

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 durante a separação do supercontinente Gondwana no Jurássico Superior/Cretáceo Inferior, seguida por uma abertura do Oceano Atlântico Sul.

Os prolíficos reservatórios dessa bacia compreendem cerca de 90% da atual produção nacional de petróleo. Os reservatórios pós-sal dessa bacia consistem em turbiditos arenosos a conglomeráticos depositados no Cretáceo e Terciário. Esses reservatórios são heterogêneos, sendo de fundamental importância a sua caracterização para a otimização da produção dessa bacia.

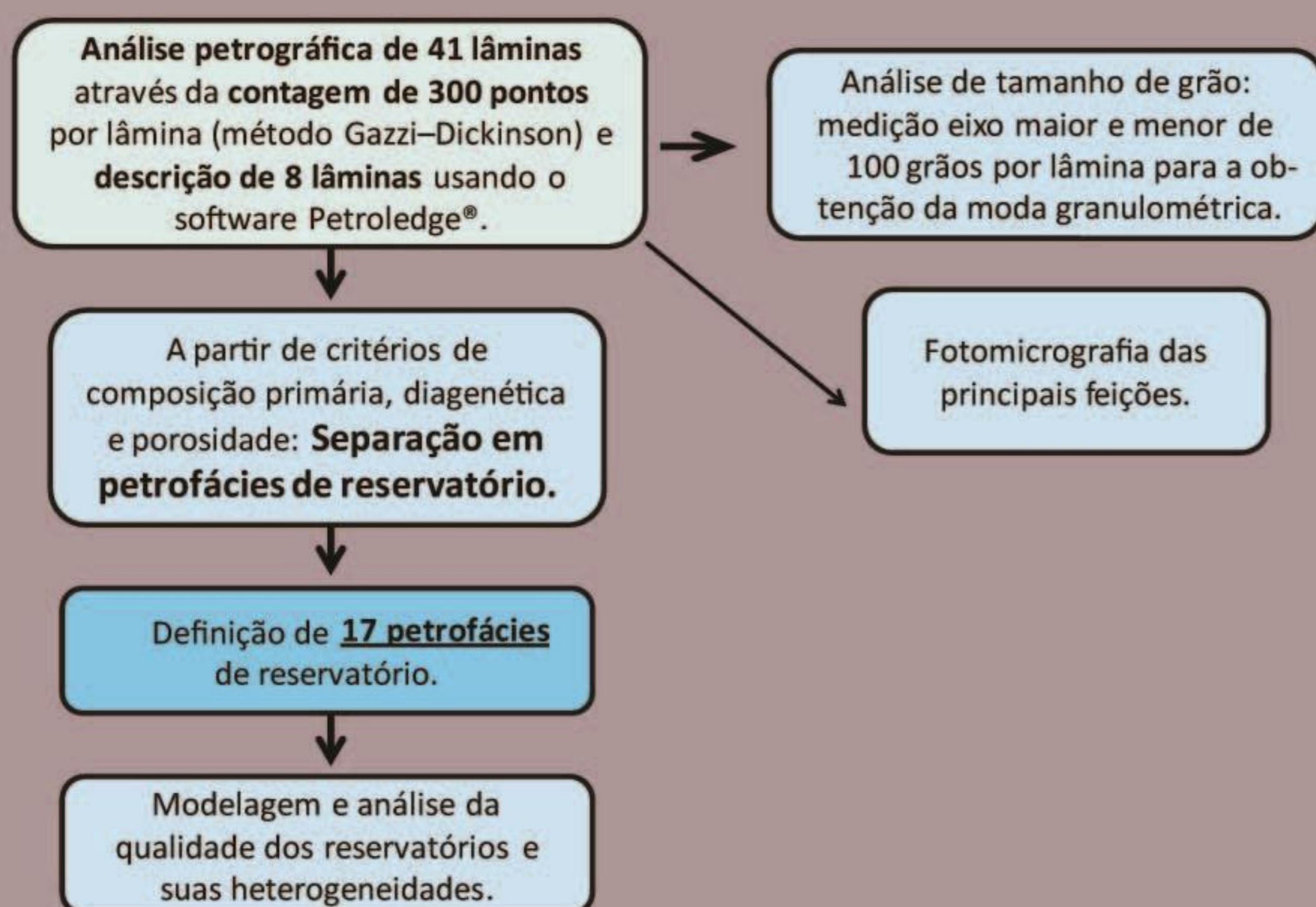
POR QUE DEFINIR PETROFÁCIES DE RESERVATÓRIO?

A qualidade do reservatório é dada pela avaliação da porosidade e a permeabilidade das rochas-reservatórios de hidrocarbonetos. Esses dois fatores são controlados tanto por processos deposicionais como diagenéticos. A separação e a definição de petrofácies ajuda na compreensão dos processos definidores da qualidade dos reservatórios, auxiliando na avaliação do potencial para armazenamento de hidrocarbonetos.

OBJETIVOS

- 1) Definir as petrofácies de reservatório com base nas heterogeneidades composicionais, diagenéticas e de porosidade.
- 2) Modelagem do sistema petrolífero no campo estudado, com a definição preliminar da distribuição dos corpos arenosos e das barreiras de fluxo internas aos reservatórios.

METODOLOGIA: etapa quantitativa



RESULTADOS

Foram definidas **17 petrofácies** de reservatório para os turbiditos estudados de acordo com três principais critérios:

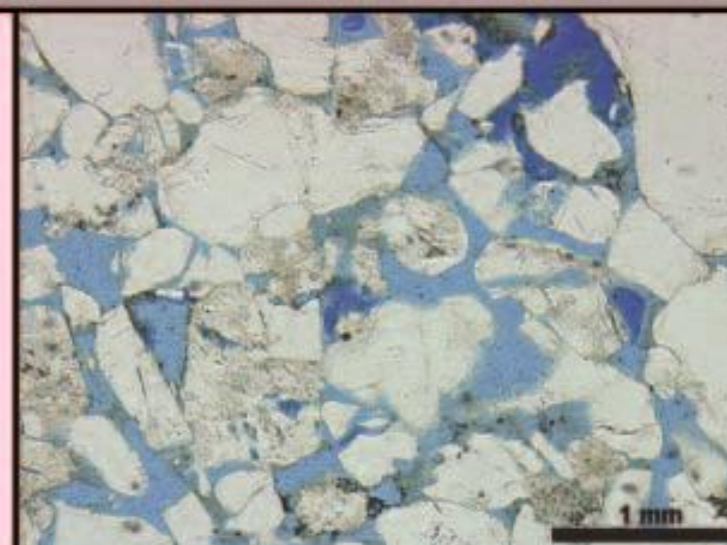

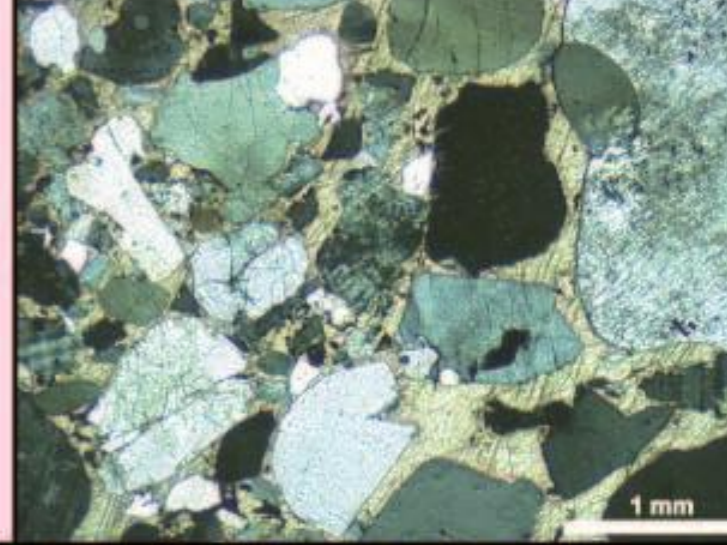
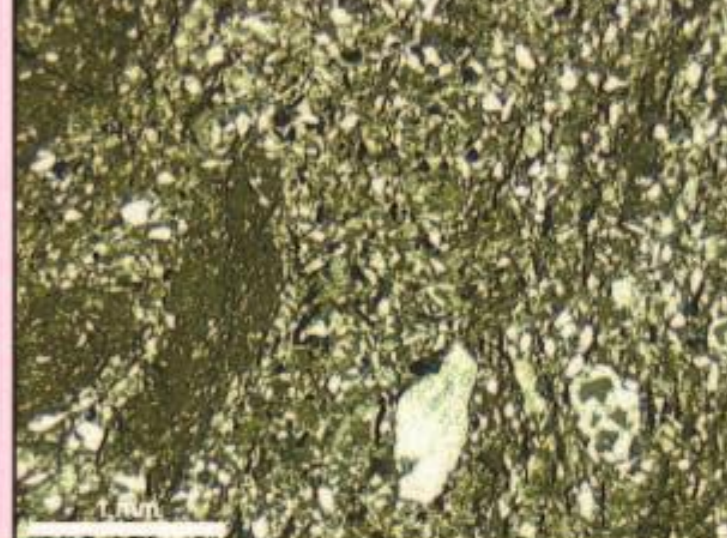
- 1) Porosidade primária preservada e quantidade de porosidade efetiva;
- 2) Granulometria e estrutura;
- 3) Cimentação parcial ou total por calcita (subordinadamente dolomita), compactação de intraclastos macios (formando pseudomatriz) e substituição por sílica diagenética.

PETROFÁCIES DE RESERVATÓRIO

Tendo em vista os 3 critérios citados anteriormente, as 17 petrofácies de reservatório foram agrupadas em **4 grandes grupos** de acordo com a qualidade de reservatório: Porosas, Parcialmente Cimentadas, Cimentadas e Lutitos.



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).

Porosas	Arenitos finos a grossos, às vezes levemente conglomeráticos, em geral mal selecionados, maciços ou laminados. Intraclastos (até 8%) e pseudomatriz lamosa (1 a 8%). Sílica diagenética substitutiva (2 a 8%). Clorita intergranular (às vezes, até 7%). Calcita total até 8% e intergranular 2 a 6%. Porosidade total de 6 a 21% e efetiva 6 a 14%.	
Parc. Cimentadas	Arenitos finos a grossos, às vezes levemente conglomeráticos, muito mal a mal selecionados. Calcita total de 4 a 14% e intergranular de 2 a 9%. Pseudomatriz lamosa (3 a 12%) e intraclastos (até 9%) ambos silicificados. Franjas de sílica diagenética de 2 a 9%. Porosidade total de 6 a 16% e efetiva de 3 a 14%.	
Cimentadas	Arenitos finos a grossos, lamosos a conglomeráticos, mal selecionados a muito mal selecionados, maciços. Pseudomatriz (3 a 33%) e intraclastos lamosos (3 a 17%) ambos silicificados. Calcita total de 2 a 39% e calcita intergranular até 24%. Poros totalmente obliterados por calcita e/ou pseudomatriz.	
Lutitos	Lutitos (com ou sem fissilidade) lamosos a arenosos, com laminação sub-paralela ou bioturbado. Geralmente com bioclastos carbonáticos, às vezes micáceos e com fragmentos carbonosos, raramente com intraclastos lamosos e glauconita. Calcita substitutiva (raro). Sem porosidade.	

CONCLUSÕES

- 1) Em termos de sucessão vertical de fácies, observou-se que as petrofácies com porosidade obliterada total ou parcialmente por calcita precoce possuem lutitos sotopostos, indicando que essas rochas influenciaram na diagênese dos arenitos subjacentes, dando-os grande reserva de cátions.
- 2) A petrofácies Lutitos constitui, em termos de modelagem do reservatório, barreiras de fluxo internas.
- 3) A sílica diagenética substitutiva (pseudomatriz e intraclastos) tem sua gênese relacionada a fluidos silicosos, possivelmente oriundos da dissolução de fósseis silicosos, como radiolários.
- 4) A entrada precoce de óleo nas petrofácies do grupo das Porosas fez com que a porosidade primária fosse preservada e a diagênese fosse interrompida, constituindo essas petrofácies nos melhores reservatórios do campo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- 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.
- DE ROS, L.F., GOLDBERG, K. 2007. Reservoir petrofacies: a tool for quality characterization and prediction. In: AAPG, Annual Convention and Exhibition, Long Beach, CA, p.1.

Agradeço à **Profª. Dra. Karin Goldberg** pelo apoio e orientação, ao CNPq pela bolsa e à UFRGS por esse evento.