

12º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

PAPEL DOS PROCESSOS DE DOLOMITIZAÇÃO NA QUALIDADE DOS RESERVATÓRIOS *IN SITU* E RETRABALHADOS DA FORMAÇÃO BARRA VELHA, PRÉ-SAL DA BACIA DE SANTOS

AUTORES:

Jordana Martiny^{1,2*}, Amanda Rodrigues^{1,2}, Mariane Trombetta^{1,2}, Sabrina Altenhofen^{1,2}, Thisiane Dos Santos¹, William Freitas^{1,2}, Stephani Simon^{1,2}, Argos Schank^{1,2}, Luiz Fernando De Ros^{1,2}, Rosalia Barili¹

INSTITUIÇÃO:

¹ Instituto do Petróleo e dos Recursos Naturais - Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul - IPR/PUCRS; Porto Alegre, RS

² Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul - IGEO/UFRGS; Porto Alegre, RS

PAPEL DOS PROCESSOS DE DOLOMITIZAÇÃO NA QUALIDADE DOS RESERVATÓRIOS *IN SITU* E RETRABALHADOS DA FORMAÇÃO BARRA VELHA, PRÉ-SAL DA BACIA DE SANTOS

Resumo

A Bacia de Santos é a maior bacia sedimentar offshore do Brasil, com cerca de 350 mil km², e produz 2.404.953 barris de petróleo por dia, segundo a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Esses números refletem a significativa contribuição desta bacia para a produção nacional. A Formação Barra Velha, na seção pré-sal e de idade aptiana, é composta por precipitação química *in situ* (spherulstones, shrubstones e mudstones) e retrabalhamento (calcarenitos e calcirruditos intraclásticos). Esse estudo visa entender as alterações diagenéticas da Formação Barra Velha, focando nos processos de dolomitização e seu impacto na qualidade dos reservatórios. Foram analisadas 83 lâminas ao longo de 27,8 metros de um poço central da bacia, destacando-se os hábitos da dolomita e seus efeitos na porosidade. Os principais hábitos identificados da base até o meio do intervalo são: (1) Dolomita em sela: como cimento e substituindo a matriz, reduzindo porosidade. (2) Dolomita blocosa: preenchendo poros de dissolução, reduzindo poros. (3) Dolomita microcristalina: substituindo a matriz. Ao longo de todo intervalo, dolomitas lamelar e pseudomórfica, substituindo a matriz e agregados carbonáticos. Do meio ao topo do intervalo, depósitos *in situ* e retrabalhados se alternam, com maior porosidade intersticial e vugular parcialmente preenchida por dolomita. O estudo dessas alterações diagenéticas na Formação Barra Velha revela que a dolomitização é o principal processo diagenético, impactando significativamente a qualidade dos reservatórios. Os diferentes hábitos de dolomita observados ao longo do intervalo estudado mostram que a dolomitização pode tanto reduzir quanto preservar a porosidade, dependendo do grau de dissolução da matriz. Portanto, compreender esses processos é essencial para otimizar a exploração e a produção de petróleo no País.

Palavras-chave: Dolomitização; Pré-sal; Reservatórios carbonáticos; Bacia de Santos; Qualidade de Reservatório;

Abstract

The Santos Basin is the largest offshore sedimentary basin in Brazil, covering about 350,000 km², and produces 2,404,953 barrels of oil per day, according to the National Agency of Petroleum, Natural Gas and Biofuels (ANP). These figures reflect the significant contribution of this basin to national production. The Barra Velha Formation, in the pre-salt section of Aptian age, is composed of *in situ* chemical precipitation (spherulstones, shrubstones, and mudstones) and reworking (calcarenites and intraclastic calcirrudites). This study aims to understand the diagenetic alterations of the Barra Velha Formation, focusing on the dolomitization processes and their impact on reservoir quality. Eighty-three thin sections over 27.8 meters of a core from a central well in the basin were analyzed, highlighting the dolomite habits and their effects on porosity. The main dolomite habits identified from the base to the middle of the interval are: (1) Saddle dolomite: occurring as cement and replacing the matrix, reducing porosity. (2) Blocky dolomite: filling dissolution pores, reducing porosity. (3) Microcrystalline dolomite: replacing the matrix. Throughout the entire interval, lamellar and pseudomorphic dolomites replace the matrix and carbonate aggregates. From the middle to the top of

the interval, in situ and reworked deposits alternate, with higher interstitial and vuggy porosity partially filled by saddle and blocky dolomite. The study of these diagenetic alterations in the Barra Velha Formation reveals that dolomitization is the main diagenetic process, significantly impacting reservoir quality. The different dolomite habits observed throughout the studied interval show that dolomitization can both reduce and preserve porosity, depending on the degree of matrix dissolution. Therefore, understanding these processes is essential for optimizing oil exploration and production in the country.

Keywords: Dolomitization; Pre-Salt; Carbonate Reservoirs; Santos Basin; Reservoir Quality;

Introdução

A Bacia de Santos se estende por cerca de 350.000 km² e está inserida em um contexto tectônico e estratigráfico que possibilitou a geração e acumulação das maiores reservas de hidrocarbonetos do Brasil. O foco deste estudo é a Formação Barra Velha (Aptiano), que corresponde à principal unidade da seção Pré-Sal na Bacia de Santos. O Pré-Sal brasileiro é uma sequência de rochas sedimentares que contém enormes reservas de óleo e gás natural. As rochas que constituem esses depósitos são essencialmente constituídas por calcita, dolomita, argilas magnesianas e sílica.

A dolomita é um dos minerais sedimentares mais importantes, e o entendimento de sua gênese e formas de ocorrência tem grande importância, uma vez que impacta significativamente na qualidade dos reservatórios de hidrocarbonetos. A identificação e descrição de processos e produtos diagenéticos é essencial para determinar os fatores que controlam as propriedades dos reservatórios.

De acordo com o relatório mensal mais recente da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), a produção de petróleo na Bacia de Santos é de 2.404.953 barris por dia. Esses números refletem a significativa contribuição desta bacia para a produção nacional. A Bacia de Santos destaca-se como a principal área produtora do Brasil. A caracterização detalhada dessas formações são essenciais para a produção e garantia da sustentabilidade dos recursos petrolíferos do país.

Metodologia

Para análise detalhada dos processos diagenéticos na Formação Barra Velha, da Bacia de Santos, foram selecionadas 83 lâminas ao longo de 27,8 metros testemunhados em um poço do centro da bacia. Esse poço foi acessado pelo Projeto Gênesis, desenvolvido pelo Instituto do Petróleo e dos Recursos Naturais da PUCRS para a Equinor Brasil.

Foram descritos os constituintes primários, singenéticos, diagenéticos, bem como os tipos de poros e relações paragenéticas, utilizando o software Petroledge® (De Ros et al., 2007). A identificação dos carbonatos foi realizada por tingimento com solução hidroclorídrica de Alizarina-S e ferricianeto de potássio (Dickson, 1965), que permite diferenciar os diferentes tipos de carbonatos presentes nas lâminas.

Fotomicrografias digitais foram adquiridas para registrar as principais feições texturais e composicionais das amostras.

E a classificação das amostras seguiu a sistemática proposta por De Ros & Oliveira (2023).

Resultados e Discussão

Com base nessas análises, foi possível identificar que a dolomita ocorre em diferentes hábitos ao longo do intervalo avaliado, sendo nos estágios iniciais do intervalo, do fundo até o meio, os hábitos mais comuns são:

1. Dolomita em sela, que ocorre tanto como cimento quanto como substituição da matriz de argilas magnesianas, bem como em agregados de calcita fascicular ou esferulítica e intraclastos. Essa forma de dolomita é prevalente, indicando a influência dos processos de diagênese precoce e o papel da matriz original na geração de porosidade.

2. Dolomita blocosa, que preenche poros de dissolução na matriz, nos intraclastos e nos agregados calcíticos. Este hábito é notável pela sua capacidade de reduzir os poros, cobrindo frequentemente os agregados em forma de franjas e diminuindo a conectividade porosa.

3. Dolomita microcristalina, que substitui a matriz argilosa e os agregados calcíticos. Essa forma de dolomita, com cristais muito pequenos, indica processos diagenéticos intermediários e contribui para a manutenção da porosidade original ou a geração de porosidade secundária.

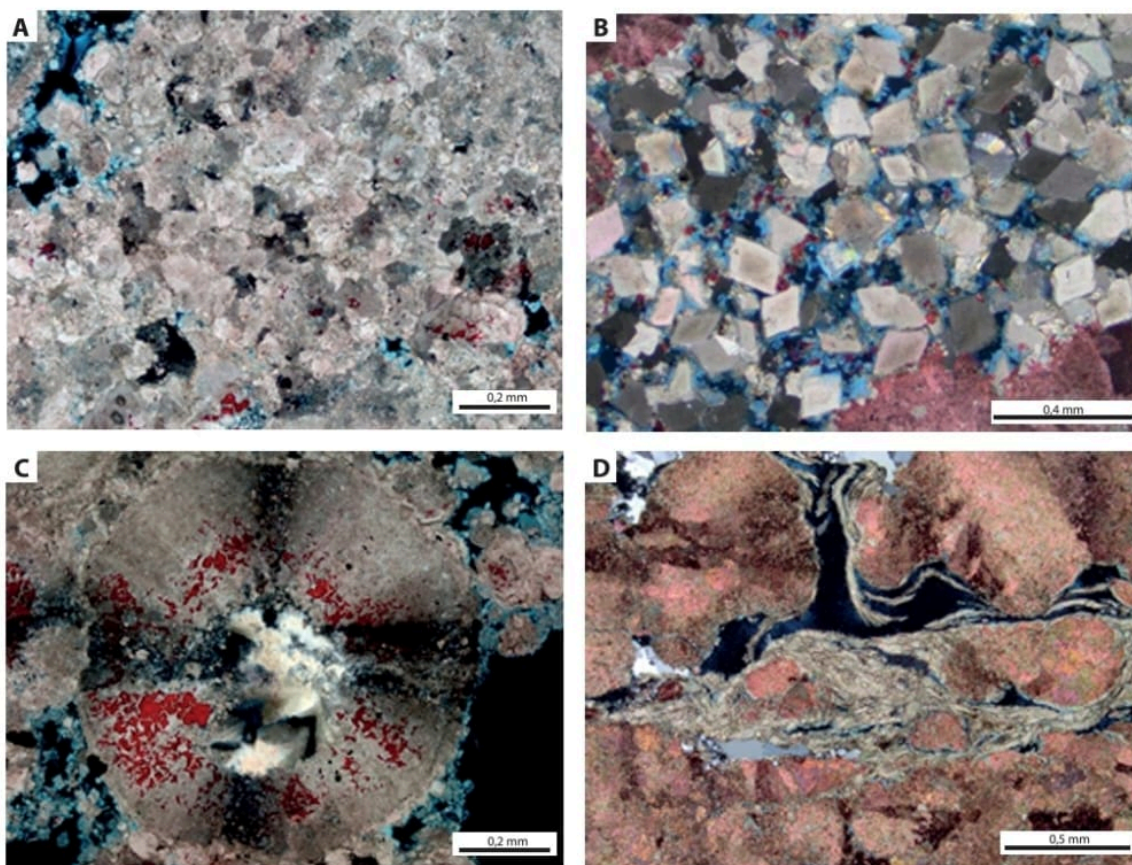
Ao longo de todo o intervalo estudado, também foram observados os seguintes hábitos:

1. Dolomita lamelar, que substitui a matriz seguindo sua laminação. Esta forma de dolomita sugere a influência de processos diagenéticos posteriores, onde a estrutura laminar da matriz foi preservada ou substituída pela dolomita.

2. Dolomita pseudomórfica, que substitui agregados e intraclastos carbonáticos. Essa forma de dolomita indica a presença de processos diagenéticos tardios, onde os carbonatos originais foram completamente ou parcialmente substituídos pela dolomita.

Os resultados preliminares indicam predominância de depósitos *in situ* da base ao meio do intervalo, com grande quantidade de dolomita substituindo e preenchendo poros de dissolução da matriz.

Do meio para o topo do intervalo, foi observada a intercalação de depósitos retrabalhados e *in situ*, com maior volume de porosidade intersticial e vugular, preenchida parcialmente por dolomita em sela e blocosa.



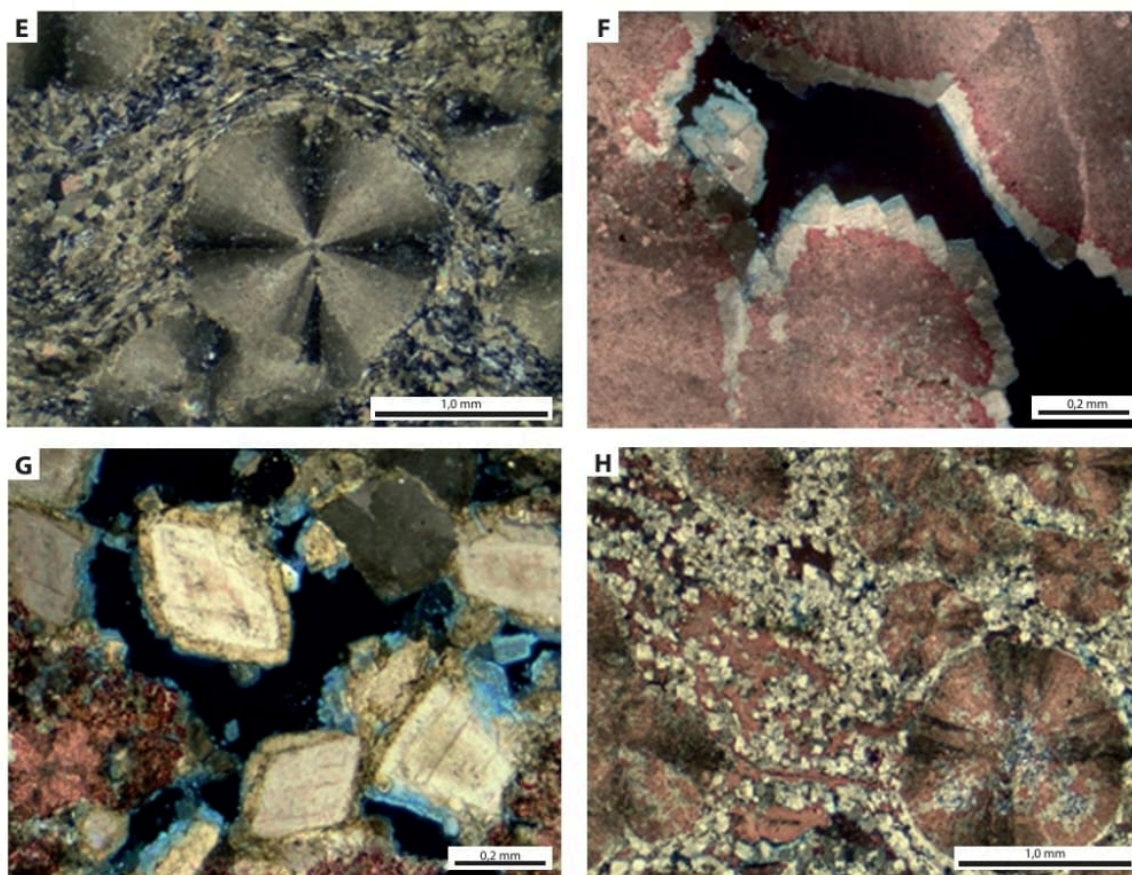


Fig 1. Principais feições observadas no intervalo estudado. (A) Dolomita em sela (polarizadores cruzados, XP); (B) Dolomita blocosa (polarizadores cruzados, XP); (C) Dolomita microcristalina, substituindo agregados fasciculares de calcita. Muitas vezes está associada a silicificação (polarizadores cruzados, XP); (D) Dolomita lamelar, substituindo matriz de argila magnesianas, deslocando intraclastos de calcita (polarizadores cruzados, XP); (E) Dolomita pseudomórfica substituindo agregados esferulíticos e dolomita lamelar substituindo mariz (polarizadores cruzados, XP); (F) Franjas de dolomita blocos cobrindo agregado de calcita (polarizadores cruzados, XP); (G) Dolomita zonada (polarizadores cruzados, XP); (H) Dolomita em sela e blocos preenchendo porosidade (polarizadores cruzados, XP);

Conclusões

A análise petrográfica detalhada, e a identificação dos diferentes hábitos da dolomita como dolomita em sela, blocosa, microcristalina, lamelar e pseudomórfica, é essencial para entender o comportamento dos reservatórios, auxiliando na exploração e produção de hidrocarbonetos.

A dolomitização é o principal processo diagenético e ocorre preferencialmente substituindo a matriz. Esse processo tem um impacto variável na qualidade dos reservatórios. Em situações sem intensa dissolução da matriz, a dolomitização tende a ter um impacto negativo, uma vez que a dolomitização direta da matriz não gerou porosidade. A ausência da criação de novos espaços porosos limita a capacidade de armazenamento e fluxo dos hidrocarbonetos.

Em casos em que a dolomitização é acompanhada por uma dissolução parcial da matriz original, seguida pela precipitação de dolomita, o impacto tende a ser positivo, uma vez que os cristais de dolomita comumente preservam a porosidade e a permeabilidade gerados por esses processos e, em

alguns casos, criam porosidade adicional. Como resultado do aumento da porosidade e da permeabilidade, há uma melhora significativa na qualidade do reservatório.

Agradecimentos

O presente trabalho foi realizado com apoio financeiro do Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – PRH-ANP, suportado com recursos provenientes do investimento de empresas petrolíferas qualificadas na Cláusula de P, D&I da Resolução ANP nº 50/2015. Agradeço também à Equinor pelo financiamento e apoio ao projeto, e ao Instituto de Petróleo e dos Recursos Naturais (IPR) da Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul (PUCRS) por toda infraestrutura e o suporte.

Referências Bibliográficas

- Agência nacional do petróleo, gás natural e biocombustíveis (ANP). Boletim mensal do petróleo e gás natural – abril de 2024. Disponível em: <chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/boletins/arquivos-bmppgn/2024/abril.pdf>. Acesso em: 15 jul. 2024.
- Azerêdo, A.C., Duarte, L.V., And Silva, A.P., 2021, The challenging carbonates from the Pre-Salt reservoirs offshore Brazil: facies, palaeoenvironment and diagenesis: *Journal of South American Earth Sciences*, v. 108, no. 103202.
- Basso, M., Chinelatto, G.F., Belila, A.M.P., Mendes, L.C., Souza, J.P.P., Stefanelli, D., Vidal, A.C. and Bueno, J.F., 2023. Characterization of silicification and dissolution zones by integrating borehole image logs and core samples: a case study of a well from the Brazilian pre-salt. *Petroleum Geoscience*, v. 29, 21 pp.
- Boggs, Sam. Jr. *Petrology of Sedimentary Rocks*. 2ed. Cambridge: Cambridge University Press, 2009. 600p.
- Carramal, N.G., Oliveira, D.M., Cacela, A.S.M., Cuglieri, M.A.A., Rocha, N.P., Viana, S.M., Toledo, S.L.V., Pedrinha, S., And De Ros, L.F., 2022, Paleoenvironmental insights from the deposition and diagenesis of Aptian pre-salt magnesium silicates from the Lula Field, Santos Basin, Brazil: *Journal of Sedimentary Research*, v. 92, p. 12–31.
- Carvalho, A.M.A., Hamon, Y., Souza, O.G., Jr., Carramal, N.G., And Collard, N., 2022, Facies and diagenesis distribution in an Aptian pre-salt carbonate reservoir of the Santos Basin, offshore Brazil: a comprehensive quantitative approach: *Marine and Petroleum Geology*, v. 141, no. 105708, 25 p.
- Castro, T.M., 2019. Avaliação dos Reservatórios Carbonáticos do Pré-sal no Campo de Búzios, Bacia de Santos. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal Fluminense, Niterói, RJ, 182 pp.

- De Ros, L. F., Goldberg, K., Abel, M., Victorinetti, F., Mastella, L., & Castro, E. (2007). Advanced Acquisition and Management of Petrographic Information from Reservoir Rocks Using the PETROLEDGE® System. AAPG Annual Convention and Exhibition, April 1-4.
- De Ros, L.F. & Oliveira, D.M., 2023. An operational classification system for the South Atlantic Pre-Salt rocks. *Journal of Sedimentary Research*, v. 93, 13 pp.
- Dickson, J. A. D. 1965. A Modified staining technique for carbonates in thin section. *Nature*, v. 205, Issue 4971.
- Gomes, J.P., Bunevich, R.B., Tedeschi, L.R., Tucker, M.E., and Whitaker, F.F., 2020, Facies classification and patterns of lacustrine carbonate deposition of the Barra Velha Formation, Santos Basin, Brazilian Pre-salt: *Marine and Petroleum Geology*, v. 113, p. 104–176.
- Herlinger, R., Jr., Zambonato, E.E., And De Ros, L.F., 2017, Influence of diagenesis on the quality of lower cretaceous pre-salt lacustrine carbonate reservoirs from northern Campos Basin, offshore Brazil: *Journal of Sedimentary Research*, v. 87, p. 1285–1313.
- Lima, B.E.M., and De Ros, L.F., 2019, Deposition, diagenetic and hydrothermal processes in the Aptian Pre-Salt lacustrine carbonate reservoirs of the northern Campos Basin, offshore Brazil: *Sedimentary Geology*, v. 383, p. 55–81.
- Lucia, F. J. Origin and petrophysics of dolostone pore space. In: Braithwaite, C. J. R., Rizzi, G. & Darke, G. (Eds.). *The Geometry and Petrogenesis of Dolomite Hydrocarbon Reservoirs*. Londres: Geological Society, Special Publications, n. 235, 2004, p. 141 - 155.
- Lupinacci, W.M., Fatah, T.Y.A., Carmo, M.C., Freire, A.F.M. and Gamboa, L.A.P., 2023. Controls of fracturing on porosity in pre-salt carbonate reservoirs. *Energy Geoscience*, v. 4, 100146.
- Machel, H. G. Concepts and models of dolomitization: a critical reappraisal. In: Braithwaite, C. J. R., Rizzi, G. & Darke, G. (Eds.). *The Geometry and Petrogenesis of Dolomite Hydrocarbon Reservoirs*. Londres: Geological Society, Special Publications, n.235, 2004, p. 7 - 63.
- Moreira, J. L. P. et al. Bacia de Santos. *Boletim de Geociências Petrobras*, v. 15, p. 531 - 549, 2007.
- Pereira, M. J. et al. Estratigrafia da Bacia de Santos: Análise das sequências, sistemas deposicionais e revisão litoestratigráfica.
- Pietzsch, R., D. M. Oliveira, L. R. Tedeschi, J. V. Q. Neto, M. F. Figueiredo, J. C. Vazquez, and R. S. de Souza, 2018, Palaeohydrology of the Lower Cretaceous

pre-salt lacustrine system, from rift to post-rift phase, Santos Basin, Brazil: *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, v. 507, p. 60–80.

Schrank, A.B.S., Dos Santos, T., Altenhofen, S.D., Freitas, W., Cembrani, E., Haubert, T., Vecchia, F. D., Barili, R., Rodrigues, A.G., Maraschin, A. and De Ros, L.F. Interactions between Clays and Carbonates in the Aptian Pre-Salt Reservoirs of Santos Basin, Eastern Brazilian Margin. *Minerals*, v. 14, n. 2, p. 191, 1 fev. 2024.

Souza, L.S., y Sgarbi, G.N.C. (2019). Bacia de Santos no Brasil: geologia, exploração e produção de petróleo e gás natural. *Boletín de Geología*, 41(1), 175-195. DOI: 10.18273/revbol.v41n1-2019009

Mckenzie, J. A.; Vasconcelos, C. Dolomite Mountains and the origin of the dolomite rock of which they mainly consist: historical developments and new perspectives. *Sedimentology*, v.56, n.1, p. 205 - 219, 2009.

Tucker, M. E.; Wright, V. P. *Carbonate Sedimentology*. Oxford: Blackwell Science, Blackwell Publishing, 1990. 482 p.

Warren, J. Dolomite: occurrence, evolution and economically important associations. *Earth-Science Reviews*, n. 52, p. 1 - 81, 2000.

Wright, V.P., 2022, The mantle, CO₂ and the giant Aptian chemogenic lacustrine carbonate factory of the South Atlantic: some carbonates are made, not born: *Sedimentology*, v. 69, p. 47–73.

Wright, V.P., and Barnett, A.J., 2015, An abiotic model for the development of textures in some South Atlantic early Cretaceous lacustrine carbonates, in Bosence, D.W.J., et al., eds., *Microbial Carbonates in Space and Time: Implications for Global Exploration and Production*: Geological Society of London, Special Publication 418, p. 209–219.

Wright, V.P., and Barnett, A.J., 2020, The textural evolution and ghost matrices of the Cretaceous Barra Velha Formation carbonates from the Santos Basin, offshore Brazil: *Facies*, v. 66, 18 p.