

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA E GEOFÍSICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM DINÂMICA DOS OCEANOS E DA TERRA

VITOR LEAL DE MELLO

**CLASSIFICAÇÃO DE ROCHAS CARBONÁTICAS DO PRÉ-
SAL COM RELAÇÃO À COMPOSIÇÃO MINERALÓGICA A
PARTIR DE PARÂMETROS ELÁSTICOS**

NITERÓI
2020

VITOR LEAL DE MELLO

CLASSIFICAÇÃO DE ROCHAS CARBONÁTICAS DO PRÉ-SAL
COM RELAÇÃO À COMPOSIÇÃO MINERALÓGICA A PARTIR
DE PARÂMETROS ELÁSTICOS

Dissertação apresentada à Universidade Federal Fluminense como requisito parcial do Programa de Pós-Graduação em Dinâmica dos Oceanos e da Terra para a obtenção do título de Mestre na área de Geologia e Geofísica.

Orientador: Prof. Dr. Wagner Moreira Lupinacci

NITERÓI - RJ
2020

Ficha catalográfica automática - SDC/BIG
Gerada com informações fornecidas pelo autor

M527c Mello, Vitor Leal de
Classificação de rochas carbonáticas do pré-sal com
relação à composição mineralógica a partir de parâmetros
elásticos / Vitor Leal de Mello ; Wagner Moreira Lupinacci,
orientador. Niterói, 2020.
121 p. : il.

Dissertação (mestrado)-Universidade Federal Fluminense,
Niterói, 2020.

DOI: <http://dx.doi.org/10.22409/PPGDOT.2020.m.10479673756>

1. Reservatórios carbonáticos. 2. Classificação
Bayesiana. 3. Parâmetros elásticos. 4. Campo de Búzios. 5.
Produção intelectual. I. Lupinacci, Wagner Moreira,
orientador. II. Universidade Federal Fluminense. Instituto de
Geociências. III. Título.

CDD -

Bibliotecário responsável: Sandra Lopes Coelho - CRB7/3389

CLASSIFICAÇÃO DE ROCHAS CARBONÁTICAS DO PRÉ-SAL COM RELAÇÃO À COMPOSIÇÃO MINERALÓGICA A PARTIR DE PARÂMETROS ELÁSTICOS

VITOR LEAL DE MELLO

Dissertação apresentada à Universidade Federal Fluminense como requisito parcial do Programa de Pós-Graduação em Dinâmica dos Oceanos e da Terra para a obtenção do título de Mestre na área de Geologia e Geofísica.

Aprovada em 26 de agosto de 2020.

Comissão Examinadora:

Dr. Guilherme Fernandes Vasquez (PETROBRAS)

Dr. João Paulo Pereira Nunes (PETROBRAS)

Prof. Dr. Wagner Moreira Lupinacci - Orientador (GIECAR/GGO/UFF)

Agradecimentos

Aos meus pais Graça e Marcos pelo esforço, suporte e ensinamentos que ainda tento absorver, buscando, em primeiro lugar, contínua evolução como ser humano.

Aos meus irmãos Bruno, Juliana e Natan pelo exemplo de dedicação e companheirismo.

À minha esposa Carolina por toda a compreensão e apoio no dia a dia. Por estar sempre ao meu lado, pelo incentivo e por se engajar em cada projeto comigo.

Ao meu orientador Prof. Dr. Wagner Lupinacci pelo tempo e atenção dedicados. Pela confiança e por me aceitar como orientando mesmo em regime de trabalho em tempo integral. Por me motivar e conceder liberdade para desenvolver as atividades de pesquisa e, ao mesmo tempo, por manter-se sempre presente e acessível. Suas diversas contribuições técnicas e objetividade foram fundamentais ao longo do processo de elaboração desta dissertação.

Aos mestres e doutores Alexandre Maul, Alvaro Martini, Leonardo Teixeira, Marcos Grochau e Marcos Sebastião dos Santos, profissionais que tenho grande admiração e que ao longo dos últimos oito anos compartilharam seus conhecimentos e experiências. Por me estimularem a buscar constante aprimoramento técnico. Pelos exemplos de respeito e ética que tomo como inspiração.

Aos membros da banca examinadora Guilherme Vasquez e João Paulo Nunes, aos quais tenho o prazer de conviver e sinto a mesma admiração. Por terem aceitado o convite e pelo tempo dedicado à avaliação e correção deste trabalho.

Aos colegas Bruno Ximenez, Giancarlo Takenaka, João Ricardo Weissmann, Julio Justen, Leonardo Alvim, Marcio Morschbacher, Manuel Peiro, Monica Costa e Rodrigo Penna, pelas muitas horas de debates técnicos sobre os temas relacionados a este trabalho. Sou muito grato pelo ambiente colaborativo que posso usufruir no cotidiano e que muito contribui no desenvolvimento do conhecimento a amadurecimento técnico.

À Thais Castro por sua valiosa contribuição concedendo acesso aos dados de sua pesquisa.

À Petrobras e aos gerentes Paulo Johann e Rui Sansonowski pelo incentivo à capacitação técnica. Aos colegas Anelise Souza, Gabriel Freitas e Luma Botelho por gentilmente compartilharem informações indispensáveis à realização desta pesquisa.

À Ikon Science pela cessão de licenças do RokDoc e suporte à Universidade Federal Fluminense. Em especial, ao colega Mario Paiva por sua cordialidade e disponibilidade em compartilhar seu domínio nesta ferramenta.

À Agência Nacional do Petróleo (ANP) pela disponibilização dos perfis de poços utilizados neste estudo.

Resumo

Os reservatórios do pré-sal são bastante heterogêneos devido à natureza dos processos deposicionais e diagenéticos aos quais estes carbonatos foram submetidos. Tal evidência resulta em incertezas nas estimativas de reservas e na previsão de produção. Por isso é de grande relevância o desenvolvimento de técnicas que forneçam maior detalhamento sobre a distribuição espacial dos diferentes tipos de rocha encontradas nessas áreas. E, assim, contribuir para o entendimento destes depósitos e fornecer insumos para modelos de reservatório mais preditivos. Tradicionalmente, estes carbonatos são agrupados em três litotipos em função, exclusivamente, das porosidades total e efetiva, onde apenas um litotipo contém as rochas reservatório. Utilizando um conjunto de dados do Campo de Búzios, este trabalho apresenta uma proposta de caracterização de rochas carbonáticas do pré-sal a partir de parâmetros elásticos, agrupando-as em até seis litotipos levando em consideração a composição mineral. Destes seis litotipos, apenas dois são descritos como rochas não-reservatório. Este estudo mostra uma comparação entre diferentes metodologias para a classificação Bayesiana em escala de perfil, visando estimar as probabilidades de ocorrência de cada litotipo a partir da impedância acústica e da razão V_p/V_s . Os resultados foram avaliados de forma quantitativa através de medidas de erro entre os litotipos interpretados no poço e estimados por esta abordagem estatística. Esta análise apontou a classificação de cinco litotipos utilizando uma metodologia em três etapas como a mais adequada para o Campo de Búzios. Neste caso, as proporções de cada litotipo foram estimadas com erro médio quadrático da ordem de 8%, apenas 1% maior em relação aos resultados para três litotipos. Resultados semelhantes foram obtidos através dos perfis filtrados na banda sísmica, sugerindo a aplicabilidade da metodologia proposta em escala de campo. Estes resultados promissores motivaram a calibração de coeficientes empíricos para as relações entre parâmetros elásticos e petrofísicos. Esta análise indicou que a predição de alguns desses parâmetros pode ser melhorada utilizando relações calculadas para cada litotipo. A diferença entre as previsões usando um comportamento médio para todo o conjunto de dados e a abordagem por tipo rocha pode chegar a 50% para a relação porosidade *versus* permeabilidade.

Palavras-chave: reservatórios carbonáticos, classificação Bayesiana, parâmetros elásticos, Campo de Búzios.

Abstract

The pre-salt reservoirs are highly heterogeneous due to the nature of the depositional and diagenetic processes to which these carbonates were submitted. This evidence results in uncertainties in reserve estimates and production forecasting. Therefore, it is of great relevance to develop techniques that provide detailed description on the spatial distribution of the different types of rock found in these areas. Thus, contribute to the understanding of these deposits and provide inputs for more predictive reservoir models. Traditionally, these carbonates are grouped into three lithotypes exclusively related to total and effective porosities, from which only one contains reservoir rocks. Using a dataset from the Buzios Field, this work presents a proposal for the characterization of pre-salt carbonate rocks, based on elastic parameters, grouping them into up to six lithotypes taking into account the mineral composition. Of these six lithotypes, only two are described as non-reservoir rocks. This study shows a comparison between different methodologies for Bayesian classification in well-log scale to estimate the probabilities of occurrence of each lithotype from acoustic impedance and velocity ratio. This analysis indicated the classification of five lithotypes using a three-step methodology as the most appropriate for the Buzios Field. We achieve 8% of mean quadratic error in each lithotype proportions 8%, only 1% higher than a three lithotypes configuration. Similar results obtained using well logs filtered in the seismic band suggests the applicability of the proposed methodology on a field scale. These promising results motivated the calibration of empirical coefficients for the relationships between elastic and petrophysical parameters. This analysis indicated that the prediction for some of these parameters can be improved using relationships calculated for each lithotype. The misfit between predictions using an average behavior for the whole dataset and the rock-type approach can reach 50% for the porosity *versus* permeability relation.

Keywords: carbonate reservoirs, Bayesian classification, elastic parameters, Buzios Field.

Sumário

1. Introdução.....	1
2. Área de Estudo	4
2.1. A Bacia de Santos no Intervalo Pré-Sal.....	5
2.2. Formação Barra Velha.....	7
2.3. O Campo de Búzios	14
3. O Comportamento Elástico dos Carbonatos	20
3.1. Definição dos Parâmetros Elásticos	20
3.2. Um Histórico dos Parâmetros Elásticos em Carbonatos	25
4. O Teorema de Bayes e a Classificação Bayesiana	34
5. Metodologia de Classificação dos Litotipos	41
5.1. Dados Disponíveis.....	42
5.2. Definição de Rochas Reservatório e Não Reservatório.....	49
5.3. Definição de Litotipo com Presença de Argilas Magnesianas	50
5.4. Definição de Litotipos em Rochas Reservatório	53
5.5. As Permoporosidades dos Litotipos do Campo de Búzios.....	57
5.6. Etapas para a Classificação Bayesiana	61
5.7. Relações Empíricas.....	67
6. Resultados da Predição de Litotipos usando a Classificação Bayesiana	68
6.1. Abordagem para a Classificação do Litotipo com a Presença da Estevensita.....	69
6.2. Análise Quantitativa	70
6.3. Classificação de 3 Litotipos.....	72
6.4. Classificação de 4 Litotipos.....	76
6.5. Classificação de 5 Litotipos.....	84
6.6. Classificação de 6 Litotipos.....	92
6.7. Resultados na Frequência Sísmica	100
7. Relações Empíricas para os Litotipos do Campo de Búzios.....	103
7.1. Velocidade-P <i>versus</i> Velocidade-S	104
7.2. Velocidade-P <i>versus</i> Densidade	106
7.3. Impedância Acústica <i>versus</i> Porosidade Efetiva	108
7.4. Porosidade Efetiva <i>versus</i> Permeabilidade.....	110
8. Conclusões	113
9. Referências	116

Lista de Figuras

Figura 1: Mapa de localização da Bacia de Santos (Fonte: Adaptado da 16ª Rodada – Agência Nacional do Petróleo, Biocombustível e Gás Natural - ANP). _____	5
Figura 2: Resumo de diferentes interpretações para a carta estratigráfica da Bacia de Santos no intervalo pré-sal (Adaptado de Castro, 2019). _____	7
Figura 3: Desenho esquemático representando os modelos deposicionais propostos por: A) Wright & Barnett (2015) e; B) Buckley <i>et al.</i> , (2015). _____	9
Figura 4: Classificação de fácies carbonáticas (Adaptado de Terral <i>et al.</i> , 2010). _____	10
Figura 5: Ciclo completo de sucessão de fácies carbonáticas da Fm. Barra Velha (Wright & Barnett, 2015) _____	11
Figura 6: Intervalos do testemunho do poço 2-ANP-1 contendo fácies lamosas (Adaptado de Petersohn, 2013). _____	11
Figura 7: Intervalos do testemunho do poço 2-ANP-1 contendo fácies esferulíticas (Adaptado de Petersohn, 2013). _____	12
Figura 8: Intervalos do testemunho do poço 2-ANP-1 contendo fácies do tipo <i>shrubs</i> (Adaptado de Petersohn, 2013). _____	13
Figura 9: Proposta de classificação de fácies carbonáticas para a Fm. Barra Velha (Adaptado de Gomes <i>et al.</i> , 2020). _____	14
Figura 10: Mapa de profundidade base do sal com a localização de importantes áreas do pré-sal da Bacia de Santos. A cor vermelha representa as porções mais elevadas (Adaptado de Petersohn, 2013). _____	16
Figura 11: Produção diária dos principais campos (Fonte: ANP/SDP/SIGEP, abril de 2020). _____	16
Figura 12: Principais poços produtores do pré-sal em fevereiro de 2020 (Fonte: PPSA). _____	17
Figura 13: <i>Crossplot</i> entre porosidade efetiva e impedância-P (Esquerda) e impedância-P e razão (direita) no poços BRSA-1064 do Campo de Búzios. Os pontos azuis representam carbonatos sem argila e os laranjas os carbonatos argilosos. (Adaptado de Castro & Lupinacci, 2019). _____	19
Figura 14: Seção sísmica interpretada da seção pré-sal, Campo de Búzios (Dias <i>et al.</i> , 2019). _____	19
Figura 15: Cubo infinitesimal e a distribuição de tensões decompostas nos eixos cartesianos. _____	21
Figura 16: Desenho esquemático das deformações relacionadas aos módulos de <i>bulk</i> (a), cisalhante (b) e razão de Poisson (c). _____	23
Figura 17: Relação entre as velocidades P e S para diferentes litologias (esquerda) e a aplicação da razão VP/VS em um perfil de poço para delimitação de camadas dolomíticas e calcárias, onde a eficácia pode ser confirmada tendo o perfil de densidade do grão como referência (Direita). Adaptado de Pickett <i>et al.</i> (1963). _____	26
Figura 18: Distribuição de valores da razão VP/VS e razão de Poisson para diferentes litologias medidas por Domenico (1984). _____	26
Figura 19: <i>Crossplot</i> de velocidade-P e razão VP/VS utilizado para identificar diferentes litologias (Adaptado de Rafavich <i>et al.</i> , 1984). _____	27
Figura 20: (a) Dispersão na relação velocidade <i>versus</i> porosidade controlada pelo tipo de porosidade; (b) <i>grainstone</i> oolítico recém depositado e carbonato alterado e cimentado com porosidade secundária do tipo móldica. e; (c) interpretação da história deposicional/diagenética e sua relação com a velocidade e a porosidade (Adaptado de Anselmetti & Eberli, 1993). _____	28
Figura 21: Gráficos gerados por Vasquez <i>et al.</i> (2019) mostrando a composição mineralógica de amostras de rocha do pré-sal (esquerda) e suas respectivas respostas elásticas em termos da razão VP/VS e impedância acústica em função do teor de argila (direita). _____	30
Figura 22: Impedância acústica <i>versus</i> Razão VP/VS num campo análogo do pré-sal da Bacia de Santos agrupados em três classes (superior) e uma seção entre poços mostrando o resultado da	

classificação Bayesiana em termos de probabilidade de ocorrência de carbonato argiloso (inferior). Fonte: Adaptado de Teixeira <i>et al.</i> (2017)	31
Figura 23: Interpretação das diferentes rochas ígneas e carbonáticas nos poços e as respectivas distribuições de valores de impedância-P e impedância-S. Fonte: Penna <i>et al.</i> (2019).	32
Figura 24: Mapas de probabilidade de ocorrência de ígneas intrusivas (esquada) e extrusivas (direita) obtidos a partir da inversão elástica. Fonte: Penna <i>et al.</i> (2019).	33
Figura 25: Partição do espaço amostral Ω em i eventos A com probabilidade $P(A_i)$ e um outro evento B com probabilidade dada pela Equação 26.	35
Figura 26: Função densidade de probabilidade de uma classe C analisada em um intervalo entre a e b .	36
Figura 27: Exemplos de PDF's para diferentes matrizes de covariância (Σ) e valor esperado (μ).	39
Figura 28: Exemplo de rotação do sistema de coordenadas.	40
Figura 29: Localização do Campo de Búzios e dos poços disponíveis. A escala de cor do mapa inferior representa a profundidade da base do sal.	43
Figura 30: Painel do poço 2-ANP1 na Fm. Barra Velha contendo os principais perfis analisados. Trilhas: 1) Cáliper; 2) Proporção Mineral (%MINERAL); 3) Raios Gama (GR); 4) Argilosidade (%ARGILA), 5) Resistividade (RES); 6) Porosidades Total (marrom) Efetiva (azul) e Fluido Livre (ciano) (PORO%); 7) Permeabilidade Absoluta (PERM); e 8) Saturação de Água (SAT. ÁGUA). Os pontos vermelhos nas trilhas 6 e 7 são medidas obtidas em laboratório em ensaios de petrofísica básica.	44
Figura 31: Painel do poço 3-BRSA-1053 na Fm. Barra Velha contendo os principais perfis analisados. Trilhas: 1) Cáliper; 2) Proporção Mineral (%MINERAL); 3) Raios Gama (GR); 4) Argilosidade (%ARGILA), 5) Resistividade (RES); 6) Porosidades Total (marrom) Efetiva (azul) e Fluido Livre (ciano) (PORO%); 7) Permeabilidade Absoluta (PERM); e 8) Saturação de Água (SAT. ÁGUA). Os pontos vermelhos nas trilhas 6 e 7 são medidas obtidas em laboratório em ensaios de petrofísica básica.	45
Figura 32: Painel do poço 3-BRSA-1064 na Fm. Barra Velha contendo os principais perfis analisados. A zona lilás delimita o intervalo argiloso. Trilhas: 1) Cáliper; 2) Proporção Mineral (%MINERAL); 3) Raios Gama (GR); 4) Argilosidade (%ARGILA), 5) Resistividade (RES); 6) Porosidades Total (marrom) Efetiva (azul) e Fluido Livre (ciano) (PORO%); 7) Permeabilidade Absoluta (PERM); e 8) Saturação de Água (SAT. ÁGUA). Os pontos vermelhos nas trilhas 6 e 7 são medidas obtidas em laboratório em ensaios de petrofísica básica.	46
Figura 33: Painel do poço 9-BRSA-1159 na Fm. Barra Velha contendo os principais perfis analisados. A zona lilás delimita o intervalo argiloso. Trilhas: 1) Cáliper; 2) Proporção Mineral (%MINERAL); 3) Raios Gama (GR); 4) Argilosidade (%ARGILA), 5) Resistividade (RES); 6) Porosidades Total (marrom) Efetiva (azul) e Fluido Livre (ciano) (PORO%); 7) Permeabilidade Absoluta (PERM); e 8) Saturação de Água (SAT. ÁGUA). Os pontos vermelhos nas trilhas 6 e 7 são medidas obtidas em laboratório em ensaios de petrofísica básica.	47
Figura 34: Painel do poço 9-BRSA-1197 na Fm. Barra Velha contendo os principais perfis analisados. Trilhas: 1) Cáliper; 2) Proporção Mineral (%MINERAL); 3) Raios Gama (GR); 4) Argilosidade (%ARGILA), 5) Resistividade (RES); 6) Porosidades Total (marrom) Efetiva (azul) e Fluido Livre (ciano) (PORO%); 7) Permeabilidade Absoluta (PERM), informação ausente para este poço; e 8) Saturação de Água (SAT. ÁGUA).	48
Figura 35: Histograma da diferença entre porosidade total e fluido livre dos poços de Búzios	50
Figura 36: <i>Crossplots</i> entre impedância acústica e razão VP/VS e PDF's para as amostras dos três litotipos do Campo de Búzios (superior) e inclusão de amostras de argilas magnesianas de um poço em área análoga (inferior).	52
Figura 37: Digrama ternário de propriedades efetivas da mistura mineralógica calcita, dolomita e quartzo: a) módulo de <i>bulk</i> ; b) módulo cisalhante; c) densidade; d) razão VP/VS ; e) impedância	

acústica e; f) impedância acústica e a indicação do sentido do aumento da porosidade quando consideramos, não apenas as proporções minerais, mas também, o sistema poroso. _____	54
Figura 38: Composição mineralógica de amostras do pré-sal brasileiro com polígono verde destacando as proporções minerais com maior ocorrência (Adaptado de Fournier <i>et al.</i> , 2018; e Vasquez <i>et al.</i> , 2019) _____	55
Figura 39: Classificação dos litotipos. _____	56
Figura 40: Diagrama ternário com impedância acústica e razão VP/VS referentes ao mineral efetivo e a divisão dos litotipos. _____	56
Figura 41: Relação entre porosidade efetiva e permeabilidade de perfil. A zona em vermelho delimita as estimativas abaixo da resolução nas medidas de permeabilidade obtidas em laboratório. _____	58
Figura 42: Distribuição de porosidades e permeabilidades em cada litotipo. A zona em vermelho delimita as estimativas abaixo da resolução nas medidas de permeabilidade obtidas em laboratório. _____	59
Figura 43: Comparação entres as relações porosidade e permeabilidade obtidas em diferentes escalas: perfil (pontos) e amostra (regressão linear). A zona em vermelho delimita as estimativas abaixo da resolução nas medidas de permeabilidade obtidas em laboratório. _____	60
Figura 44: Relação entre impedância acústica e porosidade nas rochas carbonáticas do Campo de Búzios. Os valores respeitam os limites inferiores e superiores teóricos de Hashin-Shtrikman para as misturas mineralógicas possíveis. As propriedades do mineral estevensita foram obtidas em Vasquez <i>et al.</i> (2018). _____	61
Figura 45: Desenho esquemático das três metodologias aplicadas. _____	62
Figura 46: Agrupamentos de litotipos e suas respectivas siglas e legendas. _____	63
Figura 47: <i>Crossplot</i> entre impedância acústica e razão VP/VS de dois agrupamentos de rocha em função do conteúdo calcita e suas respectivas PDF's. _____	64
Figura 48: <i>Crossplot</i> entre impedância acústica e razão VP/VS de dois litotipos dentro da classe dominada por calcita em função do conteúdo de quartzo e suas respectivas PDF's. _____	64
Figura 49: <i>Crossplot</i> entre impedância acústica e razão VP/VS de litotipos dentro da classe com baixo teor de calcita em função do conteúdo de quartzo e suas respectivas PDF's. _____	65
Figura 50: <i>Crossplot</i> entre impedância acústica e razão VP/VS e as PDF's dos quatro litotipos. _____	65
Figura 51: <i>Crossplot</i> entre impedância acústica e razão VP/VS e as PDF's dos cinco litotipos. _____	66
Figura 52: <i>Crossplot</i> entre impedância acústica e razão VP/VS e as PDF's dos seis litotipos. _____	66
Figura 53: Comparação entre o intervalo de estevensita constatado nos poços (esquerda) e as previsões antes (centro) e após (direita) a abordagem proposta. _____	69
Figura 54: Erro médio quadrático (RMSE) da predição de litotipos em todos os poços pelos três métodos. _____	70
Figura 55: Gráficos de erro médio quadrático separados por poço para os três métodos aplicados à classificação de 3, 4, 5 e 6 litotipos. _____	71
Figura 56: Taxa de acerto por poço para os três métodos aplicados à classificação de 4, 5 e 6 litotipos. _____	72
Figura 57: Agrupamento das rochas em três litotipos. _____	73
Figura 58: Taxa de acerto na predição dos 3 litotipos em cada amostra dos perfis. _____	74
Figura 59: Gráficos comparativos entre a proporção de cada um dos três litotipos constatados e previstos pelos diferentes métodos em cada poço. _____	75
Figura 60: Gráficos dos desvios nas estimativas de proporção de cada um dos três litotipos em cada poço para os diferentes métodos. _____	76
Figura 61: Agrupamento das rochas em quatro litotipos. _____	77
Figura 62: Gráficos comparativos entre a proporção de cada um dos quatro litotipos constatados e previstos pelos diferentes métodos em cada poço. _____	77

Figura 63: Gráficos dos desvios nas estimativas de proporção de cada um dos quatro litotipos em cada poço para os diferentes métodos. _____	78
Figura 64: Comparação entre os quatro litotipos constatados e estimados através das metodologias propostas para o poço 2-ANP-1. _____	79
Figura 65: Comparação entre os quatro litotipos constatados e estimados através das metodologias propostas para o poço BRSA-1053. _____	80
Figura 66: Comparação entre os quatro litotipos constatados e estimados através das metodologias propostas para o poço BRSA-1064. _____	81
Figura 67: Comparação entre os quatro litotipos constatados e estimados através das metodologias propostas para o poço BRSA-1159. _____	82
Figura 68: Comparação entre os quatro litotipos constatados e estimados através das metodologias propostas para o poço BRSA-1197. _____	83
Figura 69: Agrupamento das rochas em cinco litotipos. _____	84
Figura 70: Gráficos comparativos entre a proporção de cada um dos cinco litotipos constatados e previstos pelos diferentes métodos em cada poço. _____	85
Figura 71: Gráficos dos desvios nas estimativas de proporção de cada um dos cinco litotipos em cada poço para os diferentes métodos. _____	86
Figura 72: Comparação entre os cinco litotipos constatados e estimados através das metodologias propostas para o poço ANP-1. _____	87
Figura 73: Comparação entre os cinco litotipos constatados e estimados através das metodologias propostas para o poço BRSA-1053. _____	88
Figura 74: Comparação entre os cinco litotipos constatados e estimados através das metodologias propostas no poço BRSA-1064. _____	89
Figura 75: Comparação entre os cinco litotipos constatados e estimados através das metodologias propostas no poço BRSA-1159. _____	90
Figura 76: Comparação entre os cinco litotipos constatados e estimados através das metodologias propostas no poço BRSA-1197. _____	91
Figura 77: Agrupamento das rochas em seis litotipos. _____	92
Figura 78: Gráficos comparativos entre a proporção de cada um dos cinco litotipos constatados e previstos pelos diferentes métodos em cada poço. _____	93
Figura 79: Gráficos dos desvios nas estimativas de proporção de cada um dos cinco litotipos em cada poço para os diferentes métodos. _____	94
Figura 80: Comparação entre os seis litotipos constatados e estimados através das metodologias propostas para o poço ANP-1. _____	95
Figura 81: Comparação entre os seis litotipos constatados e estimados através das metodologias propostas para o poço BRSA-1053. _____	96
Figura 82: Comparação entre os seis litotipos constatados e estimados através das metodologias propostas para o poço BRSA-1064. _____	97
Figura 83: Comparação entre os seis litotipos constatados e estimados através das metodologias propostas para o poço BRSA-1159. _____	98
Figura 84: Comparação entre os seis litotipos constatados e estimados através das metodologias propostas para o poço BRSA-1197. _____	99
Figura 85: Litotipos (esquerda), previsão de litotipos na frequência do poço (centro), previsão de litotipos na frequência sísmica (direita) _____	101
Figura 86: Gráfico resumindo o erro médio quadrático (RMSE) em cada poço na predição de litotipos na frequência sísmica utilizando o Método 3. _____	102
Figura 87: Erro médio quadrático na frequência sísmica agrupando os cinco poços. _____	102

Figura 88: <i>Crossplots</i> entre Velocidade-P e Velocidade-S para os diferentes litotipos, a respectiva curva empírica ajustada e as previsões de Greenberg & Castagna (1992) para arenitos (pontilhado), dolomitos (contínua) e calcários (tracejado).	105
Figura 89: <i>Crossplots</i> entre Velocidade-P e Densidade para os diferentes litotipos, a respectiva curva empírica ajustada e as previsões de Gardner <i>et al.</i> (1974) para arenitos (pontilhado), dolomitos (contínua) e folhelhos (cinza) e Mavko <i>et al.</i> , 2009 para calcários (tracejado).	107
Figura 90: <i>Crossplots</i> entre porosidade e impedância-P para os diferentes litotipos.	109
Figura 91: Relação entre permeabilidade absoluta e porosidade efetiva para os litotipos STE e LPC (a), RES (b), LCC-QD (c), LCC-DD (d), CD-QR (e) e CD-QP (f). A zona em vermelho delimita as estimativas abaixo da resolução nas medidas de permeabilidade obtidas em laboratório	111
Figura 92: Permeabilidades estimadas pelas leis empíricas para valores fixos de porosidade.	112

Lista de Tabelas

Tabela 1: Resumo da avaliação petrofísica de 17 poços de Búzios (Castro, 2019).	18
Tabela 2: Resumo dos dados disponíveis em cor verde.	42
Tabela 3: Propriedades dos minerais (Mavko <i>et al.</i> , 1998).	55
Tabela 4: Médias das porosidades efetivas e permeabilidades absolutas de cada litotipo em escala de perfil.	59
Tabela 5: Médias das porosidades efetivas e permeabilidades absolutas de cada litotipo em escala de amostra.	60
Tabela 6: Coeficientes das relações empíricas, sendo VP e VS em km/s e ρ em g/cm^3	67
Tabela 7: Coeficientes das relações empíricas obtidas para as rochas 100% saturadas com água. As unidades das velocidades e densidade são m/s e g/cm^3 , respectivamente	103
Tabela 8: Coeficientes das relações empíricas obtidas para o caso de saturação <i>in-situ</i> . A impedância acústica em $g.m/cm^3.s$ e a porosidade em fração de volume.	104
Tabela 9: Coeficientes empíricos da relação entre porosidade e permeabilidade (mD) por litotipo.	112

1. Introdução

Até a descoberta dos reservatórios carbonáticos do pré-sal na Bacia de Santos, a produção em reservatórios areníticos foi predominante no Brasil, especialmente nas bacias de Campos e Espírito Santo. Curiosamente, a primeira descoberta nessas bacias, se deu em 1974 num reservatório carbonático de idade albiana, conhecido como Campo de Garoupa. Nos anos seguintes, as descobertas dos campos de Enchova e Namorado abriram as portas para a soberania dos reservatórios turbidíticos no Brasil. A partir de meados da década de 80, descobertas de campos gigantes em águas profundas impulsionaram o crescimento da produção brasileira. Os campos de Albacora, Albacora Leste, Marlim, Marlim Sul, Marlim Leste, Roncador, Barracuda, Caratinga e todo o Parque das Baleias elevaram a produção nacional a um patamar superior. Contudo, a descoberta dos reservatórios carbonáticos do pré-sal na Bacia de Santos, a partir de 2006, deu início a uma nova era na história da exploração e produção de petróleo no Brasil, que naquele ano atingia um balanço positivo entre produção e consumo. Os grandes volumes de óleo, as altas produtividades dos poços e a rápida implementação dos planos de desenvolvimento destas jazidas tornaram os campos do pré-sal brasileiro os principais ativos do setor de óleo e gás nacional. Num levantamento de 2018 a Agência Nacional do Petróleo (ANP) mostrou que a produção média dos poços do pré-sal era de aproximadamente 17 mil barris de óleo por dia. Isso representa dez vezes mais do que a média de produção dos poços nas demais áreas *offshore* no Brasil e mil vezes mais nas áreas *onshore*. Em 2020 o pré-sal atingiu 2,7 milhões de barris de óleo equivalente por dia, o que representa 70% da produção nacional.

Juntamente ao potencial econômico destas jazidas, grandes desafios técnicos se impunham. No âmbito da geologia e geofísica de reservatórios surgiam questões desde o imageamento de alvos profundos sob complexas estruturas evaporíticas até a compreensão do contexto evolutivo e do impacto de expressivas heterogeneidades composicionais e faciológicas destas rochas em diferentes escalas. Estes reservatórios possuem vasta extensão lateral e podem atingir algumas centenas de metros de espessura. O cenário se mostra ainda mais complexo por conta dos elevados custos de perfuração. Isso significa que um insucesso num poço de desenvolvimento da produção representa uma grande perda econômica, tornando imprescindível a busca por metodologias robustas de mitigação do risco em novas locações. Outra consequência é que, nestas áreas, os poços são esparsos. Este contexto eleva ainda mais a importância do dado sísmico para

caracterização de reservatório, já que este representa a principal fonte de informação tridimensional de subsuperfície.

Não obstante ao suporte à locação de poços, busca-se extrair o máximo potencial destes dados, visando um maior entendimento dos processos deposicionais e diagenéticos e suas distribuições espaciais. Deste modo, é fundamental desenvolver novas metodologias capazes de aportar informações detalhadas de subsuperfície para a construção de modelos estáticos (porosidade e permeabilidade) e dinâmicos (saturações e pressões) do reservatório mais preditivos, contribuindo, assim, no gerenciamento destes campos para aumentar o fator de recuperação.

As rochas carbonáticas são mais suscetíveis a alterações químicas e processos que modificam sua composição mineralógica e o meio poroso. Através da física de rochas é possível entender como tais efeitos se refletem nas propriedades sísmicas, permitindo, dessa forma, a caracterização e quantificação de parâmetros geológicos através de dados geofísicos. Utilizando perfis de poços, as rochas do Campo de Búzios foram categorizadas em até seis classes, chamadas de litotipos, em função de suas composições mineralógicas, porosidades e conteúdo de argila. Este trabalho visa investigar a viabilidade de discriminação destes litotipos carbonáticos nos reservatórios do pré-sal através de atributos elásticos.

Este trabalho se inicia com a apresentação da área de estudada. No capítulo 2 é feita uma breve introdução regional sobre a bacia, suas principais formações e superfícies estratigráficas no intervalo geológico de interesse. Em seguida, são descritas as principais fácies encontradas na Formação Barra Velha. No final do capítulo 2 são mostradas informações relevantes sobre o Campo de Búzios e um resumo dos diferentes trabalhos publicados sobre este reservatório.

O capítulo 3 contém uma revisão sobre a teoria da elasticidade e as definições dos principais parâmetros elásticos que condicionam a resposta sísmica. Na sequência é apresentado um histórico de diversos estudos que relacionam propriedades geológicas e petrofísicas com os parâmetros elásticos em rochas carbonáticas.

Alguns conceitos matemáticos e estatísticos importantes para a compreensão do Teorema de Bayes, das funções densidade de probabilidade e da classificação Bayesiana são descritos no capítulo 4. Neste capítulo é mostrado o caso da distribuição normal

bivariada e como o nível de dependência entre as variáveis afeta as funções densidade de probabilidade bidimensionais.

O capítulo 5 discorre sobre o fluxo de trabalho aplicado neste estudo. Primeiramente, é feito um detalhamento do conjunto de dados disponível. Depois, são avaliadas as características das rochas carbonáticas do Campo de Búzios e suas respectivas propriedades observadas nos perfis de poços. A partir disso, é apresentada a metodologia desenvolvida para a definição dos litotipos e as diferentes abordagens utilizadas para classificação Bayesiana. No fechamento do capítulo são apresentadas as funções densidade de probabilidade calculadas.

Os resultados da classificação Bayesiana são discutidos no capítulo 6. As predições são agrupadas em três, quatro, cinco e seis litotipos e comparadas com os litotipos interpretados nos poços. A qualidade das predições é avaliada em termos quantitativos através indicadores expressos graficamente.

No capítulo 7, foram calculadas relações empíricas para os diferentes litotipos. Tais relações foram comparadas com modelos da literatura para calcários, dolomitos, arenitos e folhelhos. Além disso, foram obtidas, para os litotipos reservatório, relações entre impedância acústica e porosidade e entre porosidade e permeabilidade absoluta.

Esta dissertação se encerra no capítulo 8, onde são levantadas as principais conclusões, um resumo dos resultados mais relevantes e recomendações para trabalhos futuros.

2. Área de Estudo

Atualmente, o pré-sal brasileiro é a mais importante província petrolífera do país. A produção média dos poços é superior a 20 mil boe/dia. As reservas provadas são da ordem de 15 bilhões de barris de óleo equivalente (boe), representando aproximadamente 60% das reservas nacionais. A maior contribuição é proveniente da Bacia de Santos, onde, só no pré-sal, a produção já superou a média de 2,7 MMboe/dia, cerca de 70% da produção nacional.

A Bacia de Santos é a maior dentre as bacias *offshore* brasileiras com mais de 350 km² até a cota batimétrica de 3000 m. Ela é limitada ao norte pelo Alto de Cabo Frio, onde se dá início à Bacia de Campos, e se estende até o Alto de Florianópolis, que a separa da Bacia de Pelotas (Figura 1). A origem desta bacia está associada à ruptura do paleocontinente Gondwana no Cretáceo Inferior e à formação do Oceano Atlântico Sul. Portanto, é descrita como uma bacia passiva de margem divergente e preserva registros geológicos relacionados às diversas fases de sua evolução tectonoestratigráfica.

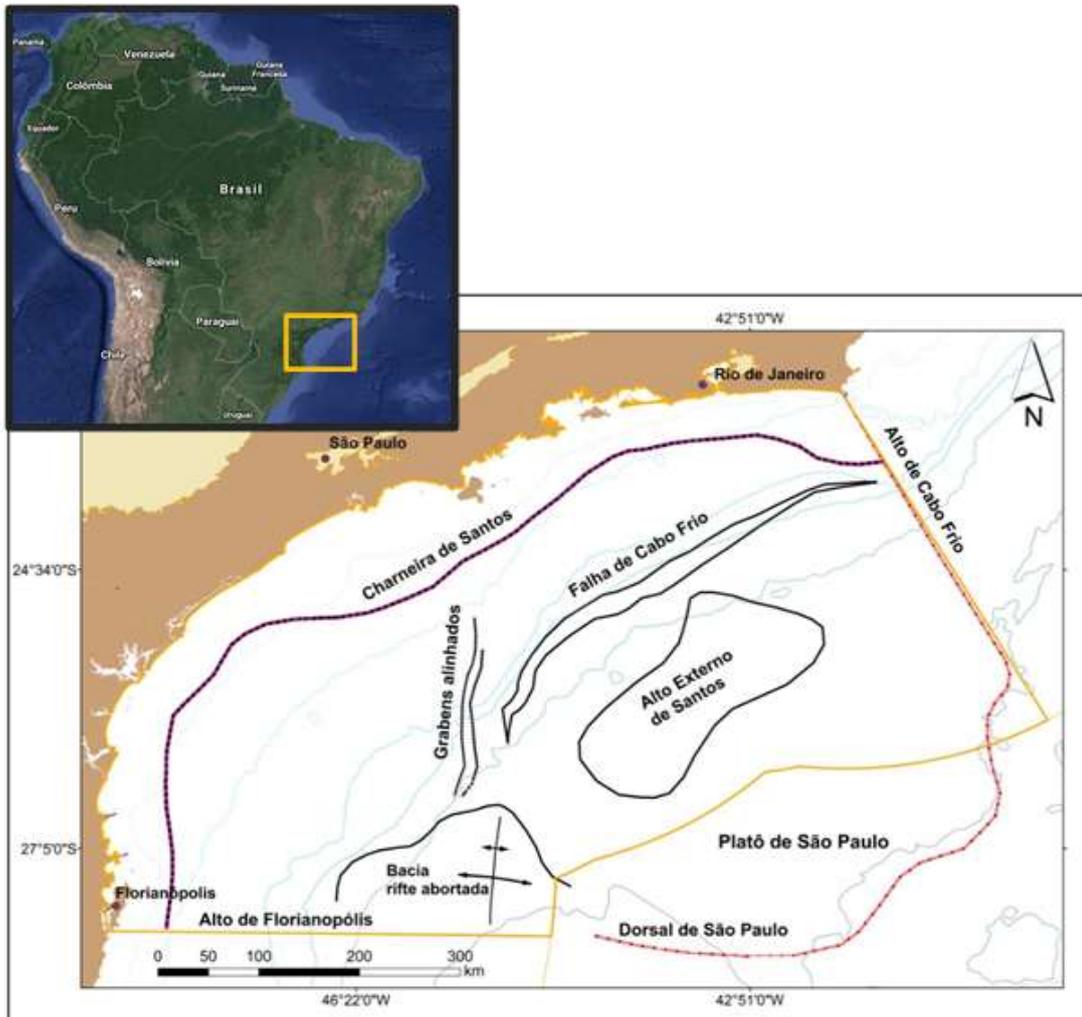


Figura 1: Mapa de localização da Bacia de Santos (Fonte: Adaptado da 16ª Rodada – Agência Nacional do Petróleo, Biocombustível e Gás Natural - ANP).

2.1. A Bacia de Santos no Intervalo Pré-Sal

Os primeiros depósitos sedimentares da Bacia de Santos ocorreram durante a fase rife na Formação (Fm.) Piçarras, sendo compostos por sedimentos arenosos e conglomeráticos de leques aluviais nas porções proximais e arenitos, siltitos e folhelhos de composição talco-estevensítica nas porções lacustres. Estes são cobertos pela Fm. Itapema, que é preenchida predominantemente por rochas compostas por fragmentos de conchas, folhelhos carbonáticos e folhelhos ricos em matéria orgânica, atuando também como geradores (Moreira *et al.*, 2007).

A Fm. Barra Velha, objeto de estudo deste trabalho, se inicia a partir da Discordância Pré-Alagoas, que representa um evento erosivo de regressão regional. Esta zona contempla os principais reservatórios. Segundo Moreira *et al.* (2007), esta formação

se caracteriza pela presença de calcários microbiais, estromatólitos e laminitos nas porções proximais e folhelhos nas porções distais, além de fácies de retrabalhamento com fragmentos de estromatólitos e bioclóstos. Sua interpretação de um ambiente transicional entre continental e marinho raso foi refutada por diversos autores e atualmente acredita-se que estas rochas se desenvolveram num ambiente lacustre. Um ponto de discussão importante se refere à origem destes carbonatos, já que estudos recentes apontam para origem abiótica destes depósitos (Wright & Barnett, 2015; Buckley *et al.*, 2015; Gomes *et al.*, 2020).

A complexidade dos depósitos carbonáticos lacustres se deve em parte pela variedade de mecanismos de controle associados à sua formação. A taxa de aporte sedimentar, a tectônica e o clima no controle das variações eustáticas são, na estratigrafia, condicionantes comuns a diferentes ambientes sedimentares. Neste caso, fatores como a temperatura e composição química da água se unem à lista de protagonistas para a compreensão da distribuição lateral e empilhamento vertical das fácies encontradas.

Segundo Wright & Barnett (2015) e Buckley *et al.* (2015), durante a deposição da Fm. Barra Velha ocorre a Discordância Intra-Alagoas, que marca o fim da fase rifte. Os depósitos da porção superior da Fm. Barra Velha acontecem durante uma fase *sag*, caracterizada por uma subsidência flexural ocasionada pelo resfriamento da crosta continental. Buckley *et al.* (2015) apontam ainda o afinamento e, eventualmente, a ausência destes depósitos no topo dos *horsts* mais proeminentes da bacia. Tipicamente é atribuída à fase *sag* um período de quiescência tectônica. No entanto, Karner e Gamboa (2007) identificaram eventos extensionais que se prolongam até a base da camada evaporítica sugerindo a presença de alguma atividade tectônica ainda durante este período.

Sobreposta à seção carbonática foi depositada a Formação Ariri em ambiente marinho raso. O paleo-relevo da bacia limitou a circulação de águas oceânicas vindas do sul e favoreceram a formação de uma extensa bacia evaporítica (Garcia *et al.*, 2012). As rochas depositadas neste período constituem o selo dos reservatórios carbonáticos das fases rifte e *sag*. Tais depósitos preservam espessuras que podem atingir alguns quilômetros e são compostos por cerca de 80% de halita, 12% por sais de alta velocidade, como gipsita e, principalmente, anidrita, e o restante por sais de baixa velocidade como

taquidrita, carnalita e silvita (Maul *et al.*, 2019). A Figura 2 mostra a carta estratigráfica da bacia segundo diferentes autores.

Tempo (Ma)	Sistema	Estágio	Discordâncias	Formação	Evolução Tectônica				
					Moreira <i>et al.</i> (2007)	Chang <i>et al.</i> (2002, 2008)	Carminatti <i>et al.</i> (2009)	Wright & Barnett (2015)	Castro (2019)
110	Cretáceo (parte)	Albiano (parte)		Guarujá	Drifte	Margem Passiva			Margem Passiva ou Drifte
				Ariri					
120	Aptiano	Alagoas	intra-Alagoas	Barra Velha	Pós-Rifte	Sin-Rifte III	Sag	Sag	Sag
			pré-Alagoas	Itapema			Rifte	Sin-Rifte II	Sin-Rifte Superior
130	Barremiano	Jiquiá		Piçarras					
	Hauteriviense	Buricica		Camboriú		Sin-Rifte I	Sin-Rifte Inferior		Rifte Inferior
140	Valanginiano	Aratu	Basalto						
	Berriasiano	Rio da Serra							

Figura 2: Resumo de diferentes interpretações para a carta estratigráfica da Bacia de Santos no intervalo pré-sal (Adaptado de Castro, 2019).

2.2. Formação Barra Velha

A Formação Barra Velha está inteiramente inserida no Andar Alagoas, de idade aptiana. Ela é limitada na base pela Discordância Pré-Alagoas, que separa diferentes domínios presentes nos andares Alagoas e Jiquiá. O mais antigo consiste em depósitos lacustres com predomínio de coquinas formadas por bivalves da Fm. Itapema. O mais recente foi formado num ambiente lacustre que favoreceu processos sucessivos de precipitação carbonática. Há uma discussão em relação à origem destas precipitações carbonáticas que são comumente tratadas como depósitos microbiais (Moreira *et al.*, 2007; Carminatti *et al.*, 2009; Terra *et al.*, 2010). No entanto, Wright & Barnett (2015) afirmam que há poucas evidências indicando processos microbiais nestas rochas e defendem uma origem abiótica para a sucessão de precipitação carbonática. Neste intervalo superior está contida a descontinuidade Intra-Alagoas, que separa uma fase superior do rifte da fase *sag* (Wright & Barnett, 2015). A expressão sísmica da fase rifte mostra que a porção superior tende a ser mais delgada do que a inferior. Já a sequência *sag* é ausente em alguns trechos e apresenta refletores paralelos ou de baixo ângulo, comumente terminando em *onlap* na Discordância Intra-Alagoas (Bucker *et al.*, 2015; Wright & Rodriguez, 2018).

Diferentes modelos deposicionais para estes depósitos são encontrados na literatura (Figura 3). Wright & Barnett (2015) defendem que a deposição ocorreu em um lago raso hiper alcalino devido à erosão de um terreno ígneo básico ao redor, o que explica a ocorrência de argilas magnesianas constatadas em diversos poços da bacia. O lago teria grande extensão e suscetibilidade a evaporação, tendo a Fm. Barra Velha preservado sucessivos registros destes ciclos. Carminatti *et al.* (2009) e Buckley *et al.* (2015), por sua vez, utilizam aspectos geométricos observados nos dados sísmicos para propor um cenário de plataforma carbonática, muito embora, ainda em ambiente lacustre. Buckley *et al.* (2015) defendem que a deposição é condicionada por um alto estrutural de topo plano, descrevem a presença de uma margem onde se desenvolvem *build-ups* agradacionais e uma porção de maior inclinação, que é consumida pela erosão num ambiente de mais alta energia e propicia o espessamento e acomodação de clinofomas e redeposição de sedimentos. Segundo Della Porta (2015) os *build-ups* são feições geradas por precipitações carbonáticas através de processos bióticos e abióticos. Ocorrem principalmente em ambientes lacustres restritos salinos ou alcalinos e em áreas com atividades hidrotermais devido a vulcanismo e tectonismo ativo. Della Porta (2015) detalha diferentes tipos não marinhos e os ambientes deposicionais associados que podem coexistir numa mesma bacia. No modelo de Della Porta (2015), os *build-ups* associados à ambientes lacustres podem estar relacionados à margem de lago ou a falhas. No caso das falhas, elas atuam como condutos de águas termais e podem ou não alimentar as margens de *horsts*. Embora não trate diretamente dos carbonatos aptianos das bacias *offshore* brasileiras, o trabalho de Della Porta (2015) ajuda a compreender muitas feições observadas na Bacia de Santos.

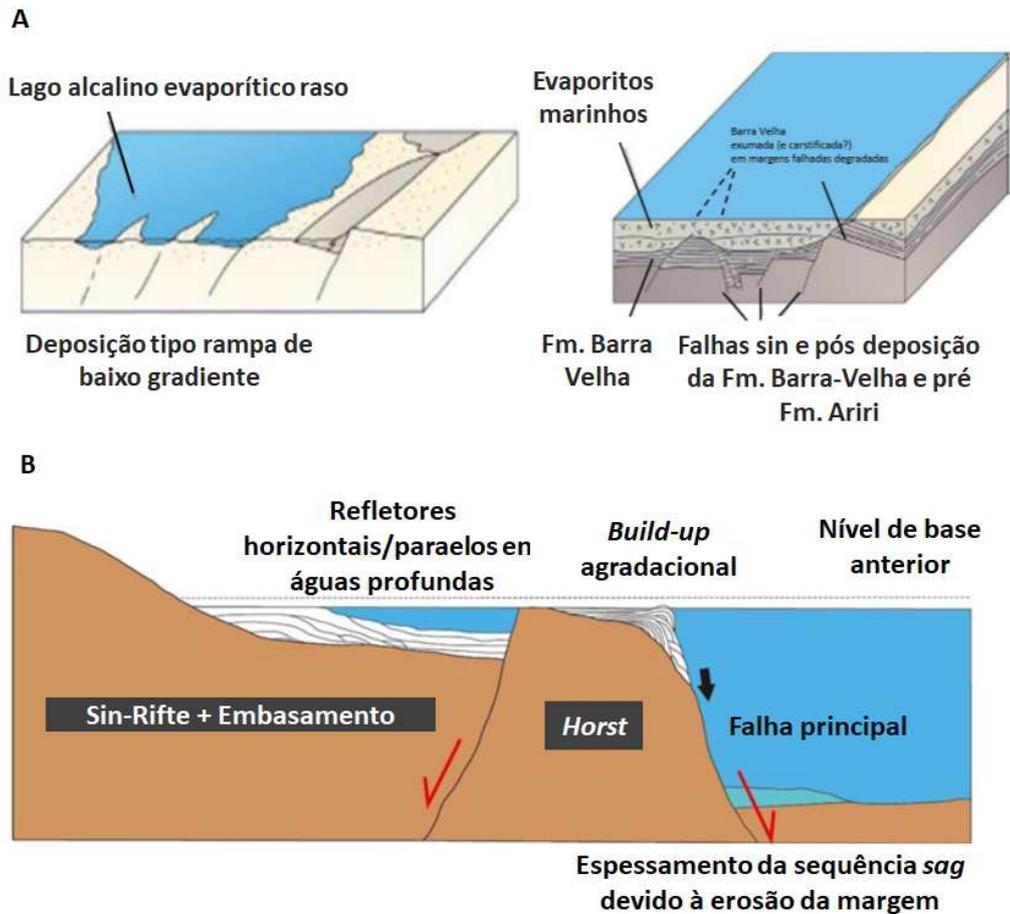


Figura 3: Desenho esquemático representando os modelos deposicionais propostos por: A) Wright & Barnett (2015) e; B) Buckley *et al.*, (2015).

Em termos de fácies carbonáticas, um importante passo para a descrição destas rochas foi dado por Terral *et al.* (2010), que propuseram uma classificação aplicável às bacias brasileiras, especialmente para as áreas do pré-sal. Neste trabalho quatro grandes grupos foram definidos em função da textura deposicional, como pode ser observado na Figura 4.

Posteriormente, Wright & Barnett (2015) dividiram os depósitos carbonáticos da Fm. Barra velha em três fácies principais, que se repetem de forma cíclica. Estes ciclos apresentam espessuras submétricas, podendo atingir até 5 m (Wright & Barnett, 2015; Gomes *et al.* 2020). A Figura 5 apresenta um desenho esquemático desta sucessão de fácies.

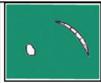
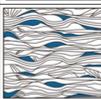
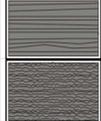
	NOMENCLATURA PRINCIPAL	TEXTURA	DEFINIÇÃO
Elementos não ligados durante a formação	MUDSTONE		Rocha suportada pela matriz com menos de 10% de grãos (tamanho areia ou maior).
	WACKSTONE		Rocha suportada pela matriz com mais de 10% de grãos (tamanho areia ou maior).
	PACKSTONE		Rocha suportada pelos grãos com matriz.
	GRAINSTONE		Rocha suportada pelos grãos, sem matriz (< 5% de matriz).
	FLOATSTONE		Rocha suportada pela matriz com mais de 10% dos grãos maiores que 2 mm.
	RUDSTONE		Rocha suportada pelos grãos com mais de 10% dos grãos maiores que 2 mm.
	BIOACUMULADO		Rocha constituída pela dominância de um tipo de organismo sem retrabalhamento (<i>in situ</i>) e granulometria areia ou maior.
	BRECHA		Rocha suportada pelos grãos com mais de 50% dos grãos angulosos maiores que 2 mm.
Elementos ligados durante a formação - <i>in situ</i>	BOUNDSTONE		Rocha formada <i>in situ</i> cujos componentes da trama original (fábrica original) foram ligados durante a deposição.
	ESTROMATOLITO Depósito de estrutura laminada e, em geral, convexa, podendo apresentar feições de crescimento/ramificações internas para o topo. Na maioria das vezes de origem microbial. Pode ser observado em diferentes escalas.		ESTROMATOLITO
			ESTROMATOLITO ARBORESCENTE - os componentes internos se organizam de forma ramificada divergente e possuem comprimento maior que a largura.
			ESTROMATOLITO ARBUSTIFORME - os componentes internos se ramificam ou não desde a base e a razão altura/largura é aproximadamente 1:1.
			ESTROMATOLITO DENDRIFORME - os componentes internos se organizam de forma intensamente ramificada divergente em que o comprimento é muito maior que a largura.
	TROMBOLITO		Depósito com textura macroscópica coagulada (clotted) , maciça e dômica. Na maioria das vezes de origem microbial.
	DENDROLITO		Depósito microbial de estrutura dendrítica formada por cianobactérias esqueléticas.
	LEIOLITO		Carbonato microbial dômico, sem laminação ou coágulos.
	ESFERULITO		Rocha composta por partículas de formas esféricas ou subsféricas de contornos lisos ou lobados (esferulitos) de tamanho geralmente inferior a 2 mm e que podem ocorrer de forma amalgamada ou isolados.
TRAVERTINO & (TUFA)		Rocha carbonática bandeada formada pela precipitação em superfície de soluções concentradas em CaCO ₃ ao redor de fontes (em geral quentes) devido a perda de CO ₂ por evaporação. A variedade mais esponjosa e menos compacta é denominada TUFA .	
Elementos ligados ou não	LAMINITO		Rocha carbonática de granulação fina (lamosa e/ou peloidal) formada pela recorrência de laminações delgadas. As laminações tendem a ser plano-paralelas, com superfície lisa (origem microbial ou não) ou crenulada (origem microbial).
Textura original não reconhecível	CALCÁRIO CRISTALINO		Rocha carbonática totalmente recrystalizada não sendo possível identificar sua textura original (deposicional). CALCÁRIO MICROCRISTALINO: cristais entre 5 e 50 µm
	DOLOMITO		Rocha carbonática totalmente dolomitizada não sendo possível identificar sua textura original (deposicional). MICRODOLOMITO: cristais entre 5 e 50 µm

Figura 4: Classificação de fácies carbonáticas (Adaptado de Terral *et al.*, 2010).

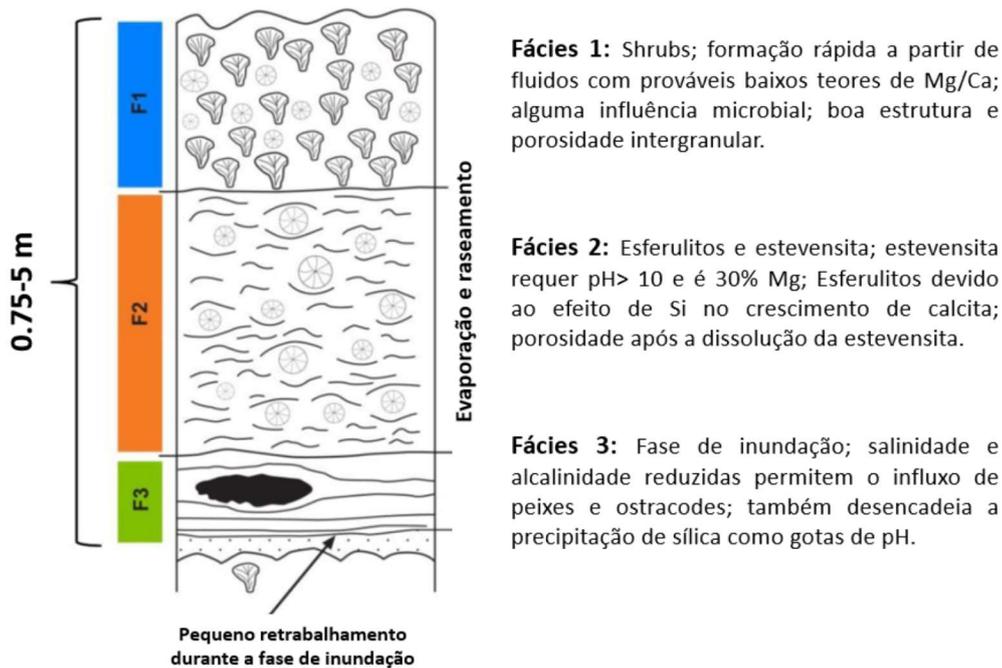


Figura 5: Ciclo completo de sucessão de fácies carbonáticas da Fm. Barra Velha (Wright & Barnett, 2015)

As fácies 3 de Wright & Barnett (2015) são constituídas de lamias carbonáticas depositadas em ambiente de baixa energia e marcadas por algum processo de renovação das águas lago. Segundo os autores, estas fácies estão associadas à períodos de afogamentos causados por eventos pluviométricos de curto período ocasionando uma redução no pH. A interpretação das condições para esse ambiente é justificada pela presença de ostracóides lacustres e vertebrados ausentes nas demais fácies e ocorrência de sílica anterior aos processos de compactação.



Figura 6: Intervalos do testemunho do poço 2-ANP-1 contendo fácies lamosas (Adaptado de Petersohn, 2013).

Após este período, é iniciada uma etapa de evaporação que marca um abrupto aumento no pH da água e a precipitação de silicatos magnesianos, como a estevensita, que vieram a formar a matriz destes depósitos. Segundo Wright & Barnett (2015), a massa de minerais precipitados atuou como um inibidor no desenvolvimento dos *shrubs* e propiciou a nucleação e crescimento dos esferulitos. Estes pacotes esferulíticos podem atingir vários metros de espessura (Figura 7). Os esferulitos se caracterizam por suas estruturas radiais com diferentes diâmetros, ocorrendo na Fm. Barra Velha como *grainstones* com porosidade intergranular e microporosidade, *packstones* e *wackstones* quando os grãos são diminutos e, em muitos casos, como fragmentos ou resultado de processos de retrabalhamento. O espaço poroso quando aberto cria um porosidade pseudo-fenestral. Quando fechado está preenchido por sílica e/ou dolomita. À medida que a precipitação das argilas magnesianas reduzia e o crescimento dos esferulitos atingia a interface com a camada de água se iniciava um crescimento assimétrico, que pode ser identificado no topo dessa fácies, indicando uma transição para a fácies seguinte (Wright & Barnett, 2015).



Figura 7: Intervalos do testemunho do poço 2-ANP-1 contendo fácies esferulíticas (Adaptado de Petersohn, 2013).

A última fácies descrita por Wright & Barnett (2015) provém de uma maior redução de precipitação de argilas magnesianas, propiciando o desenvolvimento de *shrubs* (Figura 8). Entre estas estruturas se observa porosidade intercrystalina, podendo

estar parcialmente preenchida por dolomita sugerindo a presença dispersa desses Mg-silicatos. Em casos raros são observados *shrubs* com porosidade totalmente preenchida por talco-estevensita. As camadas formadas durante a evolução destes *shrubs* são predominantemente horizontais, porém geometrias dômicas também são observadas. Sucessões destas fácies podem atingir vários metros de espessura e comumente os *shrubs* estão fragmentados e misturados com esferulititos e laminitos. Wright & Rodriguez (2018) atribuem a estas fácies os melhores reservatórios, seja como *shrubs in situ* ou como fácies retrabalhadas resultando em *grainstones* bem selecionados.



Figura 8: Intervalos do testemunho do poço 2-ANP-1 contendo fácies do tipo *shrubs* (Adaptado de Petersohn, 2013).

O impacto de diversos aspectos diagenéticos observados em carbonatos das fases rife e *sag* são abordados por Lima e De Ros (2019). Neste trabalho, foi utilizado um vasto conjunto de dados e análises em amostras e lâminas petrográficas coletadas das Fm. Macabu e Coqueiros, na Bacia de Campos, análogos das Fm. Barra Velha e Itapema. Os autores atribuem grande importância aos processos de dissolução na determinação da qualidade de reservatório nas fácies *shrubs* e esferulitito. Retratam a porosidade secundária como predominante e classificam como os principais tipos de porosidade nestas rochas: intercrystalina, intracrystalina, interpartícula, intrapartícula, por dissolução de argilas magnesianas, laminar, móldica, vugos, canal, fratura e brecha.

Por outro lado, Lima e De Ros (2019) mostram que além da dissolução, processos de recristalização, dolomitização e silicificação são bastante comuns. A silicificação, em geral, ocorreu posteriormente aos processos substituição por dolomita. Esta substituição atuou principalmente nas argilas magnesianas. Fluxos hidrotermais, possivelmente ligados à atividade magmática e ou exumação do manto, fomentaram a transformação do sistema poroso, provocando dissolução e precipitação de diversos minerais. Lima e De Ros (2019) encontraram cerca de 15 tipos de cimento que atuam na obliteração do espaço poroso: calcita, dolomita, quartzo e sílica microcristalina estão entre os principais.

Gomes *et al.* (2020) propõem uma nova classificação de fácies para a Fm. Barra Velha. Neste trabalho, são levados em consideração as proporções entre três elementos propostos por Wright & Bennett (2015), a composição mineralógica, fatores deposicionais, diagenéticos e o grau de dissolução ou retrabalhamento (Figura 9). Uma descrição bastante mais detalhada objetiva uma correlação mais direta com a qualidade de reservatório.

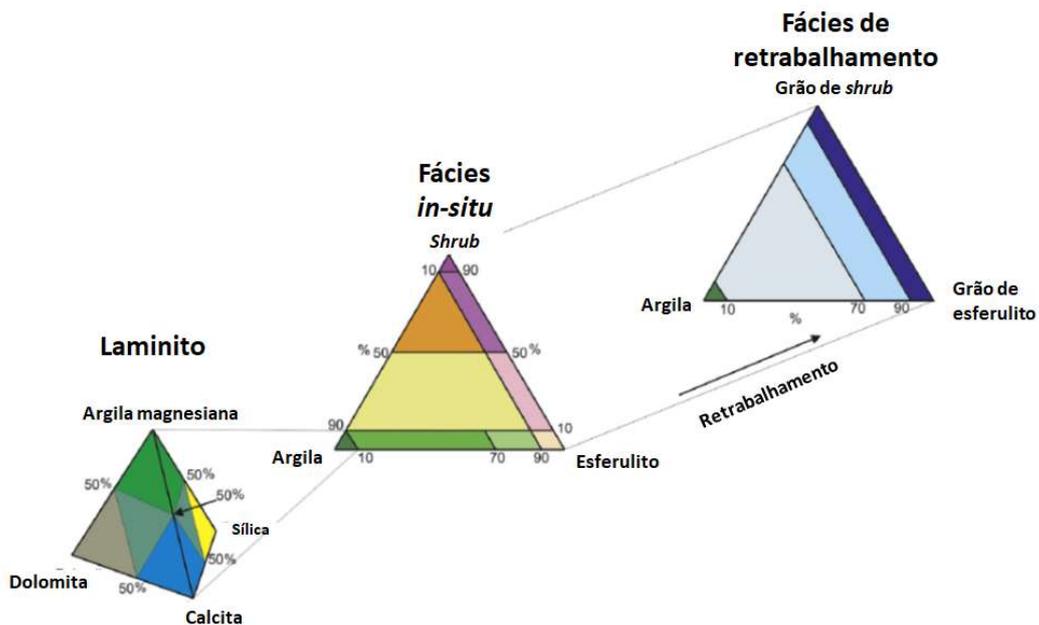


Figura 9: Proposta de classificação de fácies carbonáticas para a Fm. Barra Velha (Adaptado de Gomes *et al.*, 2020).

2.3. O Campo de Búzios

O Campo de Búzios está localizado a oeste de Libra, a nordeste do complexo de Iara (Berbigão, Sururu e Atapu) e a leste de Florim (Figura 10). É atualmente o segundo maior campo do Brasil em termos de produção, superando os 600 mil barris boe por dia

no primeiro semestre de 2020 e com uma tendência ascendente (Figura 11). Em fevereiro, 10 dos seus poços ficaram entre os 15 com as maiores médias de produção diária do país (Figura 12).

Existem poucos trabalhos na literatura que retratem especificamente a área onde o Campo de Búzios está inserido. Petersohn (2013) traz informações sobre os primeiros poços nas áreas conhecidas como prospectos de Libra e de Franco, hoje campos de Mero e de Búzios, respectivamente, para apresentar novas fronteiras exploratórias da Bacia. Ferreira *et al.* (2019) aplicou um método baseado em redes neurais não supervisionado para caracterização dos carbonatos nestes reservatórios. Castro (2019) focou na avaliação de formação, determinando parâmetros petrofísicos nos poços, tais como volume de argila, saturação de água e *net pay*. Em seu estudo observou que em termos de qualidade de reservatório, a Fm. Itapema detém melhores permoporosidades. No entanto, uma parte significativa do volume de rocha está abaixo do contato óleo-água. A Tabela 1 mostra que na Fm. Barra Velha a espessura média de reservatório com óleo é de aproximadamente 200 m, enquanto na Fm. Itapema é 80 m (Castro, 2019). Todavia, Castro (2019) identificou importantes barreiras de permeabilidade em 5 poços da área, que quando ocorrem, coincidem com a Discordância Intra-Alagoas. Tais camadas seriam resultado de processos, ora de preservação, ora de alteração de estevensita.

Castro & Lupinacci (2019) e Dias *et al.* (2019) observaram que uma inversão acústica não é capaz de discriminar carbonatos com boa permoporosidade destas barreiras quando associadas à presença de argila na Fm. Barra Velha do Campo de Búzios. Castro & Lupinacci (2019) apontam a combinação de dois atributos oriundos da inversão elástica como uma alternativa para este problema (Figura 13).

Através da seção sísmica interpretada por Dias *et al.* (2019), é possível observar que as superfícies sísmicas que limitam a Fm. Barra Velha são mapeáveis (Figura 14). Vale ressaltar, que em todo o pré-sal, o topo mapeado representa, na verdade, a base da camada de halita. Uma camada de anidrita com espessura variável a separa do topo da Fm. Barra Velha. No caso da Discordância Intra-Alagoas sua expressão sísmica é bastante descontínua.

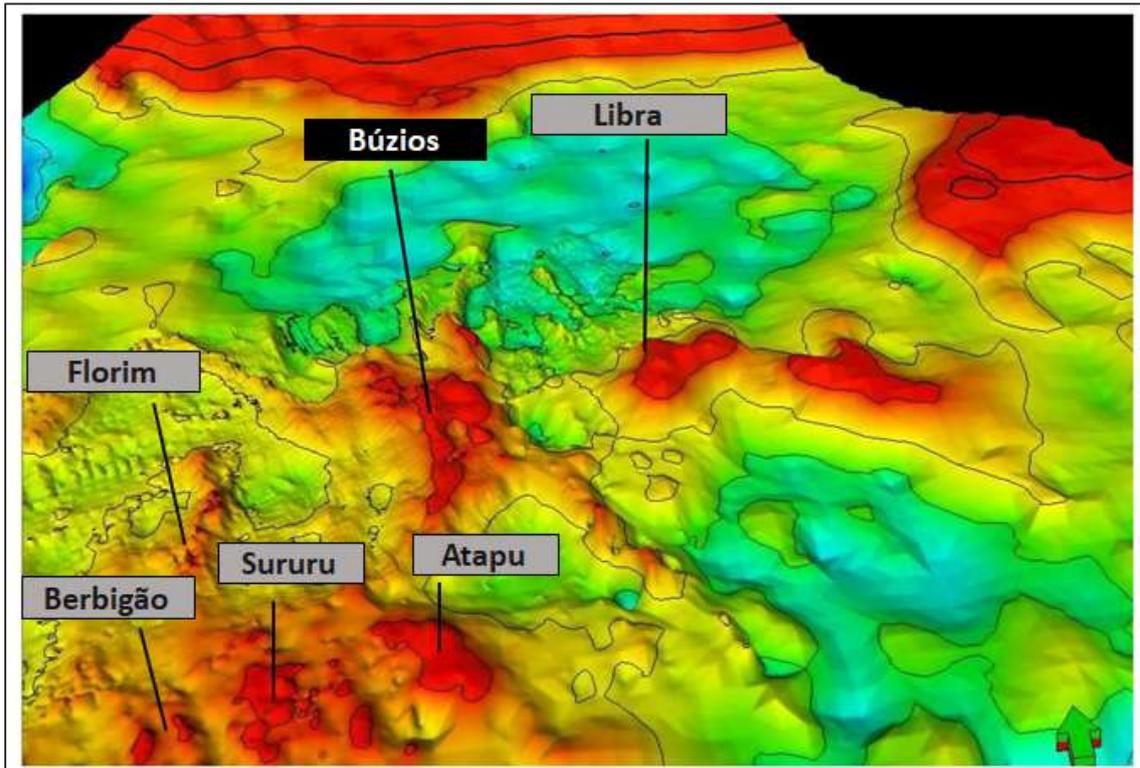
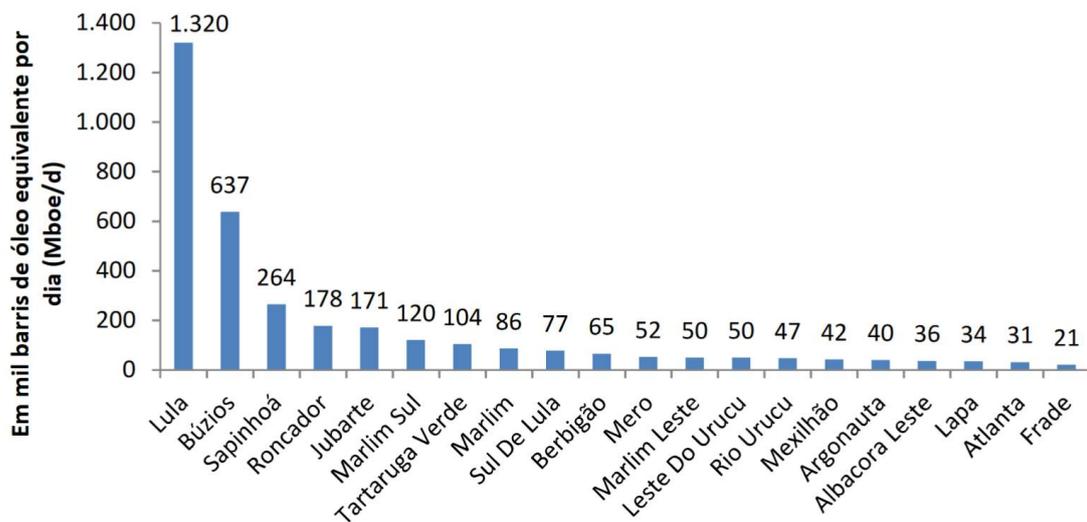


Figura 10: Mapa de profundidade base do sal com a localização de importantes áreas do pré-sal da Bacia de Santos. A cor vermelha representa as porções mais elevadas (Adaptado de Petersohn, 2013).



Fonte: ANP/SDP/SIGEP
Abril/2020

Figura 11: Produção diária dos principais campos (Fonte: ANP/SDP/SIGEP, abril de 2020).

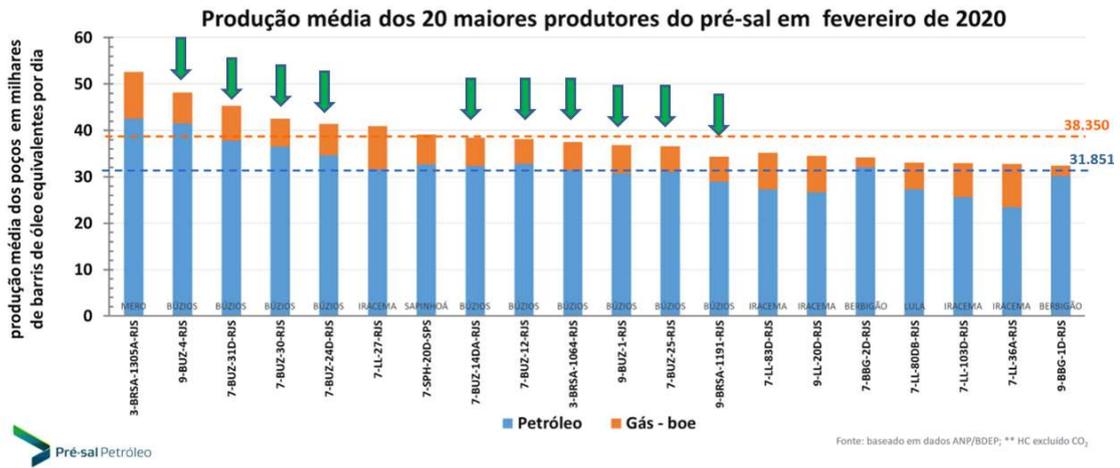


Figura 12: Principais poços produtores do pré-sal em fevereiro de 2020 (Fonte: PPSA).

Tabela 1: Resumo da avaliação petrofísica de 17 poços de Búzios (Castro, 2019).

POÇOS	ZONAS	ESPESSURA (m)	NET RES (m)	NET PAY (m)	PHIT (m3/m3)		PHIE (m3/m3)		FF (m3/m3)		SW (v/v)		Vcl (v/v)		Vclay (v/v)		KTIM (mD)	
					Moda	Média	Moda	Média	Moda	Média	Moda	Média	Moda	Média	Moda	Média	Moda	Média
2-ANP-1-RJS	B. Velha	199,60	116,66	113,69	0,06	0,09	0,04	0,09	0,03	0,07	0,14	0,24	0,02	0,07	0,01	0,06	8,12	159,70
	Itapema	227,46	208,80	133,23	0,15	0,14	0,10	0,13	0,09	0,11	0,08	0,34	0,03	0,04	0,01	0,03	21,38	258,04
3-BRSA-1053-RJS	B. Velha	372,00	325,94	313,37	0,13	0,13	0,13	0,12	0,10	0,10	0,10	0,24	0,03	0,06	0,02	0,10	64,57	147,31
	Itapema	185,00	128,02	58,10	0,07	0,10	0,05	0,09	0,05	0,07	0,51	0,42	0,02	0,07	0,02	0,06	5,37	84,12
3-BRSA-1184-RJS	B. Velha	325,00	277,14	272,80	0,12	0,12	0,10	0,12	0,09	0,10	0,12	0,21	0,02	0,03	0,01	0,03	512,86	190,30
	Itapema	147,00	124,90	62,56	0,12	0,12	0,12	0,12	0,10	0,10	0,09	0,45	0,02	0,02	0,02	0,01	194,98	144,89
3-BRSA-1195-RJS	B. Velha	216,64	161,93	134,34	0,08	0,10	0,07	0,10	0,04	0,07	0,11	0,37	0,02	0,08	0,08	0,10	1,35	83,00
	Itapema	144,32	72,91	44,57	0,07	0,09	0,06	0,08	0,04	0,06	0,41	0,39	0,02	0,11	0,02	0,05	0,39	94,68
3-BRSA-944A-RJS	B. Velha	289,23	252,96	246,16	0,10	0,11	0,10	0,11	0,07	0,09	0,17	0,21	0,03	0,06	0,04	0,10	12,30	105,51
	Itapema	191,00	149,39	0,00	0,09	0,10	0,09	0,09	0,06	0,07	0,69	0,69	0,02	0,07	0,02	0,02	5,37	23,16
9-BRSA-1191-RJS	B. Velha	254,40	175,73	133,05	0,14	0,12	0,05	0,11	0,03	0,07	0,37	0,39	0,02	0,07	0,03	0,06	1,55	64,88
	Itapema	142,00	116,74	107,90	0,13	0,13	0,12	0,13	0,10	0,10	0,13	0,23	0,02	0,05	0,02	0,04	37,15	157,55
9-BRSA-1197-RJS	B. Velha	250,30	236,06	232,25	0,12	0,14	0,10	0,14	0,10	0,11	0,14	0,19	0,02	0,05	0,02	0,08	56,23	391,63
	Itapema	88,40	71,02	68,74	0,18	0,15	0,18	0,14	0,15	0,14	0,08	0,24	0,02	0,04	0,02	0,02	676,08	804,95
9-BUZ-1-RJS	B. Velha	341,90	236,51	219,01	0,07	0,10	0,07	0,10	0,05	0,08	0,12	0,23	0,02	0,04	0,03	0,05	389,05	123,08
	Itapema	101,00	75,40	20,46	0,11	0,12	0,14	0,12	0,11	0,10	0,58	0,46	0,02	0,03	0,02	0,03	223,87	242,64
9-BRSA-1159-RJS	B. Velha	174,00	87,59	87,02	0,07	0,09	0,03	0,07	0,01	0,05	0,19	0,40	0,02	0,17	0,02	0,05	0,30	28,40
	Itapema	251,00	197,63	111,91	0,13	0,13	0,12	0,13	0,10	0,10	0,13	0,39	0,02	0,04	0,02	0,02	128,82	159,93
8-BUZ-5-RJS	B. Velha	190,00	114,36	110,17	0,08	0,12	0,05	0,10	0,01	0,07	0,12	0,44	0,02	0,15	0,02	0,05	1.175	235,86
	Itapema	225,00	215,71	104,72	0,15	0,16	0,15	0,16	0,11	0,13	0,07	0,36	0,02	0,03	0,02	0,02	126,83	531,34
9-BUZ-2-RJS	B. Velha	300,92	241,82	151,12	0,15	0,12	0,14	0,11	0,09	0,09	0,13	0,45	0,02	0,07	0,02	0,06	10,72	105,08
	Itapema	195,30	111,20	0,00	0,12	0,11	0,11	0,10	0,10	0,09	1,00	0,89	0,02	0,11	0,02	0,09	32,36	242,73
3-BRSA-1064-RJS	B. Velha	257,37	150,10	149,79	0,08	0,10	0,04	0,09	0,02	0,07	0,10	0,30	0,04	0,12	0,02	0,09	3,55	106,02
	Itapema	178,19	155,14	93,61	0,12	0,15	0,11	0,14	0,11	0,12	0,01	0,40	0,02	0,05	0,02	0,02	56,23	339,88
9-BUZ-3-RJS	B. Velha	448,55	433,77	403,48	0,13	0,13	0,12	0,12	0,10	0,10	0,11	0,22	0,05	0,04	0,02	0,05	85,11	129,71
	Itapema	177,37	124,21	0,00	0,09	0,10	0,09	0,09	0,07	0,08	0,73	0,66	0,02	0,05	0,03	0,06	24,55	34,77
9-BUZ-4-RJS	B. Velha	178,46	167,30	149,10	0,17	0,15	0,16	0,15	0,15	0,12	0,08	0,24	0,02	0,02	0,02	0,03	338,84	746,17
	Itapema	246,30	236,04	236,03	0,12	0,14	0,12	0,13	0,11	0,12	0,06	0,12	0,02	0,02	0,02	0,02	169,82	924,99
9-BUZ-7-RJS	B. Velha	231,01	157,19	155,67	0,06	0,10	0,06	0,10	0,04	0,08	0,10	0,22	0,02	0,06	0,05	0,09	0,51	166,80
	Itapema	327,48	184,25	107,14	0,03	0,09	0,03	0,09	0,01	0,06	0,10	0,33	0,02	0,07	0,02	0,03	1,35	147,67
9-BUZ-8-RJS	B. Velha	236,00	93,67	72,37	0,08	0,08	0,03	0,05	-	-	0,39	0,59	-	-	0,02	0,12	-	-
7-BUZ-6-RJS	B. Velha	278,50	175,02	169,93	0,07	0,09	0,06	0,08	0,04	0,07	0,17	0,25	0,02	0,04	0,02	0,07	0,45	50,67
	Itapema	151,00	77,30	0,00	0,10	0,10	0,10	0,10	0,06	0,08	0,53	0,67	0,02	0,04	0,03	0,02	2,69	54,40

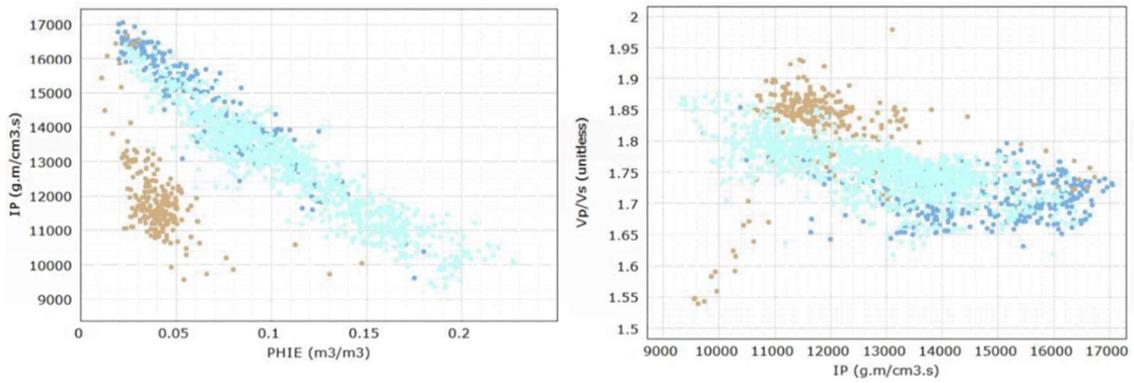


Figura 13: *Crossplot* entre porosidade efetiva e impedância-P (Esquerda) e impedância-P e razão (direita) no poços BRSA-1064 do Campo de Búzios. Os pontos azuis representam carbonatos sem argila e os laranjas os carbonatos argilosos. (Adaptado de Castro & Lupinacci, 2019).

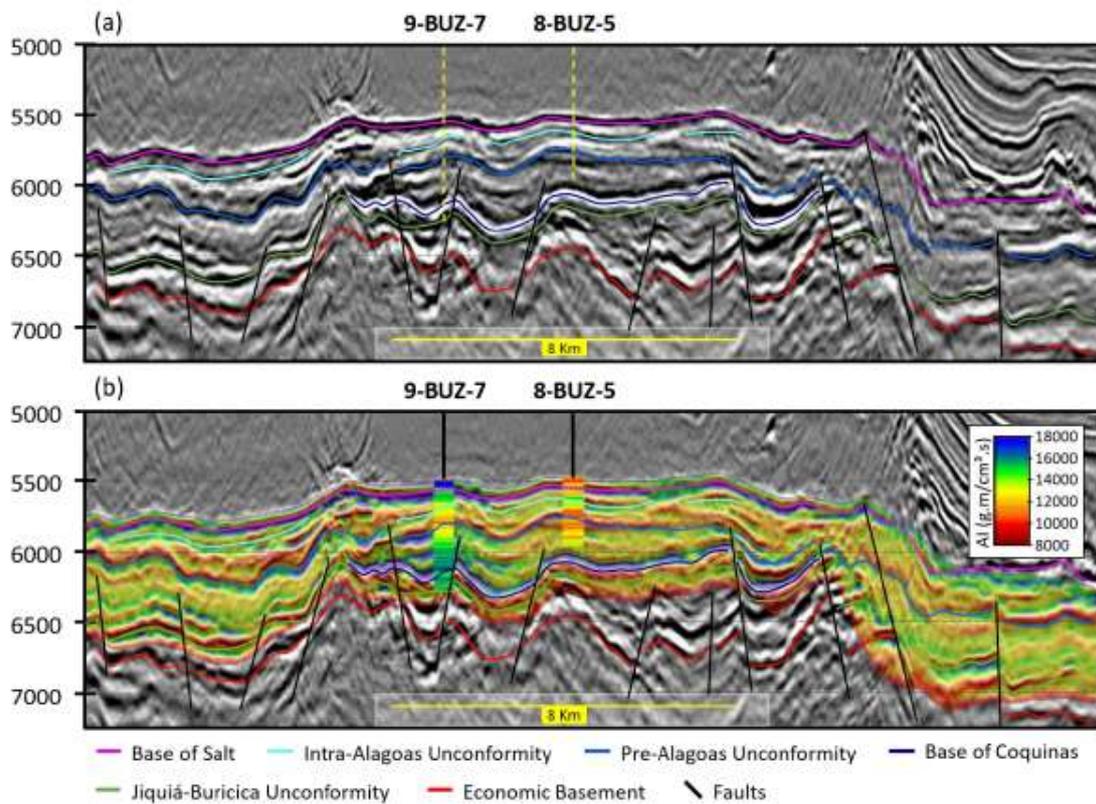


Figura 14: Seção sísmica interpretada da seção pré-sal, Campo de Búzios (Dias *et al.*, 2019).

3. O Comportamento Elástico dos Carbonatos

3.1. Definição dos Parâmetros Elásticos

A Lei de Hooke descreve uma relação constitutiva linear entre tensão e deformação para os materiais. Este comportamento é válido dentro do regime elástico, onde após cessada a aplicação da tensão, as partículas que compõem o meio retornam à sua posição original. Para fins de simplificação, podemos tratar o material como um cubo infinitesimal num espaço cartesiano (Figura 15) onde a Lei de Hooke é dada por (Thomsen, 1986):

$$\sigma_{ij} = \sum_{k=1}^3 \sum_{l=1}^3 C_{ijkl} \varepsilon_{kl}, \quad (1)$$

no qual σ_{ij} e ε_{kl} são tensores de segunda ordem de tensões e deformações, respectivamente, e C_{ijkl} é o tensor de rigidez de quarta ordem. O estado de tensões ao qual um ponto está submetido pode ser definido a partir do tensor de tensões baseado na formulação de Cauchy. Este relaciona um vetor unitário (n) normal à superfície onde força é aplicada e um vetor de tração (T_j^n):

$$T_j^n = \sigma_{ij} n, \quad (2)$$

O tensor é simétrico e sua diagonal principal remete às tensões normais ou compressivas (σ_{ii}) e os demais elementos às tensões tangenciais ou cisalhantes (τ_{ij}):

$$\sigma = \begin{bmatrix} \sigma_{11} & \sigma_{12} & \sigma_{13} \\ \sigma_{21} & \sigma_{22} & \sigma_{23} \\ \sigma_{31} & \sigma_{31} & \sigma_{33} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sigma_{xx} & \sigma_{xy} & \sigma_{xz} \\ \sigma_{yx} & \sigma_{yy} & \sigma_{yz} \\ \sigma_{zx} & \sigma_{zy} & \sigma_{zz} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sigma_x & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_y & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_z \end{bmatrix}, \quad (3)$$

no qual:

$$\sigma_i = \frac{F_i}{A_i}, \quad (4)$$

$$\tau_{ij} = \frac{F_j}{A_i}, \quad (5)$$

sendo F_i a força aplicada na direção i numa dada área (A) cujo vetor normal é i quando tensão normal e j quando tensão cisalhante. De maneira análoga, pode-se obter o tensor de deformações (ε):

$$\varepsilon = \begin{bmatrix} \varepsilon_{11} & \varepsilon_{12} & \varepsilon_{13} \\ \varepsilon_{21} & \varepsilon_{22} & \varepsilon_{23} \\ \varepsilon_{31} & \varepsilon_{31} & \varepsilon_{33} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \varepsilon_{xx} & \varepsilon_{xy} & \varepsilon_{xz} \\ \varepsilon_{yx} & \varepsilon_{yy} & \varepsilon_{yz} \\ \varepsilon_{zx} & \varepsilon_{zy} & \varepsilon_{zz} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \varepsilon_x & \gamma_{xy} & \gamma_{xz} \\ \gamma_{yx} & \varepsilon_y & \gamma_{yz} \\ \gamma_{zx} & \gamma_{zy} & \varepsilon_z \end{bmatrix}. \quad (6)$$

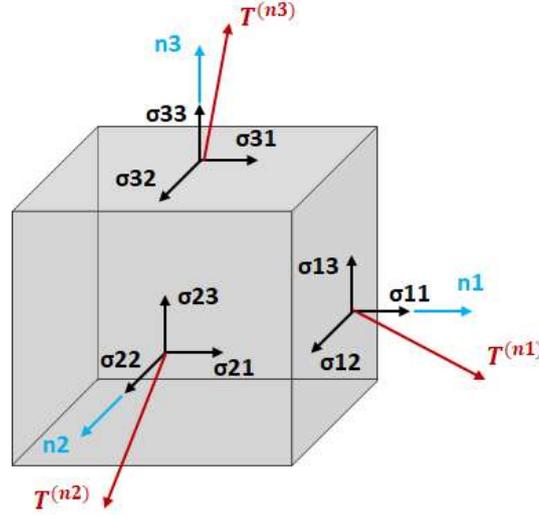


Figura 15: Cubo infinitesimal e a distribuição de tensões decompostas nos eixos cartesianos.

As deformações são obtidas através das derivadas parciais do campo de deslocamentos (U). Como consequência provocam mudança de volume ou na forma do material. Como as tensões, as deformações também podem ser normais (ε_k) ou cisalhantes (γ_{kl}):

$$\varepsilon_{kk} = \frac{\partial U_k}{\partial k}, \quad (7)$$

$$\gamma_{kl} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial U_k}{\partial l} + \frac{\partial U_l}{\partial k} \right). \quad (8)$$

As propriedades elásticas são oriundas do tensor de rigidez (C_{ijkl}) obtido a partir da Lei de Hooke, que na sua forma generalizada contém 81 elementos. Devido à simetria dos tensores de tensão e de deformação, uma forma reduzida deste vetor contém 36 elementos, que também é simétrica em relação à diagonal principal. Portanto, a relação entre tensão e deformação de qualquer material em regime elástico e linear pode ser definida a partir de 21 parâmetros. Nas equações matriciais a seguir, estarão representados nas matrizes simétricas apenas os elementos da diagonal principal e acima.

$$\begin{bmatrix} \sigma_{11} \\ \sigma_{22} \\ \sigma_{33} \\ \tau_{23} \\ \tau_{13} \\ \tau_{12} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} C_{1122} & C_{1122} & C_{1133} & C_{1123} & C_{1113} & C_{1112} \\ & C_{2222} & C_{2233} & C_{2223} & C_{2213} & C_{2212} \\ & & C_{3333} & C_{3323} & C_{3313} & C_{3312} \\ & & & C_{2323} & C_{2313} & C_{2312} \\ & & & & C_{1313} & C_{1312} \\ & & & & & C_{1212} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \epsilon_{11} \\ \epsilon_{22} \\ \epsilon_{33} \\ \gamma_{23} \\ \gamma_{13} \\ \gamma_{12} \end{bmatrix}. \quad (9)$$

Utilizando a notação de Voigt é possível reescrever C_{ijkl} em um tensor de segunda ordem $C_{\alpha\beta}$:

$$C_{\alpha\beta} = \begin{bmatrix} C_{11} & C_{12} & C_{13} & C_{14} & C_{15} & C_{16} \\ & C_{22} & C_{23} & C_{24} & C_{25} & C_{26} \\ & & C_{33} & C_{34} & C_{35} & C_{36} \\ & & & C_{44} & C_{45} & C_{46} \\ & & & & C_{55} & C_{56} \\ & & & & & C_{66} \end{bmatrix}. \quad (10)$$

no qual:

$$\begin{aligned} ij = 11 &\longrightarrow \alpha = 1, \\ ij = 22 &\longrightarrow \alpha = 2, \\ ij = 33 &\longrightarrow \alpha = 3, \\ ij = 23 &\longrightarrow \alpha = 4, \\ ij = 13 &\longrightarrow \alpha = 5, \\ ij = 12 &\longrightarrow \alpha = 6. \end{aligned} \quad (11)$$

E o mesmo ocorre para kl e β .

Durante a propagação de ondas sísmicas, o material fica submetido a um regime de baixíssimas deformações, o que permite tratá-lo como um experimento elástico. No entanto, 21 parâmetros é um número extremamente elevado, o que torna muitas vezes inviável a aplicação prática da teoria elástica na geofísica. Portanto, buscam-se premissas capazes de simplificar tais relações, de forma que ainda possam ser representativas do comportamento elástico das rochas. Historicamente, os estudos em geofísica tratam os materiais como isotrópicos, o que tem se mostrado eficiente em grande parte dos casos, apesar do crescente interesse no estudo de anisotropia. Para o caso isotrópico o comportamento elástico pode ser expresso em função de apenas dois parâmetros. Com isso, podemos reescrever o tensor de rigidez como:

$$C_{\alpha\beta} = \begin{bmatrix} K + \frac{4}{3}\mu & K - \frac{2}{3}\mu & K - \frac{2}{3}\mu & 0 & 0 & 0 \\ & K + \frac{4}{3}\mu & K - \frac{2}{3}\mu & 0 & 0 & 0 \\ & & K + \frac{4}{3}\mu & 0 & 0 & 0 \\ & & & \mu & 0 & 0 \\ & & & & \mu & 0 \\ & & & & & \mu \end{bmatrix}, \quad (12)$$

O método sísmico de reflexão consiste numa fonte de vibração que emite ondas mecânicas (acústicas ou elásticas) que se propagam em subsuperfície, sofrem reflexões e são registradas na superfície. As propriedades elásticas mais utilizadas para descrever este fenômeno são o módulo de *bulk* (K) ou de incompressibilidade volumétrica, o módulo *shear* (μ) ou módulo cisalhante e a razão de Poisson (ν). O módulo de *bulk* descreve a resistência à variação de volume em regime hidrostático:

$$K = \frac{-\Delta P}{\frac{\Delta V}{V}} = \frac{\sigma_{ii}}{\varepsilon_{xx} + \varepsilon_{yy} + \varepsilon_{zz}}, \quad (13)$$

O módulo cisalhante é a resistência que o material oferece a uma tensão cisalhante que está relacionado à deformação do material sem alteração de seu volume:

$$\mu = \frac{\tau_{xy}}{\gamma_{xy}} = \frac{\tau_{xz}}{\gamma_{xz}} = \frac{\tau_{yz}}{\gamma_{yz}}, \quad (14)$$

A razão de Poisson relaciona as deformações longitudinais e perpendiculares à direção de tensão:

$$\nu = \frac{\varepsilon_{yy}}{\varepsilon_{xx}}. \quad (15)$$

A Figura 16 apresenta uma interpretação geométrica destes módulos elásticos.

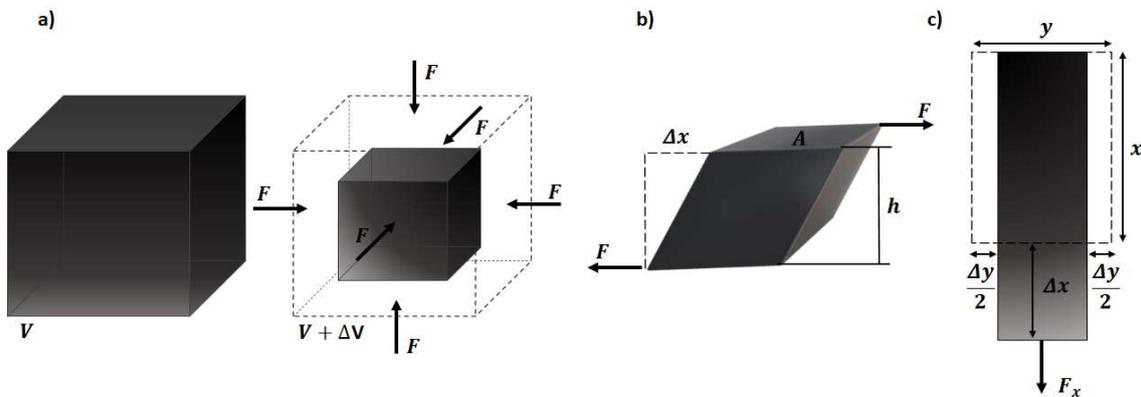


Figura 16: Desenho esquemático das deformações relacionadas aos módulos de *bulk* (a), cisalhante (b) e razão de Poisson (c).

Os parâmetros apresentados obtidos a partir da Lei de Hooke e a densidade do meio controlam a velocidade com a qual as ondas se propagam em subsuperfície. As ondas-P ou compressionais são aquelas onde a vibração das partículas do meio tem a mesma direção da propagação. Nas ondas-S ou cisalhantes a direção de propagação é perpendicular à vibração das partículas. No caso isotrópico, as velocidades são descritas pelas equações:

$$V_P = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3}\mu}{\rho}}, \quad (16)$$

$$V_S = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}}, \quad (17)$$

para a velocidade compressional (V_P) e a velocidade cisalhante (V_S), respectivamente, no qual ρ é a densidade do meio.

Em um meio elástico e isotrópico, as reflexões podem ser escritas como funções dos contrastes da impedância acústica (I_P), da impedância cisalhante (I_S) e da densidade. As impedâncias acústicas e cisalhantes são calculadas, respectivamente, como:

$$I_P = V_P \rho, \quad (18)$$

e:

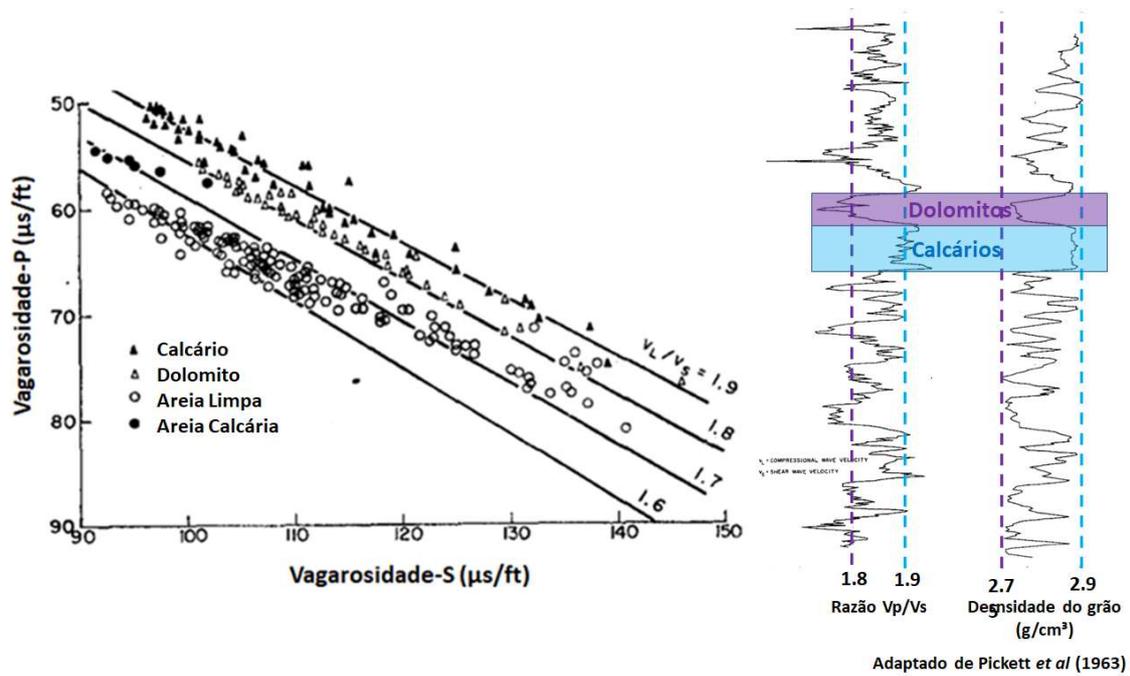
$$I_S = V_S \rho. \quad (19)$$

Os coeficientes de reflexão dependem do ângulo de incidência e são descritos pela equação de Zoeppritz (Aki & Richards, 2002), que são a base para as análises de AVO (*amplitude versus offset*) e AVA (*amplitude versus angle*) e inversões elásticas. Não é objetivo deste trabalho debruçar-se sobre teoria AVO e inversões elásticas. Contudo, estes temas são fundamentais na posterior aplicação da metodologia proposta. Isso porque, a partir dos registros sísmicos com diferentes afastamentos fonte-receptor e de medidas de V_P , V_S e densidade obtidas ao longo dos poços, é possível aplicar um método inverso para estimar os parâmetros descritos neste capítulo. Como será explicitado mais adiante, estas propriedades são utilizadas para inferir características geológicas e petrofísicas das rochas.

3.2. Um Histórico dos Parâmetros Elásticos em Carbonatos

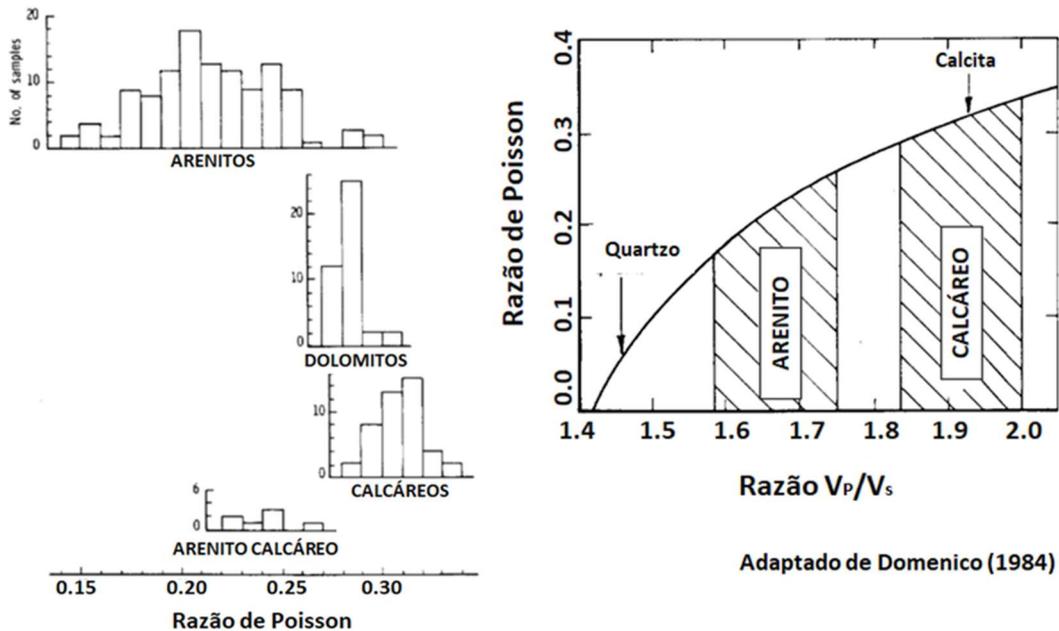
Os reservatórios carbonáticos representam uma importante parcela das reservas mundiais de hidrocarbonetos. Suas características são bastante distintas dos arenitos. Muito embora, as rochas carbonáticas venham sendo motivo de estudo com foco na geofísica de reservatório há mais de cinco décadas, muitas questões ainda não estão totalmente respondidas. Um exemplo é como as propriedades elásticas se relacionam aos diferentes processos diagenéticos que alteram a mineralogia e o sistema poroso em diferentes escalas e suas relações com a permeabilidade.

Através de medidas em amostras de rocha com porosidades entre 2% e 25%, Pickett (1963) observou tendências lineares distintas entre as ondas compressãois e cisalhantes para rochas dolomíticas e calcárias. A principal explicação para que razão V_P/V_S seja sensível à litologia está na relação entre K e μ dos minerais, já que a influência da densidade é anulada (Equações 16 e 17). Com base nas informações obtidas em laboratório, Pickett (1963) obteve sucesso na discriminação destas litologias utilizando a razão V_P/V_S calculada a partir de perfis de poços (Figura 17). Duas décadas depois, estudos realizados por Tatham (1982), Rafavich *et al.* (1984), Domenico (1984), Wilkens (1984), Castagna *et al.* (1985) e Eastwood & Castagna (1993) corroboraram com os resultados de Pickett (1963), demonstrando o potencial da razão V_P/V_S para caracterizar diferentes litologias (Figura 18). Rafavich *et al.* (1984) analisaram os principais fatores que controlam as variações nas velocidades sísmicas em rochas carbonáticas. Neste estudo, observaram que a porosidade exerce papel determinante, enquanto a composição mineralógica foi descrita como fator secundário, especialmente, a presença de quartzo. Estes autores conseguiram delimitar diferentes litologias a partir dos efeitos da porosidade e mineralogia utilizando o *crossplot* de velocidade compressional pela razão V_P/V_S (Figura 19).



Adaptado de Pickett *et al* (1963)

Figura 17: Relação entre as velocidades P e S para diferentes litologias (esquerda) e a aplicação da razão V_P/V_S em um perfil de poço para delimitação de camadas dolomíticas e calcárias, onde a eficácia pode ser confirmada tendo o perfil de densidade do grão como referência (Direita). Adaptado de Pickett *et al.* (1963).



Adaptado de Domenico (1984)

Figura 18: Distribuição de valores da razão V_P/V_S e razão de Poisson para diferentes litologias medidas por Domenico (1984).

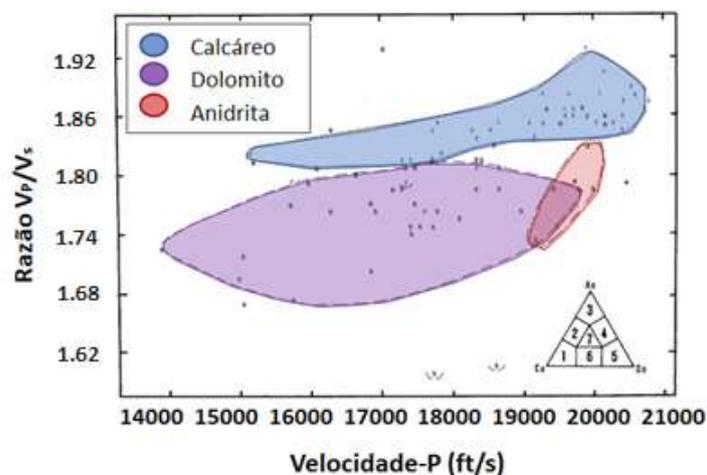


Figura 19: *Crossplot* de velocidade-P e razão V_p/V_s utilizado para identificar diferentes litologias (Adaptado de Rafavich *et al.*, 1984).

Posteriormente, Alselmetti & Eberli (1993), apesar de não atribuírem diretamente importância à composição mineral das rochas, afirmaram que este parâmetro está relacionado aos processos diagenéticos aos quais estas rochas estão suscetíveis. Tais processos modificam o sistema poroso dos carbonatos e condicionam a resposta elástica. Diferentemente de rochas siliciclásticas, os dados de Alselmetti & Eberli (1993) mostram pouca correlação entre as velocidades sísmicas em carbonatos e a profundidade. Os autores defendem que os processos diagenéticos atuam mais rapidamente do que a compactação. Portanto, processos pós deposicionais como dissolução, cimentação e recristalização impactam de forma significativa as propriedades elásticas. Uma consequência disso é que uma ampla variabilidade nas velocidades sísmicas pode ser observada em rochas com mesma composição mineralógica e porosidade. Com auxílio de descrição de lâminas petrográficas, Anselmetti & Eberli (1993) agruparam as amostras carbonáticas em 5 tipos de poros predominantes, baseado na classificação de Choquette & Pray (1970). Como resultado, eles identificaram uma correlação entre o tipo de poro e a dispersão encontrada nas medidas de velocidade (Figura 20a). Um exemplo disso está na Figura 20b onde um *grainstone* oolítico com porosidade interpartícula representa o estágio inicial de deposição de uma dada rocha carbonática e um carbonato alterado e cimentado com porosidade secundária do tipo móldica representa o estágio final. A Figura 20c mostra a interpretação da relação entre velocidade e porosidade ao longo da sua história deposicional e diagenética. Tal evidência se mostrou em consonância com outros autores que observaram em rochas sedimentares (Tatham, 1982), em rochas basálticas (Wilkins *et al.*, 1991) e através de modelos matemáticos (Kuster & Toksoz, 1975), que a

forma do poro, em termos de razão de aspecto do poro, é uma característica relevante para compreensão das velocidades sísmicas. A razão de aspecto é um parâmetro que visa quantificar o grau de achatamento do poro. É representado pela razão entre a dimensão do menor eixo pelo maior. Assim, a razão de aspecto de uma esfera tem valor 1 e de uma fratura tende a valores próximos de zero.

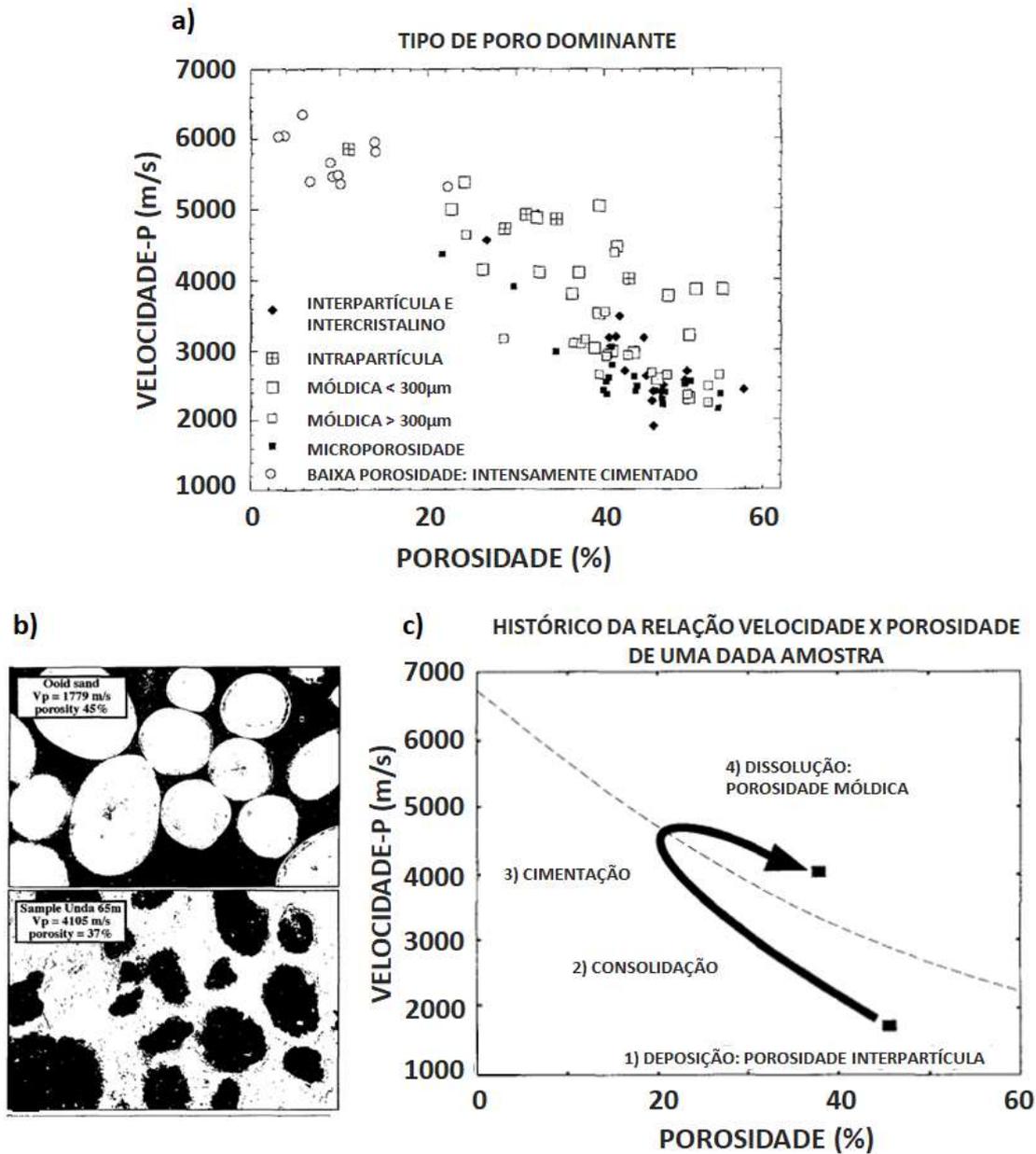


Figura 20: (a) Dispersão na relação velocidade *versus* porosidade controlada pelo tipo de porosidade; (b) *grainstone* oolítico recém depositado e carbonato alterado e cimentado com porosidade secundária do tipo móldica. c; (c) interpretação da história deposicional/diagenética e sua relação com a velocidade e a porosidade (Adaptado de Anselmetti & Eberli, 1993).

Diversos modelos teóricos, denominados modelos de inclusão, foram propostos e aplicados para a caracterização do comportamento elástico de meios porosos (Kuster & Toksöz, 1974; Berryman, 1980; Norris, 1995; Xu & Payne, 2009). Este nome é dado pelo fato destes modelos adicionarem inclusões a um meio efetivo com propriedades homogêneas para representar o espaço poroso. São válidos apenas no limite de baixas porosidades, o que é parcialmente contornado através de processos iterativos. No entanto, assumem que não há comunicação entre os poros e que estes têm geometrias elipsoidais. Em geral, tais condições não são satisfeitas pelas rochas sedimentares que se quer representar. Ainda assim, estes modelos têm sido amplamente aplicados abrangendo, em especial, as rochas carbonáticas dada a sua variedade de geometrias de poros (Xu & Payne, 2009). Outros modelos baseados na equação de tempo médio de Wyllie *et al.* (1956) buscam também explicar o comportamento elástico das rochas em função das proporções entre diferentes tipos de poro (Anselmetti & Eberli, 1999; Saleh & Castagna, 2004). A aplicação de todos estes métodos requer um conhecimento prévio acerca do comportamento acústico/elástico da fase sólida da rocha, remetendo diretamente à composição mineral.

Kenter *et al.* (1997) deram um passo adiante no entendimento do impacto da mineralogia nas propriedades elásticas de rochas carbonáticas. As amostras analisadas por eles eram compostas por diferentes proporções de materiais carbonáticos e siliciclásticos. Os resultados mostram que a concentração destes materiais é o segundo fator mais importante, ficando atrás somente da porosidade. Uma pequena concentração de quartzo em meio aos minerais de calcita e dolomita modifica significativamente as velocidades sísmicas e a razão V_P/V_S . Kenter *et al.* (1997) observaram que os calcários se destacam com valores de razão V_P/V_S entre 1.80 e 1.95, mas que dolomitos e rochas com predominância em sílica pouco se diferem através deste atributo, variando entre 1.65 e 1.80.

Weger *et al.* (2009) analisaram diversos fatores geométricos dos poros e observaram que em carbonatos o tamanho de poro dominante e complexidade do poro obtida pelo parâmetro PoA (em inglês, *perimeter over area*) são os que mais afetam os valores de velocidade. Contrapondo os trabalhos Anselmetti & Eberli (1993 e 1999) e Xu & Payne (2009), Weger *et al.* (2009) mostraram que a dependência entre as velocidades sísmicas e os tipos de poro não obedece à classificação de Choquette & Pray. Em resposta a isso, Fournier *et al.* (2011) propuseram o método denominado EPAR (em inglês,

effective pore aspect ratio). Suportados por este trabalho, Fournier *et al.* (2018) utilizaram amostras de carbonatos do pré-sal brasileiro e de afloramentos para caracterizar o comportamento acústico de rochas com predominância de diferentes tipos de poros. Para isso, duas importantes etapas de classificação das amostras foram necessárias. Na primeira delas foi feito um maior detalhamento dentro de agrupamentos de Choquette & Pray (1970). Desta forma, observaram que subgrupos de diferentes classes de tipos de poro apresentam respostas acústicas similares. Na segunda foi proposta uma classificação litológica baseada na concentração de minerais de calcita, dolomita e quartzo. Com isso, foi possível desacoplar o efeito dos poros do efeito da mineralogia. No entanto, as classificações de poros muitas vezes limitam se a uma descrição a partir de imagens bidimensionais, ignorando a real geometria dos poros. O imageamento tridimensional e os avanços nos estudos de rocha digital poderão trazer novas percepções sobre este tema.

Vasquez *et al.* (2019) utilizando dados do pré-sal da Bacia de Santos mostraram em escala de amostras a influência da presença de minerais de argila magnesianiana. Trazendo mais detalhes sobre o comportamento elástico destas rochas carbonáticas em termos da composição mineralógica (Figura 21).

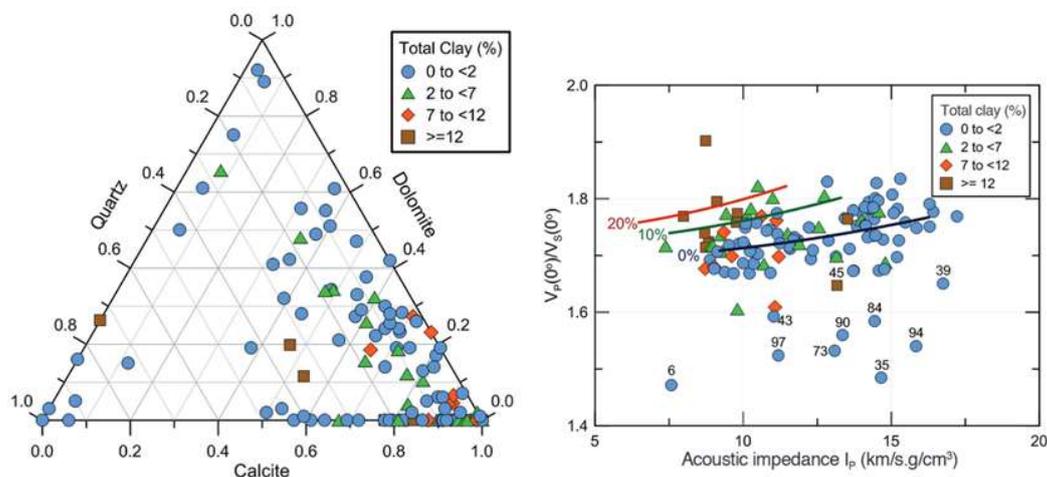


Figura 21: Gráficos gerados por Vasquez *et al.* (2019) mostrando a composição mineralógica de amostras de rocha do pré-sal (esquerda) e suas respectivas respostas elásticas em termos da razão V_P/V_S e impedância acústica em função do teor de argila (direita).

Teixeira *et al.* (2017) apresentaram uma classificação Bayesiana para discriminação de rochas carbonáticas em um campo do pré-sal tendo como dados de entrada os parâmetros elásticos resultantes da inversão sísmica. Teixeira *et al.* (2017) propuseram uma classificação baseada no conteúdo de argila e na porosidade efetiva. Os

carbonatos limpos representam, principalmente, fácies do tipo *shrubs* e *grainstones*. Dentro deste grupo ocorrem bons reservatório e rochas de baixa permoporosidade, devido à cimentação. Nos depósitos de menor energia, há maior presença de argila, como em fácies laminitos. Nestas fácies as permeabilidades são muito baixas, ao contrário da porosidade total, que é alta devido à microporosidade associada às argilas. A classificação Bayesiana proposta pelos autores reúne 3 grupos de rocha com respostas elásticas distintas: (i) carbonatos fechados; (ii) os carbonatos argilosos e; (iii) carbonatos de alta e média porosidade. Os atributos elásticos utilizados para a definição das PDF's 2D (em inglês, *probability density function*) foram a impedância acústica e a razão V_p/V_s . Como pode ser visto na Figura 22a, a impedância acústica é sensível à porosidade, isolando os carbonatos fechados dos porosos e microporosos. Já a razão V_p/V_s é influenciada pela mineralogia que, no caso apresentado por Teixeira *et al.* (2017), está relacionada, exclusivamente, à presença de argila. A Figura 22b mostra ainda que a partir calibração das PDF's nos poços é possível obter uma distribuição volumétrica das probabilidade de ocorrência de cada tipo de rocha através da inversão sísmica.

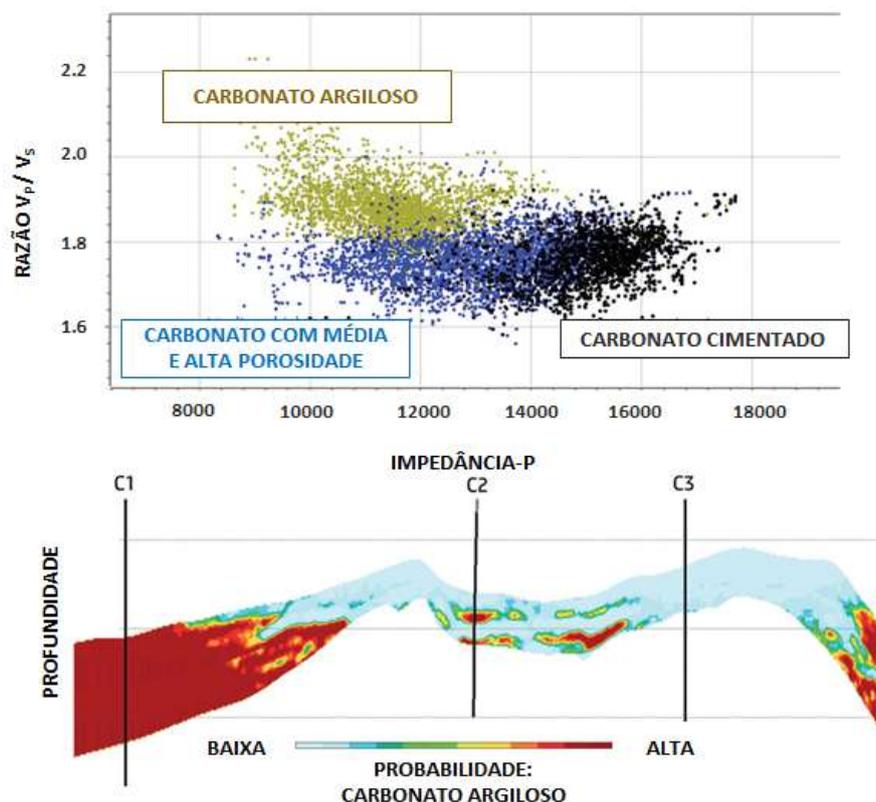


Figura 22: Impedância acústica versus Razão V_p/V_s num campo análogo do pré-sal da Bacia de Santos agrupados em três classes (superior) e uma seção entre poços mostrando o resultado da classificação Bayesiana em termos de probabilidade de ocorrência de carbonato argiloso (inferior). Fonte: Adaptado de Teixeira *et al.* (2017)

Um outro exemplo de aplicação da inversão elástica em carbonatos do pré-sal foi apresentado por Penna *et al.* (2019), onde além das três litologias carbonáticas, havia interesse em discriminar rochas ígneas intrusivas e extrusivas. A delimitação das rochas ígneas e sua incorporação nos modelos estáticos e dinâmicos de reservatório contribuem para melhores estimativas de volume de óleo *in place* e estratégias de produção. Em termos de permeabilidade estas rochas podem atuar como barreiras ou como corredores preferenciais para o fluxo de fluidos através de sistemas de fraturas (Penna *et al.*, 2019). Neste caso, a classificação Bayesiana foi aplicada utilizando as impedâncias P e S. É possível notar na Figura 23 que as rochas ígneas apresentam altos valores de impedância-S em comparação com rochas carbonáticas. Já a impedância-P é alta no caso das intrusivas e intermediária no caso das extrusivas, sobrepondo-se aos carbonatos de baixa porosidade. Na Figura 24 são apresentados os resultados da classificação Bayesiana como mapas de probabilidade de ocorrência de rochas ígneas intrusivas e extrusivas.

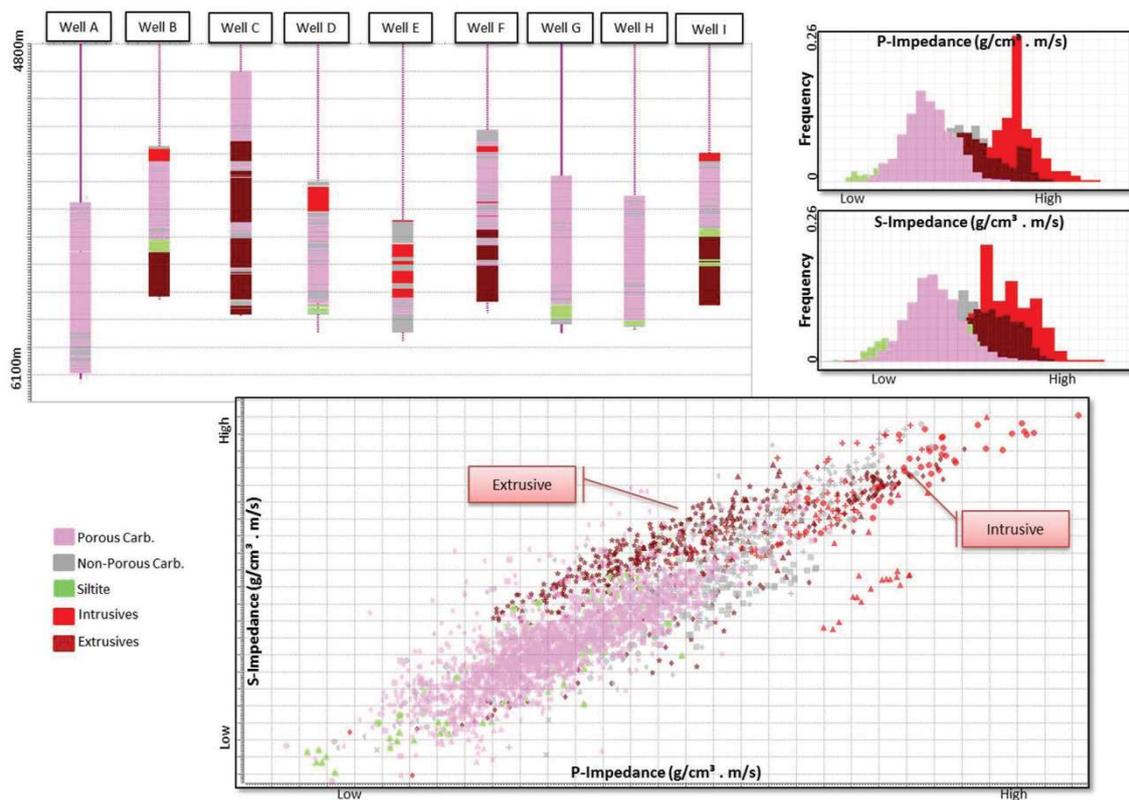


Figura 23: Interpretação das diferentes rochas ígneas e carbonáticas nos poços e as respectivas distribuições de valores de impedância-P e impedância-S. Fonte: Penna *et al.* (2019).

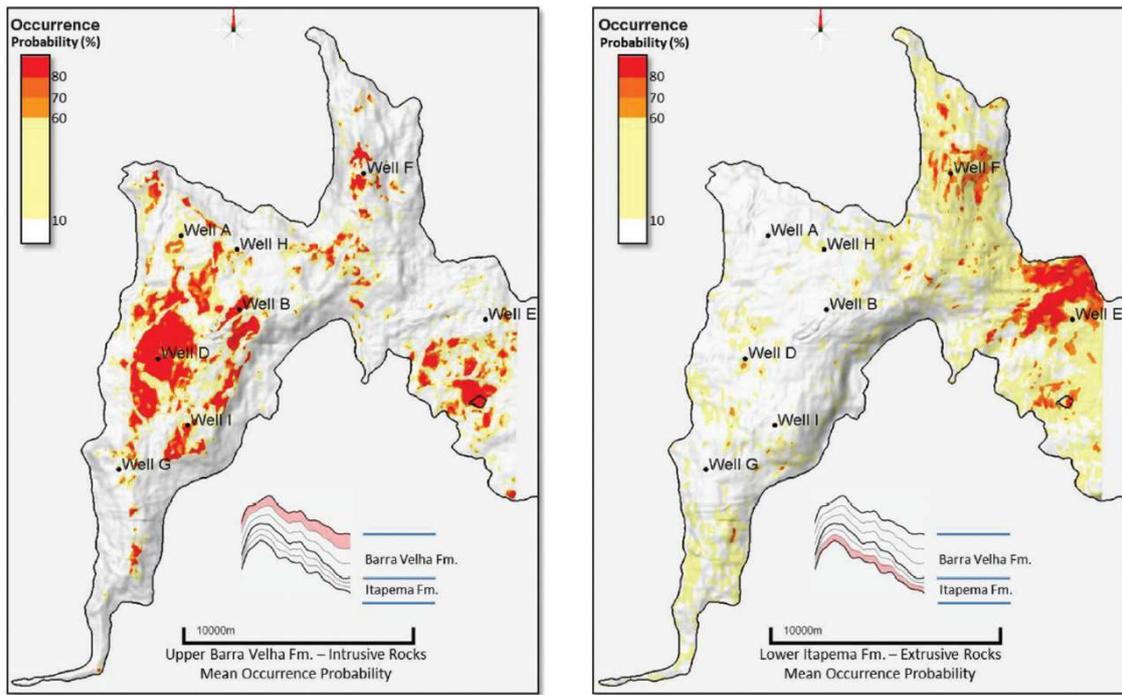


Figura 24: Mapas de probabilidade de ocorrência de ígneas intrusivas (esquada) e extrusivas (direita) obtidos a partir da inversão elástica. Fonte: Penna *et al.* (2019).

4. O Teorema de Bayes e a Classificação Bayesiana

A classificação Bayesiana é um método estatístico que utiliza o teorema de Bayes para obter a probabilidade condicional do classificador. Primeiramente, é interessante introduzir o conceito de espaço amostral (Ω), que consiste no conjunto de todos os valores possíveis para uma dada variável aleatória. Cada elemento dentro dele é chamado ponto amostral e o agrupamentos desses pontos são subconjuntos do espaço amostral denominados eventos. Existe ainda o espaço de probabilidade que é composto por três elementos: o espaço amostral, os eventos em si e uma função probabilidade relacionada a cada um deles. A probabilidade satisfaz três condições conhecidas como axiomas de Kolmogorov explicadas através da teoria de conjuntos (Jackson, 2019):

(i) É restrita a valores entre 0 e 1:

$$\text{axioma 1: } P(E) \geq 0, \forall E \in \mathcal{F}. \quad (21)$$

(ii) A probabilidade do resultado estar contido no espaço amostral é igual 1:

$$\text{axioma 2: } P(\Omega) = 1. \quad (22)$$

(iii) A probabilidade da união de eventos disjuntos é igual ao somatório das probabilidades individuais.

$$\text{axioma 3: Se } \begin{cases} E_1, E_2, \dots \in \mathcal{F}, \\ E_i \cap E_j = \emptyset \\ i \neq j \end{cases} \therefore P(\cup_{i=1}^{\infty} E_i) = \sum_{i=1}^{\infty} P(E_i). \quad (23)$$

A partir dos axiomas descritos, consideremos uma partição enumerável qualquer do espaço amostral, ou seja, uma coleção de subconjuntos mutuamente excludentes cuja probabilidade da união é igual a 1. A Figura 25 se utiliza da representação matemática de conjuntos, muito útil para a compreensão destes conceitos. Nesta representação A_i e B são eventos e $P(A_i)$ e $P(B)$ suas respectivas probabilidades. Isso quer dizer que:

$$P(\Omega) = \left(\bigcup_{i=1}^{\infty} A_i \right) = 1, \quad (24)$$

Então:

$$P(B) = P\left(B \cap \left(\bigcup_{i=1}^{\infty} A_i \right) \right). \quad (25)$$

Logo:

$$P(B) = P\left(\bigcup_{i=1}^{\infty}(B \cap A_i)\right). \quad (26)$$

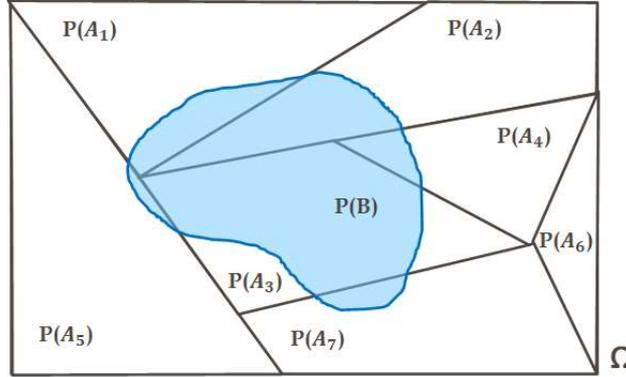


Figura 25: Partição do espaço amostral Ω em i eventos A com probabilidade $P(A_i)$ e um outro evento B com probabilidade dada pela Equação 26.

Supondo conhecer a probabilidade de ocorrência de B , sendo esta maior que zero, podemos escrever a probabilidade condicional $P(A_i|B)$ de que um evento A_i ocorra dado que B ocorreu como:

$$P(A_i|B) = \frac{P(A_i \cap B)}{P(B)}, \quad (27)$$

Ou seja, o espaço amostral é reduzido de Ω para B , portanto é feita uma normalização de modo que apenas a parcela de A_i contida em B pode ocorrer. O mesmo vale para a probabilidade de B dada a ocorrência de A_i , se $P(A_i) > 0$, então:

$$P(A_i \cap B) = P(A_i|B)P(B) = P(B \cap A_i) = P(B|A_i)P(A_i). \quad (28)$$

Combinando as equações 27 e 28, tem-se a lei de probabilidade total:

$$P(B) = \sum_{i=1}^{\infty} P(B|A_i)P(A_i), \quad (29)$$

E rearrumando os termos de 29, chega-se ao Teorema de Bayes:

$$P(A_i|B) = \frac{P(B|A_i)P(A_i)}{P(B)}. \quad (30)$$

No qual $P(A_i)$ é chamada de probabilidade *a priori* do evento A_i , $P(B|A_i)$ é a probabilidade de B ocorrer dado o evento A_i , também chamada de verossimilhança, e $P(B)$ a probabilidade de ocorrência do evento B . O teorema é usado para calcular a

probabilidade *a posteriori*, ou seja, uma atualização da probabilidade de ocorrência de A_i dada uma evidência B.

A classificação Bayesiana utiliza o Teorema de Bayes para estimar qual a probabilidade de um padrão de variáveis estar relacionado a uma certa classe. Para isso, primeiramente, é preciso definir estas classes. Suas respectivas probabilidades e verossimilhanças devem ser conhecidas ou, de forma prática, estimadas.

Imaginemos um experimento simples com duas classes C_1 e C_2 , representada por duas litologias, e apenas uma variável contínua, a porosidade (x). A distribuição das medidas amostradas em cada uma das classes pode ser transformada em uma função densidade de probabilidade (PDF). A integral desta função descreve para cada classe, a probabilidade da variável porosidade ser amostrada dentro de um dado intervalo e a área total sob a função completa é igual à 1 (Figura 26):

$$P(a < x < b) = \int_a^b f(x|C_i) dx. \quad (31)$$

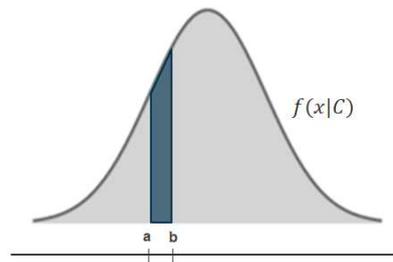


Figura 26: Função densidade de probabilidade de uma classe C analisada em um intervalo entre a e b .

Assim como no exemplo acima, neste trabalho são utilizadas variáveis contínuas, no caso parâmetros elásticos, para calcular as probabilidades associadas às diferentes classes representadas por agrupamentos de rocha com características em comum. No entanto, ao invés de apenas uma variável, são duas: a impedância acústica e a razão V_P/V_S .

Em muitos casos, tratar a distribuição de valores de uma dada variável para cada uma das classes como uma gaussiana é uma premissa aceitável. Supondo uma variável x a distribuição Gaussiana pode ser descrita em função de seu valor esperado (μ_x) e sua variância (σ_x^2):

$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma_x^2}} e^{-\frac{(x-\mu_x)^2}{2\sigma_x^2}}. \quad (32)$$

O valor esperado de uma variável aleatória contínua é o primeiro momento de uma distribuição de probabilidade e é também conhecida como “centro de gravidade” desta distribuição. μ_x determina o valor médio esperado de x em função das suas respectivas probabilidades e é definida por:

$$\mu_x = E(x) = \int_{-\infty}^{\infty} xf(x)dx. \quad (33)$$

sendo $f(x)$ a PDF de uma variável contínua x .

O segundo momento é dado por uma medida de dispersão ou variabilidade conhecido como variância σ^2 , onde σ equivale ao desvio padrão da distribuição:

$$\sigma_x^2 = \int_{-\infty}^{\infty} [x - E(x)]^2 f(x)dx. \quad (34)$$

Num caso mais complexo, a distribuição normal multivariada é função do número de variáveis (n), do vetor contendo os valores esperados ($\boldsymbol{\mu}$) e da matriz de covariância ($\boldsymbol{\Sigma}$):

$$f(\boldsymbol{x}) = \frac{1}{(2\pi)^{\frac{n}{2}} |\boldsymbol{\Sigma}|^{\frac{1}{2}}} e^{-\frac{1}{2}(\boldsymbol{x}-\boldsymbol{\mu})^t \boldsymbol{\Sigma}^{-1}(\boldsymbol{x}-\boldsymbol{\mu})}, \quad (35)$$

no qual t significa o vetor transposto, $|\boldsymbol{\Sigma}|$ a determinante da matriz de covariância e $\boldsymbol{\Sigma}^{-1}$ sua inversa.

A matriz de covariância é uma matriz simétrica que resume o grau de interdependência entre todas as variáveis. Os elementos da matriz de covariâncias podem ser expressos da seguinte forma:

$$\Sigma_{ij} = COV(X_i, X_j), \quad (36)$$

sendo X_i e X_j variáveis distintas, de modo que:

$$COV(X_i, X_j) = E[(X_i - \mu_i)(X_j - \mu_j)]. \quad (37)$$

Porém, quando se trata da mesma varável, tem-se:

$$COV(X_i, X_i) = \sigma_{X_i}^2. \quad (38)$$

Portanto, em sua forma matricial obtemos:

$$\boldsymbol{\Sigma} = \begin{bmatrix} \sigma_{x_1}^2 & E[(x_1 - \mu_1)(x_2 - \mu_2)] & \dots & E[(x_1 - \mu_1)(x_n - \mu_n)] \\ E[(x_2 - \mu_2)(x_1 - \mu_1)] & \sigma_{x_2}^2 & \dots & E[(x_2 - \mu_2)(x_n - \mu_n)] \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ E[(x_n - \mu_n)(x_1 - \mu_1)] & \dots & E[(x_n - \mu_n)(x_2 - \mu_2)] & \dots & \sigma_{x_n}^2 \end{bmatrix}. \quad (39)$$

No caso bivariado, a matriz de covariância tem dimensão 2x2 e o vetor de valores esperados 2x1:

$$\boldsymbol{\Sigma} = \begin{bmatrix} \Sigma_{11} & \Sigma_{12} \\ \Sigma_{21} & \Sigma_{22} \end{bmatrix}; \boldsymbol{\mu} = \begin{bmatrix} \mu_1 \\ \mu_2 \end{bmatrix}. \quad (40)$$

Para calcular a inversa da matriz de covariância escrevemos:

$$\boldsymbol{\Sigma}^{-1} \boldsymbol{\Sigma} = \begin{bmatrix} a & b \\ c & c \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Sigma_{11} & \Sigma_{12} \\ \Sigma_{21} & \Sigma_{22} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix}. \quad (41)$$

E resolvendo o sistema de equações posto acima, obtemos:

$$\boldsymbol{\Sigma}^{-1} = \begin{bmatrix} \Sigma_{22} & -\Sigma_{12} \\ -\Sigma_{21} & \Sigma_{11} \end{bmatrix} \frac{1}{\Sigma_{11}\Sigma_{22} - \Sigma_{12}\Sigma_{21}}. \quad (42)$$

Substituindo as matrizes e vetores na equação da distribuição normal multivariada, a função $f(x)$ tem a seguinte forma:

$$f(x) = \frac{1}{2\pi\sqrt{\Sigma_{11}\Sigma_{22} - \Sigma_{12}\Sigma_{21}}} e^{-\frac{1}{2} \begin{bmatrix} x_1 - \mu_1 \\ x_2 - \mu_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Sigma_{22} & -\Sigma_{12} \\ -\Sigma_{21} & \Sigma_{11} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 - \mu_1 & x_2 - \mu_2 \end{bmatrix} \frac{1}{\Sigma_{11}\Sigma_{22} - \Sigma_{12}\Sigma_{21}}}. \quad (43)$$

Calculando os produtos matriciais na função exponencial, obtém-se:

$$f(x) = \frac{1}{2\pi\sqrt{\Sigma_{11}\Sigma_{22} - \Sigma_{12}\Sigma_{21}}} e^{-\frac{\Sigma_{22}(x_1 - \mu_1)^2 + \Sigma_{22}(x_2 - \mu_2)^2 - (x_1 - \mu_1)(x_2 - \mu_2)(\Sigma_{21} + \Sigma_{12})}{2(\Sigma_{11}\Sigma_{22} - \Sigma_{12}\Sigma_{21})}}. \quad (44)$$

Rearranjando os termos, igualando Σ_{21} e Σ_{12} e substituindo Σ_{ii} por σ_{ii}^2 reduzimos a função à:

$$f(x) = \frac{1}{2\pi\sqrt{\Sigma_{11}\Sigma_{22} - \Sigma_{12}^2}} e^{-\frac{\Sigma_{11}\Sigma_{22}}{2(\Sigma_{11}\Sigma_{22} - \Sigma_{12}^2)} \left[\frac{(x_1 - \mu_1)^2}{\Sigma_{11}} + \frac{(x_2 - \mu_2)^2}{\Sigma_{22}} - \frac{(x_1 - \mu_1)(x_2 - \mu_2)(2\Sigma_{12})}{\Sigma_{11}\Sigma_{22}} \right]}. \quad (45)$$

Por fim, obtemos:

$$f(x) = \frac{1}{2\pi\sigma_{11}\sigma_{22} - \sqrt{1 - z^2}} e^{-\frac{1}{2(1-z^2)} \left[\frac{(x_1 - \mu_1)^2}{\sigma_{11}^2} + \frac{(x_2 - \mu_2)^2}{\sigma_{22}^2} - \frac{2z(x_1 - \mu_1)(x_2 - \mu_2)}{\sigma_{11}\sigma_{22}} \right]}, \quad (46)$$

no qual:

$$z = \frac{\Sigma_{12}}{\sigma_{11}\sigma_{22}}. \quad (47)$$

Pode-se reparar que o argumento da função exponencial equivale a uma equação paramétrica da elipse (Equação 46). Nesta equação, a terceira parcela representa um termo cruzado (ou produto misto) responsável pela rotação da elipse. Esta rotação é controlada pela covariância entre as variáveis e ocorre quando estas não são

independentes, ou seja, $\sigma_{12} = \sigma_{21} = 0$, logo, $z \neq 0$. Portanto, se a matriz de covariância é diagonal, as variáveis são independentes:

$$\frac{(x_1 - \mu_1)^2}{\sigma_{11}^2} + \frac{(x_2 - \mu_2)^2}{\sigma_{22}^2} - \frac{2z(x_1 - \mu_1)(x_2 - \mu_2)}{\sigma_{11}\sigma_{22}} = c. \quad (48)$$

No presente trabalho foi utilizada uma classificação Bayesiana em função de duas variáveis. Como visto, ao combinar as funções densidade de probabilidade unidimensionais relacionadas a cada variável, obtemos uma PDF bidimensional em forma de elipse e centradas nos valores esperados de ambas as distribuições. A Figura 27a mostra uma PDF circular centrada na origem pois está associada à duas variáveis independentes com a mesma variância e médias iguais a zero. Na Figura 27b ocorre uma translação da PDF e uma redução de seu diâmetro. O primeiro efeito ocorre, pois, as médias das variáveis independentes foram alteradas. O segundo efeito é causado por uma redução em σ_{11}^2 e σ_{22}^2 na mesma quantidade. Quando $\sigma_{11}^2 \neq \sigma_{22}^2$, as PDF's são assimétricas em relação aos eixos cartesianos como nas Figuras 27c e 27d. As Figuras 27e e 27f mostram exemplos onde a matriz de covariância não é diagonal o que significa que as variáveis são dependentes. Quanto maior a dependência entre elas menor será a razão de aspecto das elipses que definem a PDF.

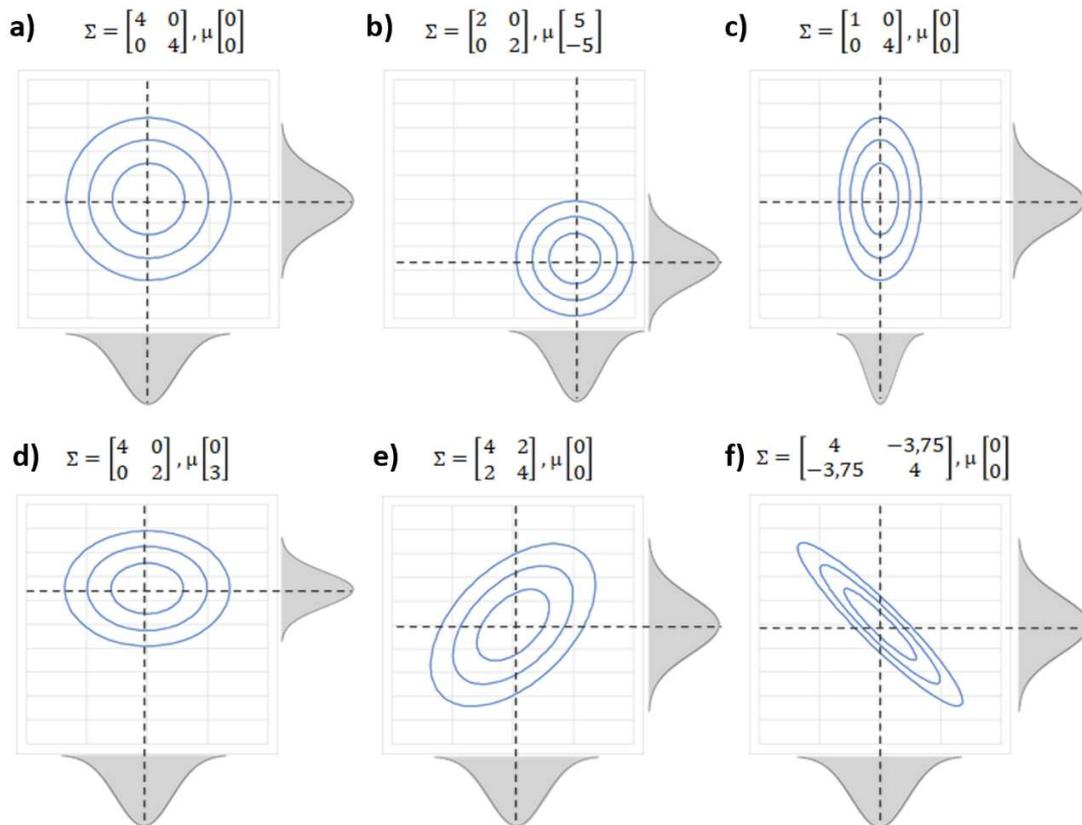


Figura 27: Exemplos de PDF's para diferentes matrizes de covariância (Σ) e valor esperado (μ).

Através de uma etapa de diagonalização é possível obter um novo sistema de coordenadas de forma a centralizar a elipse e alinhar seus eixos aos eixos cartesianos, tornando as variáveis independentes. A transformação linear de distribuições normais resulta também numa distribuição normal (Figura 28).

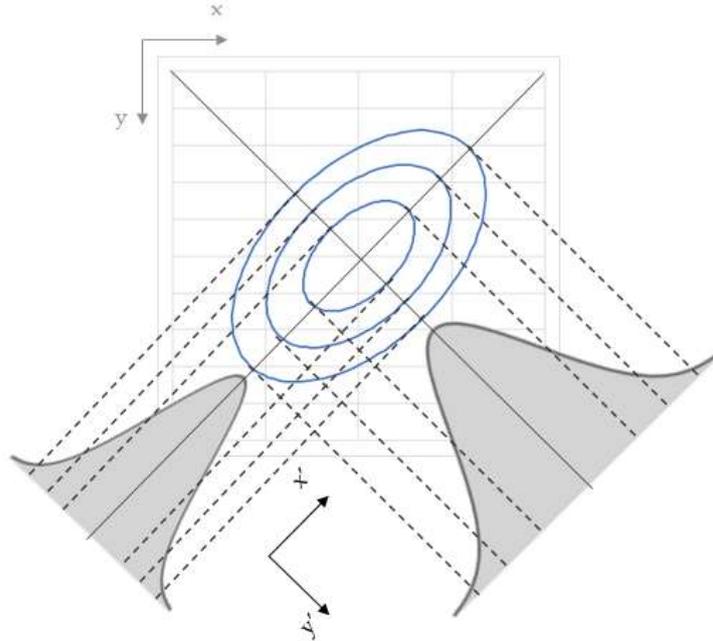


Figura 28: Exemplo de rotação do sistema de coordenadas.

Neste trabalho a classificação Bayesiana foi aplicada para computar a probabilidade de que um par de parâmetros elásticos seja originário de cada um dos agrupamentos de rocha pré-definidos em função das suas composições mineralógicas.

5. Metodologia de Classificação dos Litotipos

Neste capítulo será abordado todo o fluxo de trabalho realizado. Inicialmente será apresentada uma visão geral dos dados disponíveis e das características das rochas através dos perfis medidos *in-situ* nos diferentes poços. Na sequência serão descritos os critérios utilizados para diferenciar rochas reservatório e não-reservatório e os litotipos inseridos nestas macroclasses.

Segundo Winge *et al.* (2001) a definição de litotipo é: “caracterização de um fácies litológico como uma rocha ou de uma associação de rochas para distinguir de outras rochas ou associações litológicas em estudo, considerado qualquer aspecto genético, composicional, químico ou mineralógico, morfológico, estrutural ou textural distintivo para fins de referência em uma pesquisa geológica”. As rochas não-reservatório possuem baixas permeabilidades e são compostas por carbonatos de baixa porosidade e carbonatos argilosos.

As rochas reservatório foram subdividas em função da sua composição mineral em até quatro subgrupos. Neste trabalho, estes subgrupos serão chamados de litotipos e para facilitar sua identificação foi estabelecida uma nomenclatura a ser detalhada mais adiante. A definição destes litotipos se deu através da porosidade efetiva, argilosidade, permeabilidade e das proporções minerais destas rochas. Esta etapa é de fundamental importância e apoiou-se em diversos aspectos apresentados em trabalhos anteriores (Pickett *et al.*, 1963; Kenter *et al.*, 1997; Teixeira *et al.*, 2017; Fournier *et al.*, 2018; Vasquez *et al.*, 2019; Castro & Lupinacci, 2019). Assim, os critérios definidos foram aplicados aos poços gerando um empilhamento vertical de litotipos, permitindo correlacionar características geológicas com parâmetros elásticos. Além disso, foi possível observar características permoporosas distintas entre litotipos. Este resultado projeta uma importante aplicação da classificação proposta tanto no contexto exploratório quanto em áreas de desenvolvimento da produção. Com o objetivo de utilizar a classificação Bayesiana para identificar os diferentes litotipos nos poços, assumindo desconhecer sua ocorrência, foram calculadas PDF's em função da impedância-P e razão V_P/V_S . Por fim, foram propostas três metodologias de classificação Bayesiana baseada nas particularidades do conjunto de dados analisado.

5.1. Dados Disponíveis

Foram utilizados oito poços do Campo de Búzios para este estudo. Todos amostraram as formações Barra Velha e Itapema. O contato óleo-água foi identificado em seis poços, sempre na Formação Itapema. As saturações de água e permeabilidades foram calculadas por Castro (2019). Os perfis de proporções minerais foram obtidos através dos perfis com os teores de elementos químicos usando relações estequiométricas. O resumo das informações disponíveis pode ser visto na Tabela 2. Todos os oito poços foram utilizados para o cálculo das funções densidade de probabilidade. Os poços estão distribuídos numa área de aproximadamente 450 km² e se espera que englobem uma variedade de rochas que representem as diferentes características existentes no campo (Figura 29). Cinco poços foram escolhidos para aplicação da classificação Bayesiana com o objetivo da identificação dos litotipos (Figura 30 a Figura 34). Na seleção dos poços buscou-se abranger os diferentes litotipos identificados.

Tabela 2: Resumo dos dados disponíveis em cor verde.

	ANP-1	BRSA-1053	BRSA-1064	BRSA-1159	BRSA-1195	BRSA-944	BRSA-1197	BRSA-1191
PERFIS MEDIDOS	CAL							
	GR							
	RESIS							
	DENS							
	DT							
	DTS							
	FF							
	PHIE							
	PHIT							
LITOGEOQ								
PERFIS CALCULADOS	CBW							
	VCAL							
	VDOL							
	VQTZ							
	PERM							
	SAT							
ZONAS	BVE							
	JIQUIA							
	ITP							
	O/A							

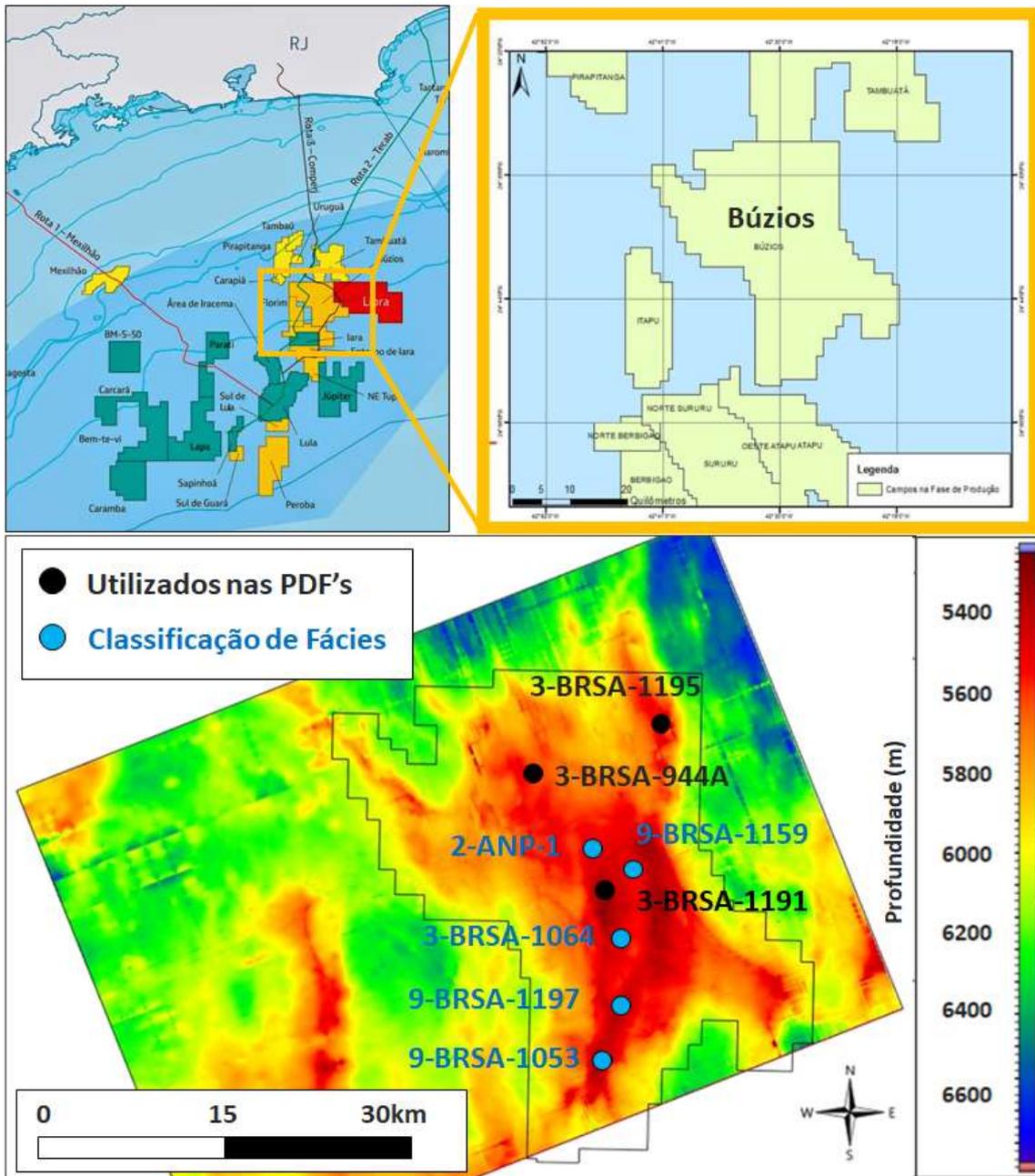


Figura 29: Localização do Campo de Búzios e dos poços disponíveis. A escala de cor do mapa inferior representa a profundidade da base do sal.

ANP-1

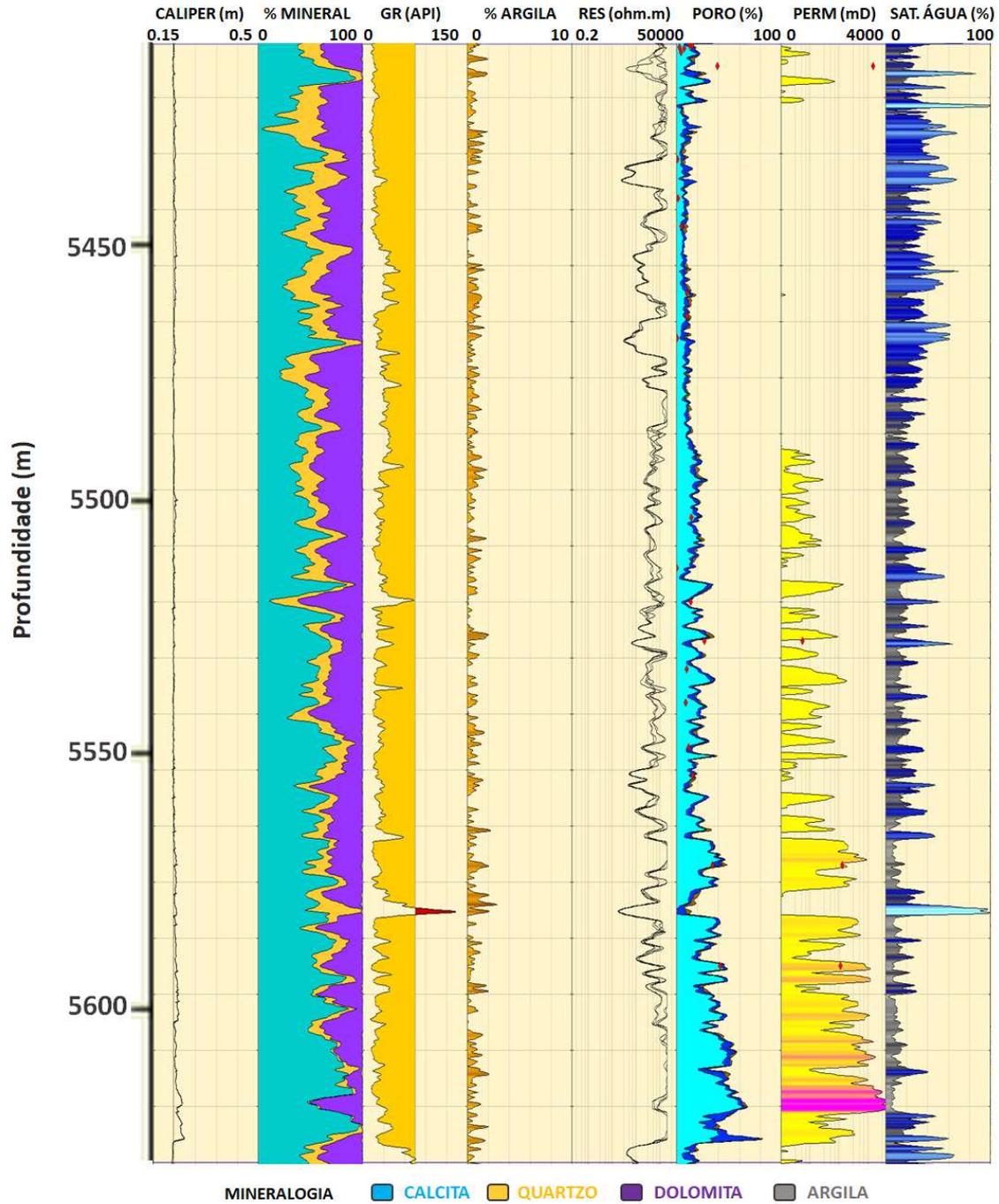


Figura 30: Painel do poço 2-ANP1 na Fm. Barra Velha contendo os principais perfis analisados. Trilhas: 1) Cáliper; 2) Proporção Mineral (%MINERAL); 3) Raios Gama (GR); 4) Argilosidade (%ARGILA), 5) Resistividade (RES); 6) Porosidades Total (marrom) Efetiva (azul) e Fluido Livre (ciano) (PORO%); 7) Permeabilidade Absoluta (PERM); e 8) Saturação de Água (SAT. ÁGUA). Os pontos vermelhos nas trilhas 6 e 7 são medidas obtidas em laboratório em ensaios de petrofísica básica.

BRSA-1053

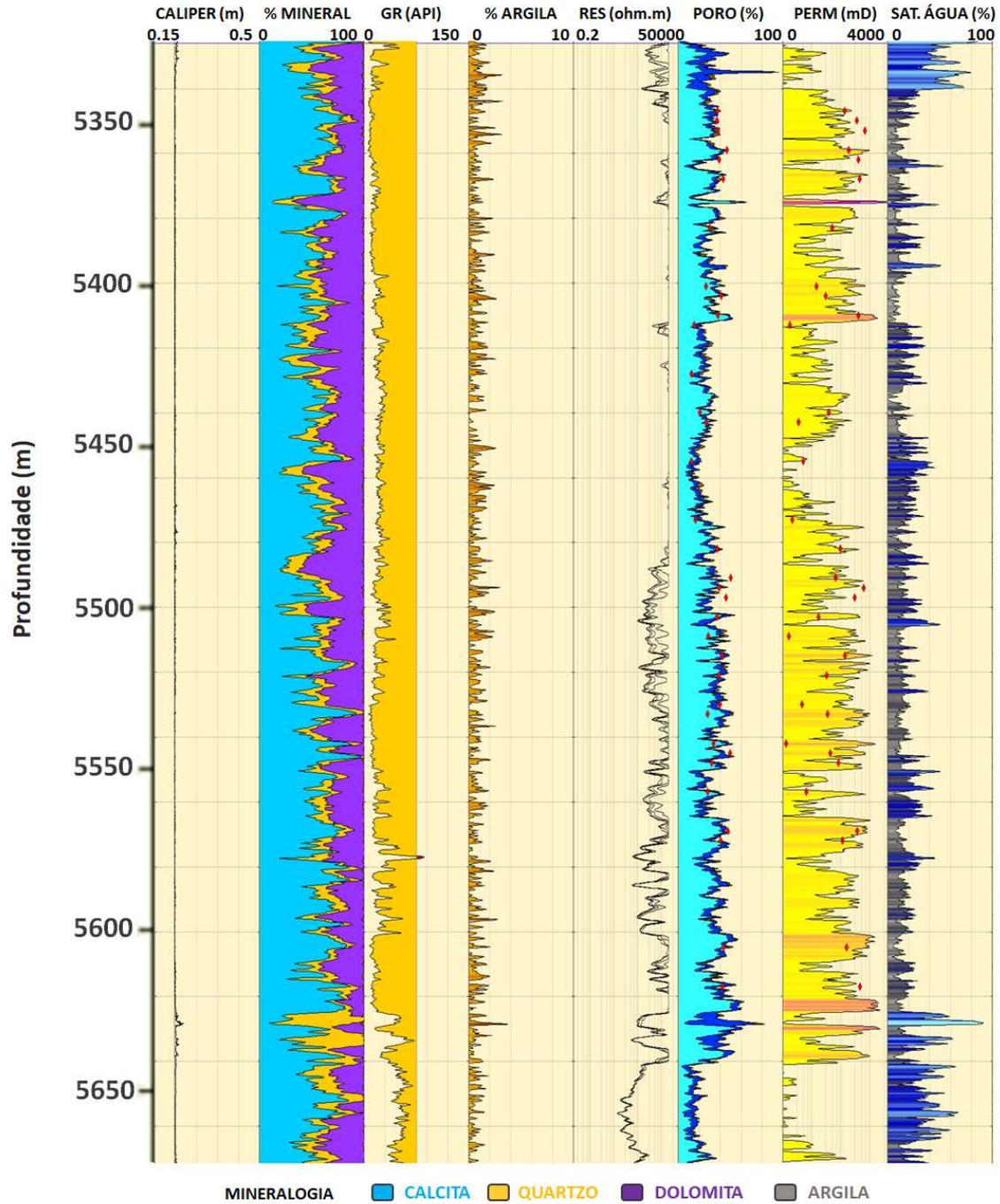


Figura 31: Painel do poço 3-BRSA-1053 na Fm. Barra Velha contendo os principais perfis analisados. Trilhas: 1) Cáliper; 2) Proporção Mineral (%MINERAL); 3) Raios Gama (GR); 4) Argilosidade (%ARGILA), 5) Resistividade (RES); 6) Porosidades Total (marrom) Efetiva (azul) e Fluido Livre (ciano) (PORO%); 7) Permeabilidade Absoluta (PERM); e 8) Saturação de Água (SAT. ÁGUA). Os pontos vermelhos nas trilhas 6 e 7 são medidas obtidas em laboratório em ensaios de petrofísica básica.

BRSA-1064

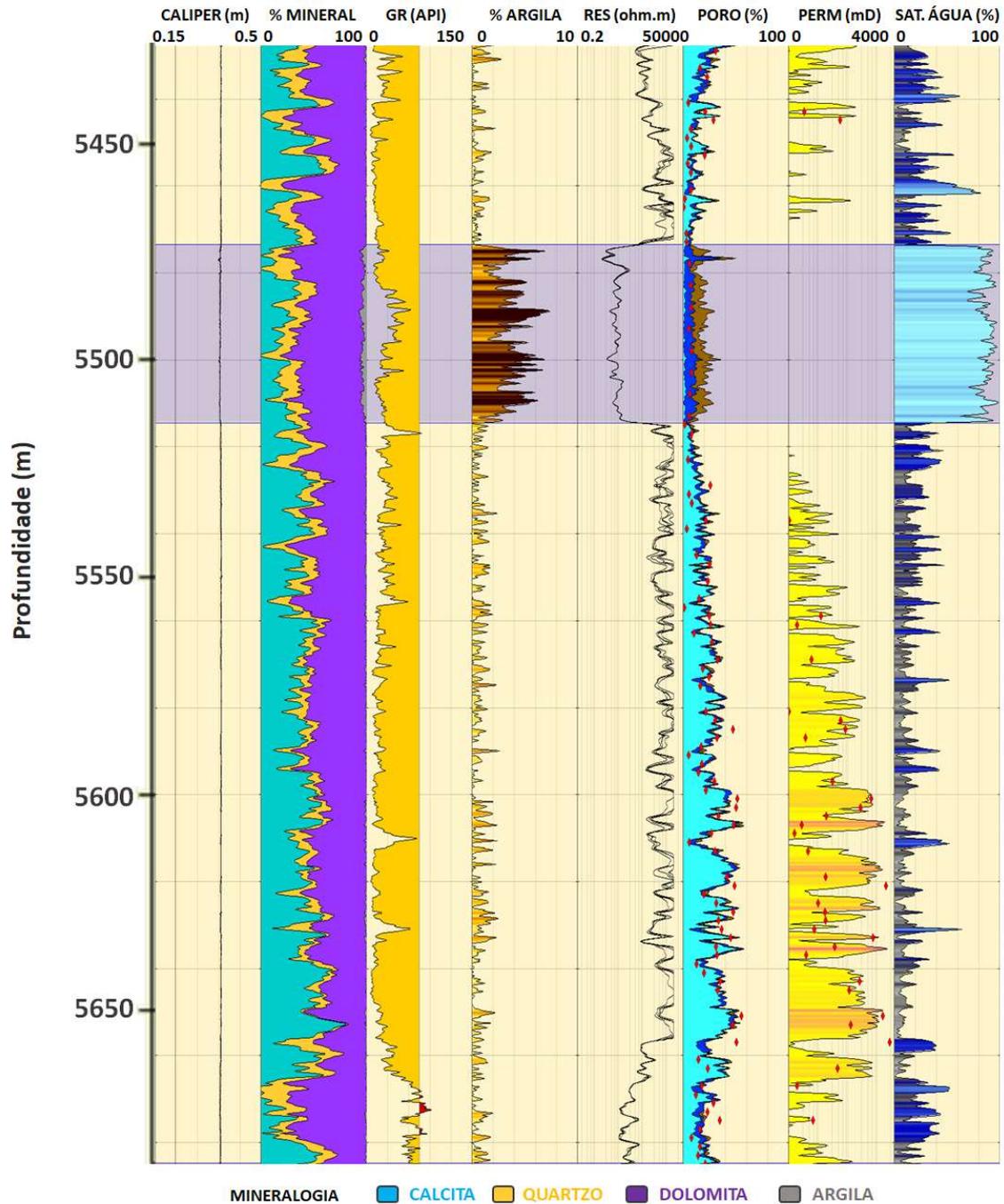


Figura 32: Paineira do poço 3-BRSA-1064 na Fm. Barra Velha contendo os principais perfis analisados. A zona lilás delimita o intervalo argiloso. Trilhas: 1) Cáliper; 2) Proporção Mineral (%MINERAL); 3) Raios Gama (GR); 4) Argilosidade (%ARGILA), 5) Resistividade (RES); 6) Porosidades Total (marrom) Efetiva (azul) e Fluido Livre (ciano) (PORO%); 7) Permeabilidade Absoluta (PERM); e 8) Saturação de Água (SAT. ÁGUA). Os pontos vermelhos nas trilhas 6 e 7 são medidas obtidas em laboratório em ensaios de petrofísica básica.

BRSA-1159

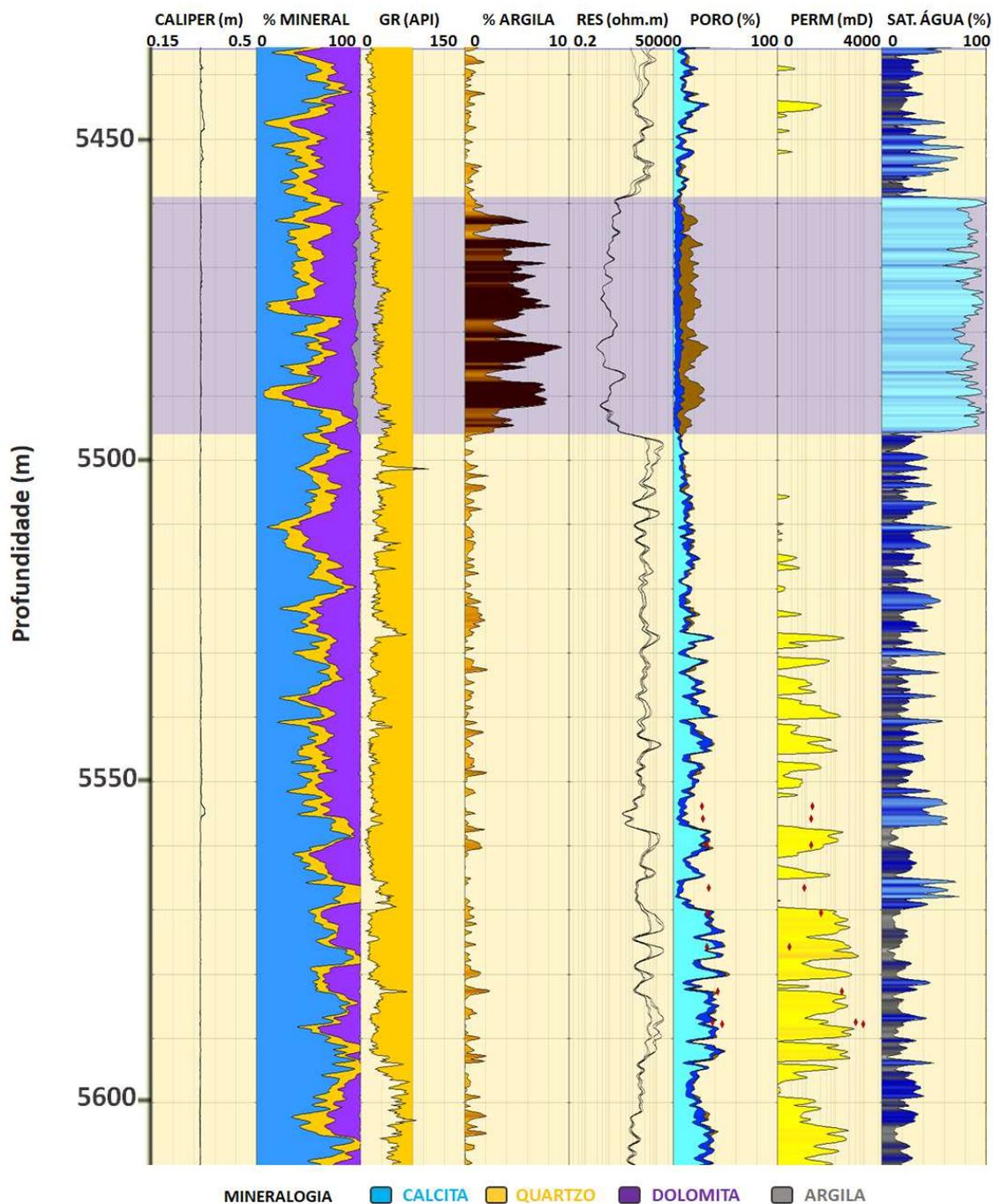


Figura 33: Painel do poço 9-BRSA-1159 na Fm. Barra Velha contendo os principais perfis analisados. A zona lilás delimita o intervalo argiloso. Trilhas: 1) Cáliper; 2) Proporção Mineral (%MINERAL); 3) Raios Gama (GR); 4) Argilosidade (%ARGILA), 5) Resistividade (RES); 6) Porosidades Total (marrom) Efetiva (azul) e Fluido Livre (ciano) (PORO%); 7) Permeabilidade Absoluta (PERM); e 8) Saturação de Água (SAT. ÁGUA). Os pontos vermelhos nas trilhas 6 e 7 são medidas obtidas em laboratório em ensaios de petrofísica básica.

BRSA-1197

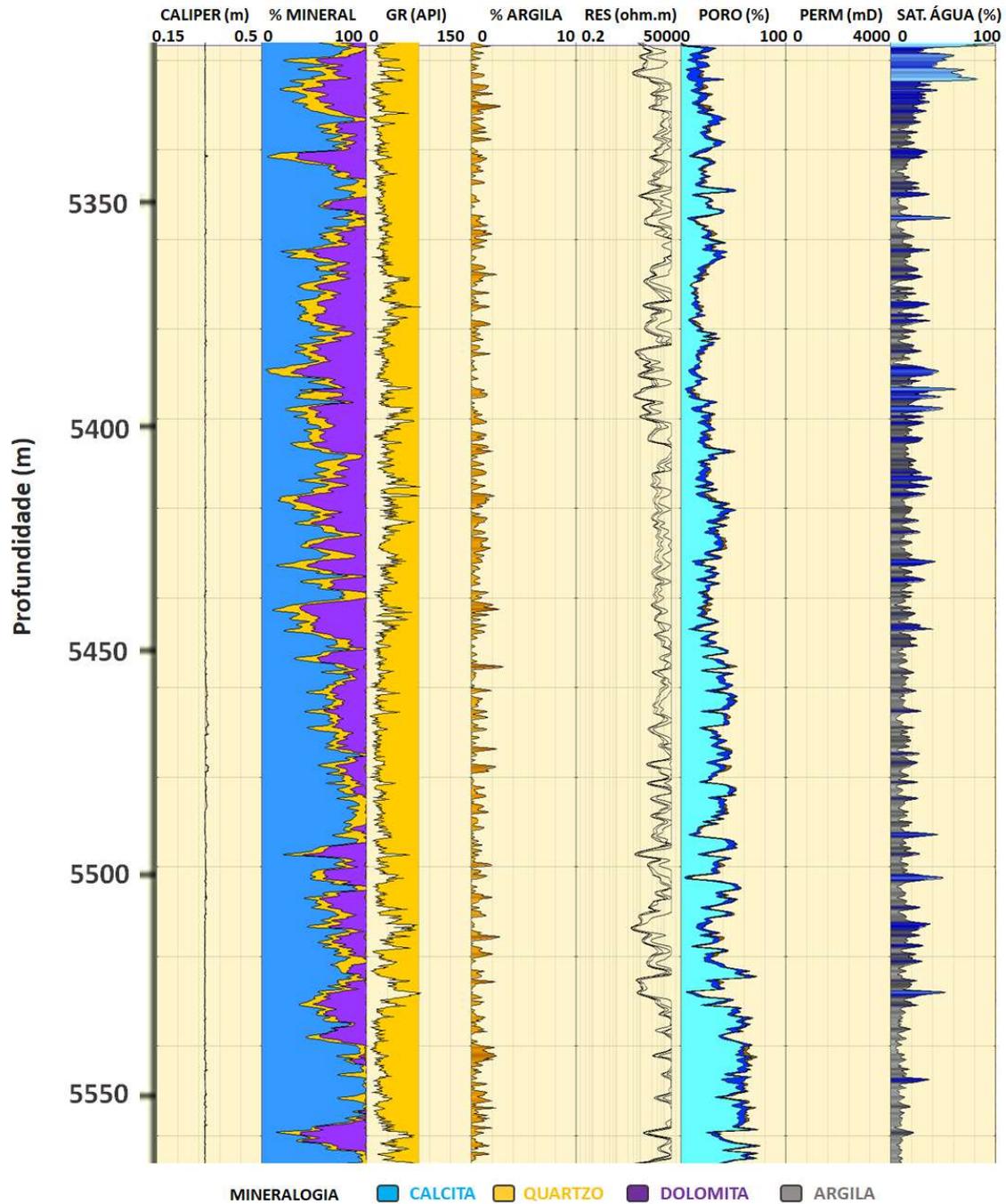


Figura 34: Pannel do poço 9-BRSA-1197 na Fm. Barra Velha contendo os principais perfis analisados. Trilhas: 1) Cáliper; 2) Proporção Mineral (%MINERAL); 3) Raios Gama (GR); 4) Argilosidade (%ARGILA), 5) Resistividade (RES); 6) Porosidades Total (marrom) Efetiva (azul) e Fluido Livre (ciano) (PORO%); 7) Permeabilidade Absoluta (PERM), informação ausente para este poço; e 8) Saturação de Água (SAT. ÁGUA).

5.2. Definição de Rochas Reservatório e Não Reservatório

A distinção entre rocha reservatório e não-reservatório se baseou em *cutoffs* de porosidade, argilosidade e saturação de água. Porosidades efetivas inferiores a 6% nos perfis de ressonância magnética nuclear (NMR) dos poços do Campo de Búzios estão normalmente associadas a permeabilidades inferiores a 1 mD. As baixas permeabilidades podem estar relacionadas à porosidade total reduzida, em carbonatos cimentados, por exemplo, ou à presença de argilas.

O conteúdo de argila medido em amostras argilosas do pré-sal atinge até 10% em média e é responsável por significativa redução de permeabilidade (Vasquez *et al.*, 2019; Castro & Lupinacci, 2019). Ehigie (2010) e Castro & Lupinacci (2019) quantificam a argilosidade através dos perfis de ressonância magnética de forma similar ao que é feito com o perfil de raios gama, normalizando a curva CBW (*clay bound water*) pelo valor médio na região composta 100% por argilas. No entanto, os valores obtidos com esse método estimaram um conteúdo de argila superior ao esperado. Freitas *et al.* (2018) afirmam que a quantificação da argilosidade através de perfis de poços nos carbonatos do pré-sal é um problema ainda não solucionado e que a identificação da presença de argilas, especialmente as expansíveis, como a estevensita, pode ser feita através da curva de CBW apenas de forma qualitativa. Neste trabalho, foi assumida a premissa de que a curva de CBW, dada pela diferença entre as porosidades total e efetiva, refletem a proporção de argilominerais, predominantemente estevensita. A distribuição de valores encontrada está coerente com a faixa de valores esperada (Figura 35). Ademais, ainda que haja muita incerteza nestes valores, não haverá impacto significativo para as análises aqui apresentadas, já que esta informação foi utilizada para determinar valores de corte que separem rochas reservatório de não reservatório. Caso novas estimativas sejam disponibilizadas, os valores de corte devem ser atualizados.

Acima do contato óleo-água as regiões onde a saturação de água nos perfis é maior do que 50% também foram consideradas rochas não-reservatório. As zonas com estevensita preservada são delimitadas pelo grande afastamento entre as curvas de porosidades total e efetiva. Estas argilas ocorrem de forma descontínua ao longo da bacia e se acomodam de forma sotoposta à discordância Intra-Alagoas. Castro (2019) identifica intervalos de estevensita preservada nos poços BRSA-1159 e BRSA-1064. Em suma, as

rochas não reservatório foram divididas em dois litotipos: Carbonatos com Estevensita (STE) e Carbonatos de Baixa Porosidade (LPC).

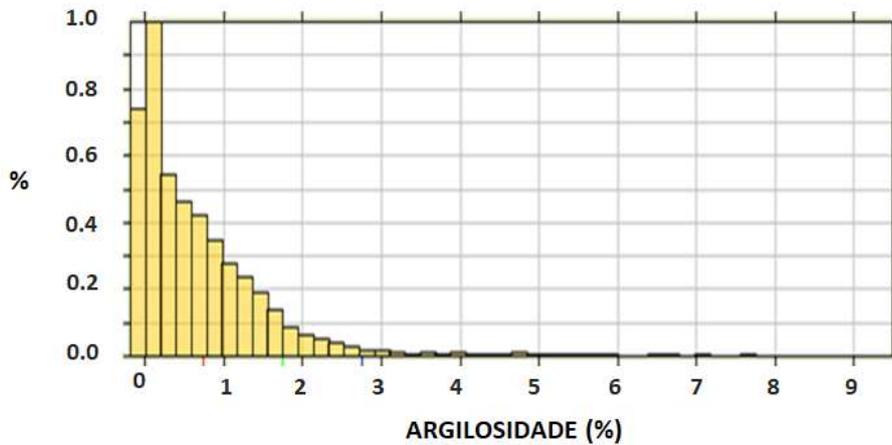


Figura 35: Histograma da diferença entre porosidade total e fluido livre dos poços de Búzios

5.3. Definição de Litotipo com Presença de Argilas Magnesianas

Nos perfis de poços, um indicativo da presença de argilas magnesianas preservadas é a microporosidade inferida pelos perfis NMR. As altas porosidades totais e baixas porosidades efetivas e baixos valores de fluido livre são características deste tipo de poro. Diversos autores mostraram que a presença dessas argilas torna estas rochas similares aos carbonatos reservatório em termos de impedância acústica, porém distintos em termos de razão V_P/V_S (Teixeira *et al.*, 2017; Castro & Lupinacci, 2019). Contudo, Teixeira *et al.* (2017) e Vasquez *et al.* (2019) observaram diferentes intervalos de valores de V_P/V_S associados aos carbonatos ricos em argilas. No primeiro, foi observado o potencial de discriminação em relação aos demais litotipos, pois apresenta medidas de V_P/V_S entre 1,80 e 2,10, enquanto os carbonatos limpos não ultrapassam 1,90. Além disso, não há intersecção entre as elipses do primeiro desvio padrão de cada uma das três PDF's. Em contrapartida, os dados de Vasquez *et al.* (2019) mostram valores de V_P/V_S menores nos carbonatos argilosos, em geral entre 1,65 e 1,80. Conseqüentemente, para esse conjunto de dados deverá ser mais difícil a discriminação entre estes carbonatos de muito baixa permeabilidade e rochas reservatório utilizando *crossplots* de impedância acústica vs. razão V_P/V_S .

Primeiramente, neste estudo, foram analisados nos poços do Campo de Búzios os três litotipos usados na metodologia proposta por Teixeira *et al.* (2017) e o

comportamento dos carbonatos argilosos. É possível notar na Figura 36 que os valores da razão V_p/V_s nas rochas com presença de argila magnésiana preservada, se assemelham aos dados apresentados por Vasquez *et al.* (2019). Isto significa uma grande sobreposição com os carbonatos de boa permoporosidade. Dentre os poços analisados, apenas dois poços apresentam estevensita preservada. Estes poços estão localizados relativamente próximos entre si. Ao analisar amostras de estevensita de um poço em outra área do pré-sal, foi observado um aumento da razão V_p/V_s . Isso mostra que podemos esperar uma maior variabilidade nos valores de razão V_p/V_s para estas rochas. Portanto, visando maior robustez estatística, foram utilizadas as amostras do poço análogo em conjunto com os dois poços do Campo de Búzios para representar o comportamento elástico das regiões com presença de argila magnésiana e calcular a PDF para este litotipo.

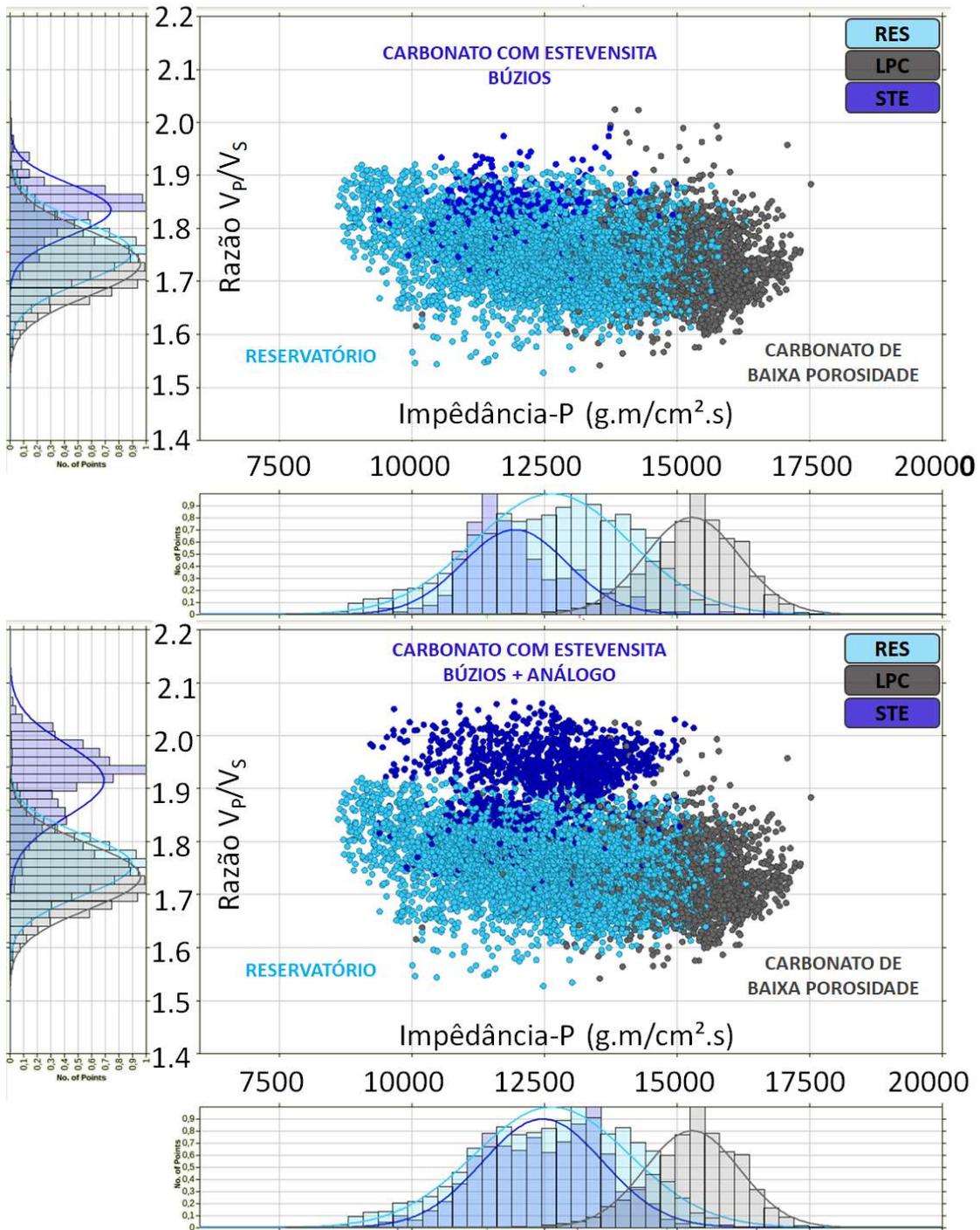


Figura 36: *Crossplots* entre impedância acústica e razão V_p/V_s e PDF's para as amostras dos três litotipos do Campo de Búzios (superior) e inclusão de amostras de argilas magnesianas de um poço em área análoga (inferior).

5.4. Definição de Litotipos em Rochas Reservatório

No intuito de avaliar o impacto da composição mineralógica, num primeiro momento, foi analisado o comportamento elástico apenas da fase sólida, desconsiderando o espaço poroso. Três minerais (calcita, dolomita e quartzo/sílica) que são responsáveis por mais de 95% da composição das rochas do pré-sal brasileiro (Vasquez *et al.*, 2019). Através de um diagrama ternário foi possível analisar as propriedades do mineral efetivo calculado a partir da média entre os limites inferior e superior de Hashin-Shtrikman (Hashin-Shtrikman, 1963) e da média aritmética das massas ponderadas pelos respectivos volumes no caso da densidade (Figura 37). As propriedades elásticas dos minerais estão descritas na Tabela 3. A razão V_p/V_s do mineral efetivo é fortemente influenciada pela concentração do mineral quartzo, que se destaca por apresentar a razão entre os módulos de *bulk* e cisalhante inferior a uma unidade. A maior impedância acústica do mineral ocorre nas maiores concentrações de dolomita e atinge seu valor mínimo nas menores concentrações de quartzo. No caso da impedância acústica, este comportamento não se preserva, quando analisado o conjunto das fases sólida, fluida e estrutura porosa que compõe as rochas. Como esperado, a impedância acústica responde primariamente à porosidade. Mais detalhes sobre as propriedades permoporosas destas rochas serão apresentados no item 5.5.

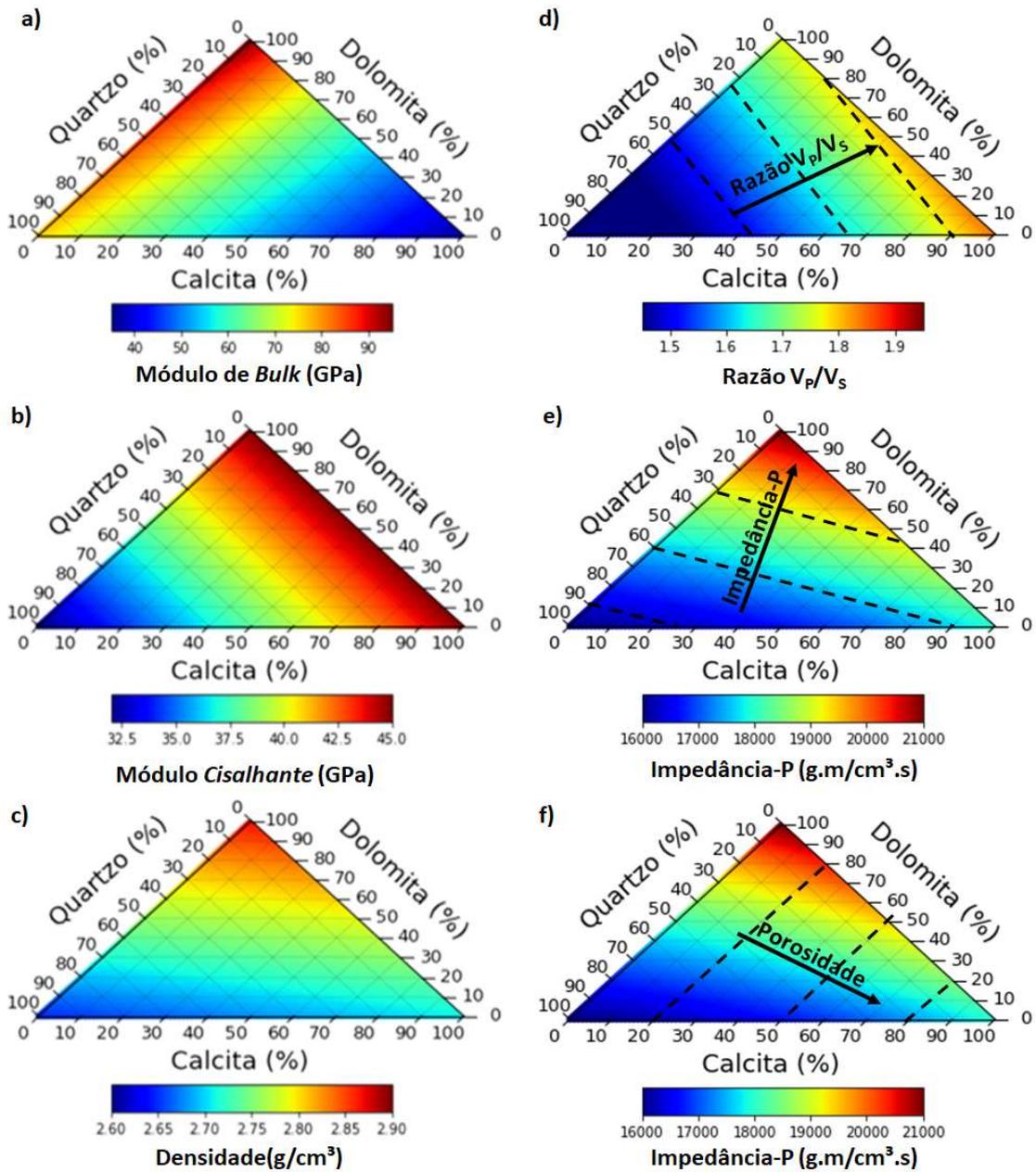


Figura 37: Digrama ternário de propriedades efetivas da mistura mineralógica calcita, dolomita e quartzo: a) módulo de *bulk*; b) módulo cisalhante; c) densidade; d) razão V_p/V_s ; e) impedância acústica e; f) impedância acústica e a indicação do sentido do aumento da porosidade quando consideramos, não apenas as proporções minerais, mas também, o sistema poroso.

Tabela 3: Propriedades dos minerais (Mavko *et al.*, 1998).

Mineral	K (GPa)	μ (GPa)	ρ (g/cm ³)
Calcita	78,6	32,0	2,71
Dolomita	95,0	45,0	2,85
Quartzo	37,0	45,0	2,65

Os conjuntos de dados do pré-sal apresentados por Fournier *et al.* (2018) e Vasquez *et al.* (2019) mostram que a maior parte das amostras tem concentrações de quartzo menores do que 35% (Figura 38). Vasquez *et al.* (2019) agrupam as amostras em função do conteúdo de argila, sendo aquelas com concentração menor do que 2% consideradas carbonatos limpos. Fournier *et al.* (2018) desconsideram a presença de argilas e classificam as amostras carbonáticas em sete litotipos de acordo com a proporção de cada um dos três principais minerais.

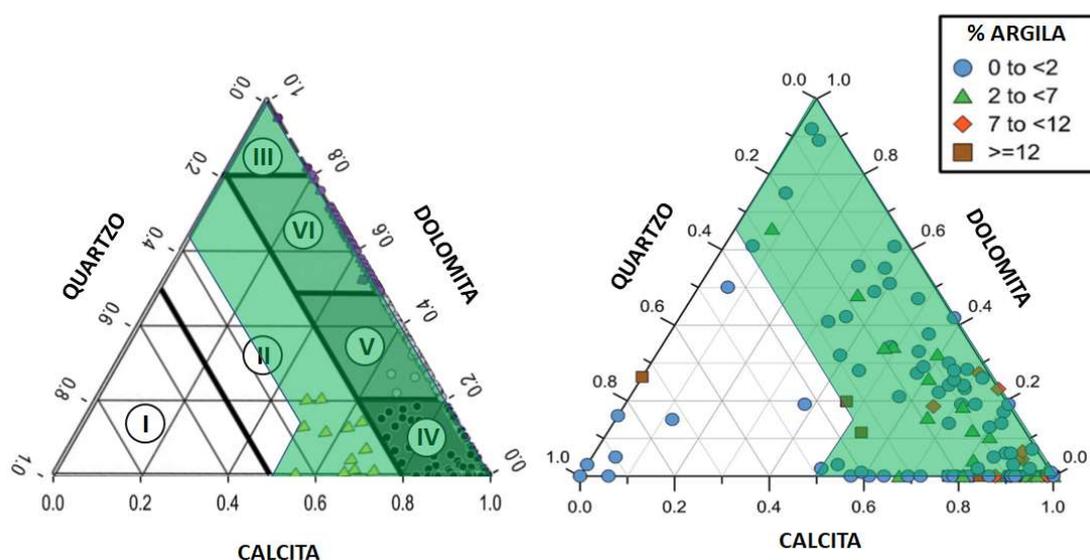


Figura 38: Composição mineralógica de amostras do pré-sal brasileiro com polígono verde destacando as proporções minerais com maior ocorrência (Adaptado de Fournier *et al.*, 2018; e Vasquez *et al.*, 2019)

Baseado no controle da porosidade apresentado na Figura 37 foram definidos dois agrupamentos intermediários dentro da classe reservatório: Dominado por Calcita (CD), quando a presença de calcita é superior a 50%, e Baixo Teor de Calcita (LCC) nas demais rochas. Estes agrupamentos foram novamente partilhados em mais dois litotipos cada um, em função da influência do teor de quartzo na razão V_P/V_S observada na Figura 37. Dentro da classe Dominado por Calcita, os litotipos são: Rico em Quartzo (CD-QR) e Pobre em Quartzo (CD-QP). Esta divisão é feita a partir da linha de teor de quartzo de 5%. Dentro

da classe Baixo Teor de Calcita os litotipos são: Dominado por Dolomita (LCC-DD), quando a proporção de quartzo é menor do que 35%, e Dominado por Quartzo (LCC-QD), quando superior a 35%. Neste estudo, o termo “dominado por” utilizado nos litotipos LCC-DD e LCC-QD não significa, necessariamente, que o mineral citado é aquele com maior proporção. Apenas quer dizer que, para aquela proporção, é esperado que este mineral tenha grande influência no comportamento elástico daquela rocha. O mesmo ocorre para o termo “rico em quartzo” na classe CD-QR. Em muitos casos, a proporção de dolomita é maior do que de quartzo/sílica em rochas presentes neste litotipo. No entanto, uma pequena concentração quartzo/sílica perturba o comportamento elástico esperado se comparado a uma rocha no qual este mineral é ausente. A Figura 39 mostra um organograma da classificação de litotipos e a Figura 40 a representação dos litotipos no diagrama ternário.

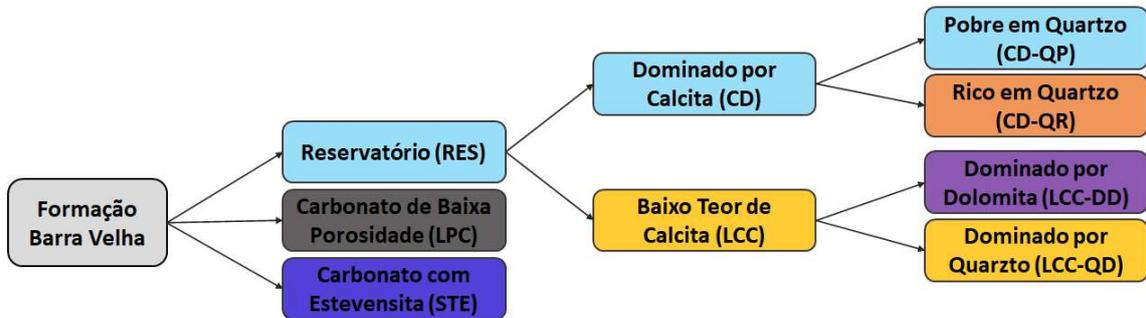


Figura 39: Classificação dos litotipos.

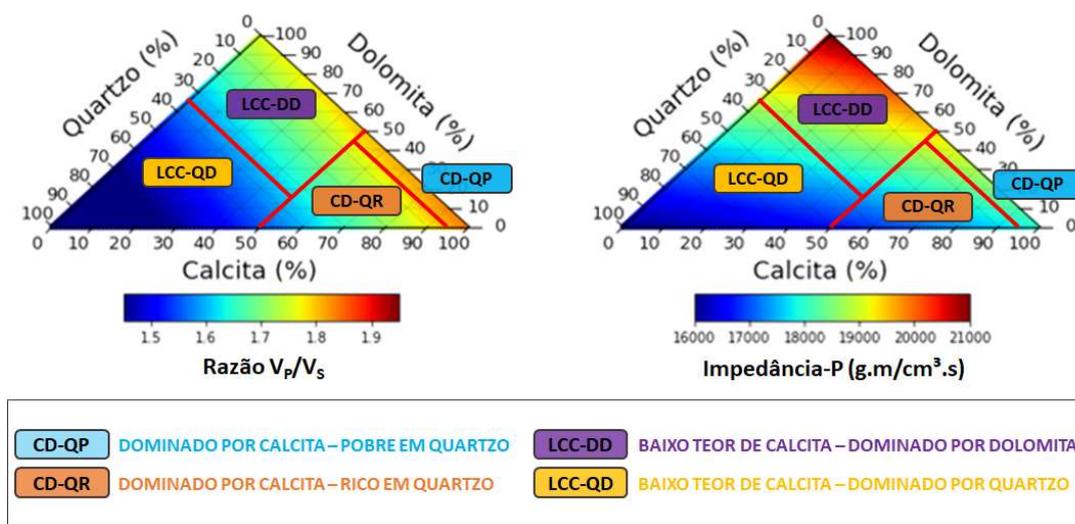


Figura 40: Diagrama ternário com impedância acústica e razão V_p/V_s referentes ao mineral efetivo e a divisão dos litotipos.

5.5. As Permoporosidades dos Litotipos do Campo de Búzios

Os carbonatos do Campo de Búzios apresentam porosidades que chegam a 25% e podem atingir permeabilidades superiores a 1D. São mostrados nas Figuras 41 e 42 e nas Tabelas 4 e 5 que os seis litotipos possuem características distintas em termos de permoporosidade. Nos dados analisados, as rochas com maior teor de calcita representam os melhores reservatórios. Em sequência, os litotipos com as melhores permoporosidades são CD-QP, CD-QR, LCC-DD e LCC-QD, tendo permeabilidades médias que variam entre 50 mD a 850 mD. Os dados apresentados nas Tabelas 4 e 5 tem impacto direto na estimativa óleo *in place*. A determinação se uma dada área é dominada pelo litotipo CD-QP ou LCC-QD deve afetar a estimativa do volume de óleo por um fator de 2, se consideradas saturações constantes. A Figura 43 mostra uma comparação entre a dependência da permeabilidade em relação à porosidade obtida em laboratório e aquela estimada a partir de perfis. É possível notar que as permeabilidades dos perfis apresentam um viés otimista, mas que a tendência é similar.

Outra relação importante pode ser observada entre a impedância acústica e a porosidade efetiva (Figura 44). No entanto, como mostrado por Teixeira *et al.* (2017) e Castro & Lupinacci (2019), as rochas contendo argilas se destacam da tendência principal. O efeito disso é que somente por valores baixos e intermediários de impedância acústica não é possível discriminar rochas reservatório das rochas com baixas permoporosidades associadas à presença de argila. Neste caso, o fator fluido foi desconsiderado devido, principalmente, a uma baixa sensibilidade dos parâmetros elásticos à mudança de saturação nestes carbonatos.

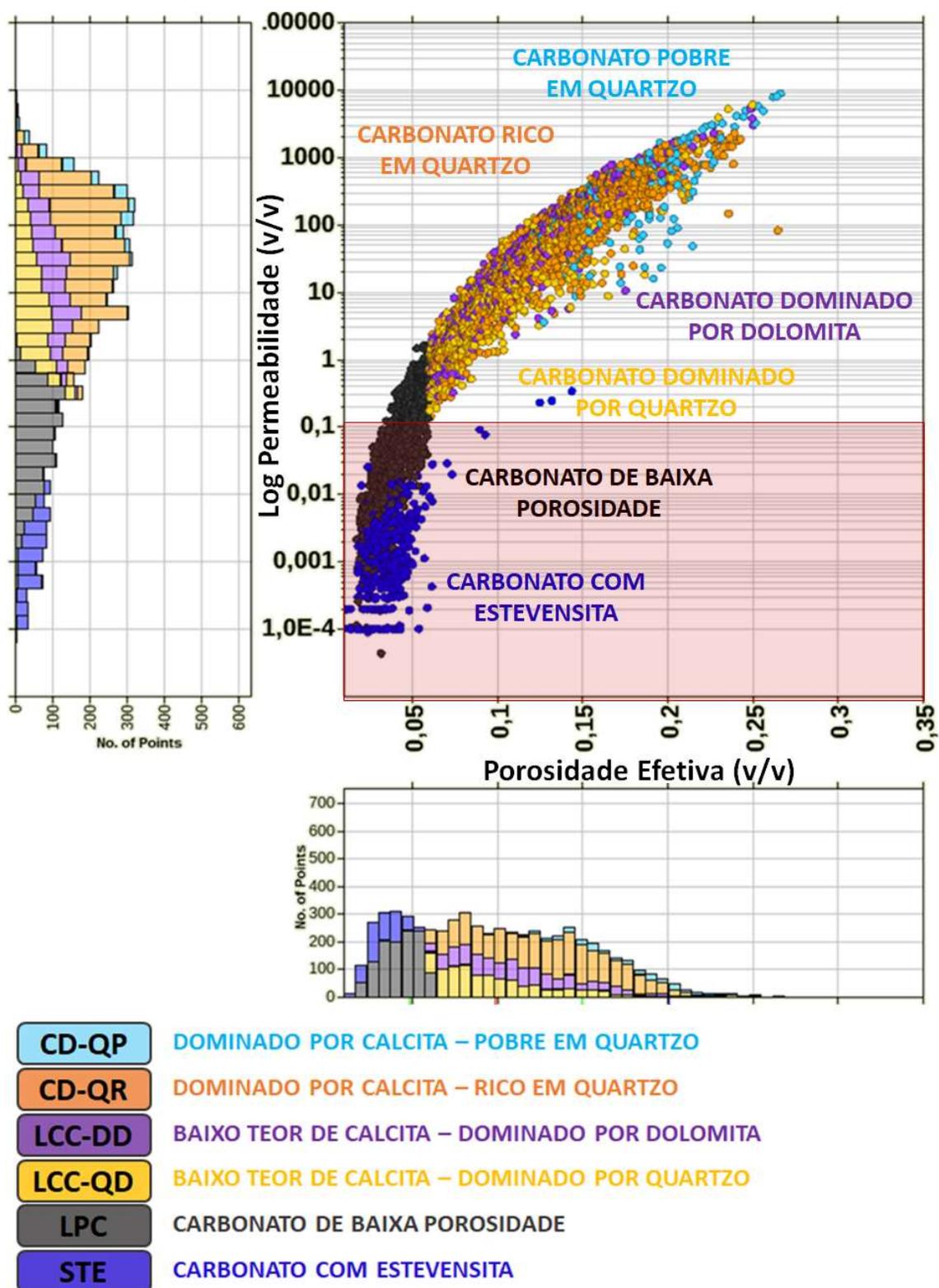


Figura 41: Relação entre porosidade efetiva e permeabilidade de perfil. A zona em vermelho delimita as estimativas abaixo da resolução nas medidas de permeabilidade obtidas em laboratório.

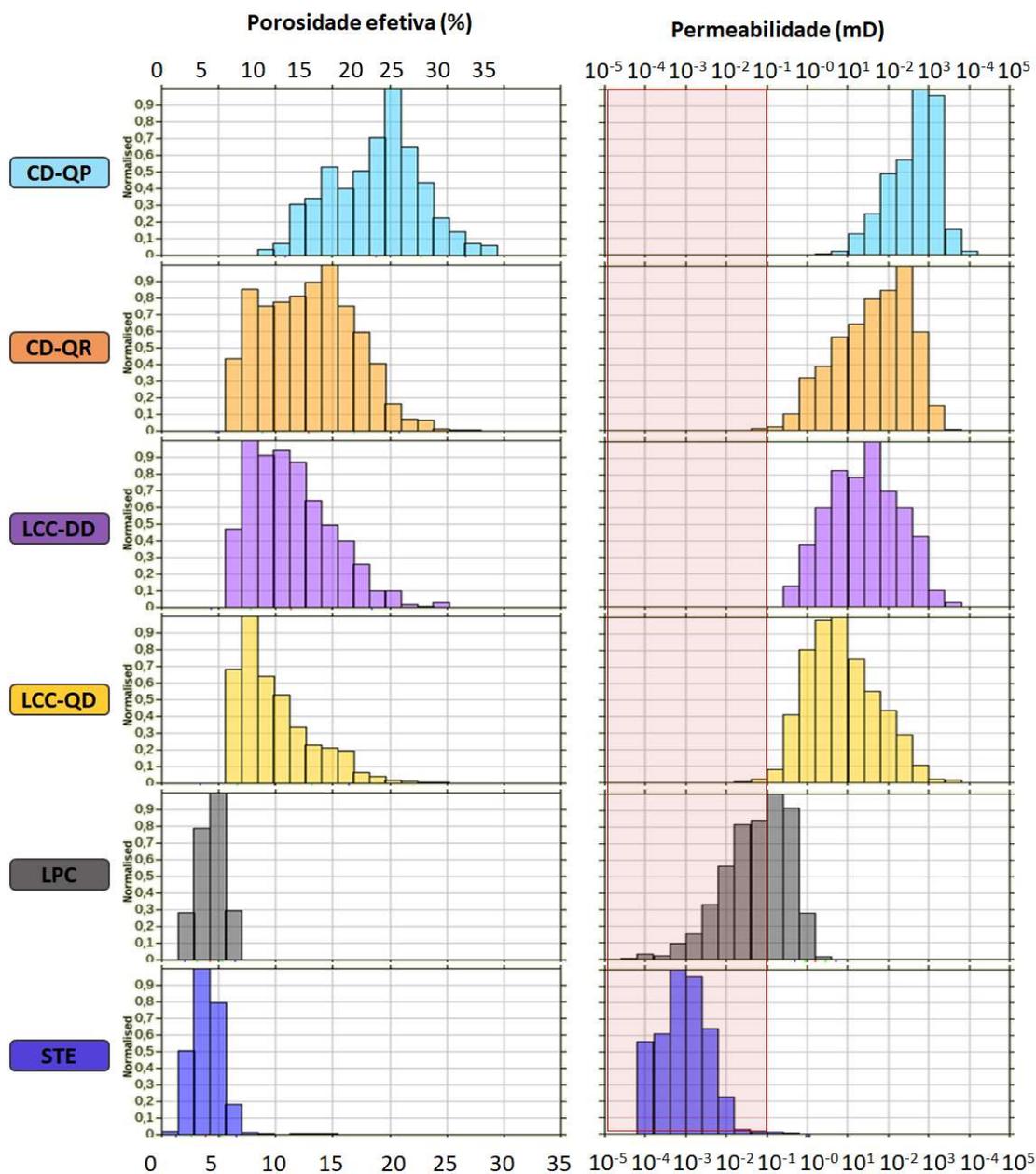


Figura 42: Distribuição de porosidades e permeabilidades em cada litotipo. A zona em vermelho delimita as estimativas abaixo da resolução nas medidas de permeabilidade obtidas em laboratório.

Tabela 4: Médias das porosidades efetivas e permeabilidades absolutas de cada litotipo em escala de perfil.

	Porosidade Efetiva (%)	Permeabilidade Absoluta (mD)
CD-QP	18,8	844,1
CD-QR	12,9	182,1
LCC-DD	11,4	140,9
LCC-QD	9,9	59,2
LPC	4,2	0,2
STE	3,9	0,0

Tabela 5: Médias das porosidades efetivas e permeabilidades absolutas de cada litotipo em escala de amostra.

	Porosidade Efetiva (%)	Permeabilidade Absoluta (mD)
CD-QP	14,3	591,3
CD-QR	11,9	109,4
LCC-DD	11,3	90,8
LCC-QD	9,5	87,3
LPC	4,8	51,7
STE	2,7	0,0

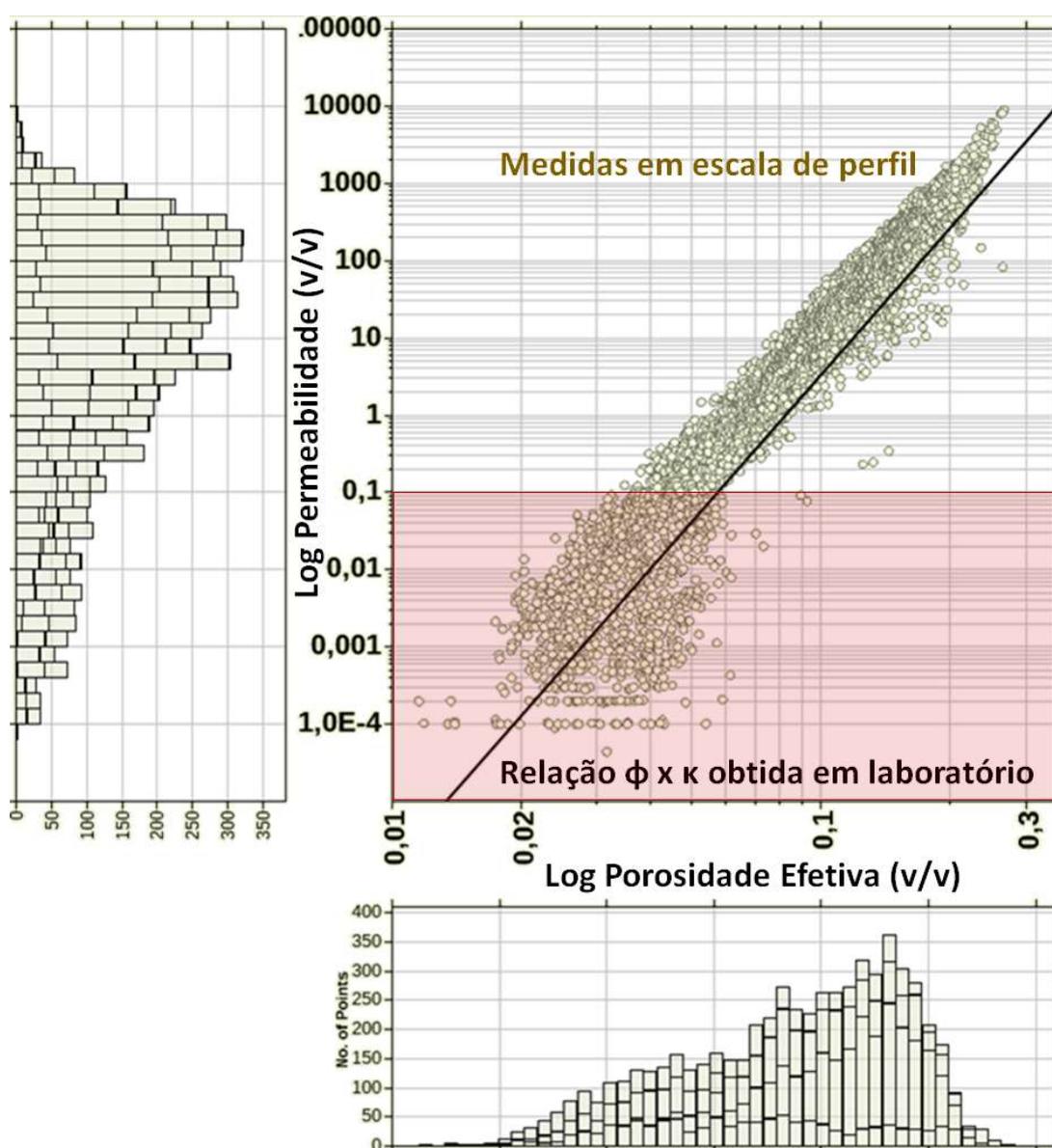


Figura 43: Comparação entre as relações porosidade e permeabilidade obtidas em diferentes escalas: perfil (pontos) e amostra (regressão linear). A zona em vermelho delimita as estimativas abaixo da resolução nas medidas de permeabilidade obtidas em laboratório.

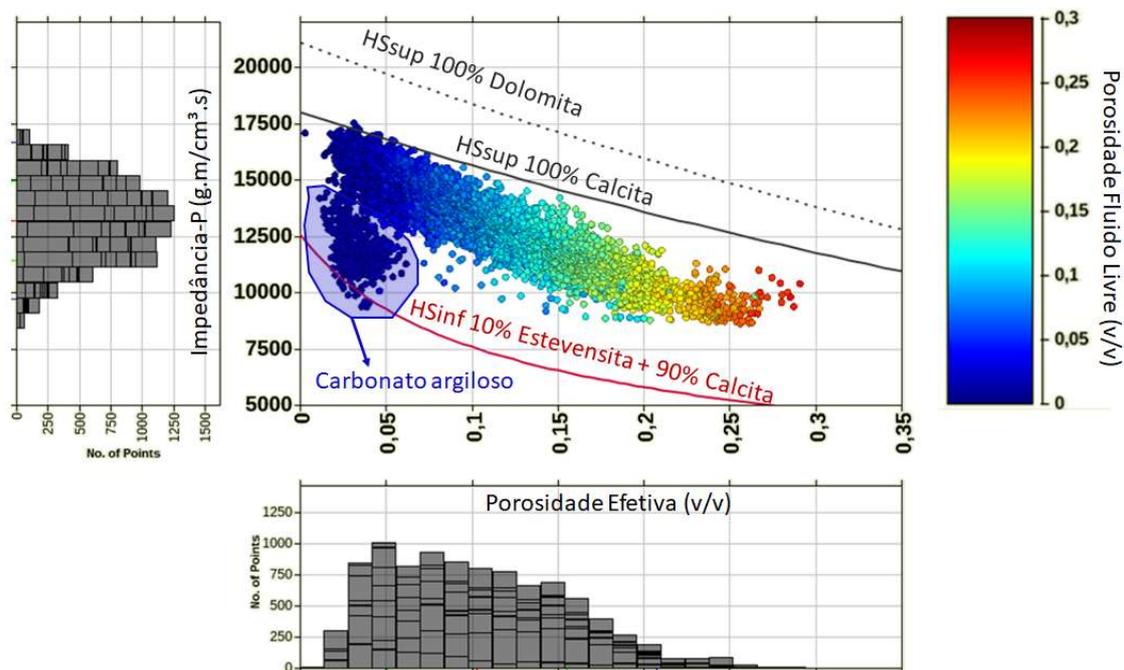


Figura 44: Relação entre impedância acústica e porosidade nas rochas carbonáticas do Campo de Búzios. Os valores respeitam os limites inferiores e superiores teóricos de Hashin-Shtrikman para as misturas mineralógicas possíveis. As propriedades do mineral estevensita foram obtidas em Vasquez *et al.* (2018).

5.6. Etapas para a Classificação Bayesiana

Foram selecionadas a impedância acústica e a razão V_p/V_s como parâmetros para discriminação dos litotipos. Os principais motivos para isso são o fato de serem produtos resultantes da inversão sísmica e por demonstrarem estar condicionados à composição e porosidade das rochas. Três estratégias de aplicação da classificação Bayesiana foram elaboradas para predição de até seis litotipos.

No método 1, as seis PDF's foram usadas numa etapa única de classificação. Com isso a probabilidade de ocorrência de cada um dos seis litotipos propostos foi obtida simultaneamente.

No método 2 a classificação foi feita em múltiplas passadas, sendo a primeiro com a inferência dos três litotipos principais: carbonato com estevensita (STE), carbonato de baixa porosidade (LPC) e reservatório (RES), que engloba os litotipos CD-QP, CD-QR, LCC-DD e LCC-QD. Na segunda etapa do Método 2 as rochas reservatório são novamente classificadas em rochas dominadas por calcita (CD) e rochas com baixo teor de calcita (LCC). Na terceira etapa, as rochas CD são reclassificadas em rochas pobres (CD-QP) ou ricas em quartzo (CD-QR) e as rochas LCC em dominadas por dolomita (LCC-DD) ou por quartzo (LCC-QD).

No método 3, a primeira etapa de classificação é a mesma do Método 2. Na segunda etapa de classificação os litotipos CD-QR e LCC-DD foram agrupados em uma única classe. A partir daí foram calculadas as probabilidades de ocorrência deste agrupamento de litotipos e dos litotipos CD-QP e LCC-QD. Na última etapa do método 3, a classificação apenas diferencia os litotipos CD-QP e LCC-DD. A Figura 45 mostra um passo-a-passo das metodologias utilizadas.

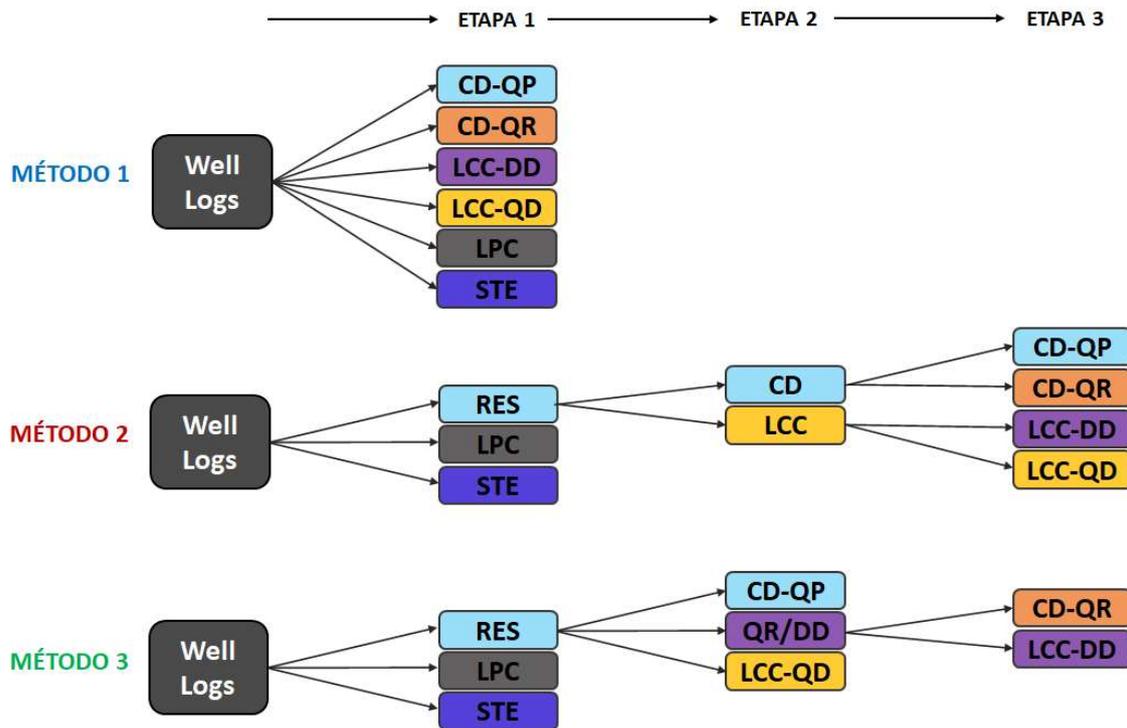


Figura 45: Desenho esquemático das três metodologias aplicadas.

Ao final das três metodologias propostas são obtidas as probabilidades de ocorrência de cada uma dos seis litotipos. O empilhamento final de litotipos é obtido atribuindo a cada profundidade o litotipo com maior probabilidade de ocorrência. Os resultados também foram analisados agrupando os seis litotipos em três, quatro e cinco classes. A Figura 46 resume esses agrupamentos de litotipos.

As Figuras 47, 48 e 49 mostram os *crossplots* de impedância acústica e razão V_P/V_S e as respectivas PDF's para os diferentes litotipos. Rochas reservatório com maior teor de calcita tem melhores porosidades e impedâncias mais baixas. O aumento no teor de quartzo leva a uma redução na razão V_P/V_S . As Figuras 50, 51 e 52 mostram, respectivamente as quatro, cinco e seis PDF's sobrepostas. É possível notar que na classificação de quatro litotipos a PDF do agrupamento de melhor porosidade (CD) tem

grande sobreposição com a PDF do carbonato com estevensita. Na classificação de cinco e seis litotipos, os melhores reservatórios apresentam valores de impedância-P mais baixos que os carbonatos com estevensita reduzindo o risco de estimar fácies de baixa permoporosidade nas regiões classificadas com CD-QP. Na classificação de seis litotipos, as PDF's associadas à CD-QR e à LCC-DD têm grande sobreposição na impedância-P e na razão V_p/V_s . Isso indica um menor potencial de discriminação entre estes litotipos.

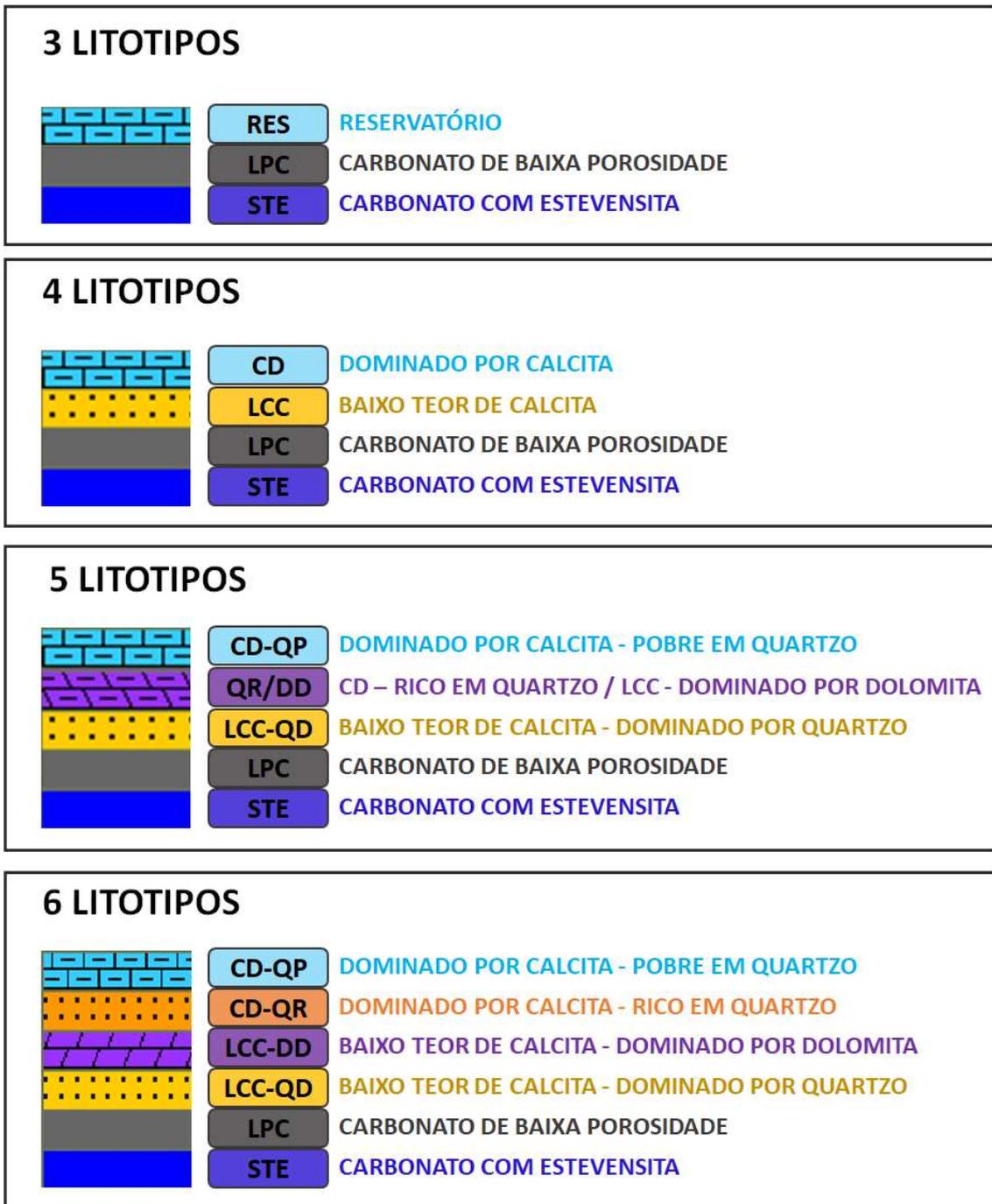


Figura 46: Agrupamentos de litotipos e suas respectivas siglas e legendas.

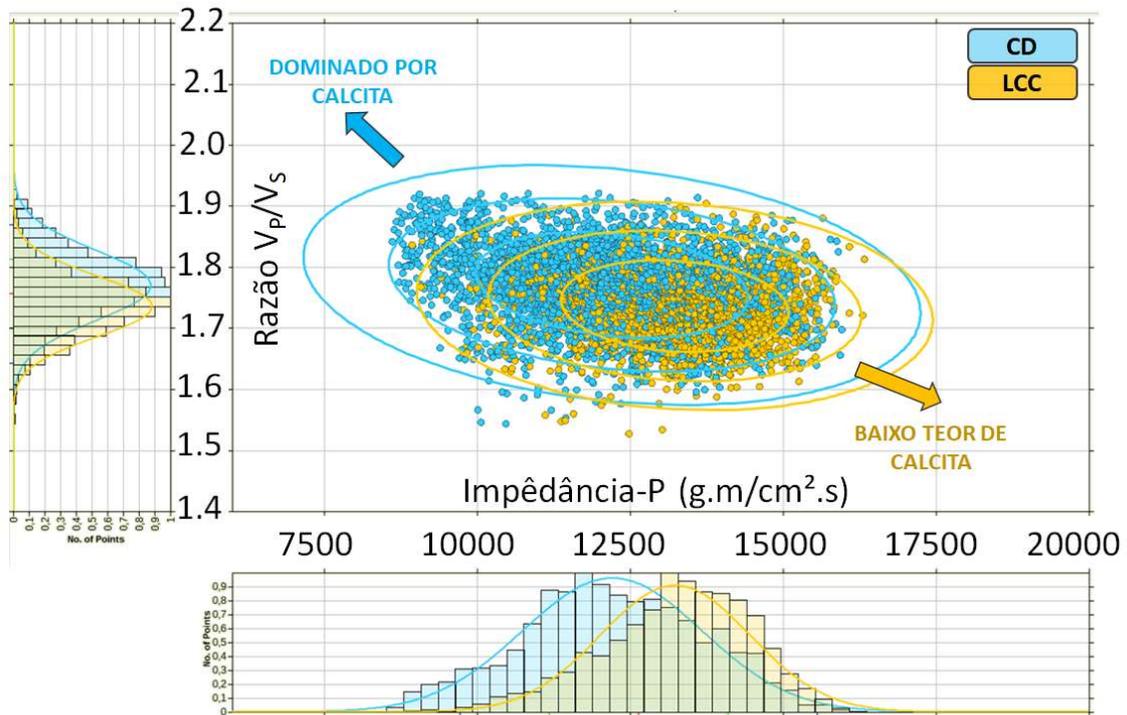


Figura 47: *Crossplot* entre impedância acústica e razão V_p/V_s de dois agrupamentos de rocha em função do conteúdo calcita e suas respectivas PDF's.

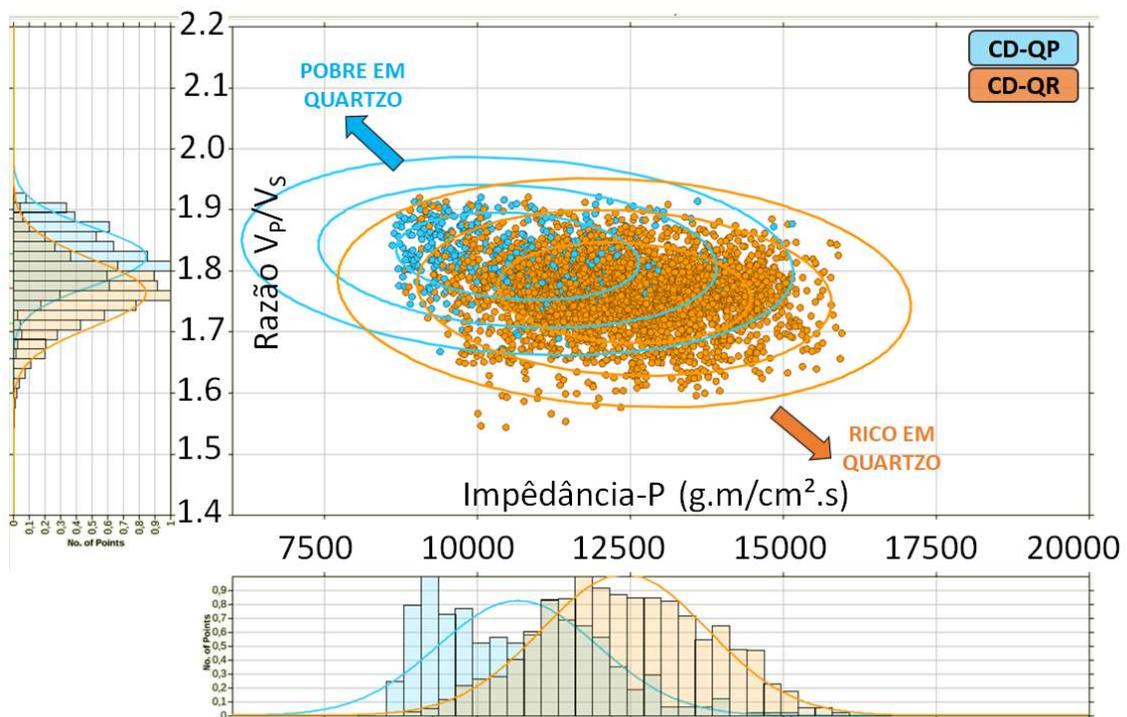


Figura 48: *Crossplot* entre impedância acústica e razão V_p/V_s de dois litotipos dentro da classe dominada por calcita em função do conteúdo de quartzo e suas respectivas PDF's.

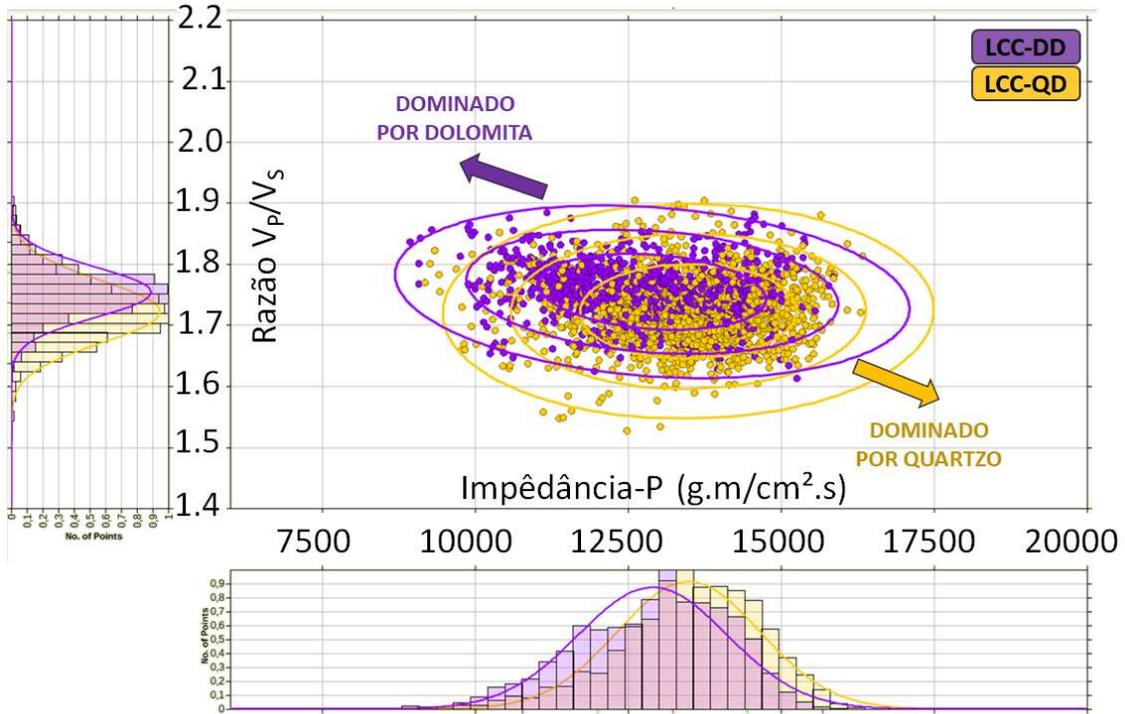


Figura 49: *Crossplot* entre impedância acústica e razão V_p/V_s de litotipos dentro da classe com baixo teor de calcita em função do conteúdo de quartzo e suas respectivas PDF's.

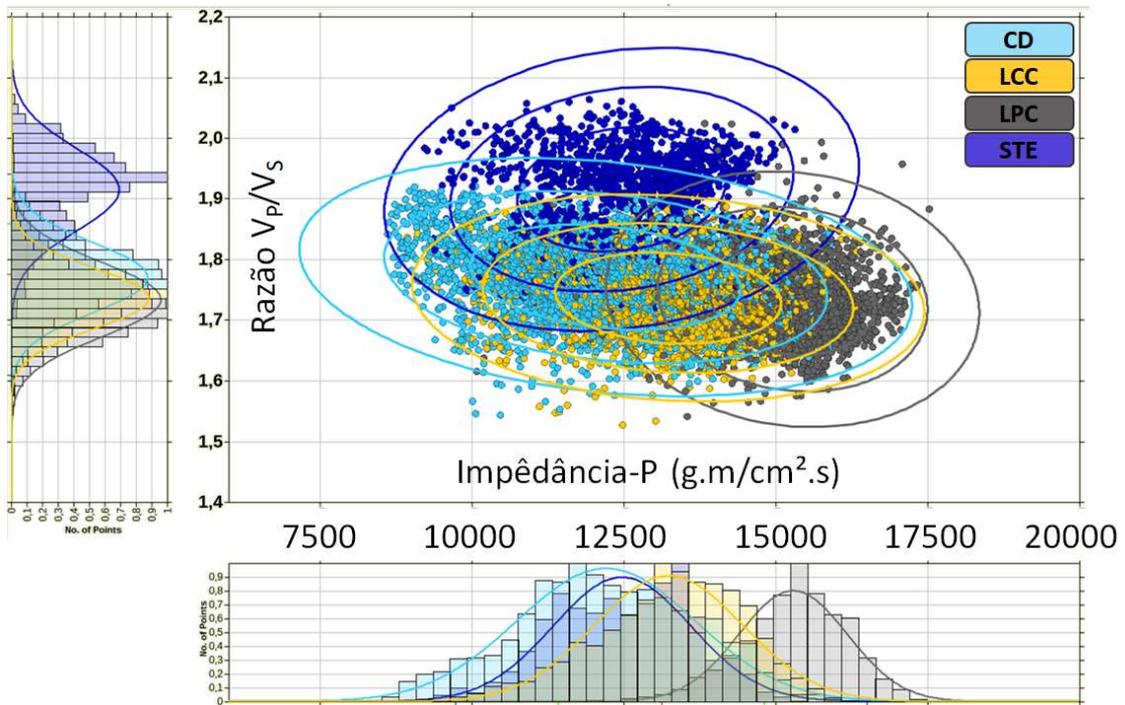


Figura 50: *Crossplot* entre impedância acústica e razão V_p/V_s e as PDF's dos quatro litotipos.

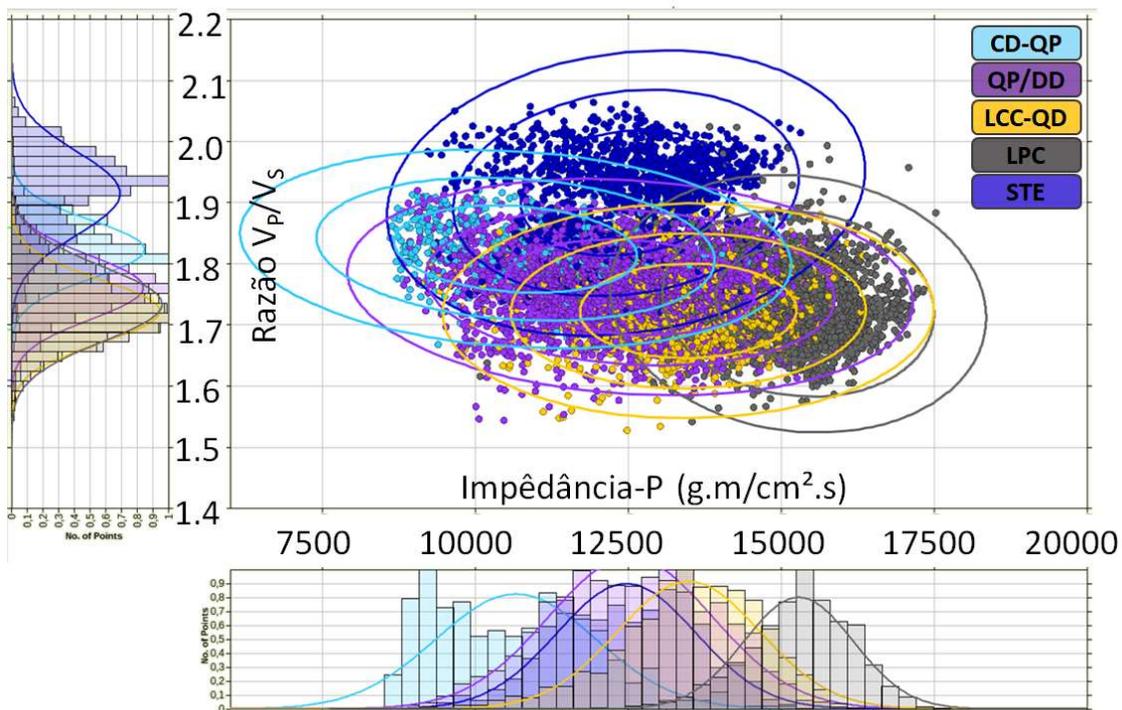


Figura 51: Crossplot entre impedância acústica e razão V_p/V_s e as PDF's dos cinco litotipos.

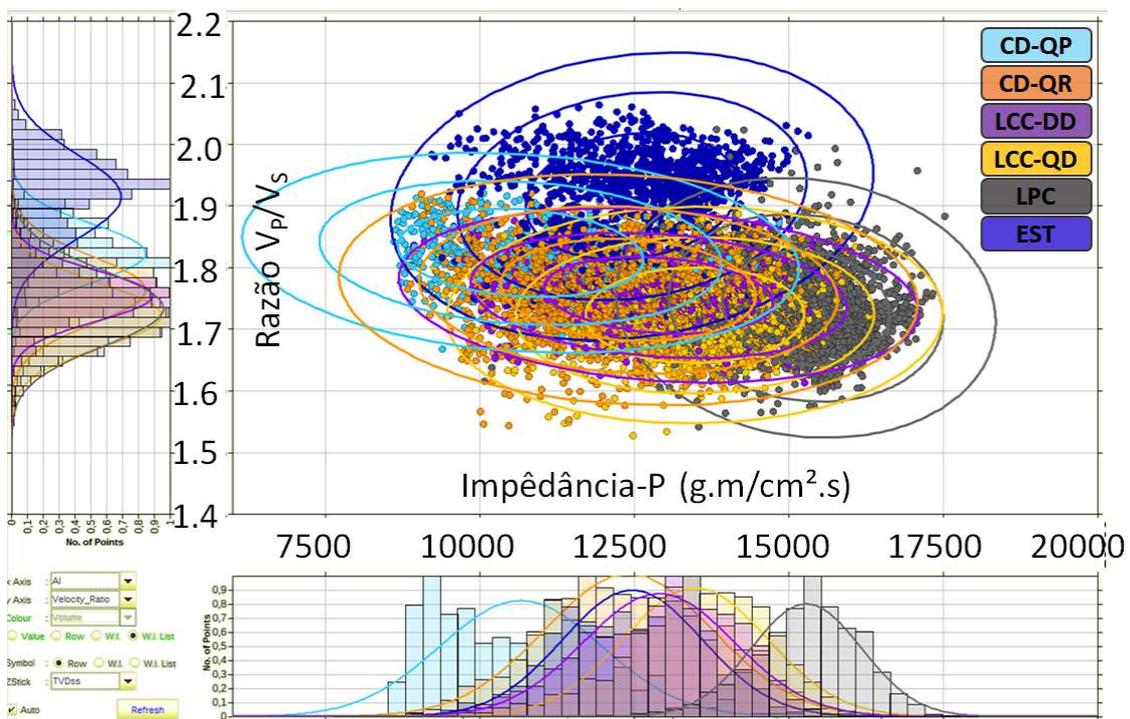


Figura 52: Crossplot entre impedância acústica e razão V_p/V_s e as PDF's dos seis litotipos.

5.7. Relações Empíricas

A individualização de litotipos permitiu uma análise mais detalhada do comportamento elástico destas rochas e como estas se relacionam com propriedades petrofísicas. Para a relação entre V_p e V_s , Greenberg & Castagna (1992) observaram relações lineares para dolomitos, arenitos e folhelhos e polinomial de segundo grau para calcários (Equação 49). Estes resultados complementam as conclusões de Pickett (1963) e Domenico (1984) que identificaram diferentes valores V_p/V_s para cada litologia. Gardner *et al.* (1974) observaram que a relação entre V_p e ρ também depende da litologia. Em seu trabalho, Gardner *et al.* (1974) computaram os coeficientes de uma função não linear para dolomitos, arenitos e folhelhos (Equação 50). Mavko *et al.* (2009) apresentaram novos coeficientes desta mesma função para rochas calcárias. Um resumo dos coeficientes está contido na Tabela 6. Essas relações são comparadas aos parâmetros elásticos medidos nos poços para cada litotipo. Os litotipos não são equivalentes às litologias, mas as diferentes proporções entre os minerais devem ao menos qualitativamente apresentar similaridades com as relações empíricas da literatura.

$$V_s = a_1 V_p^2 + a_2 V_p + a_3 \quad (49)$$

$$\rho = b_1 V_p^{b_2} \quad (50)$$

Tabela 6: Coeficientes das relações empíricas, sendo V_p e V_s em km/s e ρ em g/cm³

	a_1	a_2	a_3	b_1	b_2
Calcários	-0,05508	1,01677	-1,03049	1,359	0,386
Dolomitos	0	0,58321	-0,07775	1,74	0,252
Arenitos	0	0,80416	-0,85588	1,66	0,261
Folhelhos	0	0,76969	-0,86735	1,75	0,265

6. Resultados da Predição de Litotipos usando a Classificação Bayesiana

As etapas de classificação Bayesiana para a identificação dos litotipos a partir dos parâmetros elásticos foram aplicadas em cinco poços: 2-ANP-1, 3-BRSA-1053, 3-BRSA-1064, 9-BRSA-1159 e 9-BRSA-1197. A análise dos resultados contempla uma comparação entre os litotipos com maior probabilidade de ocorrência e os litotipos interpretados nos poços usando a classificação proposta no item 5.2. Essa análise comparativa foi realizada no intervalo da Fm. Barra Velha, tanto para cada profundidade do perfil, quanto em termos de proporção de cada litotipo. No primeiro caso é avaliada a porcentagem de acerto. Este resultado proporciona uma visão geral da robustez da metodologia, mas tem menor importância em termos de aplicação prática, dado que a resolução vertical dos modelos é inferior à dos perfis. No segundo caso a comparação da proporção de litotipos num dado intervalo, neste caso toda a Fm, Barra Velha, é mais importante no posicionamento de uma nova locação e na construção de um modelo de reservatório. Para isto, os resultados foram avaliados em termos da diferença absoluta nas proporções previstas, chamado nesta dissertação de Desvio, e do erro médio quadrático (RMSE). As definições destes indicadores de quantificação do erro são, respectivamente:

$$Desvio (\%) = 100 \times \frac{np_i - nc_i}{n_t}, \quad (52)$$

e:

$$RMSE (\%) = 100 \times \sum_{i=1}^{nl} \left(\frac{np_i - nc_i}{n_t} \right)^2, \quad (53)$$

no qual np_i e nc_i representam, respectivamente, o número de amostras do perfil previstas pela classificação Bayesiana e constatadas no poço para um dado litotipo i . n_t é o total de amostras do perfil no intervalo analisado e nl o número de litotipos utilizados na análise.

Para cada um dos três métodos propostos foi feita uma comparação na predição dos seis litotipos, mas também de sua versão agrupada em três, quatro e cinco litotipos. Desta forma é possível avaliar se o benefício de incluir mais litotipos na caracterização do reservatório compensa uma provável perda de acurácia em função da maior complexidade envolvida.

6.1. Abordagem para a Classificação do Litotipo com a Presença da Estevensita

A delimitação dos intervalos com estevensita preservada como o litotipo mais provável da classificação Bayesiana não gerou resultados satisfatórios. Como discutido no capítulo 5, estas rochas do Campo de Búzios possuem um potencial menor de diferenciação de rochas reservatórios se comparadas à área do pré-sal analisada por Teixeira *et al.* (2017). Atribuir o litotipo STE onde este é também o segundo mais provável promoveu uma melhora significativa na sua delimitação. Este artifício é equivalente a aumentar a probabilidade *a priori* deste litotipo na classificação Bayesiana. A Figura 53 mostra uma melhor detecção através desta metodologia nos poços com presença de estevensita sem deteriorar de maneira relevante as regiões com ausência destas argilas magnesianas. Portanto, esta abordagem foi utilizada como uma etapa final nas três abordagens aplicadas.

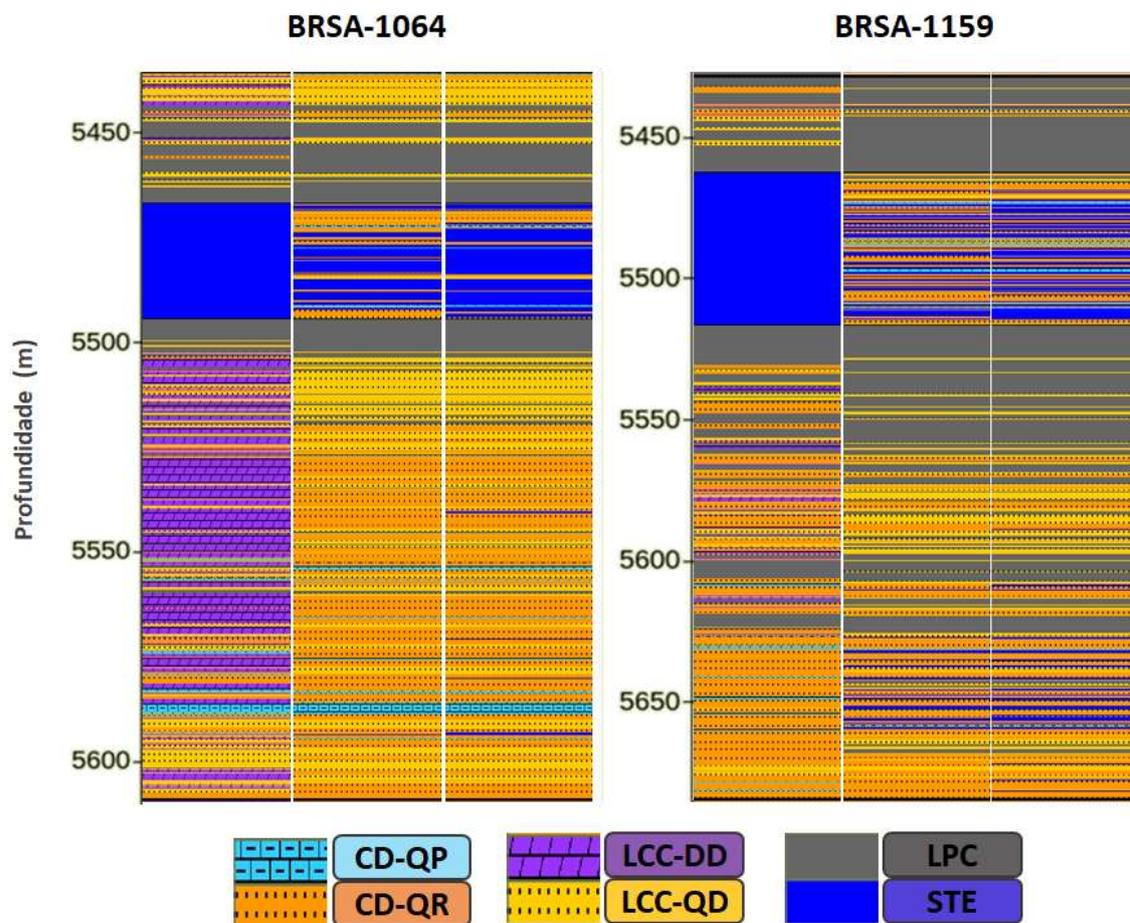


Figura 53: Comparação entre o intervalo de estevensita constatado nos poços (esquerda) e as predições antes (centro) e após (direita) a abordagem proposta.

6.2. Análise Quantitativa

De maneira geral, foram obtidos bons resultados na predição de litotipos dados os baixos valores RMSE e Desvio. As Figuras 54 e 55 apresentam os resultados da predição dos litotipos em forma de gráficos de barras para todos os poços e por poço, respectivamente. Em todos os casos, a predição direta do Método 1 apresentou os resultados com os maiores erros RMS. Isso destaca a melhora na estimativa através da classificação Bayesiana em múltiplas passadas. O erro médio quadrático na estimativa das proporções de litotipos foi da ordem de 10% para os Métodos 2 e 3. Isso significa que em média a diferença em relação à proporção prevista de cada um dos litotipos é de aproximadamente 10%. O menor erro foi encontrado na definição de 5 litotipos utilizando o Método 3. Sendo da ordem de 8%, 1% maior do que o método tradicional baseado em 3 litotipos. Este resultado mostra o potencial de acrescentar dois novos litotipos na classificação Bayesiana mantendo a faixa de incerteza. Os elevados erros na predição de 4 litotipos parecem estar relacionados à dois fatores principais: (i) uma baixa acurácia na discriminação entre CD-QR que está contido no agrupamento CD e LCC-DD contido no agrupamento LCC e; (ii) o baixo número de litotipos, de forma que a baixa acurácia de apenas uma classe tem grande peso, elevando assim o valor do erro médio.

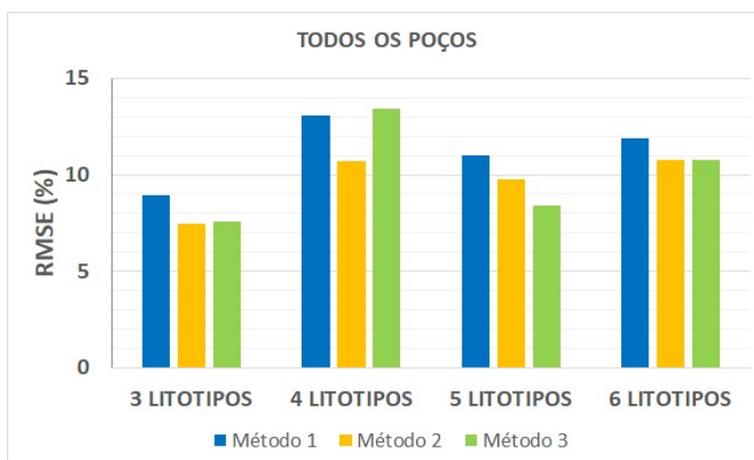


Figura 54: Erro médio quadrático (RMSE) da predição de litotipos em todos os poços pelos três métodos.

Um resumo dos resultados individualizando os poços pode ser visto nas Figuras 55 e 56. Os poços 3-BRSA-1053 e 9-BRSA-1159 apresentaram excelentes resultados para todas as quantidades de litotipos e todos os métodos aplicados. Os valores de RMSE obtidos se situam entre 5 a 10%. É interessante ressaltar que o poço 9-BRSA-1159 contém uma camada de cerca de 50m de espessura composta por carbonato com estevensita. Esta

é uma importante barreira de permeabilidade que precisa ser identificada e representada nos modelos de reservatório.

Por outro lado, o poço 9-BRSA-1197 em todos os cenários apresentou erros entre 10 a 20%. Neste poço o erro foi mais alto no resultado para 3 litotipos. O poço 2-ANP-1 que obteve excelente resultado para 3 litotipos apresentou erros entre 12 a 15% para os demais casos. O poço 3-BRSA-1064 é o mais dolomitizado dos cinco poços analisados. Como será detalhado mais adiante, o desempenho da classificação Bayesiana foi superior para 3 e 5 litotipos. Neste poço os erros nos resultados para 4 e 6 litotipos foram os mais altos de toda a análise, ultrapassando o patamar de 20%.

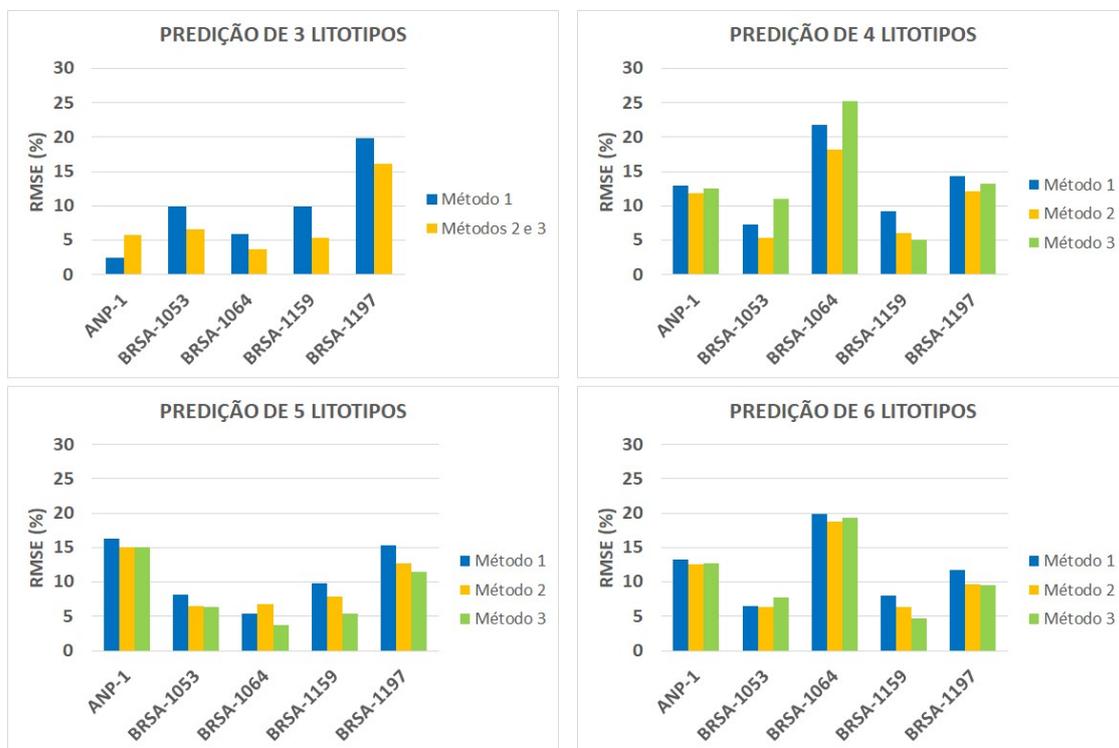


Figura 55: Gráficos de erro médio quadrático separados por poço para os três métodos aplicados à classificação de 3, 4, 5 e 6 litotipos.

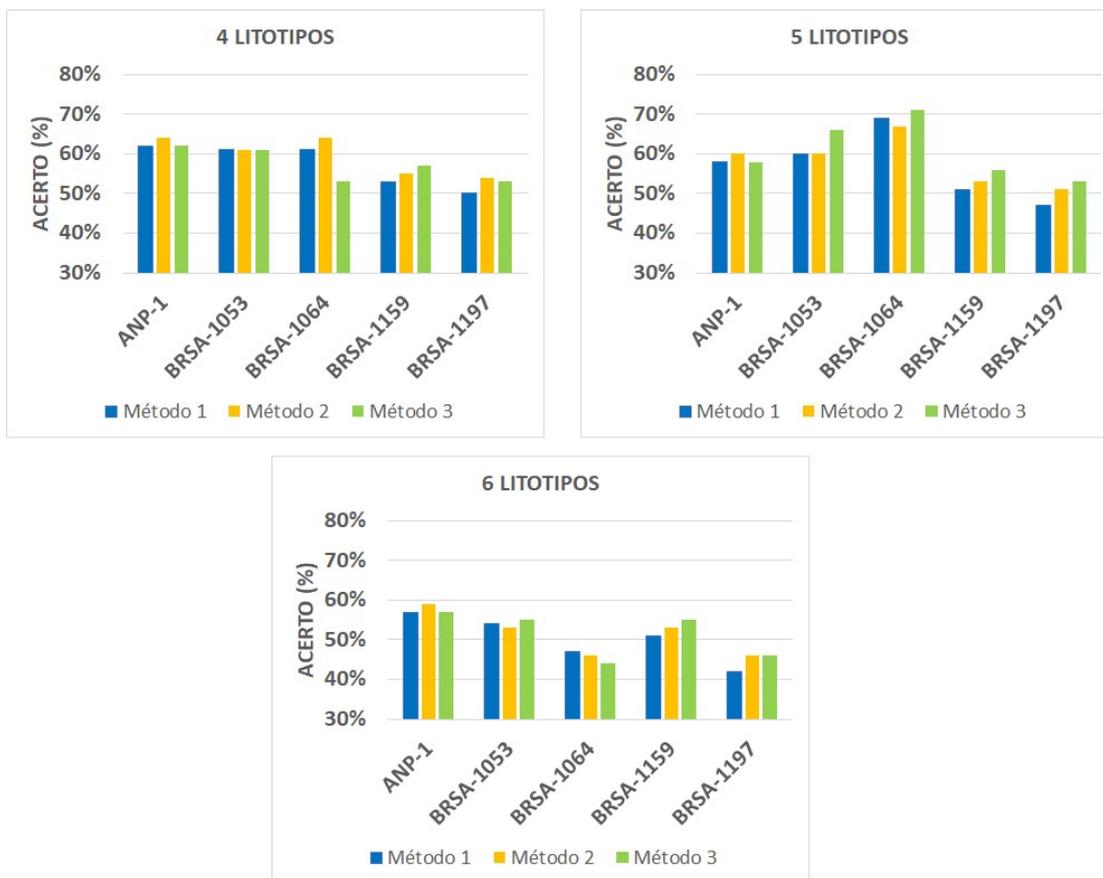


Figura 56: Taxa de acerto por poço para os três métodos aplicados à classificação de 4, 5 e 6 litotipos.

6.3. Classificação de 3 Litotipos

Nesta etapa são avaliadas as previsões de três litotipos, mostrados na Figura 57. Para o Método 1 foram classificados os seis litotipos que posteriormente foram reagrupados em três. Os métodos 2 e 3, neste caso, são iguais e representam os resultados da primeira etapa da classificação Bayesiana. A porcentagem de acerto ficou entre 70% e 90% em todos os poços (Figura 58). O litotipo LPC apresentou menores desvios entre previsto e constatado. A principal fonte de erro está relacionada à diferenciação entre rochas com presença de estevensita e rochas reservatório. Onde as argilas magnesianas ocorrem sua presença é sempre subestimada. Em poços onde estão ausentes, uma pequena proporção é estimada, sendo menor do que 10% em quatro dos cinco poços. Estes mesmos poços apresentaram excelente previsão de proporção de rocha reservatório, com desvios inferiores a 10%. Apenas no poço 9-BRSA-1197 a estimativa de volume de rocha com boa permeabilidade foi cerca de 20% menor (Figura 59 e Figura 60). As proporções de rocha reservatório (RES) variam de 50% no poço 9-BRSA-1159 a 90% nos poços 9-BRSA-1197 e 3-BRSA-1053. Já as proporções de rochas com matriz composta por estevensita (STE) variam entre 15-20%. Os carbonatos de baixa porosidade (LPC)

compõe entre 5-40% do volume de rocha nos poços. A expectativa de que estes resultados fornecessem os menores erros, dado que refletem um menor detalhamento, foi atestada.

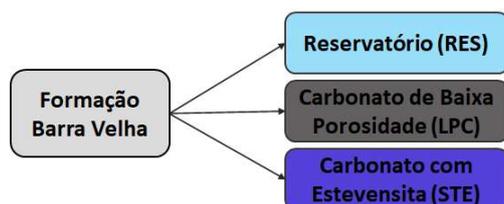


Figura 57: Agrupamento das rochas em três litotipos.

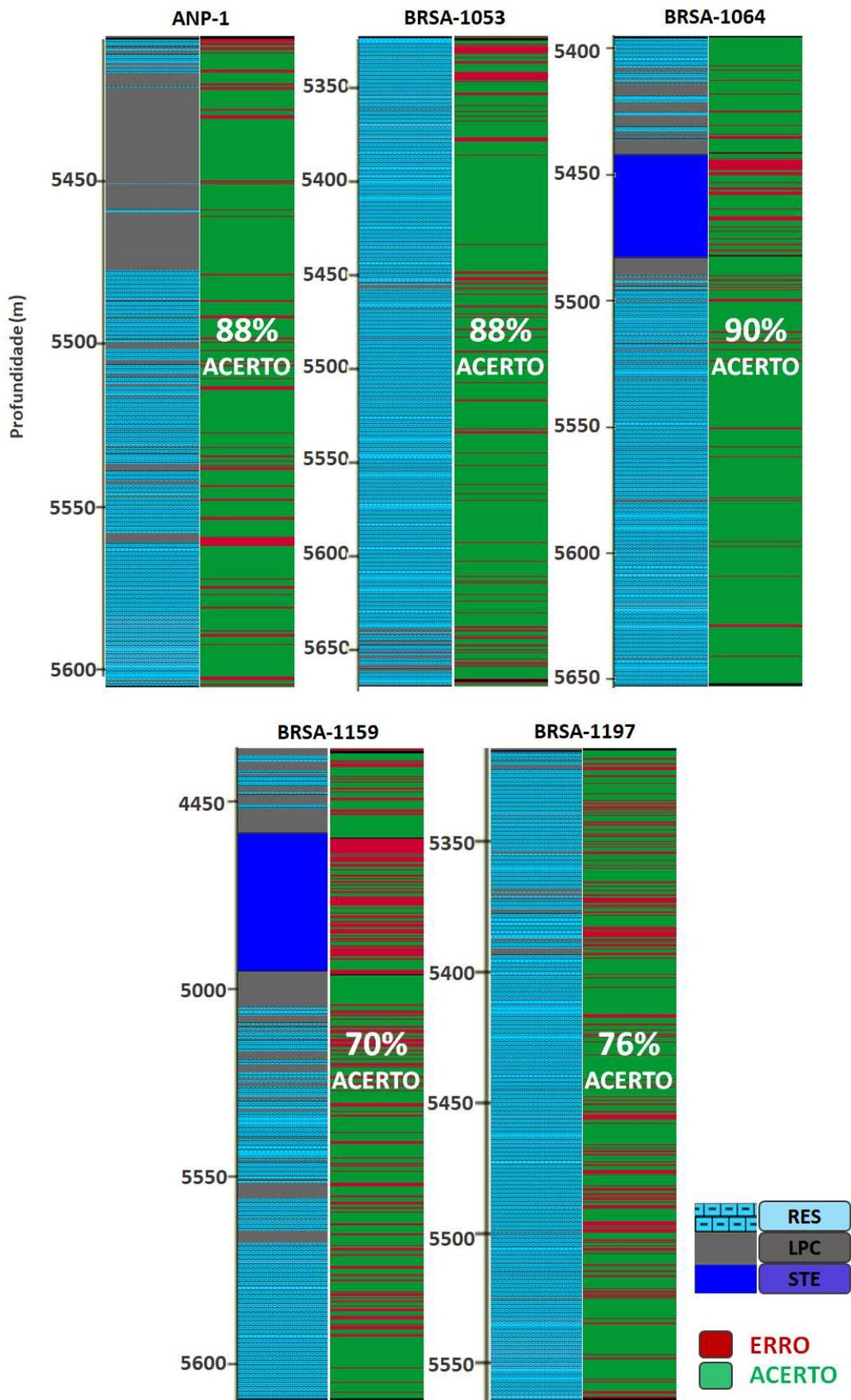


Figura 58: Taxa de acerto na predição dos 3 litotipos em cada amostra dos perfis.

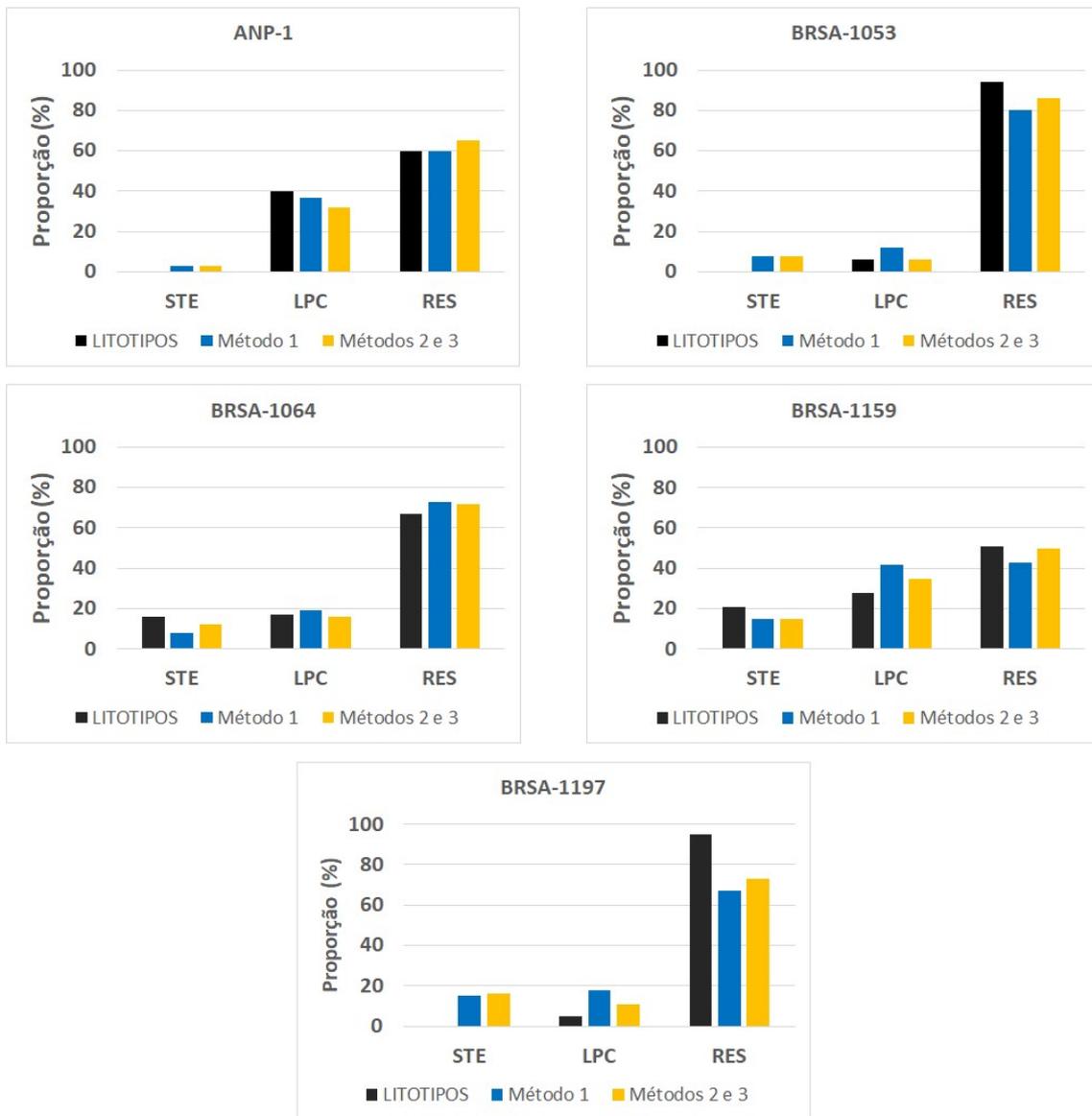


Figura 59: Gráficos comparativos entre a proporção de cada um dos três litotipos constatados e previstos pelos diferentes métodos em cada poço.

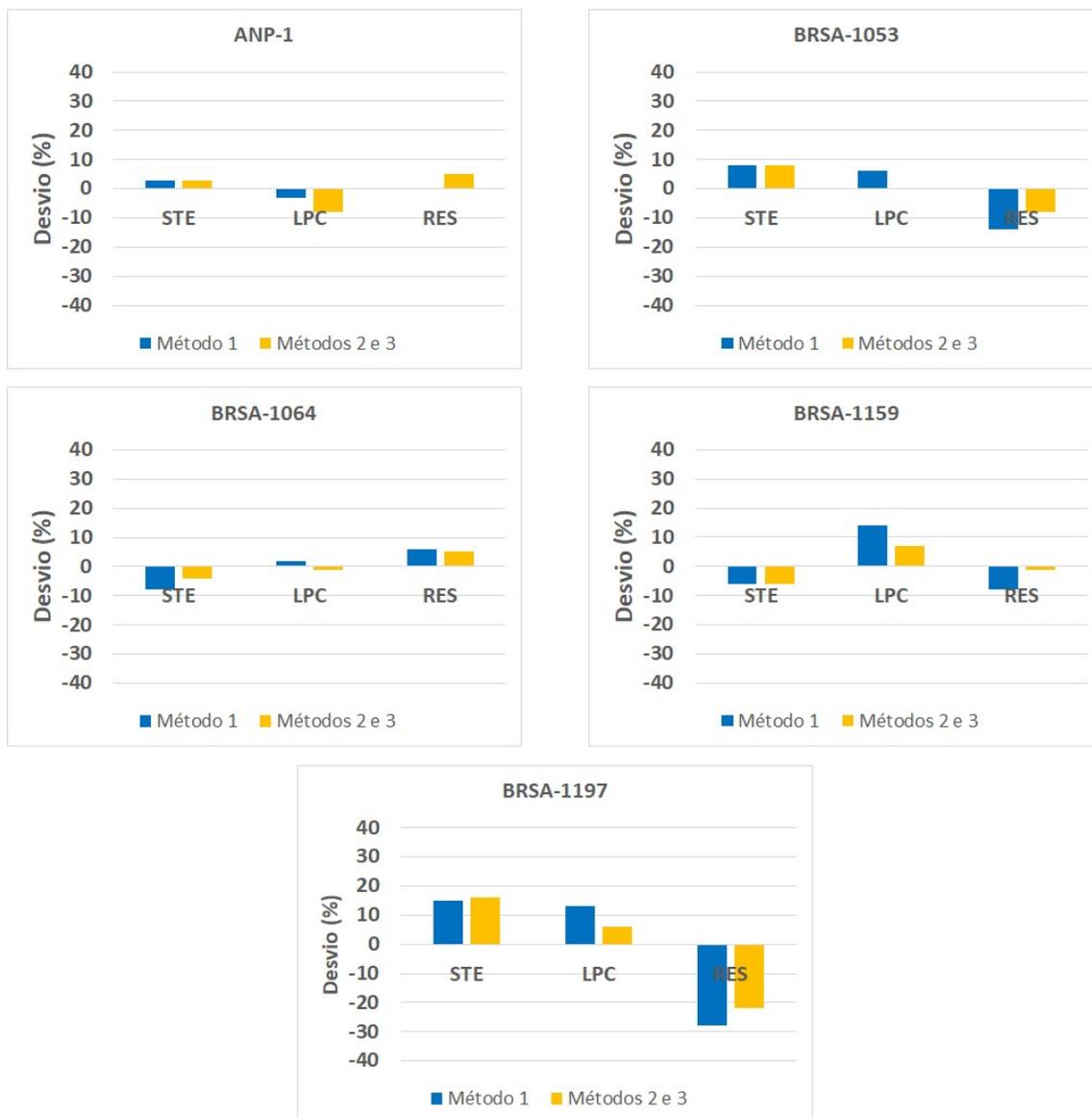


Figura 60: Gráficos dos desvios nas estimativas de proporção de cada um dos três litotipos em cada poço para os diferentes métodos.

6.4. Classificação de 4 Litotipos

Neste tópico o agrupamento de rochas reservatório foi subdividido em dois grupos em função do teor de calcita (Figura 61). O Método 2 forneceu os melhores resultados. Os poços BRSA-1053 e BRSA-1159 se destacam pelas predições com erros menores do que 10% em todos os litotipos (Figura 62 e Figura 63). Uma comparação entre empilhamento de litotipos nos poços e as respectivas predições pode ser vista nas Figuras 64 a 68.

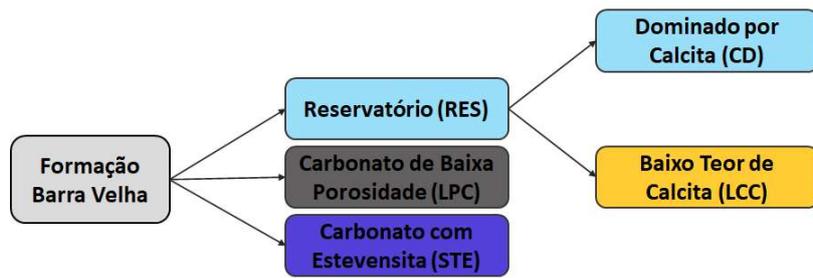


Figura 61: Agrupamento das rochas em quatro litotipos.

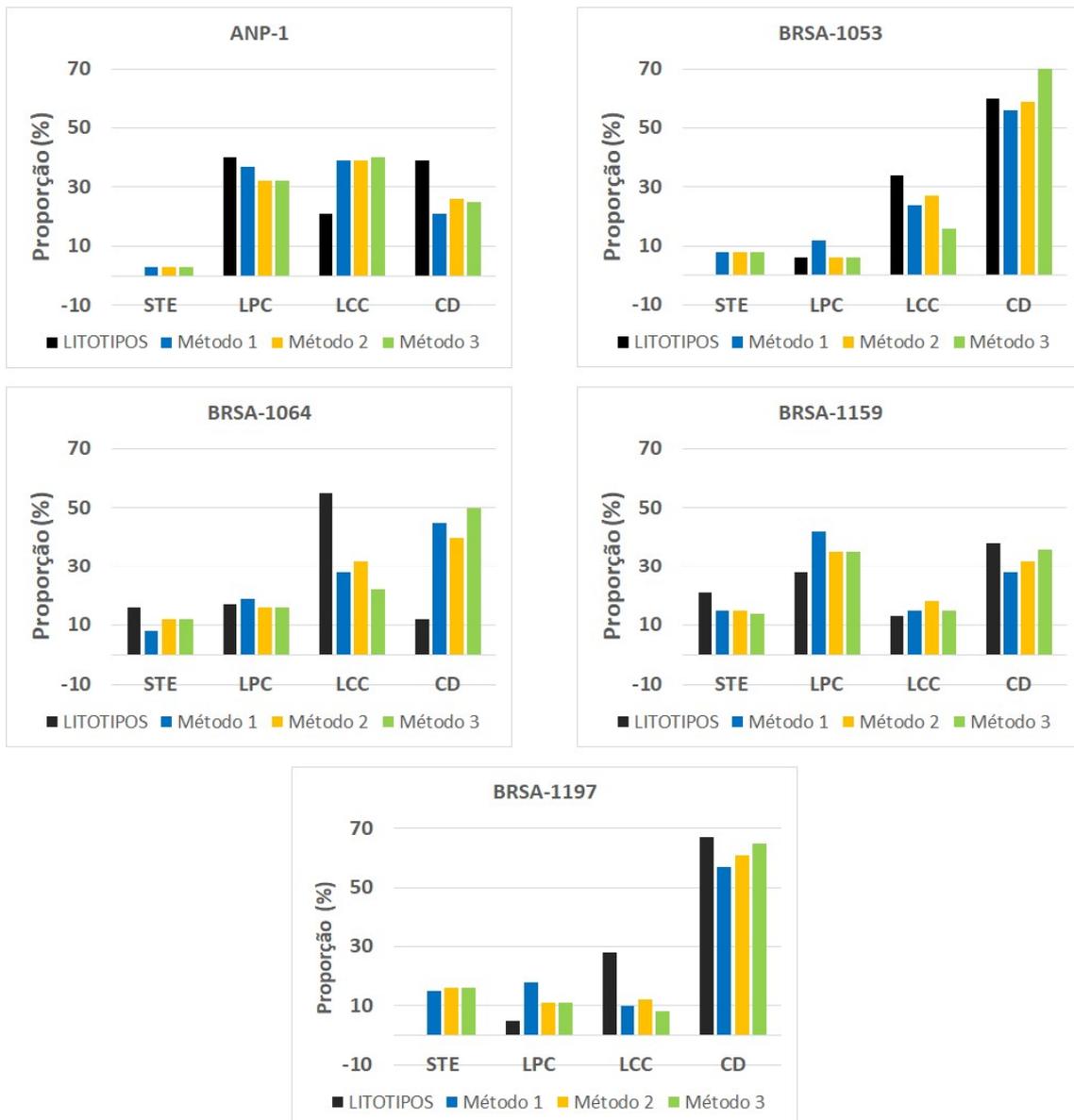


Figura 62: Gráficos comparativos entre a proporção de cada um dos quatro litotipos constatados e previstos pelos diferentes métodos em cada poço.

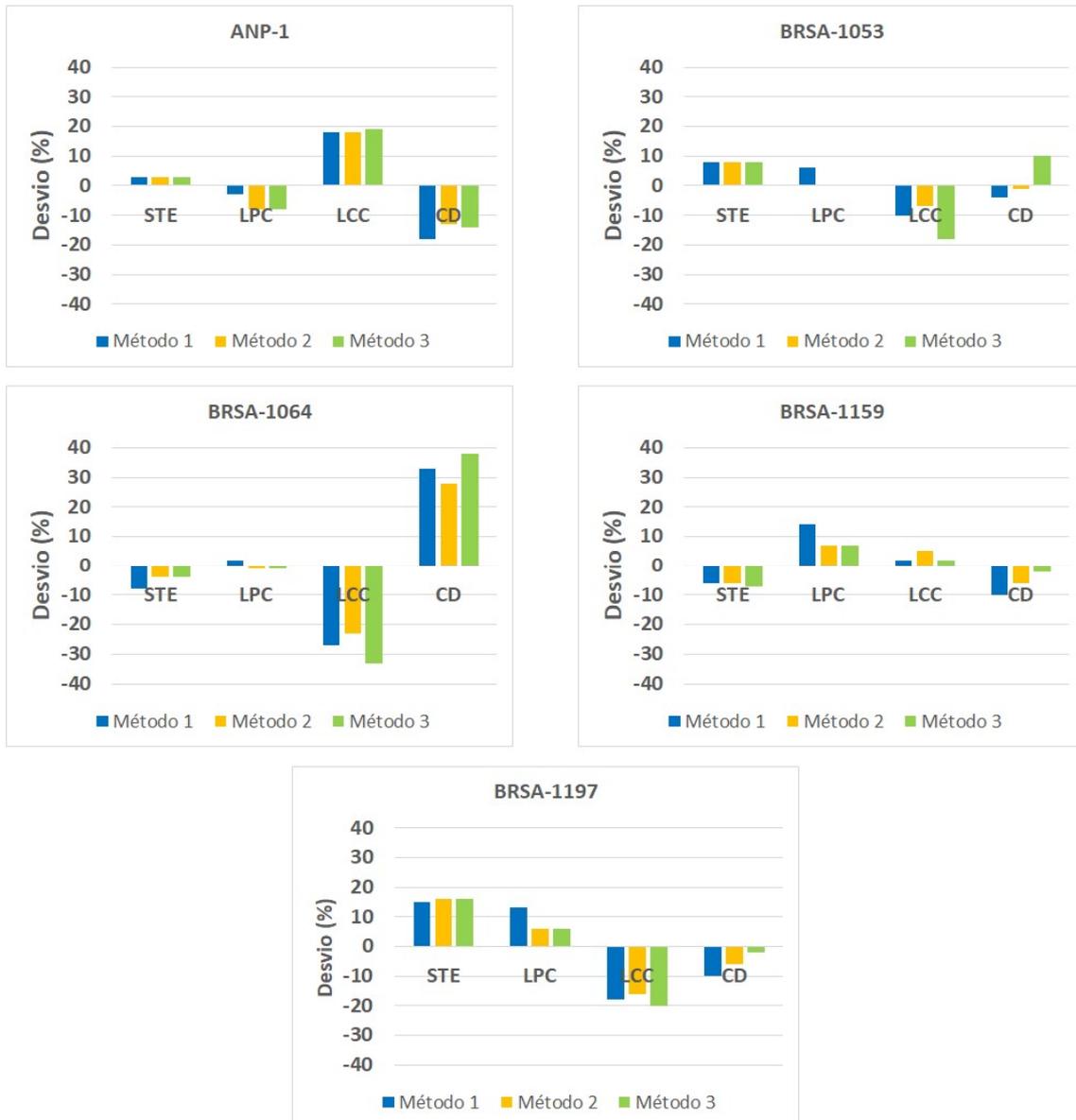


Figura 63: Gráficos dos desvios nas estimativas de proporção de cada um dos quatro litotipos em cada poço para os diferentes métodos.

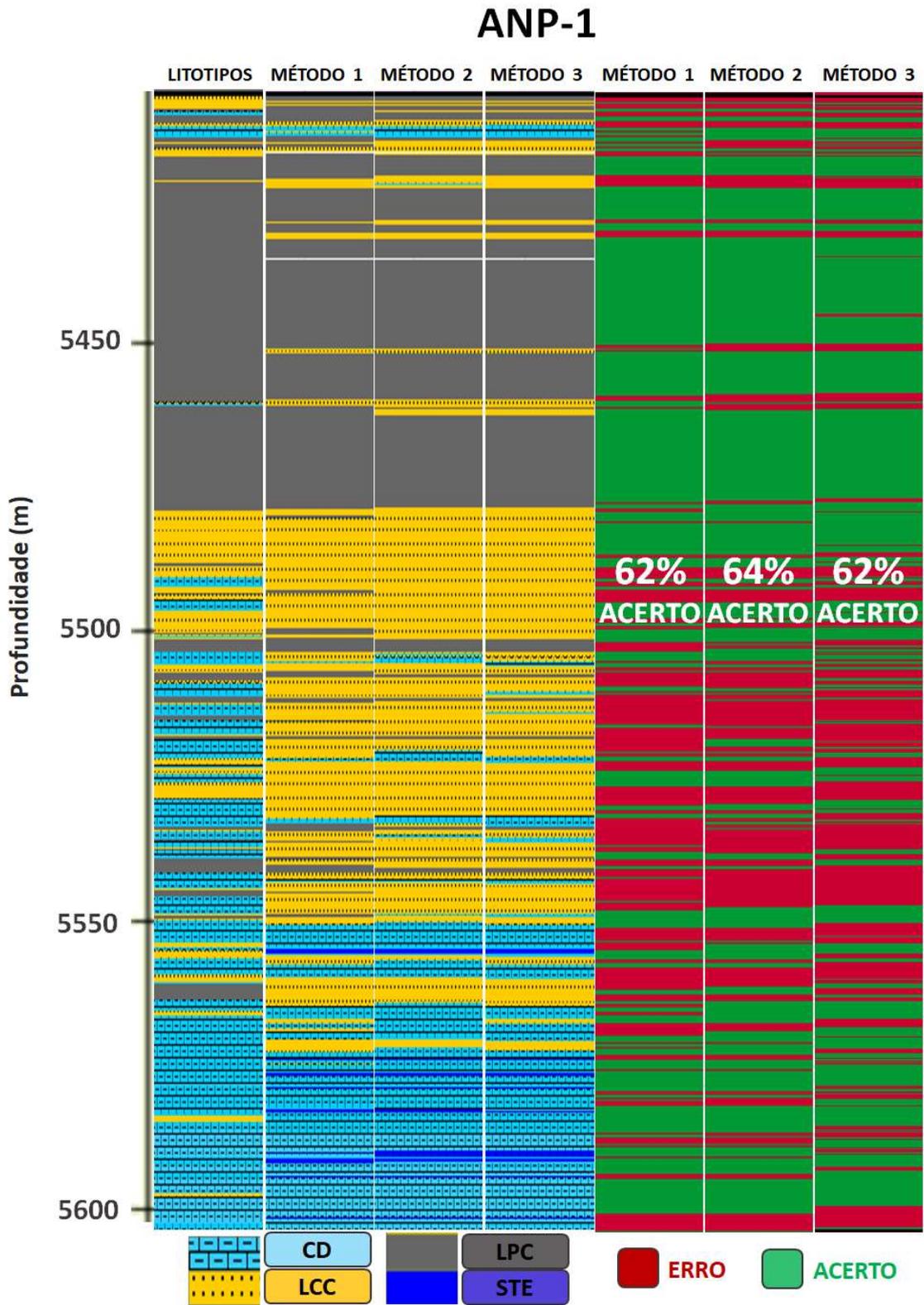


Figura 64: Comparação entre os quatro litotipos constatados e estimados através das metodologias propostas para o poço 2-ANP-1.

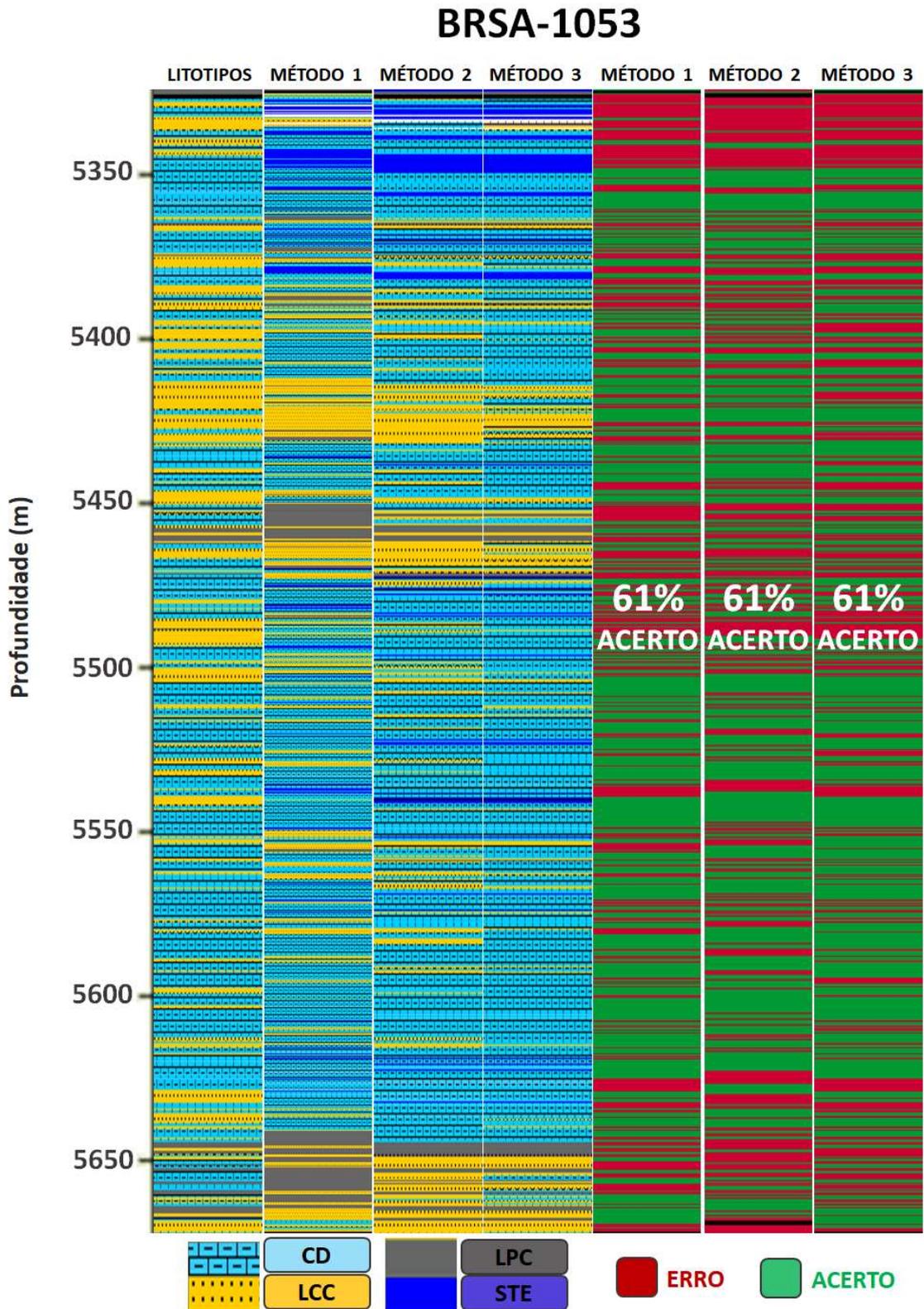


Figura 65: Comparação entre os quatro litotipos constatados e estimados através das metodologias propostas para o poço BRSA-1053.

BRSA-1064

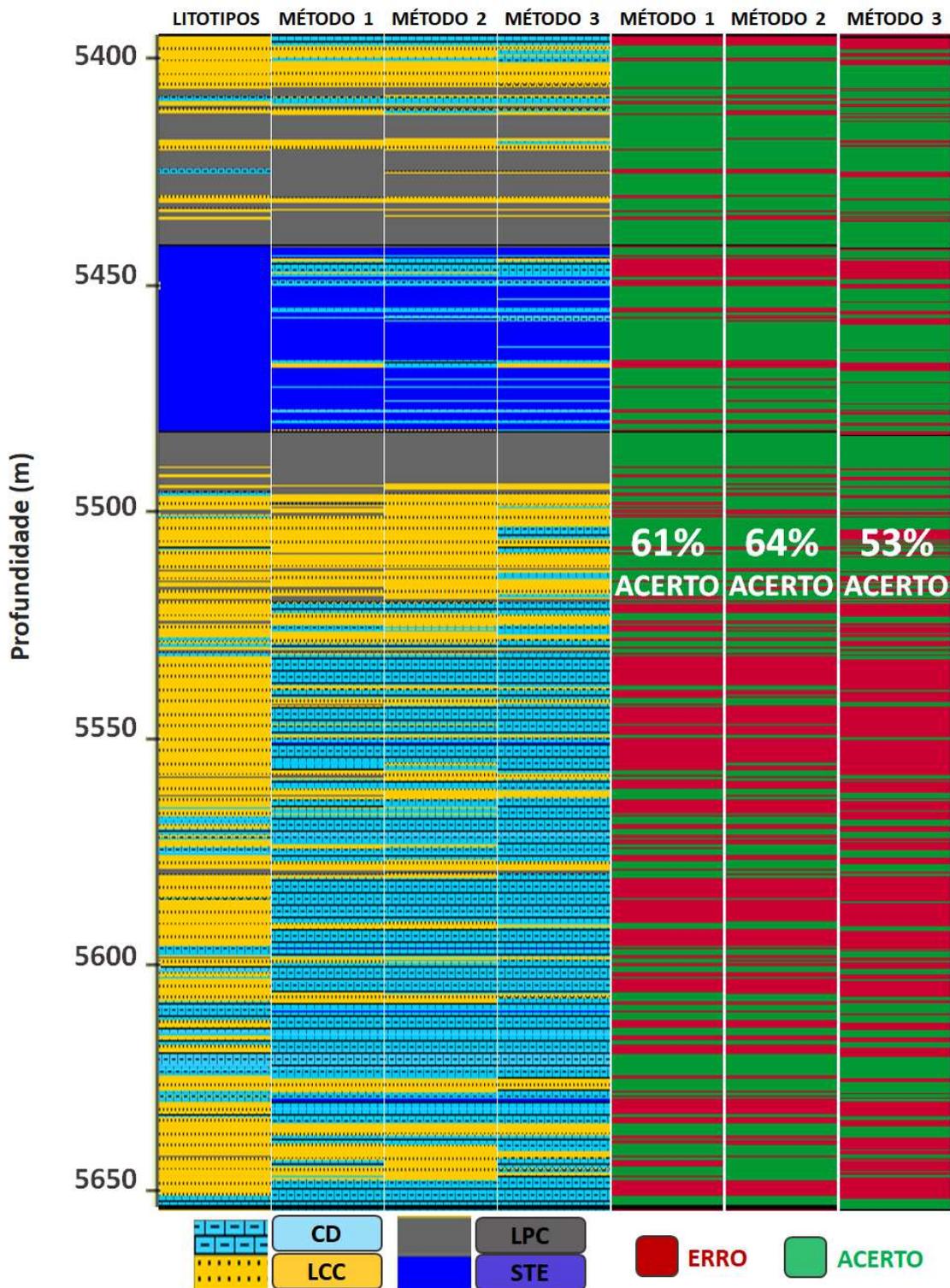


Figura 66: Comparação entre os quatro litotipos constatados e estimados através das metodologias propostas para o poço BRSA-1064.

BRSA-1159

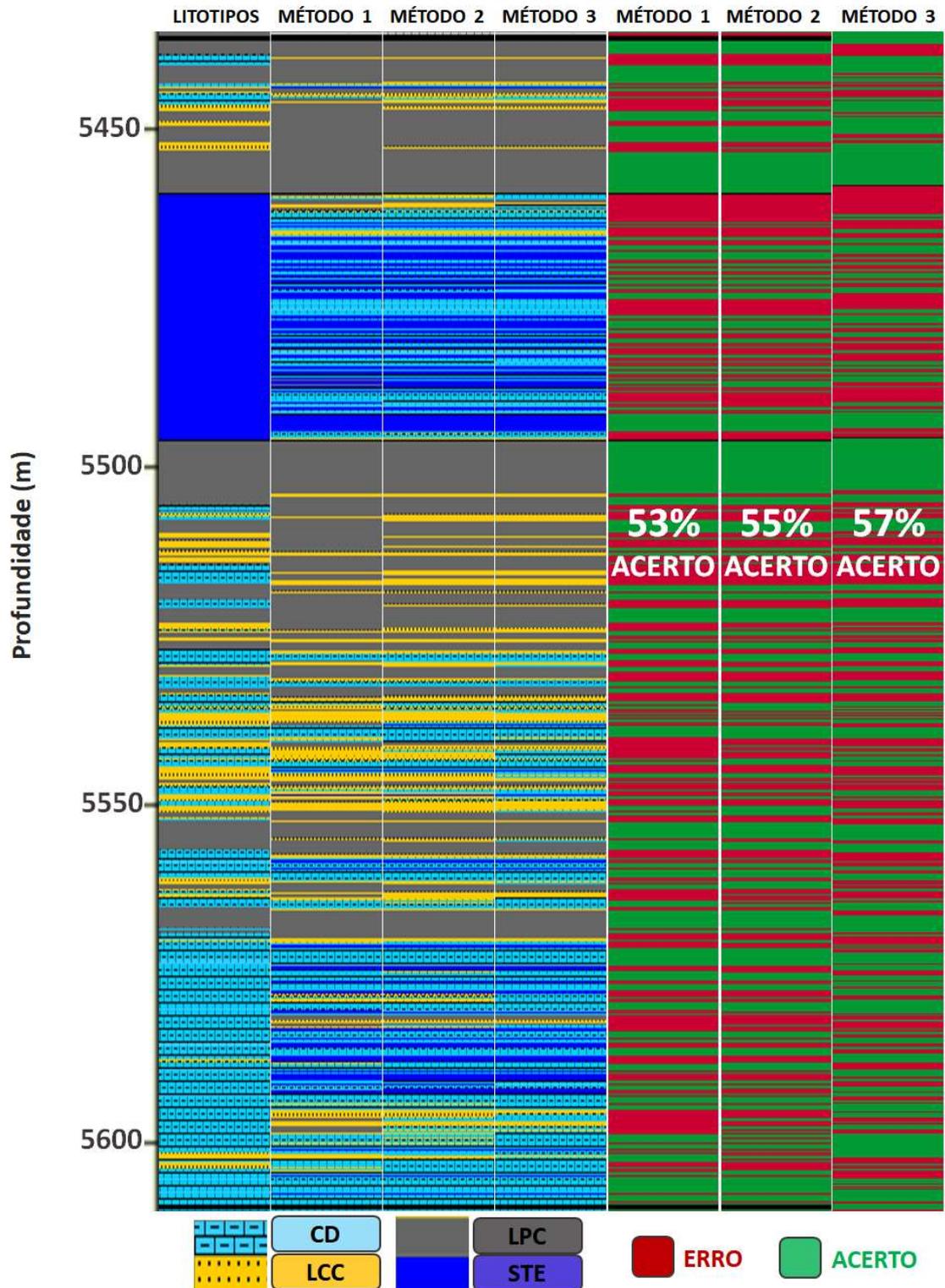


Figura 67: Comparação entre os quatro litotipos constatados e estimados através das metodologias propostas para o poço BRSA-1159.

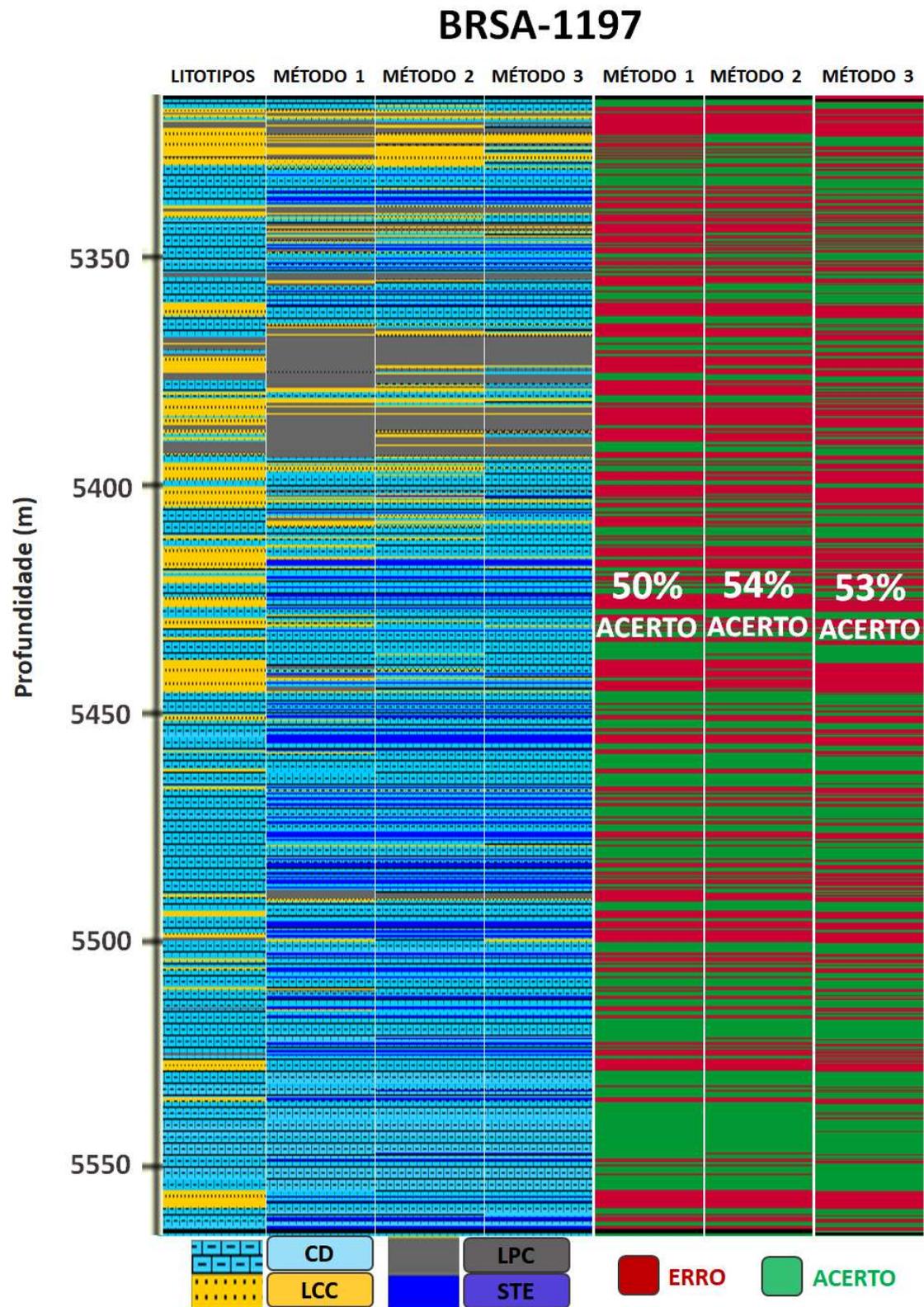


Figura 68: Comparação entre os quatro litotipos constatados e estimados através das metodologias propostas para o poço BRSA-1197.

6.5. Classificação de 5 Litotipos

Como mencionado no Capítulo 5 é esperada uma possível dificuldade de separação dos litotipos limítrofes dentro das classes CD e LCC. Na tentativa de mitigar isto, foi feito um agrupamento das rochas dominadas por calcita e ricas em quartzo com as rochas com baixo teor de calcita e dominadas por dolomita (Figura 69). No geral, excelentes resultados são observados. O Método 3, em particular, apresenta desvios inferiores a 5% em diversos exemplos e taxa de acerto entre 53-71% (Figura 70 e Figura 71). Apesar de uma variável a mais, as predições foram acuradas se comparadas aos resultados para quatro litotipos. Os empilhamentos de litotipos obtidos a partir das metodologias propostas para cada poço podem ser visualizados nas Figuras 72 a 76.

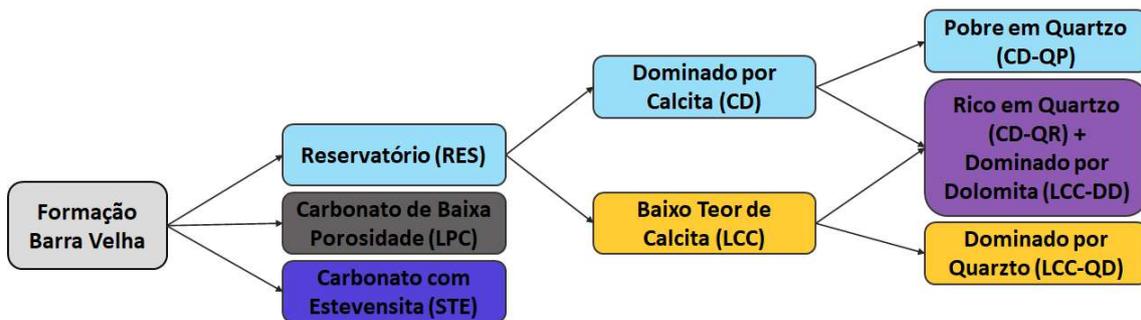


Figura 69: Agrupamento das rochas em cinco litotipos.

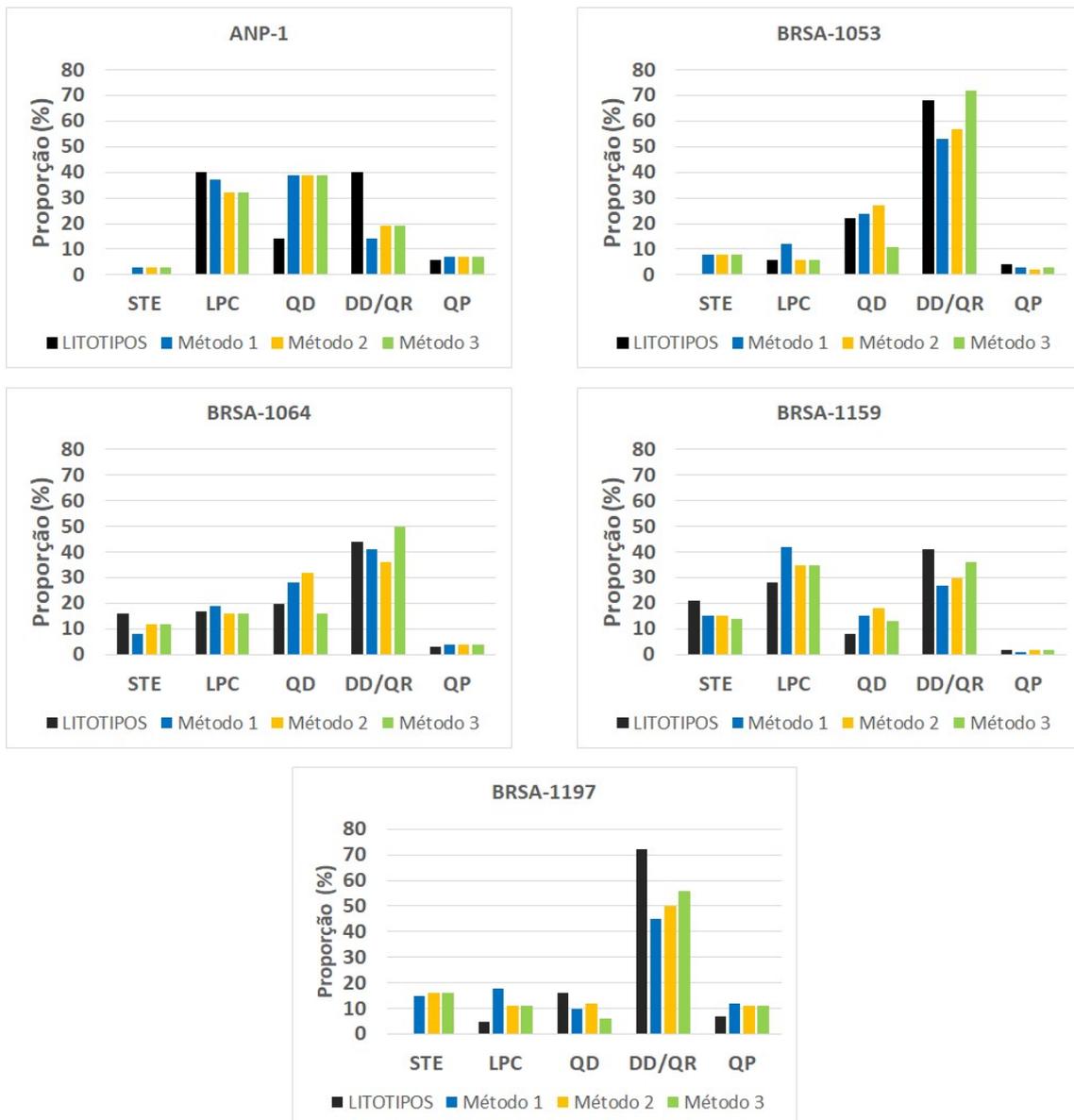


Figura 70: Gráficos comparativos entre a proporção de cada um dos cinco litotipos constatados e previstos pelos diferentes métodos em cada poço.

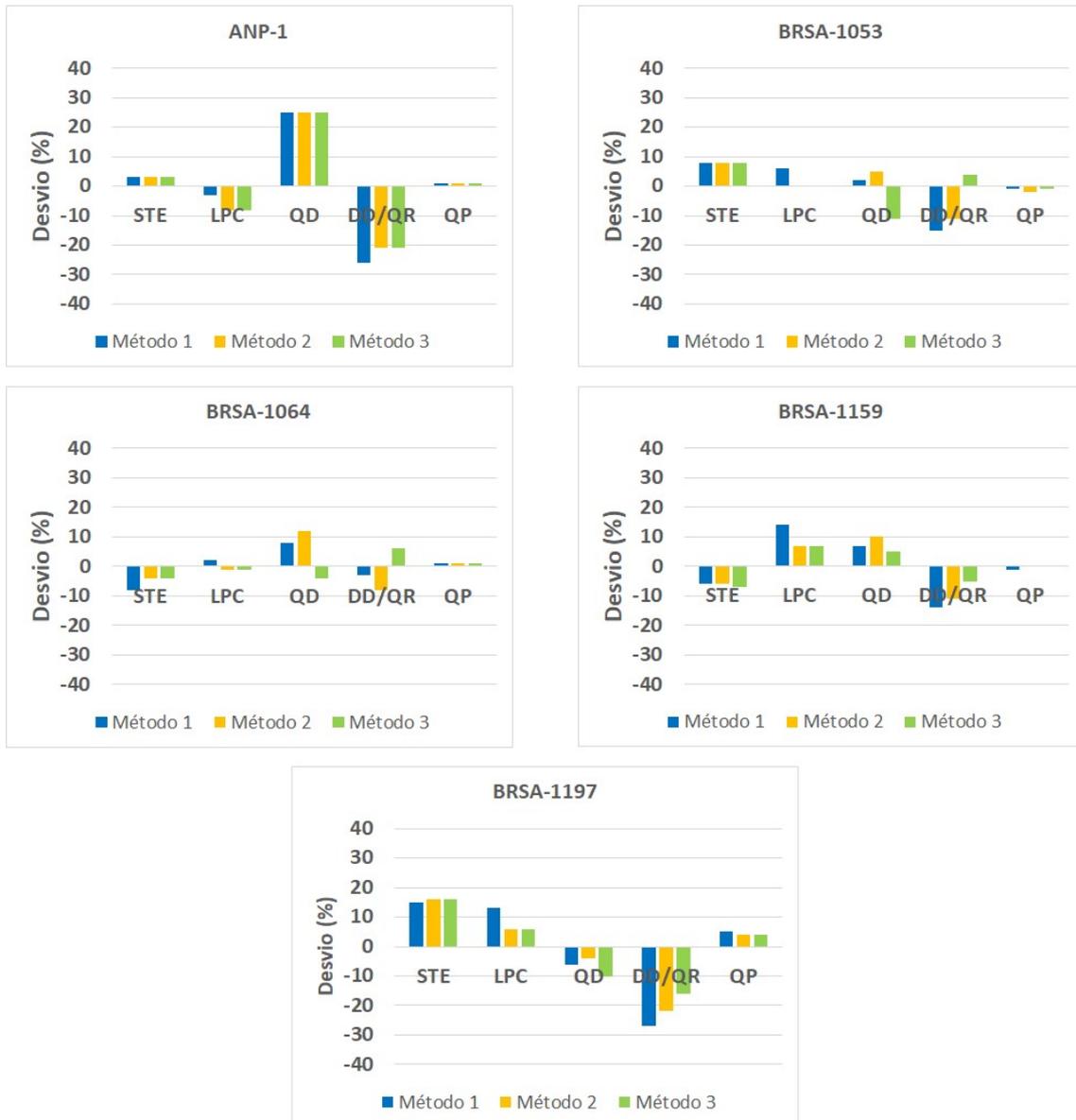
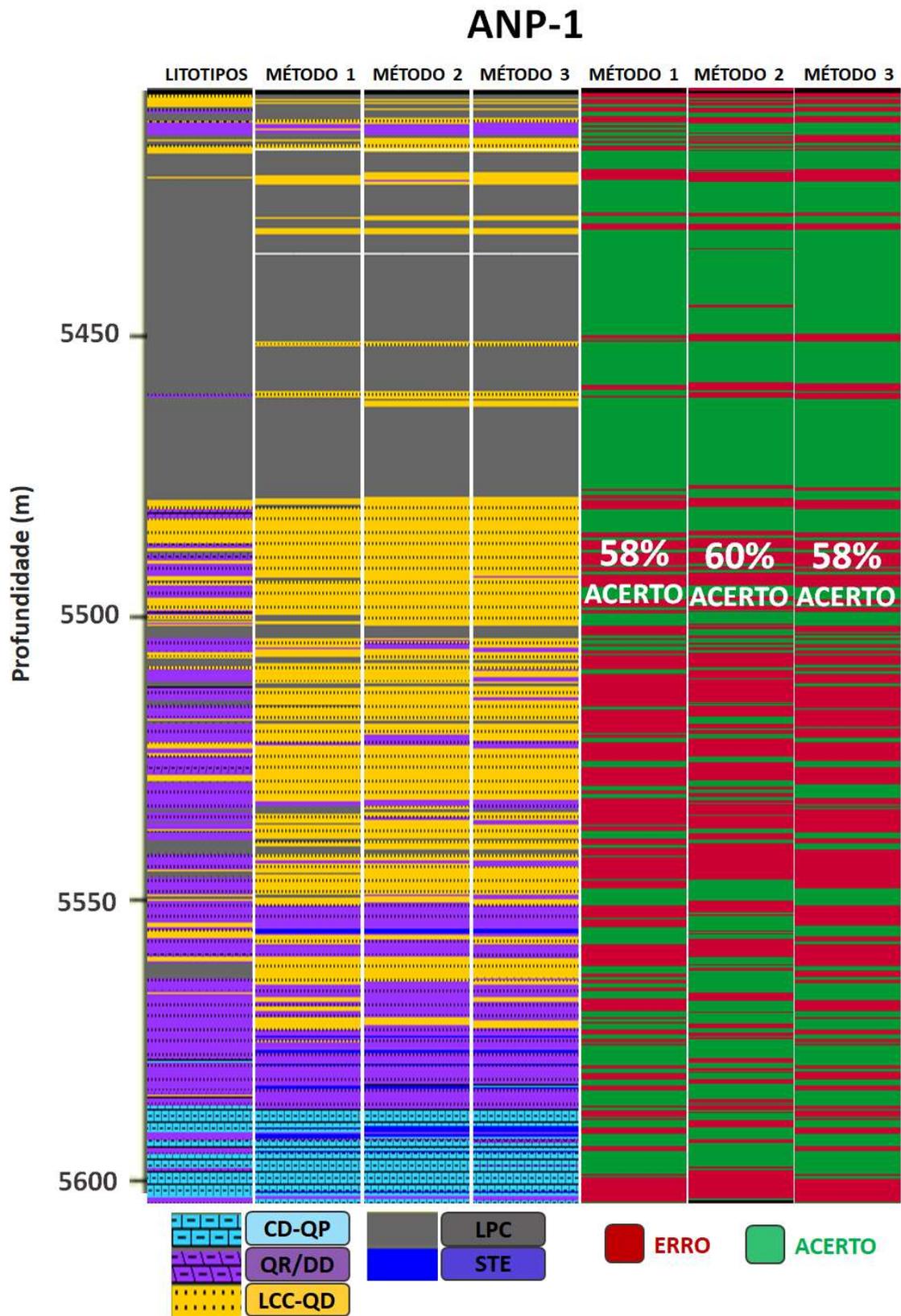


Figura 71: Gráficos dos desvios nas estimativas de proporção de cada um dos cinco litotipos em cada poço para os diferentes métodos.



BRSA-1053

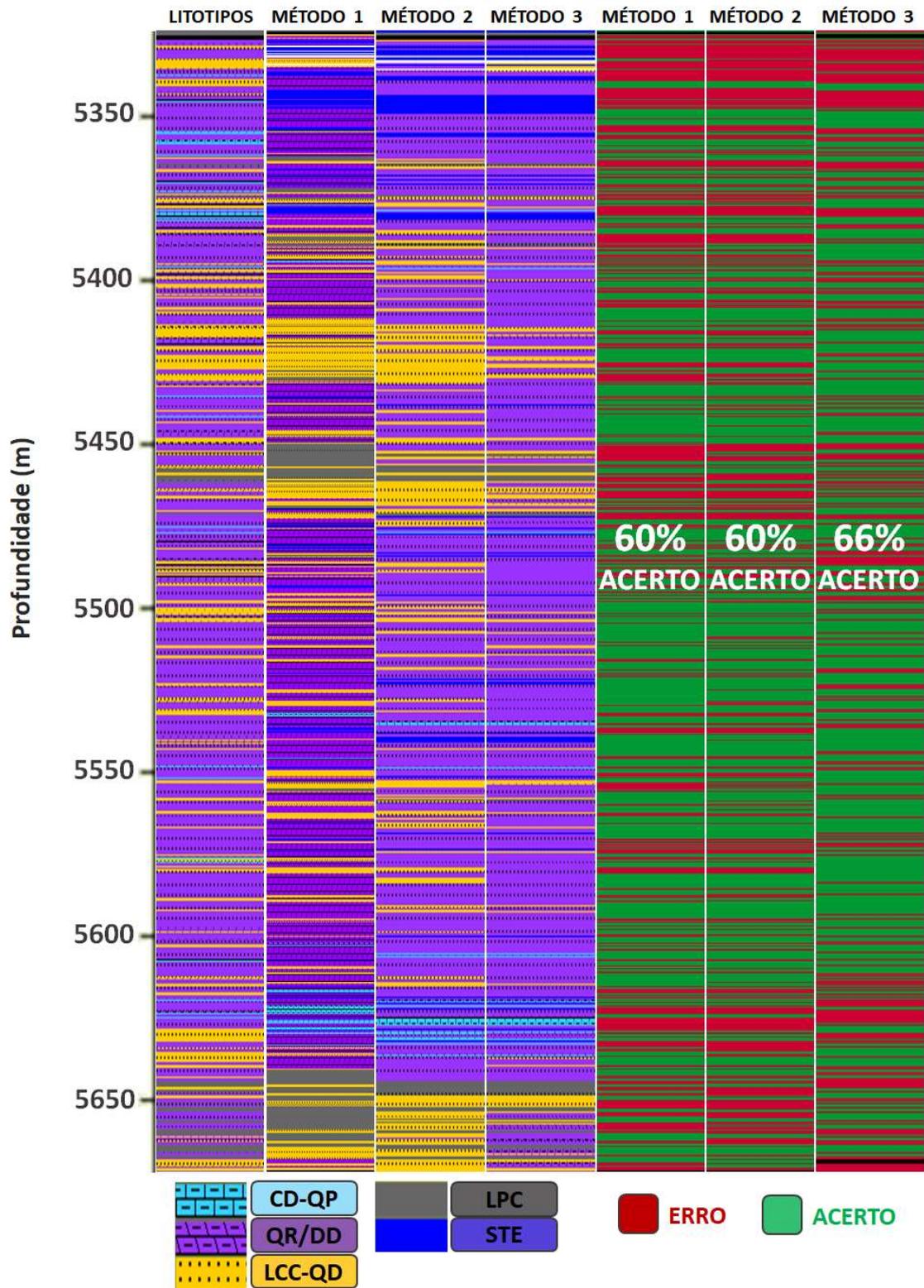


Figura 73: Comparação entre os cinco litotipos constatados e estimados através das metodologias propostas para o poço BRSA-1053.

BRSA-1064

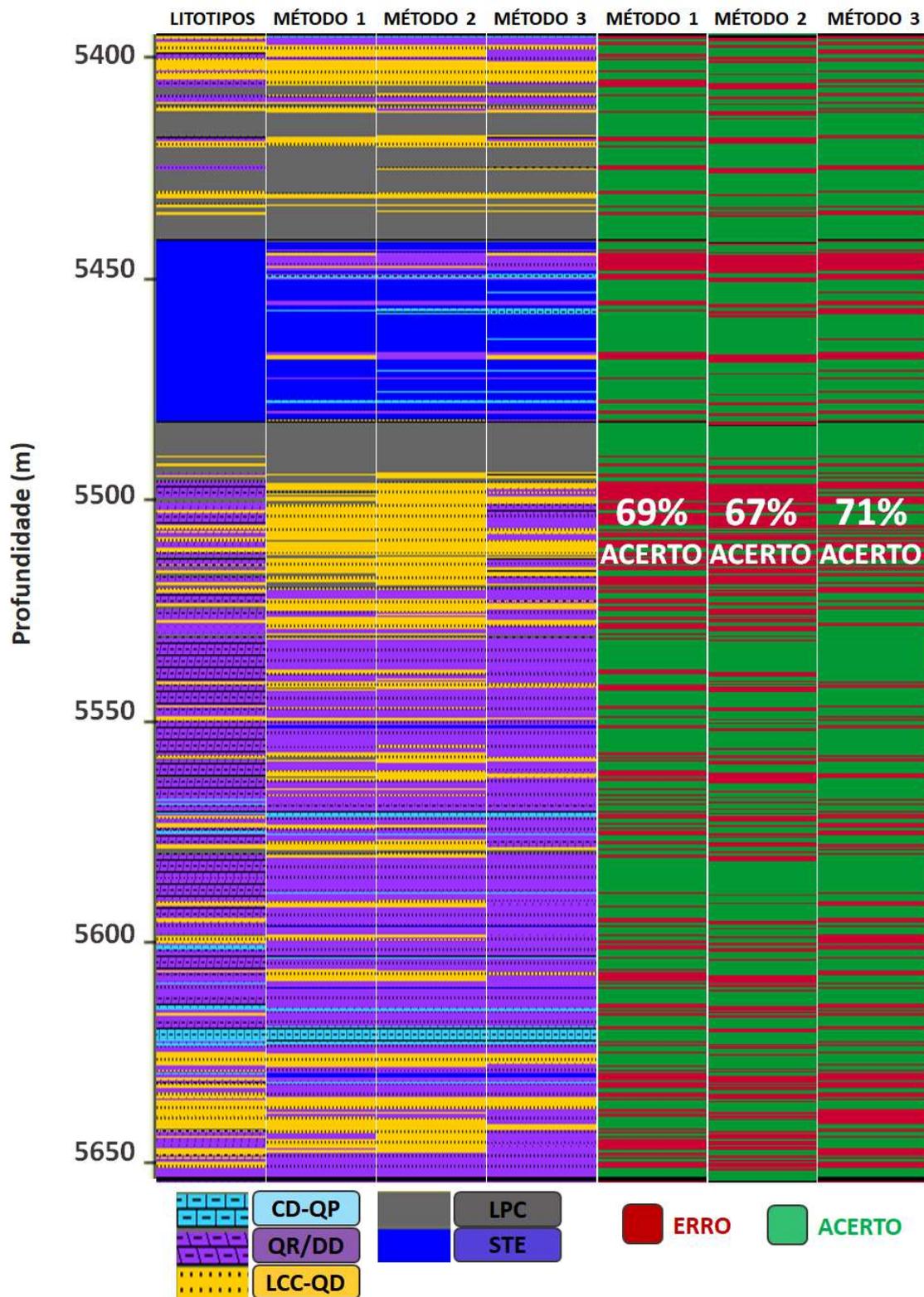


Figura 74: Comparação entre os cinco litotipos constatados e estimados através das metodologias propostas no poço BRSA-1064.

BRSA-1159

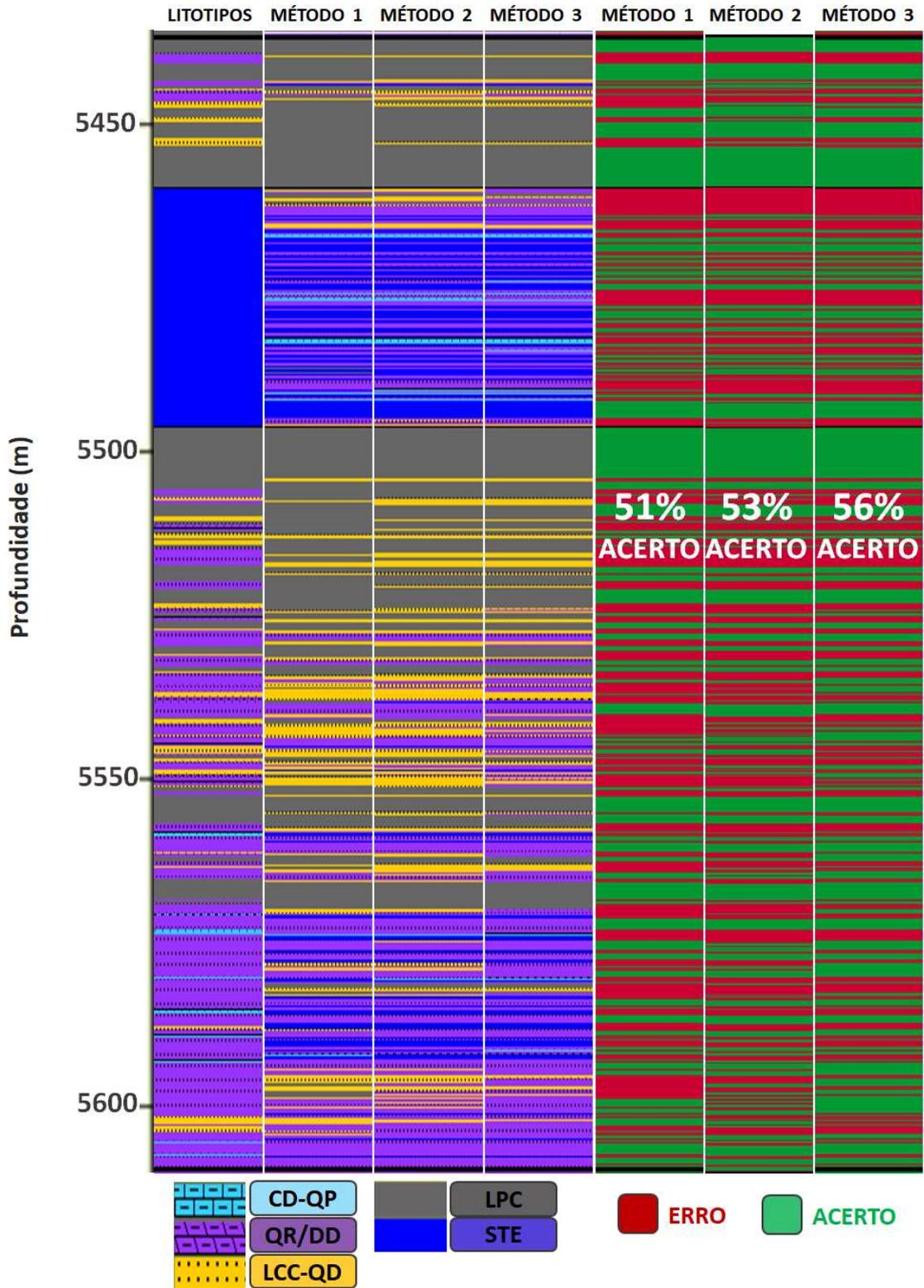


Figura 75: Comparação entre os cinco litotipos constatados e estimados através das metodologias propostas no poço BRSA-1159.

BRSA-1197

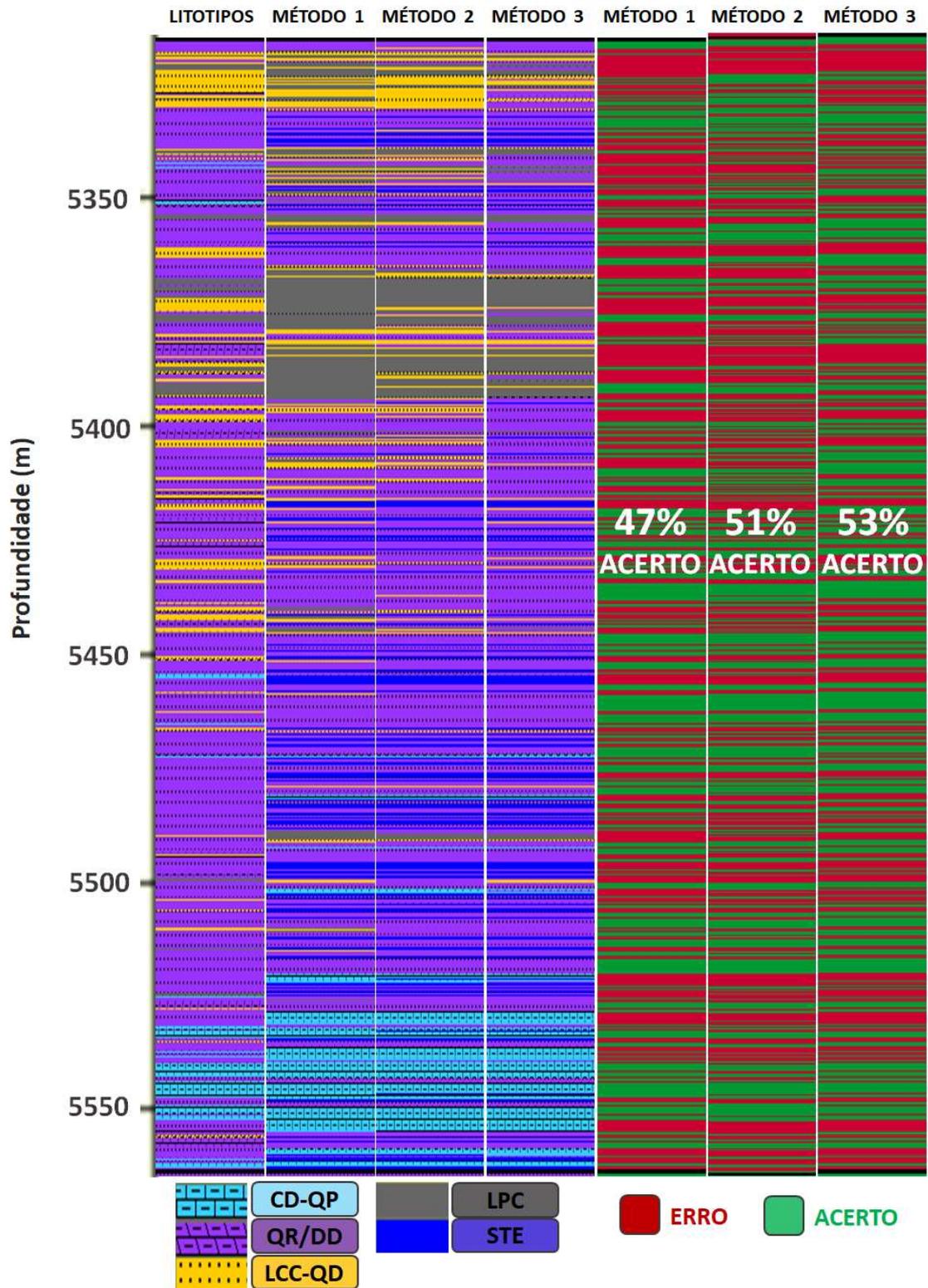


Figura 76: Comparação entre os cinco litotipos constatados e estimados através das metodologias propostas no poço BRSA-1197.

6.6. Classificação de 6 Litotipos

Os erros médios quadráticos dos Métodos 2 e 3 para a previsão dos seis litotipos mostrados na Figura 77 são muito próximos. Os desvios nas proporções de cada litotipo, são frequentemente menores do que 15%. O litotipo CD-QP, que possui as melhores permoporosidades, apresentou excelentes resultados, mesmo sendo pouco representativo nos poços analisados (Figura 78 e Figura 79). A taxa de acerto de cada amostra do perfil fica entre 44-59%, aproximadamente três vezes superior a uma atribuição aleatória (Figuras 80 a 84). No entanto, uma característica distinta das demais estimativas pode ser observada. Em função da sobreposição das PDF's dos litotipos CD-QR e LCC-DD era esperada uma imprecisão na definição destas duas classes. Na prática, o que ficou constatado é que a estimativa de rochas com predomínio de dolomita se mostrou sempre subestimada. O Método 3 foi o que apresentou melhor desempenho na tentativa de identificar este litotipo, muito embora pouco eficaz no poço BRSA-1064, onde ocorre a maior concentração desse litotipo.

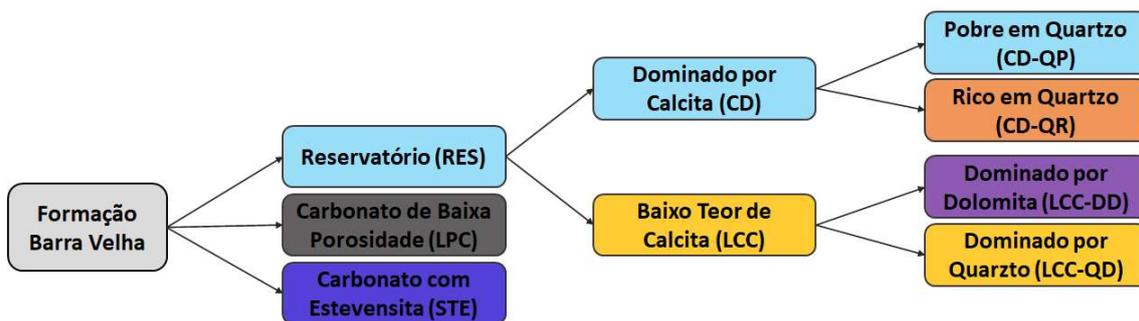


Figura 77: Agrupamento das rochas em seis litotipos.

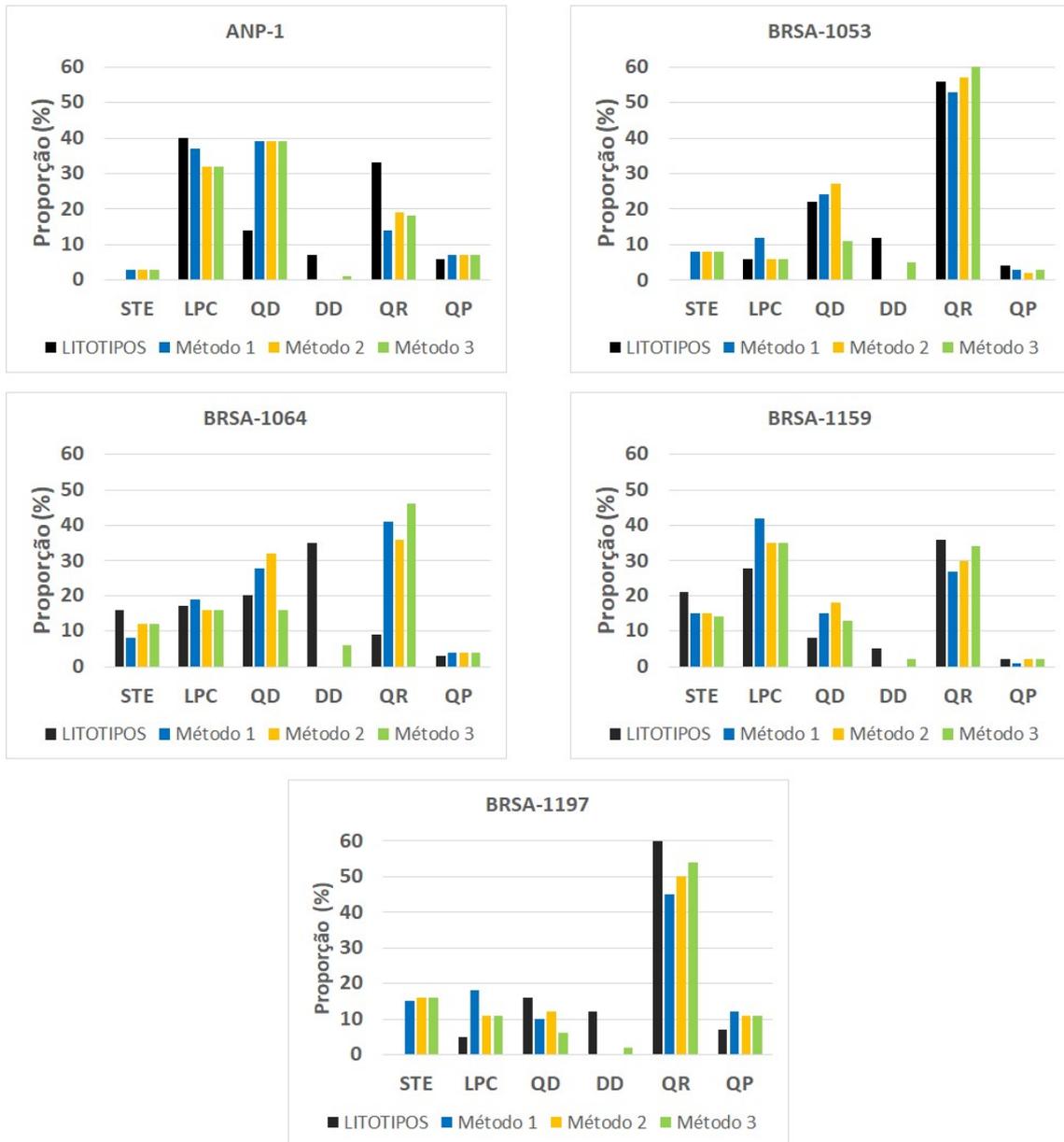


Figura 78: Gráficos comparativos entre a proporção de cada um dos cinco litotipos constatados e previstos pelos diferentes métodos em cada poço.

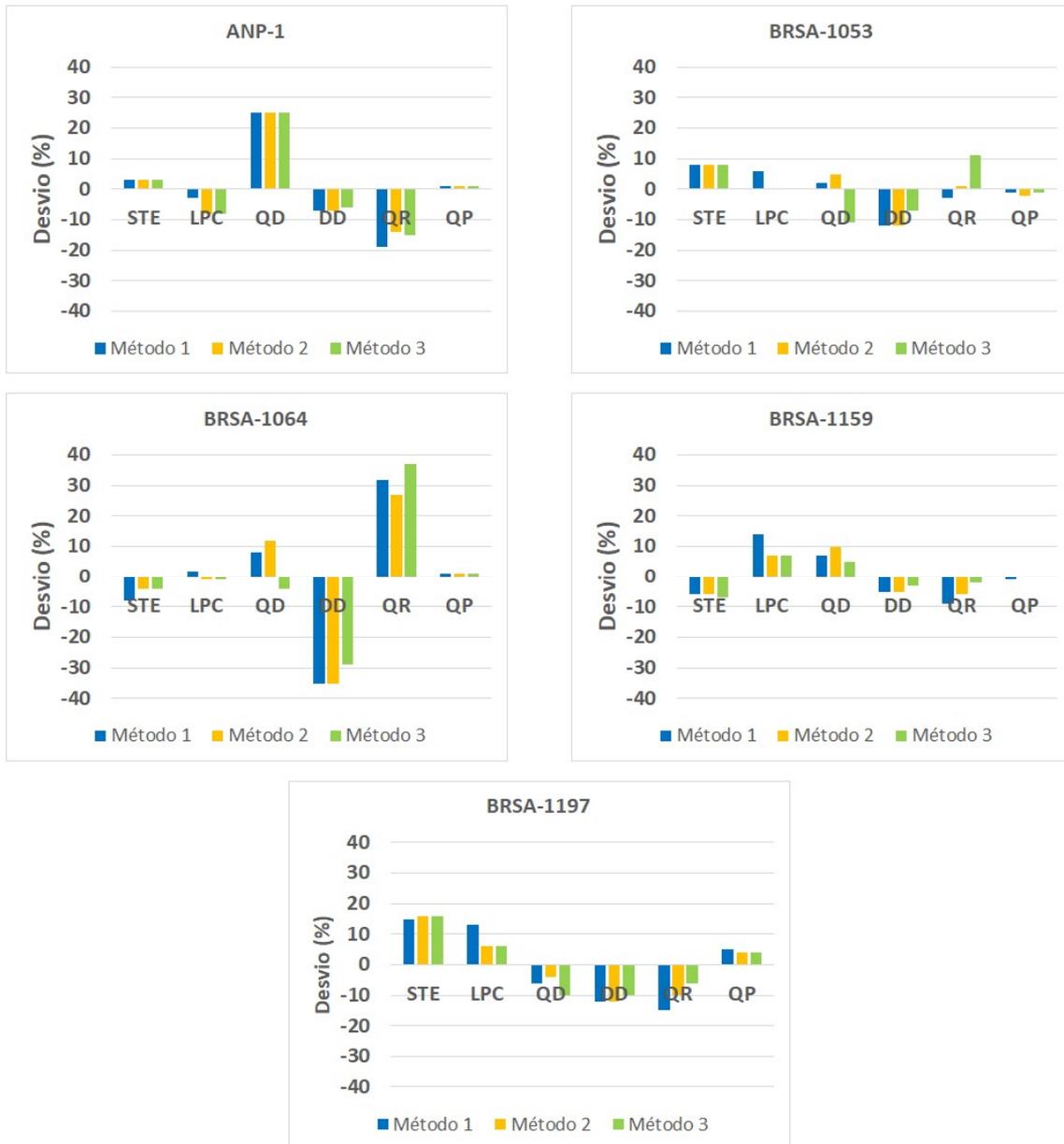


Figura 79: Gráficos dos desvios nas estimativas de proporção de cada um dos cinco litotipos em cada poço para os diferentes métodos.

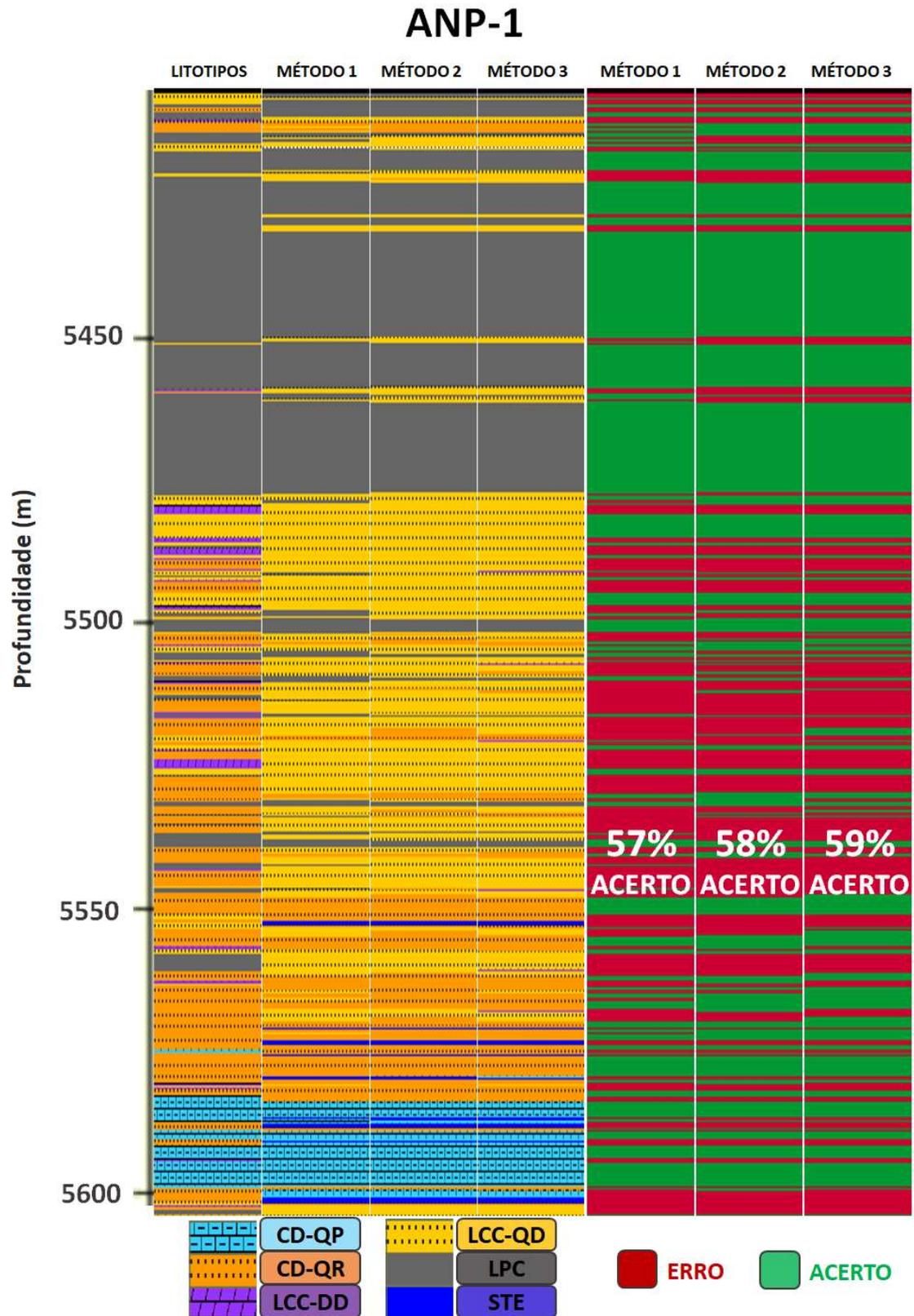


Figura 80: Comparação entre os seis litotipos constatados e estimados através das metodologias propostas para o poço ANP-1.

BRSA-1053

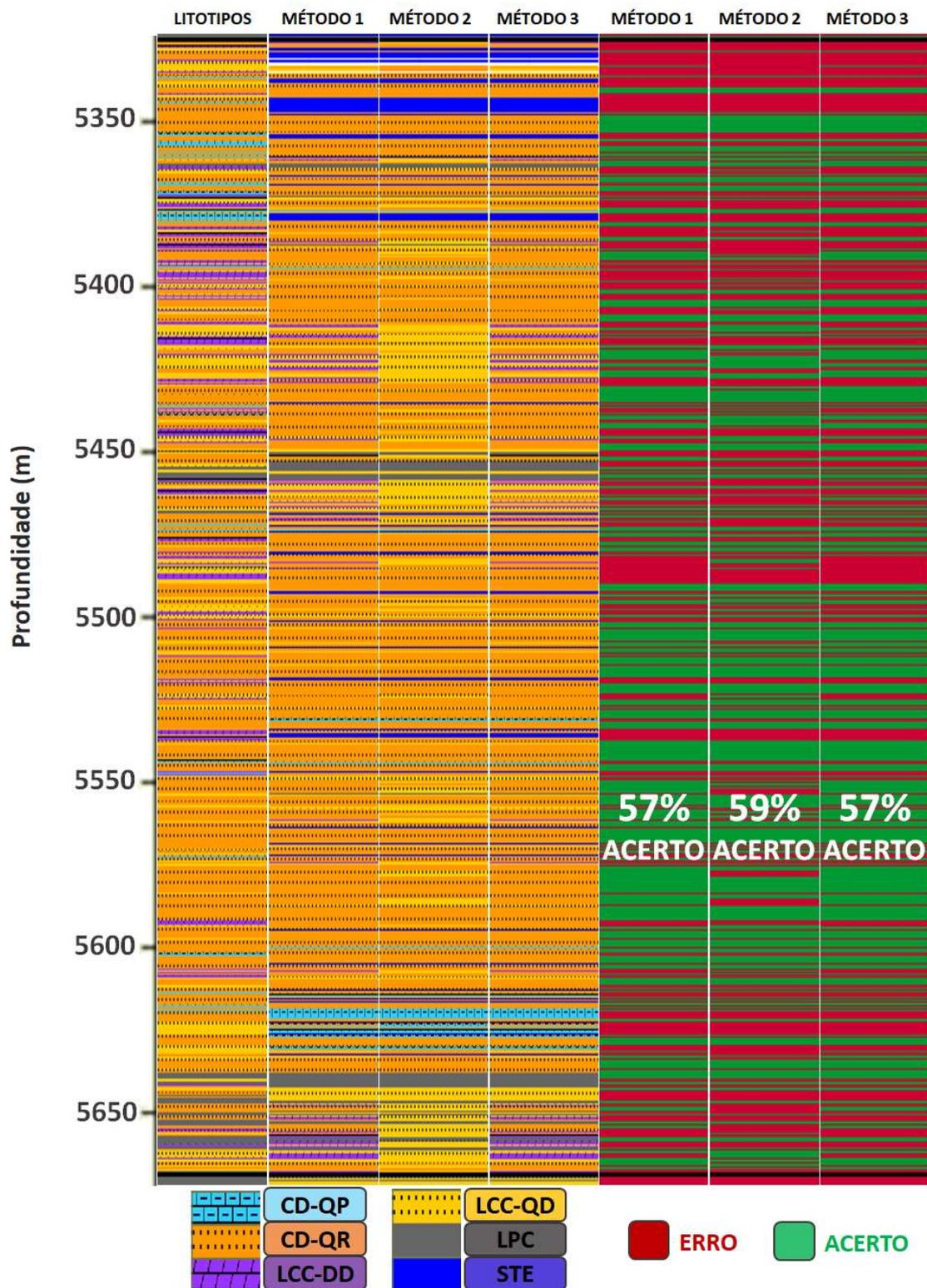


Figura 81: Comparação entre os seis litotipos constatados e estimados através das metodologias propostas para o poço BRSA-1053.

BRSA-1064

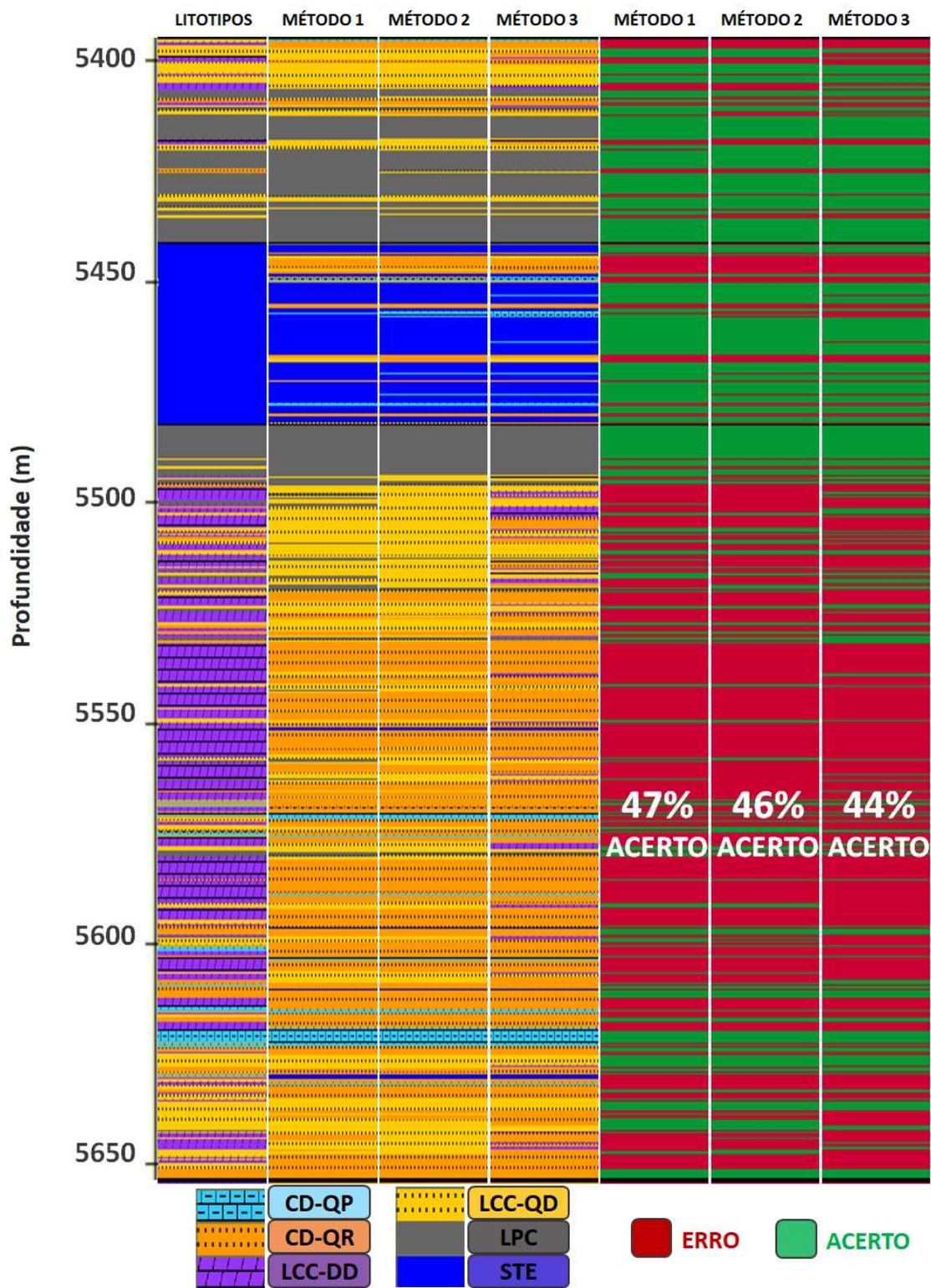


Figura 82: Comparação entre os seis litotipos constatados e estimados através das metodologias propostas para o poço BRSA-1064.

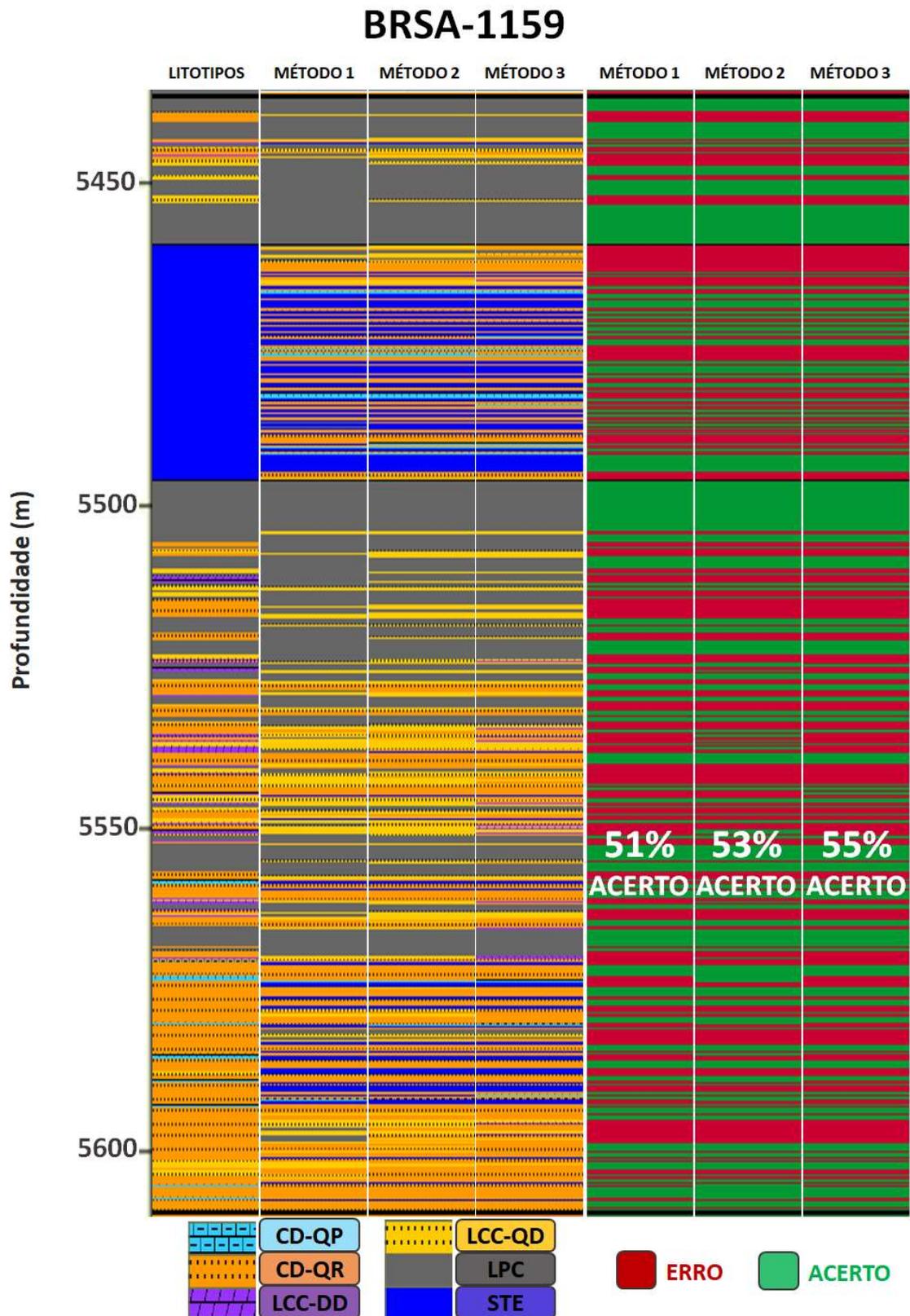


Figura 83: Comparação entre os seis litotipos constatados e estimados através das metodologias propostas para o poço BRSA-1159.

BRSA-1197

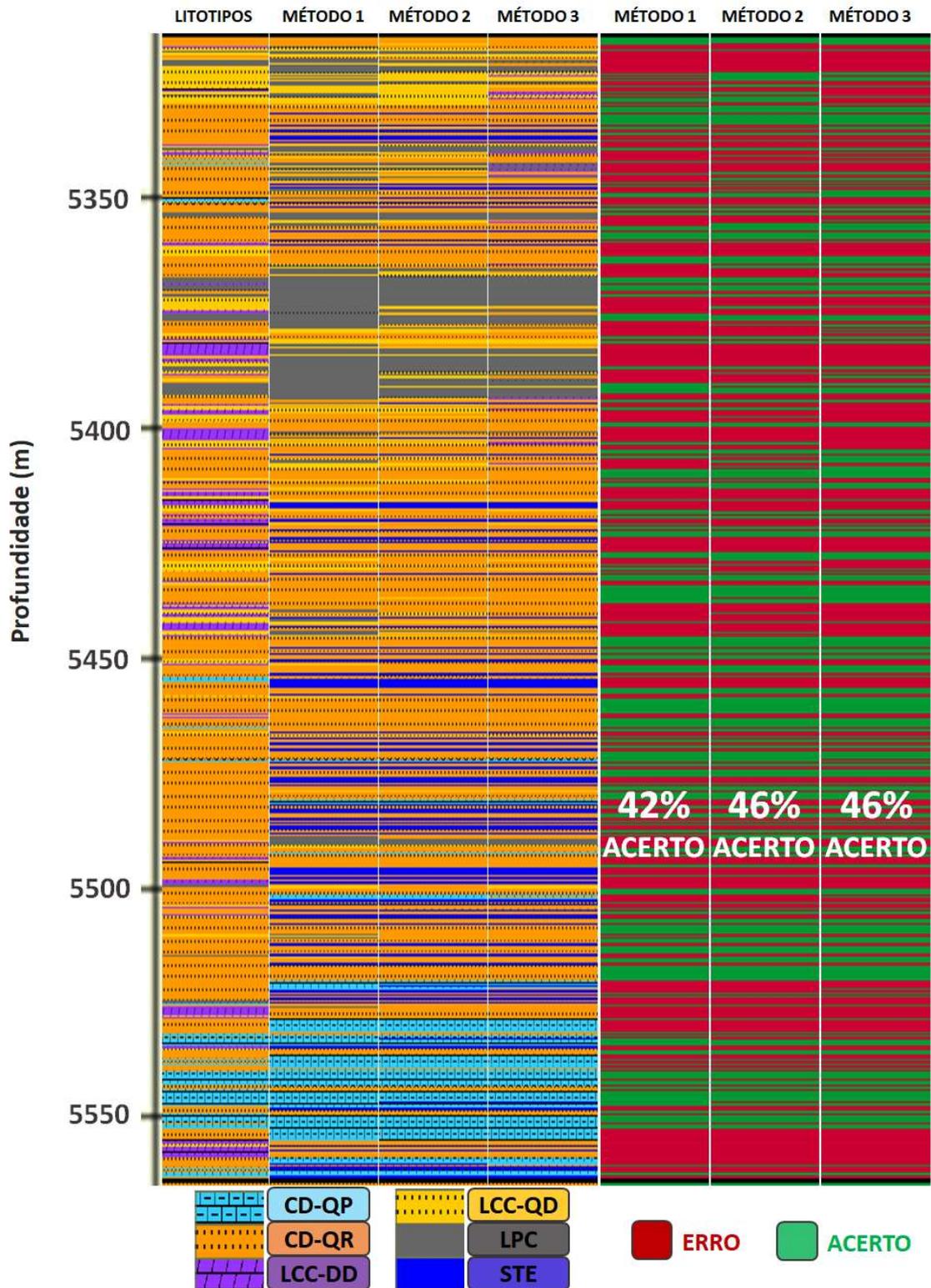


Figura 84: Comparação entre os seis litotipos constatados e estimados através das metodologias propostas para o poço BRSA-1197.

6.7. Resultados na Frequência Sísmica

Com o objetivo de avaliar a viabilidade de aplicação do método a partir da impedância acústica e da razão V_p/V_s obtidas através da inversão sísmica foram realizadas classificações Bayesianas com os perfis filtrados. Foi utilizado um filtro corta-alta com $F3=50\text{Hz}$ e $F4=60\text{Hz}$. Naturalmente, isso impõe uma limitação na resolução vertical. Contudo, como pode ser visto na Figura 85, os principais pacotes foram bem caracterizados. A classificação Bayesiana foi realizada através do Método 3 para predição de cinco litotipos, dado que forneceu os melhores resultados na escala do poço. Diferenças importantes em comparação com os litotipos constatados nos poços, em alguns casos, já estavam presentes mesmo na frequência dos dados dos perfis. Este é o caso do litotipo CD-QD, que foi superestimado no poço ANP-1. Portanto, nesses casos não se pode atribuir os erros nas previsões à perda de resolução.

Vale destacar que quanto mais ampla a banda de frequência do dado, melhor deverá ser a predição dos litotipos. Cunha *et al.*, 2019 propõem um método de inversão sísmica de alta resolução, onde a banda útil de um dado sísmico do pré-sal ultrapassou os 150Hz. Logo, baseado nos resultados de Cunha *et al.*, 2019, é possível afirmar que a filtragem aqui proposta é bastante conservadora. Os gráficos das Figura 86 e Figura 87 mostram o erro médio quadrático entre as proporções de litotipos obtidas através dos perfis filtrados e os litotipos constatados na resolução do poço. Novamente, para um detalhamento maior do que três litotipos, a aplicação com cinco litotipos forneceu os menores erros

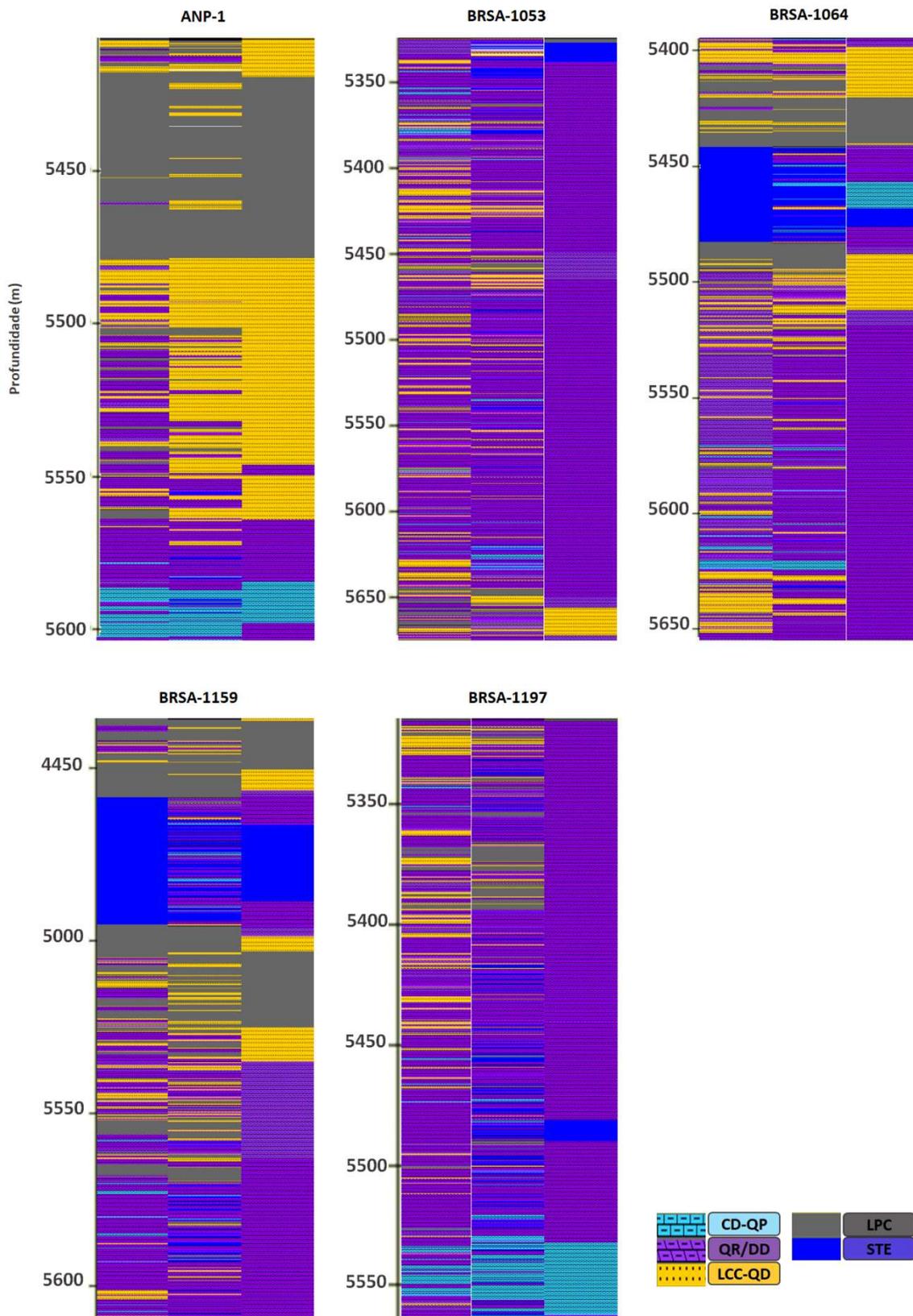


Figura 85: Litotipos (esquerda), previsão de litotipos na frequência do poço (centro), previsão de litotipos na frequência sísmica (direita)

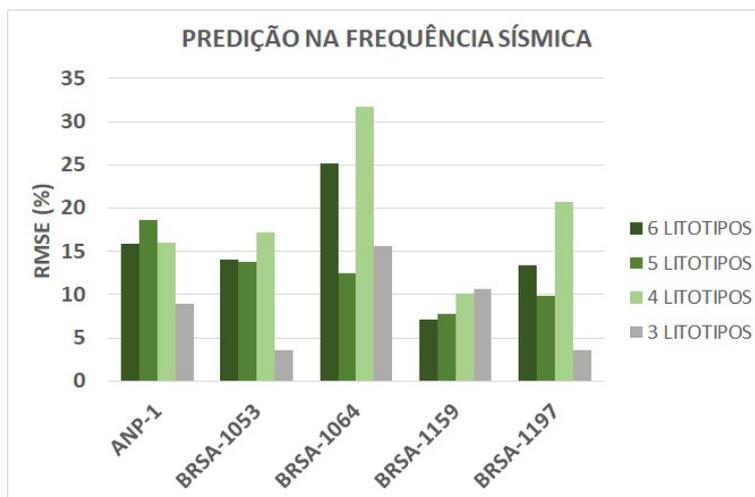


Figura 86: Gráfico resumindo o erro médio quadrático (RMSE) em cada poço na previsão de litotipos na frequência sísmica utilizando o Método 3.



Figura 87: Erro médio quadrático na frequência sísmica agrupando os cinco poços.

7. Relações Empíricas para os Litotipos do Campo de Búzios

Neste capítulo são apresentadas relações empíricas associadas aos diferentes litotipos. Tais relações foram obtidas através dos dados de perfis de poços e comparadas com relações encontradas na literatura. As tendências observadas entre as medidas de V_P , V_S e densidade podem ser utilizadas para correção de perfis. A dependência da porosidade com a impedância P e com a permeabilidade absoluta são importantes na construção dos modelos de reservatório. Nesta análise foram utilizados outros três poços: 3-BRSA-1195, 3-BRSA-944A e 9-BRSA-1191. Um resumo dos coeficientes obtidos pode ser visto nas Tabelas 7 e 8. Comparações gráficas com relações empíricas da literatura serão mostradas nos tópicos seguintes. Os dados da Tabela 7 foram obtidos para amostras numericamente saturadas por água utilizando a equação de Gassmann. Este passo foi aplicado para garantir uma equivalência com as leis empíricas da literatura. A substituição de fluidos é simples e robusta para aplicação em perfis. No entanto, não são conhecidos todos os parâmetros necessários para sua aplicação em dados 3D. Por este motivo, em alguns casos utiliza-se os perfis com suas saturações *in-situ* para obter tais relações. Além disso, estes carbonatos são rígidos e, portanto, menos sensíveis às variações de saturação. Tornando ainda menos necessária a calibração numa saturação comum. Por esta razão e por representarem dados de entrada para os fluxos de modelagem 3D de reservatórios, os dados da Tabela 8 foram obtidos com a saturação *in-situ*.

Tabela 7: Coeficientes das relações empíricas obtidas para as rochas 100% saturadas com água. As unidades das velocidades e densidade são m/s e g/cm³, respectivamente

$$V_S = a_1 V_P^2 + a_2 V_P + a_3 \qquad \rho = b_1 V_P^{b_2}$$

	a_1	a_2	a_3	b_1	b_2
CD-QP	$-1,18 \times 10^{-5}$	0,77	-764,0	0,117	0,360
CD-QR	0,00	0,69	-736,7	0,121	0,357
LCC-DD	$-6,45 \times 10^{-5}$	1,33	-2333,5	0,121	0,357
LCC-QD	$-5,08 \times 10^{-5}$	1,17	-1812,2	0,150	0,333
LPC	0,00	0,84	-1591,1	0,249	0,274
STE	0,00	0,57	-200,1	0,990	0,115
RES+LPC	0,00	0,71	-839,0	0,115	0,363

Tabela 8: Coeficientes das relações empíricas obtidas para o caso de saturação *in-situ*. A impedância acústica em g.m/cm³.s e a porosidade em fração de volume.

$$\varphi = c_1 I_P + c_2$$

	c_1	c_2
CD-QP	$-3,43 \times 10^{-5}$	0,55
CD-QR	$-3,18 \times 10^{-5}$	0,53
LCC-DD	$-2,99 \times 10^{-5}$	0,50
LCC-QD	$-2,67 \times 10^{-5}$	0,46
RES+LPC	$-2,99 \times 10^{-5}$	0,50

7.1. Velocidade-P versus Velocidade-S

As relações entre velocidades compressoriais e cisalhantes também estão condicionadas à composição mineral. A Figura 88 mostra para cada litotipo uma comparação com as curvas empíricas para arenitos, dolomitos e calcários observadas por Greenberg & Castagna (1992). Para esta análise foi feita uma substituição de fluido atribuindo saturação de água igual a 100%. É interessante notar uma certa congruência entre as relações obtidas em amostras de outro contexto e idade geológica e as rochas do Campo de Búzios. As rochas classificadas como CD-QP se comportam de maneira similar à previsão para rochas calcárias. O mesmo ocorre com os carbonatos com estevensita. Já as rochas com maior presença de dolomita (LCC-DD) estão praticamente em toda sua totalidade contidas entre as curvas previstas de calcários e dolomitos. As amostras que mais se aproximam da reta associada aos arenitos são aquelas com as maiores concentrações de quartzo.

Para a faixa de valores observados as estimativas de V_S e V_P/V_S por litotipos podem apresentar variações superiores a 5% em relação a lei média nos CD-QP, LPC e STE.

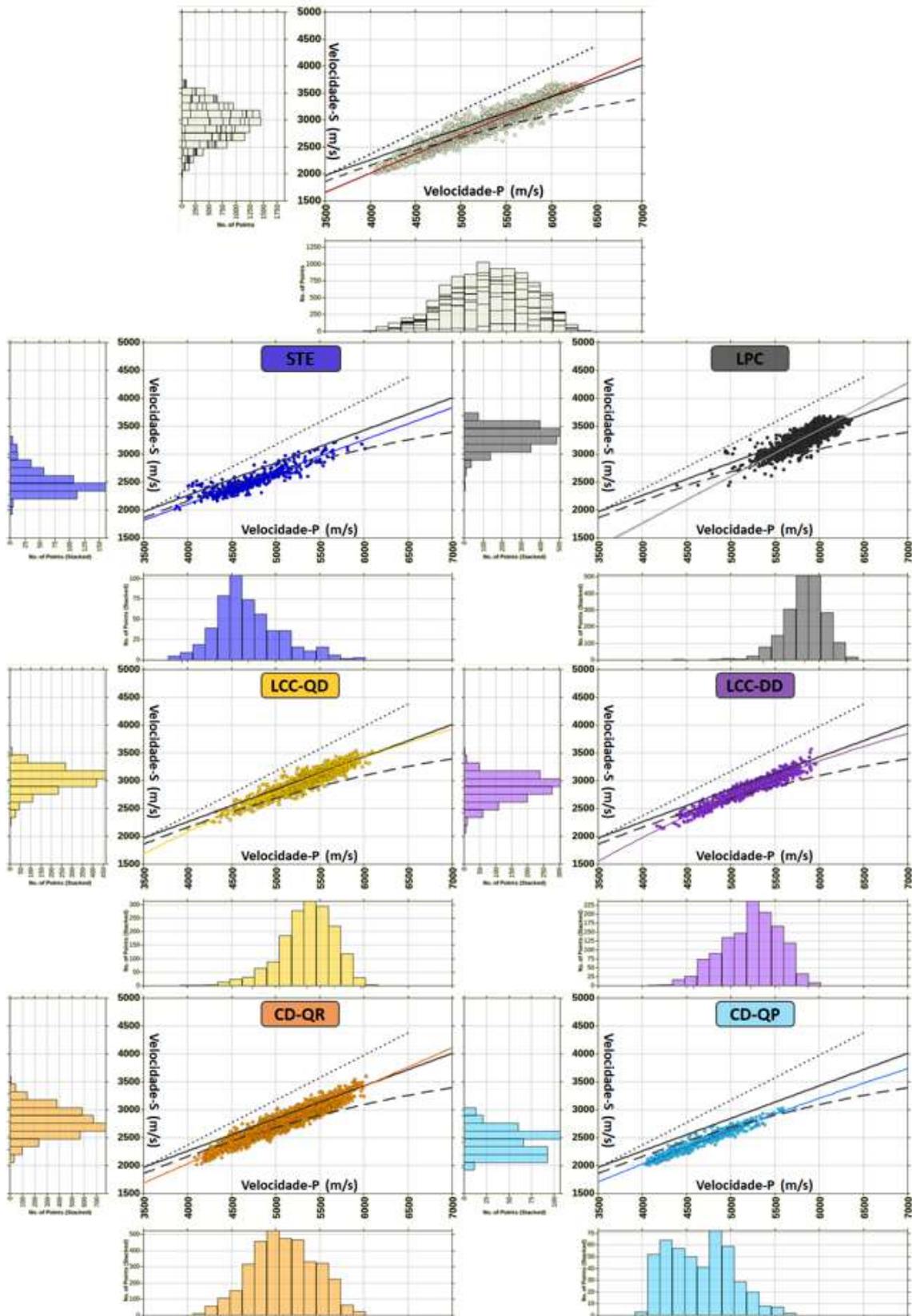


Figura 88: *Crossplots* entre Velocidade-P e Velocidade-S para os diferentes litotipos, a respectiva curva empírica ajustada e as previsões de Greenberg & Castagna (1992) para arenitos (pontilhado), dolomitos (contínua) e calcários (tracejado).

7.2. Velocidade-P *versus* Densidade

Dentre os litotipos reservatório (CD-QP, CD-QP, LCC-QD e LCC-QD), as relações entre velocidade compressional e densidade apresentaram pouca variação. As tendências observadas caem entre as curvas empíricas para arenitos e calcários de Gardner *et al.* (1974) e Mavko *et al.* (2009), respectivamente. Os resultados de Gardner *et al.* (1974) para folhelhos mostram que para uma mesma densidade, as velocidades compressionais são menores. O mesmo pôde ser observado na região da estevensita, embora a tendência seja mais suave. Com exceção da calibração para este litotipo, as estimativas de densidade e impedância acústica dos demais são aproximadamente iguais àquela obtida pela lei média.

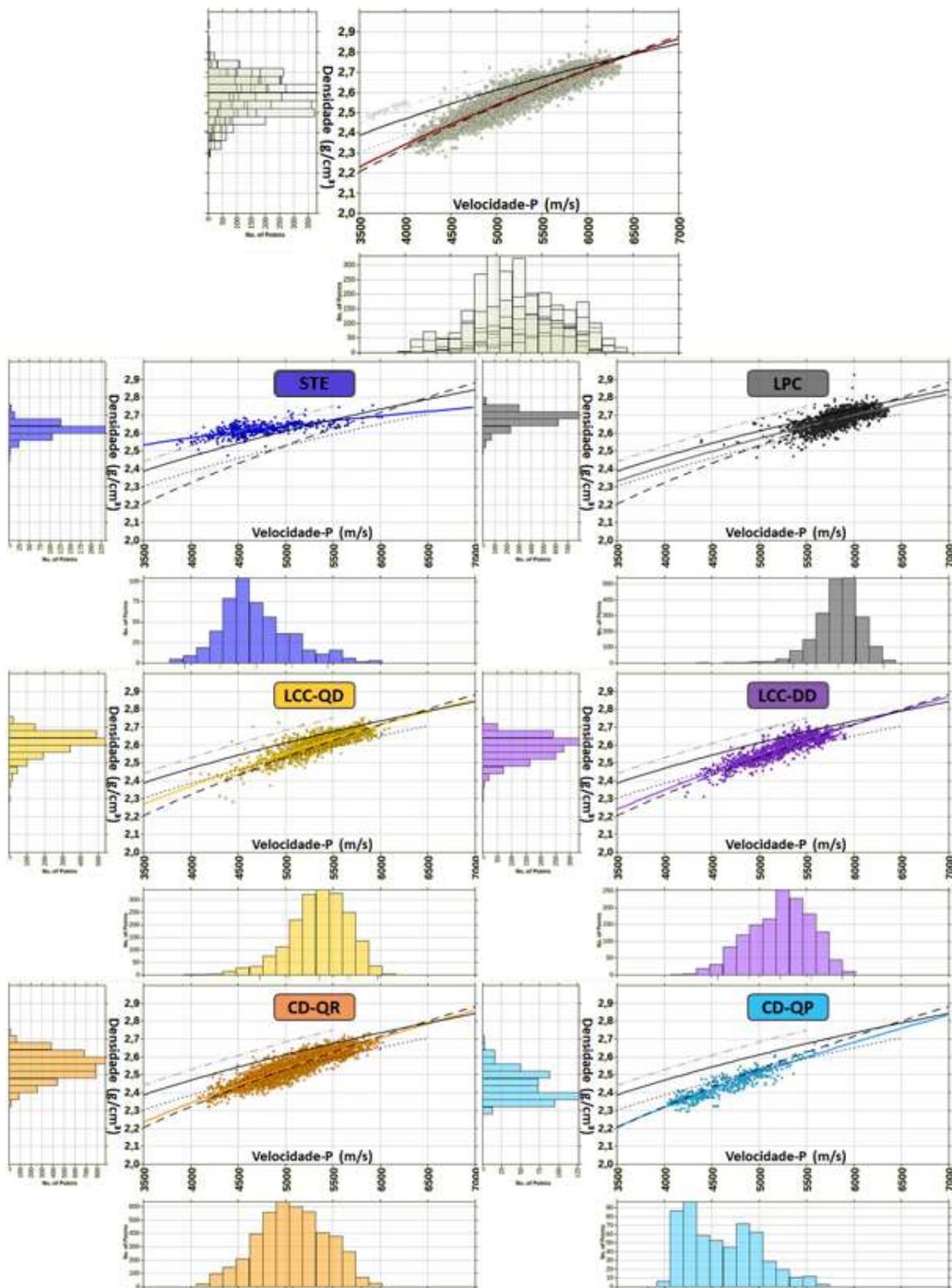


Figura 89: *Crossplots* entre Velocidade-P e Densidade para os diferentes litotipos, a respectiva curva empírica ajustada e as previsões de Gardner *et al.* (1974) para arenitos (pontilhado), dolomitos (contínua) e folhelhos (cinza) e Mavko *et al.*, 2009 para calcários (tracejado).

7.3. Impedância Acústica *versus* Porosidade Efetiva

A relação entre impedância acústica e porosidade efetiva é uma das mais importantes na caracterização de reservatório, pois permite estimar a porosidade diretamente a partir do resultado da inversão acústica. No entanto, não foi observado ganho significativo na estimativa a partir dos litotipos (Figura 90). A diferença em relação a lei média para os litotipos reservatório acrescido dos carbonatos de baixa porosidade é de até 2% dentro da faixa de valores dos dados apresentados. A Tabela 8 contém os coeficientes empíricos obtidos para cada litotipo. Apesar das tendências se mostrarem bastante similares, alguns pontos devem ser mencionados. O primeiro é que, como visto anteriormente, os litotipos tem valores médios de porosidade bastante diferentes. O segundo é que dada as grandes variações composicionais, rochas com a mesma porosidade devem apresentar uma distribuição de geometrias de poros distintas. A relação destas características com a permeabilidade requer novos estudos.

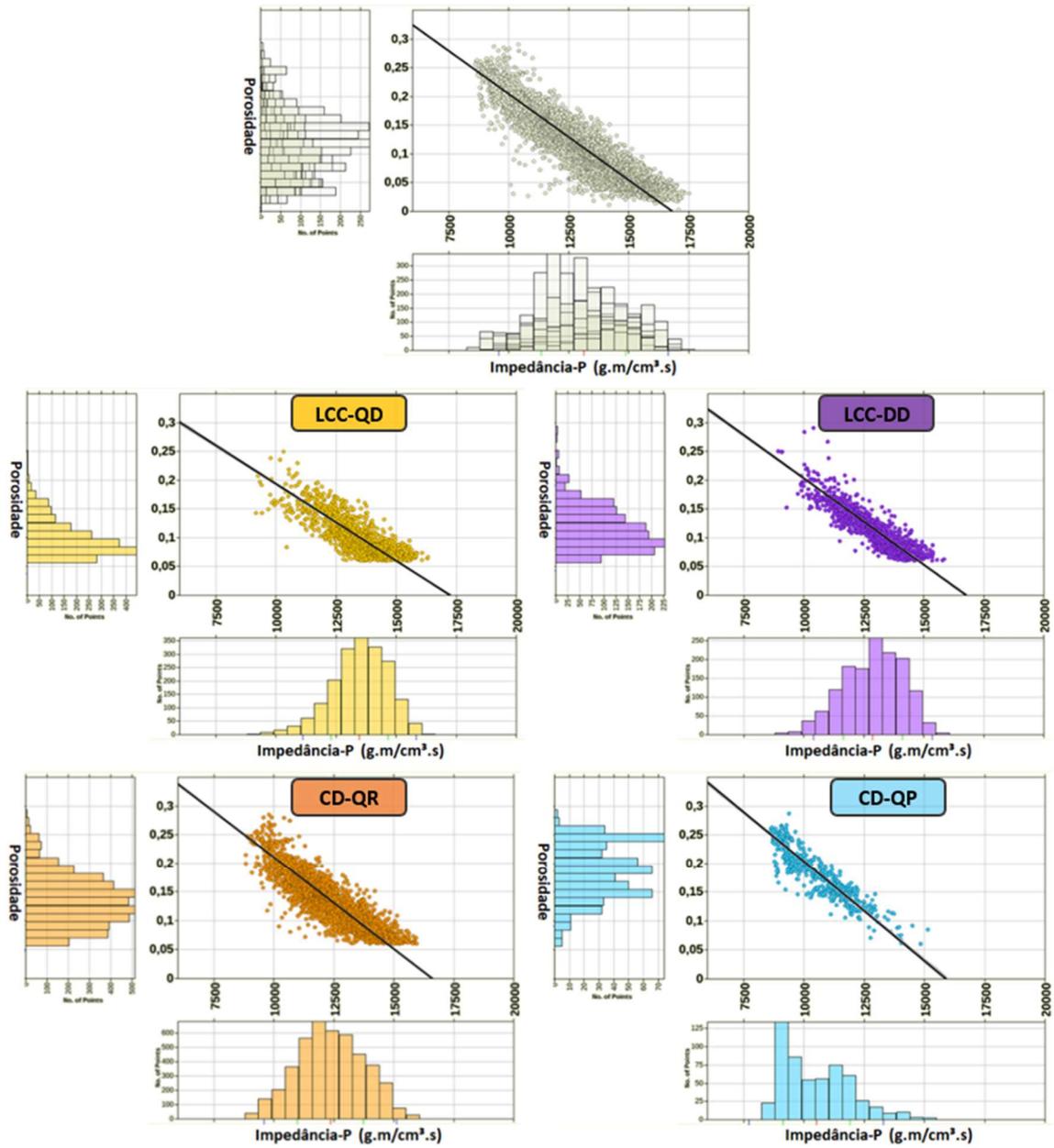


Figura 90: *Crossplots* entre porosidade e impedância-P para os diferentes litotipos.

7.4. Porosidade Efetiva *versus* Permeabilidade

A relação linear entre porosidade efetiva e permeabilidade, ambas em escala logarítmica, parece bastante similar para todos os litotipos, à primeira vista. No entanto, as estimativas de permeabilidade através da porosidade efetiva variam significativamente entre os litotipos. Além disso, os níveis de dispersão também nas medidas de permeabilidade são distintos. O litotipo LCC-DD se destaca pela menor incerteza, especialmente nas maiores porosidades. Já no litotipo CD-QP para a porosidade de 20%, as permeabilidades variam entre 10 e 2000 mD.

Os carbonatos com estevensita (STE) em comparação com os carbonatos de baixa porosidade (LPC) apresentam permeabilidades menores para uma mesma faixa de porosidade. A Figura 91 mostra uma comparação entre os litotipos STE e LPC e as relações obtidas para os quatro litotipos reservatório (CD-QP, CD-QR, LCC-DD e LCC-QD), além da relação única para o agrupamento RES. Os respectivos coeficientes empíricos são mostrados na Tabela 9.

A Figura 92 mostra as estimativas de permeabilidade pelas relações calculadas para cada litotipo e pelo agrupamentos de todos os litotipos reservatório. Nestes gráficos foram considerados valores de porosidade de 15, 20 e 25%, representando as faixas de maior interesse econômico. O litotipo LCC-DD apresenta as melhores permeabilidades dado um valor fixo de porosidade para os três casos analisados. Ao utilizar a relação englobando os quatro litotipos, as permeabilidades nos LCC-DD são subestimadas em até 50%. Embora comumente um erro desta magnitude não seja aceitável, neste caso pode não ser tão grave, já que os valores permeabilidades variam algumas ordens de grandeza. Este comportamento médio é representativo dos carbonatos CD-QR, já os carbonatos LCC-QD são sempre superestimados. As rochas CD-QP apresentam as menores permeabilidades nas porosidades de 10 e 15%, mas elevadas permeabilidades nas porosidades de 25%.

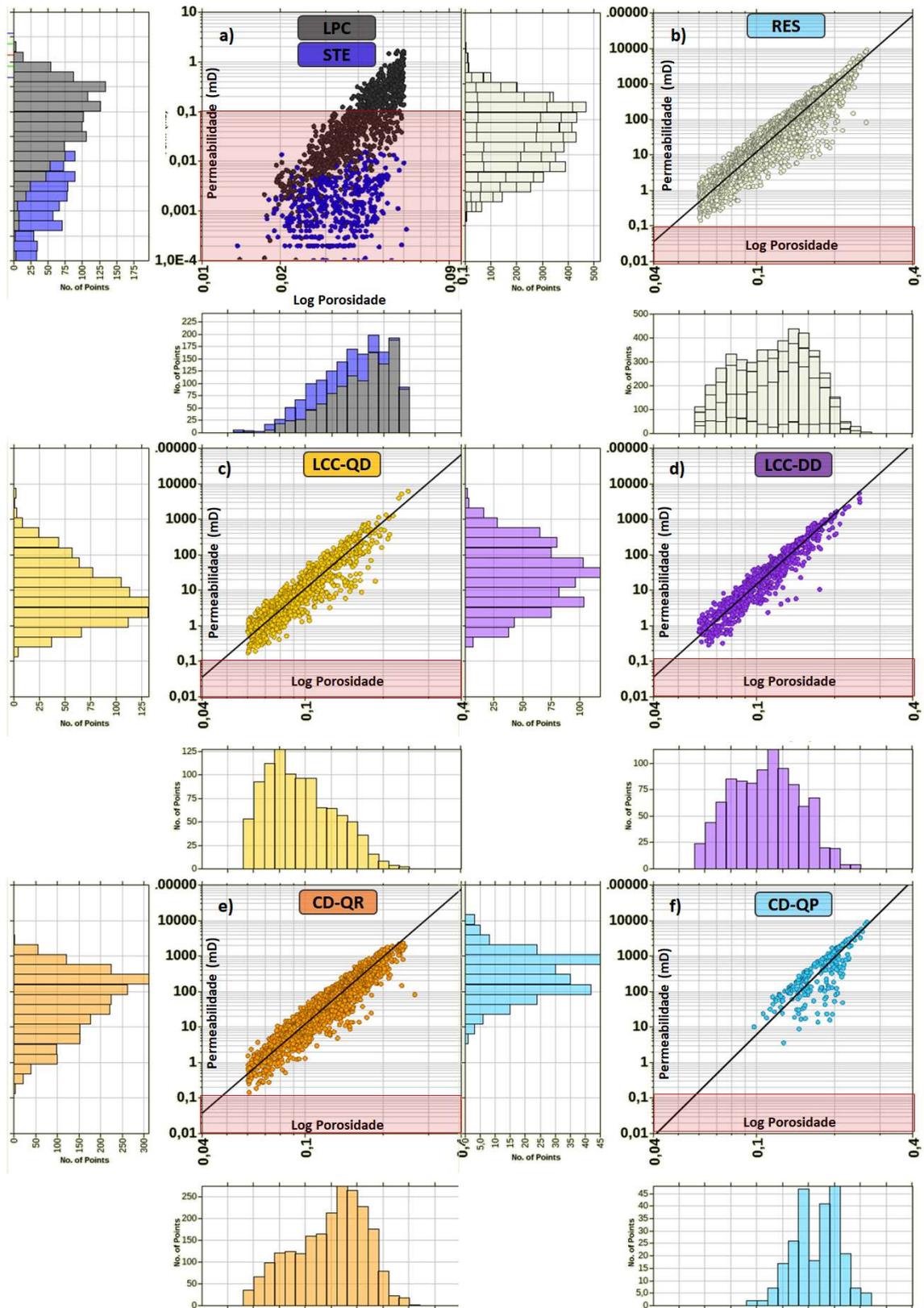


Figura 91: Relação entre permeabilidade absoluta e porosidade efetiva para os litotipos STE e LPC (a), RES (b), LCC-QD (c), LCC-DD (d), CD-QR (e) e CD-QP (f). A zona em vermelho delimita as estimativas abaixo da resolução nas medidas de permeabilidade obtidas em laboratório

Tabela 9: Coeficientes empíricos da relação entre porosidade e permeabilidade (mD) por litotipo.

$$\log \kappa = d_1 \log \varphi + d_2$$

	d_1	d_2
CD-QP	7,22	7,99
CD-QR	6,30	7,38
LCC-DD	6,57	7,74
LCC-QD	6,28	7,31
RES+LPC	6,35	7,43

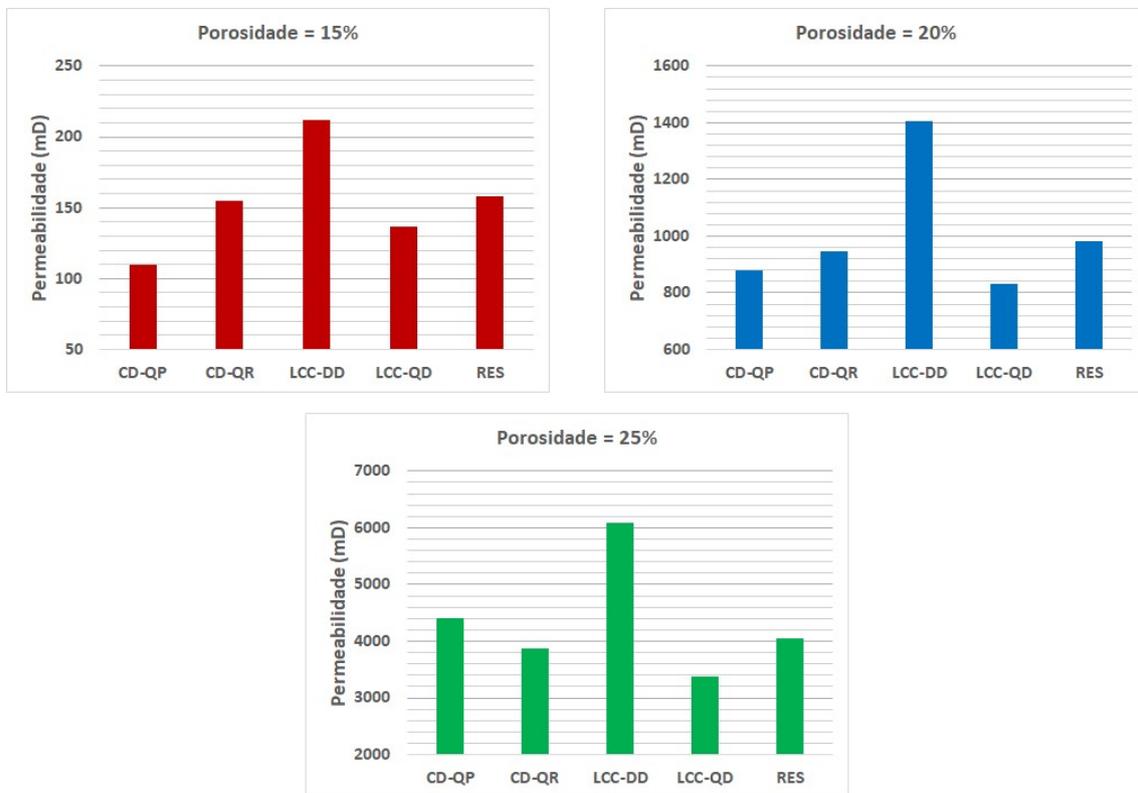


Figura 92: Permeabilidades estimadas pelas leis empíricas para valores fixos de porosidade.

8. Conclusões

Os carbonatos do pré-sal são rochas bastante rígidas, portanto variações nos parâmetros elásticos causadas por fatores como mineralogia e fluidos são sutis. Isso resulta numa grande sobreposição entre as PDF's dos diferentes litotipos, tornando a classificação destas rochas através da inversão sísmica um trabalho desafiador. Por isso, a utilização de melhores tecnologias de aquisição e processamento sísmico zelando pela resolução, preservação das relações de amplitude e pelo melhor imageamento destes reservatórios é fundamental.

A metodologia aqui proposta tem como ponto de partida a definição de litotipos através da mineralogia, porosidade e argilosidade. O entendimento de como estas variáveis se relacionam com os parâmetros elásticos contribui para a delimitação dos domínios de cada litotipo que não exige, necessariamente, uma correspondência com as fácies ou as litologias descritas. Dessa forma, é possível maximizar o potencial de discriminação entre essas rochas através do dado sísmico. Neste estudo as rochas carbonáticas do pré-sal em foram subdivididas em: carbonatos com estevensita (STE); carbonatos de baixa porosidade (LPC); carbonatos com baixo teor de calcita que podem ser dominados por quartzo (LCC-QD) ou dominados por dolomita (LCC-DD) e carbonatos dominados por calcita que podem ser ricos em quartzo (CD-QR) ou pobres em quartzo (CD-QP).

O objetivo deste trabalho não é propor uma classificação definitiva, mas sim, avançar em direção à caracterização de múltiplas classes carbonáticas, que devem ser definidas para cada conjunto de dados. Neste caso, a predição de litotipos também está relacionada à predição de permoporosidades. No conjunto de dados analisados, os carbonatos com menor teor de quartzo e dolomita apresentam porosidades médias de aproximadamente 19% e permeabilidades de 850 mD. Adicionalmente, foram observadas evidências de que as relações entre porosidade efetiva e permeabilidade absoluta são significativamente diferentes quando calculadas para cada litotipo. Comparativamente, os litotipos com maior concentração de dolomita (LCC-DD) apresentam as melhores permeabilidades para uma dada faixa de porosidade.

Três metodologias de classificação Bayesiana foram comparadas. O método 1 foi aplicado em uma etapa única onde todas as PDF's foram utilizadas na classificação. O método 2 foi aplicado em três etapas, onde rochas foram agrupadas em três, quatro e seis

litotipos, respectivamente. No método 3, novamente, foram aplicadas três etapas. Neste caso, com três, cinco e seis litotipos. A qualidade do resultado da classificação Bayesiana utilizando a estratégia com múltiplas passadas elevou os níveis de acerto. Os resultados indicam que melhores predições são alcançadas quando a classificação dos litotipos cujas PDF's têm maior sobreposição é realizada nas etapas finais.

A taxa de acerto dos métodos 2 e 3 para seis litotipos é de aproximadamente 55%, sendo bastante superior se comparada à uma predição aleatória. No entanto, a depender da finalidade, o resultado mais relevante está relacionado à predição da proporção de litotipos ao longo do poço ou de um dado intervalo. De maneira geral, foi possível obter uma ótima estimativa nas proporções dos litotipos nos poços, mostrando o potencial de utilização de 5 litotipos na caracterização das rochas carbonáticas do pré-sal do Campo de Búzios.

A caracterização com seis litotipos também apresentou bons resultados. A principal desvantagem está relacionada à dificuldade de predição do litotipo com predomínio de dolomita através dos métodos aplicados. Nos poços onde a proporção de LCC-DD é pequena, o impacto da baixa acurácia é pouco relevante. Por outro lado, a delimitação de áreas com predomínio de dolomita ficaria prejudicada.

Os melhores resultados foram obtidos na caracterização de cinco fácies através do Método 3. O erro nas proporções de fácies estimadas nos poços é repetidamente menor do que 5% e raramente superior a 15%.

Os carbonatos com estevensita presentes nos poços analisados do Campo de Búzios tem valores de razão V_p/V_s mais baixos do que em outras áreas do pré-sal, o que dificulta sua separação. Contudo, o mapeamento destas rochas como o segundo litotipo mais provável da classificação Bayesiana ou com o acréscimo na sua probabilidade *a priori* melhorou significativamente a capacidade de detecção. A predição de LCC-DD na classificação de seis litotipos também poderia se beneficiar desta abordagem, uma análise mais aprofundada sobre esta aplicação é recomendada.

A classificação Bayesiana também foi realizada utilizando os perfis de poços filtrados de forma a representar a faixa de frequência dos atributos sísmicos derivados da inversão elástica. Desta forma, foi possível reforçar o potencial de aplicação desta metodologia na detecção dos litotipos propostos em escala sísmica.

Além disso, a classificação Bayesiana e a posterior interpretação/incorporação dos resultados pode ser melhorada agregando outras informações *a priori*, inclusive de forma determinística, seja baseado no modelo geológico conceitual ou em observações empíricas.

Algumas frentes de pesquisa ainda podem ser desenvolvidas como continuidade deste trabalho. Naturalmente, uma delas é a aplicação da classificação Bayesiana de múltiplos litotipos em volumes sísmicos 3D invertidos para impedância acústica e razão V_p/V_s . Estes resultados permitirão criar mapas de proporção de litotipos, aplicá-los como tendência para construção do modelo geológico e propagar as propriedades de porosidade e permeabilidade, tendo as relações empíricas estabelecidas para cada litotipo.

Uma outra abordagem está relacionada à calibração de modelos de inclusão a partir dos litotipos definidos. A classificação baseada na composição mineral abre portas para a caracterização e quantificação dos tipos de poros através de modelos de inclusão, como o de Xu-Payne (Xu & Payne, 2009) ou outras técnicas como EPAR (Fournier *et al.*, 2011). No entanto, a extensão da proposta apresentada para esta finalidade ainda carece de maior aprofundamento e está intrinsecamente limitada à resolução do dado sísmico e ao conceito de meio efetivo. Idealmente, esta linha de pesquisa requer etapas de calibração com descrição de lâminas petrográficas em termos de mineralogia e tipos de poros, além de medidas de velocidades ultrassônicas em laboratório.

9. Referências

AKI, K., RICHARDS, P. G. Quantitative Seismology. University Science Books. Second Edition, 2002.

ANSELMETTI, F. S.; EBERLI, G. P. Controls on sonic velocity in carbonates: Pure and Applied Geophysics, 1993.

ANSELMETTI, F. S.; VON SALIS, G. A.; CUNNINGHAM, K. J.; EBERLI, G. P. Acoustic properties of Neogene carbonates and siliciclastics from the subsurface of the Florida Keys: Implications for seismic reflectivity. Marine Geology, 1997.

ANSELMETTI, F. S.; EBERLI, G. P. The velocity-deviation log: A tool to predict pore type and permeability trends in carbonate drill holes from sonic and porosity or density logs. AAPG bulletin, 1999.

AVSETH, P.; MUKERJI, T.; MAVKO, G. Quantitative seismic interpretation: applying rock physics tools to reduce interpretation risk. Cambridge University Press, 2005.

BERRYMAN J.G. Long-wavelength propagation in composite elastic media. Journal of the Acoustical Society of America, 1980.

BUCKLEY, J. P.; BOSENCE, D.; ELDERS, C. Tectonic setting and stratigraphic architecture of an Early Cretaceous lacustrine carbonate platform, Sugar Loaf High, Santos Basin, Brazil. Geological Society, London, Special Publications, 2015.

CARMINATTI, M.; DIAS, J.; WOLF, B. From turbidites to carbonates: breaking paradigms in deep waters. Offshore Technology Conference, 2009.

CASTRO, T. M. Avaliação dos reservatórios carbonáticos do pré-sal no Campo de Búzios, Bacia de Santos. Dissertação (Mestrado em Geofísica Aplicada) - Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2019.

CASTRO, T. M.; LUPINACCI, W. M. Evaluation of fine-grains in pre-salt reservoirs. 16th International Congress of the Brazilian Geophysical Society held in Rio de Janeiro, Brazil, 2019.

CHOQUETTE, P. W.; PRAY, L. C. Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates. AAPG bulletin, 1970.

CASTAGNA, J. P.; BATZLE, M. L.; EASTWOOD, R. L.; Relationships between compressional-wave and shear-wave velocities in clastic silicate rocks. Geophysics, 50, 571–581, 1985.

CUNHA FILHO, C.; DA SILVA, L. T.; CRUZ, N. S. M.; DAMASCENO, A.; OLIVEIRA, T. S.; PIMENTEL, A. High Resolution Impedance Inversion. Brazilian Journal of Geophysics, 2019.

DELLA PORTA, G. Carbonate build-ups in lacustrine, hydrothermal and fluvial settings: comparing depositional geometry, fabric types and geochemical signature. Geological Society, London, Special Publications, 2015.

DIAS, R. M.; CASTRO, T. M.; SANTOS, M. A. C.; LUPINACCI, W. M. Understanding the relationship between acoustic impedance and porosity in the presalt of the Buzios Field, Santos Basin. In: First EAGE Workshop on Pre-Salt Reservoir: from Exploration to Production. European Association of Geoscientists & Engineers, 2019.

DOMENICO, S. N. Rock lithology and porosity determination from shear and compressional wave velocity: Geophysics, 1984.

EASTWOOD, R. L.; CASTAGNA, J. P.; Basis for interpretation of V_p/V_s ratios in complex lithologies. 12th Ann. Logging Symp., Soc. Of Prof. Well Log Analysts, 1983.

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

FERREIRA, D. J. A.; LUPINACCI, W. M.; NEVES, I. A.; ZAMBRINI, J. P. R.; FERRARI, A. L.; GAMBOA, L. A. P.; AZUL, M. O. Unsupervised seismic facies classification applied to a presalt carbonate reservoir, Santos Basin, offshore Brazil. AAPG Bulletin, 2019.

FOURNIER, F.; LEONIDE, P.; BISCARRAT, K.; GALLOIS, A.; BORGOMANO, J.; FOUBERT, A. Elastic properties of microporous cemented grainstones. Geophysics, 2011.

FOURNIER, F.; PELLERIN, M.; VILLENEUVE, Q.; TEILLET, T.; HONG, F.; POLI, E.; BORGOMANO, J.; LEONIDE, P.; HAIRABIAN, A. The equivalent pore aspect ratio as a tool for pore type prediction in carbonate reservoirs. AAPG Bulletin, 2018.

FREITAS, G.N.; ANJOS, C.W.D.; BONZANINI, L.A.F. Estimativa da composição mineralógica de rochas carbonáticas do pré-sal a partir do perfil litogeoquímico. Relatório Técnico Petrobras, RT IRPS 005/18, 2018.

GARDNER, G. H. F.; GARDNER, L. W.; GREGORY, A. R. Formation velocity and density—The diagnostic basics for stratigraphic traps. Geophysics, 1974.

GOMES, J. P.; BUNEVICH, R. B.; TEDESCHI, L. R.; TUCKER, M. E.; WHITAKER, F. F. Facies classification and patterns of lacustrine carbonate deposition of the Barra Velha Formation, Santos Basin, Brazilian Pre-salt. Marine and Petroleum Geology, 2020.

GREENBERG, M. L.; CASTAGNA, J. P. Shear-wave velocity estimation in porous rocks: theoretical formulation, preliminary verification and applications¹. Geophysical prospecting, 1992.

HASHIN, Z.; SHTRIKMAN, S. A variational approach to the theory of the elastic behaviour of multiphase materials. Journal of the Mechanics and Physics of Solids, 1963.

JACKSON, B. Probability (Lecture Notes - Week 3). School of Mathematics, Queen Mary University of London. Retrieved November 20, 2019.

KENTER, J. A. M.; PODLADCHIKOV, F. F.; REINDERS, M.; VAN DER GAAST, S. J.; FOUKE, B. W.; SONNENFIELD, M. D. Parameters controlling sonic velocities in a mixed carbonate-siliciclastics Permian shelf margin (Upper San Andres Formation, Last Chance Canyon, New Mexico). *Geophysics*, 1997.

KARNER, G. D.; GAMBOA, L. A. P. Timing and origin of the South Atlantic pre-salt sag basins and their capping evaporites. Geological Society, London, Special Publications, 2007.

KUSTER, G. T.; TOKSOZ, M. N. Velocity and attenuation of seismic waves in two-phase media; Part I, Theoretical formulations. *Geophysics*, 1974.

MAUL, A. R.; SANTOS, M. A. C.; SILVA, C. G.; da SILVA, L. M. T.; FARIAS, M. D. L. Á. G.; da FONSECA, J. S.; DIAS, R. M.; BOECHAT, J. B.; BORGES, F. A. S.; FERNANDES, L. F.; YAMAMOTO, T. M. Improving pre-salt reservoirs seismic images when considering the stratified evaporites insertion in the initial model for the velocity updating process prior to the seismic migration. *Brazilian Journal of Geophysics*, 2019.

MAVKO, G.; MUKERJI, T.; DVORKIN, J. The rock physics handbook: tools for seismic analysis of porous media. Cambridge University Press, Second Edition, 2009.

NORRIS A. N. A differential scheme for the effective moduli of composites. *Mechanics of Materials*, 1985.

PENNA, R.; ARAUJO, S.; GEISSLINGER, A.; SANSONOWSKI, R.; OLIVEIRA, L.; ROSSETO, J.; MATOS, M. Carbonate and igneous rock characterization through reprocessing, FWI imaging, and elastic inversion of a legacy seismic data set in Brazilian presalt province. *The Leading Edge*, 2019.

PETERSOHN, E. Bacia de Santos: Sumário Geológico e área em oferta. ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – Seminário Técnico, 2013.

PICKETT, G.R. Acoustic Character Logs and Their Application in Formation Evaluation. *Journal of Petroleum Technology*, 1963.

RAFAVICH, F.; KENDEALL, C. H. St. C.; TODD, T. P. The relationship between acoustic properties and the petrographic character of carbonate rocks. *Geophysics*, 1984.

SALEH, A. A.; CASTAGNA, J. P. Revisiting the Wyllie time average equation in the case of near-spherical pores. *Geophysics*, 69(1), 45-55. TATHAM, R. H. V_p/V_s and lithology. *Geophysics*, 2004.

TEIXEIRA, L.; CRUZ, N.; SILVANY.; FONSECA, J. Quantitative seismic interpretation integrated with well-test analysis in turbidite and presalt reservoirs. *The Leading Edge*, 2017.

TERRA, G. J.; SPADINI, A.; FRANÇA, A.; SOMBRA, C.; ZAMBONATO, E.; JUSCHAKS, L.; ARIENTI, L.; ERTHAL, M.; BLAETH, M.; FRANCO, M.; MATSUDA, N.; SILVA, N.; MORETTI JUNIOR, P.; D'ÁVILA, R.; SOUZA, R.; TONIETTO, S.; DOS ANJOS, S.; CAMPINHO, V.; WINTER, W. Classificação de Rochas Carbonáticas Aplicável às Bacias Sedimentares Brasileiras. *Boletim de Geociências Petrobras*, 2010.

THOMSEN, L. Weak elastic anisotropy. *Geophysics*, 1986.

VASQUEZ, G. F.; MORSCHBACHER, M. J.; DOS ANJOS, C. W. D.; SILVA, Y. M. P.; MADRUCCI, V.; JUSTEN, J. C. R. Petroacoustics and composition of presalt rocks from Santos Basin. *The Leading Edge*, 2019.

WEGER, R. J.; EBERLI, G. P.; BAECHLE, G. T.; MASSAFERRO, J. L.; SUN, Y. F. Quantification of pore structure and its effect on sonic velocity and permeability in carbonates. *AAPG bulletin*, 2009.

WILKENS, R.; SIMMONS, G.; CARUSO, L. The ratio V_p/V_s as a discriminant of composition for siliceous limestones. *Geophysics*, 1984.

WINGE, M. Glossário Geológico Ilustrado. 2001. <http://sigep.cprm.gov.br/glossario/>

WRIGHT, V. P.; BARNETT, A. J. An abiotic model for the development of textures in some South Atlantic early Cretaceous lacustrine carbonates. Geological Society, London, Special Publications, 2015.

WRIGHT, V. P.; BARNETT, A. J. Critically evaluating the current depositional models for the pre-salt Barra Velha Formation, Offshore Brazil. AAPG Search and Discovery, Article, 2017.

WRIGHT, V. P.; RODRIGUEZ K. Reinterpreting the South Atlantic pre-salt 'microbialite' reservoirs: Petrographic, isotopic and seismic evidence for a shallow evaporitic lake depositional model. First Break, 2018.

WYLLIE, M. R. J.; GREGORY, A. R.; GARDNER, L. W. Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media. Geophysics, 1956.

XU, S.; PAYNE, M. A. Modeling elastic properties in carbonate rocks. The Leading Edge, 2009.