

ANÁLISE PETROGRÁFICA DOS TURBIDITOS SANTONIANOS DA BACIA DE CAMPOS

Amanda Goulart Rodrigues, Franciele Girolometto Fracalossi, Karin Goldberg e Claiton Marlon dos Santos Scherer (orientador).

ÁREA DE ESTUDO

A Bacia de Campos está subjacente a plataforma continental do estado do Rio de Janeiro, sudeste do Brasil, estando delimitada ao norte pelo Alto de Vitória e ao sul pelo Alto de Cabo Frio (Fig.1). O seu desenvolvimento iniciou-se durante a separação do supercontinente Gondwana no Jurássico Superior/Cretáceo Inferior, seguida por uma abertura do Oceano Atlântico Sul. Sua evolução é dividida em um estágio inicial de rift e um subsequente estágio drift caracterizado por subsidência termo-isostática.

Os prolíficos reservatórios dessa bacia compreendem cerca de 90% da produção nacional de petróleo. Essa produção provém principalmente dos reservatórios turbidíticos. Os reservatórios turbidíticos santonianos dessa bacia compreendem uma grande diversidade litológica, resultando em grande heterogeneidade e diferença de qualidade nos reservatórios.

OBJETIVO DO TRABALHO

O objetivo desse trabalho é o reconhecimento da composição, origem e distribuição de constituintes primários, bem como os principais processos diagenéticos e sua relação com a qualidade dos arenitos-reservatório da Bacia de Campos, com a finalidade de explicar a distribuição espacial dos corpos-reservatório e suas heterogeneidades de porosidade e permeabilidade.

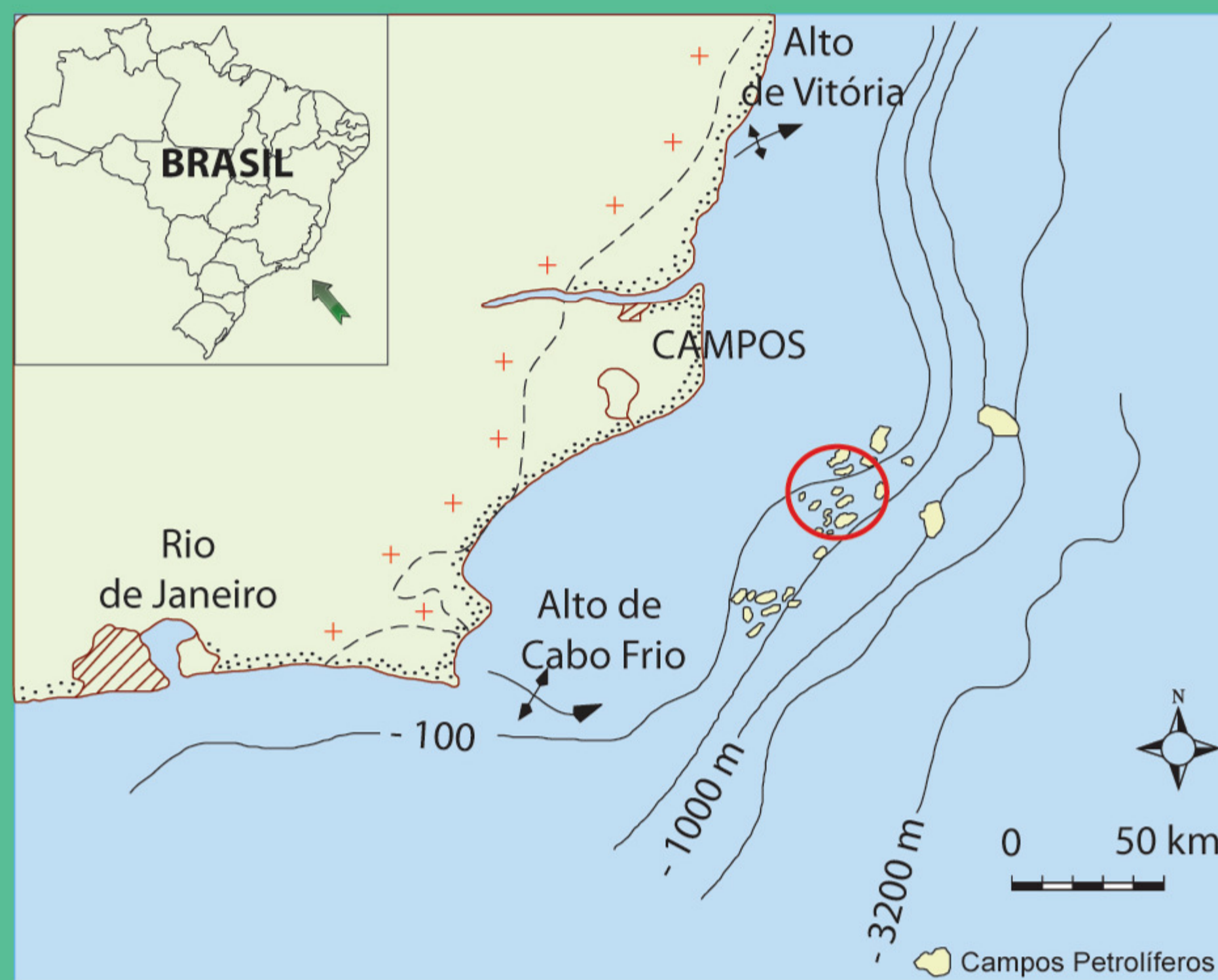
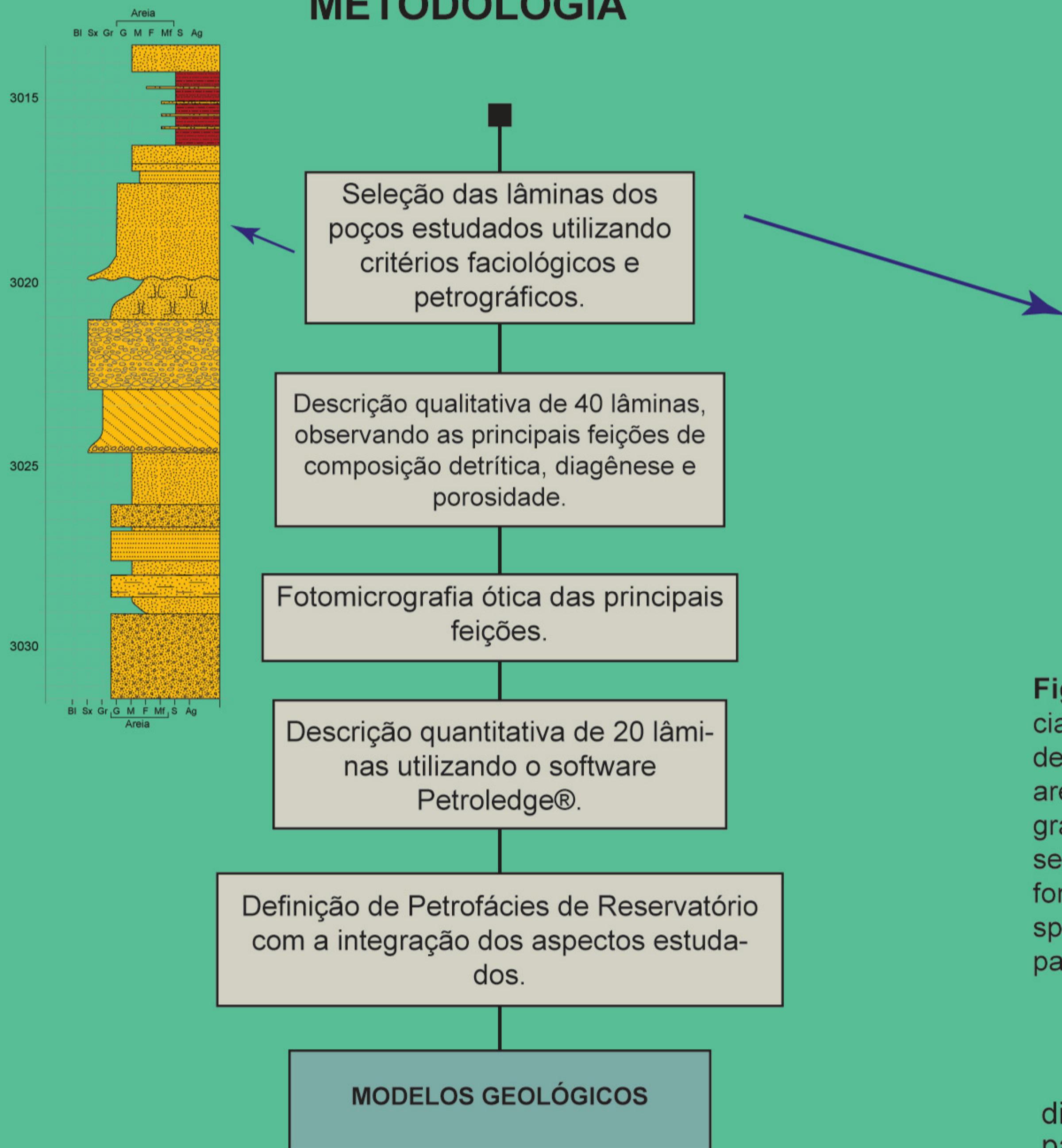


Figura 1: Mapa da Bacia de Campos mostrando a posição das maiores feições estruturais e principais campos de hidrocarbonetos. Círculo em vermelho delimita a área estudada. (Modificado de Moraes, 1989).

METODOLOGIA



RESULTADOS PRELIMINARES

A análise petrográfica qualitativa indica que os reservatórios areníticos estudados são arenitos de granulometria média a grossa (arenitos conglomeráticos) pobremente selecionados com grãos angulosos a sub-angulosos. Os constituintes primários são principalmente feldspatos, quartzo, granada e litoclastos plutônicos. A alta porosidade é dada por porosidade primária intergranular e porosidade secundária intragranular (dissolução de feldspatos). As principais feições diagenéticas são cimentação por calcita, crescimentos epitaxiais de feldspatos e dissolução de feldspatos. Além disso, observa-se intraclastos argilosos transformados em pseudomatrix pela compactação.

As rochas associadas aos reservatórios são siltitos ricos em matéria orgânica e micas. Os constituintes primários são quartzo, feldspatos e micas (muscovita e biotita). Há muitos bioclastos, principalmente de foraminíferos bentônicos. Observa-se pseudomatrix formada por intraclastos argilosos.

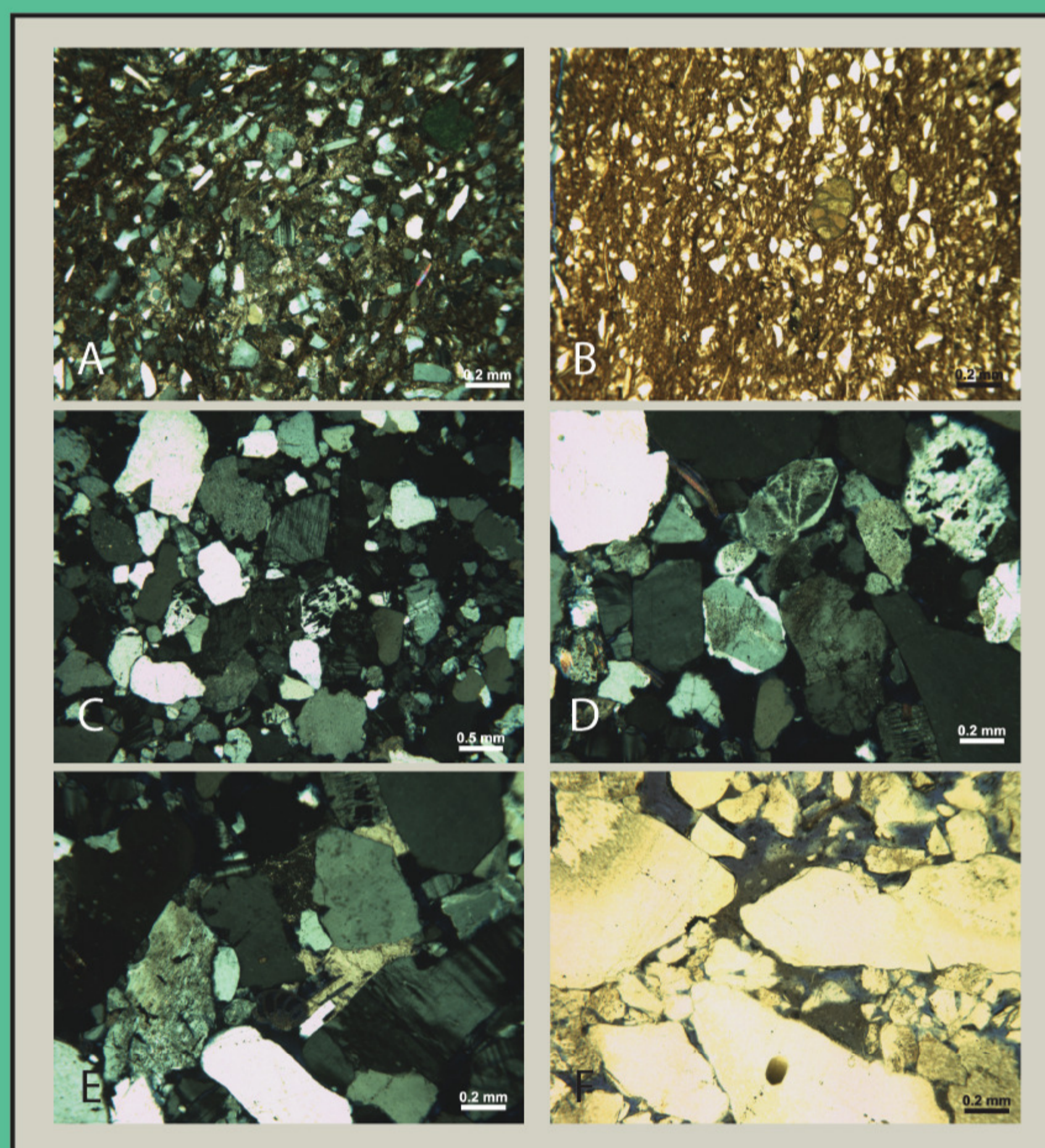


Figura 2: A) Textura principal do siltito rico em matéria orgânica associado aos reservatórios areníticos, cimentado por calcita. B) Bioclasto de foraminífero bentônico no siltito. C) Textura geral do reservatório arenítico, tendo como componentes primários quartzo, feldspatos e granada. D) Crescimentos epitaxiais de feldspato e porosidade secundária intragranular. E) Cimentação por calcita, bioclasto de foraminífero bentônico e composição primária rica em quartzo e feldspatos. F) Intraclasto lamoso transformado em pseudomatrix pela compactação.

RESULTADOS ESPERADOS

Com isso, espera-se identificar os padrões diagenéticos e distribuição da porosidade dos arenitos turbidíticos e contribuir para o entendimento da qualidade e heterogeneidade dos reservatórios da Bacia de Campos.

AGRADECIMENTOS

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico pela bolsa de iniciação científica. À Petrobras UN-BC pelo fornecimento dos dados. Às participantes do projeto Karin Goldberg e Franciele Fracalossi. À UFRGS por esse evento.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Fetter, M.; De Ros, L.F. & Bruhn, C.H.L. 2009. Petrographic and seismic evidence for the depositional setting of giant turbidite reservoirs and the paleogeographic evolution of Campos Basin, of fshore Brazil. *Marine and Petroleum Geology*, 26, 824–853.
- Guardado, L.R.; Spadini, A.R.; Brandão, J.S.L. & Mello, M.R. 2000. Petroleum system of the Campos Basin. In: Mello, M.R. & Katz, B.J. (Eds.). *Petroleum system of South Atlantic margins*. AAPG Memoir, 73, 317-324.
- Moraes, M.A.S. 1989. Diagenetic evolution of Cretaceous-Tertiary turbidite reservoirs, Campos Basin, Brazil. *The American Association of petroleum Geologists Bulletin*, 73, 5, 598-612.