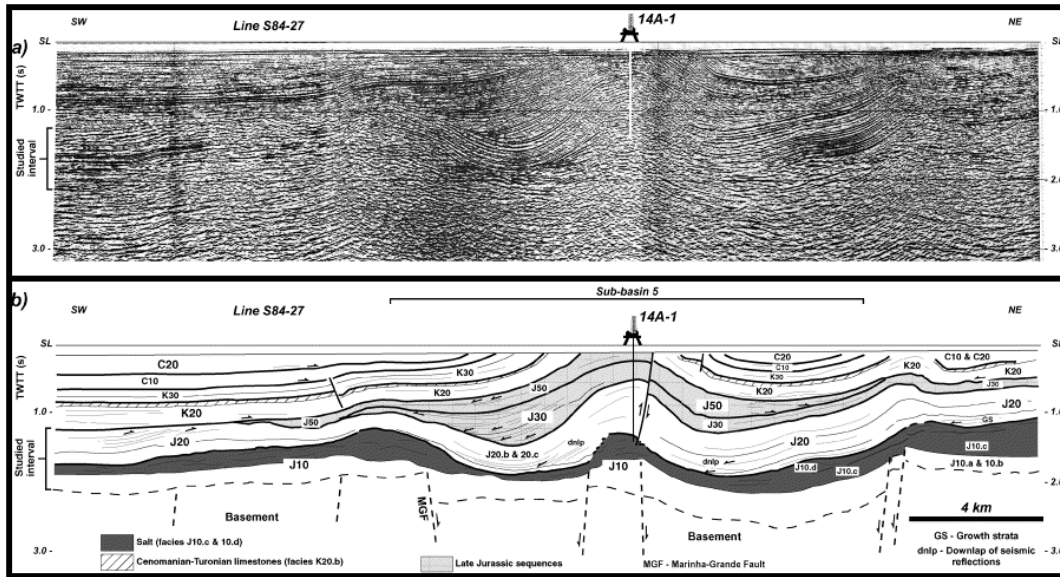


Figura 12. Secção sísmica de sentido *dip* na Bacia Lusitânica Norte (*offshore*) em região plataformal (a) e sua interpretação (b). Localização das linha sísmica representada na figura 5. ALVES *et al.*, 2002.

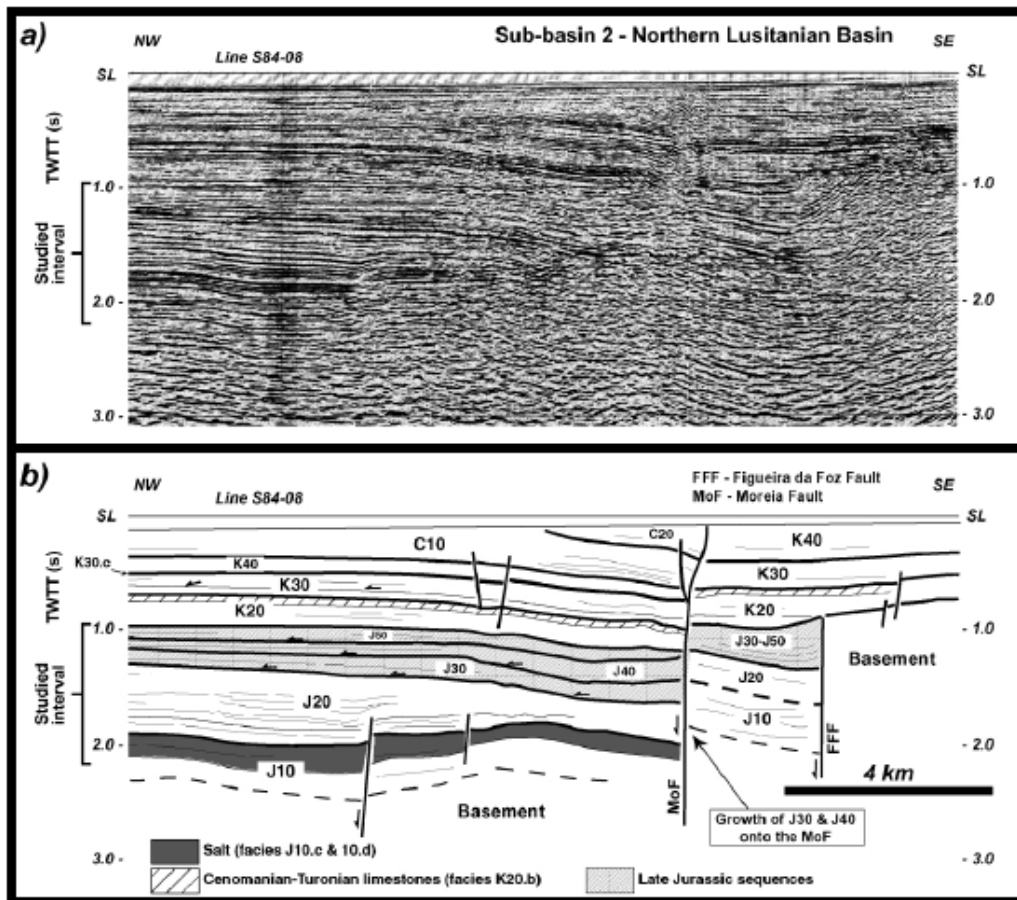


Figura 13. Secção sísmica de sentido *dip* na Bacia Lusitânica Norte (*offshore*) em região plataformal (a) e sua interpretação (b). Localização das linha sísmica representada na figura 5. ALVES *et al.*, 2002.

2) Clímax extensional (Oxfordiano terminal-Neokimeridgiano)

O acarreo abrupto de material siliciclástico durante o Oxfordiano terminal e o Kimeridgiano, marca o clímax extensional. Devido à reactivação tectónica, durante o Kimeridgiano, os sectores Sul e Central da bacia foram dominados por rampas carbonáticas com influxo siliciclástico, enquanto que no sector norte predominaram sistemas siliciclásticos (LEINFELDER & WILSON, 1998; LEINFELDER *et al.*, 2004). Os principais constituintes da Formação Abadia são margas com intercalações de arenitos de granulometria grosseira, por vezes conglomerados e, localmente, níveis de calcários. A Formação Alcobaça (equivalente lateral da Formação Abadia no sector central, desde Montejunto até à Falha da Nazaré; KULLBERG, 2000), é composta por uma alternância de margas, por vezes arenosas, margas e calcários depositados em ambiente de plataforma mista de pequena profundidade (WILSON *et al.*, 1989).

Em decorrência do intenso processo tectónico desta época formaram-se três sub-bacias no sector Central da bacia: Bombarral-Alcobaça, Turcifal e Arruda. As duas últimas são *half-grabens* e estão separadas da primeira por um lineamento (Torres Vedras-Montejunto) reactivado do embasamento hercínico (LEINFELDER & WILSON, 1989; ALVES *et al.*, 2003b; LEINFELDER *et al.*, 2004). Ao longo desse lineamento formaram-se estruturas de almofadas de sal sinsedimentares, causando soerguimento adicional e com modificação estrutural (sistema da Falha Torres Vedras-Montejunto com extensão para sul para a Falha de Runa) (CANÉROT *et al.*, 1995; RASMUSSEN *et al.*, 1998; ALVES *et al.*, 2003b). A sub-bacia Arruda desenvolveu depocentro com cerca de 2,5 Km de espessura, enquanto que nas outras sub-bacias a subsidência foi mais reduzida, com o predomínio de sistemas continental e marinho marginal, localmente com ingressões marinhas (ALVES *et al.*, 2003b; LEINFELDER *et al.*, 2004).

Na área de estudo, a Formação Alcobaça (seqüência J40) mostra máximo desenvolvimento a este da Falha Marinha-Grande, nas sub-bacias 3 e 4, onde desenvolve depocentro com mais de 2000 m de espessura (ou > 800 ms TWTT) (Figuras 10b, 14c e 15b). Nos locais onde a tectónica salífera continuou activa, as almofadas de sal constituíram barreiras à progradação dos sistemas siliciclásticos, e consequentemente não deposição da seqüência J40 (por exemplo: local do poço 14A-1; Figuras 12 e 15b). Em locais onde não existiu halocinese (por exemplo: sub-bacia 2), as

falhas reactivadas do embasamento controlaram a deposição da seqüência J40 (Figura 13) (ALVES *et al.*, 2002).

3) Rifting tardio (Neokimeridgiano-Berriasiano)

Segue-se, durante o Neokimeridgiano-Berriasiano, um período de subsidência térmica, associado a variações eustáticas de que resultou uma progradação dos sistemas siliciclásticos, com enchimento significativo da bacia (LEINFELDER, 1993; LEINFELDER & WILSON, 1998). Depositaram-se, deste modo, as formações Lourinhã e Grés Superiores. A Formação Lourinhã, é composta por sedimentos marinhos detríticos, com intercalações carbonáticas, que foram depositados em ambientes rasos. A Formação Grés Superiores (equivalente lateral da Formação Lourinha no sector norte; KULLBERG, 2000), é composta por arenitos com níveis conglomeráticos que se depositaram em ambiente fluvio-deltaico, interdigitados com folhelhos marinhos nas margens e carbonatos no sector central da bacia (WILSON *et al.*, 1989).

Na área estudo, este é o período de maior influência da tectónica salífera, ao crescimento de almofadas de sal, seguiu o desenvolvimento de sub-bacias com geometrias características (côncavas), cada uma desenvolvendo depocentro com mais de 750 m de espessura de sedimentos da Formação Grés Superiores (seqüência J50) (Figuras 12, 14d e 15c). Nos locais de desenvolvimento de almofadas de sal, estas constituíram barreiras à progradação dos sistemas siliciclásticos, nomeadamente a oeste da Falha Marinha-Grande (Figura 15c) (ALVES *et al.*, 2002). Seguiu-se um período de erosão generalizada no Eocretácico (Valanginiano-Eoaptiano) que levou à exumação de parte das seqüências deposicionais do Neojurássico (nomeadamente, seqüência J50), principalmente notada sobre altos estruturais formados pelas almofadas de sal (Figuras 10b e 15c) (ALVES *et al.*, 2002).

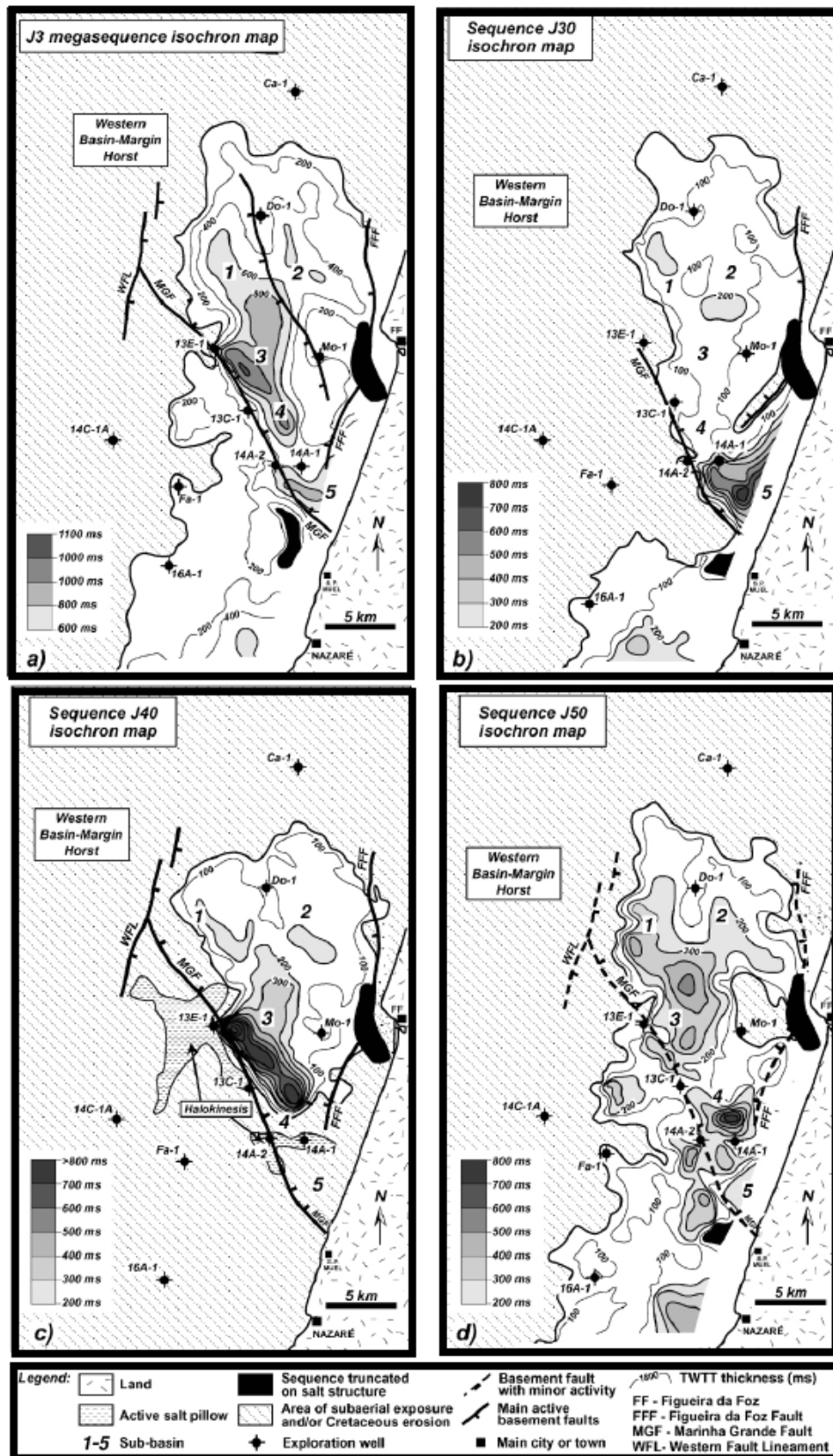


Figura 14. Mapa de isócronas da Megassequência Meso-oxfordiano-Kimeridgiano (J30) (a), Sequência Meso-Neo-oxfordiano (J30) (b), Sequência Neo-oxfordiano-Neokimeridgiano (J40) (c) e Sequência Neokimeridgiano-Berriasiano (J50) (d). ALVES *et al.*, 2002.

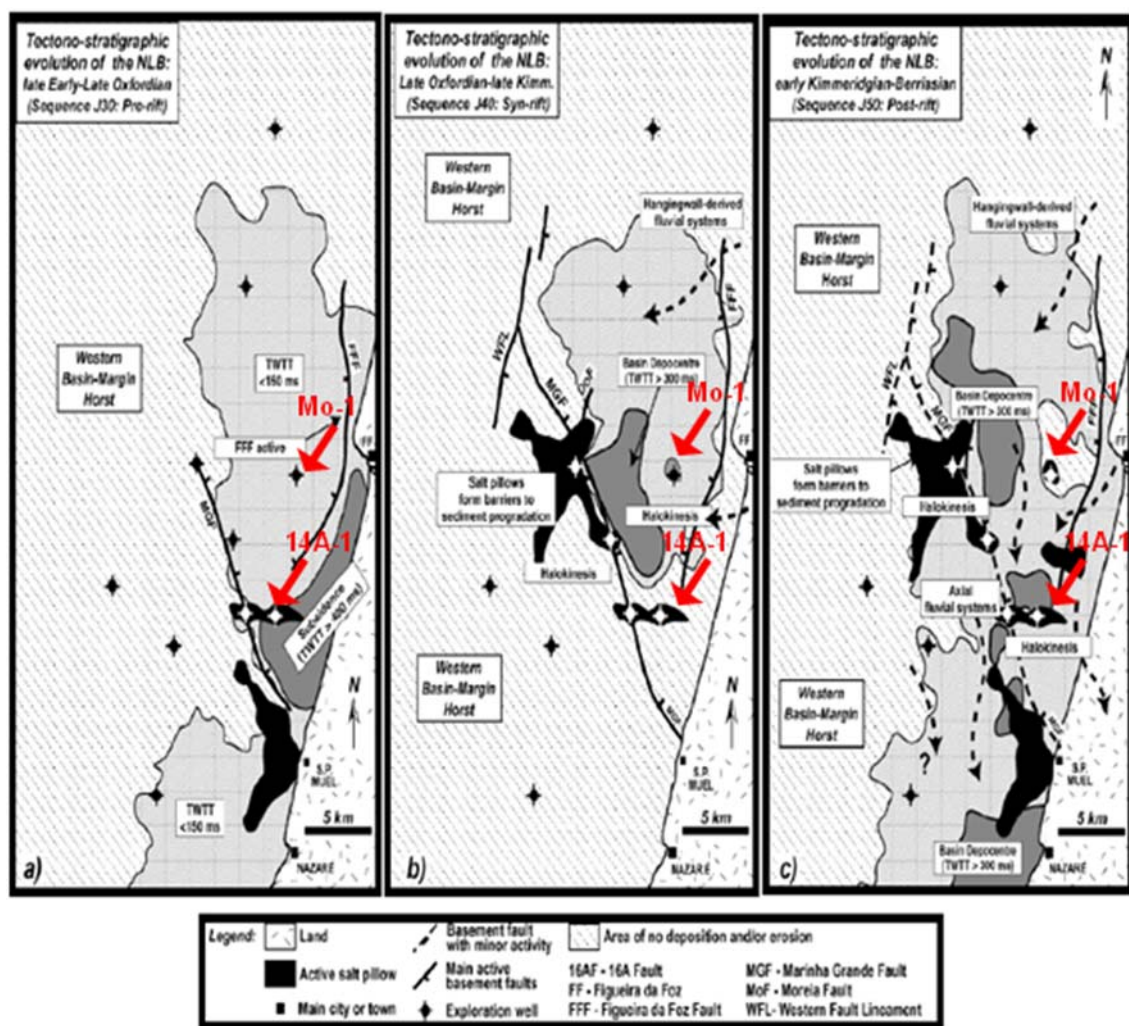


Figura 15. Evolução tectono-estratigráfica da Bacia Lusitânica Norte (*offshore*) durante o Meso-Neo-oxfordiano (a), Oxfordiano terminal-Neokimeridgiano (b) e o Neokimeridgiano-Berriasiano (c). ALVES *et al.*, 2002.

Durante o Valanginiano-Eoaptiano, a deposição ocorreu somente a SW da Falha da Nazaré. A bacia estruturava-se num sector central deprimido, marginado por *half-grabens*; o registro do depocentro (que inclui a região de Lisboa) é constituído, sobretudo, por carbonatos marinhos de plataforma rasa e sedimentos deltaicos (Grupo Cascais), que passam lateralmente a sedimentos siliciclásticos de transição e continentais/leques aluviais (Grupo Torres Vedras) (REY, 1992, 1993). A descontinuidade de idade Neoberriasiano-Eovalanginiano (base desta sequência), com valor angular numa vasta área da bacia (REY, 1972, 1979, 1982, 1984, 1985, BERTHOU & LEEREVELD, 1990 *in* CUNHA, 1992), resulta de um episódio estruturante, relacionado com uma acentuada queda do nível do mar (MANATSCHAL & BERNOULLI, 1998; WILSON *et al.*, 2001). Entre esta sequência e a sobrejacente

observa-se uma pronunciada descontinuidade, separando os estratos sin-rifte 2 dos estratos pós-rifte, caracterizando o início da deposição em ambiente de margem passiva (WILSON *et al.*, 1989).

2.2.3. Drifte (Neoaptiano-Campaniano)

No Neoaptiano deu-se o afastamento da microplaca Ibérica relativamente à placa Europeia (com abertura do Golfo da Biscaya) e a completa separação da microplaca Ibérica da placa Norte Americana, com a implantação da dorsal oceânica no sector adjacente à Bacia Lusitânica (Figura 8b) (WILSON *et al.*, 1989, 2001; HISCOTT *et al.*, 1990; DRISCOLL *et al.*, 1995; MANATSCHAL & BERNOULLI, 1998).

Durante o estágio drifte duas sequências sedimentares foram depositadas em ambiente de deriva continental e sob influência de mar aberto. A primeira sequência deposicional é uma unidade transgressiva Albiana a Cenomaniana, composta de carbonatos depositados em ambiente marinho transgressivo e folhelhos com construção de rudistas (WILSON *et al.*, 1989). Esta unidade é litostratigraficamente incluída na Formação Cacém. A parte inferior desta sequência, Neoaptiano-Cenomaniano, é constituída por conglomerados continentais e arenitos com grãos grosseiros, intercalados com argilitos vermelhos (DINIS, 1999). A fonte para estes sedimentos siliciclásticos foi o Maciço Hercínico da Ibéria e, localmente, o *horst* das Berlengas, que soergueu por indução térmica com o início da formação de crosta oceânica do Atlântico Norte (BOILLOT *et al.*, 1979; CUNHA, 1992.). Esta unidade é sobreposta por uma espessa sucessão de carbonatos marinhos, relacionados à elevação do nível do mar (SOARES, 1980). No sector sul da bacia, esta unidade é designada de “Belasiano” (CALLAPEZ, 2004).

Acima desta sequência, no sector norte da bacia, depositou-se uma sequência regressiva, composta predominantemente por arenitos e, localmente, intercalados com carbonatos (CUNHA, 1992; CUNHA & REIS, 1995). Esta sequência é litostratigraficamente incluída no Grupo Aveiro.

2.2.4. Inversão (Neocampaniano-Terciário)

A partir do Neocampaniano (sobretudo Maastrichtiano), a Bacia Lusitânica vai evoluir principalmente em compressão, separando a Falha da Nazaré dois domínios geoestruturais diferentes (WILSON *et al.*, 1989). A norte, gera-se um movimento compressivo N-S, em consequência da colisão da microplaca Ibérica com a placa Europeia (fase Pirenaica da orogenia Alpina; Figura 8c), de que resultará o começo do levantamento das serras do norte da Península e das montanhas submersas da Galiza (BOILLOT *et al.*, 1979). A sul, predominam fenómenos de distensão, comprovados pela formação dos complexos Vulcânico de Lisboa e Ígneo de Sintra, e pelo início da subsidência que individualizou as (sub)bacias terciárias de Tagus e Monte-Real (WILSON *et al.*, 1989; CUNHA, 1992).

Estes foram os primeiros indícios significativos da inversão tectónica da bacia, que virá a atingir o clímax durante o Neomiocénico, quando estabelece-se um regime de deformação intracontinental que se caracteriza por uma compressão NW-SE, em consequência da colisão entre a placa Africana e a microplaca Ibérica (fase Bética da orogenia Alpina; Figura 8d); de que resultará o início do desenvolvimento de estruturas maiores como as serras da Arrábida e da Boa Viagem (Figura 4) (WILSON *et al.*, 1989; RIBEIRO *et al.*, 1990; PINHEIRO *et al.*, 1996).

Na área de estudo, diferenças de espessura em unidades pós-rift 2 evidenciam o desenvolvimento contínuo de sub-bacias diapíricas (*salt withdrawal basins*) durante o Mesozóico terminal-Cenozóico, embora de uma forma menos significativa quando comparadas com as suas equivalentes do Neojurássico (Figuras 10, 16a, 16b, 16c, 16d e 16e). Com o desenvolvimento, no Miocénico, de estruturas maiores como as Serras da Arrábida e da Boa Viagem ocorreu também a reactivação de almofadas de sal em profundidade, comprimidas lateralmente por uma cobertura pós-evaporítica móvel (Figuras 8 e 16f). (ALVES *et al.*, 2003a).

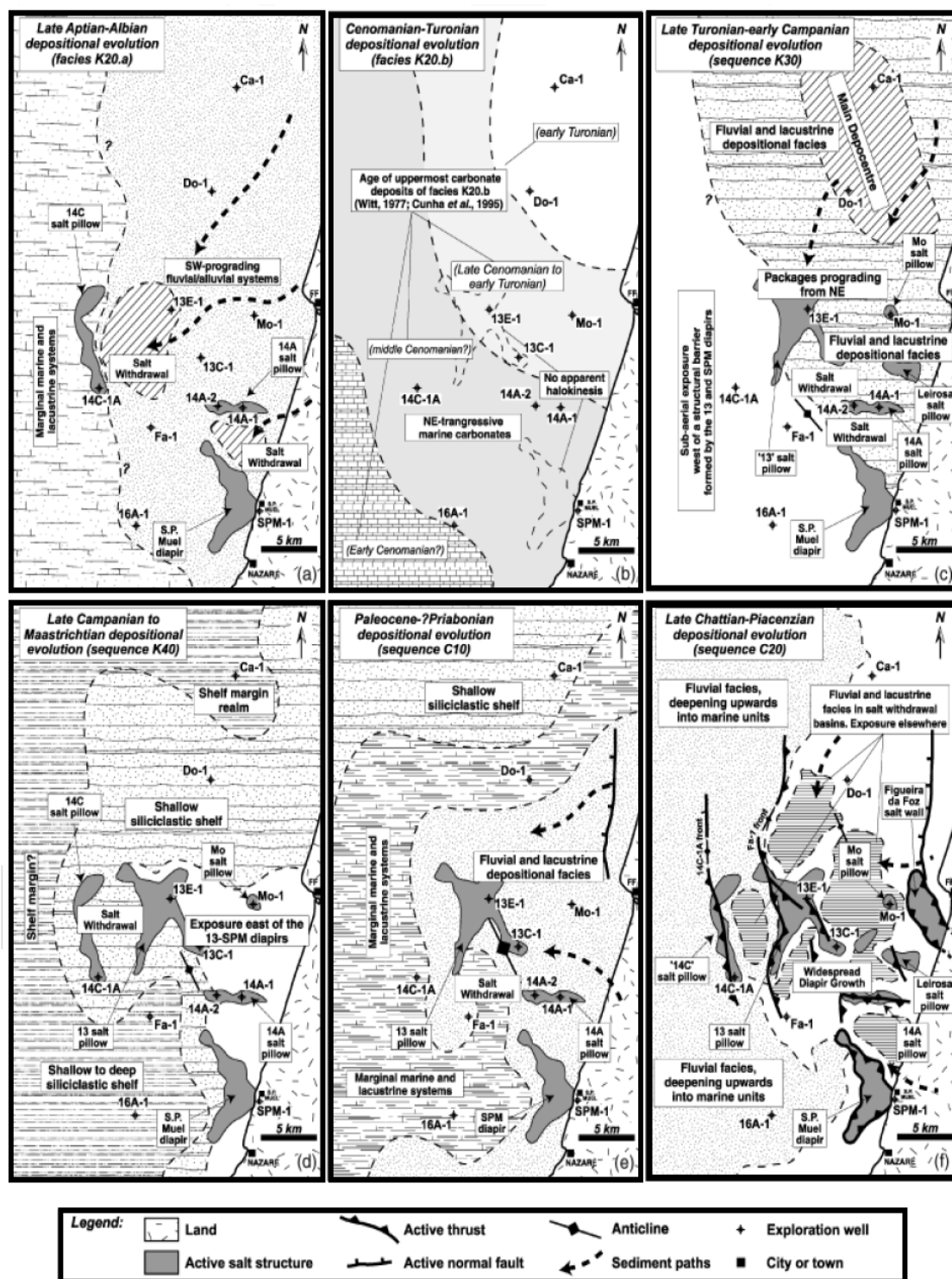


Figura 16. Evolução tectono-estratigráfica pós-Jurássica da Bacia Lusitânica Norte (*offshore*). ALVES *et al.*, 2003a.

2.3. SISTEMAS PETROLÍFEROS

Numerosas manifestações superficiais de hidrocarbonetos associadas à ocorrência de óleo e indícios de óleo recuperados em sondagens sugerem a existência de sistemas petrolíferos ativos na Bacia Lusitânica.

De acordo com DGEG (2007), existem pelo menos dois sistemas petrolíferos principais. O primeiro, chamado "Sistema Petrolífero Paleo-Mesozóico", é representado por rochas geradoras Paleozóicas, reservatórios do Triássico Superior (ou mais recentes) e rochas selantes do Jurássico Inferior (ou mais recentes); o segundo, chamado de "Sistema Petrolífero Mesozóico", apresenta rochas geradoras do Jurássico e rochas reservatórios e selantes do Jurássico-Cretáceo.

2.3.1. Principais rochas geradoras

As condições relativamente redutoras de paleoambientes transicionais e marinhos do Jurássico favoreceram de certa forma a preservação da matéria orgânica nos sedimentos. Na Bacia Lusitânica, são reconhecidas duas unidades litoestratigráficas que apresentam rochas ricas em matéria orgânica com elevado potencial para geração de hidrocarbonetos, além de rochas geradoras associadas ao embasamento Paleozóico.

Formações Vale da Ursa e Sazes (Paleozóico)

Na borda nordeste da Bacia Lusitânica ocorrem sedimentos marinhos do Paleozóico com elevados teores de carbono orgânico total ($COT < 47\%$) e reflectância da vitrinite (R_o) variando de 0,54 a 2,84%. As rochas do Carbonífero e Permiano encontram-se maduras, correspondendo a “janela de óleo”, enquanto que as rochas do Siluriano encontram-se maduras a supermatargas, variando do final da “janela de óleo” até a “janela de gás seco” (Figura 18; UPHOFF, 2005).

Segundo o diagrama de Lopatin do poço Aljubarrota 2, localizado na parte *onshore* do Setor Norte (Figura 17), as rochas do Siluriano teriam entrado na “janela de óleo” no Mesojurássico e na “janela de gás” no Neojurássico (Figuras 19; MONTELEONE *et al.*, 1998; UPHOFF, 2005).

Formação Brenha (Jurássico Inferior)

No Setor Norte da Bacia Lusitânica, a Formação Brenha (secção Neosinemuriano-Eotoarciano) revelou espessuras de rocha geradora entre 140 a 190 m, valores de COT entre 0,5 e 18,8%. Valores de Ro entre 0,32 e 1,06% indicam variável nível de maturação, desde imaturo até maturo (“pico da janela de óleo”) (MONTELEONE *et al.*, 1998; DGEG, 2007). Segundo um diagrama de Lopatin de um poço do Setor Norte da bacia, estas rochas do Eojurássico teriam entrado na “janela de óleo” no Eocretáceo (UPHOFF, 2005).

Análises geoquímicas efetuadas em rochas imaturas margo-calcárias com níveis betuminosos do Pliensbaquiano, que afloram na região de Peniche (Setor Norte da bacia; Figura 17), revelaram valores de COT de 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 COT) caracterizando um querogênio do tipo II/III. (Figuras 20 e 21; OLIVEIRA *et al.*, 2006).

Formação Cabaços (Jurássico Superior)

No Setor Central, a sequência de rochas geradoras da Formação Cabaços (Oxfordiano Superior) ocorre tanto em sondagens quanto em afloramento. É composta por calcários maciços de ambiente marinho profundo e calcários betuminosos costeiros a lacustres (Torres Vedras-Montalegre; Figura 17), com espessuras entre 20 a 110 m e valores de COT de até 3%. Os níveis de maturação variam entre imaturos a senis (DGEG, 2007).

Dias (2005) avaliou o potencial gerador destas rochas em sete poços perfurados na parte *onshore* do setor Central da bacia, constatando valores médios de COT em torno de 0,67%, atingindo em alguns casos o valor máximo de 4,12%, no poço Fx-1, localizado no depocentro da sub-bacia Arruda (Figura 17). De acordo com o mesmo autor, estas rochas do Neo-oxfordiano teriam entrado na “janela de óleo” no Neocretáceo.

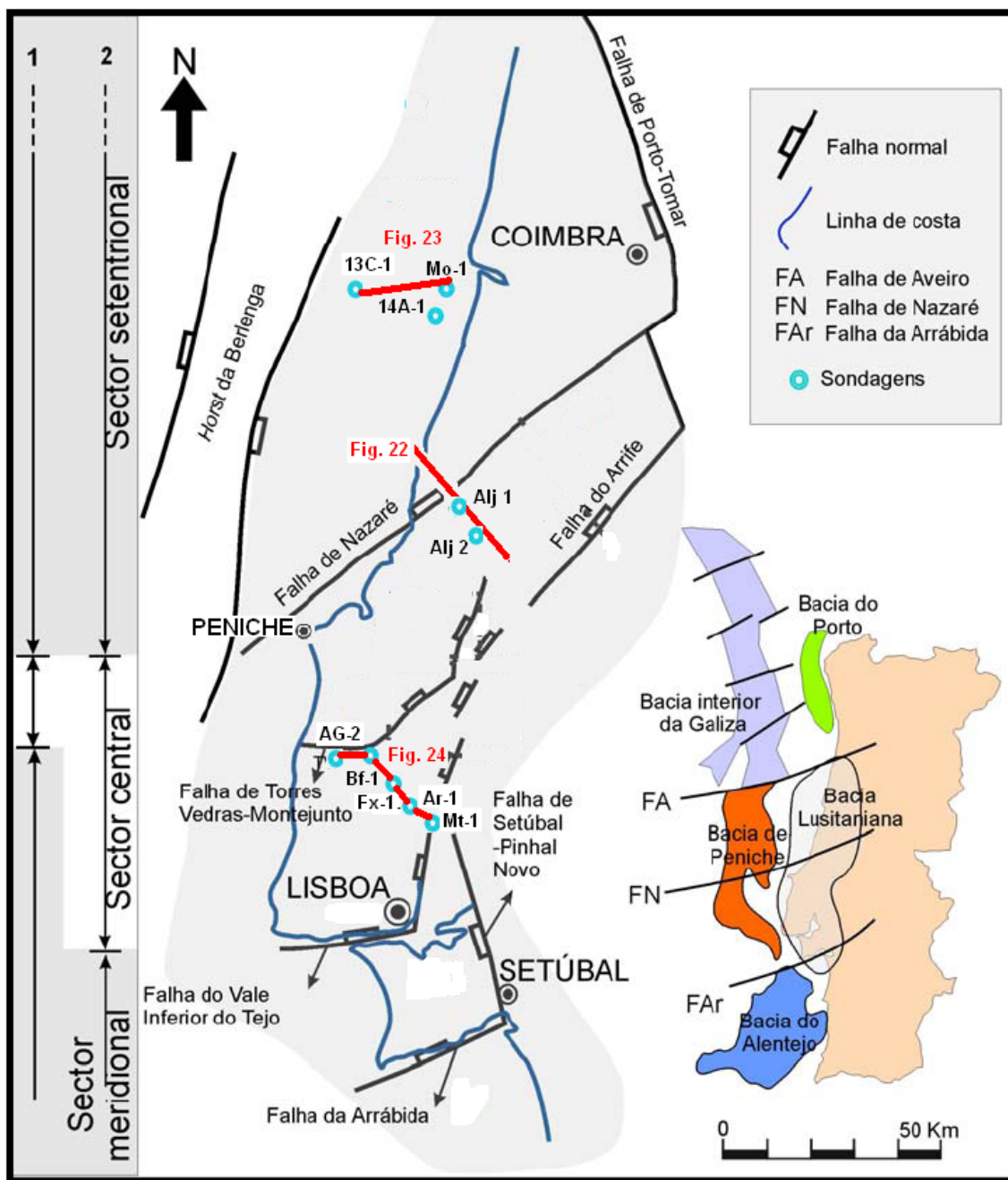
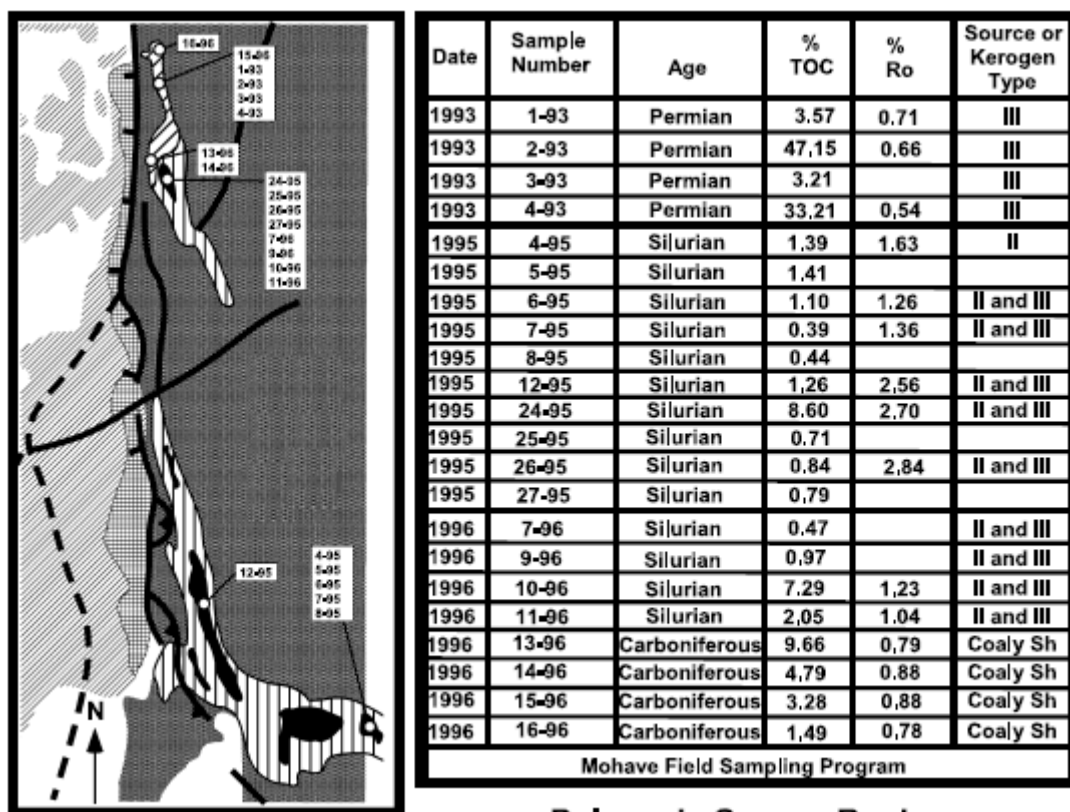


Figura 17. Localização dos poços exploratórios e linhas sísmicas ilustrados no ítem sistemas petrolíferos. Mo-1: Moreia-1; Alj 1: Aljubarrota 1; Alj 2: Aljubarrota 2; AG-2: Aldeia Grande-2; Bf-1: Benfeito-1; Fx-1: Freixial-1; Ar-1: Arruda-1; Mt-1: Montalegre-1. Modificado de KULLBERG *et al.*, 2006.



Paleozoic Source Rocks

Figura 18. Avaliação do potencial gerador da secção Silúrico-Pérmico da região do bordo nordeste da Bacia Lusitânica com base no COT, Ro e tipo de matéria orgânica. UPHOFF, 2005.

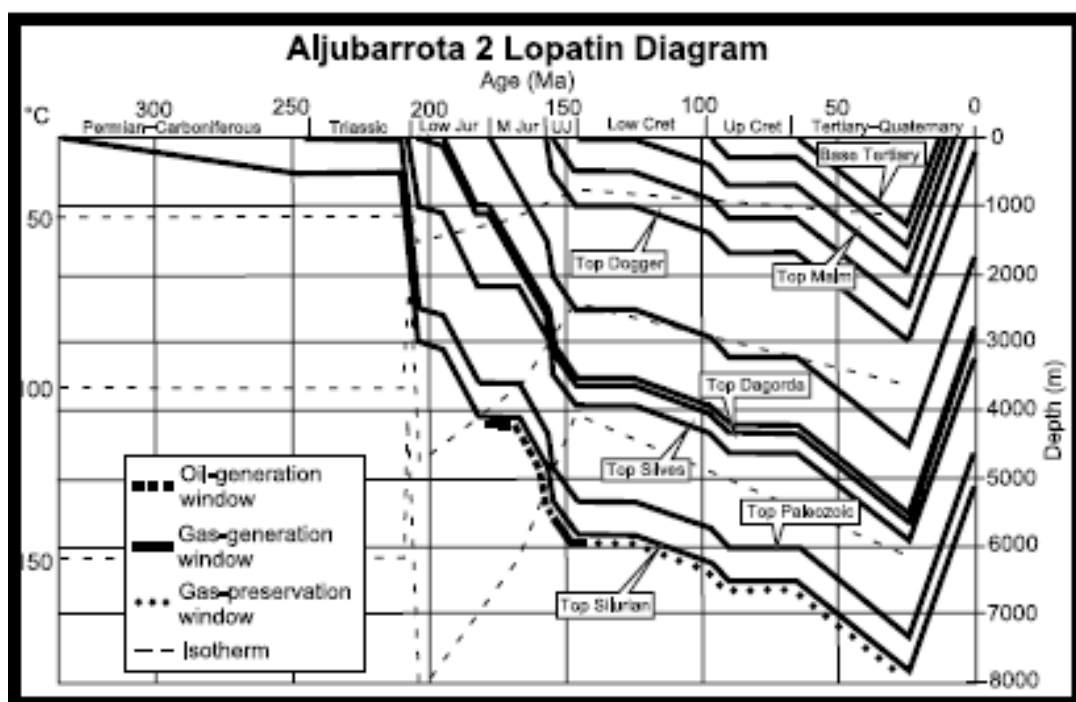


Figura 19. Diagrama Lopatin para o poço Aljubarrota 2. UPHOFF, 2005.

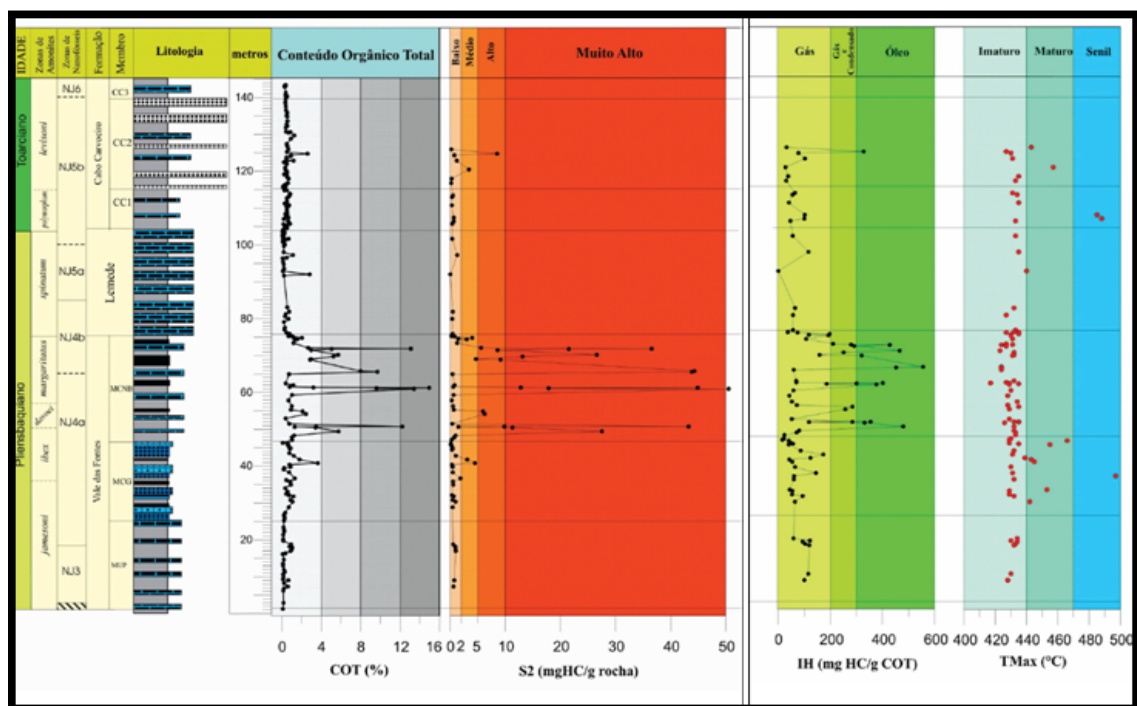


Figura 20. Avaliação do potencial gerador da secção Pliensbaquiano-Eotoarciano de Peniche (parte *onshore* da Bacia Lusitânica Norte) com base no COT, S₂, IH e Tmax. OLIVEIRA *et al.*, 2006

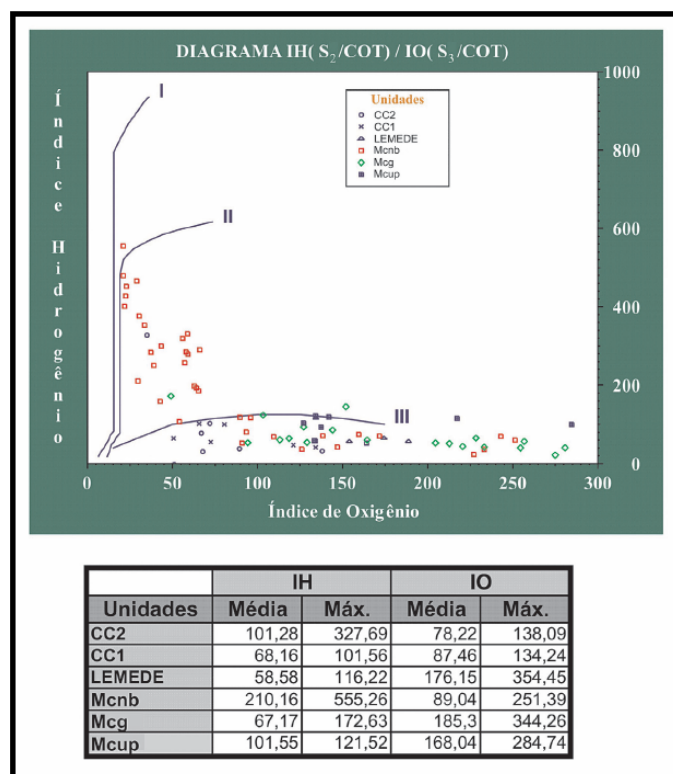


Figura 21. Diagrama tipo Van Krevelen (IH versus IO) para a secção Pliensbaquiano-Eotoarciano de Peniche (parte *onshore* da Bacia Lusitânica Norte). OLIVEIRA *et al.*, 2006.

2.3.2. Principais rochas reservatório e selantes

Na parte nordeste da bacia ocorre afloramentos de sedimentos grosseiros, terrígenos e avermelhados da Formação Grés de Silves (Triássico Superior) com moderadas a boas porosidades. A sequência de evaporitos do Hetangiano, que recobrem estes sedimentos continentais, pode representar excelentes rochas selantes (DGEG, 2007).

Os carbonatos marinhos da Formação Coimbra (Sinemuriano) depositados sobre a sequência evaporítica, incluem intervalos com porosidades vacuolares e de fraturas, além de permeabilidades razoáveis. Com exceção de reservatórios fraturados restritos, não são conhecidos outros reservatórios de idade Jurássico Inferior a Médio. No Jurássico Superior, os depósitos de recifes e os sedimentos clásticos costeiros do Kimeridgiano ao Portlandiano são razoáveis a bons reservatórios (DGEG, 2007).

No Cretáceo Inferior, os sedimentos grossos da Formação Figueira da Foz (“Belasiano”), que se estendem com uma espessura mais ou menos constante de 300 a 400 metros por quase toda a Bacia Lusitânica, possuem porosidades de até 35 % e constituem um excelente reservatório. As rochas selantes podem ser argilitos intercalados a sequência clástica ou os calcários margosos e margas do Cenomaniano. Exsudações de óleo ocorrem em arenitos desta formação associados a diapiros de sal na parte *onshore* do setor Norte (DGEG, 2007).

2.3.3. Armadilhas

As armadilhas de petróleo reconhecidas na Bacia Lusitânica são do tipo estruturais e/ou estratigráficas. Entretanto, mais de 90% das sondagens realizadas buscavam armadilhas estruturais, tais como anticlinais (Moreia-1), falha inversa (14A-1), reservatórios fraturados (Abadia) e diapiros de sal (Monte Real). Armadilhas estratigráficas foram reconhecidas no poço Aljubarrota-1 (canais fluviais) (DGEG, 2007).

2.3.4. Ocorrências de hidrocarbonetos e correlações

Na parte *onshore* do setor Norte da Bacia Lusitânica, óleo e gás foi produzido, subcomercialmente, de reservatórios do Hetangiano. As fácies dolomíticas da seção basal da Formação Dagorda, com valores de porosidade primária de até 20%, produziram pequenas quantidades de óleo e gás (UPHOFF, 2005). Sua área de produção localiza-se na região de Alcobaça (poço Aljubarrota 1; Figuras 17 e 22). Também nesta área (poço Aljubarrota 2; Figuras 17 e 22), foram encontrados bons indícios de gás nos clásticos fluviais do Neotriássico (Formação Silves) com valores de porosidade de até 12%. Este mesmo poço testou ainda gás (350 Mcf/dia) nos carbonatos fraturados do Eojurássico da Formação Brenha (UPHOFF, 2005; DGEG, 2007).

Os folhelhos do Silúrico (formações Vale da Ursa e Sazes) são tidos como os geradores do óleo e gás acumulados em trapas estratigráficas (canais fluviais; poço Aljubarrota 1) relacionadas com as fácies dolomíticas (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 rochas (DGEG, 2007).

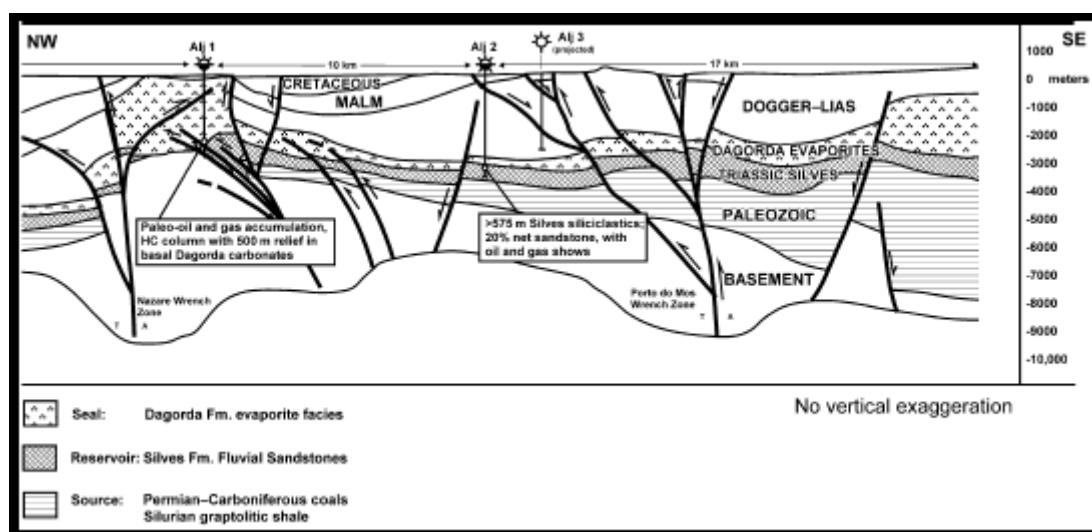


Figura 22. Secção geológica esquemática com a distribuição dos *plays* exploratórios na parte *onshore* da Bacia Lusitânica Norte. Localização das linha sísmica representada na figura 17. Modificado de UPHOFF, 2005.

No *offshore* da Figueira da Foz (setor Norte da Bacia Lusitânica), óleo foi produzido, subcomercialmente, de reservatórios cujas idades variam do Eojurássico ao Neojurássico.

Os calcários e calcários dolomíticos do Sinemuriano (Formação Coimbra), com porosidades vacuolar e de fratura e permeabilidades razoáveis, produziram óleo leve (32,4-37° API), com baixo teor de enxofre (UPHOFF *et al.*, 1997; DGEG, 2007). Sua área de produção localiza-se a SE da sub-bacia 3 (poço Moreia-1; Figuras 5, 17 e 23) e a SE da sub-bacia 4 (poço 14A-1; Figuras 5, 12 e 17). A uma profundidade mais rasa, os clásticos costeiros do Oxfordiano terminal-Neokimeridgiano (secção basal da Formação Grés Superiores), com razoáveis a boas características de rocha-reservatório, produziram óleo de gravidade média (24,3° API) (UPHOFF *et al.*, 1997; DGEG, 2007) também a SE da sub-bacia 3 (poço Moreia-1; Figuras 5, 17 e 23).

Os margo-calcários com níveis betuminosos do Neosinemuriano-Pliensbaquiano (secção basal da Formação Brenha) são tidos como os geradores do óleo leve acumulado em trapas estruturais (anticlinal, poço Moreia-1; falhas-cavalgamentos, poço 14A-1) relacionadas com os carbonatos fraturados (UPHOFF *et al.*, 1997; DGEG, 2007). A origem do óleo de gravidade média recuperado em arenitos do Eokimeridgiano-Berriasiano (secção superior da Formação Grés Superiores) têm sido atribuída aos calcários betuminosos do Neo-oxfordiano (Formação Cabo Mondego) (DGEG, 2007). No entanto, análises geoquímicas preliminares (SPIGOLON, *comunicação pessoal*) indicam que a sua composição geoquímica é semelhante à do óleo leve gerado pelos margo-calcários com níveis betuminosos do Neosinemuriano-Pliensbaquiano (secção basal da Formação Brenha), estando o óleo de gravidade média biodegradado.

Na parte *onshore* do setor Central da Bacia Lusitânica, óleo foi produzido, subcomercialmente, 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). Sua área de produção localiza-se na sub-bacia Arruda (poço Benfeito-1; Figuras 17 e 24).

Os calcários betuminosos do Neo-oxfordiano (Formação Cabaços), em contato direto com o reservatório, são tidos como os geradores do óleo leve acumulado em trapas estruturais (anticlinal, poço Benfeito-1) relacionadas com os carbonatos fraturados (UPHOFF *et al.*, 2002).

SEISMIC OFF FIGUEIRA DA FOZ

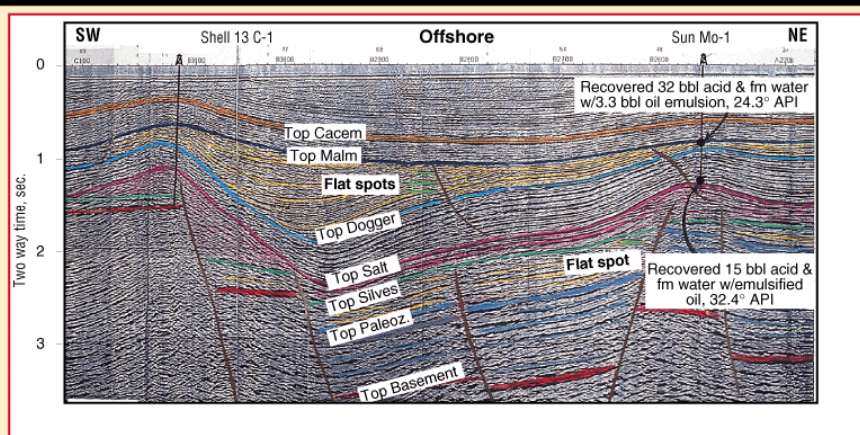


Figura 23. Secção sísmica de sentido *dip* no offshore da Figueira da Foz (Bacia Lusitânica Norte) com a distribuição dos *plays* exploratórios. Localização da linha sísmica representada na figura 17. UPHOFF *et al.*, 1997.

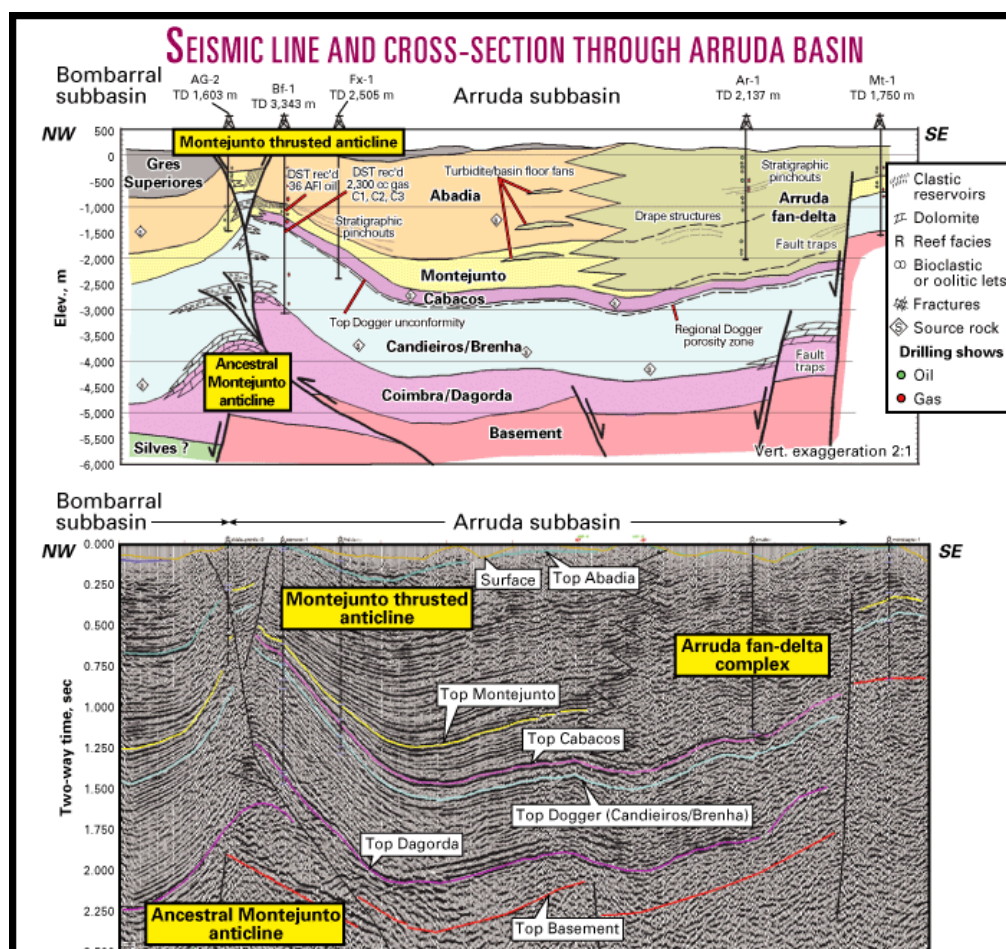


Figura 24. Secção geológica esquemática (e sua secção sísmica de sentido *dip*) com a distribuição dos *plays* exploratórios na sub-bacia Arruda (*onshore*, Bacia Lusitânica Central). Localização da linha sísmica representada na figura 17. UPHOFF, *et al.*, 2002.

CAPÍTULO III

AMOSTRAS E MÉTODO

As 27 amostras estudadas neste trabalho provêm de amostras de rocha (calha) de dois poços (Moreia-1 e 14A-1) exploratórios, perfurados na parte *offshore* da Bacia Lusitânica Norte, disponibilizadas pelo Centro de Geologia da Universidade do Porto (CGUP, Portugal) para o desenvolvimento do projecto de dissertação, e liberados para publicação. A principal meta foi reconstruir a história de preenchimento dos reservatórios siliciclástico (Formação Grés Superiores; poço Moreia-1) e carbonático (Formação Coimbra; poços Moreia-1 e 14A-1), por meio de estudos de inclusões fluidas de petróleo, que produziram pequenas quantidades de óleo durante os testes de produção de curta duração. Para tal, foram seleccionadas as amostras de calha disponíveis, correspondentes a esses intervalos litoestratigráficos, bem como as amostras adjacentes (e uma sobrejacente, no caso do poço Moreia-1), a esses mesmos intervalos reservatório para estudos de potenciais rotas de migração. Nas Figuras 25 e 26 constam as amostras estudadas, com as respectivas profundidades, que forneceram os dados petrográficos mais adiante apresentados.

As amostras de calha antes de serem encaminhadas para confecção de lâminas delgadas polidas para estudo petrográfico de inclusões fluidas de petróleo passam por um processo de preparação que será descrito a seguir.

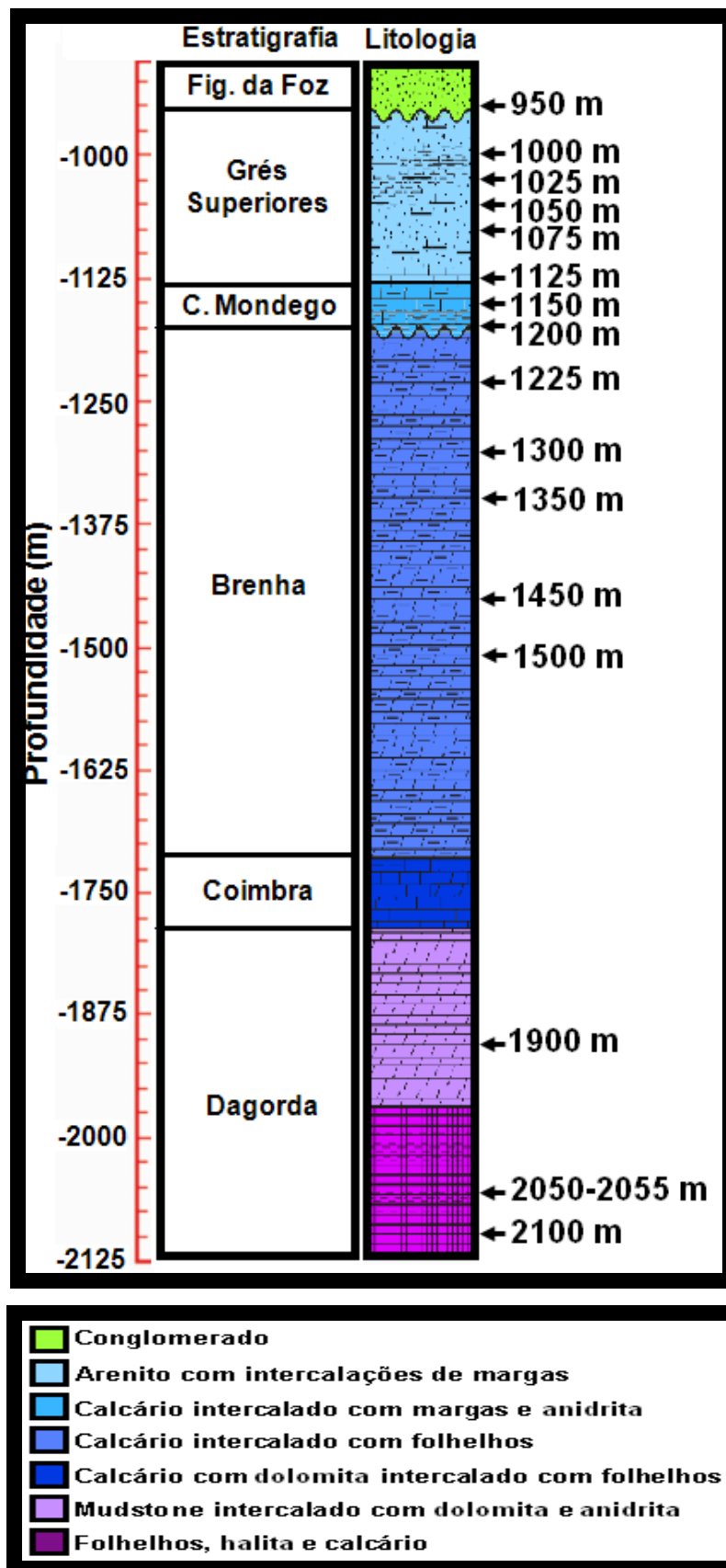


Figura 25. Informações sobre as amostras estudadas do poço Moreia-1. Litostratigrafia segundo DGEG (2007) e descrição litológica segundo ALVES *et al.* (2002, 2003a).

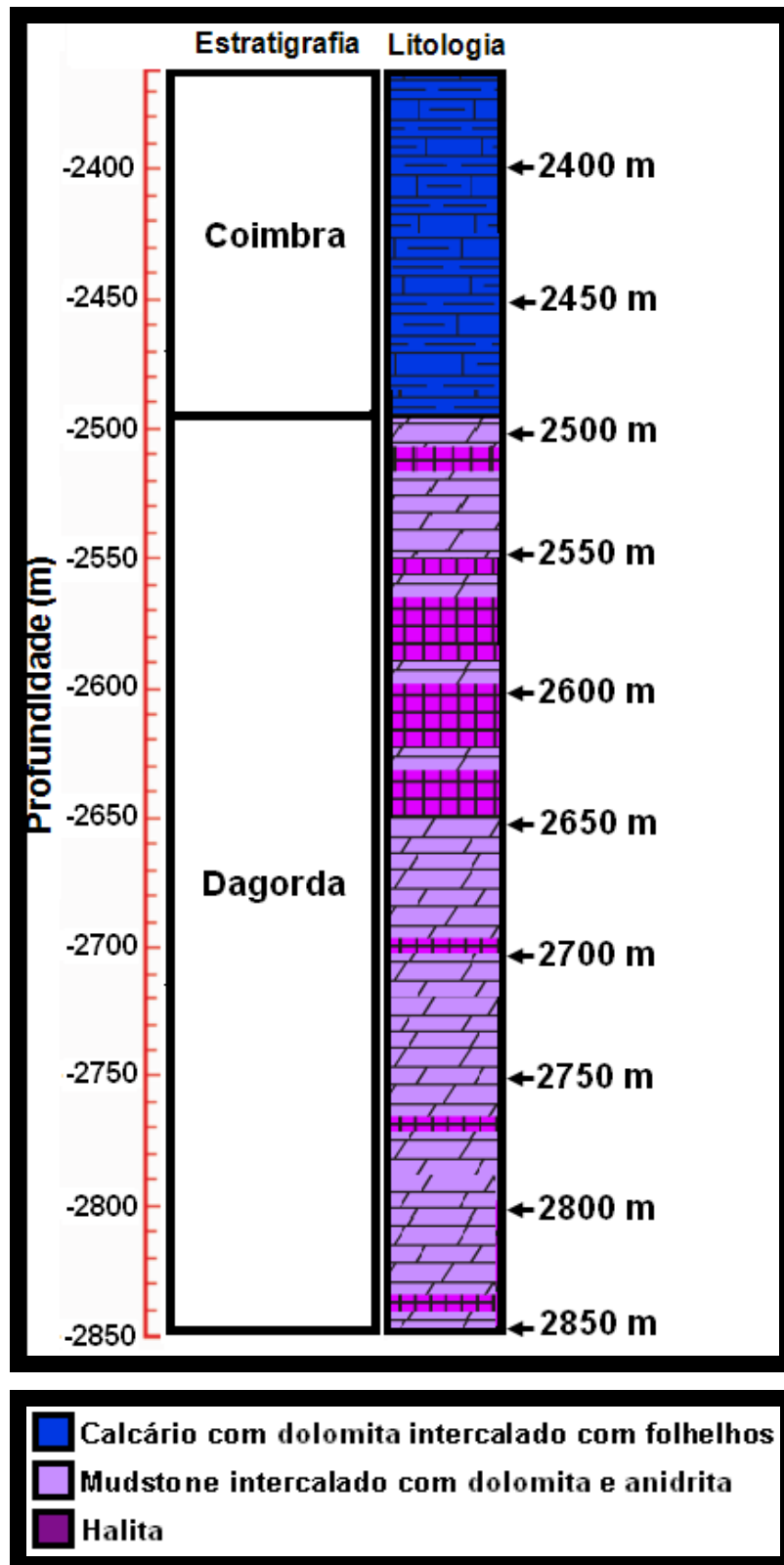


Figura 26. Informações sobre as amostras estudadas do poço 14A-1. Litostratigrafia segundo DGEG (2007) e descrição litológica segundo ALVES *et al.* (2002).

3.1. PREPARAÇÃO DE AMOSTRAS DE CALHA

Para efeito de preparação, foi seguido o protocolo contido no relatório CENPES (2008). As amostras, quando muito contaminadas de óleo, passam previamente por uma lavagem com solvente orgânico, até a eliminação do contaminante (este procedimento apenas foi efetuado para as amostras do poço 14A-1). Com o objetivo de selecionar as granulometrias mais adequadas às análises de GOI, as amostras passam por um conjunto de peneiras com as seguintes dimensões de abertura de malha: 1,00 e 0,063 mm. Somente os fragmentos retidos na peneira de 0,063 mm são aproveitados para se efectuar a lâmina delgada polida que será posteriormente analisada ao microscópio ótico tanto sob luz transmitida quanto sob luz ultravioleta (UV).

Em seguida, passa-se um ímã através da amostra para eliminar a ferrugem e fragmentos metálicos de broca porventura existentes. Materiais utilizados contra perda de circulação, tais como palha, casca de coco, micas, etc., também não podem fazer parte do material a ser analisado. No próximo passo, a amostra passa por uma lavagem utilizando o seguinte procedimento: 1) 30 minutos de lavagem ultra-sônica em água mais detergente Extran; 2) 30 minutos de lavagem ultra-sônica em água; 3) secagem a temperatura ambiente (25°C) numa capela.

Depois de seca a amostra, esta passa por um processo de catação, para remoção dos fragmentos de folhelho, margas ou calcilutitos, utilizando-se para isto uma lupa binocular. Quando necessário passa-se novamente um ímã para eliminar os minerais compostos de óxidos-de-ferro. O material a ser analisado consta apenas de fragmentos rochas siliciclásticas (tais como arenitos e siltitos), além de carbonatos grosseiros e rochas evaporíticas (halita, anidrita, etc.). Por uma questão técnica (informação preliminar da presença de vários indícios de óleo na seção analisada), para o poço 14A-1 fragmentos de folhelhos e calcilutitos fraturados também foram analisados.

Findo o procedimento acima, a amostra é encaminhada para a montagem da lâmina. As lâminas polidas com espessuras aproximadas de 0,3 mm são montadas segundo os procedimentos adotados pelo Laboratório de Petrografia e Sedimentologia da Gerência de Sedimentologia e Petrologia do Centro de Pesquisas e Desenvolvimento da Petrobras (CENPES). O procedimento analítico a ser utilizado para a petrografia de inclusões fluidas de petróleo será descrito a seguir, bem como os conceitos básicos necessários à sua interpretação.

3.2. PETROGRAFIA DE INCLUSÕES FLUIDAS DE PETRÓLEO

Em uma simples definição, inclusões fluidas são porções (microcavidades com dimensões em torno de 1-20 μm) de fluidos inclusos nos minerais aprisionados em imperfeições durante ou após a formação desses mesmos minerais. Em ambientes sedimentares próximos a indícios ou campos petrolíferos, fluidos à base de óleo, gás e água podem ser aprisionados nos contatos grão detrítico/cimento (quartzoso, feldspático, carbonático; denominadas de inclusões primárias), no cimento propriamente dito (sobrecrescimento ou *overgrowth*; denominadas de inclusões primárias) ou em microfraturas que cortam tanto fragmentos de rocha ou grãos detríticos bem como os cimentos, sendo assim originadas durante a diagênese (denominadas de inclusões secundárias), sendo essas inclusões monofásicas (líquido ou vapor), bifásicas (bolha de vapor em uma fase líquida), trifásicas (bolha de vapor em uma fase líquida que por sua vez está contida em outra fase líquida) ou polifásicas ou multifásicas quando são constituídas por quatro ou mais fases (Figuras 27 e 28).

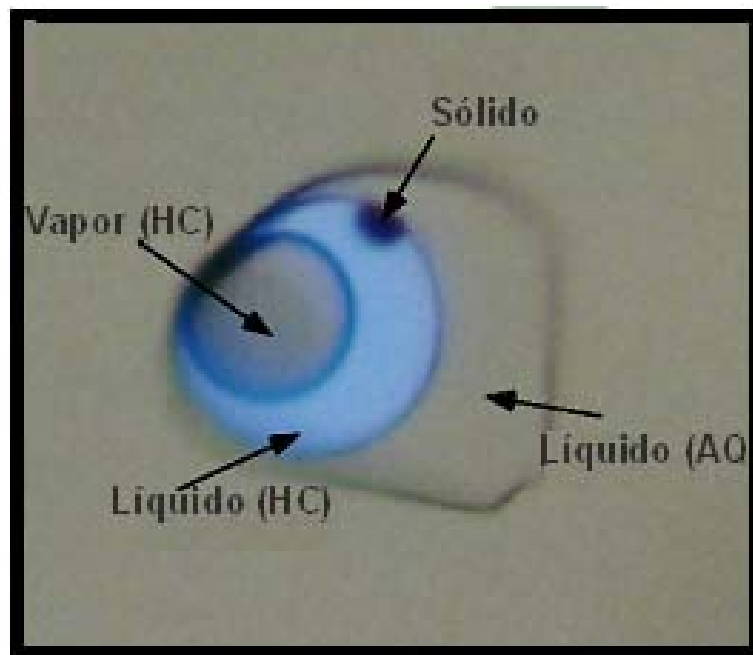


Figura 27. Exemplo de uma inclusão fluida com quatro fases: HC = petróleo, AQ = água e sólido (betume?). BURRUSS, 1992.

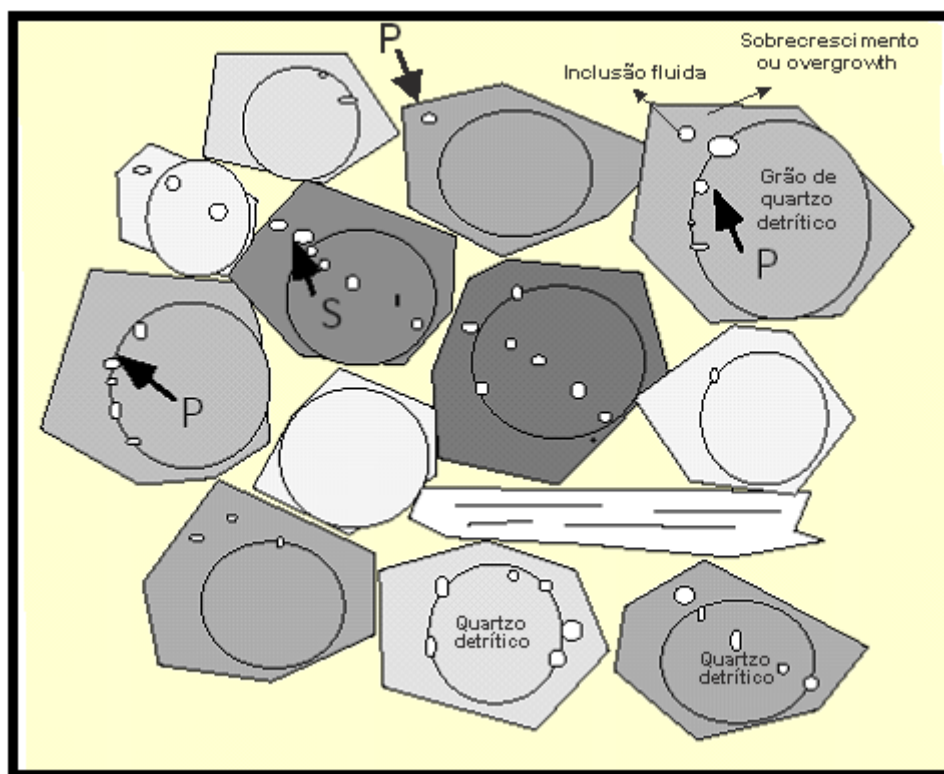


Figura 28. Desenho esquemático de matriz de rocha siliciclástica contendo grãos de quartzo detriticos envolvidos por sobrecrescimento ou *overgrowth*. P = inclusões de óleo primárias nos contatos cimento-grão de quartzo detritico, nos sobrecrescimentos ou *overgrowth*; S = inclusões fluidas secundárias cortando tanto os grãos detriticos como o cimento.

Para que tal, seja observado (tanto sob luz transmitida como sob luz UV), recorre-se ao método inicial de qualquer estudo de inclusões fluidas, a petrografia. A petrografia de inclusões fluidas de petróleo utiliza a técnica *GOITM* (*Grains containing Oil Inclusions*), que determina a percentagem de grãos de quartzo e/ou feldspato que contém inclusões de petróleo observadas em lâminas delgadas (LISK & EADINGTON, 1994; EADINGTON *et al.*, 1996). A parte líquida (óleo) destas inclusões contém espécies aromáticas que as tornam fluorescentes sob UV (Figura 29B). Por vezes, as inclusões de petróleo apresentam uma gama variada de cores de fluorescência, que pode ser utilizada para distinguir diferentes pulsos de migração secundária de óleo (BODNAR, 1990; STASIUK & SNOWDON, 1997; PARNELL *et al.*, 1998). Inclusões aquosas e a fase vapor tanto das inclusões aquosas como das inclusões de petróleo não fluorescem (Figura 29B).

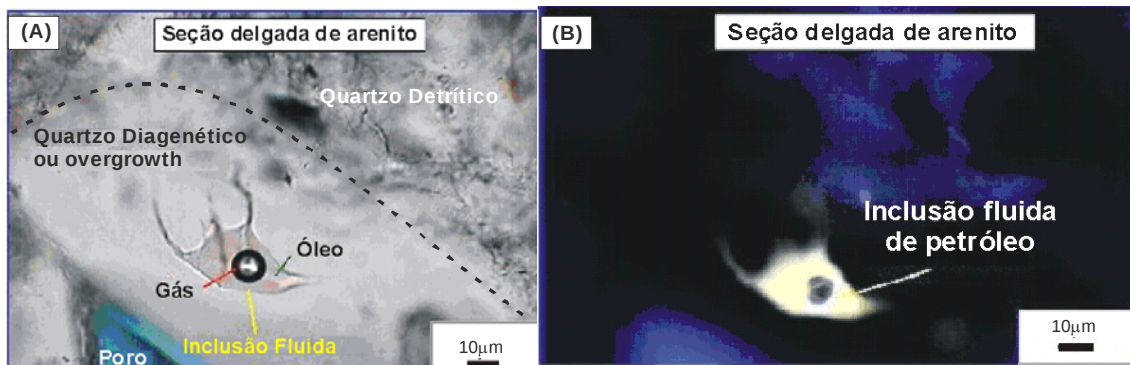


Figura 29. (A) Inclusão bifásica de petróleo em cimento diagenético observada sob luz transmitida. (B) Mesma inclusão sob luz ultravioleta. Observe que a parte líquida da inclusão fluoresce, apresentando uma cor amarelada, enquanto a fase gás não fluoresce. FIT, 2008.

O método GOI, para além de ser aplicado de ser aplicado na determinação de cores de fluorescência das inclusões de petróleo, é aplicado para identificar zonas de paleo-óleo no momento das primeiras cargas de óleo (paleo-óleo) no reservatório (EADINGTON *et al.*, 1996). Zonas produtoras de óleo, em campos petrolíferos da Austrália, possuem valores de GOI ente 5% a 93% (Figura 30) (LISK & EADINGTON, 1994; EADINGTON *et al.*, 1996, 1997). O valor de GOI máximo em um reservatório é influenciado pela frequência de formação das inclusões de óleo e pela saturação de óleo (EADINGTON *et al.*, 1996). Assim, valores de $GOI \geq 5\%$ indicam um maior número de grãos com inclusões de óleo e, portanto, amostras expostas à alta saturação de óleo (reservatórios) no momento da formação das inclusões fluidas.

Paleocontactos óleo-água estão localizados onde valores de GOI diminuem de forma abrupta em intervalos de constante qualidade reservatório (EADINGTON *et al.*, 1996). Com efeito, em reservatórios quartzo-areníticos da Austrália os valores de GOI decrescem de 5%, na zona de óleo, para valores menores que 1% em zonas de água (Figura 30) (LISK & EADINGTON, 1994; EADINGTON *et al.*, 1996, 1997). Desta forma, valores de $GOI < 5\%$ indicam um menor número de grãos com inclusões de óleo e, portanto, amostras expostas à baixa saturação de óleo (rotas de migração) no momento da formação das inclusões fluidas.

No entanto, o método GOI não pode ser aplicado para diferenciar uma zona de óleo actual de uma zona de paleo-óleo (EADINGTON *et al.*, 1996). Amostras de zonas de gás e condensados que não receberam cargas de óleo anteriores à acumulação de gás

possuem valores de GOI inferiores a 1% e, muitas vezes, inferiores a 0,2% (LISK *et al.*, 1997). Como não existem estudos de inclusões fluidas com base nesta técnica nas bacias portuguesas, nem mesmos em outras bacias marginais norte atlânticas utilizaremos estes valores como de referência.

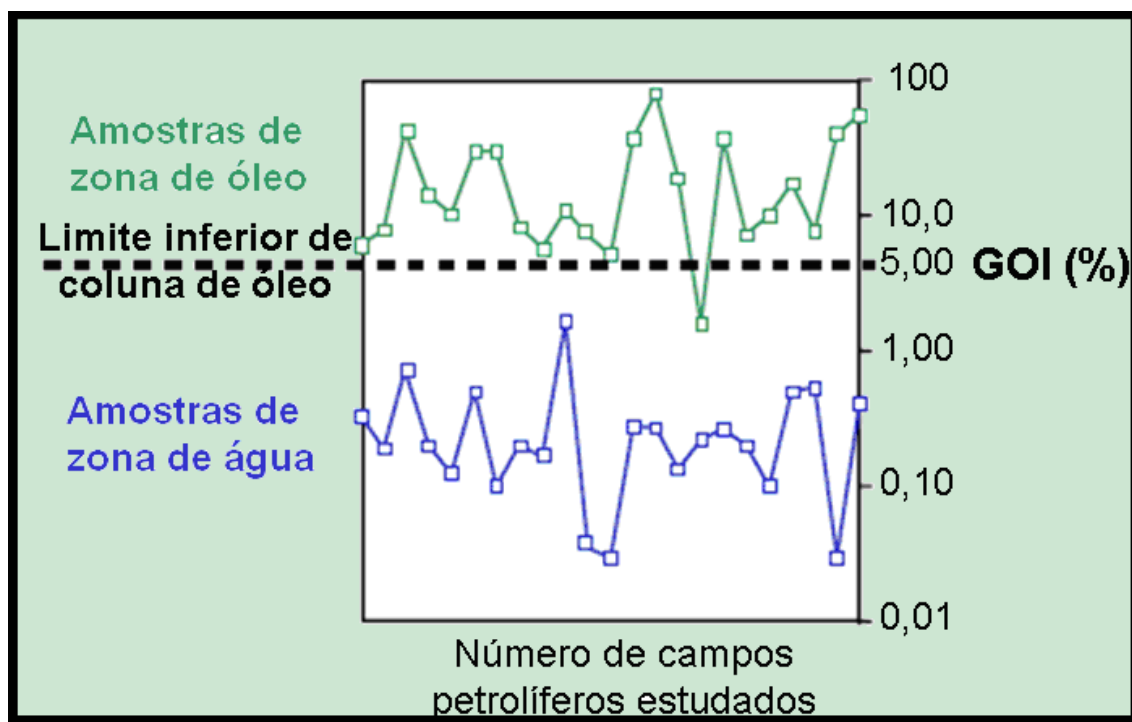


Figura 30. Valores GOI para os campos petrolíferos australianos. Modificado de KEMPTON *et al.*, 2002.

A determinação visual de cores de fluorescência em inclusões fluidas de óleo é realizada com os seguintes objetivos: 1) indicar, de um modo geral, como as cores de fluorescência de inclusões fluidas de óleo em um reservatório estão relacionadas a cores de fluorescência em outros reservatórios; 2) identificar padrões de fluorescência que reflitam processos ocorrendo no reservatório quando as inclusões fluidas são formadas; e 3) guia qualitativo para a migração de óleo.

O registro visual de cor de fluorescência faz parte do mapeamento de atributos de inclusões de óleo e não pode ser interpretado sem se determinar a localização das inclusões e a abundância de inclusões de óleo em um poço ou em múltiplos poços em um campo de petróleo.

Cores de fluorescência de inclusões de óleo são visualmente classificadas em seis categorias: (i) branco e próximo ao branco; (ii) azul e próximo do azul; (iii) verde e próximo do verde; (iv) amarelo e próximo do amarelo; (v) laranja e próximo ao laranja;

e (vi) vermelho e próximo ao vermelho. Tem sido geralmente demonstrado que inclusões de óleo de mais alto grau API e maturação fluorescem no branco do espectro visível do que inclusões com grau API e maturação mais baixos, que fluorescem na região do vermelho. (BURRUSS, 1981; McLIMANS, 1987; BODNAR, 1990).

Para a realização das análises foi utilizado um microscópio Olympus AX70 controlado por um computador para se determinar o número de grãos de quartzo e feldspato que contêm inclusões de petróleo em secções delgadas polidas pela contagem de 100 pontos, escolhidos aleatoriamente pelo software dentro da área da lâmina delgada previamente delimitada (AOI). Dentro de cada campo de visão (isto é, ponto de contagem), todas as inclusões fluidas foram examinadas petrograficamente sob luz transmitida e luz ultra-violeta (UV), para identificação das inclusões de petróleo, e respectivo registro das suas cores de fluorescência, dimensões e localizações em relação aos cimentos diagenéticos. O estudo petrográfico foi realizado no Laboratório de Inclusões Fluidas da Gerência de Geoquímica do Centro de Pesquisas e Desenvolvimento da Petrobras (CENPES).

Após este procedimento, esquematizado na Figura 31, é possível, com base nos resultados obtidos, evidenciar e distinguir diferentes episódios de migração secundária de óleo ocorridos durante o passado geológico, bem como identificar paleo-acumulações de óleo, paleo-rotas de migração e paleocontatos óleo-água.

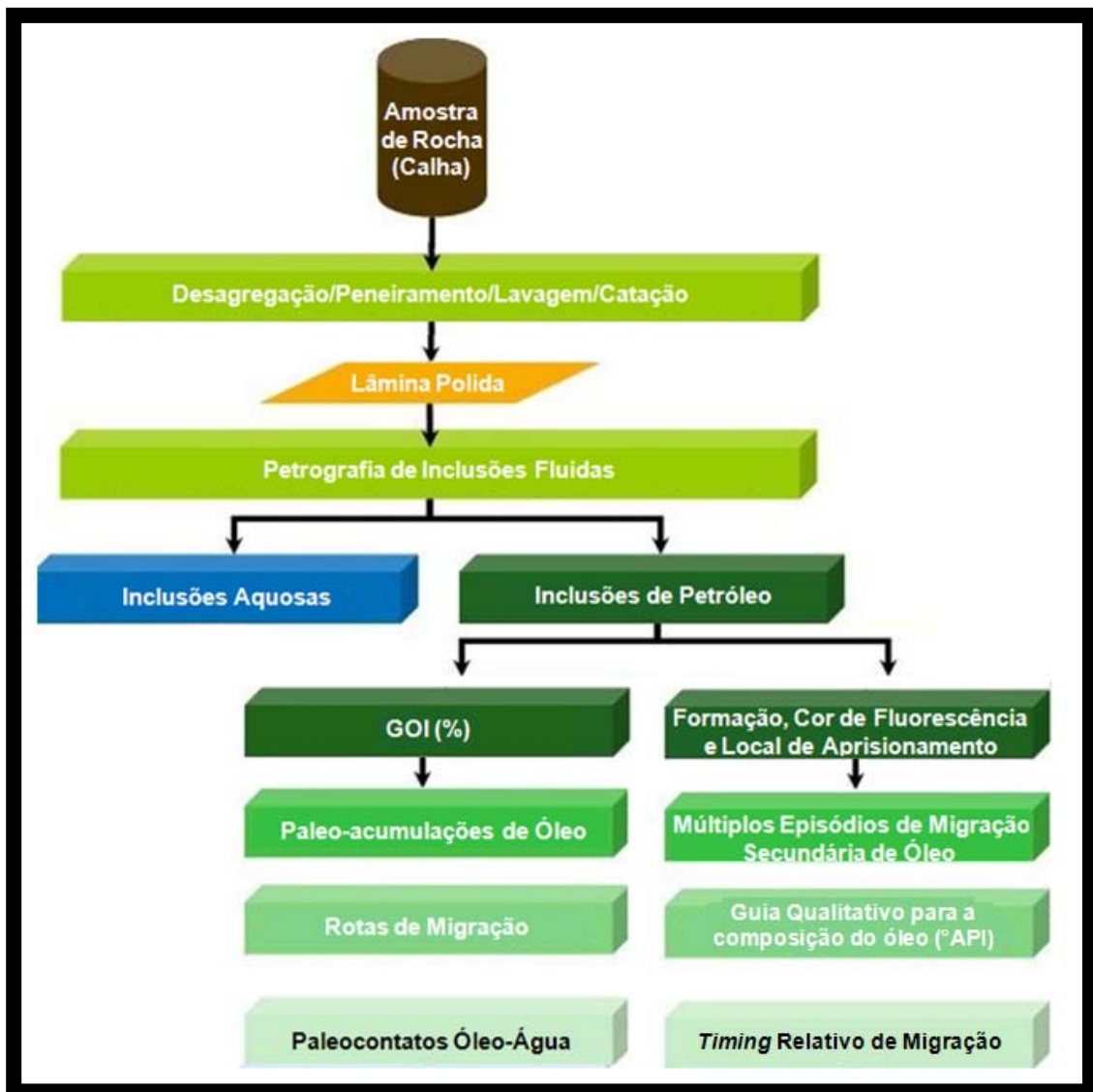


Figura 31. Fluxograma do método de estudo de inclusões fluidas. Fonte: CENPES, 2008.

CAPÍTULO IV

RESULTADOS

4.1. PETROGRAFIA DAS AMOSTRAS E MICROSCOPIA ELETRÔNICA DE VARREDURA

As seguintes descrições petrográficas são das 27 amostras de calha que foram preparadas para análises do GOI. Como os procedimentos envolvidos na preparação das amostras para a análise do GOI, são a desagregação e peneiramento da rocha original, seguido, em alguns casos, por separação magnética, a petrografia é limitada à descrição dos grãos/minerais, fragmentos e cimentos associados. Para uma melhor identificação de alguns minerais/cimentos e para efeitos de tentativa de estudos paragenéticos, algumas amostras foram analisadas ao microscópio eletrônico de varredura.

Poço Moreia-1

As amostras do poço Moreia-1 compreendem uma grande variabilidade composicional (Tabela 1): alta quantidade de feldspato detrítico (no intervalo 1000-1125 m; baixa na amostra dos 950 e 2100 m e moderada na amostra dos 1200 m), calcita (nos intervalos 1150-1200 e 1225-1500 m), quartzo detrítico (na amostra dos 950 m e baixa no intervalo 2050-2055 m), fragmentos de folhelho (no intervalo 2050-2055 m), fragmentos de oólitos completamente cimentados por mosaico (espatos anédricos) de calcita (nas amostras dos 1900 e 2100 m) e moderada a baixa de feldspato autigênico (na amostra dos 1900). Os grãos de feldspato detrítico das amostras das formações Cabo Mondego (1200 m) e Grés Superiores (1000-1125 m) estão na faixa do arenito fino a médio, e os grãos de quartzo detrítico da amostra da Formação Figueira da Foz (“Belasiano”; 950 m) estão na faixa do arenito muito grosso a conglomerático. Estes últimos, apresentam crescimento sintaxial (*overgrowth*) e encontram-se fraturados (Figura 34A). Os fragmentos de oólitos cimentados por mosaico de calcita das amostras da Formação Dagorda (1900 e 2100 m) são, muito provavelmente, representativos de um calcário grosso (*grainstone*) com o arcabouço suportado pelos grãos (Figura 36C).

Poço 14A-1

As amostras do poço 14A-1 são similares na sua composição (Tabela 2), compreendendo alta quantidade de fragmentos de calcilutito (baixa na amostra dos 2600 m e moderada nas amostras dos 2650-2700 e 2850 m), moderada de dolomita (alta nas amostras dos 2700 e 2850 m e baixa no intervalo 2600-2650 m) e baixa de halita (alta na amostra dos 2600 m) e anidrita (alta na amostra dos 2650 m e moderada nas amostras dos 2600 e 2800 m). Os fragmentos de calcilutito das amostras das formações Dagorda (2500-2550, 2650 e 2700-2800 m) e Coimbra (2400-2450 m) encontram-se intensamente fraturados e/ou apresentam veios (de dolomita no caso da Formação Dagorda e calcita no caso das amostras da Formação Coimbra). A dolomita das amostras da Formações Dagorda (2600 e 2850 m) encontra-se, variavelmente, substituída pela anidrita. As halitas das amostras da Formação Dagorda (2550-2650 m) são do tipo *chevron* (Figura 34D).

Tabela 1. Distribuição dos constituintes mineralógicos e/ou fragmentos de rocha segundo a profundidade para o poço Moreia-1.

Profund. (m)	Feldspato detrítico	Calcita	Quartzo detrítico	Fragmento de folhelho	Fragmento de oólito	Feldspato autigênico
950	Baixa		Alta			
1000	Alta					
1025	Alta					
1050	Alta					
1075	Alta					
1125	Alta					
1150		Alta				
1200	Moderada	Alta				
1225		Alta				
1300		Alta				
1350		Alta				
1450		Alta				
1500		Alta				
1900					Alta	Moderada a Baixa
2050			Baixa	Alta		
2055			Baixa	Alta		
2100	Baixa				Alta	

Tabela 2. Distribuição dos constituintes mineralógicos e/ou fragmentos de rocha segundo a profundidade para o poço 14A-1.

Profund. (m)	Fragmento de calcilutito	Dolomita	Halita	Anidrita
2400	Alta	Moderada		Baixa
2450	Alta	Moderada		Baixa
2500	Alta	Moderada		Baixa
2550	Alta	Moderada		Baixa
2600	Baixa	Baixa	Alta	Moderada
2650	Moderada	Baixa	Baixa	Alta
2700	Moderada	Alta	Baixa	Baixa
2750	Alta	Moderada	Baixa	Baixa
2800	Alta	Moderada	Baixa	Moderada
2850	Moderada	Alta	Baixa	Baixa

4.2. PETROGRAFIA DAS INCLUSÕES FLUIDAS DE PETRÓLEO

4.2.1. Resultados da técnica GOI

Vinte e sete amostras de calha provenientes de dois poços exploratórios da parte *offshore* da Bacia Lusitânica Norte foram analisadas utilizando-se a técnica GOI. Inclusões fluidas de petróleo ocorreram em 18 das 27 amostras analisadas, com valores de GOI entre 0% e 13,1% (Tabela 3 e Figuras 32 e 33). As restantes 9 amostras analisadas apenas continham inclusões fluidas aquosas (Figura 34).

Tabela 3. Valores GOI das amostras estudadas da Bacia Lusitânica Norte (*offshore*).

Poço	Profundidade (m)	Litostratigrafia	GOI (%)	GWOI	Total de grãos/pontos
Moreia-1	950	Figueira da Foz	0	0	110
Moreia-1	1000	Grés Superiores	13,1	13	100
Moreia-1	1025	Grés Superiores	2	2	100
Moreia-1	1050	Grés Superiores	8,8	7	80
Moreia-1	1075	Grés Superiores	0	0	104
Moreia-1	1125	Grés Superiores	1	1	100
Moreia-1	1150	Cabo Mondego	0	0	111
Moreia-1	1200	Cabo Mondego	0	0	100
Moreia-1	1225	Brenha	0	0	100
Moreia-1	1300	Brenha	0	0	106
Moreia-1	1350	Brenha	0	0	100
Moreia-1	1450	Brenha	0	0	100
Moreia-1	1500	Brenha	0	0	109
Moreia-1	1900	Dagorda	4	4	101
Moreia-1	2050	Dagorda	0	0	99
Moreia-1	2055	Dagorda	0	0	105
Moreia-1	2100	Dagorda	6,3	6	95
14A-1	2400	Coimbra	0	0	105
14A-1	2450	Coimbra	0	0	100
14A-1	2500	Dagorda	0	0	110
14A-1	2550	Dagorda	0	0	90
14A-1	2600	Dagorda	0	0	70
14A-1	2650	Dagorda	0	0	120
14A-1	2700	Dagorda	0	0	112
14A-1	2750	Dagorda	0	0	115
14A-1	2800	Dagorda	0	0	110
14A-1	2850	Dagorda	0	0	110

GWOI = Grains with oil inclusions.

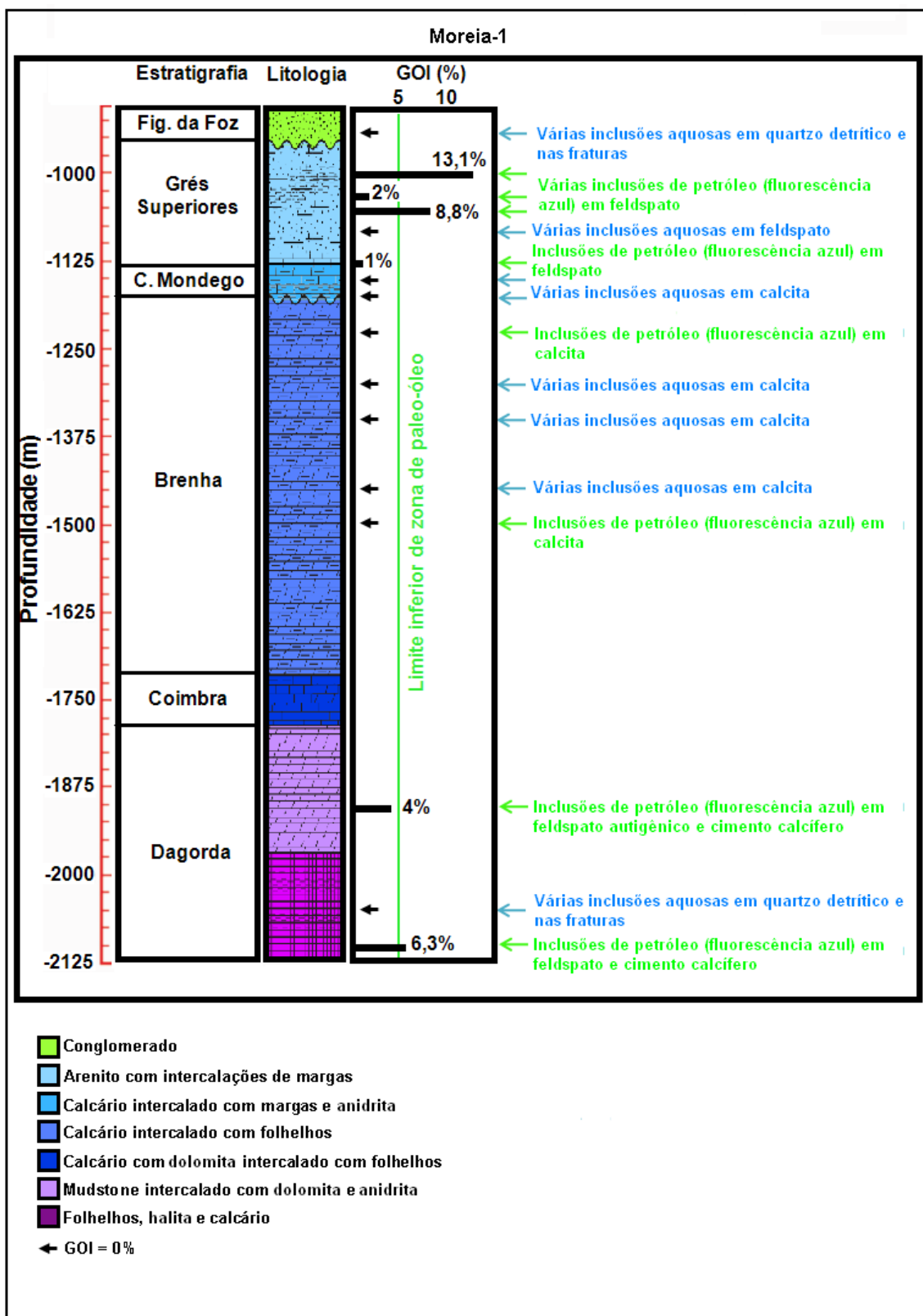


Figura 32. Perfil de dados GOI, localização e composição das inclusões fluidas com a profundidade do poço Moreia-1. Litostratigrafia segundo DGEG (2007) e descrição litológica segundo ALVES *et al.* (2002, 2003a).

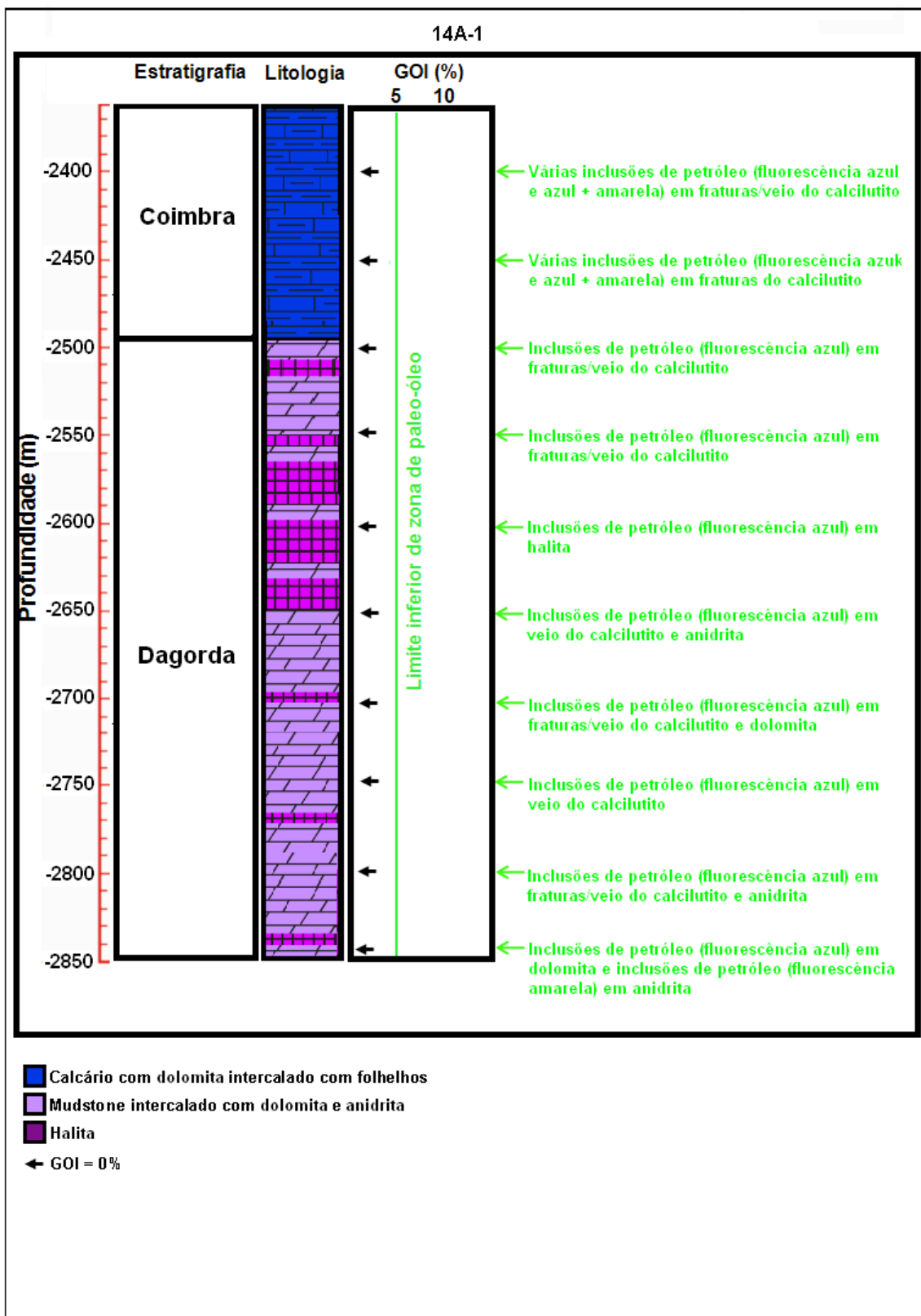


Figura 33. Perfil de dados GOI, localização e composição das inclusões fluidas com a profundidade do poço 14A-1. Litostratigrafia segundo DGEG (2007) e descrição litológica segundo ALVES *et al.* (2002).

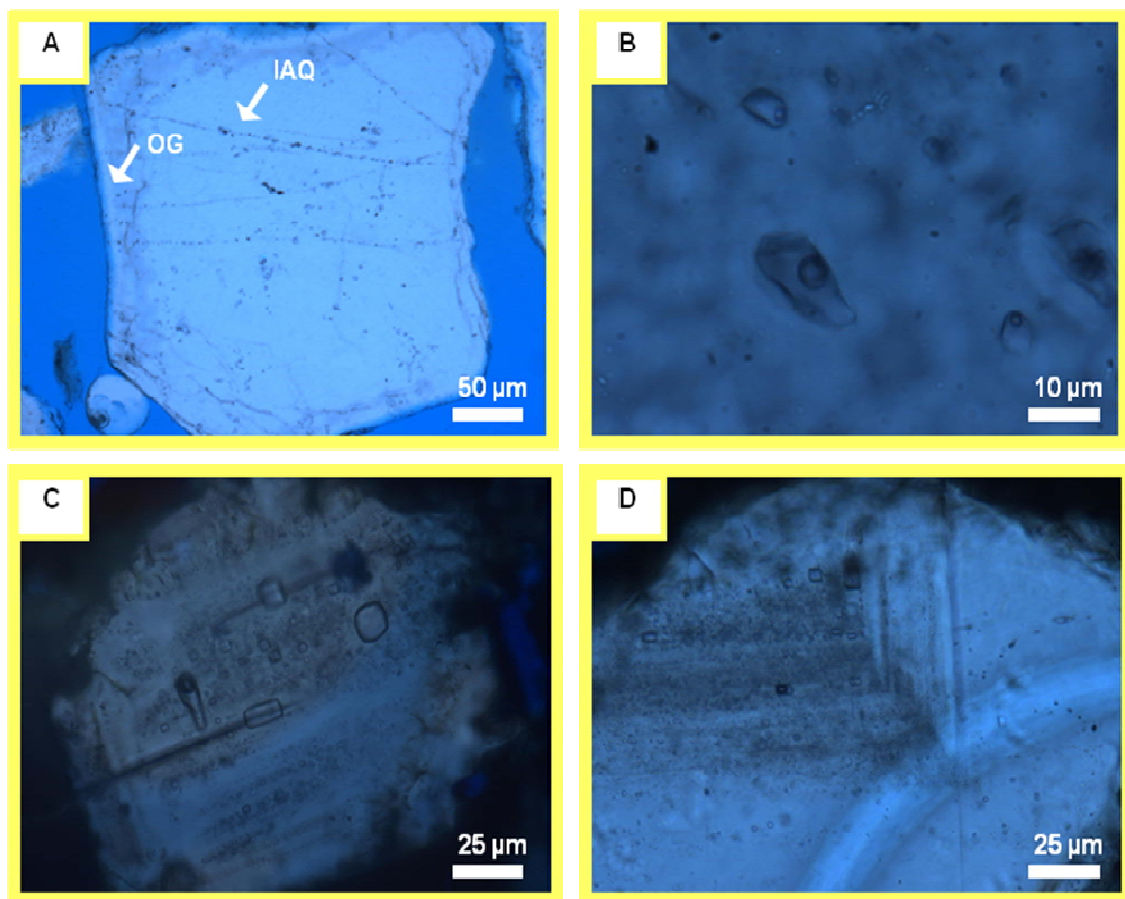


Figura 34. Fotomicrografias de inclusões fluidas aquosas (IAQ) dos poços estudados, sob luz transmitida e luz UV. **(A)** Poço Moreia-1, profundidade: 950 m (Formação Figueira da Foz). Inclusões fluidas bifásicas (pseudo-secundárias dispostas em trilhas no grão de quartzo detrítico com crescimento secundário (*overgrowth*)). **(B)** Poço Moreia-1, profundidade: 1075 m (Formação Grés Superiores). Inclusões fluidas bifásicas no grão de feldspato detrítico (primárias). **(C)** Poço 14A-1, profundidade: 2600 m (Formação Dagorda). Inclusões fluidas bifásicas e monofásicas na halita (primárias) com clivagem do tipo *chevron*. **(D)** Poço 14A-1, profundidade: 2650 m (Formação Dagorda). Inclusões fluidas bifásicas e monofásicas na halita (primárias) do tipo *chevron*.

4.2.2. Localização e cor de fluorescência das inclusões fluidas de petróleo

Nas amostras de rocha (calha) dos poços estudados da Bacia Lusitânica Norte (*offshore*) a maior parte das inclusões fluidas de petróleo primárias (e algumas pseudo-secundárias) ocorre em pequenos grupos isolados no feldspato (F) (Figuras 35A-B e Tabela 4), isoladas ou em pequenos/grandes grupos isolados no cimento (calcita) do fragmento de *grainstone* (CC), nos veios (calcita e/ou dolomita) que cortam o fragmento de calcilutito (VC), nos cristais de halita (H), dolomita (D), anidrita (A) e anidrita (cimento) que substitui parcialmente a dolomita (Figuras 36C-D, 37B-D, 38A, 39A-D e 40C-D e Tabela 4). Ocorrem, ainda no feldspato autigênico (FA) (Figura 36A-B). Existem, ainda, algumas menos comuns, grosseiramente tubulares, paralelas às linhas de clivagem da calcita (C), com dimensões de até 10 μm , encontradas apenas em duas amostras (1225 e 1500 m; Formação Brenha) do poço Moreia-1 (Figuras 35C-D e Tabela 4). De um modo geral as dimensões são bastante variadas, entre 3 (e algumas inferiores) e 9 μm .

Inclusões fluidas de petróleo secundárias ocorrem em trilhas de cicatrização de fraturas que cortam o fragmento de calcilutito (FRC) (Figuras 37A, 38B-D e 40A-B e Tabela 4).

A cor de fluorescência das inclusões fluidas de petróleo presentes nos poços estudados da Bacia Lusitânica Norte (*offshore*) é apresentada na Tabela 4. O óleo dessas inclusões tem fluorescência predominantemente azul, sob luz UV. Inclusões de petróleo de cor de fluorescência amarela foram observadas apenas em três amostras: formações Coimbra (2400-2450 m) e Dagorda (2850 m) provenientes do poço 14A-1: As amostras da Formação Coimbra também contém inclusões de petróleo de cor de fluorescência azul (Figura 37A). Isto sugere que esses dois paleo-óleos foram contemporâneos.

Tabela 4. Cor de fluorescência das inclusões de petróleo presentes nos poços estudados da Bacia Lusitânica Norte (*offshore*) bem como o número de grãos.

Poço	Profundidade (m)	Cor de fluorescência			F	FA	FRC	VC	D	A	H	C	CC
		Amarela	Azul	Amar. + Azul									
Moreia-1	950	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Moreia-1	1000	0	13	0	13	-	-	-	-	-	-	-	-
Moreia-1	1025	0	2	0	2	-	-	-	-	-	-	-	-
Moreia-1	1050	0	7	0	7	-	-	-	-	-	-	-	-
Moreia-1	1075	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Moreia-1	1125	0	1	0	1	-	-	-	-	-	-	-	-
Moreia-1	1150	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Moreia-1	1200	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Moreia-1	1225	0	6	0	-	-	-	-	-	-	-	6	-
Moreia-1	1300	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Moreia-1	1350	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Moreia-1	1450	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Moreia-1	1500	0	9	0	-	-	-	-	-	-	-	9	-
Moreia-1	1900	0	8	0	-	4	-	-	-	-	-	-	4
Moreia-1	2050	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Moreia-1	2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Moreia-1	2100	0	11	0	6	-	-	-	-	-	-	-	5
14A-1	2400	0	11	8	-	-	8	11	0	0	-	-	-
14A-1	2450	0	15	3	-	-	18	0	0	0	-	-	-
14A-1	2500	0	13	0	-	-	10	3	0	0	-	-	-
14A-1	2550	0	11	0	-	-	5	6	0	0	-	-	-
14A-1	2600	0	4	0	-	-	0	0	0	0	4	-	-
14A-1	2650	0	16	0	-	-	0	5	0	11	0	-	-
14A-1	2700	0	10	0	-	-	3	1	6	0	0	-	-
14A-1	2750	0	2	0	-	-	0	2	0	0	0	-	-
14A-1	2800	0	6	0	-	-	3	1	0	2	0	-	-
14A-1	2850	2	3	0	-	-	0	0	3	2	0	-	-

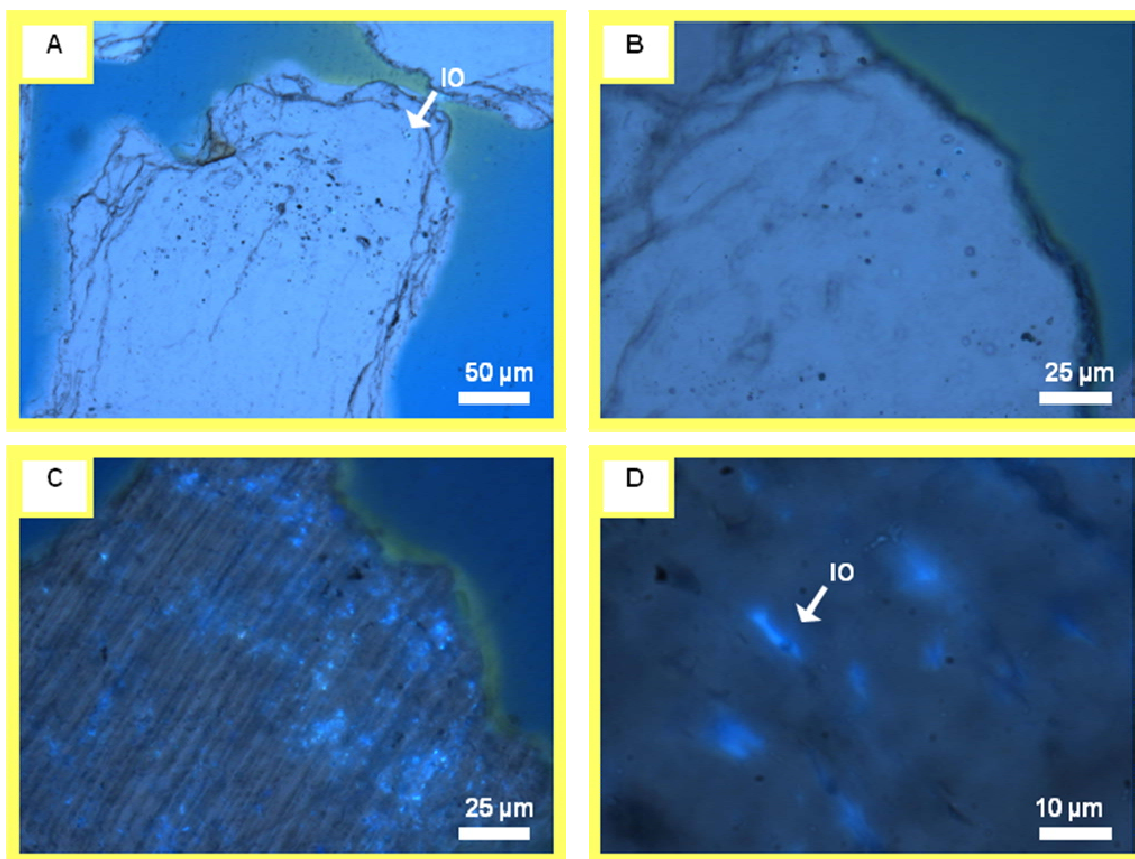


Figura 35. Fotomicrografias de inclusões fluidas de petróleo (IO) do poço Moreia-1, com cores de fluorescência azul sob luz UV. Todas as inclusões estão iluminadas por luz transmitida + luz UV. **(A)** Profundidade: 1000 m (Formação Grés Superiores). Inclusões fluidas primárias ocorrendo isoladas no feldspato. **(B)** Profundidade: 1050 m (Formação Grés Superiores). Inclusões fluidas primárias paralelas á zona de crescimento do feldspato. **(C)** Profundidade: 1225 m (Formação Brenha). Inclusões fluidas primárias paralelas ás linhas de clivagem da calcita. **(D)** Profundidade: 1500 m (Formação Brenha). Inclusões fluidas primárias paralelas ás linhas de clivagem da calcita.

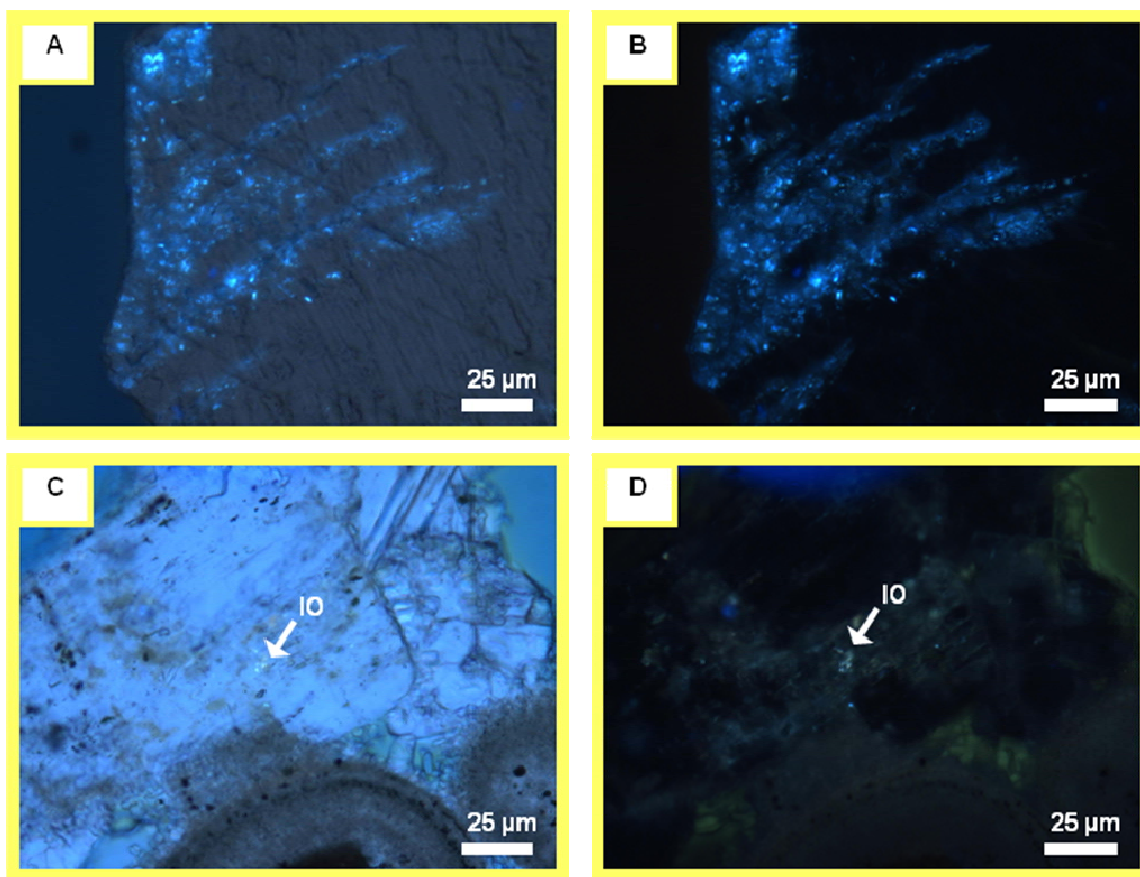


Figura 36. Fotomicrografias de inclusões fluidas de petróleo (IO) da Formação Dagorda do poço Moreia-1, com cores de fluorescência azul sob luz UV. **(A)** Profundidade: 1900 m. Inclusões fluidas pseudo-secundárias dispostas em trilhas e primárias paralelas à zona de crescimento do feldspato autigênico. Luz transmitida + luz UV. **(B)** O mesmo grão de (A) sob luz UV. **(C)** Profundidade: 2100 m. Inclusão fluida primária ocorrendo isolada no cimento (calcita) do fragmento de *grainstone*. Luz transmitida + luz UV. **(D)** O mesmo grão de (C) sob luz UV.

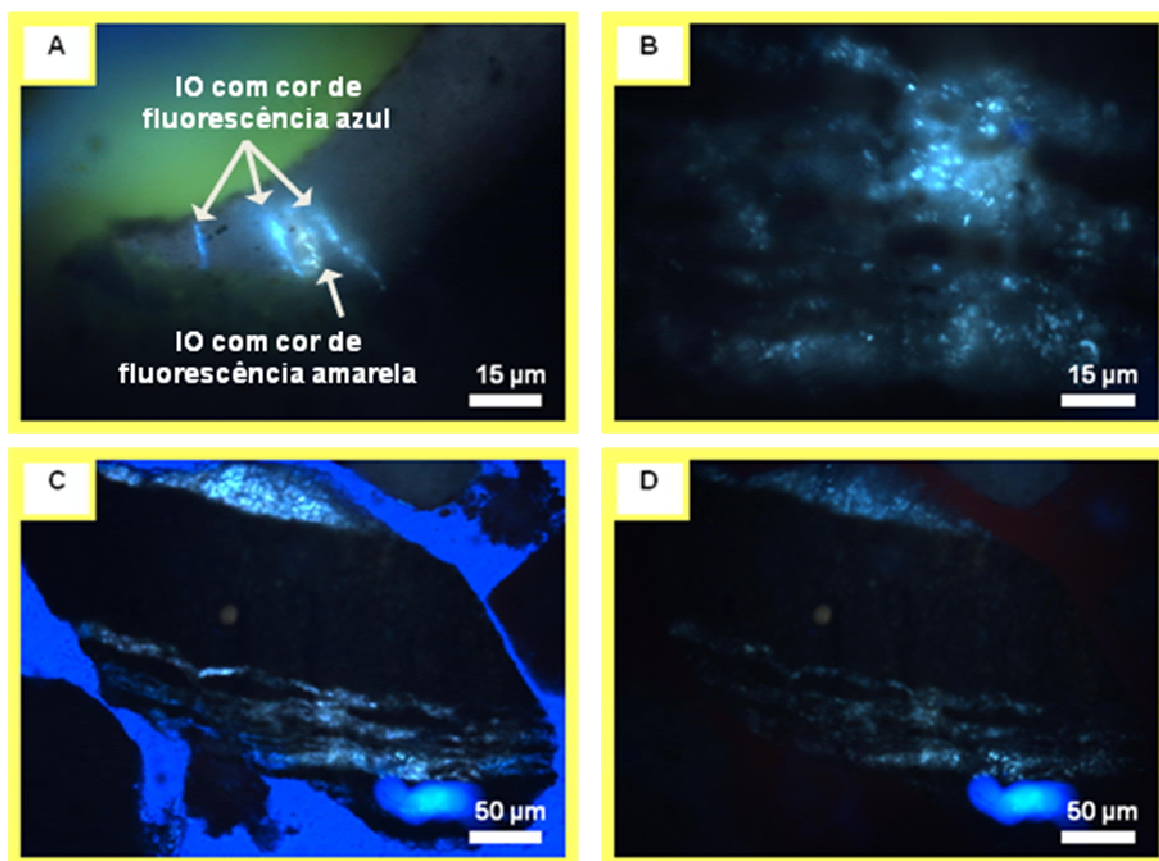


Figura 37. Fotomicrografias de inclusões fluidas de petróleo (IO) da Formação Coimbra (2400 m) do poço 14A-1. **(A)** Inclusões fluidas secundárias com cores de fluorescência azul e amarela, dispostas em trilhas do fragmento de calcilutito, cortando os seus limites. Luz transmitida + Luz UV. **(B)** O mesmo grão de (A) sob luz UV. **(C)** Inclusões fluidas primárias com cores de fluorescência azul ocorrendo nos veios (calcita) que cortam o fragmento de calcilutito. Luz transmitida + Luz UV. **(D)** O mesmo grão de (C) sob luz UV.

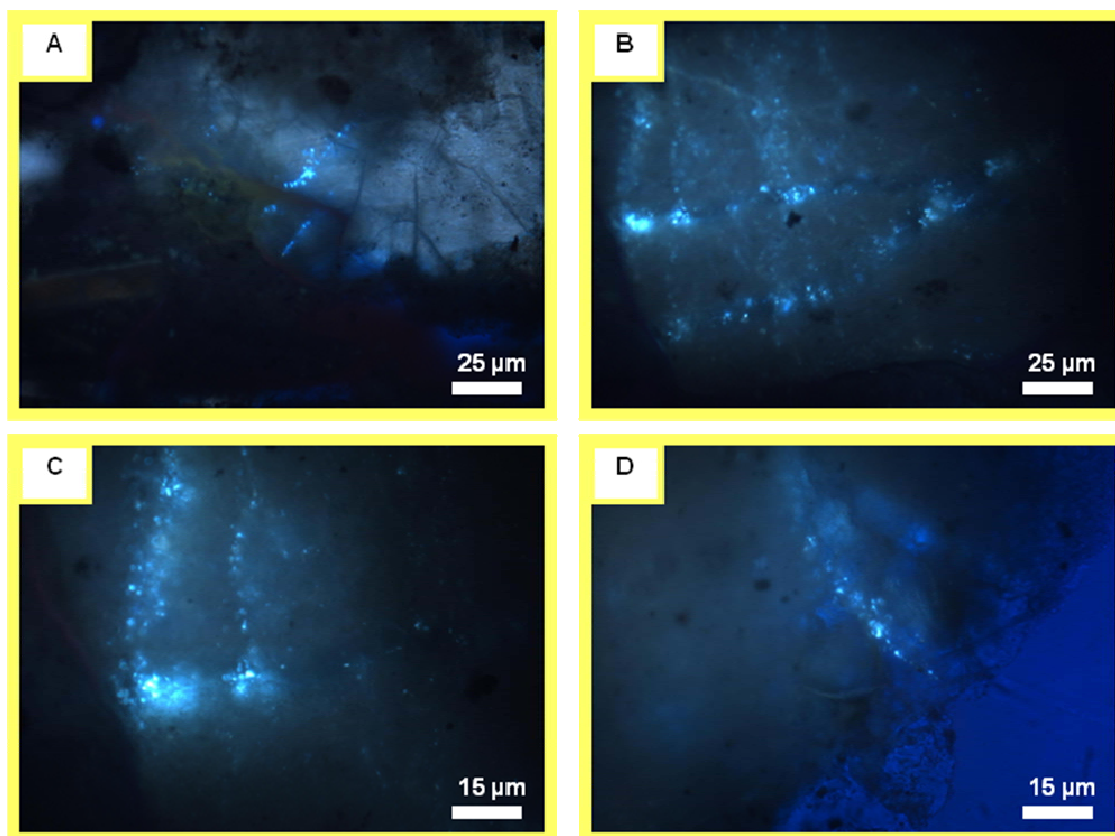


Figura 38. Fotomicrografias de inclusões fluidas de petróleo da Formação Dagorda do poço 14A-1, com cores de fluorescência azul sob luz UV. **(A)** Profundidade: 2500 m. Inclusões fluidas pseudo-secundárias dispostas em trilhas marcando linhas de crescimento da dolomita (Luz transmitida + Luz UV). **(B)** Profundidade: 2550 m. Inclusões fluidas secundárias com cores de fluorescência azul dispostas em trilhas do fragmento de calcilutito (Luz UV). **(C)** Profundidade: 2600 m. Inclusões fluidas secundárias com cores de fluorescência azul dispostas em trilhas cortando o fragmento de calcilutito (Luz UV). **(D)** Profundidade: 2650 m. Inclusões fluidas secundárias com cores de fluorescência azul dispostas em trilhas cortando o fragmento de calcilutito (Luz transmitida + Luz UV).

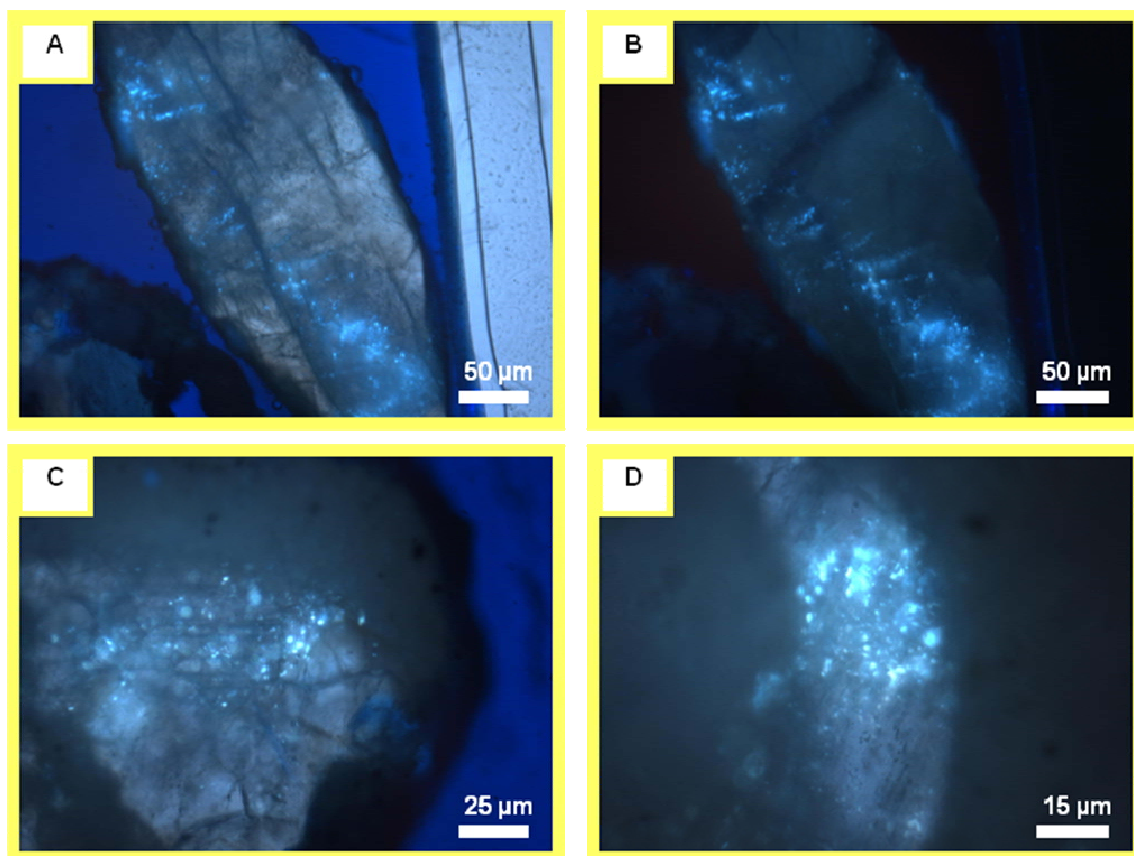


Figura 39. Fotomicrografias de inclusões fluidas de petróleo da Formação Dagorda do poço 14A-1, com cor de fluorescência azul sob luz UV. **(A)** Profundidade: 2700 m. Inclusões fluidas primárias ocorrendo em pequenos grupos isolados na dolomita. Luz transmitida + Luz UV. **(B)** O mesmo grão de (A) sob luz UV. **(C)** Profundidade: 2750 m. Inclusões fluidas primárias ocorrendo no veio (dolomita) que corta o fragmento de calcilutito. Luz transmitida + luz UV. **(D)** Profundidade: 2750 m. Inclusões fluidas primárias ocorrendo no veio (dolomita) que corta o fragmento de calcilutito. Luz transmitida + luz UV.

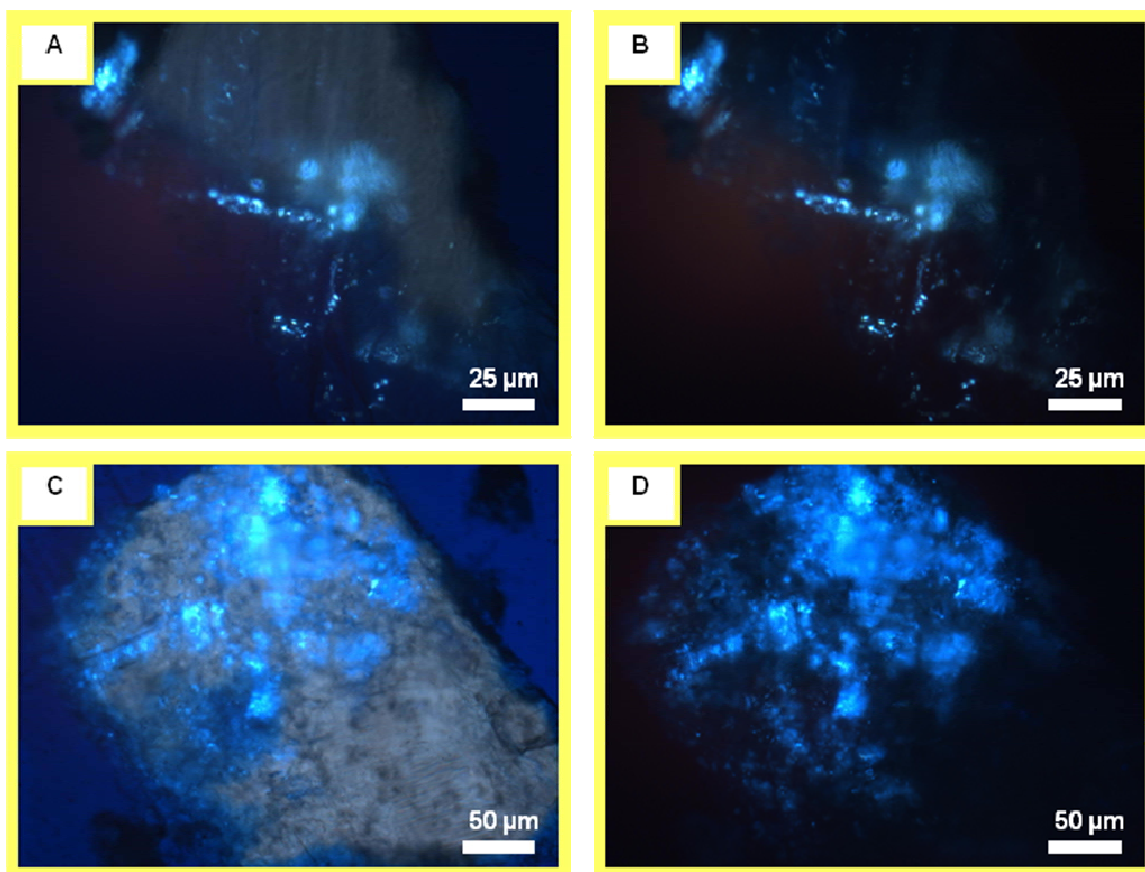


Figura 40. Fotomicrografias de inclusões fluidas de petróleo da Formação Dagorda do poço 14A-1, com cores de fluorescência azul sob luz UV. **(A)** Profundidade: 2800 m. Inclusões fluidas de petróleo secundárias dispostas em trilhas cortando o fragmento de calcilutito (Luz transmitida + Luz UV). **(B)** O mesmo grão de (A) sob luz UV.. **(C)** Profundidade: 2800 m. Inclusões fluidas primárias ocorrendo em grandes grupos isolados na anidrita. Luz transmitida + Luz UV. **(D)** O mesmo grão de (C) sob luz UV.

CAPÍTULO V

DISCUSSÕES

5.1. AVALIAÇÃO PRELIMINAR DOS RESULTADOS

A presença de inclusões fluidas de petróleo na cimentação diagenética (Figuras 35C-D, 36A-B, 37B-D, 38A, 39A-D e 40C-D) e nas fraturas de cicatrização (Figuras 37A, 38B-D e 40A-B) demonstra que o óleo esteve presente durante a formação de cimento e durante a cicatrização de fraturas, com esta simples observação podemos afirmar que a geração e migração do óleo são contemporâneas do contexto diagenético e tectônico da história de cada intervalo litoestratigráfico da Bacia Lusitânica Norte (*offshore*) onde essas inclusões de petróleo estão presentes.

5.1.1. Poço Moreia-1

Dois dos intervalos litoestratigráficos estudados (formações Dagorda e Grés Superiores; poço Moreia-1), apresentam amostras com valores de GOI comparáveis com os de amostras de zonas produtoras de óleo (*pay zone*) de campos petrolíferos da Austrália, que normalmente excedem os 5% (LISK & EADINGTON, 1994; EADINGTON *et al.*, 1996, 1997) (Tabela 3 e Figura 32). Isto indica, muito provavelmente, que as amostras das formações Dagorda (2100 m, com valor de GOI de 6,3%) e Grés superiores (1000 e 1050 m, com valores de GOI de 13,1% e 8,8%, respectivamente) estavam expostas à alta saturação de óleo (reservatórios) no momento da formação das inclusões fluidas. Em contraste, as seções superior e basal destas mesmas formações Dagorda (1900 m) e Grés Superiores (1125 m) apresentam, respectivamente, valores de GOI de 4% e 1%, cujos são comparáveis com os de amostras de zonas de água de campos petrolíferos da Austrália, que normalmente são inferiores a 5% (LISK & EADINGTON, 1994; EADINGTON *et al.*, 1996, 1997) (Tabela 3 e Figura 32); o que sugere, muito provavelmente, amostras expostas à baixa saturação de óleo (rota de migração) no momento da formação das inclusões fluidas.

Estes últimos dados, em associação com a baixa abundância visual de inclusões de petróleo (rota de migração) em lâminas delgadas da seção superior da Formação Brenha (1225 e 1500 m; Tabela 3 e Figuras 32 e 35C), permite supor que o sistema

petrolífero do poço Moreia-1 teria sido dominado por um único óleo. A concomitância destes fatos em simultâneo com o fato de aparentemente apenas ocorrerem inclusões de petróleo de cor de fluorescência azul em todas as amostras analisadas (Tabela 4 e Figuras 35A-D e 36A-D), sugere, que de facto, se tratará de um mesmo óleo com dois cenários possíveis: (i) um único episódio de migração secundária, no caso de super-saturação (*spill point*) do nível reservatorial da Formação Dagorda (2100 m), e contínua migração secundária *updip* até ao nível reservatorial da Formação Grés Superiores (1000-1050 m), onde teria sido novamente acumulado; (ii) ou dois episódios de migração secundária, com a “destruição” da primeira trapa (Formação Dagorda), associada a alguma actividade tectónica na bacia, e posterior migração secundária desse óleo para uma trapa mais rasa (Formação Grés Superiores) formada contemporaneamente ou anteriormente a esse evento tectónico e consequente remigração.

Entretanto, a cor de fluorescência azul, da parte líquida (óleo) dessas inclusões, é típica de óleos leves (BODNAR, 1990), portanto, representativas de um óleo gerado por uma rocha no pico de janela de óleo. Com efeito, a baixa abundância visual de inclusões de petróleo em lâminas delgadas da seção basal da Formação Dagorda (2100 m; Tabela 4 e Figuras 36C-D), leva-nos a especular sobre se o valor de GOI de 6,3% representará o topo de uma coluna de paleo-óleo ou uma zona de rota de migração. Tendo em conta a baixa visualização de inclusões e o valor de GOI próximo do limite para essa amostra, consideramos que esta amostra estaria exposta a baixa saturação de óleo no momento de formação das inclusões e, portanto, representativa de rota de migração. Sendo, assim, o sistema petrolífero do poço Moreia-1 teria sido dominado por um único óleo com um único episódio de migração secundária.

A não visualização de inclusões fluidas de petróleo em lâmina delgada dos 950 m (seção basal da Formação Figueira da Foz) e apenas a visualização de inclusões fluidas aquosas bifásicas nas fraturas de cicatrização dos grãos de quartzo detrítico (pseudo-secundárias), não só sugere que o selo para este sistema petrolífero se localizará entre esta profundidade e o intervalo 1000-1050 m (actual ou paleo-coluna de óleo), mas também que o fenómeno tectónico responsável pela formação das fraturas dos grãos de quartzo detrítico, não teria afetado o intervalo adjacente, preservando, assim, a coluna de óleo/paleo-óleo (Figuras 32 e 34A).

O paleocontato óleo-água, poderia estar localizado abaixo da profundidade de 1050 m (com valor de GOI de 8,8%), uma vez que, os contatos de óleo-água estão

localizados onde valores de GOI diminuem de forma abrupta em intervalos de constante qualidade reservatório (EADINGTON *et al.*,1996) (Figura 32). Porém, o valor de GOI de 0% e a ausência visual de inclusões de petróleo em lâmina delgada da amostra dos 1075 m poderá reflectir apenas variações litológicas (não perceptíveis ao microscópio petrográfico, apenas antes dos procedimentos de desagregação e peneiramento da rocha original) dentro desse compartimento, corroborado pela descrição litológica de ALVES *et al.* (2002) com base em dados indiretos (perfis eléctricos e sísmica) (Figura 32). Provavelmente, o valor de GOI de 2% para a amostra dos 1025 m, dentro de um intervalo com relativa abundância visual de inclusões petróleo em lâmina delgada e valores de GOI superiores a 5%, também reflita variações litológicas (margas) dentro desse compartimento (Figura 32).

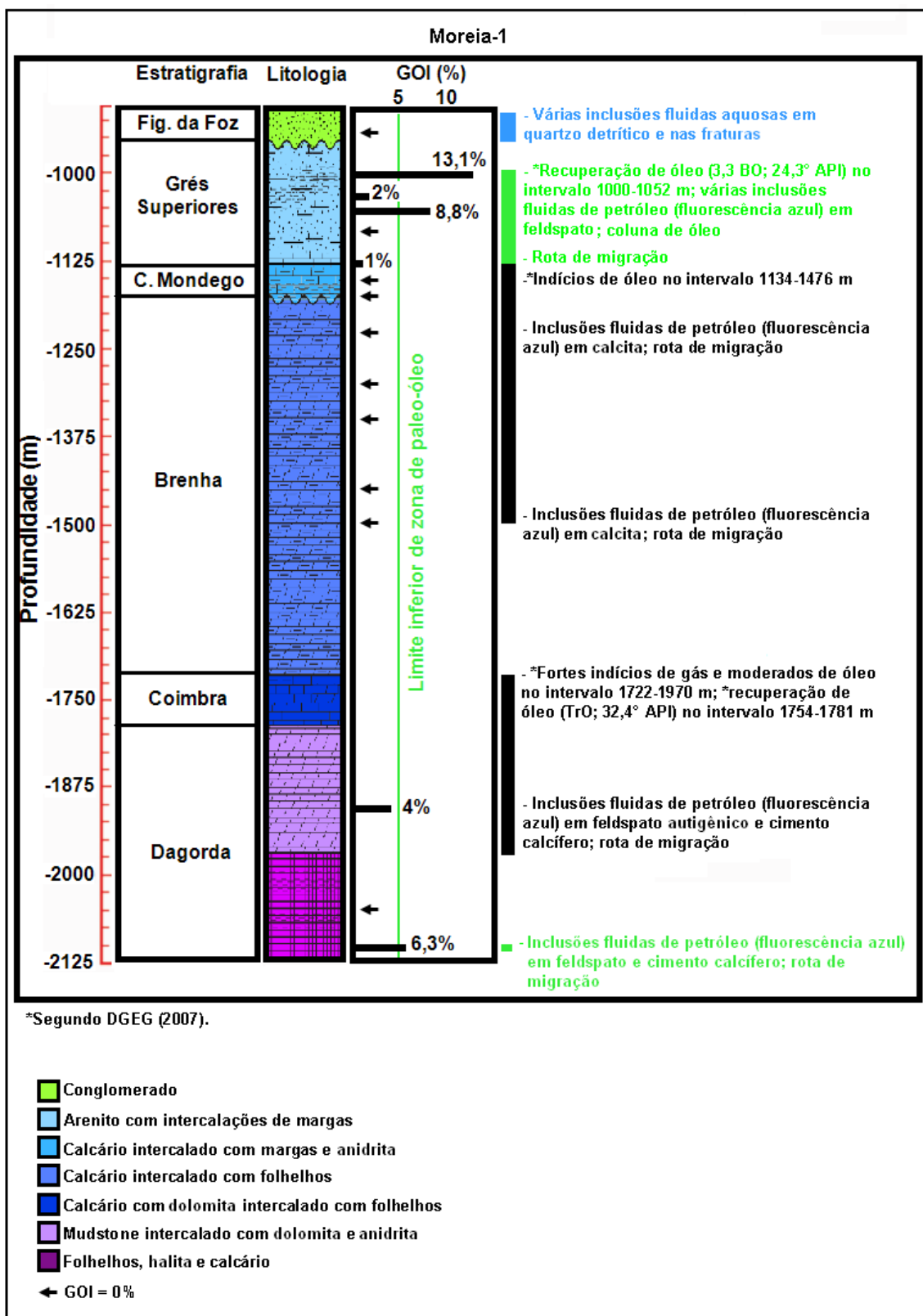


Figura 41. Correlação dos dados petrográficos de inclusões fluidas de petróleo com os resultados dos testes de produção de curta duração (segundo DGEG, 2007) executados nas seções litoestratigráficas do poço Moreia-1. Litoestratigrafia segundo DGEG (2007) e descrição litológica segundo ALVES *et al.* (2002, 2003a).

5.1.2. Poço 14A-1

A análise GOI de amostras da seção de interesse (formações Dagorda e Coimbra) do poço 14A-1 não mostrou quaisquer valores percentuais positivos, uma vez que a sua composição é essencialmente carbonática e evaporítica, não sendo possível utilizar o método GOI, que foi desenvolvido essencialmente para rochas siliciclásticas. Porém, todas as amostras analisadas apresentaram inclusões fluidas aquosas e de petróleo (Tabelas 3 e 4 e Figuras 33, 37A-D, 38A-D, 39A-D e 40A-D).

A alta abundância visual de inclusões fluidas de petróleo, distribuídas geométricamente nas linhas de cicatrização de fraturas e/ou nos veios (calcita ou dolomita; Figuras 37A e 37D) que cortam o fragmento de calcilutito em lâminas delgadas do intervalo 2400-2450 (Formação Coimbra), indica provavelmente uma zona que teve alta saturação de óleo (reservatório) no momento da formação das inclusões fluidas concomitantemente a precipitação diagenética de calcita e/ou dolomita. Porém, a cor de fluorescência do óleo (fase líquida) das inclusões primárias dispostas em grupos nos veios (calcita) é azul, ao passo que, a das inclusões secundárias é azul ou amarela (Tabela 4 e Figuras 33, 37A-D). Estas evidências petrográficas que indicam que as inclusões secundárias (azuis e amarelas) são quase-contemporâneas (Figura 37A), aliada a constatação de que cor de fluorescência azul é típica de óleos leves e a amarela de óleos de gravidade média (BODNAR, 1990), sugerem que teríamos dois óleos de composições geoquímicas e evoluções térmica distintas nesta profundidade.

Dado que as inclusões de óleo secundárias localizadas nas fraturas do calcilutito possuem cor de fluorescência azul e amarela, e as inclusões primárias nos veios que cortam o calcilutito possuem cor de fluorescência azul podemos afirmar que o primeiro episódio de migração teria sido do óleo de gravidade média, e o segundo episódio de preenchimento quase simultâneo ao primeiro estaria associado à geração e migração do óleo leve (Figuras 37A-D). Com efeito, estas evidências petrográficas são corroboradas pelos resultados obtidos na amostra de 2850 m (Formação Dagorda), na qual as duas gerações de inclusões (a primeira, com cor de fluorescência amarela, e a segunda com cor de fluorescência azul) também são observadas em diferentes estágios da sequência paragenética: (i) a primeira associada à dissolução parcial da dolomita e substituição por precipitação de anidrita; (ii) e a segunda associada à dolomita constituindo possivelmente uma nova fase de dolomitização; sendo impossível estabelecer a sua cronologia em relação à primeira geração de inclusões.

A não visualização de inclusões de petróleo com cor de fluorescência amarela nas amostras restantes da Formação Dagorda, onde o aprisionamento poderia ter ocorrido como nas amostras que contêm anidrita substituindo parcialmente a dolomita (2600 m; Tabela 4 e Figura 33) e em fragmentos de calcilito fraturados (intervalos 2500-2550 e 2650-2800 m; Tabela 4 e Figuras 33, 38B-D e 40A-B), não nos permite afirmar que o óleo representado por inclusões com cor de fluorescência amarela contidas nas fraturas do fragmento de calcilito (Formação Coimbra) e na anidrita (Formação Dagorda) que a migração teria sido vertical no sentido *updip*, como acontece no caso da segunda geração de óleos representados por inclusões de petróleo com cor de fluorescência azul, contidas nas fraturas e/ou veios que cortam o fragmento de calcilito, halita, dolomita e anidrita, em que a migração vertical no sentido *updip* do óleo leve, na seção estudada, é claramente testemunhada (Tabela 4 e Figuras 33, 37A-D, 38A-D, 39A-D e 40A-D).

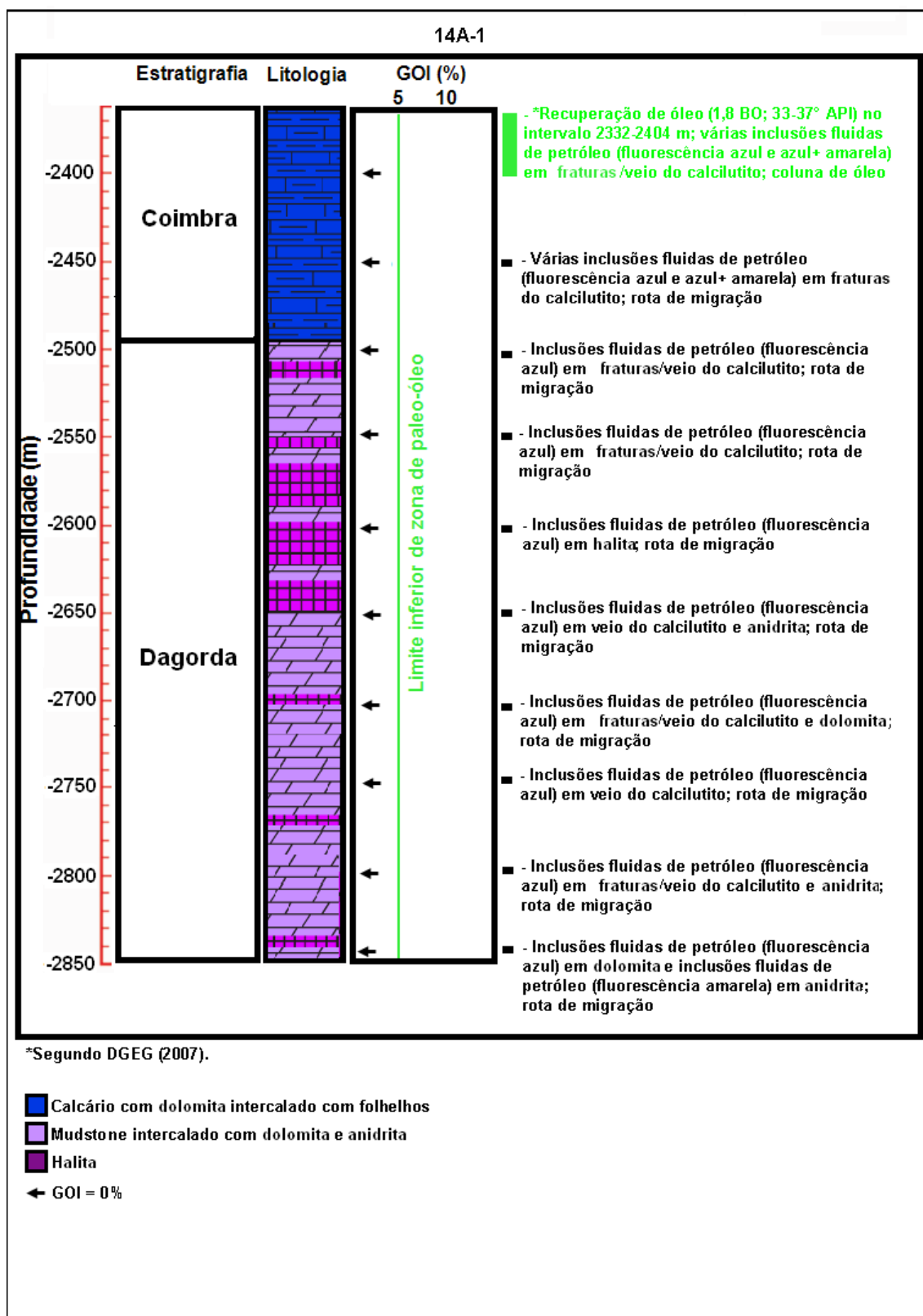


Figura 42. Correlação dos dados petrográficos de inclusões fluidas de petróleo com os resultados dos testes de produção de curta duração (segundo DGEG, 2007) executados nas seções litostratigráficas do poço 14A-1. Litoestratigrafia segundo DGEG (2007) e descrição litológica segundo ALVES *et al.* (2002).

5.2. INTERPRETAÇÃO INTEGRADA DE DADOS

5.2.1. Poço Moreia-1

Correlacionando os dados petrográficos de inclusões fluidas, e suas interpretações descritas anteriormente, com os resultados dos testes de produção de curta duração executados nas seções litostratigráficas do poço Moreia-1, segundo o DGEG (2007) (Figura 41), denota-mos que não foram detetados quaisquer indícios de hidrocarbonetos na seção basal da Formação Dagorda, o que leva-nos a sugerir que a baixa saturação de óleo desta rocha (2100 m; GOI = 6,3%), indicada pela análise GOI, será representativa, provavelmente, de uma paleo-rota de migração do óleo. Em contraste, a recuperação de óleo em arenitos na seção superior da Formação Grés Superiores (intervalo 1000-1052 m) é corroborada pela análise GOI, o que leva-nos a afirmar que se trata de uma coluna de óleo preservada durante a evolução tectono-estratigráfica deste setor.

Estes últimos dados, em associação com os indícios de óleo detetados nas seções superior da Formação Dagorda (intervalo 1722-1970 m), superior da Formação Brenha (intervalo 1204-1476 m) e Formação Cabo Mondego (intervalo 1134-1204 m) durante os testes de produção de curta duração (DGEG, 2007) sendo, inclusive, corroborados pela baixa saturação de óleo na seção superior da Formação Dagorda (amostra dos 1900 m; GOI = 4%) e baixa abundância visual de inclusões de petróleo em lâminas delgadas da seção superior da Formação Brenha (1225 e 1500 m), bem como, com a pequena quantidade de óleo recuperada em fraturas dos carbonatos da Formação Coimbra (intervalo 1754-1781 m; DGEG, 2007), leva-nos a confirmar que o sistema petrolífero do poço Moreia-1 teria sido dominado por um único óleo, com um único episódio de migração secundária (Figura 41).

O fato de aparentemente só ocorrerem inclusões de petróleo de cor de fluorescência azul em todas as amostras das seções analisadas do poço Moreia-1 sugere a geração/migração de um único óleo de alto grau API. Essa sugestão, aliada ao fato de que nos carbonatos fraturados da Formação Coimbra foi produzido um óleo leve (32,4° API, intervalo 1754-1781 m; DGEG, 2007) e nos arenitos da Formação Grés Superiores foi produzido um óleo de gravidade média (24,3° API, intervalo 1000-1052 m; DGEG, 2007), leva-nos a sugerir que, muito possivelmente, o sistema petrolífero do poço Moreia-1 teria sido dominado por um único óleo leve, que teria sido degradado

posteriormente à sua acumulação no reservatório Grés Superiores (intervalo 1000-1052 m); tendo em vista que o óleo das inclusões de petróleo, representa a primeira carga de óleo nesse reservatório (Figura 41). Entretanto, segundo SPIGOLON (*comunicação pessoal*) análises geoquímicas comparativas entre o óleo leve e o óleo de gravidade média, revelaram que ambos teriam composição geoquímica semelhante, estando o óleo de gravidade média biodegradado; o que corrobora a hipótese adiantada anteriormente.

Dentro do contexto petrolífero apresentado para o poço Moreia-1, e tendo em vista as recentes interpretações tectono-estratigráficas para esta área (apresentadas de forma resumida ao longo do capítulo Bacia Lusitânica) por parte de STAPEL *et al.* (1996), RASMUSSEN *et al.* (1998) e ALVES *et al.* (2002, 2003a), podemos sugerir, que o momento crítico (geração/migração/acumulação) teria ocorrido após a deposição da Formação Grés Superiores (fase tardia do rifte 2; final do Neojurássico - Figura 43) e antes do período de erosão generalizada no Eocretácico (Neocomiano) que levou à exumação de parte das sequências deposicionais do Neojurássico (TERRINHA *et al.*, 2002), no caso específico, seção superior da Formação Grés Superiores (sequência J50; Figuras 10a, 10b e 15c), observada sobre o alto estrutural formado pela almofada de sal Mo (Figuras 6, 10a e 10b).

Entretanto, é importante frisar que apesar do episódio de *uplift* não estar registrado na curva de subsidência tectônica do local do poço Moreia-1, encontra-se bem registrado na estratigrafia de poço, como demonstra a descontinuidade a tecto da Formação Brenha, para além do fato deste episódio ser bem registrado em locais próximos ao poço Moreia-1 (por exemplo: local do poço 13C-1) (Figuras 10b, 11 e 41).

Sugere-se assim, que o momento crítico teria ocorrido no final do Neojurássico (fase tardia do rifte 2), pelos seguintes fatos (Figura 43): (i) é o período de maior influência da tectônica salífera no local do poço Moreia-1 (ALVES *et al.*, 2002) e, portanto, a movimentação do sal poderá ter sido responsável pela fraturação do folhelho que serviria de rocha selante à estrutura estratigráfica (Formação Dagorda/sequência J10); (ii) formação da nova trapa estrutural (seção basal da Formação Grés Superiores/sequência J40 e consequente remigração desse óleo, embora os dados de inclusões fluidas de petróleo (microescala) só nos permitam demonstrar a remigração acima desse intervalo (2050-2055 m); (iii) após este período de maior influência tectônica salífera, seguiu-se um período de erosão generalizada com a exumação da seção superior da Formação Grés Superiores (sequência J50) e, portanto, colocando a seção basal da Formação Grés Superiores próxima à superfície pode ter ocorrido

influxo de água meteórica (telodiagénese), processo diagenético este, ao qual normalmente a biodegradação do petróleo está associada, uma vez que as bactérias que consomem o petróleo são principalmente aeróbicas, dependendo, portanto, do oxigénio e nutrientes trazidos pela água (Figuras 10a, 10b, 15c, 41).

A não visualização de inclusões fluidas de petróleo em lâmina delgada dos 950 m (seção basal da Formação Figueira da Foz/fácies K20.a) e apenas a visualização de inclusões fluidas aquosas bifásicas nas fraturas de cicatrização dos grãos de quartzo detrítico (pseudo-secundárias), sugere que a reativação da estrutura halocínética mesozóica do local do poço Moreia-1 responsável pela formação das fraturas dos grãos de quartzo detrítico, não teria afectado o intervalo adjacente (1000-1052 m; Formação Grés Superiores/sequência J40), preservando, assim, a acumulação de óleo nesse local, sendo, inclusive, corroborado, pela não detecção de quaisquer indícios de óleo, acima desse intervalo, durante os testes de produção de curta duração (Figuras 10a, 10b, 16, 41). O que leva-nos a concluir que neste local os episódios tectónicos alpinos pré-miocénicos (e pós-miocénicos/clímax da inversão) não terão tido qualquer influência no sistema petrolífero.

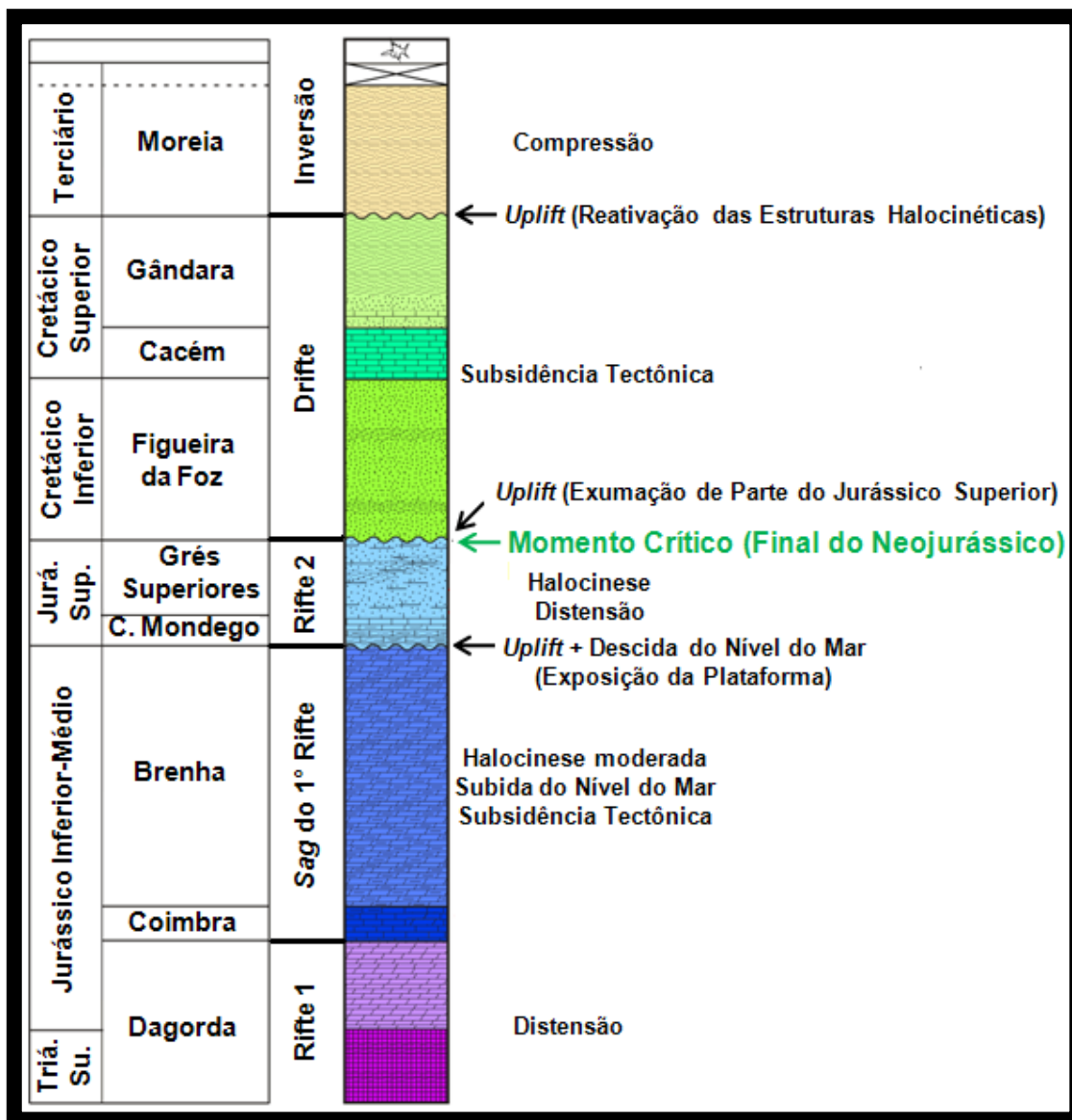


Figura 43. *Timing* de geração-migração-acumulação (momento crítico) do óleo leve (representado pelas inclusões de petróleo com cor de fluorescência azul) proposto para o sistema petrolífero do poço Moreia-1.

5.2.2. Poço 14A-1

No que concerne à seção analisada do poço 14A-1, segundo DGEG (2007) apenas foi recuperado óleo (1,8 BO; 33-37° API) no intervalo 2332-2404 m (parte superior da Formação Coimbra) não sendo detetados quaisquer indícios de hidrocarbonetos nas restantes amostras aqui analisadas (Figura 42). Com efeito, a presença de várias inclusões fluidas de petróleo tanto nas amostras referentes à Formação Dagorda (intervalo 2500-2850), bem como nas amostras referentes à Formação Coimbra (intervalo 2400-2450) sugere que o óleo teria migrado verticalmente através dessas seções até ser acumulado no intervalo 2332-2404 m (parte superior da Formação Coimbra); coluna essa, corroborada pela grande abundância visual de inclusões fluidas de petróleo em lâmina delgada dos 2400 m (Figura 42).

Entretanto, grande parte das inclusões fluidas de petróleo está contida em fraturas do fragmento de calcilutito, o que sugere instabilidade tectônica no momento de formação dessas inclusões e, portanto, durante a migração secundária desse óleo. Este último fato, associado aos evidências:

- (i) Presença duas gerações de inclusões de petróleo distintas (a primeira, representada pelas inclusões secundárias com cor de fluorescência amarela; e a segunda representada pelas inclusões primárias e secundárias com cor de fluorescência azul) pelo menos em uma amostra representativa de cada uma das seções analisadas (por exemplo: amostra dos 2400 m, para a Formação Coimbra; e amostra dos 2850 m, para a Formação Dagorda). Portanto, essas inclusões são representativas de dois episódios distintos de preenchimento, sendo primeiro, associado à geração e migração secundária do óleo de gravidade média não degradado; e o segundo, associado à geração e migração do óleo leve;
- (ii) O óleo recuperado no intervalo reservatório da Formação Coimbra mostra uma pequena variação no grau API; sugere que o óleo contido em fraturas dos carbonatos dessa formação se trataria de uma mistura de dois óleos de evoluções térmicas distintas, apenas visível através dos dados petrográficos de inclusões fluidas de petróleo, com base no padrão de cor de fluorescência da fase líquidas das inclusões (óleo) e sua correlação com o grau API estipulado por BODNAR (1990) (Figura 42).

Neste contexto, e tendo em vista as recentes interpretações tectono-estratigráficas para esta área (apresentadas de forma resumida ao longo do capítulo Bacia Lusitânica) por parte de STAPEL *et al.* (1996), RASMUSSEN *et al.* (1998) e ALVES *et al.* (2002), podemos sugerir que: o primeiro momento crítico (geração/migração/acumulação do óleo de gravidade média não degradado) teria ocorrido após o primeiro *uplift* (Mesojurássico/Bajociano); e o segundo (geração/migração/acumulação do óleo leve) ocorrido após o segundo *uplift* (início do Neojurássico).

Relativamente ao *timing* do primeiro momento crítico, este teria ocorrido após o primeiro *uplift* (Mesojurássico/Bajociano) na medida em que este é o período da primeira movimentação do sal no local do poço 14A-1 e, portanto, um período de alguma instabilidade tectônica, propício à formação de fraturas como demonstram os seguintes fatores: (i) a halocinese teria controlado a geometria e a deposição das fácies representativas da Formação Coimbra (fácies J20.a) bem como da restante sequência J20 (Formação Brenha) (ALVES *et al.*, 2002); (ii) visualização em lâmina delgada (microescala) da presença de fraturas, quer nos fragmentos de calcilutito da Formação Dagorda bem como da Formação Coimbra, que contém inclusões de petróleo (Figuras 9b, 12a, 12b, 42 e 44).

No que diz respeito ao segundo momento crítico, sugere-se que este teria ocorrido após o segundo episódio de *uplift*, no início do Neojurássico (Figura 44), pelo fato de que este é o período de maior influência da tectônica salífera no local do poço 14A-1 (ALVES *et al.*, 2002) e, portanto, a movimentação do sal poderá ter sido responsável por um segundo período de fraturação dos calcilutitos (também testemunhado pelas observações petrográficas); bem como pelo facto de que após o segundo episódio do *uplift* (mais uma vez bem registrado na estratigrafia de poço), nesse local, a subsidência tectônica tornou a ocorrer com taxas elevadas, o que teria, provavelmente, proporcionado a seguinte consequência para a história do sistema petrolífero do poço: a “cozinha” de geração poderá ter sido desligada durante o segundo episódio de *uplift* no período Mesojurássico terminal-Neojurássico, dado que a rocha geradora do óleo de gravidade média (representado pelas inclusões de petróleo com cor de fluorescência amarela) poderá ter sido soerguida a níveis mais rasos e, portanto, a temperaturas inferiores às da janela de óleo; e em seguida com a elevada taxa subsidência a mesma “cozinha” de geração (no caso de a rocha ainda ter matéria orgânica suficiente para gerar ou outra “cozinha” depositada sincrónicamente) poderá

ter sido soterrada novamente a níveis mais profundos e, portanto, a temperaturas dentro da janela de óleo, sendo responsável pela geração do óleo leve representado pelas inclusões de petróleo com cor de fluorescência azul (Figuras 12a, 12b, 15a, 15c e 42).

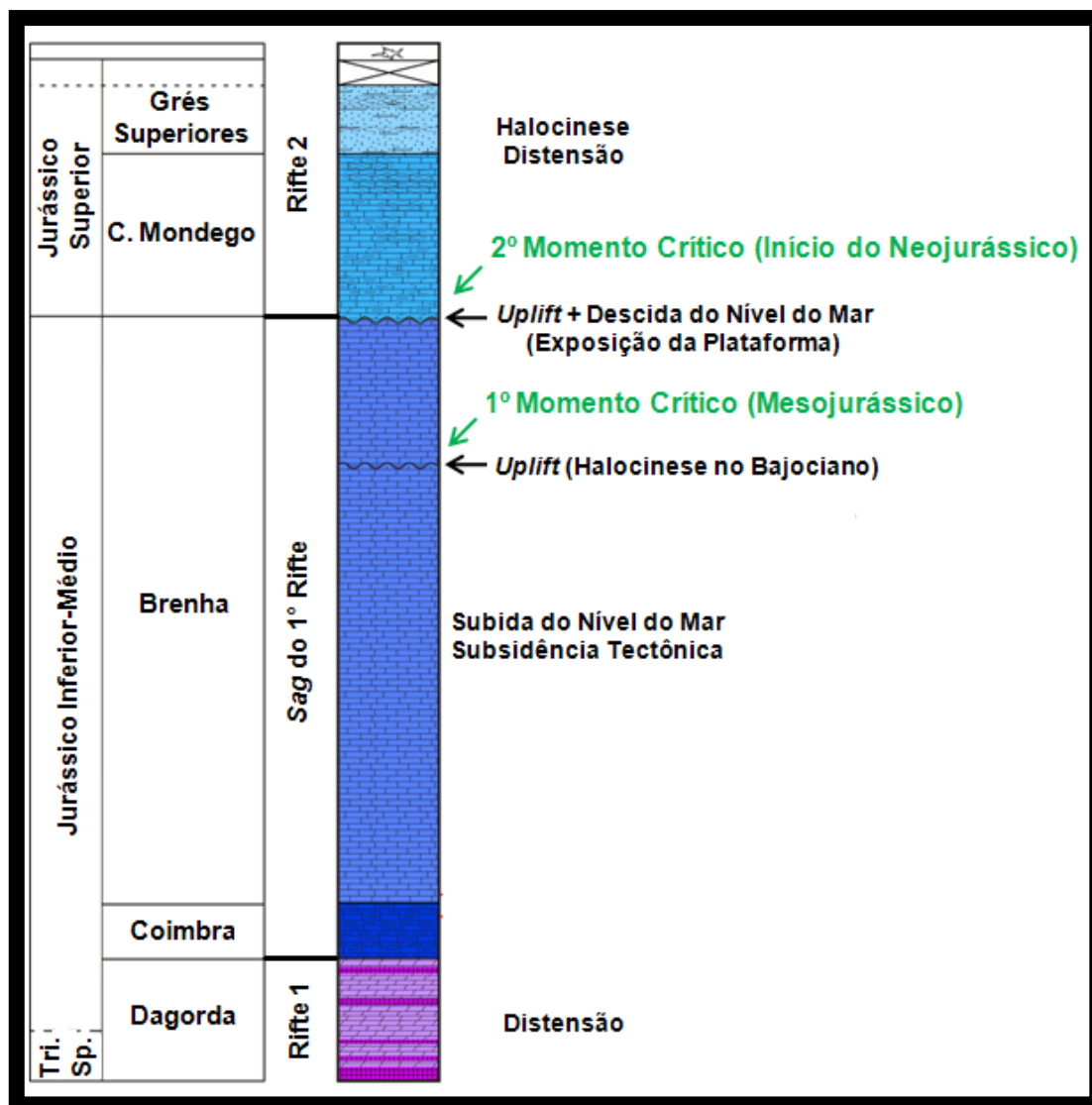


Figura 44. *Timing* de geração-migração-acumulação do óleo de gravidade média não degradado (representado pelas inclusões de petróleo com cor de fluorescência amarela - 1º momento crítico) e do óleo leve (representado pelas inclusões de petróleo com cor de fluorescência azul - 2º momento crítico) propostos para o sistema petrolífero do poço 14A-1.

CAPÍTULO VI

CONCLUSÕES

1) A presença de inclusões fluidas de petróleo na cimentação diagenética (feldspato autigênico, calcita, dolomita e anidrita) e nas fraturas de cicatrização do calcilutito demonstra que o óleo esteve presente durante a formação de cimento e durante a cicatrização de fraturas, com esta simples observação podemos afirmar que a geração e migração do óleo são contemporâneas do contexto diagenético e tectônico da história de cada intervalo litostratigráfico da Bacia Lusitânica Norte (*offshore*) onde essas inclusões de petróleo estão presentes.

2) Resultados de análises GOI permitiram inferir a presença de sistemas petrolíferos efetivos na parte *offshore* da Bacia Lusitânica Norte. Migração e paleo-acumulação de óleo são interpretadas como terem ocorrido abaixo dos selos das formações Grés Superiores, no local do poço Moreia-1, e Coimbra, no local do poço 14A-1 no passado geológico.

3) Paleo-acumulações de óleo no *offshore* da Bacia Lusitânica Norte foram identificadas nas fácies reservatório das formações Grés Superiores (poço Moreia-1) e Coimbra (poço 14A-1).

4) Equanto que normalmente os melhores alvos exploratórios são reservatórios subjacentes a selos regionais, selos intraformacionais parecem ter sido adequados para uma paleo-acumulação de óleo na Formação Grés Superiores do poço Moreia-1. Em contraste, os restantes selos intraformacionais (no caso Formação Coimbra, no poço 14A-1) foram fracturados pela tectônica salina durante o Mesojurássico-Neojurássico, não preservando, assim, as paleo-acumulações adjacentes.

5) Rotas de migração foram identificadas nas unidades litostratigráficas Dagorda, Brenha (seção superior) e Grés Superiores (base da seção inferior) para o poço Moreia-1, e Dagorda e Coimbra para o poço 14A-1.

6) Os novos dados de inclusões fluidas de petróleo indicam que migração e paleo-acumulação ocorreu na parte *offshore* da Bacia Lusitânica Norte, sendo relacionados com os resultados obtidos durante os testes de produção de curta duração dos poços Moreia-1 e 14A-1.

7) O sistema petrolífero do poço Moreia-1 teria sido dominado por um único óleo, com um único episódio de migração secundária (no final do Neojurássico) representado pelas inclusões de petróleo com cor de fluorescência azul contidas em feldspato autigênico e cimento calcífero da Formação Dagorda (rota de migração), em calcita da Formação Brenha (rota de migração), e em feldspato da Formação Grés Superiores (reservatório). O paleocontato óleo-água para este poço poderá estar localizado em torno dos 1075 m de profundidade (Formação Grés Superiores).

8) O sistema petrolífero do poço 14A-1 teria sido dominado por dois óleos distintos, migrados quase em simultâneo (no Mesojurássico - 1º momento crítico, e início do Neojurássico - 2º momento crítico): o primeiro representado pelas inclusões de petróleo com cor de fluorescência amarela contidas nas fraturas do calcilutito da Formação Coimbra (reservatório); e o segundo representado pelas inclusões fluidas de petróleo com cor de fluorescência azul contidas nas fraturas e veios (de calcita ou dolomita) do calcilutito do mesmo reservatório.

9) Apesar de que deve-se evitar trabalhar apenas com o critério visual das cores de fluorescência das inclusões de petróleo, a quantidade abundante de inclusões de petróleo de uma mesma cor de fluorescência permitiu uma interpretação qualitativa dos eventos de migração e preenchimento dos reservatórios.

CAPÍTULO VII

RECOMENDAÇÕES

Visando complementar este estudo sugerimos a realização dos seguintes estudos:

1) estudo microtermométrico das várias gerações de inclusões de petróleo; 2) medidas da fluorescência das várias gerações de inclusões de petróleo; e 3) análises geoquímicas (biomarcadores e isótopos de carbono) do óleo das inclusões se a quantidade de óleo for suficiente.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ALVES, T. M., GAWTHORPE, R. L., HUNT, D. H., & MONTEIRO, J. H., 2002. Jurassic tectono-sedimentary evolution of the northern Lusitanian basin (offshore Portugal). *Marine Petroleum Geology* 19, 727–754.
- ALVES, T. M., GAWTHORPE, R. L., HUNT, D. W. & MONTEIRO, J. H., 2003a. Post-Jurassic tectono-sedimentary evolution of the Northern Lusitanian Basin (Western Iberian margin). *Basin Research* 15, 227-249.
- ALVES, T. M., MANUPPELLA, G., GAWTHORPE, R. L., HUNT, D. H. & MONTEIRO, J. H., 2003b. The depositional evolution of diapir- and fault-bounded rift basins: Examples from the Lusitanian basin of west Iberia: *Sedimentary Geology* 162, 273– 303, Tulsa.
- ALVES, T. M., MOITA, C., SANDES, 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 (1), 31–60, Tulsa.
- AZERÊDO, A. C., DUARTE, L. V., HENRIQUES, M. H. & MANUPPELLA, G., 2003. Da dinâmica continental no Triásico aos mares do Jurássico Inferior e Médio. *Cad. Geol. Portugal, Inst. Geol. Mineiro*, 43 p., Lisboa.
- AZERÊDO, A. C., WRIGHT, V. P. & RAMALHO, M.M., 2002. The Middle-Late Jurassic forced regression and disconformity in central Portugal: eustatic, tectonic and climatic effects on a carbonate ramp system. *Sedimentology* 49, 1339-1370.
- BERNARDES, C., 1992. *A sedimentação durante o Jurássico superior entre o Cabo Mondego e o Baleal (Bacia Lusitana): modelos deposicionais e arquitectura sequencial*. Tese, Univ. Aveiro, 261 p.

- BODNAR, R. J., 1990, Petroleum migration in the Miocene Monterey Formation, California, USA: Constraints from fluid-inclusions studies: *Mineralogical Magazine*, v. 54, p. 295-304.
- BOILLOT, G., MALOD, J. A. & MOUGENOT, D., 1979. Évolution géologique de la marge ouest-ibérique. *Ciências Terra (UNL)* 5, 215-222, Lisboa.
- BURRUSS, R.C., 1981. Hydrocarbon Fluid Inclusions in Studies of Sedimentary Diagenesis. In: Hollister, L.S. and Crawford, M.L. (eds.), Short Course in Fluid Inclusions: Applications to Petrology. *Mineralogical Association of Canada Short Course Handbook*, No. 6, p. 138-156.
- BURRUSS, R.C., 1992. Phase behaviour in petroleum-water (brine) systems applied to fluid inclusions. In *proceedings of the Fourth Biennial Pan-American Conference on Research on Fluid Inclusions (PACROFI IV)*, p. 116-118.
- CALLAPEZ, P. M., 1998. *Estratigrafia e Paleobiologia do Cenomaniano – Turoniano. O significado do eixo da Nazaré – Leiria – Pombal*. Tese, Univ. Coimbra, 491 p.
- CALLAPEZ, P. M., 2004. The Cenomanian-Turonian transition in West Central Portugal: ammonites and biostratigraphy. *Ciências Terra (UNL)* 15, 53-70, Lisboa.
- CANÉROT, J., Rey, J., BAPTISTA, R., MANUPPELLA, G. & PEYBERNÉS, B., 1995. Nouvelle interprétation structurale et géodynamique de la marge atlantique portugaise dans le secteur de Caldas da Rainha (Portugal). *C. R. Acad. Sc. Paris* 320, II, 523-530.
- CENPES. 2008. Protocolo de preparação de amostras para estudos de inclusões fluidas. 50p. Relatório Interno.
- CUNHA, P. P., 1992. *Estratigrafia e sedimentologia dos depósitos do Cretácico superior e Terciário de Portugal Central, a Leste de Coimbra*. Tese, Centro Geociências Univ. Coimbra, 262 p.

- CUNHA, P. P. & REIS, R. P., 1995. Cretaceous sedimentary and tectonic evolution of the northern sector of the Lusitanian Basin (Portugal). *Cretaceous Research* 16, 155-170.
- DIAS, A. J. G. *Reavaliação do potencial petrolífero do onshore da Bacia Lusitaniana, Portugal*. Porto: Universidade do Porto. Faculdade de Ciências. Departamento de Geologia, 2005. 142 p. Tese (Doutorado).
- DINIS, J., 1999. *Estratigrafia e sedimentologia da Formação de Figueira da Foz. Aptiano a Cenomaniano do sector norte da Bacia Lusitânica*. Tese, Univ. Coimbra, 381p.
- DRISCOLL, N. W., HOGG, J. R., CHRISTIE-BLICK, N., KARNER, G. D., 1995. Extensional tectonics in the Jeanne d'Arc Basin, offshore Newfoundland: Implications for the timing of break-up between Grand Banks and Iberia. In: Scrutton, R. A., Stoker, M. S., Shimmield G. B. & Tudhope, A. W. (Eds.), *The tectonics, sedimentation and palaeoceanography of the North Atlantic region. Geol. Soc. London Sp. Publ.* 90, 1-28.
- DGEG. Sistemas Petrolíferos. Disponível em http://www.dgge.pt/dpep/pt/petroleum_pt.htm. Acessado em Abril de 2007.
- DGEG. Geologia do Petróleo de Portugal. Disponível em http://www.dgge.pt/dpep/pt/geology_pt.htm. Acessado em Março de 2008.
- DUARTE, L. V. & SOARES, A. F., 2002. Litostratigrafia das séries margocalcárias do Jurássico inferior da Bacia Lusitânica (Portugal). *Comun. Inst. Geol. Mineiro* 89, 115-134, Lisboa.
- DUARTE, L. V. (Coord.); WRIGHT, V. P.; FERNANDÉZLOPÉZ, S.; ELMÍ, S.; KRAUTTER, M.; AZERÊDO, A. C.; HENRIQUES, M. H.; RODRIGUES, R.; PERILLI, N. Early Jurassic carbonate evolution in the Lusitanian Basin: (Portugal) facies, sequence stratigraphy and cyclicity. In: INTERNATIONAL ASSOCIATION SEDIMENTOLOGISTS MEETING OF SEDIMENTOLOGY,

23., 2004, Coimbra. *Field trip guide book: carboniferous and Jurassic carbonate platforms of Iberia*. Coimbra: International Association Sedimentologists, 2004. p. 45-71.

EADINGTON, P. J., LISK, M. and KRIEGUER, F. W., 1996. *Identifying oil well sites*. United States Patent No. 5,543,616.

EADINGTON, P.J., PALMER, P., and GEORGE, S. 1997. Influence of the aromatic fraction on fluorescence colour of natural oil inclusions from oil fields in Australia and PNG. Abstract, Conference on hydrocarbon fluid inclusions in crustal rocks. *The Mineralogical Society*, London.

FIT - Fluid Inclusion Technologies, Inc. Disponível em <http://www.fittulsa.com/>. Acessado em Maio de 2008.

HISCOTT, R. N., WILSON, R. C., GRADSTEIN, F. M., PUJALTE, V., GARCIA-MONDÉJAR, J., BOUDREAU, R. R. & WISHART, H. A., 1990. Comparative stratigraphy and subsidence history of Mesozoic rift basins of North Atlantic. *AAPG Bull.* 74 (1), 60-76, Tulsa.

KEMPTON, R. H., LIU, K., BOREHAM, C., BRADSHAW, B.E., EADINGTON, P.J. & PASSMORE V. 2002. Oil Migration and Accumulation in the Offshore Perth Basin, Western Australlia. *CSIRO Petroleum Open File Report* 02-005.

KULLBERG, J. C., 2000. *Evolução tectónica mesozóica da Bacia Lusitaniana*. Tese, Univ. Nova Lisboa, 361 p.

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* (R. Dias, A. Araújo, P. Terrinha & J. C. Kullberg, Eds.). Univ. Évora, pp. 317-368.

- LEINFELDER, R. R. & WILSON, R. C. L., 1989. Seismic and sedimentologic features of Oxfordian-Kimmeridgian syn-rift sediments on the eastern margin of the Lusitanian Basin. *Geol. Rundschau* 78 (1), 81-104, Stuttgart.
- LEINFELDER, R. R., 1993. A sequence stratigraphic approach to the Upper Jurassic mixed carbonate-siliciclastic succession of the Central Lusitanian Basin, Portugal. *Profil* 5, 119-140, Stuttgart.
- LEINFELDER, R. R. & WILSON, R. C. L., 1998. Third-order sequences in an Upper Jurassic rift-related second-order sequence, central Lusitanian Basin, Portugal. In: *Mesozoic and Cenozoic Sequence Stratigraphy of European Basins* (Ed. By P.C. Graciansky, J. Hardenbol, T. Jacquin & P. R. Vail), SEPM Spec. Pub., 60, 507-525.
- LEINFELDER, R. R., NOSE, M., SHMID, D. & WERNER, W. 2004. Reefs and carbonate platforms in a mixed carbonate-siliciclastic setting. Examples from the Upper Jurassic (Kimmeridgian to Tithonian) of west-central Portugal. In: DUARTE, L. V. & HENRIQUES, M. H. (eds.). Carboniferous and Jurassic Carbonate Platforms of Iberia. 23RD IAS MEETING OF SEDIMENTOLOGY, Coimbra 2004, *Field Trip Guide Book*, I, 93-123.
- LISK, M. & EADINGTON, P.J., 1994. Oil migration in the Cartier Trough, Vulcan Sub-Basin. In: *Purcell, P.G. and Purcell, R.R. (eds.), The Sedimentary Basins of Western Australia*.
- LISK, M. O'BRIEN, G.W., BRINCAT, M., 1997. Gas displacement: an important control on oil and gas distribution in the Timor Sea. *APPEA Journal*, V.39, p. 259-271. Proceedings of the West Australian Basins Symposium, Perth, p. 301-312.
- MANATSCHAL, G., & BERNOULLI, D., 1998. Rifting and early evolution of ancient ocean basins: the record of the Mesozoic Tethys and of the Galicia-Newfoundland margins. *Marine Geophysical Reseraches*, 20, 371-381.

- McLIMANS, R.K., 1987. The application of fluid inclusions to migration of oil and diagenesis in petroleum reservoirs. *Applied Geochemistry*, v.2, p 585-603.
- MONTELEONE, P. H., STEARNS, M. J., ALLEN, G. D., UPHOFF, T. L., 1998. Exploration Plays in the Lusitanian Basin, Portugal. *AAPG Annual Convention Abstract*. Salt Lake City, Utah, May 17-28.
- OLIVEIRA, L. C. V.; RODRIGUES, R.; DUARTE, L. V.; LEMOS, V. 2006. Avaliação do potencial gerador de petróleo e interpretação paleoambiental com base em biomarcadores e isótopos estáveis de carbono da seção Pliensbaquiano-Toarciano inferior (Jurássico inferior) da região de Peniche (Bacia Lusitânica, Portugal). *Boletim de Geociências da Petrobrás*, v. 14, p. 207-234.
- PALAIN, C., 1976. Une série détritique terrigène. Les "Grès de Silves": Trias et Lias inférieur du Portugal. *Mem. Serv. Geol. Portugal*, N. S. 25, 377 p., Lisboa.
- PARNELL, J., CAREY, P. & DUNCAN, W. 1998. History of hydrocarbon charge on the Atlantic margin: Evidence from fluid-inclusions studies, West of Shetland. *Geology*; September; v.26; no. 9; 807-810p.
- PINHEIRO, L. M., WILSON, R. C. L., REIS, R. P., WHITMARSH, R. B. & RIBEIRO, A., 1996. The western Iberia margin: a geophysical and geological overview. In Whitmarsh, R. B., Sawyer, D. S., Klaus, A & Masson, D. G. (Eds.), *Proc. Ocean Drilling Program Sc. Res.*, 149, 3-23.
- RASMUSSEN, E. S., LOMHOLT S., ANDERSEN, C. & VEJBAEK, O. V., 1998. Aspects of the structural evolution of the Lusitanian Basin in Portugal and the shelf and slope area offshore Portugal. *Tectonophysics, Elsevier* 300, 199-225, Amsterdam.
- REY, J., 1992. Les unités lithostratigraphiques du Crétacé inférieur de la région de Lisbonne. *Com. Serv. Geol. Portugal* 78 (2), 103-124, Lisboa.

- REY, J., 1993. Les unités lithostratigraphiques du groupe de Torres Vedras (Estremadura, Portugal). *Com. Serv. Geol. Portugal* 79, 75-85, Lisboa.
- RIBEIRO, A., ANTUNES, M. T., FERREIRA, M. P., ROCHA, R. B., SOARES, A. F., ZBYSZEWSKI, G., ALMEIDA, F. M., CARVALHO, D. & MONTEIRO, J. H., 1979. Introduction à la Géologie Générale du Portugal. *Serv. Geol. Portugal*, 114 p., Lisboa.
- RIBEIRO, A., KULLBERG, M. C., KULLBERG, J. C., MANNUPPELA, G. & PHIPPS, S., 1990. A review of Alpine Tectonics in Portugal: Foreland detachment in basement and cover rocks. *Tectonophysics* 184, 357-366, Amsterdam.
- SOARES, A. F., 1980. A «Formação Carbonatada» na região do Baixo-Mondego. *Com. Serv. Geol. Portugal* 66, 99-109, Lisboa.
- SOARES, A. F., MARQUES, J. F. & ROCHA, R. B., 1985. Contribuição para o conhecimento geológico de Coimbra. *Mem. Notícias* 100, 41-71, Coimbra.
- SOARES, A. F., ROCHA, R. B., ELMI, S., HENRIQUES, M. H., MOUTERDE, R., ALMERAS, Y., RUGET, C., MARQUES, J., DUARTE, L. V., CARAPITO, M. C. & KULLBERG, J., 1993. Le sous-bassin nord-lusitanien (Portugal) du Trias au Jurassique moyen: histoire d'un "rift avorté". *C. R. Acad. Sci. Paris*, série II, 317, 1659-1666.
- STAPEL, G., CLOETHING, S. & PRONK, B., 1996. Quantitative subsidence analysis of the Mesozoic evolution of the Lusitanian basin (western Iberian margin). *Tectonophysics*, Elsevier 266, 493-507, Amsterdam.
- STASIUK, L. D. & SNOWDON, L. R., 1997. Fluorescence micro-spectroscopy of synthetic and natural hydrocarbon fluid inclusions: crude oil chemistry, density and application to petroleum migration. *Applied Geochemistry*, v. 12, p. 229-241.

- TERRINHA, P., RIBEIRO, C., KULLBERG, J. C., LOPES, C., ROCHA, R. & RIBEIRO, A., 2002. Short-lived compressive episodes during Mesozoic rift tectonics in the Algarve Basin, South Portugal: the cause of interruption of marine communication around the SW corner of Iberia in the Jurassic. *The Journal of Geology* 110 (1), 101-113, Chicago.
- TORRES DA SILVA, L. , 2003. *A Formação Abadia no contexto evolutivo tectono-sedimentar da Bacia Lusitânica (Portugal): considerações sobre o seu potencial como rocha reservatório de hidrocarbonetos*. Porto Alegre: Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Instituto de Geociências. 125 p. Dissertação (Mestrado).
- UPHOFF, T. L., ALLEN, G., STEARNS, M. J., MONTELEONE, P. H. 1997. Exploratory well to start in Lusitanian basin, Portugal. *Oil & Gas Journal*, December 08.
- UPHOFF, T. L., STEMLER, D. P., STEARNS, M. J., HOGAN, S. K., MONTELEONE, P. H. 2002. Lusitanian basin highlights important potential in Portugal. *Oil & Gas Journal*, December 09.
- UPHOFF, T. L. 2005. Subsalt (pré-Jurassic) exploration play in the northern Lusitanian basin of Portugal. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, Tulsa, 89(6), 699-714.
- WATKINSON, M., 1989. *Triassic to Middle Jurassic sequences from the Lusitanian Basin Portugal, and their equivalents in other North Atlantic margin basins*. Tese, Open University, 390 p., Milton Keynes.
- WILSON, R. C. L., 1975. Atlantic opening and Mesozoic continental margin basins of Iberia. *Earth And Planetary Science Letters*, Amsterdam, v. 25, p. 33-43.
- WILSON, R. C. L., 1988. Mesozoic development of the Lusitanian basin, Portugal. *Rev. Soc. Geol. España* 1 (3-4), 393-407, Madrid.

- WILSON, R. C. L., HISCOTT, R. N., WILLIS, M. G. & GRADSTEIN, F. M., 1989. The Lusitanian Basin of West Central Portugal: Mesozoic and Tertiary Tectonic, Stratigraphic, and Subsidence History. In Tankard, A. J. & Balkwill, H. (Eds.): Extensional tectonics and stratigraphy of the North Atlantic margins. *AAPG Memoir* 46, 341-361, Tulsa.
- ZBYSZEWSKI, G., 1959. Étude structurale de la vallée typhonique de Caldas da Rainha (Portugal). *Mem. Serv. Geol. Portugal* 3, 184 p., Lisboa.

Livros Grátis

(<http://www.livrosgratis.com.br>)

Milhares de Livros para Download:

[Baixar livros de Administração](#)

[Baixar livros de Agronomia](#)

[Baixar livros de Arquitetura](#)

[Baixar livros de Artes](#)

[Baixar livros de Astronomia](#)

[Baixar livros de Biologia Geral](#)

[Baixar livros de Ciência da Computação](#)

[Baixar livros de Ciência da Informação](#)

[Baixar livros de Ciência Política](#)

[Baixar livros de Ciências da Saúde](#)

[Baixar livros de Comunicação](#)

[Baixar livros do Conselho Nacional de Educação - CNE](#)

[Baixar livros de Defesa civil](#)

[Baixar livros de Direito](#)

[Baixar livros de Direitos humanos](#)

[Baixar livros de Economia](#)

[Baixar livros de Economia Doméstica](#)

[Baixar livros de Educação](#)

[Baixar livros de Educação - Trânsito](#)

[Baixar livros de Educação Física](#)

[Baixar livros de Engenharia Aeroespacial](#)

[Baixar livros de Farmácia](#)

[Baixar livros de Filosofia](#)

[Baixar livros de Física](#)

[Baixar livros de Geociências](#)

[Baixar livros de Geografia](#)

[Baixar livros de História](#)

[Baixar livros de Línguas](#)

[Baixar livros de Literatura](#)
[Baixar livros de Literatura de Cordel](#)
[Baixar livros de Literatura Infantil](#)
[Baixar livros de Matemática](#)
[Baixar livros de Medicina](#)
[Baixar livros de Medicina Veterinária](#)
[Baixar livros de Meio Ambiente](#)
[Baixar livros de Meteorologia](#)
[Baixar Monografias e TCC](#)
[Baixar livros Multidisciplinar](#)
[Baixar livros de Música](#)
[Baixar livros de Psicologia](#)
[Baixar livros de Química](#)
[Baixar livros de Saúde Coletiva](#)
[Baixar livros de Serviço Social](#)
[Baixar livros de Sociologia](#)
[Baixar livros de Teologia](#)
[Baixar livros de Trabalho](#)
[Baixar livros de Turismo](#)