



Modelo de Fácies e Distribuição da Porosidade e Permeabilidade dos Carbonatos do Pré-sal nos Campos de Tupi, Mero e Búzios, Bacia de Santos (Brasil)

Palavras-Chave: Pré-sal, Bacia de Santos, Petrofísica

Autores:

GABRIEL MATEUS ALVES DE LIMA [IG-UNICAMP]

Prof. Dr. ALESSANDRO BATEZELLI (orientador) [IG-UNICAMP]

INTRODUÇÃO:

A Bacia de Santos caracteriza-se como uma entidade geotectônica localizada no litoral sudeste brasileiro, presente ao longo dos estados de Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná e Santa Catarina (**Figura 1**). Encontra-se entre os Altos de Florianópolis e de Cabo Frio, sendo delimitada pela Bacia de Campos (ao norte) e pela Bacia de Pelotas (ao sul), bem como pelo planalto da Serra do Mar (no oeste) e pelo Platô de São Paulo (no leste) (Moreira *et al.*, 2007; Gamboa *et al.*, 2008).



Figura 1. Mapa de localização da Bacia de Santos. Legenda: BP = Bacia de Pelotas; AF = Alto de Florianópolis; ACF = Alto de Cabo Frio; BC = Bacia de Campos (Souza & Sgarbi, 2019).

Classificada como uma bacia de margem passiva, a Bacia de Santos originou-se após eventos de rifteamento do Supercontinente Gondwana, resultando na abertura do oceano Atlântico Sul durante o

Neocominiano (145 a 130 Ma) (Fernandez & Santos, 2017). Apresenta área total de cerca de 350.000 km² e espessura máxima de até 15 km (Mio *et al.*, 2005).

O interesse econômico na região tem sido crescente desde a década de 1990 devido a várias descobertas petrolíferas na camada denominada atualmente de pré-sal. Destacam-se a constatação de arenitos turbidíticos ricos em hidrocarbonetos (H/C) no campo de Merluza (Pereira & Macedo, 1990); a presença de reservatórios carbonáticos datados do Albiano na porção sul da bacia (Fernandez & Santos, 2017); e a comprovação da viabilidade exploratória de reservas aprisionadas sob camadas de evaporito no campo de Parati, em 2005 (Souza & Sgarbi, 2016).

A importância econômica da Bacia de Santos pode ser comprovada por relatórios recentes disponibilizados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), os quais indicam que a bacia liderou a produção nacional de petróleo em 2022 com 74,7% de participação (ANP, 2022). Nesse contexto, os campos de Tupi e Búzios foram responsáveis respectivamente por 27,77% e 18,67% da produção, ou seja, quase metade da produção brasileira (**Figura 2**).

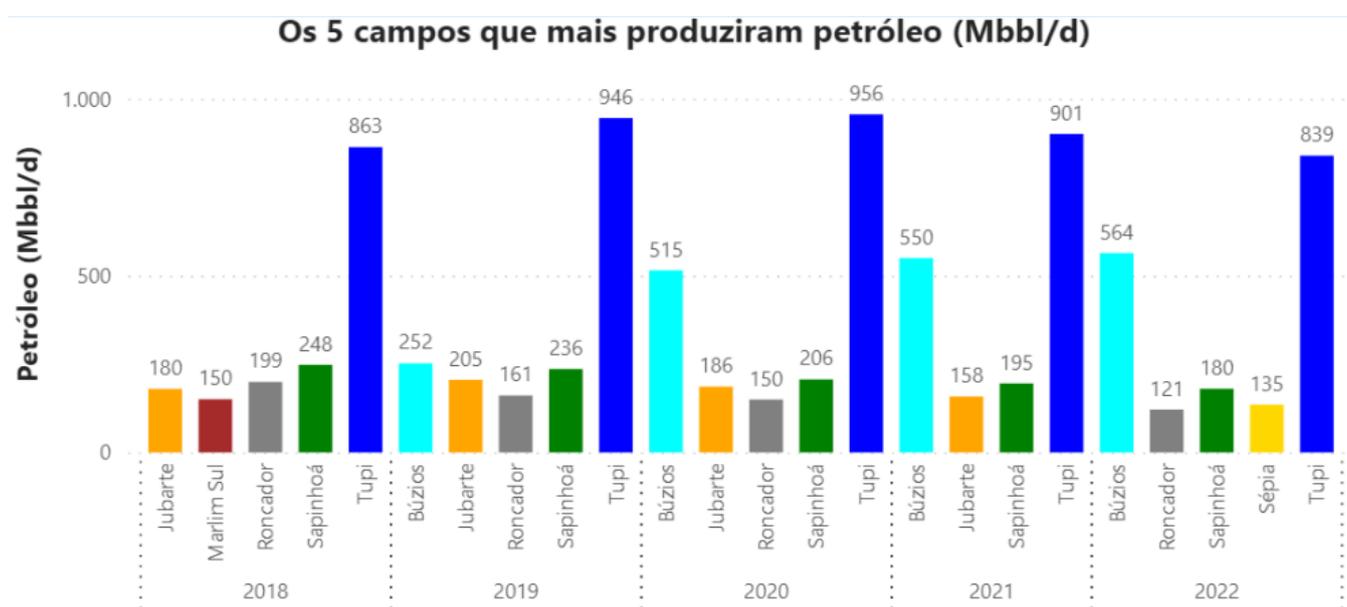


Figura 2. Evolução da produção petrolífera em milhões de barris por dia (Mbb/d) dos cinco maiores campos produtores da Bacia de Santos ao longo dos últimos cinco anos (ANP, 2022).

Rochas carbonáticas de elevada heterogeneidade e complexidade estrutural correspondem aos principais reservatórios de hidrocarbonetos explorados nessa região. O controle estrutural do meio poroso, refletido sobretudo pelos índices petrofísicos de porosidade e permeabilidade, pode estar relacionado a diversos processos diagenéticos (Lubis & Harith, 2014). Dentre eles, citam-se os processos de silicificação e dolomitização.

Nesse contexto, este trabalho tem como objetivo a análise das rochas carbonáticas atuantes como reservatórios nos campos de Tupi, Mero e Búzios, a fim de construir um modelo de distribuição de fácies e de mineralogia para o pacote sedimentar estudado. Além disso, também busca interpretar os ambientes deposicionais e compreender como a silicificação e a dolomitização afetam a porosidade e a permeabilidade dessas rochas.

METODOLOGIA:

O fluxo de trabalho seguido até então foi: (i) levantamento bibliográfico; (ii) solicitação de amostras e dados técnicos à ANP; (iii) análise macroscópica de plugues; e (iv) análise microscópica de lâminas. A pesquisa bibliográfica consistiu na consulta de trabalhos que englobavam a interpretação de

paleoambientes deposicionais, mecanismos de formação de grãos carbonáticos, impactos dos processos diagenéticos em reservatórios sedimentares, modelos de classificação de litotipos locais, entre outros.

Após o recebimento dos dados e amostras, deu-se início à etapa de análise macroscópica de amostras de calha presentes em pastas de poços (plugues), tanto verticais como horizontais. No total, foram descritas e fotografadas cerca de 300 amostras advindas de 5 poços do campo de Tupi (4-BRSA-711-RJS, 9-LL-30-RJS, 9-LL-6A-RJS, 3-BRSA-1120-RJS e 8-LL-37D-RJS).

Tal investigação teve como base a classificação de fácies proposta por Gomes *et al.* (2020) para carbonatos associados ao paleoambiente lacustre da Formação Barra Velha, na Bacia de Santos. Nesse panorama, a descrição realizada levou em conta vários critérios qualitativos, incluindo coloração, textura, estrutura (natureza e tipo dos grãos), granulometria, cimentação, matriz e conteúdo detrítico das amostras.

Gomes *et al.* (2020) subdividem tais rochas em 9 tipos a partir da porcentagem relativa de três componentes principais (**Figura 3**): lama carbonática (*mud*), a qual engloba micrita e minerais argilosos, de granulometria fina a muito fina; esferulitos (*spherulites*), agregados de calcita esféricos a sub-esféricos, de extinção radial e de diâmetro médio de 1 mm; e *shrubs*, cristais alongados de calcita fibrosa com formato similar a de arbustos, variando entre 0,15 e 6,5 mm de tamanho.

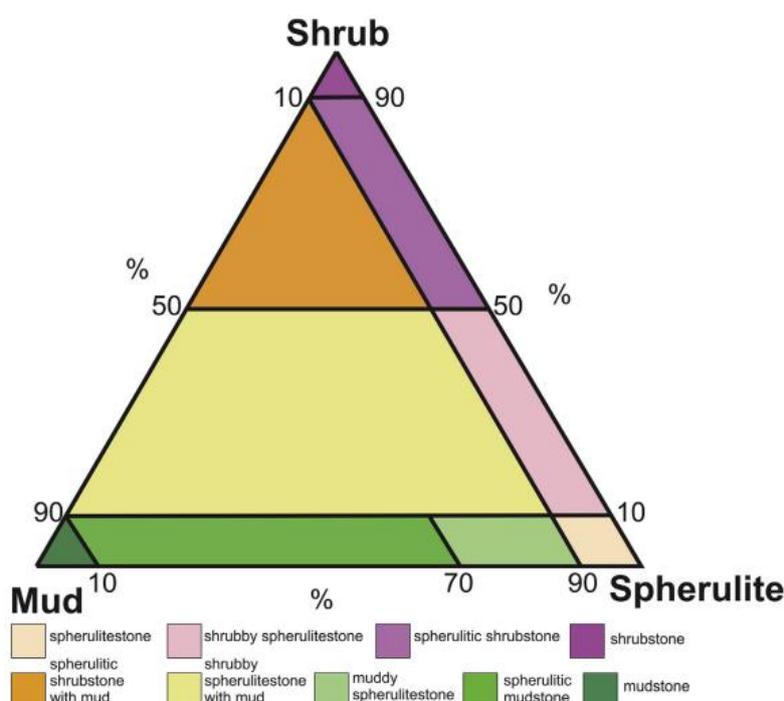


Figura 3. Diagrama ternário com os grupos de classificação de fácies geradas in situ na Formação Barra Velha (Gomes *et al.*, 2020).

Por fim, durante a etapa de análise microscópica, foram avaliadas 44 lâminas presentes em outros dois poços (3-BRSA-854-RJS e 3-BRSA-865A-RJS) do campo de Búzios, através do *software ZEISS ZEN Microscopy*. Elaborou-se uma descrição qualitativa das amostras, tomando como base a textura, trama, granulometria, angularidade e esfericidade, mineralogia principal, processos de alteração e porosidade. Novamente, cada lâmina foi classificada conforme a proposta de Gomes *et al.* (2020).

RESULTADOS E DISCUSSÃO:

A análise macroscópica de plugues revelou uma grande heterogeneidade de fácies ao longo do eixo vertical dos poços, identificando todos os grupos estabelecidos por Gomes *et al.* (2020), bem como fácies de grãos retrabalhados, para as quais foi utilizada a terminologia de Dunham (1962) — *grainstone*,

packstone, *wackestone* e *mudstone* —, conforme recomendação de Gomes *et al.* (2020). A frequência de fácies em cada poço pode ser observada na **Figura 4**.

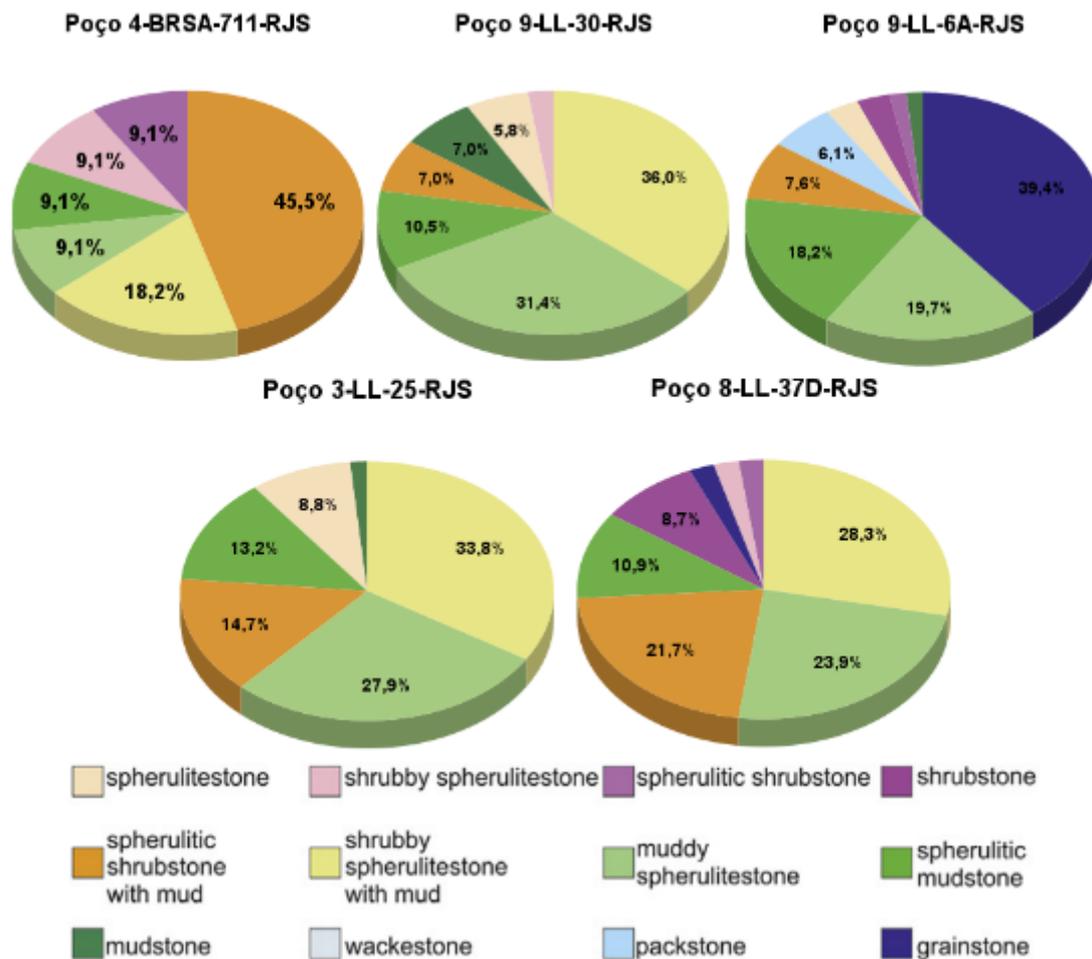


Figura 4. Gráficos de setores apresentando a frequência de cada fácies nos poços, levando em conta a análise qualitativa dos plugues disponibilizados. Percebe-se elevada heterogeneidade das fácies e variabilidade em cada poço.

Tal variabilidade pode estar associada diretamente a mudanças ambientais cíclicas, atreladas ao clima, regime de chuvas, temperatura, aridez, nível da água do lago, entre outros. Nesse sentido, fácies com maior proporção de lama carbonática tendem a indicar momentos com menor energia de fluxo, propiciando sua deposição. Esferulitos podem sinalizar condições de águas rasas num estágio inicial de soterramento, enquanto que *shrubs* indicariam rápida precipitação de calcita em soluções muito saturadas, ocasionando seu desenvolvimento *in situ* para cima do substrato (Gomes *et al.*, 2020).

Por sua vez, a avaliação microscópica de lâminas revelou predominância de *Shrubstone*, *Spherulitic shrubstone* e *Spherulitic shrubstone with mud*. O principal mineral identificado foi a calcita, apontada por corante vermelho de alizarina S; subordinadamente, ocorre sobretudo a dolomita. Ademais, os principais processos de alteração observados foram a silicificação (por sílica amorfa e quartzo macrocristalino, microcristalino e calcedônico) e a cimentação por dolomita (**Figuras 5A e 5B**).

Quanto à porosidade, as lâminas apresentaram porosidade estimada variável entre 0% e 18%. Várias delas possuem porosidade vugular (tipo *vuggy*) geradas por dissolução do cimento dolomítico ou por fraturamento (**Figuras 5C e 5D**). Ressalta-se que porosidades iguais ou superiores a 10% são indicativas de ótimos reservatórios carbonáticos. Algumas lâminas também apresentaram porosidade ocasionada por desdolomitização.

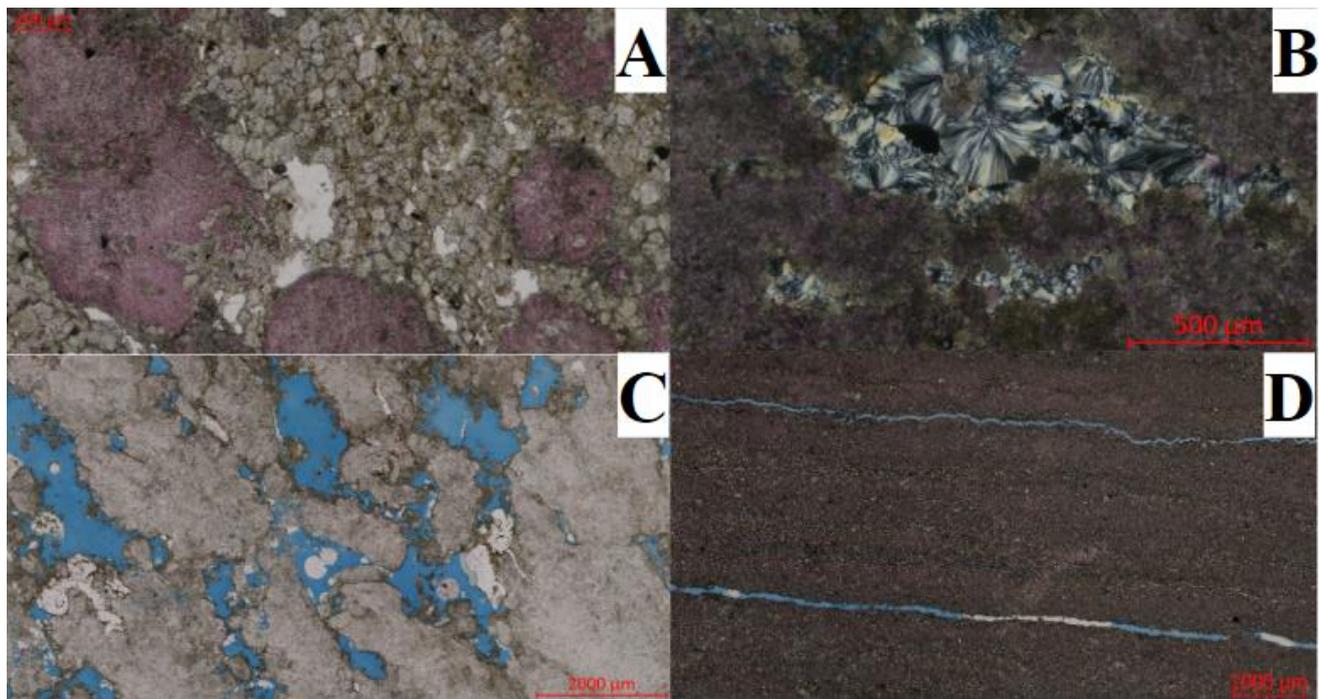


Figura 5. (A) Shrunken spherulitic limestone with mud with intense dolomitic cementation (rhombic dolomite grains); (B) Mudstone with silicification by fibro-radial calcite; (C) Shrunken limestone with vugular porosity (blue); (D) Mudstone with porosity by fracturing.

CONCLUSÕES:

As análises realizadas permitiram observar que ocorre uma elevada heterogeneidade de fácies nos reservatórios dos campos de Tupi e Búzios, possivelmente devido a mudanças ambientais cíclicas ocorridas no ambiente deposicional lacustre apontado para a formação desses litotipos. Ademais, identificou-se a ocorrência de silicificação e dolomitização através de análises microscópicas, bem como a constatação de porosidade vugular considerável em diversas lâminas, indicando excelentes reservatórios de H/C. As próximas etapas deste trabalho consistem na elaboração de um modelo de deposição dessas fácies e compreensão dos efeitos da diagênese nas características petrofísicas de tais reservatórios.

BIBLIOGRAFIA

- ANP, 2022. Encarte de Consolidação da Produção 2022: Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural (Dezembro/2022). Superintendência de Desenvolvimento e Produção, Rio de Janeiro.
- Fernandez R.O. & Santos A.J. 2017. Bacia de Santos: Sumário Geológico e Setores em oferta: http://rodadas.anp.gov.br/arquivos/Round14/Mapas/sumarios/Sumario_Geologico_R14_Santos.pdf.
- Gamboa L.A.P., Machado M.A.P., Silveira D.P., Freitas J.T.R., Silva S.R.P. 2008. Evaporitos estratificados no Atlântico Sul. In: W.U. Mohriak, P. Szatmari, S. Anjos (Orgs.). Sal: Geologia e Tectônica. Exemplos nas Bacias Brasileiras (pp. 91-163). São Paulo: Beca Edições.
- Gomes J.P., Bunevich R.B., Tedeschi L.R., Tucker M.E., 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*, 113, 104176.
- Lubis L.A., Harith Z.Z.T. 2014. Pore Type Classification on Carbonate Reservoir in Offshore Sarawak using Rock Physics Model and Rock Digital Images. *IOP Conf. Ser. Earth Environ. Sci.* 19, 012003.
- Mio E., Chang H.K., Corrêa F.S. 2005. Integração de métodos geofísicos na modelagem crustal da Bacia de Santos. *Revista Brasileira de Geofísica*, v. 23, n. 3, p. 275-284.
- Moreira J.L.P., Madeira C.V., Gil J.A., Machado M.A.P. 2007. Bacia de Santos. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 15(2), 531-549.
- Pereira M.J. & Macedo J.M. 1990. A Bacia de Santos: perspectivas de uma nova província petrolífera na plataforma continental sudeste brasileira. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 4(1), 3-11.
- Souza L.S. & Sgarbi G.N.C. 2016. Bacia de Santos: de promissora a principal bacia produtora de hidrocarbonetos do Brasil. XLVIII Congresso Brasileiro de Geologia. Porto Alegre, Brasil.
- Souza, L.S. & Sgarbi, G.N.C. 2019. Bacia de Santos no Brasil: geologia, exploração e produção de petróleo e gás natural. *Boletim de Geologia*, 41(1), 175-195. DOI: 10.18273/revbol.v41n1-2019009.