Descrição e interpretação de fácies carbonáticas do Campo de Tupi, Bacia de Santos

Palavras-Chave: Pré-sal, Bacia de Santos, Análise de fácies

Autores/as:

Iasmim Ribeiro Portela Lima [Unicamp]

Prof./ª Dr./ª Alessandro Batezelli (orientador) [Unicamp]

INTRODUÇÃO:

A Bacia de Santos fica localizada na parte sudeste da margem continental brasileira, restringindo-se ao norte pela Bacia de Campos com o Alto de Cabo Frio e restringindo-se ao Sul pela Bacia de Pelotas com a Plataforma de Florianópolis. Ocupando uma área de aproximadamente 352.000 km^2 e lâmina d'água de até 3.000 m, a Bacia de Santos é uma das bacias marítimas brasileiras com maior extensão, alongando-se aos litorais dos estados do Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná e Santa Catarina (Moreira et al., 2007).

O processo de formação das bacias marginais brasileiras tiveram sua origem durante a ruptura do Supercontinente Gondwana no Neocomiano, há aproximadamente 135 Ma (Fernandez & Santos, 2017). O rifteamento do supercontinente resultou na separação dos continentes africano e sul-americano e na abertura do Oceano Atlântico Sul. A reconstrução da movimentação entre as placas durante o processo de abertura do Oceano Atlântico mostra uma deformação distensional ao longo de dois eixos principais, o primeiro eixo de direção NNE, que se estende do Sul da Argentina, até a Bacia de Sergipe-Alagoas e outro eixo de direção WNW-ENE, que caracteriza a margem equatorial brasileira indicando um limite transcorrente entre os continentes (Sartorato, 2018). Tendo isso em vista, a evolução da Bacia de Santos relaciona-se ao eixo de direção NNE, denominado East Brazilian Rift System ‖ (Chang et al., 1992).

As bacias marginais brasileiras possuem grandes depósitos carbonáticos lacustres cobertos por uma extensa camada evaporítica que serviu como armadilha para o aprisionamento de quantidades significativas de óleo, conhecidos como a seção Pré-Sal. Após 2005, esses depósitos carbonáticos receberam atenção e relevância mundial devido a descoberta econômica desse grande acúmulo de óleo na Bacia de Santos e da confirmação da viabilidade exploratória desses novos reservatórios petrolíferos. A partir desse ano, intensificaram-se os investimentos aplicados em pesquisa e produção de novos prospectos da área do pré-sal brasileiro, incentivando a crescente necessidade de estudos voltados à prospecção de novas áreas e desenvolvimento da produção dos campos já conhecidos.

As rochas carbonáticas lacustres dos campos petrolíferos do Pré-sal da Bacias de Santos se diferenciam dos demais depósitos lacustres clássicos em relação a deposição, diagênese precoce e qualidade do reservatório (Gomes, 2019). Dessa forma um novo esquema de classificação de fácies foi proposto por Gomes (2020) para as rochas da Formação Barra Velha, no qual a classificação é relativa a porcentagem de três componentes na rocha, são eles: mud (micrita e minerais argilosos), spherulitic de calcita e shrubs de calcita fascicular. Além de uma interpretação sobre as características texturais e mineralógicas das rochas, a classificação proposta auxilia no entendimento sobre componentes deposicionais e diagenéticos iniciais, mineralogia do sedimento e grau de dissolução, tudo isso ampliando a interpretação sobre as condições deposicionais, que influenciam na qualidade do reservatório (Gomes, 2020).

Diante da crescente participação da Bacia de Santos na produção brasileira de petróleo e gás natural nos reservatórios do pré-sal, a demanda por novos estudos detalhados dos reservatórios carbonáticos e uma atualização

dos dados antigos por uma nova bibliografia vigente se torna necessária. O presente trabalho de IC, se propõe realizar uma caracterização faciológica das rochas carbonáticas do Campo de Tupi, Bacia de Santos, gerando como resultado um modelamento de fácies e petrofísico que representa a distribuição dessas fácies carbonáticas, contribuindo para o desenvolvimento da produção de petróleo. Para isso, pretende-se (a) Descrever e classificar as amostras obtidas do Campo de Tupi, utilizando a bibliografia de Gomes, 2020. (b) Realizar uma avaliação petrofísica (porosidade e permeabilidade. (c) Integrar esses dados, com a finalidade de estabelecer uma correlação entre os processos e os parâmetros envolvidos na distribuição da porosidade e permeabilidade nesses reservatórios. (d) Realizar uma interpretação do significado geológico/estratigráfico dos resultados e (e) incorporar os resultados obtidos em um modelamento 3D.

METODOLOGIA:

A metodologia utilizada neste projeto de pesquisa teve início na análise de dados de poços contidos no campo petrolífero de Tupi, localizados no Pré-Sal da Bacia de Santos (Fig. 1). As amostras utilizadas no presente projeto, foram obtidas a partir do Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP/ANP), e fornecidas mediante regime de disponibilização de dados públicos pela ANP. Foram disponibilizados um total de 1360 amostras dos poços 3-BRSA-1120-RJS/3-LL-25-RJS; 4-BRSA-711-RJS/4-RJS/647; 8-LL-37D-RJS; 9-LL-6A- RJS; 9-LL-2-RJS/ 9-RJS-681; 9-LL-30-RJS; 9-BRSA-716-RJS/9-RJS-660, além de 360 lâminas delgadas.

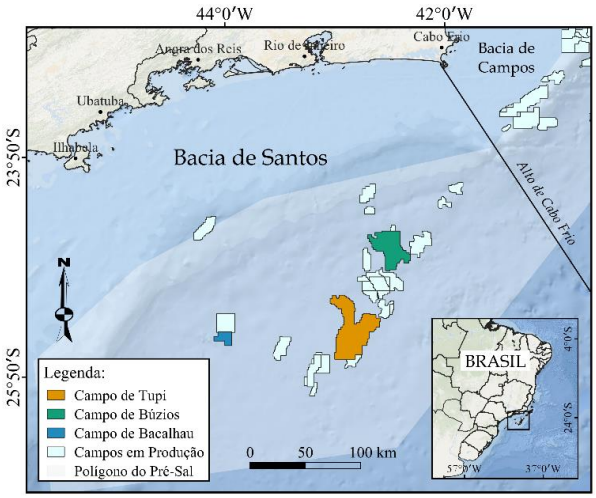

Figura 1. *Mapa de localização dos campos petrolíferos de Tupi, Búzios e Bacalhau, da Bacia de Santos. Dados: ANP (2020).*.

Inicialmente a etapa de Levantamento Bibliográfico e Compilação dos Dados reuniu os dados referentes à geologia da região da Bacia de Santos, bem como, trabalhos relacionados ao campo de Tupi, dando especial enfoque aos trabalhos que abordam o contexto dos reservatórios carbonáticos aptianos da Formação Barra Velha, e a classificação das fácies carbonáticas lacustres, proposta por Gomes et al. (2020). O objetivo dessa fase foi levantar informações que serão utilizadas nas etapas posteriores (análise de mineralogia, facies, avaliação petrofísica e discussão dos dados).

A atual etapa do trabalho é a análise de fácies, que consiste na descrição e reclassificação das fácies, seguindo os padrões de classificação propostos por Gomes et al. (2020). Essa análise leva em consideração tanto variações faciológicas vertical e horizontal, quanto características composicionais, texturais e geométricas dos carbonatos. Até o presente momento foram descritas 79 amostras de plugs divididos em 3 caixas de amostras, uma caixa do poço 4RJS647_4BRSA711 e duas do poço 9LL30. Com base na descrição dos plugs e amostras macroscópicas e microscópicas espera-se com o desenvolver desta pesquisa, montar um banco de dados atualizados contendo as associações de fácies dos poços que junto com os dados petrofísicos e os dados mineralógicos, tornaram possíveis a confecção de sessões colunares dos poços que mostrem a evolução estratigráfica, junto com um perfil de porosidade e permeabilidade para estudo do reservatório.

RESULTADOS E DISCUSSÃO:

As 79 amostras de plugs do poço 4RJS647_4BRSA711 e 9LL30 foram classificadas de acordo com a abundância relativa de três componentes de membros finais que foram formados in situ, são eles:

- *Mud*: é composto por minerais argilosos, calcita, dolomita e sílica. Geralmente apresentam laminação de escala milimétrica fina. Os principais argilominerais da área de estudo são os silicatos de Mg isentos de Al (Tosca e Wright, 2015). A presença de minerais de Mg-argila sugere um ambiente lacustre alcalino de baixa energia e pouca mudança na química da água dos poros, já que energias mais elevadas impediriam a argila de se depositar e com grandes mudanças na química da água dos poros os minerais teriam sido dissolvidos (Gomes, 2020).

- *Spherulitic*: são agregados de calcita esférica a subesférica com extinção radial que comumente são dolomitizados ou recristalizado. Apresentam diâmetro de 0,1 mm a 4 mm, embora redondos, alguns esferulitos são assimétricos, com crescimento preferencial em uma direção particular. Na área de estudo os esferulitos ocorrem em matriz lamitíca deformadas rica em Mg-argila e calcíticos, o que sugere que os esferulitos se desenvolveram em um estágio muito inicial de soterramento, quando os sedimentos não estavam consolidados numa região rasa abaixo da interface água-sedimento (Gomes, 2020).

- *Shrubs*: são cristais compostos de calcita, com o eixo maior em forma de leque. Apresentam tamanho variando de 0,15 a 6,5 mm de comprimento, podendo apresentar mais de uma fase de crescimento, e então se alongando até 20 mm. Comumente se orientam paralelamente uns aos outros, como camadas horizontais e formam localmente estruturas domais baixas. A área de estudo os shrubs são interpretados como formados pelo crescimento in situ para cima de um substrato, sugerindo precipitação rápida de soluções altamente saturadas, mudanças na química da água do lago relacionadas ao clima, precipitação abiótica relacionada à perda de CO2 por evaporação, entrada de CO2 magmático e atividade hidrotermal (Gomes, 2020).

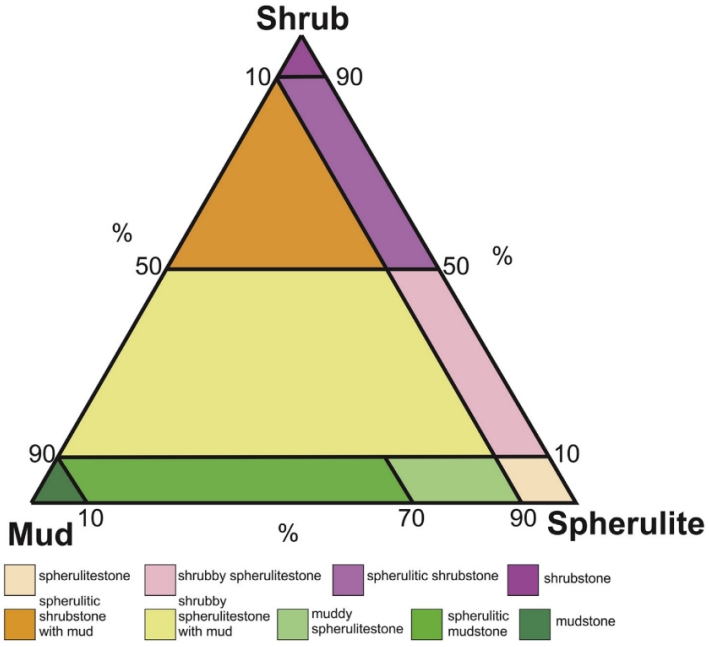

Figura 1. Diagrama ternário mostrando a classificação fácies dos sedimentos gerados in situ (Gomes, 2020).

O diagrama triangular de Gomes (2020) (Fig. 2) mostra a classificação proposta que encapsula a gama de combinações dos três componentes principais, subdividido os carbonatos in situ em nove tipos de fácies. O componente mais abundante dá um nome de rocha e o componente secundário fornece um adjetivo qualificativo.

Para o presente trabalho, as 79 amostras de plugs descritas foram plotadas nos diagramas (Fig. 3). Ao todo foram encontrados oito dos nove tipos de fácies sendo eles *spherulitestone, shrubby spherulitestone, spherulitic shrubstone, spherulitic shrubstone with mud, shrubby spherulitestone with mud, muddy spherulitestone, spherulitic mudstone e mudstone*. Alguns exemplos das 3 classificações mais frequentes estão representados na figura 4.

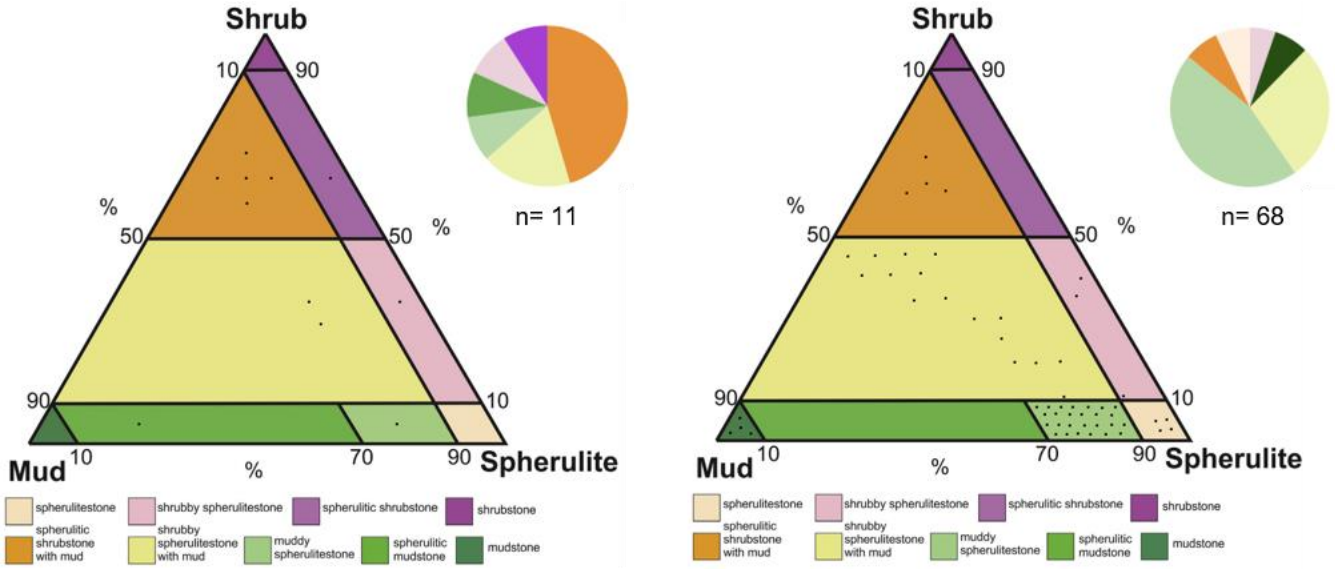

Figura 3. Diagrama ternário mostrando a classificação fácies do poço 4RJS647_4BRSA711 e 9LL30, respectivamente.

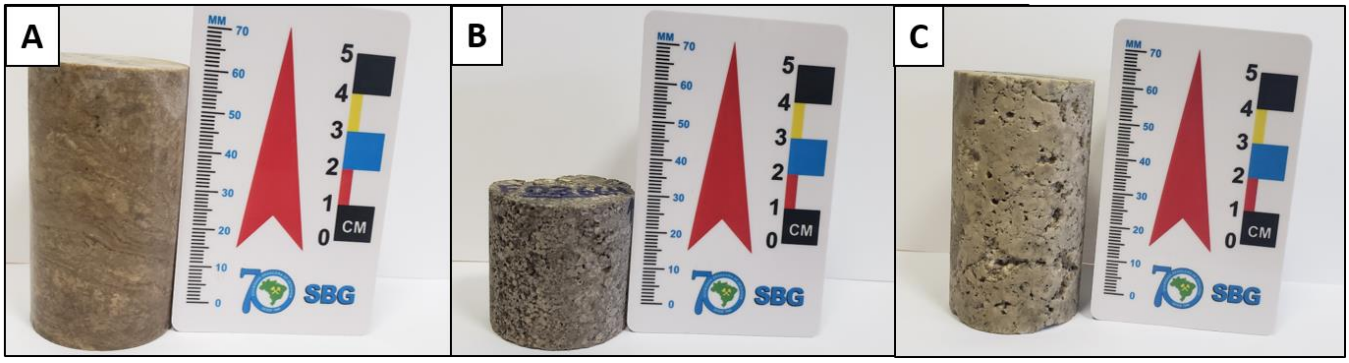

Figura 4. Amostras dos plugs classificados: A) *Muddy spherulitestone; B) Shrubby spherulitestone with mud e C) Spherulitic shrubstone with mud.*

CONCLUSÕES:

Com a classificação de fácies dos poços 4- BRSA-711-RJS e 9-LL-30-RJS, identificou-se oito dos nove tipos de fácies estabelecidas por Gomes (2020). O poço 4-BRSA-711-RJS apresentou amostras de plug descritas com maior frequência na fácies *spherulitic shrubstone with mud*, enquanto o poço 9- LL-30-RJS apresentou maior frequência na fácies *muddy spherulitestone*. Pretende-se continuar com a classificação de outros poços localizados no campo de Tupi, na Bacia de Santos (Brasil) para que futuramente seja feita a integração dos dados junto com uma avaliação petrofísica (porosidade e permeabilidade) para confeccionar seções colunares da área estudada e então elaborar uma interpretação do significado geológico/estratigráfico dos resultados e incorporar os resultados obtidos em um modelamento 3D.

BIBLIOGRAFIA

Moreira J.L.P., Madeira C.V., Gil J.A., Machado M.A.P., 2007. Bacia de Santos. Rio de Janeiro, 15. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, pp. 531–549.

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.

Sartorato, A.C.L., 2018. Caracterização faciológica, estratigráfica e diagenética dos reservatórios carbonáticos da Formação Barra Velha, Bacia de Santos. Master thesis. UERJ, Brazil (in portuguese).

Chang H.K., Kowsmann R.O., Figueredo A.M.F., Bender A.A. 1992. Tectonics and stratigraphy of the East Brazil rift system: an overview. *Tectonophysics*, 213: 97-138.

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.