

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

THAIS MALLET DE CASTRO

**AVALIAÇÃO DOS RESERVATÓRIOS CARBONÁTICOS DO
PRÉ-SAL NO CAMPO DE BÚZIOS, BACIA DE SANTOS**

NITERÓI
2019

THAIS MALLET DE CASTRO

AVALIAÇÃO DOS RESERVATÓRIOS CARBONÁTICOS DO
PRÉ-SAL NO CAMPO DE BÚZIOS, BACIA DE SANTOS

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
2019

AVALIAÇÃO DOS RESERVATÓRIOS CARBONÁTICOS DO
PRÉ-SAL NO CAMPO DE BÚZIOS, BACIA DE SANTOS
THAIS MALLET DE CASTRO

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 28 de junho de 2019.

Comissão Examinadora:

Dr. Leonardo Ribeiro Tedeschi (PETROBRAS/CENPES)

Dr. Rodolfo Araújo Victor (PETROBRAS/CENPES)

Prof. Dr. Marco Antonio Cetale Santos (GISIS/GGO/UFF)

Prof. Dr. Antônio Fernando Menezes Freire (GIECAR/GGO /UFF)

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

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

C355a Castro, Thais Mallet de
AVALIAÇÃO DOS RESERVATÓRIOS CARBONÁTICOS DO PRÉ-SAL NO CAMPO
DE BÚZIOS, BACIA DE SANTOS / Thais Mallet de Castro ; Wagner
Moreira Lupinacci, orientador. Niterói, 2019.
182 f. : il.

Dissertação (mestrado)-Universidade Federal Fluminense,
Niterói, 2019.

DOI: <http://dx.doi.org/10.22409/PPGDOT.2019.m.14773739770>

1. Reservatórios carbonáticos. 2. Propriedades perme-
porosas. 3. Formações Itapema e Barra Velha. 4. Estevensita.
5. Produção intelectual. I. Lupinacci, Wagner Moreira,
orientador. II. Universidade Federal Fluminense. Instituto de
Geociências. III. Título.

CDD -

Bibliotecária responsável: Yolle Vacariuc Bittencourt - CRB7/6040

Agradecimentos

Aos meus grandes exemplos, meus pais Thales e Claudia, por todo incentivo, amor, carinho e suporte ao longo de todos esses anos. À minha avó Adelaide, que sempre me ensinou a enxergar o lado positivo de tudo e a não desistir frente aos desafios, por seu imensurável carinho e dedicação. As minhas irmãs Gabriela e Carolina e ao meu afilhado Arthur por tornarem meus dias mais leves e alegres.

Ao meu marido Marcus, por todo o amor, apoio, paciência e companheirismo ao longo de todos esses anos e por me fazer sempre acreditar que eu posso mais do que imagino.

Ao meu orientador Prof. Dr. Wagner Lupinacci pela confiança e por todas as valiosas discussões, contribuições, paciência, dedicação e conhecimento trocado, que tiveram papel fundamental na minha vida acadêmica e profissional.

A Nathalia Ladeira e Danilo Ferreira pela troca de conhecimentos e parceria neste projeto. Ao Flávio Oliver pelas enriquecedoras discussões sobre o pré-sal. Ao Jorge Leonardo Martins por despertar em mim o gosto pela pesquisa e pelas contribuições feitas na qualificação deste trabalho. Ao Igor Lima pela amizade, conselhos e inúmeras discussões que muito contribuíram para os resultados aqui apresentados. A todas as pessoas especiais da UFF com as quais pude ter o prazer de conviver nesse ano de mestrado e que tornaram esse momento mais divertido, em especial à Ana Schanzembach, Eloíse Policarpo, Ingra Martins e Tuany Fatah.

Aos membros da banca Antônio Fernando Menezes Freire, Marco Antonio Cetale Santos, Leonardo Ribeiro Tedeschi e Rodolfo Araújo Victor por aceitarem fazer parte da defesa e contribuir com esta dissertação.

A CAPES, pela concessão de apoio financeiro por meio de bolsa de estudos.

A ANP/BDEP por fornecer os dados utilizados neste mestrado e a Schlumberger por disponibilizar o *software* Techlog e as licenças acadêmicas necessárias para a realização deste estudo.

Resumo

Os carbonatos do pré-sal da Bacia de Santos ainda apresentam muitos desafios no que tange à caracterização de seus reservatórios. Isto está diretamente relacionado à complexidade de tais acumulações, que são consideradas únicas devido à escassez de depósitos similares a elas nos registros geológicos. Assim, a partir da análise de dados de rocha, perfis de poços e seções sísmicas, esta dissertação visa avaliar e caracterizar a qualidade permo-porosa dos reservatórios carbonáticos do pré-sal no Campo de Búzios, Bacia de Santos. Nesta bacia, os principais reservatórios se encontram nas coquinas da Formação (Fm.) Itapema e nos calcários, comumente denominados “microbiais”, da Fm. Barra Velha. Os resultados mostram que no Campo de Búzios a Fm. Itapema é menos influenciada pela presença de finos e apresenta permeabilidades melhores do que as da Fm. Barra Velha. Além disso, a ocorrência de grandes barreiras de permeabilidade, que atingem até 50 m de espessura na parte superior da Fm. Barra Velha em cinco de dezesseis poços, causa um grande impacto negativo nos depósitos desta formação. Em dois poços tal comportamento parece ter relação com a dissolução/substituição da estevensita. Nos outros três poços, a região de não-reservatório seria resultado da presença de estevensita preservada. Por meio da interpretação sísmica, nestes três poços foi verificado que a discordância intra-Alagoas está correlacionada com o início da presença da estevensita. Deste modo foi possível dividir a Fm. Barra Velha nestes três poços em três zonas: Rifte Superior, Sag Inferior e Sag Superior. Além disto, a partir da correlação dos dados de rocha-perfil-sísmica foi possível construir um modelo geológico simplificado que ilustra os principais comportamentos e heterogeneidades observados nas formações Barra Velha e Itapema no Campo de Búzios. Esse modelo considera coquinas fechadas na base da Fm. Itapema, seguidas por coquinas com boas propriedades permo-porosas em direção ao topo desta formação. Na Fm. Barra Velha são representados calcários esferulíticos e estromatolíticos que, em algumas regiões, estão associados com a presença da estevensita.

Palavras-chave: reservatórios carbonáticos, propriedades permo-porosas, pré-sal, Campo de Búzios, formações Itapema e Barra Velha, estevensita.

Abstract

Presalt carbonates of the Santos Basin present a major challenge with regards to their reservoir characterization. It is related to the complexity of these accumulations, which are considered unique due to the rarity of similar deposits to them in the geological record. This study aims to evaluate and characterize the quality of the presalt carbonate reservoirs in the Buzios Field, Santos Basin, based on integrated analysis of rock data, well logs and seismic sections. In this basin, the main reservoirs are the limestones of the Barra Velha Formation and the coquinas of the Itapema Formation. Results show that the Itapema Formation is less influenced by the occurrence of clays and has higher permeabilities when compared to the Barra Velha Formation. Furthermore, in five of seventeen wells analyzed, the occurrence of permeability barriers, which reach up to 50 meters at the top of the Barra Velha Formation causes a negative impact on the reservoirs in this formation. In two wells such behavior seems to be related to the dissolution/substitution of stevensite. The non-reservoir behavior in the other three wells, would be the result of the presence of preserved stevensite. According to the seismic interpretation, in these three wells the base of the interval with stevensite is correlated to the intra-Alagoas unconformity. Therefore, it was possible to divide the Barra Velha Formation in these three wells in three zones: Upper Rift, Lower Sag and Upper Sag. In addition, it was possible to build a simplified geological model that illustrates the main behaviors and heterogeneities observed in the Barra Velha and Itapema formations. This model considers closed coquinas at the base of the Itapema Formation, followed by coquinas with good permo-porous properties towards the top of this formation. Spherulitic and stromatolitic limestones, which are sometimes associated with the presence of stevensite, compose the Barra Velha Formation.

Keywords: carbonate reservoirs, permo-porous properties, presalt, Buzios Field, Itapema and Barra Velha Formations, stevensite.

Sumário

1. Introdução.....	1
2. Bacia de Santos	8
2.1. Classificações litoestratigráficas e do arcabouço tectônico.....	9
2.2. Evolução tectonoestratigráfica	13
2.3. Sistema petrolífero do pré-sal.....	23
2.4. Formação Barra Velha.....	24
2.5. Formação Itapema	43
3. Metodologia	52
4. Resultados	78
4.1. Avaliação de Formações.....	78
4.1.1. Avaliação qualitativa dos perfis.....	80
4.1.2. Avaliação quantitativa dos perfis.....	95
4.2. <i>Crossplot</i> de física de rochas	104
4.3. Correlação rocha-perfil-sísmica	112
5. Discussões	119
6. Conclusões	135
7. Bibliografia.....	138
ANEXO A – Perfis de poços.....	154
ANEXO B – Análise estatística das propriedades de reservatório.....	166

Lista de Figuras

Figura 1: Localização do Campo de Búzios (adaptado de ANP, 2016). _____	3
Figura 2: Mapa de localização da Bacia de Santos. _____	9
Figura 3: Carta litoestratigráfica da Bacia de Santos (MOREIRA <i>et al.</i> , 2007). _____	10
Figura 4: Estratigrafia com fases de evolução tectônica da Bacia de Santos depois de Moreira <i>et al.</i> (2007), Caminatti <i>et al.</i> (2009), Wright & Barnett (2015) e Buckley <i>et al.</i> (2015) com porção representativa do dado sísmico para indicar as principais discordâncias mapeadas (Modificado de NEVES <i>et al.</i> , 2019). _____	12
Figura 5: Estratigrafia com a correlação entre as diferentes proposições de evolução tectônica para a Bacia de Santos (adaptado de WRIGHT & BARNETT, 2015). _____	13
Figura 6: Mapa com a localização do Platô de São Paulo e do Alto Externo de Santos (adaptado de CARMINATTI <i>ET AL.</i> , 2008). _____	15
Figura 7: Localização do Alto do Pão de Açúcar. Fonte: adaptado de Buckley <i>et al.</i> (2015). _____	18
Figura 8: Seção sísmica de oeste a leste, através da área do Alto do Pão de Açúcar, ilustrando as principais estruturas e divisões estratigráficas. Fonte: adaptado de Buckley <i>et al.</i> (2015) _____	21
Figura 9: Mapa esquemático mostrando a configuração atual dos principais elementos estruturais relacionados com a abertura do Atlântico Sul: Elevação do Rio Grande, Cadeia de Walvis e Pluma de Tristão da Cunha. Também é possível observar a feição do Platô de São Paulo. Fonte: adaptado de Schimmel <i>et al.</i> (2003). _____	22
Figura 10: Modelo conceitual simplificado ilustrando a geologia geral e a hidrologia do ambiente no momento de deposição da Fm. Barra Velha. (Fonte: adaptado de PIETZSCH <i>et al.</i> , 2018). _____	29
Figura 11: Modelo deposicional proposto por Wright & Barnett (2015) e Wright & Rodriguez (2018) de um lago evaporítico hiper-alcálico, raso e conectado, onde o relevo sísmico teria ocorrido devido a falhas sin- e pós-deposicionais (adaptado de WRIGHT & RODRIGUEZ, 2018). _____	31
Figura 12: Arquitetura interna de fácies carbonáticas lacustres proposta por Wright (2012). Fonte: Ferreira (2018). _____	33
Figura 13: Modelo de posicionamento das fácies carbonáticas lacustres proposto por Wright (2012). Fonte: Ferreira (2018). _____	34
Figura 14: Ciclotema esquemático para a Fm. Barra Velha proposto por Wright & Barnett (2015). _____	36
Figura 15: Modelo para explicar as relações entre os três principais tipos e componentes de fácies na Formação Barra Velha (Fonte: WRIGHT & BARNETT, 2015). _____	37
Figura 16: Modelo deposicional para fácies determinadas a partir de interpretação de perfil de imagem (BHI) para a Fm. Macabu, Bacia de Campos. (Fonte: adaptado de MUNIZ & BOSENCE, 2015). _____	39
Figura 17: Características importantes de argilas estevensíticas. (Fonte: HERLINGER <i>et al.</i> , 2017). _____	42
Figura 18: Modelagem da distribuição de silicatos de magnésio. (Fonte: adaptado de TOSCA & WRIGHT, 2015). _____	43

Figura 19: Modelo conceitual da geologia e hidrologia do ambiente de lago mais profundo, correspondente aos depósitos da Fm. Itapema. (Fonte: adaptado de PIETZSCH <i>et al.</i> , 2018).	46
Figura 20: Modelo deposicional dos carbonatos lacustres do Grupo Lagoa Feia, onde os bancos de coquinas se concentram no topo dos altos deposicionais do embasamento. Fonte: Peçanha (2018 <i>apud</i> GUARDADO <i>et al.</i> , 1989).	47
Figura 21: Evolução da divisão estratigráfica das coquinas da Formação dos Coqueiros, Grupo Lagoa Feia, Bacia de Campos. Fonte: adaptado de Baumgarten, 1988 em Thompson <i>et al.</i> , 2015.	51
Figura 22: Dados utilizados. Campo de Búzios em preto, poços em azul, linhas sísmicas arbitrárias em vermelho (A, B e C) e <i>crosslines</i> (Cross 1 e Cross 2) em verde.	53
Figura 23: Fluxograma utilizado para a avaliação das formações dos poços do Campo de Búzios.	54
Figura 24: Parâmetros de corte para a distribuição de T2, relação com os tipos de fluidos identificados pela ferramenta de RMN e reposta da porosidade. Adaptado de Ehigie (2010) e Crain (2019a).	60
Figura 25: Exemplo de gráfico de gradiente de pressão para identificação de tipos de fluidos e contatos entre eles em uma formação.	67
Figura 26: Metodologia adotada para cálculo de saturação de água nos poços analisados.	69
Figura 27: Representação da leitura realizada e <i>cutoffs</i> adotados pelo <i>software</i> Techlog (Schlumberger) para o cálculo de parâmetros como “ <i>Net Rock</i> ”, “ <i>Net Res</i> ” e “ <i>Net Pay</i> ”.	72
Figura 28: Gráfico de gradiente de pressão para o poço 9-BRSA-1159-RJS	80
Figura 29: Perfis do poço 3-BRSA-1064-RJS.	84
Figura 30: Perfis do poço 8-BUZ-5-RJS.	86
Figura 31: Perfis do poço 9-BRSA-1159-RJS.	90
Figura 32: Perfis do poço 2-ANP-1-RJS.	92
Figura 33: Perfis do poço 9-BUZ-7-RJS.	94
Figura 34: Gráficos em coluna representativos de propriedades de reservatório das formações Barra Velha e Itapema para os dezessete poços analisados.	98
Figura 35: Gráficos em coluna comparando a permeabilidade (KTIM) nas formações Barra Velha e Itapema em dezesseis poços do Campo de Búzios.	100
Figura 36: Gráficos em coluna comparando o <i>net pay</i> nas formações Barra Velha e Itapema em dezesseis poços do Campo de Búzios.	102
Figura 37: Gráficos em coluna comparando diferentes propriedades por zonas na Fm. Barra Velha.	104
Figura 38: <i>Crossplots</i> de IP <i>versus</i> PHIT por zona (Rifte Superior, Sag Inferior e Sag Superior) e Vcl_RMN (0 a 0,5 v/v). A) Poço 3-BRSA-1064-RJS; B) 8-BUZ-5-RJS; C) 9-BRSA-1159-RJS.	106
Figura 39: <i>Crossplots</i> de IP <i>versus</i> PHIT por Vcl_RMN (0 a 0,5 v/v). A) Poço 2-ANP-1-RJS; B) 9-BUZ-7-RJS.	108

Figura 40: <i>Crossplots</i> de VP/VS versus IP por zona (Rifte Superior, Sag Inferior e Sag Superior) e Vcl_RMN (0 a 0,5 v/v). Círculo em vermelho destacando a região com comportamento característico dos dados da zona Sag Inferior. A) Poço 3-BRSA-1064-RJS; B) 8-BUZ-5-RJS; C) 9-BRSA-1159-RJS. _____	110
Figura 41: <i>Crossplots</i> de VP/VS versus IP por Vcl_RMN (0 a 0,5 v/v). Círculo vermelho destacando a região com comportamento característico dos dados da zona Sag Inferior. A) Poço 2-ANP-1-RJS; B) 9-BUZ-7-RJS. _____	112
Figura 42: <i>Crossline</i> (Cross 1) de direção OSO-ENE passando pelo poço 8-BUZ-5-RJS: a) não interpretada; b) interpretada. _____	114
Figura 43: <i>Crossline</i> (Cross 2) de direção OSO-ENE passando pelo poço 9-BUZ-1-RJS: a) não interpretada; b) interpretada. _____	115
Figura 44: Linha arbitrária A de direção OSO-ENE passando pelos poços 9-BUZ-7-RJS e 8-BUZ-5-RJS: a) não interpretada; b) interpretada. _____	117
Figura 45: Linha arbitrária B, de direção OSO-ENE, passando pelos poços 7-BUZ-6-RJS e 9-BRSA-1169-RJS: a) não interpretada; b) interpretada. _____	118
Figura 46: Perfis do poço 3-BRSA-1064-RJS na Fm. Barra Velha. Esta formação está dividida em: Rifte Superior, Sag Inferior e Sag Superior. _____	124
Figura 47: Perfis do poço 9-BRSA-1159-RJS na Fm. Barra Velha. Esta formação está dividida em: Rifte Superior, Sag Inferior e Sag Superior. _____	124
Figura 48: Curva de distribuição do tempo de relaxação T2 (T2_DIST) para os poços 3-BRSA-1064-RJS, 9-BRSA-1159-RJS e 8-BUZ-5-RJS na Fm. Barra Velha. _____	129
Figura 49: Linha arbitrária C de direção SSE-NNO passando pelos poços 2-ANP-1-RJS e 9-BUZ-5-RJS: a) não interpretada; b) interpretada. _____	131
Figura 50: Modelo geológico da parte superior da fase Rifte Inferior e das fases Rifte Superior e Sag no Campo de Búzios, Bacia de Santos. Tal modelo foi construído a partir da linha arbitrária C. _____	132
Figura 51: Perfis do poço 9-BUZ-8-RJS. _____	154
Figura 52: Perfis do poço 3-BRSA-1053-RJS. _____	155
Figura 53: Perfis do poço 3-BRSA-1184-RJS. _____	156
Figura 54: Perfis do poço 9-BRSA-1191-RJS. _____	157
Figura 55: Perfis do poço 9-BRSA-1195-RJS. _____	158
Figura 56: Perfis do poço 9-BRSA-1197-RJS. _____	159
Figura 57: Perfis do poço 7-BUZ-6-RJS. _____	160
Figura 58: Perfis do poço 3-BRSA-944A-RJS. _____	161
Figura 59: Perfis do poço 9-BUZ-1-RJS. _____	162
Figura 60: Perfis do poço 9-BUZ-2-RJS. _____	163
Figura 61: Perfis do poço 9-BUZ-3-RJS. _____	164
Figura 62: Perfis do poço 9-BUZ-4-RJS. _____	165

Lista de Tabelas

Tabela 1: Perfis geofísicos de poços utilizados e disponibilidade dos mesmos para cada poço analisado. _____	52
Tabela 2: Informações adicionais e relatórios disponíveis para cada poço analisado. _____	53
Tabela 3: Valores comuns de fator fotoelétrico (Pe). Fonte: adaptado de Rider (2002). _____	58
Tabela 4: Estatística básica dos parâmetros elásticos para alguns poços do Campo de Búzios. _____	96
Tabela 5: Estatística básica dos parâmetros elásticos dos poços 3-BRSA-1064-RJS, 8-BUZ-5-RJS e 9-BRSA-1169-RJS separada pelas zonas: Rife Superior (Rife Sup.), Sag Inferior (Sag Inf.) e Sag Superior (Sag Sup.). _____	103
Tabela 6: Média ponderada dos principais parâmetros de reservatório das formações Barra Velha e Itapema. _____	119
Tabela 7: Estatística básica das propriedades de reservatório para dezessete poços do Campo de Búzios. _____	167
Tabela 8: Estatística básica das propriedades de reservatório dos poços 3-BRSA-1064-RJS, 8-BUZ-5-RJS e 9-BRSA-1169-RJS separada pelas seguintes zonas: Rife Superior (Rife Sup.), Sag Inferior (Sag Inf.) e Sag Superior (Sag Sup.). _____	168

Lista de Abreviações

BVI	Volume de água irreduzível (<i>bulk volume irreducible</i>)
BVM	Fluidos móveis livres (<i>bulk volume movable</i>)
CAL	Caliper
CBW	Volume de água associado à argila (<i>clay bound water</i>)
COT	Carbono orgânico total
CO ₂	Gás carbônico
D	Difusividade
DEN	Densidade medida em laboratório
DT	Tempo de trânsito compressional
DTSM	Tempo de trânsito cisalhante
FF	Fluidos livres (<i>Free fluid</i>)
Fm.	Formação
GR	Raios Gama
HI	Índice de hidrogênio
IGR	Índice de raios gama
IP	Impedância acústica
KTIM	Permeabilidade calculada pelo método de Timur-Coates
NPHI	Porosidade neutrão
O/A	Contato óleo-água
pCO ₂	Pressão de gás carbônico
PE	Perfil fotoelétrico
PHI_lab	Porosidade medida em laboratório
RES	Resistividade profunda
RHOB	Densidade
RHOMA	Densidade da matriz
RMN	Ressonância Magnética Nuclear
SW	Saturação de água
T1	Tempo de relaxação longitudinal
T2	Tempo de relaxação transversal
T2_Cutoff	Valor de corte para o tempo de relaxação transversal
T2_DIST	Distribuição do tempo de relaxação transversal

V_{cl}	Volume de argila estimado usando perfil de RMN
V_{clay}	Volume de argila estimado usando perfil de raios gama
V_P	Velocidade da onda P (compressional)
V_P/V_S	Razão V_P/V_S
V_S	Velocidade da onda S (cisalhante)

1. Introdução

Os reservatórios carbonáticos correspondem a cerca de 60% das reservas de petróleo do mundo (CHOPRA *et al.*, 2005) e possuem grande importância econômica para o setor energético mundial. Desde 1950, as pesquisas em carbonatos possuem um impacto direto na indústria petrolífera (GARLAND *et al.*, 2012), pois entender e produzir eficientemente estes reservatórios tornou-se uma das prioridades para este setor. Porém, no Brasil, os reservatórios carbonáticos passaram a despertar grande interesse apenas a partir da segunda metade dos anos 2000, com a descoberta do *play* pré-sal¹. A descoberta e produção deste *play* está estreitamente relacionada à história da Bacia de Santos, que possui papel de destaque neste processo.

Os investimentos iniciais em estudos referentes à exploração e produção na Bacia de Santos datam do final dos anos 1960. As primeiras prospecções sísmicas começaram em 1969 e um poço pioneiro foi perfurado em 1971 (MORAIS, 2013). Entretanto, apesar das incursões exploratórias iniciais não terem apresentado sucesso, em 1979 foi realizada a primeira descoberta comercial na bacia em arenitos turbidíticos da Formação (Fm.) Itajaí-Açu, no Campo de Merluza (PEREIRA & MACEDO, 1990; PEREIRA, 1994). Em 1988 foi descoberto o Campo de Tubarão e, em seguida, os campos de Coral, Estrela do Mar e Caravela, com acumulações em reservatórios carbonáticos albianos. Essas descobertas ocorreram em águas rasas, com aproximadamente 300 metros de profundidade (CARMINATTI *et al.*, 2009).

Nos anos seguintes, devido às grandes descobertas realizadas em arenitos turbidíticos na Bacia de Campos, as atividades exploratórias na Bacia de Santos diminuíram. A partir de 1997, a intensificação na aquisição de dados geológicos e geofísicos na Bacia de Santos culminou com a descoberta de vários campos de gás (Mexilhão, Tambaú e Pirapitanga) e de gás e óleo (Carapiá, Tambuatá, Uruguá e Atlanta), todos acima da camada de sal (MORAIS, 2013).

Entretanto, o panorama exploratório da Bacia de Santos começou, de fato, a seguir novos rumos quando levantamentos sísmicos permitiram à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) realizar a oferta de blocos exploratórios nas 2ª e

¹ O termo *play* refere-se a um ou mais prospectos relacionados que, pelas suas características geológicas, mostram potencial para a ocorrência de hidrocarbonetos (RICCOMINI *et al.*, 2012). Assim, de acordo com Carminatti *et al.* (2008) e Gomes *et al.* (2009), o *play* pré-sal pode ser definido como um modelo conceitual de acumulação de hidrocarbonetos em reservatórios carbonáticos, abaixo de camadas de sal do Aptiano.

3ª Rodadas de licitações no setor de águas profundas da bacia, cujo potencial petrolífero ainda era desconhecido (PETERSOHN, 2013). A região desses blocos ficou conhecida como “cluster do pré-sal”. Para iniciar as prospecções nas áreas obtidas nas licitações, consórcios liderados pela Petrobras com a participação de diversas companhias internacionais, encomendaram o que se constituiu como a maior aquisição e interpretação de dados sísmicos 3D da época. As interpretações desses dados, que visavam explorar a região do Alto Externo de Santos, indicaram reais possibilidades de existência de hidrocarbonetos abaixo da camada de sal. Entretanto, dada a complexidade para a perfuração de poços que pudessem comprovar as jazidas, os reservatórios precisariam indicar volume e produtividade que compensassem os investimentos a serem realizados (MORAIS, 2013).

O primeiro poço exploratório na seção pré-sal foi perfurado em 2006 para testar o Prospecto Parati. Este poço, apesar de ter descoberto apenas gás e condensado pouco atrativos comercialmente, comprovou a existência de um sistema petrolífero atuante naquela porção da bacia, indicando a existência de um novo *play* exploratório na Bacia de Santos: o *play* pré-sal (PETERSOHN, 2013). Em 2006 também foi anunciada a descoberta de Tupi, no setor de águas profundas. Descoberto com acumulação de óleo em reservatórios carbonáticos neo-aptianos, o Prospecto de Tupi se tornaria a primeira descoberta comercial do pré-sal da Bacia de Santos. A sua área permitiu que este campo fosse considerado o maior já descoberto até aquele momento no Brasil. No final de 2010 foi declarada a comercialidade do Prospecto de Tupi, o qual foi renomeado Campo de Lula.

A descoberta do Campo de Lula, em especial, promoveu uma campanha exploratória mais intensa, de modo que nos anos seguintes todos os demais blocos do *cluster* e outros fora dele foram alvos de poços pioneiros. O alvo desses poços era o *play* pré-sal, que se tornou o principal *play* da Bacia de Santos. Em 2010, ano em que o Governo Federal sancionou o novo marco regulatório para as áreas do pré-sal, por iniciativa da ANP, foram perfurados os poços 2-ANP-1-RJS (Franco) e 2-ANP-2-RJS (Libra). Em ambos os casos, foram encontradas enormes reservas de petróleo (PETERSOHN, 2013).

A área descoberta em 2010, em lâmina d'água de 1.889 m, pelo poço 2-ANP-1-RJS, viria a se tornar um dos principais destaques do pré-sal na Bacia de Santos. Inicialmente denominada de Franco, a região teve a extensão dos reservatórios de óleo comprovada em 2011 com a perfuração de um segundo poço a 7,7 km a noroeste do poço pioneiro.² Durante a execução do Plano Exploratório Obrigatório de Franco, a Petrobras adquiriu dados sísmicos 3D em toda a área, perfurou 8 poços e realizou um teste de formação estendido. Em 2013, reconhecendo a importância dessa acumulação, a estatal brasileira declarou a comercialidade da área de Franco, dando origem ao atual Campo de Búzios.³

O Campo de Búzios localiza-se a aproximadamente 200km da costa do Estado do Rio de Janeiro, em lâmina d'água de aproximadamente 1.940 m e possui área de 852,2 km². Está situado 30km a leste do Campo de Mero e é um dos principais projetos da Petrobras no pré-sal da Bacia de Santos (Figura 1).

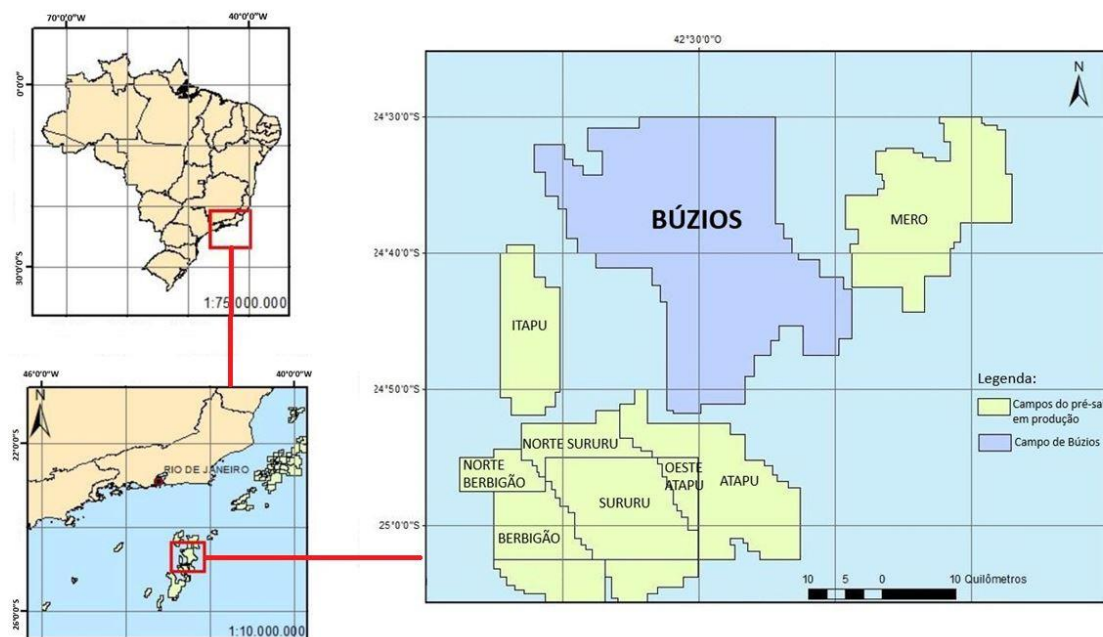


Figura 1: Localização do Campo de Búzios (adaptado de ANP, 2016).

A produção no Campo de Búzios foi iniciada em abril de 2018 por meio da plataforma P-74. Em fevereiro de 2019, este campo foi responsável por 5% da produção

² PETROBRAS, Comunicados e Fatos Relevantes, 09/11/2011

³ PETROBRAS, Comunicados e Fatos Relevantes, 19/12/2013

de petróleo no pré-sal da Bacia de Santos.⁴ Desta forma, este campo figura, em termos de produção, como um dos mais promissores do Brasil.

Desde que a sua descoberta foi anunciada pela Petrobras em 2007,⁵ o pré-sal figura como a maior descoberta petrolífera mundial dos últimos 50 anos. Suas reservas são compostas por grandes acumulações de óleo considerado leve e com alto valor comercial. Outra característica importante é sua alta produtividade, que passou de aproximadamente 41 mil barris por dia em 2010 para o patamar de 1,41 milhão de barris de óleo por dia em fevereiro de 2018⁶, representando um crescimento na produção de quase 34 vezes. Em fevereiro de 2019, a produção do pré-sal correspondeu a 57,4% do total de óleo e gás natural produzido no Brasil, com a Bacia de Santos sendo responsável por mais de 89% desta produção.⁷

A importância econômica dos reservatórios carbonáticos do pré-sal traz consigo os desafios relacionados à exploração destes tipos de rochas. Carbonatos são rochas altamente complexas e impõem grandes dificuldades à caracterização, produção e gerenciamento de reservatórios. Ao contrário das rochas silicilásticas, as rochas carbonáticas possuem uma natureza bastante heterogênea devido à complexa combinação de processos deposicionais e diagenéticos aos quais são submetidas (DUNHAM, 1962). A variabilidade das fácies carbonáticas, que apresentam características texturais e deposicionais complexas, resulta em propriedades de reservatório extremamente heterogêneas, tanto vertical quanto lateralmente (MOHRIAK *et al.*, 2015). Assim, as técnicas tradicionais de interpretação sísmica e análise de perfis de poços utilizadas para o desenvolvimento e a avaliação de reservatórios clásticos devem ser utilizadas com cautela, pois podem ser pouco eficazes ou até mesmo contraproducentes em rochas carbonáticas.

Além de todos os obstáculos referentes à avaliação de rochas carbonáticas, os carbonatos do pré-sal, em particular, constituem um desafio ainda maior no que diz respeito à caracterização de reservatórios. Isso se deve ao fato de que tais depósitos

⁴ ANP, Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural, Fevereiro 2019/ Número 102

⁵ PETROBRAS, Comunicados e Fatos Relevantes, 08/11/2007.

⁶ PPSA, O pré-sal – Características, Disponível em <<http://www.presalpetroleo.gov.br/ppsa/o-pre-sal/caracteristicas>>

⁷ ANP, Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural, Fevereiro 2019/ Número 102.

carbonáticos são considerados únicos, sendo raros os registros geológicos de depósitos similares a estes (WRIGHT & BARNETT, 2015; HERLINGER *et al.*, 2017).

Na Bacia de Santos, os reservatórios carbonáticos da seção pré-sal correspondem às coquinas da Formação Itapema e aos calcários, comumente referenciados como “microbais”, da Formação Barra Velha. As coquinas foram inicialmente abordadas como reservatórios carbonáticos secundários (FORMIGLI, 2008). Porém, com a descoberta de grandes acumulações nestes reservatórios nos campos de Búzios e Mero, essas rochas passaram a se tornar alvos cada vez mais importantes no pré-sal da Bacia de Santos (KATTAH, 2015). Apesar disso, a Fm. Itapema ainda recebe pouca atenção no que diz respeito aos estudos realizados sobre as características de seus reservatórios. A principal fonte de informações sobre os reservatórios de coquinas são provenientes de análogos e formações correlatas (Fm. Coqueiros, Bacia de Campos). Já a Fm. Barra Velha tem recebido grande ênfase na literatura recente e sido alvo de diversas discussões acerca de várias questões ainda incertas sobre sua evolução, tais como o tipo de ambiente deposicional, a influência microbiana na gênese de suas rochas e seus tipos de fácies. Porém, tais debates ainda se encontram longe de um consenso. Além de todos esses aspectos, outro fator desafiante na Fm. Barra Velha encontra-se na natureza singular de seus carbonatos e fases minerais associadas, como os minerais de argilas magnesianas, que sugerem condições de formação altamente restritas para esta formação (WRIGHT & BARNETT, 2015). Esses minerais de argila representam um obstáculo adicional na avaliação dos depósitos carbonáticos da Fm. Barra Velha, pois diferem das argilas convencionais e podem obstruir as conexões porosas, impedindo o fluxo de fluidos e comprometendo a produção dos reservatórios.

As rochas do pré-sal da Bacia de Santos, portanto, constituem reservatórios relativamente raros e ainda pouco compreendidos em termos de caracterização de reservatórios. Assim, se faz necessário um maior número de estudos que busquem entender as especificidades inerentes a esses depósitos, cujas características podem variar significativamente de campo para campo.

Ferramentas importantes para ampliar o conhecimento sobre esses reservatórios consistem na interpretação sísmica e na avaliação de formações utilizando perfis geofísicos de poços e dados de rocha. O dado sísmico fornece informações sobre o contexto regional, o sistema deposicional, a história tectônica e permite ao intérprete a

inferência de feições geológicas e heterogeneidades ligadas à área em análise. Já os perfis de poços disponibilizam medições indiretas e contínuas sobre as rochas que foram perfuradas, possibilitando a obtenção de dados sobre a composição da rocha, os tipos de fluidos presentes e as propriedades petrofísicas na região em torno do poço. Estas informações são essenciais para a avaliação da quantidade e capacidade de produção de fluidos nos reservatórios de uma formação. Os dados provenientes de testemunhos, amostras de calha ou amostras laterais fornecem informações diretas e precisas sobre a rocha. Medições de laboratório realizadas nas amostras de rochas, por exemplo, permitem determinar de maneira assertiva importantes propriedades petrofísicas como densidade, porosidade e permeabilidade. Os dados de rocha, portanto, constituem importantes ferramentas para a redução de incertezas e a realização da calibração das análises dos perfis com a rocha. Em rochas carbonáticas, devido à grande variação lateral e vertical de suas propriedades de reservatório, a integração dos dados se torna elemento essencial para uma caracterização adequada dos reservatórios.

Esta dissertação possui como objetivo principal caracterizar e avaliar a qualidade das características permo-porosas dos reservatórios carbonáticos do pré-sal no Campo de Búzios, Bacia de Santos, proporcionando uma análise comparativa entre as propriedades das formações Itapema e Barra Velha. A partir da característica apresentada por alguns dos poços analisados, busca-se ainda avaliar a possível presença de finos (argilas) comprometendo a produção de tais reservatórios. Para alcançar esses objetivos, foram utilizados perfis geofísicos de poços, dados de rocha e correlação entre rocha, perfil e sísmica para melhor compreender a possível continuidade das heterogeneidades observadas em alguns poços. Dessa forma, pretende-se trazer novas contribuições às discussões sobre as características dos carbonatos do pré-sal da Bacia de Santos que possam auxiliar em uma caracterização mais robusta destes reservatórios.

As etapas executadas para o desenvolvimento deste trabalho foram organizadas em seis capítulos. O segundo capítulo contém uma revisão bibliográfica sobre a evolução tectono-estratigráfica da Bacia de Santos, o sistema petrolífero da seção pré-sal e as formações que abrigam seus reservatórios. O terceiro capítulo descreve os métodos utilizados para avaliar as propriedades dos reservatórios das formações Itapema e Barra Velha. O quarto capítulo mostra os resultados da análise das propriedades destes reservatórios, obtidos por meio de perfis geofísicos de poços, *crossplots* de física de rochas e correlação rocha, perfil e sísmica. Neste capítulo, a fim de conferir maior ênfase

aos poços que possuem comportamentos que podem impactar negativamente a produção, são apresentados com maior detalhe os resultados de cinco poços. O quinto capítulo apresenta as discussões referentes à análise crítica dos resultados alcançados. Por fim, o sexto capítulo destaca as conclusões e contribuições da dissertação, e apresenta sugestões para trabalhos futuros.

2. Bacia de Santos

A fim de descrever os principais aspectos da Bacia de Santos e conferir maior ênfase às características relacionadas ao pré-sal, cujos reservatórios são o principal objeto de estudo deste trabalho, inicialmente este capítulo faz uma breve apresentação sobre esta bacia. Em seguida, é apresentado um breve resumo sobre como foi determinada a litoestratigrafia da Bacia de Santos e discutidas as diferentes proposições de fases de evolução tectônica que foram realizadas ao longo dos anos. Posteriormente, é apresentado o seu contexto de evolução tectônica incorporando as litologias e formações da carta estratigráfica mais recente, bem como as fases de evolução tectônica que parecem melhor representar os eventos que impactam os depósitos do pré-sal. Por fim, é dado destaque ao sistema petrolífero do pré-sal e às formações que abrigam seus reservatórios.

A Bacia de Santos é a maior bacia *offshore* e a principal produtora de hidrocarbonetos do país, figurando como uma das mais importantes bacias sedimentares brasileiras em termos exploratórios. Esta bacia se estende do litoral sul do Estado do Rio de Janeiro até o norte do Estado de Santa Catarina, entre os paralelos 23° e 28° de latitude sul, na região sudeste da margem continental brasileira. Limitada ao norte pelo Alto de Cabo Frio (que a separa da Bacia de Campos) e ao sul pelo Alto de Florianópolis (que a separa da Bacia de Pelotas), a Bacia de Santos perfaz uma área de aproximadamente 350.000km² até a cota batimétrica de 3.000m (Figura 2). Esta área é equivalente a quase três vezes o tamanho da Bacia de Campos.

A Bacia de Santos possui sua origem e evolução vinculadas aos processos de ruptura do paleocontinente Gondwana e formação do Oceano Atlântico Sul. De acordo com Petersohn (2013), a evolução tectonoestratigráfica dessa bacia é característica de margem passiva, devido aos registros geológicos de processos como distensão litosférica, estiramento crustal, rompimento de crosta continental, implantação de crosta oceânica e subsidência termal.

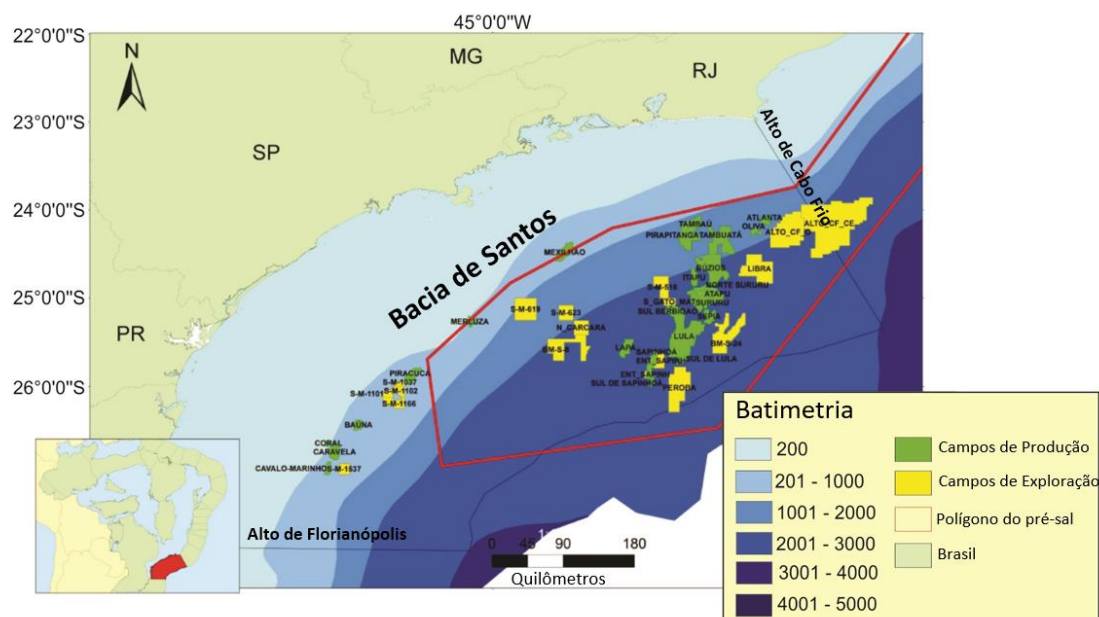


Figura 2: Mapa de localização da Bacia de Santos.

2.1. Classificações litoestratigráficas e do arcabouço tectônico

De acordo com Moreira *et al.* (2007), a litoestratigrafia da Bacia de Santos foi inicialmente definida na década de 1970. Mais tarde, Pereira & Feijó (1994), com poucos poços disponíveis na bacia, estabeleceram um arcabouço crono-estratigráfico em termos de sequências deposicionais. Moreira *et al.* (2007), a partir de um grande volume de dados de rocha e de poços, atualizaram o arcabouço cronolitoestratigráfico com ênfase na individualização de sequências deposicionais e dividiram o registro sedimentar da bacia em três supersequências: rifte, pós-rifte e drifte. Estes autores elevaram a Formação (Fm.) Guaratiba (PEREIRA & FEIJÓ, 1994) à categoria de Grupo, sendo este composto por cinco formações, das quais três estão inseridas na fase rifte (formações Camboriú, Piçarras e Itapema) e duas na pós-rifte (formações Barra Velha e Ariri). Dessa forma, a carta estratigráfica (Figura 3) proposta por Moreira *et al.* (2007) é a principal referência no que diz respeito à descrição do arcabouço estratigráfico da Bacia de Santos e é adotada nesse trabalho.

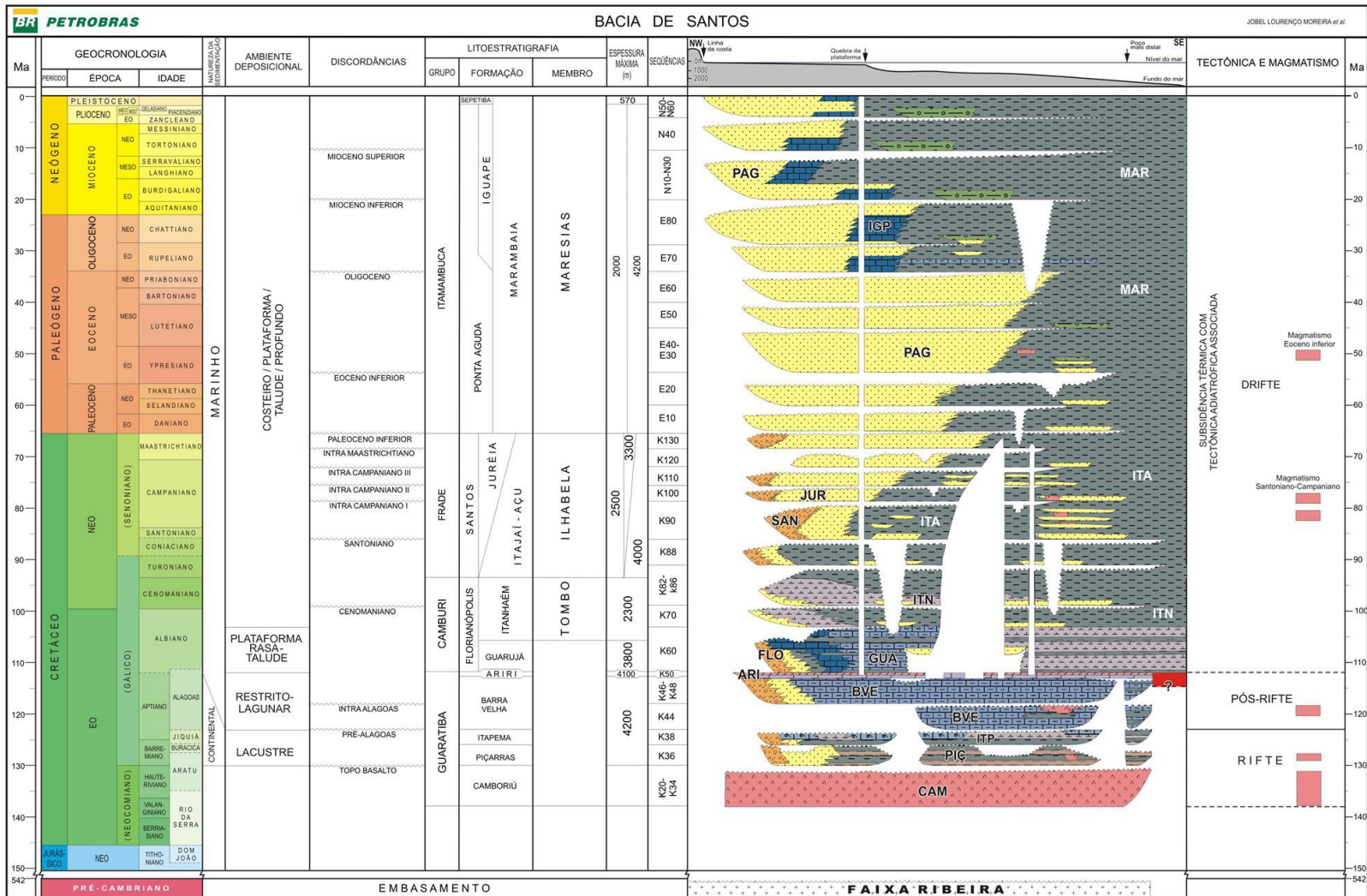


Figura 3: Carta litostратigráfica da Bacia de Santos (MOREIRA et al., 2007).

Apesar de Moreira *et al.* (2007) inserirem as formações em um contexto de margem passiva com os processos tectônicos típicos distribuídos nas fases rifte, pós-rifte e drifte, eles não abordam com detalhes a questão da evolução tectônica. Assim, em termos de fases do arcabouço tectônico outros trabalhos merecem destaque.

O trabalho de Chang *et al.* (2008) confere maior ênfase aos aspectos tectônicos, como tipos de falhas e deformações, associados a cada etapa da evolução da Bacia de Santos que antecede a separação definitiva entre Brasil e África. Todavia, apesar deste estudo ter sido publicado após o trabalho de Moreira *et al.* (2007), ele faz parte do projeto intitulado “Interpretação e Mapeamento dos Sistemas Petrolíferos da Bacia de Santos”, desenvolvido em 2003 por meio de parceria entre a Universidade Estadual Paulista (UNESP) e a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustível (ANP) (ANP/LEBAC, 2003). Dessa forma, deve-se atentar para possíveis interpretações equivocadas de que Chang *et al.* (2008) teriam subdividido as três fases propostas por Moreira *et al.* (2007). Na realidade, o trabalho de Chang *et al.* (2008) baseia-se na carta estratigráfica proposta por Pereira & Feijó (1994) e não considera o trabalho de Moreira *et al.* (2007).

Chang *et al.* (2008), para a discussão dos mecanismos de rifteamento, propõem uma divisão em três fases rifte (sin-rifte I, sin-rifte II e sin-rifte III ou sag) semelhante à análise apresentada por Karner & Driscoll (1999) para as bacias marginais do oeste africano. Tais fases podem ser correlacionadas às propostas por Moreira *et al.* (2007), ou seja: as fases sin-rifte I e sin-rifte II corresponderiam à fase rifte e a fase sin-rifte III ou sag estaria relacionada à fase pós-rifte. De fato, o trabalho de Chang *et al.* (2008) apresenta maiores detalhes sobre os parâmetros tectônicos relacionados a cada fase.

Em seguida, Carminatti *et al.* (2009), a partir de dados sísmicos, sugerem uma divisão para a sequência do pré-sal (fases rifte e pós-rifte de MOREIRA *et al.*, 2007) em três subunidades limitadas por discordâncias: sequência sin-rifte inferior, sequência sin-rifte superior e sequência sag.

Ao contrário do proposto por Moreira *et al.* (2007), Chang *et al.* (2008) e Carminatti *et al.* (2009), Wright & Barnett (2015) afirmam que a parte inferior da Fm. Barra Velha pertence à fase rifte. Assim, estes autores propõem a divisão da mesma, com base na discordância intra-Alagoas, em: calcários “microbiais” da fase rifte (localizam-se entre as discordâncias pré-Alagoas e intra-Alagoas) e calcários “microbiais” da fase

sag (encontram-se acima da discordância intra-Alagoas e se estendem até o limite da discordância da base do sal). Tal afirmação também é sustentada por Buckley *et al.* (2015). Estes autores afirmam que é possível identificar em seções sísmicas a evolução da fase rifte para uma fase de quiescência tectônica, destacando a presença de uma fase sag. Eles acrescentam que a maioria das falhas extensionais terminam na base da fase sag e que esta pode ser correlacionada à discordância intra-Alagoas, corroborando, desta forma, a afirmação realizada por Wright e Barnett (2015). Ademais, os autores destacam que é possível identificar duas fases de rifteamento separadas pela discordância pré-Alagoas, uma inferior que afetaria as formações Piçarras e Itapema e uma superior que afetaria os carbonatos da Fm. Barra Velha. Deste modo, a parte superior do rifte estaria relacionada aos carbonatos da Fm. Barra Velha que estão depositados até o limite com a discordância intra-Alagoas, onde começaria a fase sag. As fases de evolução tectônica adotadas por Buckley *et al.* (2015) podem ser vistas na Figura 4.

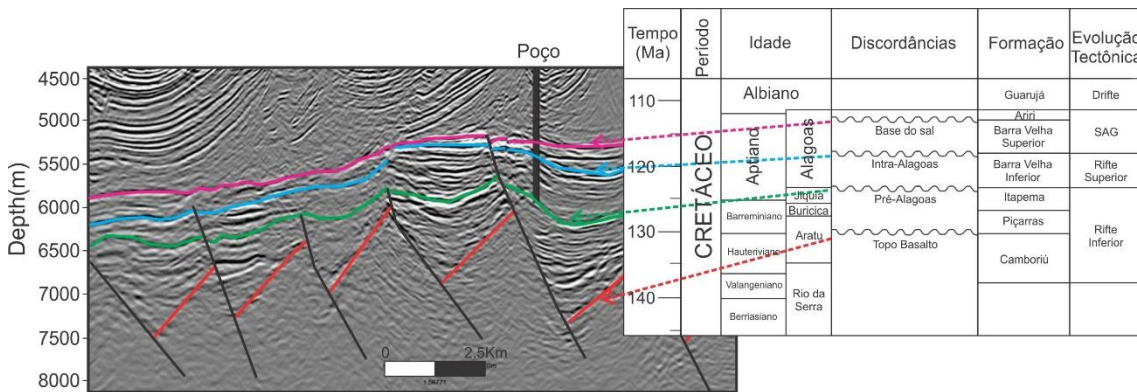


Figura 4: Estratigrafia com fases de evolução tectônica da Bacia de Santos depois de Moreira *et al.* (2007), Caminatti *et al.* (2009), Wright & Barnett (2015) e Buckley *et al.* (2015) com porção representativa do dado sísmico para indicar as principais discordâncias mapeadas (Modificado de NEVES *et al.*, 2019).

Conforme já adotado por outros autores como Pietzsch *et al.* (2018), essa proposição de divisão da Fm. Barra Velha em rifte superior e sag é a que, no momento, parece refletir de modo mais adequado os processos tectônicos que afetam as formações do pré-sal da Bacia de Santos. Portanto, o presente trabalho irá utilizar a seguinte distribuição de fases de evolução tectônica para a Bacia de Santos: rifte inferior – formações Camboriú, Piçarras e Itapema; rifte superior – Fm. Barra Velha até o limite com a discordância intra-Alagoas; sag – Fm. Barra Velha (a partir da discordância intra-Alagoas até a base do sal) até o topo da Fm. Ariri; drifte/margem passiva – topo da Fm. Ariri até o recente. Assim, de forma a tornar mais claras as discussões acima, a Figura 5

ilustra as diferentes proposições de fases tectônicas realizadas, bem como as equivalências entre elas e com as formações do pré-sal.

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)	Adotada por este trabalho	
110	Cretáceo (parte)	Albiano (parte)		Guarujá	Drifte	Margem Passiva			Margem Passiva ou Drifte	
				Ariri						
120		Aptiano		Alagoas	Barra Velha	Pós-Rifte	Sin-Rifte III	Sag	Sag	Sag
					intra-Alagoas			Rifte	Rifte Superior	
130		Barremiano		Jiquiá	pré-Alagoas	Itapema	Rifte	Sin-Rifte II	Sin-Rifte Superior	Rifte Inferior
						Buricica				
						Piçarras				
140		Hauteriviense		Aratu	Topo Basalto	Camboriú		Sin-Rifte I	Sin-Rifte Inferior	
		Rio da Serra								
		Valanginiano								
		Berriasiano								

Figura 5: Estratigrafia com a correlação entre as diferentes proposições de evolução tectônica para a Bacia de Santos (adaptado de WRIGHT & BARNETT, 2015).

É importante destacar que os trabalhos que reavaliam e propõem novas classificações tectônicas são sempre voltados às fases anteriores à abertura do Oceano Atlântico Sul, ou seja: a fase de margem passiva/drifte não é discutida. Assim, todos os estudos que sugerem atualizações nas fases de evolução tectônica, os fazem nas fases rifte e pós-rifte de Moreira *et al.* (2007), onde se encontra o *play* do pré-sal. Isso se deve à complexidade dos processos de evolução tectônica da Bacia de Santos, em especial nas fases que precedem a abertura do Oceano Atlântico Sul.

2.2. Evolução tectonoestratigráfica

Como destacado previamente, a Bacia de Santos possui sua origem e evolução relacionadas aos processos de ruptura do paleocontinente Gondwana, que culminariam na formação do Oceano Atlântico Sul.

A desestabilização do Gondwana, que veio a resultar na quebra do supercontinente, ocorreu sobre um embasamento complexo e heterogêneo. Este é composto por blocos cratônicos de idade Paleoproterozóica–Arqueana e faixas orogênicas Neoproterozóicas (HEILBRON *et al.*, 2008), além de apresentar um revestimento sedimentar paleozóico coberto por rochas vulcânicas eocretáceas (RIGOTI, 2015). O embasamento cristalino da Bacia de Santos, gerado no contexto de formação do

Gondwana e aflorante na região de São Paulo, é caracterizado por granitos e gnaisses de idade pré-cambriana pertencentes ao Complexo Costeiro e metassedimentos da Faixa Ribeira (MOREIRA *et al.*, 2007). Rigoti (2015) destaca que a formação do Gondwana Ocidental aglutinou distintos blocos crustais de diferentes idades e litologias, formando um mosaico de terrenos separados por descontinuidades regionais.

A principal sutura entre os terrenos convergentes neoproterozóicos seguiria o *trend* atual da faixa dobrada (Faixa Ribeira) e constituiria a zona de fraqueza primária onde o futuro oceano Atlântico se desenvolveu (ALMEIDA *et al.*, 2013). Na região sul do Gondwana Ocidental, que atualmente corresponderia em parte do sudoeste da África e Antártida e do sudeste da América do Sul, um enorme extravasamento de magma basáltico teria precedido os processos de rifteamento e formação das bacias marginais do Atlântico Sul. Tais províncias magmáticas representam a LIP (*Large Igneous Province*) do Atlântico Sul (RIGOTI, 2015). Segundo Szatmari & Milani (2016), os enxames de diques de Florianópolis e da Serra do Mar ocorrem dentro da LIP do Paraná-Etendeka, respectivamente para o sul e para o norte do enxame de diques de Ponta Grossa. Essas feições cortam o afloramento do embasamento proterozóico entre as bacias de Santos e do Paraná e formam uma aparente junção tríplice com o enxame de diques de Ponta Grossa.

Standlee *et al.* (1992) afirmam que as rupturas iniciais do Gondwana teriam ocorrido sobre essa junção tríplice, associada ao *hot spot* de Tristão da Cunha/Arco de Ponta Grossa, com relevante vulcanismo eo-cretácico associado a domeamento e erosão sobre plumas do manto.

Muniz & Bosence (2015) descrevem que a sequência de eventos tectônicos que causou a fragmentação do Gondwana teria começado a partir de estiramento e afinamento da crosta continental, desencadeando um processo de rifteamento. Essa fragmentação consistiu de processo misto entre fenômenos controlados por estiramento litosférico (conforme o modelo clássico de MCKENZIE, 1978) e por anomalia termal (conforme modelo de ROYDEN & KEEN, 1980), com a atividade termal da Pluma de Tristão da Cunha originando uma faixa mais larga de afinamento crustal (Platô de São Paulo) com menor taxa de estiramento na porção referente à Bacia de Santos (WHITE & MCKENZIE, 1989).

Segundo Kumar & Gamboa (1974), o Platô de São Paulo (Figura 6) constitui uma larga elevação da margem continental, sendo composto em sua maior parte por uma crosta continental estirada, batimetricamente menos profunda e controlada por estruturas do embasamento. Esse platô, formado durante o processo de rifteamento, destaca-se na Bacia de Santos pela sua expressão fisiográfica. Ele é limitado, aproximadamente, pela isóbata de 3.500 m e apresenta configuração complexa em águas profundas. Sua borda é mais íngreme e acentuada ao sul, junto à feição denominada dorsal de São Paulo (RIGOTI, 2015).

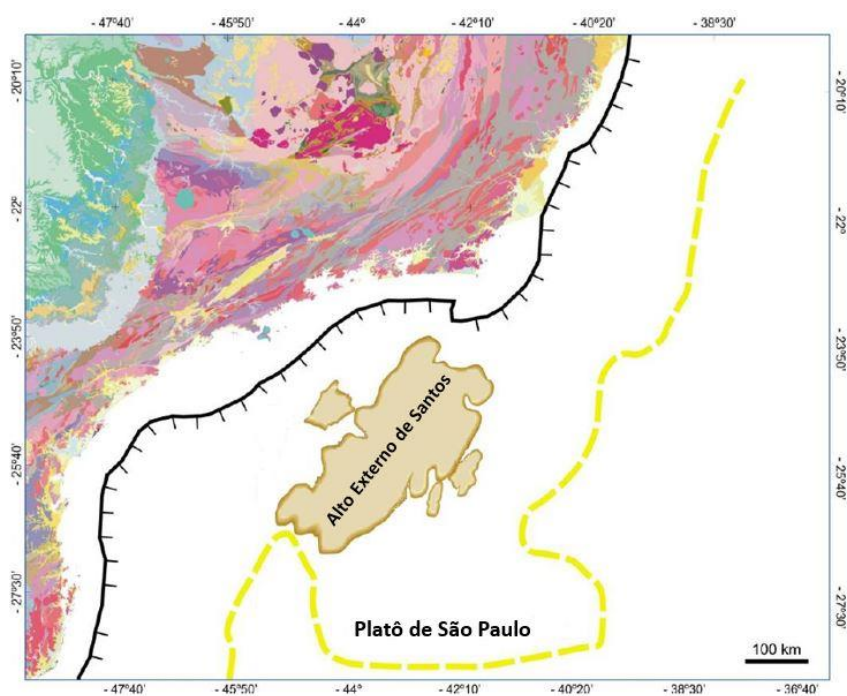


Figura 6: Mapa com a localização do Platô de São Paulo e do Alto Externo de Santos (adaptado de CARMINATTI *ET AL.*, 2008).

Szatmari & Milani (2016) destacam que o período de rifteamento durante o qual a crosta continental foi estirada e afinada antes da separação entre América do Sul e África é essencial para a compreensão da cinemática de abertura do Oceano Atlântico Sul. Os autores sugerem que o rifte do Atlântico Sul começou a se abrir quase simultaneamente ao longo de todo o seu comprimento após o limite Jurássico/Cretáceo, em torno de 145 Ma, com a taxa de abertura diminuindo em direção ao polo de rotação de Euler. De cerca de 145 a 113 Ma, o rifte do Atlântico Sul teria permanecido fechado no Noroeste, ao longo da margem equatorial, mas se alargado como uma cunha ao sul, ao longo da margem leste da América do Sul, por rotação no sentido horário sobre um polo de Euler. Ainda de acordo com os autores, essa rotação teria sido impulsionada pelo fluxo do manto

ascendente abaixo do rifte em abertura no Sudeste (que incluiria, mas não estaria restrito a plumas como a de Tristão da Cunha). Eles também levantam a hipótese de que, assim como o rifte, a Província Magmática do Atlântico Sul (SAMP) teria se formado no contexto de estiramento da crosta ao sul, no sentido horário de rotação, sobre um manto anormalmente quente. Nesse sentido, é relevante destacar que o termo SAMP foi utilizado por Szatmari & Milani (2016) para diferenciar a atividade ígnea do Atlântico Sul, referente ao Cretáceo Inferior, da atividade restrita à LIP.

Entretanto, Szatmari & Milani (2016) propõem que o vulcanismo basáltico da SAMP teria começado apenas quando o rifte avançou o suficiente para que as falhas mais profundas pudessem alcançar o manto litosférico subcontinental anormalmente quente, promovendo uma fusão generalizada. Assim, onde a litosfera era espessa o vulcanismo teria sido ausente. Ainda de acordo com esses autores, a atividade vulcânica basáltica teria atingido seu pico de 135 a 130 Ma e continuado, posteriormente, de forma alternada com a sedimentação até cerca de 113 Ma, pouco antes da deposição do sal.

Segundo Moreira *et al.* (2007), a Fm. Camboriú é composta por derrames basálticos eo-cretácicos representados por basaltos cinza-escuros, que correspondem ao embasamento econômico da Bacia de Santos. A idade de deposição dessas rochas (130-136,4 Ma) é correlacionável à idade mencionada por Szatmari & Milani (2016) como sendo o auge dos derrames basálticos da SAMP.

Durante a deposição dos basaltos da Fm. Camboriú ocorreu o confinamento dos esforços na porção da crosta que sofreu afinamento, provocando falhas crustais. Além disso, a influência de anomalias termais teria sido responsável por induzir o processo de *strain softening* desde o início do rifteamento na Bacia de Santos, levando a formação de zonas soerguidas (ANP/LEBAC, 2003).

Uma importante configuração do embasamento na Bacia de Santos é o Alto Externo (Figuras 6 e 7). Essa feição, que representa uma estrutura soerguida do embasamento, registra uma transição da deposição vulcanoclástica inicial para uma deposição quase contínua de carbonato durante o Barremiano e o Aptiano (BUCKLEY *et al.*, 2015). O Alto Externo de Santos começa descontinuamente na área norte da bacia, mas se torna muito proeminente no meio dela. Segundo Carminatti *et al.* (2008), as falhas de tendência NE-SW definiram a estrutura deste alto antes que os evaporitos fossem depositados sobre ele. O autor ainda destaca que o Alto Externo é interpretado como uma

área de crosta continental menos estirada, o que teria auxiliado na sua manutenção como um paleo-alto, pois os fenômenos de subsidência teriam sido mais efetivos nas áreas onde a crosta continental era mais fina. Assim, o Alto Externo permaneceu uma feição positiva ao longo de sua história tectônica, onde sua localização distal e a pronunciada elevação impactaram as espessuras deposicionais e os padrões de acumulação que se seguiram, afetando desde a deposição dos carbonatos até os pacotes de sedimentos do Neógeno (GOMES *et al.*, 2009). Tais características teriam favorecido a acumulação dos carbonatos do pré-sal ao proporcionar o isolamento da região de sedimentos clásticos externos (BUCKLEY *et al.*, 2015). Por isso, a maioria dos campos de produção e blocos exploratórios da seção pré-sal da Bacia de Santos encontram-se neste alto.

Depositaram-se discordantemente sobre os basaltos da Fm. Camboriú os sedimentos terrígenos da Fm. Piçarras. Esta formação, depositada durante os andares Aratu Superior e Buracica, é composta por leques aluviais conglomeráticos e arenitos polimíticos nas porções proximais e por arenitos, siltitos e folhelhos talco-estevensíticos nas porções lacustres. A deposição desses sedimentos ocorreu desde o estágio inicial até o estágio final de máxima atividade da formação dos meios-grábens (MOREIRA *et al.*, 2007).

Sobrepostos aos pacotes sedimentares silicilásticos da Fm. Piçarras, depositam-se discordantemente os sedimentos da Fm. Itapema. Esta, segundo Moreira *et al.* (2007), é representada por *grainstones* a bivalves (coquinas), *wackestones* e *packstones* bioclásticos, folhelhos carbonáticos e folhelhos escuros, ricos em matéria orgânica.

A sequência barremiana (andares Aratu, Buracica e Jiquiá), composta pelas formações Piçarras e Itapema, é constituída por sedimentos essencialmente continentais. O principal período de deformação da fase rifte ocorreu durante a deposição dessa sequência. A deformação, segundo estes autores, foi concentrada nas porções crustais superiores, com a formação de sistemas de falhas com ângulo de caimento menor que o das falhas que afetavam os basaltos da Fm. Camboriú (ANP/LEBAC, 2003).

Ainda sob influência dos processos da fase rifte (WRIGHT & BARNETT, 2015; BUCKLEY *et al.*, 2015), depositaram-se os sedimentos da parte inferior da Fm. Barra Velha. Buckley *et al.* (2015) destacam que na região do Alto do Pão de Açúcar (Figura 7), na Bacia de Santos, esses depósitos mostram uma proeminente geometria de cunha, podendo representar diferenças na taxa de movimentação das falhas que,

consequentemente, criam espaço de acomodação. Assim, os autores afirmam que isso pode significar um aumento na taxa de sedimentação na parte superior da Fm. Barra Velha quando comparada às formações Piçarras e Itapema.

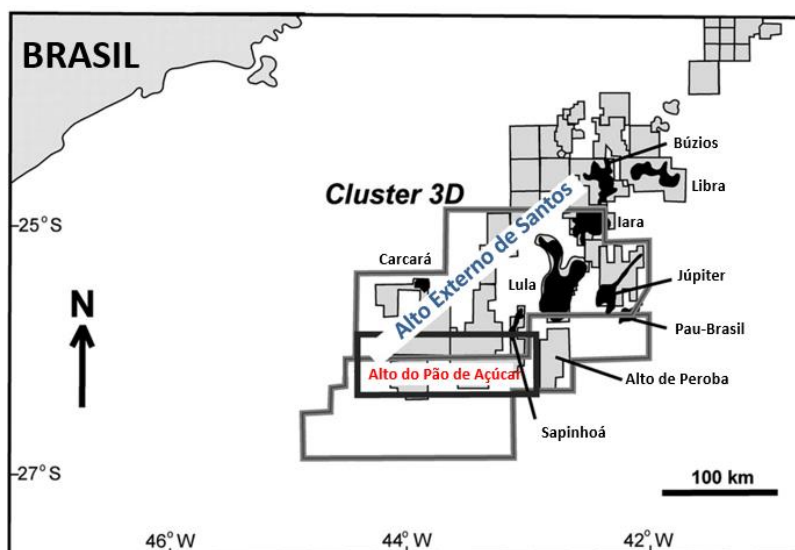


Figura 7: Localização do Alto do Pão de Açúcar. Fonte: adaptado de Buckley *et al.* (2015).

O limite superior da Fm. Piçarras com a parte inferior da Fm. Barra Velha é dado pela discordância pré-Alagoas (MOREIRA *et al.*, 2007). Karner (2000) afirma que tal discordância foi formada devido à resposta a uma regressão regional que culminou na erosão de blocos de falhas soerguidos. Dias (2005), por sua vez, aponta que esta descontinuidade teria sido ocasionada em virtude do deslocamento da deformação axial do sistema rifte. Segundo Moreira *et al.* (2007), a parte inferior da Fm. Barra Velha, cujos sedimentos foram depositados durante o andar local Alagoas inferior, é composta por calcários microbiais, estromatólitos e laminitos nas porções proximais e folhelhos nas porções distais. Segundo os autores, também ocorrem *grainstones* e *packstones* compostos por fragmentos dos estromatólitos e bioclastos (ostracodes) associados.

Acima desses depósitos, encontram-se os sedimentos da parte superior da Fm. Barra Velha que correspondem a calcários estromatolíticos e laminitos microbiais intercalados a folhelhos. Tal divisão entre dois segmentos – superior e inferior – da Fm. Barra Velha se deve à ocorrência da discordância intra-Alagoas. Tal descontinuidade, não apenas divide os depósitos sedimentares da Fm. Barra Velha (MOREIRA *et al.*, 2007), como também marca a transição de fases tectônicas distintas (WRIGHT & BARNETT, 2015). De acordo com Wright & Barnett (2015) e Buckley *et al.* (2015), a discordância intra-Alagoas separa a Fm. Barra Velha em uma parte inferior – afetada por um regime

tectônico característico de rifteamento, e em uma parte superior – inserida em um contexto de fase sag. Assim, a parte superior da Fm. Barra Velha foi depositada em um momento de maior quiescência tectônica, característico da fase sag. Tal fase de evolução tectônica é caracterizada pelo desenvolvimento de uma ampla depressão flexural termal da crosta continental, com atividades tectônicas escassas.

Papaterra (2010) afirma que a origem das bacias tipo sag estaria relacionada à compensação isostática devido ao estiramento na base da crosta. Entretanto, embora a fase sag sugira uma quiescência tectônica, vários autores indicam a presença de falhas afetando os pacotes sedimentares da parte superior da Fm. Barra Velha (KARNER & GAMBOA, 2007; BUCKLEY *et al.*, 2015; THOMPSON *et al.*, 2015). Faria *et al.* (2017), não apenas apontam para a presença de atividades de falhas normais na fase sag, que teriam ocorrido como resultado de reativação de falhas pré-existentes, mas também inferem que esta fase, na totalidade da Bacia de Santos, não corresponde a um período de quiescência tectônica. Karner & Gamboa (2007) afirmam que falhas extensionais afetando a fase sag se propagam até a base dos evaporitos, o que indicaria uma deformação extensional ocorrendo até o Aptiano Superior. Faria *et al.* (2017) acrescentam que esse fenômeno deformacional poderia ser explicado como o resultado de um deslocamento do eixo rifte em direção a porções mais distais da bacia, até o início da crosta oceânica, ou por movimentos de microblocos até o intra-Albiano. Dessa forma, os autores concluem que, apesar da quiescência tectônica prevalecer nas porções proximais da margem sem evidência de deformação, as porções mais distais do rifte permaneceram ativas localmente, sendo capazes de gerar continuamente pequenos movimentos de falhas. Nesse contexto, Buckley *et al.* (2015) destacam que em alguns pontos mais altos do Alto de Pão de Açúcar, na Bacia de Santos, a sequência sag era completamente ausente (Figura 8).

Szatmari & Milani (2016) afirmam que conforme o rifte foi se ampliando durante a deposição da sequência Barremiano-Aptiano do pré-sal, o vulcanismo basáltico ao longo do enxame de diques de Ponta Grossa e Namíbia continuou *offshore*, criando a crista de proto-Walvis. Esta feição foi de grande importância para barrar o rifte do Atlântico Sul central da abertura do oceano ao sul. Além disso, segundo os autores, a rotação no sentido horário de um bloco resistente até sua posição atual ao longo do limite sul da Bacia de Santos (ASLANIAN & MOULIN, 2013) podem ter contribuído para essa barreira. Szatmari & Milani (2016) acrescentam que como o rifte também foi barrado da

parte central do Oceano Atlântico no Noroeste, onde a margem equatorial ainda não havia sido rifteada, uma bacia rifte endorreica foi formada. Na porção sul mais ampla dessa bacia, no Platô de São Paulo, foram depositados, intercalados com derrames basálticos, carbonatos lacustres e argilas de magnésio (Mg) em lagos muito alcalinos e rasos.

A cadeia de Rio Grande-Walvis (Figura 9) desempenhou papel fundamental nessa fase de desenvolvimento da bacia ao atuar como uma barreira à comunicação entre o Oceano e o então golfo Brasil-África (KARNER & GAMBOA, 2007). Desta forma, havia um impedimento à livre circulação de águas marinhas. Como consequência do influxo controlado de água associado às altas taxas de evaporação decorrentes do clima seco e quente durante desse período, ocorreu a deposição de uma espessa sequência evaporítica.

Deste modo, sobre a Fm. Barra Velha, durante o Neoptiano (andar local Alagoas Superior), depositaram-se os evaporitos da Fm. Ariri. Esta formação consiste em espessos pacotes de halita e anidrita, embora também ocorram sais mais solúveis como taquidrita, carnalita e silvinita (MOREIRA *et al.*, 2007). Segundo Dias (1998), o tempo estimado de deposição para os evaporitos é de 0,7 a 1 Ma.

Szatmari & Milani (2016) afirmam que assim como os carbonatos lacustres, os evaporitos também atingiram sua maior espessura sobre derrames basálticos do Platô de São Paulo, especialmente na sua porção sul, que corresponde à Bacia de Santos. Os autores ainda destacam que tanto a espessura como a largura do corpo de sal aumentam para o sul, atingindo, respectivamente, 1 e 2 km e cerca de 700 km na Bacia de Santos perto do extremo sul do Platô de São Paulo. Dessa forma, para depositar grandes espessuras de evaporitos a taxas muito altas em um curto espaço de tempo, Szatmari & Milani (2016) afirmam que o acentuado e contínuo processo de subsidência capaz de gerar a depressão profunda na qual o sal foi depositado também teria que ter sido possibilitado por rifteamento.

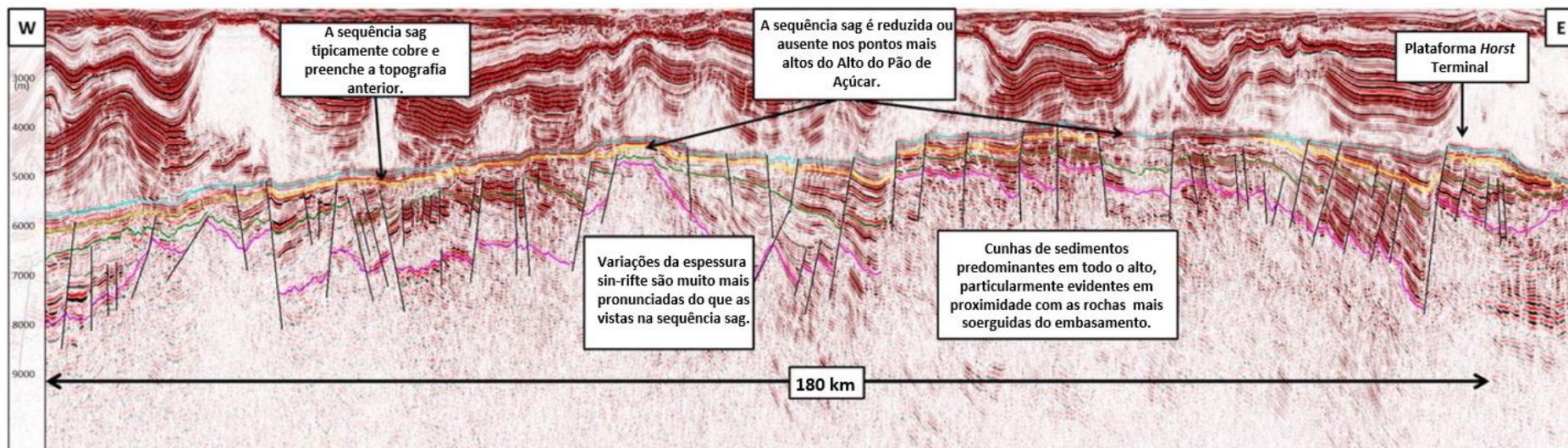


Figura 8: Seção sísmica de oeste a leste, através da área do Alto do Pão de Açúcar, ilustrando as principais estruturas e divisões estratigráficas. Horizontes: base sinrifte (magenta); intra-sinrifte (verde); base sag (amarelo); base do sal (azul). Fonte: adaptado de Buckley *et al.* (2015)

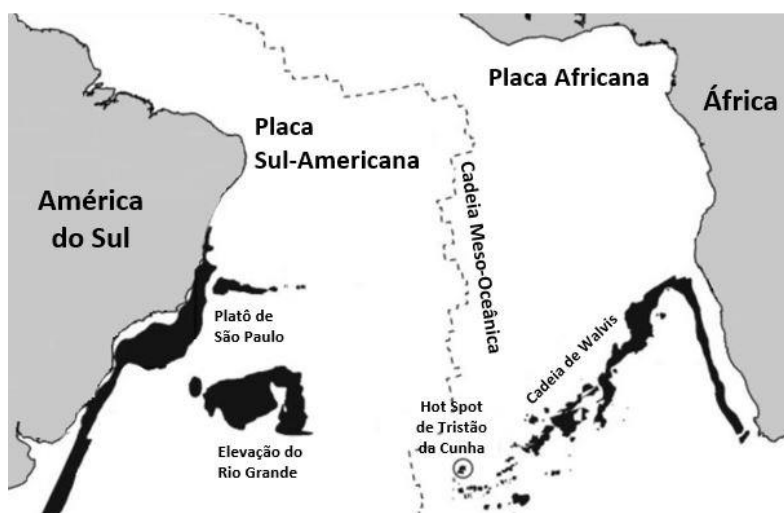


Figura 9: Mapa esquemático mostrando a configuração atual dos principais elementos estruturais relacionados com a abertura do Atlântico Sul: Elevação do Rio Grande, Cadeia de Walvis e Pluma de Tristão da Cunha. Também é possível observar a feição do Platô de São Paulo. Fonte: adaptado de Schimmel *et al.* (2003).

No final do Aptiano, a rotação no sentido horário da América do Sul deu lugar ao seu movimento para oeste ao longo das zonas de fratura Romanche, Chain e Saint Paul. Com isto, esse movimento continuado para oeste dividiu a bacia de sal entre as margens africana e sul-americana, com um *ridge jump*, permitindo que a Bacia de Santos permanecesse no lado brasileiro da abertura do Atlântico Sul (SZATMARI & MILANI, 2016). Desta forma, a bacia endorreica foi invadida pelo mar, instalando definitivamente o ambiente marinho ao longo das bacias da margem passiva.

Assim, a fase de margem passiva (ou drifte) da Bacia de Santos, que se sobrepõe à sessão evaporítica, consiste em sedimentos marinhos depositados do Albiano ao recente, correspondentes aos grupos Camburi, Frade e Itamambuca. Esta fase, que está associada à subsidência térmica e ao tectonismo adiastrófico, apresenta suas formações fortemente afetadas pela tectônica do sal subjacente (PETERSOHN, 2013). Antes da descoberta dos carbonatos do pré-sal em águas profundas a ultraprofundas, os turbiditos da fase de margem passiva em águas rasas representavam os principais plays da Bacia de Santos.

2.3. Sistema petrolífero do pré-sal

Magoon & Dow (1994) consolidaram o conceito de sistema petrolífero como um sistema natural que agrupa os elementos e processos essenciais para formação de uma acumulação e preservação de hidrocarbonetos. Um sistema petrolífero ativo compreende a existência e o funcionamento síncronos de dois fenômenos geológicos dependentes do tempo (migração e sincronismo) e de quatro elementos (rochas geradoras maduras, rochas-reservatório, rochas selantes e trapas) (MILANI *et al.*, 2001). A ocorrência de todos esses parâmetros e a sincronia deles é determinante para que a geração e exploração de hidrocarbonetos seja viabilizada em uma bacia.

O sistema petrolífero da seção pré-sal na Bacia de Santos consiste de folhelhos lacustres ricos em matéria orgânica de idade neobarremiana/eoaptiana das formações Piçarras e Itapema, depositados na fase rifte. Os reservatórios são carbonáticos e compostos por “microbialitos” da Fm. Barra Velha e coquinas barremianas da Fm. Itapema (MOREIRA *et al.*, 2007). Os reservatórios “microbialíticos” consistem muitas vezes de uma camada basal de idade eoaptiana associada à fase rifte e outra neo-aptiana depositada na fase sag da bacia (ZALÁN, 2016). As principais trapas estão associadas aos altos estruturais do embasamento que foram gerados no início da fase rifte. Também nessa fase foram criadas as falhas responsáveis pela migração dos hidrocarbonetos. O selo corresponde ao pacote evaporítico neo-aptiano/eoalbiano da Fm. Ariri, cuja espessura pode atingir mais de 2.000 m.

É relevante ressaltar que os evaporitos da Fm. Ariri desempenham um papel de destaque para a existência do *play* pré-sal não apenas pelas suas excelentes propriedades selantes. Outro fator importante, dada a profundidade em que a rocha-geradora e os reservatórios do pré-sal se encontram, consiste na alta condutividade térmica dos evaporitos. Tal propriedade permite a transferência de calor do topo dos reservatórios para porções mais rasas, possibilitando retardar o craqueamento térmico dos hidrocarbonetos em grandes profundidades na bacia (MELLO *et al.*, 1995).

Szatmari & Milani (2016) também apontam que existe um aumento da ocorrência das reservas de petróleo à sul do rifte do Atlântico Sul, em especial na Bacia de Santos. De acordo com os autores, as principais razões para isso são: o aumento da quantidade de rochas geradoras para o sul com o alargamento e o aprofundamento do rifte; a ocorrência de diques vulcânicos isolando a bacia endorreica do mar mais ao sul; a atividade ígnea

acompanhada pela liberação maciça de CO_2 derivado do manto nos reservatórios do pré-sal, resultando em lixiviação profunda, porosidades e permeabilidades elevadas.

Além disso, os principais *leads* do pré-sal encontram-se na região conhecida como Alto Externo (CARMINATTI *et al.*, 2008). Isso se justifica pelo posicionamento distal dessa região que favoreceu elevadas taxas de sedimentação carbonática durante o Aptiano, formando os reservatórios das formações Itapema e Barra Velha. Tais formações serão abordadas com maior nível de detalhamento a seguir.

2.4. Formação Barra Velha

A Fm. Barra Velha, depositada durante o Aptiano, ocorre sobre os sedimentos da Fm. Itapema e está sotoposta à Fm. Ariri. Como explicitado previamente, a Fm. Barra Velha pode ser dividida, com base na discordância intra-Alagoas, em uma parte inferior, que representa os carbonatos do rifte superior, e uma parte superior, que constitui os carbonatos da fase sag (WRIGHT & BARNETT, 2015; BUCKLEY *et al.*, 2015). Wright & Barnett (2015) afirmam que a espessura desta formação varia significativamente ao longo da Bacia de Santos, desde mais de 500 m a menos de 55 m nos altos de blocos de falhas, onde ela pode estar localmente ausente. Tal formação representa o principal reservatório do pré-sal da Bacia de Santos (SZATMARI & MILANI, 2016).

Devido ao seu enorme potencial exploratório, grande ênfase tem sido dada à Fm. Barra Velha na literatura recente, visando elucidar inúmeros aspectos desafiantes e ainda incertos de sua evolução, tais como: ambiente deposicional, influência microbiana na formação de suas rochas e tipos de fácies.

O ambiente deposicional da Fm. Barra Velha, tem sido alvo de inúmeras discussões desde o início dos anos 2000. Inicialmente, Dias (2005) atribuiu um ambiente deposicional marinho como contexto para a deposição dos carbonatos da Fm. Macabu (WINTER *et al.*, 2007), Bacia de Campos, que é correlacionável à Fm. Barra Velha (MOREIRA *et al.*, 2007). Em seguida, Moreira *et al.* (2007), Carminatti *et al.* (2008), Formigli *et al.* (2009) e Gomes *et al.* (2009) sugeriram um ambiente deposicional transicional, sob influência marinha, para os depósitos da Fm. Barra Velha. Todavia, a influência marinha nos depósitos desta formação foi contestada por Wright & Barnett (2015), Muniz & Bosence (2015), Tedeschi (2017), Pietzsch *et al.* (2018) e Silva (2018).

O descarte da influência marinha no tipo de ambiente deposicional representa um importante marco para a compreensão do sistema deposicional da Fm. Barra Velha, uma vez que carbonatos marinhos contrastam fortemente dos lacustres. Em ambientes marinhos os principais controles nas condições genéticas e em aspectos como arquitetura estratal, geometria sísmica, fácies e potencial diagenético são a idade (MOORE, 2001; HERLINGER *et al.*, 2017), o clima, o tipo de fábrica carbonática e mudanças no nível do mar (WILLIAMS *et al.*, 2011; WRIGHT & RODRIGUEZ, 2018). Já a deposição de carbonatos lacustres, se mostra muito mais complexa, sendo controlada por inúmeros fatores como: *input* sedimentar, variações de temperatura, fatores hidrológicos refletindo a interação do clima local, tectônica, geologia de captação e química da água (HERLINGER *et al.*, 2017; WRIGHT & RODRIGUEZ, 2018). Este último fator desempenha um papel importante em ambientes lacustres devido ao controle que impõe em vários processos, incluindo o desenvolvimento de comunidades microbiais, precipitação de minerais de argila e precipitação abiótica de carbonatos (POZO & CASAS, 1999; WRIGHT & BARNETT, 2015; HERLINGER *et al.*, 2017).

Wright & Barnett (2015), a partir de descrições sedimentológicas e mineralógicas, afirmaram que até o momento nenhuma das evidências por eles encontrada apoiava uma origem marinha. Ao contrário: a ausência de fósseis marinhos – como foraminíferos de miliólidos, a presença de ostracodes não-marinhos com ampla tolerância à salinidade e a ausência de minerais de sulfato como a gipsita e a anidrita, suportavam uma origem lacustre para o ambiente deposicional da Fm. Barra Velha. Outros trabalhos também reforçaram o caráter lacustre desta formação. Tedeschi (2017), com base em dados do $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ forneceu fortes evidências que apoiam a ideia de um ambiente deposicional lacustre, descartando a possibilidade de uma incursão direta da água do mar. Pietzsch *et al.* (2018) também não encontraram indicadores marinhos em suas análises, apenas ostracodes que constituem o grupo não-marinho.

Wright & Barnett (2015) afirmam que, apesar da incerteza sobre as condições químicas exatas que produzem os sedimentos da Fm. Barra Velha, pode ser inferido que os lagos da formação eram hiper-alcalinos e propensos à evaporação. Isso se justifica pela forte presença de argilas ricas em magnésio, como a estevensita, que se formam apenas em condições de elevado pH (> 10). Os autores acrescentam que a presença desses minerais de argila e a ausência de evaporitos marinhos mais típicos, são características de lagos que drenam terrenos ígneos básicos, como os que cercam a Fm. Barra Velha. Além

disso, Wright & Barnett (2017) identificaram possíveis tendências nos dados isotópicos de carbono e oxigênio da Fm. Barra Velha, comparáveis aos de lagos do Quaternário no rifte do leste-africano, que suportam ainda mais a afirmação de lagos rasos e evaporíticos para a Fm. Barra Velha. Assim, com base em um vasto acervo de dados, Wright & Barnett (2015, 2017) apresentam um modelo de ambiente deposicional de um lago evaporítico raso, extenso e hiper-alcálico que drena terrenos ígneos básicos.

Outro modelo deposicional sugerido com base em geometrias sísmicas é o de uma plataforma carbonática lacustre (BUCKLEY *et al.*, 2015; FARIA *et al.*, 2017). Tal modelo também é adotado por autores como Kattah & Balabekov (2015) e Kattah (2017).

Buckley *et al.* (2015) afirmam que os modelos publicados para carbonatos lacustres se concentram em três locais principais para o acúmulo de *build-ups in situ*: biohermas⁸/bioestromas⁹ de margens de lagos; biohermas/bioestromas de fundo de lago raso; *build-ups* alimentados por fontes (termais ou hidrotermais). Eles explicam que os *build-ups* agradacionais interpretados no estudo da margem leste da plataforma do Alto do Pão de Açúcar, na Bacia de Santos, são mais semelhantes à *mounds*/biohermas sedimentares (BASKIN *et al.*, 2013). Buckley *et al.* (2015) indicam que a superfície superior relativamente plana à plataforma e a espessura consistente do cinturão de fácies agradacionais marginais antes do colapso sugerem uma origem subaquática, sendo restringida por um nível anterior do lago. Além disso, a erosão da margem oriental do Alto do Pão de Açúcar e a redeposição de sedimentos da margem para a bacia parecem correlacionar-se com um espessamento de estratos na bacia, o que atesta um aumento na produção carbonática sobre a acomodação nessa margem. Os autores ainda destacam que a interpretação sísmica de estratos de acumulação carbonática sobre e ao redor do Alto do Pão de Açúcar apresenta muitas das características morfológicas de plataformas carbonáticas desenvolvidas em ambientes marinhos, ou seja: uma estrutura *flat-topped*, uma margem distinta com *build-ups* agradacionais localizados e um declive acentuado com algumas cicatrizes erosivas e sedimentos redepositados. Todavia, eles concordam

⁸ Estrutura sedimentar de crescimento recifal, em montículos, em lentes ou dômica desenvolvida *in situ* por organismos como corais, algas, moluscos, gastrópodes, espongiários com ocorrências também em estromatólitos (WINGE *et al.*, 2001 – 2019b). Fonte: Glossário Geológico Ilustrado. Disponível em <<http://sigep.cprm.gov.br/glossario/>>

⁹ Estrutura sedimentar de crescimento recifal em forma de camada, constituída, essencialmente, por restos de seres vivos sedentários, distinta de um bioherma que tem forma lenticular (WINGE *et al.*, 2001 – 2019a). Fonte: Glossário Geológico Ilustrado. Disponível em <<http://sigep.cprm.gov.br/glossario/>>

com os indícios prévios de que o ambiente deposicional da Fm. Barra Velha é lacustre. Deste modo, os autores apontam para um modelo deposicional de plataforma carbonática lacustre. Eles ainda ressaltam que estruturas desse tipo, semelhantes às encontradas no pré-sal, são desconhecidas na literatura de outros sistemas lacustres antigos ou modernos.

Da mesma forma que Buckley *et al.* (2015), Faria *et al.* (2017) também detectaram a presença de plataformas carbonáticas na Bacia de Santos, semelhantes à de sistemas marinhos (WRIGHT & RODRIGUEZ, 2018). Faria *et al.* (2017) visavam testar diferentes cenários deposicionais para uma plataforma carbonática lacustre, realizando uma modelagem sedimentológica-estratigráfica para os carbonatos da Fm. Barra Velha. Os autores afirmam que, de acordo com o modelo que melhor reproduziu a plataforma carbonática lacustre, os principais parâmetros ambientais que controlam a deposição são a taxa de deposição dos carbonatos e a oscilação no nível do lago. A taxa de deposição carbonática seria o parâmetro mais importante para determinar a espessura final da plataforma. Já a oscilação no nível do lago seria eficaz para definir a geração do espaço de acomodação para a deposição dos carbonatos, controlando de forma efetiva a distribuição lateral de fácies carbonáticas em resposta à imposição das condições climáticas.

Entretanto, Wright & Rodriguez (2018) revisam os aspectos controversos sobre os depósitos da Fm. Barra Velha e refutam o modelo deposicional de plataforma carbonática lacustre com base em dados sísmicos, isotópicos e petrográficos. Os autores listam as principais diferenças entre carbonatos lacustres e marinhos e revisitam os aspectos apontados previamente por Wright & Barnett (2015, 2017) que comprovam um ambiente deposicional lacustre, evaporítico, hiper-alcálico e raso. Wright & Rodriguez (2018) dão especial atenção aos aspectos sísmicos que têm sido levantados por outros autores (BUCKLEY *et al.*, 2015; FARIA *et al.*, 2017) para justificar uma possível configuração deposicional de plataforma carbonática lacustre.

Inicialmente, Wright & Rodriguez (2018) destacam um relevante aspecto: que se plataformas carbonáticas lacustres tivessem se desenvolvido e crescido, assim como os equivalentes marinhos, seria necessária uma fábrica carbonática com difusividade limitada (WILLIAMS *et al.*, 2011). No entanto, eles afirmam que não existem evidências de qualquer fábrica microbiana nos carbonatos da Fm. Barra Velha. Posteriormente, os autores afirmam que a discriminação entre *build-ups* carbonáticos e outras feições

similares pode ser facilitada a partir do uso de um fluxo de trabalho proposto por Burgess *et al.* (2013) e apresentam uma forma mais simplificada dessa abordagem. Eles destacam que as ilustrações fornecidas por Faria *et al.* (2017) para justificar a presença de uma plataforma carbonática lacustre não atendem aos critérios do modelo de Burgess *et al.* (2013) e nem da abordagem mais simples. Similarmente, nenhuma das descobertas analisadas por Wright & Rodriguez (2018) usando os conjuntos de dados sísmicos 2D teria atendido aos critérios para uma plataforma carbonática.

Ainda de acordo com Wright & Rodriguez (2018), um importante aspecto observado na interpretação sísmica foi um achatamento na base da sequência evaporítica. Além disso, o caráter sísmico distintivo da Fm. Barra Velha teria sido visto como extensivo e relativamente uniforme em ambos os altos e baixos atuais. Isto, juntamente com outras observações feitas usando o *display* achatado (*flattened display*), teriam apoiado amplamente o modelo do lago de águas rasas defendido por eles. Por fim, Wright & Rodriguez (2018) dizem que também existem evidências sísmicas de *onlap* interno, sugerindo um tectonismo local, que poderia explicar o extenso retrabalhamento dos carbonatos e possíveis fácies de fan-deltas e *grainstones* porosos.

Por sua vez, Pietzsch *et al.* (2018) construíram um modelo conceitual simplificado para representar a geologia e a hidrologia lacustre durante a deposição de sedimentos da Fm. Barra Velha (Figura 10). A integração das observações com os modelos numéricos apontou para uma mudança de fluxos de água com o tempo. Isto sugere que a formação dos depósitos foi ficando restrita a um lago com águas progressivamente mais evaporíticas e alcalinas, corroborando o modelo deposicional apresentado por Wright & Barnett (2015).

Pietzsch *et al.* (2018) também destacam que as evidências de atividade hidrotermal na Bacia de Campos poderiam sugerir que o mesmo tivesse ocorrido na Bacia de Santos, conforme trabalho de Souza *et al.* (2018) que fornece um suporte para a origem hidrotermal dos carbonatos na Fm. Barra Velha. Entretanto, considerando que tenha ocorrido atividade hidrotermal, os autores dizem que não se pode afirmar que todos os depósitos estudados representam *build-ups* carbonáticos associados a falhas. Em vez disso, eles visam mostrar que a recarga de água do subsolo para o lago provavelmente ocorreu através de canais (condutos) espalhados pelo fundo do lago e que a infiltração não necessariamente é ligada a eles. Dessa forma, em algumas áreas, *build-ups*

relacionados a falhas poderiam ter se formado, mas longe de zonas falhadas esses fluidos simplesmente teriam se misturado com o corpo principal de água, contribuindo para a composição química e isotópica das rochas carbonáticas.

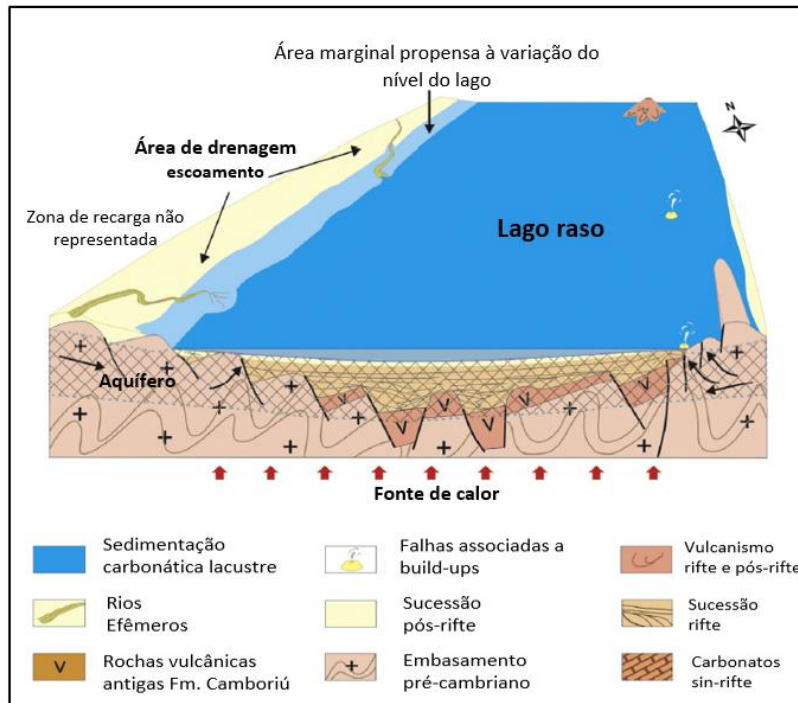


Figura 10: Modelo conceitual simplificado ilustrando a geologia geral e a hidrologia do ambiente no momento de deposição da Fm. Barra Velha. Um lago endorreico, mais raso é considerado. Longas setas negras indicam infiltração de lençóis freáticos na bacia lacustre. Setas vermelhas grossas abaixo representam calor geotérmico, o qual é assumido que diminui da fase rifte para a sag. Áreas hachuradas propõem a presença de aquíferos em relação à bacia lacustre, fluindo principalmente através do embasamento cristalino fraturado (Fonte: adaptado de PIETZSCH *et al.*, 2018).

Pietzsch *et al.* (2018) ainda acrescentam que os dados de $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ determinados nas amostras analisadas indicam que as fontes vulcânicas provavelmente não eram a única fonte para o lago. Eles propõem que rochas félsicas do subsolo e/ou material aluvial derivado dele poderiam ter contribuído como fontes de íons para a composição das águas subterrâneas, como sugerido por Tedeschi (2017). Os dados dos isótopos de estrôncio também seriam uma evidência de que o lago teria evoluído por um longo tempo completamente desconectado dos oceanos. Assim, este seria basicamente controlado pelas áreas de captação e entradas do sistema de recarga de subsuperfície, que contribuíram em diferentes proporções um ao outro em relação ao tempo, até que o oceano finalmente tivesse alguma influência sobre a sedimentação continental.

Depois dos vários trabalhos listados que apontam para a ausência de influência marinha nos depósitos lacustres do pré-sal, Tutolo & Tosca (2018) retomam o tema para discussão. Os autores utilizam informações inferidas a partir de características mineralógicas e geoquímicas reportadas para a Fm. Barra Velha, a fim de executar um conjunto de experimentos laboratoriais. Com isso, eles procuram realizar a quantificação dos processos de sedimentação química alcalina. Nesse estudo, eles concluem que o pH necessário para a precipitação dos esferulitos (pH ~ 10,2) foi mantido por altas concentrações de cátions alcalinos. Estes, que são típicos de rochas félsicas intermediárias, como Na⁺ e K⁺, implicariam em um mínimo de envolvimento de água do mar no pré-sal, visto que tais ânions são típicos deste tipo de ambiente.

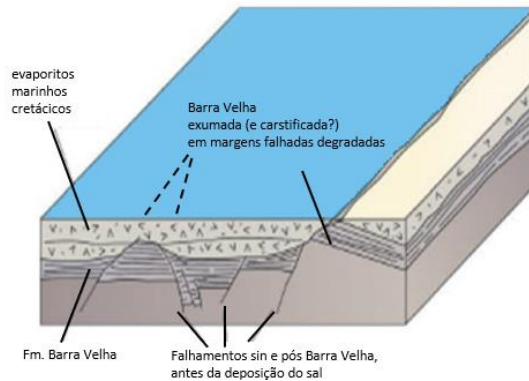
Portanto, é possível notar que ainda não existe um consenso acerca do tipo de ambiente deposicional da Fm. Barra Velha. A todo momento novos estudos são apresentados trazendo novas contribuições, ora para refutar algo apresentado previamente, ora para somar informações. Porém, alguns estudos fornecem um acervo mais completo de evidências. Wright & Barnett (2015, 2017) e Wright & Rodriguez (2018) apresentam um modelo deposicional (Figura 11) baseado em grande volume e variedade de dados da Bacia de Santos, que compreendem amostras petrográficas, dados isotópicos e de perfis de poços, lâminas e seções sísmicas. Além disso, os autores apresentam fortes evidências que corroboram o modelo deposicional por eles proposto, cujos aspectos como a alta alcalinidade e a ausência de influência marinha também são observados por outros autores (MUNIZ & BOSENCE, 2015; WRIGHT & TOSCA, 2016; TEDESCHI *et al.*, 2017; PIETZSCH *et al.*, 2018; SILVA, 2018).

Outro aspecto que gera discussão sobre a Fm. Barra Velha é a natureza de seus carbonatos. O uso do termo “microbialitos” é quase unanimidade nos trabalhos que se referem, de forma geral, às rochas carbonáticas da Fm. Barra Velha. Segundo Burne & Moore (1987), microbialitos são “depósitos organo-sedimentares formados por meio de processos de aprisionamento e adesão de sedimentos detríticos por parte de comunidades microbianas bentônicas e/ou em função de precipitação *in loco* no interior dessas comunidades”. A existência dos reservatórios de origem microbial foi reportada para o pré-sal da Bacia de Santos por Carminatti *et al.* (2008) e Carminatti *et al.* (2009), e suas texturas classificadas por Terra *et al.* (2010).



Barra Velha representa um sistema deposicional de lago raso

e



O relevo é devido a falhamentos pós (e alguns sin) Barra Velha +/- erosão

Figura 11: Modelo deposicional proposto por Wright & Barnett (2015) e Wright & Rodriguez (2018) de um lago evaporítico hiper-alcalino, raso e conectado, onde o relevo sísmico teria ocorrido devido a falhas sin- e pós-deposicionais (adaptado de WRIGHT & RODRIGUEZ, 2018).

Terra *et al.* (2010) descreveram uma extensa variedade de fácies carbonáticas encontradas em bacias brasileiras, visando abranger principalmente as rochas do pré-sal. Eles classificaram tais rochas a partir de uma sinergia de diversas classificações clássicas existentes (DUNHAM, 1962 e EMBRY & KLOVAN, 1971), adaptando ou modificando alguns termos, além de introduzirem novas denominações. Assim, Terra *et al.* (2010) dividiram as rochas carbonáticas analisadas em quatro grupos: 1) elementos não ligados durante a deposição: *mudstone*, *wackestone*, *packstone*, *grainstone*, *floatstone*, *rudstone*, bioacumulado e brecha; 2) elementos ligados durante a formação ou *in situ*: *boundstone*, estromatólito, estromatólito arborescente, estromatólito arbustiforme, estromatólito dendriforme, trombólito, dendrolito, leiólito, esferulítico, travertino e tufa; 3) elementos ligados ou não durante a formação: laminito, laminito liso e laminito crenulado; 4) textura deposicional irreconhecível: calcário cristalino e dolomito.

Tais classificações consideraram uma forte influência microbialítica na origem destas rochas carbonáticas. Terra *et al.* (2010), por exemplo, reportaram a presença de estromatólitos arborescentes (*shrubs*) e texturas esferulíticas, as quais classificaram considerando que são de origem microbial. Assim, os carbonatos da Fm. Barra Velha são

informalmente denominados de “microbialitos” ou “microbialitos do pré-sal” (WRIGHT & BARNETT, 2015).

Contudo, Wright & Barnett (2015), ao realizarem a análise de 1.400 m de testemunhos e 3.400 lâminas na Fm. Barra Velha de vários poços para a determinação de suas principais fácies, constataram que evidências macro e microscópicas de processos microbiais produzindo os carbonatos nesta formação são raras. De acordo com os autores, elas representam menos de 1% da espessura dos depósitos sedimentares. Muniz & Bosence (2015), ao se referirem aos reservatórios da Fm. Macabu, correlata à Fm. Barra Velha, mencionam que eles são “parcialmente microbialíticos”. Herlinger *et al.* (2017) adotam a proposição de Wright & Barnett (2015) e afirmam que a maior parte dos depósitos carbonáticos da Fm. Macabu foi quimicamente precipitada.

Wright & Barnett (2015) sugerem que a aplicação de modelos de fácies baseados em análogos modernos e antigos de depósitos microbialíticos pode ser equivocada. Assim, os autores recomendam cautela com o tema. Pois, embora atualmente não haja evidências diretas do papel dos processos microbiais na formação das texturas dominantes na Fm. Barra Velha, seria inadequado excluir qualquer influência microbialítica. Wright & Rodriguez (2018), por exemplo, mencionam que nos 10 m mais altos da Fm. Barra Velha, em toda a Bacia de Santos, há uma série de nove picos no perfil de raios gama chamados de Marco Lula. Estes representariam ciclos de *shallowing-upwards* que, incomumente, contêm algumas texturas microbiais.

Entretanto, Wright & Barnett (2015) afirmam que devido à ocorrência extremamente rara de características microbiais, esta formação também não deveria ser considerada como fruto de origem microbial. Porém, cabe destacar que no caso dos estromatólitos (litologia frequentemente reportada na Fm. Barra Velha), eles raramente apresentam fósseis microbiais preservados, dificultando em alguns casos a identificação de sua origem biótica (GROTZINGER & ROTHMAN, 1996).

Silva (2018) acrescenta que é possível que os carbonatos da Fm. Barra Velha sejam resultado de atuação conjunta entre processos bióticos e abióticos, com eventual predominância de um processo sobre o outro. Assim, a origem dos carbonatos da Fm. Barra Velha constitui um tema polêmico, que permanece em constante discussão e se encontra distante de um consenso.

Em termos de fácies carbonáticas e modelos de fácies carbonáticas, Wright (2012) pontuou que, naquela época, os estudos que comportavam esses temas para carbonatos lacustres, em especial abordando microbialitos, encontravam-se em um estágio muito inicial. O autor propôs, então, revisar uma série de carbonatos microbiais lacustres afim de melhor compreender seus possíveis modos de formação, arquitetura, composição e diagênese. Ele sugeriu que as fácies poderiam ser divididas em quatro grupos principais: 1) *build-ups* carbonáticos controlados por atividade hidrotermal na borda de falhas de altos estruturais e isolados em altos locais; 2) fácies de sedimentação carbonática plataformal controlada por topografia e batimetria, apresentando caráter agradacional ou progradacional; 3) extensas plataformas carbonáticas formadas por tapetes microbiais que possuem arquitetura plano-paralela compostas por biohermas ou biostromas; 4) fácies carbonáticas ou siliciclásticas lamosas de fundo do lago. As Figuras 12 e 13 mostram a arquitetura interna e a posição dessas fácies em um ambiente lacustre.

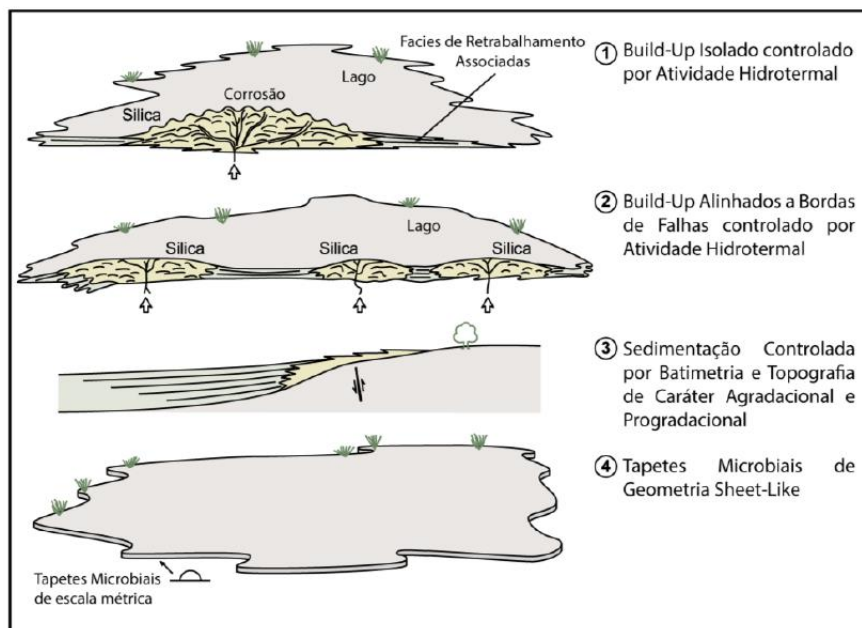


Figura 12: Arquitetura interna de fácies carbonáticas lacustres proposta por Wright (2012). Fonte: Ferreira (2018).

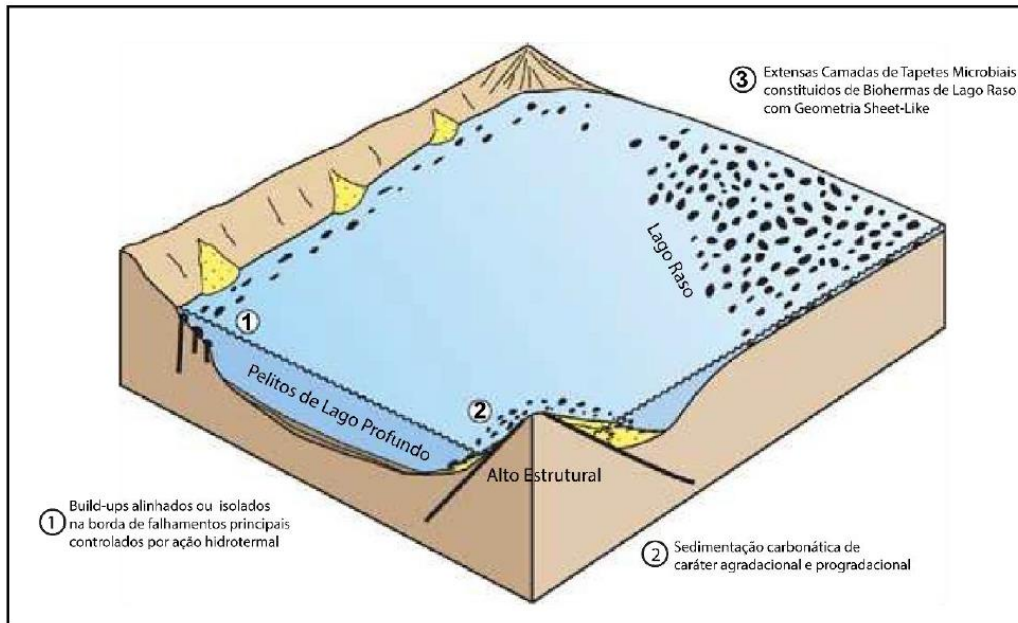


Figura 13: Modelo de posicionamento das fácies carbonáticas lacustres proposto por Wright (2012).

Fonte: Ferreira (2018).

Porta (2015) realizou uma revisão bibliográfica sobre sedimentação carbonática não-marinha, focando nos *build-ups* carbonáticos que formavam um relevo deposicional em ambientes subaquosos e subaéreos. Isto ocorreria devido à precipitação de carbonatos no local, através de processos físico-químicos e microbiais. O autor relatou que fácies de *build-ups* e tapetes microbiais são, normalmente, constituídas de *boundstones* ou *cementstones*. Já as fácies detríticas, lateralmente associadas à *build-ups* erodidos por ondas ou exposição subaérea, são compostas por pelóides, esferulitos ou intraclastos de estromatólitos e travertinos.

Todavia, apesar de trazerem importantes contribuições para os estudos posteriores, tanto o trabalho de Wright (2012) quanto o de Porta (2015) foram realizados com base em análogos, considerando uma significativa contribuição microbiana na formação dos carbonatos.

Em seguida, Wright & Barnett (2015) realizaram um amplo estudo, a partir da análise de testemunhos e lâminas, sobre as texturas e fácies da Fm. Barra Velha. Neste trabalho, os autores afirmaram que os carbonatos desta formação são bastante uniformes em sua composição, abrangendo três principais componentes e materiais detríticos derivados destes. Tais componentes são representados por: *shrubs*, lâminas fibrosas em escala milimétrica e esferulitos. Os *shrubs* são de tamanho milimétrico a centimétrico,

compostos de calcita fibrosa radial e ocorrem como uma estrutura única ou ramificada. Eles se dispõem em camadas, com crescimento predominantemente vertical e são intercalados com sedimentos mais finos, o que lhes confere uma aparência estratificada. Faria *et al.* (2017) afirmam que as unidades lamelares compostas por *shrubs* podem atingir escala métrica, formando *build-ups*. As lâminas fibrosas correspondem a lâminas de calcita fibrosa coalescida, consistindo em cristais alongados irradiados que produzem lâminas isópacas planas ou levemente onduladas. Já os esferulitos são compostos por esferas calcíticas fibro-irradiadas. Tal estrutura os diferencia dos oóides clássicos, que são raros na Fm. Barra Velha.

Wright & Barnett (2015) identificaram nas amostras analisadas distintos ciclotemas com 0,75-5 m de espessura. Portanto, os carbonatos foram, em parte, organizados ciclicamente em ciclotemas simétricos e assimétricos em escala de subdecâmetros, que exibem três fácies principais (Figura 14). A Fácies 1 consiste predominantemente de *shrubs in situ*. A Fácies 2 é dominada por esferulitos e forma uma grande proporção da sucessão da Fm. Barra Velha. Ela está associada a *shrubs* menores, tipicamente fragmentados, esferulitos fragmentados e carbonatos detríticos de tamanho sílica a mais fino. Tais esferulitos apresentam evidências de que foram formados em uma matriz de silicatos de magnésio, estando associados à presença de estevensita. A Fácies 3 consiste em carbonatos laminados, compostos de fragmentos de esferulitos e *shrubs* de tamanho areia muito fina a silte como matrizes em *packstones*, porém mais comumente em texturas *wackestone* a *calcimudstone*. Os grãos associados incluem restos de peixes e ostracodes não-marinhos e a silicificação é uma característica comum nesta fácies.

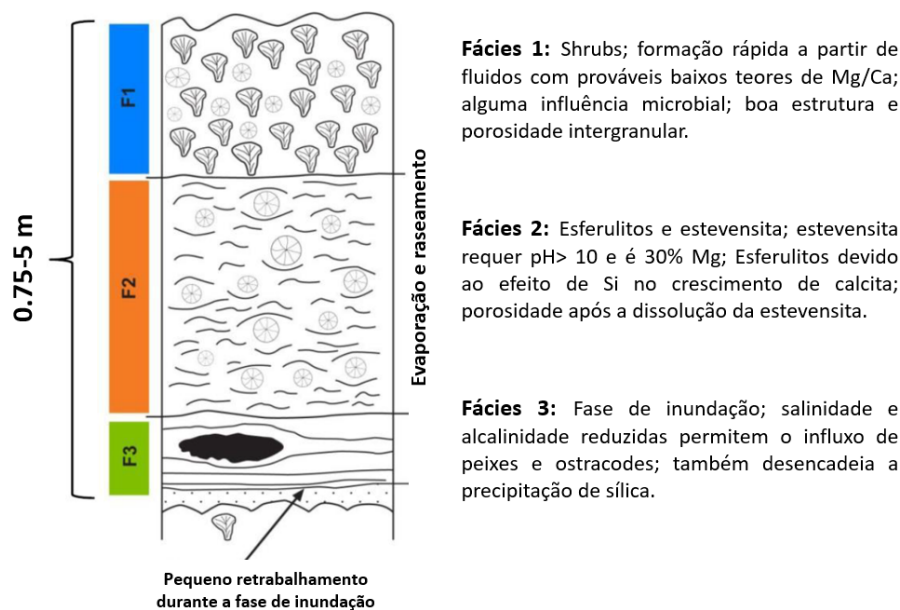


Figura 14: Ciclotema esquemático para a Fm. Barra Velha proposto por Wright & Barnett (2015).

Wright & Barnett (2015) estabelecem uma relação entre essas três fácies e a evolução do ambiente deposicional, procurando determinar o contexto em que cada litologia foi preferencialmente depositada. A Fácies 3, composta por laminitos, teria se acumulado em algum ambiente protegido ou provavelmente abaixo da base da onda. Porém, por exibir, às vezes, fissuras por dessecação, sugeriu-se que sua origem foi em águas relativamente rasas, mas mais profundas que as das demais fácies. Além disso, esta fácies representaria eventos pluviais de curta duração, que ocasionavam expansão e aprofundamento dos lagos rasos. Esta assimilação se deve à presença de restos fosfatados indeterminados, ostracodes não-marinhos e peixes. A ocorrência destes dois últimos elementos sugere que o lago se tornou menos hostil e fresco o suficiente para permitir a colonização das espécies. Wright & Barnett (2015) afirmam que a mudança para a Fácies 2 deve ter acarretado um aumento na taxa de evaporação para produzir águas altamente saturadas e alcalinas, gerando uma mudança significativa no pH. Assim, ao produzir águas super-saturadas e alcalinas, a evaporação funcionou como um gatilho para a precipitação de silicatos de magnésio, inicialmente como géis. Segundo Wright & Rodriguez (2018), os esferulitos parecem ter, pelo menos em parte, crescido dentro desses géis de silicato, posteriormente transformados em argila estevensítica. Silva (2018), ao analisar amostras da Fm. Barra Velha, também reporta a ocorrência de esferulitos frequentemente associados a géis de sílica. Wright & Barnett (2015) seguem explicando que, à medida que a taxa de precipitação do gel diminuía ou cessava, os cristais de calcita

se desenvolviam e cresciam na coluna de água, embora mantivessem alguma evidência da antiga presença de alguns silicatos de Mg. A redução da precipitação do gel permitia o crescimento rápido de estruturas de *shrubs* de cristais calcíticos a partir do crescimento assimétrico de esferulitos nas águas do lago. Os *shrubs* cristalinos encontrados assemelham-se àqueles produzidos abioticamente em travertinos modernos. Porém, Wright & Barnett (2015) destacam que faltam evidências de uma origem ligada a fontes hidrotermais: as semelhanças com as texturas de travertinos são consideradas simplesmente refletindo a precipitação rápida de soluções altamente saturadas. O retrabalho físico desses sedimentos teria, então, levado à dispersão dos géis e à concentração de componentes carbonáticos detríticos. A relação entre essas fácies pode ser observada na Figura 15.

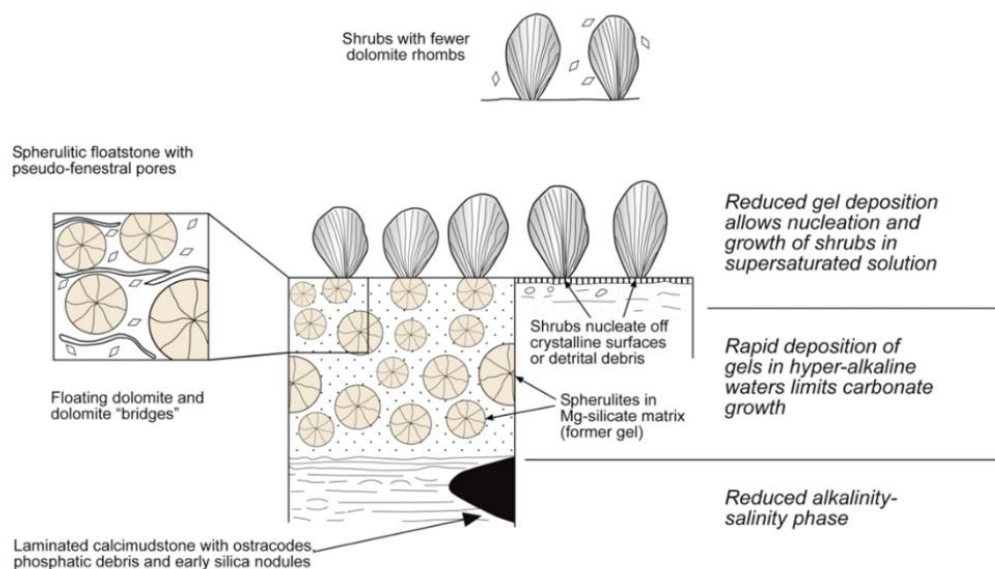


Figura 15: Modelo para explicar as relações entre os três principais tipos e componentes de fácies na Formação Barra Velha (Fonte: WRIGHT & BARNETT, 2015).

Wright & Barnett (2015) acrescentam que os *shrubs* e esferulitos podem ser retrabalhados em uma variedade de diferentes texturas. Enquanto os produtos mais finos do retrabalhamento estão associados às fácies lamosas, as mais grossas consistem em *grainstones* bem selecionados. Wright & Rodriguez (2018) ressaltam que as melhores fácies de reservatório correspondem aos *shrubs in situ* (Fácies 1) e acrescentam que os *grainstones* bem selecionados também podem constituir bons reservatórios. Além disso, Tosca & Wright (2015) destacam que a formação e subsequente dissolução das argilas estevensíticas representa um fator crucial na produção de reservatórios com boa qualidade.

Muniz & Bosence (2015) realizaram um estudo para analisar as fácies relacionadas aos depósitos carbonáticos do andar Alagoas do pré-sal brasileiro. Este estudo teve como objeto de análise as rochas carbonáticas da Fm. Macabu na Bacia de Campos, que é correlata à Fm. Barra Velha, na Bacia de Santos (MOREIRA et al., 2007). Os autores determinaram, a partir da interpretação de perfil de imagem, fácies BHI¹⁰ que correspondem às classificações padrão de rochas siliciclásticas e carbonáticas. Tais fácies, foram divididas em quatro grupos. O primeiro corresponde às fácies modificadas geneticamente como as brechas (BHI-1). O segundo se refere às fácies terrígenas e engloba os folhelhos (BHI-2), margas (BHI-3) e conglomerados (BHI-4). O terceiro está relacionado às fácies alóctones e é representado por *mudstones* (BHI-5) e por *packstones*, *grainstones* e *rudstones* (BHI-6). O quarto e último grupo engloba as fácies autóctones e compreende laminitos (BHI-7), estromatólitos (BHI-8) e trombólitos (BHI-9).

Conforme a Figura 16, tais fácies foram interpretadas como tendo sido formadas em quatro ambientes deposicionais lacustres: subaquático profundo, subaquático intermediário, subaquático raso e subaéreo/emergente. No ambiente subaquático profundo estão presentes os folhelhos (BHI-2) e os laminitos (BHI-7) de baixa energia, que se formaram abaixo da influência das ondas de tempestade. Ainda neste ambiente, mas em águas um pouco mais rasas, encontram-se as margas (BHI-3). Os trombólitos (BHI-9) também foram inseridos no ambiente lacustre profundo devido à sua ocorrência rara em associação com as outras fácies de baixa energia (BHI-2, BHI-3 e raramente com a BHI-8). O ambiente subaquático intermediário é considerado como acima da linha de base de tempo bom (FWWB) e dominado por fácies estromatolíticas (BHI-8) e grossas (BHI-6). Tais depósitos exibem estruturas de tração, como estratificação cruzada e plano-paralela, indicando ambientes de margem lacustre com energia alta a moderada. Já o ambiente subaquático raso é interpretado como uma zona rasa, de baixa energia, com limitado espaço de acomodação, onde estão presentes laminitos (BHI-7). Por fim, o ambiente subaéreo ou emergente está localizado em uma zona palustre em áreas de maior relevo topográfico, que é inundada apenas ocasionalmente. Neste ambiente encontram-se brechas (BHI-1) que estão comumente cobertas por folhelhos (BHI-2), margas (BHI-3), ou laminitos (BHI-7), indicando eventos transgressivos e aumento do nível do lago.

¹⁰ BHI é a abreviação adotada por Muniz & Bosence (2015) para se referir ao perfil de imagem, conhecido em inglês como *Borehole Image Log*. Assim, o termo “fácies BHI” adotado pelos autores faz menção às fácies reconhecidas e interpretadas a partir do perfil de imagem.

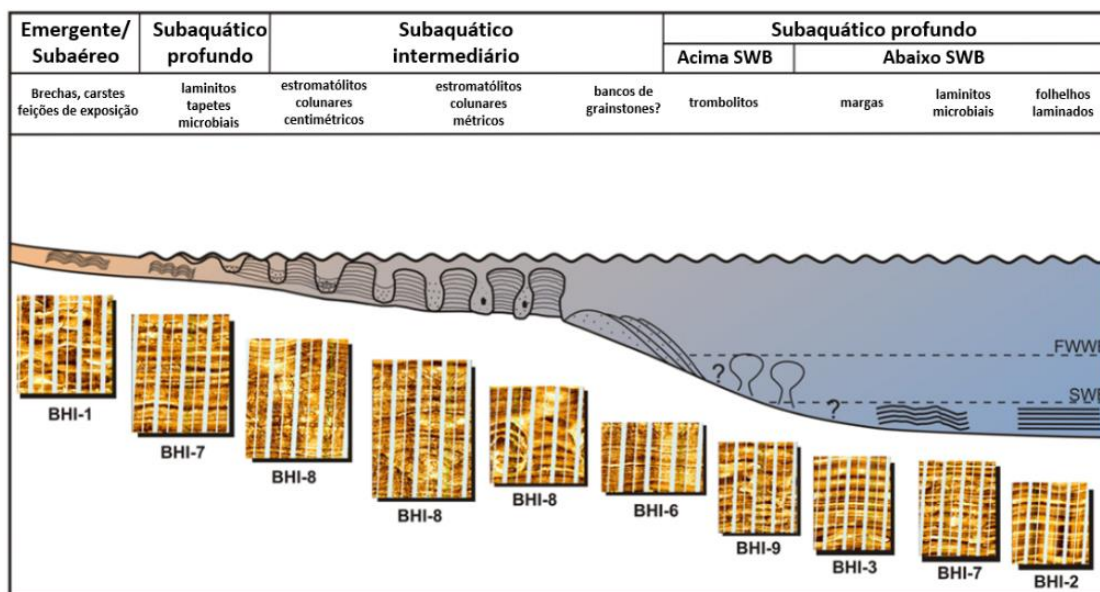


Figura 16: Modelo deposicional para fácies determinadas a partir de interpretação de perfil de imagem (BHI) para a Fm. Macabu, Bacia de Campos. Tal modelo leva em consideração o nível do lago, da ação das ondas e a sucessão das fácies. FWWB: base de ondas de tempo bom; SWB: base de ondas de tempestades (Fonte: adaptado de MUNIZ & BOSENCE, 2015).

Muniz & Bosence (2015) afirmam que existem diferenças entre os depósitos da Fm. Barra Velha e os observados na Fm. Macabu. Um exemplo apontado pelos autores são os esferulitos: na Fm. Macabu, em geral, eles são encontrados como grãos transportados associados a intraclastos, já na Fm. Barra Velha eles ocorrem *in situ*.

Herlinger *et al.* (2017) analisaram o impacto da diagênese na evolução da porosidade e da permeabilidade dos carbonatos do pré-sal da Fm. Macabu, usando dados de testemunhos e lâminas. Os autores apontaram que a presença de argilas estevensíticas estava associada a esferulitos calcínicos. Tal ocorrência se assemelha ao relatado por Wright & Barnett (2015) para a Fácies 2 da Fm. Barra Velha.

Recentemente, Arienti *et al.* (2018) realizaram uma integração entre dados de sísmica, de perfis de poços e de rochas (testemunhos e amostras laterais) para identificar os sistemas deposicionais da Fm. Barra Velha. As principais fácies reconhecidas foram: a) *in situ*: calcários tipo *shrubs*, travertinos, *boundstones* microbiais laminados, argilitos ricos em magnésio; b) fácies retrabalhadas de alta a baixa energia: *rudstones*, *grainstones* e *mudstones*; c) fácies diagenéticas: comumente apresentando intensa reposição/cimentação por dolomita e quartzo e um variado grau de dissolução. Eles destacam que os *grainstones* e *rudstones* são principalmente compostos por partículas

intrabacinais produzidas pela erosão das fácies diagenéticas e *in situ* que haviam sido previamente depositadas.

Um elemento que é comum aos estudos listados acima é a presença de argilas magnesianas, ou estevensita, nos depósitos carbonáticos da Fm. Barra Velha e da sua correlata Fm. Macabu. A ocorrência de tais argilas magnesianas também é apontada em depósitos análogos, como os do pré-sal da Bacia de Kwanza (SALLER *et al.*, 2016). A estevensita é um mineral de argila autigênico¹¹ indicativo de ambientes deposicionais salinos/alcalinos, designando águas ricas em magnésio (BUCHHEIM & AWRAMIK, 2014). Tal argila foi definida por Faust & Murata (1953) como pertencente ao grupo das montmorilonitas.

Alguns estudos (TOSCA & WRIGHT, 2014; WRIGHT & BARNETT, 2015; WRIGHT & TOSCA, 2016) indicam que as argilas estevensíticas são formadas a partir de precursores de géis hidratados de sílica. Estudos experimentais acrescentam que a evolução dessas argilas depende de vários fatores ambientais como pH (>10), salinidade, temperatura e conteúdo iônico (JONES, 1986; TOSCA & MASTERSON, 2014; TUTOLO & TOSCA, 2018).

A estevensita desempenha um papel de destaque na compreensão dos processos da Fm. Barra Velha. Ela não somente é responsável por auxiliar na caracterização do tipo de ambiente deposicional (hiper-alcalino e evaporítico), mas sua presença ou dissolução é um aspecto mandatório para a determinação da qualidade permo-porosa dos reservatórios.

Saller *et al.* (2016) reportam que a estevensita foi repetidamente identificada nos depósitos do pré-sal da Bacia de Kwanza. A estevensita foi observada de quatro maneiras: 1) precipitada em camadas com dolomita ou esferulitos calcínicos; 2) precipitada em camadas isoladas; 3) como revestimentos oolíticos em grãos; 4) em quantidades pequenas (vestígios) em outras fácies carbonáticas, incluindo *shrubs*. De acordo com os autores, uma fácies muito comum encontrada no intervalo sag é a estevensita (argila) associada a esferulitos calcínicos ou dolomit. Eles destacam que apesar da necessidade de alta alcalinidade para a formação da estevensita (pH >10), tal condição pode ser encontrada

¹¹ Os materiais geológicos autigênicos são aqueles “formados ou gerados no local”, incluindo constituintes da rocha e minerais que não foram transportados ou que cristalizaram no local onde agora se encontram (NEUENDORF *et al.*, 2005). Um ponto importante no caso dos minerais autigênicos é que estes refletem a química da água da bacia na qual foram originados (POZO & CALVO, 2018).

tanto em profundidades substanciais de água até águas mais rasas oxidadas. Saller *et al.* (2016) também apontam que os esferulitos do pré-sal da Bacia de Kwanza, que comumente ocorrem associados à estevensita, não apresentam lama micrítica. Tal evidência corroboraria a proposição de Wright & Barnett (2015) e Wright & Tosca (2016) de que os géis de silicato de magnésio são um fator crítico para a precipitação dos esferulitos.

Como mencionado anteriormente, Herlinger *et al.* (2017) abordam a presença da fácies de argilas estevensíticas com esferulitos calcíticos na Fm. Macabu da Bacia de Campos. Ao analisarem os aspectos diagenéticos dessa fácies, os autores indicam que os depósitos de argilas magnesianas da seção sag foram frequentemente substituídos por esferulitos calcíticos (Figura 17A), dolomita e sílica. Todavia, esses depósitos de argila foram encontrados preservados em um dos poços analisados, atingindo cerca de 100 metros de espessura. A dolomita aparece substituindo a estevensita de forma recorrente e, frequentemente, substitui totalmente a estevensita e os esferulitos calcíticos. Assim, a dissolução parcial à total da estevensita foi relatada como um fator muito comum nas amostras analisadas. Entretanto, os autores destacaram que em casos onde os depósitos de estevensita encontram-se preservados, a microporosidade pode ser observada tanto por ressonância magnética nuclear (RMN) quanto por microscopia eletrônica de varredura. Buchheim & Awramik (2014) ressaltam que nos casos onde a estevensita é encontrada preservada ela se torna problemática, pois compromete a porosidade do reservatório.

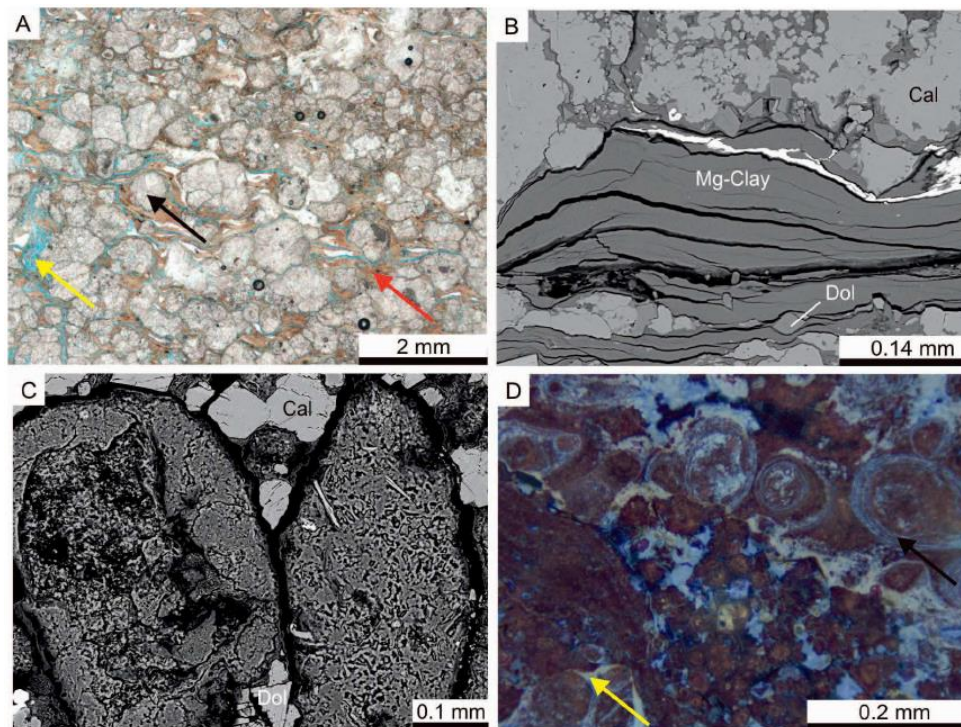


Figura 17: Características importantes de argilas estevensíticas: A) laminações de estevensita parcialmente dissolvida (seta amarela) substituída por esferulitos calcíticos recristalizados (seta preta); B) Agregados laminados (Mg-Clay) de estevensita, parcialmente substituídos por dolomita (Dol) e calcita (Cal); C) oóides e pelóides estevensíticos; D) Estevensita como oóides (seta preta) e como revestimentos (seta amarela) em intraclastos. (Fonte: HERLINGER *et al.*, 2017).

Por outro lado, Tosca & Wright (2015) afirmam que os dados petrográficos por eles analisados mostraram que a dissolução da estevensita influenciou fortemente e, talvez até mesmo originou, grande parte da porosidade secundária observada nas amostras. Os autores explicam que, uma vez depositadas as argilas estevensíticas, existem vários fatores que podem levar à sua desestabilização e subsequente dissolução durante a diagênese. Dentre esses fatores estão a alta sensibilidade à pressão de CO_2 ($p\text{CO}_2$) e ao pH, além da rápida cinética de dissolução devido à alta área de superfície específica, que favorece a dissolução. Portanto, pequenas mudanças na alcalinidade, impulsionadas, por exemplo, pela diagênese microbiana da matéria orgânica, são efetivas em colocar os silicatos de magnésio para fora de suas janelas de estabilidade termodinâmica, estabelecendo um mecanismo para a dissolução. Dadas as condições geoquímicas adequadas, os autores propuseram que as argilas magnesianas (estevensita) se acumulariam em configurações de baixa energia, abaixo da base de onda, onde não estariam propensas à exposição, dessecação e retrabalhamento (Figura 18). Além disso, do ponto de vista do modelo de fácies, eles defendem a acumulação da estevensita em

águas não tão rasas e nem tão profundas. Entretanto, Tosca & Wright (2015) afirmam que a real distribuição das argilas magnesianas deve apresentar uma maior complexidade.

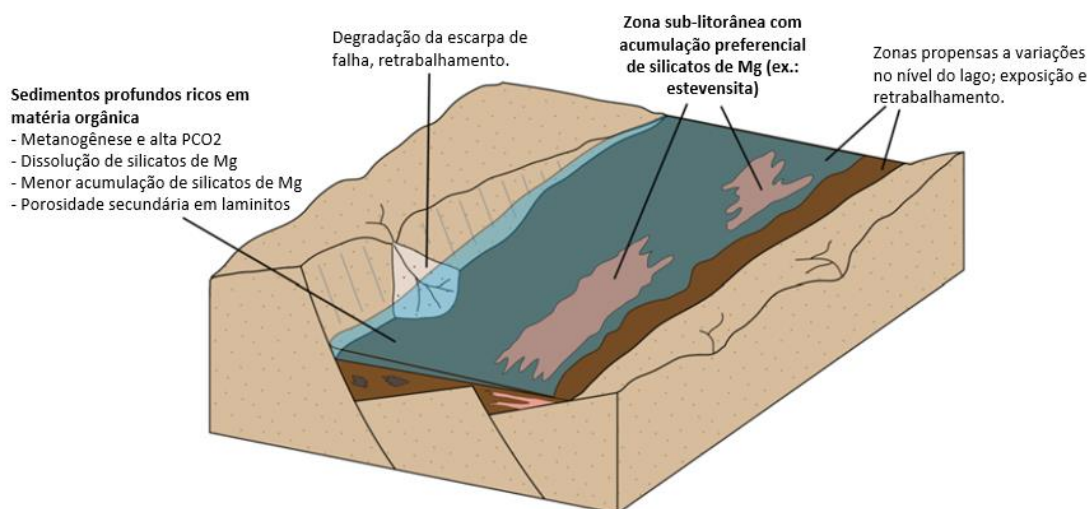


Figura 18: Modelagem da distribuição de silicatos de magnésio. Águas pouco profundas, mas sub-litorais, são propensas à concentração evaporítica e favoráveis à nucleação de estevensita diretamente da água. Nesta região, elas são menos propensas ao retrabalhamento e à exposição, o que resulta nas maiores e mais difundidas acumulações. Por outro lado, os sedimentos depositados em ambientes profundos são fortemente influenciados pela diagênese da matéria orgânica. Nesses locais, a metanogênese, por exemplo, resultaria em condições onde a estevensita iria desestabilizar e dissolver. (Fonte: adaptado de TOSCA & WRIGHT, 2015).

Deste modo, apesar da grande atenção que a Fm. Barra Velha tem recebido recentemente na literatura, percebe-se que muitos aspectos relacionados à sua origem e depósitos ainda permanecem incertos. Todavia, é consenso a raridade de registros geológicos de depósitos carbonáticos como este. Portanto, devido à complexidade dos depósitos da Fm. Barra Velha, análises mais aprofundadas sobre diversos aspectos da sua constituição ainda se fazem necessários.

2.5. Formação Itapema

A Fm. Itapema foi depositada do Neobarremiano ao Eoaptiano e é limitada na base pela discordância Jiquiá/Buracica de 126,4 Ma e no topo pela discordância pré-Alagoas (MOREIRA *et al.*, 2007). Esta discordância determina seu limite com a Fm. Barra Velha e é relativamente fácil de ser mapeada em seções sísmicas, apresentando uma expressão regional que é conhecida tanto na Bacia de Santos como na Bacia de Campos.

Embora não exista um consenso sobre a idade do topo da Fm. Itapema, estima-se que ele tenha aproximadamente 123,1 Ma (MOREIRA *et al.*, 2007).

Essa formação é composta por conglomerados e arenitos de leques aluviais na porção proximal e por intercalações de rochas carbonáticas e folhelhos escuros na parte distal. Moreira *et al.* (2007) detalham que esses carbonatos são representados por *grainstones* a bivalves (coquinas), *wackestones* e *packstones* bioclásticos e folhelhos carbonáticos.

De acordo com Terra *et al.* (2010), o termo coquina, que tem sido usado de forma abrangente nas bacias da margem continental brasileira para rochas ricas em bivalves, inclui três tipos de rochas carbonáticas: bioacumulados (quando as duas valvas estão preservadas, geralmente com matriz); *packstones/rudstones* com matriz e *grainstones/rudstones* sem matriz (quando as valvas estão retrabalhadas e não apresentam matriz). Os autores ressaltam que apenas o último tipo se constitui em rochas-reservatório. Assim, atribui-se às coquinas do pré-sal que formam reservatórios, a classificação de *grainstones* a *rudstones* sem matriz essencialmente compostos por conchas de bivalves, cujas valvas foram retrabalhadas.

Formigli (2008), ao abordar os reservatórios do pré-sal no Campo de Lula, na Bacia de Santos, menciona a ocorrência das coquinas como reservatórios carbonáticos secundários. Todavia, Kattah (2015) destaca que as coquinas estão se tornando, cada vez mais, alvos importantes na Bacia de Santos, principalmente depois das descobertas de grandes acumulações nos campos de Búzios e Mero. Um dos primeiros poços a confirmar o potencial das coquinas, enquanto rochas-reservatório no pré-sal da Bacia de Santos, foi o poço 2-ANP-1-RJS, perfurado no Campo de Búzios, cujo teste de formação encontrou óleo de 29,5° API, altíssima permeabilidade e excelente índice de produção (PETERSOHN, 2013).

Ainda que o papel de destaque da Fm. Itapema seja atribuído às coquinas, que possuem excelentes características permoporosas e constituem ótimos reservatórios carbonáticos, os folhelhos da formação também desempenham um papel importante enquanto rochas geradoras. Esses folhelhos, depositados durante o andar Jiquiá em ambientes lacustres anóxicos, são ricos em matéria orgânica.

Entretanto, apesar da sua importância e potencial exploratório, a Fm. Itapema ainda recebe menor atenção do que a Fm. Barra Velha no que diz respeito aos estudos

realizados sobre diversos aspectos de sua constituição, tais como associação de fácies, ambiente deposicional e petrografia.

Recentemente, Pietzsch *et al.* (2018) apresentaram e discutiram um conjunto de dados geoquímicos e bioestratigráficos a fim de reconstruir a evolução hidrológica dos lagos das sucessões rifte e pós-rifte associada com a deposição dos carbonatos das formações Barra Velha e Itapema. Os autores afirmaram que foi descartada uma contribuição significativa de diagênese nas amostras de coquinas analisadas e que existe uma expectativa de que os carbonatos da Fm. Itapema sejam mais calcíticos do que os da Fm. Barra Velha. Além disso, eles destacam que as análises realizadas e os modelos gerados apontam para um ambiente mais úmido e com maior influência de um sistema de drenagem na época da deposição da Fm. Itapema. Tais afirmações se devem, respectivamente, à fauna de ostracodes e à menor concentração de estrôncio observados nos dados analisados. O modelo conceitual simplificado ilustrando a geologia geral e a hidrologia do sistema lacustre à época da deposição dos sedimentos da Fm. Itapema pode ser visto na Figura 19.

Contudo, a despeito das contribuições feitas pelos autores, muitas questões sobre a Fm. Itapema seguem em aberto. Apesar da escassez de estudos sobre ela, uma quantidade relevante de trabalhos vem sendo desenvolvida sobre a Fm. Coqueiros, na Bacia de Campos. De acordo com Moreira *et al.* (2007), esta formação é correlacionável à Fm. Itapema. Assim, serão apresentadas a seguir discussões e abordagens relevantes sobre a Fm. Coqueiros que possam contribuir para um melhor entendimento de aspectos como o ambiente deposicional e as fácies da Fm. Itapema.

A Fm. Coqueiros, depositada durante o Aptiano, corresponde a intercalações de camadas de folhelhos e carbonatos lacustres compostos predominantemente por moluscos bivalves. Esses depósitos podem formar espessas camadas porosas, de mais de 100 m, denominadas barras de coquinas e foram depositadas em ambientes de alta energia (WINTER *et al.*, 2007).

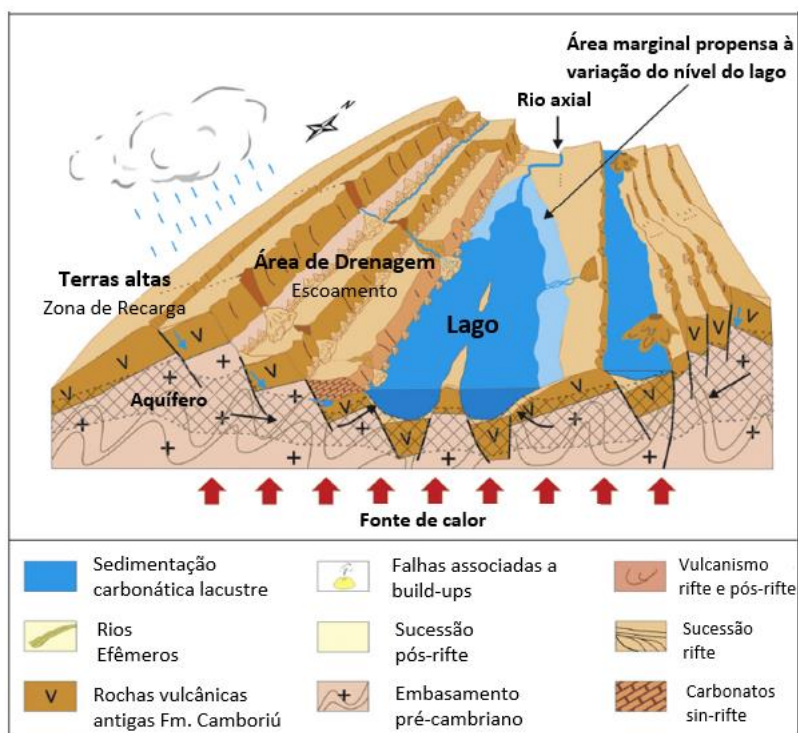


Figura 19: Modelo conceitual da geologia e hidrologia do ambiente de lago mais profundo, correspondente aos depósitos da Fm. Itapema. Pequenas setas azuis mostram infiltração e recarga dos aquíferos; longas setas negras indicam infiltração de lençóis freáticos na bacia lacustre. Setas vermelhas grossas abaixo representam calor geotérmico, o qual é assumido que diminui da fase rifte para a sag. Áreas hachuradas propõem a presença de aquíferos em relação à bacia lacustre, fluindo principalmente através do embasamento cristalino fraturado (Fonte: adaptado de PIETZSCH *et al.*, 2018).

Segundo Guardado *et al.* (1989), os bancos de coquinas se desenvolveram em ambientes lacustres confinados ao longo dos flancos e cristas de baixo ângulo em altos deposicionais (Figura 20). Carvalho *et al.* (2000) acrescentam que o paleolago da sequência de coquinas apresenta características de um ambiente lagunar fechado e perene à salino aberto. Este ambiente teria sofrido consideráveis flutuações do nível da água, devido tanto a variações tectônicas quanto à influência de ondas e correntes geradas por tempestades. Além disso, uma distribuição expansiva de sedimentos de águas rasas indicaria que o paleolago foi fortemente influenciado pela ação de ondas e que continha uma rampa carbonática de baixa inclinação. As coquinas teriam, então, se acumulado devido à ação de ondas e correntes geradas por tempestades e ao retrabalhamento, transporte e redeposição de conchas como camadas apresentando ou não matriz. Gibbs *et al.* (2003) mencionam que as acumulações de coquina ocorreram em associação com altos sin-deposicionais isolados. Por sua vez, Thompson *et al.* (2015) destacam que a deposição das coquinas se deu em um ambiente com forte influência de falhas, sobre

rampas de baixo ângulo cortadas por falhas normais. Os autores ainda afirmam que o ambiente deposicional da Fm. Coqueiros pode ser interpretado como fluvio-lacustre, com base nas seguintes evidências: ausência de faunas marinhas; rápidas flutuações de salinidade quando comparadas a sequências marinhas; ausência de características sedimentares indicativas de processos deposicionais marinhos, tais como, correntes de maré e ação de ondas fortes; assembleias de litofácies complexas vertical e lateralmente (típicas de ambientes lacustres devido à alta frequência de oscilações climáticas); presença de minerais quimicamente determinantes de ambientes não-marinhos. Apesar dos autores não apontarem para evidências que reforcem o caráter fluvial do ambiente deposicional, Pietzsch *et al.* (2018) em sua análise sobre a Fm. Itapema, na Bacia de Santos, também mencionam, com base em evidências sedimentológicas, uma contribuição fluvial no sistema lacustre.

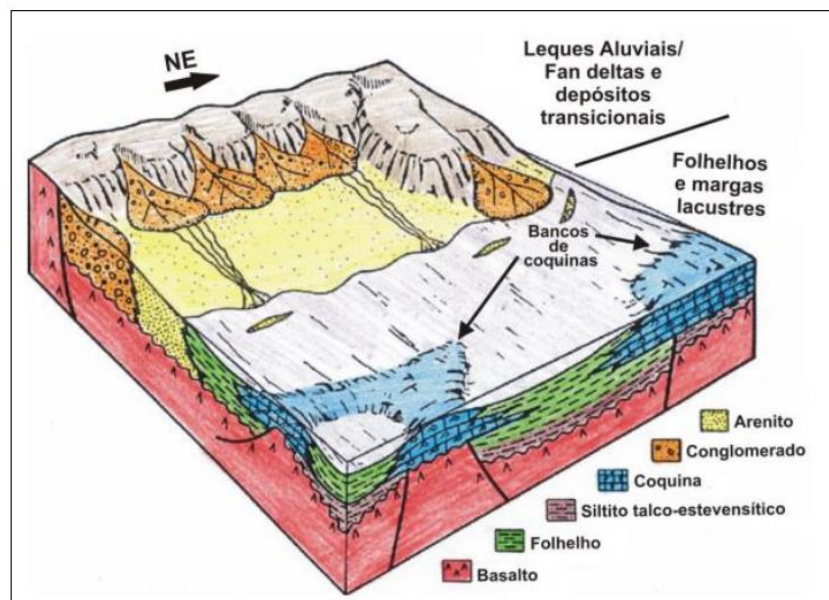


Figura 20: Modelo deposicional dos carbonatos lacustres do Grupo Lagoa Feia, onde os bancos de coquinas se concentram no topo dos altos deposicionais do embasamento. Fonte: Peçanha (2018 *apud* GUARDADO *et al.*, 1989).

A despeito dos estudos apresentados anteriormente sobre o ambiente deposicional da Fm. Coqueiros da Bacia de Campos, a quantidade de registros sobre reservatórios carbonáticos lacustres através do tempo geológico é limitada. Dessa forma, Thompson *et al.* (2015) destacam que ainda não há um consenso sobre a interpretação do paleoambiente deposicional da Fm. Coqueiros. Assim, os autores reafirmam a necessidade e a importância do estudo de análogos modernos na busca de uma melhor compreensão acerca dos processos envolvidos na deposição das coquinas. Dessa forma, eles apresentam dois potenciais análogos para a Fm. Coqueiros: o ambiente marinho

hipersalino da Shark Bay na Austrália e o Lago Tanganyika do complexo de lagos rifte do leste africano.

Thompson *et al.* (2015) afirmam que as similaridades dos depósitos de coquinas holocênicas em formação na Shark Bay com as coquinas do pré-sal da Bacia de Campos são traçadas por fatores como: dinâmica costeira afetada por ondas e correntes de tempestade, ambiente parcialmente isolado de incursões marinhas, geometrias progradacionais e estruturas de exposição subaérea. Todavia, algumas diferenças são notórias no que diz respeito à química e à menor salinidade da água e aos tipos e tamanho restritos de conchas.

Já no Lago Tanganyika, as coquinas se acumulam ao longo de rampas de meio-grábens e zonas de acomodação. Extensas camadas tabulares de coquinas são depositadas em altos estruturais durante a elevação do nível do lago, quando a química da água é favorável e as taxas de influxo de sedimentos clásticos são reduzidas. Em condições de nível de água mais baixo, ocorre a concentração de espessas camadas de coquinas via remoção de lama intersticial fina pela ação de ondas. Segundo Thompson *et al.* (2015), esses processos de concentração são muito similares com aqueles relacionados às coquinas da Fm. Coqueiros. Assim, ao comparar os depósitos de coquinas de Shark Bay e do Lago Tanganyika, os autores concluem que o último representa o melhor análogo moderno para as coquinas do pré-sal da Bacia de Campos.

Com relação à distribuição de fácies, alguns autores propuseram modelos deposicionais e sedimentológicos relacionados às coquinas da Fm. Coqueiros. Castro *et al.* (1981, *apud* THOMPSON *et al.* 2015) separaram os depósitos bioclásticos de coquinas em: “coquinas detríticas” – compostas por bioclastos e grãos não-carbonáticos, e “coquinas puras” – totalmente compostas por bioclastos. Bertani & Carozzi (1985) reconheceram vários tipos de microfácies, separando sequências dominadas por bivalves e por ostracodes e considerando variações em elementos como composição, conteúdo de cimento, matriz, tamanho e tipo de grão. Eles ainda estabeleceram uma relação entre a distribuição de microfácies e dois ambientes deposicionais: *playa-lake* (dominado por ostracodes) e lagos pluviais (dominados por moluscos bivalves). Carvalho *et al.* (2000) definiram, dentro da sequência de coquinas, com base nas associações de fácies identificadas, sete ambientes deposicionais principais:

- 1) Praias Arenosas Bioclásticas: unidades de calcarenitos bioclásticos associados com camadas de silte, folhelho e calcilito. Estas foram depositadas nas margens dos lagos com sedimentos siliciclásticos misturados às conchas e transportadas por correntes induzidas por tempestades.
- 2) Praias Calcareníticas Bioclásticas: os calcarenitos presentes consistem de fragmentos de conchas de bivalves, ou raramente, de gastrópodes, que comumente exibem alto grau de abrasão e conteúdo de micrita.
- 3) Marginal: forte presença de sedimentos finos e interpretada como depósitos de baixo gradiente a ambientes lacustres de águas rasas e baixa energia.
- 4) Barras Bioclásticas: não há presença de intercalação de siliciclásticos e são interpretadas como o resultado do amalgamento de camadas de calcirruditos. Sugerem ambientes de alta energia e águas rasas, sendo associadas a paleo-altos.
- 5) Franjas de Barras/Lençóis Bioclásticos: representam detritos de conchas de bivalves e, raramente, de gastrópodes, que foram espalhados por cima dos flancos das barras ou em áreas com declive suave. São inferidos como depósitos de tempestades.
- 6) Bancos de Bioacumulação: conchas *in situ* associadas a depósitos lamosos ou arenosos depositadas em um paleoambiente de baixa energia e águas rasas a profundas.
- 7) Lacustre Profundo: intercalações de sedimentos siliciclásticos finos e *mudstones* de ostracodes que foram localmente soterrados e depositados em condições de baixa energia hidráulica.

Goldberg *et al.* (2017) interpretaram, baseado na integração de petrografia, estratigrafia e sedimentologia da Fm. Coqueiros, que os *rudstones* bioclásticos correspondem principalmente à depósitos gravitacionais, ressedimentados a partir de altos estruturais para ambientes lacustres mais profundos, em toda a seção rifte da bacia. Em termos petrográficos, Herlinger *et al.* (2017) realizaram um trabalho onde analisaram, dentre outras litologias, *grainstones* e *rudstones* bioclásticos (coquinas). Eles observaram que 9% das amostras eram representadas por *grainstones* e 91% por *rudstones*. Além disso, os constituintes primários correspondiam a bioclastos de bivalves, gastrópodes e ostracodes, sendo os bivalves os principais componentes. Intraclastos de lama carbonática, vulcânicas e grãos siliciclásticos ocorriam em pequenas porções nos *grainstones* e *rudstones* bioclásticos. Os autores ainda apontaram que, em termos de

porosidade, os *grainstones* bioclásticos possuíam, predominantemente, porosidade móldica e intercrystalina. Já os *grainstones* e *rudstones* dolomitizados eram ricos em porosidade intercrystalina, mostrando uma variação cíclica de porosidade que ia de móldica a interpartícula.

Dentre todas as fácies descritas há um consenso de que as melhores, em termos de reservatório, são representadas por coquinas de alta-energia depositadas em águas rasas sob influência de ondas, como ocorre em barras bioclásticas. Na Fm. Coqueiros, as coquinas constituem reservatórios com porosidades médias na faixa de 15 a 20% e permeabilidades médias que variam de < 1 mD a > 500 mD (HORSCHUTZ & SCUTA, 1992). Apesar dos elevados índices de produtividade, as coquinas apresentam grande heterogeneidade, exibindo profundas variações laterais e verticais, que acabam por afetar a avaliação dos reservatórios. Tais variações se devem a alterações diagenéticas, biológicas, topográficas, climáticas e no nível da água do paleolago (BRUHN *et al.*, 2003).

Devido a essas variações observadas nas sequências de coquinas, várias divisões estratigráficas foram propostas para a Fm. Coqueiros. A primeira foi proposta pela Petrobras em um relatório interno que data de 1980 (PEÇANHA, 2018). Nele, a empresa identificou três intervalos estratigráficos, nomeados, do topo para a base, como unidades A, B e C. Schaller *et al.* (1981) revisaram essa proposição, renomeando a unidade A como Coquina Superior e agrupando as unidades B e C no intervalo Coquina Inferior. Essas unidades são separadas por depósitos clásticos de granulação fina, que refletem duas fases deposicionais discretas (HORSCHUTZ *et al.*, 1990 *apud* THOMPSON *et al.*, 2015). Tal separação vai de acordo com outra divisão proposta no mesmo ano, onde Castro *et al.* (1981, *apud* THOMPSON *et al.* 2015) apontam para uma separação das coquinas em dois ciclos deposicionais relacionados a não-conformidades. Estas são equivalentes às coquinas Inferiores e Superiores e evoluem verticalmente de leques aluviais e planície lamosa para depósitos lacustres. De acordo com Tigre *et al.* (1983), a Coquina Inferior apresenta espessuras que atingem até 150 m e constitui o principal intervalo exploratório. Já a Coquina Superior, é menos porosa e apresenta espessura média de 30 m. Baumgarten *et al.* (1983) revisaram essas classificações e dividiram cada uma das duas unidades em três zonas, a partir das variações de permeabilidade de cada zona mapeada. Assim, a Coquina Superior foi dividida nas zonas I, II e III e a Coquina Inferior nas zonas IV, V, VI. Castro (2006, *apud* THOMPSON *et al.*, 2015) afirma que essas zonas podem ser

correlacionadas nos campos de forma confiável, usando perfis de poços. Na Figura 21 é possível visualizar a correlação entre as divisões propostas para as coquinas da Fm. Coqueiros.

Petrobrás/DEPEX1980	SCHALLER et al. (1981)	BAUMGARTEN et al. (1983)
Coquina A	Coquina Superior	Zona I
Coquina B		Zona II
Coquina C	Coquina Inferior	Zona III
		Zona IVA-B
		Zona V
		Subzona VIA-C

Figura 21: Evolução da divisão estratigráfica das coquinas da Formação dos Coqueiros, Grupo Lagoa Feia, Bacia de Campos. Fonte: adaptado de Baumgarten, 1988 em Thompson *et al.*, 2015.

Peçanha (2018), visando propor um fluxo de trabalho para a caracterização quantitativa e qualitativa dos reservatórios de coquinas da Fm. Coqueiros, mostrou que as análises petrofísicas realizadas corroboraram as informações apresentadas previamente por outros autores sobre a segmentação das coquinas em dois níveis. A autora ressalta que a Coquina Inferior representa o principal alvo exploratório no campo analisado devido à espessura da camada de reservatório, às maiores porosidades efetivas e ao maior *net pay* apresentado quando comparada à Coquina Superior, que possui maior heterogeneidade e piores características permoporosas. Além disso, o nível inferior da coquina possui baixos valores de impedância acústica, enquanto o nível superior apresenta valores mais elevados.

Ainda que ao longo do Oceano Atlântico Sul, as coquinas exibam similaridades nos processos deposicionais, elas possuem histórias diagenéticas e padrões de empilhamento estratigráficos distintos, tendo sido depositadas em lagos com diferentes geologias, climas e propriedades químicas da água (THOMPSON *et al.*, 2015). Portanto, mesmo que os análogos constituam uma importante ferramenta para o entendimento dos processos deposicionais associados à Fm. Itapema, se faz necessário um maior investimento em estudos que busquem entender e explicar as especificidades inerentes às coquinas do pré-sal da Bacia de Santos.

3. Metodologia

Este capítulo detalha a metodologia e os procedimentos realizados para avaliar as propriedades dos reservatórios carbonáticos das formações Barra Velha e Itapema no Campo de Búzios, Bacia de Santos. Para isto, foram utilizados dados de dezessete poços e um volume sísmico pós-empilhamento migrado em profundidade (PSDM) do Campo de Búzios, Bacia de Santos. Os dados de poços usados consistem em perfis geofísicos de poços, relatórios de exploração, testes de formação, descrições de amostra lateral e testemunho, e medições de petrofísica laboratorial fornecidos pela ANP. Conforme destacado por Rodriguez *et al.* (1998), a integração desses dados permite obter parâmetros confiáveis e de grande relevância para a caracterização de reservatórios.

Na Tabela 1 são mostrados os dados dos perfis geofísicos disponíveis e empregados na análise de cada um dos poços. Já na Tabela 2 são exibidas as informações adicionais disponíveis para estes poços.

Tabela 1: Perfis geofísicos de poços utilizados e disponibilidade dos mesmos para cada poço analisado.

Os campos marcados com “x” representam a disponibilidade da curva para o poço assinalado. Já os espaços em branco significam que tal dado não estava disponível para aquele poço.

POÇOS	PERFIS GEOFÍSICOS DE POÇOS								
	Raios-gama	Cáliper	Resistividades	Ressonância Magnética	Tempo de trânsito sônico	Tempo de trânsito cisalhante	Fotoelétrico	Densidade	Neutrão
2-ANP-1-RJS	x	x	x	x	x	x	x	x	x
3-BRSA-1053-RJS	x	x	x	x	x	x	x	x	x
3-BRSA-1064-RJS	x	x	x	x	x	x	x	x	x
3-BRSA-1184-RJS	x	x	x	x	x		x	x	x
3-BRSA-1195-RJS	x	x	x	x	x	x	x	x	
3-BRSA-944A-RJS	x	x	x	x	x	x	x	x	x
7-BUZ-6-RJS	x	x	x	x	x		x	x	x
8-BUZ-5-RJS	x	x	x	x	x		x	x	x
9-BUZ-1-RJS	x	x	x	x	x		x	x	x
9-BUZ-2-RJS	x	x	x	x	x		x	x	x
9-BUZ-3-RJS	x	x	x	x	x	x	x	x	x
9-BUZ-4-RJS	x	x	x	x	x		x	x	x
9-BUZ-7-RJS	x	x	x	x	x	x	x	x	x
9-BUZ-8-RJS	x	x	x		x		x	x	x
9-BRSA-1159-RJS	x	x	x	x	x	x	x	x	x
9-BRSA-1191-RJS	x	x	x	x	x	x	x	x	x
9-BRSA-1197-RJS	x	x	x	x	x	x	x	x	x

Tabela 2: Informações adicionais e relatórios disponíveis para cada poço analisado.

POÇOS	INFORMAÇÕES ADICIONAIS DE POÇOS							
	Perfil Composto	Relatório Final de Poço	Descrição de amostra lateral	Descrição de testemunho	Dados de petrofísica básica	Dados de petrofísica avançada	Teste de Formação	Checkshot
2-ANP-1-RJS	X	X	✓		X		X	X
3-BRSA-1053-RJS	X	X	✓			X	X	X
3-BRSA-1064-RJS	X	X	✓		X		X	X
3-BRSA-1184-RJS	X	X	✓				X	X
3-BRSA-1195-RJS	X	X	✓				X	X
3-BRSA-944A-RJS	X	X	✓	*	X		X	X
7-BUZ-6-RJS		X		*			X	X
8-BUZ-5-RJS		X					X	X
9-BUZ-1-RJS		X		*			X	X
9-BUZ-2-RJS		X		*			X	X
9-BUZ-3-RJS		X		*			X	X
9-BUZ-4-RJS		X		*	X		X	X
9-BUZ-7-RJS		X		*			X	X
9-BUZ-8-RJS		X		*			X	
9-BRSA-1159-RJS		X	✓	*		X	X	X
9-BRSA-1191-RJS		X	*				X	X
9-BRSA-1197-RJS		X	*	*			X	X

dado disponível
 dado completo/detalhado
 dado incompleto/parcial
 ausência de dado

A região do dado sísmico e a localização dos poços, assim como as *crosslines* (Cross 1 e Cross 2) e as linhas sísmicas arbitrárias (A, B e C) usadas para a realização da correlação poço-sísmica, são mostrados na Figura 22.

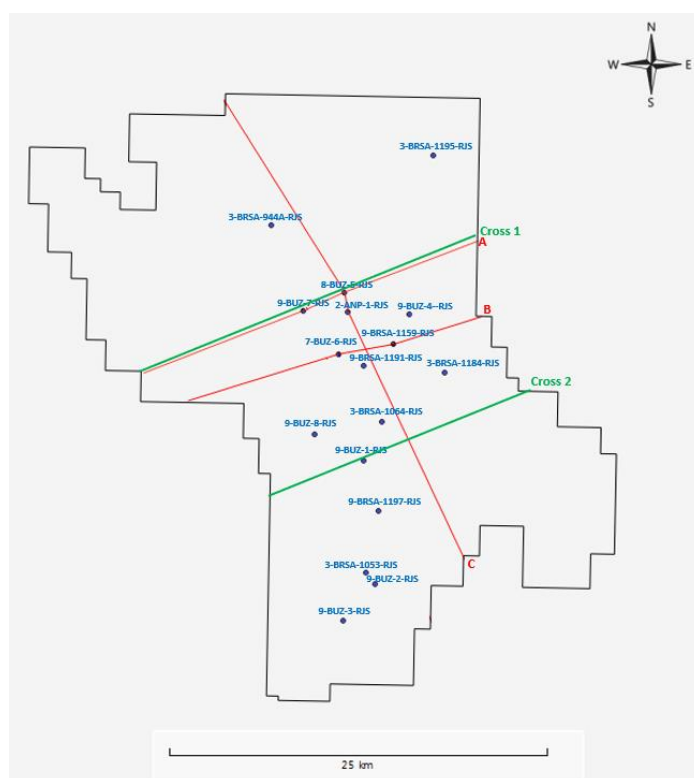


Figura 22: Dados utilizados. Campo de Búzios em preto, poços em azul, linhas sísmicas arbitrárias em vermelho (A, B e C) e *crosslines* (Cross 1 e Cross 2) em verde.

A fim de atingir os objetivos propostos, a metodologia deste trabalho foi dividida em quatro fases: (A) Avaliação de formações; (B) Análise estatística; (C) *Crossplots* de física de rochas; (D) Correlação rocha-perfil-sísmica.

(A) Avaliação de formações

A avaliação de uma formação é realizada com o intuito de analisar a quantidade e a capacidade de produção de fluidos em um reservatório. De acordo com Ellis & Singer (2007), as principais respostas almejadas pela avaliação de formações correspondem à localização das zonas portadoras de hidrocarbonetos, à estimativa da producibilidade destas zonas e à avaliação da quantidade de hidrocarbonetos no reservatório. Neste sentido, um importante parâmetro que se busca com o processo de avaliação de formações corresponde ao *net pay*, que representa o intervalo do reservatório que contém hidrocarbonetos em quantidade tal que viabiliza economicamente a sua exploração. Para a determinação deste parâmetro nos *softwares*, em geral, são utilizados como dados de entrada as curvas de conteúdo de argila, saturação de água e porosidade efetiva da formação e seus respectivos *cutoffs*. A fim de que tais itens sejam obtidos é necessário o desenvolvimento de uma série de procedimentos e análises, que correspondem ao processo de avaliação de formações.

A Figura 23 apresenta, de forma resumida, todas as etapas realizadas durante o processo de avaliação das formações Barra Velha e Itapema nos dezessete poços analisados neste trabalho.

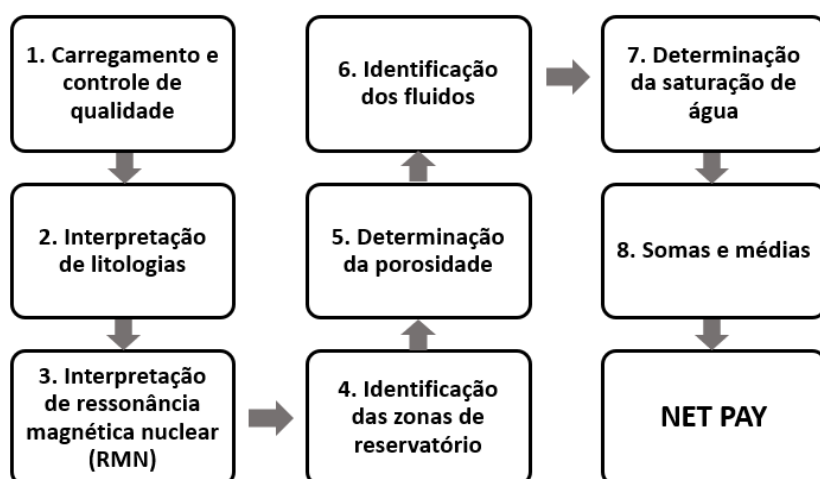


Figura 23: Fluxograma utilizado para a avaliação das formações dos poços do Campo de Búzios.

Conforme o fluxograma apresentado na Figura 23, a fase de avaliação de formações divide-se em nove etapas, descritas a seguir:

A.1 Carregamento e controle de qualidade:

A primeira etapa da avaliação de formações consistiu no carregamento das curvas e na análise da qualidade dos dados para cada poço. Inicialmente, os dados de poços, tais como as curvas e informações sobre desvios, foram carregados no *software* Techlog (Schlumberger). Em seguida, foi verificado o tipo de aquisição de cada uma das curvas dos poços no intervalo do pré-sal. Foram constatados dois tipos de aquisição: *logging while drilling* (LWD) e *wireline* (perfilagem a cabo). Seis poços (7-BUZ-6-RJS; 8-BUZ-5-RJS; 9-BUZ-1-RJS; 9-BUZ-2-RJS; 9-BUZ-4-RJS- 9-BUZ-8-RJS) apresentaram curvas adquiridas pelo método de LWD, que corresponde à aquisição de dados em tempo real enquanto o poço está sendo perfurado. Nos outros onze poços, os dados de perfilagem foram obtidos por meio da aquisição *wireline*, que é executada após a conclusão da perfuração do poço.

Posteriormente, foi feita a verificação das profundidades das curvas. Perfis de poços provenientes de corridas diferentes, muitas vezes não estão corretamente alinhados em todas as profundidades, devido a dificuldade de controle de profundidade durante a aquisição. Assim, algumas curvas apresentaram a necessidade de realização do ajuste de profundidade, executado por meio da comparação com uma curva de referência.

Outro importante aspecto verificado nesta etapa foi a taxa de amostragem de cada curva. Para realizar o cálculo de diversos parâmetros no *software* Techlog, tais como volume de argila, saturação e *net pay*, as curvas de entrada precisam estar em um mesmo *dataset*. Todavia, o programa não permite que curvas com diferentes taxas de amostragem sejam alocadas em um mesmo *dataset*, sendo necessária a realização de reamostragem delas. Desta forma, para a união de curvas de diferentes taxas de amostragem em um mesmo *dataset*, visando o posterior cálculo de parâmetros petrofísicos, foi utilizado como critério a reamostragem das curvas com maior taxa de amostragem em *datasets* de menor taxa de amostragem, optando-se por uma suavização nas curvas reamostradas. Caso contrário, ocorreria a criação de dados nestas curvas, o que não é desejável. Cabe reiterar que todo o processo de reamostragem foi executado curva por curva, comparando a curva original com a reamostrada, a fim de garantir e verificar a qualidade do dado reamostrado.

Além disso, tal procedimento só foi realizado para as curvas que necessitavam estar um mesmo *dataset* para a execução dos cálculos petrofísicos posteriores.

Para que as informações extraídas da interpretação dos perfis de poços possam ser confiáveis é necessária uma análise preliminar do perfil caliper (CAL). Este perfil possui um importante papel no controle de qualidade das curvas ao fornecer informações sobre o diâmetro do poço. Tais informações permitem identificar possíveis zonas de invasões e arrombamentos que podem afetar as respostas dos perfis geofísicos. De acordo com Rider (2002), o aumento na leitura deste perfil aponta um possível desmoronamento/arrombamento, onde ocorrem dissolução e desintegração da rocha, seja por meio da circulação da lama ou da ação da ferramenta usada na perfuração. Já a diminuição da leitura do perfil caliper pode apontar um acúmulo de reboco na parede do poço ou uma mudança do diâmetro da broca utilizada na perfuração. Assim, a análise e identificação de variações no perfil caliper foi feita para cada um dos poços, visando ao reconhecimento de possíveis alterações que pudessem comprometer as repostas das demais ferramentas.

A.2 Interpretação das litologias

Os principais perfis geofísicos de poços utilizados para determinação das litologias foram os perfis de raios gama (GR) e fotoelétrico (PE). O perfil de raios gama mede a radioatividade natural das rochas proveniente dos elementos instáveis potássio (K^{40}), urânio (U^{235}) e tório (Th^{232}). Dewan (1983) afirma que tal perfil é efetivo na distinção de zonas permeáveis, pois os elementos radioativos tendem a estar mais concentrados nos folhelhos, que são muito impermeáveis, do que em carbonatos e arenitos, que são mais permeáveis. Assim, Rider (2002) ressalta que o perfil de raios gama é bastante usado para o cálculo do volume de argila – que será tratado posteriormente – e empregado na correlação de fácies e identificação de litologias (argilosas). Por convenção, a curva de GR cresce da esquerda para a direita, normalmente de 0 a 150 API. Nery (2013) destaca que a amplitude normal para os folhelhos é da ordem de 75 a 150 API. Stevanato (2011) acrescenta que um arenito sem a presença de argila (“limpo”) possui baixos valores medidos em API e que as rochas que possuem menor radioatividade e, conseqüentemente, menor resposta no perfil são calcários, evaporitos e carvão. Todavia, existem outros fatores que podem influenciar a resposta do perfil de GR, tal como: a natureza da argila presente (algumas são mais radioativas que outras); o tipo de

arenito (arenitos arcoseanos são ricos em feldspato e apresentam valores elevados de GR); matéria orgânica associada a carbonatos (que podem gerar valores elevados de GR, próximos aos tipicamente assinalados para folhelhos).

Outro perfil que visa contribuir para a identificação de litologias nas formações é o perfil fotoelétrico. Este mede o fator de absorção fotoelétrico (Pe), que é definido como $(Z/10)^{3.6}$, onde Z é o número atômico médio da formação (RIDER, 2002). Pe é adimensional, mas como é proporcional à seção transversal fotoelétrica por elétron, às vezes é referido como barns/elétrons¹². A Tabela 3 apresenta valores comuns de Pe para vários tipos de rochas, minerais e fluidos. Rider (2002) destaca que a diferença apresentada entre valores de Pe para dois tipos distintos de matrizes é mais significativa do que a variação ocasionada dentro de um mesmo tipo de matriz por mudanças na porosidade, implicando em um efeito mínimo da porosidade sobre a resposta do perfil e tornando o perfil fotoelétrico uma boa ferramenta para a distinção da matriz rochosa em um dado intervalo. Assim, o autor afirma que o perfil fotoelétrico é amplamente utilizado como um indicador de matriz, podendo ser empregado como um indicador litológico. Porém, como qualquer ferramenta, tal perfil apresenta limitações. Seu registro é sensível à sílica e pode ser afetado pela presença de minerais pesados, como a barita, que pode estar presente no reboco ou no filtrado de lama. Em regiões ambíguas, recomenda-se a interpretação deste perfil em associação com os perfis de neutrão e densidade.

Assim, com base nas respostas dos perfis de GR e PE, bem como nas respostas dos demais perfis quando necessário, e nas descrições de dados de amostra lateral e/ou testemunho, buscou-se estabelecer uma relação entre as respostas observadas nos perfis e as principais litologias descritas a partir das rochas. Dessa forma, foram identificados e determinados os principais tipos de litologias presentes. A partir dessas informações obtidas pela análise integrada entre dados de rochas e perfis, bem como pelos relatórios disponíveis, foram definidos os limites das formações Itapema e Barra Velha.

¹² Oilfield Glossary, Schlumberger. Disponível em: <<https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/p/pef.aspx>>.

Tabela 3: Valores comuns de fator fotoelétrico (Pe). Fonte: adaptado de Rider (2002).

Nome	Fórmula	Pe
Quartzo	SiO_2	1,81
Calcita	$CaCO_3$	5,08
Dolomita	$CaMg(CO_3)_2$	3,14
Barita	$BaSO_4$	266,8
Folhelho (média)		3,42
Arenito argiloso		2,70
Feldspato (K)		2,86
Muscovita		2,40
Biotita		6,30
Glauconita (seca)		5,32
Siderita	$FeCO_3$	14,69
Pirita	FeS_2	16,97
Limonita		13,00
Halita	$NaCl$	4,65
Gipsita	$CaSO_4 \cdot H_2O$	3,42
Anidrita	$CaSO_4$	5,06
Carvão betuminoso		0,18
Carvão antracito		0,16
Água		0,36
Água salgada (120000 ppm)		0,81
Óleo	CH_2 (variável)	0,13
Gás	CH_4	0,095

A.3 Interpretação dos perfis de ressonância nuclear magnética (RMN)

O desenvolvimento e aplicação de técnicas de ressonância magnética nuclear (RMN) na avaliação de formações fornece relevantes informações sobre o espaço poroso e sobre a distribuição e o comportamento dos fluidos nos poros (SCHÖN, 2015).

O perfil de RMN mede o momento magnético induzido de núcleos de hidrogênio (prótons) contidos nos espaços porosos preenchidos com fluidos. Segundo Coates *et al.* (1999), os trens de spin-eco que constituem os dados brutos de RMN, possuem sua amplitude inicial proporcional ao número de núcleos de hidrogênio associados aos fluidos nos poros de uma rocha. Assim, esta amplitude pode ser calibrada para determinar a porosidade. Ainda de acordo com os autores, as propriedades dos fluidos dos poros que afetam os trens de spin-eco são: o índice de hidrogênio (HI), o tempo de relaxação longitudinal (T1), o tempo de relaxação transversal (T2) e a difusividade (D). O HI é uma medida da densidade de átomos de hidrogênio no fluido. T1 indica quão rápido os prótons

inclinados nos fluidos relaxam longitudinalmente (em relação ao eixo do campo magnético estático). Já T2 indica quão rápido os prótons inclinados nos fluidos relaxam transversalmente (novamente em relação ao eixo do campo magnético estático). Por fim, D é uma medida da extensão em que as moléculas se movem aleatoriamente no fluido.

A porosidade proveniente da ferramenta de RMN é essencialmente independente da matriz, ou seja, a ferramenta é sensível apenas aos fluidos nos poros. Boyd *et al.* (2015) afirmam que essa propriedade faz com que a porosidade determinada a partir dos perfis de RMN seja a mais frequentemente utilizada, quando disponível. Porém, os autores afirmam que é preciso ter cuidado com o uso dessa porosidade em campos com alta razão óleo-gás ou alto conteúdo de CO₂, devido ao baixo índice de hidrogênio observado nesses casos. A porosidade calculada a partir dos perfis de RMN pode ser validada pela comparação com medidas laboratoriais de RMN. De acordo com Kenyon (1992) e Coates *et al.* (1999), em rochas saturadas com água, pode ser verificado matematicamente que a curva de decaimento associada a um único poro será uma única exponencial com uma constante de decaimento proporcional ao tamanho do poro; ou seja, os poros pequenos (microporos) têm valores pequenos de T2 e os poros grandes (meso/macroporos) têm valores grandes de T2.

Além disso, Coates *et al.* (1999) afirmam que devido às diferenças nos tempos de relaxação (T1 e T2) e/ou na difusividade (D) entre os fluidos, os dados provenientes da ferramenta de RMN podem ser usados para diferenciar tipos de fluidos no espaço poroso de uma rocha. Para isso, os valores de corte, conhecidos como T2 *cutoffs*, desempenham um papel de grande importância ao determinar o que será considerado como volume de água associado à argila (CBW – *clay bound water*), volume de água irreduzível (BVI – *bulk volume irreducible*) e fluidos móveis livres (BVM – *bulk volume movable*). Geralmente, os valores de corte de T2 são determinados a partir de medições laboratoriais de RMN. Ehigie (2010) afirma que o T2 *cutoff* padrão para a água associada à argila é assumido como 3ms. Já o valor de T2 *cutoff* responsável por determinar a separação entre o volume de água irreduzível e os fluidos móveis livres varia de acordo com o tipo de litologia. Normalmente, este valor corresponde a 33ms para arenitos e varia bastante (de 90 a 200 ms) para carbonatos (SCHÖN, 2015). A Figura 24 mostra esquematicamente os parâmetros de corte da distribuição de T2 associados com os diferentes tipos de fluidos no espaço poroso e as relações entre estes e os tipos de porosidades (total e efetiva) determinadas a partir do perfil de RMN.

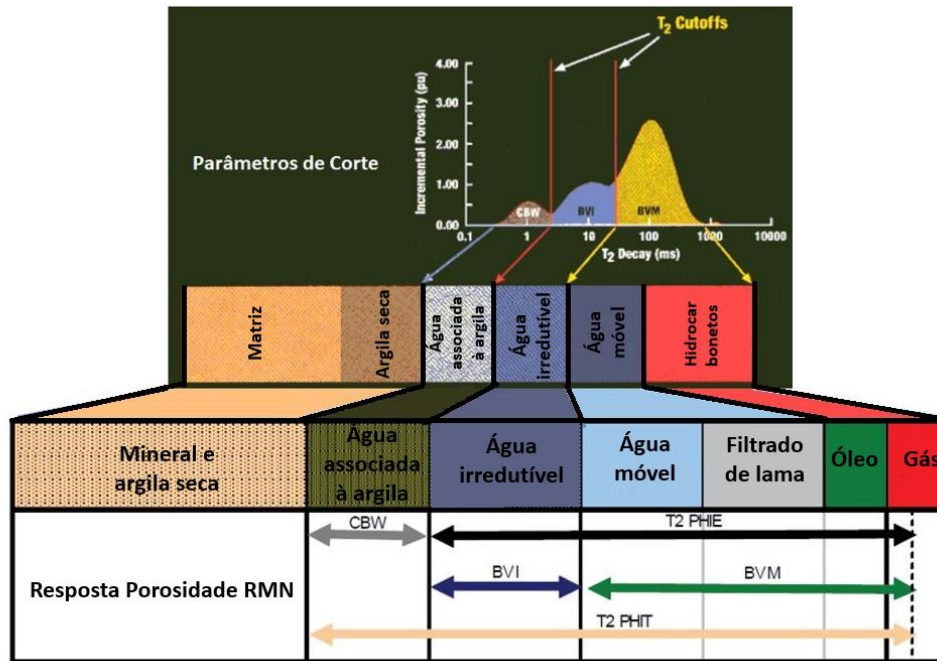


Figura 24: Parâmetros de corte para a distribuição de T2, relação com os tipos de fluidos identificados pela ferramenta de RMN e resposta da porosidade. Adaptado de Ehigie (2010) e Crain (2019a).

Os perfis de RMN também são efetivos em prever a permeabilidade (COATES *et al.*, 1999; DUNN *et al.*, 2002). Os modelos de permeabilidade provenientes dos perfis de RMN são baseados em uma combinação de relações empíricas e teóricas. Normalmente, eles são calibrados em uma zona de interesse e verificados, sempre que possível, com dados de rocha. Os modelos mais utilizados são conhecidos como SDR (*Schlumberger-Doll-Research*) e Timur-Coates (KENYON, 1997; KENYON *et al.*, 1988; COATES *et al.*, 1999) e expressos, respectivamente, como

$$K_{SDR} = C_1 \times \phi^{m_1} \times (T_{2LM})^{n_1}, \quad (1)$$

e

$$K_{TIM} = \left(\frac{\phi}{C_2}\right)^{m_2} \times \left(\frac{BVM}{BVI}\right)^{n_2}, \quad (2)$$

na qual K_{SDR} é a permeabilidade estimada pelo método SDR e K_{TIM} a estimada pelo método Timur-Coates; ϕ é a porosidade total, T_{2LM} é a média logarítmica do espectro de T2 (em ms), BVM corresponde aos fluidos móveis livres e BVI é o volume de água irreduzível, C_1 , C_2 , m_1 , m_2 , n_1 e n_2 são parâmetros do modelo estatístico, cujos valores podem ser derivados de dados experimentais de RMN obtidos a partir de amostras laterais e/ou testemunhos. Cabe destacar que o modelo da equação (1) é de exclusividade da

empresa Schlumberger e, por isso, tal curva só se encontra disponível nos dados de RMN adquiridos por esta empresa. Assim, como nem todos os poços analisados nesta dissertação tiveram a aquisição dos perfis de RMN feitos por essa empresa, a permeabilidade estimada pelo método de Timur-Coates será a empregada neste trabalho.

Dos dezessete poços analisados, apenas um deles não possuía dados de RMN. As curvas disponíveis correspondiam, entre outras, à distribuição de T2 (T2_DIST), aos valores de *cutoff* (T2_CutOff), aos fluidos móveis livres (BVM, referido neste trabalho como FF), às porosidades total (PHIT) e efetiva (PHIE) e à permeabilidade calculada pelo método de Timur-Coates (K_{TIM}). As curvas de FF, PHIT, PHIE e K_{TIM} foram calculadas pelas empresas responsáveis pela aquisição com base em valores de *cutoff* determinados a partir de medições laboratoriais. O valor de corte utilizado pelas companhias para a distinção entre o volume de água irredutível e os fluidos móveis livres foi equivalente a 100 ms.

Para verificar a confiabilidade das curvas fornecidas pelas empresas, a curva de porosidade efetiva foi comparada com valores de porosidade medidos em laboratório em seis poços. A correlação entre as curvas de porosidade efetiva provenientes do perfil de RMN fornecidas pelas empresas e as porosidades medidas em laboratório, provenientes dos dados fornecidos pela ANP, apresentou boa correlação. Assim, não houve necessidade de recalculas as curvas de PHIT, PHIE, FF e K_{TIM} a partir da distribuição de T2 e as curvas fornecidas pelas empresas foram utilizadas para as demais análises das formações. Também foi verificado nesta etapa se as respostas das curvas de PHIT, PHIE e FF estavam de acordo com a resposta observada nos perfis de distribuição de T2.

Além disso, um importante parâmetro calculado nesta etapa foi a estimativa de argilosidade a partir do perfil de RMN. Conforme proposto por Ehigie (2010), a argilosidade (V_{cl_RMN}) pode ser calculada utilizando o volume de água associado à argila (CBW) e a porosidade total obtida a partir do perfil de ressonância (PHIT):

$$V_{cl_RMN} = \frac{CBW}{PHIT} \quad (3)$$

O volume de água associado à argila pode ser reescrito, conforme Figura 24, como:

$$CBW = PHIT - PHIE, \quad (4)$$

na qual PHIE é a porosidade efetiva calculada a partir do perfil de ressonância. Assim, a equação 3 pode ser reescrita como:

$$V_{cl_RMN} = \frac{PHIT - PHIE}{PHIT}. \quad (5)$$

Esta equação foi aplicada como um dos métodos para o cálculo do volume de argila nos poços analisados para efeito de comparação com os modelos clássicos que utilizam o perfil de raios gama (GR).

Cabe destacar que a equação 5 subestima os valores de argilosidade em zonas de folhelho, devendo nestas regiões ser utilizada uma outra abordagem. Como o objetivo deste trabalho é a análise dos reservatórios carbonáticos, esta outra abordagem não será adotada. Para maiores informações ver Ehigie (2010).

A.4 Identificação das zonas de reservatório

Em reservatórios silicilásticos, a combinação entre os perfis de neutrão e densidade constitui um importante recurso para auxiliar na identificação de zonas portadoras de hidrocarbonetos. Todavia, em reservatórios carbonáticos tal recurso não auxilia na identificação de tais zonas. Deste modo, neste trabalho, um importante parâmetro analisado para auxiliar na identificação de possíveis zonas de reservatórios foi o reconhecimento de regiões com alto teor de finos nas formações.

A existência de finos/argila em rochas reservatório é um fator fortemente incômodo na avaliação da formação, pois a sua presença pode obstruir as conexões porosas reduzindo consideravelmente os valores de porosidade e permeabilidade e impactando negativamente a produtibilidade de hidrocarbonetos. Assim, a depender do conteúdo de finos/argila em uma determinada região de uma formação, esta pode apresentar comportamento de não-reservatório ou representar um reservatório de baixa qualidade permo-porosa.

Conforme mencionado na etapa anterior, o conteúdo de argila em uma formação pode ser determinado usando as respostas da ferramenta de RMN. Todavia, os métodos mais empregados para a determinação do volume de argila são baseados no uso do perfil de raios gama (GR). Assim, para efeito de comparação entre os métodos e para a determinação do volume de argila no poço em que os dados de RMN não estavam

disponíveis, a argilosidade também foi calculada para os dezessete poços usando o perfil de GR.

Inicialmente, a curva de raios gama foi analisada de forma a fornecer os parâmetros necessários para o cálculo do Índice de Raios Gama (IGR), utilizado nos cálculos convencionais de estimativa de argilosidade (V_{cl_GR}).

$$IGR = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}. \quad (6)$$

Com base na idade da rocha, foi utilizada para a determinação do conteúdo de argila a equação de Larionov (1969) para rochas antigas:

$$V_{cl_GR} = 0,33 [2^{2,0 \times IGR} - 1]. \quad (7)$$

A análise das curvas de estimativa de argilosidade, obtidas a partir das equações 5 e 7, em conjunto com os perfis de raios gama e ressonância permitiram a identificação das possíveis zonas de reservatório.

A.5 Determinação da porosidade

A porosidade é a relação entre o volume de espaços vazios de uma rocha e o volume total da mesma. Ela pode ser dividida em total e efetiva. A porosidade total representa o volume total de vazios, enquanto a efetiva considera somente os espaços vazios interconectados. Nery (2013) destaca que a porosidade efetiva é a mais importante comercialmente e, por isso, é o tipo de porosidade desejável nos cálculos de interpretações dos perfis. Além do perfil de RMN, mencionado anteriormente, outros perfis de poços fornecem medidas de porosidade. Os outros perfis responsáveis por fornecer essa propriedade são os perfis de neutrão (NPHI), sônico (DT) e densidade (RHOB). Também é comum, principalmente para carbonatos, a determinação da porosidade por meio da combinação dos perfis de neutrão e densidade. Entretanto, é relevante destacar que as equações que definem o cálculo de porosidade efetiva, tanto pelo método de RMN quanto pelos outros métodos supracitados, a consideram como a porosidade total menos o conteúdo de argila presente na formação. Desta forma, não é possível estabelecer relações de conectividade de poros a partir destas estimativas que não levam em consideração as relações de garganta de poro.

Para os poços que possuem dados de RMN, foram utilizadas as curvas de porosidade provenientes deste método, devido a boa correlação que estas apresentaram com os dados de laboratório fornecidos pela ANP. Porém, nem todos os poços analisados possuem dados de RMN. Assim, a fim de verificar qual o melhor método a ser utilizado para o cálculo de porosidade quando os dados de RMN não estão disponíveis, o presente trabalho selecionou dois poços para o cálculo das porosidades total e efetiva utilizando os perfis de neutrão, densidade e sônico.

Os dois poços escolhidos para a realização dos testes correspondem a poços que possuem tanto dados de RMN quanto valores de porosidade medida em laboratório, de forma a permitir a calibração destes com as porosidades calculadas pelos métodos de densidade, sônico e neutrão-densidade. Por meio destes perfis é possível calcular tanto a porosidade total (Φ_t) como a porosidade efetiva (Φ_e). Todavia, o cálculo da Φ_e está vinculado à influência da presença de argila, dependendo de parâmetros como o volume de argila. As estimativas da porosidade total ($\Phi_{t,D}$) e da porosidade efetiva ($\Phi_{e,D}$) a partir do perfil de densidade são fornecidas, respectivamente, pelas seguintes equações (DEWAN, 1983; SCHÖN, 1996):

$$\Phi_{t,D} = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}, \quad (8)$$

e:

$$\Phi_{e,D} = \Phi_{t,D} - (V_{clay} \times \Phi_{t,D,clay}), \quad (9)$$

nas quais ρ_{ma} é a densidade média dos grãos minerais que formam a matriz, ρ_b é o registro do perfil de densidade, ρ_f é a densidade do filtrado de lama, V_{clay} é a estimativa de argilosidade e $\Phi_{t,D,clay}$ é a porosidade aparente na zona de folhelho. Esta é expressa por:

$$\Phi_{t,D,clay} = \frac{\rho_{ma} - \rho_{clay}}{\rho_{ma} - \rho_f}, \quad (10)$$

onde ρ_{clay} é o registro do perfil de densidade em uma zona de folhelho.

A partir do perfil sônico, a estimativa da porosidade total ($\Phi_{t,S}$) corresponde a (DEWAN, 1983; SCHÖN, 1996):

$$\phi_{t,S} = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}, \quad (11)$$

na qual Δt , Δt_{ma} e Δt_f são, respectivamente, os intervalos de tempo de trânsito sônico da formação, da matriz sólida e do fluido de perfuração. Já o cálculo da porosidade efetiva por meio do perfil sônico ($\phi_{e,S}$), é dado por:

$$\phi_{e,S} = \phi_{t,S} - (V_{clay} \times \phi_{t,S,clay}), \quad (12)$$

na qual a porosidade aparente na zona de folhelho ($\phi_{t,S,clay}$) usando o perfil sônico, equivale a:

$$\phi_{t,S,clay} = \frac{\Delta t_{clay} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}, \quad (13)$$

na qual Δt_{clay} corresponde ao tempo de trânsito sônico em uma zona de folhelho.

Por fim, a porosidade total calculada pela combinação dos perfis de neutrão e densidade ($\phi_{t,ND}$) é dada por (DEWAN, 1983):

$$\phi_{t,ND} = \delta \phi_{t,D} + (1 - \delta) \phi_N, \quad (14)$$

com $0,5 \leq \delta \leq 1,0$. Segundo Asquith & Gibson (1983), em zonas de água $\delta = 0,5$, assim, a equação 13 é amplamente utilizada da seguinte forma:

$$\phi_{t,ND} = \frac{\phi_N + \phi_{t,D}}{2}. \quad (15)$$

Por sua vez, a porosidade efetiva obtida pela combinação dos perfis de neutrão e densidade ($\phi_{e,ND}$) corresponde ao valor médio das porosidades efetivas de densidade ($\phi_{e,D}$), descrita pela equação 9, e neutrão ($\phi_{e,N}$), expressa por:

$$\phi_{e,N} = \phi_N - (V_{clay} \times \phi_{N,clay}), \quad (16)$$

na qual ϕ_N é o registro do perfil de neutrão, V_{clay} é a estimativa de argilosidade e $\phi_{N,clay}$ é o registro do perfil de neutrão em uma zona de folhelho. Desta forma, a porosidade efetiva a partir da combinação dos perfis de neutrão e densidade ($\phi_{e,ND}$), pode ser escrita como (SCHLUMBERGER, 1989):

$$\phi_{e,ND} = \frac{\phi_{e,N} + \phi_{e,D}}{2}. \quad (17)$$

Os testes realizados nos dois poços selecionados revelaram que o método que apresentou melhor correlação com as porosidades provenientes do RMN e dos dados de laboratório foi o que utiliza a combinação dos perfis de neutrão e densidade. O *software* utilizado, ao calcular as porosidades total e efetiva a partir do método neutrão-densidade, gera uma curva de densidade da matriz, denominada RHOMA. Como estes dois poços também possuíam valores de densidade medida em laboratório, esta foi utilizada para verificar a acurácia da curva de RHOMA calculada pelo programa. Foi observada uma boa correlação entre os dados de laboratório e a curva RHOMA gerada pelo programa. Assim, este foi mais um aspecto que ajudou a reforçar a confiabilidade do método neutrão-densidade para o cálculo das porosidades total e efetiva, quando da ausência das curvas de RMN. Entretanto, é importante salientar que as porosidades provenientes do RMN ainda são as que melhor se ajustaram aos dados de laboratório e, portanto, as mais adequadas para a realização dos cálculos de saturação de água e *net pay*. Todavia, como o poço 9-BUZ-8-RJS não possui dados de RMN, para este foram utilizadas as porosidades total e efetiva calculadas pelo método da combinação neutrão-densidade. Além disso, buscando a determinação da curva de densidade da matriz (RHOMA) para os dezessete poços, o cálculo da porosidade a partir da combinação neutrão-densidade foi realizado para todos os poços.

A.6 Identificação dos fluidos

Para a identificação dos tipos de fluidos presentes nos reservatórios foram utilizadas as informações disponíveis nos testes de formação realizados nos poços, fornecidos pela ANP, e a interpretação do perfil de resistividade. Isto permitiu determinar as zonas portadoras de hidrocarbonetos, as zonas portadoras de água e o contato óleo-água, quando presente.

O perfil de resistividade é amplamente empregado para a identificação do tipo de fluido armazenado no reservatório, pois os valores de resistividade para uma formação porosa serão elevados em regiões portadoras de hidrocarbonetos e baixos em regiões saturadas com água salgada. Outro método utilizado com frequência é a análise do gradiente de pressão, que permite diferenciar zonas de gás, óleo e água e determinar os contatos entre estes. Tal separação entre gás, óleo e água é feita a partir da identificação

de diferentes tendências nos valores de pressão que podem ser relacionadas aos diferentes tipos de fluidos. A Figura 25 ilustra como é realizada a análise desses gráficos.

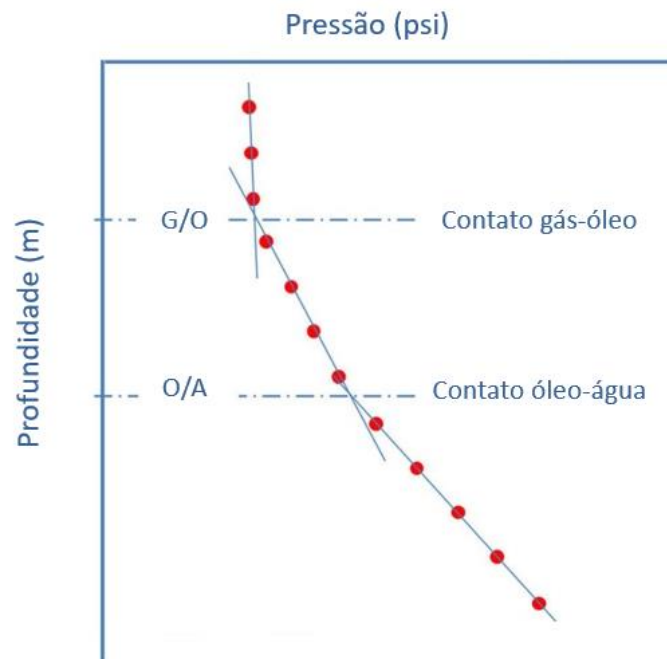


Figura 25: Exemplo de gráfico de gradiente de pressão para identificação de tipos de fluidos e contatos entre eles em uma formação.

A identificação dos tipos de fluidos e do contato óleo-água foi determinada com base na realização de três análises: tipos de fluidos citados nos relatórios dos testes de formação, construção de gráficos de gradiente de pressão e análise da resistividade dos perfis de poços.

Inicialmente foram organizados e separados para cada poço o tipo de fluido e o valor da pressão estática referente a cada profundidade analisada no teste de formação. Deste modo, observou-se que nenhum dos dezessete poços mencionava a presença de gás, apenas de óleo e água como fluidos presentes nas formações. Além disso, com base na última menção à presença de óleo e na primeira menção à presença de água nos relatórios, foi possível fazer uma determinação prévia do possível intervalo onde estaria o contato óleo-água nos poços.

Em seguida, foram construídos os gráficos de gradiente de pressão visando corroborar as observações feitas na análise dos relatórios. Para isso, os valores de pressão estática que são fornecidos em kgf/cm^2 foram convertidos para psi, por meio da multiplicação destes pela constante 14,22. Com os valores de pressão na unidade correta (psi), foram construídos os gráficos de pressão (psi) x profundidade (m). Na análise

gráfica, foram observadas no máximo duas tendências distintas. Ou seja, alguns poços apresentaram apenas uma tendência para os dados, indicando conforme o relatório, apenas a presença de óleo em toda sua extensão. Outros poços apresentaram duas tendências distintas, corroborando a informação dos relatórios sobre a presença de dois tipos de fluidos: óleo e água.

Por fim, com base nas observações e intervalos definidos previamente, as curvas de resistividade profunda dos poços foram analisadas para definir a zona de transição e a profundidade específica do contato óleo-água.

Assim, a partir da avaliação conjunta destes parâmetros foi definido o contato óleo-água (O/A) para os poços que o possuíam e confirmado que não há presença de gás, apenas de óleo, nas formações.

A.7 Determinação da saturação de água

A saturação de água pode ser definida como a fração volumétrica de água presente nos poros de uma rocha. Sua estimativa é objeto de estudo para a realização da análise de reservas, auxiliando no cálculo da quantidade de hidrocarbonetos que podem ser explorados economicamente.

De acordo com Crain (2019b), em um reservatório acima do contato da água, a saturação de água irreduzível é igual à saturação real. Mas, em zonas de transição, de água e depletadas, a saturação de água irreduzível é menor do que a saturação real. A zona de transição pode ser definida como o intervalo do reservatório em que ocorre a mistura de hidrocarbonetos com água da formação, ou seja: acima desta zona, encontram-se apenas hidrocarbonetos e abaixo dela apenas água.

Dentre os métodos convencionais empregados para o cálculo da saturação de água, o mais utilizado é a saturação de Archie (1942). Esta equação é apropriada para reservatórios com baixo conteúdo de argila. Em carbonatos, devido à heterogeneidade e complexidade dessas rochas, a determinação adequada dos parâmetros da equação de Archie se torna um desafio. Assim, tal equação deve ser empregada com cautela em reservatórios carbonáticos.

Um método que tem sido empregado com frequência para carbonatos é o cálculo da saturação a partir dos perfis de RMN (EZEKWE, 2011; TARIQ *et al.*, 2019), uma vez

que tal equação não depende de parâmetros associados à matriz da rocha. Porém, a saturação de água a partir de RMN consiste na saturação de água irreduzível, que tende a subestimar os valores de saturação de água abaixo da zona de transição. Assim, se faz necessária a utilização de métodos convencionais para o cálculo da saturação de água abaixo da zona de transição.

Deste modo, neste trabalho o cálculo da saturação de água foi dividido em três partes (Figura 26). No intervalo portador de óleo, a saturação de água foi calculada a partir dos perfis de RMN. Na zona de transição, a equação de Archie (1942) foi aplicada. Abaixo do contato óleo-água (O/A), a saturação de água foi considerada igual a 1. Para o poço que não possuía dados de RMN a equação de Archie foi utilizada para todo o intervalo acima do contato óleo-água.

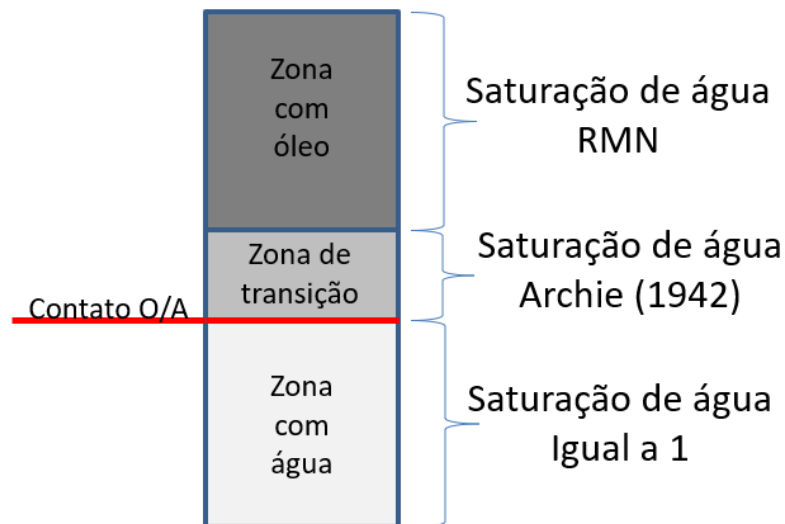


Figura 26: Metodologia adotada para cálculo de saturação de água nos poços analisados.

A saturação de água irreduzível calculada pelos perfis de ressonância é dada pela seguinte equação (CRAIN, 2019b):

$$S_{wir_{RMN}} = \frac{BVI}{PHIE} \quad (18)$$

O volume de água irreduzível (BVI) pode ser reescrito como:

$$BVI = PHIE - FF, \quad (19)$$

na qual PHIE corresponde à porosidade efetiva calculada pelo perfil de RMN e FF ao conteúdo de fluidos móveis livres. Assim, a equação 18 pode ser reescrita como:

$$S_{wir_{RMN}} = \frac{PHIE - FF}{PHIE}. \quad (20)$$

A equação 20 foi adotada para o cálculo da saturação de água nas regiões portadoras de óleo nos dezesseis poços que possuem dados de RMN.

Para o cálculo da saturação de água (S_{wa}), utilizando a equação de Archie (1942), é preciso determinar parâmetros como a resistividade da água (R_w), o coeficiente de cimentação (m), o expoente de saturação (n) e o fator de tortuosidade (a). O valor de a é tipicamente definido como igual a 1 para rochas carbonáticas (KEAREY *et al.*, 2009).

Uma vez que o valor da resistividade da água (R_w) não estava disponível para nenhum dos poços, este foi obtido a partir da metodologia que utiliza as informações de salinidade da água e temperatura da formação. As outras técnicas para a determinação da resistividade da água, como a que utiliza a concentração de íons e a que emprega o perfil de potencial espontâneo não puderam ser adotadas devido à ausência de dados.

A temperatura da formação foi calculada para os dezessete poços a partir do gradiente de temperatura do campo e da temperatura máxima registrada, ambos disponíveis nos relatórios e/ou cabeçalhos dos poços. A equação utilizada pelo *software* para o cálculo da temperatura da formação ($FTEMP$) é expressa por:

$$FTEMP = TLT + ((depth - TLI) \times (gradFT)), \quad (21)$$

na qual TLT é temperatura na profundidade TLI , $depth$ é a profundidade e $gradFT$ é o gradiente de temperatura do campo.

A salinidade da água de formação encontrava-se disponível nos relatórios de teste de formação de apenas dois poços. Assim, a resistividade da água foi inicialmente calculada para estes dois poços, a fim de verificar se havia correlação entre os valores de R_w . Como os valores de R_w obtidos para os dois poços foram iguais, este foi considerado como o valor de R_w a ser utilizado para o campo e, portanto, adotado para os dezessete poços.

De posse do valor de R_w e dos valores de m e n , obtidos em um relatório de propriedades elétricas medidas em laboratório para um dos poços, a equação de Archie (1942) foi utilizada para o cálculo da saturação de água (S_{wa}):

$$S_{wa} = \left(\frac{a R_w}{\emptyset^m R_t} \right)^{\frac{1}{n}}, \quad (22)$$

na qual R_t é a resistividade medida pelo perfil e \emptyset é a porosidade total. A porosidade total empregada para este cálculo foi a proveniente do perfil de RMN. Para o poço que não possuía dados de RMN, foi utilizada a porosidade total calculada pelo método de neutrão-densidade.

A.8 Somas e médias

O principal passo desta etapa foi a determinação dos valores de corte (*cutoffs*), responsáveis por estabelecerem a separação entre as zonas de interesse e as zonas de baixa produtividade ou improdutivas. A partir destes valores foi possível obter as somas e médias de importantes parâmetros do reservatório como volume de argila, porosidade efetiva e saturação de hidrocarbonetos e definir os *cutoffs* mais adequados para cada parâmetro a ser utilizado no cálculo de *net pay*.

Net Pay

O *net pay* corresponde a um subintervalo da formação que compreende reservatórios com um volume significativo de hidrocarbonetos potencialmente exploráveis. Ele representa um parâmetro chave na avaliação de reservatórios, pois permite identificar as seções que possuem qualidade permo-porosa suficiente para armazenar e produzir volumes significativos de hidrocarbonetos (WORTHINGTON, 2010).

Os dados de entrada utilizados para o cálculo do *net pay* nos dezessete poços correspondem às curvas de volume de argila (V_{cl_RMN}), porosidade efetiva (PHIE) e saturação de água (SW) e seus respectivos *cutoffs*. Para a porosidade efetiva e o volume de argila foram utilizadas as curvas provenientes dos perfis de RMN. No poço em que os dados de RMN não estavam disponíveis, utilizou-se a porosidade efetiva calculada pelo método neutrão-densidade e o volume de argila estimado a partir do perfil de raios gama (V_{cl_GR}).

Para a determinação do *net pay*, o *software* segue um fluxo de cálculos que se inicia com a determinação do intervalo de “*net rock*”, passa pela definição do intervalo de “*net res*” e, finalmente, resulta no “*net pay*”. O intervalo “*net rock*” corresponde a

região da formação que é livre de argila, sendo determinado a partir da ativação do *cutoff* para a curva de V_{cl_RMN} . Dentro do intervalo “*net rock*”, o *software* habilita os *cutoffs* de V_{cl_RMN} e PHIE para determinar as possíveis regiões de reservatório (“*net res*”). Por fim, para determinar o intervalo que contém hidrocarbonetos, denominado “*net pay*”, o *software* leva em consideração os *cutoffs* para todas as curvas, ou seja, V_{cl_RMN} , PHIE e SW. A Figura 27 apresenta de forma esquemática a metodologia empregada e os parâmetros gerados para a obtenção do *net pay*.

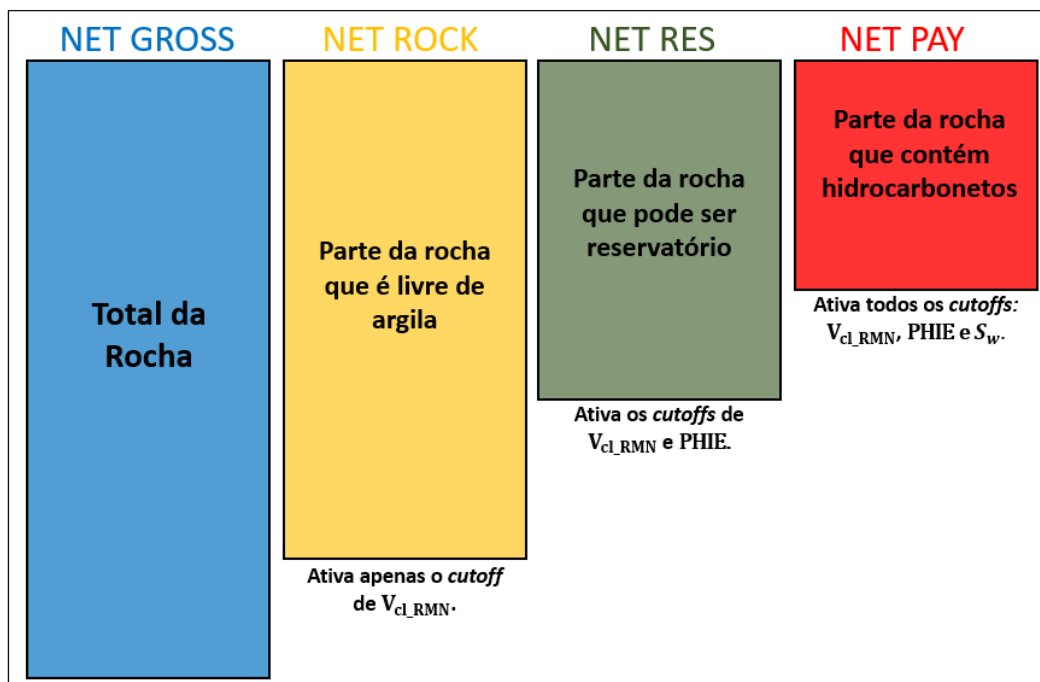


Figura 27: Representação da leitura realizada e *cutoffs* adotados pelo *software* Techlog (Schlumberger) para o cálculo de parâmetros como “*Net Rock*”, “*Net Res*” e “*Net Pay*”.

B) Análise estatística

Além da análise das curvas dos perfis de poços, foram calculados os valores de moda e média aritmética dos principais parâmetros (elásticos e de reservatório) dos dezessete poços estudados.

A média aritmética é calculada somando todos os valores de um conjunto de dados e dividindo-os pelo número de elementos deste conjunto. Já a moda é uma medida estatística que representa o valor mais frequente de um conjunto de dados.

Como as propriedades de reservatório apresentam grande variabilidade ao longo dos poços analisados, buscou-se também comparar essas propriedades de forma quantitativa entre as formações Itapema e Barra Velha no Campo de Búzios. Para isto

foram calculadas as médias ponderadas das seguintes propriedades: PHIT, PHIE, FF, KTIM, V_{cl_RMN} , SW e *net-pay*. O cálculo da média ponderada (*MP*) foi realizado usando a seguinte equação:

$$MP = \frac{\sum_{i=1}^n a_i \times h_i}{\sum_{i=1}^n h_i} \quad (23)$$

na qual n é número de poços (dezesesseis ou dezessete a depender da propriedade); i representa o poço; a é a propriedade medida; h a espessura da formação.

C) *Crossplots* de física de rochas

A física de rochas permite correlacionar os parâmetros petrofísicos com os parâmetros elásticos, representando uma etapa importante na caracterização de reservatórios. Segundo Avseth *et al.* (2005), a correlação entre tais parâmetros pode evitar ambiguidades na interpretação sísmica, além de desempenhar um papel importante na inversão sísmica. Assim, nesta etapa foram calculados, utilizando as curvas de densidade (RHOB) e de tempos de trânsito sônico (DT) e cisalhante (DTSM), os seguintes parâmetros elásticos:

(a) Velocidade da onda P (V_P)

As ondas primárias ou P são assim denominadas, pois são as primeiras a serem registradas pelos sismógrafos. Também conhecidas como ondas compressionais ou longitudinais, elas se propagam por deformação uniaxial (compressão e expansão) na direção de propagação da onda. O movimento das partículas associado à passagem desta onda envolve oscilação, em torno de um ponto fixo, na direção de propagação (KEAREY *et al.*, 2009). A velocidade da onda P pode ser determinada a partir do perfil sônico, uma vez que ela corresponde ao inverso do tempo de trânsito sônico, ou seja:

$$V_P = 1/DT. \quad (24)$$

(b) Velocidade da onda S (V_S)

As ondas secundárias ou S são sempre detectadas pelos sismógrafos após a chegada da onda P. As ondas secundárias, também denominadas ondas de cisalhamento ou transversais, propagam-se com deslocamento de partícula perpendicular à direção de propagação da onda. Assim, os movimentos das partículas individuais envolvem oscilação, ao redor de um ponto fixo, num plano perpendicular à direção de propagação

da onda (KEAREY *et al.*, 2009). A velocidade da onda S pode ser obtida a partir do perfil de tempo de trânsito cisalhante (DTSM), uma vez que ela corresponde ao inverso da resposta fornecida por esse perfil, ou seja:

$$V_S = 1/DTSM. \quad (25)$$

Neste tópico cabe destacar que, conforme a Tabela 1, apenas 10 poços possuíam o perfil de tempo de trânsito cisalhante e, portanto, só foi possível calcular V_S para estes poços.

Além disso, para o cálculo de ambas as velocidades (V_p e V_S) deve-se atentar para a unidade. Em geral, as curvas de tempo de trânsito estão em $\mu\text{s}/\text{ft}$. Portanto, fez-se necessária a conversão de unidade para obtenção das velocidades em m/s. Para isso, os valores calculados de V_p e V_S (equações 24 e 25, respectivamente) foram multiplicados pela constante 304800.

(c) Impedância acústica (IP)

Numa interface entre diferentes camadas de rochas, litologias e parâmetros elásticos, há geralmente uma mudança na velocidade de propagação das ondas. Tal variação é resultante das diferentes propriedades físicas das litologias. Em tal interface, a energia contida em um pulso sísmico incidente é separada em pulsos transmitidos e refletidos. As proporções relativas das energias transmitidas e refletidas são determinadas pelos contrastes de velocidades compressoriais e cisalhantes, densidades e ângulo de incidência (AKI & RICHARDS, 1980). A impedância acústica depende da velocidade compressional de propagação (V_p) e da densidade da rocha (RHOB), sendo definida pelo produto:

$$IP = RHOB \times V_p. \quad (26)$$

(d) Razão V_p/V_S

Avseth *et al.* (2005) afirmam que as relações entre V_p e V_S são chave para a determinação da litologia a partir do dado sísmico ou sônico. Além disso, elas também podem ser utilizadas para a identificação de fluidos nos espaços porosos usando, por exemplo, análise AVO (*amplitude versus offset*). Assim, de acordo com os autores, a razão V_p/V_S é um bom indicador da presença de hidrocarbonetos, principalmente gás, e

tem a capacidade de discriminar litologias. A razão V_p/V_s é determinada a partir da divisão das velocidades obtidas em (a) e (b).

Como mencionado anteriormente, a velocidade da onda S (V_s) só pôde ser calculada para os dez poços que possuem o perfil de tempo de trânsito cisalhante (DTSM). Por este motivo, a razão V_p/V_s também só foi calculada para estes poços.

Esses parâmetros elásticos, que também podem ser obtidos a partir da inversão sísmica, auxiliam na distinção de fluidos e de litologias. Na fase de avaliação de formações foi observado um comportamento heterogêneo da Fm. Barra Velha em grande parte dos poços. Três deles apresentaram uma resposta bastante peculiar na maioria dos perfis, próximo ao topo da Fm. Barra Velha. A fim de melhor entender as heterogeneidades observadas nesta formação e, principalmente, o comportamento distinto notado nos poços 3-BRSA-1064-RJS, 8-BUZ-5-RJS e 9-BRSA-1159-RJS, foram construídos *crossplots* de física de rochas para cinco poços da formação. Tais poços incluem os três mencionados acima e os poços 2-ANP-1-RJS e 9-BUZ-7-RJS. Os *crossplots* utilizaram parâmetros elásticos e petrofísicos calculados a partir dos perfis geofísicos de poços.

Uma vez que os poços estão saturados com óleo na Fm. Barra Velha, a análise desses *crossplots* visa à obtenção de informações acerca das litologias desta formação e suas relações com as propriedades elásticas. Além disso, busca-se entender como tais aspectos relacionam-se com as heterogeneidades observadas, auxiliando na identificação de padrões que possam ser reconhecidos na sísmica.

D) Correlação rocha-perfil-sísmica

A integração de dados é decisiva para uma caracterização adequada dos reservatórios. Em reservatórios carbonáticos, que apresentam grande variação lateral e vertical, tal procedimento é essencial para uma representação mais robusta de suas propriedades.

Os dados de testemunho ou de amostras laterais fornecem informações diretas e precisas sobre a composição e as propriedades da rocha. Assim, os dados de rocha são fundamentais para a redução de incertezas e para a calibração com as análises provenientes dos perfis de poços.

A integração entre dados de poços e sísmicos também possui grande relevância. Os dados de poços apresentam uma alta resolução vertical quando comparados aos dados sísmicos. Estes, por sua vez, possuem como importante característica a grande continuidade espacial e resolução lateral. Essa propriedade do dado sísmico permite identificar aspectos estruturais, a geometria dos depósitos e as suas variações laterais. Deste modo, a integração entre perfil e sísmica possibilita que feições observadas nos poços sejam correlacionadas com determinados refletores nas seções sísmicas. Além disso, esta correlação permite a identificação da possível continuidade lateral de determinados padrões observados nos perfis.

Conforme destacado previamente, na fase de avaliação de formações, foi realizada a correlação entre os dados de rochas e os perfis geofísicos de poços. Assim, na fase IV busca-se integrar essa correlação com os dados sísmicos, realizando uma correlação rocha-perfil-sísmica. Com isso, pretende-se verificar se as heterogeneidades observadas nos poços, principalmente na Fm. Barra Velha, podem ser identificadas na sísmica e se possuem ou não continuidade lateral. Além disso, buscou-se avaliar também a relação entre o comportamento observado nos poços e a resposta sísmica na região da base das coquinas.

Uma vez que o dado sísmico utilizado estava em profundidade, não houve necessidade de geração de modelo de velocidade, conversão tempo-profundidade e nem de amarração dos poços.

Assim, a interpretação sísmica foi realizada em profundidade e consistiu na identificação das principais falhas, no reconhecimento dos principais refletores – que em geral são aqueles que apresentam maior amplitude e grande continuidade lateral, e na interpretação das unidades estratigráficas balizada pelos dados de poços.

Inicialmente foram selecionadas duas *crosslines* (Cross 1 e Cross 2, vide Figura 22) para o reconhecimento e mapeamento dos principais refletores e discordâncias. Foram identificadas as falhas geológicas e mapeados o topo do basalto (topo da Fm. Camboriú), a discordância Jiquiá/Buracica (intra-Barremiano) (topo da Fm. Piçarras), a discordância pré-Alagoas (topo da Fm. Itapema) e a base do sal (topo da Fm. Barra Velha). A discordância intra-Alagoas também foi mapeada nas regiões em que era possível ser visualizada.

Em seguida, a fim de melhor compreender o caráter sísmico e a continuidade lateral das heterogeneidades observadas na Fm. Barra Velha nos poços 8-BUZ-5-RJS e 9-BRSA-1159-RJS, foram determinadas três linhas arbitrárias para a interpretação sísmica. Tais linhas, denominadas A, B e C passam por estes poços e por poços que estão alinhados a eles nas direções OSO-ENE e SSE-NNO, conforme Figura 22. Cabe destacar que o poço 3-BRSA-1064-RJS não foi incluído nesta análise, pois o imageamento sísmico estava muito ruim na região próxima a ele, comprometendo a interpretação. Nestas linhas arbitrárias também foram identificadas as principais falhas, mapeados os horizontes identificados na interpretação das *crosslines* e realizada uma interpretação sísmica mais detalhada, balizada pelos dados dos poços e de rocha que forneceram informações relevantes sobre a litologia. Assim, buscou-se relacionar determinados padrões observados nos poços a certas respostas sísmicas, realizando uma correlação entre os diferentes tipos de dados.

Tal integração entre rocha-perfil-sísmica permitiu a elaboração de modelos geológicos simplificados que buscam mostrar a variação vertical e lateral dos reservatórios carbonáticos das formações Itapema e Barra Velha nas linhas arbitrárias selecionadas.

4. Resultados

Neste capítulo são apresentados os resultados referentes às fases de Avaliação de Formações, Crossplots de Física de Rocha e Integração rocha-perfil-sísmica descritos na metodologia. Tais resultados são fruto da análise de dados de rocha e de perfil de dezessete poços e cinco seções sísmicas (duas *crosslines* e três linhas arbitrárias) na região do pré-sal do Campo de Búzios, Bacia de Santos.

4.1. Avaliação de Formações

Antes da interpretação e geração de resultados a partir dos perfis geofísicos foi realizada a análise dos relatórios disponíveis para os poços. Tal análise foi fundamental para o reconhecimento inicial das principais litologias presentes nas formações Itapema e Barra Velha, para a identificação dos tipos de hidrocarbonetos existentes e para a determinação do contato óleo-água nos poços. Os relatórios utilizados correspondem a perfis compostos, testes de formação, relatórios finais de poço exploratório e relatórios de petrofísica básica e avançada.

Acerca das litologias, as principais informações foram retiradas de descrições de amostra lateral contidas nestes relatórios, já que as informações de testemunho estavam incompletas e/ou pouco detalhadas. Sete poços dispunham de descrições de amostra lateral, permitindo a coleta das informações a seguir.

Na Fm. Itapema, as coquinas são a litologia de maior predominância. Elas perfazem cerca de 53% a 74% da formação nos poços analisados. A segunda litologia mais recorrente são os *mudstones*, que podem chegar a compor 35% desta formação. Os calcários também aparecem em mais de um poço com certa frequência, embora a presença destes em um mesmo poço não ultrapasse os 11%. Tais calcários, diferente dos encontrados na Fm. Barra Velha não são descritos como microbiais e se referem tanto a calcários cristalinos quanto a calcários creme e/ou cinza claros. Com isso, observa-se que a presença da coquina é sempre majoritária na Fm. Itapema. Outras litologias descritas na Fm. Itapema correspondem a dolomitos e diabásio. Esta última é mencionada de forma pontual em apenas um dos poços, próxima à base da Fm. Itapema.

Já na Fm. Barra Velha, os calcários são a litologia predominante, compondo de 74% a 100% da formação nos poços analisados. Cerca de 90% destes calcários são descritos como microbiais. Esses calcários microbiais podem ser esferulíticos,

estromatolíticos e/ou laminados. Os dois primeiros tipos ocorrem com uma frequência muito maior do que os laminados. Depois dos calcários, a litologia que está presente de maneira mais recorrente são os *mudstones*, que perfazem de 5% a 8% da formação em alguns dos poços analisados. Outras litologias que também são mencionadas na Fm. Barra Velha, mas que ocorrem com baixa frequência e por vezes só aparecem em um dos poços, correspondem a *grainstones*, *packstones*, *rudstones*, *wackestones*, silexitos, brechas carbonáticas e dolomitos.

A partir da análise dos relatórios, foi possível relacionar a resposta dos perfis com as descrições de amostra lateral. Em alguns poços, foram identificados aumentos expressivos do perfil de GR na passagem da Fm. Itapema para a Fm. Barra Velha. De acordo com as informações das descrições de amostra lateral, em alguns poços tais picos estão associados à folhelhos da Fm. Itapema e em outros poços correspondem a *mudstones* ou carbonatos ricos em matéria orgânica da Fm. Barra Velha. Uma vez que os depósitos da Fm. Itapema correspondem ao andar Jiquiá, quando os aumentos de GR estão associados à folhelhos desta formação, o presente trabalho optou por colocá-los em uma zona separada denominada “folhelho Jiquiá”. Isto é feito para que tal intervalo, que não constitui uma zona de interesse, não interfira nos cálculos petrofísicos realizados para a Fm. Itapema. Sobre a nomenclatura “folhelho Jiquiá”, vale destacar que esta é utilizada apenas para referenciar o folhelho pertencente à Fm. Itapema que se encontra na transição entre esta e a Fm. Barra Velha. Para saber se de fato estes folhelhos são do andar Jiquiá, seria necessária a análise de ostracodes, o que não foi realizado por este trabalho.

Alguns poços, apresentam um aumento acentuado do perfil de GR na transição entre as formações Itapema e Barra Velha, mas não possuem descrições de amostra lateral. Todavia, foi possível observar um padrão nos poços que apresentam descrições de amostra lateral, que permite traçar um paralelo com os que não dispõem deste tipo de informação.

Em todos os poços onde o aumento de GR estava atribuído ao final da deposição da Fm. Itapema, ele era correspondente a folhelhos desta formação. Nos poços em que tal aumento ocorria no início da deposição da Fm. Barra Velha, este era devido à presença de *mudstones* ou matéria orgânica associada aos carbonatos. Além disso, foi possível determinar um certo padrão para o comportamento dos perfis referente a cada litologia (folhelho, *mudstone*, calcário com matéria orgânica). Com base nessas análises este

trabalho inferiu para os poços que não apresentavam descrição de amostra lateral, a qual formação e litologia poderiam ser associados os aumentos de GR que ocorrem na transição das formações.

Além da análise sobre a litologia, também foram extraídas informações sobre o tipo de fluido presente nas formações. Isto permitiu constatar que tanto na Fm. Itapema quanto na Fm. Barra Velha o único hidrocarboneto mencionado é o óleo. Também foram coletados dos testes de formação os valores de pressão que permitiram a construção dos gráficos de gradiente de pressão. A Figura 28 ilustra o gráfico de gradiente de pressão feito para o poço 9-BRSA-1159-RJS.

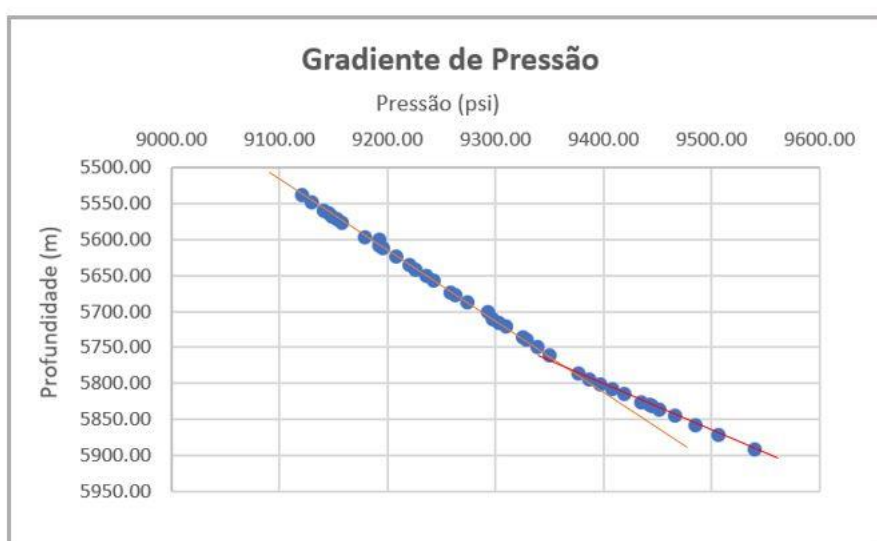


Figura 28: Gráfico de gradiente de pressão para o poço 9-BRSA-1159-RJS

Estes gráficos de gradiente de pressão foram construídos para os dezessete poços, visando auxiliar na determinação do contato óleo-água.

4.1.1. Avaliação qualitativa dos perfis

Após a análise dos relatórios foram realizadas a interpretação e os cálculos utilizando os perfis geofísicos de poços. Em uma primeira análise visual das curvas, foi possível identificar alguns padrões e comportamentos principais nas formações Itapema e Barra Velha. De modo geral, o comportamento da Fm. Itapema não variou muito ao longo dos poços analisados. Em 13 poços (76% dos poços), a Fm. Itapema se mostra mais homogênea, apresentando baixos valores de raios gama – que parecem refletir uma

formação com baixo conteúdo de argila – e apresentam boas propriedades permo-porosas. Os outros quatro poços (24% dos poços) apresentam maiores variações nos valores de raios gama, embora também tenham boas propriedades permo-porosas. Destes quatro poços, metade não apresenta reservatórios de hidrocarbonetos na Fm. Itapema.

A análise prévia das curvas da Fm. Barra Velha mostrou um caráter mais heterogêneo para esta formação, sendo possível identificar pelo menos cinco tipos distintos de comportamentos. Seis poços apresentaram propriedades permo-porosas bem distribuídas ao longo de todo o intervalo da formação, apesar de exibirem uma considerável variação dos valores de raios gama e um conteúdo de finos aparentemente mais elevado. Quatro poços mostraram uma queda na qualidade das propriedades permo-porosas, com diminuição considerável das porosidades e permeabilidades, na região mais próxima ao topo da Fm. Barra Velha. Foi observado em três poços um comportamento bastante peculiar na parte superior desta formação, que afeta consideravelmente quase todos os perfis geofísicos e apresenta características de não-reservatório. Dois poços apresentam o perfil de raios gama bastante variável, refletindo valores mais elevados do que os visualizados nos demais poços. Por fim, os outros dois poços correspondem a poços com caráter mais homogêneo, baixos valores de raios gama e que possuem uma boa distribuição das propriedades permo-porosas ao longo da formação.

Devido à grande quantidade de poços analisados, foram selecionados cinco poços para serem apresentados de forma mais detalhada neste capítulo. Todavia, consta em anexo, ao final desta dissertação, as curvas de entrada e os resultados calculados para os outros doze poços. O critério utilizado para a escolha dos cinco poços foi conferir maior ênfase aos poços que possuem comportamentos que podem impactar negativamente a produção. Tais poços consistem nos três poços (3-BRSA-1064-RJS, 8-BUZ-5-RJS e 9-BRSA-1159-RJS) que apresentaram um comportamento de não-reservatório na parte superior da Fm. Barra Velha e em dois dos poços (2-ANP-1-RJS e 9-BUZ-7-RJS) que exibem uma piora significativa da qualidade das propriedades permo-porosas também na parte superior desta formação. Estes dois poços também estão localizados próximo ao poço 8-BUZ-5-RJS, o que permitiu a análise conjunta deles nas linhas sísmicas arbitrarias. Todos esses cinco poços são representativos do principal tipo de comportamento observado na Fm. Itapema: mais homogênea, menor conteúdo de argila e com boas propriedades permo-porosas.

Os *layouts* exibidos são semelhantes para todos os poços, com exceção do poço 9-BUZ-8-RJS que não possui dados de RMN e só foi perfilado na Fm. Barra Velha. Para os outros dezesseis poços, os *layouts* encontram-se separados por formação: Itapema e Barra Velha. Entretanto, em alguns deles, entre as formações Itapema e Barra Velha é possível identificar uma região denominada “Jiquiá”, correspondente à folhelhos pertencentes à Fm. Itapema. Nos *layouts*, após os *tracks* de profundidade e zonas, os primeiros sete *tracks* correspondem aos dados (curvas disponíveis) e os outros quatro aos resultados (curvas calculadas).

Poço 3-BRSA-1064-RJS

Os dados e os resultados da avaliação de formações para o poço 3-BRSA-1064-RJS são apresentados na Figura 29. O perfil caliper (CAL) possui boa resposta ao longo do intervalo e não apresenta alterações consideráveis. São observados somente pequenos arrombamentos, principalmente na Fm. Itapema. As curvas de porosidade efetiva a partir do perfil ressonância (PHIE) e densidade da matriz (RHOMA) estão bem calibradas com os dados de laboratório.

A Fm. Itapema é mais homogênea em sua resposta e possui valores mais baixos de raios gama (GR), aparentando ser uma formação mais limpa do que a Fm. Barra Velha. Os únicos valores elevados de GR presenciados na Fm. Itapema ocorrem próximo ao seu topo e correspondem ao folhelho Jiquiá. Nesta região de folhelho, os valores da estimativa de argilosidade a partir de RMN (V_{cl_RMN}) estão subestimados. Conforme descrito na metodologia, este comportamento no intervalo Jiquiá já era esperado, pois uma outra abordagem para a estimativa de V_{cl_RMN} deve ser utilizada nessas regiões. A Fm. Itapema também apresenta ótimas propriedades permo-porosas, uma alta quantidade de fluidos livres e baixa saturação de água em sua parte superior, na qual encontra-se o intervalo de reservatório de hidrocarbonetos.

Já a Fm. Barra Velha possui um comportamento bastante heterogêneo e várias segmentações. Próximo à sua base, de 5.684 a 5.665 m observa-se uma região com valores de GR mais elevados, valores mais baixos de resistividade (RES), além de porosidades (PHIT e PHIE) e permeabilidade (KTIM) menores do que as vistas na região imediatamente acima. A descrição de amostra lateral nesta região, entretanto, menciona apenas a presença de calcários creme claros e/ou cinza escuros.

Em seguida, de 5.665 a 5.515 m, nota-se uma zona com estimativas de argilosidade mais baixas, alta quantidade de fluidos livres (FF), porosidade e permeabilidade elevadas e baixa saturação de água, representando o maior *net pay* da formação. Nesta região, nota-se também uma tendência de diminuição dos tempos de trânsito sônico (DT) e sônico cisalhante (DTSM), bem como um aumento da densidade (RHOB) e diminuição do neutrão (NPHI), da PHIT, da PHIE e da KTIM, indo da base em direção ao topo deste intervalo.

Entre 5.515 e 5.473 m é observado um comportamento peculiar dos perfis. Neste intervalo, é possível notar um leve aumento de GR, impactando de maneira pouco significativa a estimativa de argilosidade (V_{cl_GR}) estimada por este perfil. Comportamento contrário é observado a partir da estimativa de argilosidade usando os perfis de RMN (V_{cl_RMN}), que apresenta valores bastante elevados na região. Além disso, percebe-se uma queda brusca da resistividade e aumento de DT e de DTSM, indicando uma diminuição das velocidades das ondas compressoriais (P) e cisalhantes (S). Além disso, NPHI aumenta, RHOB diminui e os perfis de RMN também são muito afetados: PHIT apresenta valores em torno de 7-9%, PHIE registra valores em torno de 2-4%, enquanto FF e KTIM são próximas de zero. O comportamento das curvas indica uma possível influência de finos afetando o comportamento deste intervalo, que apresenta características de não-reservatório.

Por fim, no intervalo de 5.473 a 5.427 m, nota-se a resistividade diminuindo gradualmente e os valores de GR, PHIT, PHIE, FF e KTIM aumentando da base em direção ao topo deste intervalo.

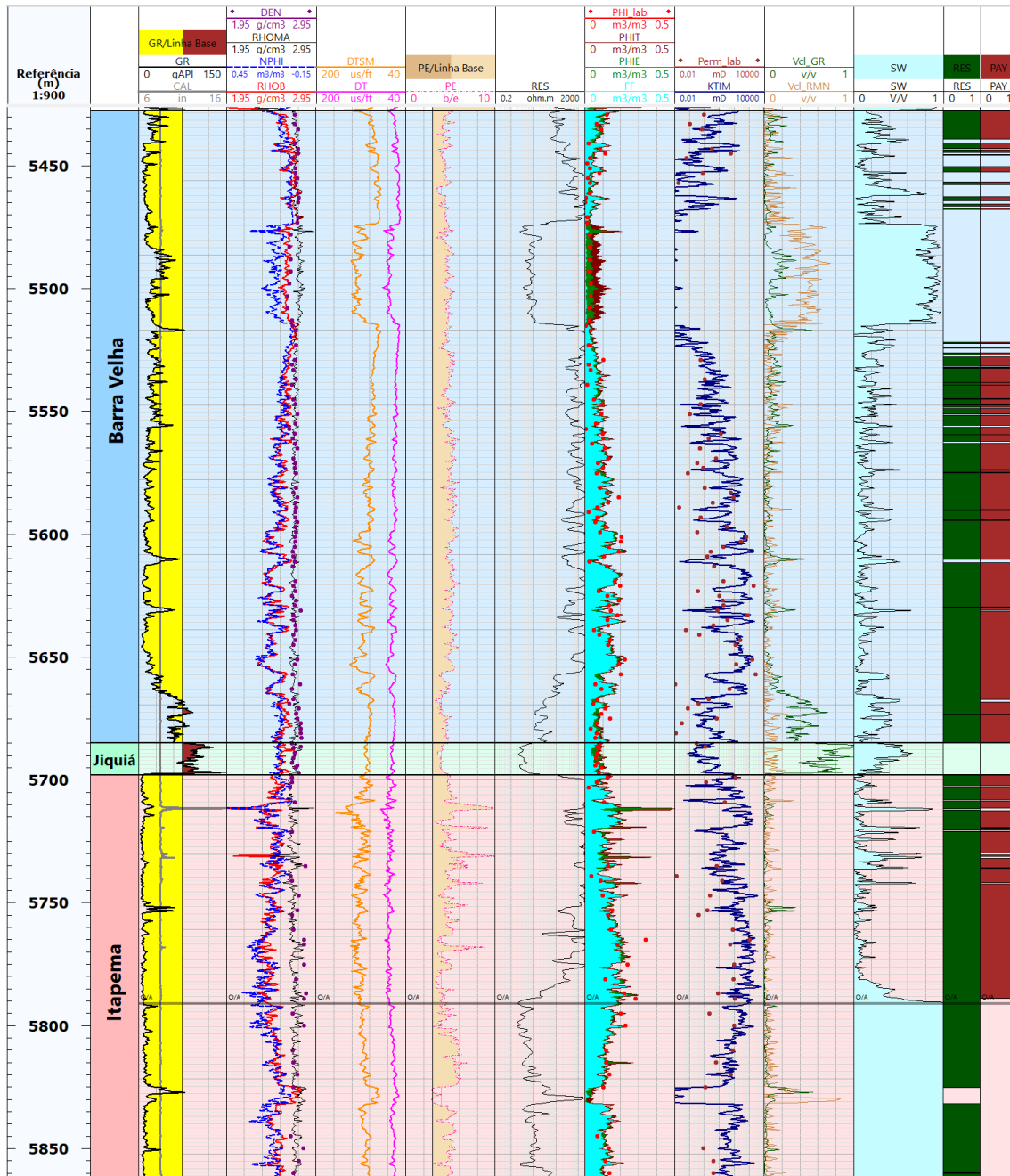


Figura 29: Perfis do poço 3-BRSA-1064-RJS. *Tracks*: 1) profundidade; 2) formações (Barra Velha e Itapema, com o folhelho Jiquiá em separado); 3) raios gama (**GR**) e caliper (**CAL**); 4) densidade (**RHOB**), neutrão (**NPHI**), densidade da matriz (**RHOMA**), densidade medida em laboratório (**DEN**); 5) tempos de trânsito sônico (**DT**) e cisalhante (**DTSM**); 6) perfil fotoelétrico (**PE**); 7) resistividade (**RES**); 8) porosidade medida em laboratório (**PHI_lab**) e perfis de RMN: fluidos livres (**FF**), porosidade efetiva (**PHIE**) e porosidade total (**PHIT**); 9) permeabilidade RMN (**KTIM**) e permeabilidade medida em laboratório (**Perm_lab**); 10) estimativas de argilosidade a partir de GR (**V_{cl,GR}**) e RMN (**V_{cl,RMN}**); 11) saturação de água (**SW**); 12) *net res* (**RES**); 13) *net pay* (**PAY**). O contato óleo-água (**O/A**) está destacado em cinza.

Poço 8-BUZ-5-RJS

Na Figura 30 constam os dados e os resultados da avaliação de formações para o poço 8-BUZ-5-RJS. O perfil caliper possui uma resposta estável ao longo do intervalo, sem grandes alterações. São visualizados apenas alguns picos na Fm. Itapema, que não comprometem a análise dos perfis. Tal poço não possui dados de laboratório e, portanto, não foi possível fazer a calibração rocha-perfil.

Neste poço, a Fm. Itapema apresenta baixos valores de GR, que aumentam em direção ao topo da formação. Abaixo da região do folhelho Jiquiá, o caráter limpo da formação é confirmado pelas estimativas de argilosidade (V_{CLGR} e V_{CLRMN}), que apresentaram valores baixos e bastante próximos entre si. Além disso, a Fm. Itapema apresenta ótimas características permo-porosas, com valores elevados de PHIT, de PHIE, de FF e de KTIM, acompanhados de baixa saturação de água (SW) e alta resistividade (RES), o que indica bons reservatórios de hidrocarbonetos em sua parte superior. O *net pay* na formação é considerável, abrangendo quase metade de sua extensão.

Na transição entre as formações Itapema e Barra Velha é notado um aumento do perfil de GR que atinge valores de aproximadamente 90 gAPI. Tal poço não possui descrições de amostra lateral e/ou testemunho. Isto impede a confirmação da litologia e consequente atribuição desta à Fm. Itapema ou à Fm. Barra Velha. O relatório final de poço exploratório para o 8-BUZ-5-RJS aponta que essa região de valores elevados de GR pertence à base da Fm. Barra Velha. A partir da análise das descrições de amostra lateral de sete poços do Campo de Búzios, quando o aumento de GR ocorre na base da Fm. Barra Velha foi observado que ele corresponde à *mudstones* e/ou calcários com matéria orgânica. Todavia, a análise do comportamento dos perfis na região de GR elevado para o poço 8-BUZ-5-RJS não coincide com o comportamento observado para os *mudstones* e calcários com matéria orgânica.

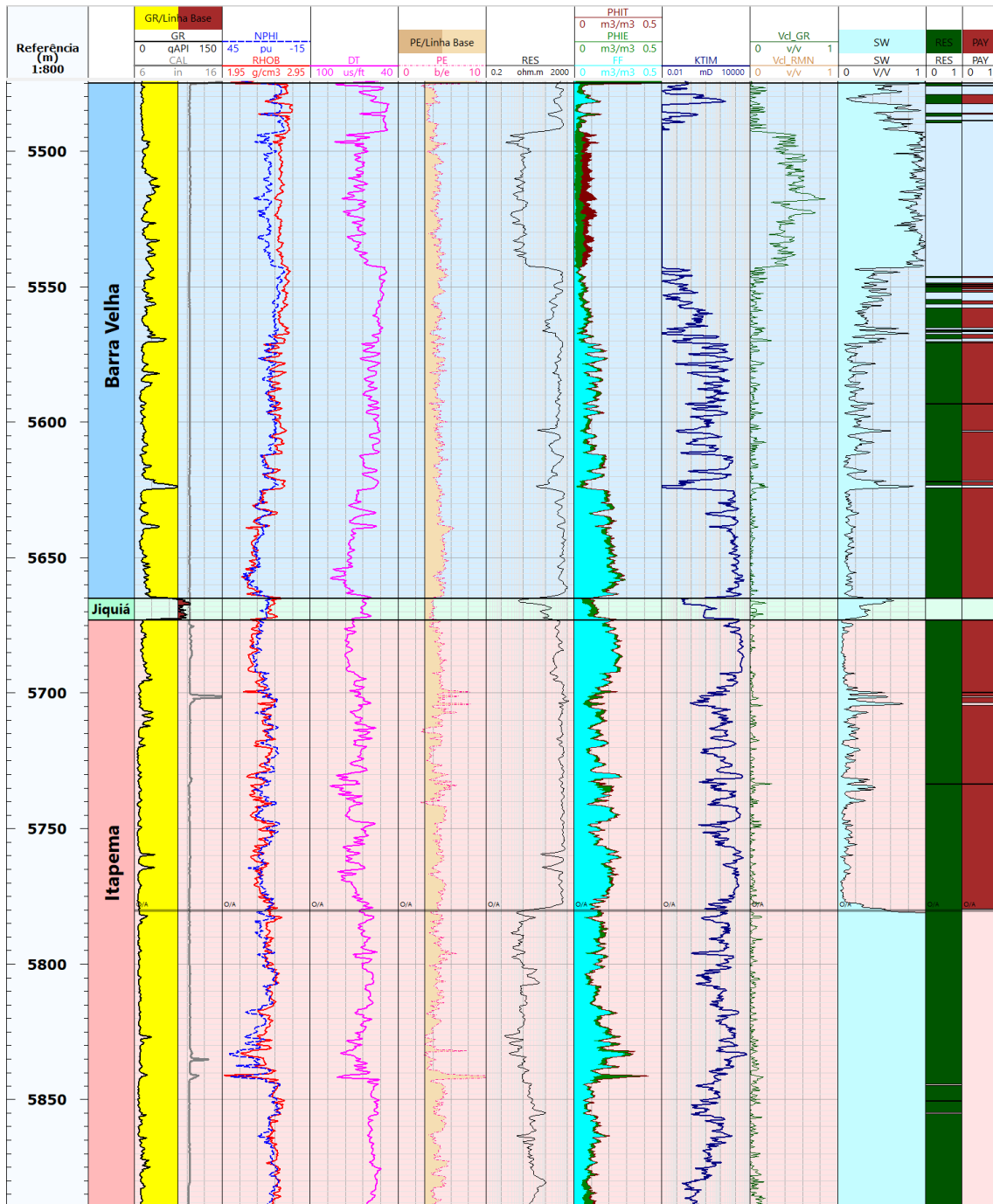


Figura 30: Perfis do poço 8-BUZ-5-RJS. *Tracks*: 1) profundidade; 2) formações (Barra Velha e Itapema, com o folhelho Jiquiá em separado); 3) raios gama (GR) e caliper (CAL); 4) densidade (RHOB), neutrão (NPHI), densidade da matriz (RHOMA); 5) tempo de trânsito sônico (DT); 6) perfil fotoelétrico (PE); 7) resistividade (RES); 8) perfis de RMN: fluidos livres (FF), porosidade efetiva (PHIE) e porosidade total (PHIT); 9) permeabilidade RMN (KTIM); 10) estimativas de argilosidade a partir de GR (V_{cl_GR}) e RMN (V_{cl_RMN}); 11) saturação de água (SW); 12) *net res* (RES); 13) *net pay* (PAY). O contato óleo-água (O/A) está destacado em cinza.

Neste poço, no intervalo com GR elevado, ocorre uma diminuição da resistividade e de DT, um aumento de RHOB e uma diferença considerável entre V_{cl_GR} e V_{cl_RMN} . Este tipo de comportamento é visualizado de maneira recorrente nos folhelhos que se encontram no topo da Fm. Itapema. Além disso, é possível notar que o perfil fotoelétrico (PE) passa a apresentar valores em torno de 3,2 e 4,1, o que de acordo com a Tabela 3 da metodologia é coerente com o valor médio para folhelhos. Deste modo, a partir da resposta dos perfis e da análise comparativa com outros poços que possuem descrição de amostra lateral, foi atribuído que o aumento de GR observado na transição entre as formações Itapema e Barra Velha no poço 8-BUZ-5-RJS é, provavelmente, devido à presença de folhelhos na região.

Assim, uma vez que em todos os poços que possuíam folhelho na região de transição este encontrava-se no topo da Fm. Itapema, foi inferido que este possível folhelho observado no poço 8-BUZ-5-RJS pertence à Fm. Itapema e, portanto, encontra-se na região denominada folhelho Jiquiá.

A Fm. Barra Velha exibe valores mais elevados de GR e uma maior heterogeneidade no seu comportamento do que o visualizado na Fm. Itapema. Também são observadas na Fm. Barra Velha algumas segmentações e um comportamento na sua parte superior bastante similar ao destacado na análise do poço 3-BRSA-1064-RJS. De 5.664 a 5.528 m, foi presenciado o maior *net pay* da formação, com boas propriedades permo-porosas e baixos valores de conteúdo de argila. Observa-se que, da base para o topo deste intervalo, ocorre um leve aumento de RHOB e diminuição de NPHI e de DT, acompanhados de uma redução de PHIT, de PHIE, de FF e de KTIM. Isto acarreta numa perda de qualidade das propriedades do reservatório em direção à parte superior da formação.

De aproximadamente 5.528 a 5.490 m, nota-se um comportamento bastante peculiar das curvas. O perfil de GR apresenta um ligeiro aumento, que não afeta muito V_{cl_GR} . Já V_{cl} apresenta valores bastante elevados nesta região. Neste intervalo, também são observados uma queda brusca dos valores de resistividade, um aumento significativo de DT, uma redução dos valores de RHOB e aumento de NPHI. Os perfis de RMN também são bastante alterados: PHIT chega a atingir 11%, porém nesta profundidade PHIE é equivalente a 2%. Assim, ocorre uma diferença significativa entre os valores de PHIT e PHIE para uma mesma profundidade. A quantidade de FF e KTIM são próximas de zero

neste intervalo. Entretanto, o perfil fotoelétrico (PE) não mostra alteração relevante, permanecendo na mesma faixa de valores apresentados ao longo da formação. O comportamento de não-reservatório visualizado neste intervalo também parecer ser devido à presença de finos comprometendo o espaço poroso.

Acima, o intervalo de 5.490 a 5.468 m volta a apresentar características de reservatório, com uma leve melhora das propriedades permo-porosas e uma pequena espessura de *net pay*.

Poço 9-BRSA-1159-RJS

O terceiro poço que apresenta um comportamento de não-reservatório na parte superior da Fm. Barra Velha é o 9-BRSA-1159-RJS. Os dados e os resultados da avaliação de formações para este poço são mostrados na Figura 31.

No poço 9-BRSA-1159-RJS, o perfil caliper é um pouco mais instável que nos poços anteriores e apresenta algumas alterações próximo ao topo da Fm. Barra Velha, na porção central desta formação e próximo ao topo da Fm. Itapema. Porém, tais variações são pequenas e não comprometem a avaliação das formações no poço.

O poço 9-BRSA-1159-RJS também apresenta dados de laboratório de porosidade (PHI_lab) e permeabilidade (Perm_lab) que mostram, respectivamente, uma boa correspondência com as curvas de PHIE e de KTIM.

Assim como nos poços anteriores, a Fm. Itapema apresenta baixos valores de GR, baixo conteúdo de argila e um caráter mais homogêneo, principalmente quando comparada à Fm. Barra Velha. Próximo à base da Fm. Itapema, são observadas propriedades permo-porosas de baixa qualidade a nível de reservatório, associadas a uma diminuição de DT e de DTSM. Porém, tal região se encontra abaixo do contato óleo-água (O/A). Acima deste intervalo, é possível notar um aumento de PHIT, de PHIE e de KTIM, acompanhado de uma tendência de diminuição de SW. Desse modo, acima do contato óleo-água, excluindo o intervalo do folhelho Jiquiá, praticamente toda a extensão da Fm. Itapema apresenta *net pay* e boas propriedades de reservatório. No topo da Fm. Itapema ocorre um aumento acentuado do perfil de GR. Para que tal intervalo não fosse contabilizado nas análises petrofísicas, ele foi separado na região denominada “Jiquiá”. Todavia, para tal poço não existem descrições de amostra lateral nestas profundidades, assim tal atribuição é uma inferência com base em critérios explicitados previamente.

Na base da Fm. Barra Velha, são observados valores elevados de GR, que diminuem em direção ao topo. O intervalo de 5.642 a 5.528 m apresenta boas propriedades permo-porosas e constitui o principal intervalo de *net pay* da formação. Porém, nota-se uma tendência de diminuição da qualidade das propriedades do reservatório em direção ao topo deste intervalo.

De 5.528 a 5.490 m é visualizado um comportamento similar aos intervalos de não-reservatório dos poços apresentados anteriormente. O perfil de GR não apresenta grandes alterações, refletindo em V_{cl_GR} baixo na região. Porém, neste intervalo V_{cl_RMN} exibe valores bastante elevados. Também é notada uma diminuição considerável dos valores de resistividade, aumento de DT, de DTSM e de NPFI e uma diminuição de RHOB. Os perfis de RMN mostram que PHIT varia de 7 a 12% enquanto PHIE varia de 1 a 4%. Tanto FF quanto KTIM são aproximadamente zero. A característica da resposta das curvas aponta para uma possível presença de finos comprometendo a região, que apresenta propriedades de não-reservatório. Porém, neste poço, notam-se algumas diferenças em relação aos poços 3-BRSA-1064-RJS e 8-BUZ-5-RJS. Nos poços anteriores a mudança da resposta dos perfis ocorria de forma mais brusca, enquanto no poço 9-BRSA-1159-RJS, a mudança da base para o topo do intervalo ocorre de forma mais gradual. Por fim, de 5.490 a 5.468 m, volta a ocorrer um aumento da resistividade, baixos valores de conteúdo de argila e uma melhora das propriedades permo-porosas, conferindo uma pequena espessura de *net pay* no intervalo.

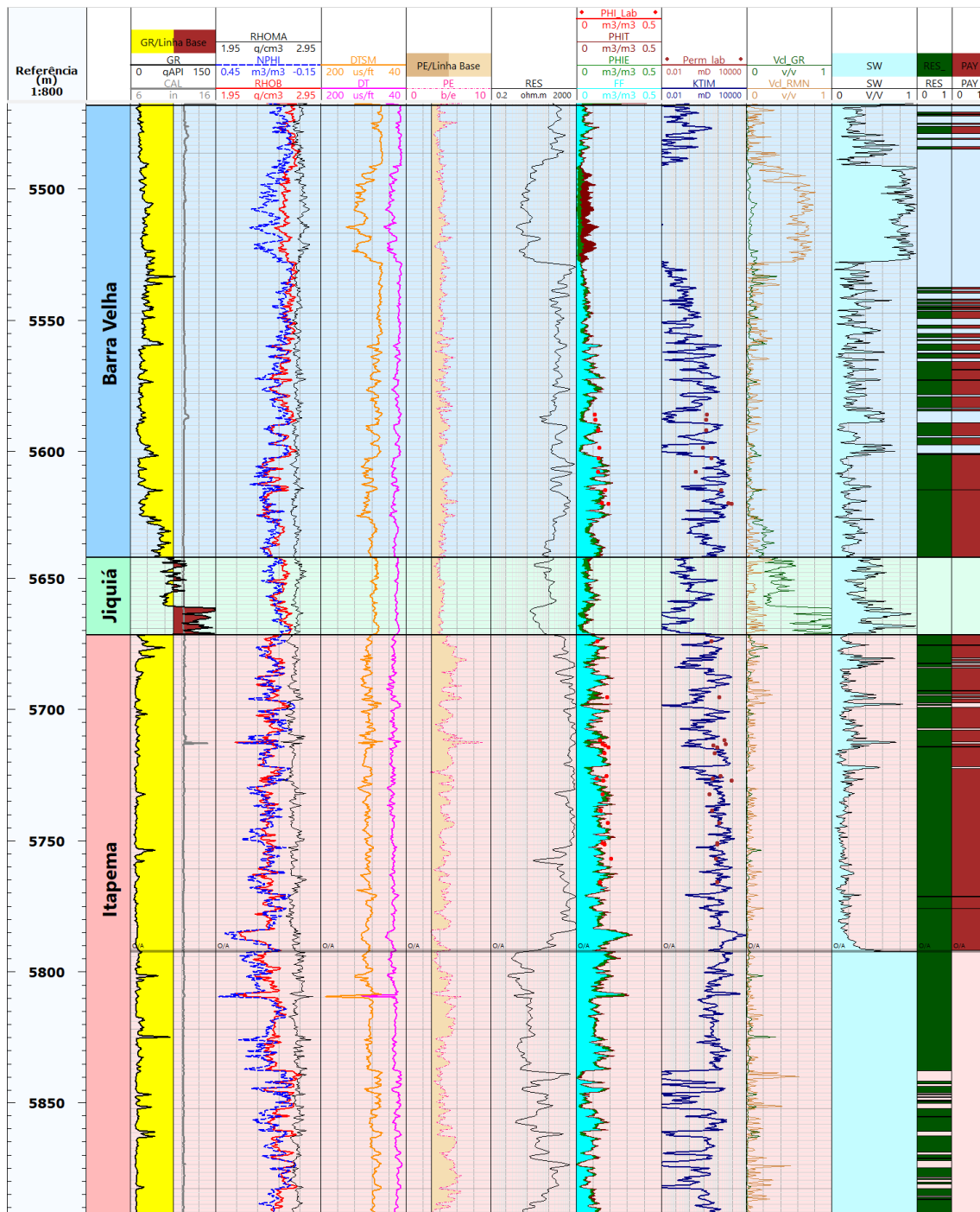


Figura 31: Perfis do poço 9-BRSA-1159-RJS. *Tracks*: 1) profundidade; 2) formações (Barra Velha e Itapema, com o folhelho Jiquiá em separado); 3) raios gama (**GR**) e caliper (**CAL**); 4) densidade (**RHOB**), neutrão (**NPHI**), densidade da matriz (**RHOMA**); 5) tempos de trânsito sônico (**DT**) e cisalhante (**DTSM**); 6) perfil fotoelétrico (**PE**); 7) resistividade (**RES**); 8) porosidade medida em laboratório (**PHI_lab**) e perfis de RMN: fluidos livres (**FF**), porosidade efetiva (**PHIE**) e porosidade total (**PHIT**); 9) permeabilidade RMN (**KTIM**) e permeabilidade medida em laboratório (**Perm_lab**); 10) estimativas de argilicidade a partir de GR (**V_{cl,GR}**) e RMN (**V_{cl,RMN}**); 11) saturação de água (**SW**); 12) *net res* (**RES**); 13) *net pay* (**PAY**). O contato óleo-água (**O/A**) está destacado em cinza.

Poço 2-ANP-1-RJS

Os dados e os resultados da avaliação de formações para o poço 2-ANP-1-RJS são apresentados na Figura 32. O perfil caliper no poço 2-ANP-1-RJS possui pequenas alterações ao longo das formações. Próximo à base da Fm. Barra Velha, ele apresenta um aumento mais significativo que afeta um pouco a resposta dos perfis na região. Porém, de modo geral, a resposta do perfil não compromete a qualidade e a interpretação das curvas nas formações. Os dados de laboratório disponíveis consistem nas medições de densidade (DEN), de porosidade (PHI_lab) e de permeabilidade (Perm_lab) realizadas em plugues. As medições de DEN e de PHI_lab apresentam, respectivamente, uma boa correlação com as curvas de densidade da matriz (RHOMA) e porosidade efetiva calculada a partir de RMN (PHIE). Por sua vez, Perm_lab possui uma correlação razoável com a curva de permeabilidade de RMN (KTIM).

A Fm. Itapema apresenta baixa resposta do perfil de GR, que aumenta em direção ao topo até alcançar aproximadamente 140 gAPI. Nesta região de GR bastante elevado se localiza o folhelho Jiquiá, conforme corroborado pelas descrições de amostra lateral do intervalo. À exceção do intervalo de folhelho, a Fm. Itapema possui altos valores de PHIE e de KTIM e uma grande quantidade de FF. Também são observados baixos valores de conteúdo de argila, com V_{cl_RMN} sempre um pouco maior do que V_{cl_GR} . As excelentes propriedades permo-porosas, os altos valores de valores de RES e o baixo conteúdo de SW resultam em uma grande espessura de *net pay* na formação. Na região do folhelho Jiquiá, além do forte aumento de GR é visualizada uma diminuição dos valores do perfil fotoelétrico (PE). Neste intervalo, nota-se que V_{cl_GR} é muito maior do que V_{cl_RMN} .

Já a Fm. Barra Velha exibe valores de GR um pouco mais elevados do que os visualizados na Fm. Itapema. Além disso, na Fm. Barra Velha é observada uma tendência de diminuição de DT, de DTSM e de NPHI, assim como um aumento de RHOB e do conteúdo de argila – principalmente a partir de V_{cl_RMN} – da base para o topo da formação. Nesta direção também se observa diminuição acentuada de PHIT, de PHIE, de FF e de KTIM, acompanhada de aumento de SW. Tal comportamento resulta em uma queda da qualidade das propriedades na parte superior da formação, ocasionando a quase ausência de *net pay* nesta região. Entretanto, as boas propriedades permo-porosas observadas da base da Fm. Barra Velha até aproximadamente 5.502 m, conferem uma boa espessura de *net pay* à formação.

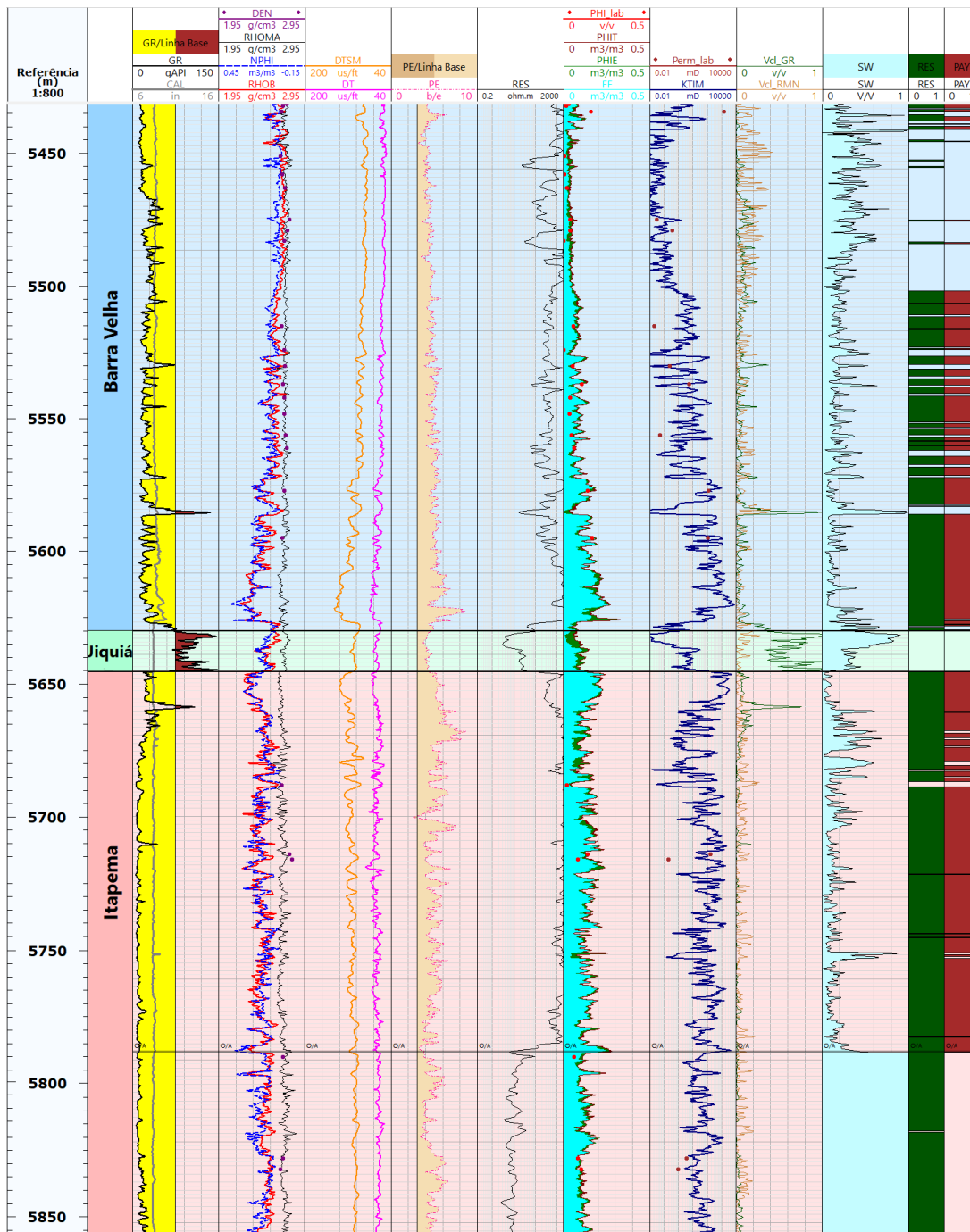


Figura 32: Perfis do poço 2-ANP-1-RJS. *Tracks*: 1) profundidade; 2) formações (Barra Velha e Itapema, com o folhelho Jiquiá em separado); 3) raios gama (**GR**) e caliper (**CAL**); 4) densidade (**RHOB**), neutrão (**NPHI**), densidade da matriz (**RHOMA**), densidade medida em laboratório (**DEN**); 5) tempos de trânsito sônico (**DT**) e cisalhante (**DTSM**); 6) perfil fotoelétrico (**PE**); 7) resistividade (**RES**); 8) porosidade medida em laboratório (**PHI_lab**) e perfis de RMN: fluidos livres (**FF**), porosidade efetiva (**PHIE**) e porosidade total (**PHIT**); 9) permeabilidade RMN (**KTIM**) e permeabilidade medida em laboratório (**Perm_lab**); 10) estimativas de argilosidade a partir de GR (**V_{cl,GR}**) e RMN (**V_{cl,RMN}**); 11) saturação de água (**SW**); 12) *net res* (**RES**); 13) *net pay* (**PAY**). O contato óleo-água (**O/A**) está destacado em cinza.

Poço 9-BUZ-7-RJS

Na Figura 33 são apresentados os dados e os resultados da avaliação de formações para o poço 9-BUZ-7-RJS. Este poço não possui dados de laboratório, nem descrições de amostra lateral e/ou testemunho que possam auxiliar nas análises.

Neste poço, o perfil caliper está bastante comprometido em uma região da parte inferior da Fm. Itapema, que se estende de sua base até cerca de 5.839 m. Isto gera um impacto negativo nas respostas dos perfis e na análise das curvas na região. Entretanto, tal intervalo localiza-se abaixo do contato óleo-água (O/A) e não constitui uma região de grande relevância para as análises. No restante do poço, que constitui o intervalo de interesse do estudo, o perfil caliper apresenta uma boa resposta.

Na Fm. Itapema são observados baixos valores de GR e a estimativa de argilosidade de V_{cl_RMN} é, de modo geral, um pouco mais elevada do que V_{cl_GR} . Entretanto, tais estimativas não ultrapassam 15%. A exceção ocorre no intervalo do folhelho Jiquiá, onde o perfil de GR registra valores de até 100 gAPI e V_{cl_GR} apresenta valores próximos a 100%, enquanto V_{cl_RMN} fica abaixo de 20%. Nota-se também uma tendência de aumento de DT, de DTSM, de porosidades, de quantidade de fluidos livres e de permeabilidade em direção ao topo da formação. Tais características indicam reservatório de boa qualidade permo-porosa e resultam em uma boa espessura de *net pay* na parte superior da formação.

A Fm. Barra Velha apresenta baixos valores de GR ao longo da formação, embora estes ainda sejam um pouco mais elevados dos que os da Fm. Itapema. Na maior parte da Fm. Barra Velha são identificadas ótimas propriedades permo-porosas, com altos valores de PHIT, de PHIE, de FF e de KTIM associados a baixos conteúdos de SW e de argila. Todavia, na parte superior da Fm. Barra Velha, a partir de cerca de 5.537 m, observa-se um aumento de RHOB, uma diminuição de DT, de DTSM, de NPHI, de PHIT, de PHIE, de FF e de KTIM. Isto resulta em uma queda da qualidade do reservatório na região, que passa a apresentar uma redução da espessura de *net pay* no intervalo. Cabe destacar que bem próximo ao topo da Fm. Barra Velha as curvas de RHOB, de DT, de DTSM e de NPHI começam a mostrar uma tendência contrária.

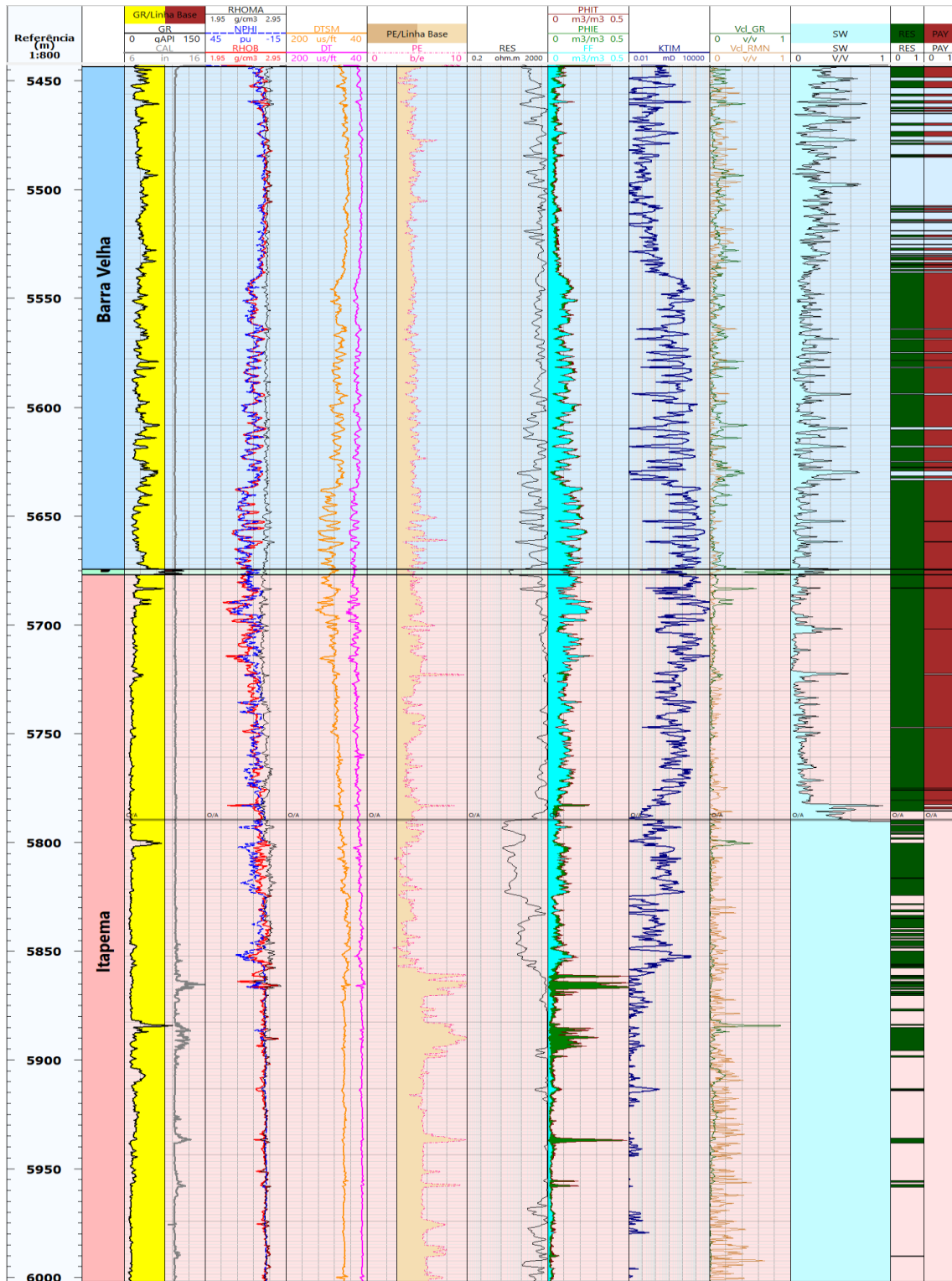


Figura 33: Perfis do poço 9-BUZ-7-RJS. *Tracks*: 1) profundidade; 2) formações (Barra Velha e Itapema, com o folhelho Jiquiá em separado); 3) raios gama (**GR**) e caliper (**CAL**); 4) densidade (**RHOB**), neutrão (**NPHI**), densidade da matriz (**RHOMA**); 5) tempos de trânsito sônico (**DT**) e cisalhante (**DTSM**); 6) perfil fotoelétrico (**PE**); 7) resistividade (**RES**); 8) perfis de RMN: fluidos livres (**FF**), porosidade efetiva (**PHIE**) e porosidade total (**PHIT**); 9) permeabilidade RMN (**KTIM**); 10) estimativas de argilosidade a partir de GR (**V_{cl,GR}**) e RMN (**V_{cl,RMN}**); 11) saturação de água (**SW**); 12) *net res* (**RES**); 13) *net pay* (**PAY**). O contato óleo-água (**O/A**) está destacado em cinza.

4.1.2. Avaliação quantitativa dos perfis

Além da análise das curvas, foram calculados os valores de moda e média aritmética dos principais parâmetros dos dezessete poços. Os parâmetros analisados estatisticamente foram divididos em duas tabelas: uma com os parâmetros elásticos (Tabela 4) e outra com as propriedades de reservatório (Anexo B, Tabela 7).

Cabe ressaltar que o objetivo principal desta análise estatística é possibilitar uma comparação entre as propriedades das formações Itapema e Barra Velha nos poços. Assim, tais tabelas consideram todo o intervalo das formações, excluindo apenas a região do folhelho aqui denominado como Jiquiá. Constam na tabela os dados dos dezessete poços, porém é importante destacar que um deles (9-BUZ-8-RJS) só foi perfilado até a Fm. Barra Velha. Assim, para fins comparativos entre as formações Itapema e Barra Velha, são considerados apenas dezesseis poços.

Também vale salientar que a média é sensível aos valores da amostra e é mais adequada para situações em que os valores não apresentam grande discrepância. Por sua vez, a moda também apresenta limitações. No caso dos poços analisados, foi observado que a maior parte dos parâmetros apresenta várias casas decimais que são levadas em consideração pelo *software* ao calcular esta medida estatística. Desse modo, é mais difícil que ocorram repetições de valores e, por vezes, a moda parece não refletir adequadamente o comportamento dos parâmetros analisados. Assim é relevante pontuar que as observações acima foram feitas a partir de uma análise estatística simplificada e que, devido à complexidade das formações em alguns poços, uma análise estatística mais aprofundada pode ser necessária.

Tabela 4: Estatística básica dos parâmetros elásticos para alguns poços do Campo de Búzios.

POÇOS	ZONAS	RHOB (g/cm ³)		Vp (m/s)		Vs (m/s)		Vp/Vs		IP (g.m/cm ³ .s)	
		Moda	Média	Moda	Média	Moda	Média	Moda	Média	Moda	Média
2-ANP-1-RJS	B. Velha	2,70	2,59	5.160	5.237	3.456	3.103	1,68	1,69	13.545	13.608
	Itapema	2,52	2,47	4.569	4.661	2.906	2.744	1,70	1,70	12.115	11.514
3-BRSA-1053-RJS	B. Velha	2,59	2,52	5.091	5.005	2.679	2.849	1,75	1,76	12.165	12.661
	Itapema	2,63	2,56	5.642	5.349	3.098	3.003	1,80	1,78	14.715	13.702
3-BRSA-1184-RJS	B. Velha	2,49	2,47	5.192	4.929	-	-	-	-	13.025	12.221
	Itapema	2,37	2,46	4.806	4.748	-	-	-	-	11.695	11.697
3-BRSA-1195-RJS	B. Velha	2,64	2,54	5.409	5.094	3.031	2.877	1,80	1,77	13.930	12.962
	Itapema	2,64	2,56	5.628	5.369	3.047	2.944	1,85	1,82	14.650	13.788
3-BRSA-944A-RJS	B. Velha	2,58	2,56	5.211	5.209	3.157	3.011	1,73	1,74	13.440	13.351
	Itapema	2,60	2,56	5.374	5.268	3.035	2.991	1,77	1,76	13.760	13.531
9-BRSA-1191-RJS	B. Velha	2,42	2,50	4.653	4.902	2.551	2.667	1,81	1,84	11.200	12.501
	Itapema	2,54	2,49	4.993	4.857	2.850	2.758	1,78	1,76	12.640	12.139
9-BRSA-1197-RJS	B. Velha	2,55	2,52	4.974	4.943	2.907	2.767	1,79	1,79	11.795	12.507
	Itapema	2,44	2,50	4.344	4.714	2.526	2.698	1,71	1,75	10.275	11.887
9-BUZ-1-RJS	B. Velha	2,63	2,56	5.671	5.333	-	-	-	-	15.025	13.792
	Itapema	2,52	2,50	4.843	5.069	-	-	-	-	11.985	12.663
9-BRSA-1159-RJS	B. Velha	2,61	2,59	5.826	5.307	3.492	3.033	1,73	1,76	11.975	13.799
	Itapema	2,52	2,49	4.732	4.967	2.768	2.840	1,77	1,75	11.675	12.417
8-BUZ-5-RJS	B. Velha	2,62	2,55	4.798	5.026	-	-	-	-	11.680	12.869
	Itapema	2,50	2,45	4.368	4.741	-	-	-	-	11.840	11.642
9-BUZ-2-RJS	B. Velha	2,49	2,53	4.736	4.924	-	-	-	-	11.564	12.466
	Itapema	2,55	2,53	5.049	4.953	-	-	-	-	12.502	12.557
3-BRSA-1064-RJS	B. Velha	2,64	2,58	5.131	5.045	2.895	2.880	1,75	1,76	13.120	13.058
	Itapema	2,51	2,48	4.372	4.631	2.608	2.632	1,80	1,76	10.720	11.518
9-BUZ-3-RJS	B. Velha	2,51	2,50	4.952	4.887	2.813	2.742	1,78	1,78	12.800	12.251
	Itapema	2,54	2,55	5.290	5.260	2.881	2.890	1,84	1,81	13.600	13.423
9-BUZ-4-RJS	B. Velha	2,38	2,41	4.579	4.639	-	-	-	-	10.720	11.219
	Itapema	2,48	2,44	4.596	4.557	-	-	-	-	11.040	11.151
9-BUZ-7-RJS	B. Velha	2,69	2,59	5.967	5.355	3.797	3.317	1,58	1,62	15.840	13.924
	Itapema	2,70	2,62	6.145	5.646	3.593	3.395	1,71	1,67	16.640	14.854
9-BUZ-8-RJS	B. Velha	2,57	2,57	5.224	5.123	-	-	-	-	12.960	13.203
	Itapema	2,64	2,58	5.778	5.490	-	-	-	-	15.040	14.186
7-BUZ-6-RJS	B. Velha	2,64	2,58	5.778	5.490	-	-	-	-	15.040	14.186
	Itapema	2,57	2,53	5.113	5.193	-	-	-	-	12.800	13.162

Com relação aos parâmetros elásticos, a análise da Tabela 4 permite identificar que metade dos poços apresentam RHOB mais elevado na Fm. Itapema do que na Fm. Barra Velha. Estes são os mesmos poços que exibem V_p maior na Fm. Itapema. Com relação à V_s , o mesmo comportamento se repete para praticamente todos os poços em que tal parâmetro está disponível. A única exceção é o poço 3-BRSA-944A-RJS, que exhibe V_s mais baixo na Fm. Itapema do que na Fm. Barra Velha. Assim, estabelece-se uma relação em que desses oito poços, 87,50% apresentam RHOB, V_p e V_s mais altos na Fm. Itapema do que na Fm. Barra Velha. Considerando tanto os valores de média quanto de moda, na maioria dos poços a impedância acústica (IP) e a razão V_p/V_s são mais altas na Fm. Barra Velha. Entretanto, em alguns poços os valores de média e moda apontam para respostas distintas, ou seja: enquanto a moda na Fm. Barra Velha é maior do que na Itapema, a média na Fm. Itapema é maior do que na Fm. Barra Velha. Nesses casos, é difícil fazer afirmações sobre o comportamento de uma formação em relação à outra e análises estatísticas mais refinadas deverão ser realizadas.

A cerca das propriedades de reservatório, seus principais parâmetros são mostrados na forma de gráfico de colunas nas Figuras 34, 35 e 36. Estes buscam ilustrar, comparativamente, o comportamento dos parâmetros permo-porosos e do *net pay* dos poços nas formações Itapema e Barra Velha. Tais gráficos foram construídos com base nas médias aritméticas apresentadas na Tabela 7 (Anexo B), que está disponível para consulta ao final deste trabalho. Ao comparar os valores de média e moda com a resposta dos perfis nos poços, foi verificado que a média se mostrou mais representativa do comportamento das formações do que a moda. Um exemplo é a curva de saturação de água (SW). Uma vez que a moda é determinada pelo valor de maior ocorrência, todos os poços que apresentam contato óleo-água na Fm. Itapema exibem valores de moda igual a 1. Isto pode levar a uma associação equivocada de que todos estes poços possuem apenas reservatórios de água na formação, enquanto isto é realidade para apenas 3 dos 17 poços analisados. Por isso, a média aritmética foi a medida estatística usada nestes gráficos. Devido às diferenças de unidades e escalas entre alguns parâmetros de reservatório, estes foram divididos em três figuras. A Figura 34 mostra a porosidade total (PHIT), a porosidade efetiva (PHIE), a quantidade de fluidos livres (FF) e o conteúdo de argila estimado a partir de RMN (V_{cl_RMN}). Já a Figura 35 aborda a permeabilidade estimada usando RMN (KTIM). Uma vez que as permeabilidades oscilam bastante ao longo dos poços, foram colocados em cada linha poços que apresentam a mesma escala de grandeza para KTIM. Assim, na primeira linha estão os poços com maiores valores de KTIM e na última linha os que apresentam os menores valores. Por fim, a Figura 36 apresenta os valores de *net pay* referente a cada formação, para cada poço.

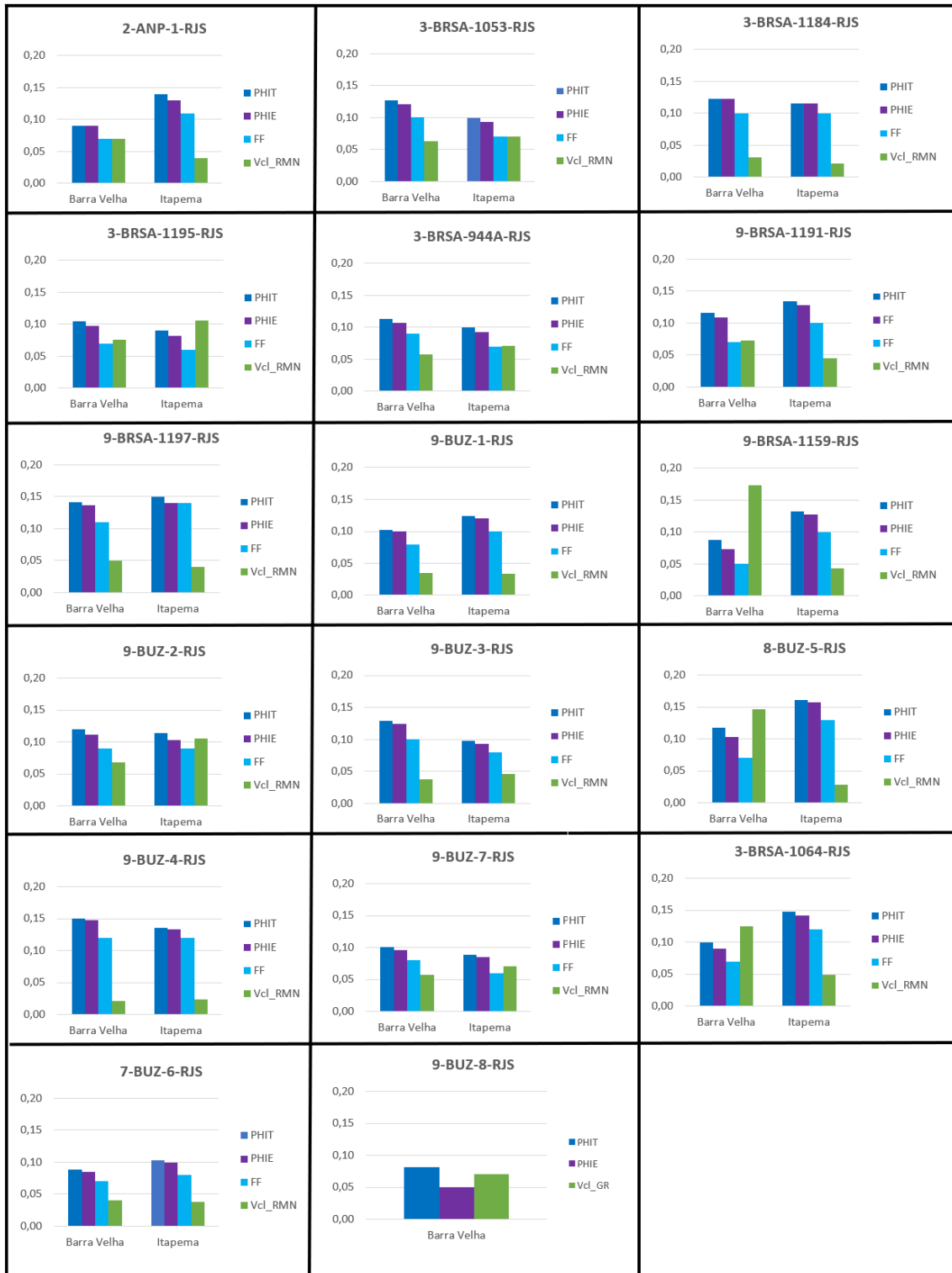


Figura 34: Gráficos em coluna representativos de propriedades de reservatório das formações Barra Velha e Itapema para os dezesseis poços analisados. **PHIT** corresponde à porosidade total, **PHIE** à porosidade efetiva e **FF** ao conteúdo de fluidos livres. **V_{cl,GR}** e **V_{cl,RMN}** representam o conteúdo de argila estimado por GR e RMN, respectivamente. O poço 9-BUZ-8-RJS só apresenta dados referentes à Fm. Barra Velha.

A análise dos gráficos da Figura 34 mostra que de dezesseis poços metade apresenta melhores porosidades na Fm. Itapema. Destes oito poços, pelo menos quatro

apresentam valores de porosidades e conteúdo de fluidos livres na Fm. Itapema que são em torno de 50% maiores do que os da Fm. Barra Velha. Entretanto, o comportamento contrário não é observado, ou seja, nos poços em que as porosidades e conteúdo de fluidos livres da Fm. Barra Velha são mais elevadas do que as da Fm. Itapema, as diferenças entre os valores nas formações são pequenas.

Com relação ao V_{cl_RMN} , sete poços apresentam menores valores médios na Fm. Itapema. Isto indica que, conforme o observado a partir do perfil de GR e da estimativa de V_{cl_GR} , a Fm. Barra Velha apresentou um maior conteúdo de argila nos poços do Campo de Búzios.

Em mais da metade dos poços, os valores médios de FF são superiores na Fm. Itapema. Porém, deve-se atentar que estes fluidos livres podem ser tanto hidrocarbonetos quanto água. Um exemplo é o poço 7-BUZ-6-RJS, onde o contato óleo-água ocorre antes do começo da Fm. Itapema. Com isso, neste poço o conteúdo elevado de FF na Fm. Itapema é representativo de água e não de óleo.

Nos poços 2-ANP-1-RJS, 3-BRSA-1064-RJS, 8-BUZ-5-RJS e 9-BRSA-1159-RJS, as porosidades e o FF da Fm. Itapema são muito superiores aos da Fm. Barra Velha. Isso tem uma relação direta com o comportamento de não-reservatório observado na parte superior da Fm. Barra Velha para esses poços. Embora seja evidente que nestes poços a Fm. Itapema apresenta excelentes propriedades de reservatório, o comportamento heterogêneo na parte superior da Fm. Barra Velha está ocasionando uma redução da média destas propriedades para a formação.

Conforme explicitado na avaliação qualitativa dos perfis, a característica das curvas no poço 2-ANP1-RJS difere bastante daquelas observadas nos poços 3-BRSA-1064-RJS, 8-BUZ-5-RJS e 9-BRSA-1159-RJS. No poço 2-ANP1-RJS, o comportamento predominante de não-reservatório observado no intervalo de 5.446 a 5.498 m é devido aos baixos valores de porosidade total e efetiva. Tais valores, ao contrário dos outros três poços, estão associados a velocidades compressoriais e cisalhantes elevadas. Assim, no poço 2-ANP-1-RJS o comportamento de não-reservatório está associado a fácies mais fechadas, conforme indicado no teste de formação e nas descrições de amostra lateral que mencionam de forma recorrente a presença dos processos de silicificação e dolomitização neste intervalo.

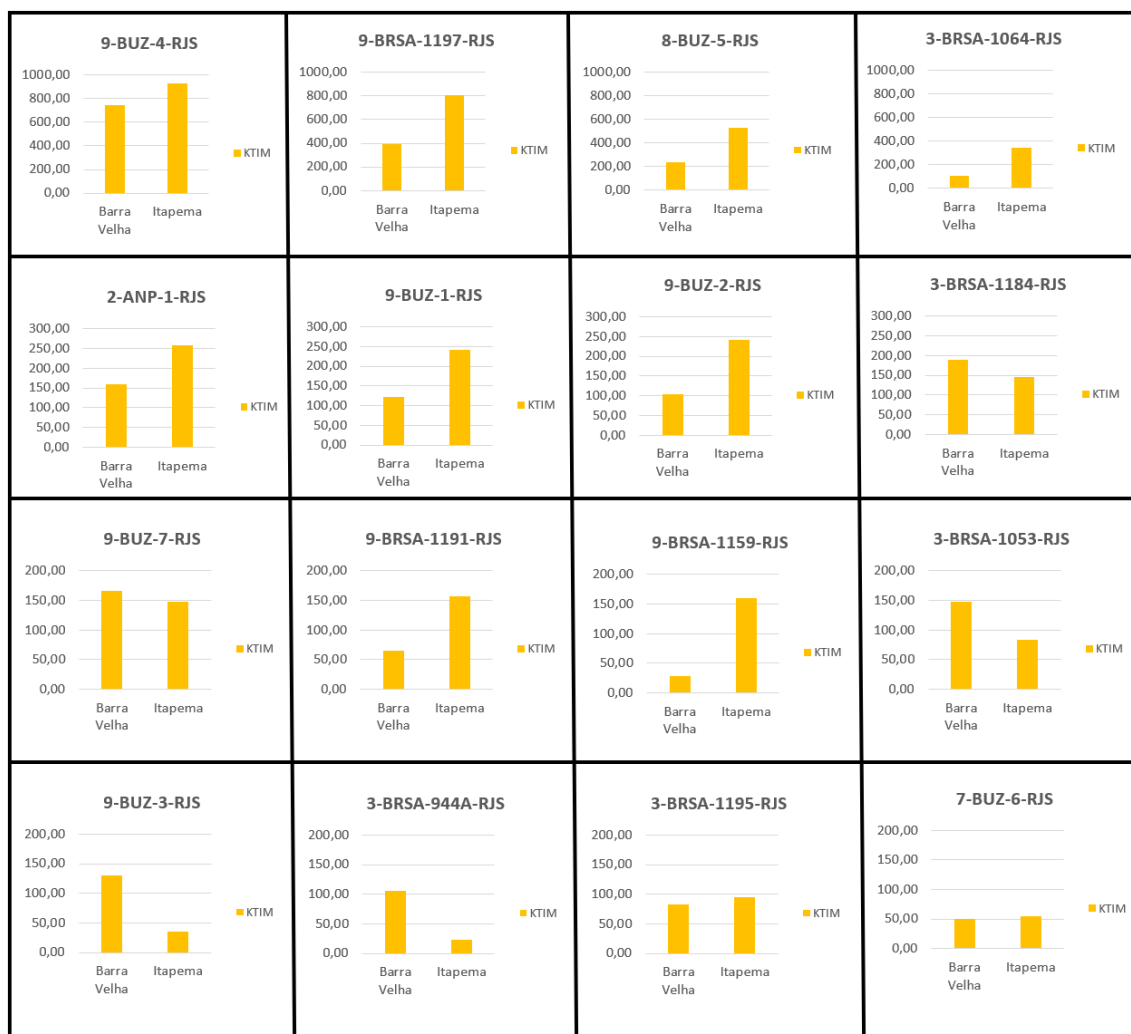


Figura 35: Gráficos em coluna comparando a permeabilidade (KTIM) nas formações Barra Velha e Itapema em dezesseis poços do Campo de Búzios.

Outra propriedade importante para a avaliação da qualidade dos reservatórios é a permeabilidade. De acordo com North (1985 *apud* AHR, 2008), a permeabilidade para reservatórios de petróleo pode ser descrita, em mD, como: Baixa (< 1,0 – 1,5); Moderada (15,0 – 50,0); Boa (50,0 – 250,0); Muito Boa (250,0 – 1.000,0) e Excelente (> 1.000).

A partir da Figura 35 é possível verificar que predominam nas formações Barra Velha e Itapema permeabilidades boas e muito boas. Em apenas dois poços as permeabilidades médias são moderadas em uma das duas formações: no poço 9-BRSA-1159-RJS com 28,40 mD na Fm. Barra Velha e no poço 3-BRSA-944A-RJS com 23,16 mD na Fm. Itapema.

Dez dos dezesseis poços apresentam maiores valores de permeabilidade na Fm. Itapema. Isto demonstra que até mesmo poços em que as médias de PHIT e PHIE são maiores na Fm. Barra Velha (Figura 34), possuem permeabilidades maiores na Fm.

Itapema. Isto ocorre nos poços 3-BRSA-1195-RJS, 9-BUZ-2-RJS e 9-BUZ-4-RJS. Porém, os dois primeiros poços não possuem óleo na Fm. Itapema, uma vez que o contato óleo-água ocorre na Fm. Barra Velha.

Entretanto, é relevante ponderar as incertezas inerentes a avaliação da permeabilidade, especialmente a estimada a partir do método de Timur-Coates. Isto acontece, pois este método assume que uma boa correlação existe entre porosidade, tipo de poro, tamanho da garganta de poro e conectividade entre os poros – o que nem sempre ocorre quando se trata de rochas carbonáticas.

Com relação ao *net pay* (Figura 36), quatro dos dezessete poços não o possuem na formação Itapema. Em três poços a espessura de *net pay* da formação Itapema ultrapassa a da Fm. Barra Velha. Mas, o comportamento observado de forma mais frequente é o de um maior *net pay* na Fm. Barra Velha. Apesar disso, é importante destacar que tanto a Fm. Barra Velha quanto a Fm. Itapema apresentam espessuras consideráveis de hidrocarbonetos na maioria dos poços.

As heterogeneidades observadas na parte superior da Fm. Barra Velha nos poços 3-BRSA-1064-RJS, 8-BUZ-5-RJS e 9-BRSA-1159-RJS afetam fortemente a análise estatística da Fm. Barra Velha como um todo. A partir desse comportamento foi possível separar a Fm. Barra Velha nesses três poços em três zonas principais. Esta divisão se baseia no comportamento de não-reservatório apresentado na parte superior desta formação, atribuído a uma possível presença de finos na região. A primeira zona vai da base da Fm. Barra Velha até a base do comportamento de não-reservatório. A segunda é representada pela região com a característica de não-reservatório. A terceira se estende do topo da região de não-reservatório até o topo da Fm. Barra Velha. Tais zonas foram denominadas, respectivamente, de: Rife Superior, Sag Inferior e Sag Superior. A justificativa para as nomenclaturas adotadas será abordada no Capítulo 5. Deste modo, a fim de melhor compreender o comportamento de cada zona frente às demais, foram realizadas análises estatísticas para cada uma delas. Tais análises foram divididas em duas tabelas: uma com os parâmetros elásticos (Tabela 5) e outra com as propriedades de reservatório (Anexo B, Tabela 8).

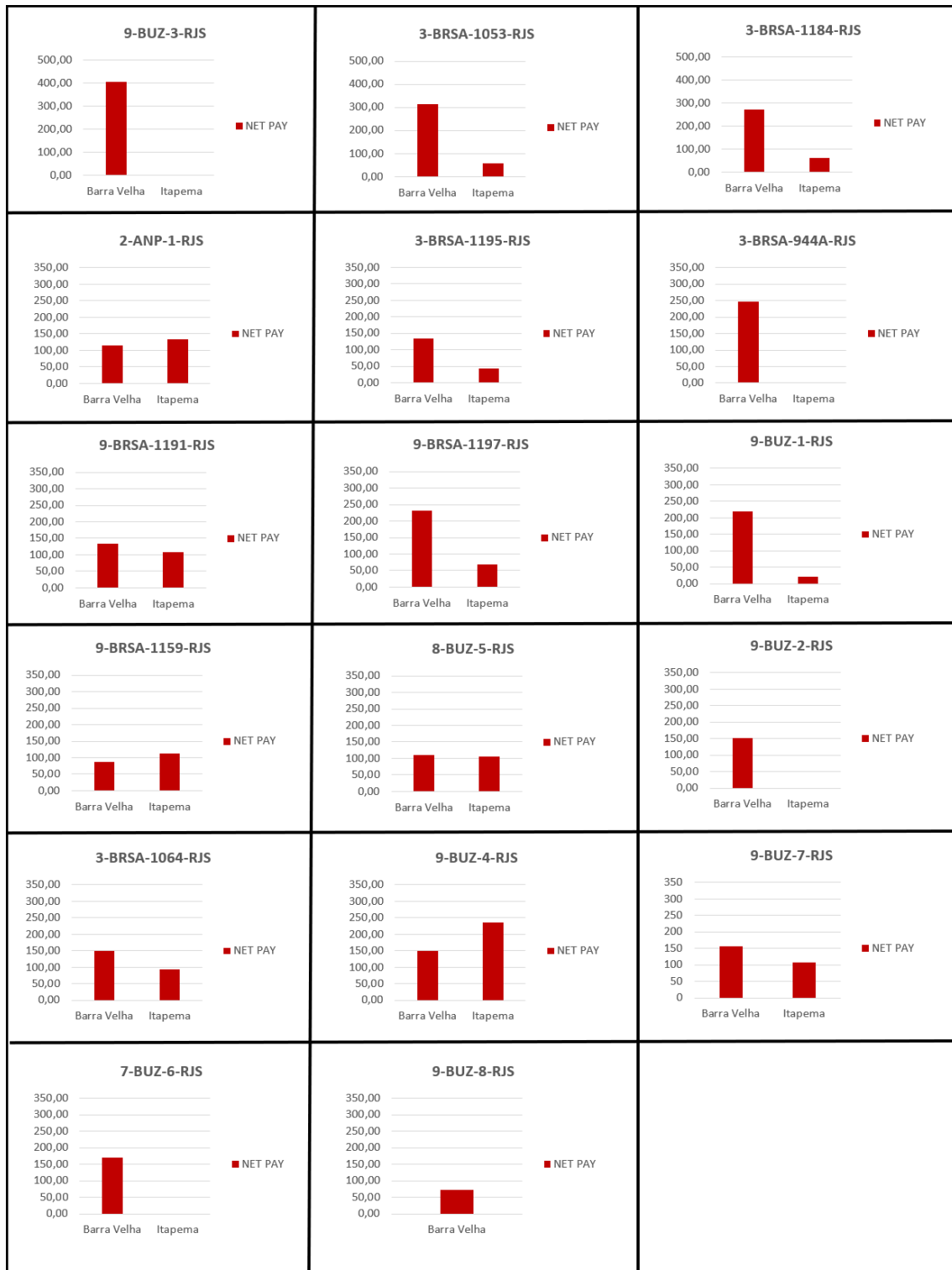


Figura 36: Gráficos em coluna comparando o *net pay* nas formações Barra Velha e Itapema em dezesseis poços do Campo de Búzios.

Tabela 5: Estatística básica dos parâmetros elásticos dos poços 3-BRSA-1064-RJS, 8-BUZ-5-RJS e 9-BRSA-1169-RJS separada pelas zonas: Rife Superior (Rife Sup.), Sag Inferior (Sag Inf.) e Sag Superior (Sag Sup.).

POÇOS	ZONAS	RHOB (g/cm ³)		V _p (m/s)		V _s (m/s)		V _p /V _s		IP (g.m/cm ³ .s)	
		Moda	Média	Moda	Média	Moda	Média	Moda	Média	Moda	Média
3-BRSA-1064-RJS	Sag Sup.	2,72	2,66	5.993	5.539	3.382	3.242	1,69	1,71	16.160	14.772
	Sag Inf.	2,63	2,63	4.381	4.533	2.367	2.489	1,85	1,82	11.360	11.929
	Rife Sup.	2,61	2,55	5.135	5.040	2.889	2.881	1,75	1,75	13.760	12.881
8-BUZ-5-RJS	Sag Sup.	2,02	2,20	6.275	5.738	-	-	-	-	9.440	11.443
	Sag Inf.	2,62	2,61	4.584	4.613	-	-	-	-	12.000	12.060
	Rife Sup.	2,61	2,51	5.687	5.078	-	-	-	-	14.720	12.817
9-BRSA-1159-RJS	Sag Sup.	2,71	2,67	6.068	5.938	3.495	3.471	1,72	1,71	16.160	15.881
	Sag Inf.	2,61	2,61	4.387	4.682	2.328	2.570	1,83	1,82	11.091	11.955
	Rife Sup.	2,67	2,58	5.529	5.390	3.083	3.106	1,72	1,74	15.520	13.917

A partir da Tabela 5 é possível verificar que nos poços 3-BRSA-1064-RJS e 9-BRSA-1159-RJS, os maiores valores de RHOB estão na zona Sag Superior e os mais baixos na Rife Superior. Já no poço 8-BUZ-5-RJS, RHOB é maior na Sag Inferior e menor na Sag Superior. Já IP, V_p e V_s são sempre menores na Sag Inferior. Entretanto, enquanto os maiores valores de IP variam entre Sag Superior nos poços 3-BRSA-1064-RJS e 9-BRSA-1159-RJS e Rife Superior no poço 8-BUZ-5-RJS, V_p e V_s são sempre maiores na Sag Superior. Por fim, a razão V_p/V_s é sempre maior na Sag Inferior e apresenta média de 1,82 nos dois poços em que foi calculada.

Para facilitar a visualização e comparação entre os dados, os parâmetros de reservatório por zona na Fm. Barra Velha também serão apresentados neste capítulo. Apresentados na forma de gráficos de colunas (Figura 37), eles foram construídos a partir dos valores de média aritmética de algumas das propriedades exibidas na Tabela 8 (Anexo B).

Na Figura 37 é observado que nenhum dos três poços apresenta espessura de *net pay* na zona Sag Inferior, corroborando o comportamento observado nos perfis de que tal zona não constitui um reservatório de hidrocarbonetos. Com relação à zona Sag Inferior, ainda se observa que esta apresenta valores muito elevados de conteúdo de argila (V_{cl_RMN}) e permeabilidade próxima a zero. Nos três poços PHIT é maior na Sag Inferior do que na Sag Superior, entretanto PHIE é sempre menor na Sag Inferior. Observa-se que na Sag Inferior, PHIE é igual a aproximadamente metade de PHIT. Os maiores valores tanto de PHIT quanto de PHIE ocorrem sempre na Rife Superior. Nos três poços, as melhores características permo-porosas se encontram associadas a um baixo conteúdo de

argila e a valores mais elevados de permeabilidade, refletindo em maior espessura de *net pay* na zona Rifte Superior.



Figura 37: Gráficos em coluna comparando diferentes propriedades (PHIT – porosidade total; PHIE – porosidade efetiva; FF – conteúdo de fluidos livres; V_{cl_RMN} – conteúdo de argila estimado por RMN; KTIM – permeabilidade e NET PAY) por zonas (Sag Superior – S Sup; Sag Inferior – S Inf e Rifte Superior – R Sup) na Fm. Barra Velha.

4.2. Crossplot de física de rochas

Os *crossplots* que serão apresentados a seguir utilizaram parâmetros elásticos e petrofísicos calculados a partir dos perfis geofísicos de poços. Os *crossplots* de IP *versus* PHIT foram realizados para os cinco poços apresentados na etapa de avaliação de formações. Já os *crossplots* de V_p/V_s *versus* IP foram feitos para quatro desses poços. Não foi possível realizar este *crossplot* para o poço 8-BUZ-5-RJS, pois este não possuía dados de tempo de trânsito cisalhante (DTSM), o que impossibilitou o cálculo de V_s e da razão V_p/V_s . A construção e análise dos *crossplots* visa auxiliar na compreensão das heterogeneidades observadas na Fm. Barra Velha.

Os dados dos *crossplots* são destacados de duas formas: por zona e por V_{cl_RMN} (conteúdo de argila estimado a partir de RMN). A divisão por zonas foi realizada com base nas três zonas mencionadas anteriormente: Rifte Superior (base da Fm. Barra Velha

até a base do intervalo de não-reservatório), Sag Inferior (intervalo de não-reservatório) e Sag Superior (topo do intervalo de não-reservatório até o topo da Fm. Barra Velha). Este destaque por zona visa identificar no *crossplot* a região em que se encontram os dados com a presença de finos, que possui comportamento de não-reservatório (Sag Inferior). Devido a isso, a distinção dos dados por zona só pôde ser realizada nos poços 3-BRSA-1064-RJS, 8-BUZ-5-RJS e 9-BRSA-1159-RJS. Já o uso de V_{cl_RMN} é aplicado aos cinco poços. A justificativa para o uso de V_{cl_RMN} frente a outros parâmetros é que esta curva parece melhor refletir a presença de finos na região de não-reservatório na parte superior da Fm. Barra Velha e está disponível para todos os cinco poços analisados.

Crossplots de IP x PHIT

A Figura 38 apresenta os *crossplots* de IP versus PHIT realizados para os poços 3-BRSA-1064-RJS, 8-BUZ-5-RJS e 9-BRSA-1159-RJS. Estes são os poços que possuem o comportamento de não-reservatório na região superior da Fm. Barra Velha. Conforme esperado, os dados da região Sag Inferior se destacam dos demais nos *crossplots* dos três poços. Além disso, é possível notar que tal zona está associada a valores mais elevados de V_{cl_RMN} , que variam de 0,4 a 0,5 v/v. Percebe-se também duas tendências nos dados: uma referente aos dados da zona Sag Inferior e outra que abrange as zonas Rifte Superior e Sag Superior. Em ambos os conjuntos de dados, quanto maior a porosidade, menor IP.

No poço 3-BRSA-1064-RJS (Figura 38-A), para a zona Sag Inferior, os valores de PHIT estão concentrados entre 0,05 e 0,1. Tais valores associam-se a baixos valores de IP que, em sua maioria, se encontram entre 11.000 e 13.000 g.m/cm³.s. Embora alguns dados do Rifte Superior apresentem estes mesmos valores de IP, eles estão relacionados à porosidades mais altas.

O comportamento observado neste poço é muito semelhante ao observado nos demais, ainda que seja possível perceber pequenas diferenças. O poço 8-BUZ-5-RJS (Figura 38-B) apresenta uma tendência de distribuição dos dados que é praticamente igual à do poço 3-BRSA-1064-RJS. Porém, seus valores de PHIT encontram-se concentrados entre 0,05 e 0,14 e os de IP entre 10.000 e 13.000 g.m/cm³.s, abrangendo intervalos um pouco maiores do que os visualizados no poço 3-BRSA-1064-RJS.

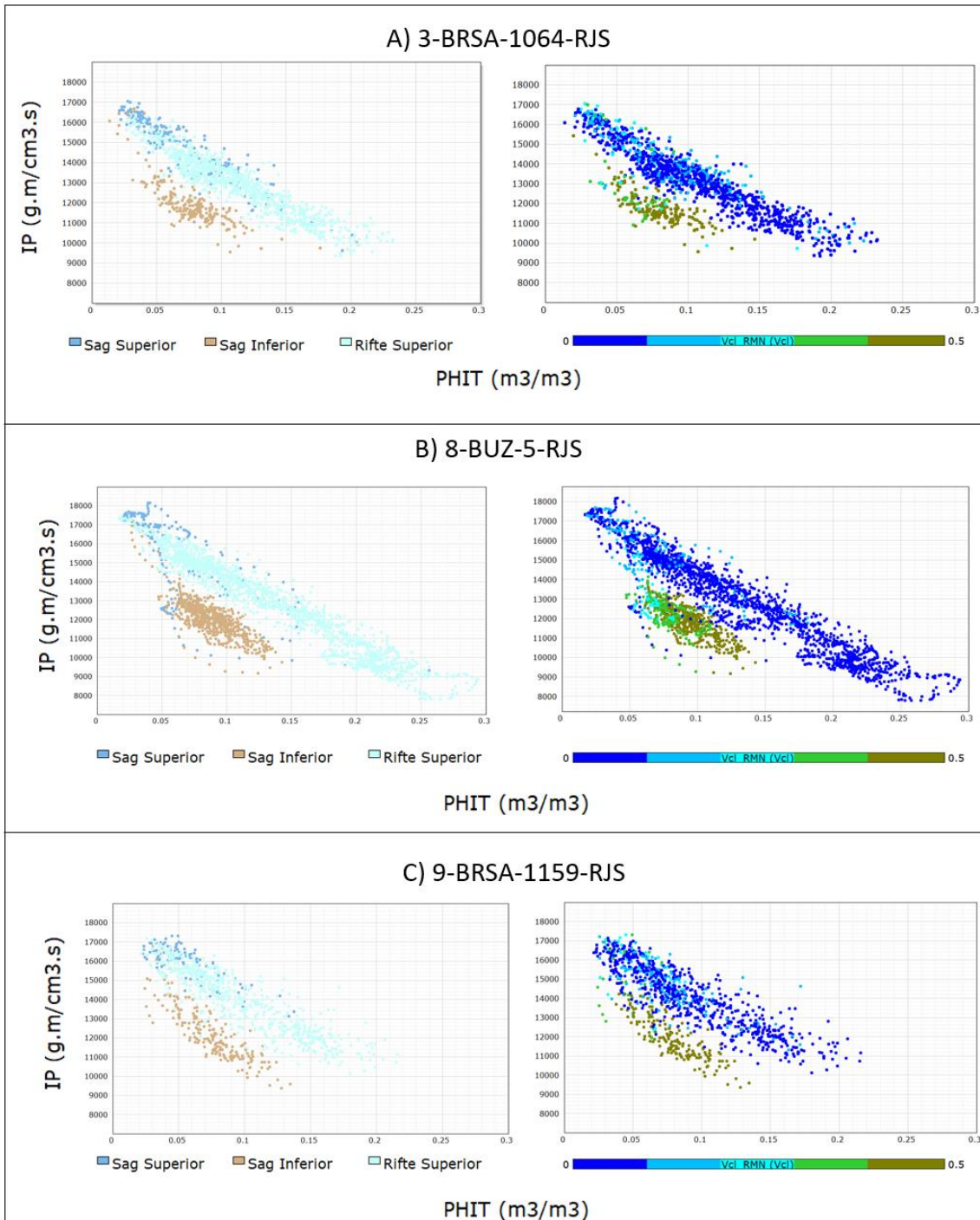


Figura 38: *Crossplots* de **IP** versus **PHIT** por zona (Rife Superior, Sag Inferior e Sag Superior) e **V_{cl}_RMN** (0 a 0,5 v/v). A) Poço 3-BRSA-1064-RJS; B) 8-BUZ-5-RJS; C) 9-BRSA-1159-RJS.

Já o poço 3-BRSA-1159-RJS (Figura 38-C) difere um pouco mais dos anteriores. Neste poço, para os dados da zona Sag Inferior os valores de PHIT concentram-se entre 0,05 e 0,1, mas os valores de IP abrangem um intervalo maior do que o presenciado nos poços anteriores, indo de 10.000 a 14.000 g.m/cm³.s. O poço também apresenta o que parece ser uma maior aderência de alguns pontos da zona Sag Inferior aos dados

referentes às outras duas zonas. Essa maior mistura entre os dados da zona Sag Inferior com os das demais zonas ocorre justamente na região em que são presenciados valores um pouco mais elevados de impedância acústica. Assim, embora exista uma separação evidente dos dados da zona Sag Inferior no poço 3-BRSA-1159-RJS, ela é menor do que a visualizada nos poços 3-BRSA-1064-RJS e 8-BUZ-5-RJS.

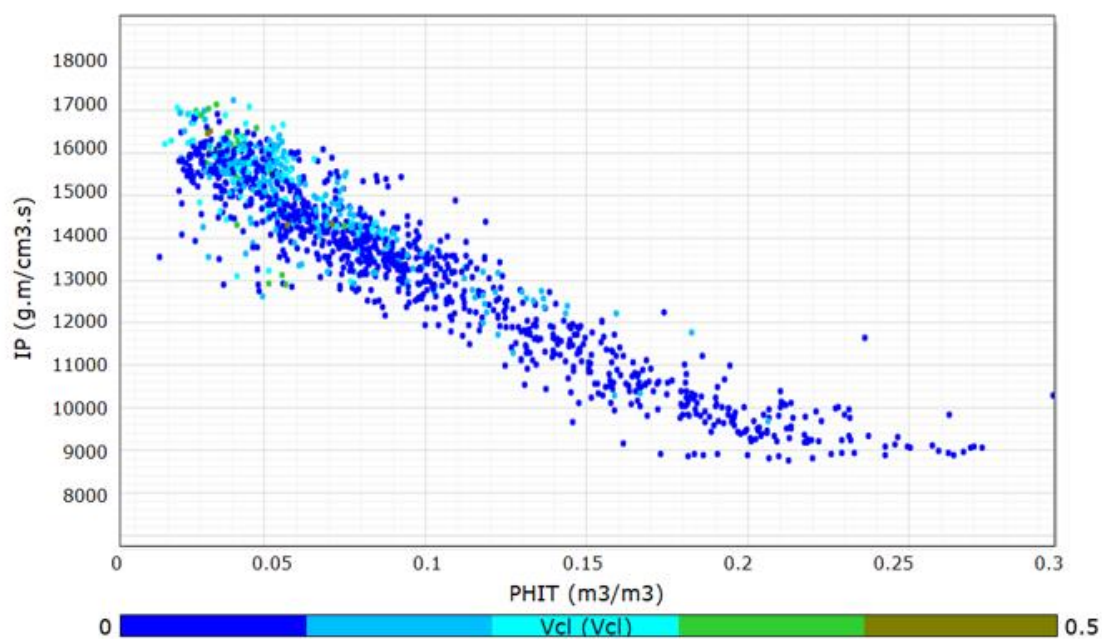
De modo geral, o que se observa para os três poços é que os dados da zona Sag Inferior estão vinculados a baixa porosidade e baixa impedância acústica. Cabe destacar ainda que, para os mesmos valores de PHIT, os dados das zonas Rife Superior e Sag Superior, apresentam valores de IP maiores do que os visualizados para a Sag Inferior.

A Figura 39 apresenta os *crossplots* de IP versus PHIT por V_{cl_RMN} dos poços 2-ANP-1-RJS e 9-BUZ-7-RJS. Tais poços possuem uma queda da qualidade das propriedades permo-porosas na região superior da Fm. Barra Velha, que também afeta a espessura de reservatório na região. Entretanto, o comportamento visualizado nos perfis para estes dois poços é bastante distinto do observado para os poços 3-BRSA-1064-RJS, 8-BUZ-5-RJS e 9-BRSA-1159-RJS.

Ao contrário do observado na Figura 38, os *crossplots* dos poços 2-ANP-1-RJS e 9-BUZ-7-RJS (Figura 39), exibem apenas uma tendência principal para os dados. Tal tendência é mais próxima do que foi observado nos poços 3-BRSA-1064-RJS, 8-BUZ-5-RJS e 9-BRSA-1159-RJS, para as zonas Rife Superior e Sag Superior.

Nos poços 2-ANP-1-RJS e 9-BUZ-7-RJS, os dados com PHIT entre 0,05 e 0,1 apresentam, respectivamente, valores de IP que se concentram entre 13.000 e 16.000 g.m/cm³.s e 13.000 e 15.000 g.m/cm³.s. Ou seja, tais valores de PHIT estão associados a valores mais elevados de IP. Também vale destacar que os maiores valores de V_{cl_RMN} , entre 0,3 e 0,4 v/v, estão situados em uma região de baixos valores de PHIT, porém com IP muito alta (entre 16.000 e 17.000 g.m/cm³.s). Esses comportamentos diferem do observado nos *crossplots* dos poços 3-BRSA-1064-RJS, 8-BUZ-5-RJS e 9-BRSA-1159-RJS.

A) 2-ANP-1-RJS



B) 9-BUZ-7-RJS

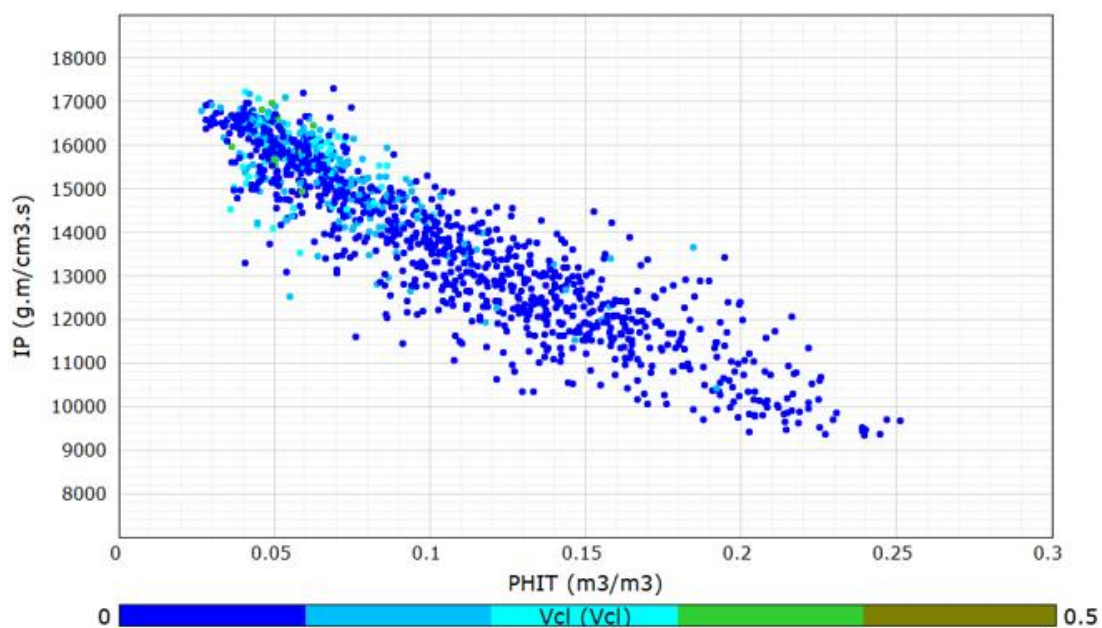


Figura 39: *Crossplots* de IP versus PHIT por V_{cl, RMN} (0 a 0,5 v/v). A) Poço 2-ANP-1-RJS; B) 9-BUZ-7-RJS.

Crossplots de V_p/V_s x IP

Os *crossplots* de V_p/V_s versus IP por zona e por V_{cl, RMN} foram realizados para os poços 3-BRSA-1064-RJS e 9-BRSA-1159-RJS e somente por V_{cl, RMN} para os poços 2-

ANP-1-RJS e 9-BUZ-7-RJS. Com base nas características dos perfis de poços e dos *crossplots* anteriores, acredita-se que o poço 8-BUZ-5-RJS apresentaria um comportamento similar ao dos *crossplots* referente ao poço 3-BRSA-1064-RJS.

A Figura 40 mostra os *crossplots* de V_p/V_s versus IP por zona e por V_{cl_RMN} para os poços 3-BRSA-1064-RJS e 9-BRSA-1159-RJS. Novamente, nota-se que os dados da zona Sag Inferior se destacam dos demais, apresentando valores mais elevados de razão V_p/V_s . Associando aos valores estatísticos apresentados por zona na Tabela 5, pode-se verificar que para a zona Sag Inferior, os valores de V_p e de V_s são bem menores do que os das demais zonas. Tal aumento da razão V_p/V_s é reflexo de uma diminuição proporcionalmente maior de V_s em relação à V_p . Isto mostra que a presença dos finos na Sag Inferior impacta mais no cisalhamento do que na compressão da rocha. Os dados da zona Sag Inferior também estão relacionados com valores elevados de V_{cl_RMN} .

Apesar de algumas semelhanças, é possível notar uma diferença considerável entre a distribuição dos dados nos dois poços. No poço 3-BRSA-1064-RJS (Figura 40-A), os dados da Sag Inferior estão mais concentrados na região com valores de valores de IP entre 10.500 e 12.500 g.m/cm³.s e de razão V_p/V_s entre 1,8 e 1,95. Já no poço 9-BRSA-1159-RJS, os dados da Sag Inferior encontram-se mais dispersos e se misturam com frequência aos dados das zonas Rifte Superior e Sag Superior.

Uma análise das descrições de amostra lateral para o intervalo referente à zona Sag Inferior dos dois poços permitiu identificar que no poço 9-BRSA-1159-RJS (Figura 40-B) é frequentemente mencionada a presença de dolomitização e/ou silicificação local das amostras. Tal descrição, não ocorre nas amostras do poço 3-BRSA-1064-RJS. Assim, pode ser que a ocorrência desses processos diagenéticos na zona Sag Inferior do poço 9-BRSA-1159-RJS tenha ocasionado esse comportamento diferenciado, tanto nos *crossplots* quanto nos perfis deste poço em relação aos outros dois (3-BRSA-1064-RJS e 8-BUZ-5-RJS). Deste modo, uma possível explicação é que conforme ocorre a influência de processos de silicificação e/ou dolomitização e alguns componentes do intervalo vão sendo substituídos, os dados da Sag Inferior tendem a se direcionar em direção ao conjunto de dados referente as zonas Rifte Superior e Sag Superior.

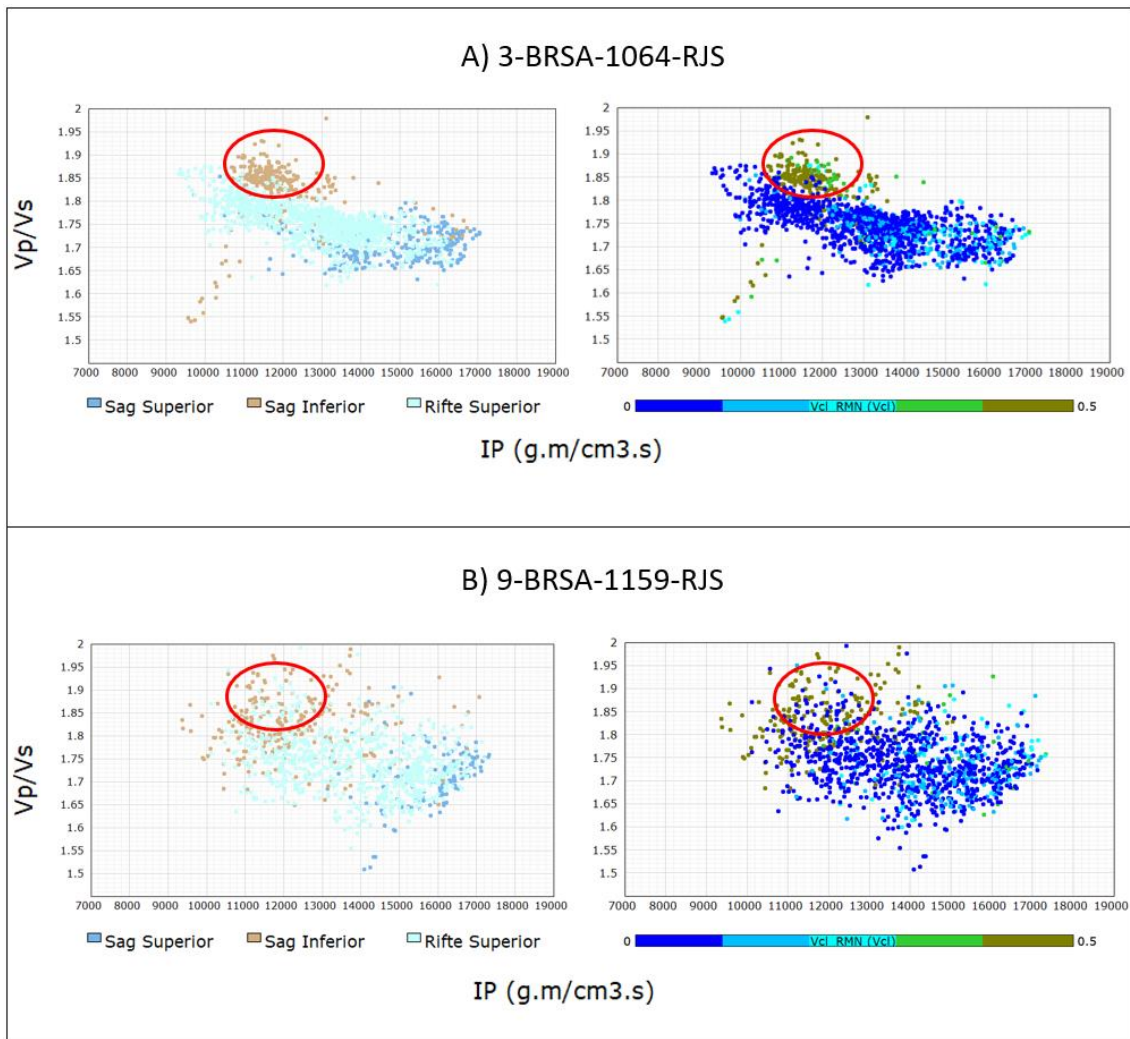


Figura 40: *Crossplots* de V_p/V_s versus IP por zona (Rife Superior, Sag Inferior e Sag Superior) e V_{cl_RMN} (0 a 0,5 v/v). Círculo em vermelho destacando a região com comportamento característico dos dados da zona Sag Inferior. A) Poço 3-BRSA-1064-RJS; B) 8-BUZ-5-RJS; C) 9-BRSA-1159-RJS.

Devido à maior dispersão dos dados no *crossplot* V_p/V_s versus IP do poço 9-BRSA-1159-RJS, fica um pouco mais difícil de verificar a predominância dos dados em uma determinada região. Para confirmar se existe um certo padrão dos dados da zona Sag Inferior com relação à razão V_p/V_s e à IP, foi aplicado um círculo vermelho nos *crossplots* de todos os cinco poços a fim facilitar tal associação. A região definida por este círculo, que em todos os poços compreende valores de IP entre 10.500 e 13.000 $g.m/cm^3.s$ e de razão V_p/V_s entre 1,8 e 1,95, foi definida a partir do intervalo de maior concentração de dados observado no poço 3-BRSA-1064-RJS para a zona Sag Inferior. Avaliando o intervalo em destaque no círculo para o poço 9-BRSA-1159-RJS, nota-se que esta região exhibe, de fato, uma grande quantidade de dados referente à Sag Inferior.

Na Figura 41 são apresentados os *crossplots* de V_P/V_S versus IP por V_{cl_RMN} para os poços 2-ANP-1-RJS e 9-BUZ-7-RJS. No poço 2-ANP-1-RJS (Figura 41-A) é possível verificar que na região do círculo vermelho, encontram-se apenas três (ou pouquíssimas amostras) amostras. Além disso, nesta região, V_{cl_RMN} varia de 0,0 a 0,2 v/v. Os valores mais elevados de V_{cl_RMN} , entre 0,3 e 0,4 v/v, estão numa região de alta IP e baixa razão V_P/V_S . Para o poço 9-BUZ-7-RJS (Figura 41-B) é notada uma característica semelhante, embora seus dados pareçam um pouco mais dispersos. Neste poço, a concentração de dados na região do círculo vermelho é maior do que a observada no poço 2-ANP-1-RJS, mas ainda é bem menor que a visualizada nos poços 3-BRSA-1064-RJS e 9-BRSA-1159-RJS. Conforme observado no poço 2-ANP-1-RJS, os maiores valores de V_{cl_RMN} também estão associados a alta IP e baixa razão V_P/V_S . Assim, as análises mostram que o comportamento observado para a zona Sag Inferior não é observado nos *crossplots* dos poços 2-ANP-1-RJS e 9-BUZ-7-RJS.

Os *crossplots* de física de rochas mostraram um potencial para a identificação do comportamento de não-reservatório da zona Sag Inferior, em volume, a partir de dados resultantes da inversão elástica. Além disso, a análise destes *crossplots* aponta que, baixos valores de IP, derivados da inversão acústica, podem levar a conclusões equivocadas sobre altas porosidades na região Sag Inferior.

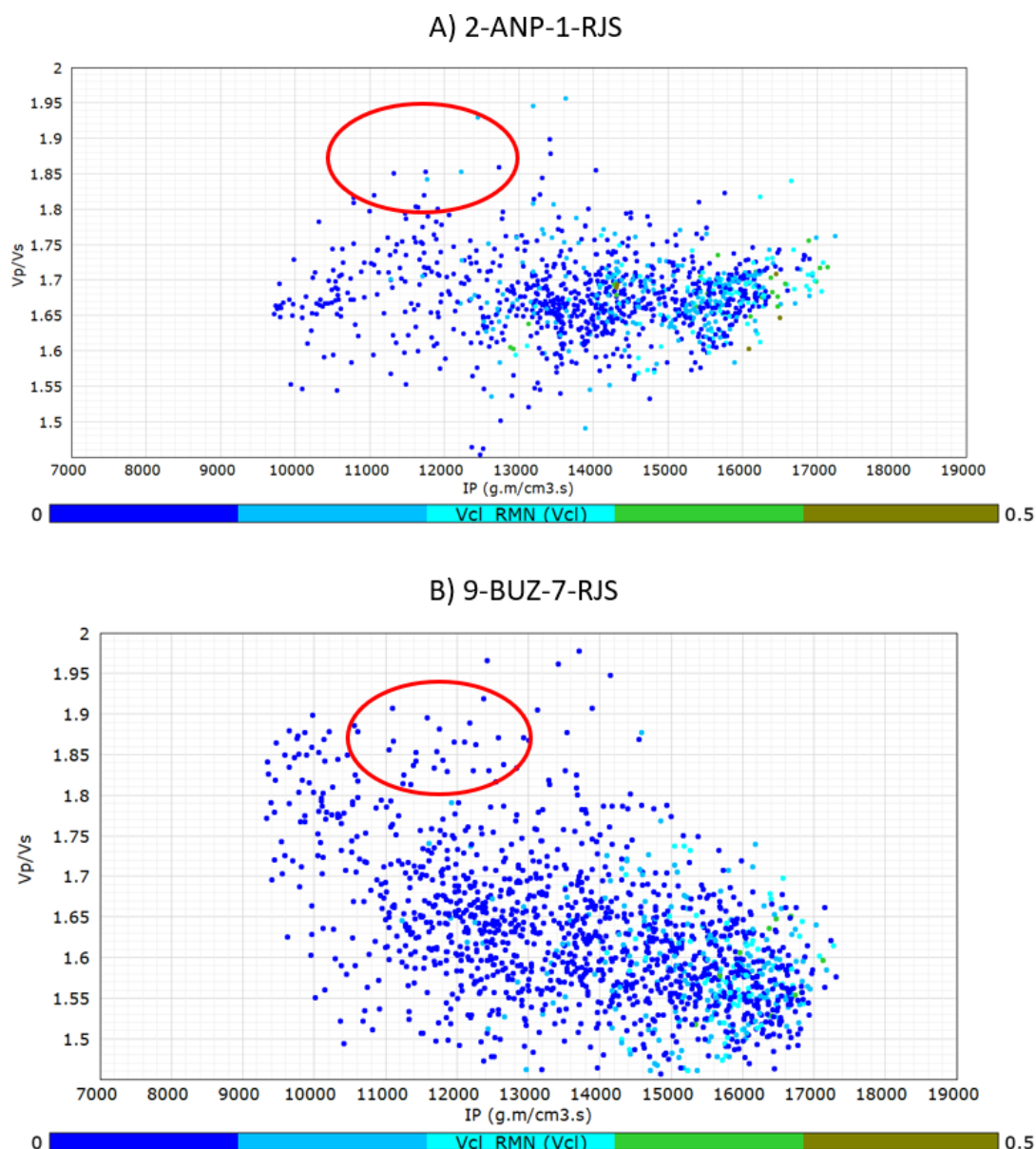


Figura 41: *Crossplots* de V_p/V_s versus IP por V_{cl_RMN} (0 a 0,5 v/v). Círculo vermelho destacando a região com comportamento característico dos dados da zona Sag Inferior. A) Poço 2-ANP-1-RJS; B) 9-BUZ-7-RJS.

4.3. Correlação rocha-perfil-sísmica

Inicialmente foram selecionadas duas *crosslines* (nomeadas Cross 1 e Cross 2), cujas interpretações serviram como base para identificar as principais falhas, refletos, horizontes e discordâncias presentes na sísmica do Campo de Búzios. Em seguida, foram interpretadas três linhas arbitrárias (A, B e C) com foco nos poços apresentados no item 4.1. O principal objetivo da interpretação destas linhas arbitrárias é compreender se há relação entre as heterogeneidades observadas nos perfis e a resposta sísmica e, caso exista, como ocorre a variação lateral deste comportamento.

Nesta seção são exibidas as interpretações das duas *crosslines* e das linhas arbitrárias A e B. A linha arbitrária C será abordada no Capítulo 5, onde será apresentado um modelo geológico simplificado derivado da integração rocha-perfil-sísmica.

As Figuras 42 e 43 mostram, respectivamente, a Cross 1 e a Cross 2. A primeira (Cross 1) passa pelo poço 8-BUZ-5, enquanto a segunda (Cross 2) atravessa o poço 9-BUZ-1-RJS. Em ambas as *crosslines* foram mapeadas as principais falhas e os refletores referentes ao topo do basalto, à discordância Jiquiá/Buracica, à discordância pré-Alagoas, à discordância intra-Alagoas e à base do sal.

O topo do basalto é identificado na sísmica como um refletor de amplitude positiva (pico preto), representando um aumento na impedância acústica devido à mudança litológica. Os depósitos sedimentares da fase Rifte Inferior (formações Piçarras e Itapema) ocorrem discordantemente sobre o topo do basalto. Esta fase pode ser dividida em duas seções: inferior (Fm. Piçarras) e superior (Fm. Itapema). Tal divisão se dá pela discordância Jiquiá/Buracica, que também corresponde a um refletor de alta amplitude.

Já a discordância pré-Alagoas marca o limite da fase Rifte Inferior com a fase Rifte Superior. Esta discordância, que também delimita o topo da Fm. Itapema, é identificada por um refletor de alta amplitude. Entre a discordância pré-Alagoas e a base do sal está localizada a Fm. Barra Velha. Essa formação pode ser dividida em duas seções, com base na existência da discordância intra-Alagoas. Tal discordância, que corresponde a um refletor sísmico com amplitudes positivas relativamente baixas, separa internamente a Fm. Barra Velha nas fases Rifte Superior e Sag. É possível identificar nas Figuras 42 e 43 que a discordância intra-Alagoas não apresenta grande continuidade lateral ao longo das seções e que, por vezes, apresenta-se truncada pela base do sal, o que permite interpretar que pode ter ocorrido erosão nestas regiões.

Na Cross 1 (Figura 42) é possível notar que o poço 8-BUZ-5-RJS está localizado numa região com a presença da discordância intra-Alagoas e que acima desta até a base do sal, são verificados refletores de baixa amplitude. Ao confrontar a profundidade da discordância intra-Alagoas na sísmica e o comportamento dos perfis, verifica-se que esta discordância coincide com a base do comportamento de não-reservatório (previamente denominado de Sag Inferior) visualizado nos poços. Assim, é possível constatar que o comportamento observado nos perfis apresenta relação com a resposta sísmica na região. Na base das coquinas é identificado um refletor positivo de alta amplitude (pico preto)

seguido de um refletor negativo de alta amplitude (pico branco). Porém, nesta *crossline* não foi possível estabelecer uma relação entre o comportamento da base das coquinas observado na sísmica e a resposta dos perfis, já que o poço 8-BUZ-5-RJS não foi perfilado até esta região.

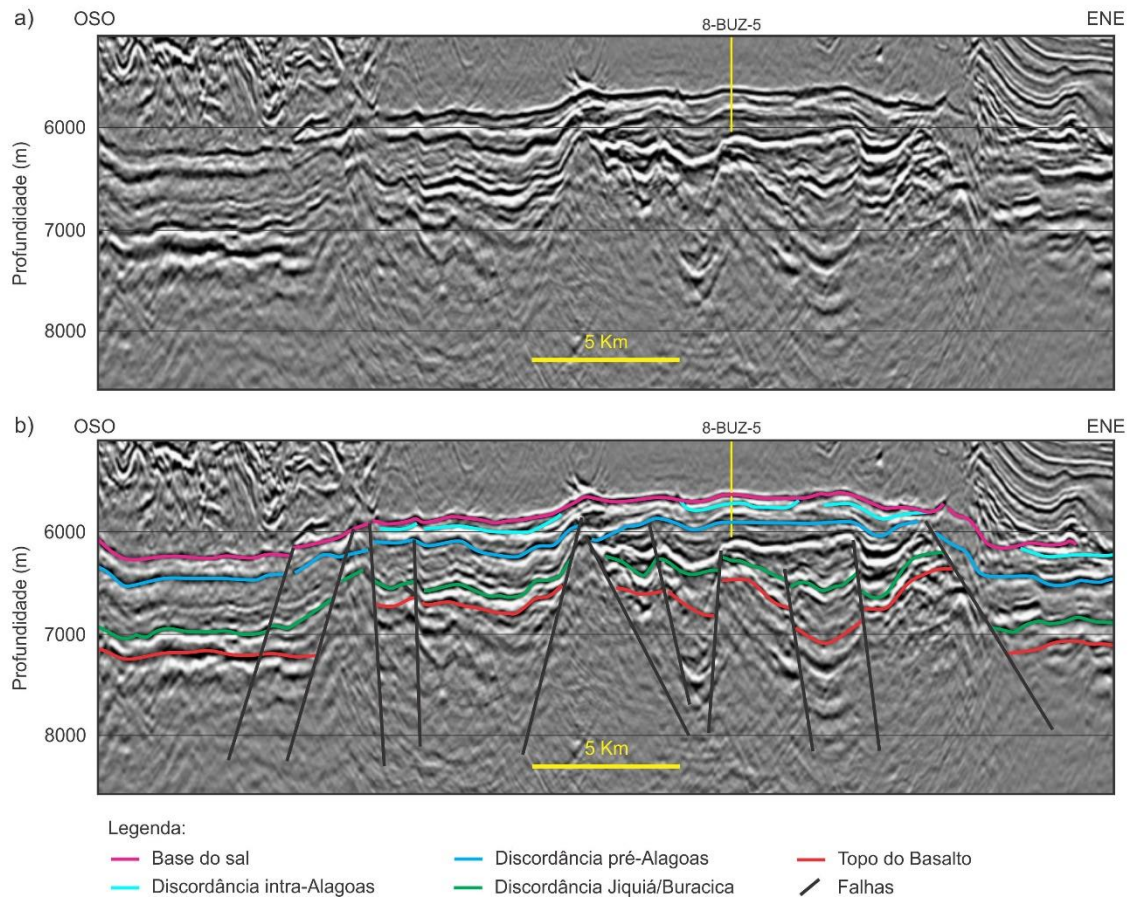


Figura 42: *Crossline* (Cross 1) de direção OSO-ENE passando pelo poço 8-BUZ-5-RJS: a) não interpretada; b) interpretada.

Na Cross 2 (Figura 43), a ausência da discordância intra-Alagoas é notada na região do poço 9-BUZ-1-RJS. Isto vai de acordo com o observado nas curvas do poço, que não apresentam grande contraste dentro da Fm. Barra Velha. Na região do poço, próximo à base das coquinas, também são visualizados um refletor positivo de alta amplitude seguido de um refletor negativo de alta amplitude. Ao analisar os perfis neste intervalo, uma mudança considerável de comportamento na região foi identificada, marcada por uma diminuição brusca das propriedades permo-porosas. Este comportamento está associado com o refletor positivo de alta amplitude (pico preto). Abaixo deste, o refletor negativo de alta amplitude (pico branco) representa a transição entre os carbonatos da Fm. Itapema (alta impedância acústica) para fácies siliciclásticas

da Fm. Piçarras (menor impedância acústica). Este refletor, destacado nas Figuras 43 e 44 como “base das coquinas” é mais proeminente nos altos estruturais. Nos baixos, este pico branco, na maioria das vezes, está ausente e a sismofácies parece estar associada a intercalações de fácies mais lamosas, com baixos contrastes de impedância acústica. Entretanto, não há disponibilidade de dados de poços nos baixos, o que dificulta a confirmação desta suposição.

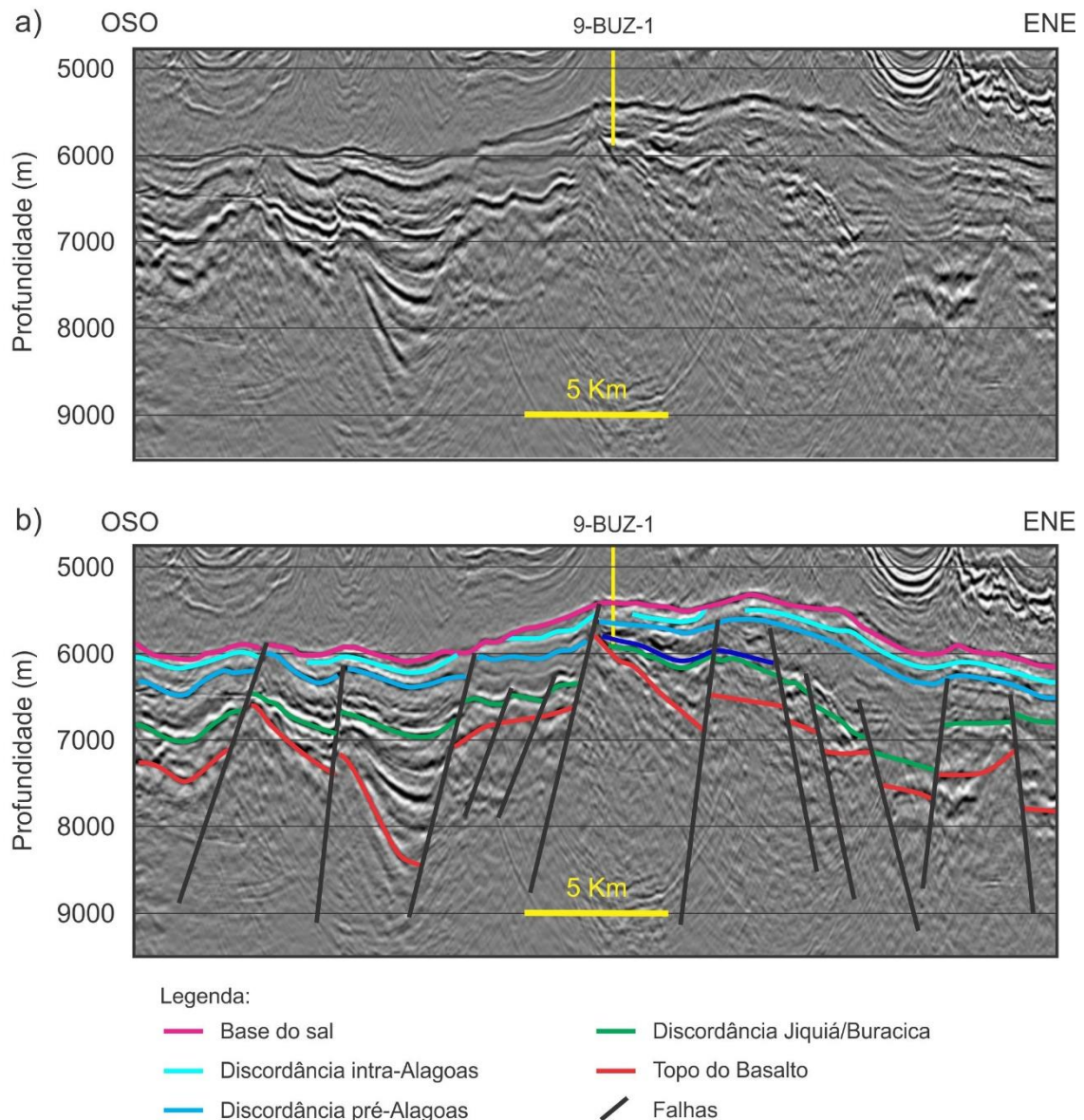


Figura 43: *Crossline* (Cross 2) de direção OSO-ENE passando pelo poço 9-BUZ-1-RJS: a) não interpretada; b) interpretada.

A linha sísmica arbitrária A (Figura 44) passa pelos poços 9-BUZ-7-RJS e 8-BUZ-5-RJS. Ambos os poços foram apresentados de forma mais detalhada na parte de avaliação de formações. Nesta linha arbitrária foram interpretados os mesmos horizontes

apresentados nas *crosslines*, com destaque para a presença do refletor negativo de alta amplitude na base das coquinas e do refletor positivo de baixa amplitude referente à discordância intra-Alagoas. Apesar de ser visualizada em ambos os poços, é importante destacar que a discordância intra-Alagoas não apresenta continuidade na região deles.

No poço 8-BUZ-5-RJS, esta discordância apresenta uma curvatura para cima em direção ao topo da Fm. Barra Velha e uma terminação de truncamento erosivo em direção à base do sal. Já na região do poço 9-BUZ-7-RJS, a discordância intra-Alagoas está delimitada por duas falhas e apresenta caráter distinto, exibindo uma curvatura em direção à discordância pré-Alagoas. Assim, pela sísmica, parece não existir continuidade entre a fase Sag nos poços 8-BUZ-5-RJS e 9-BUZ-7-RJS. Tal fato é corroborado pela análise dos perfis. Embora ambos os poços apresentem perda da qualidade das propriedades permo-porosas na região superior da Fm. Barra Velha (Sag), estes mostram um comportamento diferente. No poço 8-BUZ-5-RJS o caráter de não-reservatório na região é atribuído a uma possível presença de finos obstruindo o espaço poroso e comprometendo a permeabilidade. Por outro lado, no poço 9-BUZ-7-RJS tal comportamento está relacionado com uma diminuição da porosidade total, indicando uma litologia mais fechada. Assim, o comportamento de não-reservatório (cuja base coincide com a discordância intra-Alagoas) observado no poço 8-BUZ-5-RJS não apresenta grande continuidade lateral.

A linha sísmica arbitrária B (Figura 45) abrange os poços 7-BUZ-6-RJS e 9-BRSA-1159-RJS. Este último poço foi apresentado de forma mais detalhada na seção 4.1 e apresenta comportamento de não-reservatório, possivelmente devido à presença de finos, na região superior da Fm. Barra Velha. Nesta linha, a ocorrência da discordância intra-Alagoas é ainda menor do que na linha A, ocorrendo apenas na região do poço 9-BRSA-1159-RJS e à direita deste, na direção ENE. A característica da discordância intra-Alagoas na região deste poço é muito semelhante à observada na linha arbitrária A, apresentando uma curvatura e se assemelhando a um truncamento erosivo em direção à base do sal.

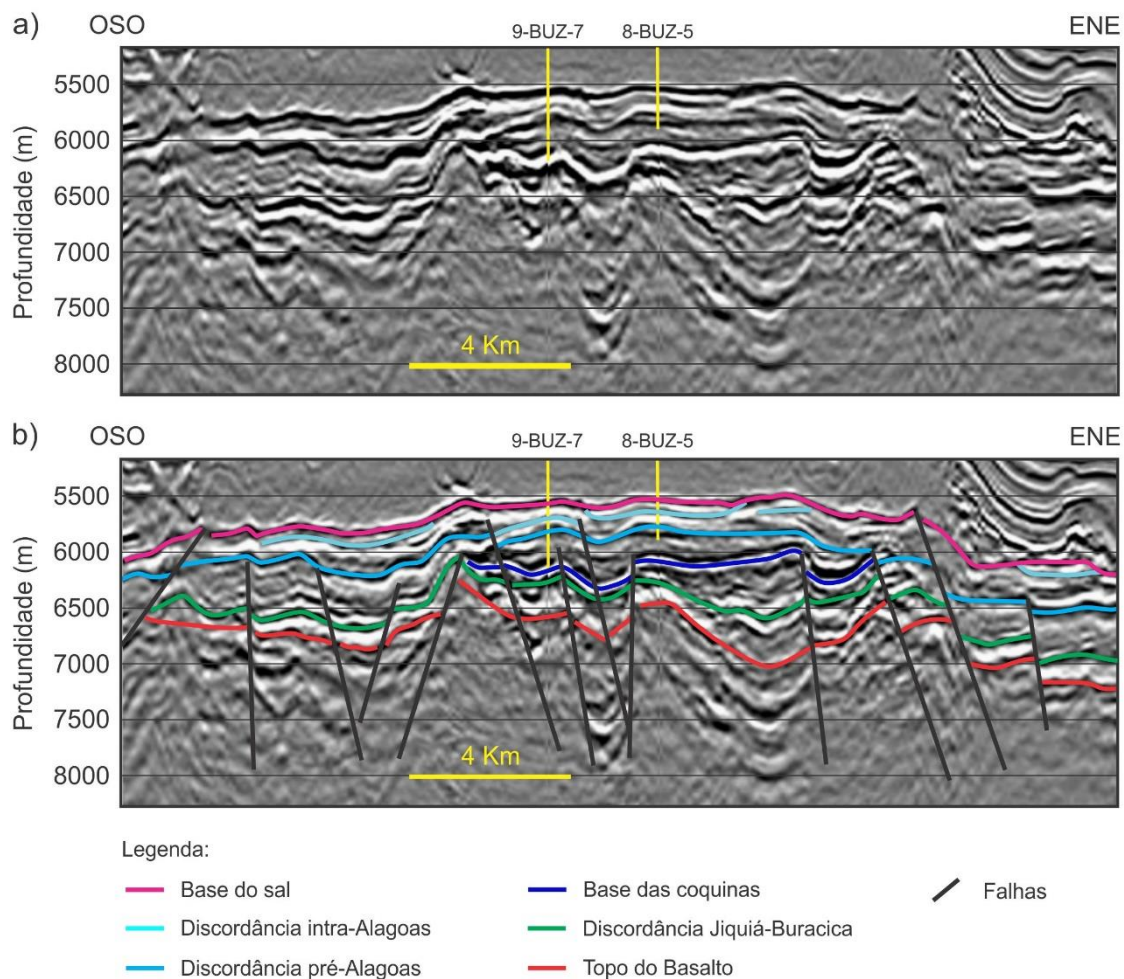


Figura 44: Linha arbitrária A de direção OSO-ENE passando pelos poços 9-BUZ-7-RJS e 8-BUZ-5-RJS: a) não interpretada; b) interpretada.

É importante destacar que de acordo com o observado no poço 8-BUZ-5-RJS, no poço 9-BRSA-1159-RJS a profundidade da discordância intra-Alagoas também coincide com a base do comportamento de não-reservatório na Fm. Barra Velha.

Na região do poço 7-BUZ-6-RJS não é observada a presença da discordância intra-Alagoas. Este poço, apesar de próximo do 9-BRSA-1159-RJS apresenta uma sismofácies com menos reflexões no intervalo da Fm. Barra Velha. Corroborando o observado na sísmica, o poço 7-BUZ-6-RJS (*layout* vide anexo A, Figura 57) não apresenta grandes variações dentro da Fm. Barra Velha. Destaca-se apenas uma pequena diminuição da qualidade das propriedades permo-porosas a partir de 5.585 m em direção ao topo da Fm. Barra Velha. Porém, tal diminuição não implica em uma região de não-reservatório neste poço.

5. Discussões

Este capítulo busca interpretar, analisar e discutir os resultados mostrados no Capítulo 4. Para isso, inicialmente são abordadas as características permo-porosas das formações Itapema e Barra Velha. Em seguida, é analisado o comportamento peculiar observado em três poços (3-BRSA-1064-RJS, 8-BUZ-5-RJS e 9-BRSA-1159-RJS) na parte superior da Fm. Barra Velha. Por fim, é apresentado um modelo geológico simplificado construído a partir de dados de rocha, perfis de poços e de uma linha sísmica arbitrária passando pelos poços 2-ANP-1-RJS e 8-BUZ-5-RJS.

Os resultados apresentados no Capítulo 4 apontam para uma Fm. Itapema com menor conteúdo de argila e mais homogênea do que a Fm. Barra Velha. Na maioria dos poços, as propriedades permo-porosas da Fm. Itapema também são melhores do que as da Fm. Barra Velha.

Deste modo, com o objetivo de comparar as propriedades de reservatório de forma quantitativa entre as formações Itapema e Barra Velha no Campo de Búzios, foi construída a Tabela 6. Esta apresenta a média ponderada das seguintes propriedades: PHIT, PHIE, FF, V_{cl_RMN} , SW, KTIM e *net pay*.

Tabela 6: Média ponderada dos principais parâmetros de reservatório das formações Barra Velha e Itapema.

Propriedades	Fm. Barra Velha	Fm. Itapema
PHIT (m ³ /m ³)	0,11	0,12
PHIE (m ³ /m ³)	0,11	0,12
FF (m ³ /m ³)	0,09	0,09
Vcl_RMN (v/v)	0,07	0,06
Sw (v/v)	0,31	0,62
KTIM (mD)	163,95	271,97
<i>net pay</i> (m)	203,15	83,93

A partir da Tabela 6 é possível notar que as formações Itapema e Barra Velha possuem praticamente os mesmos valores de porosidade total, porosidade efetiva e conteúdo de fluidos livre obtidos a partir da média ponderada dos poços analisados. Já o valor da

permeabilidade (KTIM) obtido na Fm. Itapema é muito maior do que a da Fm. Barra Velha.

As porosidades PHIT e PHIE apresentam valores médios muito próximos. De fato, na maioria dos poços é observada uma aproximação muito grande entre os valores de porosidade total e efetiva. Os valores médios de PHIT e PHIE para ambas as formações são considerados bons para rochas carbonáticas.

O V_{cl_RMN} na Fm. Itapema é um pouco menor do que o da Fm. Barra Velha. A análise das curvas de GR já fornecia indícios de que a Fm. Barra Velha apresentava maior conteúdo de argila. Assim, a estimativa a partir de um outro método (V_{cl_RMN}), que não se baseia apenas na radioatividade natural das rochas, corrobora esta observação.

A média dos valores de SW é baixa na Fm. Barra Velha e maior do que 50% na Fm. Itapema. Tal resposta já era esperada, pois na maioria dos poços boa parte da formação Itapema corresponde a reservatórios de água.

Com relação à permeabilidade, a partir da classificação de North (1985 *apud* AHR, 2008), ela é boa na Fm. Barra Velha e muito boa na Fm. Itapema. Isto mostra uma relação direta com as descrições de amostras laterais dos poços analisados. Em rochas carbonáticas, zonas de permeabilidades elevadas estão geralmente relacionadas a *vugs* conectados. Ao analisar as descrições das amostras laterais, percebe-se que nas amostras da Fm. Barra Velha a menção a *vugs* ocorre de forma pouco frequente. Já nas amostras da Fm. Itapema a menção a *vugs* é muito frequente e ocorre em praticamente todas as amostras na maioria dos poços. Assim, a maior presença de *vugs*, possivelmente conectados na Fm. Itapema, poderia estar acarretando uma maior permeabilidade nesta formação frente à Fm. Barra Velha.

Além disso, a espessura média de *net pay* da Fm. Barra Velha é quase três vezes maior do que a da Fm. Itapema. Embora esse seja o comportamento mais frequente, em três poços (2-ANP-1-RJS, 9-BRSA-1159-RJS e 9-BUZ-4-RJS) o *net pay* da Fm. Itapema é superior ao Fm. Barra Velha. Nos poços 2-ANP-1-RJS e 9-BRSA-1159-RJS isto tem relação direta com a presença da região de não-reservatório na parte superior da Fm. Barra Velha. Já no poço 9-BUZ-4-RJS, isto se deve a uma maior espessura da Fm. Itapema frente à Fm. Barra Velha e à ausência de contato óleo-água na Fm. Itapema.

Por fim, é importante destacar que embora a média das propriedades permo-porosas da Fm. Itapema se mostrem melhores do que as da Fm. Barra Velha, a diferença entre elas é pequena e ambas apresentam reservatórios de ótima qualidade, ou seja, com altos valores de porosidade, permeabilidade e boa espessura de *net pay*.

Com relação à pequena diferença entre as propriedades de ambas as formações, é válido acrescentar que em alguns poços são observadas coquinas fechadas com porosidades baixíssimas próximas à base da Fm. Itapema. Isto impacta negativamente as propriedades permo-porosas na região. Uma vez que a comparação estatística foi realizada considerando todo o intervalo das formações, isso pode estar resultando em valores médios de propriedades permo-porosas inferiores aos observados na região dos reservatórios de óleo. Assim, uma análise estatística mais detalhada poderia ser realizada considerando apenas o intervalo de reservatório de óleo da Fm. Itapema. Isto, provavelmente, acarretaria uma maior diferença entre as propriedades permo-porosas das formações Barra Velha e Itapema, com esta última apresentando qualidade superior.

Inicialmente, as coquinas da Fm. Itapema eram abordadas como reservatórios secundários no pré-sal (FORMIGLI, 2008), mas Kattah (2015) afirmou que nos campos de Búzios e Mero tais reservatórios são muito importantes. De fato, o presente trabalho destaca que no Campo de Búzios os reservatórios da Fm. Itapema constituem um importante alvo exploratório, com excelentes propriedades permo-porosas. Embora não seja a regra, em alguns poços do Campo de Búzios, o *net pay* da Fm. Itapema chegou até mesmo a ultrapassar o da Fm. Barra Velha. Assim, em termos de potencial exploratório, em alguns poços deste campo a Fm. Barra Velha se apresentaria como um reservatório secundário perante as propriedades permo-porosas da Fm. Itapema.

Outro comportamento destacado por Zalán (2016) é a ocorrência de uma coluna contínua entre os reservatórios das formações Itapema e Barra Velha, que resultaria em intervalos com mais de 300 m de *net pay* no Campo de Búzios. De fato, em dois poços tal comportamento é observado. No poço 9-BUZ-4-RJS, por exemplo, a coluna de *net pay* chega a alcançar 385 m. Entretanto, o comportamento mais recorrente observado é a presença de barreiras de permeabilidade na transição entre as formações Itapema e Barra Velha, as quais podem interromper a continuidade dos reservatórios. Tais barreiras ora são ocasionadas pela presença do folhelho – aqui referenciado como Jiquiá – no topo da

Fm. Itapema, ora por calcários ricos em matéria orgânica e/ou *mudstones* na base da Fm. Barra Velha.

Conforme abordado no Capítulo 4, também merece atenção o comportamento de não-reservatório observado na parte superior da Fm. Barra Velha em alguns poços. Tal comportamento gera barreiras de permeabilidade que podem atingir mais de 50 m dentro desta formação. Entretanto, nem sempre as causas desse comportamento são as mesmas. De acordo com o que foi destacado previamente, os poços 2-ANP-1-RJS e 9-BUZ-7-RJS são exemplos de poços que apresentam uma região considerável de não-reservatório na parte superior da Fm. Barra Velha. O comportamento das curvas deles é bastante similar e aponta – conforme explicado anteriormente para o poço 2-ANP-1-RJS – para carbonatos parcialmente dolomitizados e fechados que resultam em um intervalo de não-reservatório.

Nos poços 3-BRSA-1064-RJS, 8-BUZ-5-RJS e 9-BRSA-1159-RJS o comportamento das curvas na região superior da Fm. Barra Velha é peculiar e se destaca muito do observado nos outros poços. Tal comportamento permitiu a separação da Fm. Barra Velha nestes três poços em três zonas. A divisão e a nomenclatura adotadas para cada zona se basearam em dois aspectos principais: correlação rocha-perfil-sísmica e comportamento de não-reservatório dentro da Fm. Barra Velha. A interpretação da *crossline* 1 e das linhas arbitrárias A e B permitiu identificar a presença da discordância intra-Alagoas na região dos poços 8-BUZ-5-RJS e 9-BRSA-1159-RJS.

De acordo com Wright & Barnett (2015) e Buckley *et al.* (2015), tal discordância separa a Fm. Barra Velha nas seções Rifte Superior (se estende da base da Fm. Barra Velha até a discordância intra-Alagoas) e Sag (se estende da discordância intra-Alagoas até a base do sal). Conforme destacado no Capítulo 4, a análise conjunta da sísmica e dos perfis de poços permitiu verificar que a profundidade da discordância intra-Alagoas coincide com a base do comportamento de não-reservatório observado nos poços 8-BUZ-5-RJS e 9-BRSA-1159-RJS. Assim, foi possível separar nestes poços a fase Rifte Superior da fase Sag.

Em seguida, a partir do comportamento de não-reservatório desses três poços, a fase Sag foi dividida em duas zonas: uma inferior (do topo da Rifte Superior até o topo do comportamento de não-reservatório) e uma superior (do topo do comportamento de não-reservatório até o topo da Fm. Barra Velha). Deste modo, nesses poços a região de

não-reservatório ficou destacada como zona Sag Inferior. Tal divisão da Fm. Barra Velha em três zonas foi adotada nos *crossplots* de física de rochas apresentados no Capítulo 4. Estes mostraram como os dados da zona Sag Inferior se destacam dos dados referentes às demais zonas (Rifte Superior e Sag Superior).

As Figuras 46 e 47 são referentes, respectivamente, aos poços 3-BRSA-1064-RJS e 9-BRSA-1159-RJS. Elas apresentam com maior destaque o comportamento heterogêneo da Fm. Barra Velha nestes poços e visam auxiliar as discussões sobre este tema. É relevante pontuar que, como o comportamento das curvas dos poços 3-BRSA-1064-RJS e 8-BUZ-5-RJS na zona Sag Inferior é muito similar, nesta etapa será dado destaque apenas ao *layout* do poço 3-BRSA-1064-RJS. Isto ocorre devido à maior quantidade de dados disponível para este poço. Por sua vez, o poço 3-BRSA-1159-RJS também será apresentado nesta seção para que se possa discutir sobre as pequenas diferenças observadas em suas curvas. Mesmo que pequenas, tais diferenças resultaram em um comportamento um pouco distinto dos dados da zona Sag Inferior nos *crossplots* do poço 3-BRSA-1159-RJS e, por isso, precisam ser analisadas.

Na zona Sag Inferior (Figuras 46 e 47) é possível identificar alguns comportamentos bastante característicos nos perfis. O perfil de neutrão (NPHI) exibe um aumento considerável, enquanto o perfil de densidade (RHOB) diminui. Ainda é observado um aumento dos tempos de trânsito compressional (DT) e cisalhante (DTSM) e uma redução brusca da resistividade (RES). Os perfis de ressonância também são muito afetados: PHIT apresenta bons valores (entre 0,07 e 0,10), entretanto PHIE exibe valores muito baixos (entre 0,02 e 0,04) e é quase metade de PHIT. Além disso, FF e KTIM são próximos de zero. Entretanto, o perfil fotoelétrico permanece praticamente inalterado, sugerindo que não houve mudança significativa da matriz. Isto pôde ser confirmado pelas descrições de amostra lateral do intervalo, que apontam para a presença de calcários microbiais predominantemente esferulíticos e estromatolíticos em ambos os poços. Não existe menção nas descrições à presença de folhelhos, matéria orgânica, margas, *mudstones* e/ou *wackestones* nos intervalos.

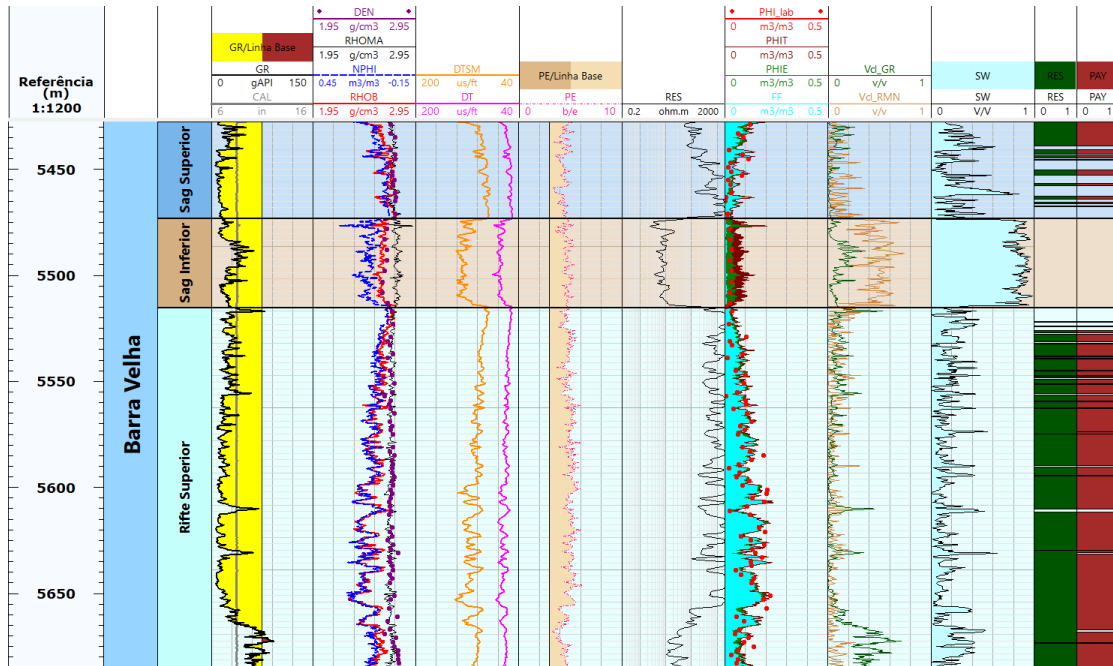


Figura 46: Perfis do poço 3-BRSA-1064-RJS na Fm. Barra Velha. Esta formação está dividida em: Riffe Superior, Sag Inferior e Sag Superior.

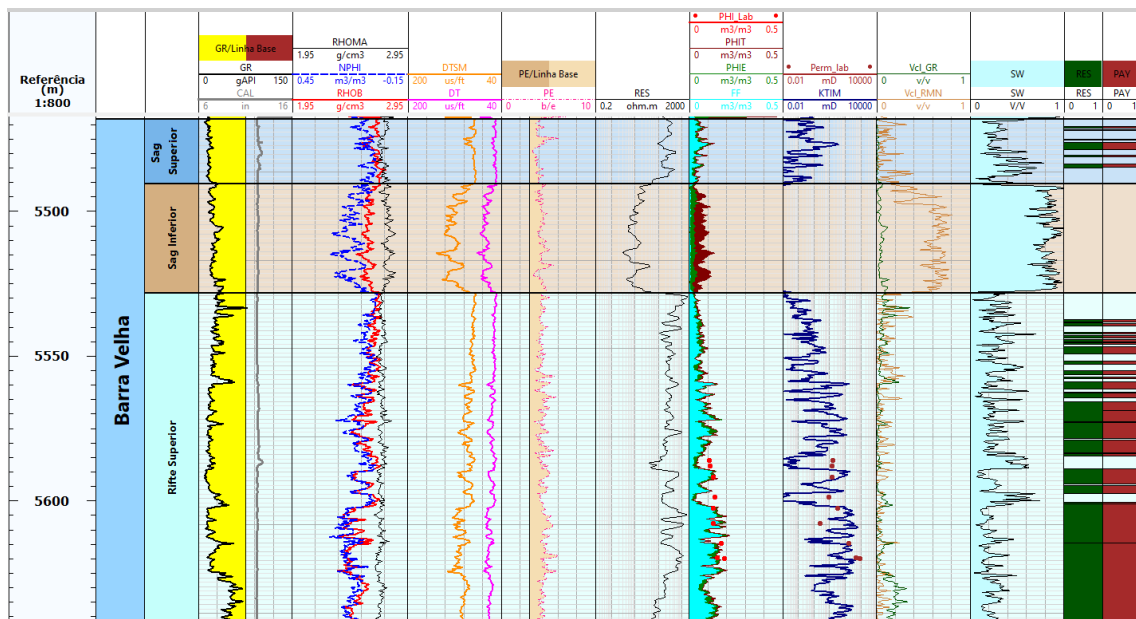


Figura 47: Perfis do poço 9-BRSA-1159-RJS na Fm. Barra Velha. Esta formação está dividida em: Riffe Superior, Sag Inferior e Sag Superior.

Todavia, a resposta das curvas é característica da presença de finos impactando o espaço poroso. Ellis & Singer (2007) e Nery (2013) afirmam que o excesso de água adsorvida dos argilominerais aumenta a quantidade de H^+ das camadas. Conseqüentemente, em intervalos argilosos NPHI apresentará valores elevados. Nery (2013) também destaca que porquanto mais leve ou menos densa por unidade de volume for a argila, devido ao excesso de água intersticial, ela tenderá a diminuir RHOB. O autor acrescenta que a presença de argila nas camadas permoporosas aumenta a quantidade de água intersticial e atenua a velocidade do som, aumentando o tempo de trânsito registrado. Além disso, a presença de argila também pode afetar o perfil de resistividade. Crain (2019c) ressalta que as argilas são eletricamente condutivas, ou seja, pouco resistivas. Assim, em determinadas litologias, a presença da argila condutiva pode reduzir a resistividade medida. Entretanto, é necessário ter cuidado com folhelhos betuminosos e/ou matéria orgânica, que podem ser resistivos (NERY, 2013).

De fato, a resposta das curvas esperada em regiões portadoras de argila é condizente com o comportamento observado nos perfis dos poços 3-BRSA-1064-RJS e 9-BRSA-1159-RJS na zona Sag Inferior (Figuras 46 e 47). A exceção é o perfil de raios gama, que praticamente não é alterado no intervalo. É possível perceber apenas um ligeiro aumento em sua resposta, em especial no poço 3-BRSA-1064-RJS (Figura 46). É relevante pontuar que o perfil de GR é susceptível apenas ao aumento da radioatividade natural das rochas. Deste modo, a presença de uma argila pouco radioativa (baixo conteúdo de U, Th e/ou K) irá impactar de forma pouco significativa a leitura deste perfil. Conseqüentemente, isto acarretará uma estimativa de argilosidade (V_{cl_GR}) que pode não refletir o comportamento real do conteúdo de argila no intervalo. Por outro lado, a estimativa de argila calculada a partir do perfil de RMN (V_{cl_RMN}) aponta para valores elevados de argila na zona Sag Inferior. Tais valores, que chegam a atingir aproximadamente 0,5 v/v parecem representar de forma mais adequada o comportamento observado nas outras curvas.

Além disso, vale destacar que os processos de cimentação e dolomitização são descartados como justificativa para o comportamento observado na zona Sag Inferior. Isto se deve, principalmente, ao fato de que tais processos ocasionam uma diminuição nos perfis de DT e de DTSM em rochas carbonáticas. Tal resposta é contrária ao observado nessas curvas na zona Sag Inferior (Figuras 46 e 47). Deste modo, é evidenciado que nessa zona, nos poços analisados, há uma quantidade considerável de

finos comprometendo o espaço poroso dos carbonatos e ocasionando o comportamento de não-reservatório.

Também é necessário salientar o comportamento das curvas na zona Sag Inferior do poço 9-BRSA-1159-RJS (Figura 477). As respostas dos perfis apresentam uma tendência gradual de mudança de comportamento em direção ao topo da zona Sag Inferior. Ou seja: as curvas de DT, de DTSM e de NPHI começam a exibir uma leve diminuição, enquanto o perfil de resistividade apresenta um pequeno aumento em direção do topo do intervalo. A análise das descrições de amostra lateral mostra a presença de dolomitização e/ou silicificação parcial no intervalo referente à zona Sag Inferior no poço 9-BRSA-1159-RJS. Conforme mencionado anteriormente, em rochas carbonáticas o processo de dolomitização tende a gerar diminuição nos tempos de trânsito.

No poço 3-BRSA-1064-RJS, que não apresenta essa mudança gradual das curvas em direção ao topo, não há menção à presença destes processos diagenéticos no intervalo referente à zona Sag Inferior. Assim, a dolomitização e/ou silicificação parcial das amostras pode estar ocasionando essa pequena mudança no comportamento das curvas do poço 9-BRSA-1159-RJS. É importante ressaltar que embora o poço 8-BUZ-5-RJS não possua descrição de amostra lateral, o comportamento dos seus perfis e *crossplots* é muito semelhante ao do poço 3-BRSA-1064-RJS. Deste modo, infere-se que o poço 8-BUZ-5-RJS também não apresenta alterações por processos diagenéticos no intervalo da zona Sag Inferior.

A partir destas análises é possível inferir que o comportamento de não-reservatório observado na zona Sag Inferior nos poços 3-BRSA-1064-RJS, 8-BUZ-5-RJS e 9-BRSA-1159-RJS se deve à presença de finos (argila) no intervalo. No poço 3-BRSA-1159-RJS também existem indícios de ocorrência de dolomitização e silicificação parcial de algumas amostras que contribuem para o comportamento de não-reservatório.

Com relação à presença de finos, trabalhos recentes sobre o pré-sal, tanto na Bacia de Santos quanto nas Bacias de Campos e Kwanza, destacam a forte presença das argilas magnesianas (estevensita) na Formação Barra Velha e nas formações análogas a esta (WRIGHT & BARNETT, 2015; MUNIZ & BOSENCE, 2015; CERALDI & GREEN, 2016; SALLER *et al.*, 2016; WRIGHT & TOSCA, 2016, HERLINGER *et al.*, 2017).

Segundo Bucheim & Awramik (2014), a estevensita é um mineral de argila autigênico indicativo de ambientes deposicionais salinos/alcalinos que sugere águas ricas

em magnésio. Wright & Barnett (2015), Wright & Tosca (2016) e Wright & Rodriguez (2018) utilizaram a presença da estevensita na Fm. Barra Velha como um dos elementos-chave para a caracterização do tipo de ambiente deposicional desta formação. Conforme destacado no Capítulo 2, tais autores sugerem um modelo deposicional de um lago evaporítico raso, extenso e hiper-alcalino para a Fm. Barra Velha. Wright & Barnett (2015) ainda destacam que a presença da estevensita e a ausência de outras argilas convencionais (ricas em Alumínio) sugerem condições geoquímicas muito específicas atuando durante a deposição dos calcários da Fm. Barra Velha.

O comportamento deste mineral de argila magnesiana em perfis de poços foi relatado por alguns autores. No pré-sal da Bacia de Campos, Muniz & Bosence (2015) mostram que na Fm. Macabu, correlata à Fm. Barra Velha, a presença de estevensita provoca um leve aumento no perfil de raios gama. Herlinger *et al.* (2017) acrescentam que em depósitos preservados de estevensita, a microporosidade pode ser observada por meio dos dados de RMN. Estes autores acrescentam que, apesar de na fase sag do pré-sal da Bacia de Campos a maioria dos depósitos de argilas magnesianas terem sido substituídos por esferulitos calcíticos, dolomita e sílica, em um dos poços analisados a estevensita foi encontrada preservada. Nesse sentido, Buchheim & Awramik (2014) pontuam que nos casos onde esta argila é encontrada preservada ela se torna problemática, pois compromete a porosidade e a permeabilidade do reservatório.

De acordo com o que foi apresentado previamente, nos poços 3-BRSA-1064-RJS, 8-BUZ-5-RJS e 9-BRSA-1159-RJS ocorre um leve aumento de GR e a porosidade do reservatório está comprometida pela presença de finos. Além disso, ao analisar a resposta do perfil de T2_DIST (distribuição do tempo de relaxação T2) nos poços 3-BRSA-1064-RJS, 8-BUZ-5-RJS e 9-BRSA-1159-RJS é observado um elevado nível de microporosidade (baixos valores de T2) no intervalo referente à zona Sag Inferior, conforme exibido na Figura 48. Esses indícios conduzem à hipótese de ocorrência de estevensita preservada nos poços 3-BRSA-1064-RJS, 8-BUZ-5-RJS e 9-BRSA-1159-RJS. Assim, esta argila magnesiana estaria comprometendo o espaço poroso dos carbonatos na zona Sag Inferior e ocasionando o comportamento de não-reservatório nessa região. Cabe destacar que o perfil litogeoquímico que mede o conteúdo de magnésio também seria uma importante ferramenta para confirmar a presença da estevensita, em especial no poço 3-BRSA-1064-RJS que não possui menção a processo de dolomitização

na zona Sag Inferior. Entretanto, as curvas com conteúdo de magnésio não estavam disponíveis para nenhum dos três poços supracitados.

A ocorrência deste comportamento bastante peculiar nas curvas de apenas três dos dezessete poços do Campo de Búzios poderia ser justificada pela alta susceptibilidade da estevensita a processos diagenéticos. Tosca & Wright (2015) destacam que os silicatos de magnésio (grupo ao qual a estevensita pertence) são os mais geoquimicamente reativos de todos os grupos minerais de argila. Assim, na maioria das amostras da seção sag do pré-sal é relatada a dissolução total a parcial da estevensita (HERLINGER *et al.*, 2017). Estes autores pontuam que a dissolução da estevensita libera magnésio e sílica, resultando em substituição de calcita por sílica e em preenchimento total ou parcial da porosidade por cimento de dolomita. Eles também destacam que frequentemente a estevensita é substituída por dolomita e, com menor frequência, por sílica. A ocorrência da substituição total ou parcial da estevensita por dolomita e/ou sílica em carbonatos do pré-sal também foi reportada por Ceraldi & Green, 2016; Saller *et al.*, 2016 e Tosca & Wright (2015). Deste modo, a menção à atuação de processos como dolomitização e silicificação em algumas amostras da zona Sag Inferior no poço 9-BRSA-1159-RJS podem estar relacionadas a um processo de substituição parcial da estevensita devido à atuação de processos diagenéticos. Entretanto, neste poço, parte dela ainda permaneceria preservada comprometendo o espaço poroso.

Um comportamento recorrente observado nos poços relativamente próximos ao poço 8-BUZ-5-RJS é a presença de regiões de não-reservatório ocasionadas por carbonatos fechados. Tais poços foram apresentados no Capítulo 4 e correspondem aos poços 2-ANP-1-RJS e 9-BUZ-7-RJS. No poço 2-ANP-1-RJS é relatada a presença de dolomitização e silicificação em grande parte das amostras no intervalo de não-reservatório. Logo, é possível que nos poços 2-ANP-1-RJS e 9-BUZ-7-RJS tenha ocorrido a substituição da estevensita devido a uma atuação mais intensa de processos diagenéticos. Nesse sentido, Herlinger *et. al* (2017) mencionam que nas amostras por eles analisadas, a dissolução da estevensita raramente implicava em zonas de reservatório. Isto ocorria porque a dolomita comumente cimentava a porosidade secundária gerada pela dissolução da argila. Esta característica poderia explicar o comportamento de não-reservatório observado em um intervalo na parte superior da Fm. Barra Velha nesses dois poços. Tosca & Wright (2015) ainda acrescentam que a visão deles com relação à diagênese da argila magnésiana (estevensita) em reservatórios carbonáticos lacustres é

consistente com uma série de texturas sedimentares observadas nos carbonatos do pré-sal da Bacias de Santos.

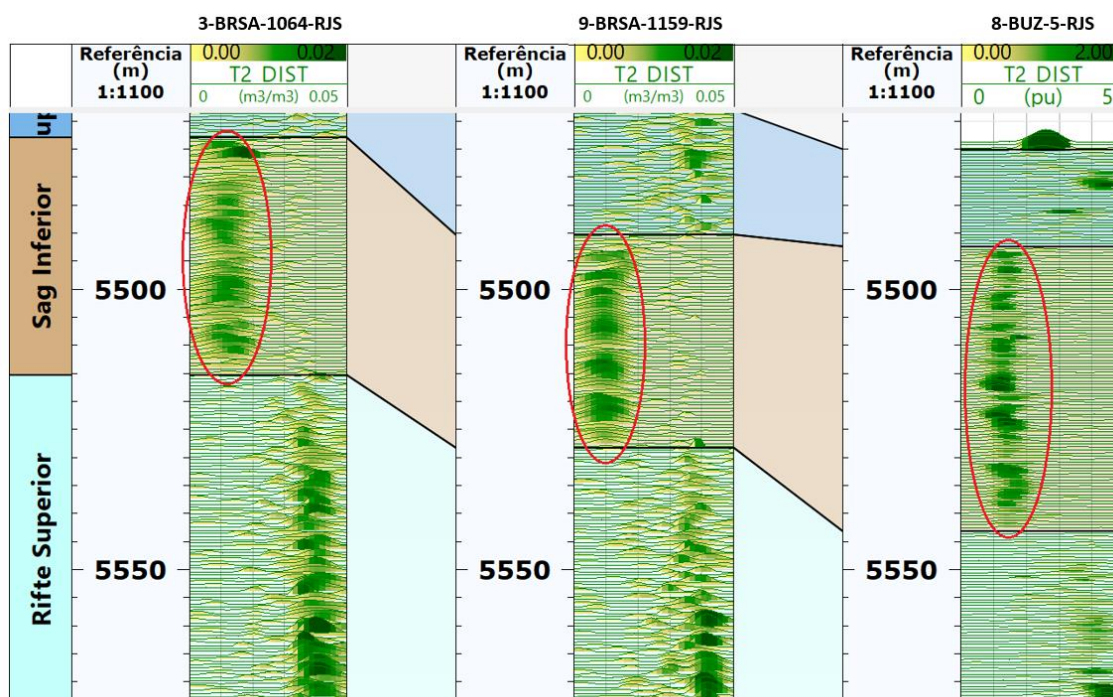


Figura 48: Curva de distribuição do tempo de relaxação **T2** (**T2_DIST**) para os poços 3-BRSA-1064-RJS, 9-BRSA-1159-RJS e 8-BUZ-5-RJS na Fm. Barra Velha. Na zona Sag Inferior é possível verificar concentração de microporosidade (baixos valores de **T2_DIST**) destacada pelos círculos vermelhos.

De acordo com o que foi abordado no Capítulo 2, uma vez depositadas as argilas magnesianas, existe uma série de aspectos que acarretam a desestabilização e sua subsequente dissolução durante a diagênese (TOSCA & WRIGHT, 2015). Os principais fatores são a alta sensibilidade à pressão de CO_2 (pCO_2) e ao pH, bem como a rápida cinética de dissolução devido à alta área de superfície específica da estevensita. Assim, variações químicas na água e pequenas mudanças de alcalinidade, por exemplo, podem colocar as argilas magnesianas fora de suas janelas de estabilidade, favorecendo a dissolução.

Wright & Tosca (2016) destacam que dadas as condições geoquímicas adequadas, a estevensita se acumularia em configurações de baixa energia, abaixo da base de onda, onde não estariam sujeitas à exposição, dessecação e retrabalhamento. Além disso, os autores pontuam que a presença da matéria orgânica, comum em configurações mais profundas, também pode desestabilizar e ocasionar a dissolução da estevensita. Assim, eles indicam que a acumulação dessa argila magnesiana ocorreria em águas não tão rasas

e nem tão profundas. Portanto, é possível notar que a distribuição das argilas magnesianas apresenta grande complexidade.

Conforme mencionado no Capítulo 4, foram interpretadas três linhas sísmicas arbitrárias que passavam pelos poços com a presença de finos (estevensita) e por poços próximos a estes. Destas três linhas, uma foi deixada para ser apresentada no presente capítulo. Tal linha (Figura 49) foi utilizada para a construção de um modelo geológico simplificado, que compreende as informações extraídas das descrições de amostra lateral, dos perfis de poços e da sísmica. Este modelo geológico (Figura 50) visa ilustrar vertical e lateralmente as principais observações realizadas sobre o comportamento das formações Itapema e Barra Velha. Pretende-se ainda destacar como seria a relação e a continuidade do comportamento de não-reservatório dos poços 2-ANP-1-RJS e 8-BUZ-5-RJS.

A interpretação da linha arbitrária C exibida na Figura 49 consistiu no reconhecimento dos mesmos refletores e discordâncias explicitados no Capítulo 4, conforme legenda. Não foi verificada a presença da discordância intra-Alagoas passando pelo poço 2-ANP-1-RJS. Entretanto, esta discordância é visualizada em boa parte desta linha arbitrária. Onde ocorre, a discordância intra-Alagoas apresentou uma curvatura e feição de truncamento erosivo em direção à base do sal. Além disso, nota-se que os poços 2-ANP-1-RJS e 8-BUZ-5-RJS, apesar de próximos, se encontram separados por uma falha que afeta e delimita a discordância intra-Alagoas na região do poço 8-BUZ-5-RJS. Nesta linha arbitrária, também é observada a presença do refletor negativo de alta amplitude (pico branco), denominado “Base das coquinas”, ocorrendo de maneira quase contínua. Logo acima deste pico branco, ocorre um refletor de pico preto com alta amplitude. Este pico preto reflete a diminuição da porosidade das coquinas próximas à “Base das Coquinas”. Tais interpretações foram obtidas a partir da integração rocha-perfil-sísmica e foram utilizadas na construção do modelo geológico da Figura 50.

O modelo geológico da Figura 50 constitui uma representação simplificada das principais observações realizadas acerca das interpretações integradas dos dados disponíveis das formações Itapema e Barra Velha. Para a construção desse modelo foram utilizados os seguintes critérios: 1) Abaixo do horizonte “Base das Coquinas”, foram apenas separadas em diferentes cores as zonas referentes a cada horizonte interpretado. As litologias não foram representadas, pois tal região não é o foco deste trabalho; 2) Como a resolução do dado sísmico não permite o nível de detalhamento presente nas descrições

de amostra lateral, foram adotadas as litologias predominantes em cada formação, ou seja, foi verificado que na Fm. Itapema predominam as fácies de coquinas e na Fm. Barra Velha predominam as fácies de calcários estromatolíticos e esferulíticos.

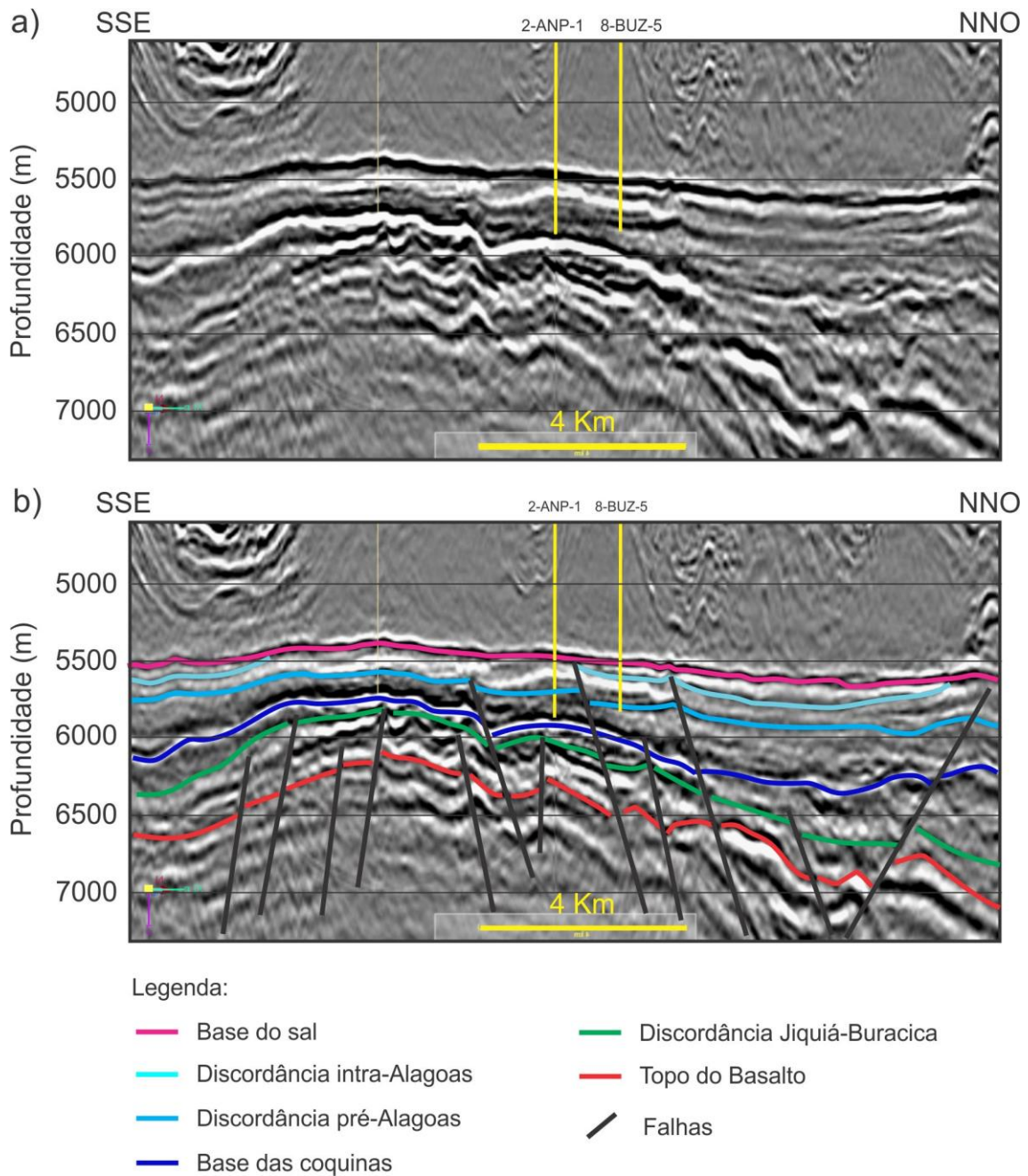


Figura 49: Linha arbitrária C de direção SSE-NNO passando pelos poços 2-ANP-1-RJS e 9-BUZ-5-RJS:

a) não interpretada; b) interpretada.

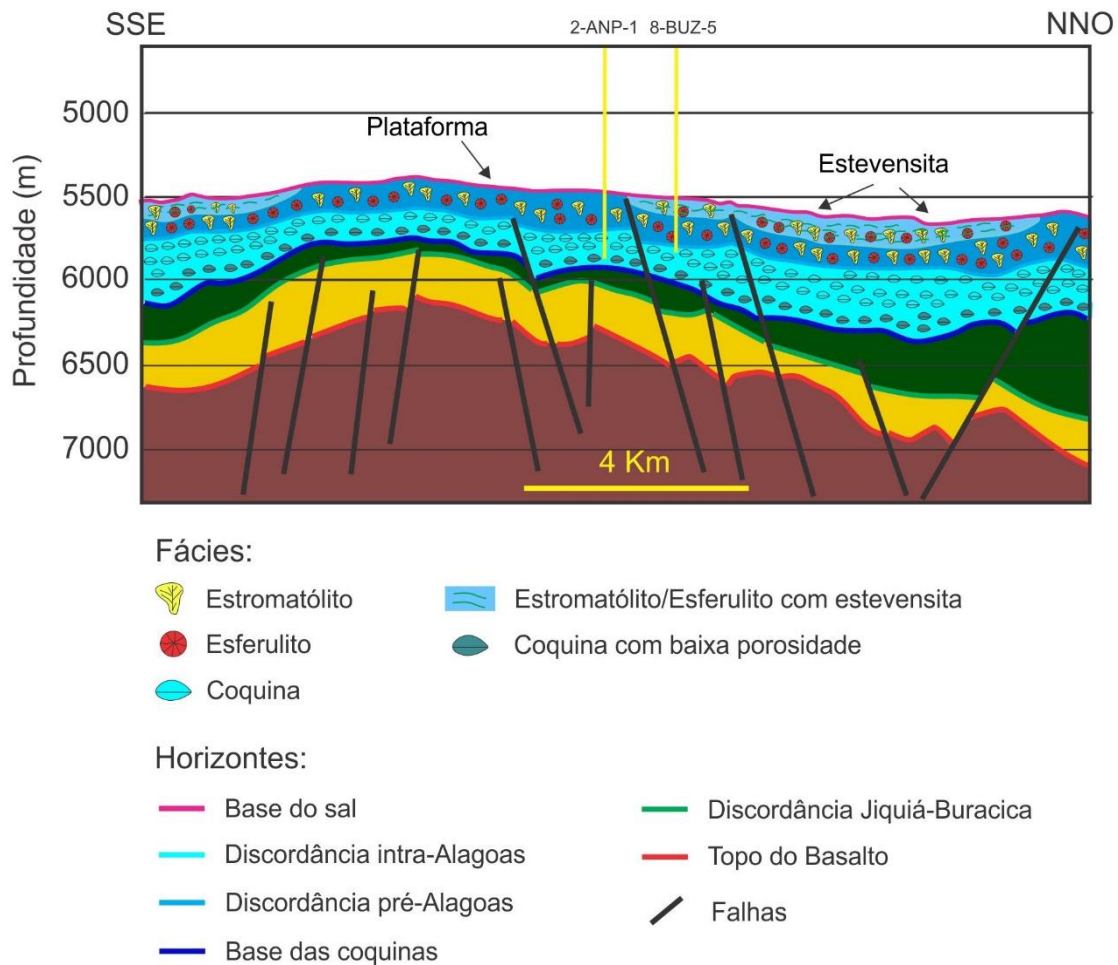


Figura 50: Modelo geológico da parte superior da fase Rift Inferior e das fases Rift Superior e Sag no Campo de Búzios, Bacia de Santos. Tal modelo foi construído a partir da linha arbitrária C.

Com relação às fácies da Fm. Itapema, foram representados dois tipos de coquinas. Um deles é atribuído a coquinas com baixíssimas porosidades (coquinas fechadas), que foram inseridas próximo ao horizonte “Base das coquinas”. Isto se deve à queda acentuada de porosidade, diminuição de DT e aumento de densidade (consequentemente, aumento da impedância acústica) visualizados nos poços, que se relacionam com o refletor de alta amplitude (pico preto) observado nessa região. Acima destas coquinas com baixa porosidade estão as coquinas portadoras de boas propriedades permo-porosas, conforme verificado na análise dos poços 2-ANP-1-RJS e 8-BUZ-5-RJS. Nestes poços, inclusive, a Fm. Barra Velha apresenta menor espessura de reservatório do que a Fm. Itapema, o que também pode ser atribuído à ocorrência das regiões de não-reservatório na Fm. Barra Velha.

Acima das coquinas estão os calcários estromatolíticos e esferulíticos da Fm. Barra Velha. Estes são retratados em parte da seção com a presença da estevensita

preservada. Esta fácies é representada nas regiões entre a discordância intra-Alagoas e a base do sal. Isto busca reproduzir o comportamento de não-reservatório do poço 8-BUZ-5-RJS acima da discordância intra-Alagoas, que foi associado à presença de estevensita preservada. Destaca-se que neste modelo geológico simplificado, a estevensita associada aos calcários estromatolíticos e esferulíticos foi inserida em todas as regiões em que a intra-Alagoas está presente. Isso foi baseado na resposta dos refletores e no comportamento da intra-Alagoas, cuja curvatura em direção à base do sal pode remeter à configuração de pequenos lagos.

Neste aspecto, cabe destacar que nem sempre a ocorrência da discordância intra-Alagoas estaria associada à presença de argilas magnesianas: a estevensita estaria preservada onde a intra-Alagoas está presente, mas não necessariamente onde ocorre a intra-Alagoas teria a estevensita. Isso pode ser visto na Figura 44 do Capítulo 4, onde se verifica a presença da discordância intra-Alagoas na região do poço 9-BUZ-7-RJS. Entretanto, a feição da discordância nesta região difere bastante da visualizada no modelo geológico. Além disso, este poço não apresenta comportamento que possa ser associado à presença da estevensita na região. Por outro lado, o comportamento dos perfis do poço 9-BUZ-7-RJS se assemelha ao visualizado no poço 2-ANP-1-RJS. Este último poço foi retratado no modelo geológico com presença majoritária de calcários estromatolíticos e esferulíticos na Fm. Barra Velha e ausência de estevensita preservada.

Vale também ressaltar que o comportamento de não-reservatório observado na parte superior desta formação não foi retratado neste modelo geológico. Todavia, a partir do que foi discutido anteriormente, acredita-se que na região do poço 2-ANP-1-RJS, a estevensita possa ter sido substituída por dolomita e sílica e a porosidade dos calcários comprometida pela presença de cimento dolomítico. Esses fatores, então, teriam ocasionado o comportamento de não-reservatório. Assim, foi inferido que os depósitos da Fm. Barra Velha no poço 9-BUZ-7-RJS foram submetidos a processos semelhantes a estes descritos para o poço 2-ANP-1-RJS. Por fim, destaca-se que a região que não foi representada com a estevensita na Fm. Barra Velha apresentaria um comportamento similar ao de plataforma.

Apesar dos indícios apontados neste trabalho para a presença da estevensita afetando o comportamento dos reservatórios da Fm. Barra Velha no Campo de Búzios, é difícil prever sua real influência e extensão devido à não disponibilidade de amostras

de rocha para serem analisadas com esse intuito. Além disso a alta instabilidade deste mineral de argila magnesianas o torna muito susceptível a alterações. Assim, pequenas modificações no ambiente deposicional podem levar à sua modificação. Maiores influxos de águas meteóricas, ocasionando uma mudança de pH e um influxo de água do mar no topo da fase Sag, por exemplo, poderiam levar à desestabilização da estevensita, comprometendo sua preservação. Deste modo, de acordo com o pontuado por Wright & Barnett (2015), a distribuição de calcita, estevensita e porosidade na seção Sag da Bacia de Santos sugere padrões complexos que teriam sido controlados não apenas pelo nível de base do lago, mas principalmente pela química das águas.

6. Conclusões

A análise integrada dos dados de rocha, dos perfis de dezessete poços e de cinco seções sísmicas (duas *crosslines* e três linhas arbitrárias) do Campo de Búzios permitiu a avaliação e a caracterização da qualidade dos reservatórios das formações Itapema e Barra Velha neste campo.

Nos poços analisados, tanto a Fm. Barra Velha quanto a Fm. Itapema apresentam reservatórios de ótima qualidade. Enquanto a Fm. Barra Velha apresenta espessura média de *net pay* que chega a quase três vezes o valor da Fm. Itapema, esta última apresenta melhores propriedades permo-porosas que a primeira. A permeabilidade média da Fm. Itapema é cerca de 1,66 vezes maior do que a apresentada pela Fm. Barra Velha e, em três dos poços analisados, a sua espessura de *net pay* ultrapassa a da Fm. Barra Velha. Isto demonstra que a Fm. Itapema também representa um importante alvo exploratório no Campo de Búzios.

Na maioria dos poços a Fm. Barra Velha ainda segue como a portadora dos maiores *net pay* neste campo. Entretanto, é necessário ter cautela com as heterogeneidades apresentadas por esta formação. Em cinco dos dezessete poços foram observados comportamentos de não-reservatório na parte superior da Fm. Barra Velha, com barreiras de permeabilidade que atingem até 50 m de espessura. A hipótese levantada por esta dissertação é de que tais comportamentos estão associados aos processos de substituição/dissolução e preservação da estevensita.

Nos poços 2-ANP-1-RJS e 9-BUZ-7-RJS, a estevensita pode ter sido substituída por dolomita e sílica e a porosidade dos calcários comprometida pela presença de cimento dolomítico, ocasionando o comportamento de não-reservatório visualizado na parte superior da Fm. Barra Velha. Já nos poços 3-BRSA-1064-RJS, 8-BUZ-5-RJS e 9-BRSA-1159-RJS, o comportamento de não-reservatório foi atribuído à presença da estevensita preservada associada aos calcários, comprometendo o espaço poroso no intervalo. Assim, nestes três poços, o conteúdo de argila estimado a partir do perfil de RMN ($V_{cl,RMN}$) se mostrou o método mais adequado para a identificação da presença desta argila magnesiânica.

Conforme verificado nas seções sísmicas, a discordância intra-Alagoas coincide com o início do comportamento de não-reservatório observado na Fm. Barra Velha nos

poços 8-BUZ-5-RJS e 9-BRSA-1159-RJS. Deste modo, a presença da estevensita ocorre no início da fase Sag da Fm. Barra Velha. A partir dessas observações e do comportamento de não-reservatório, foi possível dividir a Fm. Barra Velha nos poços 3-BRSA-1064-RJS, 8-BUZ-5-RJS e 9-BRSA-1159-RJS em três zonas: Rifte Superior (base da Fm. Barra Velha até o início do comportamento de não-reservatório), Sag Inferior (início ao topo do comportamento de não-reservatório, devido à presença de estevensita preservada) e Sag Superior (topo do comportamento de não-reservatório até a base do sal).

Ainda sobre a relação entre a presença da discordância intra-Alagoas e a ocorrência da estevensita preservada, cabe ressaltar que a estevensita estaria preservada onde a intra-Alagoas está presente, mas não necessariamente onde ocorre a intra-Alagoas teria a presença da estevensita.

O modelo geológico construído ilustra de forma satisfatória as principais observações realizadas sobre o comportamento das formações Itapema e Barra Velha. Porém, no que diz respeito à estevensita, a determinação mais assertiva da sua presença, extensão e influência é complexa. Isto se deve a três fatores principais: a resolução sísmica que dificulta a determinação da geometria 3D da fácies com a estevensita; a ausência de amostras de rochas para serem analisadas com o intuito de confirmar a presença desse mineral de argila magnesianas; e a alta instabilidade da estevensita.

Nesse sentido, os *crossplots* de física de rochas mostraram potencial para a identificação do comportamento de não-reservatório da zona Sag Inferior, em volume, a partir de dados resultantes da inversão elástica. Assim, tal ferramenta pode ser empregada para auxiliar em um possível reconhecimento da presença da estevensita preservada e indicar áreas que deveriam ser evitadas ou perfuradas com maior cautela.

Deste modo, para trabalhos futuros é sugerida a aplicação da inversão elástica para o reconhecimento da extensão do comportamento de não-reservatório devido à presença de estevensita preservada. Também é recomendada a análise de amostras de rochas com o intuito de verificar a presença da estevensita e as alterações diagenéticas relacionadas a ela. Nesse aspecto, a análise de perfis litogeoquímicos para avaliar a quantidade de magnésio presente na formação e a interpretação de perfis de imagem também podem trazer importantes contribuições. Por fim, é relevante que sejam estudados com maior

nível de detalhamento os padrões e mecanismos responsáveis pela alteração e preservação deste mineral de argila no pré-sal da Bacia de Santos.

7. Bibliografia

AHR, W. M. *Geology of Carbonate Reservoirs: The identification, description, and characterization of hydrocarbon reservoirs in carbonate rocks*. Wiley, Hoboken, 277p, 2008.

AKI, K. & RICHARDS, P. *Quantitative Seismology: Theory and Methods*. San Francisco. W. H. Freeman, 1, 557p, 1980.

ALMEIDA, J.; DIOS, F.; MOHRIAK, W.U.; VALERIANO, C.D.M.; HEILBRON, M., EIRADO, L.G.; TOMAZZOLI, E. Pre-rift tectonic scenario of the Eo-Cretaceous Gondwana break-up along SE Brazil SW Africa: insights from tholeiitic mafic dyke swarms. *Geological Society, London, Special Publications*, 369 (1), p 11– 40, 2013.

ANP. Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural, Fevereiro 2019/ Número 102. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/publicacoes/boletins-anp/2395-boletim-mensal-da-producao-de-petroleo-e-gas-natural>> Acesso em 18/04/2019.

ANP. Búzios – Plano de Desenvolvimento Aprovado. 2016. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/EXPLORACAO_E_PRODUCAO_DE_OLEO_E_GAS/Gestao_Contratos/Fase_Producao/Planos_Desenvolvimento/sumario_buzios.pdf> Acesso em 28/11/2018.

ANP/LEBAC. Interpretação e mapeamento dos sistemas petrolíferos da Bacia de Santos – Tomo I. Agência Nacional do Petróleo (Relatório Interno), 170p, 2013.

ARCHIE, G.E. The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics. *Petroleum Technology*, 5, p 54–62, 1942.

ARIENTI, L.M.; SOUZA, R.S.; VIANA, S.; CUGLIERI, M.A.; SILVA, R.P.; TONIETTO, S.; PAULA, L.; GIL, J.A. Facies Association, Depositional Systems, and Paleogeographic Models of the Barra Velha Formation, Pre-Salt Sequence – Santos Basin, Brazil. AAPG Annual Convention & Exhibition 2018, Salt Lake City, Utah, 2018.

ASLANIAN, D. & MOULIN, M. SanBa Project e Final Report. Wide angle and multichannel experiment in the Santos Basin, (Brazil). IFREMER, Plouzané, France; Petrobras, Rio de Janeiro, Brazil, 2013.

ASQUITH, G. & GIBSON, C. Basic well log analysis for geologists. AAPG methods in exploration series no. 3, 1983.

AVSETH, P.; MUKERJI, T.; MAVKO, G. Quantitative Seismic Interpretation: Applying Rock Physics Tools to Reduce Interpretation Risk. Cambridge University Press, 359p, 2005.

BASKIN, R. L.; DRISCOLL, N.W.; WRIGHT, V. P. Controls on lacustrine microbialite distribution in Great Salt Lake, Utah. In: Vining, B., Gibbons, K., Morgan, W., Bosence, D., Le Heron, D., Le Ber, E. & Pritchard, T. (eds) Microbial Carbonates in Space and Time: Implications for Global Exploration and Production. Programme and Abstract Volume, p 70 –71, 2013.

BAUMGARTEN, C.S.; DULTRA, A.J.C.; CARVALHO, M.D. Zoneamento do intervalo de coquinas Lagoa Feia em Pampo, Linguado e Badejo. Rio de Janeiro, Petrobrás, DEPEX, 1983.

BERTANI & CAROZZI. Lagoa Feia Formation (Lower Cretaceous), Campos Basin, Offshore Brazil: Rift Valley Stage Lacustrine Carbonate Reservoirs — I. Journal of Petroleum Geology 8 (1), p 37–58, 1985.

BOYD, A; SOUZA, A.; CARNEIRO, G.; MACHADO, V.; TREVIZAN, W.; SANTOS, B.; NETTO, P.; BAGUEIRA, R.; POLINSKI, R.; BERTOLINI, A. Presalt Carbonate Evaluation for Santos Basin, Offshore Brazil. Petrophysics, 56 (6), p 577–591, 2015.

BRUHN, C.H.L.; GOMES, J.A.T.; LUCCHESI JR., C.D.; JOHANN, P.R.S. Campos Basin: reservoir characterization and management — historical overview and future challenges. Offshore Technology Conference, 5–8 Maio, Houston, Texas, USA, p 1–14, 2003.

BUCHHEIM, H.P. & AWRAMIK, S.M. Stevensite, oolite, and microbialites in the Eocene Green River Formation, Sanpete Valley, Uinta Basin, Utah. AAPG Search and Discovery, Article # 50917, 2014.

BUCKLEY, J. D.; BOSENCE, D. W.; ELDERS, C. F. Tectonic setting and stratigraphic architecture of an Early Cretaceous lacustrine carbonate platform, Sugar Loaf High, Santos Basin, Brazil. Geological Society, London, Special Publications, 418, p 1–17, 2015.

BURGESS, P.M.; WINEFIELD, P.; MARCELLO MINZONI, M.; CHRIS, E. Methods for identification of isolated carbonate buildups from seismic reflection data. AAPG Bulletin, 97, p 1071–1098, 2013.

BURNE, R.V & MOORE, L.S. Microbialites: organosedimentary deposits of benthic microbial communities. *Palaios*, 2, p 255–262, 1987.

CARMINATTI, M.; DIAS, J. L.; WOLF, B. From turbidites to carbonates: breaking paradigms in deep waters. In: Offshore Technology Conference, Houston, TX, OTC 20124, 2009.

CARMINATTI, M.; WOLFF, B.; GAMBOA, L. A. P. New exploratory frontiers in Brazil. In: 19th World Petroleum Congress, Madrid, 2008.

CARVALHO, M. D.; PRAÇA, U. M.; SILVA-TELLES JR., A. C.; JAHNERT, R. J.; DIAS, J. L. Bioclastic carbonate lacustrine facies models in the Campos Basin (Lower Cretaceous), Brazil. Tulsa, AAPG, (Studies in Geology 46), p 245–256, 2000.

CERALDI, T. S. & GREEN, D. Evolution of the South Atlantic lacustrine deposits in response to Early Cretaceous rifting, subsidence and lake hydrology. 438 Geological Society, London, Special Publications, 438, p 77–98, 2016.

CHANG, H. K.; ASSINE, M. L.; CORREA, F. S.; TINTEN, J. S.; VIDAL, A. C.; KOIKE, L. Sistemas petrolíferos e modelos de acumulação de hidrocarbonetos na Bacia de Santos, 38, n. 2, p 29–46, 2008.

CHOPRA, S.; CHEMINGUI, N.; MILLER, R.D. An introduction to this special section: carbonates. *Lead. Edge* 24, p 488–489, 2005.

COATES G. R.; XIAO, L.; PRAMMER, M. G. *NMR Logging Principles and Applications*. Halliburton Energy Services Publication, 1999.

CRAIN, E.R. Irreducible Water Saturation, in *Crain's Petrophysical Handbook*. 2019b. Disponível em <<http://www.spec2000.net/07-soniclog.htm>> Acesso em 30/04/2019.

CRAIN, E.R. Nuclear Magnetic Resonance Logs, in *Crain's Petrophysical Handbook*. 2019a. Disponível em <<https://www.spec2000.net/07-nmrlog.htm>> Acesso em 30/04/2019.

CRAIN, E.R. Special Cases – Carbonate versus Sandstones reservoirs, in *Crain's Petrophysical Handbook*. 2019c. Disponível em <<https://www.spec2000.net/17-speccarb.htm>> Acesso em 14/05/2019.

DEWAN, J. T. *Essentials of modern open-hole log interpretation*. PennWell Publishing Co., Tulsa, OK, 361p, 1983.

DIAS, J. L. Tectônica, estratigrafia e sedimentação no Andar Aptiano da margem leste brasileira. *Boletim de Geociências da Petrobrás*, 13: p 7–25, 2005.

DIAS, J. L. Análise sedimentológica e estratigráfica do Andar Aptiano em parte da Margem Leste do Brasil e no Platô das Malvinas: considerações sobre as primeiras incursões e ingressões marinhas do Oceano Atlântico Sul Meridional. Tese de doutorado. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 208p, 1998.

DUNHAM, R. J. Classification of carbonate rocks according to depositional texture. In: Ham, W.E. (Ed.). *Classification of carbonate rocks*. Tulsa. American Association of Petroleum Geologists, *Memoir* 1, p 108–122, 1962.

DUNN, K.-J.; D.J. BERGMAN; G.A. LATORRACA. Nuclear Magnetic Resonance: Petrophysical And Logging Applications. Handbook of Geophysical Exploration, Pergamon, New York, 2, 176p, 2002.

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.

ELLIS, D. V. & SINGER, J. M. Well Logging for Earth Scientists. Springer, 2.ed., Dordrecht, The Netherlands, 692p, 2007.

EMBRY, A. F.; KLOVAN, J. E. A Late Devonian reeftract on northeastern Banks Islands, Northwest Territories. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, 19, p 730–781, 1971.

EZEKWE, N. Petroleum Reservoir Engineering Practice. Prentice Hall, Boston, 770p, 2011.

FARIA, D. L. P.; REIS, A. T.; SOUZA JR., O. G. Three-dimensional stratigraphic-sedimentological forward modelling of an Aptian carbonate reservoir deposited during the sag stage in the Santos basin, Brazil. Marine and Petroleum Geology, 88, p 676–695, 2017.

FAUST, G. T. & MURATA, K. J. Stevensite, redefined as a member of the montmorillonite group: American Mineralogist, 38, p 973–987, 1953.

FERREIRA, D. J. A. Classificação de sismofácies utilizando multi-atributos sísmicos aplicada em reservatórios carbonáticos no pré-sal da Bacia de Santos. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal Fluminense, Niterói, Rio de Janeiro, 2018.

FORMIGLI, J. F. Santos Basin Pre-Salt Cluster: how to make production development technical and economically feasible. RIO OIL AND GAS, 14, Rio de Janeiro, 2008.

FORMIGLI, J. M.; PINTO, A. C. C.; ALMEIDA, A. S. Santos Basin's Pre-Salt Reservoirs Development – The Way Ahead. Offshore Technology Conference, 4–7 May Houston, Texas, 2009.

GARLAND, J.; NEILSON, J. E.; LAUBACH, S. E.; WHIDDEN, K. J. Advances in Carbonate Exploration and Reservoir Analysis. Geological Society, London, Special Publications, 370, p 1–15, 2012.

GIBBS, P.B.; BRUSH, E.R.; FIDUK, J.C. The evolution of the syn-rift and transition phases of the central/southern Brazilian and West African conjugate margins: the implications for source rock distribution in time and space, and their recognition on seismic data. VIII International Congress of the Brazilian Geophysical Society 14 September, Rio de Janeiro, Brazil, 2003.

GOLDBERG, K.; KUCHLE, J.; SCHERER, C.; ALVARENGA, R.; ENE, P.L., ARMELENTI, G.; DE ROS, L.F. Re-sedimented deposits in the rift section of the Campos Basin: Marine and Petroleum Geology, 80, p 412–431, 2017.

GOMES, P. O.; KILDONK, B.; MIKEN, J.; GROW, T.; BARRAGAN, R. The Outer High or the Santos Basin, Southern São Paulo Plateau, Brazil: Pre-Salt Exploration Outbreak, Paleogeographic Setting, and Evolution of the Syn-Rift structures. In: AAPG Search and Discovery Article #10193, 2009.

GROTZINGER, JOHN P. & ROTHMAN, DANIEL H. An abiotic model for stromatolite morphogenesis. Nature, 383(6599), p 423–425, 1996.

GUARDADO, L. R.; GAMBOA, L. A. P.; LUCCHESI, C. F. Petroleum geology of the Campos Basin, Brazil, a model for a producing Atlantic-type basin. In: Edwards, J. D. & Santogrossi, P. A. (ed.) Divergent / Passive Margin Basins. Tulsa, AAPG, (Memoir 48), p 3–7, 1989.

HEILBRON, M.; VALERIANO, C. M.; TASSINARI, C. C. G.; ALMEIDA, J.; TUPINAMBÁ, M.; SIGA, O.; TROUW, R. Correlation of Neoproterozoic terranes between the Ribeira Belt, SE Brazil and its African counterpart: comparative tectonic

evolution and open questions. Geological Society, London, Special Publications, 294, p 211–237, 2008.

HERLINGER, R. JR.; ZAMBONATO, E.E.; FERNANDO DE ROS, L. Influence of diagenesis on the quality of lower Cretaceous Pre-Salt lacustrine carbonate reservoirs from northern Campos Basin, offshore Brazil. *Journal of Sedimentary Research*, 87, p 1285–1313, 2017.

HORSCHUTZ, P. & SCUTA, M.D.S. Fácies-perfis e mapeamento de qualidade do reservatório de coquinas da Formação Lagoa Feia do Campo de Pampo. *Boletim de Geociências da Petrobrás* 6 (1/2), p 45–58, 1992.

JONES, B.F. Clay mineral diagenesis in lacustrine sediments, *in* Mumpton, F.A., ed., *Studies in Diagenesis*, v. 1578: U.S. Geological Survey, Bulletin, p 291–300, 1986.

KARNER G.D. & DRISCOLL N.W. Tectonic and stratigraphic development of the West African and eastern Brazilian margins, insights from quantitative basin modelling. Geological Society, London, Special Publication, 153, p 11–40, 1999.

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, 285, p 15–35, 2007.

KARNER, G. D. Rifts of the Campos and Santos Basins, Southeastern Brazil: distribution and timing. In: Mello, M. R. & Katz, B. J. (eds), *Petroleum Systems of South Atlantic Margins: AAPG Memoir 73*. AAPG, Tulsa, Oklahoma, USA, p 301–316, 2000.

KATTAH, S. Pre-Salt Limestone Plays in Campos and Santos Basins, Brazil: Additional Potential Identified. *Offshore Technology Conference*. 2015.

KATTAH, S. Exploration Opportunities in the Pre-Salt Play, Deepwater Campos Basin, Brazil. *The Sedimentary record*, 15, p 4–8, 2017.

KATTAH, S.; BALABEKOV, Y. Seismic facies/geometries of the pre-salt limestone units and newly-identified exploration trends within the Santos and Campos basins, Brazil. SBGf, p 288–293, 2015.

KEAREY, P; BROOKS M.; HILL, I. Geofísica de Exploração. São Paulo, Oficina de textos. 2009.

KENYON, W.E. Petrophysical principles of applications of NMR logging. The Log Analyst 38, vol. 2, p 21–43, 1997.

KENYON, W.E., Nuclear magnetic resonance as a petrophysical measurement. Nuclear Geophysics, vol. 6, no. 2, p 153–171, 1992.

KENYON, W.E.; DAY, P.I.; STRALEY, C.; WILLEMSEN, J.F. A three-part study of NMR longitudinal relaxation properties of water-saturated sandstones. SPE Formation Eval. 3, vol. 3, p 622–636, 1988. Doi: 10.2118/15643-PA.

KUMAR, N. & GAMBOA, L. A. P. Geologic history and origin of São Paulo Plateau (Southeastern Brazilian Margin), comparison with the Angolan margin, and the early evolution of the northern South Atlantic. Initial reports of deep sea drilling project, [S.I.], vol. 39, p 927–945, 1974.

LARIONOV, W. W. Radiometry of boreholes (em russo), NEDRA, Moscou, 1969.

MAGOON, L. B., & DOW, W. G. The Petroleum System, in Magoon, L. B., and Dow, W. G., eds., The petroleum system – From source to trap: American Association of Petroleum Geologists Memoir 60, p 3–24, 1994.

MCKENZIE, D. Some remarks on the development of sedimentary basins. Earth Planet. Sci. Lett, 40 (1), p 25–32, 1978.

MELLO, U.T.; KARNER, G.D.; ANDERSON, R.A. Role of salt in restraining the maturation of subsalt source rock. Marine and Petroleum Geology, vol.12 (7), p 697–716, 1995.

MILANI, E. J.; BRANDÃO, J. A. S. L.; ZALÁN, P. V.; GAMBOA, L. A. P. Petróleo na margem continental brasileira: geologia, exploração, resultados e perspectivas. *Revista Brasileira de Geofísica*, vol.18 (3), p 351–396, 2001.

MOHRIAK, W. U.; PERDOMO, L. V.; PLUCENIO, D. M.; SAAD, J. L. Challenges for petrophysical characterization of presalt carbonate reservoirs. 14th International Congress of the Brazilian Geophysical Society & EXPOGEF, Rio de Janeiro, Brazil, pag. 623-627, 2015.

MOORE, C. H., Carbonate Reservoirs: Porosity Evolution and Diagenesis in a Sequence Stratigraphic Framework: Amsterdam, Elsevier, *Developments in Sedimentology* 67, 444p, 2001.

MORAIS, J. M. Petróleo em águas profundas: uma história tecnológica da Petrobras na exploração e produção offshore. Brasília, Ipea, Petrobras, 424p, 2013.

MOREIRA, J. L. P.; MADEIRA, C. V.; GIL, J. A.; MACHADO, M.A.P Bacia de Santos. *Boletim de Geociências da Petrobras* 15, p 531–549, 2007.

MUNIZ, M. C. & BOSENCE, D. W. J. Pre-salt microbialites from the Campos Basin (Offshore Brazil): image log facies, facies model and cyclicity in lacustrine carbonates. Geological Society, London, *Special Publications*, 418, p 221– 242, 2015.

NERY, G. G. Perfilagem Geofísica em Poço Aberto – Fundamentos Básicos com Ênfase em Petróleo. Sociedade Brasileira de Geofísica – SBGf, Rio de Janeiro, 2013. ISBN 978-85-88690-19-6.

NEUENDORF, K.K.E.; MEHL, J.P.; JACKSON, J.A. Glossary of Geology; American Geological Institute: Alexandria, VA, USA, 2005.

NEVES, I. A.; LUPINACCI, W. M.; FERREIRA, D. J. A.; ZAMBRINI, J. P. R.; OLIVEIRA, L. O. A.; AZUL, M. O.; FERRARI, A. L.; GAMBOA, L. A. P. Presalt reservoirs of the Santos Basin: cyclicity, electrofacies and tectonic-sedimentary Evolution (*in press*). Interpretation. 2019.

PAPATERRA, G. E. Z. Pré-sal: Conceituação Geológica sobre uma Nova Fronteira Exploratória no Brasil. Rio de Janeiro. Dissertação de mestrado. Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, 2010.

PEÇANHA, A. A. Caracterização dos reservatórios carbonáticos aptianos da Formação Coqueiros, Campo de Linguado – Bacia de Campos, a partir da inversão acústica e da modelagem de porosidade. Dissertação de Mestrado. UFF, Niterói, RJ, 2018.

PEREIRA, M. J. & FEIJÓ, F. J. Bacia de Santos. Estratigrafia das Bacias Sedimentares do Brasil. 1994.

PEREIRA, M. J. & MACEDO, J. M. A Bacia de Santos: perspectivas de uma nova província petrolífera na plataforma continental sudeste brasileira. Boletim Geociências da Petrobrás, 4, p 3–11, 1990.

PEREIRA, M. J. Seqüências deposicionais de 2ª/3ª ordens (50 a 2,0 Ma) e tectono-estratigrafia no Cretáceo de cinco bacias marginais do Brasil. Comparações com outras áreas do globo e implicações geodinâmicas. Tese de Doutorado. Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 271p, 1994.

PETERSOHN, E. Bacia de Santos: Sumário Geológico e área em oferta. ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – Seminário Técnico, 34p, 2013.

PETROBRAS. Declarações de Comercialidade das áreas da Cessão Onerosa Franco e Sul de Tupi. Comunicados e Fatos Relevantes, 19 de Dezembro de 2013. Disponível em: <<https://www.investidorpetrobras.com.br/ptb/4630/ComunicadoDeclaracaoCessaoOnerosaPortugues.pdf>> Acesso em 20/11/2018.

PETROBRAS. Fato Relevante - Análise da área de Tupi. Comunicados e Fatos Relevantes, 08 de Novembro de 2007. Disponível em: <<https://www.investidorpetrobras.com.br/ptb/7675/c-7675-ptb.html>> Acesso em 20/11/2018.

PETROBRAS. Primeiro poço na cessão onerosa confirma potencial da área de Franco. Comunicados e Fatos Relevantes, 09 de Novembro de 2011. Disponível em: <<https://www.investidorpetrobras.com.br/ptb/5563/c-5563-ptb.html>> Acesso em 20/11/2018.

PIETZSCH, R.; OLIVEIRA, D.M.; TEDESCHI, L.R.; QUEIROZ NETO, J.V.; FIGUEIREDO, M.; VAZQUEZ, J.C.; SOUZA, R.S. Palaeohydrology of the Lower Cretaceous pre-salt lacustrine system, from rift to post-rift phase, Santos Basin, Brazil. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology* 507, p 60–80, 2018.

PORTA, G. D. Carbonate build-ups in lacustrine, hydrothermal and fluvial settings: comparing depositional geometry, fabric types and geochemical signature. *Microbial Carbonates in Space and Time: Implications for Global Exploration and Production*, 418p, 2015.

POZO, M. & CASAS, J. Origin of kerolite and associated Mg clays in palustrine-lacustrine environments. The Esquivias deposit (Neogene Madrid Basin, Spain). *Clay Miner.* 34, p 395–395, 1999.

POZO, M. & CALVO, J. P. An overview of authigenic magnesian clays. *Minerals* 8 (520), p 1–22, 2018.

PPSA. O pré-sal – Características. Disponível em: <<http://www.presalpetroleo.gov.br/ppsa/o-pre-sal/caracteristicas>> Acesso em 20/11/2018.

RICCOMINI, C.; SANT, L.G.; TASSINARI, C.C.G. Pré-sal: geologia e exploração. *Revista USP* (95), p 33–42, 2012.

RIDER, M. *The Geological Interpretation of Well Logs*. Rider-French Consulting Ltd, 2.ed., Sutherland, Scotland, 280p, 2002.

RIGOTI, C. A. Evolução tectônica da Bacia de Santos com ênfase na geometria crustal: Interpretação integrada de dados de sísmica de reflexão e refração, gravimetria e

magnetometria. Dissertação de mestrado. Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015.

RODRIGUEZ, M. R.; BEER, R.; ADAMS, T.; BENEDUZI, C. F.; PADILHA, S. T. C. S. Aplicação de Novas Tecnologias de Perfilagem na Avaliação de Reservatórios Brasileiros. *Revista The Search*, 1998.

ROYDEN, L. & KEEN, C. E. Rifting processes and thermal evolution of the continental margin of eastern Canada determined from subsidence curves. *Earth and Planetary Science Letters*, 51, p 343–361, 1980.

SALLER, A.; RUSHTON, S.; BUAMBUA, L.; INMAN, K.; MCNEIL, R.; DICKSON, J.A.D. Presalt stratigraphy and depositional systems in the Kwanza Basin, offshore Angola. *AAPG Bulletin*, 100, p 1135–1164, 2016.

SCHALLER, H.; TERRA, G.J.S.; CRUZ, C.E.S.; SPADINI, A.R. Estudo preliminar dos reservatórios da Formação Lagoa Feia, área de Badejo/Pampo, Bacia de Campos. Unpublished Petrobrás internal report, 23p, 1981.

SCHIMMEL M.; ASSUMPCÃO M.; VANDECAR, J.C. Seismic velocity anomalies beneath SE Brazil from P and S wave travel time inversions. *Journal of Geophysical Research* 108, p 1–13, 2003.

SCHLUMBERGER. *Log Interpretation Principles/Applications*, Schlumberger Educational Services, Houston, 1989.

SCHÖN, J., *Propriedades físicas das rochas aplicadas à engenharia: Fundamentos teóricos e práticos*. 1 ed. Rio de Janeiro, Elsevier. 2015.

SCHÖN, J.H. Physical properties of rocks: Fundamentals and principles of petrophysics. *Handbook of Geophysical Exploration, Seismic Exploration*. Pergamon, vol. 18, 583p, 1996.

SILVA, A. P. P. Estudo de reservatórios carbonatados em dois poços do pré-sal da Bacia de Santos: caracterização faciológica e diagenética, síntese comparativa integrada. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal Fluminense, Niterói, RJ, 2018.

SOUZA, R.S.; ARIENTI, L.M.; VIANA, S.M.; FALCÃO, L.C.; CUGLIERI, M.A.; SILVA FILHO, R.P.; LEITE, C.O.; OLIVEIRA, V.C.; OLIVEIRA, D.M.; ANJOS, C.; AMORA, R.; CARMO, I.D.; COELHO, C.E. Petrology of the Hydrothermal and Evaporitic Continental Cretaceous (Aptian) Pre-Salt Carbonates and Associated Rocks, South Atlantic Santos Basin, Offshore Brazil. AAPG Annual Convention & Exhibition 2018, Salt Lake City, Utah. 2018.

STANDLEE, L. A.; BRUMBAUGH, W. D.; CAMERON, N. R. Controlling factors in the initiation of the South Atlantic Rift System. *Elf Aquitaine Memoir*, 13, p 141–152, 1992.

STEVANATO, A.C.R.S., Análise Petrofísica de Reservatórios. Graduação em Geologia. Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2011.

SZATMARI, P. & E. J. MILANI. Tectonic control of the oil-rich large igneous-carbonate-salt province of the South Atlantic rift: *Marine and Petroleum Geology*, vol. 77, p 567–596, 2016.

TARIQ Z.; MAHMOUD M.; AL-YOUSSEF H.; KHAN M. R. Carbonate rocks resistivity determination using dual and triple porosity conductivity models. *Petroleum*. 2019.

TEDESCHI, L.R. Lower Cretaceous climate records and the correlation between marine and lacustrine settings (Europe and South America). Doctor of Philosophy Thesis. University of Oxford, 2017.

TEDESCHI, L.R.; JENKYN, H.C.; ROBINSON, S.A.; SANJINÉS, A.E.S.; VIVIERS, M.C.; QUINTAES, C.M.S.P.; VAZQUEZ, J.C. New age constraints on Aptian evaporites and carbonates from the South Atlantic: implications for oceanic anoxic event 1a. *Geology* 45, p. 543–546, 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 Petrobrás*, vol.18, p 9–28, 2010.

THOMPSON D. L.; STILWELL J. D.; HALL M. Lacustrine carbonate reservoirs from Early Cretaceous rift lakes of Western Gondwana: pre-salt coquinas of Brazil and West Africa. *Gondwana Res.* 28, p 26–51, 2015.

TIGRE, C.A.; SCHALLER, H.; DEL LUCCHESI JR.; POSSATO, S. Pampo, Linguado, and Badejo Fields: their Discoveries, Appraisals, and Early Production Systems. OTC 4627, Offshore Technology Conference, Houston, Texas. 1983.

TOSCA N. J. & WRIGHT V. P. Diagenetic pathways linked to labile Mg-clays in lacustrine carbonate reservoirs: a model for the origin of secondary porosity in the Cretaceous pre-salt Barra Velha Formation, offshore Brazil. *Geological Society, London, Special Publication 435*, p 33–46, 2015.

TOSCA, N., & WRIGHT, V.P. The formation and diagenesis of Mg-clay minerals in lacustrine carbonate reservoirs: AAPG Search and Discovery Article #51002, 2014.

TOSCA, N. J., & MASTERSON, A.L. Chemical controls on incipient Mg-silicate crystallization at 258C: implications for early and late diagenesis: *Clay Minerals*, vol. 49, p 165–194, 2014.

TUTOLO, B.M. & TOSCA, N.J. Experimental examination of the mg-silicate-carbonate system at ambient temperature: Implications for alkaline chemical sedimentation and lacustrine carbonate formation, p 80–101, 2018.

WHITE, R. S. & MCKENZIE, D. P. Magmatism at rift zones: the generation of volcanic continental margins and flood basalts. *Journal of Geophysical Research*, 94: 7685–7729, 1989.

WILLIAMS, H. D.; WRIGHT, V. P.; DELLA PORTA, G.; GRANJEON, D. Investigating carbonate platform types: Multiple controls and a continuum of geometries. In: *Journal of Sedimentary Research*, vol. 81, no. 1, p 18–37, 2011.

WINGE *et al.* Bioestromas. Glossário Geológico Ilustrado, 2001-2019a. Disponível em: <<http://sigep.cprm.gov.br/glossario/>> Acesso em 07/02/2019.

WINGE *et al.* Biohermas. Glossário Geológico Ilustrado, 2001-2019b. Disponível em: <<http://sigep.cprm.gov.br/glossario/>> Acesso em 07/02/2019.

WINTER, W. R., JAHNERT, R. J., FRANCA, A. B. Bacia de Campos. *Boletim de Geociências da Petrobrás* 15 (2), p 511–529, 2007.

WORTHINGTON, P.F. Net Pay – What is it? What does it do? How do we quantify it? How do we use it? *SPE Res Eval and Eng* 13 (5), p 812–822, 2010.

WRIGHT, V. P. Lacustrine carbonates in rift settings: the interaction of volcanic and microbial processes on carbonate deposition. Geological Society, London, Special Publications, 370, p 39–47, 2012.

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*, 36, p 71–77, 2018.

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, 418 (1), p 209–219, 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 #51439, 2017.

WRIGHT, V.P. & TOSCA, N.J. A Geochemical Model for the Formation of the Pre-Salt Reservoirs, Santos Basin, Brazil: Implications for Understanding Reservoir Distribution. AAPG Search and Discovery, Article #51304, 2016.

ZALÁN, P. V. Cinco quilômetros de sedimentos 153aleozoicos abaixo do pré-sal da Bacia de Santos. Rio Oil & Gas 2016 Expo and Conference, Rio de Janeiro, Brazil. 2016.

ANEXO A – Perfis de poços

Este anexo compreende os *layouts* com os dados e curvas calculadas para os outros doze poços analisados no Campo de Búzios, que estão representados nas Figuras 51 a 62.

Poço 9-BUZ-8-RJS

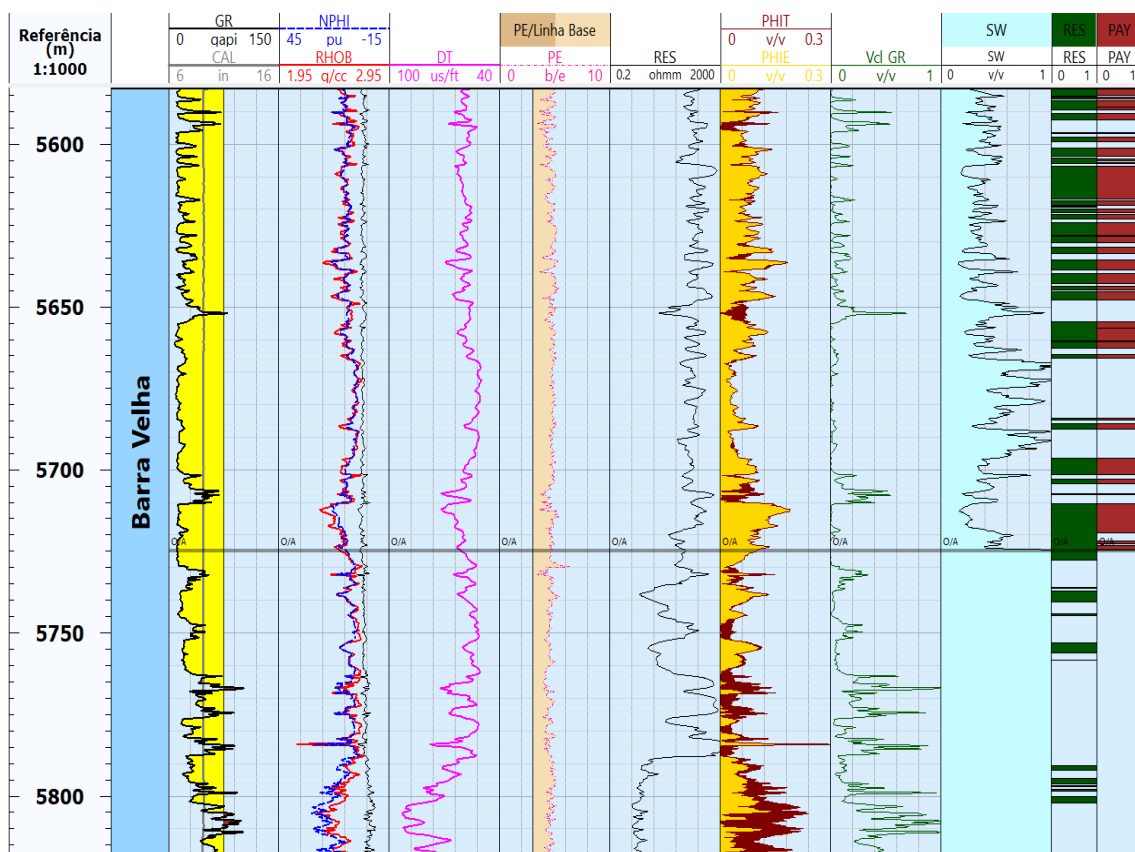


Figura 51: Perfis do poço 9-BUZ-8-RJS. *Tracks*: 1) profundidade; 2) formações (Barra Velha); 3) raios gama (GR) e caliper (CAL); 4) densidade (RHOB), neutrão (NPHI); 5) tempos de trânsito sônico; 6) perfil fotoelétrico (PE); 7) resistividade (RES); 8) porosidade efetiva (PHIE) e porosidade total (PHIT) calculadas pelo método da combinação neutrão-densidade; 9) estimativa de argilosidade a partir de GR (V_{cl_GR}); 10) saturação de água (SW); 11) *net res* (RES); 12) *net pay* (PAY). O contato óleo-água (O/A) está destacado em cinza.

Poço 3-BRSA-1053-RJS

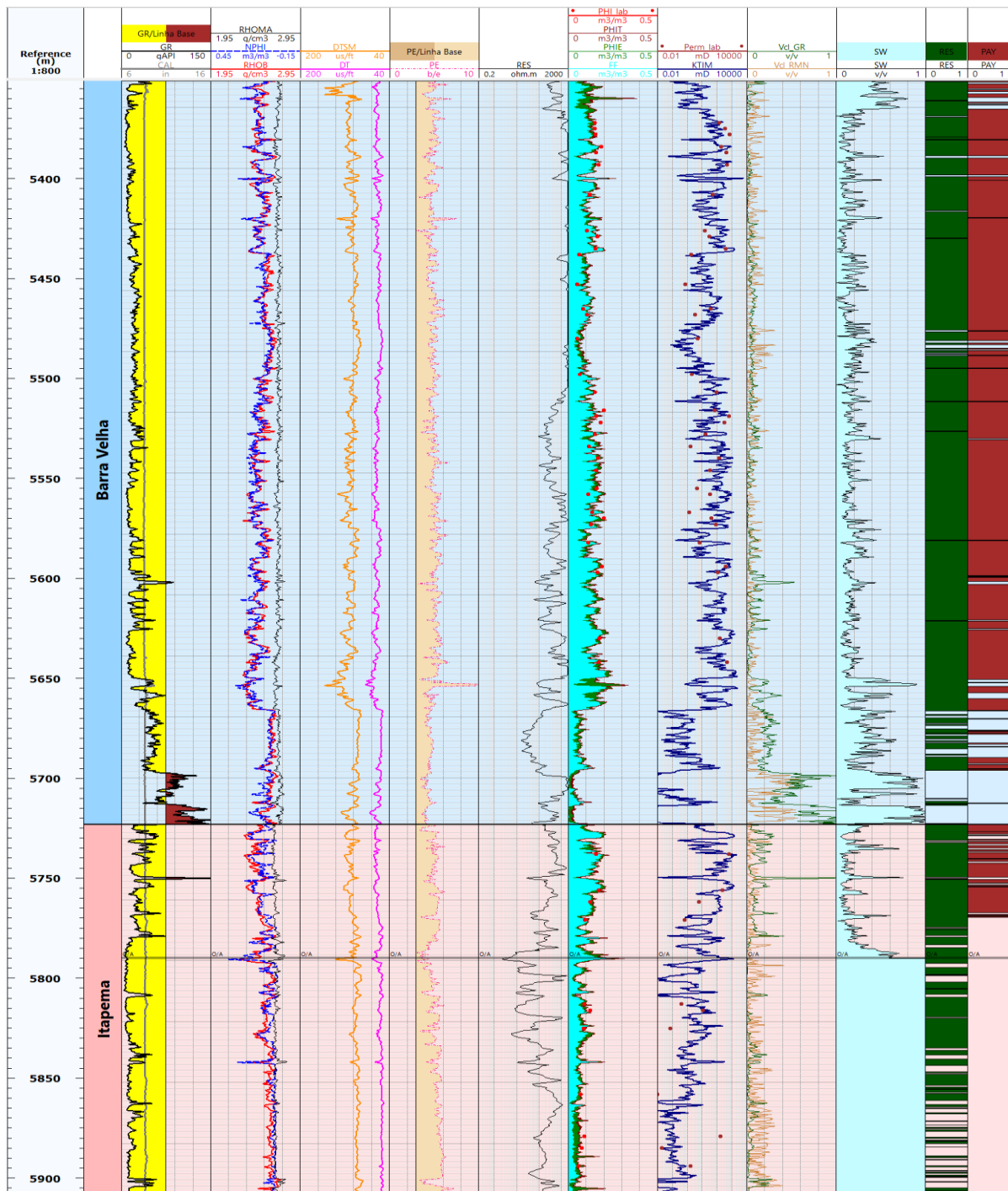


Figura 52: Perfis do poço 3-BRSA-1053-RJS. Tracks: 1) profundidade; 2) formações (Barra Velha e Itapema); 3) raios gama (GR) e caliper (CAL); 4) densidade (RHOB), neutrão (NPHI), densidade da matriz (RHOMA); 5) tempos de trânsito sônico (DT) e cisalhante (DTSM); 6) perfil fotoelétrico (PE); 7) resistividade (RES); 8) porosidade medida em laboratório (PHI_lab) e perfis de RMN: fluidos livres (FF), porosidade efetiva (PHIE) e porosidade total (PHIT); 9) permeabilidade RMN (KTIM) e permeabilidade medida em laboratório (Perm_lab); 10) estimativas de argilosidade a partir de GR (V_{cl,GR}) e RMN (V_{cl,RMN}); 11) saturação de água (SW); 12) net res (RES); 13) net pay (PAY). O contato óleo-água (O/A) está destacado em cinza.

Poço 3-BRSA-1184-RJS

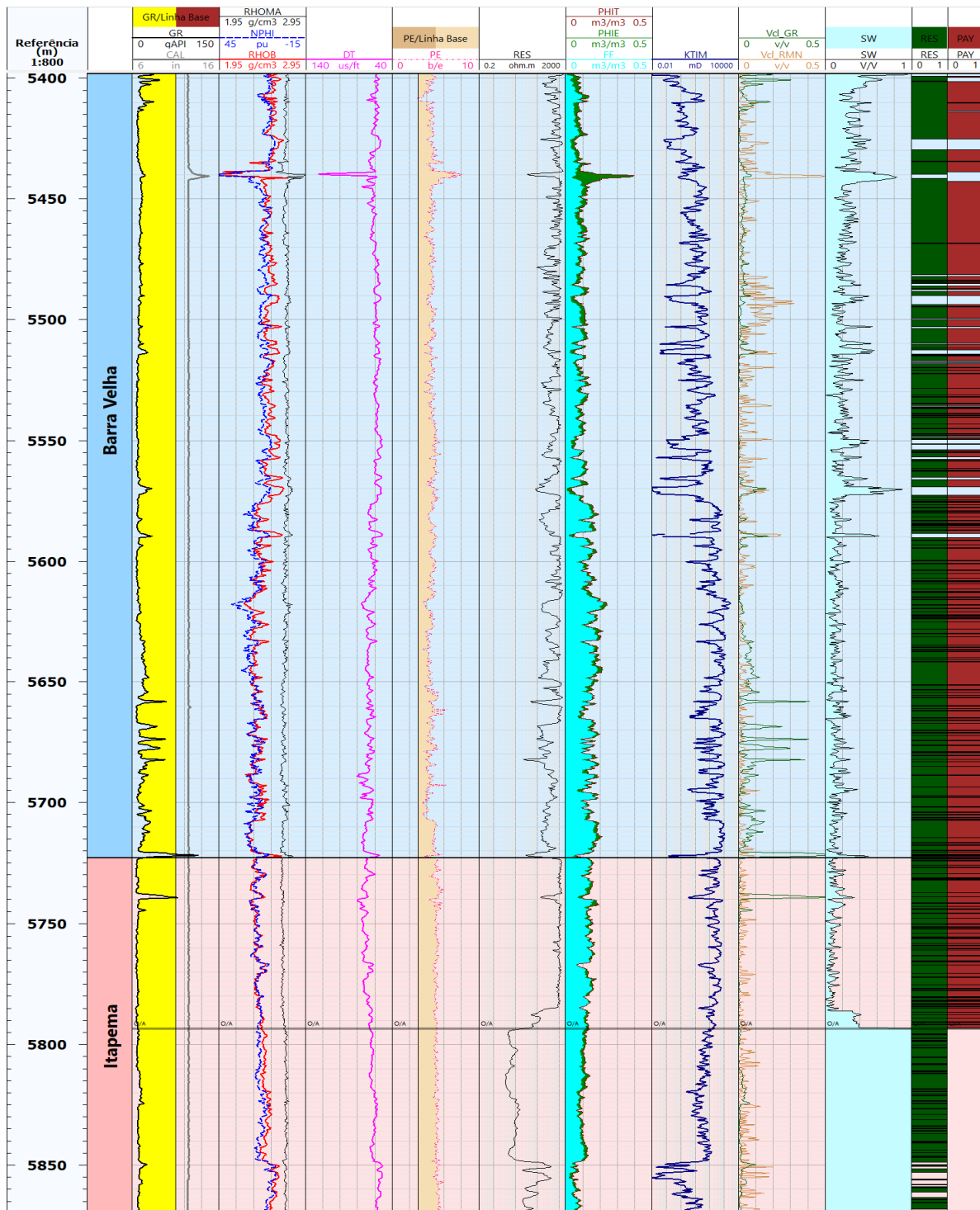


Figura 53: Perfis do poço 3-BRSA-1184-RJS. *Tracks*: 1) profundidade; 2) formações (Barra Velha e Itapema); 3) raios gama (GR) e caliper (CAL); 4) densidade (RHOB), neutrão (NPHI), densidade da matriz (RHOMA); 5) tempos de trânsito sônico (DT) e cisalhante (DTSM); 6) perfil fotoelétrico (PE); 7) resistividade (RES); 8) perfis de RMN: fluidos livres (FF), porosidade efetiva (PHIE) e porosidade total (PHIT); 9) permeabilidade RMN (KTIM); 10) estimativas de argilosidade a partir de GR (V_{cl_GR}) e RMN (V_{cl_RMN}); 11) saturação de água (SW); 12) *net res* (RES); 13) *net pay* (PAY). O contato óleo-água (O/A) está destacado em cinza.

Poço 9-BRSA-1191-RJS

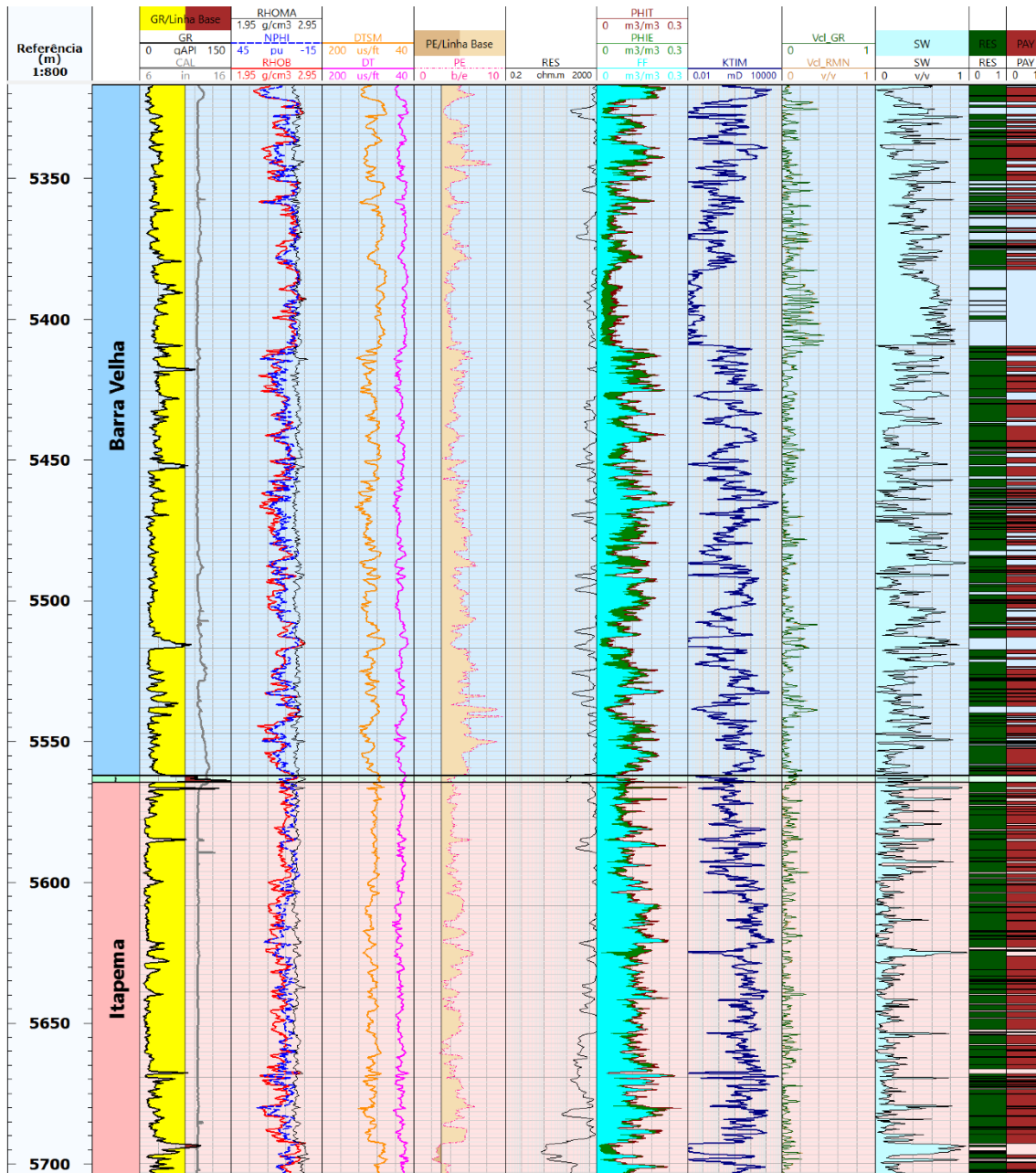


Figura 54: Perfis do poço 9-BRSA-1191-RJS. Tracks: 1) profundidade; 2) formações (Barra Velha e Itapema, com folhelho Jiquiá em destaque); 3) raios gama (GR) e caliper (CAL); 4) densidade (RHOB), neutrão (NPHI), densidade da matriz (RHOMA); 5) tempos de trânsito sônico (DT) e cisalhante (DTSM); 6) perfil fotoelétrico (PE); 7) resistividade (RES); 8) perfis de RMN: fluidos livres (FF), porosidade efetiva (PHIE) e porosidade total (PHIT); 9) permeabilidade RMN (KTIM); 10) estimativas de argilosidade a partir de GR (V_{cl_GR}) e RMN (V_{cl_RMN}); 11) saturação de água (SW); 12) net res (RES); 13) net pay (PAY).

Poço 3-BRSA-1195-RJS

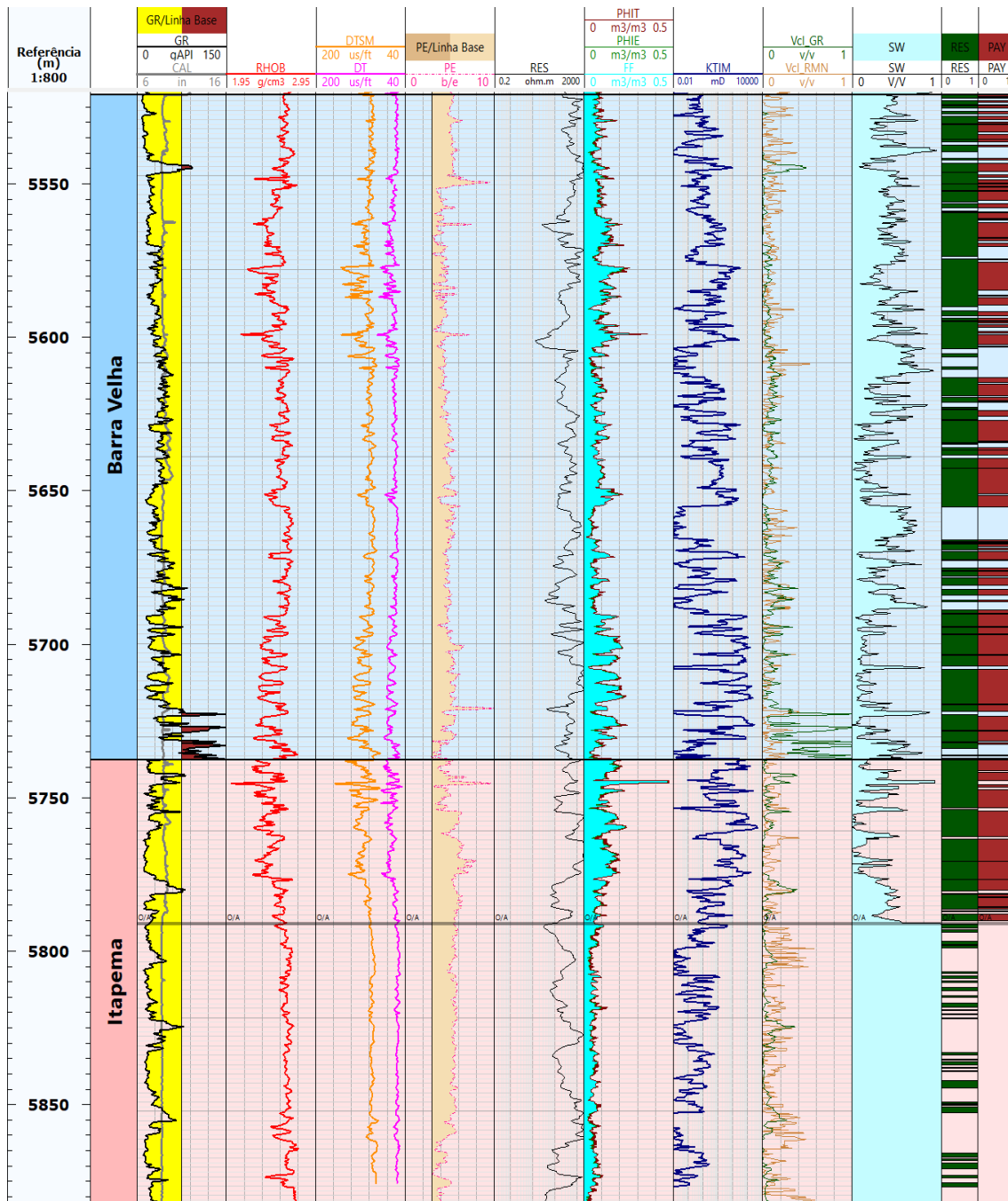


Figura 55: Perfis do poço 9-BRSA-1195-RJS. Tracks: 1) profundidade; 2) formações (Barra Velha e Itapema, com folhelho Jiquiá em destaque); 3) raios gama (GR) e caliper (CAL); 4) densidade (RHOB); 5) tempos de trânsito sônico (DT) e cisalhante (DTSM); 6) perfil fotoelétrico (PE); 7) resistividade (RES); 8) perfis de RMN: fluidos livres (FF), porosidade efetiva (PHIE) e porosidade total (PHIT); 9) permeabilidade RMN (KTIM); 10) estimativas de argilicidade a partir de GR (V_{cl_GR}) e RMN (V_{cl_RMN}); 11) saturação de água (SW); 12) *net res* (RES); 13) *net pay* (PAY). O contato óleo-água (O/A) está destacado em cinza.

Poço 9-BRSA-1197-RJS

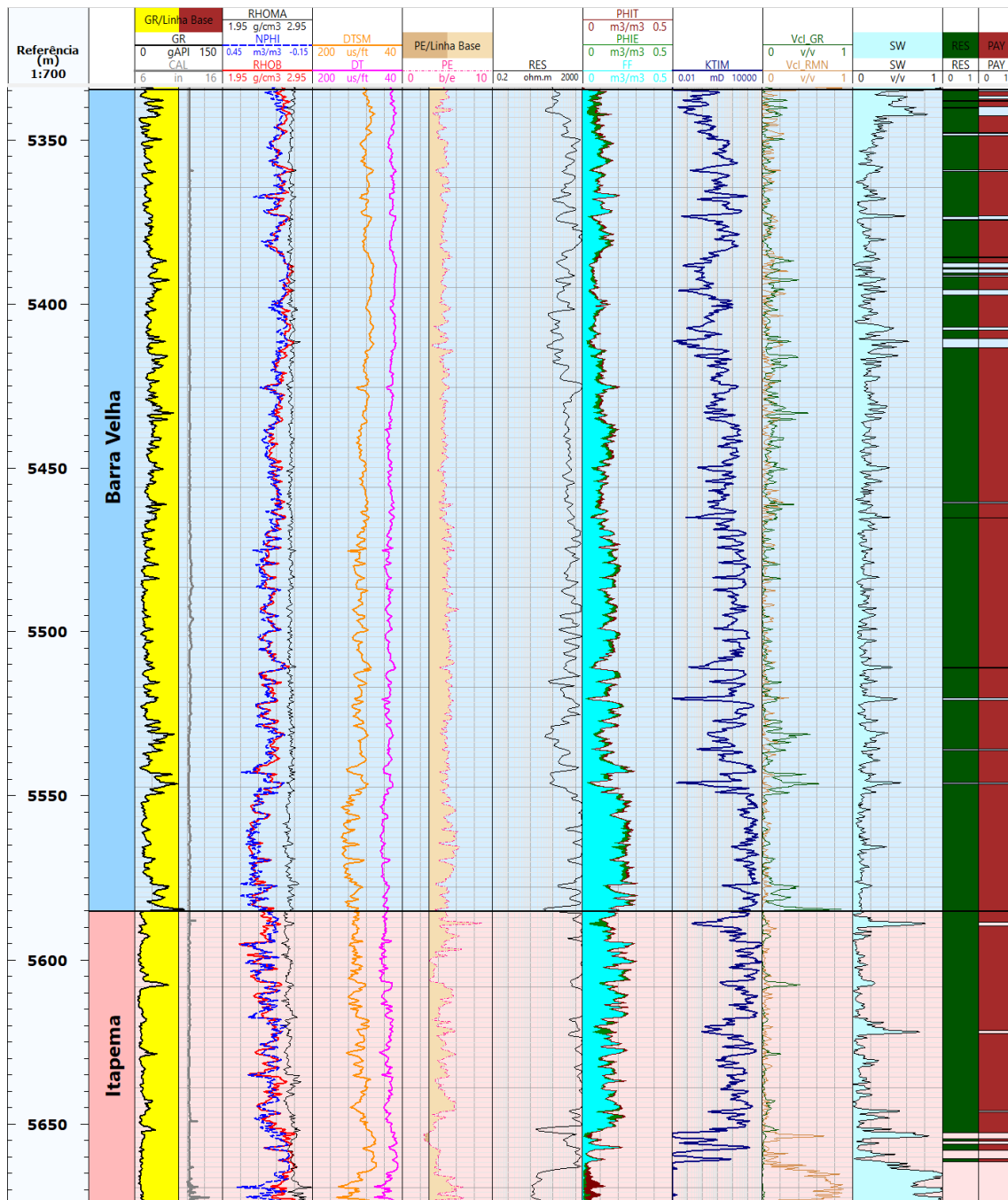


Figura 56: Perfis do poço 9-BRSA-1197-RJS. Tracks: 1) profundidade; 2) formações (Barra Velha e Itapema); 3) raios gama (GR) e caliper (CAL); 4) densidade (RHOB), neutrão (NPHI), densidade da matriz (RHOMA); 5) tempos de trânsito sônico (DT) e cisalhante (DTSM); 6) perfil fotoelétrico (PE); 7) resistividade (RES); 8) perfis de RMN: fluidos livres (FF), porosidade efetiva (PHIE) e porosidade total (PHIT); 9) permeabilidade RMN (KTIM); 10) estimativas de argilosidade a partir de GR (V_{cl_GR}) e RMN (V_{cl_RMN}); 11) saturação de água (SW); 12) net res (RES); 13) net pay (PAY).

Poço 7-BUZ-6-RJS

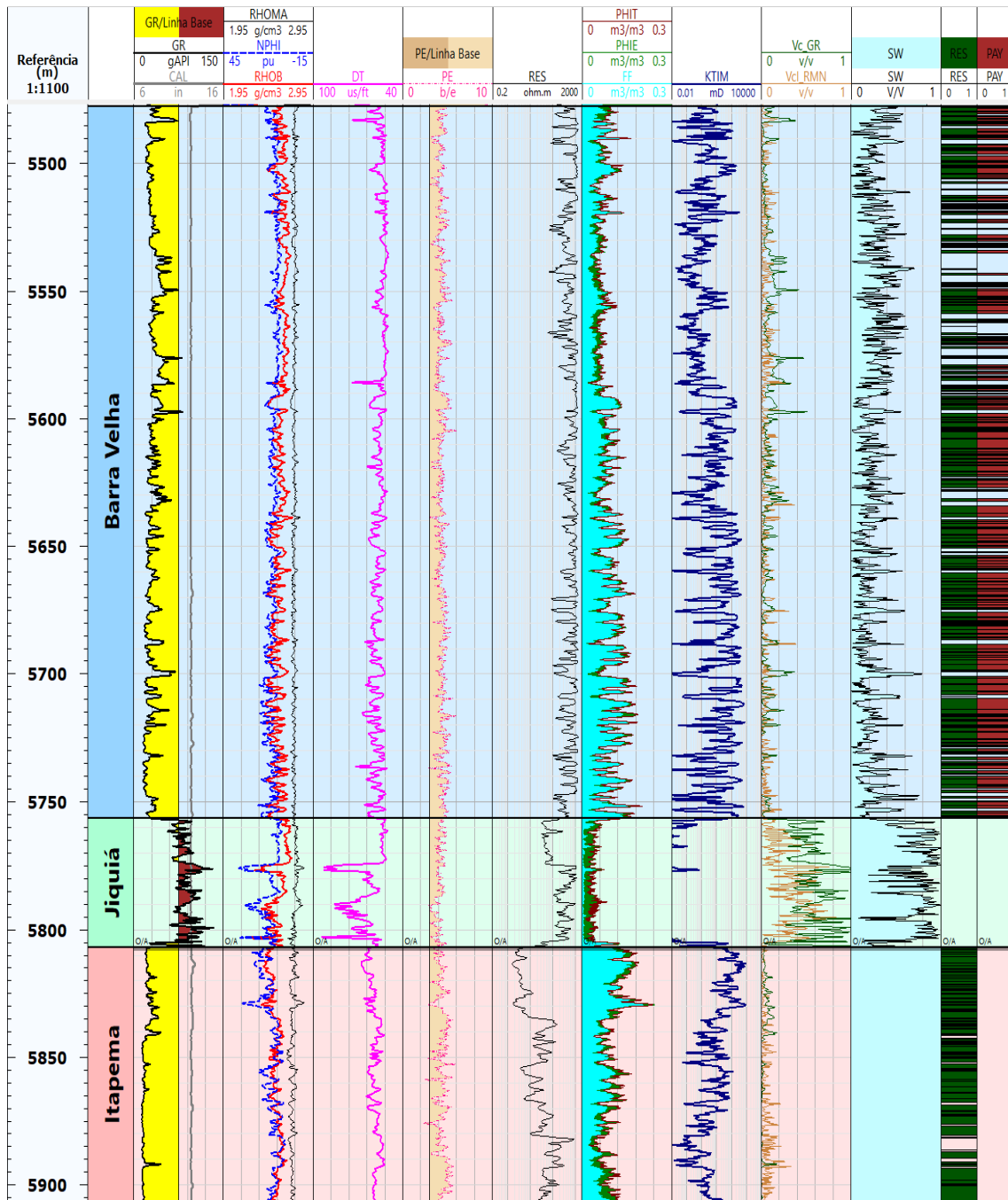


Figura 57: Perfis do poço 7-BUZ-6-RJS. *Tracks*: 1) profundidade; 2) formações (Barra Velha e Itapema, com o folhelho Jiquiá em destaque); 3) raios gama (GR) e caliper (CAL); 4) densidade (RHOB), neutrão (NPHI), densidade da matriz (RHOMA); 5) tempos de trânsito sônico (DT); 6) perfil fotoelétrico (PE); 7) resistividade (RES); 8) perfis de RMN: fluidos livres (FF), porosidade efetiva (PHIE) e porosidade total (PHIT); 9) permeabilidade RMN (KTIM); 10) estimativas de argilosidade a partir de GR (V_{cl,GR}) e RMN (V_{cl,RMN}); 11) saturação de água (SW); 12) *net res* (RES); 13) *net pay* (PAY). O contato óleo-água (O/A) está destacado em cinza.

Poço 3-BRSA-944A-RJS

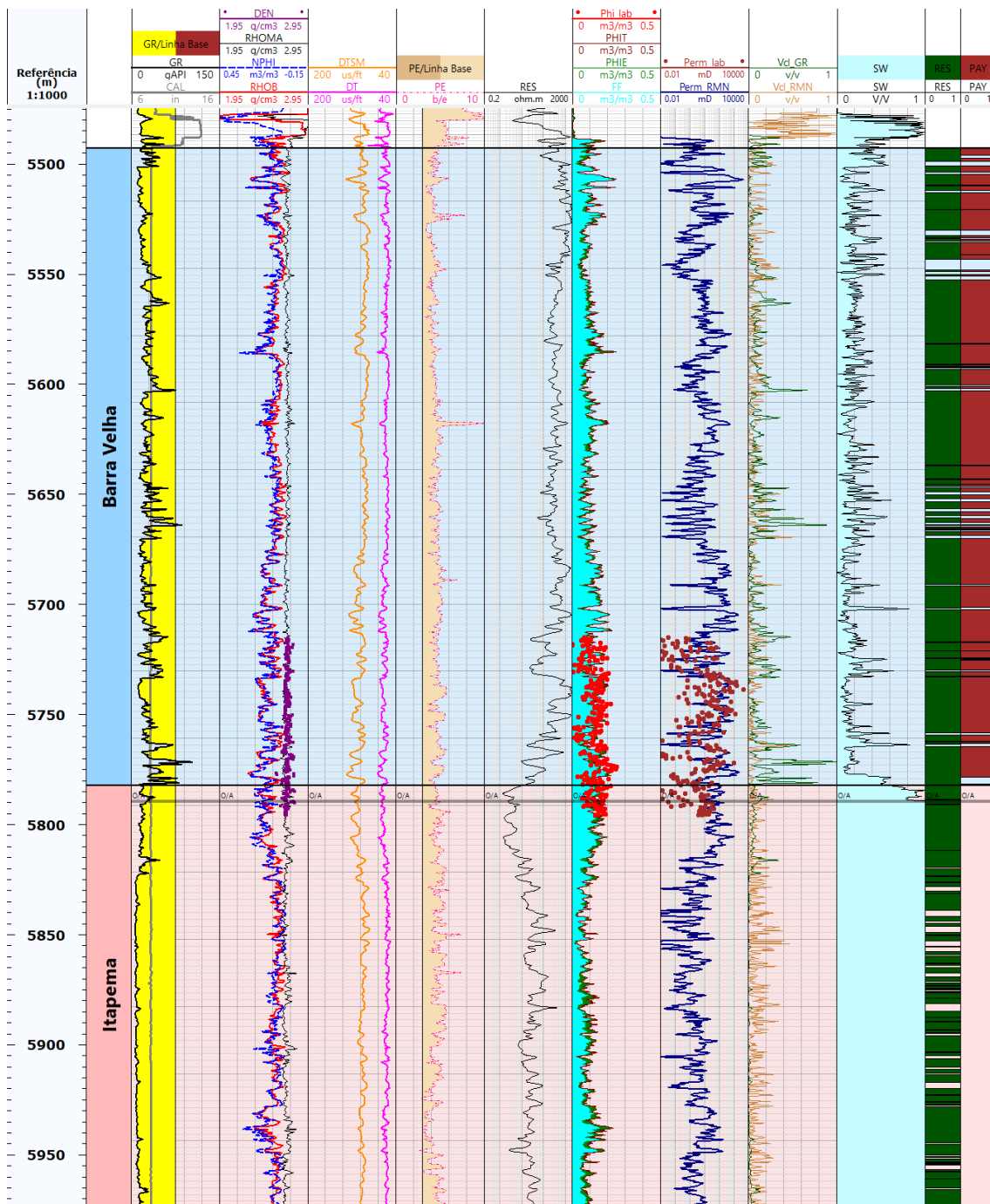


Figura 58: Perfis do poço 3-BRSA-944A-RJS. Tracks: 1) profundidade; 2) formações (Barra Velha e Itapema); 3) raios gama (GR) e caliper (CAL); 4) densidade (RHOB), neutrão (NPHI), densidade da matriz (RHOMA), densidade medida em laboratório (DEN); 5) tempos de trânsito sônico (DT) e cisalhante (DTSM); 6) perfil fotoelétrico (PE); 7) resistividade (RES); 8) porosidade medida em laboratório (PHI_lab) e perfis de RMN: fluidos livres (FF), porosidade efetiva (PHIE) e porosidade total (PHIT); 9) permeabilidade RMN (KTIM) e permeabilidade medida em laboratório (Perm_lab); 10) estimativas de argilosidade a partir de GR (V_{cl,GR}) e RMN (V_{cl,RMN}); 11) saturação de água (SW); 12) net res (RES); 13) net pay (PAY). O contato óleo-água (O/A) está destacado em cinza.

Poço 9-BUZ-1-RJS

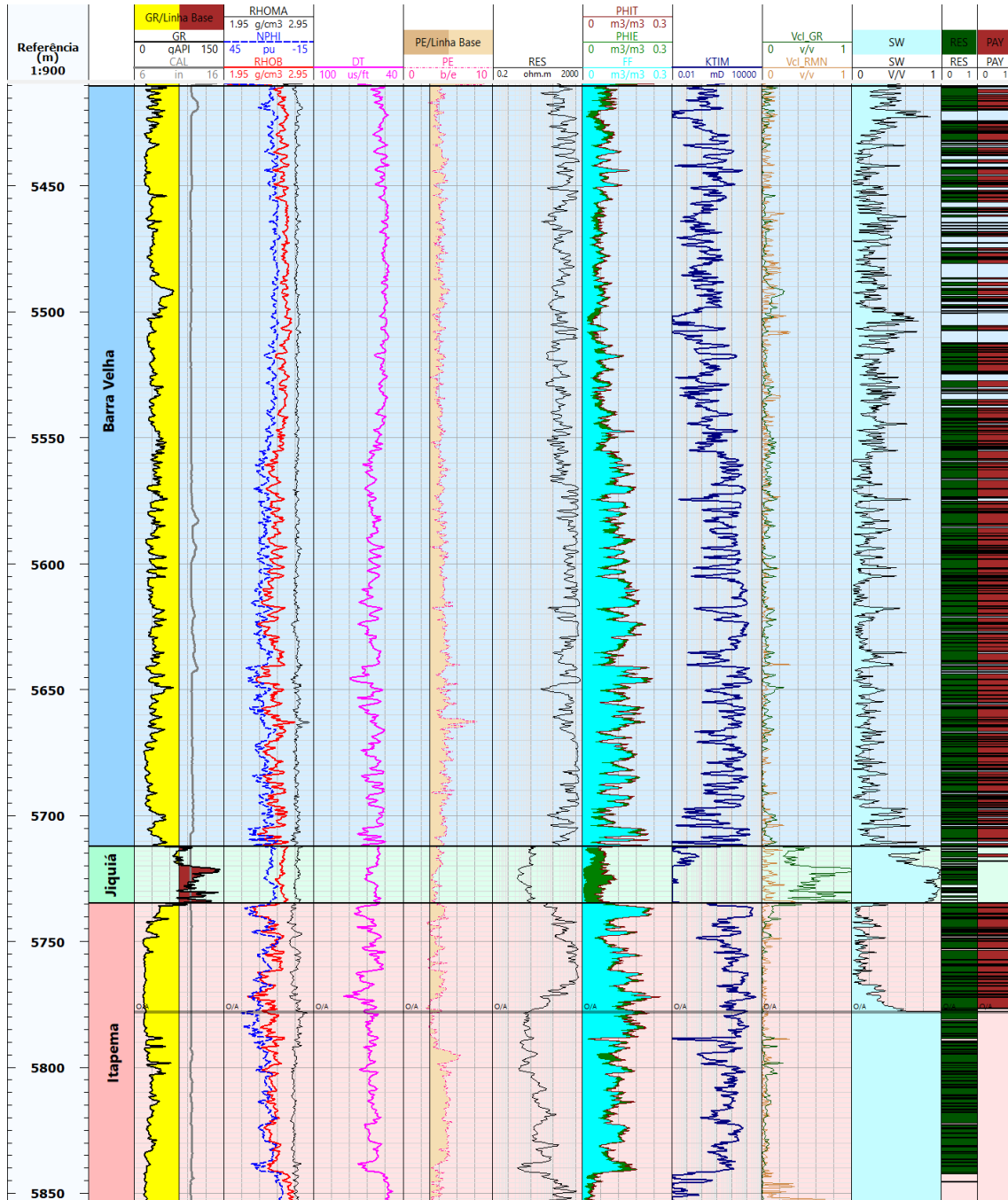


Figura 59: Perfis do poço 9-BUZ-1-RJS. *Tracks*: 1) profundidade; 2) formações (Barra Velha e Itapema, com o folhelho Jiquiá em destaque); 3) raios gama (**GR**) e caliper (**CAL**); 4) densidade (**RHOB**), neutrão (**NPHI**), densidade da matriz (**RHOMA**); 5) tempo de trânsito sônico (**DT**); 6) perfil fotoelétrico (**PE**); 7) resistividade (**RES**); 8) perfis de RMN: fluidos livres (**FF**), porosidade efetiva (**PHIE**) e porosidade total (**PHIT**); 9) permeabilidade RMN (**KTIM**); 10) estimativas de argilosidade a partir de GR (**V_{cl,GR}**) e RMN (**V_{cl,RMN}**); 11) saturação de água (**SW**); 12) *net res* (**RES**); 13) *net pay* (**PAY**). O contato óleo-água (**O/A**) está destacado em cinza.

Poço 9-BUZ-2-RJS

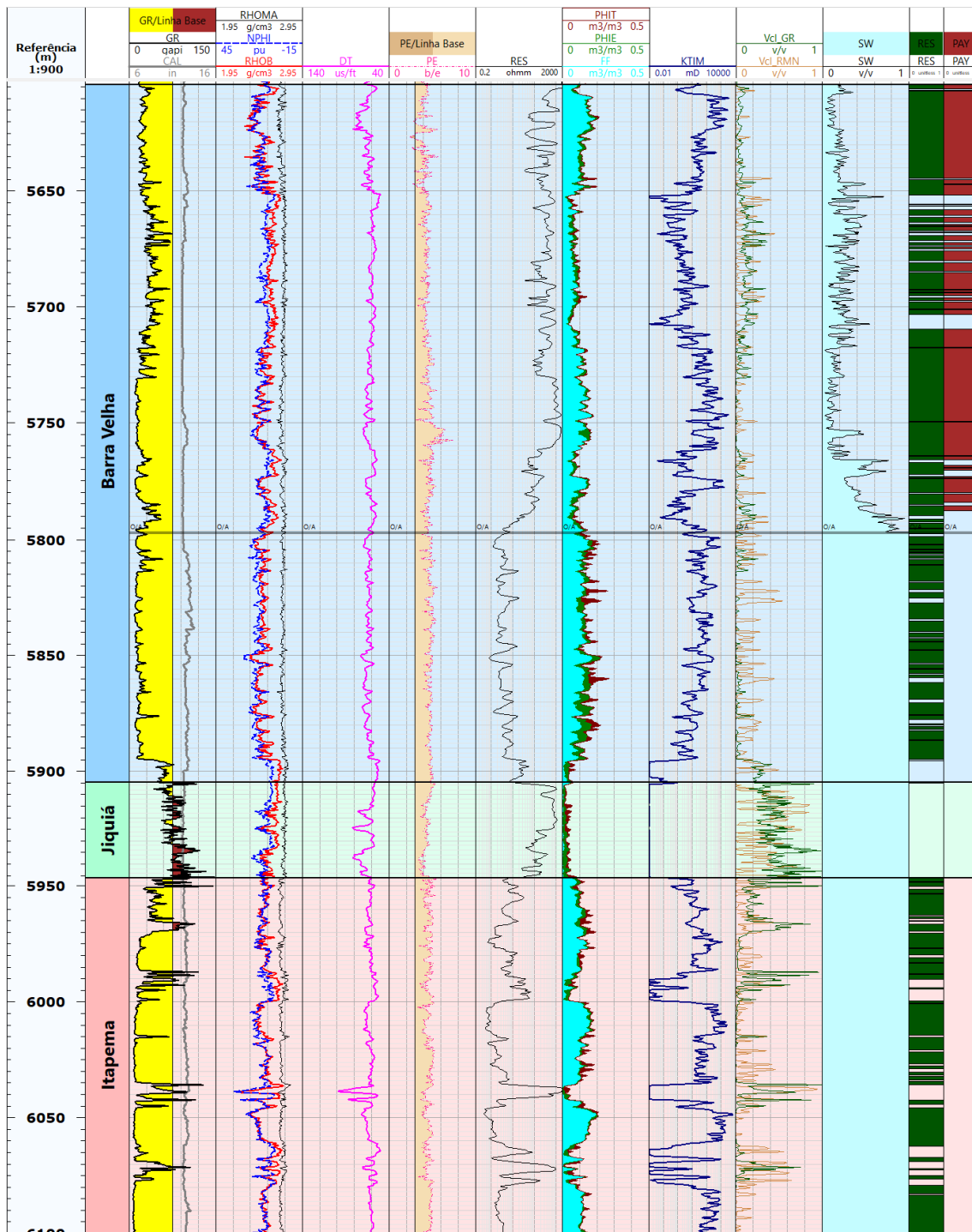


Figura 60: Perfis do poço 9-BUZ-2-RJS. *Tracks*: 1) profundidade; 2) formações (Barra Velha e Itapema, com o folhelho Jiquiá em destaque); 3) raios gama (GR) e caliper (CAL); 4) densidade (RHOB), neutrão (NPHI), densidade da matriz (RHOMA); 5) tempo de trânsito sônico (DT); 6) perfil fotoelétrico (PE); 7) resistividade (RES); 8) perfis de RMN: fluidos livres (FF), porosidade efetiva (PHIE) e porosidade total (PHIT); 9) permeabilidade RMN (KTIM); 10) estimativas de argilosidade a partir de GR (V_{cl_GR}) e RMN (V_{cl_RMN}); 11) saturação de água (SW); 12) *net res* (RES); 13) *net pay* (PAY). O contato óleo-água (O/A) está destacado em cinza.

Poço 9-BUZ-3-RJS

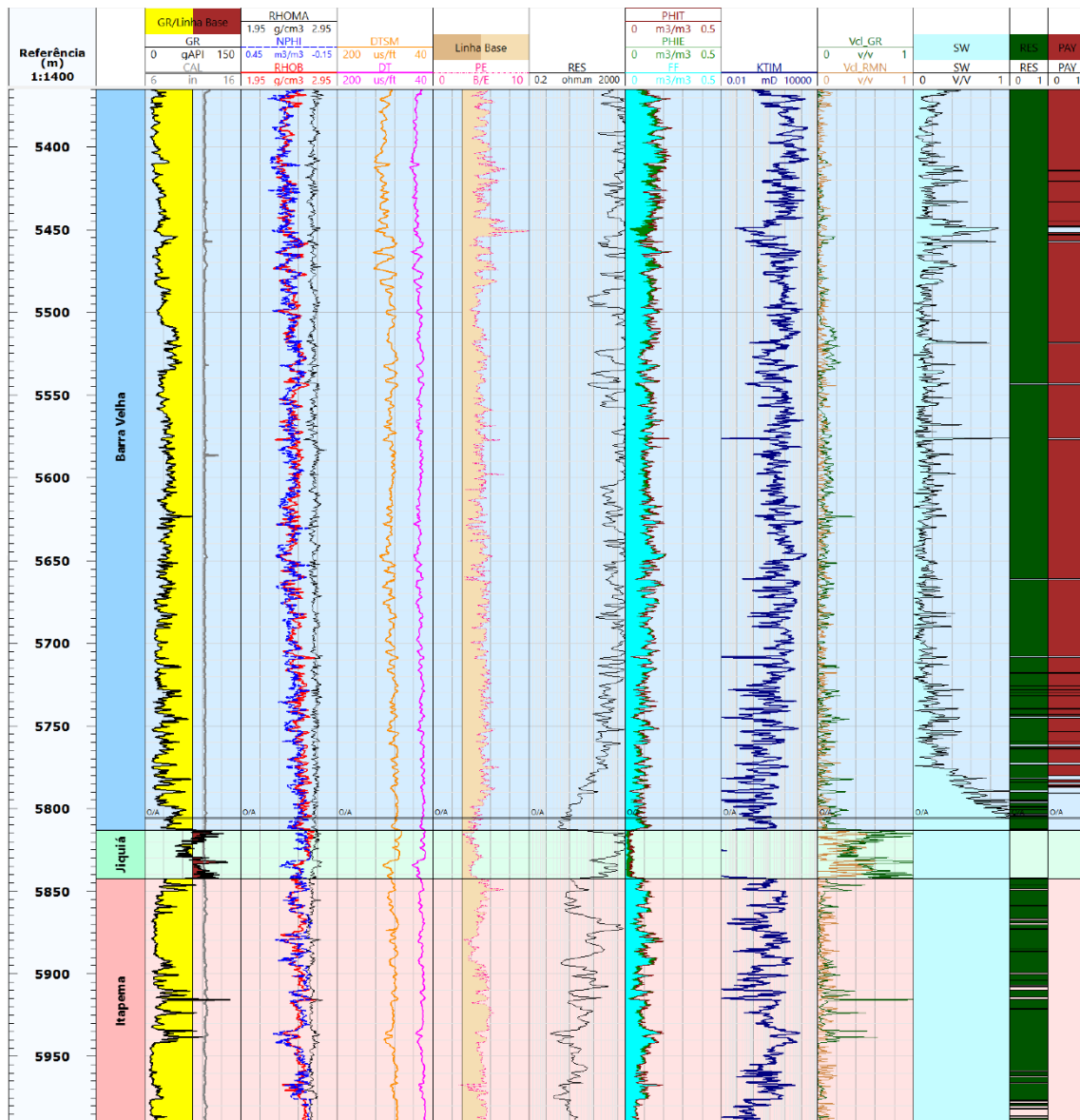


Figura 61: Perfis do poço 9-BUZ-3-RJS. *Tracks*: 1) profundidade; 2) formações (Barra Velha e Itapema, com o folhelho Jiquiá em destaque); 3) raios gama (GR) e caliper (CAL); 4) densidade (RHOB), neutrão (NPHI), densidade da matriz (RHOMA); 5) tempos de trânsito sônico (DT) e compressional (DTSM); 6) perfil fotoelétrico (PE); 7) resistividade (RES); 8) perfis de RMN: fluidos livres (FF), porosidade efetiva (PHIE) e porosidade total (PHIT); 9) permeabilidade RMN (KTIM); 10) estimativas de argilosidade a partir de GR (V_{cl,GR}) e RMN (V_{cl,RMN}); 11) saturação de água (SW); 12) net res (RES); 13) net pay (PAY). O contato óleo-água (O/A) está destacado em cinza.

Poço 9-BUZ-4-RJS

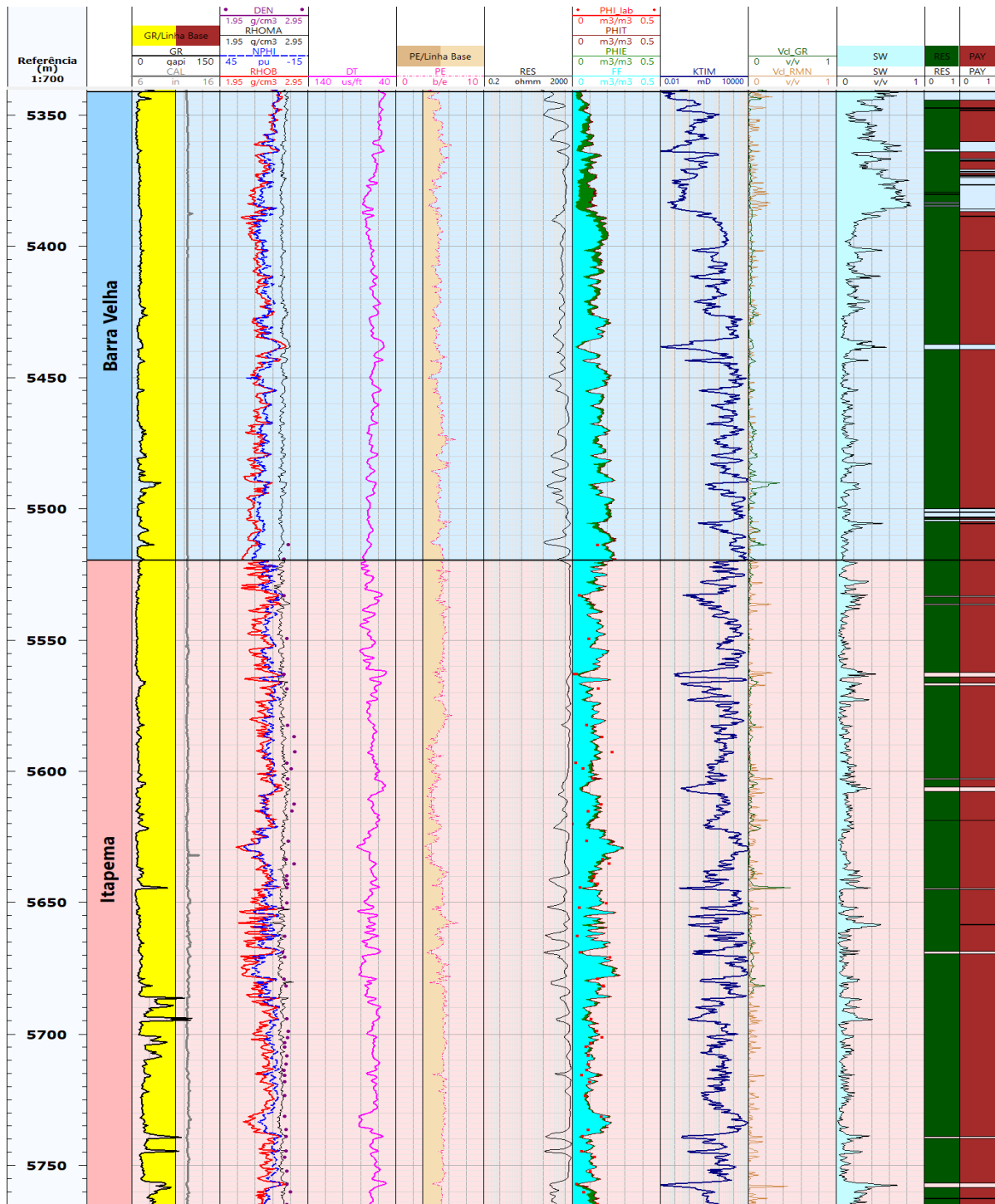


Figura 62: Perfis do poço 9-BUZ-4-RJS. Tracks: 1) profundidade; 2) formações (Barra Velha e Itapema); 3) raios gama (GR) e caliper (CAL); 4) densidade (RHOB), neutrão (NPHI), densidade da matriz (RHOMA), densidade medida em laboratório (DEN); 5) tempo de trânsito sônico (DT); 6) perfil fotoelétrico (PE); 7) resistividade (RES); 8) porosidade medida em laboratório (PHI_lab) e perfis de RMN: fluidos livres (FF), porosidade efetiva (PHIE) e porosidade total (PHIT); 9) permeabilidade RMN (KTIM); 10) estimativas de argilosidade a partir de GR (V_{cl,GR}) e RMN (V_{cl,RMN}); 11) saturação de água (SW); 12) net res (RES); 13) net pay (PAY).

ANEXO B – Análise estatística das propriedades de reservatório

Este anexo compreende as Tabelas 7 e 8 com as propriedades de reservatório dos poços analisados no Campo de Búzios.

Tabela 7: Estatística básica das propriedades de reservatório para dezessete poços do Campo de Búzios.

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	1,00	0,44	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	1,00	0,71	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	1,00	0,58	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	1,00	0,73	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	1,00	1,00	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	0,27	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	1,00	0,80	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	1,00	0,56	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	1,00	0,57	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	1,00	0,52	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	1,00	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	0,29	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	1,00	0,53	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	0,21	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	1,00	1,00	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	1,00	0,70	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	-	-	1,00	0,67	-	-	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	1,00	1,00	0,02	0,04	0,03	0,02	2,69	54,40

Tabela 8: Estatística básica das propriedades de reservatório dos poços 3-BRSA-1064-RJS, 8-BUZ-5-RJS e 9-BRSA-1169-RJS separada pelas seguintes zonas: Rife Superior (Rife Sup.), Sag Inferior (Sag Inf.) e Sag Superior (Sag Sup.).

POÇOS	ZONAS	ESPESSURA (m)	NET RES (m)	NET PAY (m)	FF (m ³ /m ³)		PHIT (m ³ /m ³)		PHIE (m ³ /m ³)		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
3-BRSA-1064-RJS	Sag Sup.	45,51	21,17	21,17	0,03	0,05	0,08	0,07	0,04	0,07	0,13	0,26	0,03	0,07	0,02	0,04	1,78	13,14
	Sag Inf.	42,35	0,00	0,00	0,01	0,01	0,08	0,08	0,04	0,04	0,89	0,84	0,49	0,47	0,06	0,09	0,01	0,01
	Rife Sup.	169,51	151,01	149,19	0,07	0,09	0,08	0,11	0,09	0,11	0,09	0,17	0,04	0,05	0,03	0,10	3,55	157,40
8-BUZ-5-RJS	Sag Sup.	17,35	6,63	4,19	0,03	0,04	0,04	0,07	0,04	0,07	0,99	0,64	0,02	0,11	0,02	0,01	0,39	9,32
	Sag Inf.	50,77	0,00	0,00	0,01	0,01	0,08	0,09	0,04	0,04	0,92	0,89	0,45	0,45	0,03	0,07	0,01	0,00
	Rife Sup.	121,88	107,73	105,98	0,04	0,07	0,08	0,14	0,07	0,13	0,12	0,24	0,02	0,03	0,02	0,10	1.175	347,26
9-BRSA-1159-RJS	Sag Sup.	22,25	5,91	5,72	0,02	0,03	0,05	0,05	0,05	0,05	0,29	0,35	0,03	0,09	0,02	0,01	0,09	1,76
	Sag Inf.	38,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,07	0,08	0,03	0,03	0,84	0,82	0,69	0,59	0,05	0,05	0,03	0,00
	Rife Sup.	113,75	81,69	81,30	0,06	0,11	0,07	0,09	0,06	0,08	0,19	0,30	0,02	0,05	0,02	0,16	0,51	35,10