

A importância da Formação de Coimbra no contexto dos sistemas petrolíferos da Bacia Lusitânica

The importance of the Coimbra Formation for the Lusitanian Basin's petroleum systems

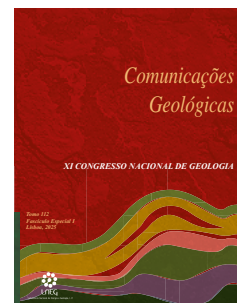
J. M. Sousa¹, L. V. Duarte², S. L. R. Sêco³

DOI: <https://doi.org/10.34637/scay-3d41>

Recebido em 29/09/2023 / Aceite em 01/02/2024

Publicado online em abril de 2025

© 2025 LNEG – Laboratório Nacional de Energia e Geologia IP



Artigo original
Original article

Resumo: Baseado na análise de 19 sondagens onshore e offshore na margem ocidental da Bacia Lusitânica (Portugal), é apresentada a caracterização do potencial petrolífero da Formação (Fm) de Coimbra, uma unidade carbonatada de idade sinemuriana (Jurássico Inferior). O bom reconhecimento estratigráfico, sedimentológico e geoquímico, em conjunto com a análise de logs de gamma ray permite evidenciar a variabilidade vertical e lateral dos principais intervalos ricos em matéria orgânica desta unidade, com a Fm de Coimbra a assumir se como uma das unidades geradoras da Bacia Lusitânica. A ocorrência de óleo e gás na Fm de Coimbra, registada em 10 entre 19 sondagens analisadas, demonstram a existência de vários sistemas petrolíferos associados a esta unidade.

Palavras-chave: Formação de Coimbra, radiação gama, sistemas petrolíferos, Jurássico Inferior, Bacia Lusitânica

Abstract: Supported by the analysis of 19 onshore and offshore wells in the western Lusitanian Basin (Portugal), a characterization of the petroleum potential of the Coimbra Formation (Fm), a carbonate unit of Sinemurian age (Lower Jurassic), is presented. The good stratigraphic, sedimentologic and geochemical knowledge in outcrop, and gamma-ray log analysis allow evidence of vertical and lateral variability of main organic-rich intervals in this unit, assuming the Coimbra Fm as one source rock in the Lusitanian Basin. The occurrence of oil and gas in the Coimbra Fm recorded in 10 of 19 studied wells proves the existence of several petroleum systems associated with this unit.

Keywords: Coimbra Formation, gamma-ray, petroleum systems, Lower Jurassic, Lusitanian Basin.

Anteriormente desvalorizada enquanto uma das unidades geradoras na Bacia Lusitânica (BL), estudos recentes comprovam o seu potencial de geração de hidrocarbonetos. A análise geoquímica de intervalos ricos em matéria orgânica em afloramento, indicaram valores de carbono orgânico total (COT) acima dos 10 %, com querogénio de composição maioritariamente de origem algal. Dados de pirólise Rock-Eval demonstraram um bom a excelente potencial para a geração de petróleo (ver Duarte *et al.*, 2013, 2022; Poças Ribeiro *et al.*, 2013; Brito *et al.*, 2017, 2023). Paralelamente a este facto, e dada a sua natureza mais carbonatada, entre todas as unidades do Jurássico Inferior, a Fm de Coimbra tem sido apontada como potencial reservatório, tanto pelos efeitos de dolomitização/desdolomitização mais significativos nas porções orientais/proximais, como também pela existência local de zonas de fracturação ou fácies mais granulares (e.g. Azerêdo *et al.*, 2010; Dimuccio *et al.*, 2016; Brito *et al.*, 2017, 2023, e referências aí contidas). Neste âmbito, e considerando a recente revisão litostratigráfica e sedimentológica da Fm de Coimbra registada em 19 sondagens (Figura 1), com base em dados descritivos e de radiação gama total (RGT) (ver também Sêco *et al.*, 2018, 2019; Sousa *et al.*, 2025; Sousa *et al.*, 2023), é feita neste trabalho uma análise do potencial petrolífero desta unidade, através da identificação dos principais intervalos ricos em matéria orgânica nas diferentes sondagens, e é especulada a possível origem das acumulações de hidrocarbonetos ali encontrados, com interesse na análise dos sistemas petrolíferos da BL (ver Magoon e Dow, 1994; Brito *et al.*, 2023 e referências aí contidas).

2. Metodologia

A metodologia executada neste estudo teve por base a mais recente análise e redefinição litostratigráfica da Fm de Coimbra (Sinemuriano) registada em 19 sondagens *onshore* e *offshore* disponibilizadas pela Entidade Nacional para o Mercado de Combustíveis – Unidade de Pesquisa e Exploração de Recursos Petrolíferos (ENMC – UPEP) e a identificação dos intervalos de maiores contagens de RGT, associadas a intervalos margosos com acumulação de matéria orgânica (Sousa *et al.*, 2025; Sousa *et al.*, 2023). Também assentou na identificação dos indícios de hidrocarbonetos (petróleo ou gás) presentes na Fm de Coimbra e nas suas unidades estratigráficas enquadrantes, ou seja, a Fm de Dagorda (Triásico Superior - Hettangiano) e as formações de Água de Madeiros e de S. Miguel (Sinemuriano superior – base do Pliensbachiano), unidades contemporâneas que representam,

¹ MARE - Centro de Ciências do Mar e do Ambiente. Universidade de Coimbra. Coimbra, Portugal.

² Departamento de Ciências da Terra. Universidade de Coimbra. Coimbra, Portugal.

³ Universidade de Coimbra, IDL e Departamento de Ciências da Terra. Coimbra, Portugal.

* Autor correspondente/ Corresponding author: joaomiguelsousa007@gmail.com

1. Introdução

A Formação (Fm) de Coimbra é a unidade predominantemente carbonatada mais antiga, de idade mesozoica, da margem ocidental Ibérica, sendo genericamente composta por dolomitos na base e calcários no topo (e.g. Azerêdo *et al.*, 2003; Dimuccio *et al.*, 2016).

respetivamente, fácies distais e proximais (ver Azerêdo *et al.*, 2010; Duarte *et al.*, 2010, 2012, 2022; Dimuccio *et al.*, 2016). Devido à natureza intuitiva deste tipo de metodologia, estudos anteriores de natureza geoquímica foram igualmente considerados, entre os quais se destacam: Poças Ribeiro *et al.* (2013), na caracterização geoquímica e petrográfica de matéria orgânica em amostras recolhidas na Fm de Coimbra em S. Pedro de Moel; Brito *et al.* (2017, 2023), na quantificação dos índices de COT, pirólise e biomarcadores em óleos e a sua correlação com rochas geradoras na BL; e Uphoff (2005), no estudo de sistemas petrolíferos paleozoicos, onde foram comparados dados geoquímicos entre hidrocarbonetos de origem paleozoica com hidrocarbonetos encontrados no Jurássico Inferior, nas sondagens Aljubarrota-1 e Aljubarrota-2.

3. Resultados e Discussão

À semelhança do preconizado em Duarte *et al.* (2013, 2022) e Sêco *et al.* (2018), neste estudo demonstra-se a existência na sucessão carbonatada da Fm de Coimbra de um intervalo particularmente margoso (unidade F ou o seu equivalente lateral; Duarte *et al.*, 2014, 2022), que é correlacionável entre todas as sondagens (Sousa *et al.*, 2025; Sousa *et al.*, 2023). Este intervalo apresenta, de modo mais persistente, os maiores registos de RGT (entre 38 a 100 API) da Fm de Coimbra, o que sugere que seja o intervalo mais importante na acumulação de matéria orgânica. Das 19 sondagens analisadas, 10 apresentam indícios de hidrocarbonetos na Fm de Coimbra, ou nas suas unidades enquadrantes (Fm de Dagorda e Fm de Água de Madeiros): Do-1C, Mo-1, 14A-1, MRW-9, SPM-2, SM-1, Alj-2, Ga-1, Bf-1 e 20B-1 (Figs. 1 e 2). Destas, as que apresentam os maiores valores de RGT na unidade F ou o seu equivalente lateral, são as sondagens Do-1C (83 API), 14A-1 (91 API), MRW-9 (72 API) e Bf-1 (100 API).

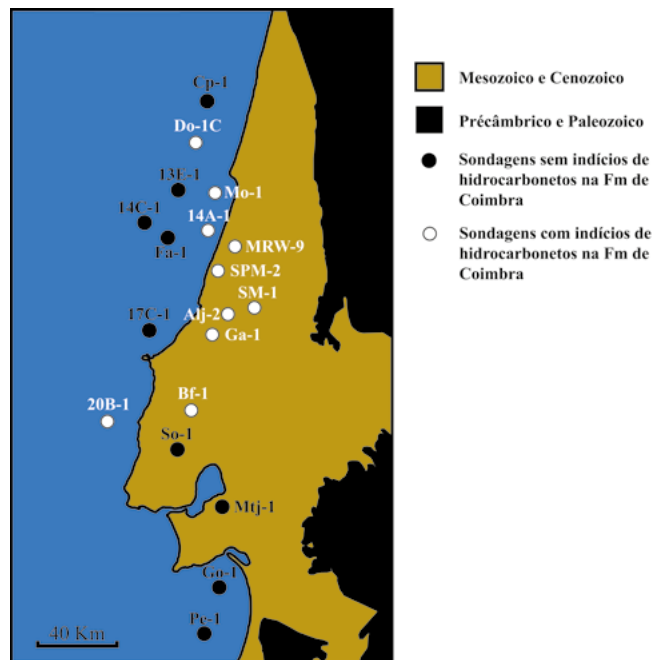


Figura 1. Localização geográfica das sondagens analisadas enquadrando a BL e diferenciando as sondagens que revelaram indícios de petróleo ou gás na Fm de Coimbra.

Figure 1. Geographical location of the analyzed boreholes, framing the Lusitanian Basin, and identifying boreholes with oil and gas shows in the Coimbra Fm.

Verifica-se que a maior parte das sondagens que demonstram indícios de hidrocarbonetos na Fm de Coimbra se localizam no noroeste da BL, tal como constatado em Brito *et al.* (2017, 2023), embora, e ao contrário do previamente considerado, não seja restrito a essa zona (*e.g.* Ga-1, Alj-2, SM-1, 20B-1 e Bf-1). A Figura 2 apresenta o intervalo litostratigráfico analisado e o respetivo registo de RGT das sondagens em que se identificam indícios de hidrocarbonetos, bem como a profundidade a que estes ocorrem, e a identificação dos intervalos ricos em matéria orgânica da Fm de Coimbra.

De acordo com estas evidências são analisadas as possíveis interações entre gerador-reservatório, envolvendo a Fm de Coimbra presente em cada uma das sondagens (Figura 2):

Do-1C – Ocorrem indícios de gás e óleo na Fm de Dagorda, e no limite desta unidade com a Fm de Coimbra; ocorrem também indícios de óleo após a unidade F (Figura 2). Portanto, há a possibilidade de ocorrer um sistema com rocha geradora na Fm de Dagorda, com acumulação *in situ* ou na Fm de Coimbra, e há também a possibilidade de ocorrer um sistema com rocha geradora na unidade F e acumulação na Fm de Coimbra (Figura 3). Não há informações sobre porosidade na Fm de Coimbra.

Mo-1 – Toda a sucessão da Fm de Coimbra apresenta baixos registos de RGT, sendo que os registos mais altos se localizam na unidade F (Figura 2). Não ocorrem indícios de óleo ou gás na Fm de Dagorda, mas ocorrem indícios de óleo desde a base da Fm de Coimbra até à Fm de Água de Madeiros. Poderá ocorrer um sistema com rocha geradora na Fm de Dagorda, e acumulação nas formações de Coimbra e de Água de Madeiros ou, embora pouco provável, rocha geradora na Fm de Coimbra e acumulação *in situ* e na Fm de Água de Madeiros (Figura 3). A Fm de Coimbra apresenta nesta sondagem, fraca porosidade.

14A-1, MRW-9 e SPM-2 – Os indícios de óleo encontrados nestas sondagens foram estudados em Brito *et al.* (2017), que confirmam a origem na unidade F, e acumulação no topo da Fm de Coimbra, ou na Fm de Água de Madeiros. Os altos registos de RGT da unidade F nas três sondagens são compatíveis com estes resultados (Figura 2). No entanto, no trabalho de Brito *et al.* (2017), a amostra considerada do topo da Fm de Coimbra na sondagem SPM-2 (unidade H de Duarte *et al.*, 2014, 2022) corresponderá, segundo a reavaliação estratigráfica de Sousa *et al.*, 2025; Sousa *et al.*, 2023), à base da Fm de Água de Madeiros. Nestas três sondagens geograficamente próximas (Figura 1), ocorrem na Fm de Coimbra reservatórios fraturados de fraca qualidade.

SM-1 – Nesta sondagem ocorrem indícios de óleo desde a Fm de Dagorda ao limite com a Fm de Coimbra, e na base da Fm de Coimbra. Não existem indícios de hidrocarbonetos no decorrer ou após o intervalo de altas contagens de RGT (Figura 2). A sondagem perfurou até às unidades do Grupo de Silves, não tendo encontrado nenhuns indícios de óleo. Desta forma, o sistema petrolífero aqui encontrado deverá ter a sua rocha geradora na Fm de Dagorda (Figura 3), sendo acumulado em reservatórios com fraca porosidade da Fm de Coimbra.

Alj-2 – Existem indícios de gás desde o Grupo de Silves até às unidades do Jurássico Superior. Uphoff (2005) refere que se encontram rochas do tipo *black shale*, de idade silúrica, das formações de Sazes e Vale da Urça, que terão gerado óleo e que terá atingido um estado de sobrematuração, resultando numa segunda geração sobre forma de gás. O Grupo de Silves apresenta grandes porosidades, e a Fm de Dagorda apresenta grande fracturação e uma espessura de apenas 140 metros, pelo que há a possibilidade de não ter características de selo efetivo. São encontrados indícios de óleo na Fm de Coimbra, que segundo Uphoff (2005) não estarão relacionados com o óleo das formações de Sazes e Vale da Urça. Estes poderão estar associados ou a rochas geradoras na Fm de Dagorda, ou no equivalente da unidade F da Fm de Coimbra (Figura 3). Não há informações sobre a porosidade na Fm de Coimbra.

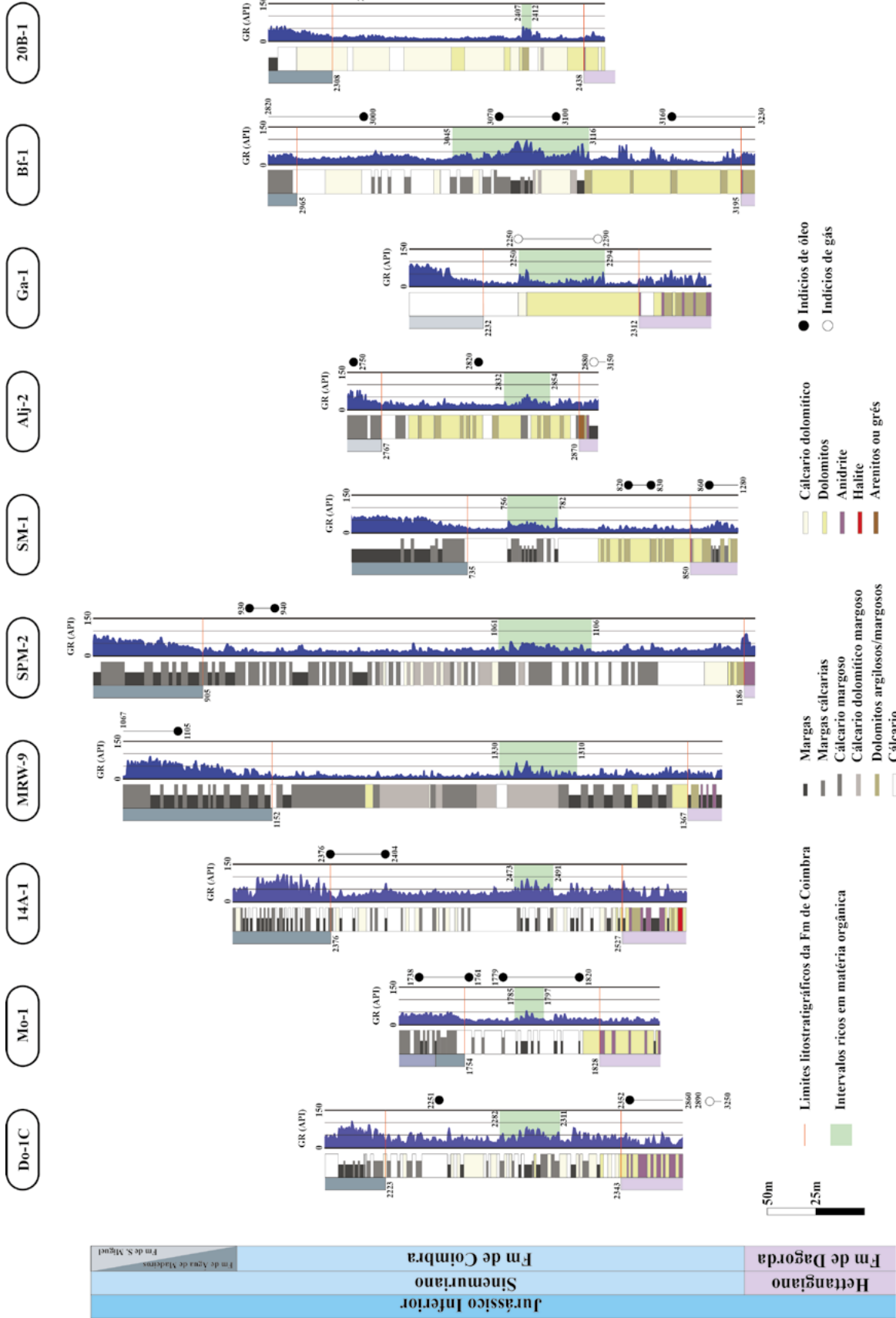


Figura 2. Colunas litostratigráficas e diagramas de RGT das sondagens que apresentam indicadores de hidrocarbonetos no intervalo estudado. São identificados os possíveis intervalos ricos em matéria orgânica pela variação do RGT, e são localizados os indicadores de hidrocarbonetos em cada sondagem (adaptado de Sousa *et al.*, 2025; Sousa *et al.*, 2023).
 Figure 2. Lithostratigraphic logs and RGT diagrams of boreholes with hydrocarbon evidence in studied interval. Organic-rich intervals identified by RGT variation, and depth location of the oil and gas shows in each borehole (adapted from Sousa *et al.*, 2025; Sousa *et al.*, 2023).

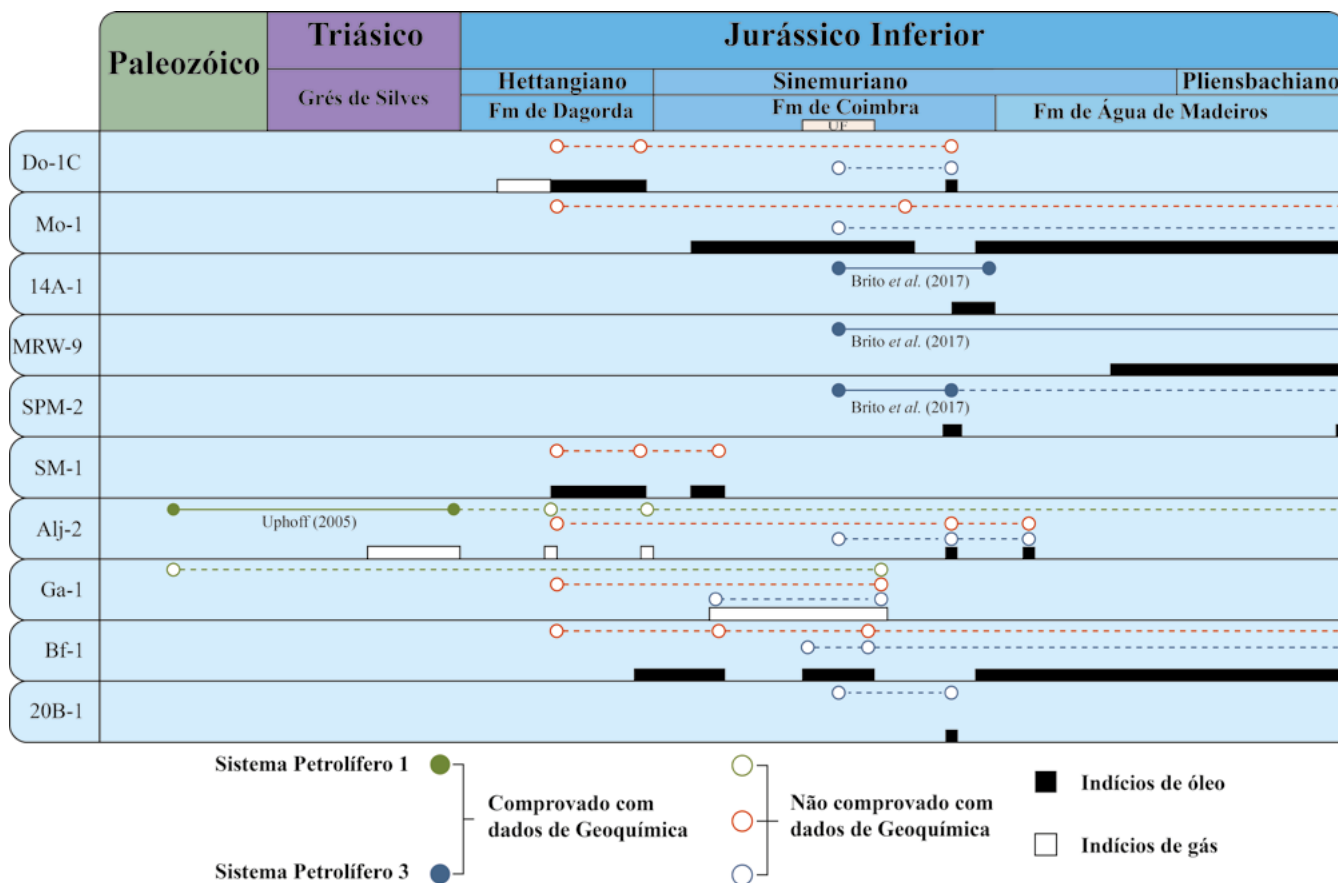


Figura 3. Diagrama dos sistemas petrolíferos previamente identificados por Uphoff (2005) e Brito *et al.* (2017, 2023), e hipóteses propostas pelo presente estudo.
 Figure 3. Diagram of the petroleum systems previously identified by Uphoff (2005) and Brito *et al.* (2017, 2023) and hypotheses proposed by this study.

Ga-1 – Nesta sondagem encontram-se indícios de gás na Fm de Coimbra coincidentes com um intervalo entre o equivalente das unidades D e F (ver Sousa *et al.*, 2025; Sousa *et al.*, 2023), em que os registos de RGT contrastam com toda a sucessão da Fm de Coimbra (Figura 2). A sondagem não perfurou além do topo da Fm de Dagorda. Devido à proximidade com a sondagem Alj-2, e já que a sondagem apenas atingiu o topo da Fm de Dagorda, consideram-se três hipóteses: geração e acumulação na Fm de Coimbra; geração na Fm de Dagorda e acumulação *in situ* e na Fm de Coimbra; por último, origem da segunda geração do óleo das formações de Sazes e Vale da Ursa com possíveis acumulações ao longo das sucessões superiores (Figura 3). Segundo o relatório de sondagem, a Fm de Coimbra apresenta nesta sondagem fraca porosidade.

Bf-1 – De acordo com os novos limites estratigráficos em Sousa *et al.*, 2025; Sousa *et al.*, 2023, demonstram-se indícios de óleo ao longo do topo da Fm de Dagorda, na base da Fm de Coimbra, bem como do intervalo de altas contagens de RGT da Formação de Coimbra à base da Fm de Água de Madeiros. Segundo o relatório de sondagem, ocorrem níveis asfálticos, coincidentes com o intervalo de maiores contagens de RGT, sendo esta sondagem a que apresenta os maiores valores de todas as sondagens analisadas (Figura 2); encontram-se também reservatórios gerados por fracturação, e vários intervalos de calcários intraclásticos, com maior expressão na parte basal da Fm de Coimbra. O RGT da Fm de Água de Madeiros é consideravelmente reduzido em relação às sondagens do norte da BL e em relação à Fm de Coimbra. Desta forma, consideram-se duas hipóteses: a presença de um sistema

petrolífero com origem na Fm de Dagorda e acumulação ao longo de vários intervalos, possivelmente até à Fm de Água de Madeiros; e um sistema petrolífero com rocha geradora no equivalente da unidade F, acumulação *in situ* e migração para o topo da Fm de Coimbra e base da Fm de Água de Madeiros.

20B-1 – Esta sondagem é estéril em toda a sua extensão, exceto no topo da Fm de Coimbra, onde se encontram fracos indícios de óleo; não foram encontradas boas condições de reservatório. O intervalo equivalente da unidade F apresenta valores razoáveis de RGT que contrastam com todo o registo da Fm de Coimbra. A rocha geradora de onde resultam estes indícios deverá estar relacionada com este intervalo da Fm de Coimbra (Figs. 2 e 3).

Considerando as interpretações anteriores, e os trabalhos de caracterização geoquímica (Uphoff, 2005; Brito *et al.*, 2017, 2023), considera-se a possibilidade de existência de três sistemas petrolíferos diferentes nos quais a Fm de Coimbra se insere como rocha geradora e reservatório (Figura 3).

Sistema 1: com rocha geradora no soco paleozoico de onde terá resultado óleo que atingiu um estado de sobrematuração, ocorrendo uma segunda geração materializada em gás, com acumulação no Grupo de Silves e selo na Fm de Dagorda (ver Uphoff, 2005). É considerado neste estudo que possa ter ocorrido migração para as unidades superiores.

Sistema 2: com rocha geradora na Fm de Dagorda e acumulação na própria unidade, na Fm de Coimbra ou nas restantes unidades superiores do Jurássico Inferior.

Sistema 3: com rocha geradora na Fm de Coimbra, e acumulação *in situ*, e eventualmente nas restantes sucessões do Jurássico Inferior (tal como o preconizado em Brito *et al.*, 2017; 2023).

4. Considerações Finais

Com este trabalho, de análise crítica da informação disponível, não publicada, sobre a Fm de Coimbra registada nos furos de sondagem *onshore* e *offshore* realizados na BL, evidencia-se a importância daquela unidade do Jurássico Inferior no contexto dos eventuais sistemas petrolíferos da BL. Tanto na perspetiva de potencial unidade geradora de hidrocarbonetos, bem como de reservatório. Tendo por base trabalhos prévios (Uphoff, 2005; Brito *et al.*, 2017, 2023), são apresentadas várias hipóteses envolvendo a Fm de Coimbra de modo que possam ser confirmadas através de estudos de geoquímica orgânica.

Agradecimentos

Os autores agradecem à ENMC/UPEP, atual competência da DGEG, pela disponibilidade dos relatórios das sondagens. À FCT, através dos projetos UIDB/04292/2020, UIDP/04292/2020, e LA/P/0069/2020. À Ana Cristina Azerêdo e Paulo Fernandes pela leitura crítica do manuscrito.

Referências

- Azerêdo, A. C., Duarte, L. V., Henriques, M. H., Manuppella, G., 2003. Da dinâmica continental no Triásico aos mares do Jurássico Inferior e Médio. *Cadernos da Geologia de Portugal, Instituto Geológico e Mineiro*.
- Azerêdo, A. C., Silva, R. L., Duarte, L. V., Cabral, M. C., 2010. Subtidal stromatolites from the Sinemurian of the Lusitanian Basin (Portugal). *Facies*, **56**: 211-230.
- Brito, M., Rodrigues, R., Baptista, R., Duarte, L. V., Azerêdo, A. C., Jones, C. M., 2017. Geochemical characterization of oils and their correlation with Jurassic source rocks from the Lusitanian Basin (Portugal). *Marine and Petroleum Geology*, **85**: 151-176.
- Brito, M., Rodrigues, R., Baptista, R., Duarte, L. V., Azerêdo, A. C., Jones, C. M., 2023. Jurassic petroleum systems of the lusitanian basin (portugal): new insights based on oil-source rock correlations. *Journal Petroleum Geology*, **46** (4): 463-486.
- Dimuccio, L. A., Duarte, L. V., Cunha, L., 2016. Definição litostratigráfica da sucessão calcodolomítica do Jurássico Inferior da região de Coimbra-Penela (Bacia Lusitânica, Portugal). *Comunicações Geológicas*, **103**: 1-19.
- Duarte, L. V., Silva, R. L., Mendonça Filho, J. G., 2013. Variação do COT e pirólise Rock-Eval do Jurássico Inferior da região de S. Pedro de Moel. Potencial de geração de hidrocarbonetos. *Comunicações Geológicas*, **100**, Especial I: 107-111.
- Duarte, L. V., Silva, R. L., Azerêdo, A. C., Comas-Rengifo, M. J., Mendonça Filho, J. G., 2022. Shallow-water carbonates of the Coimbra Formation, Lusitanian Basin (Portugal): Contribution to the integrated stratigraphic analysis of the Sinemurian sedimentary successions in the western Iberian Margin. *Comptes Rendus. Géoscience*, **354** (S3): 1-18.
- Duarte, L. V., Silva, R. L., Azerêdo, A. C., Paredes, R., Rita, P., 2014. A Formação de Coimbra na região de S. Pedro de Moel (Oeste de Portugal). Caracterização litológica, definição litostratigráfica e interpretação sequencial. *Comunicações Geológicas*, **101**, Especial I: 421-425.
- Duarte, L. V., Silva, R. L., Mendonça Filho, J. G., Ribeiro, N. P., Chagas, R. B. A., 2012. High-resolution stratigraphy, palynofacies and source rock potential of the Água de Madeiros Formation (Lower Jurassic, Lusitanian Basin, Portugal). *Journal of Petroleum Geology*, **35** (2): 105-126.
- Duarte, L. V., Silva, R. L., Oliveira, L. C. V., Comas-Rengifo, M. J., Silva, F., 2010. Organic-rich facies in the Sinemurian and Pliensbachian of the Lusitanian Basin, Portugal: Total Organic Carbon distribution and relation to transgressive-regressive facies cycles. *Geol. Acta* **8** (3): 325-340.
- Maggon, L.B., Dow, W.G., 1994. The petroleum system. In: Magoon, L.B., Dow, W.G. (Eds), *The Petroleum System –From Source to Trap*. *AAPG Memoir*, **60**: 3-24.
- Poças Ribeiro, N., Mendonça Filho, J. G., Duarte, L. V., Silva, R. L., Mendonça, J. O., Silva, T. F., 2013. Palynofacies and organic geochemistry of the Sinemurian carbonate deposits in the western Lusitanian Basin (Portugal): Coimbra and Água de Madeiros Formations. *International Journal of Coal Geology*, **111**: 37-52.
- Sêco, S. L. R., Silva, R. L., Watson, N., Duarte, L. V., Pereira, A. J. S. C., Wach, G., 2019. Application of petrophysical methods to estimate total organic carbon in Lower Jurassic source rocks from the offshore Lusitanian Basin (Portugal). *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **180**: 1058-1068.
- Sêco, S. L. R., Duarte, L. V., Pereira, A. J. S. C., Silva, R. L., 2018. Field gamma-ray patterns and stratigraphic reinterpretation of offshore well-log data from Lower Jurassic organic-rich units of the Lusitanian Basin (Portugal). *Marine and Petroleum Geology*, **98**: 860-872.
- Sousa, J. M., Duarte, L.V., Sêco, S. L. R., 2023. Reavaliação estratigráfica da Formação de Coimbra (Sinemuriano) através de dados de radiação gama em sondagens. *Comunicações Geológicas*, (neste volume)
- Uphoff, T. L., 2005. Subsalt (pre-Jurassic) exploration play in the northern Lusitanian basin of Portugal. *AAPG Bulletin*, **89** (6): 699-7.