

RELAÇÃO ENTRE AS CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS E PROCESSOS DIAGENÉTICOS DOS CARBONATOS DO PRÉ-SAL BRASILEIRO

Palavras-Chave: Petrofísica, Rochas Carbonáticas Pré-sal, Diagênese Sedimentar

Autores/as:

LEONARDO FERNANDES GODOI [UNICAMP]

Prof. Dr. ALEXANDRE C. VIDAL (orientador/a) [INSTITUIÇÃO]

INTRODUÇÃO:

A descoberta de reservas do Pré-Sal na margem do Atlântico Sul se enquadra nas mais importantes do mundo na última década. As reservas de óleo possuem alto valor comercial, composto por óleo leve e de excelente qualidade. As Bacias de Santos e Campos na margem brasileira apresentam um contexto tectônico e estratigráfico propício para a formação de óleo e gás natural. A exploração offshore dessas reservas ocorre desde 2010, com a implementação da produção no Campo de Tupi, na Bacia de Santos. Segundo dados da Petrobras, a partir de 77 poços perfurados, a média de produção em 2018 se encontra na faixa de 1,5 milhão de barris por dia. Na Bacia de Santos, os valores médios variam de 25 mil barris diários.

A Formação Barra Velha, que corresponde a unidade do Pré-Sal na Bacia de Santos, no qual está inserido o presente estudo, é de idade Aptiana e se enquadra na estratigrafia no estágio Alagoas cuja base é delimitada pela inconformidade Pré-Alagoas (Moreira et al. 2007). O limite superior é definido pela Formação Ariri composta por evaporitos que registra a incursão marinha inicial posterior a fase sag (Davison et al. 2012). A configuração tectônica e estratigráfica da Fm. Barra Velha e da Fm. Ariri cria uma armadilha mista ideal para acumulação de hidrocarbonetos.

Os reservatórios carbonáticos de origem microbial em ambiente deposicional continental lacustre são típicos das bacias do tipo rifte no Atlântico Sul (Carminatti et al., 2008, 2009). A região offshore da margem brasileira apresenta feições características deste contexto e foram descritas por Dias (2005) nas Bacias de Campos e Santos.

O Pré-sal é um sistema complexo que apresenta um contexto relativamente novo para a exploração do petróleo, desta maneira compreender a distribuição dos constituintes na sucessão estratigráfica é essencial para as campanhas exploratórias ao julgar a qualidade dos reservatórios. Wright and Barnett (2015) propõem uma ciclicidade entre as principais fácies presentes na Formação Barra Velha, na Bacia de Santos.

Outro aspecto é a intensa diagênese pós e sin-deposicionais que modificam a fábrica carbonática e influenciam diretamente na porosidade e permeabilidade das rochas (Lima e De Ros, 2019). Os processos diagenéticos são responsáveis pela geração da porosidade secundária que predominam nas rochas do Pré-Sal (Tosca and Wright, 2015). Os processos de dolomitização, cimentação, dissolução e recristalização são resultados da diagênese, no qual também é observado uma relação com o contexto tectônico e de fraturamento hidráulico (Herlinger Jr. et al., 2017).

Com isso o trabalho tem como objetivo evidenciar nas amostras as principais feições resultantes dos processos diagenéticos e relacionar com as características petrofísicas. Deste modo, buscando padrões composicionais, litológicos e/ou diagenéticos que condicionam um bom reservatório de hidrocarbonetos.

METODOLOGIA:

O estudo foi direcionado primeiramente para uma revisão bibliográfica dos principais artigos, referências do tema. Em seguida, a descrição de macroscópica de 63 plugs amostrados da Bacia de Santos do Pré-Sal brasileiro. A descrição microscópica foi realizada em 53 lâminas delgadas com o auxílio do microscópio petrográfico do laboratório do Cepetro (UNICAMP), além disso nestas lâminas foram tiradas medidas quantitativas como, diâmetros de esferulitos e shrebs e espessuras de fraturas e lineações, ambas usando o software Inkscape.

A descrição macroscópica teve como objetivo definir alguns parâmetros como granulometria, variação de coloração e textura, fraturas, presença de grãos maiores, tipos e tamanhos de poros, lineações e contato entre camadas. Uma análise mais criteriosa é realizada a partir da lâmina petrográfica, no qual alguns plugs foram selecionados. Desta maneira, foi possível definir os principais constituintes, o tipo de cimento, a orientação dos cristais, o tipo de porosidade predominante e o contato entre os grãos.

Os aspectos petrofísicos contou com a medição de propriedades como porosidade e permeabilidade de 79 amostras feitas no Laboratório de Métodos Miscíveis de Recuperação (LMMR) do Centro de Estudos de Petróleo da Unicamp (CEPETRO), utilizando o porosímetro Ultrapore-300 (software UltraPore300) e o permeômetro UltraPerm 500 (software WinPerm). As medidas foram realizadas nos 79 plugs, porém tais softwares necessitam de dados de entrada como a massa, o comprimento e a espessura de cada amostra. Sendo assim, uma balança analítica digital e um escalímetro do laboratório foram utilizados.



Figura 1: Porosímetro e Permeômetro utilizado nas medições. Fonte: Acesso Pessoal

RESULTADOS E DISCUSSÃO:

A partir de análises petrográficas, foram identificados três principais componentes nas rochas carbonáticas da Fm. Barra Velha: shrebs, esferulitos e lâminas argilosas de escala milimétrica (Wright and Barnett, 2015). Wright e Barnett (2015) observam nos poços perfurados uma ciclicidade na deposição das fácies, esta característica fornece interpretações sobre a qualidade do reservatório carbonático. De acordo com os autores, as fácies compostas por shrebs resultam em maiores valores de porosidade primária (do tipo growth-framework), em contrapartida, as lâminas argilosas apresentam valores menores, normalmente associado a microporosidade.

Outras feições da fábrica carbonática devem ser consideradas na análise petrofísica, como por exemplo os constituintes primários de minerais silicatados de composição magnésiana (estevensita, querolita e talco) que em rochas carbonáticas se relacionam com a porosidade secundária observada (Tosca e Wright, 2015). A interação entre a diagênese com os sedimentos carbonáticos e os silicatos de Mg são pouco conhecidas. Para compreender essa relação, modelos de geração de porosidade secundária foram desenvolvidos, no qual considera a geoquímica e os minerais presentes durante a eodiagênese e telodiagênese (Tosca e Wright, 2015). A interação com fluidos hidrotermais acarreta mudanças na porosidade e permeabilidade das rochas carbonáticas. Estes fluidos são responsáveis pela dolomitização, silicificação, dissolução e neomorfismo, tais fatores são correlacionados com as etapas da eodiagênese e mesodiagênese, presentes nas rochas do Pré-sal (Lima e De Ros, 2019; Packard et al., 2001). Teboul (2019) analisa a origem de um processo recorrente das rochas carbonáticas, a precipitação de sílica, visto que o Pré-Sal exhibe grande variedade de cimentos silicosos que também influenciam na petrofísica das rochas.

Processos Diagenéticos e Aspectos Petrofísicos

Poros et al. (2017) sugere que a silicificação como sendo promovida por fluidos nos reservatórios nas Bacias de Campos e de Kwanza. A porosidade primária oriunda da fábrica carbonática é mais evidente nas rochas compostas por esferulitos e cherts, enquanto a porosidade secundária é mais evidente nas camadas de calcitas fasciculares (shrubs), rudstones intraclásticos e dolomitos (Lima e De Ros, 2019).

A porosidade secundária nas rochas carbonáticas ocorre principalmente a partir da dissolução da matriz argilosa. O constituinte primário (argilito com composição de estevensita) são comumente substituídos por calcita e dolomita e observados na maioria das lâminas petrográficas do estudo. Tais processos resultam em rochas com baixa porosidade, entretanto aumentada pelo desenvolvimento de porosidade secundária através da dissolução da argila (Lima e De Ros, 2019). Os demais tipos de poros secundários são associados aos mecanismos de fraturamento e diagênese nos carbonatos, resultando em uma distribuição heterogênea das porosidades interpartícula, intrapartícula, vugular e/ou móldica (Lima e De Ros, 2019). Em diversas lâminas apresentam porosidade vugular, no qual o cimento de sílica aparece circundando os poros. A figura 2 mostra os demais tipos de porosidade frequentemente observados na Fm. Barra Velha, em cor azul os poros presentes nas lâminas (imagens com nicóis descruzados).

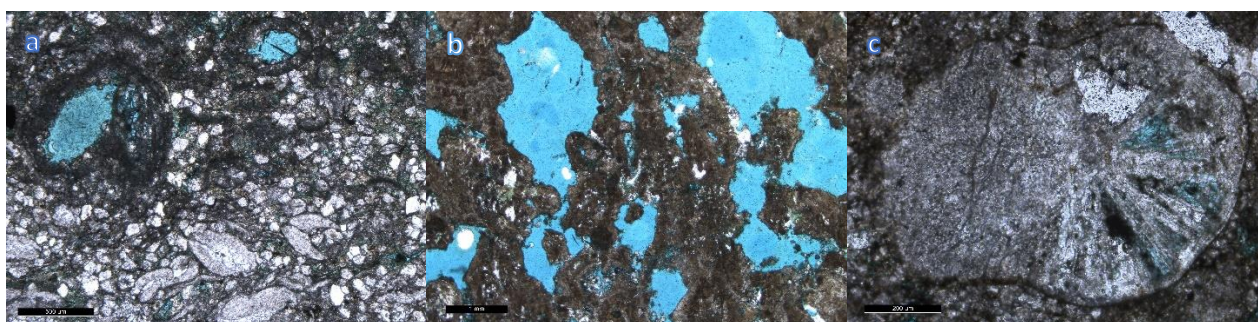


Figura 2: a) Porosidade (secundária) móldica em um grão bioclástico. b) Porosidade (primária) growth-framework em Shrubs. C) Porosidade (secundária) intrapartícula em esferulito. Fonte: acesso pessoal.

Através da análise das lâminas delgadas, houve o registro dos principais tipos de cimento observado. Na maioria das lâminas tem-se a predominância em maior proporção da cimentação de sílica e dolomita oriunda dos processos de diagenéticos citados no estudo. Dentre as lâminas selecionadas, estas apresentam as quatro possíveis variações de sílica como cimento sendo as principais facilmente visíveis nas formas do tipo chert e de cristais de quartzo. Também foi observado as formas de sílica amorfa (coloração alaranjada em nicóis descruzados) e do tipo calcedônia (sílica com hábito fibroso). Nestas lâminas é possível observar um padrão que representa as etapas de silicificação.

Em uma amostra específica, a lâmina apresenta de forma bem evidente a etapa completa da silicificação. A sílica do tipo chert ocorre inicialmente, ocupando o espaço poroso de forma a cristalizar nas bordas dos grãos, em seguida a calcedônia. A terceira etapa de silicificação, os cristais euédricos de quartzo ocupam o espaço restante, cristalizando em torno da calcedônia, e a última etapa, ocupando totalmente o espaço poroso (como no caso da lâmina em questão), é observado a sílica amorfa.

A dolomita que ocorre como cimento na maioria das amostras analisadas ocorre em diferentes estágios e morfologias sendo característica principalmente na fase Sag. Uma feição comumente observada nas análises petrográficas é a substituição mimerquítica da laminação de estevensita pela dolomita, geralmente associada com perda de espaço poroso (Herlinger Jr et al., 2017). Este tipo de substituição pode ser observado na figura 3. Nota-se que a dolomita substitui a estevensita mantendo o formato primordial laminado da argila.

A relação porosidade e permeabilidade obtida pelo porosímetro e permeâmetro utilizando as amostras citadas estão dispostos nos gráficos 1 e 2 que relacionam essas

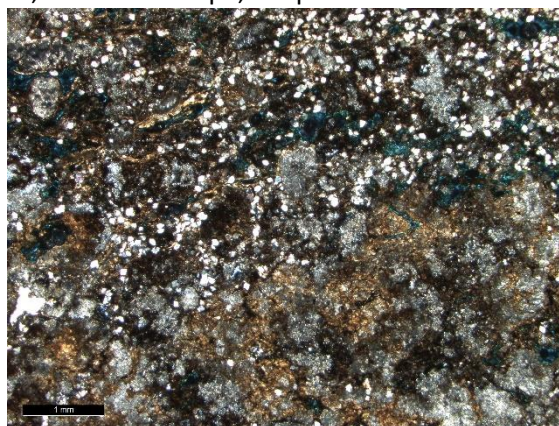


Figura 3: Substituição mimerquítica de cristais de dolomita. Fonte: acesso pessoal

variáveis. A divisão das amostras foi realizada dada a diferença dos campos oriundos dessa amostragem, entretanto por motivo de sigilo de informação os campos não podem ser divulgados

A partir da análise do gráfico 1, observa-se que os valores de porosidade se concentram em torno de 10 a 20%, o que é coerente, segundo a literatura (Herlinger Jr et al., 2017) com as litologias presentes na Fm. Barra Velha. Os plugs dessa análise englobam principalmente a classificação composicional de rochas intraclásticas, intervalo de

retrabalhamento, e em menor quantidade algumas seções in situ composta por shrebs e esferulitos. Os valores anômalos de permeabilidade obtida em 3 amostras podem estar relacionados com a presença de fraturas.

O gráfico 2 apresenta uma maior distribuição do intervalo de porosidade, com valores que se concentram em torno de 15 a 25%. Nesta análise a classificação composicional predominante é de shrebs e esferulitos (possível seção in situ), com menor proporção de seção intraclástica. A análise foi feita somente em plug, o que dificulta a confirmação da composição principal.

Segundo a literatura, dentre as principais litologias presentes na fase Sag das bacias do Atlântico Sul, em média, os maiores valores de porosidade são observados em dolostones, grainstones intraclásticos e rudstones, em seguida por rochas de composição esferulítica, de calcita fascicular (shrebs) e os cherts (Lima e De Ros, 2019).

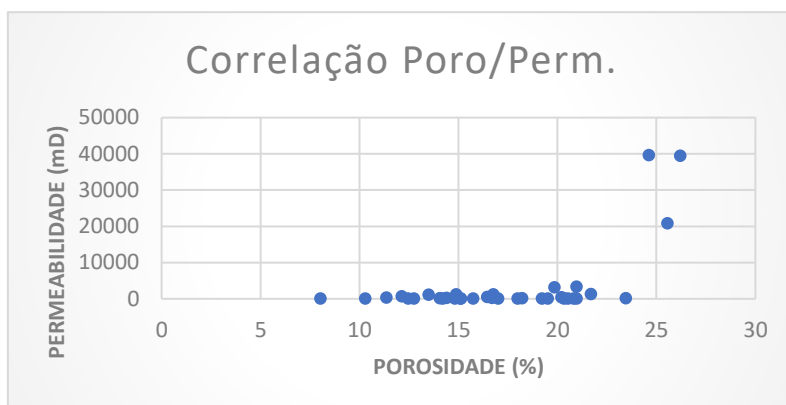


Figura 4: Gráfico 1

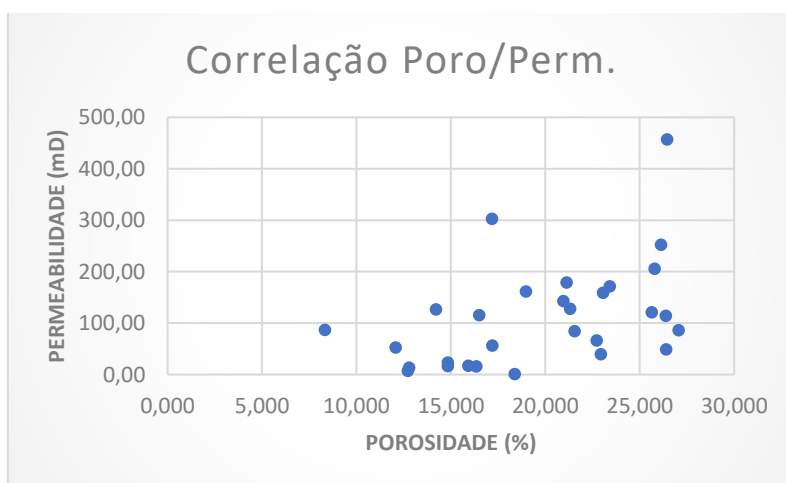


Figura 5: Gráfico 2

CONCLUSÕES

Ao analisar os dados petrofísicos obtidos a partir dos plugs, pode-se fazer uma seleção das amostras que apresentam valores de porosidade e permeabilidade elevados. O objetivo dessa seleção é compreender quais as principais litologias estão presentes para esse intervalo, sendo possível julgar potenciais rochas reservatórios de hidrocarbonetos. O limite proposto considera porosidade acima de 20% e permeabilidade acima de 100mD.

Dentre os 36 plugs dispostos no gráfico 1, 11 amostras se enquadram no intervalo proposto. Tais amostras, como citado, fazem parte da seção intraclástica e estão coerentes com a literatura, visto que as rochas classificadas como grainstones intraclásticos apresentam altos valores petrofísicos associados. Os plugs do gráfico 2 tratam-se predominantemente de rochas de composição esferulítica e de calcita fascicular (shrebs). Dentre os 30 analisados, 9 apresentaram valores de permeabilidade e porosidade acima do limite definido no intervalo, representando 30% do total. Este valor é elevado visto que, segundo a literatura, espera-se baixos valores dos dados petrofísicos em rochas dessa composição.

Diante do estudo proposto, é possível nortear as campanhas exploratórias ao compreender a relação dos processos diagenéticos com os dados petrofísicos das rochas. Ao entender a distribuição das reservas julga-se a qualidade de um reservatório conhecendo os efeitos da diagênese e a relação com a

geração de porosidade. O Pré-Sal é um sistema complexo que engloba diversas variáveis e buscar o limite de exploração das reservas neste contexto geológico é o objetivo dos pesquisadores para o futuro.

BIBLIOGRAFIA

Carminatti, M., Wolff, B. & Gamboa, L. 2008. New exploratory frontiers in Brazil. In: Proceedings of the 19th World Petroleum Congress, Madrid.

Carminatti, M., Dias, J. L. & Wolff, B. 2009. From turbidites to carbonates: breaking paradigms in deep waters. In: Offshore Technology Conference, Houston, TX, 4–7 May 2009, OTC 20124.

Davison, I., Anderson, L. & Nuttall, P. 2012. Salt deposition, loading and gravity drainage in the Campos and Santos salt basins. In: Alsop, G. I., Archer, S. G., Hartley, A. J., Grant, N. T. & Hodgkinson, R. (eds) Salt Tectonics, Sediments and Prospectivity. Geological Society, London, Special Publications, 363, 159–173.

Dias, J. L. 2005. Tectônica, estratigrafia e sedimentação no Andar Aptiano da margem leste brasileira. Boletim Geociências Petrobras, 13, 7–25.

Herlinger Jr., 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, 1285–1313.

Lima B.E.M., 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*, 383, pp. 55-81.

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

Packard, J.J., Al-Aasm, I.S., Samson, I., Berger, Z., Davies, J., 2001. A Devonian hydrothermal chert reservoir: the 225 bcf Parkland field, British Columbia, Canada. American Association of Petroleum Geologists Bulletin 85 (1), 51–84.

Poros, Z., Jagniecki, E., Luczaj, J., Kenter, J., Gal, B., Correa, T.S., Ferreira, E., McFadden, K.A., Elifritz, A., Heumann, M., Johnston, M., Matt, V., 2017. Origin of silica in Pre-Salt carbonates, Kwanza Basin, Angola. American Association of Petroleum Geologists Annual Convention and Exhibition. Houston, Texas, USA.

Teboul, P.A., Durllet, C., Girard, J.P., Dubois, L., Miguel, G.S., Virgone, A., Gaucher, E.C., Camoin, G., 2019. Diversity and origin of quartz cements in continental carbonates: Example from the Lower Cretaceous rift deposits of the South Atlantic margin. Applied Geochemistry 100, 22–41.

Tosca, N.J., Wright, V.P., 2015. Diagenetic pathways linked to labile Mg-clays in lacustrine carbonate reservoirs: a model for the origin of secondary porosity in the Cretaceous Pre-salt Barra Velha Formation, Offshore Brazil, 435. Geological Society of London, Special Publication. SP435-1.

Wright, V. P. & Barnett, A. 2015. An abiotic model for the development of textures in some South Atlantic early Cretaceous lacustrine carbonates. In: Bosence, D. W. J., Gibbons, K. A., Le Heron, D. P., Morgan, W. A., Pritchard, T. & Vining, B. A. (eds) Microbial Carbonates in Space and Time: Implications for Global Exploration and Production. Geological Society, London, Special Publications, 418, 209–219.