

ANÁLISE GEOLÓGICA DOS ARENITOS DA FORMAÇÃO RIO BONITO (EOPERMIANO DA BACIA DO PARANÁ), NA REGIÃO SUL DO BRASIL, APLICADA À AVALIAÇÃO DE ANÁLOGOS DE RESERVATÓRIOS COSTEIROS

Ricardo Maahs¹
Adler Pereira Soares²
Juliano Kuchle³

RESUMO

Arenitos costeiros tem alto potencial como reservatórios de petróleo. Na Bacia do Paraná, a sucessão sedimentar da Formação Rio Bonito é frequentemente utilizada como análoga de reservatórios costeiros de petróleo, como uma alternativa acessível e de baixo custo para acesso a dados e desenvolvimento profissional-tecnológico. O objetivo desse trabalho é investigar as unidades de arenitos da Formação Rio Bonito, na região de São Gabriel-RS, com enfoque na análise do potencial como análogas de reservatório. Para isso, foram utilizados 10 testemunhos de sondagem, para avaliação dos aspectos sedimentológicos-estratigráficos, e quatro lâminas delgadas e arenitos selecionados, para obtenção das porcentagens de macroporosidade. Além disso, foram calculadas as permeabilidades dos arenitos, através de dados de porosidade e tamanho de grão modal das amostras. A correlação sedimentológica-estratigráfica dos testemunhos permitiu a seleção de quatro associações de fácies (canal fluvial, planície de maré arenosa, barras de maré e *shoreface*) como as potenciais unidades análogas de reservatório. A descrição das quatro lâminas delgadas, uma de cada unidade análoga, possibilitou a constatação que a macroporosidade varia de 12 e 27%, enquanto que permeabilidade calculada varia entre 154 e 8310 mD. A análise geral das quatro unidades análogas indicou características positivas e potenciais barreiras/defletores de fluxo nos reservatórios. A ordem decrescente de qualidade das unidades é: barras de maré, *shoreface*, canal fluvial e planície de maré arenosa. O estudo contribuiu para o conhecimento da Formação Rio Bonito como análoga de reservatórios costeiros e apresentou uma metodologia replicável de análise preliminar de potenciais reservatórios.

Palavras-chave: Correlação estratigráfica, Petrografia sedimentar, Macroporosidade, Permeabilidade calculada, Qualidade de reservatório.

INTRODUÇÃO

Arenitos relacionados a ambientes costeiros possuem boas reservas de hidrocarbonetos em várias bacias sedimentares em todo o mundo (e.g. Campo de Petrel, Bacia de Bonaparte, Austrália, cf. SAÏAG *et al.*, 2016; Campo de Sasha, Equador, cf. SHANMUGAM, POFFENBERGER & TORO ALAVA, 2000). Segundo Garcia *et al.* (2003), os arenitos

¹ Doutorando em Geociências (Estratigrafia) – PPGGeo da Universidade Federal do Rio Grande do Sul - RS, maahs.geologia@gmail.com;

² Mestrando em Geociências (Estratigrafia) – PPGGeo da Universidade Federal do Rio Grande do Sul - RS, adler.soares@gmail.com;

³ Professor orientador: Doutor em Geociências (Estratigrafia), Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul - RS, juliano.kuchle@ufrgs.br.

costeiros comumente se destacam por apresentar porções com porosidade com cerca de 20-25% e permeabilidade entre 50 e 300 mD, o que confere boa capacidade de acumulação de fluidos. No cenário brasileiro, depósitos costeiros (*e.g.* deltaicos), juntamente a turbidíticos, eólicos, fluviais e de leques aluviais, estão entre principais reservatórios siliciclásticos das bacias petrolíferas (GARCIA *et al.*, 2003; ANP, 2018).

A análise de análogos geológicos é uma ferramenta frequente na geologia do petróleo e engenharia de reservatório (*e.g.* FIELDING, *et al.*, 2012; KEOGH *et al.*, 2014). Dentre as vantagens do uso de análogos, destaca-se a maior acessibilidade e baixo custo na aquisição de dados e treinamento técnico-profissional, além da possibilidade de investigar e testar tecnológicas sem comprometer a operação em reservatórios em produção. Neste sentido, os depósitos da Formação Rio Bonito, uma das unidades mais estudadas da Bacia do Paraná, são frequentemente alvos de análise como análogos de reservatórios costeiros (*e.g.* deltaicos, estuarinos, *shoreface*) sob variados aspectos (sedimentologia-estratigrafia, petrografia, petrofísica, modelagem geológica, etc). Contudo, apesar dessa formação conter camadas permoporosas análogas a reservatórios, há a presença de heterogeneidades que podem impactar a qualidade desses análogos (ASSIS, 2018).

O objetivo desse estudo é a avaliação de depósitos areníticos da Formação Rio Bonito, na região de São Gabriel-RS (Figura 1), com o enfoque na análise de unidades análogas a reservatórios de petróleo. Para isso, foram utilizados dados sedimentológicos-estratigráficos, petrográficos e petrofísicos oriundos de testemunhos de sondagem rasos que permitiram estimar a qualidade e ordenar as unidades como análogas a reservatórios costeiros, em uma escala e um volume de dados compatível com um campo de petróleo típico.

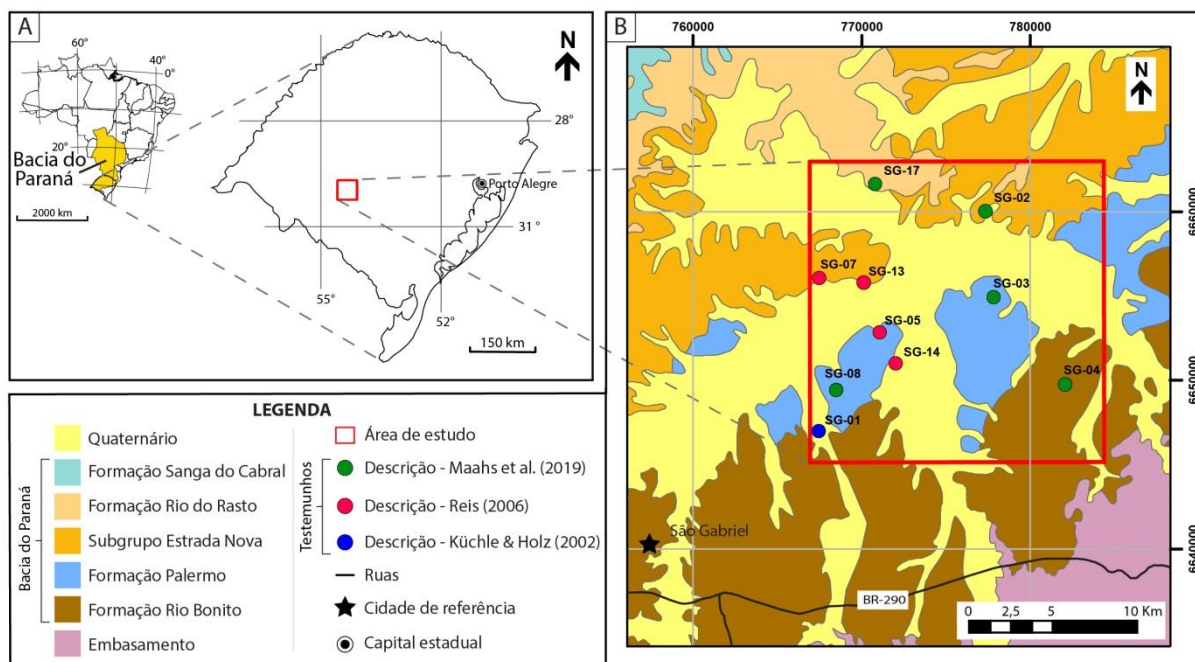


Figura 1. Mapa de localização da área de estudo. A) Localização da bacia do Paraná e da área de estudo no estado do Rio Grande do Sul. B) Mapa geológico da área de estudo e a localização dos testemunhos de sondagem utilizados neste estudo (modificado de MAAHS *et al.*, 2019).

METODOLOGIA

Ao todo, foram utilizadas as descrições, do intervalo correspondente à Formação Rio Bonito, de 10 testemunhos de sondagem, sendo cinco de MAAHS *et al.* (2019) – SG-02, SG-03, SG-04, SG-08 e SG-17 –, quatro de REIS (2006) – SG-05, SG-07, SG-13 e SG-14 – e um de KÜCHLE & HOLZ (2002). Os testemunhos de sondagem foram interpretados em nível de associação de fácies, com base no modelo deposicional mais recente da área de estudo (*cf.* MAAHS *et al.*, 2019) e correlacionados conforme os conceitos da Estratigrafia de Sequências (*cf.* CATUNEANU, 2006).

Para a análise petrográfica, foram descritas quatro lâminas delgadas de amostras de arenitos da Formação Rio Bonito, coletadas em dois testemunhos (SG-02 e SG-04). Foi selecionada uma amostra de cada unidade análoga de reservatório. A petrografia quantitativa foi realizada pela descrição das lâminas delgadas impregnadas (resina epóxi azul) pelo método de Gazzi-Dickinson (ZUFFA, 1985), com o qual foi possível obter os dados de porcentagem de macroporosidade das amostras. Por outro lado, a permeabilidade dos arenitos foi calculada pela equação de Kozeny-Carman (Equação 1, após KOZENY, 1927; CARMAN, 1937), que exhibe a relação entre permeabilidade, porosidade e tamanho de grão em arenitos:

$$k = 10^{11} \frac{\phi^3}{55^2(1-\phi)^2} \quad (1)$$

onde k = permeabilidade (em milidarcys); ϕ = macroporosidade (em fração decimal); e S = superfície específica (em unidades de cm^{-1}), que pode ser diretamente relacionada ao diâmetro uniforme dos grãos (d) (em cm^{-1}), como $S=6/d$. No cálculo, a fim de evitar a superestimação de permeabilidade, foram considerados apenas os valores de porosidade intergranular.

Os análogos de reservatórios foram avaliados através da análise dos aspectos sedimentológicos e estratigráficos e dos valores de porosidade (cf. LEVOREN, 1967) e permeabilidade (cf. HYNE, 2001).

RESULTADOS E DISCUSSÃO

A análise sedimentológica-estratigráfica foi realizada pela padronização das descrições dos 10 testemunhos de sondagem da área de estudo, seguida da interpretação em nível de associação de fácies, conforme o modelo deposicional proposto por Maahs *et al.* (2019) (Tabela 1). Em seguida, os testemunhos foram correlacionados em quatro seções de correlação (duas com orientação *strike* NW-SE e duas *dip* NE-SW, cf. o modelo deposicional; e.g. Figura 2), nas quais a sucessão estudada foi subdividida, pela interpretação de oito superfícies limítrofes (duas discordâncias subaéreas – DS1 e DS2; três superfícies de regressão máxima – SRM-1, SRM-2 e SRM-3; e três superfícies de inundação máxima – SIM-1, SIM-2 e SIM-3), em sete tratos de sistemas (um trato de sistemas de nível baixo – TSNB-1; um trato de sistemas de estágio de queda – TSEQ-1; três tratos de sistemas transgressivo – TST-1, TST-2 e TST-3; e dois tratos de sistemas de nível alto – TSNA-1 e TSNA-2). Com isso, pode-se perceber que o TSNB é composto exclusivamente de depósitos do sistema deposicional fluvial, o TST-1 refere-se a uma intercalação de estratos dos três sistemas deposicionais, o TSEQ-1 é apenas inferido (sem registro rochoso), o TSNA-1 é exclusivamente de depósitos do sistema deposicional plataformaraso dominado por ondas e o TST-2 contém apenas rochas dos sistemas deposicionais estuarino dominado por maré e plataforma rasa dominada por onda. Por fim, o TSNA-2 e TST-3 são compostos exclusivamente de estratos do sistema deposicional plataformaraso dominado por onda. As seções de correlação permitiram avaliar qualitativamente a espessura, magnitude e a conexão dos depósitos das potenciais unidades análogas a reservatórios.

Tabela 1. Resumo do modelo deposicional da área de estudo, com a definição dos sistemas deposicionais, associações de fácies e fácies (em ordem de importância) interpretadas no intervalo correspondente à Formação Rio Bonito (modificado de MAAHS *et al.*, 2019).

Sistema deposicional	Associação de fácies	Fácies
Fluvial	Depósitos gravitacionais	Gmm, Gcm, Sm
	Canal fluvial	Sc, Sm, Gcm, Sh
Estuário dominado por maré	Depósitos de <i>overbank</i>	Fl, Hr, Fm, C, Sm, Sr
	Planície de maré lamosa	Hr, Fm, Fl, Hr _b , Sm
	Planície de maré arenosa	Hr _b , Sm, Sr, Hr, Sr _d , Sh, Sc
	Barra de maré arenosa	Sc _d , Sc, Sr _d , Sm, Fl, Sr, Sh, Hr
Plataforma rasa dominada por onda	<i>Shoreface</i> (superior-médio)	Sh, Sc, Sw, Sscs, Shcs Gm _l , Sm
	<i>Shoreface</i> inferior-transição <i>offshore</i>	Shcs, Hw, Sm, Sw, Fl, Sl, Sh, Fm

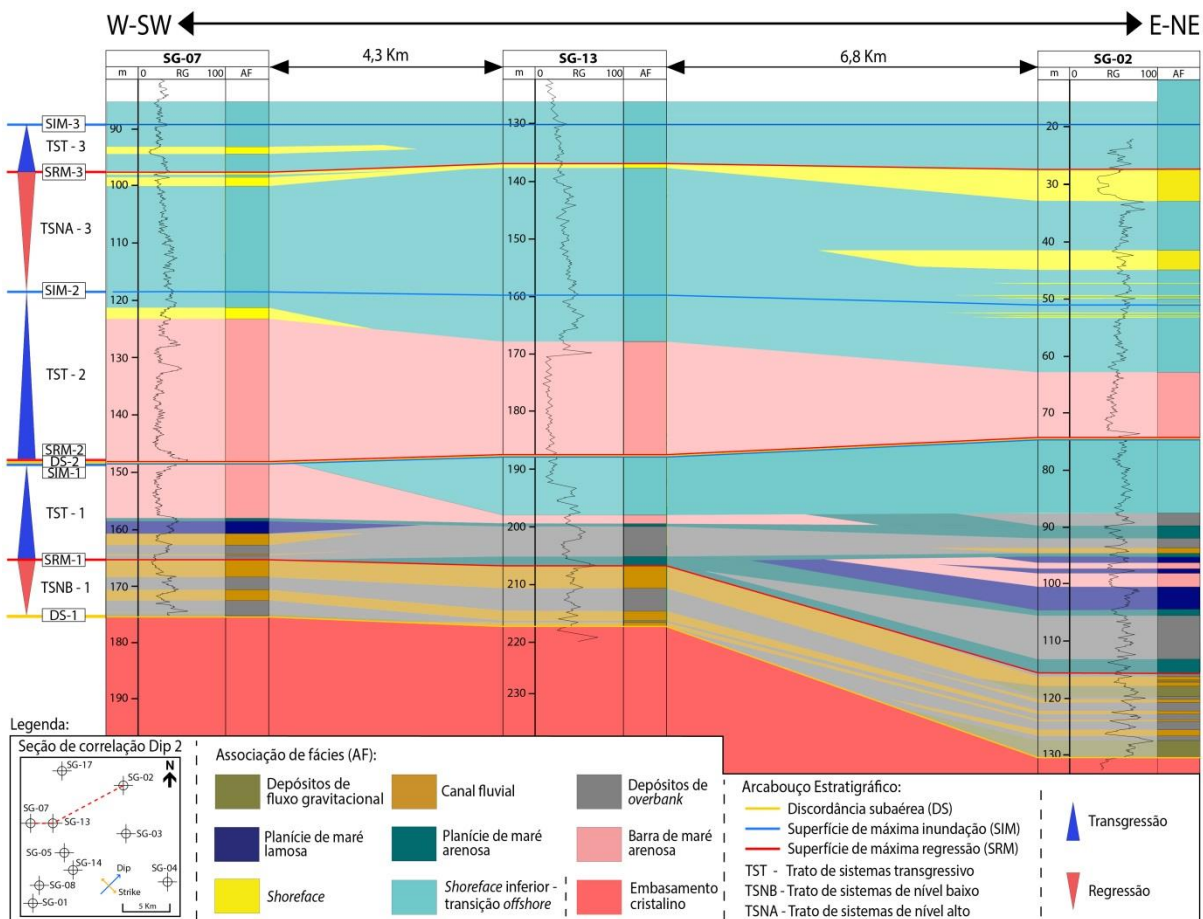


Figura 2. Seção Dip 2 (orientação WSW – ENE), com a correlação dos testemunhos SG-07, SG-13 e SG-02.

Os arenitos da Formação Rio Bonito descritos nas lâminas delgadas são de granulometria fina a média, seleção boa à moderada, com grãos subangulares a subarredondados. Em geral, os contatos intergranulares são pontuais ou tangenciais e o empacotamento é predominantemente normal. No entanto, esses aspectos texturais são

imprecisos devido a processos diagenéticos comuns, como dissolução e crescimentos, identificados nas amostras analisadas. Os arenitos são subarcóseos a quartzareníticos (composição atual) e subarcóseos a arcóseos (composição original) (*sensu* FOLK, 1980), com grãos de quartzo detrítico predominantemente monominerálicos, e K-feldspato mais abundante que o plagioclásio. Fragmentos líticos plutônicos são comuns, mas os vulcânicos também são frequentes. Fragmentos de rochas sedimentares (siltito) e metamórficas de baixo grau (ardósia, xisto e quartzito) ocorrem raramente. Além disso, tanto a muscovita quanto a biotita são comuns. Minerais acessórios como zircão e turmalina e outros constituintes primários como fragmentos carbonosos e intraclastos de solo são raros.

Os constituintes diagenéticos são crescimento de quartzo (predominantemente) e feldspato (subordinadamente), com esmectitas como franjas e cutículas finas e descontínuas (oxidadas em algumas porções) ou microcristalina substituindo fragmentos de rocha vulcânica. Há a presença de caulinita nas formas microcristalina ou em “livrinhos” obliterando poros intergranulares, substituindo feldspatos ou expandindo grãos de muscovitas. Ocorrem localmente, cimento de calcita macrocristalino e poiquilótípico, pseudomatriz, agregado microcristalino de pirita e óxido de Ti diagenético indiferenciado. Além disso, outros processos diagenéticos significativos são compactação mecânica e dissolução de feldspatos detríticos monominerálicos ou em fragmentos de rocha plutônica. Esses produtos diagenéticos implicam em condições mesodiagenéticas (*sensu* CHOQUETTE E PRAY, 1970).

Em termos de macroporosidade, os arenitos possuem predominantemente poros intergranulares, subordinadamente intragranular relacionados à dissolução de feldspatos e raramente móldicos. A macroporosidade total varia de 12 a 27%, enquanto apenas as intergranulares estão entre 10 a 24% (Tabela 2). Além disso, os diâmetros do tamanho de grão modal variam de 0,15 a 0,25 mm. Essas medidas foram utilizadas, bem como os percentuais de macroporosidade intergranular, para chegar à permeabilidade calculada, que varia de 154 a 8310 mD (Tabela 2).

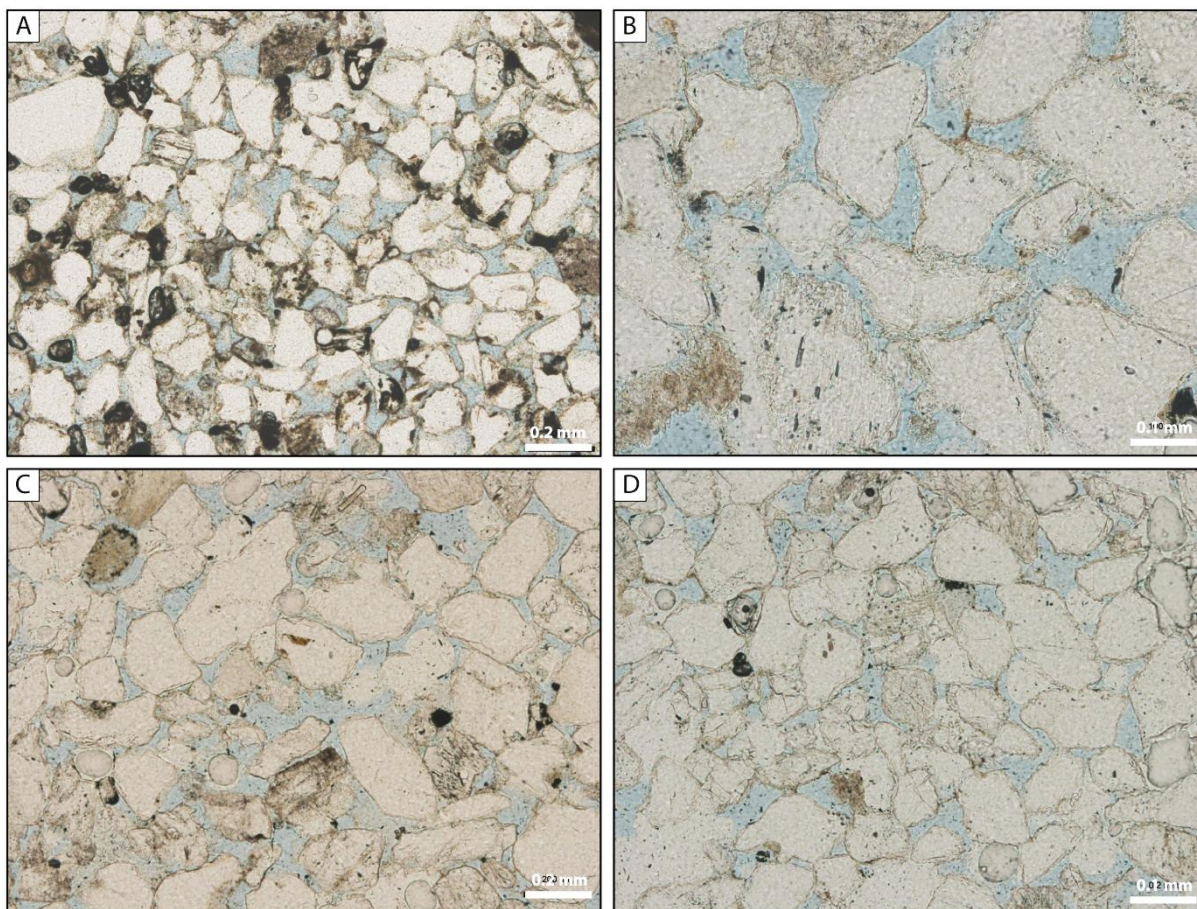


Figura 1. Fotomicrografias das amostras referentes aos arenitos das unidades análogas de reservatório. A) Canal fluvial; B) Planície de maré arenosa; C) Barra de maré arenosa; D) *Shoreface*. Os poros correspondem à coloração azul, referente a impregnação da amostra com resina epoxy azul.

Tabela 2. Valores de tamanho de grão modal, macroporosidade (intergranular e total) e permeabilidade calculada das quatro amostras de arenitos correspondentes às unidades análogas a reservatórios.

Unidade análoga de reservatório	Poço	Profundidade (m)	Figura 3	Tamanho de grão (mm)	Macroporosidade (%)		Permeabilidade calculada (mD)
					Intergranular	total	
Canal fluvial	SG-02	93,75	Fig. A	0.15	11	16	210
Planície de maré arenosa	SG-04	77,65	Fig. B	0.15	11	13	210
Barra de maré arenosa	SG-04	51,50	Fig. C	0.25	24	27	8310
<i>Shoreface</i>	SG-04	26,4	Fig. D	0.2	20	23	2778

Diante dos dados analisados, a associação de fácies de barras de maré foi considerada como a melhor unidade análoga de reservatório, uma vez que corresponde à unidade dominada por arenitos com maior volume e espessura, apresentando estratificações cruzadas e *ripples*, com alguns drapes ou pequenas lâminas de lama interestratificadas, enquanto que

pelitos e heterolitos são menos frequentes, impactando pouco o fluxo de fluidos no reservatório. Adicionalmente, tanto os valores 27% de macroporosidade total quanto 2310 mD de permeabilidade calculada são classificados como excelentes para reservatórios siliciclásticos.

A segunda unidade análoga de reservatório mais significativa é a relacionada à associação de fácies de shoreface, que é composta predominantemente por arenitos com estratificação horizontal, cruzadas de baixo ângulo, *swaley* ou indiferenciadas e *wave ripples*. São pouco comuns camadas de heterolitos, pelitos ou arenitos com estratificação cruzada *hummocky*, que podem atuar como barreiras e/ou defletores de fluxo internos ao reservatório. Além disso, os dados de macroporosidade total de 23% e de permeabilidade calculada de 2778 mD são classificados como excelentes para reservatórios, reforçando a qualidade dessa unidade como análoga de reservatório.

A terceira unidade mais importante como análoga de reservatório é relacionada à de associação de fácies de canal fluvial, que é composta predominantemente por arenitos com estratificação cruzada ou maciços, raramente com intraclastos ou níveis de lama, que podem impactar o fluxo de fluidos neste reservatório. Outrossim, a macroporosidade total de 16% é considerada excelente, enquanto a permeabilidade calculada de 210 mD é considerada boa na avaliação da qualidade dos reservatórios.

Por fim, os depósitos da associação de fácies de Planície de maré arenosa correspondem a quarta melhor unidade análoga de reservatório. Essa unidade é composta algumas porções em que dominam arenitos maciços ou com estratificações/laminações cruzadas, e outras com intercalações heterolíticas com acamamento flaser e wavy. A presença comum de heterolitos implica em maiores quantidades de barreiras e defletores de fluxo no reservatório. Apesar disso, a macroporosidade total de 13% é classificada como razoável e a permeabilidade calculada de 210 mD é boa.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os resultados apresentados mostram que, apesar de todas apresentarem potenciais barreiras e defletores de fluxo internas, de modo geral, as quatro associações de fácies predominantemente arenosas da Formação Rio Bonito, na região de São Gabriel-RS, possuem boas características sedimentológicas-estratigráficas e petrofísicas que as qualificam como unidades análogas a reservatórios. A unidade análoga mais importante é a de barra de maré,

seguida de *shoreface*, canal fluvial e planície de maré arenosa. Sendo assim, a Formação Rio Bonito pode ser utilizada em diversos estudos de reservatórios siliciclásticos como uma alternativa no desenvolvimento de profissionais, conhecimento e tecnologia em diversos setores da Indústria do Petróleo. Por fim, para aprofundar a pesquisa nesses análogos, são sugeridos o aperfeiçoamento da caracterização petrográfica, através da descrição de uma maior quantidade de lâminas delgadas, a obtenção de dados de permeabilidade em laboratório, com o intuito de comparar e validar os valores calculados, bem como a modelagem tridimensionalmente do intervalo, que permitirá a avaliação de parâmetros como geometria e volume das unidades análogas a reservatórios.

Por fim, os resultados obtidos neste estudo em curso apresentam duas diferentes aplicações práticas: (1) análogo direto para obtenção de parâmetros não disponíveis em campos produtores de petróleo relacionados a sistemas deposicionais costeiros – tais parâmetros permoporosos, suas distribuições, padrões de ocorrência e predições podem ser utilizados quantitativamente e qualitativamente em campos recém descobertos ou com volume de dados limitados. (2) análogo metodológico – o fluxograma de análise aqui apresentado, com levantamento de fácies deposicionais em testemunhos, agrupamento em associações de fácies, análise estratigráfica baseada em estratigrafia de sequências, petrografia complementar e ensaios petrofísicos pontuais pode servir como um sistema de levantamento de dados sequencial para campos de petróleo em condições similares de origem e dados disponíveis.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao PPGGeo-UFRGS pela disponibilidade da estrutura para a realização deste estudo e ao CNPq pelo apoio através de bolsa de pesquisa do primeiro autor.

REFERÊNCIAS

ANP Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Oportunidades no Setor de Petróleo e Gás no Brasil - Ações em Curso e Rodadas de Licitações 2018-2019**. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2018. Disponível em: http://www.anp.gov.br/images/publicacoes/Livreto_Upstream_2018-P.pdf.

ASSIS, F.B. **Caracterização estratigráfica, petrográfica e qualidade de rochas reservatório dos arenitos do Membro Siderópolis na região carbonífera de Santa Catarina**. 2018. 178 f. Dissertação (Mestrado) – Centro de Tecnologia e Ciências, Curso de Pós-graduação em Análise de Bacias e Faixas Móveis, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2018.

Carman, P.C., 1937. Fluid flow through granular beds. **Institution of Chemical Engineers Transactions**, v. 15, p. 150-166, 1937.

CATUNEANU O. **Principles of sequence stratigraphy**. Amsterdam: Elsevier, 2006. p. 375.

CHOQUETTE, P.W.; PRAY, L.C. Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates. **AAPG bulletin**, v. 54, n. 2, p. 207-250, 1970.

FIELDING, C.R.; BLACKSTONE, B.A.; FRANK, T.D.; GUI, Z. Reservoir potential of sands formed in glaciomarine environments: an analogue study based on Cenozoic examples from McMurdo Sound, Antarctica. **Geological Society of London Special Publications**, v. 368, n. 1, p. 211-228, 2012.

FOLK, R.L. **Petrology of sedimentary rocks**. Hemphill Publishing Company, Austin, 1980.

GARCIA, A.J.; PAIM, P.S.; LOPES, R.C.; FACCINI, U.; LAVINA, E.L. Caracterização de reservatórios: uma análise integrada. In: PAIM, P.S.G., FACCINI, U.F., NETTO, R.G. (Eds.). **Geometria, arquitetura e heterogeneidades de corpos sedimentares—estudos de casos**. Editora Unisinos, São Leopoldo, Brasil, p. 13-23, 2003.

HYNE, N.J. **Non-technical guide to petroleum geology, exploration, drilling, and production**. Tulsa: PennWell, 2001. 598 p.

KEOGH, K.J.; LEARY, S.; MARTINIUS, A.W.; SCOTT, A.S.; RIORDAN, S.; VISTE, I.; GOWLAND, S.; TAYLOR, A.M.; HOWELL, J. Data capture for multiscale modelling of the Lourinha Formation, Lusitanian Basin, Portugal: an outcrop analogue for the Statfjord Group, Norwegian North Sea. **Geological Society of London, Special Publications**, v. 387, n. 1, p. 27-56, 2014.

KOZENY, J. Uber Kapillare Leitung Des Wassers in Boden (Aufstieg, Versickerung und Anwendung die Bewässerung). **Akademie der Wissenschaften in Wien**, Sitzungsberichte, 136A, 271-306, 1927.

KÜCHLE, J.; HOLZ, M. Aplicação da estratigrafia de sequências para caracterização em multiescala de reservatórios no Grupo Guatá (Eopermiano da Bacia do Paraná) na Região São Gabriel-RS, Brasil. **Pesquisas em Geociências - UFRGS**. Porto Alegre, RS. v. 29, n. 2, p. 3-20, 2002.

MAAHS, R.; KÜCHLE, J.; SCHERER, C.M.S.; ALVARENGA, R.S. Sequence stratigraphy of fluvial to shallow-marine deposits: The case of the early Permian Rio Bonito Formation, Paraná Basin, southernmost Brazil. **Brazilian Journal of Geology**, v. 49, n. 4, p. 1-21, 2019.

REIS, P. D. **Caracterização, Análise e Modelagem Tridimensional de Corpos Reservatórios em Ambientes Parálisos no Intervalo Eo-permiano da Bacia do Paraná – Região de São Gabriel, RS**. 2007. 178 f. Monografia (Graduação) - Instituto de Geociências, Curso de Geologia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2007.

SAÏAG, J.; BRIGAUD, B.; PORTIER, É.; DESAUBLIAUX, G.; BUCHERIE, A.; MISKA, S.; PAGEL, M. Sedimentological control on the diagenesis and reservoir quality of tidal

sandstones of the Upper Cape Hay Formation (Permian, Bonaparte Basin, Australia). **Marine and Petroleum Geology**, v. 77, p. 597-624, 2016.

SHANMUGAM, G.; POFFENBERGER, M.; TORO ALAVA, J. Tide-dominated estuarine facies in the Hollin and Napo ("T" and "U") formations (Cretaceous), Sacha Field, Oriente Basin, Ecuador. **AAPG Bulletin**, v. 84, n. 5, p. 652–682, 2000.

ZUFFA, G.G. Optical analyses of arenites: influence of methodology on compositional results. In: ZUFFA, G.G. **Provenance of Arenites**. Dordrecht: Springer, p. 165–189, 1985.