

Trombetta, M. C. ¹; De Ros, L. F. ²; Rodrigues, A. G. ³

¹Bolsista do PRH-14.1, curso de Pós-Graduação em Geociências da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto-Alegre – RS. E-mail: mariane.trombetta@ufrgs.br

²Docente do curso de Pós-Graduação em Geociências da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto-Alegre – RS. E-mail: lfderos@inf.ufrgs.br;

³Docente do curso de Pós-Graduação em Geociências da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto-Alegre – RS. E-mail: goulart.rodrigues@ufrgs.br

PRH-14.1 – Geologia do Petróleo UFRGS

MOTIVAÇÃO E OBJETIVOS

Os depósitos lacustres de calcarenitos e calcirruditos intracústicos da Formação Barra Velha, seção Pré-sal da Bacia de Santos, apresentam significativa espessura e extensão lateral.

Os depósitos intracústicos foram gerados pela ressedimentação de fragmentos de agregados fasciculares e esferulitos de calcita, oóides e pelóides de argilominerais magnesianos, e outros materiais associados (Fig. 1).

Os processos deposicionais e a evolução diagenética dos depósitos intracústicos são pouco compreendidas.

Além das características deposicionais (fácies, seleção, distribuição, espessura) serem favoráveis para as ótimas propriedades de reservatório registradas nessas rochas, a evolução diagenética também atuou na preservação ou mesmo aumento da porosidade, embora de forma heterogênea (Fig. 2).

O objetivo geral da pesquisa é a caracterização da diagênese das rochas intracústicas e o impacto sobre a distribuição da porosidade. Os modelos de evolução diagenética buscam contribuir para a compreensão da qualidade dos reservatórios do Campo de Búzios da Bacia de Santos.

Os objetivos específicos são:

- (1) caracterização de texturas, fábricas, constituintes primários, diagenéticos e sistemas porosos;
- (2) identificação das condições de precipitação, temperatura e composição de fluidos precipitantes;
- (3) geração de modelos conceituais da evolução diagenética e seu impacto sobre a qualidade de reservatório.

Fig. 2 – Modificações diagenéticas como condicionantes do potencial de reservatório dos depósitos retrabalhados (modelo deposicional modificado de Basso et al., 2021 e fotomicrografias extraídas de Herlinger et al., 2017).

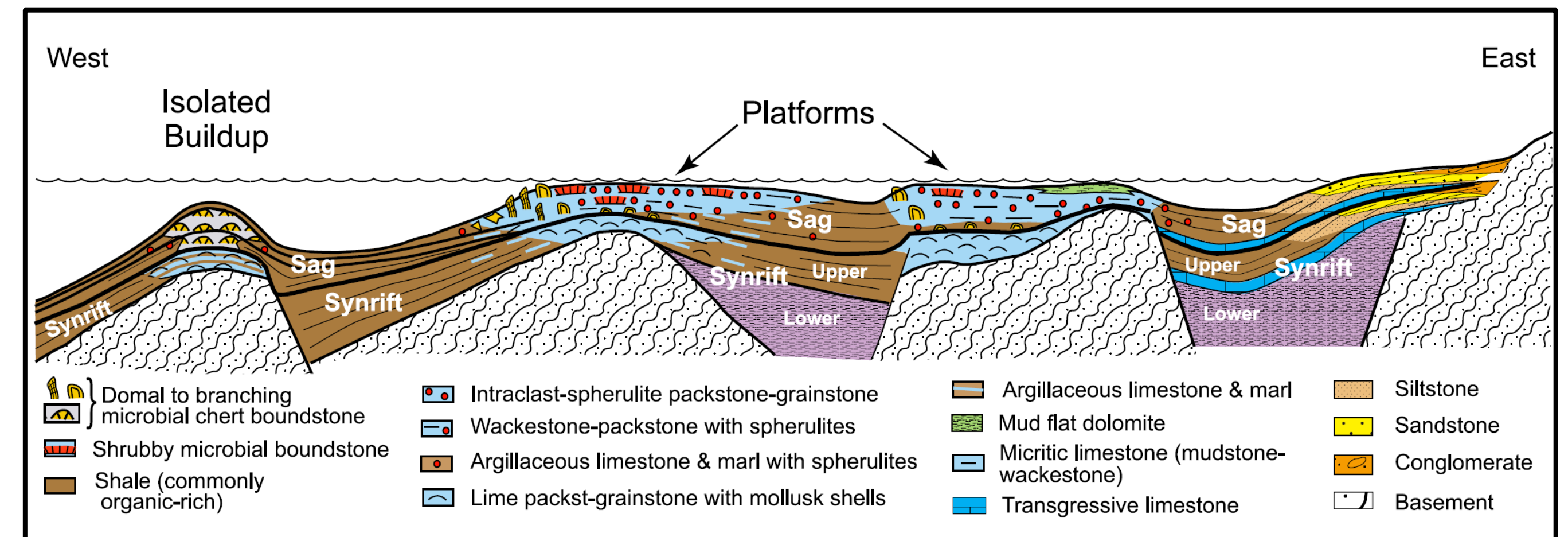
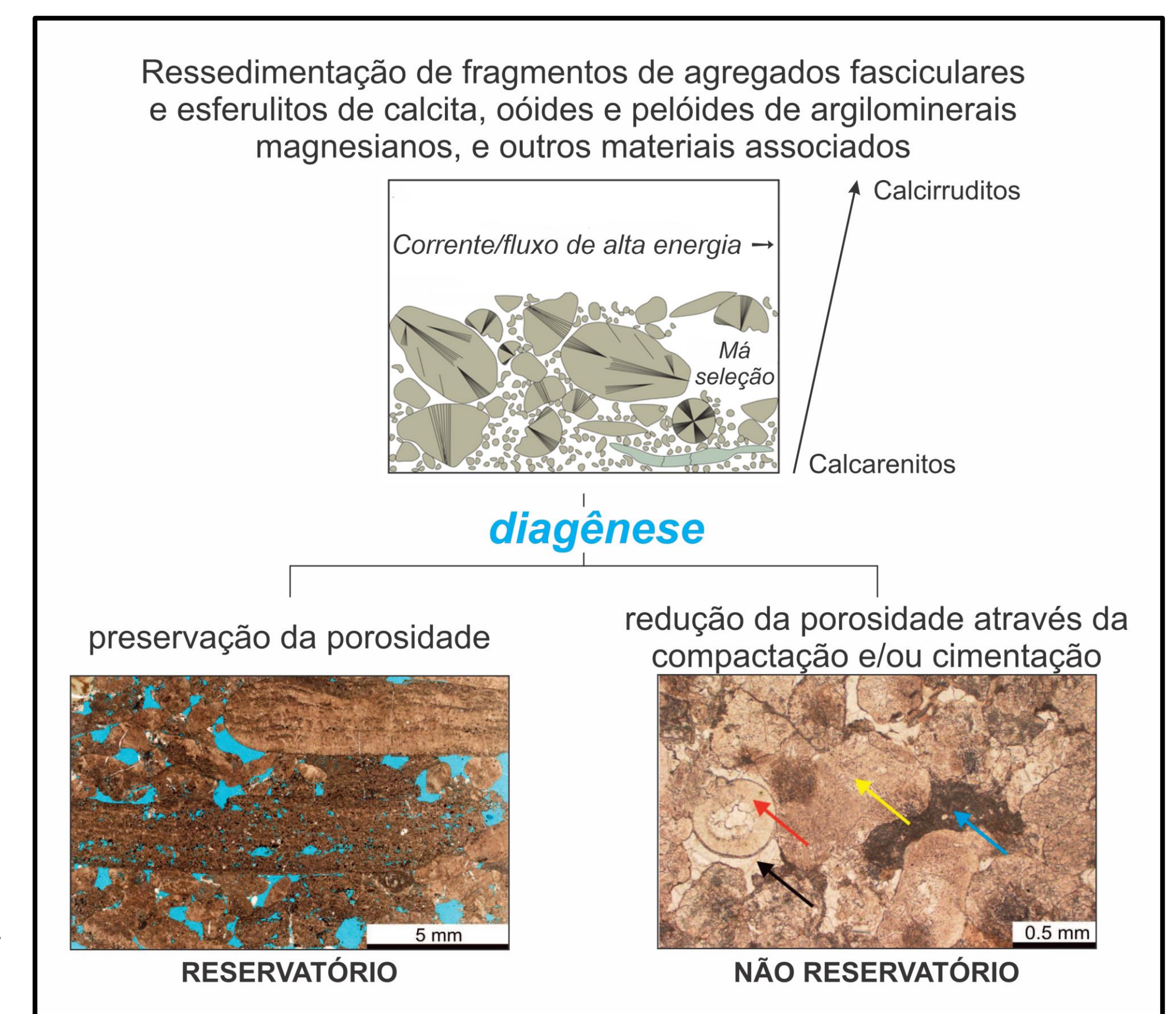


Fig. 1 - Modelo deposicional do Pré-sal na Bacia de Kwanza, com a distribuição dos depósitos retrabalhados nos altos estruturais (Saller et al., 2016).



APLICAÇÃO NO SETOR DE PETRÓLEO E ENERGIA

Segundo a ANP (2022), o Campo de Búzios é atualmente o segundo maior produtor de hidrocarbonetos do Brasil, onde estão os dois poços que mais produzem no Pré-sal, com 165.598 e 145.189 barris de petróleo por dia (bbl/d). Os depósitos intracústicos constituem os principais reservatórios no Campo de Búzios.

O grande interesse na área de Búzios também se dá pelo volume de reservas (Fig. 3). A caracterização dos padrões de distribuição da porosidade irá contribuir para otimizar a produção dos reservatórios. Além disso, a compreensão da história diagenética e dos seus controles regionais deverão fornecer bases para a previsão da qualidade de reservatório nas áreas em exploração.

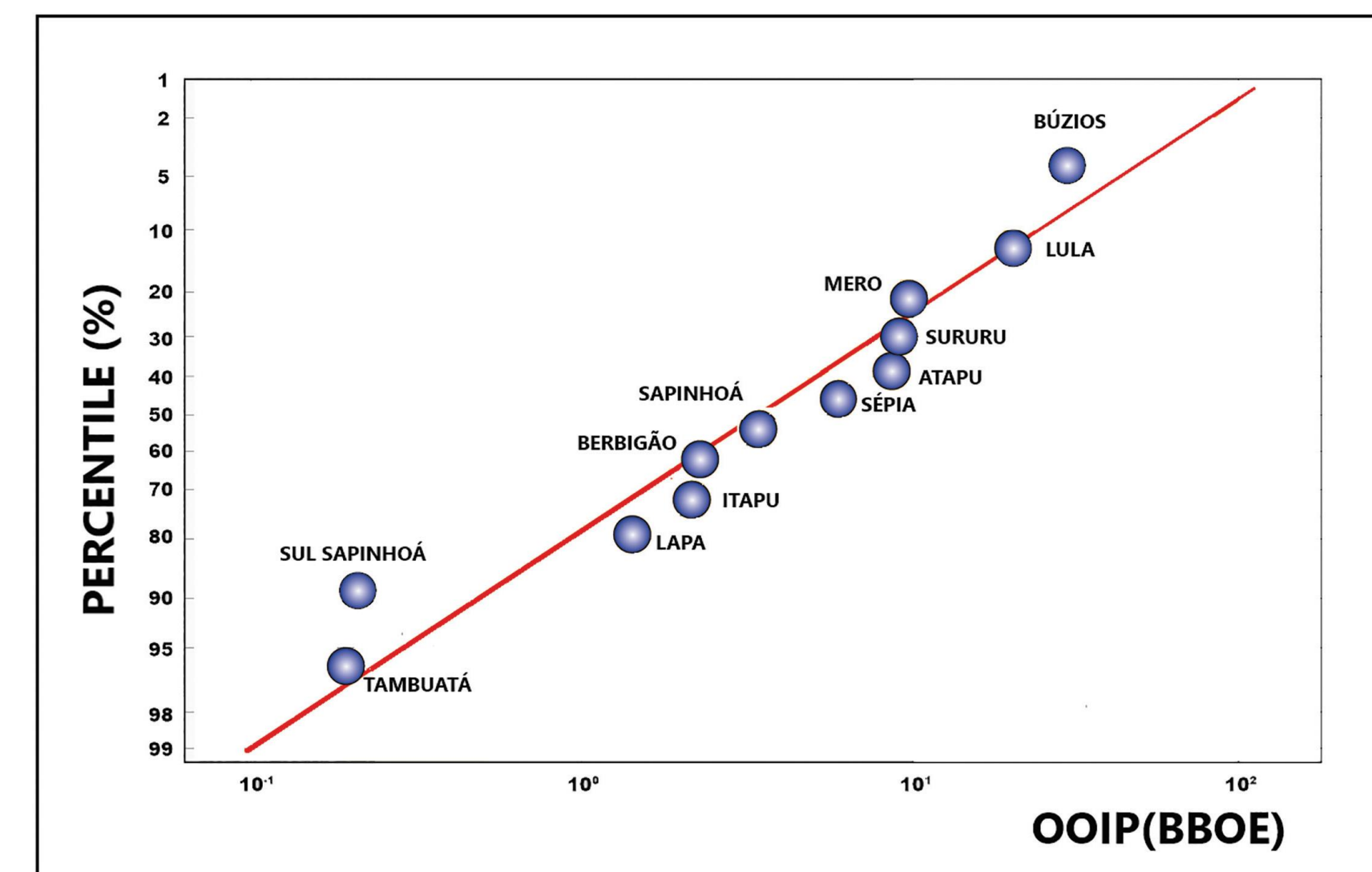


Fig. 3 - Distribuição dos tamanhos dos principais campos do Pré-Sal (OOIP em bilhões de barris de óleo equivalente; extraído de Tavares dos Santos e Gordon, 2021).

RESULTADOS ESPERADOS

Os resultados previstos irão compreender:

- 1) perfis sedimentológicos integrados;
- 2) descrições petrográficas sistemáticas quantitativas das lâminas delgadas estudadas;
- 3) petrofácies genéticas, definidas com base na combinação das principais aspectos de textura, fábrica e composição primárias, processos e produtos diagenéticos que condicionam a porosidade;

- 4) documentação fotomicrográfica das principais feições petrográficas;
- 5) sequências paragenéticas dos processos e produtos diagenéticos interpretadas para cada petrofácies;
- 6) modelos conceituais da evolução da diagênese, da porosidade e da qualidade dos reservatórios;
- 7) publicações científicas e apresentações em congressos.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

A singularidade de cada ambiente diagenético é a base para os modelos conceituais preditivos. O estudo proposto para os reservatórios intracústicos do Pré-sal, contribuirá não apenas para a redução dos riscos de exploração e a otimização da produção de hidrocarbonetos, mas também para o avanço da compreensão acerca da diagênese desses depósitos.

AGRADECIMENTOS



REFERÊNCIAS

- ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - Superintendência de Desenvolvimento e Produção. 2022. Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural, 40p. (Número 134). Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletinsanp/boletins/arquivos-bmppgn/2022/boletim-marco.pdf>>. Acesso em: 12 nov. 2022.
- Basso, M., Belila, A.M.P., Chinelatto, G.F., Souza, J.P. da P., Vidal, A.C. 2021. Sedimentology and petrophysical analysis of pre-salt lacustrine carbonate reservoir from the Santos Basin, southeast Brazil. International Journal of Earth Sciences, 110: 2573–2595. <https://doi.org/10.1007/s00531-02001932-7>
- Herlinger, R., Zambonato, E.E., 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, 87(12): 1285–1313. <https://doi.org/10.2110/jsr.2017.70>
- Saller, A., Rushton, S., Buambua, L., Inman, K., Mcneil, R. and Dickson, J.A.D., 2016. Pre-Salt stratigraphy and depositional systems in the Kwanza Basin, offshore Angola. AAPG Bulletin, v. 100, p. 1135 - 1164.
- Tavares dos Santos, P., Gordon, A.C. 2021. Chapter 14: Búzios Field: Geological Setting of the Largest Pre-Salt Field, Santos Basin, Brazil. In: Mello, M.R., Yilmaz, P.O., Katz, B.J. (Eds.). AAPG Memoir 124: The Supergiant Lower Cretaceous Pre-Salt Petroleum Systems of the Santos Basin, Brazil. The American Association of Petroleum Geologists, p. 375–394. <https://doi.org/10.1306/13722365msb.14.1853>