



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO DE FILOSOFIA E CIÊNCIAS HUMANAS
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOLOGIA

Bruno Osmar Gonzatto

**PROPRIEDADES FÍSICAS E MECÂNICAS DE ARENITOS ANÁLOGOS A
RESERVATÓRIOS EM SISTEMAS TURBIDÍTICOS DO GRUPO ITARARÉ, BORDA
LESTE DA BACIA DO PARANÁ, SC**

Florianópolis

2023

Bruno Osmar Gonzatto

**PROPRIEDADES FÍSICAS E MECÂNICAS DE ARENITOS ANÁLOGOS A
RESERVATÓRIOS EM SISTEMAS TURBIDÍTICOS DO GRUPO ITARARÉ, BORDA
LESTE DA BACIA DO PARANÁ, SC**

Dissertação submetida ao Programa de pós-graduação
em geologia da Universidade Federal de Santa Catarina
para a obtenção do título de mestre em geologia.

Orientador: Prof. Murilo da Silva Espíndola, Dr.

Coorientador: Prof. Marivaldo dos Santos Nascimento,
Dr.

Florianópolis

2023

Ficha de identificação da obra

Gonzatto, Bruno Osmar Gonzatto

Propriedades físicas e mecânicas de arenitos análogos a reservatórios em sistemas turbidíticos do Grupo Itararé, borda leste da Bacia do Paraná, SC / Bruno Osmar Gonzatto; orientador, Murilo da Silva Espíndola Espíndola, coorientador, Marivaldo dos Santos Nascimento, 2023.

75 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro de Filosofia e Ciências Humanas, Programa de Pós-Graduação em Geologia, Florianópolis, 2023.

Inclui referências.

1. Mecânica de rochas. 2. Fluxo hiperpicnal. 3. Turbiditos. 4. Composição mineral de arenitos. 5. Análise de fácies. 6. Arenitos. 7. Bacia do Paraná. 8. Grupo Itararé.

I. Espíndola, Murilo da Silva Espíndola. II. Nascimento, Marivaldo dos Santos Nascimento. III. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Geologia. IV. Título.

Bruno Osmar Gonzatto

**PROPRIEDADES FÍSICAS E MECÂNICAS DE ARENITOS ANÁLOGOS A
RESERVATÓRIOS EM SISTEMAS TURBIDÍTICOS DO GRUPO ITARARÉ, BORDA
LESTE DA BACIA DO PARANÁ, SC**

O presente trabalho em nível de mestrado foi avaliado e aprovado por banca examinadora composta pelos seguintes membros:

Prof. Orlando Martini de Oliveira, Dr.
Instituição UFSC/PPGGeologia

Prof. Vinicius Hector Abud Louro, Ph.D.
Instituição USP/Pós-Geociências

Certificamos que esta é a versão original e final do trabalho de conclusão que foi julgado adequado para obtenção do título de mestre em geologia

Coordenação do Programa de Pós-Graduação

Prof. Murilo da Silva Espíndola, Dr.
Orientador

Florianópolis, 2023

À minha família, novos amigos e fiel companheira. Sem eles este trabalho não seria possível.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Marcelo e Liliani, pelo contínuo apoio e incentivo, vulgo pressão, diário na confecção deste trabalho, como também nas pequenas coisas da vida e seu contínuo, eterno e incondicional amor.

À minha irmã, Bárbara, impressionando-me a níveis absurdos de como uma mulher pode ser incrível como ela é. Ao seu contínuo incentivo para o término deste trabalho. Eterno orgulho de ser seu irmão.

À minha companheira, Luana, pela contínua companhia desde 2014 me incentivando e abraçando momentos de fraqueza para que eu pudesse concluir este trabalho. Pelo amor e carinho, de certa forma, incondicionais. Pelas inspirações provenientes de suas conquistas e conduta profissional, sempre compartilhando e servindo como admiração da pessoa incrível que você se tornou e se tornará. Para os sete mares, capitã!

Aos meus antigos colegas, Alexsander e Alysson, por continuarem ao meu lado desde a graduação com grande ajuda e amizade durante esses anos, servindo como central de dúvidas e debates até o presente momento.

Aos novos colegas e companheiros de laboratório, Mateus e Nilo, que auxiliaram na investigação, discussão e conceituação dos dados em ambiente laboratorial e “Bar-rial”. Grandes amigos que contribuem para novos conhecimentos e oportunidades.

Aos meus amigos, orientador e coorientador, Murilo da Silva Espíndola e Marivaldo dos Santos Nascimento, pelos ensinamentos e companheirismo ao longo do curso, pela oportunidade em desenvolver este trabalho e por serem referências na atuação profissional docente e de pesquisador.

Aos professores e professoras do curso de geologia, pela sabedoria e conhecimentos incríveis que continuam a me inspirar a seguir essa profissão.

Aos integrantes do Laboratório de Geotecnia Aplicada (LGA) e Grupo de Análise de Bacias e Reservatórios (ANBA) pelo companheirismo e percepções referentes a este trabalho.

À Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), pelas oportunidades e apoio ao longo do curso.

À PETROBRAS, pelo apoio financeiro incluindo concessão de bolsa de pesquisa no projeto MLTurb e aparelhos necessários para coleta e investigação dos materiais de estudo.

E para todos os familiares, amigos e colegas que não foram citados aqui, mas que contribuíram com conversas, risadas e uma vida mais leve. Muito obrigado!

"Verdadeiramente, você não faria a volta ao mundo por menos do que isso?" (Verne, 1873).

RESUMO

O estudo das relações entre as fases em rochas porosas nos permitem obter suas propriedades físicas. As propriedades fundamentais de um reservatório, associadas as físicas, nos permitem estimar os comportamentos mecânicos, seja pela distribuição das superfícies internas, pelas propriedades de controle de fluxo ou pelas relações entre frações de volume, como a porosidade. O entendimento desses atributos e sua quantificação fornecem embasamento para banco de dados e aprendizado de máquina, no intuito de aperfeiçoar modelos deposicionais referentes a rocha analisada. Arenitos em sistemas turbidíticos do Grupo Itararé apresentam arranjo e composição de fácies altamente complexos. Este estudo apresenta uma interpretação integrada de fácies sedimentares, petrografia, dados físicos e mecânicos de cento e oitenta e três plugs de arenito em plena saturação de ar e água. Propriedades como peso específico aparente de sólidos, seco e saturado, velocidades de ondas P e S, porosidade e resistência à compressão uniaxial foram investigadas. O fluxo hiperpicnal foi o principal processo de transporte e acumulação dos arenitos estudados que ocorreu em ambiente de leque submarino extrabasinal, envolvendo o colapso da carga suspensa com flutuações de fluxo. Os arenitos são principalmente subarcóseos a arcóseos e apresentam baixo a alto teor de argila, com acamamento maciço a ondulado (*rippled*) e granulometria fina a média. As propriedades físicas e mecânicas exibem relações satisfatórias (~50-56%) entre si, bem como com o tamanho e arranjo de grãos, porosidade e fácies turbidítica. Essa correlação destaca tendências negativas boas a muito boas para a porosidade, que regularam tendências positivas para todas as outras variáveis à medida que o tamanho de grão aumenta da fácies S3w para S1. Portanto, nesta pesquisa foi possível atestar que o processo de transporte e deposição pela corrente de turbidez hiperpicnal exerce controles primários sobre as propriedades físicas e mecânicas dos arenitos estudados.

Palavras-chave: Mecânica de rochas; Fluxo hiperpicnal; Turbiditos; Composição mineral de arenitos; Análise de fácies; Arenitos; Bacia do Paraná; Grupo Itararé.

ABSTRACT

The study of the relationships between phases in porous rocks allows us to obtain their physical and mechanical properties. The fundamental properties of a reservoir, allow us to estimate the mechanical behaviors, either by the distribution of the internal surfaces, by the flow control properties or by the relationships between volume fractions, such as porosity. The understanding of these attributes and their quantification provide a basis for databases and machine learning, to improve depositional models related to the analyzed rock. Sandstones from turbidity systems of the Itararé Group present a highly complex facies arrangement and composition. This study presents an integrated interpretation of sedimentary facies, petrography, physical and mechanical data from one hundred and eighty-three sandstone plugs in full air and water saturation. Properties such as solid, dry, and saturated apparent specific weight, P- and S-wave velocities, porosity, and unconfined compressive strength were investigated. Hyperpycnal flow was the main transport and accumulation process of the studied sandstones that occurred in an extrabasinal submarine fan environment, involving the collapse of suspended load with flow fluctuations. The sandstones are mainly subarkose to arkose and have low to high clay content, with massive, rippled bedding and fine to medium grain size. Physical and mechanical properties are fairly related (~50-56%) to each other, as well as to grain size and arrangement, porosity, and turbidite facies. This correlation highlights good to very good negative trends for porosity, which regulated positive trends for all other variables as grain size increases from facies S3w to S1. Therefore, in this research it was possible to attest that the process of transport and deposition by the hyperpycnal turbidity current exerts primary controls on physical and mechanical properties of the studied sandstones.

Keywords: Rock mechanics; Hyperpycnal flow; Turbidites; Mineral composition of sandstones; Facies analysis; Sandstones; Paraná Basin; Itararé Group.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1- (A) Mapa geológico simplificado da Bacia do Paraná; (B) mapa geológico de detalhe e afloramentos da região de estudo	20
Figura 2 -(A) Na esquerda, depósito ideal de corrente turbidítica arenosa de alta densidade de Lowe (1982); na direita, diagrama geral mostrando mudanças na estrutura de um turbidito. A linha horizontal representa a base do turbidito. Uma comparação entre as fácies de Mutti (1992) e as fases deposicionais de Lowe (1982) também é mostrada; (B) Esquema de classificação de fácies turbidíticas segundo Mutti (1992).	27
Figura 3 - Classificação dos deltas de acordo com Bates (1953), considerando a relação entre a densidade da vazão de entrada (descarga do rio ou D_r) em relação à do corpo d'água receptor (lago ou mar, ou D_w). A) Fluxo hipopical ($D_r < D_w$). B) Fluxo homopical ($D_r = D_w$). C) Fluxo hiperpical ($D_r > D_w$).	28
Figura 4 - : Fácies genética para análise de hiperpicalito com carga de fundo associada. Fácies associação ao longo do sistema deposicional.	29
Figura 5 – A origem de arenitos maciços (S1), laminados (S2) e <i>climbing rippled</i> (S3) relacionados a mudanças na taxa de precipitação de sedimentos e diminuição na velocidade de fluxo para suspensões turbulentas sustentadas. A variação repetida e cíclica dessas condições com o tempo (flutuações de fluxo, FF) resulta na alternância de leitos maciços-laminados ou laminados-ondulados (<i>rippled</i>).	30
Figura 6 – Classificação composicional de arenitos.	31
Figura 7 - Fases constituintes de uma rocha.	32
Figura 8 - (A) Onda P com direção de vibração das partículas paralela à direção de propagação da onda; (B) onda S com direção de vibração das partículas perpendicular à direção de propagação da onda; e (C) representação da diferença de velocidade das ondas P e S em meio rochoso.....	35
Figura 9 - Fluxo de trabalho para aquisição, análise e determinação das propriedades físicas e mecânicas dos arenitos.	37
Figura 10. Exemplo de ruptura válida (BPR097-02i7) e ruptura inválida (BPR097-01i2) submetidos ao teste de carga pontual (<i>Point Load Test</i>). (A e E) posição para execução do teste; (B e F) plugs antes da ruptura; (C e G) visão vertical após a ruptura; (D e H) visão oblíqua após a ruptura.	40

Fig. 1. (A) Simplified geological map of the Paraná Basin depicting its Supersequences (modified from Milani et al. 2007a); (B) Geological map focusing on the area with outcrops visited in the Taciba Formation, Paraná Basin, Brazil.....	44
Fig. 2. Workflow to acquisition and analyses of the samples to determine physical and mechanical properties of the sandstones.	46
Fig. 3. (A) Location of the outcrops in the Doutor Pedrinho and Presidente Getúlio regions, Santa Catarina, Brazil (see Fig. 1); and (B) columnar sections of turbidity systems from the Taciba Formation with lithologic description and positions of sandstones samples.	48
Fig. 4. (A and B) micrography with polarized light representing S1 facies with high concentration of monocrystalline quartz (Qm) and feldspar minerals with dissolution features; (C and D) intraclasts that occur at the base of S1 facies; micrographs on plane polarized (E) and cross polarized (F) light representing the S2 facies with long, thin and continuous intraclasts related to hummocky-like structures; (G and H) cross polarized micrography of the S3 and S3w facies. Monocrystalline quartz (Qm), polycrystalline quartz (Qp), deformed silty-intraclast (pseudomatrix), and feldspar (Fd) grains. Facies code from Zavala and Shuxin (2018).....	50
Fig. 5. Descriptive analysis comparing Shapiro-Wilk (W-stat) and d'Agostino-Pearson (DA-stat) tests, frequency histograms, QQ plots and Spearman's correlation matrix for each property presented in Table 1. The bottom half of the correlation matrix shows the p-values. Solid (γ_s), dry (γ_d), saturated (γ_{sat}) apparent specific weight, porosity (ϕ), dry P wave (vpd) and S wave (vsd) velocities, saturated P wave (vpsat) and S wave (vssat) velocities, and uniaxial compressive strength (σ_c).	51
Fig. 6. Comparison between physical properties with different authors. (A) Apparent specific weight of solids with porosity; (B) apparent specific weight with porosity.	53
Fig. 7. Comparison between physical and mechanical properties with different authors. (A) P wave velocity with porosity; (B) S wave velocity with porosity; (C) P wave velocity with apparent specific weight; (D) S wave velocity with apparent specific weight; (E) P wave velocity with uniaxial compressive strength; (F) S wave velocity with uniaxial compressive strength; (G) uniaxial compressive strength with porosity.	56
Fig. 8. Comparisons of physical and mechanical properties categorized by turbidite facies code (see Fig. 6 and Fig. 7; Zavala and Shuxin, 2018). (A) Apparent specific weight of solids with porosity; (B) apparent specific weight with porosity; (C) P wave velocity with porosity; (D) S wave velocity with porosity; (E) P wave velocity with apparent specific weight;	

(F) S wave velocity with apparent specific weight; (G) P wave velocity with uniaxial compressive strength; (H) S wave velocity with uniaxial compressive strength; (I) uniaxial compressive strength with porosity. 58

Fig. 9. Comparison between physical and mechanical properties with turbidity flows (facies code of Zavala et al. (2012): (A) apparent specific weights, (B) porosity, (C) P- and S-wave velocities, and (D) uniaxial compressive strength. 59

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 - Relação do peso específico com as diferentes fases presentes em uma rocha.....	32
---	----

Table 1. Number of plugs per sample, respective facies code and its average values of P and S wave velocity, solid, dry, and saturated apparent specific weight, porosity, and uniaxial compressive strength.....	52
---	----

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ASTM	Sociedade Americana para Testes e Materiais (<i>American Society for Testing and Materials</i>)
GPEND	Grupo de Pesquisa em Ensaios Não Destrutivos
HDTf	Fluxos turbulentos de alta densidade
IRSM	Sociedade Internacional para Mecânica de Rocha (<i>International Society for Rock Mechanics</i>)
LABAC	Laboratório de Análise de Bacias e Reservatórios
LDTf	Fluxos turbulentos de baixa densidade
LGA	Laboratório de Geotecnia Aplicada
PLT	Teste de carga pontual (<i>Point Load Test</i>)
R^2	Coefficiente de Poisson elevado ao quadrado
r_s	Coefficiente de Spearman
v_{pd}	Velocidade de ondas P em ambiente seco
v_{psat}	Velocidade de ondas P em ambiente saturado
v_{sd}	Velocidade de ondas S em ambiente seco
v_{ssat}	Velocidade de ondas S em ambiente saturado
γ_d	Peso específico aparente seco
γ_s	Peso específico aparente de sólidos
γ_{sat}	Peso específico aparente saturado
σ_c	Resistência a compressão uniaxial
φ	Porosidade

LISTA DE GRANDEZAS

kN/m^3	KiloNewton por metro cúbico
m/s	Metros por segundo
MPa	Mega Pascal

LISTA DE EQUAÇÕES

$\varphi = (W_{sat} - W_d)/(W_{sat} - W_{sub})$	Porosidade pelo método gravimétrico de Arquimedes
$I_s = P/D^2$	Point Load Index
$k_{PLT} = \left[\left(\frac{D}{50} \right) \right]^{0.45}$	Variável de correção do Point Load Index
$I_{(s(50))} = I_s \times k_{PLT}$	Conversão do Point Load Index para diâmetros de 50 milímetros
$\sigma_c = f \times I_{(s(50))}$	Resistência a compressão uniaxial

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	19
1.1	OBJETIVO GERAL	21
1.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	21
1.3	JUSTIFICATIVA	21
2	CONTEXTO GEOLÓGICO.....	23
3	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	25
3.1	SISTEMAS TURBIDÍTICOS	25
3.1.1	Fluxos Hiperpicnais	27
3.2	PETROLOGIA SEDIMENTAR.....	30
3.3	PROPRIEDADES FÍSICAS E MECÂNCIAS DAS ROCHAS	31
3.3.1	Peso específico aparente.....	32
3.3.2	Porosidade	33
3.3.3	Velocidade de ondas ultrassônicas.....	34
3.3.4	Point Load Index.....	35
4	MATERIAIS E MÉTODOS.....	37
4.1	PESQUISA BIBLIOGRÁFICA	ERRO! INDICADOR NÃO DEFINIDO.
4.2	ANÁLISE DE FÁCIES E PETROGRAFIA.....	37
4.3	CARACTERIZAÇÃO DAS PROPRIEDADES FÍSICAS E MECÂNICAS.....	38
4.4	ANÁLISE ESTATÍSTICA	40
5	ARTIGO CIENTÍFICO	43
5.1.1	Introduction.....	43
5.1.2	Geological Setting.....	45
5.1.3	Material and methods.....	45
5.1.3.1	<i>Sampling, facies analysis and petrography of sandstones</i>	<i>46</i>
5.1.3.2	<i>Analysis of physical and mechanical properties.....</i>	<i>46</i>
5.1.3.3	<i>Statistical analysis.....</i>	<i>47</i>
5.1.4	Results and discussions	48
5.1.4.1	<i>Lithofacies and depositional processes</i>	<i>48</i>
5.1.4.2	<i>Mineralogical composition of sandstones</i>	<i>49</i>

5.1.4.3	<i>Correlations of physical and mechanical properties</i>	51
5.1.4.4	<i>Correlation of physical and mechanical properties versus related turbidite facies</i>	56
5.1.5	Conclusions	59
5.1.6	Author contributions	60
5.1.7	Funding	60
5.1.8	Declaration of interests	60
5.1.9	Acknowledgments	60
5.1.10	References	60
6	CONCLUSÕES	65
7	REFERÊNCIAS DA DISSERTAÇÃO	67

1 INTRODUÇÃO

Os reservatórios de petróleo e gás são constituídos essencialmente por uma camada superior de rochas selantes, uma camada inferior de rochas geradoras e uma camada intermediária de rochas porosas. Esta última é comumente constituída por rochas sedimentares como arenito, calcários e dolomitas que representam 66% do conteúdo rochoso aflorante total do planeta como potencial de armazenamento de gás e petróleo bruto (BUCHELI, 2005; TIAB; DONALDSON, 2016).

As propriedades primárias (físicas e mecânicas) são uma fonte complementar para caracterização geológica em função da mecânica de rochas, que pode ser dividida em subáreas como petrofísica, geomecânica, de identificação, de classificação entre outras (AMYX; BASS; WHITING, 1960; FARMER, 1983; JAEGER; COOK; ZIMMERMAN, 2007; TIAB; DONALDSON, 2016; VALLEJO et al., 2002; ZHANG, 2016). As propriedades mencionadas podem apresentar fortes correlações de possível interpretação para melhor entendimento do seu comportamento, prever diferentes propriedades, analisar a qualidade do maciço rochoso, presença ou não de fissuras, anisotropia, entre outros (ALMEIDA; SOARES; TABOSA, 2016; HAMADA; JOSEPH, 2020; HICKS; BERRY, 1956; KARAKUL; ULUSAY, 2013). Neste estudo, as propriedades foram classificadas com base em Vallejo et al (2002) e divididas em composição mineral, propriedades físicas e mecânicas.

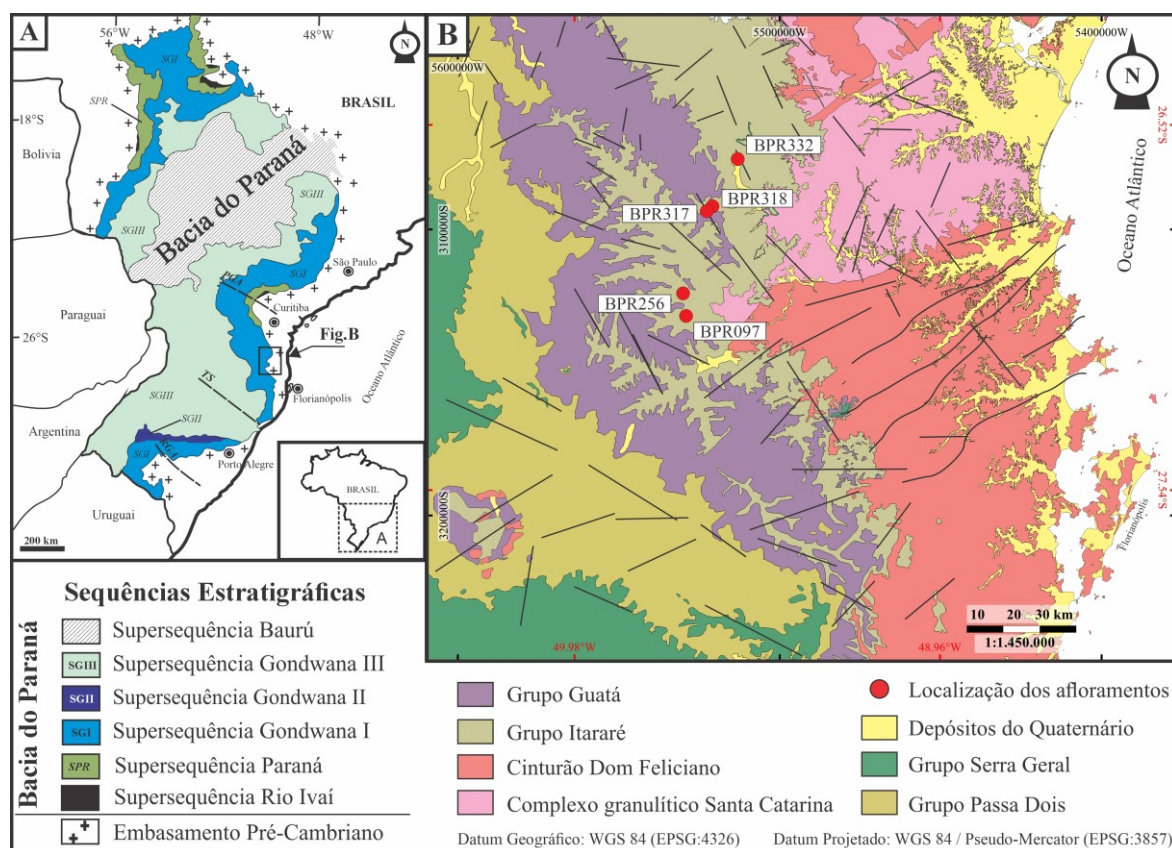
As propriedades físicas e mecânicas das rochas estão diretamente relacionadas com o arcabouço da rocha em termos de distribuição porosa, classificação de partículas, estruturas internas, texturas e muito mais. Ambientes e processos deposicionais controlam esses fatores na gênese das rochas. Os sistemas turbidíticos consistem em unidades sedimentares genéticas que se formam em ambientes deposicionais dominados por fluxos gravitacionais subaquosos (MUTTI, 1992; STELTING; BOUMA; STONE, 2000). Os principais fatores que influenciam o desenvolvimento e determinam a composição de um sistema de turbidez são o contexto tectônico (rocha fonte), as condições climáticas e de sedimentação (entrada de sedimentos) e a flutuação do nível de base (espaço de acomodação). Esses sistemas sedimentares compreendem arenitos reservatórios brandos e porosos, que se formam em ambiente marinho profundo por fluxos hiperpicnais (BATES, 1953; ZAVALA; SHUXIN, 2018).

Sistemas turbidíticos formam complexos reservatórios arenosos. Embora esses sistemas não representem as maiores reservas de hidrocarbonetos do mundo, eles se

tornaram de grande interesse para a indústria de hidrocarbonetos (HUANG, 2018; NORMARK; POSAMENTIER; MUTTI, 1993; PRATHER, 2003; SHANMUGAM, 2016; TALLING et al., 2015; WEIMER et al., 2006). Tal qual é evidenciado em muitas bacias sedimentares globalmente, apresentando sistemas petrolíferos produtores e prospectos emergentes (FRANÇA; POTTER, 1991; MENDONÇA; SQADINI; MILANI, 2003; VESELY et al., 2007).

Neste trabalho propõe-se apresentar os resultados referentes a investigação de arenitos turbidíticos originados da Formação Taciba (Figura 1) e seu relacionamento entre as propriedades físicas e mecânicas com processos sedimentares (fluxos hiperpicnais), composição mineral e processos diagenéticos. Como também a correlação entre essas propriedades e seu ambiente sedimentar correspondente.

Figura 1- (A) Mapa geológico simplificado da Bacia do Paraná; (B) mapa geológico de detalhe e afloramentos da região de estudo



Fonte: Do autor (2023).

1.1 OBJETIVO GERAL

Fornecer correlações e dados com embasamento físico experimental e conceitual visando alimentar banco de dados para aprendizado de máquina e melhorar a compreensão de arenitos análogos a reservatórios e seus sistema deposicional para aplicação na exploração de hidrocarbonetos nessa região.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Determinar fácies sedimentares presentes nos afloramentos estudados e código de fácies apropriado para interpretação;
- Determinar composição mineralógica e classificação do tipo de arenito;
- Determinar propriedades física e mecânicas das amostras para caracterização quantitativa e comportamento mecânico;
- Tratar estatisticamente os dados para exclusão de *outliers* e melhor abordagem no método de correlação/
- Comprovar correlação dos resultados obtidos com dados de outros autores;
- Estudar correlação entre propriedades físicas e mecânicas através de relações conhecidas;
- Avaliar correlações entre propriedades físicas e mecânicas de arenitos com respectivo ambiente sedimentar interpretado.

1.3 JUSTIFICATIVA

Durante o primeiro quarto do século XX, as descobertas de hidrocarbonetos em reservatórios de arenitos turbidíticos eram restritas às bacias da Califórnia. A partir de 1990, a exploração offshore e, particularmente, em águas profundas no Brasil (Campos) permitiu a descoberta de grandes reservas de hidrocarbonetos em reservatórios de sistemas turbidíticos. Os sistemas turbidíticos são complexos, heterogêneos e desafiadores quando são alvos exploratórios para fins econômicos, visto que esses sistemas podem representar grandes reservatórios de petróleo (HUANG, 2018; NORMARK; BARNES; BOUMA, 1985; SHANMUGAM, 2012; SHANMUGAM; MOIOLA, 1988; TALLING et al., 2015).

O Grupo Itararé é reconhecido como um dos melhores prospectos para hidrocarbonetos na Bacia do Paraná (FRANÇA; POTTER, 1988, 1991), devido à ocorrência de níveis estratigráficos onde predominam arenitos com potencial para

reservatórios. Determinar as propriedades físicas de arenitos análogos a reservatórios, como pesos específicos e porosidade, é essencial para dimensionar o potencial e capacidade de reservatório (LI et al., 2014). Da mesma forma as propriedades mecânicas, como velocidade de ondas compressoriais, cisalhantes e resistência a compressão uniaxial fornecem informações valiosas sobre o comportamento mecânico dessas rochas, fundamentais na compreensão da interação desse material com o meio e influência no método de exploração (TIAB; DONALDSON, 2016).

A determinação da velocidade de propagação de ondas, por exemplo, permite verificar uma propriedade que varia de acordo com os parâmetros elásticos do material, das propriedades físicas, além da qualidade dos maciços, presença ou não de fissuras, anisotropia, condições de umidade, temperatura e pressão de confinamento (KARAKUL; ULUSAY, 2013; VALLEJO et al., 2002).

2 CONTEXTO GEOLÓGICO

A Bacia do Paraná é uma ampla bacia sedimentar-magmática na região centro-sul do Brasil (Figura 1A), com área de 1,5 milhão de quilômetros quadrados e trechos com espessura até 7.000 m. Segundo Milani et al. (2007), o registro estratigráfico dessa bacia inclui seis Superseqüências (*sensu* Vail; Mitchum; Thompson (1977): Rio Ivaí (Ordoviciano ao Siluriano inferior), Paraná (Devoniano), Gondwana I (Carbonífero ao Triássico Inferior), Gondwana II (Triássico Médio ao Superior), Gondwana III (Jurássico Superior ao Cretáceo Inferior) e Bauru (Cretáceo Superior).

A Superseqüência Gondwana I (Figura 1A), com aproximadamente 2500 m de espessura (MILANI; ZALÁN, 1999), é subdividida nos grupos Itararé, Guatá, Passa Dois e nas formações Piramboia e Sanga do Cabral (Milani; França; Medeiros (2007). Esta Superseqüência representa um ciclo transgressivo-regressivo completo (Paleozoico) que se inicia, na base, com estratos de origem glacial, marinho profundo, de plataforma e pós-glacial, até deposições estritamente continentais no início do Mesozoico (MILANI et al., 2007).

O Grupo Itararé (Figura 1B) foi individualizado nas formações Campo do Tenente, Mafra e Rio do Sul, segundo Schneider et al. (1974). No entanto, França e Potter (1988) reinterpretaram esse Grupo em três formações: Lagoa Azul, Campo Mourão e Taciba. Os sistemas de turbidez da Formação Taciba compreendem afloramentos nas regiões de Doutor Pedrinho e Presidente Getúlio (Figura 1B), leste do estado de Santa Catarina, que têm sido extensivamente estudados como análogos para sistemas modernos contendo reservatórios de hidrocarbonetos (CIOCCARI; MIZUSAKI, 2019; FRANÇA; POTTER, 1988, 1991; MILANI et al., 2007; VESELY et al., 2007; ZALÁN et al., 1990).

3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste tópico, são apresentadas as principais referências relacionadas ao tema de pesquisa, além de dados de publicações mais recentes e a revisão de detalhes sobre a geologia e os procedimentos relacionados às propriedades físicas e mecânicas dos materiais rochosos deste estudo.

3.1 SISTEMAS TURBIDÍDICOS

O termo “turbidito” foi criado por Kuenen (1957) e se refere a depósitos sedimentares famosos e importantes do registro geológico. Esses depósitos estão presentes nas estruturas de muitos cinturões orogênicos proterozoicos, no entanto têm sido muito estudados no contexto de bacias fanerozoicas por se tratar de importantes reservatórios de hidrocarbonetos. Seu aprendizado e aperfeiçoamento não apresenta uma designação definitiva, representado por extensos trabalhos já publicados desde a década de 60 (BOUMA, 1962; LOWE, 1982; MUTTI, 1992; MUTTI et al., 2003; MUTTI; NORMARK, 1991; NORMARK; BARNES; BOUMA, 1985; POSTMA, 1986; TALLING et al., 2015; TINTERRI et al., 2020; ZAVALA; SHUXIN, 2018; ZHANG; PAN; LI, 2020)

O primeiro modelo de fácies turbidíticas foi proposto por Bouma (1962), que passou a ser conhecido como “Sequência de Bouma”. Esse modelo, inclui uma sucessão de estruturas com cinco divisões, da base para o topo: Ta (arenito maciço a normalmente gradado), Tb (arenito com laminação planar), Tc (arenito com ripples de corrente), Td (arenito ou siltito com laminação paralela) e Te (intervalo pelágico). Apesar da sequência caracterizar uma única unidade deposicional, um esquema de associação de fácies turbidíticas, por exemplo, constitui agrupamentos de múltiplas unidades deposicionais. Depósitos com todas as cinco divisões classificadas por Bouma (1962; Ta, Tb, Tc, Td e Te) são nominados de "turbidito clássico" (SHANMUGAM, 2016).

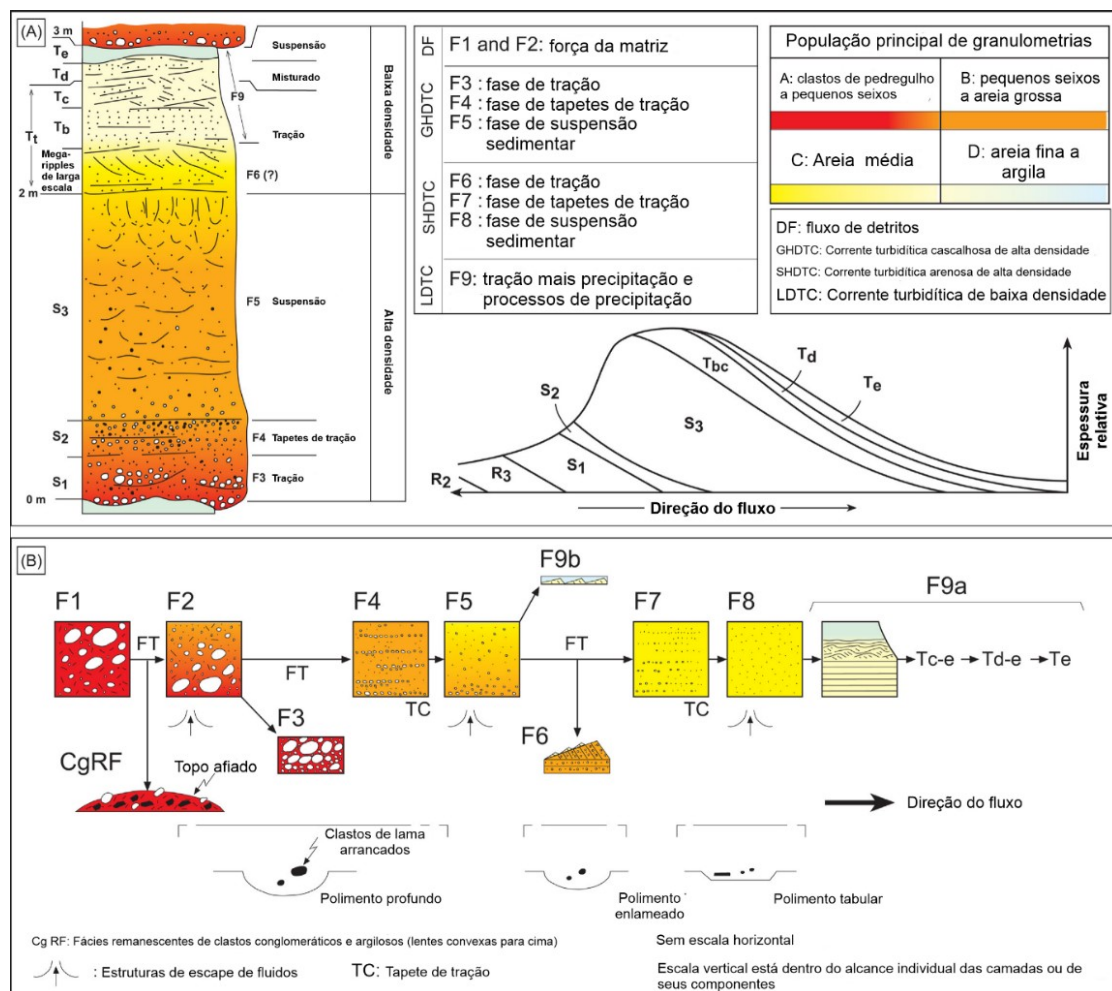
O modelo de fácies proposto por Lowe (1982) pode ser considerado mais um marco na sedimentologia turbidítica. Esse modelo incorpora algumas percepções que se mostraram fundamentais para o desenvolvimento dos seguintes esquemas de fácies (Figura 2A) como: (1) populações dinâmicas de tamanho de grão; (2) fases de sedimentação caracterizando correntes de turbidez de alta densidade (a: tração; b: tapetes de tração; c: sedimentação em suspensão); (3) um trato de fácies onde fluxos de detritos

coesivos passam em correntes de turbidez de baixa densidade residuais por meio de correntes de turbidez cascalhosas e arenosas de alta densidade (TINTERRI et al., 2020).

O esquema de fácies de Mutti (1992; Figura 2B) apresenta uma versão atualizada (ver Mutti et al., 2003), que pode ser considerado um trato de fácies genético típico que abrange todo o espectro de fácies turbidíticas. Esse modelo se baseia em estudos detalhados realizados no Norte de Apennines, Bacia Terciária de Piedmont e centro-sul de Pyrenees (TINTERRI et al., 2020). Neste modelo, são reconhecidas nove fácies: F1, F2, F3, F4, F5, F6, F7, F8 e F9. Cada fácies é claramente rotulada em termos de um processo deposicional específico: F1 (fluxo de detritos coesivos); F2 (fluxo hiperconcentrado); F3 (congelamento por fricção); F4 e F5 (correntes de turbidez cascalhosas de alta densidade); F6 (tração); F7 e F8 (correntes de turbidez arenosas de alta densidade); F9a e F9b (correntes de turbidez de baixa densidade; que incorpora as Fácies de Bouma).

O modelo de fácies turbidíticas (a “Sequência de Bouma”) foi a base para a noção popular de que leques submarinos são compostos inteiramente por turbiditos. Em resumo, o objetivo final dos modelos de fácies é interpretar estratos antigos desconhecidos (*ancient strata*) e maior conhecimento sobre essas fácies (Shanmugam 2016).

Figura 2 -(A) Na esquerda, depósito ideal de corrente turbidítica arenosa de alta densidade de Lowe (1982); na direita, diagrama geral mostrando mudanças na estrutura de um turbidito. A linha horizontal representa a base do turbidito. Uma comparação entre as fácies de Mutti (1992) e as fases deposicionais de Lowe (1982) também é mostrada; (B) Esquema de classificação de fácies turbidíticas segundo Mutti (1992).



Fonte: Tinterri *et al.* (2020).

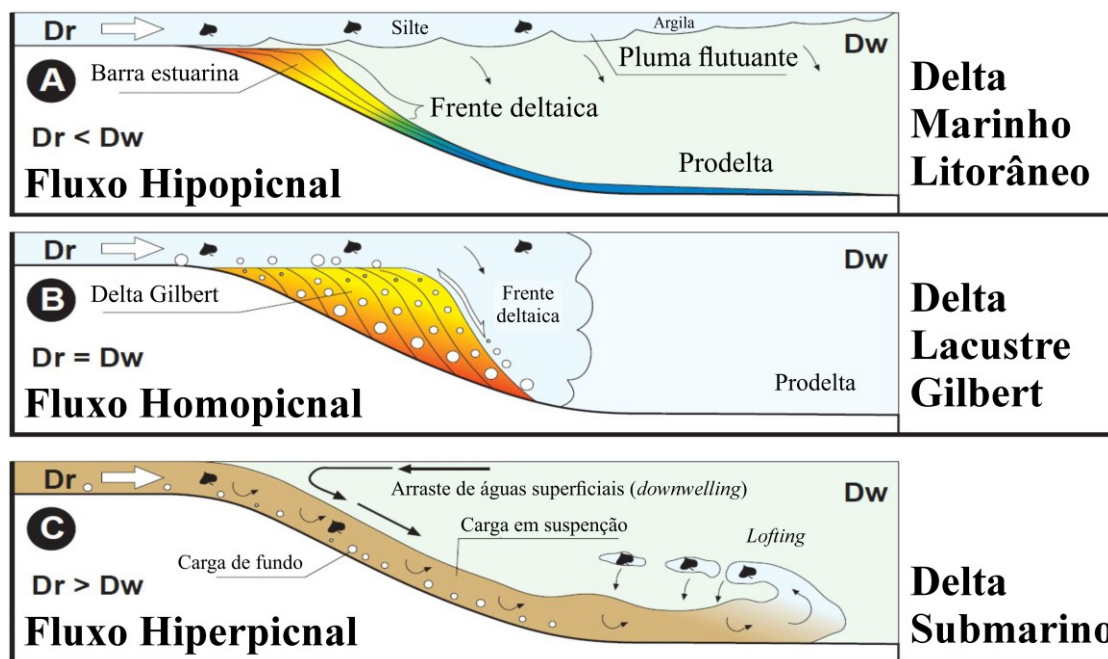
Apesar do esquema de fácies definido por Zavala (2008) focar em um fluxo sedimentar específico (hiperpicnais), ele apresenta grande relevância neste estudo com suas considerações exemplificadas a seguir.

3.1.1 Fluxos Hiperpicnais

Fluxos hiperpicnais foram introduzidos inicialmente por Bates (1953) como uma dentre três definições para deltas com relação a sua interação com corpos d'água receptores. A diferenciação entre os fluxos é relativa à densidade do fluxo incidente (D_r) e densidade do

corpo receptor (D_w), separando-se em hipopical ($D_r < D_w$), homopical ($D_r = D_w$) e hiperpical ($D_r > D_w$; Figura 3).

Figura 3 - Classificação dos deltas de acordo com Bates (1953), considerando a relação entre a densidade da vazão de entrada (descarga do rio ou D_r) em relação à do corpo d'água receptor (lago ou mar, ou D_w). A) Fluxo hipopical ($D_r < D_w$). B) Fluxo homopical ($D_r = D_w$). C) Fluxo hiperpical ($D_r > D_w$).



Fonte: Zavala e Shuxin (2018)

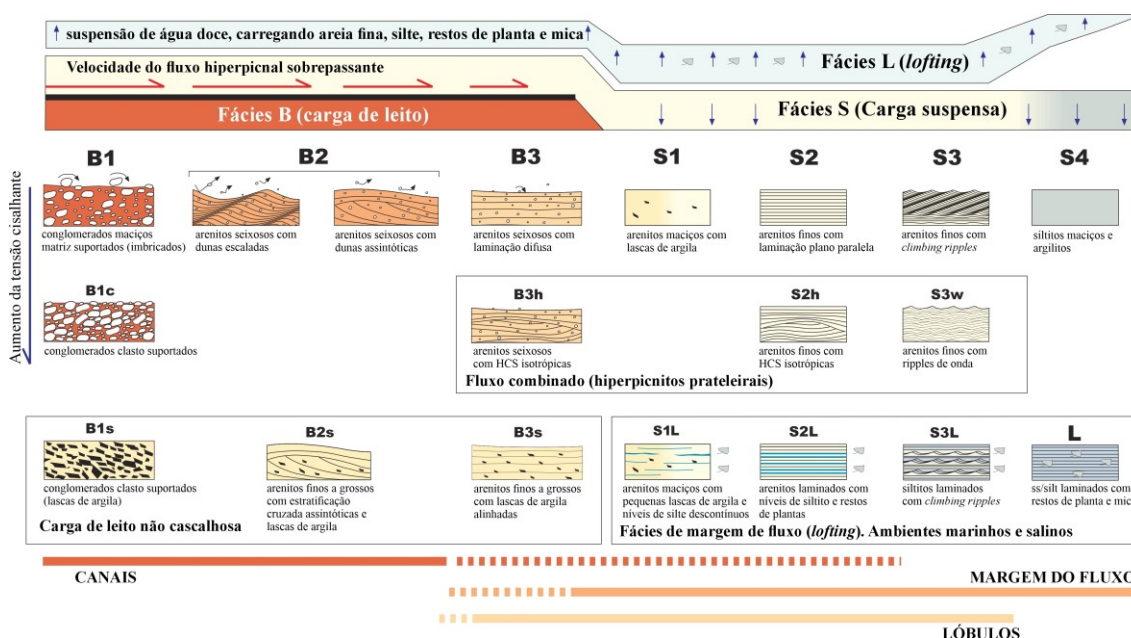
O produto da deposição do fluxo hiperpical são basicamente turbiditos extrabasinais, capazes de transportar materiais como folhas, troncos e raízes através de grandes extensões submarinas quando associados a descargas diretas de rios fluviais médios ou grandes.

Esses depósitos hiperpicais não apresentavam uma boa interpretação quando aplicados em modelos de fácies convencionais, portanto necessitaram de uma nova perspectiva. Tal concepção culminou em um novo código de fácies categorizado por fácies relacionadas a carga de fundo (B), carga de suspensão (S) e Lofting (L; Figura 3C) resultando em uma classificação que explicaria a posição do depósito em relação ao sistema inteiro, dimensão e variabilidade das fácies (previsão de reservatório) e salinidade da bacia (Figura 4; ZAVALA, 2008; ZAVALA et al., 2011; ZAVALA; BLANCO VALIENTE; VALLEZ, 2008; ZAVALA; GAMERO; ARCURI, 2006; ZAVALA; SHUXIN, 2018).

No esquema de fácies apresentado por Zavala e Shuxin (2018; Figura 4) as categorias supracitadas são definidas de acordo com a viscosidade e velocidade do longo fluxo

hiperpical, caracterizadas de forma geral como: conglomerados maciços com matriz arenosa fina à grossa (B1); conglomerados finos e arenitos seixosos com estratificação cruzada de baixo ângulo (B2); arenitos seixosos a grossos com estratificação difusa horizontal a sub-horizontal e níveis de seixos alinhados (B3); arenitos tabulares e maciços com granulometria fina a média (S1); arenitos tabulares finos com laminação sub-horizontal paralela (S2) ou laminação de baixo ângulo divergente (tipo hummoky; S2h); arenito tabulares a irregulares de granulometria fina com *climbing ripples* (S3) ou *wave ripples* agradantes (S3w); siltitos e argilitos maciços a laminados (S4); pares finos de silito e arenito com grande extensão lateral apresentando grandes intercalações com restos de plantas (L).

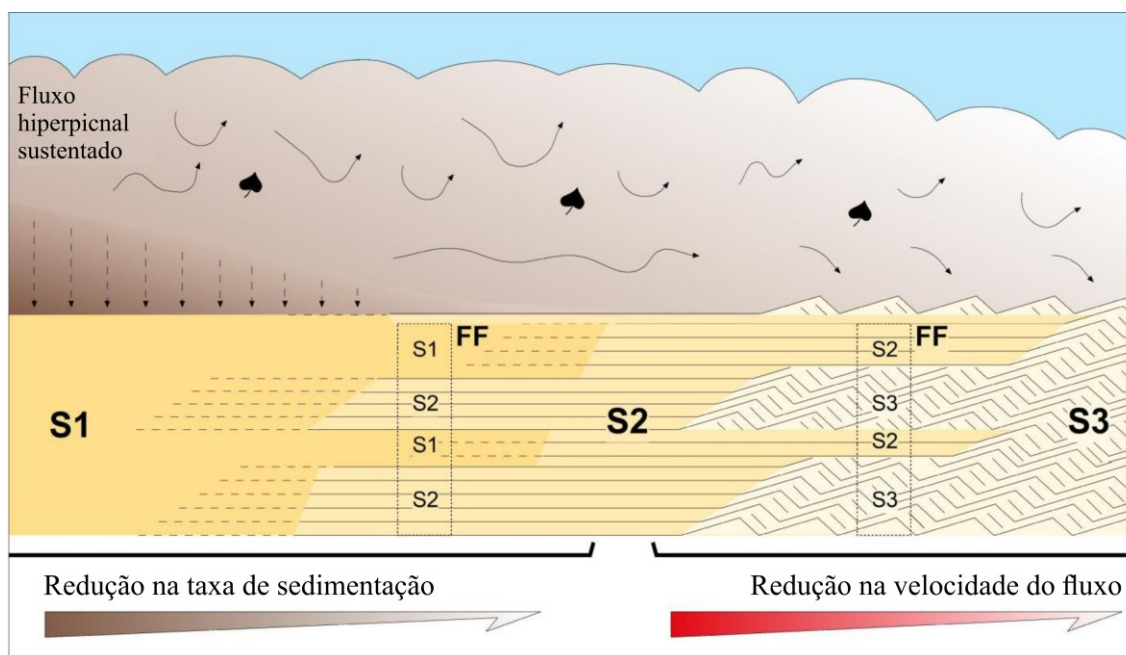
Figura 4 - Fácies genética para análise de hiperpicnito com carga de fundo associada. Fácies associação ao longo do sistema deposicional.



Fonte: Zavala et al. (2011)

Devido a sua longevidade e aporte de sedimento por longos períodos, as fácies S podem apresentar flutuações de fluxo (FF) caracterizada pela variação cíclica e repetitiva do aporte sedimentar e velocidade do fluxo, resultando em alternâncias de estruturas maciças para laminadas e laminadas para ripples (Figura 5).

Figura 5 – A origem de arenitos maciços (S1), laminados (S2) e *climbing rippled* (S3) relacionados a mudanças na taxa de precipitação de sedimentos e diminuição na velocidade de fluxo para suspensões turbulentas sustentadas.



Fonte: Zavala e Shuxin (2018)

3.2 PETROLOGIA SEDIMENTAR

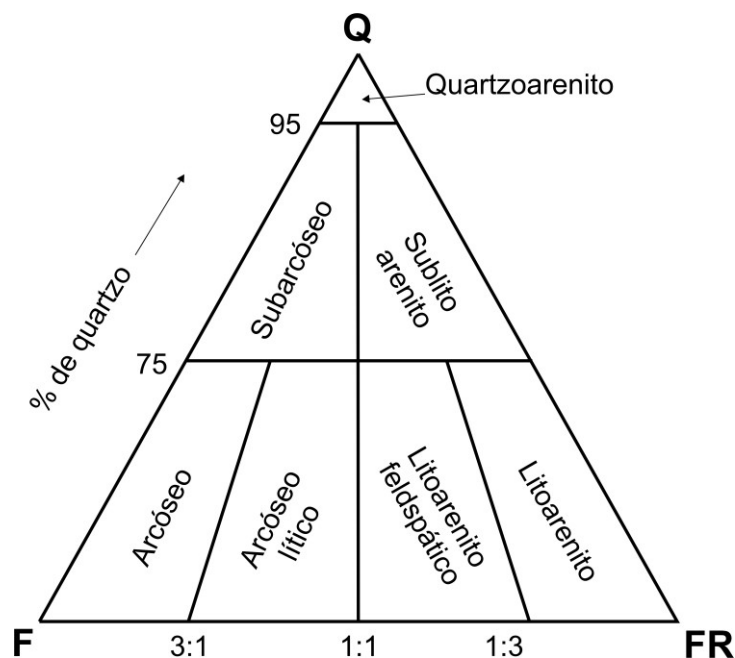
Rochas sedimentares representam a maior porção em superfície dentre os tipos de rocha no planeta, sendo necessário uma forma consistente e confiável para categorizar sua grande variedade determinada pelos constituintes do seu arcabouço. Dentre as variadas formas de categorizar a composição dessas rochas, a separação entre componentes detríticos (terrígenos) e químicos é uma das mais comuns (FOLK, 1980).

De acordo com Folk (1980) minerais detríticos são aqueles derivados da erosão de áreas fonte representando 60 a 80% da coluna estratigráfica. São majoritariamente compostos pelo quartzo, argilominerais, feldspato potássico, plagioclásio, entre outros. Em contrapartida os minerais químicos são provenientes da precipitação de soluções presentes da bacia sedimentar, abrangendo de 20 a 40% da coluna estratigráfica. De forma geral são evidenciados por carbonatos, sílica, sulfatos e sais, entre outros.

Na classificação de arenitos, especificadamente, Folk (1980) demonstrou um esquema de três polos agrupando quartzo (Q), feldspatos (F) e fragmentos de rocha (FR; Figura 6). O uso conjunto desse esquema com o método de contagem Gazzi-Dickinson se tornou o principal esquema para classificação dessas rochas (FOLK, 1980; INGERSOLL et al., 1984). O método Gazzi-Dickinson refere-se a contagem de 300 grãos em lâmina delgada com caracterizações

mais detalhadas na tentativa de melhorar a distribuição percentual desses elementos no montante total da rocha.

Figura 6 – Classificação composicional de arenitos.



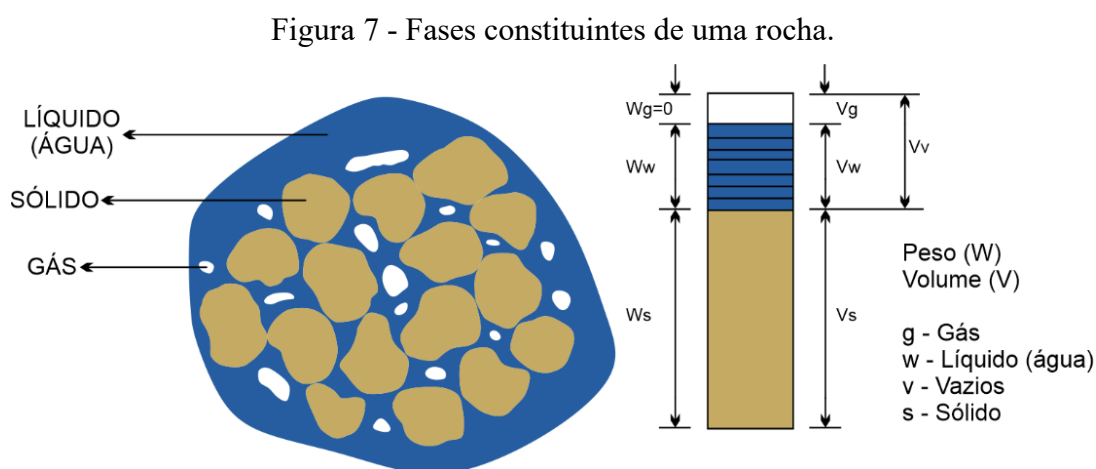
Fonte: Folk (1980)

3.3 PROPRIEDADES FÍSICAS E MECÂNCIAS DAS ROCHAS

As propriedades físicas e mecânicas das rochas estão diretamente relacionadas com a sua dinâmica em ambientes sedimentares, cujas características relacionadas a energia do meio definem e controlam o grau de seleção das partículas e, conseqüentemente, da distribuição e conexão do sistema de poros (TIAB; DONALDSON, 2016; VALLEJO et al., 2002; ZHANG, 2016). Propriedades como peso específico aparente, porosidade e velocidade de ondas ultrassônicas compressoriais (P) e cisalhantes (S) são utilizadas ativamente na descrição e entendimento das interações do material rochoso com o meio. Sistemas turbidíticos, por exemplo, tendem a apresentar grande heterogeneidade e, portanto, podem apresentar diferentes valores e comportamentos de acordo com essas propriedades em uma mesma sucessão sedimentar. Uma breve introdução para cada propriedade abordada nesse estudo são listadas a seguir.

3.3.1 Peso específico aparente

Peso específico aparente (p. ex. γ_d) compreende a relação entre o peso de um material e o volume que ocupa no espaço. Essa propriedade, referente à uma amostra de rocha, depende da composição mineral, porosidade e material preenchido nos poros da mesma (Vallejo *et al.* 2002, Zhang 2016). Segundo Farmer (1983), rochas são materiais divididos, de forma simplificada, em três fases (Figura 7): sólida (p. ex. partículas minerais), líquida (p. ex. água) e gasosa (p. ex. ar). A combinação das fases líquida e gasosa caracterizam os vazios do material.



Fonte: Adaptado de Farmer (1983).

Devido à existência de vazios que podem ou não estar preenchidos por água, diferentes pesos específicos podem ser determinados para uma mesma amostra, relacionando suas diferentes fases (Tabela 3.1).

Tabela 3.1 - Relação do peso específico com as diferentes fases presentes em uma rocha.

Peso específico	Fórmula	Observações
Natural	$\gamma_{nat} = \frac{W_t}{V_t}$	Condições naturais de teor de umidade
Seco	$\gamma_d = \frac{W_s}{V_t}$	Considera-se inexistente a presença de água nos poros ($W_t = W_s$)
Saturado	$\gamma_{sat} = \frac{W_{sat}}{V_t}$	Considera-se todo o volume de vazios preenchidos por água ($V_v = V_w$)
Sólidos	$\gamma_s = \frac{W_s}{V_s}$	Peso específico da parte sólida apenas, desconsiderando o volume de vazios

Fonte: adaptado de Zhang (2016).

3.3.2 Porosidade

Porosidade pode ser classificada como total ou efetiva, no contexto da engenharia, e como primária ou secundária, no contexto da geologia, representando os espaços vazios dentro de um material, assim como sua distribuição e conectividade.

Os métodos existentes para determinar a porosidade levam em conta a interação do material com um fluido, e como esse preenche o sistema de poros. Porosidade total engloba todos e quaisquer poros presentes na rocha, sendo esses acessíveis ou não (isolados). No entanto a porosidade efetiva só considera poros conectados e acessíveis (TIAB; DONALDSON, 2016). Essa divisão é necessária devido à importância da interconectividade entre os poros que contribuem para a percolação de fluidos, exibindo diferenças significativas entre valores de porosidade efetiva e porosidade total (VALLEJO et al., 2002).

A porosidade também é influenciada pela diagênese e processos pós-deposicionais, transformando o sistema de poros ao longo desses processos. Porosidade primária refere-se aos poros originados na deposição da rocha, enquanto a secundária concerne poros gerados ou preenchidos por processos diagenéticos, dissolução de minerais, precipitação de fluidos e outros (AMYX; BASS; WHITING, 1960; TIAB; DONALDSON, 2016).

A Equação 1 derivada de Vallejo et al. (2002) e Zhang (2016) demonstra o cálculo da porosidade efetiva (ou aparente) pelo método gravimétrico de Arquimedes.

$$\varphi = (W_{sat} - W_d) / (W_{sat} - W_{sub}) \quad (1)$$

onde:

φ : Porosidade;

W_{sat} : Peso saturado;

W_d : Peso seco;

W_{sub} : Peso submerso.

A porosidade é especialmente significativa em rochas sedimentares reservatório devido a habilidade de se poder mensurar quantitativamente a capacidade de armazenar fluidos (óleo, gás e água) ao longo da estrutura da rocha (TIAB; DONALDSON, 2016). Tanto Goodman (1989) como Vallejo et al. (2002) advogaram que a porosidade pode variar de 0 a 90 % nas rochas sedimentares, com valores mais comuns entre 15 e 30 %.

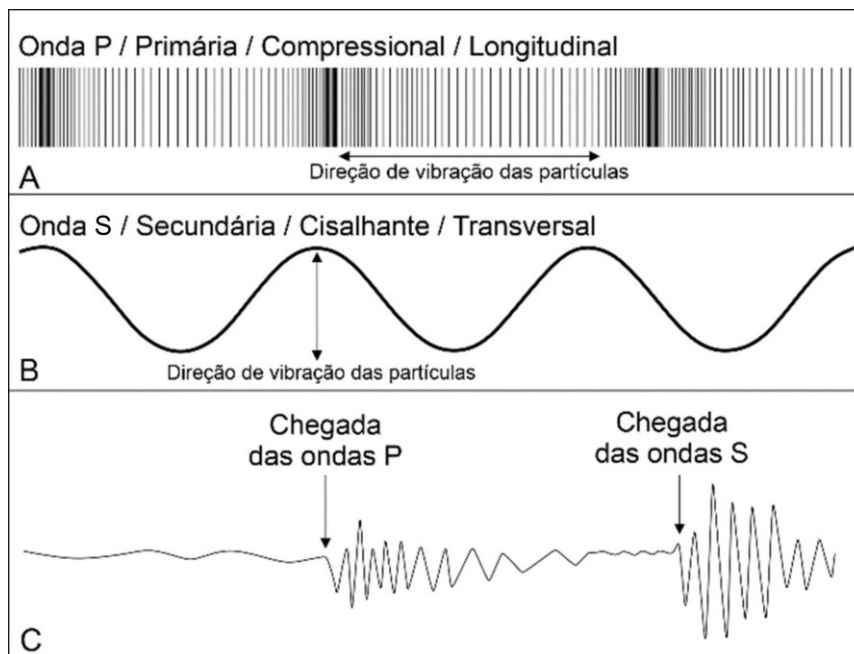
3.3.3 Velocidade de ondas ultrassônicas

A velocidade de propagação de ondas ultrassônicas pode exibir diferentes classificações, alternando entre as definições de propriedade mecânica (VALLEJO et al., 2002) ou física (ZHANG, 2016) da rocha. Essa propriedade apresenta diversas relações empíricas e usos indiretos para aferição de, por exemplo, propriedades mecânicas deformacionais (p. ex. Coeficiente de Poisson e Módulo de Young; ZHANG, 2016), como também correlações com diferentes propriedades (ABDI; KHANLARI; JAMSHIDI, 2018; DE CARVALHO; CARRASQUILLA, 2015; GARIA et al., 2019; GUPTA; SESHAGIRI RAO, 1998; HAMADA; JOSEPH, 2020; KAHRAMAN, 2007; KARAKUL; ULUSAY, 2013; OLORUNTOBI; BUTT, 2020; ZAMORA et al., 1993).

Durante a interação das ondas com o meio rochoso, propriedades e características como porosidade e saturação de fluidos (GREGORY, 1976; HAN; NUR; MORQAN, 1986; HICKS; BERRY, 1956; KAHRAMAN, 2007; KASSAB; WELLER, 2015) assim como conteúdo argiloso e microfraturas (HAN; NUR; MORQAN, 1986; MINEAR, 1982) são estipulados como as maiores influências na redução dessas velocidades.

Essa propriedade é geralmente subdividida em velocidade de ondas P (ou primárias/compressionais/longitudinais) e ondas S (ou secundárias/cisalhantes/transversais; Figura 8), apresentando comportamentos diferentes conforme o tipo de espaço de propagação. As ondas P se propagam em material sólido, líquido e gasoso, enquanto as ondas S se propagam somente em meio sólido.

Figura 8 - (A) Onda P com direção de vibração das partículas paralela à direção de propagação da onda; (B) onda S com direção de vibração das partículas perpendicular à direção de propagação da onda; e (C) representação da diferença de velocidade das ondas P e S em meio rochoso.



Fonte: Do autor (2023)

3.3.4 Point Load Index

Segundo Selmo (2014) o ensaio de cargas pontuais ou *Point Load Test* (PLT) é a forma mais barata de se obter a resistência à compressão uniaxial de rochas, apesar de ser um ensaio destrutivo. Esse teste consiste fundamentalmente em se determinar a resistência ao puncionamento em corpos de prova com diâmetros entre 25 mm e 100 mm, aplicando uma carga pontual e compressiva através de duas pontas cônicas, causando a ruptura da amostra de rocha no processo, resultando em um índice (Equação 2; ZHANG, 2016). No posicionamento da amostra no aparelho, caso a razão entre altura e diâmetro do plug for maior que 1.0, o teste ocorrerá de forma diametral, enquanto se a razão for entre 0.3 e 1.0, o teste ocorrerá de forma axial (ISRM, 1985). A presença de elementos estratigráficos em rochas sedimentares influencia na orientação da amostra, sendo necessário considerar o topo e a base do plug. Os resultados provenientes desse teste são usados para determinar o índice de resistência da rocha a uma carga compressiva pontual para posteriormente, de forma indireta, determinar a resistência a compressão uniaxial através de um conjunto de equações (Equação 2 a 5). A resistência de qualquer rocha é influenciada principalmente por sua porosidade,

tamanho de grão, composição e saturação de fluidos quando presentes (KARAKUL; ULUSAY, 2013; QI et al., 2022).

$$I_s = P/D^2 \quad (2)$$

onde:

P : Carga de ruptura;

I_s : *Point Load Index*;

D : Diâmetro da amostra.

O tamanho da amostra e sua relação altura/diâmetro (A/D) interferem no valor de I_s , cuja formato geralmente é cilíndrico (Equação 3). Para remediar a influência desses fatores se tornou usual a conversão de I_s para um correspondente com $D = 50$ mm ($I_{s(50)}$):

$$I_{s(50)} = I_s \times k_{PLT} \quad (3)$$

onde:

k_{PLT} : Fator de correção;

Essa mesma variável (k_{PLT}) pode ser determinada via Equação 4:

$$k_{PLT} = \left[\frac{D}{50} \right]^{0.45} \quad (4)$$

O propósito da conversão é devido a relação do I_s com valores de resistência a compressão uniaxial (Equação 5; Farmer 1983, Vallejo *et al.* 2002):

$$\sigma_c = f \times I_{s(50)} \quad (5)$$

onde:

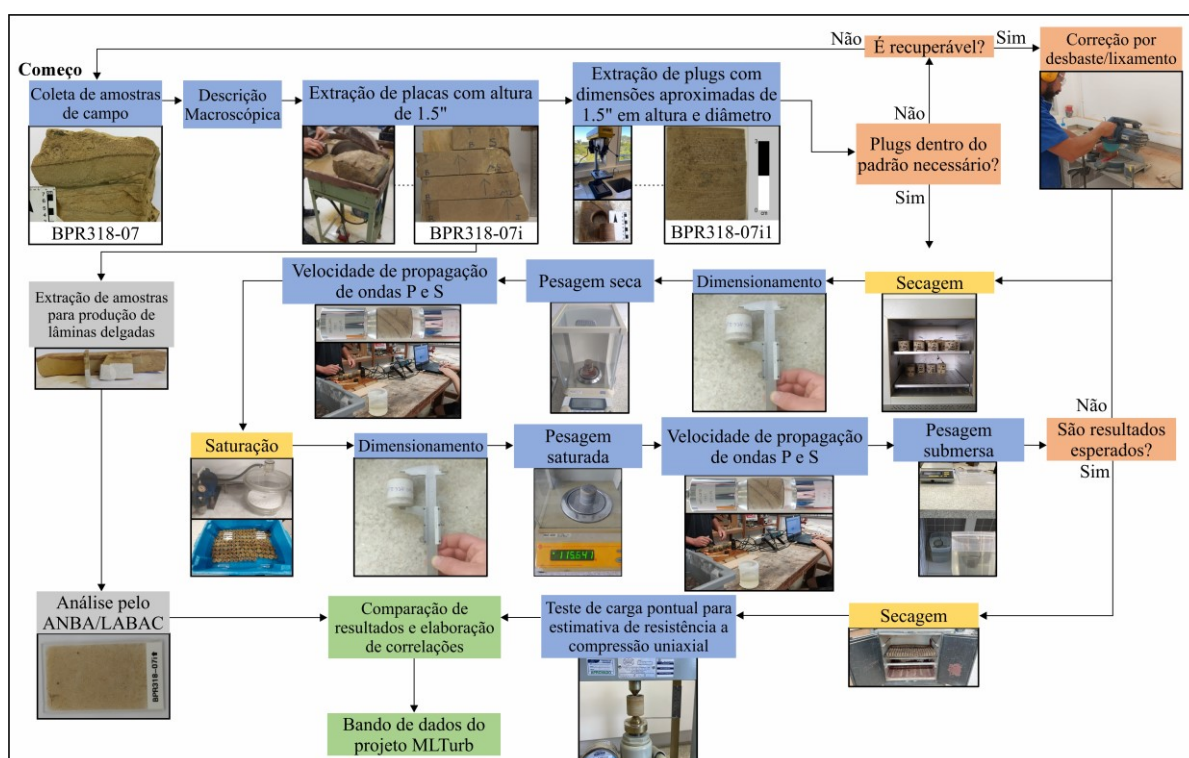
σ_c : Resistência a compressão simples da rocha;

f : Fator de conversão relativo ao diâmetro da amostra (23 para $D = 50$ mm).

4 MATERIAIS E MÉTODOS

Esta seção descreve os procedimentos seguidos neste estudo para caracterizar a fácies sedimentares, a petrografia e propriedades físicas e mecânicas dos arenitos turbidíticos análogos a reservatório coletados. Além da pesquisa bibliográfica, a parte de procedimentos experimentais foi dividida em três temas principais (Figura 9). Primeiramente, a análise faciológica e petrográfica das rochas para caracterizar seus processos deposicionais e composição. Os resultados obtidos fornecem algumas informações sobre a gênese e o tipo de arcabouço. Em segundo lugar, as propriedades das rochas são avaliadas usando diferentes técnicas, com sua maioria realizada em estágios secos e úmidos da rocha. Terceiro, a análise estatística para caracterizar se os resultados respeitam uma distribuição normal e possíveis *outliers*. O detalhe de cada subseção é fornecido a seguir.

Figura 9 - Fluxo de trabalho para aquisição, análise e determinação das propriedades físicas e mecânicas dos arenitos.



Fonte: Do autor (2023)

4.1 ANÁLISE DE FÁCIES E PETROGRAFIA

Os arenitos turbidíticos estudados foram retirados de afloramentos da Formação Taciba (Grupo Itataré), nas regiões de Doutor Pedrinho e Presidente Getúlio, borda leste da Bacia do

Paraná (Figura 1B). Cinco seções colunares foram utilizadas para analisar as sucessões de fácies e interpretar os processos deposicionais relacionados, bem como estabelecer um controle estratigráfico durante os procedimentos de amostragem. Fácies e associações de fácies foram identificadas com base em uma ampla variedade de características sedimentares, incluindo estrutura, tamanho de grão, classificação, orientação, imbricação, e formas de acamamento de acordo com Miall (2006). O processo dominante neste estudo são os sistemas turbidíticos hiperpicnais, levando a adoção dos modelos de fácies de Bouma (1962) e Zavala (2008) como base para interpretação.

As amostras de arenito foram utilizadas para análise petrográfica. A composição mineral do arcabouço foi obtida via microscopia petrográfica no Laboratório de Análise de Bacias e Reservatórios (LABAC). As composições modais dos arenitos foram baseadas no método de contagem de pontos de Gazzi-Dickinson (INGERSOLL et al., 1984). Trezentos grãos foram contados por lâmina delgada, e os resultados foram plotados no diagrama F-Q-L Folk (1980) para classificar os arenitos.

4.2 CARACTERIZAÇÃO DAS PROPRIEDADES FÍSICAS E MECÂNICAS

A produção dos plugs de arenito foi realizada em três etapas no Laboratório de Geotecnia Aplicada (LGA) da UFSC. Primeiramente, 23 amostras foram coletadas de afloramentos com o uso de martelo, priorizando planos de fraqueza nas rochas. Em segundo lugar, foram moldadas 57 placas com espessura média de 4 cm, por uma serra diamantada. Em terceiro lugar, por intermédio de uma furadeira de bancada FSB16P 16 mm 5/8 pol. 1/2 HP 370W (Figura 9), com capacidade de furação de 3 a 16 mm (5/8 pol.), rotação de 250 a 3.100 rpm e mesa móvel inclinável capaz de rotação e abertura do mandril suficientes para perfuração em serra copo diamantada de 50 mm, foram extraídos uma média de três plugs por cada placa (total de 183). Os plugs foram produzidos com orientação perpendicular ao acamamento, com proporção cilíndrica de 1:1 entre altura e diâmetro ($37,5 \pm 0,5$ mm).

Tais amostras foram identificadas de acordo com o afloramento a qual pertencem, seguindo uma cadeia de nomenclaturas onde os prefixos BPR000 (p. ex. BPR318) correspondem à localização dos afloramentos em uma região, inseridos na Bacia do paraná, BPR000-00 (p. ex. BPR318-07) representam as amostras coletadas nos afloramentos correspondentes e BPR000-00x0 (p. ex. BPR318-07i1) constituem os plugs extraídos de partes inferiores a superiores referentes às amostras (Figura 9). Não obstante a letra minúscula utilizada como sufixo na nomenclatura do plug pode variar entre: i (inferior); mi (médio inferior); m (médio); ms (médio superior); s (superior); u (única).

A caracterização dos plugs é exemplificada por duas baterias de testes: seco e saturado (Figura 9). Para a determinação apropriada das propriedades físicas foram mensuradas as dimensões e realizados ensaios de: peso específico aparente seco, saturado e submerso e conseqüentemente o cálculo da porosidade pelo método gravimétrico de Arquimedes (ver seção 3.3.2). Para as propriedades mecânicas os ensaios foram de velocidades de ondas P e S (nas condições seco e saturado) e PLT exclusivamente na condição seca.

Todos os procedimentos relacionados as propriedades seguiram as normas da *American Society for Testing and Materials* (ASTM) e da *International Society for Rock Mechanics* (ISRM). No entanto, algumas adaptações foram feitas para melhorar as quantificações das propriedades para arenitos (ASTM, 2016; AYDIN, 2014; BROWN, 1981; ISRM, 1985).

O diâmetro e a altura de cada plug foram medidos três e duas vezes, respectivamente, calculando-se os valores médios posteriormente. Esse procedimento foi adotado para testar possíveis variações no formato do plug devido às inconsistências observadas durante o processo de perfuração manual.

A secagem ocorreu em temperaturas e durações adaptadas para o tipo de rocha neste estudo, empregando 60°C por 48h a despeito de 105°C em 24h no intuito de evitar carbonização de elementos orgânicos, perda de compostos voláteis e água intersticial presente em argilominerais ou na estrutura do material (SOEDER, 1986).

A saturação também apresentou duração maior que a apresentada na norma supracitada, precedendo a saturação via submersão em água com bomba de pressão negativa (712mmHg) durante 2 horas, por submersão em pressão ambiente por um período mínimo de 24h. Mudança cuja finalidade era manter ao máximo a integridade e estrutura dos arenitos, evitando desagregação de grãos e geração de microfraturas.

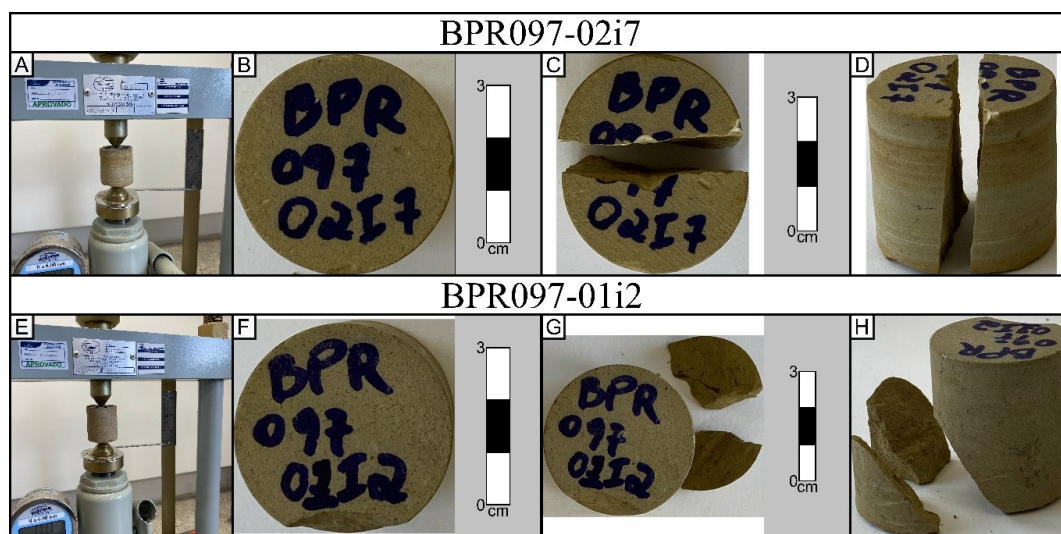
As velocidades da onda P foram medidas com o Detector Ultrassônico de Concreto IWIN-U910 acoplado a transdutores de 54Hz e as velocidades de onda S foram medidas com o Pundit Lab (+) acoplado a transdutores de 250Hz. Para este trabalho, a adaptação deste método consistiu no tipo de gel utilizado para registro das ondas S, onde o gel padrão foi substituído por glucose de milho, devido à viscosidade e semelhante e maior disponibilidade no mercado.

Os ensaios utilizando o PLT neste estudo foram realizados no sentido axial e em condição seca, tomando-se o cuidado com condicionante geológica de topo e base da amostra, decorrentes do perfil deposicional. A ASTM D5731 (ASTM, 2016) define que os corpos de prova a serem utilizados neste tipo de ensaios devem possuir diâmetros entre 30 mm e 85 mm, sendo que neste estudo os plugs apresentaram diâmetros entre 33 e 38 mm em função das especificações dos equipamentos laboratoriais na UFSC e correções por desgaste/lixamento.

Por fim a partir dos resultados obtidos, utilizaram-se as conversões e correções para calcular a resistência a compressão uniaxial (σ_c ; ASTM, 2016; ZHANG, 2016; ver seção 3.3.4).

Um ponto a ser observado nos ensaios de PLT é o modelo de ruptura considerado válido segundo a ASTM D5731 (ASTM, 2016), tomando como exemplo o plug BPR097-02i7 (Figura 10C e D). Em contrapartida na mesma figura demonstra-se um modelo de ruptura inválido, exibido pelo plug BPR097-01i2 (Figura 10G e H). Em resumo, os plugs submetidos à ruptura axial devem desenvolver as superfícies de ruptura ao longo de um plano no eixo axial, sendo que as rupturas válidas predominantemente dividem o mesmo em duas partes e, eventualmente, em três. Planos de ruptura iniciados no topo e cujo ponto de saída seja a face radial, foram descartados e o valor lido foi considerado inválido.

Figura 10. Exemplo de ruptura válida (BPR097-02i7) e ruptura inválida (BPR097-01i2) submetidos ao teste de carga pontual (*Point Load Test*). (A e E) posição para execução do teste; (B e F) plugs antes da ruptura; (C e G) visão vertical após a ruptura; (D e H) visão oblíqua após a ruptura.



Fonte: Do autor (2023)

4.3 ANÁLISE ESTATÍSTICA

Os resultados das propriedades foram analisados estatisticamente em testes de Shapiro-Wilk e d'Agostino-Pearson, gráficos QQ e gráficos de frequência para avaliar se as propriedades respeitam uma distribuição normal (D'Agostino e Pearson, 1973; Shapiro e Wilk, 1965). Em análise preliminar foi constatado que os dados apresentaram uma natureza não paramétrica, tornando a matriz de correlação de Spearman a melhor opção para avaliar a significância entre eles (Spearman, 1904). Cabe ressaltar que a correlação de Spearman

implica em uma regressão linear, apresentando um coeficiente de correlação (r_s) diferente dependendo da melhor regressão ajustada nas relações de propriedades (R^2) discutidas.

5 ARTIGO CIENTÍFICO

Physical and mechanical properties of reservoir analogous sandstones from turbidity systems of Itararé Group, east border of Paraná Basin, SC.

Bruno Osmar Gonzatto^{a,b*}, Murilo da Silva Espíndola^{a,b}, Marivaldo dos Santos

Nascimento^{a,c}, Mateus Campagnolo Agostini^b, Nilo Rodrigues Júnior^b, Gabriel Figueiredo Costa^c

^aUniversidade Federal de Santa Catarina, Programa de Pós-Graduação em Geologia, Santa Catarina, Brasil

^bLaboratório de Geotecnia Aplicada, Departamento de Geologia, Centro de Filosofia e Ciências Humanas, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Santa Catarina, Brasil

^cLaboratório de Análise de Bacias e Reservatórios, Departamento de Geologia, Centro de Filosofia e Ciências Humanas, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Santa Catarina, Brasil

* Corresponding author. Laboratório de Geotecnia Aplicada, Departamento de Geologia, Centro de Filosofia e Ciências Humanas, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Santa Catarina, Brasil

E-mail addresses: brunoosmargonzatto@gmail.com

ABSTRACT

Sandstones from turbidity systems of the Itararé Group present a highly complex facies arrangement and composition. This study presents an integrated interpretation of sedimentary facies, petrography, physical and mechanical data from 183 sandstone plugs in full air and water saturation. Properties such as solid, dry, and saturated apparent specific weight, P- and S-wave velocities, porosity, and unconfined compressive strength were investigated. Hyperpycnal flow was the main transport and accumulation process of the studied sandstones that occurred in an extrabasinal submarine fan environment, involving the collapse of suspended load with flow fluctuations. The sandstones are mainly subarkose to arkose and have low to high clay content, with massive, rippled bedding and fine to medium grain size. Physical and mechanical properties are fairly related (~50-56%) to each other, as well as to grain size and arrangement, porosity, and turbidite facies. This correlation highlights good to very good negative trends for porosity, which regulated positive trends for all other variables as grain size increases from facies S3w to S1. Therefore, in this research it was possible to attest that the process of transport and deposition by the hyperpycnal turbidity current exerts primary controls on the mechanical behavior of the studied sandstones.

KEYWORDS: Rock mechanics; Hyperpycnal flow; Turbidites; Mineral composition of sandstones; Facies analysis; Sandstones; Paraná Basin; Itararé Group.

5.1.1 Introduction

Petroleum and gas reservoirs are essentially constituted by a top layer of sealant rocks and a bottom layer of source rocks, with a in between reservoir porous rocks. The latter is commonly constituted by sedimentary rocks like sandstone, limestones and dolomites that represent 66% of superficial total rock content in the planet as potential storage for gas and crude oil (Bucheli, 2005; Tiab and Donaldson, 2016).

The primarily properties (physical and mechanical) are a source of geological characterization in function of rocks mechanics that can be divided into sub areas like petrophysical, geomechanical, of identification, classification properties and more (Amyx et

al., 1960; Farmer, 1983; Jaeger et al., 2007; Tiab and Donaldson, 2016; Vallejo et al., 2002; Zhang, 2016). Properties as mentioned can present strong correlations that could be interpreted to better understand their behavior, predict different properties, analyze rock mass quality, presence or non-existence of fissures, anisotropy, and more (Almeida et al., 2016; Hamada and Joseph, 2020; Hicks and Berry, 1956; Karakul and Ulusay, 2013).

Physical and mechanical properties of rocks are directly related to the rock framework in terms of porous distribution, particle sorting, internal structures, textures, and more. Depositional environments and processes control these factors in rock genesis. Turbidity systems consist in genetic sedimentary units that form in depositional environments dominated by subaqueous gravitational flows (Mutti, 1992; Normark et al., 1985; Stelling et al., 2000). The main factors that influence the development and determine the composition of a turbidity system are tectonics context (source rock), climate and sedimentation conditions (sediment input) and base level fluctuation (accommodation space). These sedimentary systems comprise soft and porous reservoir sandstones, which form in a deep marine environment by hyperpycnal flows (Bates, 1953; Zavala and Shuxin, 2018).

Turbidity systems form complex sandy reservoirs. Although these systems do not represent the largest hydrocarbon reserves in the world, they have become of great interest to the hydrocarbon industry (Huang, 2018; Normark et al., 1993; Prather, 2003; Shanmugam, 2016; Talling et al., 2015; Weimer et al., 2006). In many sedimentary basins globally, there are proven petroleum systems that have already produced drilled and yet-to-be-drilled prospects (França and Potter, 1991; Mendonça et al., 2003; Vesely et al., 2007).

In this study, turbidite sandstone samples from the Taciba Formation are used to investigate the relationship between physical and mechanical properties with sedimentary processes (hyperpycnal flow), mineralogical composition and diagenetic processes. The study aims to attest the correlation between physical and mechanical characteristics of sandstone to the sedimentary environment.

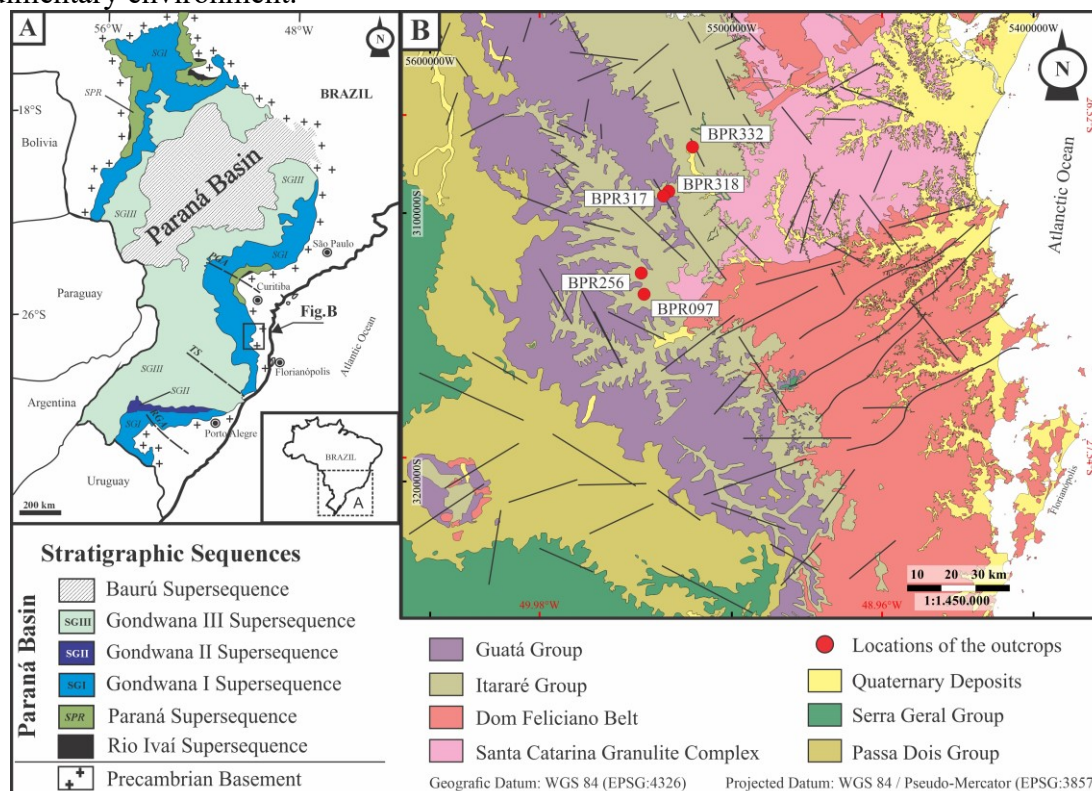


Fig. 1. (A) Simplified geological map of the Paraná Basin depicting its Supersequences (modified from Milani et al. 2007a); (B) Geological map focusing on the area with outcrops visited in the Taciba Formation, Paraná Basin, Brazil.

5.1.2 Geological Setting

The Paraná Basin is a wide sedimentary-magmatic basin in the south-central region of Brazil (Fig. 1A) with an area of 1.5 million square kilometers and sections with the largest thickness of 7,000 m. According to Milani et al (2007a), the stratigraphic record of this basin includes six Supersequences (sensu Vail et al., 1977): Rio Ivaí (Ordovician to Lower Silurian), Paraná (Devonian), Gondwana I (Carboniferous to Lower Triassic), Gondwana II (Middle to Upper Triassic), Gondwana III (Upper Jurassic to Lower Cretaceous), and Bauru (Upper Cretaceous).

The Gondwana I Supersequence (Fig. 1A), which is approximately 2500 m thick (Milani & Zálán, 1999), is subdivided into the Itararé, Guatá, Passa Dois groups, as well as the Piramboia and Sanga do Cabral formations (Milani et al., 2007b). This Supersequence represents a complete transgressive-regressive cycle (Paleozoic) that begins, at the base, with strata of glacial, deep-marine, platform and post-glacial coastal origin, until strictly continental depositions at the beginning of the Mesozoic (Milani et al., 2007b).

The Itararé Group (Fig. 1B) was individualized in the Campo do Tenente, Mafra and Rio do Sul formations, according to Schneider et al. (1974). However, França and Potter (1988) reinterpreted this Group into three formations: Lagoa Azul, Campo Mourão and Taciba. The turbidity systems of the Taciba Formation comprise outcrops in the Doutor Pedrinho and Presidente Getúlio regions (Fig. 1B), east of the state of Santa Catarina, which have been extensively studied as analogues for modern systems containing hydrocarbon reservoirs (Cioccarri and Mizusaki, 2019; França and Potter, 1991, 1988; Milani et al., 2007a; Vesely et al., 2007; Zálán et al., 1990).

5.1.3 Material and methods

This section describes the procedures followed in this study to characterize the sedimentary facies, petrography, physical and mechanical properties of reservoir turbidite sandstones collected (Fig. 2). The experimental procedures are divided in three main themes. First, the faciological analysis and petrography of the rocks to characterize its depositional processes and composition. The gathered results provide some insight into the genesis and type of its framework. Second, the properties of the rocks are evaluated using different techniques. Most techniques are performed on a dry and wet stages of the rock, excluding one. Third, the statistical analysis to characterize if the results respect a normal distribution and possible outliers. The detail of each subsection is provided as follows.

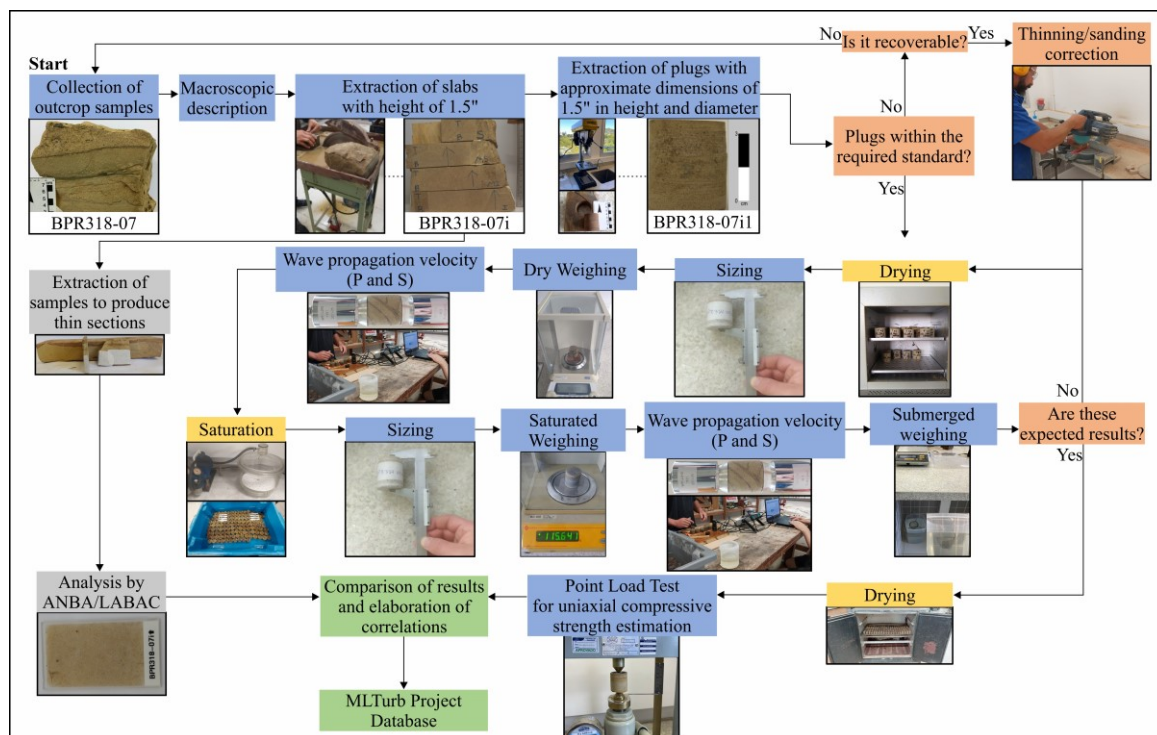


Fig. 2. Workflow to acquisition and analyses of the samples to determine physical and mechanical properties of the sandstones.

5.1.3.1 Sampling, facies analysis and petrography of sandstones

The turbidite sandstones studied were taken from outcrops of the Taciba Formation (Itatari Group), in Doutor Pedrinho and Presidente Getúlio regions eastern edge of the Paraná Basin (Fig. 3A). Five columnar sections (Fig. 3B) were used to analyze the facies successions and interpret the related depositional processes, as well as establish a stratigraphic control during sampling procedures.

Facies and facies associations were identified based on a wide variety of sedimentary features including fabric, grain size, sorting, orientation and imbrication, and bed forms according to Miall (2006). The dominant process in this study sandstones are hyperpycnal turbidity systems (see section 5.1.4.1), hence the adoption of Bouma (1962) and Zavala (2008) facies models.

The sandstone samples were used for petrographic analysis (Fig. 4). Mineral composition of framework grains was obtained on optical petrographic microscopic of the Reservoir and Basin Analysis Laboratory (LABAC). The modal compositions of the sandstones were based on the Gazzi-Dickinson point counting method (Ingersoll et al., 1984). Three hundred grains were counted per thin section, and the results were plotting on the F-Q-L Folk (1966) diagram to classify the sandstones.

5.1.3.2 Analysis of physical and mechanical properties

The production of sandstone plugs was conducted in three stages at the Applied Geotechnics Laboratory (LGA) of the UFSC. Firstly, twenty-three samples were collected from outcrops using a hammer, prioritizing rock weakness plans. Secondly, they were shaped into fifty-seven slabs with an average thickness of 4 cm, by a diamond saw. Thirdly, an average of three plugs were extracted from each slab (total of one hundred eighty-three), using a diamond hole saw. The plugs were produced with an orientation perpendicular to the bedding, with a 1:1 ratio cylindrical shape between height and diameter (37.5 ± 0.5 mm; Fig. 2).

All procedures related to sizing, drying, saturation, weighing, record of P and S wave velocities, and determination of uniaxial compressive strength followed the American Society for Testing and Materials (ASTM) and International Society for Rock Mechanics (ISRM) standards. However, some adaptations were made to improve the quantifications for sandstones properties (ASTM, 2016; Aydin, 2014; Brown, 1981; ISRM, 1985).

In terms of scaling the diameter and height of each plug were measured three and two times, respectively, calculating the mean values afterwards. This procedure was adopted to test possible variations on the shape of the plug due to inconsistencies noted during manual drilling process (Fig. 2).

The drying time and temperature of plugs were reduced from 105°C in 24h to 60°C in 48h to avoid the processes of carbonization, oxidation, vaporization of volatile substances, as well as loss of structural water from clay mineral (Soeder, 1986). Likewise, to ensure efficient and complete drying of samples.

As for the saturation process, it was initially conducted by submersion in water for 24h under atmospheric pressure and subsequently by vacuum pressure of 712mmHg for 2h. These periods of submersion in both pressures were to keep at most the integrity of the sandstone plugs and its structure, slowly building up its saturation.

The P wave velocities were measured with IWIN-U910 Concrete Ultrasonic Detector coupled with 54Hz transducers and S wave velocities were measured with Pundit Lab (+) coupled with 250Hz transducers. For this work, the adaptation of this method consisted of the type of gel used to record S waves, where the standard gel was replaced by corn glucose, due to the similar viscosity and facility of acquisition.

The uniaxial compressive strength was calculated indirectly by the Point Load Test (PLT) method (ASTM, 2016). This procedure was performed only in dry conditions due to low availability of plugs per slab and its destructive nature.

5.1.3.3 *Statistical analysis*

Statistical data were analyzed in Shapiro-Wilk and d'Agostino-Pearson tests, QQ plots and frequency charts to evaluate if the properties respect a normal distribution (D'Agostino and Pearson, 1973; Shapiro and Wilk, 1965). Therefore, due to its nonparametric nature a Spearman correlation matrix was created to assess the significance between them (Spearman, 1904). It should be mentioned that the Spearman correlation implies a linear regression, presenting a different correlation coefficient (r_s) depending on the best regression fitted on relationships of properties (R^2) discussed further in this study.

5.1.4 Results and discussions

This section describes the results according to lithofacies, depositional processes, physical and mechanical properties of the plugs. This characterization is necessary to better understand the nature of the rock and its relationship between each property. In the last subsection an integration with geologic factors and property values are made to attest a possible significance between them.

5.1.4.1 Lithofacies and depositional processes

The analyzed turbidite sandstones present a wide variety of lithofacies which compound a thick succession of tabular to lenticular layers, with gently undulating top and bottom, sometimes amalgamated. The main turbidite lithofacies include fine- to medium-grained sandstone, coarse-grained sandstone, siltstone, as well as black shale (Fig. 3B).

Facies associations indicate deposition from hyperpycnal flows (Bates, 1953; Zavala, 2008; Zavala and Shuxin, 2018) that includes high-density turbidity flows (HDTf) and low-density turbidity flows (LDTf) (Fig. 3B) which have a high- to low-sediment concentration rates, respectively, whose main particle support mechanism is the turbulence (Mulder and Alexander, 2001).

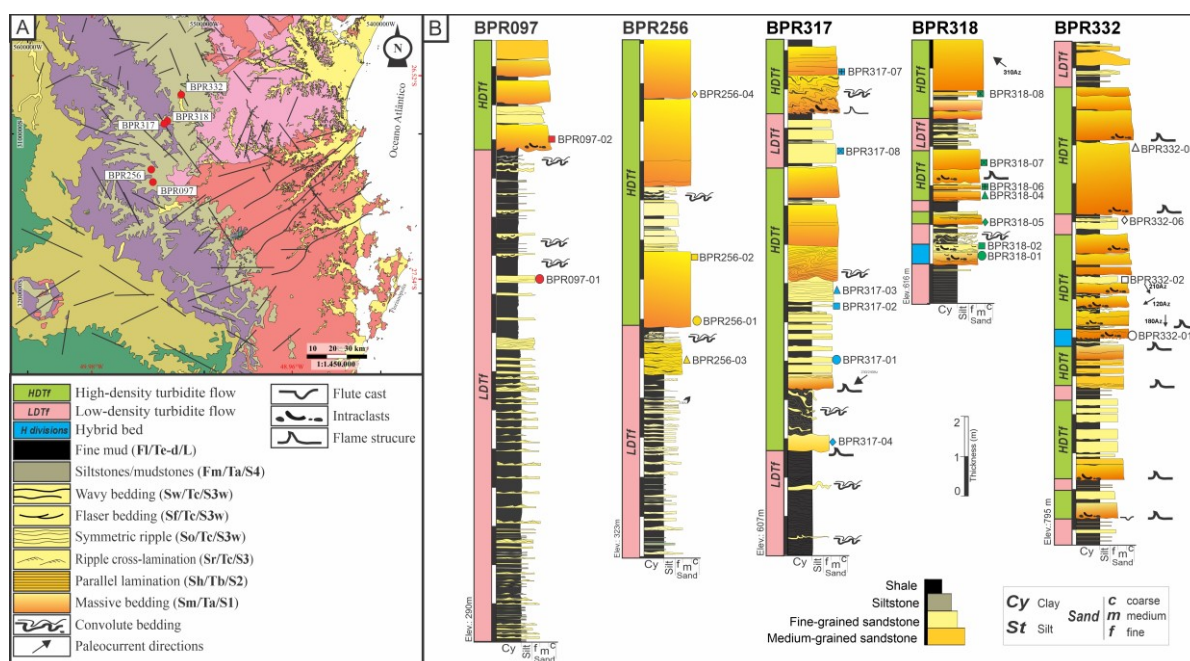


Fig. 3. (A) Location of the outcrops in the Dourado Pedrinho and Presidente Getúlio regions, Santa Catarina, Brazil (see Fig. 1); and (B) columnar sections of turbidity systems from the Taciba Formation with lithologic description and positions of sandstones samples.

The sedimentary succession comprises a progradational pattern (from the base to the top) of tabular black shales, siltstones, fine-grained sandstones, to thick tabular medium-grained sandstones, presenting load structures and scarce mud intraclasts in its base. Mud intraclasts at the base of some sandstones indicate the passage from high-density turbidity flows (HDTf), which erode the semi-consolidated substrate.

Medium-grained sandstones are moderately selected, normally graded, with a massive bedding (facies Sm), with intraclasts of shale and turboglyphs at its base. Facies Sm is one of the most common features in sandstones and corresponds to the Ta of Bouma and S1 of Zavala

facies (Bouma, 1962; Zavala et al., 2012). According to these authors, these facies indicate sediments transported as suspended load within a sustained turbulent flow accumulated by a gradual gravitational collapse as the flow wanes and loses flow capacity. In long-time hyperpycnal flows, they are associated with climbing ripples (Sr/Tc/S3) sandstones where thick amalgamated packages occur with alternation of these facies, caused by momentary changes in flow conditions (Zavala et al., 2008). Thick-heterolytic successions with massive very fine-grained sandstone bodies with climbing ripples (facies Sr/Tc/S3) are indicative of turbulent flows with high suspended sandy load (Jobe et al., 2012; Mulder and Alexander, 2001; Sumner et al., 2008). Facies S3 often grades horizontally and vertically with facies S2 (Sanders, 1965; Zavala et al., 2006).

Fine-grained sandstone with parallel or low angle truncating lamination (facies Sh/Tb/S2) is very usual in turbidite beds (Bouma, 1962) and suggest a common origin by traction plus fallout processes. According to the Zavala and Shuxin (2018), in hyperpycnal flows, laminated fine-grained sandstones represents transitional facies between massive sandstones (facies Sm/Ta/S1) and sandstones with climbing ripples (facies Sr/Tc/S3).

Massive to laminated siltstone and mudstone (facies Fm/FI/Ta/Tb/S4) as rhythmites facies (> 20 cm of thickness), fine-grained sandstone with ripple cross-lamination and flaser/wavy bedding (facies Sr/Tc/S3), as also aggrading wave structures (symmetric ripples; facies So/Tc/S3w) indicate depositions from muddy hyperpycnal flows in marine environment.

Massive siltstones (Fm) or black shales (Fm/FI/Td-e/L) display abundant and small-scale load cast structures, forming very thick bedsets termed “lofting rhythmites” (Zavala et al., 2006) alternating with shales commonly deposited in basin plain environments (Mutti, 1977).

In the BPR318 and BPR332 outcrops was registered hybrid deposits that contain four divisions of Haughton et al. (2009) (see Fig. 3) facies tract: H1, H2 and H5 divisions. The H1 division is deposited from a high-density turbidity current (like S1 Zavala facies). The H2 division includes clean and clay-rich sandstones, with sheared dewatering pipes that result from episodic near-bed turbulence damping, in a transitional flow between turbidity current and debris flow. This division is overlain by clean sandstones with parallel (Sh) and ripple cross-lamination (Sr) deposited from low-density turbidity current. Furthermore, this division is capped by laminated shales (H5 division) that result from suspension.

5.1.4.2 Mineralogical composition of sandstones

The studied sandstones are generally immature and poorly to medium sorted, with major components of quartz and feldspars grains, matrix, and cements. Muddy and silty-intraclast is very common at the base of sandstones. Quartz is the most abundant grain component in the sandstones with occurrence ranging from 71-84%. Both monocrystalline (Qm) and polycrystalline quartz (Qp) occurs (Fig. 4) and suggests provenance from both granitic and metamorphic rocks. According to Basu et al. (1975), Qm both nonundulose and undulose, usually subangular to subrounded grains (dominant in sandstones), indicate source of plutonic or low-rank metamorphic rocks, respectively.

Feldspars are the second abundant detrital grains in the sandstones and ranges from 12.3 to 26.3% consisting of both alkali feldspar and plagioclase grains (Fig. 4). Feldspar grains may be unaltered but usually are replaced by calcite.

Matrix content ranges from < 1% to 5 % and is mainly composed of clay minerals (as illite or smectite), fine-grained altered feldspar is very difficult to identify. It is not possible to assess how much of the matrix is primary and how much was produced by the alteration of grains (such as feldspars or lithic fragments). In some thin sections calcite and iron cements were observed.

Sandstone reservoir characteristics are largely determined by diagenetic processes that either reduce or enhance porosity. The diagenetic processes include: mechanical and chemical compactions, cementation by quartz, calcite, kaolinite, or ferric oxyhydroxide (FeO(OH)); dissolutions and illitization of unstable feldspar grains.

According to Folk's (1980) classification, the turbidite sandstones of the Taciba Formation can be classified as subarkose and arkose.

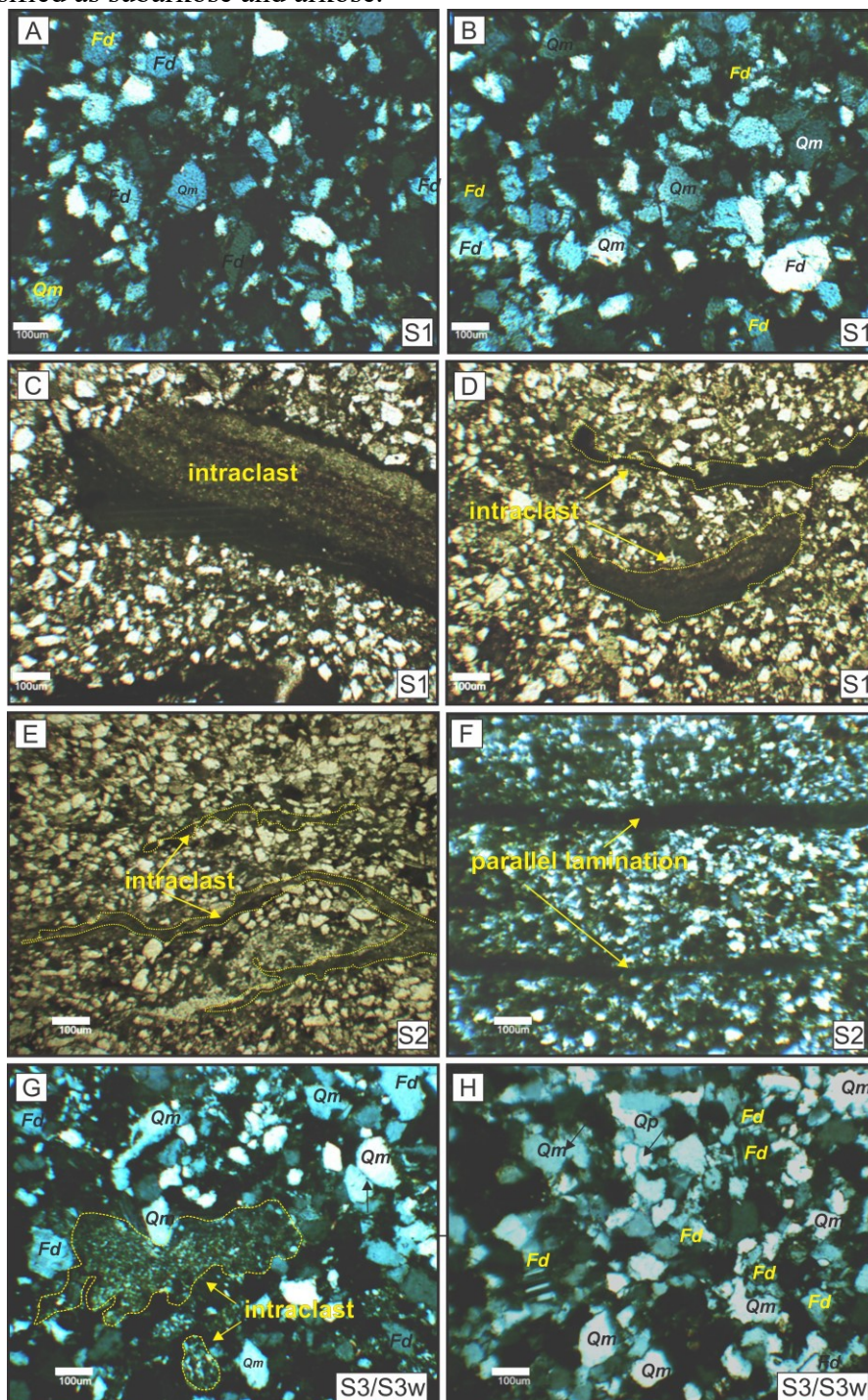


Fig. 4. (A and B) micrography with polarized light representing S1 facies with high concentration of monocrystalline quartz (Qm) and feldspar minerals with dissolution features; (C and D) intraclasts that occur at the base of S1 facies; micrographs on plane polarized (E) and cross polarized (F) light representing the S2 facies with long, thin and continuous intraclasts related to hummocky-like structures; (G and H) cross polarized micrography of the S3 and S3w facies. Monocrystalline quartz (Qm), polycrystalline quartz (Qp), deformed silty-intraclast (pseudomatrix), and feldspar (Fd) grains. Facies code from Zavala and Shuxin (2018).

5.1.4.3 Correlations of physical and mechanical properties

To access physical and mechanical properties, is important to analyze descriptive statistics, outliers, and normality tests to prevent and optimize interpretation of data. The gathered statistical results imply a non-normal distribution and stated an overall good Spearman correlation (Spearman, 1904) and significance (p -value < 0.05) in most properties (Fig. 5). Outliers were encountered in every property, but most of them presented no significant change (less than 2%) in fitting curves. The most impactful sample was the plug BPR256-02i1 reducing the R^2 by 11% on the worst case in apparent specific weight. The values related to this property were withdrawn from interpretation.

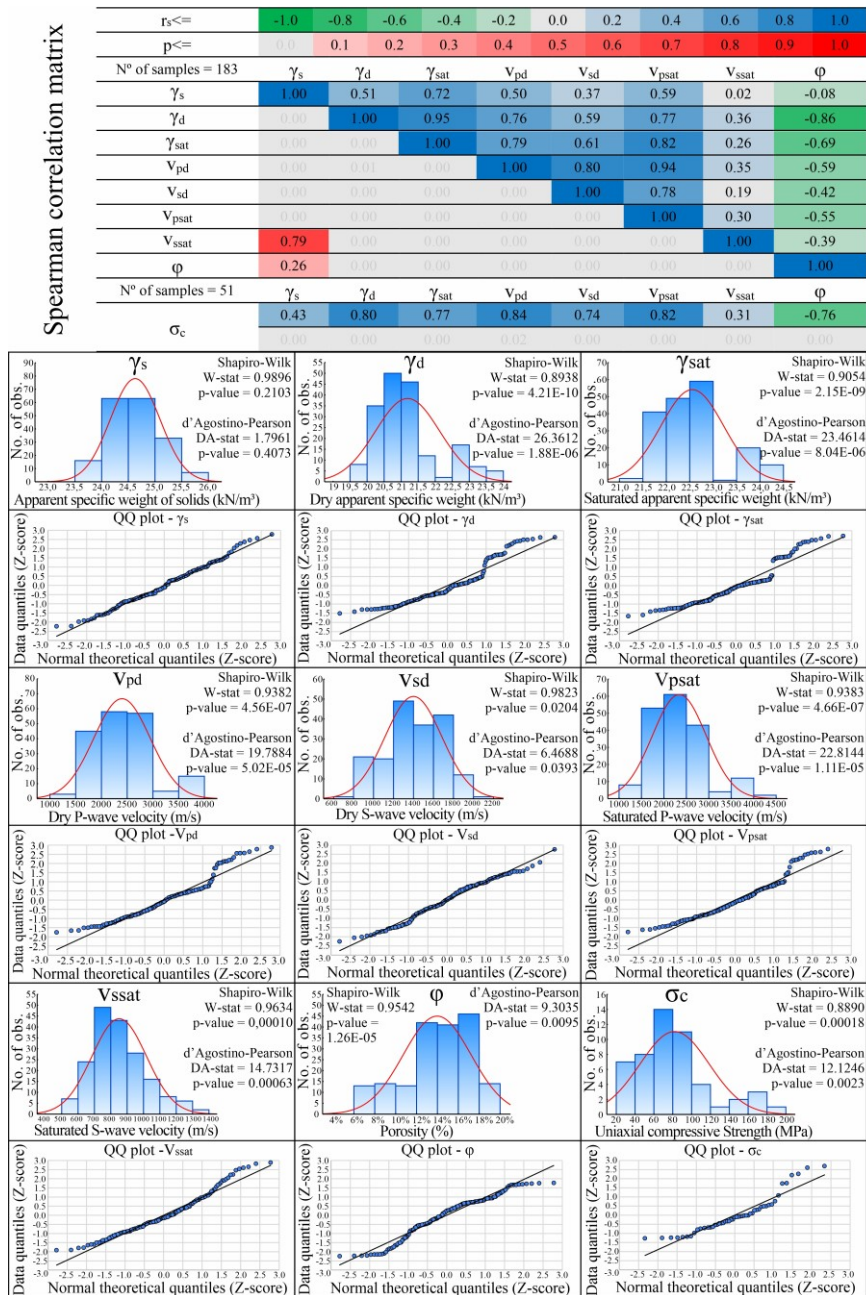


Fig. 5. Descriptive analysis comparing Shapiro-Wilk (W-stat) and d'Agostino-Pearson (DA-stat) tests, frequency histograms, QQ plots and Spearman's correlation matrix for each property presented in Table 1. The bottom half of the correlation matrix shows the p-values. Solid (γ_s), dry (γ_d), saturated (γ_{sat}) apparent specific weight, porosity (ϕ), dry P wave (v_{pd}) and S wave (v_{sd}) velocities, saturated P wave (v_{psat}) and S wave (v_{ssat}) velocities, and uniaxial compressive strength (σ_c).

In this study the definition used for physical and mechanical properties were derivative from Vallejo et al. (2002), where the physical properties resemble the identification and classification properties, without the framework characteristics. While the mechanical properties stay the same.

The analysis of physical and mechanical properties of the turbidite sandstones such as solid (γ_s), dry (γ_d), saturated (γ_{sat}) apparent specific weight, porosity (ϕ), dry P wave (v_{pd}) and S wave (v_{sd}) velocities, saturated P wave (v_{psat}) and S wave (v_{ssat}) velocities, and uniaxial compressive strength (σ_c) are presented in Table 1.

Table 1. Number of plugs per sample, respective facies code and its average values of P and S wave velocity, solid, dry, and saturated apparent specific weight, porosity, and uniaxial compressive strength.

Outcrop	Facies code	N° of plugs	γ_s (kN/m ³)	γ_d (kN/m ³)	γ_{sat} (kN/m ³)	ϕ (%)	v _{pd} (v _{psat}) (m/s)	v _{sd} (v _{ssat}) (m/s)	σ_c (MPa)
BPR097-01	S3w	06	24.38	21.47	22.63	11.94%	2426 (2382)	1335 (1116)	73.45
BPR097-02	S1	12	24.04	20.22	21.77	15.89%	1684 (1506)	1024 (688)	52.49
BPR256-01	S1	06	24.25	20.05	21.74	17.32%	1764 (1574)	1077 (721)	50.11
BPR256-02	S1	08	24.69	20.14	21.94	18.42%	2149 (1967)	1155 (875)	59.42
BPR256-03	S3	03	25.23	22.50	23.56	10.79%	2051 (2246)	1011 (1031)	NaN
BPR256-04	S1	05	24.90	20.96	22.51	15.81%	1772 (1870)	987 (764)	36.24
BPR317-01	S1	01	25.34	22.77	23.76	10.13%	3019 (3251)	1516 (1323)	NaN
BPR317-02	S1	01	25.57	22.23	23.51	13.05%	2707 (2875)	1525 (1224)	NaN
BPR317-03	S3w	08	25.30	23.52	24.21	7.02%	3553 (3686)	1716 (1018)	167.66
BPR317-04	S1	07	25.62	20.85	22.66	18.59%	2755 (2858)	1537 (783)	83.58
BPR317-07	S2	08	24.58	21.33	22.62	13.20%	2461 (2256)	1434 (896)	65.89
BPR317-08	S1	04	24.77	20.44	22.14	17.48%	1983 (1872)	1252 (792)	45.87
BPR318-01	S3w	01	24.34	20.82	22.23	14.45%	2131 (2070)	993 (585)	NaN
BPR318-02	S3w	20	24.86	21.28	22.68	14.38%	2618 (2747)	1766 (754)	79.87
BPR318-04	S1	14	24.45	20.76	22.23	15.08%	1884 (1888)	1139 (813)	59.32
BPR318-05	S1	09	24.47	21.19	22.50	13.36%	2587 (2612)	1700 (873)	84.73
BPR318-06	S1	17	24.14	20.38	21.90	15.57%	2000 (1945)	1250 (814)	58.60
BPR318-07	S1	11	24.79	20.74	22.33	16.35%	2262 (2269)	1498 (873)	58.30
BPR318-08	S1	06	24.19	20.45	21.96	15.46%	2048 (1743)	1337 (814)	58.20
BPR332-01	S3w	04	24.96	22.64	23.55	9.30%	3090 (2542)	1835 (956)	110.37
BPR332-02	S1	19	24.55	21.66	22.81	11.78%	2516 (2349)	1438 (886)	92.18
BPR332-03	S1	09	24.71	22.41	23.33	9.37%	3742 (3727)	1576 (924)	132.85
BPR332-06	S2	04	24.95	22.75	23.61	8.81%	2683 (2409)	1401 (929)	103.59
Equations			Wd*1000/ Vs	Wd*1000/ V	Wsat*1000/ V	Wsat-Wd/ Wsat-Wsub			Is (50) *f
Total plugs	183	183	183	183	183	183	183	183	51

Values in parentheses refer to saturated plugs; Wd = dry weight; Wsat = saturated weight; Wsub = submerged weight; V = volume; Vs = volume of solids; gravity acceleration (9,8 m/s²); Is (50) = *Point Load Index* for 50 mm diameters; f = correction factor (23). NaN = no data. Facies code from Zavala and Shuxin (2018).

Even in sandstones the range of quantitative properties is large, going between 2500 to 4500 m/s in P wave velocities, 1500 to 3000 m/s in S wave velocities, 21.28 to 26.47 kN/m³ in apparent specific weight, 1 to 35% in ϕ , and 20 to 170 MPa in σ_c (Farmer, 1983; Vallejo et al., 2002; Zhang, 2016).

According to the results, the values of solids (γ_s) range from 20.08 kN/m³ to 25.92 kN/m³ and standard deviation (std) of 0.57 kN/m³. On the other hand, dry (γ_d) values vary from 17.25 kN/m³ to 23.68 kN/m³ and std of 0.98 kN/m³. Likewise, γ_{sat} whose values are distributed between 18.63 kN/m³ to 24.37 kN/m³ and std of 0.73 kN/m³. As well the ϕ which showed values ranging from 6.67% and 19.71% and std of 3.23%.

Continuing, the values of v_{pd} varies from 1436 and 4061 m/s and std of 549 m/s. Moreover, v_{psat} range from 1298 m/s to 4140 m/s and std of 600 m/s. Furthermore. v_{sd} fluctuate from 757

to 2186 m/s and std of 285 m/s. As well as v_{ssat} ranging from 532 to 1333 m/s and std of 167 m/s. Ultimately the σ_c varying from 35.18 to 181.21 MPa and std of 36.48 MPa.

As shown in Fig. 5 the properties are well correlated but is imperative the association with different authors. Data presented lower values of γ_s than usual, compared with ϕ , grouped in the clay minerals zone (Fig. 6A). Comparing this estimation of mineral composition with described in thin sections, the results doesn't match. Highlighting a difference from effective to total porosity caused by the calculation method. River-marine to shallow marine quartz sandstones (Nubia sandstones) presented higher ϕ values (Kassab and Weller, 2015). Deep marine reservoir sandstones deposited in submarine fans from Chicontepec Basin (Silva, 2013), quartz and arkose sandstones from Rio Bonito Formation (França, 2017), and depth collected (2000 to 3000m approx.) continental shelf margin dominated by tides quartz sandstone (Basal Sandstone Unit) from Western Canada Sedimentary Basin (Weides et al., 2014) showed similar values.

Both γ_d and γ_{sat} are closely related with ϕ in a negatively proportional relationship caused by their interdependency and subjected to framework changes (Fig. 6B; Tiab and Donaldson 2016). The results showed good to very good correlation with potential trend. Kassab and Weller (2015) samples exhibited a liner trend with R^2 of 87.58% (γ_d) and 73.10% (γ_{sat}), and lower γ_d and γ_{sat} values that are influenced negatively by the higher porosity. França (2017) presented samples with exponential trend and R^2 of 90.07% (γ_d), with similar γ_{sat} values. Channel aeolian kaolinitic sandstone (Wunder, 2016) showed a potential trend and R^2 of 89.42% (γ_d). This sandstones sort of continues the values of plugs in a complementary fashion with increasing ϕ and decreasing γ_d . Sandstone, siltite and conglomerate boring samples from Nenjiang, Yaojia, Quantou and Shahezi formations in Songliao Basin (Lu et al., 2020) exhibited linear trend and R^2 of 79.10% (γ_d). Carbonate, clayey-carbonate, and clayey sandstones from Yatağan (Mugla), Gölbaşı-Haymana Highway and Üzülmez (Zonguldak) (Karakul and Ulusay, 2013) presented only three values, making it difficult to determine a credible trend. Its clayey and carbonate content can explain the low to medium porosity attested.

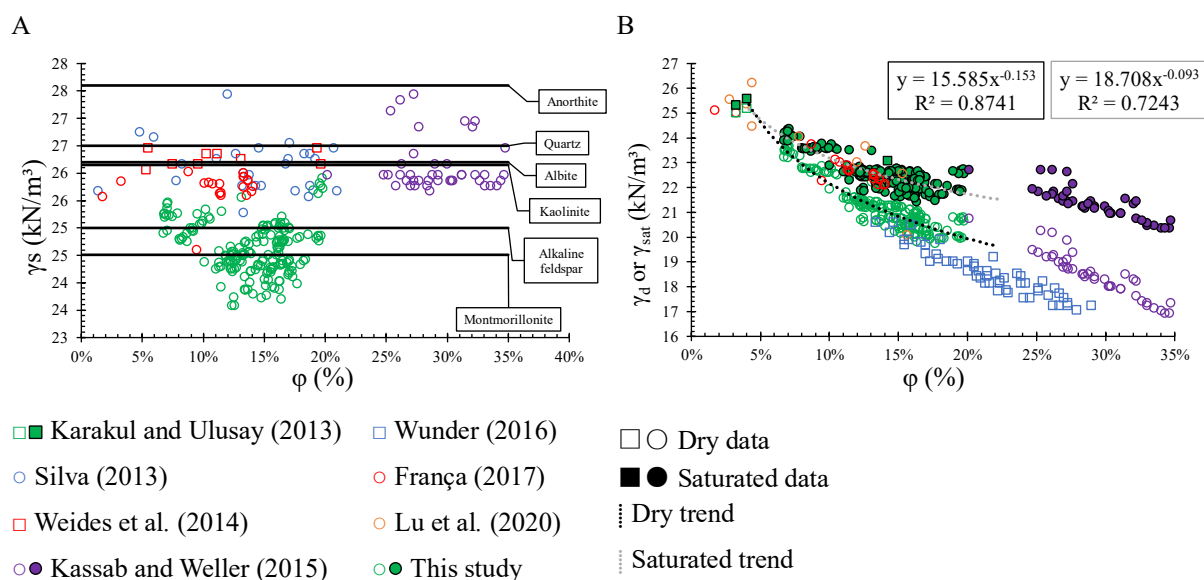


Fig. 6. Comparison between physical properties with different authors. (A) Apparent specific weight of solids with porosity; (B) apparent specific weight with porosity.

Wave velocities are influenced by porosity, saturation degree and fluid properties which can show a negative relationship (Fig. 7A-B; Hamada and Joseph, 2020; Karakul and Ulusay, 2013; Kassab and Weller, 2015; Zhang, 2016). The P wave values showed a good relationship with potential trends. In contrast S wave values presented exceptionally low correlation with

no clear trend (cloud of points). Specially in S wave values the operator's visually interpretation in its time of arrival could add imprecision on the gathered results. It should be noted that values with higher v_{pd} than v_{psat} could be related to effective clay content or low bulk compressibility of plugs (Biot, 1956; Karakul and Ulusay, 2013). Kassab and Weller (2015) demonstrated samples with R^2 of 21.16% (v_{pd}) and 38.44% (v_{psat}) and linear trend, besides v_{sd} e v_{ssat} which showed no correlation. As described by the author the clay content and lining iron oxides of the samples are elements that enhance the pore distribution and throat radius. Despite porosity's enhancement, the clay content has a negatively effect on P and S wave velocities, mainly when structured or laminated (Miner 1982; Han et al. 1986). Lu et al. (2020) showed samples with linear trend and R^2 of 72.65% (v_{pd}) and 73.38% (v_{sd}). The authors revealed a positive correlation for increasing depth with density and wave velocity, caused by the particles being closely connected, smaller pores and a blocky mesostructure.

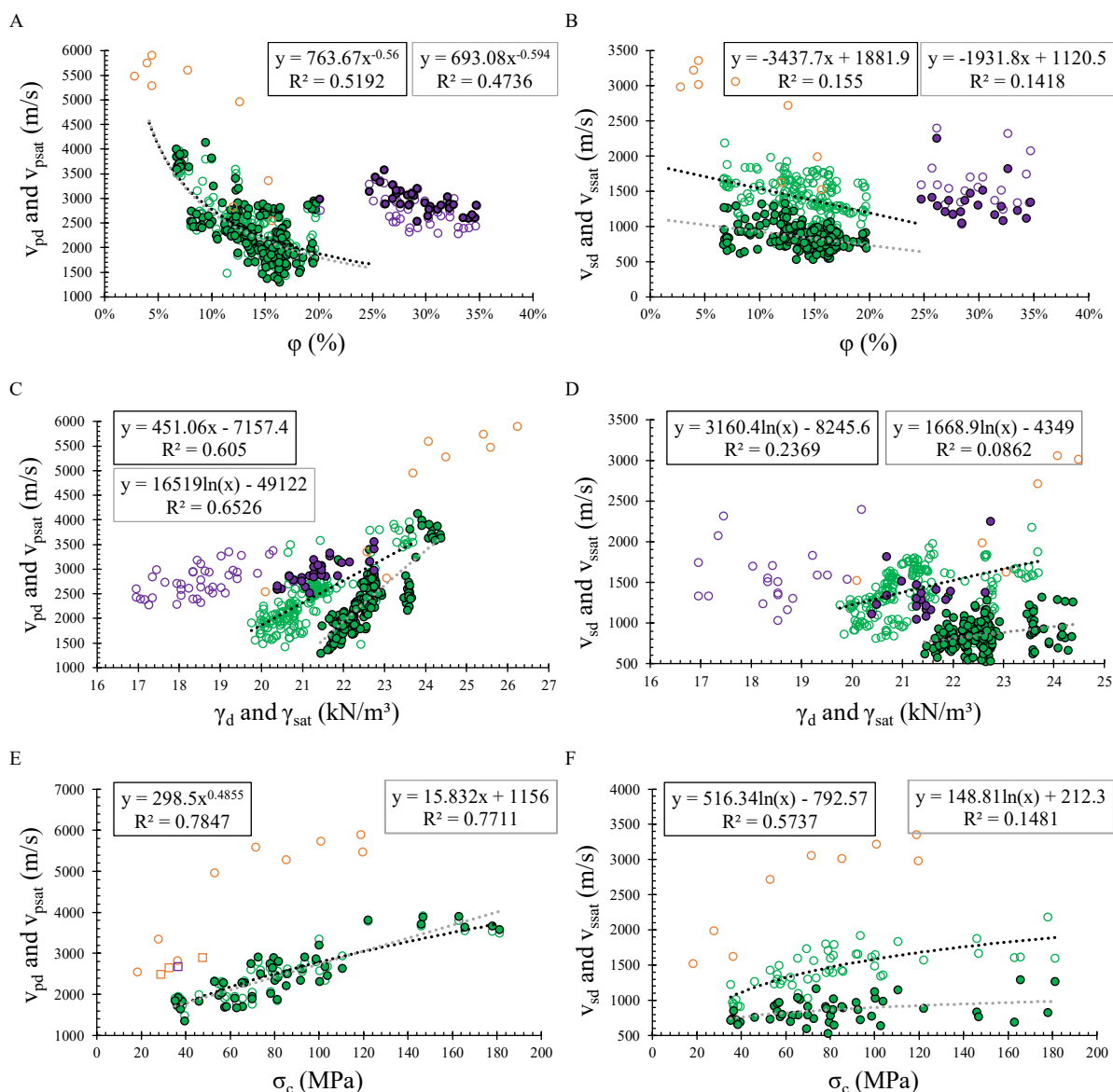
Those same wave velocities are also influenced by clay content, framework and density of rocks which can present a positive relationship (Fig. 7C-D; Zhang 2016). Correlations were made with properties in the same saturation state (dry or saturated). As stated above, a variety of properties influence the wave velocities which compose or depend on the apparent specific weight. The P wave values showed a good relationship with a linear (v_{pd}) and logarithmic (v_{psat}) trends. However, v_{sd} presented poor relationship with a logarithmic trend and v_{ssat} displayed a cloud of points with no significant correlation. Values in this correlation showed greater scattering than the one mentioned above. This can be explained by the impreciseness in the gathered results, as well as apparent specific weight property generalization for porosity, clay content and framework elements. Kassab and Weller (2015) showed samples with a linear trend and R^2 of 31.36% (v_{pd}) and 59.29% (v_{psat}). Their S wave values did not reveal any trends. Lu et al. (2020) presented samples with a linear trend and R^2 of 78.47% (v_{pd}) as well as a potential trend and R^2 of 79.41% (v_{sd}). As mentioned before, the depth variation influences directly in the density/apparent specific weight of the samples.

Nevertheless, wave velocities are as well deep related with mechanical deformational properties as σ_c , Poisson's ratio and Young's modulus with overall positive correlations (Fig. 7E-F; Gupta and Seshagiri Rao 1998; Karakul and Ulusay 2013). Values range from very good (v_{pd} and v_{psat}) to good (v_{sd}) and poor (v_{ssat}) relationships, with potential (v_{pd}), linear (v_{psat}), and logarithmic (v_{sd} and v_{ssat}) trends. Lu et al. (2020) presented samples with logarithmic trend and R^2 of 87.89% (v_{pd}) and 87.44% (v_{sd}). Fine, medium, and coarse sandstones from different depths in Xiao Jihan Coal Mine (Yu et al., 2021) exhibited logarithmic trend and R^2 of 97.65% (v_{pd}). Despite the high correlation, the data quantity of three samples could represent a trend bias. In a similar way, a single medium- to fine-grained lithic quartz sandstone from Ningxiang City, Hunan Province (Zhu et al., 2021) showed v_{pd} values of 2685.36 m/s and σ_c of 36.53 MPa.

Negative relationships with σ_c with ϕ is based on the porosity influence on the rock structure (Fig. 7G; Zhang 2016). Strength values presented very good relationship and negatively potential trend. Lu et al. (2020) samples showed R^2 of 92.47% with linear trend followed by Weides et al. (2014) and Wunder (2016) data.

The properties addressed in this section are deeply related and significantly influence each other (Farmer, 1983; Tiab and Donaldson, 2016; Vallejo et al., 2002; Zhang, 2016). In these correlations the main controlling factors were the framework, ϕ and clay content. Data showed a complementary behavior among values from different authors, remaining in the sandstone range. The difference in ϕ , γ_s , γ_d and γ_{sat} could be related to the subarkose to arkose composition and immature and poorly to medium sorting of the sandstones compared to quartz-rich samples (Kassab and Weller, 2015) and better sorting depositional environments (Wunder, 2016). These characteristics combined with porous system and fluid saturation can influence mechanical properties as σ_c as well (Gregory, 1976; Qi et al., 2022). Structure

elements as microcracks can affect negatively wave velocities according to its density and length variations (Hudson and Harrison, 1997; Kassab and Weller, 2015). As well as low bulk compressibility whose explains unusual higher dry P wave velocities compared to saturated P wave velocities (Biot, 1956). Clay content dispute with porosity as the most important parameter in reducing wave velocities, with a bigger influence when its structure or laminated perpendicular to the measurement direction (Han et al., 1986; Karakul and Ulusay, 2013; Minear, 1982). Nevertheless, Karakul and Ulusay (2013) introduced a variable called effective clay content (porosity plus clay content as a function of saturation), which in high values could explain the unusual behavior according P wave velocities.



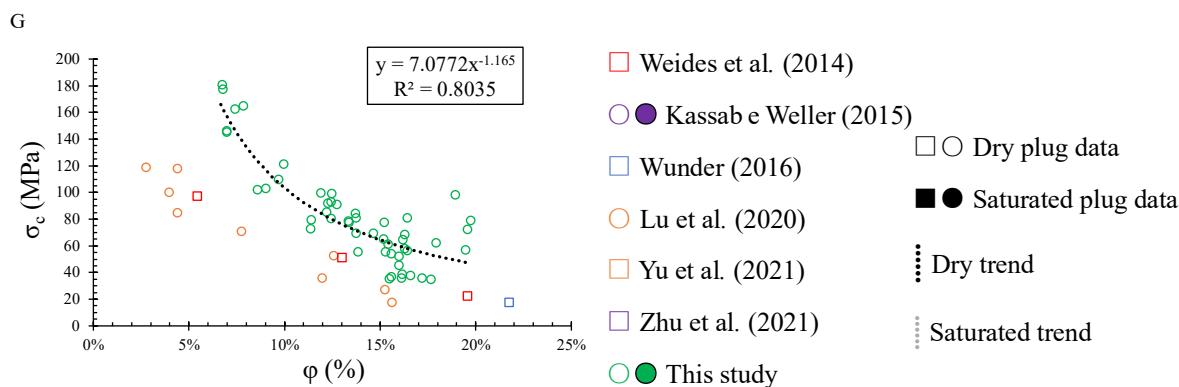


Fig. 7. Comparison between physical and mechanical properties with different authors. (A) P wave velocity with porosity; (B) S wave velocity with porosity; (C) P wave velocity with apparent specific weight; (D) S wave velocity with apparent specific weight; (E) P wave velocity with uniaxial compressive strength; (F) S wave velocity with uniaxial compressive strength; (G) uniaxial compressive strength with porosity.

5.1.4.4 Correlation of physical and mechanical properties versus related turbidite facies

From the integrated analysis of physical and mechanical properties, facies, and mineralogical composition of turbidite sandstones it was possible to establish the interrelationship between them. Physical and mechanical properties are engineering parameters that allow to understand the inherent characteristics and mechanical behavior of rocks. These properties are related, for example, to the structure, texture, mineralogical composition, pore distribution and type of fluids in the rock. Therefore, these properties are widely used in geophysics, engineering, and petroleum exploration, to help understand the origin, evolution, behavior, and potential of a reservoir for hydrocarbons and other fluids.

Based on the data presented in this work, it was possible to verify a good correlation between sedimentary facies, mineralogical composition, physical and mechanical parameters of turbidite sandstones from the Taciba Formation (Itararé Group; Fig. 3A). The facies S associations (sensu Zavala and Shuxin 2018: collapse of suspended-load related sedimentary facies) attest that the sandstones analyzed in this work were deposited by hyperpycnal flows as an extrabasinal submarine fans environment. These sand-rich submarine fans may occur as laterally bodies that, in many situations, are not in physical contact with one another (Fig. 3B).

Many facies tracts have been proposed to explain the processes and products of sediment gravity flows in subaqueous environments (Bouma, 1962; Lowe, 1982; Mutti et al., 2003; Postma et al., 1983; Zavala, 2008). However, in this study the facies model proposed by Zavala (2008) was the one that allowed better integration with the physical and mechanical data of the sandstones (Fig. 8A-I).

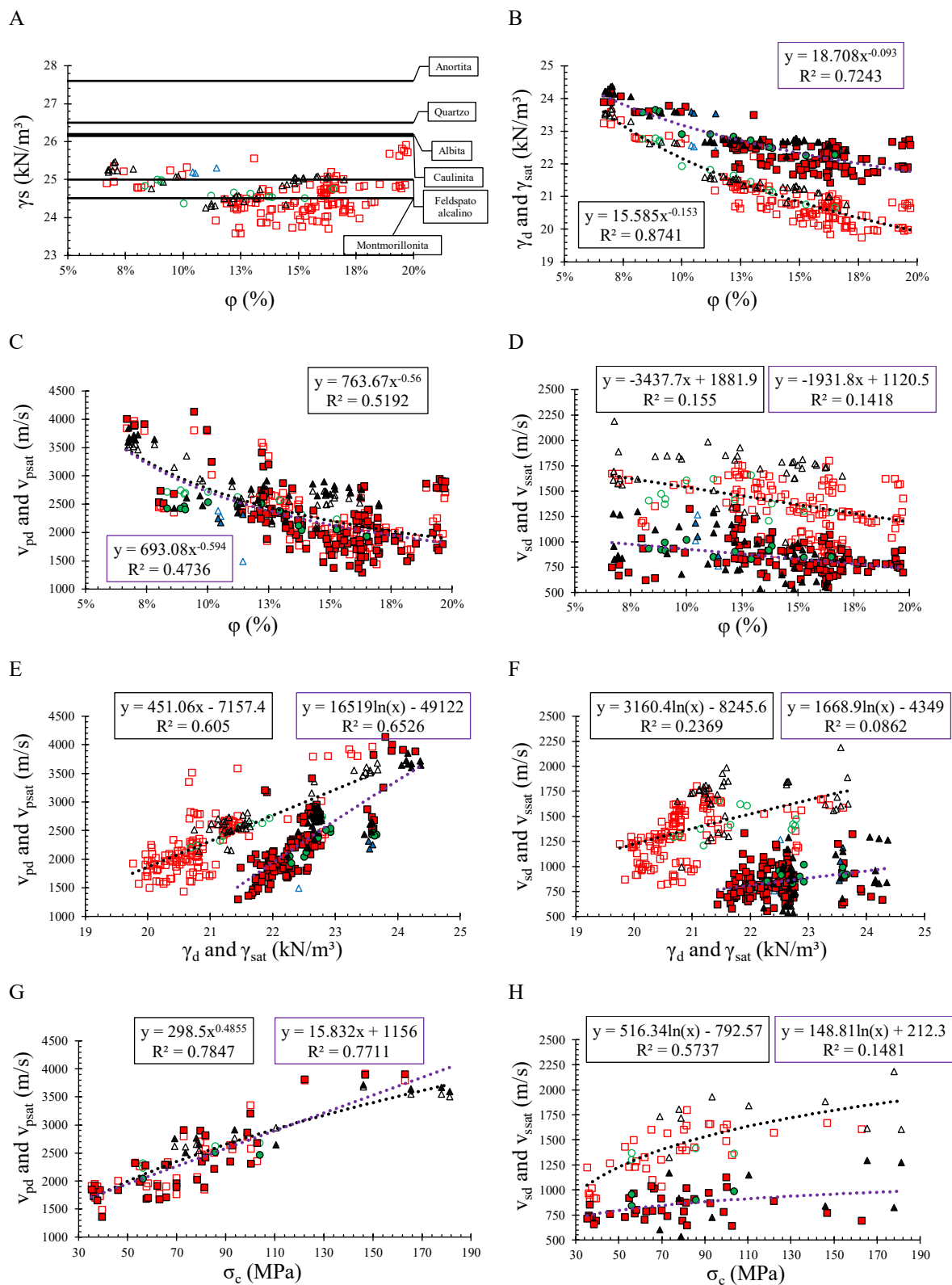
The facies S1 is the most frequent of the samples analyzed, which data is concentrated in the lowest values of γ_s , γ_d , γ_{sat} , v_{pd} , v_{psat} , v_{sd} , v_{ssat} , and σ_c , while in highest values of ϕ . Additionally, this facies was the one with the greatest dispersion of data. On the other hand, facies S2 presented intermediate to low values for all properties.

Facies S3 showed intermediate to low values for ϕ , v_{pd} , v_{psat} , v_{sd} and v_{ssat} , while intermediate to high values for γ_s , γ_d , and γ_{sat} . It was not possible to gather results for σ_c property. Facies S3w presented two areas of concentration. The first one with low values of ϕ and high values for the other properties, and the second one with intermediate to- high values for all properties.

Additionally, the petrographic data attest to an increase in clay content from facies S1 to facies S3. Generally, these facies have a transitional relationship laterally and vertically, passing from facies S1 (massive sandstones) to facies S2 (sandstone with parallel lamination),

from facies S3 (sandstones with current cross-lamination) or facies S3w (sandstones with symmetrical ripples).

Therefore, considering the depositional processes involved (e.g., HDTf or LDTf, see Fig. 3B), it is possible to state that the viscosity and speed of sediment flow are primary factors that control the distribution of facies, and consequently physical and mechanical properties.



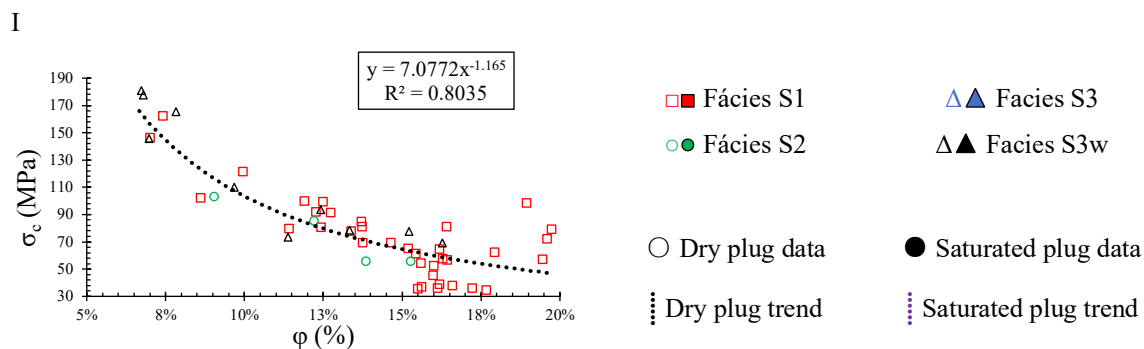


Fig. 8. Comparisons of physical and mechanical properties categorized by turbidite facies code (see Fig. 6 and Fig. 7; Zavala and Shuxin, 2018). (A) Apparent specific weight of solids with porosity; (B) apparent specific weight with porosity; (C) P wave velocity with porosity; (D) S wave velocity with porosity; (E) P wave velocity with apparent specific weight; (F) S wave velocity with apparent specific weight; (G) P wave velocity with uniaxial compressive strength; (H) S wave velocity with uniaxial compressive strength; (I) uniaxial compressive strength with porosity.

On this same note, trend from properties values showed an overall inverted relationship with porosity as a function of sedimentary facies (Fig. 9). The ϕ mean values presented a generalized descending trend as facies progress on deposition from turbulent flow (S1 to S3). on the other hand, apparent specific weight, V_{pd} , V_{psat} , V_{sd} , and σ_c exhibited a generalized ascending trend.

Facies S3 and S3w represent the final stages of turbulent sand load deposition in collapsed suspension, characterized by a drop-in sediment supply rate and flow velocity. In this phase of deposition, flaser heterolytic beds are formed, for example. In this study the samples characterized as from these facies showed significant differences in clay content, bedding, sorting, and structures (Fig. 3B). The flaser bedding, current cross-lamination, laminated and higher content of clay from S3 facies compared to better sorted, symmetrical ripples, detrital or in form of intraclasts lower clay content from S3w facies can explain the higher apparent specific weight values to lower porosity and majority of wave velocities values (Han et al., 1986; Karakul and Ulusay, 2013; Minear, 1982; Tiab and Donaldson, 2016). The V_{ssat} is unaffected by this variation.

Nevertheless, the alteration of grains (feldspars or intraclasts) to clay, or the production of cements (meso- or telogenetic) during diagenesis, although not very significant in these sandstones, could be considered.

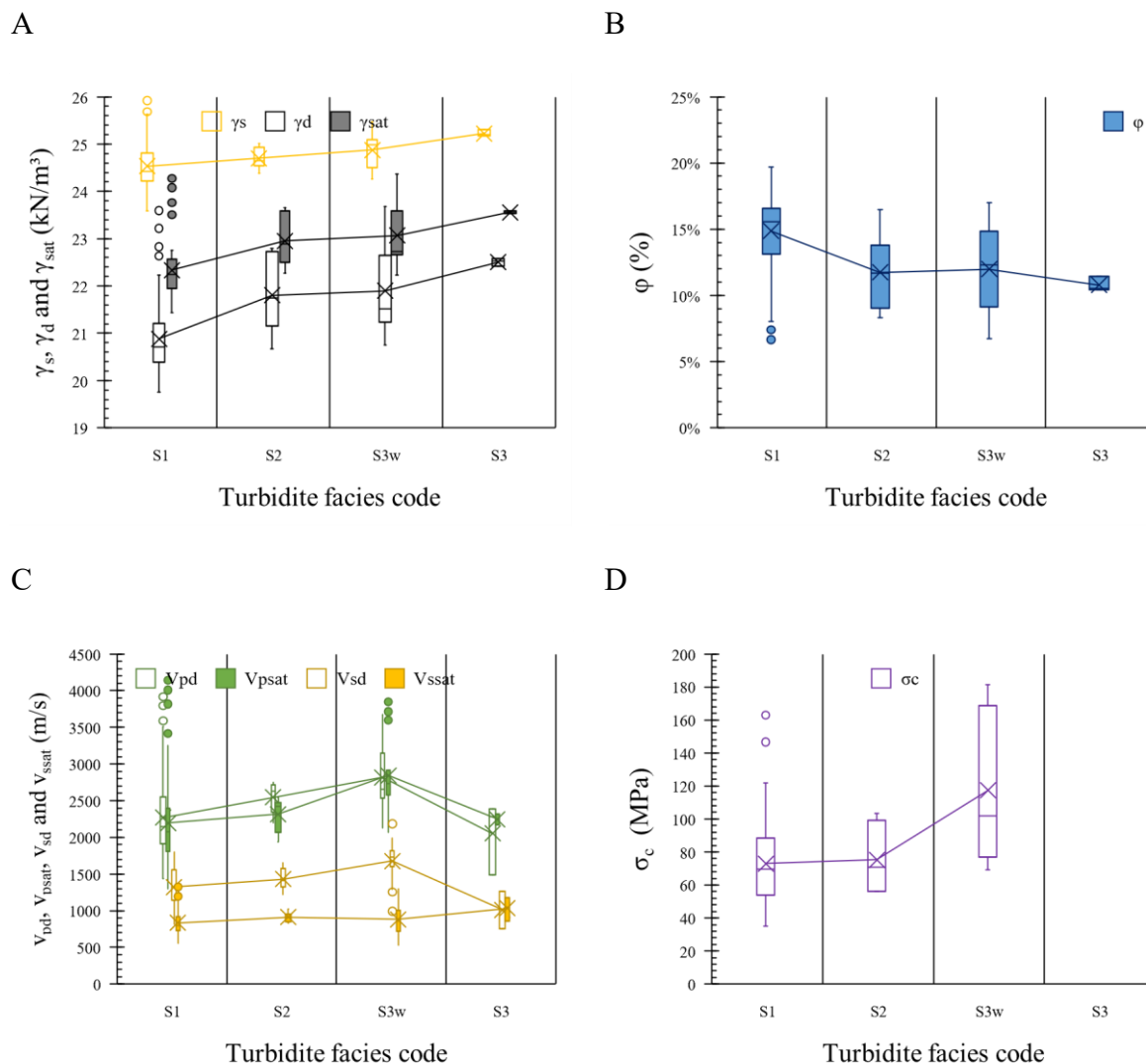


Fig. 9. Comparison between physical and mechanical properties with turbidity flows (facies code of Zavala et al. (2012): (A) apparent specific weights, (B) porosity, (C) P- and S-wave velocities, and (D) uniaxial compressive strength.

5.1.5 Conclusions

In this study, the integration of rock mechanics, faciological and petrographic data made it possible to determine the relationship between sedimentary processes and the physical and mechanical properties of turbidite sandstones.

The turbidite sandstones studied showed satisfactory correlations between physical and mechanical aspects due to the distribution of facies patterns generated by long-lasting hyperpycnal flows in an extrabasinal submarine fan environment in Paraná Basin.

The lateral and vertical relationship of sedimentary facies S1 to S3w characterizes progressive changes in the flow regime during sedimentation processes, showing a progressive decrease in viscosity and flow velocity. Therefore, porosity values and wave propagation speed change as a function of suspended material ratio (or clayey intraclasts) and sedimentary structures (flaser/wavy bedding) from facies S1 to facies S3 of the sandstones.

Turbidite sandstones are subarkosic and arkosic presenting different porosity values depending on faciological changes. However, as the porosity calculation only considered the

effective absorption of fluids in the sandstones, possible interference from the cement and clay mineral content arising from the alteration of unstable minerals must be considered.

The average physical and mechanical properties trends are inversely controlled by porosity variations. The apparent specific weights and the resistance to uniaxial compression showed mirror behavior in relation to this property. The propagation velocities of P- and S-waves resemble this behavior, but with variations more associated with faciological changes in the sandstones. S-wave velocities in saturated samples do not exhibit significant variations with changes in sedimentary facies, or any other measured property.

Based on these results, for future work, we recommend higher precision experiments to i) deepen the interpretation of geomechanical properties, integrated with petrographic and geochemical studies to make considerations about provenance and related diagenetic processes; ii) test this same methodology in turbidity systems from other tectonic contexts; and iii) include petrophysical quantitative analysis to model the distribution of permoporous systems.

5.1.6 Author contributions

Bruno Osmar Gonzatto: Conceptualization, Data curation, Formal analysis, Methodology, Investigation, Project administration, Supervision, Validation, Visualization, Writing – original draft. **Murilo da Silva Espíndola:** Conceptualization, Methodology, Project administration, Resources, Supervision, Validation, Writing – review & editing. **Marivaldo dos Santos Nascimento:** Conceptualization, Funding Acquisition, Investigation, Project administration, Resources, Supervision, Validation, Visualization, Writing – review & editing. **Mateus Agostini:** Conceptualization, Data curation, Validation, Investigation, Methodology. **Nilo Rodrigues:** Conceptualization, Validation, Investigation, Methodology. **Gabriel Figueiredo Costa:** Validation, Investigation, Methodology.

5.1.7 Funding

This work was supported by the Petrobras (Petróleo Brasileiro S.A.) in part of MLTurb project ongoing in the Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC).

5.1.8 Declaration of interests

The authors declare that they have no known competing financial interests or personal relationships that could have appeared to influence the work reported in this paper.

5.1.9 Acknowledgments

To all members in the Laboratório de Geotecnia Aplicada (LGA/UFSC) and Laboratório de Análise de Bacias Sedimentares e Reservatórios (LABAC/UFSC) that contributed on data organization and investigation. To the Grupo de Pesquisa em Ensaios Não Destrutivos (GPEND/UFSC) for availability of Pundit Lab (+) and assistance in wave velocities recordings.

5.1.10 References

- Almeida, L.R.B. de, Soares, J.A., Tabosa, L.D.G., 2016. Propriedades petrofísicas de padrões internacionais de rochas sedimentares, in: Proceedings of the 7 Simpósio Brasileiro de Geofísica. Sociedade Brasileira de Geofísica, pp. 1–6. <https://doi.org/10.22564/7simbgf2016.179>

- Amyx, W.J., Bass, M.D., Whiting, L.R., 1960. *Petroleum Reservoir Engineering*. McGraw-Hill Book Company.
- ASTM, 2016. Standard Test Method for Determination of the Point Load Strength Index of Rock and Application to Rock Strength Classifications. D5731-16. American Society for Testing and Materials 93, 1–11. <https://doi.org/10.1520/D5731-16>
- Aydin, A., 2014. Upgraded ISRM suggested method for determining sound velocity by ultrasonic pulse transmission technique. *Rock Mech Rock Eng* 47, 255–259. <https://doi.org/10.1007/s00603-013-0454-z>
- Basu, A., Steven, W., Young, L., 1975. Re-evaluation of the Use of Undulatory Extinction and Polycrystallinity in Detrital Quartz for Provenance Interpretation. *SEPM Journal of Sedimentary Research* Vol. 45. <https://doi.org/10.1306/212F6E6F-2B24-11D7-8648000102C1865D>
- Bates, C.C., 1953. Rational Theory of Delta Formation. *Am Assoc Pet Geol Bull* 37, 2119–2162. <https://doi.org/10.1306/5CEADD76-16BB-11D7-8645000102C1865D>
- Biot, M.A., 1956. Theory of Propagation of Elastic Waves in a Fluid-Saturated Porous Solid. II. Higher Frequency Range. New York.
- Bouma, A.H., 1962. *Sedimentology of Some Flysch Deposits: A Graphic Approach to Facies Interpretation*. Elsevier.
- Brown, E.T., 1981. Rock characterization testing and monitoring: ISRM suggested methods for Determining Water Content, Porosity, Density, Absorption and Related Properties and Swelling and Slake-Durability Index Properties 81–89.
- Bucheli, A.J.D.L.R., 2005. *Estudo de Propriedades e Comportamento Geomecânico de Rochas-Reservatório (Dissertation)*. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
- Cioccari, G.M., Mizusaki, A.M.P., 2019. Sistemas petrolíferos atípicos nas bacias paleozoicas brasileiras - Uma revisão. *Geociências* 38, 367–390.
- D'Agostino, R., Pearson, E.S., 1973. Tests for Departure from Normality. Empirical Results for the Distributions of b^2 and \sqrt{b} . *Biometrika* 60, 613. <https://doi.org/10.2307/2335012>
- Farmer, I.W., 1983. *Engineering Behaviour of Rocks*, 2nd ed. Chapman and Hall, London.
- Folk, R.L., 1980. *Petrology of Sedimentary Rocks*. Hemphill Pub. Co, Austin, Texas.
- França, A.B., Potter, P.E., 1991. Stratigraphy and Reservoir Potential of Glacial Deposits of the Itarare Group (Carboniferous-Permian), Parana Basin, Brazil. *Am Assoc Pet Geol Bull* 75, 62–85. <https://doi.org/10.1306/0C9B273B-1710-11D7-8645000102C1865D>
- França, A.B., Potter, P.E., 1988. Estratigrafia, ambiente deposicional e análise de reservatório do Grupo Itarare (Permocarbonífero), Bacia do Parana (Parte 1). *Boletim de Geociências - Petrobras* 2, 147–191.
- França, O. de M., 2017. *Caracterização Petrofísica e petrográfica de arenitos do poço 1-PN-14SC-12 Formação Rio Bonito - Bacia do Paraná (TCC)*. Univesidade Federal Fluminense.
- Gregory, A.R., 1976. Fluid saturation effects on dynamic elastic properties of sedimentary rocks. *GEOPHYSICS* 41, 895–921. <https://doi.org/10.1190/1.1440671>
- Gupta, A.S., Seshagiri Rao, K., 1998. Index properties of weathered rocks: inter-relationships and applicability. *Bulletin of Engineering Geology and the Environment* 57, 161–172. <https://doi.org/10.1007/s100640050032>
- Hamada, G., Joseph, V., 2020. Developed correlations between sound wave velocity and porosity, permeability and mechanical properties of sandstone core samples. *Petroleum Research* 5, 326–338. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2020.07.001>
- Han, D.-H., Nur, A., Morqan, D., 1986. Effects of porosity and clay content on wave velocities in sandstones, *GEOPHYSICS*.
- Houghton, P., Davis, C., McCaffrey, W., Barker, S., 2009. Hybrid sediment gravity flow deposits – Classification, origin and significance. *Mar Pet Geol* 26, 1900–1918. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2009.02.012>

- Hicks, W.G., Berry, J.E., 1956. Application of continuous velocity logs to determination of fluid saturation of reservoir rocks*. *Geophysics* 21, 739–754.
- Huang, Y., 2018. Sedimentary characteristics of turbidite fan and its implication for hydrocarbon exploration in Lower Congo Basin. *Petroleum Research* 3, 189–196.
- Hudson, J.A., Harrison, J.P., 1997. *Engineering rock mechanics: an introduction to the principles*. Elsevier Science.
- Ingersoll, R. V., Bullard, T.F., Ford, R.L., Grimm, J.P., Pickle, J.D., Sares, S.W., 1984. The effect of grain size on detrital modes: a test of the Gazzi-Dickinson point-counting method. *J Sediment Petrol* 54, 103–116.
- ISRM, 1985. “Suggested Methods for Determining Point Load Strength”, International Society for Rock Mechanics Commission on Testing Methods. *Int. J. Rock. Mech. Min. Sci. and Geomechanical Abstr.* 22, 53–60.
- Jaeger, J.C., Cook, N.G.W., Zimmerman, R.W., 2007. *Fundamentals of Rock Mechanics*, 4th ed. Blackwell Publishing Ltd.
- Jobe, Z.R., Lowe, D.R., Morris, W.R., 2012. Climbing-ripple successions in turbidite systems: depositional environments, sedimentation rates and accumulation times. *Sedimentology* 59, 867–898. <https://doi.org/10.1111/j.1365-3091.2011.01283.x>
- Karakul, H., Ulusay, R., 2013. Empirical correlations for predicting strength properties of rocks from P-wave velocity under different degrees of saturation. *Rock Mech Rock Eng* 46, 981–999. <https://doi.org/10.1007/s00603-012-0353-8>
- Kassab, M.A., Weller, A., 2015. Study on P-wave and S-wave velocity in dry and wet sandstones of Tushka region, Egypt. *Egyptian Journal of Petroleum* 24, 1–11. <https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2015.02.001>
- Lowe, D.R., 1982. Sediment gravity flows: II. Depositional models with special reference to the deposits of high-density turbidity currents. *J Sediment Petrol* 52, 279–297. <https://doi.org/10.1306/212f7f31-2b24-11d7-8648000102c1865d>
- Lu, Y., Li, Cong, He, Z., Gao, M., Zhang, R., Li, Cunbao, Xie, H., 2020. Variations in the physical and mechanical properties of rocks from different depths in the Songliao Basin under uniaxial compression conditions. *Geomechanics and Geophysics for Geo-Energy and Geo-Resources* 6, 1–14. <https://doi.org/10.1007/s40948-020-00163-z>
- Mendonça, P.M.M., Sqadini, A.R., Milani, E.J., 2003. Exploration at Petrobras: 50 years of success. *Boletim de Geociências - Petrobras* 12, 9–58.
- Miall, A.D., 2006. *The Geology of Fluvial Deposits, The Geology of Fluvial Deposits*. <https://doi.org/10.1007/978-3-662-03237-4>
- Milani, E.J., França, A.B., Medeiros, R.Á., 2007a. Rochas geradoras e rochas-reservatório da Bacia do Paraná, faixa oriental de afloramentos, Estado do Paraná. *Boletim de Geociências da Petrobrás* 15, 135–162.
- Milani, E.J., Melo, J.H.G. de, Souza, P.A. de, Fernandes, L.A., França, A.B., 2007b. Bacia do Paraná. *Boletim de Geociências - Petrobras* 15, 265–287.
- Miner, J.W., 1982. Clay Models and Acoustic Velocities, in: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/11031-MS>
- Mulder, T., Alexander, J., 2001. The physical character of subaqueous sedimentary density flows and their deposits. *Sedimentology* 48, 269–299. <https://doi.org/10.1046/j.1365-3091.2001.00360.x>
- Mutti, E., 1992. *TURBIDITE SANDSTONES*.
- Mutti, E., 1977. Distinctive thin-bedded turbidite facies and related depositional environments in the Eocene Hecho Group (South-central Pyrenees, Spain). *Sedimentology* 24, 107–131. <https://doi.org/10.1111/j.1365-3091.1977.tb00122.x>

- Mutti, E., Tinterri, R., Benevelli, G., Biase, D. di, Cavanna, G., 2003. Deltaic, mixed and turbidite sedimentation of ancient foreland basins. *Mar Pet Geol* 20, 733–755. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2003.09.001>
- Normark, W.R., Barnes, N.E., Bouma, A.H., 1985. Comments and New Directions for Deep-Sea Fan Research, in: Bouma, A.H., Normark, W.R., Barnes, N.E. (Eds.), *Submarine Fans and Related Turbidite Systems*. Springer New York, New York, NY, pp. 341–343. https://doi.org/10.1007/978-1-4612-5114-9_48
- Normark, W.R., Posamentier, H., Mutti, E., 1993. Turbidite systems: State of the art and future directions. *Reviews of Geophysics* 31, 91–116.
- Postma, G., Roep, T.B., Ruegg, G.H.J., 1983. Sandy-gravelly mass-flow deposits in an ice-marginal lake (Saalian, Leuvenumsche Beek Valley, Veluwe, The Netherlands), with emphasis on plug-flow deposits*. *Sediment Geol* 34, 59–82.
- Prather, B.E., 2003. Controls on reservoir distribution, architecture and stratigraphic trapping in slope settings. *Mar Pet Geol* 20, 529–545. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2003.03.009>
- Qi, Y., Ju, Y., Yu, K., Meng, S., Qiao, P., 2022. The effect of grain size, porosity and mineralogy on the compressive strength of tight sandstones: A case study from the eastern Ordos Basin, China. *J Pet Sci Eng* 208. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109461>
- Sanders, J.E., 1965. Primary Sedimentary Structures Formed by Turbidity Currents and Related Resedimentation Mechanisms, in: Middleton, G. (Ed.), *Primary Sedimentary Structures and Their Hydrodynamic Interpretation*. SEPM Society for Sedimentary Geology.
- Shanmugam, G., 2016. Submarine fans: A critical retrospective (1950–2015). *Journal of Palaeogeography* 5, 110–184. <https://doi.org/10.1016/j.jop.2015.08.011>
- Shapiro, S.S., Wilk, M.B., 1965. An analysis of variance test for normality (complete samples). *Biometrika* 52, 591–611. <https://doi.org/10.1093/biomet/52.3-4.591>
- Silva, G.A.F. da, 2013. *Correlações Dinâmico-Estáticas De Resistência De Arenitos Do Reservatório De Chicotepec-México (Dissertação (mestrado))*. UFRJ, Rio de Janeiro.
- Soeder, D.J., 1986. Laboratory Drying Procedures and the Permeability of Tight Sandstone Core. *SPE Formation Evaluation* 1, 16–22. <https://doi.org/10.2118/11622-PA>
- Spearman, C., 1904. The Proof and Measurement of Association between Two Things. *Am J Psychol* 15, 72. <https://doi.org/10.2307/1412159>
- Stelting, C.E., Bouma, A.H., Stone, C.G., 2000. Fine-Grained Turbidite Systems: Overview, in: *AAPG Memoir/SEPM Special Publication*. AAPG, pp. 1–7.
- Sumner, E.J., Amy, L.A., Talling, P.J., 2008. Deposit Structure and Processes of Sand Deposition from Decelerating Sediment Suspensions. *Journal of Sedimentary Research* 78, 529–547. <https://doi.org/10.2110/jsr.2008.062>
- Talling, P.J., Allin, J., Armitage, D.A., Arnott, R.W.C., Cartigny, M.J.B., Clare, M.A., Felletti, F., Covault, J.A., Girardclos, S., Hansen, E., Hill, P.R., Hiscott, R.N., Hogg, A.J., Clarke, J.H., Jobe, Z.R., Malgesini, G., Mozzato, A., Naruse, H., Parkinson, S., Peel, F.J., Piper, D.J.W., Pope, E., Postma, G., Rowley, P., Sguazzini, A., Stevenson, C.J., Sumner, E.J., Sylvester, Z., Watts, C., Xu, J., 2015. Key Future Directions For Research On Turbidity Currents and Their Deposits. *Journal of Sedimentary Research* 85, 153–169. <https://doi.org/10.2110/jsr.2015.03>
- Tiab, D., Donaldson, E.C., 2016. *Petrophysics*, Elsevier B.V. Elsevier. <https://doi.org/10.1016/C2014-0-03707-0>
- Vallejo, L.I.G. de, Ferrer, M., Ortuño, L., Oteo, C., 2002. *Ingeniería Geológica*, 1st ed, Editorial Pearson Education, Madrid. Pearson Educación, Madrid.
- Vesely, F.F., Rostirolla, S.P., Appi, C.J., Kraft, R.P., 2007. Late Paleozoic glacially related sandstone reservoirs in the Paraná Basin, Brazil. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 91, 151–160. <https://doi.org/10.1306/09250605085>
- Weides, S., Moeck, I., Majorowicz, J., Grobe, M., 2014. The Cambrian basal sandstone Unit in central Alberta - an investigation of temperature distribution, petrography, and hydraulic and

- geomechanical properties of a deep saline aquifer. *Can J Earth Sci* 51, 783–796. <https://doi.org/10.1139/cjes-2014-0011>
- Weimer, P., Slatt, R.M., Bouroullec, R., Fillon, R., Pettingill, H., Pranter, M., Tari, G., 2006. Overview of Deepwater-Reservoir Elements, 8th ed, AAPG/Datapages. AAPG/Datapages. <https://doi.org/https://doi.org/10.1306/St571314>
- Wunder, E., 2016. Caracterização Geomecânica e Hidrogeológica do Arenítico Eólico da Formação Sambaíba – Bacia do Parnaíba. *Revista Brasileira de Geologia de Engenharia e Ambiental (RBGEA)* 6, 44–55.
- Yu, M., Li, S., Sun, Q., Wang, S., 2021. Influence of grain size on the strain-rate-dependent dynamic response of sandstones. *Geomechanics and Geophysics for Geo-Energy and Geo-Resources* 7, 1–15. <https://doi.org/10.1007/s40948-021-00273-2>
- Zalán, P.V., Appi, V.T., Wolff, S., Neto, E.V.S., Astolfi, M.A.M., Cerqueira, J.R., Vieira, I.S., Marques, A., Concelção, J.C.J., 1990. The Paraná Basin, Brazil. AAPG Memoir 681–708.
- Zavala, C., 2008. Towards a Genetic facies tract for the analysis of Hyperpycnal deposits. AAPG HEDBERG CONFERENCE “Sediment Transfer from Shelf to Deepwater – Revisiting the Delivery Mechanisms” 3–7.
- Zavala, C., Arcuri, M., Meglio, M. Di, Diaz, H.G., Contreras, C., 2012. A Genetic Facies Tract for the Analysis of Sustained Hyperpycnal Flow Deposits, in: *Sediment Transfer from Shelf to Deep Water—Revisiting the Delivery System*. American Association of Petroleum Geologists. <https://doi.org/10.1306/13271349St613438>
- Zavala, C., Blanco Valiente, L., Vallez, Y., 2008. The origin of lofting rhythmites. Lessons from thin sections. AAPG Hedberg Conference “Sediment Transfer from Shelf to Deepwater Revisiting the Delivery Mechanisms” 3–7.
- Zavala, C., Gamero, H., Arcuri, M., 2006. Lofting rhythmites: A diagnostic feature for the recognition of hyperpycnal deposits. GSA Annual Meeting. Topical session T136: River Generated Hyperpycnal Events and Resulted Deposits in Modern and Ancient Environments 22–25.
- Zavala, C., Shuxin, P., 2018. Hyperpycnal flows and hyperpycnites : Origin and distinctive characteristics. *Lithologic Reservoirs* 30, 1–27. <https://doi.org/10.3969/j.issn.1673-8926.2018.01.001>
- Zhang, L., 2016. *Engineering Properties of Rocks*, 2nd ed, Soil Science. Elsevier Ltd, New York, United States.
- Zhu, Q., Li, D., Wang, W., 2021. Mechanical behavior and permeability evolution of sandstone with confining pressure after dynamic loading. *Geomechanics and Geophysics for Geo-Energy and Geo-Resources* 7, 1–20. <https://doi.org/10.1007/s40948-021-00283-0>

6 CONCLUSÕES

Neste estudo, a integração de dados de mecânica das rochas, faciológicos e petrográficos possibilitou determinar a relação entre os processos sedimentares e as propriedades físicas e mecânicas de arenitos turbidíticos.

Os arenitos turbidíticos estudados exibiram correlações satisfatórias entre os aspectos físicos e mecânicos devido à distribuição dos padrões de fácies gerados por fluxos hiperpicnais de longa duração em um ambiente de leque submarino extrabasinal na Bacia do Paraná.

A relação lateral e vertical das fácies S1 para S3w caracterizam mudanças progressivas no regime de fluxo durante os processos de sedimentação, mostrando uma diminuição progressiva na viscosidade e velocidade do fluxo. Dessa maneira, os valores de porosidade e velocidade de propagação de onda mudam em função de material em suspensão (ou intraclastos argilosos) e estruturas sedimentares (acamamento flaser/wavy) da fácies S1 para a fácies S3 nos arenitos.

Os arenitos turbidíticos são subarcóseos e arcóseos apresentando diferentes valores de porosidade dependendo das alterações faciológicas. Entretanto, como o cálculo da porosidade considerou apenas a absorção efetiva de fluidos nos arenitos, deve-se considerar a possível interferência do teor de cimento e argilominerais provenientes da alteração de minerais instáveis.

As tendências gerais das propriedades físicas e mecânicas são inversamente controladas pelas variações da porosidade. Os pesos específicos aparentes e a resistência à compressão uniaxial apresentaram comportamento espelhado em relação a essa propriedade. As velocidades de propagação de ondas P e S assemelham-se a esse comportamento, porém com variações mais associadas a alterações faciológicas nos arenitos. As velocidades de ondas S em amostras saturadas não exibem variações significativas com mudanças nas fácies sedimentares, ou qualquer outra propriedade medida.

Com base nesses resultados, para trabalhos futuros, recomendam-se experimentos de maior precisão para i) aprofundar a interpretação das propriedades físicas e mecânicas, integradas com estudos petrográficos e geoquímicos para investigação sobre procedência e processos diagenéticos relacionados; ii) testar essa mesma metodologia em sistemas turbidíticos de outros contextos tectônicos; e iii) incluir análises petrofísicas quantitativas para modelar a distribuição de sistemas permoporosos.

7 REFERÊNCIAS DA DISSERTAÇÃO

ABDI, Y.; KHANLARI, G.-R.; JAMSHIDI, A. Correlation Between Mechanical Properties of Sandstones and P-Wave Velocity in Different Degrees of Saturation. **Geotechnical and Geological Engineering**, 15 out. 2018.

ALMEIDA, L. R. B. DE; SOARES, J. A.; TABOSA, L. D. G. **Propriedades petrofísicas de padrões internacionais de rochas sedimentares**. Proceedings of the 7 Simpósio Brasileiro de Geofísica. **Anais...Sociedade Brasileira de Geofísica**, 2016. Disponível em: <[https://sbgf.org.br/mysbgf/eventos/expanded_abstracts/VII_SimBGf/session/OLEO%20E%20GÁS%20\(PETRÓLEO\)/Propriedades%20petrofísicas%20de%20padrões%20internacionais%20de%20rochas%20sedimentares.pdf](https://sbgf.org.br/mysbgf/eventos/expanded_abstracts/VII_SimBGf/session/OLEO%20E%20GÁS%20(PETRÓLEO)/Propriedades%20petrofísicas%20de%20padrões%20internacionais%20de%20rochas%20sedimentares.pdf)>

AMYX, W. J.; BASS, M. D.; WHITING, L. R. **Petroleum Reservoir Engineering**. [s.l.] McGraw-Hill Book Company, 1960.

ASTM. Standard Test Method for Determination of the Point Load Strength Index of Rock and Application to Rock Strength Classifications. D5731-16. **American Society for Testing and Materials**, v. 93, n. 04, p. 1–11, 2016.

AYDIN, A. Upgraded ISRM suggested method for determining sound velocity by ultrasonic pulse transmission technique. **Rock Mechanics and Rock Engineering**, v. 47, n. 1, p. 255–259, 2014.

BATES, C. C. Rational Theory of Delta Formation. **AAPG Bulletin**, v. 37, n. 9, p. 2119–2162, 1953.

BOUMA, A. H. **Sedimentology of Some Flysch Deposits: A Graphic Approach to Facies Interpretation**. [s.l.] Elsevier, 1962.

BROWN, E. T. Rock characterization testing and monitoring: ISRM suggested methods for Determining Water Content, Porosity, Density, Absorption and Related Properties and Swelling and Slake-Durability Index Properties. n. m 3, p. 81–89, 1981.

BUCHELI, A. J. D. L. R. **Estudo de Propriedades e Comportamento Geomecânico de Rochas- Reservatório**. Dissertation—Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2005.

CIOCCARI, G. M.; MIZUSAKI, A. M. P. Sistemas petrolíferos atípicos nas bacias paleozoicas brasileiras - Uma revisão. **Geociências**, v. 38, n. 2, p. 367–390, 2019.

DE CARVALHO, C.; CARRASQUILLA, A. Calculating shear wave velocity from compressional wave to estimate geomechanical parameters in a turbidite reservoir of Campos Basin-Southeast Brazil. **Sociedade Brasileira de Geofísica**, p. 327–332, 2015.

FARMER, I. W. **Engineering Behaviour of Rocks**. 2. ed. London: Chapman and Hall, 1983.

FOLK, R. L. **Petrology of Sedimentary Rocks**. Austin, Texas: Hemphill Pub. Co, 1980.

FRANÇA, A. B.; POTTER, P. E. Estratigrafia, ambiente deposicional e análise de reservatório do Grupo Itarare (Permocarbonífero), Bacia do Parana (Parte 1). **Boletim de Geociências - Petrobras**, v. 2, n. 4, p. 147–191, 1988.

FRANÇA, A. B.; POTTER, P. E. Stratigraphy and Reservoir Potential of Glacial Deposits of the Itarare Group (Carboniferous-Permian), Parana Basin, Brazil. **AAPG Bulletin**, v. 75, n. 1, p. 62–85, jan. 1991.

GARIA, S. et al. **A comprehensive analysis on the relationships between elastic wave velocities and petrophysical properties of sedimentary rocks based on laboratory measurements**. **Journal of Petroleum Exploration and Production Technology** Springer Verlag, , 1 set. 2019.

GOODMAN, R. E. **Introduction to Rock Mechanics**. 2. ed. Berkeley: John Wiley & Sons, 1989.

GREGORY, A. R. Fluid saturation effects on dynamic elastic properties of sedimentary rocks. **GEOPHYSICS**, v. 41, n. 5, p. 895–921, out. 1976.

GUPTA, A. S.; SESHAGIRI RAO, K. Index properties of weathered rocks: inter-relationships and applicability. **Bulletin of Engineering Geology and the Environment**, v. 57, n. 2, p. 161–172, 1 set. 1998.

HAMADA, G.; JOSEPH, V. Developed correlations between sound wave velocity and porosity, permeability and mechanical properties of sandstone core samples. **Petroleum Research**, v. 5, n. 4, p. 326–338, 1 dez. 2020.

HAN, D.-H.; NUR, A.; MORQAN, D. **Effects of porosity and clay content on wave velocities in sandstones** **GEOPHYSICS**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<http://library.seg.org/>>.

HICKS, W. G.; BERRY, J. E. Application of continuous velocity logs to determination of fluid saturation of reservoir rocks*. **Geophysics**, v. 21, n. 3, p. 739–754, 1956.

HUANG, Y. Sedimentary characteristics of turbidite fan and its implication for hydrocarbon exploration in Lower Congo Basin. **Petroleum Research**, v. 3, p. 189–196, 2018.

INGERSOLL, R. V. et al. The effect of grain size on detrital modes: a test of the Gazzi-Dickinson point-counting method. **Journal of Sedimentary Petrology**, v. 54, n. 1, p. 103–116, mar. 1984.

ISRM. “Suggested Methods for Determining Point Load Strength”, International Society for Rock Mechanics Commission on Testing Methods. **Int. J. Rock. Mech. Min. Sci. and Geomechanical Abstr.**, v. 22, n. 2, p. 53–60, 1985.

JAEGER, J. C.; COOK, N. G. W.; ZIMMERMAN, R. W. **Fundamentals of Rock Mechanics**. 4. ed. [s.l.] Blackwell Publishing Ltd, 2007.

KAHRAMAN, S. The correlations between the saturated and dry P-wave velocity of rocks. **Ultrasonics**, v. 46, n. 4, p. 341–348, nov. 2007.

KARAKUL, H.; ULUSAY, R. Empirical correlations for predicting strength properties of rocks from P-wave velocity under different degrees of saturation. **Rock Mechanics and Rock Engineering**, v. 46, n. 5, p. 981–999, 2013.

KASSAB, M. A.; WELLER, A. Study on P-wave and S-wave velocity in dry and wet sandstones of Tushka region, Egypt. **Egyptian Journal of Petroleum**, v. 24, n. 1, p. 1–11, 1 mar. 2015.

KUENEN, PH. H. Sole Markings of Graded Graywacke Beds. **The Journal of Geology**, v. 65, n. 3, p. 231–258, maio 1957.

LI, Q. et al. Factors controlling reservoir properties and hydrocarbon accumulation of lacustrine deep-water turbidites in the Huimin Depression, Bohai Bay Basin, East China. **Marine and Petroleum Geology**, v. 57, p. 327–344, 2014.

LOWE, D. R. Sediment gravity flows: II. Depositional models with special reference to the deposits of high-density turbidity currents. **Journal of Sedimentary Petrology**, v. 52, n. 1, p. 279–297, 1982.

MENDONÇA, P. M. M.; SQADINI, A. R.; MILANI, E. J. Exploration at Petrobras: 50 years of success. **Boletim de Geociências - Petrobras**, v. 12, n. 1, p. 9–58, 2003.

MILANI, E. J. et al. Bacia do Paraná. **Boletim de Geociências - Petrobras**, v. 15, n. April, p. 265–287, 2007.

MILANI, E. J.; FRANÇA, A. B.; MEDEIROS, R. Á. Rochas geradoras e rochas-reservatório da Bacia do Paraná, faixa oriental de afloramentos, Estado do Paraná. **Boletim de Geociências da Petrobrás**, v. 15, n. 1, p. 135–162, 2007.

MILANI, E. J.; ZALÁN, P. V. An outline of the geology and petroleum systems of the Paleozoic interior basins of South America. **Episodes**, v. 22, n. 3, p. 199–205, 1999.

MINEAR, J. W. **Clay Models and Acoustic Velocities**. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. **Anais...Society of Petroleum Engineers**, 4 abr. 1982. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/doi/10.2118/11031-MS>>

MUTTI, E. **TURBIDITE SANDSTONES**. [s.l.: s.n.].

MUTTI, E. et al. Deltaic, mixed and turbidite sedimentation of ancient foreland basins. **Marine and Petroleum Geology**, v. 20, n. 6–8, p. 733–755, 2003.

MUTTI, E.; NORMARK, W. R. An Integrated Approach to the Study of Turbidite Systems. Em: **Seismic Facies and Sedimentary Processes of Submarine Fans and Turbidite Systems**. 1. ed. New York: Springer, 1991. p. 75–106.

NORMARK, W. R.; BARNES, N. E.; BOUMA, A. H. Comments and New Directions for Deep-Sea Fan Research. Em: BOUMA, A. H.; NORMARK, W. R.; BARNES, N. E. (Eds.). **Submarine Fans and Related Turbidite Systems**. New York, NY: Springer New York, 1985. p. 341–343.

NORMARK, W. R.; POSAMENTIER, H.; MUTTI, E. Turbidite systems: State of the art and future directions. **Reviews of Geophysics**, v. 31, n. 2, p. 91–116, 1993.

OLORUNTOBI, O.; BUTT, S. The shear-wave velocity prediction for sedimentary rocks. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, v. 76, 1 abr. 2020.

POSTMA, G. Classification for sediment gravity-flow deposits on flow conditions during sedimentation. **Geology**, v. 14, n. 4, p. 291–294, 1986.

PRATHER, B. E. Controls on reservoir distribution, architecture and stratigraphic trapping in slope settings. **Marine and Petroleum Geology**, v. 20, n. 6–8, p. 529–545, jun. 2003.

QI, Y. et al. The effect of grain size, porosity and mineralogy on the compressive strength of tight sandstones: A case study from the eastern Ordos Basin, China. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 208, 1 jan. 2022.

SCHNEIDER, R. L. et al. Revisão estratigráfica da Bacia do Paraná. **XXVIII CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA**, v. 1, p. 41–65, 1974.

SHANMUGAM, G. New Perspectives on Deep-water Sandstones. p. 502, 2012.

SHANMUGAM, G. Submarine fans: A critical retrospective (1950–2015). **Journal of Palaeogeography**, v. 5, n. 2, p. 110–184, abr. 2016.

SHANMUGAM, G.; MOIOLA, R. J. Submarine fans: Characteristics, models, classification, and reservoir potential. **Earth Science Reviews**, v. 24, n. 6, p. 383–428, 1988.

SOEDER, D. J. Laboratory Drying Procedures and the Permeability of Tight Sandstone Core. **SPE Formation Evaluation**, v. 1, n. 01, p. 16–22, 1 fev. 1986.

STELTING, C. E.; BOUMA, A. H.; STONE, C. G. Fine-Grained Turbidite Systems: Overview. Em: **AAPG Memoir/SEPM Special Publication**. 72. ed. [s.l.] AAPG, 2000. v. 68p. 1–7.

TALLING, P. J. et al. Key Future Directions For Research On Turbidity Currents and Their Deposits. **Journal of Sedimentary Research**, v. 85, n. 2, p. 153–169, 16 fev. 2015.

- TIAB, D.; DONALDSON, E. C. **Petrophysics**. [s.l.] Elsevier, 2016.
- TINTERRI, R. et al. Turbidites and turbidity currents. Em: **Regional Geology and Tectonics: Principles of Geologic Analysis**. [s.l.: s.n.]. v. 1p. 441–479.
- VAIL, P. R.; MITCHUM, R. M.; THOMPSON, S. Seismic Stratigraphy and Global Changes of Sea Level, Part 3:Relative Changes of Sea Level from Coastal Onlap. Em: **Seismic Stratigraphy — Applications to Hydrocarbon Exploration**. [s.l.] American Association of Petroleum Geologists, 1977. v. 26p. 99–116.
- VALLEJO, L. I. G. DE et al. **Ingeniería Geológica**. 1. ed. Madrid: Pearson Educación, 2002.
- VESELY, F. F. et al. Late Paleozoic glacially related sandstone reservoirs in the Paraná Basin, Brazil. **American Association of Petroleum Geologists Bulletin**, v. 91, n. 2, p. 151–160, 2007.
- WEIMER, P. et al. **Overview of Deepwater-Reservoir Elements**. 8. ed. [s.l.] AAPG/Datapages, 2006.
- ZALÁN, P. V. et al. The Paraná Basin , Brazil. **AAPG Memoir**, n. January, p. 681–708, 1990.
- ZAMORA, M. et al. An Empirical Relationship Between Thermal Conductivity and Elastic Wave Velocities in Sandstone. **Geophysical Research Letters**, v. 20, n. 16, p. 1679–1682, 20 ago. 1993.
- ZAVALA, C. Towards a Genetic facies tract for the analysis of Hyperpycnal deposits. **AAPG HEDBERG CONFERENCE “Sediment Transfer from Shelf to Deepwater – Revisiting the Delivery Mechanisms”**, p. 3–7, mar. 2008.
- ZAVALA, C. et al. A Genetic Facies Tract for the Analysis of Sustained Hyperpycnal Flow Deposits. Em: **Sediment Transfer from Shelf to Deep Water—Revisiting the Delivery System**. [s.l.] AAPG Studies in Geology, 2011. v. 61p. 31–51.
- ZAVALA, C.; BLANCO VALIENTE, L.; VALLEZ, Y. The origin of lofting rhythmites. Lessons from thin sections. **AAPG Hedberg Conference “Sediment Transfer from Shelf to Deepwater Revisiting the Delivery Mechanisms”**, p. 3–7, mar. 2008.
- ZAVALA, C.; GAMERO, H.; ARCURI, M. Lofting rhythmites: A diagnostic feature for the recognition of hyperpycnal deposits. **GSA Annual Meeting. Topical session T136: River Generated Hyperpycnal Events and Resulted Deposits in Modern and Ancient Environments**, p. 22–25, out. 2006.
- ZAVALA, C.; SHUXIN, P. Hyperpycnal flows and hyperpycnites : Origin and distinctive characteristics. **Lithologic Reservoirs**, v. 30, n. 1, p. 1–27, 2018.

ZHANG, L. **Engineering Properties of Rocks**. 2. ed. New York, United States: Elsevier Ltd, 2016. v. 2

ZHANG, L.-F.; PAN, M.; LI, Z.-L. 3D modeling of deepwater turbidite lobes: a review of the research status and progress. **Petroleum Science**, v. 17, n. 2, p. 317–333, 4 abr. 2020.

ANEXO A – CONFIRMAÇÃO DE SUBMISSÃO NA REVISTA MARINE AND PETROLEUM GEOLOGY

16/11/2023, 16:19

Gmail - JMPG-D-23-01481 - Confirming your submission to Marine and Petroleum Geology



Bruno Osmar <brunoosmargonzatto@gmail.com>

JMPG-D-23-01481 - Confirming your submission to Marine and Petroleum Geology

1 message

Marine and Petroleum Geology <em@editorialmanager.com>
Reply-To: Marine and Petroleum Geology <support@elsevier.com>
To: Bruno Osmar Gonzatto <brunoosmargonzatto@gmail.com>

Thu, Nov 16, 2023 at 4:15 PM

Article Type: Full Length Article

Dear Researcher Gonzatto,

We have received your article "Physical and mechanical properties of reservoir analogous sandstones from turbidity systems of Itararé Group, east border of Paraná Basin, SC." for consideration for publication in Marine and Petroleum Geology. It has been assigned the following manuscript number: JMPG-D-23-01481.

To track the status of your paper, please do the following:

1. Go to this URL: <https://www.editorialmanager.com/jmpg/>
2. Enter these login details:
Your username is: BrunoOsmarGonzatto
If you need to retrieve password details, please go to: [click here to reset your password](#)
3. Click [Author Login]
This takes you to the Author Main Menu.
4. Click [Submissions Being Processed]

For guidelines on how to track your manuscript in EM please go the following address: http://help.elsevier.com/app/answers/detail/p/7923/a_id/89

Thank you for submitting your work to this journal.

Kind regards,

Editorial Manager
Marine and Petroleum Geology

For further assistance, please visit our customer support site at <http://help.elsevier.com/app/answers/list/p/7923> Here you can search for solutions on a range of topics, find answers to frequently asked questions and learn more about EM via interactive tutorials. You will also find our 24/7 support contact details should you need any further assistance from one of our customer support representatives.

This journal uses the Elsevier Article Transfer Service. This means that if an editor feels your manuscript is more suitable for an alternative journal, then you might be asked to consider transferring the manuscript to such a journal. The recommendation might be provided by a Journal Editor, a dedicated Scientific Managing Editor, a tool assisted recommendation, or a combination. For more details see the journal guide for authors.

At Elsevier, we want to help all our authors to stay safe when publishing. Please be aware of fraudulent messages requesting money in return for the publication of your paper. If you are publishing open access with Elsevier, bear in mind that we will never request payment before the paper has been accepted. We have prepared some guidelines (<https://www.elsevier.com/connect/authors-update/seven-top-tips-on-stopping-apc-scams>) that you may find helpful, including a short video on Identifying fake acceptance letters (<https://www.youtube.com/watch?v=o5i8thD9XtE>). Please remember that you can contact Elsevier's Researcher Support team (<https://service.elsevier.com/app/home/supporthub/publishing/>) at any time if you have questions about your manuscript, and you can log into Editorial Manager to check the status of your manuscript (https://service.elsevier.com/app/answers/detail/a_id/29155/c/10530/supporthub/publishing/kw/status/).#AU_JMPG#