Impacto da composição mineralógica na qualidade dos reservatórios do Pré-sal: Estudo de caso no Campo de Búzios, Bacia de Santos

Isadora Dutra[1], Ana Carolina C. L. Barboza[1], Ricardo J. Jahnert[1], Francisco R. Abrantes Júnior[1,2], Leonardo Teixeira[3], Wagner M. Lupinacci[1,2]

[1] Grupo de Interpretação Exploratória e Caracterização de Reservatório, Universidade Federal Fluminense (GIECAR-UFF)
[2] Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia de Geofísica do Petróleo (INCT-GP/CNPQ)
[3] Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras)

Copyright 2024, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

Este texto foi preparado para a apresentação no IX Simpósio Brasileiro de Geofísica, Salvador, 08 a 10 de outubro de 2024. Seu conteúdo foi revisado pelo Comitê Técnico do X SimBGf, mas não necessariamente representa a opinião da SBGf ou de seus associados. É proibida a reprodução total ou parcial deste material para propósitos comerciais sem prévia autorização da SBGf.

Resumo

É fundamental compreender os processos diagenéticos na transformação do sistema poroso para reduzir riscos e aumentar a produção dos reservatórios. Este estudo investiga o impacto das proporções de calcita, dolomita e quartzo na qualidade dos reservatórios do Pré-sal, em poços do Campo de Búzios. Para isto, nós analisamos três petrofácies: carbonatos fechados, carbonatos argilosos e reservatórios. Dados de perfis foram plotados em diagramas ternários e correlacionadas com propriedades petrofísicas. Com base nas composições minerais e na permoporosidade, a petrofácies reservatório foi dividida em seis litotipos. A análise revelou que rochas ricas em calcita e pobres em quartzo e dolomita são os melhores reservatórios, enquanto rochas dominadas por dolomita e quartzo mantêm alta porosidade devido ao fraturamento e dissolução. Alterações hidrotermais podem ter favorecido a silicificação e dolomitização, porém estudos mais aprofundados são sugeridos.

Introdução

Os carbonatos da Formação Barra Velha são considerados os principais reservatórios do Pré-sal da Bacia de Santos. Essas rochas apresentam alta reatividade química, o que pode levar a mudanças texturais e mineralógicas. Processos como cimentação, dissolução e variações microestruturais desempenham um papel determinante na porosidade e permeabilidade desses reservatórios (*e.g.*, Tosca e Wright, 2015; Wright e Barnett, 2015; Lima e De Ros, 2019).

Apesar da complexidade textural associada aos carbonatos do Pré-sal, a composição predominante é inclui calcita, dolomita e quartzo (Vasquez et al., 2019). As proporções desses componentes podem influenciar a porosidade e outras características físicas da rocha de maneiras diversas (Mello e Lupinacci, 2022; Teixeira et al., 2023). Uma questão ainda não totalmente clara é a relação entre o conteúdo de sílica e as propriedades petrofísicas dos reservatórios do Pré-sal. Zonas com alto teor de sílica tendem a ter menor porosidade devido ao preenchimento dos poros pela sílica. No entanto, essas zonas costumam ser altamente fraturadas devido ao seu comportamento mais rúptil (Lupinacci et al., 2023).

A variabilidade mineralógica da sílica é outro fator que complica a previsão de seu comportamento e distribuição. Vários autores sugerem que a variabilidade textural e geométrica dos minerais de sílica reflete os diferentes processos e fases envolvidos na silicificação das rochas carbonáticas do Pré-sal (Lima e De Ros, 2019; Sartorato et al, 2020; Fernandez-Ibáñez et al., 2022; Pereira et al., 2023).

De acordo com Pereira et al. (2023), no Pré-sal, os corpos de sílica ocorrem em quatro geometrias distintas: tabulares, irregulares, ovais e disseminados. Esses corpos possuem mineralogia similar, contendo calcedônia, quartzo microcristalino e macrocristalino. Os autores associam os corpos tabulares, irregulares e ovais formados antes da compactação mecânica dos sedimentos como singenéticos e eodiagenéticos, enquanto a sílica disseminada envolvendo essas estruturas supostamente ocorre em estágios posteriores.

Sartorato et al. (2020) descrevem a sílica na Formação Barra Velha em relação a quatro fases diagenéticas principais que impactos distintos na porosidade. A sílica criptocristalina e o microquartzo são relacionados a cimentações ocorridas em fases singenéticas e eodiagenéticas da evolução da rocha. Acredita-se que estágios diagenéticos mais tardios, associados a atividades hidrotermais, podem estar relacionados com cimentos formados por megaquartzo. Para os autores, o microquartzo e o megaquartzo têm o maior impacto na qualidade do reservatório.

Neste estudo, nós avaliamos as proporções minerais da rocha na qualidade dos reservatórios em petrofácies em poços do Campo de Búzios (Figura 1). As petrofácies foram correlacionadas com propriedades petrofísicas e lâminas petrográficas para identificar os efeitos da composição na modificação da porosidade e processos que podem estar envolvidos. Os poços selecionados exibem características distintas entre si, permitindo abranger um pouco da complexidade dos carbonatos do Pré-sal.

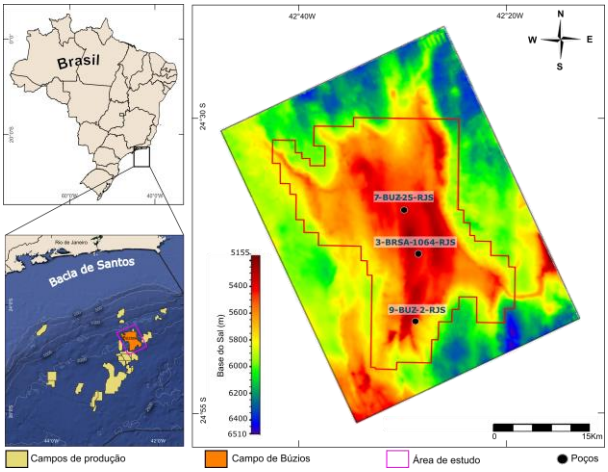

Figura 1 – Localização do Campo de Búzios na Bacia de Santos à esquerda. Área de estudo ampliada, à direita, com a localização dos poços analisados. O Campo de Búzios é delimitado pelo polígono vermelho.

Metodologia

A metodologia empregada para a estimativa das petrofácies da Formação Barra Velha envolveu a seleção de três poços: 3-BRSA-1064-RJS, 7-BUZ-25-RJS e 9-BUZ-2-RJS. A avaliação de formação foi realizada utilizando uma série de perfis, incluindo raio gama, porosidades total, efetiva, fluidos livres e permeabilidade do perfil de Ressonância Nuclear Magnética (RNM) e perfis de proporções minerais de calcita, dolomita e quartzo.

As petrofácies foram definidas utilizando *cutoffs* de valores de volume de argila e de porosidade efetiva, derivadas de perfis geofísicos. A porosidade RNM foi adotada para a determinação da porosidade efetiva.

Para o cálculo do volume de argila, nós utilizamos o modelo empírico proposto por Larionov (1969) para rochas antigas:

$$V_{clay_Larionov} = 0{,}33(2^{2IGR} - 1) \qquad (1)$$

com

$$IGR = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \qquad (2)$$

no qual *IGR* denota o Índice de Raios Gama e GR_{log}, GR_{min} e GR_{max} são a leitura do raio gama no perfil, o valor mínimo e máximo do intervalo, respectivamente.

Este cálculo foi aplicado a quase todos os intervalos, com exceção dos níveis com argilas magnesianas preservadas. Para esses intervalos, foi adotada a abordagem proposta por Ehigie (2010) para calcular o volume de argilas, utilizando os dados de RNM:

$$V_{clay_Ehigie} = \frac{PHIT_{RNM} - PHIE_{RNM}}{PHIT_{RNM}} \qquad (3)$$

no qual PHIE é a porosidade efetiva RNM.

Assim, a argilosidade pode ser determinada empregando o volume de água associado às argilas em relação à porosidade total (PHIT).

As petrofácies foram classificadas em três categorias: carbonatos argilosos, carbonatos fechados e reservatório. Os carbonatos argilosos compreendem as rochas com estimativa de argilosidade maior que 20%. Os carbonatos fechados foram definidos como aqueles com menos de 6% de porosidade efetiva e menos de 20% de argilosidade. A petrofácies reservatório foi definida como os intervalos com porosidade efetiva maior ou igual a 6% e volume de argila menor que 20%.

Em seguida, as amostras das três petrofácies foram analisadas em diagramas ternários que relacionam as proporções minerais de calcita, dolomita e quartzo com a porosidade efetiva, volume de argila e permeabilidade.

As observações feitas sobre o controle das proporções minerais sobre as propriedades da rocha foram incorporadas na definição de litotipos em rochas reservatório. Feições de dissolução e preenchimento, observadas em lâminas petrográficas, foram empregadas para entender os processos diagenéticos nos litotipos.

Resultados

A Formação Barra Velha, nos poços selecionados (3-BRSA-1064-RJS, 7-BUZ-25-RJS e 9-BUZ-2-RJS), apresenta características distintas. No poço 3-BRSA-1064-RJS, a parte superior da formação é caracterizada por um comportamento de não-reservatório, com valores de argilosidade superiores a 20%, atribuídos à presença significativa de argilas magnesianas preservadas.

No poço 7-BUZ-25-RJS, a parte superior da Formação Barra Velha é caracterizada por um intervalo de mais de 50 metros de carbonatos fechados, devido à presença de rochas com porosidades inferiores a 6%. Este intervalo, diferentemente do poço 3-BRSA-1064, não apresenta valores consideráveis de argilas, e a baixa porosidade parece ser causada pelo preenchimento dos poros por cimentação e outros produtos diagenéticos. Este intervalo exibe um aumento progressivo das proporções de quartzo e dolomita em direção ao topo da formação.

No poço 9-BUZ-2-RJS, a Formação Barra Velha revela um excelente reservatório em quase toda a sua extensão (Figura 2). Portanto, diferentemente dos outros dois poços, a petrofácies predominante na parte superior da formação é a de reservatório. Este poço é dominado por maiores proporções de calcita em comparação com os outros dois minerais, exceto em direção à parte superior da formação, onde as concentrações de quartzo se sobrepõem. Apesar disso, as porosidades parecem não ser afetadas e demonstram um aumento simultâneo na mesma direção. Nas lâminas delgadas desse intervalo, é possível observar depósitos intensamente silicificados e interseccionados por fraturas interligadas e abertas (Figura 3). Em alguns casos são identificadas as texturas originais (esferulitos calcíticos e agregados de calcita fascicular) que foram modificadas por processos de dissolução que aumentaram a porosidade (poros

secundários). Percebe-se que a matriz de argila magnesiana pretérita foi nucleada por esferulitos e cristais de dolomita. Processos de fraturamento e dissolução favorecem as propriedades permoporosas de níveis dolomitizados.

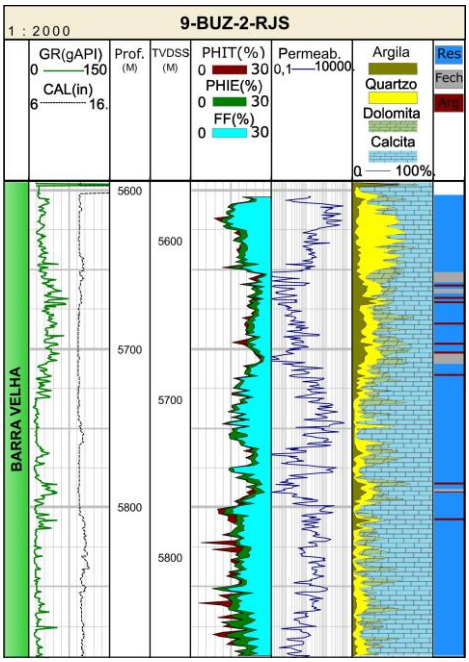

Figura 2 – Perfis do poço 9-BUZ-2-RJS. Da esquerda para a direita, perfis de raios gama (GR), caliper (CAL), profundidade medida, profundidade em cota (TVDSS), porosidade total (PHIT), porosidade efetiva (PHIE), fluidos livres (FF) permeabilidade, proporções de argila, quartzo, dolomita e calcita. Petrofácies identificadas na última coluna: reservatório (Res.), carbonato fechado (Fech.) e carbonato argiloso (Arg.)

Ao analisar o conjunto de amostras dos três poços no diagrama ternário (Figura 4), observa-se que a maior densidade das amostras tem concentrações menores que 30% de quartzo e menor que 70% de dolomita. No entanto, é possível identificar amostras com mais de 60% de quartzo ou dominadas quase que completamente por dolomita. A calcita é a composição mineralógica com maior proporção.

A análise das petrofácies em relação à porosidade efetiva evidenciou o aumento da porosidade das rochas com o aumento da calcita e diminuição das concentrações de quartzo. Na petrofácies dos carbonatos fechados (PHIE≤6%), a maioria das amostras possuem pelo menos 10% de quartzo e 20% de dolomita, mas limitam-se em até 60% de calcita. Em comparação, as amostras da petrofácies reservatório são caracterizadas por uma maior concentração de calcita e as amostras com porosidades mais altas contêm menos de 10% de quartzo. A petrofácies dos carbonatos argilosos inclui os níveis preservados das argilas magnesianas, da lama carbonática e sedimentos finos detríticos. Dentro desta categoria, as amostras com menos de 10% de quartzo também mostram um comportamento permoporoso ligeiramente melhor.

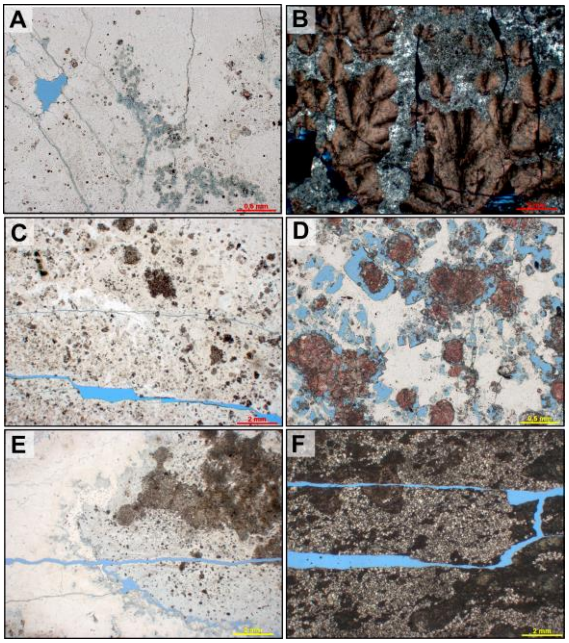

Figura 3 – Lâminas petrográficas do poço 9-BUZ-2-RJS (5600 a 5650 m). A) Chert com porosidade de fratura, vugular e móldica. B) Shrubs compostos por calcita fascicular óptica e grãos híbridos dispersos, cimento de sílica preenchendo poros intercristais e de crescimento, presença de fraturas verticais e horizontais. C) Chert com inclusões de partículas indiferenciadas e porosidade de fratura. D) Chert com fragmentos de esferulitos irregulares e porosidade móldica, vugular, intercristalina e intrapartículas. Esferulitos são compostos por calcita e parcialmente substituídos por dolomitas, limites irregulares relacionados a dissolução. E) Chert com posidade de fratura. F) Dolomito com fragmentos de partículas indiferenciadas e porosidade de fratura.

Com base no controle das composições minerais nas propriedades permoporosas do reservatório, a petrofácies reservatório foi dividida em seis litotipos (Figura 5): (I) dominado por calcita e pobre em quartzo; (II) dominado por calcita e rico em quartzo; (III) com baixo teor de calcita e rico em dolomita; (IV) dominado por quartzo e rico em dolomita (V) dominado por dolomita; (VI) dominado por quartzo.

Os litotipos I e II possuem as melhores qualidades permoporosas de reservatório, com o litotipo I superando o II. Adicionalmente, o litotipo I raramente se sobrepõe com as petrofácies dos carbonatos argilosos e fechados no diagrama ternário, tornando este litotipo ainda mais característico. O litotipo III e IV são reservatórios com qualidades intermediárias e diversas, sendo o litotipo III o mais comum. Os litotipos V e VI são caracterizados, respectivamente, pela predominância de dolomita e quartzo em sua composição mineralógica. De forma surpreendente, ambos os litotipos exibem bons reservatórios.

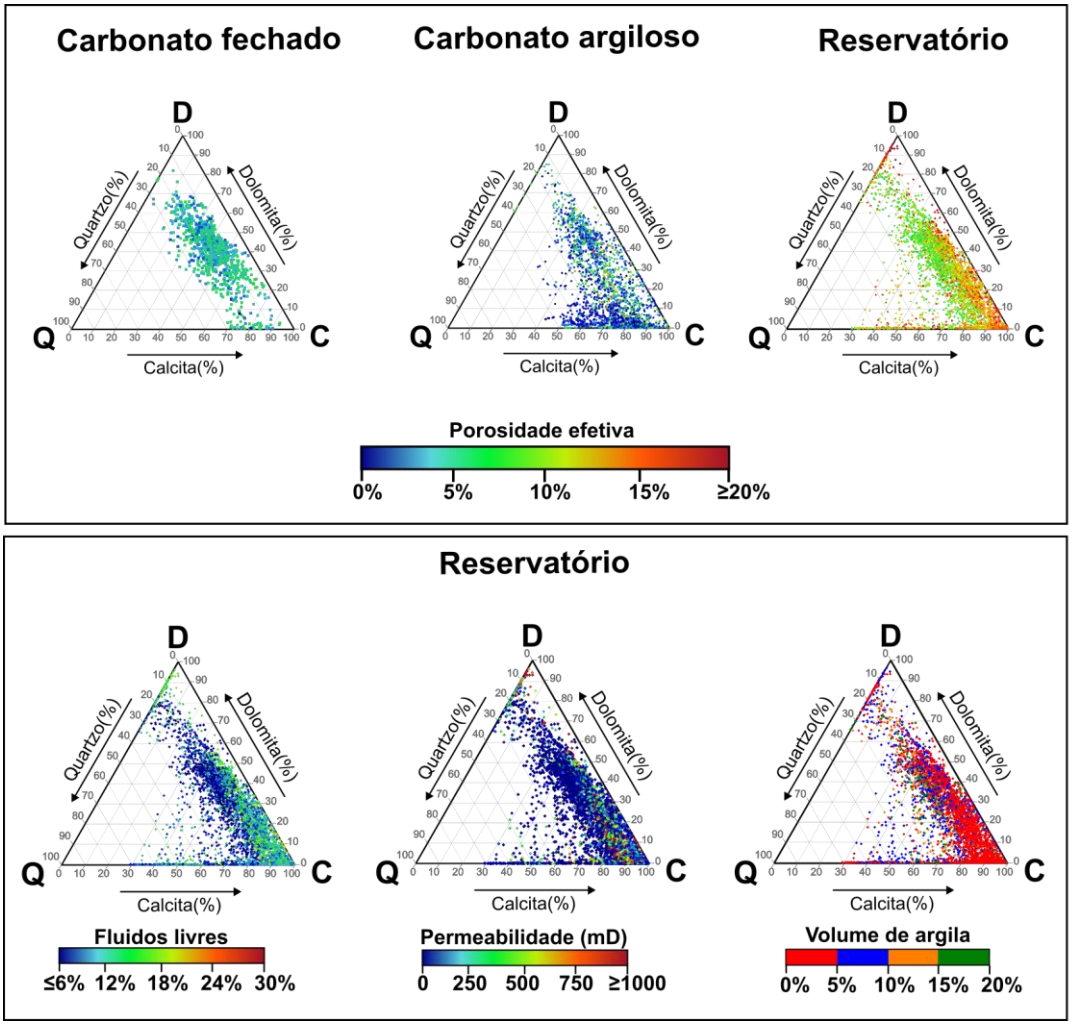

Figura 4 – Diagramas ternários com as proporções de calcita, dolomita e quartzo das três petrofácies no quadro superior. As cores das amostras discretizam os valores de porosidade efetiva de cada amostra. No quadro inferior, a composição mineralógica das rochas reservatório é correlacionada com os valores de fluidos livres, permeabilidade e volume de argila das amostras.

Discussão

As composições minerais das amostras da Formação Barra Velha são consistentes com estudos anteriores (Vasquez et al., 2019; Gomes et al., 2020). A maioria das amostras apresenta concentrações de quartzo inferiores a 30%. Rochas ricas em calcita e pobres em quartzo (litotipo I) representam os melhores reservatórios, similar aos resultados de Mello e Lupinacci (2022) para o Campo de Búzios.

Rochas pobres em calcita e dominadas por dolomita ou quartzo, podem manter alta porosidade efetiva e permeabilidade, possivelmente devido às fraturas abertas e feições de dissolução observadas nas lâminas delgadas. A presença de dolomita e quartzo torna essas rochas mais propensas ao fraturamento (Wells, 2004; Jarvie et al. 2007; Wang e Gale, 2009). O balanço entre o preenchimento dos poros e eventos de fraturamento e dissolução parece determinar a porosidade dessas rochas (Lupinacci et al., 2023).

Considerando a evolução da Formação Barra Velha, a precipitação de dolomita e sílica pode ser resultado da dissolução/substituição de argilas magnesianas (Tosca e Wright, 2015; Herlinger et al., 2017; Lima e De Ros 2019; Schrank et al., 2024). Isso é evidente no poço 3-BRSA-1064-RJS, onde ainda existem argilas magnesianas preservadas e reservatórios dominados por dolomita. A ausência dessas argilas nos poços 9-BUZ-2-RJS e 7-BUZ-25-RJS pode indicar um processo similar e mais intenso de substituição por dolomita e quartzo.

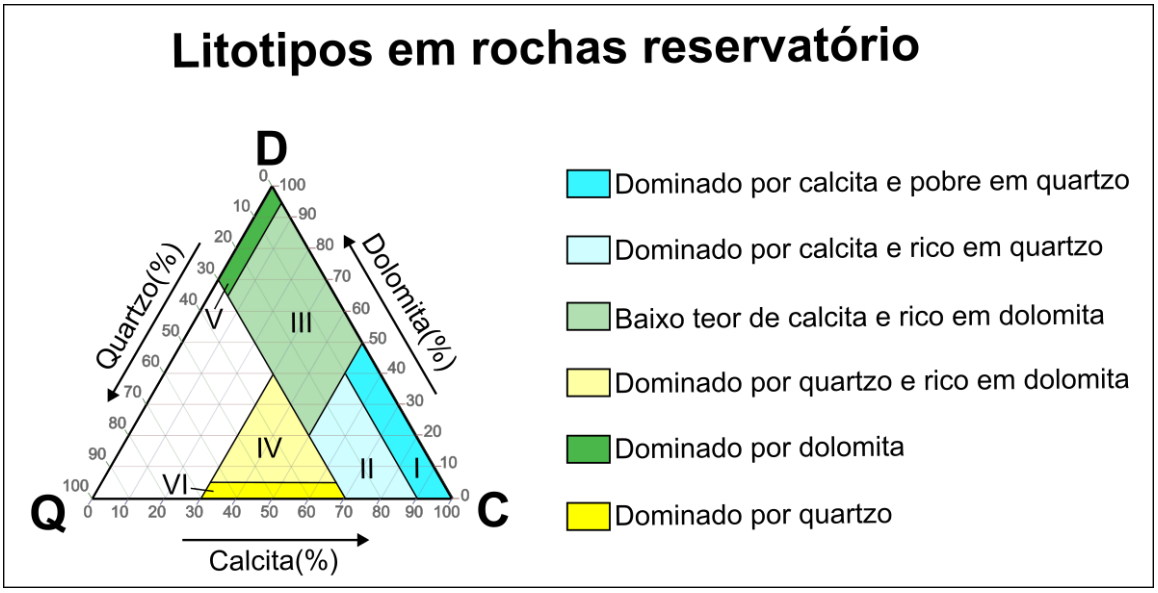

Figura 5 – Divisão dos seis litotipos encontrados em rochas reservatório com base nas propriedades permoporosas e proporções minerais do reservatório.

No entanto, a presença pervasiva de sílica e as concentrações anômalas desses minerais (litotipos V e VI) sugerem a possível contribuição de fluidos hidrotermais. Um estudo mais aprofundado dos tipos de precipitação de sílica e minerais, juntamente com a avaliação das falhas regionais, poderia esclarecer a influência tectônica e de alterações hidrotermais.

Conclusão

Este estudo reforça a importância dos processos diagenéticos na transformação do sistema poroso e na avaliação das propriedades do reservatório. Tais processos induzem a dolomitização, silicificação e dissolução em diversos graus e intensidades. As alterações mineralógicas decorrentes influenciam a porosidade e a formação de fraturas de maneiras distintas. Portanto, o entendimento desses processos torna-se essencial na predição e caracterização faciológica dos reservatórios do Pré-sal.

Agradecimentos

Os autores gostariam de agradecer à Petrobras S.A. pela parceria e pelo apoio financeiro, e à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) pelo fornecimento dos dados utilizados nesta pesquisa.

Referências

Ehigie, S.O., 2010. NMR-Openhole Log Integration: Making the Most of NMR Data Deliverables. Nigeria Annual International Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.

Fernández-Ibáñez, F.; Jones, G.D.; Mimoun, J.G.; Bowen, M.G.; Simo, J.A.; Marcon, S.; Esch, W.L. 2022, Excess permeability in the Brazil pre-Salt: Nonmatrix types, concepts, diagnostic indicators, and reservoir implications. AAPG Bulletin, 106 (4), 701–738.

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. Mar. Petrol. Geol. 113, 104176.

Herlinger, R.J., 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. J. Sediment. Res. 87, 1285–1313.

Jarvie, D.M., Hill, R.J., Ruble, T.E., Pollastro, R.M., 2007. Unconventional shale-gas systems: the Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment. AAPG Bull. 91 (4), 475-499.

Larionov, V. V. Borehole radiometry. Nedra, Moscow, 1969.

Lima, B.E., 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. Sediment. Geol. 383, 55–81.

Lupinacci, W.; Fatah, T.; Carmo, M.; Freire, A.; Gamboa, L., 2023. Controls of fracutring in porosity in pre-salt carbonates. Energy Geoscience, 4. 2023.

Mello, V. L.; Lupinacci, W. 2022, Mineralogy based classification of carbonate rocks using elastic parameters: A case study from Buzios field: Journal of Petroleum Science and Engineering, 209, 109962.

Vasquez, G.F., Morschbacher, M.J., Dos Anjos, C.W.D., Silva, Y.M.P., Madrucci, V., Justen, J.C.R., 2019. Petroacoustics and composition of presalt rocks from Santos Basin. Lead. Edge 38 (5), 342–348.

Pereira, T.P.; Terra, S.; Silva, D.R.; Pires, G.L.C.; Ribeiro, A. 2023, Distribution of silicification intervals throughout the Barra Velha and Itapema formations: Host rock controls and chronology of silica precipitation (Pre-Salt, Santos Basin, Brazil). Journal of South American Earth Sciences, 128, 104446.

Sartorato, A.C.L., Tonietto, S.N., Pereira, E., 2020. Silicification and Dissolution Features in the Brazilian Pre-salt Barra Velha Formation: Impacts in the Reservoir Quality and Insights for 3D Geological Modeling, 2020. Rio Oil & Gas Expo and Conference, Rio de Janeiro, RJ, Brazil, pp. 2525–7579, 20 ISSN.

Schrank, A.B.S.; Santos, T.; Altenhofen, S.D.; Freitas, W.; Cembrani, E.; Haubert, T.; Dalla Vecchia, F.; Barili, R.; Rodrigues, A. G.; Maraschin, A.; De Ros, L.F. 2024, Interactions between Clays and Carbonates in the Aptian Pre-Salt Reservoirs of Santos Basin, Eastern Brazilian Margin. Minerals, 14 (2)

Teixeira, L.; Campos, M.T.R.; Guerrero, J.; Mund, V.; Muzzete, M.; Brazil, F.; Abreu, C.E. 2023, Rock-physics-assisted interpretation of elastic property of the geological environments in the Buzios field, Brazilian pre-salt. Eighteenth International Congress of the Brazilian Geophysical Society.

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. In: Armitage, P.J., Butcher, A.R., Churchill, J.M., Csoma, A.E., Hollis, C., Lander, R.H., Lander, R.H., Omma, J.E., Worden, R.H. (Eds.), Reservoir Quality of Clastic and Carbonate Rocks: Analysis, Modelling and Prediction, vol. 435. Geological Society, London, Special Publications, pp. 33–46.

Wang, F.P., Gale, J.F.W., 2009. Screening Criteria for Shale-Gas Systems.

Wells, F., 2004. A New Method to Help Identify Unconventional Targets for Exploration and Development through Integrative Analysis of Clastic Rock Properties. Houston Geological Society Bulletin, October issue, Texas, pp. 34-49.

Wright, V.P., Barnett, A.J., 2015. An abiotic model for the development of textures in some South Atlantic early Cretaceous lacustrine carbonates. Controls of fracturing on porosity in pre-salt carbonate Geol. Soc. Lond. Special Publ. 418, 209-219.