

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA E GEOFÍSICA
GRADUAÇÃO EM GEOFÍSICA

GABRIEL SOUSA DOS SANTOS RIBEIRO

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

NITERÓI, RJ

2022

GABRIEL SOUSA DOS SANTOS RIBEIRO

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

Projeto Final de Graduação apresentado ao curso de graduação em Geofísica da Universidade Federal Fluminense, como requisito para a Obtenção do grau de Bacharel em Geofísica.

Orientador: Prof. Dr. Wagner Moreira Lupinacci

Coorientador: Prof. Dr. Giovanni Chaves Stael

NITERÓI, RJ

2022

GABRIEL SOUSA DOS SANTOS RIBEIRO

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

Projeto Final de Graduação apresentado ao curso de graduação em Geofísica da Universidade Federal Fluminense, como requisito para a Obtenção do grau de Bacharel em Geofísica.

Comissão Examinadora:

Prof. Dr. Wagner Moreira Lupinacci (GIECAR/UFF)

Prof. Dr. Giovanni Chaves Stael (LabPetrON/ON)

MSc. Thais Mallet de Castro (SCHLUMBERGER)

Prof. Dr. Antonio Fernando Menezes Freire (GIECAR/UFF)

NITERÓI, RJ

2022

Agradecimentos

A minha avó Euzelina e a minha mãe Gabriella por todo amor, carinho, suporte e apoio incondicional dado desde sempre. Minha trajetória seria muito mais difícil sem a presença de vocês. Também agradeço ao meu querido irmão Rafael ao qual sempre terei próximo de mim. E ao meu pai Rafael (*in memoriam*), de onde quer que esteja, sei que também têm um orgulho imenso de mim.

Ao meu amigo Bruno pela parceria e momentos compartilhados. Aos meus grandes amigos da UFF: Fábio Fernandes, Gabriel Quintes, Guilherme Oliveira, Adriano Escobar, Natã Freire pela colaboração durante esses últimos 5 anos. Com vocês as adversidades foram superadas mais facilmente. Fico feliz em saber que também pude contribuir durante suas formações e desejo muito sucesso em suas carreiras.

Ao meu orientador Prof. Dr. Wagner Lupinacci por ter concedido minha primeira oportunidade de IC em 2019. Pela oportunidade de participar do GIECAR, poder aprender e me desenvolver através dos cursos realizados. Por toda instrução, discussão, tempo e dedicação durante os projetos que fizemos juntos. Por toda atenção e revisão aos trabalhos submetidos ao IX SimBGf.

Ao meu coorientador Prof. Dr. Giovanni Stael pela oportunidade de estagiar no Laboratório de Petrofísica do Observatório Nacional e por toda confiança depositada em mim. A equipe LabPetrON – Luís, Juliana, Guilherme e Carlos – pelas discussões, desafios e oportunidades em aprender e ensinar.

Aos membros da banca examinadora MSc. Thais Mallet de Castro e Prof. Dr. Antonio Fernando Menezes Freire por aceitarem o convite e dedicar tempo nas considerações para enriquecer este trabalho.

À Agência Nacional do Petróleo (ANP) pela disponibilização dos perfis de poços utilizados neste estudo. À Lloyd's Register pela cessão de licenças do Interactive Petrophysics e suporte ao Laboratório de Petrofísica do Observatório Nacional.

RESUMO

Os reservatórios carbonáticos do pré-sal representam o principal *play* para exploração de petróleo no Brasil. Nestes reservatórios, as relações petrofísicas costumam ser complexas devido às heterogeneidades das propriedades permoporosas encontradas nessas rochas. Nesse sentido, a avaliação petrofísica é uma ferramenta essencial, pois permite minimizar os riscos associados à exploração de hidrocarbonetos. Portanto, é proposto um fluxo com base na integração entre perfis geofísicos de poços, dados de rocha e *crossplots* de física de rocha para estimar e comparar as propriedades de reservatório e compreender as principais heterogeneidades encontradas nas formações Barra Velha e Itapema. Para alcançar estes objetivos são utilizados dois poços do Campo de Atapu, Bacia de Santos. Os resultados demonstraram que as melhores propriedades de reservatório são encontradas nos intervalos com a presença das fácies *shrubs* e esferulititos na Formação Barra Velha e das coquinas na Formação Itapema. Nessa formação, a piora na qualidade dos reservatórios estão relacionadas aos processos diagenéticos de cimentação e silicificação, e, em menor proporção, a presença de matriz argilosa nas rochas. Já na Formação Itapema a diminuição das propriedades permoporosas estão associadas a presença de folhelhos calcíferos, principalmente, em sua parte superior. Além disso, é observado que as coquinas apresentam excelentes conteúdos de fluidos livres e permeabilidade, configurando importante zona reservatório, porém, saturada com água. Os intervalos interpretados auxiliaram na correlação entre as propriedades de reservatórios, os parâmetros elásticos e as análises de DRX. Nos *crossplots* de impedância acústica (IP) *versus* porosidade efetiva (PHIE), as heterogeneidades apresentadas pelos carbonatos mais fechados (BV4) permitiram sua separação. Entretanto, é observado uma grande sobreposição de dados, representando uma limitação desses *crossplots*, quando não há grandes contrastes de impedância acústica nos intervalos interpretados. Enfim, a integração dos perfis geofísicos aos dados de rocha, como as amostras laterais e as análises de DRX, demonstram ser uma abordagem fundamental para compreensão das heterogeneidades encontradas nas formações.

Palavras chaves: avaliação petrofísica, reservatórios carbonáticos, pré-sal, campo de atapu, bacia de santos

ABSTRACT

The pre-salt carbonate reservoirs represent the main play for oil exploration in Brazil. In these reservoirs, petrophysical relationships are usually complex due to the heterogeneity of permeable properties found in these rocks. In this sense, the petrophysical evaluation is an essential tool, because it allows to minimize the risks associated with the hydrocarbon exploration. Therefore, a flow based on the integration between geophysical well logs, rock data and rock physics crossplots is proposed to estimate and compare reservoir properties and understand the main heterogeneities found in the Barra Velha and Itapema formations. To achieve these aim, two wells are used in the Atapu Field, Santos Basin. The results showed that the best reservoir properties are found in the intervals with the presence of the shubs and spherulitites facies in the Barra Velha Formation and the coquinas in the Itapema Formation. In this formation, the worsening in the quality of the reservoirs are related to the diagenetic processes of cementation and silicification, and, to a lesser extent, the presence of clay matrix in the rocks. In the Itapema Formation the decrease in permeable properties is associated with the presence of calciferous shales, mainly, in their upper part. In addition, it is observed that the coquinas present excellent free fluids content and permeability, configuring an important reservoir zone, however, saturated with water. The interpreted intervals helped in the correlation between reservoir properties, elastic parameters and XRD analyzes. In acoustic impedance (IP) versus effective porosity (PHIE) crossplots, the heterogeneities presented by the more closed carbonates (BV4) allowed their separation. However, a large overlap of data is observed, representing a limitation of these crossplots, when there are no large contrasts acoustic impedance in the interpreted intervals. Finally, the integration of geophysical logs into rock data, such as lateral samples and XRD analyzes, proves to be a fundamental approach for understanding the heterogeneities found in the formations.

Keywords: petrophysics evaluation, carbonates reservoirs, pre-salt, atapu field, santos basin

SUMÁRIO

1. Introdução	17
2. Bacia de Santos	20
2.1. Geologia Regional.....	21
2.2. Geologia Local.....	24
2.3. Formação Itapema.....	28
2.4. Formação Barra Velha.....	34
2.5. Cessão Onerosa e o Campo de Atapu.....	38
3. Metodologia	42
4. Resultados	59
4.1. Avaliação das Formações.....	59
4.2. Integração rocha-perfil.....	69
4.3. <i>Crossplots</i> de física de rochas.....	82
5. Discussões	85
6. Conclusão	95

Lista de Figuras

Figura 1: Evolução da produção de petróleo e gás natural. Fonte: Modificado de ANP (2022).	18
Figura 2: Mapa de localização da Bacia de Santos. Fonte: Castro (2019).	20
Figura 3: Produção total de petróleo equivalente nacional por bacia em maio de 2022; b) Produção no Pré-Sal em maio de 2022 e; c) Principais campos produtores na seção Pré-Sal, em dezembro de 2021. Dos 5 maiores produtores do pré-sal apenas o Campo de Jubarte não faz parte da Bacia de Santos.	21
Figura 4: Mapa de localização da Bacia de Santos com as principais feições estruturais. Modificado de Garcia <i>et al.</i> , 2012 <i>apud</i> ANP, 2017).	23
Figura 5: Localização do Alto Externo e alguns campos de produção. Fonte: Neves <i>et al.</i> (2019).	24
Figura 6: Carta litoestratigráfica da Bacia de Santos. Fonte: MOREIRA <i>et al.</i> , (2007).	25
Figura 7: Estratigrafia com a correlação entre diferentes proposições de evolução tectônica para a Bacia de Santos. Adaptado de Castro (2019).	26
Figura 8: Carta de eventos do sistema petrolífero, configuração subsal, da Bacia de Santos. Observar que a partir do tempo geológico Cenozóico, a escala encontra-se reduzida. (Modificado de Chang <i>et al.</i> , 2008 <i>apud</i> Papaterra, 2010).	28
Figura 9: 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).	30
Figura 10: Modelo conceitual simplificado ilustrando a geologia geral e hidrologia do ambiente deposicional da Fm. Itapema. Pequenas setas azuis mostram a infiltração e recarga dos aquíferos, setas pretas indicam a infiltração de água subterrânea na Bacia do lago e setas vermelhas representam o calor geotérmico, que se supõe que diminua da fase rifte para a fase pós-rifte. As áreas hachuradas propõem a presença de aquíferos fluindo principalmente através do embasamento cristalino fraturado. Modificado de Pietzsch <i>et al.</i> (2018).	31

Figura 11: Configuração ilustrativa para o padrão de empilhamento caracterizado no estágio final da deposição da Fm. Itapema durante a ocorrência da discordância Pré-Alagoas. Fonte: Oliveira <i>et al.</i> (2021).	32
Figura 12: Variabilidade do sinal da discordância Pré-Alagoas (PAU) em função do volume de fácies de baixa energia associado ao limite entre as formações Barra Velha e Itapema. Fonte: Oliveira <i>et al.</i> (2021).	33
Figura 13: Distribuição de fácies dos depósitos do pré-sal ao longo de uma plataforma carbonática idealizada. A “discordância por afogamento” marca o topo da fácies do reservatório; a discordância subaérea caracteriza o final da sequência deposicional do intervalo Jiquia. Fonte: Oliveira <i>et al.</i> (2021).	33
Figura 14: 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 <i>et al.</i> (2018).	36
Figura 15: Modelo deposicional para a precipitação de carbonatos acamados na Formação Barra Velha enfatizando importante contribuição de salmouras hidrotermais de CaCl ₂ em uma bacia submarina através da crista vulcânica Walvis – Rio Grande misturando-se com águas alcalinas de drenagem rifte, possibilitando a saturação não usual da bacia evaporítica em CaCO ₃ em condições hipersalinas. ...	37
Figura 16: Ciclotema esquemático para a Fm. Barra Velha proposto por Wright & Barnett (2015).	38
Figura 17: Localização do Campo de Atapu com destaque para as principais áreas da cessão onerosa. Fonte: o autor.	40
Figura 18: Fluxograma utilizado para alcance dos objetivos.	42
Figura 19: Fluxograma utilizado para o desenvolvimento da avaliação quantitativa das formações Barra Velha e Itapema.	43

Figura 20: Parâmetros de corte para a distribuição de T2, relação com os tipos de fluidos identificados pela ferramenta de RMN e reposta da porosidade. Fonte: Castro (2019).	47
Figura 21: Exemplo de gráfico do gradiente de pressão para identificação de tipos de fluidos e contato entre eles em uma formação. Fonte: Castro (2019).	49
Figura 22: Representação de <i>cutoffs</i> adotados pelo software <i>Interactive Petrophysics</i> (IP) para o cálculo de parâmetros como “ <i>Net Reservoir</i> ” e “ <i>Net Pay</i> ”.....	54
Figura 23: Valores de fator fotoelétrico esperados para diferentes litologias, minerais e fluidos. Fonte: Modificado de Rider (2002) e Rider & Kennedy (2011).	56
Figura 24: Gráfico do gradiente de pressão para os poços 3-BRSA-1172-RJS e 3-BRSA-1243-RJS, Campo de Atapu, Bacia de Santos.	60
Figura 25: Perfis do poço 3-BRSA-1172-RJS. Tracks: 1) profundidade vertical verdadeira (TVD); 2) formações Barra Velha e Itapema; 3) raios gama (ECGR) e cáliper (HCAL); 4) densidade (RHOZ) e neutrão (APLC); 5) tempos de trânsito sônico compressional (DTCO) e cisalhante (DTSM); 6) impedância acústica (Ip); 7) resistividades profunda (AT90) e rasa (AT10); 8) porosidade de laboratório (Phi_Lab) e perfis RMN: porosidade total (TCMR), porosidade efetiva (CMRP) e fluidos livres (CMFF); 9) distribuição T2 (T2_DIST); 10) permeabilidade (KTIM) e permeabilidade de laboratório (Perm_Lab); 11) estimativas de argilosidade a partir de GR ($V_{clay}^{Larionov}$) e RMN (V_{cl}^{RMN}); 12) estimativa do coeficiente de cimentação variável ($m_{variavel}$); 13) – 14) estimativas da saturação de água (Sw_{Archie}) e saturação de água irreduzível (Sw_{ir}^{RMN}); 15) – 16) estimativas de <i>net reservoir</i> e <i>net pay</i> a partir da metodologia 1; 17) – 18) estimativas de <i>net reservoir</i> e <i>net pay</i> a partir da metodologia 2. Área destacada no gráfico corresponde ao intervalo nomeado aqui como “Folhelho Jiquiá”.....	63
Figura 26: Perfis do poço 3-BRSA-1243-RJS. Tracks: 1) profundidade vertical verdadeira (TVD); 2) formações Barra Velha e Itapema; 3) raios gama (GR) e cáliper (CAL); 4) densidade (ZDEN) e neutrão (CNCF); 5) tempo de trânsito sônico compressional (DTCO); 6) impedância acústica (Ip); 7) resistividades profunda (M2RX), média (M2R3) e rasa (M2R1); 8) porosidade de laboratório (Phi_Lab) e perfis RMN: porosidade total (PHIT), porosidade efetiva (PHIE) e fluidos livres (FF); 9) permeabilidade (NMRperm) e permeabilidade de laboratório (Perm_Lab); 10)	

estimativas de argilosidade a partir de GR ($V_{clay}^{Larionov}$) e RMN (V_{cl}^{RMN}); 11) estimativa do coeficiente de cimentação variável (m); 12) – 13) estimativas da saturação de água ($S_{wArchie}$) e saturação de água irreduzível (S_{wir}^{RMN}); 14) – 15) estimativas de *net reservoir* e *net pay* a partir da metodologia 1; 16) – 17) estimativas de *net reservoir* e *net pay* a partir da metodologia 2. Área destacada no gráfico corresponde ao intervalo nomeado aqui como “Folhelho Jiquiá”.67

Figura 27: Perfis do poço 3-BRSA-1172-RJS na Fm. Itapema. Tracks: 1) profundidade vertical verdadeira (TVD); 2) formações Barra Velha e Itapema; 3) intervalos interpretados; 4) perfil litológico; 5) raios gama (ECGR) e cáliper (HCAL); 6) perfil fotoelétrico (PEFZ); 7) densidade (RHOZ) e neutrão (APLC); 8) tempos de trânsito sônico compressional (DTCO) e cisalhante (DTSM); 9) impedância acústica (I_p); 10) resistividades profunda (AT90) e rasa (AT10); 11) porosidade de laboratório (Phi_Lab) e perfis RMN: perfis RMN: porosidade total (TCMR), porosidade efetiva (CMRP) e fluidos livres (CMFF); 12) permeabilidade (KTIM) e permeabilidade de laboratório (Perm_Lab); 13) estimativas de argilosidade a partir de GR ($V_{clay}^{Larionov}$) e RMN (V_{cl}^{RMN}); 14) estimativa da saturação de água ($S_{wArchie}$); 15) – 16) estimativas de *net reservoir* e *net pay*.72

Figura 28: Perfis do poço 3-BRSA-1172-RJS na Fm. Barra Velha. Tracks: 1) profundidade vertical verdadeira (TVD); 2) formações Barra Velha e Itapema; 3) intervalos interpretados; 4) perfil litológico; 5) raios gama (ECGR) e cáliper (HCAL); 6) perfil fotoelétrico (PEFZ); 7) densidade (RHOZ) e neutrão (APLC); 8) tempos de trânsito sônico compressional (DTCO) e cisalhante (DTSM); 9) impedância acústica (I_p); 10) resistividades profunda (AT90) e rasa (AT10); 11) porosidade de laboratório (Phi_Lab) e perfis RMN: perfis RMN: porosidade total (TCMR), porosidade efetiva (CMRP) e fluidos livres (CMFF); 12) permeabilidade (KTIM) e permeabilidade de laboratório (Perm_Lab); 13) estimativas de argilosidade a partir de GR ($V_{clay}^{Larionov}$) e RMN (V_{cl}^{RMN}); 14) estimativa da saturação de água ($S_{wArchie}$); 15) – 16) estimativas de *net reservoir* e *net pay*.76

Figura 29: Perfis do poço 3-BRSA-1243-RJS na Fm. Itapema. Tracks: 1) profundidade vertical verdadeira (TVD); 2) formações Barra Velha e Itapema; 3) intervalos interpretados; 4) perfil litológico; 5) raios gama (GR) e cáliper (CAL); 6) fotoelétrico (PE); 7) densidade (ZDEN) e neutrão (CNCF); 8) tempo de trânsito sônico compressional (DTCO); 9) impedância acústica (I_p); 10) resistividades

profunda (M2RX), média (M2R3) e rasa (M2R1); 11) porosidade de laboratório (Phi_Lab) e perfis RMN: porosidade total (PHIT), porosidade efetiva (PHIE) e fluidos livres (FF); 12) permeabilidade (NMRperm) e permeabilidade medida em laboratório (Perm_Lab); 13) estimativas de argilosidade a partir de GR ($V_{clay}^{Larionov}$) e RMN (V_{clRMN}); 14) estimativa da saturação de água (SW_{Archie}); 15) – 16) estimativas de *net reservoir* e *net pay*.79

Figura 30: Perfis do poço 3-BRSA-1243-RJS na Fm. Barra Velha. Tracks: 1) profundidade vertical verdadeira (TVD); 2) formações Barra Velha e Itapema; 3) intervalos interpretados; 4) perfil litológico; 5) raios gama (GR) e cáliper (CAL); 6) fotoelétrico (PE); 7) densidade (ZDEN) e neutrão (CNCF); 8) tempo de trânsito sônico compressional (DTCO); 9) impedância acústica (Ip); 10) resistividades profunda (M2RX), média (M2R3) e rasa (M2R1); 11) porosidade de laboratório (Phi_Lab) e perfis RMN: porosidade total (PHIT), porosidade efetiva (PHIE) e fluidos livres (FF); 12) permeabilidade (NMRperm) e permeabilidade medida em laboratório (Perm_Lab); 13) estimativas de argilosidade a partir de GR ($V_{clay}^{Larionov}$) e RMN (V_{clRMN}); 14) estimativa da saturação de água (SW_{Archie}); 15) – 16) estimativas de *net reservoir* e *net pay*.81

Figura 31: *Crossplot* IP versus PHIE por zonas na Formação Barra Velha para o poço 3-BRSA-1243-RJS. Destaque: intervalo BV-4B, região de carbonatos mais fechados.83

Figura 32: *Crossplot* IP versus PHIE por zonas na Formação Barra Velha para o poço 3-BRSA-1172-RJS. Destaque: intervalo BV-4A, região de carbonatos mais fechados.84

Figura 33: Proporção de fácies descritas nas amostras laterais nos seis intervalos interpretados para a Formação Barra Velha no poço 3-BRSA-1172-RJS.90

Figura 34: Proporção de fácies descritas nas amostras laterais nos nove intervalos interpretados para a Formação Itapema no poço 3-BRSA-1172-RJS.92

Figura 35: Principais fácies descritas nas amostras laterais e proporção encontrada nos intervalos interpretados para o poço 3-BRSA-1243-RJS.92

Lista de Tabelas

Tabela 1: Média ponderada dos principais parâmetros de reservatório das formações Barra Velha e Itapema no Campo de Búzios, Bacia de Santos. Fonte: Castro (2019).	34
Tabela 2: Consórcios vencedores das áreas ofertadas nas 1ª e 2ª Rodadas dos Excedentes da Cessão Onerosa.....	39
Tabela 3: Poços perfurados e disponíveis no Campo de Atapu.	41
Tabela 4: Perfis geofísicos de poços utilizados e disponibilidade destes para cada poço analisado. Os campos marcados com “x” representam a disponibilidade da curva para o poço assinalado.	42
Tabela 5: Informações adicionais e relatórios disponíveis para cada poço analisado.	42
Tabela 6: Parâmetros elétricos utilizados para estimativa da saturação de água na seção pré-sal nos poços 3-BRSA-1172-RJS e 3-BRSA-1243-RJS Campo de Atapu.	52
Tabela 7: Valores de cortes nas propriedades petrofísicas utilizados para o cálculo do <i>net pay</i>	53
Tabela 8: Dados de rochas disponíveis nos poços analisados.....	55
Tabela 9: Valores de <i>net pay</i> obtidos a partir das metodologias utilizadas para as estimativas da saturação de água no poço 3-BRSA-1172-RJS.....	64
Tabela 10: Comparação entre as propriedades petrofísicas nas formações Barra Velha e Itapema, desconsiderando o intervalo ‘Folhelho Jiquiá’, no poço 3-BRSA-1172-RJS.....	65
Tabela 11: Comparação entre as médias dos parâmetros elásticos nas formações Barra Velha e Itapema, desconsiderando o intervalo “Folhelho Jiquiá”, no poço 3-BRSA-1172-RJS.	65
Tabela 12: Valores de <i>net pay</i> obtidos a partir das metodologias utilizadas para as estimativas da saturação de água no poço 3-BRSA-1243-RJS.....	68

Tabela 13: Comparação entre as propriedades de reservatórios nas formações Barra Velha e Itapema, desconsiderando o intervalo 'Folhelho Jiquiá', no poço 3-BRSA-1243-RJS.....	69
Tabela 14: Valores médios dos parâmetros elásticos nas formações Barra Velha e Itapema, desconsiderando o intervalo "Folhelho Jiquiá", no poço 3-BRSA-1243-RJS.	69
Tabela 15: Principais propriedades petrofísicas nos nove intervalos interpretados na Fm. Itapema para o poço 3-BRSA-1172-RJS.....	71
Tabela 16: Comparação entre as principais propriedades petrofísicas nos seis intervalos interpretados na Fm. Barra Velha para o poço 3-BRSA-1172-RJS.	74
Tabela 17: Comparação entre as principais propriedades petrofísicas nos intervalos interpretados para as formações Barra Velha e Itapema no poço 3-BRSA-1243-RJS.	78
Tabela 18: Comparação entre as médias das propriedades petrofísicas nas formações Barra Velha e Itapema para os poços analisados.	86
Tabela 19: Comparação das estimativas para a saturação de água e os efeitos no cálculo do <i>net pay</i> nas regiões abaixo e acima do contato O/A.....	88

Lista de Abreviações

APLC/CNCF	Neutrão
AT90/M2RX	Resistividade profunda
BV	Barra Velha
BVI	Volume de água irreduzível (bulk volume irreducible)
BVM	Fluidos móveis livres (bulk volume movable)
CMRP_3MS/PHIE	Porosidade efetiva
CAL/HCAL	Cáliper
CBW	Volume de água associado à argila (clay bound water)
CDA	Ca-Dolomita/Ankerita
COT	Carbono orgânico total
D	Difusividade
DCD	Dolomita/Ca-Dolomita
DEN	Densidade medida em laboratório
DTCO	Tempo de trânsito sônico compressional
DTSM	Tempo de trânsito sônico cisalhante
FF/CMFF	Fluidos livres
Fm.	Formação
Fms.	Formações
GR	Raios Gama
HI	Índice de hidrogênio
IGR	Índice de raios gama
Ip	Impedância acústica
ITP	Itapema
KFD	K-Feldspato
KTIM	Permeabilidade calculada por Timur-Coates

MMbbl/d	Milhões de barris por dia
RMN	Ressonância Magnética Nuclear
O/A	Contato óleo-água
PERM	Permeabilidade RMN
PE/PEFZ	Perfil fotoelétrico
PERM_LAB	Permeabilidade medida em laboratório
PHI_LAB	Porosidade medida em laboratório
RHOB/ZDEN	Densidade
RHOMA	Densidade da matriz
RMN	Ressonância Magnética Nuclear
SW _{Archie}	Saturação de água – Equação de Archie
SW _{irRMN}	Saturação de água irreduzível – Equação RMN
TCMR/PHIT	Porosidade total
T1	Tempo de relaxamento longitudinal
T2	Tempo de relaxamento transversal
T2_DIST	Distribuição do tempo de relaxamento transversal
V _{clay} _{Larionov}	Volume de argila – Equação de Larionov
V _{cl} _{RMN}	Volume de argilosidade – Equação RMN

1. Introdução

A exploração de petróleo no Brasil é marcada por diversas fases na busca de se tornar autossuficiente na geração e consumo de hidrocarbonatos. A criação da Petrobras, em 1953, a capacitação dos técnicos e a evolução tecnológica das ferramentas e metodologias de exploração favoreceram a geração de uma ampla quantidade de dados, conhecimento e resultados (Milani *et al.*, 2001).

As explorações em região de águas ultraprofundas, em cotas batimétricas de aproximadamente 2.000m, foram intensificadas a partir dos anos 2000. Nesse sentido, um grande volume de informações sísmicas 3D foram adquiridas, configurando a maior aquisição e interpretação de dados sísmicos naquela época (Morais, 2013). A descoberta de grandes volumes de hidrocarbonetos no pré-sal abriu novas perspectivas para a economia brasileira. Essas reservas são compostas por grandes acumulações de óleo, de excelente qualidade, com alto valor comercial e alta produtividade dos poços. Segundo Beltrão *et al.* (2009), os reservatórios do pré-sal da Bacia de Santos possuem óleo médio à leve de 28º a 30º API e com alto teor de gás. Para aprimorar o desenvolvimento e produção dos campos, otimizando o fator de recuperação, é essencial a compreensão dos reservatórios carbonáticos desta bacia.

Em maio de 2022, a produção diária de petróleo no pré-sal ultrapassou 2,8 milhões de barris de óleo por dia, tornando o Brasil um dos maiores produtores de petróleo no mundo (Figura 1). Segundo Sauer (2016), estimativas apontam que o volume das reservas do Pré-sal na Bacia de Santos seja superior a 100 bilhões de barris, posicionando o país entre as cinco maiores reservas mundiais. A Bacia de Santos se configura a maior bacia produtora representando, atualmente, cerca de 76% de todo o petróleo nacional produzido.

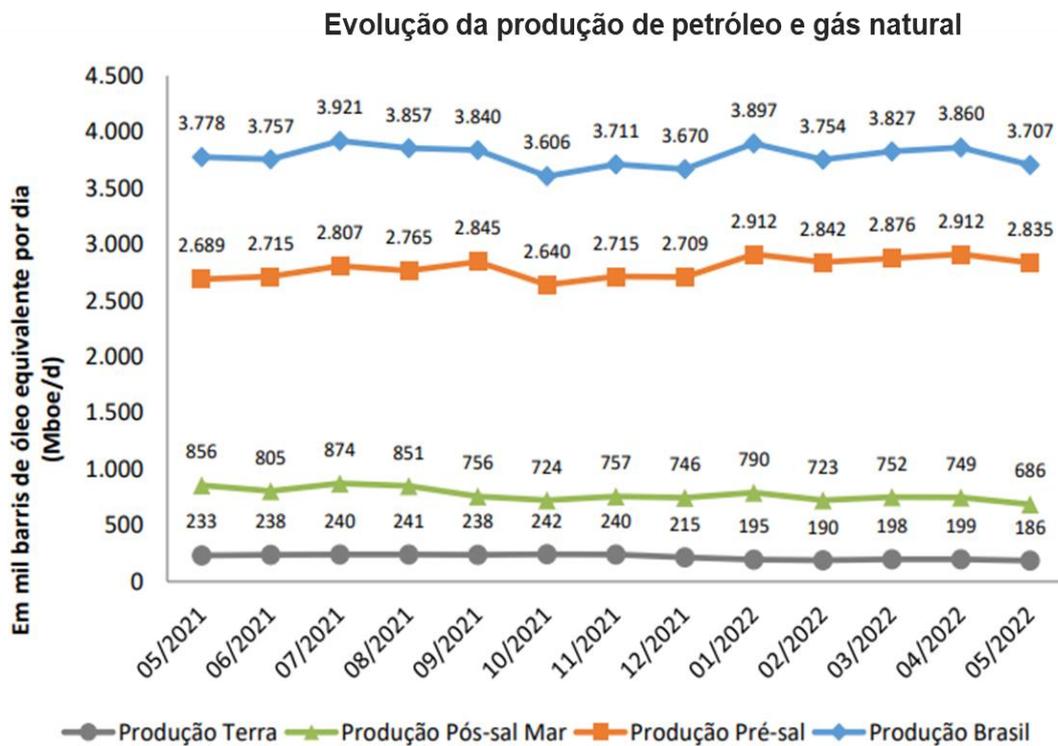


Figura 1: Evolução da produção de petróleo e gás natural. Fonte: Modificado de ANP (2022).

Os reservatórios carbonáticos configuram um dos maiores desafios à exploração de hidrocarbonetos na seção pré-sal da Bacia de Santos. A exploração dessas reservas encontra grandes desafios como a profundidade da lâmina d'água e a espessura de coluna de rochas a serem atravessadas, as enormes pressões e o comportamento do sal face à perfuração (Riccomini, 2012). Esses reservatórios são considerados únicos e registros geológicos de depósitos análogos são raros, o que dificulta ainda mais sua caracterização (Wright & Barnett, 2015). Segundo Mohriak *et al.* (2015), a variabilidade das fácies carbonáticas resulta em propriedades de reservatórios extremamente heterogêneas, tanto vertical quanto lateralmente. Sendo assim, para a avaliação de reservatórios carbonáticos é necessária uma abordagem diferente da tradicional aplicada em reservatórios siliciclásticos.

A petrofísica pode ser definida como o estudo das propriedades das rochas e suas interações com fluidos (Peters, 2012). Em reservatórios carbonáticos, as relações petrofísicas são complexas devido às heterogeneidades das propriedades permoporosas dessas rochas. A avaliação petrofísica permite descrever qualitativa e quantitativamente as propriedades de reservatório, configurando uma importante etapa na caracterização do reservatório. A compreensão da distribuição da

porosidade, permeabilidade, saturação de água, mineralogia e densidade dos grãos das rochas possibilita a proposição de modelos que podem ser aplicados para descrever a quantidade das reservas e produtividade.

A integração de dados é essencial para compreender a complexidade encontrada na avaliação de formação no Pré-Sal. Para que se entenda o comportamento entre as propriedades das rochas e suas interações com fluidos, normalmente, são utilizadas informações provenientes de perfis geofísicos de poços e análises de amostras de rochas. Tanto os perfis geofísicos de poços, quanto os dados de rocha são fundamentais para uma caracterização petrofísica adequada, que permita minimizar os riscos associados à exploração.

Os perfis geofísicos de poço são medidas indiretas realizadas sobre as rochas que compõe a parede do poço e servem para identificar o tipo de rocha e suas propriedades elétricas, acústicas e radioativas que, serão influenciadas diretamente pelas características permoporosas. Os dados provenientes de testemunhos e amostras laterais fornecem informações diretas e precisas sobre a rocha. As medições em laboratório realizadas nas amostras de rochas permitem determinar importantes propriedades petrofísicas como mineralogia, densidade, porosidade e permeabilidade, contribuindo para redução de incertezas e auxiliando na calibração dos perfis. Os dados de rocha também são determinantes no reconhecimento das litologias, processos diagenéticos e características texturais da rocha. Estas informações auxiliam o intérprete nas análises sobre os perfis corridos no poço e contribuem para definição da metodologia mais adequada para obtenção de uma determinada propriedade do reservatório.

Esta monografia tem por objetivo analisar e comparar a qualidade dos reservatórios carbonáticos das formações Barra Velha e Itapema no Campo de Atapu, Bacia de Santos. Para alcançá-lo são utilizados perfis geofísicos de poços e dados de amostras laterais e análises de DRX. Dessa forma, pretende-se contribuir na literatura com discussões sobre as formações de interesse na seção pré-sal do Campo de Atapu que, conta com poucos trabalhos publicados até o momento. Sendo assim, colaborando para que no futuro, haja uma caracterização mais robusta dos reservatórios carbonáticos nesta área de grande interesse para a exploração de hidrocarbonetos.

2. Bacia de Santos

A Bacia de Santos, desde 2017, sustenta o título de maior produtora de petróleo do Brasil. É limitada ao norte com a Bacia de Campos, pelo Alto de Cabo Frio e, ao sul com a Bacia de Pelotas pelo Alto de Florianópolis, entre os paralelos 23° e 28° de latitude sul. A Bacia de Santos perfaz uma área de aproximadamente 305.000 km² até cota batimétrica de 3.000m e estende-se desde o litoral sul do Estado do Rio de Janeiro até o norte do Estado de Santa Catarina, na margem continental sudeste brasileira (Figura 2).

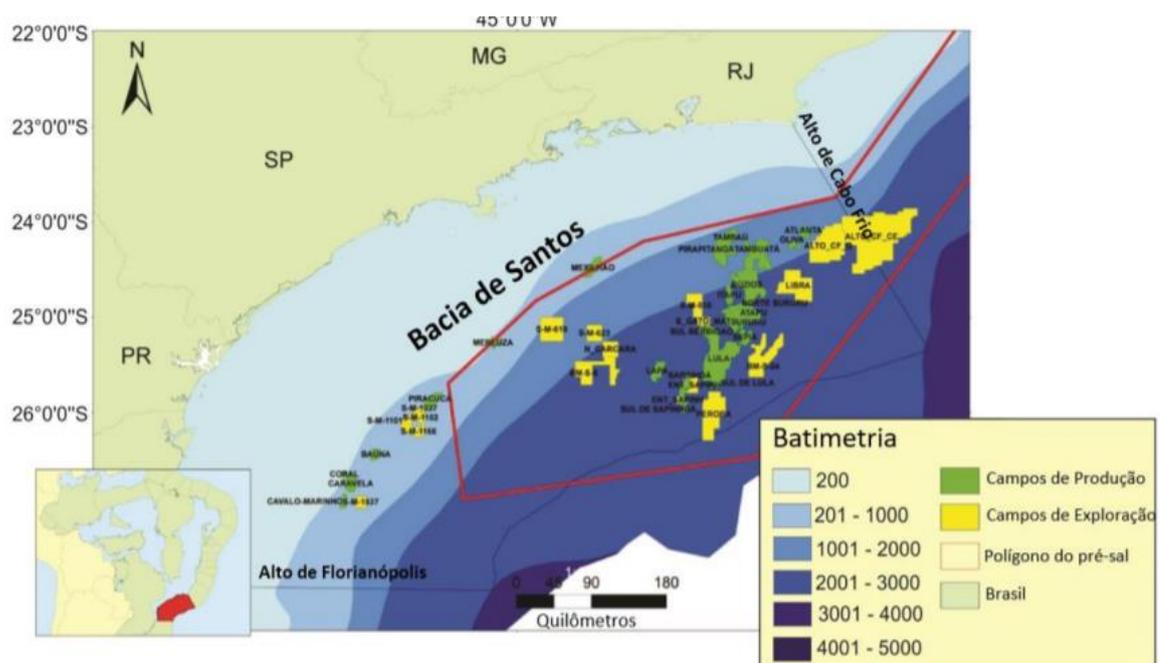


Figura 2: Mapa de localização da Bacia de Santos. Fonte: Castro (2019).

A exploração de petróleo na Bacia de Santos foi iniciada na década de 70, quando ocorreram as primeiras incursões exploratórias, porém sem sucesso (Chang *et al.*, 2008). A primeira descoberta comercial foi em 1979 com a descoberta do campo de gás de Merluza em reservatórios turbidíticos nas águas rasas da plataforma continental brasileira (Milani *et al.*, 2001). O desenvolvimento de novas tecnologias, integrando a caracterização de reservatórios e os sistemas de perfuração e fluxo, permitiram avançar e superar o desafio de produzir em turbiditos de águas profundas (Carminatti *et al.*, 2009). A intensificação das explorações na região de águas ultraprofundas, em cotas batimétricas de aproximadamente 2.000m, possibilitou que, em 2006, o prospecto de Tupi tornasse a primeira descoberta comercial do *play* pré-sal da Bacia de Santos (Petersohn, 2013).

A Bacia de Santos desperta, cada vez mais, a atenção de investidores, devido sua grande produtividade e potencial para descobertas de jazidas petrolíferas. Esta bacia configura a maior bacia *offshore* da margem continental sudeste brasileira e correspondeu a cerca de 76% de todo o petróleo produzido no Brasil em maio de 2022 (Figura 3). Os principais campos produtores na seção Pré-Sal da Bacia de Santos correspondem aos campos de Tupi, Búzios, Sapinhoá e Atapu (Figura 3c).

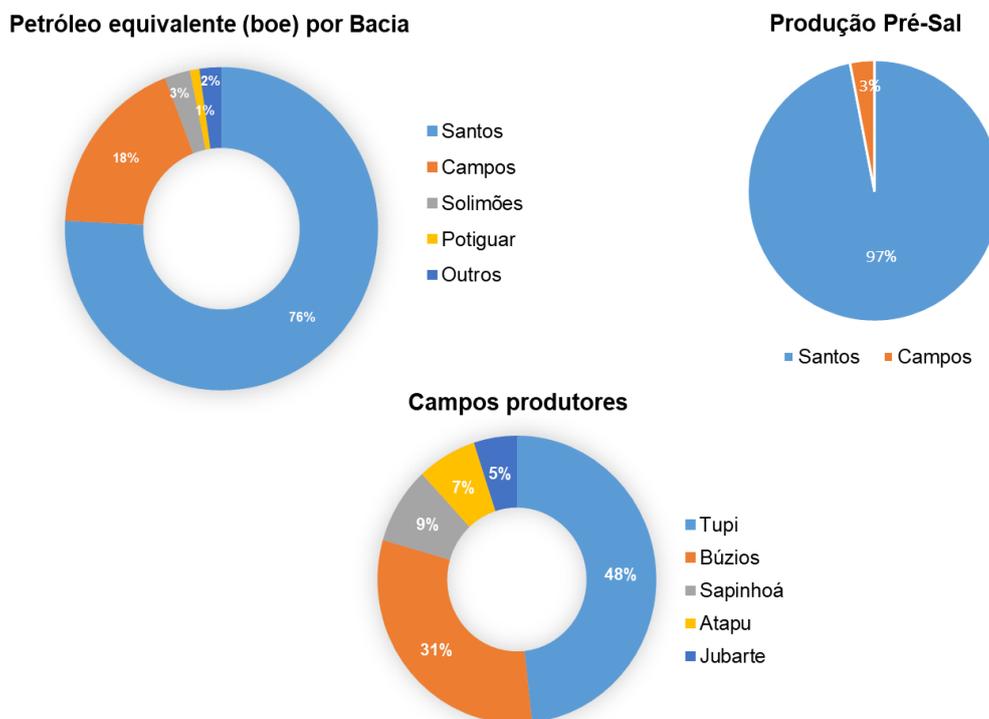


Figura 3: Produção total de petróleo equivalente nacional por bacia em maio de 2022; b) Produção no Pré-Sal em maio de 2022 e; c) Principais campos produtores na seção Pré-Sal, em dezembro de 2021. Dos 5 maiores produtores do pré-sal apenas o Campo de Jubarte não faz parte da Bacia de Santos.

2.1. Geologia Regional

A Bacia de Santos possui sua origem e evolução relacionadas aos processos de rifteamento do paleocontinente Gondwana que, durante o Cretáceo, resultaram na abertura e desenvolvimento do Oceano Atlântico Sul. A ruptura do paleocontinente Gondwana ocorreu em uma zona de fraqueza primária (Almeida *et al.*, 2013) sobre um embasamento complexo e heterogêneo, constituído por distintos blocos crustais aglutinados de diferentes idades e litologias separados por descontinuidades regionais (Rigoti, 2015). O embasamento cristalino dessa bacia foi

gerado durante a formação do Gondwana e é caracterizado por granitos e gnaisses de idade pré-cambriana pertencentes ao Complexo Costeiro de metassedimentos da Faixa Ribeira (Moreira *et al.*, 2007).

Muniz & Bosence (2015) discorrem que o estiramento e afinamento da crosta continental foram responsáveis pela sequência de eventos tectônicos que promoveram o rifteamento do Gondwana e posterior evolução do Atlântico Sul. Esta fragmentação consistiu a partir de um processo misto entre fenômenos controlados por estiramento litosférico (conforme modelo de Mckenzie, 1978) e por anomalia termal (conforme modelo de Royden & Keen, 1980) (White & Mckenzie, 1989 *apud* Castro, 2019). Szatmari & Milani (2016) afirmam que a chave para a cinemática da abertura do Atlântico Sul é o período de rifteamento ao qual a crosta continental foi estirada e afinada.

Szatmari & Milani (2016) 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. Todavia, a remanescente continuidade entre os dois maiores crátons do Gondwana ocidental - os crátons da Amazônia e da África Ocidental – impediu o avanço do rifte a noroeste. Portanto, o rifte do Atlântico Sul permaneceu fechado ao longo da margem equatorial, mas alargou-se em forma de cunha para o sul ao longo da margem leste. Segundo os autores, esse movimento foi dado por rotação no sentido horário em torno de um polo de Euler, impulsionada pelo fluxo mantélico ascendente abaixo do rifte.

A interação entre os esforços distensionais, as descontinuidades do embasamento e a halocinese imprimiram as principais feições estruturais da Bacia de Santos: a Charneira de Santos, o platô de São Paulo e o Alto Externo (Figura 4). A Charneira de Santos apresenta direção coincidente a linha de costa e encontra-se localizada na parte intermediária da plataforma continental (Alves, 2002). Essa estrutura também limita os mergulhos suaves do embasamento a oeste e os mais acentuados a leste. O platô de São Paulo constitui uma larga elevação da margem continental, composto em sua maior parte por uma crosta continental estirada e controlada por estruturas do embasamento, originado através da Pluma de Tristão da Cunha (White & Mckenzie, 1989 e Kumar & Gamboa, 1974 *apud* Castro, 2019).

O limite da crosta oceânica com a crosta continental estirada ocorre imediatamente à leste desta feição fisiográfica (Moreira *et al.*, 2007).

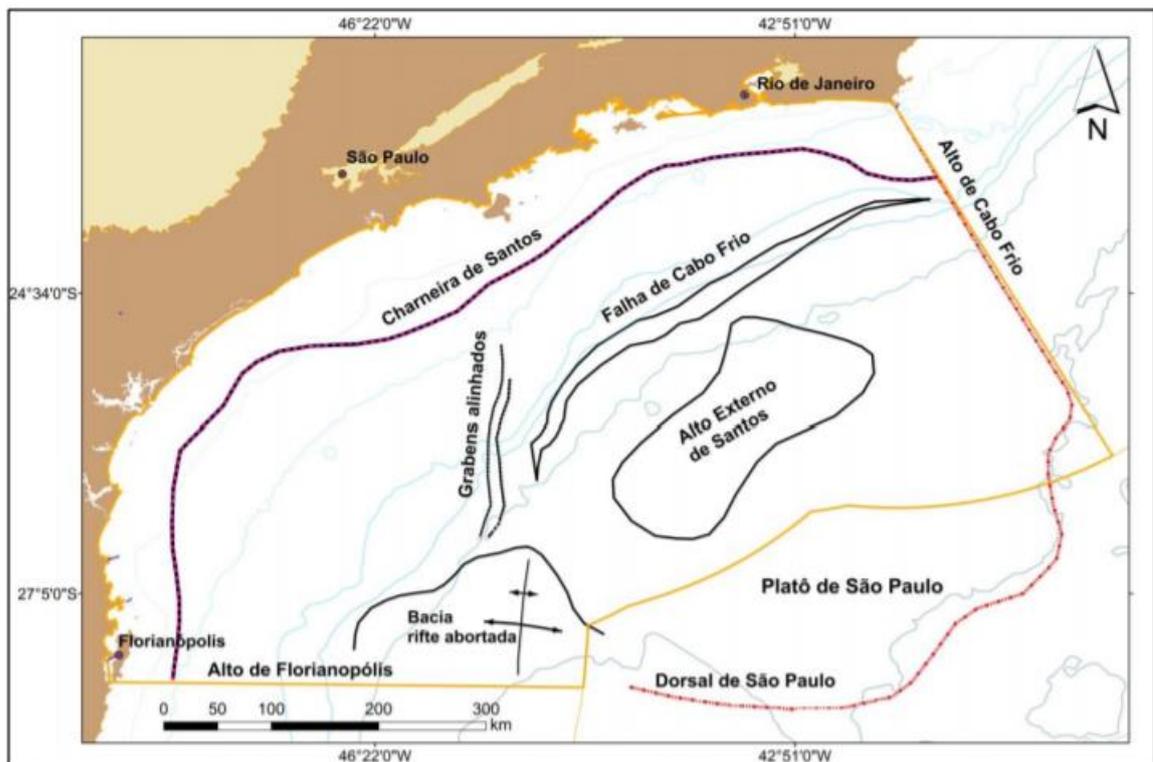


Figura 4: Mapa de localização da Bacia de Santos com as principais feições estruturais. Modificado de Garcia *et al.*, 2012 *apud* ANP, 2017).

O Alto Externo é uma importante feição fisiográfica, alongada na direção NE, que representa uma estrutura soerguida do embasamento localizada na porção central do Platô de São Paulo (Rigoti, 2015). Essa área de crosta continental menos estirada atuou como um paleo-alto, controlando as espessuras deposicionais e os padrões de acumulação (Gomes *et al.*, 2009). Como os fenômenos de subsidência atuaram mais em áreas onde a crosta continental era mais fina, o Alto Externo permaneceu como uma feição positiva ao longo de sua história tectônica. Sua localização distal e a pronunciada elevação favoreceram a acumulação dos carbonatos ao proporcionar o isolamento da região de sedimentos clásticos externos (Buckley *et al.*, 2015). Nesse sentido, o Alto Externo abriga a maior parte dos campos de produção da seção pré-sal da Bacia de Santos (Figura 5).

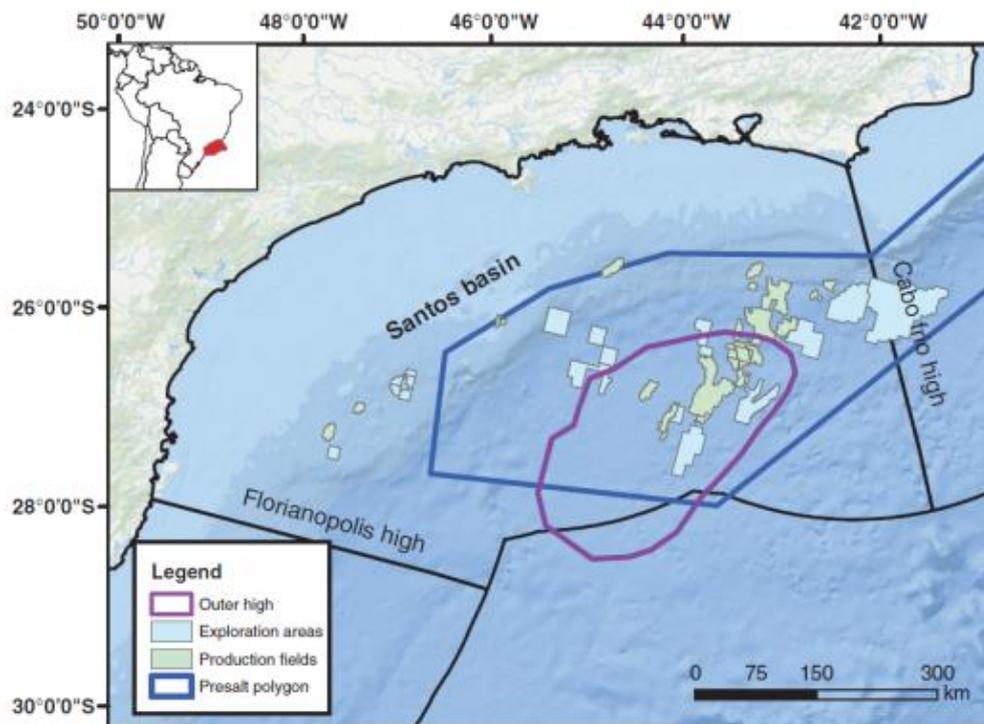


Figura 5: Localização do Alto Externo e alguns campos de produção. Fonte: Neves *et al.* (2019).

2.2. Geologia Local

A geometria da Bacia de Santos foi moldada pela interação dos esforços distensionais com discontinuidades do embasamento (Zalán *et al.*, 2009). Nesse sentido, diversos autores buscaram descrever a evolução tectônica e/ou sedimentar conferindo diferentes ênfases aos estudos. Moreira *et al.*, (2007) atualizaram o arcabouço cronolitoestratigráfico da Bacia de Santos, proposto por Pereira & Feijó (1994), dividindo o registro sedimentar em três supersequências: rifte, pós rifte e drifte (Figura 6).

Chang *et al.* (2008) focaram em diferentes aspectos da evolução tectônica, como os tipos de falhas e deformações, para compreensão do arcabouço tectônico. Esses autores propõem uma divisão da evolução tectônica em três etapas da fase rifte: sin-rifte I, sin-rifte II e sin-rifte III ou sag. Carminatti *et al.* (2009), a partir de dados sísmicos, propuseram uma nova divisão para a sequência do pré-sal em três subunidades limitada por discordâncias: sequência sin-rifte inferior, sequência sin-rifte superior e sequência sag.

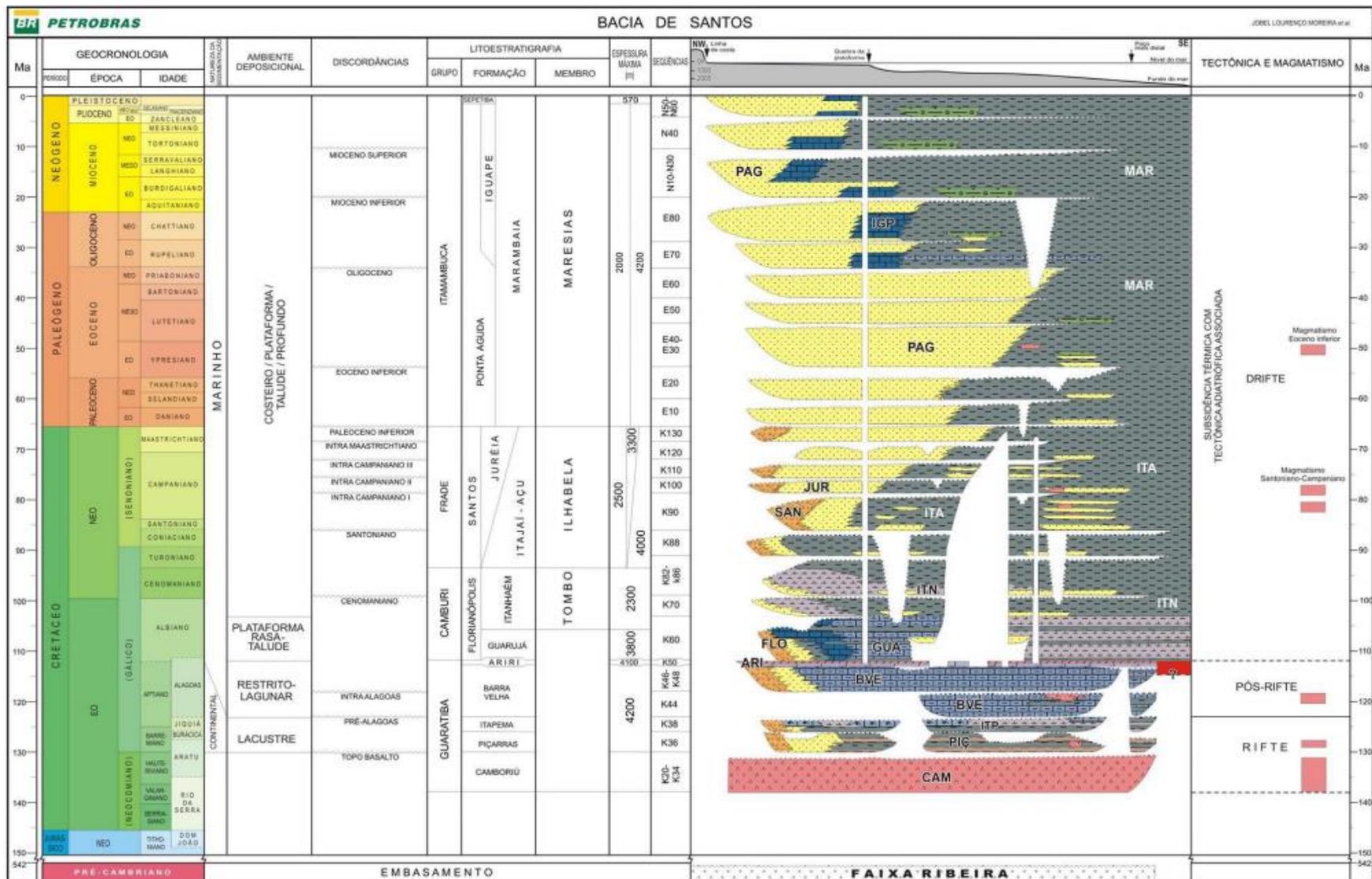


Figura 6: Carta litoestratigráfica da Bacia de Santos. Fonte: MOREIRA et al., (2007).

Entretanto, outros autores indicam a presença de falhas afetando os pacotes sedimentares da Formação Barra Velha e afirmam que parte da Fm. Barra Velha foi depositada ainda sobre o contexto da fase rifte (Wright & Barnett, 2015; Buckley *et al.*, 2015). Esses autores sugerem uma divisão interna na Formação Barra Velha com base na ocorrência de falhas extensionais correlacionáveis à discordância intra-Alagoas.

Conforme já adotado por outros autores como Pietzsch *et al.* (2018); Neves *et al.* (2019) e Castro (2019), as seguintes etapas de evolução tectônica para a Bacia de Santos serão levadas em consideração: Vulcânicas – Formação Camboriú; Rifte Inferior – formações Piçarras e Itapema; Rifte Superior – parte da Fm. Barra Velha que se estende até o limite com a discordância intra-Alagoas; Sag – Fm. Barra Velha a partir da discordância intra-Alagoas até a discordância da base do sal; Evaporitos – Fm. Ariri; e por fim, Drifte ou Margem Passiva que se estendo desde o topo da Fm. Ariri até o recente (Figura 7).

Tempo (Ma)	Sistema	Estágio	Discordâncias	Formação	Evolução Tectônica				
					Moreira et al. (2007)	Chang et al. (2002, 2008)	Carminatti & Dias (2009)	Wright and Barnett (2015)	Adotado por Castro (2019) e neste trabalho
110	Cretáceo (parte)	Albiano (parte)		Guarujá	Drifte	Margem Passiva			Margem Passiva ou Drifte
				Ariri					Evaporitos
120	Aptiano	Alagoas	Base do Sal	Barra Velha	Pós-Rifte	Sin-Rifte III	Sag	Sag	Sag
			intra-Alagoas						Rifte Superior
130	Barremiano	Jiquiá	pré-Alagoas	Itapema	Rifte	Sin-Rifte II	Sin-Rifte Superior		Rifte Inferior
		Buricica	pré Jiquiá	Piçarras					
140	Hauteriviense	Aratu	Topo Basalto	Camboriú		Sin-Rifte I	Sin-Rifte Inferior		Vulcânicas
		Rio da Serra							
		Valegniano							
		Berriasiense							

Figura 7: Estratigrafia com a correlação entre diferentes proposições de evolução tectônica para a Bacia de Santos. Adaptado de Castro (2019).

Como dito anteriormente, o embasamento cristalino da Bacia de Santos foi gerado durante a formação do Gondwana e é caracterizado por granitos e gnaisses de idade pré-cambriana pertencentes ao Complexo Costeiro de metassedimentos da Faixa Ribeira (Moreira *et al.*, 2007). O embasamento econômico corresponde aos derrames basálticos eocretáceos que configuram as vulcânicas da Fm. Camboriú. Segundo Szatmari & Milani (2016), esses derrames basálticos provenientes da

Província Magmática do Atlântico Sul (SAMP) foram formados no contexto de estiramento da crosta ao sul sobre um manto anormalmente quente.

A Fm. Piçarras é composta por leques aluviais de conglomerados e arenitos polimíticos, nas porções proximais, enquanto as porções lacustres são constituídas por arenitos, siltitos e folhelhos de composição talco-estevensítica. Sobreposta a Fm. Piçarras foi depositada discordantemente os sedimentos da Fm. Itapema desde o Neobarremiano até o Eoaptiano. Esta formação é composta principalmente por grainstones a bivalvos (coquinas), *wackestones* e *packstones* bioclásticos, folhelhos carbonáticos e folhelhos escuros, ricos em matéria orgânica (Moreira *et al.*, 2007). A sequência Barremiana (formações Piçarras e Itapema) é constituída por sedimentos essencialmente continentais e representa o principal período de deformação da fase rifte (ANP/LEBAC, 2003).

Os carbonatos da Fm. Barra Velha foram depositados sobrepostos a Fm. Itapema. Esse intervalo é composto por fácies *in-situ shrubs*, esferulíticos, laminitos e fácies de retrabalhamento das fácies *in-situ*. Durante o Neoaptiano, depositaram-se os evaporitos da Fm. Ariri que consistem em espessos pacotes de sais de halita e anidrita, embora possa haver sais mais solúveis como taquidrita, carnalita e silvinita (Moreira *et al.*, 2007). Segundo Dias (1998), o tempo estimado de deposição para os evaporitos da Fm. Ariri é de 0,7 a 1 Ma.

Um sistema petrolífero é um conjunto de rochas geradoras e todas as acumulações de hidrocarbonetos a elas geneticamente associadas, incluindo todos os elementos e processos responsáveis por essas acumulações (Magoon & Beamont, 1999). As principais acumulações de hidrocarbonetos na Bacia de Santos ocorrem na seção pré-sal no intervalo cronogeológico compreendido entre o Barremiano e o Aptiano. Nesta seção, as zonas de interesse são constituídas pelas formações Itapema e Barra Velha e as características permoporosas das rochas que configuram os reservatórios são complexas e variam muito entre os poços.

O sistema petrolífero encontrado na seção pré-sal da Bacia de Santos é denominado Piçarras/Itapema – Barra Velha (!). A rocha geradora dos hidrocarbonetos são os folhelhos negros lacustres ricos em matéria orgânica de idade Neobarremiana/Eoaptiana pertencente as formações Piçarras e Itapema. Esses folhelhos encontram-se intercalados as rochas carbonáticas e apresentam

concentração de carbono orgânico total (COT) de 2% a 6%. Os principais reservatórios são compostos pelos carbonatos da Fm. Barra Velha e as coquinas da Fm. Itapema. As trapas foram desenvolvidas durante o estágio rifte que acarretaram na formação de altos e baixos estruturais. A migração dos hidrocarbonetos deu-se devido ao intenso falhamento e a partir do próprio contato entre a rocha geradora e reservatório. A espessa camada de sal (Fm. Ariri) atuou como um eficiente selo impedindo a fuga dos hidrocarbonetos e retardando o craqueamento térmico em grandes profundidades devido à alta condutividade térmica dos evaporitos. A Figura 8 ilustra a carta de eventos e as principais etapas envolvidas na formação do sistema petrolífero da seção pré-sal da Bacia de Santos.

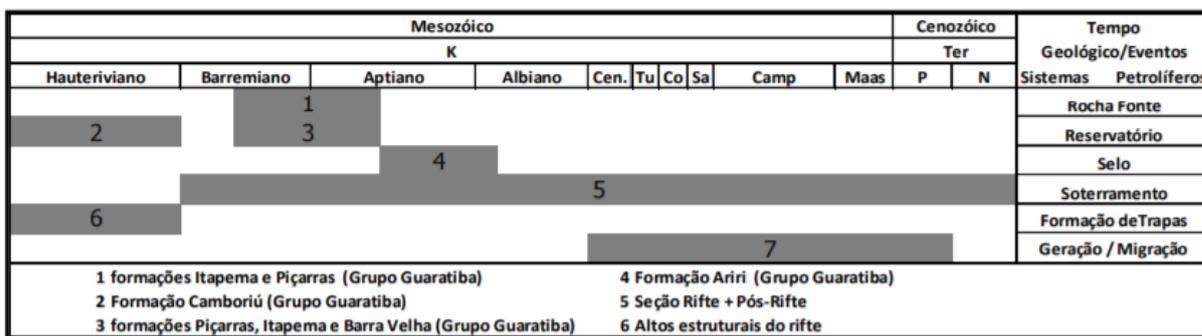


Figura 8: Carta de eventos do sistema petrolífero, configuração subsal, da Bacia de Santos. Observar que a partir do tempo geológico Cenozóico, a escala encontra-se reduzida. (Modificado de Chang *et al.*, 2008 *apud* Papaterra, 2010).

2.3. Formação Itapema

A Fm. Itapema (sequência K38) está inserida no contexto tectônico da fase rifte e limita-se na base pela discordância pré-Jiquiá e no topo pela discordância pré-Alagoas. Essa formação foi depositada durante o Neobarremiano ao Eoaptiano e 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 bivalvos (coquinas), *wackestones* e *packstones* bioclásticos e folhelhos carbonáticos.

As coquinas são rochas carbonáticas que consistem em conchas total ou parcialmente transportadas e fragmentadas mecanicamente (Pettijohn, 1957 *apud* Oliveira *et al.*, 2021). As cascas são destruídas durante o transporte por abrasão,

fraturamento e bioerosão e, para se acumularem, devem ser resistentes ou ter fábricas de alta produtividade (Kidwell *et al.*, 1986 *apud* Oliveira *et al.*, 2021).

Terra *et al.* (2010) afirmam que o termo coquina 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 e com retrabalhamento das valvas. Ainda segundo os autores apenas os *grainstones/rudstones* retrabalhados e sem matriz constituem rochas reservatório. Sendo assim, atribui-se às coquinas do pré-sal que formam reservatórios, a classificação de *grainstones* a *rudstones* sem matriz essencialmente compostos por conchas de bivalvos, cujas valvas foram retrabalhadas.

Muitos estudos publicados sobre as coquinas do pré-sal foram desenvolvidos na Fm. Coqueiros da Bacia de Campos (Guardado *et al.*, 1989; Carvalho *et al.*, 2000; Muniz, 2013; Thompson *et al.*, 2015; Herlinger *et al.*, 2017; Peçanha, 2018; Oliveira *et al.*, 2019). Esta formação é considerada correlata à Fm. Itapema (Moreira *et al.*, 2007).

Divisões estratigráficas foram propostas para a Fm. Coqueiros com base em variações observadas na sequência de coquinas (Figura 9). Em relatório interno, a Petrobras identificou três intervalos estratigráficos nomeados como unidades A, B e C (Petrobras, 1980 *apud* Castro 2019). Schaller *et al.* (1981, *apud* Castro 2019) revisaram essa proposição, renomeando a unidade A como Coquina Superior e agruparam as unidades B e C no intervalo Coquina Inferior. Baumgarten *et al.* (1983, *apud* Castro 2019) revisaram essas classificações e dividiram cada uma das duas unidades em três zonas, a partir das variações de permeabilidade de cada zona mapeada.

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 9: 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) corroborou, através de análises petrofísicas, a segmentação das coquinas em dois níveis e ressaltou que a Coquina Inferior representa o principal alvo exploratório na Fm. Coqueiros no Campo de Linguado. A Coquina Inferior apresenta maiores espessura da camada de reservatório, porosidade efetiva e *net pay*, enquanto a Coquina Superior exibe maior heterogeneidade e piores características permoporosas.

Inicialmente, as coquinas foram abordadas como reservatórios carbonáticos secundários (Formigli, 2008). Entretanto, as descobertas recentes de grandes acumulações de hidrocarbonetos nas coquinas do pré-sal, nos campos de Búzios e Mero, tornam essas rochas importantes alvos exploratórios da Bacia de Santos (Kattah, 2015). Recentemente, alguns autores propuseram modelos deposicionais e sedimentológicos, além de avaliações petrofísicas e classificação de fácies às coquinas da Fm. Itapema (Pietzsch *et al.*, 2018; Castro, 2019; Chinelatto, 2020; Oliveira *et al.*, 2021; Antunes, 2021).

Pietzsch *et al.* (2018), com base em dados geoquímicos e bioestratigráficos, criaram e discutiram um modelo conceitual tendo em vista reconstruir a evolução da hidrologia dos lagos das sucessões rifte e pós-rifte associada com a deposição dos carbonatos das formações Barra Velha e Itapema. Com as análises realizadas, os autores descartaram uma contribuição significativa de diagênese nas amostras de coquinas e indicaram a expectativa de que os carbonatos da Fm. Itapema sejam mais calcíticos do que os da Fm. Barra Velha. A Figura 10 **Erro! Fonte de referência não encontrada.** ilustra o modelo idealizado que aponta para um ambiente mais úmido e com maior influência de um sistema de drenagem durante a deposição da

Fm. Itapema, devido à fauna de ostracodes e à menor concentração de estrôncio observados nos dados analisados.

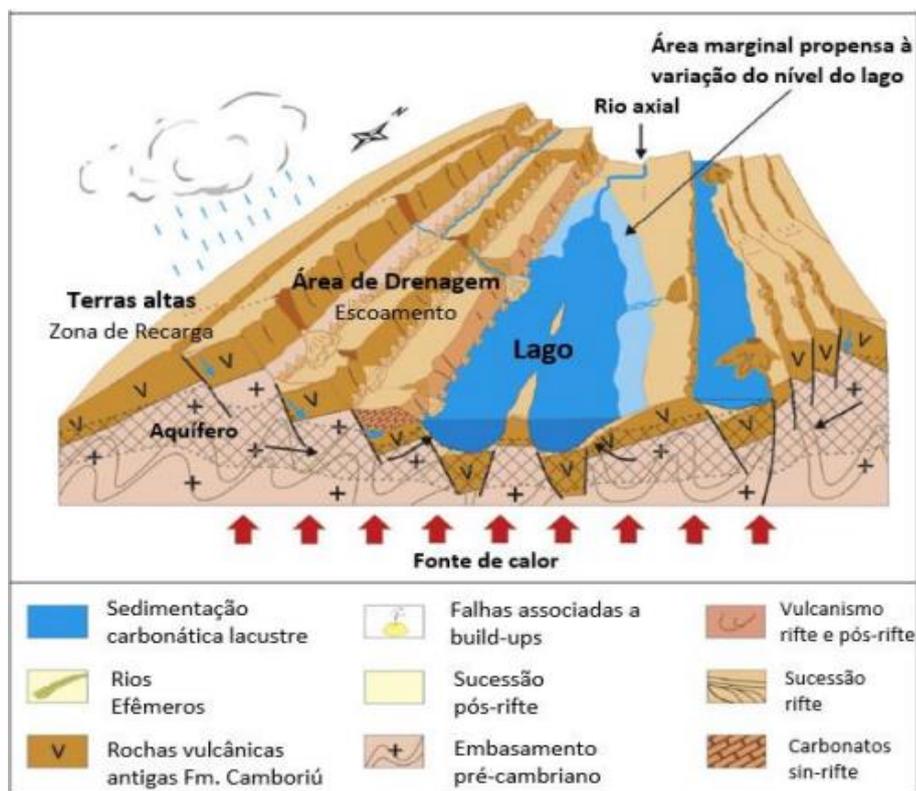


Figura 10: Modelo conceitual simplificado ilustrando a geologia geral e hidrologia do ambiente deposicional da Fm. Itapema. Pequenas setas azuis mostram a infiltração e recarga dos aquíferos, setas pretas indicam a infiltração de água subterrânea na Bacia do lago e setas vermelhas representam o calor geotérmico, que se supõe que diminua da fase rifte para a fase pós-rifte. As áreas hachuradas propõem a presença de aquíferos fluído principalmente através do embasamento cristalino fraturado. Modificado de Pietzsch *et al.* (2018).

Oliveira *et al.* (2021) com base em dados sísmicos, perfis de poços e dados de rochas como descrições petrográficas, apresentaram uma possibilidade para a deposição da Fm. Itapema através do conceito de “discordância por afogamento”. Segundo os autores, o registro sedimentar desta formação foi marcado por rápidas superfícies transgressivas que alteraram a acomodação ecológica, forçando a retrogradação dos depósitos de coquinas e o desenvolvimento de uma “discordância de afogamento” no estágio final da deposição da Fm. Itapema. Os autores indicaram que o preenchimento espaço-temporal da Fm. Itapema ocorreu pela migração sucessiva de fácies proximais em direção aos altos estruturais, sob condições de geração de espaço de acomodação contínua e alta taxa de produção carbonática,

desenvolvendo um padrão de empilhamento caracterizado por cliniformas sigmoidal (Figura 11).

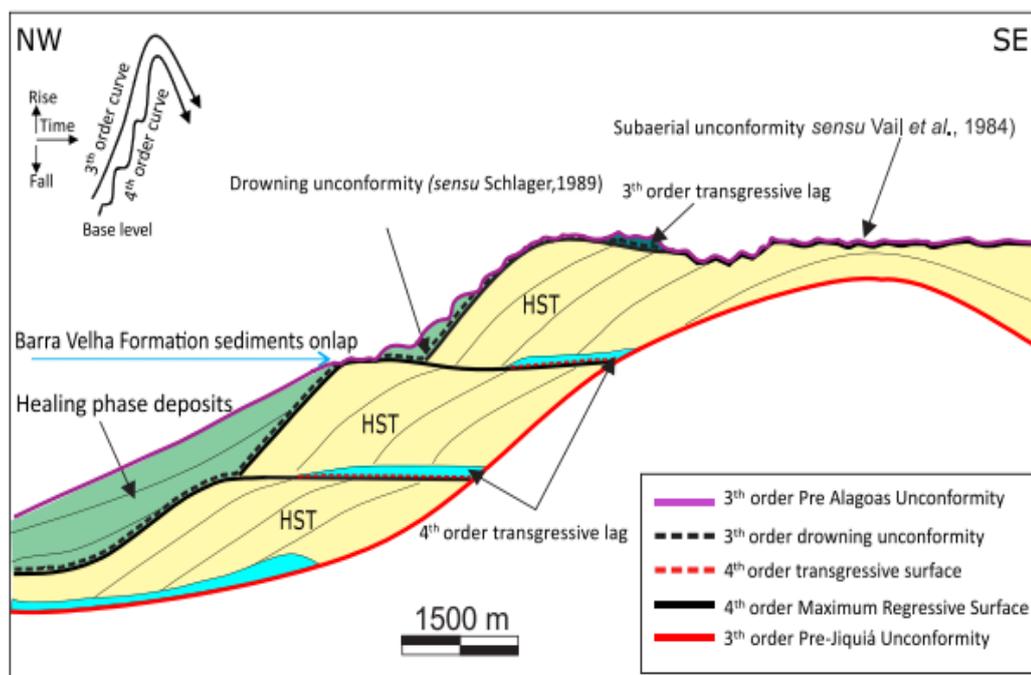


Figura 11: Configuração ilustrativa para o padrão de empilhamento caracterizado no estágio final da deposição da Fm. Itapema durante a ocorrência da discordância Pré-Alagoas. Fonte: Oliveira *et al.* (2021).

Oliveira *et al.* (2021) afirmam que a passagem dos calcários da Fm. Barra Velha para as coquinas da Fm. Itapema é marcada por um contraste de impedância negativo (Figura 12). Nas porções mais distais e profundas da bacia, o contraste entre essas formações tende a ser fortemente negativo, devido ao maior volume de fácies de baixa energia e, portanto, menor impedância acústica, associado à Formação Itapema. Nas regiões mais proximais, o contraste ainda é negativo, mas menos intenso devido à diminuição das fácies de baixa energia em direção aos altos estruturais (Figura 13). No entanto, ainda segundo os autores, quando a Fm. Itapema estiver cimentada ou houver rochas ígneas associadas ao intervalo, o contraste entre as duas unidades será marcado por um pico positivo.

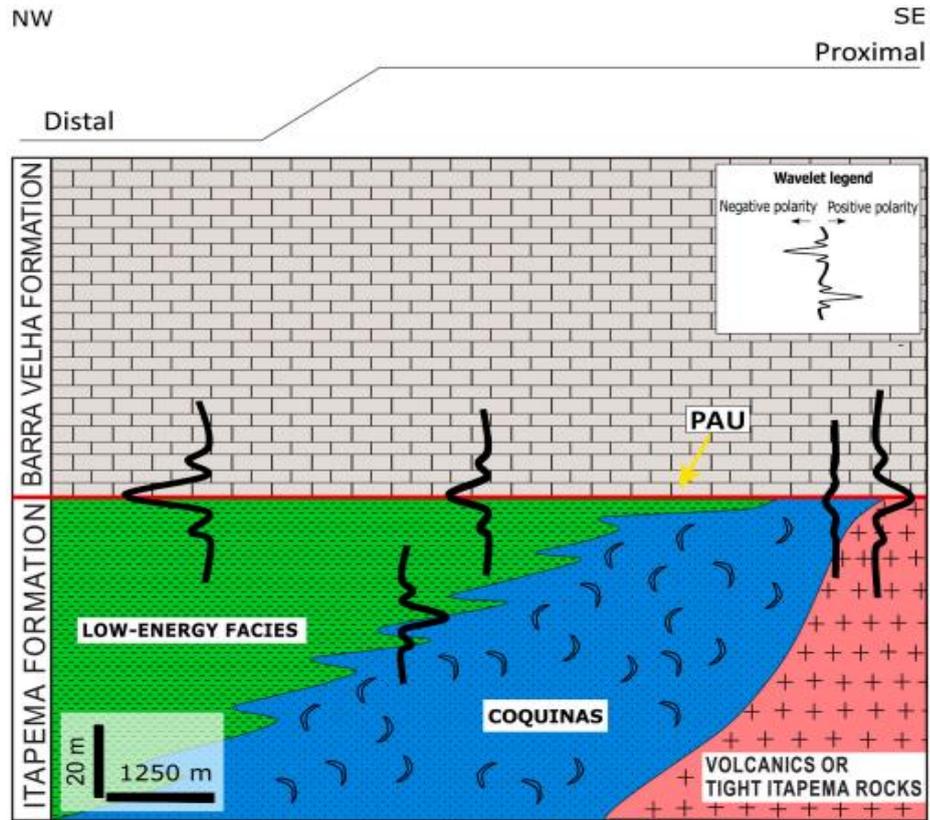


Figura 12: Variabilidade do sinal da discordância Pré-Alagoas (PAU) em função do volume de fácies de baixa energia associado ao limite entre as formações Barra Velha e Itapema. Fonte: Oliveira *et al.* (2021).

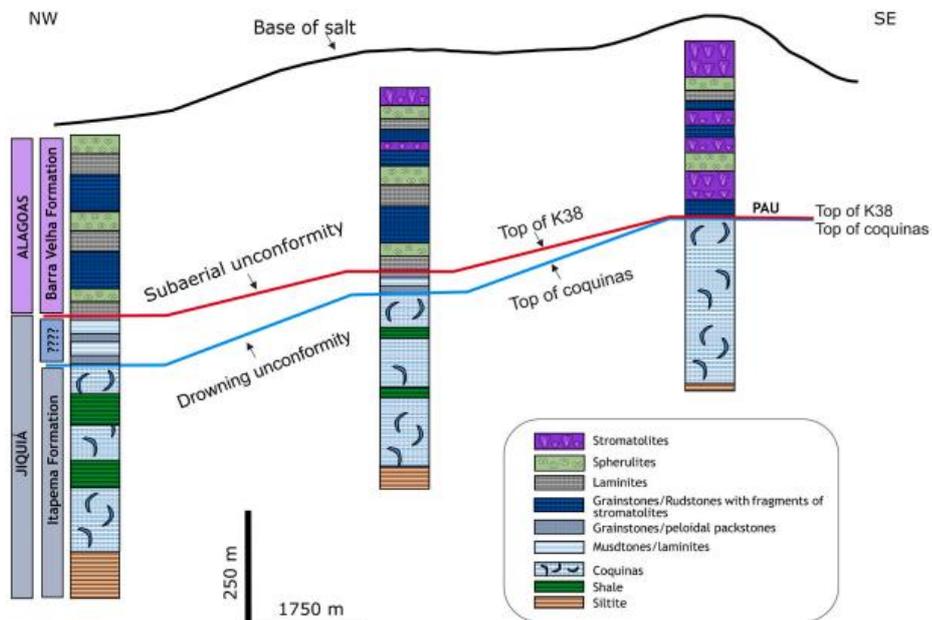


Figura 13: Distribuição de fácies dos depósitos do pré-sal ao longo de uma plataforma carbonática idealizada. A “discordância por afogamento” marca o topo da fácies do reservatório; a discordância

subaérea caracteriza o final da sequência deposicional do intervalo Jiquia. Fonte: Oliveira *et al.* (2021).

Castro (2019) propôs um fluxo de trabalho para a caracterização quantitativa e qualitativa dos reservatórios carbonáticos do Campo de Búzios. As análises petrofísicas realizadas demonstraram que a Fm. Itapema apresenta reservatórios de ótima qualidade e exibe as melhores propriedades permo-porosas comparativamente à Fm. Barra Velha neste campo (Tabela 1). A permeabilidade média da Fm. Itapema é cerca de 1,66 vezes maior do que a observada na Fm. Barra Velha, enquanto, as médias de porosidade são bem parecidas. Entretanto, a média ponderada dos valores de saturação de água (S_w) é mais elevada na Fm. Itapema, pois na maioria dos poços parte da Fm. Itapema está abaixo do contato óleo-água.

Tabela 1: Média ponderada dos principais parâmetros de reservatório das formações Barra Velha e Itapema no Campo de Búzios, Bacia de Santos. Fonte: Castro (2019).

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 (v/v)	0,07	0,06
S_w (v/v)	0,30	0,42
KTIM (mD)	163,95	271,97
<i>net pay</i> (m)	202,74	79,55

2.4. Formação Barra Velha

A Fm. Barra Velha foi depositada durante o andar local Alagoas e é limitada em sua base pela discordância Pré-Alagoas e em seu topo por uma camada de sal (Fm. Ariri). A Formação Barra Velha representa o principal reservatório do pré-sal da Bacia de Santos (Szatmari & Milani, 2016). Nos últimos anos existem muitos estudos e discussões em torno da fase tectônica, ambiente deposicional, diagênese e origem biótica ou abiótica destes carbonatos.

Em relação a fase tectônica, Moreira *et al.* (2007) e Carminatti *et al.* (2009) afirmam que esta formação está inserida em um contexto de quiescência tectônica

da fase sag. Todavia, outros autores defendem que parte da Formação Barra Velha ainda estaria inserida na fase rifte (Wright & Barnett, 2015; Buckley *et al.* 2015; Neves *et al.*, 2019), dividindo a formação em Barra Velha inferior e Barra Velha superior. O limite entre essas sequências é dado por uma discordância de caráter regional, a discordância Intra-Alagoas, que é caracterizada por um refletor sísmico positivo (Moreira *et al.*, (2007).

Em um primeiro momento, alguns autores sugeriram um ambiente deposicional transicional com influências marinhas para a deposição dos carbonatos da Fm. Barra Velha (Moreira *et al.*, 2007; Carminatti *et al.*, 2008). No entanto, trabalhos mais recentes descartam a origem marinha para o ambiente lacustre desta formação (Wright & Barnett (2015); Pietzsch *et al.* (2018); Farias *et al.* (2019) e Gomes *et al.* (2020)).

Wright & Barnett (2015) mostram evidências sedimentológicas e mineralógicas - como a ausência de fósseis marinhos, a presença de ostracodes não-marinhos com ampla tolerância à salinidade e a ausência de minerais de sulfato como a gipsita e a anidrita -, que não apoiam uma origem marinha, pelo contrário, as evidências sustentam uma origem lacustre para o ambiente deposicional dessa formação. Pietzsch *et al.* (2018) também não encontraram indicadores marinhos em suas análises, apenas ostracodes que constituem o grupo não-marinho.

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 14). Os autores propõem um modelo formado por lagos rasos, amplos e progressivamente mais evaporíticos e alcalinos envolvendo infiltração de água subterrânea. Dessa forma, o lago seria basicamente controlado pelas áreas de captação e entradas do sistema de recarga de subsuperfície contribuindo significativamente para a composição química e isotópica das rochas carbonáticas, até que o oceano influenciasse a sedimentação continental.

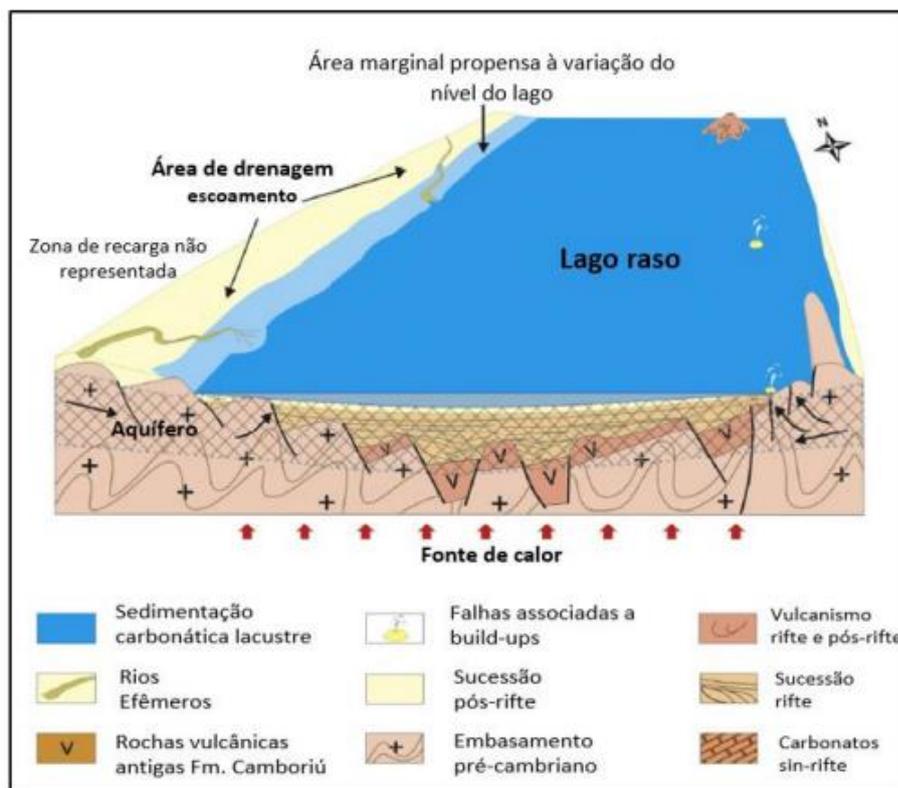


Figura 14: Modelo conceitual simplificado ilustrando a geologia geral e a hidrologia do ambiente no momento de deposição da Fm. Barra Velha. Um lago endorreico, mais raso é considerado. Longas setas negras indicam infiltração de lençóis freáticos na bacia lacustre. Setas vermelhas grossas abaixo representam 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).

Farias *et al.* (2019) através de dados petrográficos e geoquímicos propuseram um possível modelo geoquímico para a formação de carbonatos evaporíticos no paleolago Barra Velha. Os autores propõem um modelo de lago extenso, hidrologicamente fechado, com influência das águas superficiais oriundas do intemperismo dos basaltos, em conjunto com as salmouras hidrotermais oriundas da reação entre a água do mar e a barreira vulcânica Walvis – Rio Grande, saturando o paleolago em CaCO_3 (Figura 15). Tal processo permitiu a formação de um imenso sistema de águas híbridas capaz de precipitar sedimentos carbonáticos evaporíticos acamados devido à flutuação do nível de salmoura influenciada por oscilações climáticas periódicas, típicas de bacias fechadas.

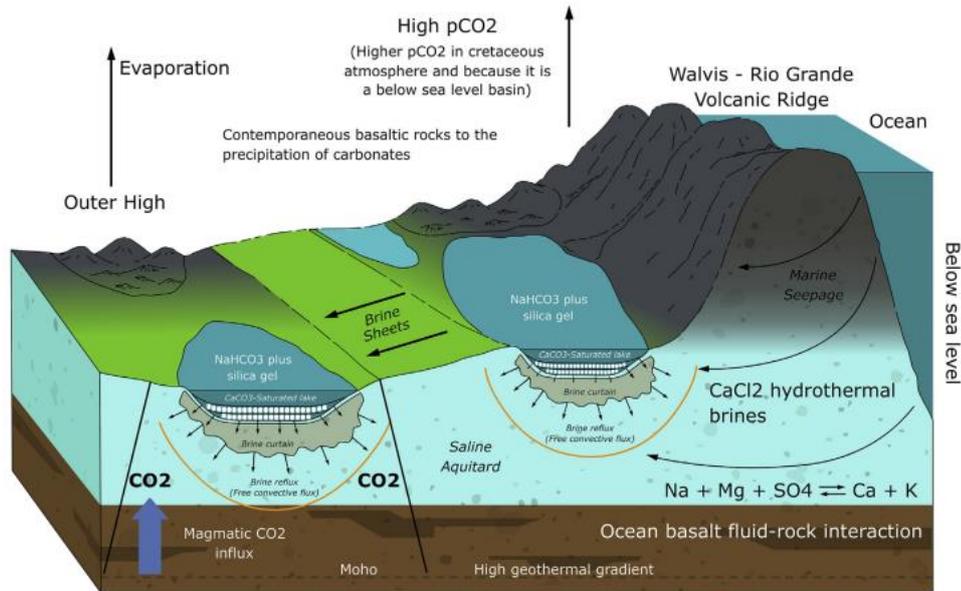


Figura 15: Modelo deposicional para a precipitação de carbonatos acamados na Formação Barra Velha enfatizando importante contribuição de salmouras hidrotermais de CaCl_2 em uma bacia submarina através da crista vulcânica Walvis – Rio Grande misturando-se com águas alcalinas de drenagem rifte, possibilitando a saturação não usual da bacia evaporítica em CaCO_3 em condições hipersalinas.

Segundo Wright e Barnett (2015) as principais fácies encontradas na Fm. Barra Velha são dominadas por três componentes formados in-situ: *shrubs*, esferulitos e lâminas fibrosas. Os *shrubs* são compostos de calcita fibrosa radial e ocorrem como uma estrutura única ou ramificada. Os esferulitos são compostos por esferas calcíticas fibro-irradiadas. E as lâminas fibrosas correspondem a lâminas de calcita fibrosa coalescida, consistindo em cristais alongados irradiados que produzem lâminas isópacas planas ou levemente onduladas. Segundo Wright & Barnett (2015), os esferulitos representam grande parte da sucessão da Fm. Barra Velha.

Wright & Barnett (2015), através de testemunhos e lâminas petrográficas, identificaram ciclotemas que variam de 0.75 a 5 m de espessura e interpretaram o ambiente deposicional referente a formação dessas fácies. (Figura 16). Segundo os autores a fácies 3 se acumulou em ambiente protegido abaixo da base de ondas em fase de afogamento, na qual eventos pluviométricos de curta duração ocorriam. Conforme aumentava a taxa de evaporação, conseqüentemente havia um aumento de pH no lago. Com a disponibilidade de magnésio e pH altos, eram formados os géis de silicato de magnésio e os esferulitos eram precipitados dentro destes géis

que freava o crescimento deles. Na medida que a produção dos géis de silicatos de magnésio diminuía ou cessava, os esferulitos conseguiam crescer, formando assim a fácies 1, denominadas de *shrubs*. A silicificação é uma característica comum a estas fácies.

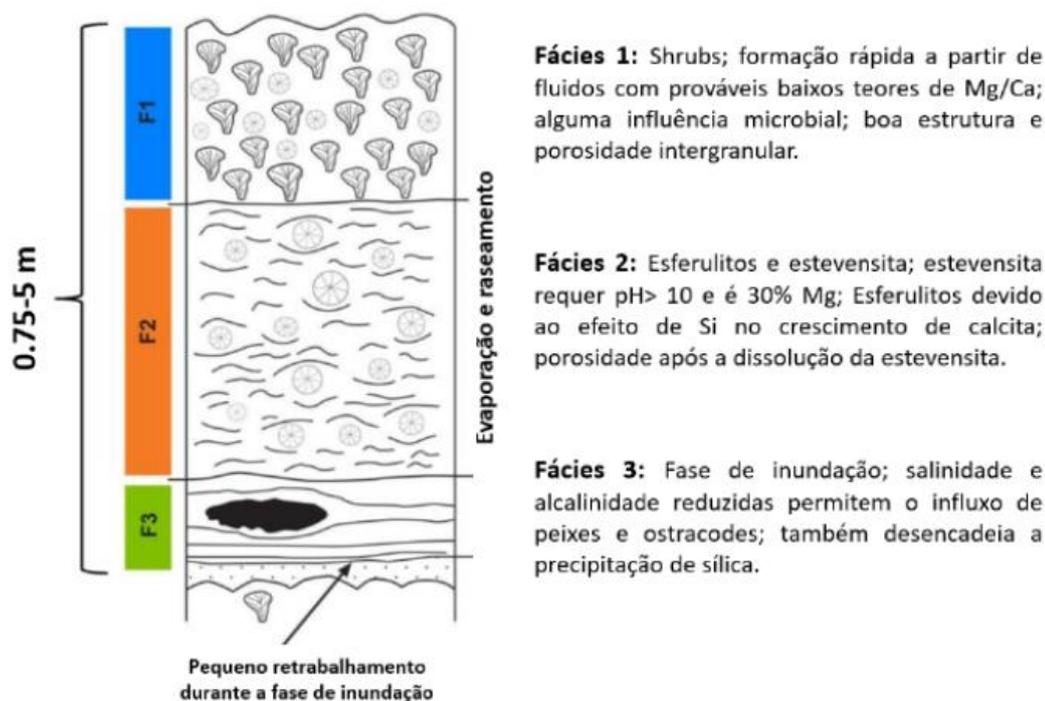


Figura 16: Ciclotema esquemático para a Fm. Barra Velha proposto por Wright & Barnett (2015).

2.5. Cessão Onerosa e o Campo de Atapu

A cessão onerosa é um regime de contratação direta de áreas específicas de petróleo da União pela Petrobras. De acordo com a Lei 12.276/2010, a Petrobras teria o direito de extrair até cinco bilhões de barris de petróleo equivalente de áreas não concedidas localizadas no polígono do pré-sal (Figura 17). Entretanto, após a constatação da existência de volumes totais de petróleo recuperáveis excedentes aos cinco bilhões de barris de petróleo equivalente, notavelmente, nos campos de Búzios, Atapu, Itapu e Sépia, a ANP licitou esses volumes excedentes em leilões através das 1ª e 2ª Rodadas dos Excedentes da Cessão Onerosa (Tabela 2).

A 1ª Rodada dos Excedentes da Cessão Onerosa ocorreu em 06 de novembro de 2019 e foram ofertados quatro blocos. Os campos de Búzios e de Itapu foram arrematados por um montante de R\$ 69,9 bilhões em bônus de assinatura. A Petrobras adquiriu os excedentes da cessão onerosa da área de Itapu e compartilha

em consórcio com as chinesas CNODC Brasil (5%) e CNOOC Petroleum Brasil (10%) os excedentes da área do Campo de Búzios.

Durante a 2ª Rodada de excedentes da cessão onerosa, em 17 de dezembro de 2021, foram ofertadas as áreas dos campos de Sépia e de Atapu. Os excedentes da área do Campo de Sépia foi vencido pelo consórcio formado entre Petrobras (30%), TotalEnergies (28%), Petronas (21%) e Quatar Petroleum (21%). No Campo de Atapu, o consórcio formado por Petrobras (52,5%), Shell (25%) e TotalEnergies (22,5%) foi o vencedor do leilão. Segundo o IBP (Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás), estes leilões representaram a última oportunidade de acesso a grandes volumes já descobertos do pré-sal.

Tabela 2: Consórcios vencedores das áreas ofertadas nas 1ª e 2ª Rodadas dos Excedentes da Cessão Onerosa.

Consórcios	Campo	Bônus de assinatura	Excedente para União
Petrobras (85%) CNODC Brasil (5%) CNOOC Petroleum Brasil (10%)	BÚZIOS	R\$ 68,2 Bilhões	23,24%
Petrobras (100%)	ITAPU	R\$ 1,8 Bilhões	18,15%
Petrobras (30%) TotalEnergies (28%) Petronas (21%) Quatar Petroleum (21%)	SÉPIA	R\$ 7,1 Bilhões	37,43%
Petrobras (52.5%) Shell (25%) TotalEnergies (22.5%)	ATAPU	R\$ 4 Bilhões	31,68%

O Campo de Atapu

O Campo de Atapu está localizado na porção central da Bacia de Santos, a cerca de 200km da costa, em lâmina d'água que variam entre 2.000m - 2.300m (Figura 17). Este campo compõe uma área conhecida como Entorno de Iara (Norte de Berbigão, Norte de Sururu, Sul de Sururu e Atapu), situada a sul do Campo de Búzios, a sudeste do Campo de Itapu e a norte do Campo de Sépia. Através de estudos geofísicos e geológicos foi comprovado que o potencial produtivo nessa área é muito maior do que o previsto anteriormente. No Campo de Atapu, foco deste estudo, a estimativa é de um excedente entre 2,5 e 4,0 bilhões de barris de óleo equivalente.

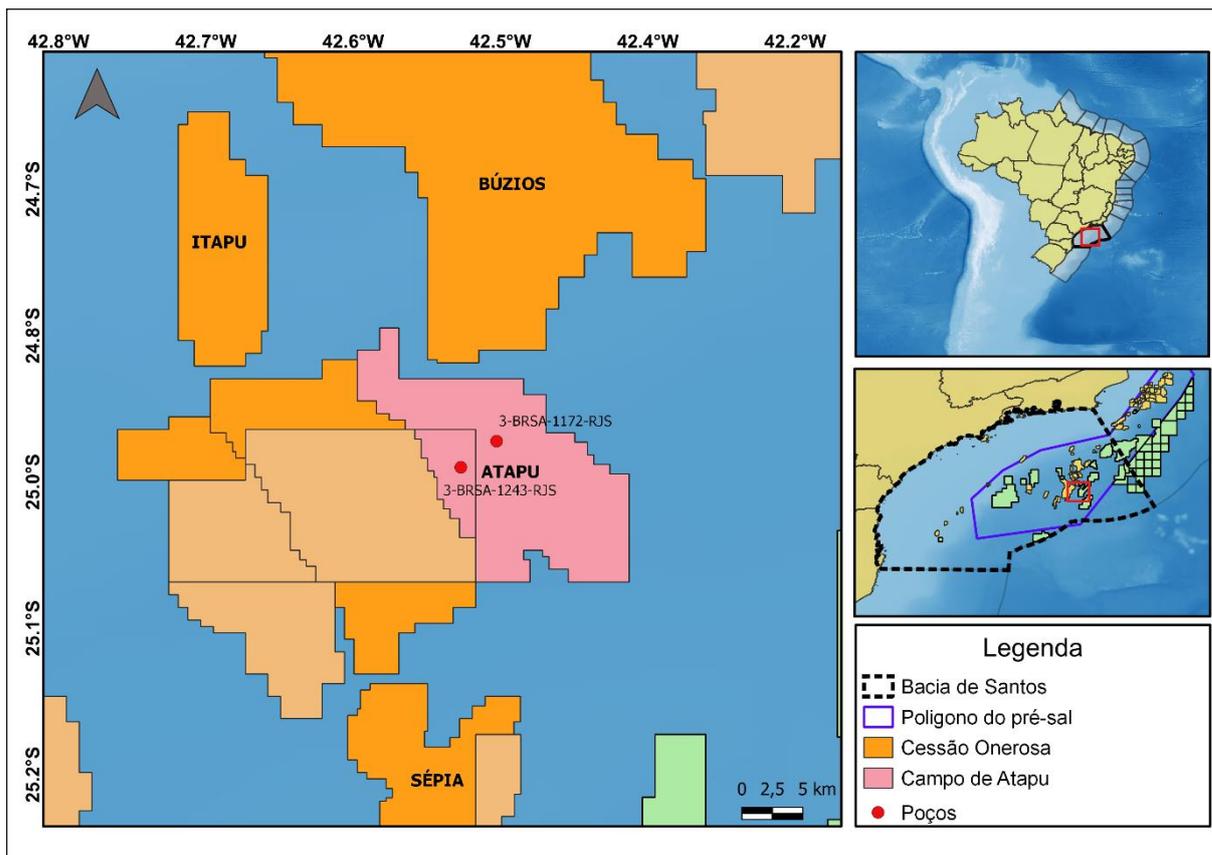


Figura 17: Localização do Campo de Atapu com destaque para as principais áreas da cessão onerosa. Fonte: o autor.

O Campo de Atapu está entre os 10 maiores produtores do Brasil, tendo produzido no mês de dezembro de 2021 cerca de 161 Mboe/d (mil barris de óleo equivalente por dia). Essa produção coloca-o como o 4º maior campo produtor do Pré-sal e o 6º maior do Brasil. A descoberta deste campo foi dada a partir da perfuração do poço 1-BRSA-1146-RJS e teve sua comercialidade declarada em dezembro de 2014, junto a outras áreas pertencentes ao bloco Entorno de Iara, na cessão onerosa, no pré-sal da Bacia de Santos. Este campo conta com a quantidade de 11 poços perfurados disponíveis (Tabela 3) e o presente trabalho foi desenvolvido sobre dois poços de extensão: 3-BRSA-1172-RJS e 3-BRSA-1243-RJS.

Tabela 3: Poços perfurados e disponíveis no Campo de Atapu.

POÇOS DISPONÍVEIS	CLASSIFICAÇÃO DE POÇOS
EXPLORATÓRIO	
1-BRSA-1146-RJS	PIONEIRO
3-BRSA-1243-RJS	EXTENSORES
3-BRSA-1172-RJS	
3-BRSA-1172i-RJS	
PRODUÇÃO	
7-ATP-6-RJS	PRODUTOR
8-ATP-4D-RJS	INJETORES
8-ATP-7D-RJS	
8-ATP-5-RJS	
9-ATP-1-RJS	ESPECIAIS
9-ATP-3-RJS	
9-BRSA-1284-RJS	

3. Metodologia

O presente trabalho teve como objetivo estimar, analisar e comparar as propriedades de reservatório do pré-sal nas formações Barra Velha e Itapema no Campo de Atapu, Bacia de Santos. Para execução do trabalho foram utilizados dados de dois poços (Tabela 3). Os dados de poços utilizados consistem em um conjunto de perfis geofísicos de poços, perfis compostos, relatórios de exploração e dados de rocha como as amostras laterais, análises de difratometria de raios X (DRX) e dados petrofísicos laboratoriais (Tabela 4 e Tabela 5). A integração desses dados permite obtermos parâmetros mais confiáveis, tornando a caracterização do reservatório mais robusta.

Tabela 4: Perfis geofísicos de poços utilizados e disponibilidade destes para cada poço analisado. Os campos marcados com “x” representam a disponibilidade da curva para o poço assinalado.

POÇOS	PERFIS GEOFÍSICOS DE POÇOS								
	Cáliper	Raios Gama	Fotoelétrico	Densidade	Neutrão	Resistividade	Tempo de trânsito compressional	Tempo de trânsito cisalhante	Ressonância Magnética
3-BRSA-1172-RJS	x	x	x	x	x	x	x	x	x
3-BRSA-1243-RJS	x	x	x	x	x	x	x		x

dado disponível ausência de dado

Tabela 5: 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	DRX	Teste de Formação
3-BRSA-1172-RJS	x	x	x		x		x	x
3-BRSA-1243-RJS	x	x	x	x	x	x	x	x

dado disponível ausência de dado

Com o intuito de atingir os objetivos propostos este capítulo foi dividido em três fases complementares: (I) Avaliação de formações; (II) Integração rocha-perfil e (III) *Crossplots* de física de rochas.

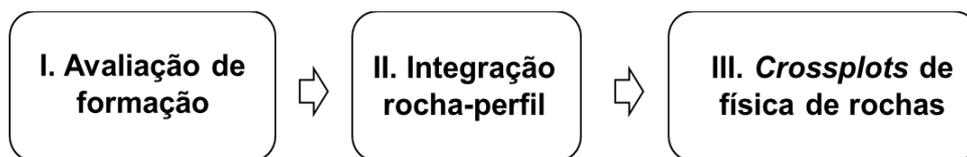


Figura 18: Fluxograma utilizado para alcance dos objetivos.

(I) Avaliação de Formações

A avaliação de formação é realizada no intuito de analisar a possibilidade e a quantidade de armazenamento de fluidos de interesse econômico em um

reservatório. Segundo Ellis & Singer (2007), os objetivos correspondem à localização das zonas portadoras de hidrocarbonetos e a avaliação da quantidade destes no reservatório. Dessa forma, um importante parâmetro que se deseja obter é o *net pay* que representa um intervalo da formação em análise que possui as condições necessárias para produzir hidrocarbonetos em volumes economicamente significativos. Normalmente, os softwares para a avaliação quantitativa seguem um fluxo que se inicia com o carregamento e controle de qualidade das curvas, estimativas dos volumes de argila, porosidade efetiva, saturação de água e, posteriormente, o *net pay*.

Visando a avaliação das formações Barra Velha e Itapema esta etapa foi dividida em 6 passos: 1) Carregamento e controle de qualidade dos dados; 2) Estimativa do volume de argiloidade; 3) Determinação da porosidade; 4) Identificação dos fluidos; 5) Estimativas da saturação de água; 6) *Net pay*. O fluxograma adotado na metodologia é apresentado na Figura 19.

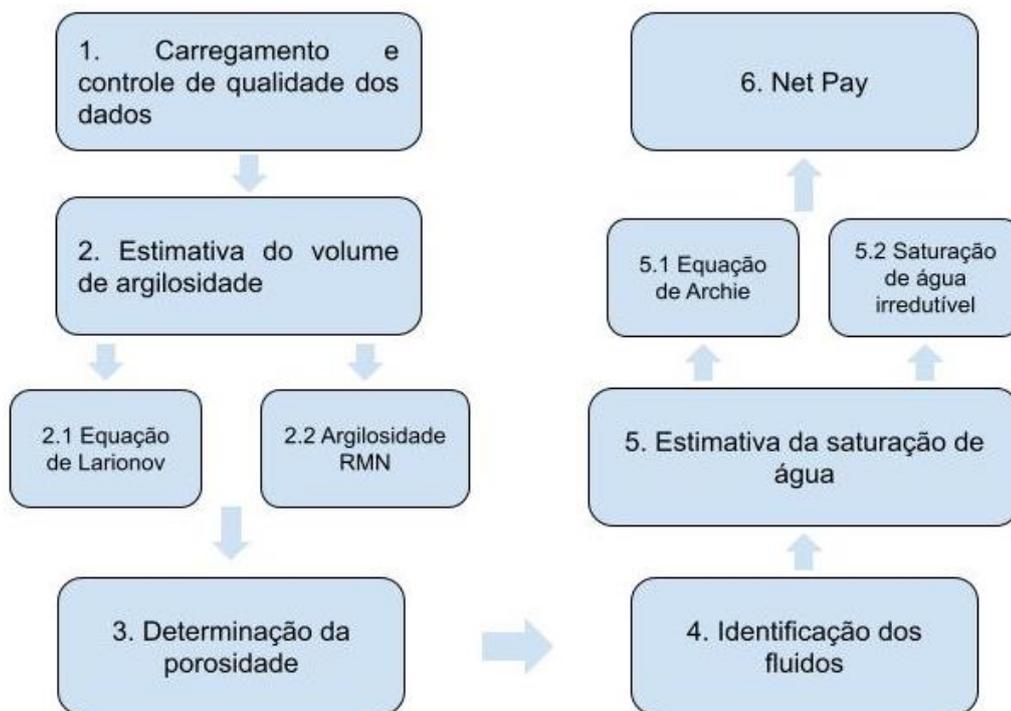


Figura 19: Fluxograma utilizado para o desenvolvimento da avaliação quantitativa das formações Barra Velha e Itapema.

3.1) Carregamento e Controle de Qualidade dos Dados

O carregamento e controle de qualidade dos dados foi realizado no software Interactive Petrophysics (IP) da empresa Lloyd's Register, a partir de diferentes arquivos no formato DLIS. Para o desenvolvimento do trabalho foram carregadas as curvas de cáliper (HCAL/CAL), profundidade vertical verdadeira (TVD), raios gama (ECGR_EDTC/GR), resistividades rasa (AT10/M2R1), média (AT30/M2R3) e profunda (AT90/M2RX), tempos de trânsito compressional (DTCO) e cisalhante (DTSM), densidade (RHOZ/ZDEN), neutrão (APLC/CNCF), fotoelétrico (PE/PEFZ) e as curvas de porosidades do ressonância magnética nuclear (TCMR/PHIT, CMRP_3MS/PHIE e CMFF/FF). Os perfis foram adquiridos pelas empresas Schlumberger e Baker Hughes e as descrições nos parênteses acima são alguns dos mnemônicos adotados pelas empresas.

Após o carregamento das curvas selecionadas foi realizada uma análise qualitativa para observar o comportamento dos perfis. As profundidades das curvas foram verificadas, pois perfis de poços provenientes de corridas diferentes podem não estar perfeitamente alinhados em todas as profundidades. Logo, observou-se que não havia necessidade de realizar emenda de curvas, pois os perfis abrangiam todo o intervalo das formações Barra Velha e Itapema e não apresentaram *gaps* ou incoerência nos dados.

Para que as informações extraídas com base na interpretação dos perfis de poços possam ser confiáveis é necessária uma análise preliminar do perfil cáliper. O perfil cáliper fornece informações sobre o diâmetro do poço. Um aumento na leitura deste perfil é indicativo de um desmoronamento ou arrombamento, enquanto uma diminuição pode representar um acúmulo de reboco na parede do poço ou uma substituição da broca utilizada na perfuração.

Nesse sentido, verificou-se que em algumas regiões da formação Barra Velha o perfil cáliper apresenta-se levemente alterado. Portanto, para toda interpretação que posteriormente foi realizada nos poços, foi utilizado este perfil como um discriminante condicional (bad hole) $HCAL/CAL \leq 13$ e ≥ 6 , desconsiderando para o cálculo das propriedades petrofísicas as informações fora desta condição.

Depois da realização do controle de qualidade das curvas, visando a avaliação de formação foram definidos os topos e bases das formações Barra Velha e Itapema com base no perfil de raios gama, perfil composto, relatórios de exploração e dados de rocha.

3.2) Estimativa do volume de argilosidade

A estimativa do volume de argilosidade em uma formação constitui uma das etapas mais importantes para a avaliação da formação. A quantidade de argila presente na formação influencia diretamente na possibilidade de acumulação de hidrocarbonetos em uma zona reservatório. Os métodos mais utilizados para determinação do volume de argila são baseados na utilização do perfil de raios gama.

O perfil de raios gama mede a radioatividade natural em uma formação. Nery (2013) afirma que as rochas são mais ou menos radioativas a depender da maior ou menor quantidade de seus elementos radioativos como o potássio (K^{40}), urânio (U^{235}) e tório (Th^{232}). Os elementos radioativos tendem a estar mais concentrados nos folhelhos, devido sua capacidade em reter íons metálicos, em contrapartida, os carbonatos resultam de matéria esquelética marinha. Portanto, o perfil de raios gama é efetivo na distinção do que é folhelho e carbonato, pois aqueles possuem altos valores de radioatividade, enquanto para os carbonatos é esperado o menor valor possível. Ainda segundo Nery (2013), a amplitude normal para os folhelhos é da ordem de 75 a 150° API.

Existem alguns fatores que podem influenciar nas leituras do perfil GR como os diferentes tipos de argilas presente nos folhelhos, a matéria orgânica associada aos carbonatos (Castro, 2019) e a distribuição dos folhelhos dentro das rochas. Segundo Nery (2013), o folhelho disperso formado diageneticamente a partir da precipitação da água intersticial preenche os poros reduzindo e bloqueando a porosidade como também a permeabilidade.

Diversos métodos propõem a estimativa do volume de argilosidade, que é um parâmetro essencial para o prosseguimento da avaliação de formação. Os diferentes tipos de equações possuem suas particularidades e devem ser aplicados conforme

as singularidades das rochas na área em análise. Nesse estudo, primeiro a curva de raios gama (GR) foi utilizada para determinar o Índice de Argilosidade (IGR):

$$IGR = \frac{GR - GR_{\min}}{GR_{\max} - GR_{\min}}. \quad (1)$$

Em seguida, foi realizada a estimativa do volume de argilosidade a partir da equação de Larionov (Larionov, 1969). Como as rochas em análises são do Cretáceo, foi utilizada a seguinte equação:

$$V_{\text{clay}_{\text{Larionov}}} = 0,33(2^{2 \times \text{IGR}} - 1). \quad (2)$$

Segundo Ehigie (2010), a argilosidade também pode ser calculada utilizando o volume de água associado à argila (CBW) e a porosidade total obtida a partir do perfil de ressonância (PHIT) (Figura 20). Dessa forma, a argilosidade também foi estimada a partir do perfil de RMN ($V_{\text{cl}_{\text{RMN}}}$) através da equação:

$$V_{\text{cl}_{\text{RMN}}} = \frac{\text{CBW}}{\text{PHIT}}. \quad (3)$$

A equação 3 pode ser reescrita em termos da porosidade total (PHIT) e porosidade efetiva (PHIE) como:

$$V_{\text{cl}_{\text{RMN}}} = \frac{\text{PHIT} - \text{PHIE}}{\text{PHIT}}. \quad (4)$$

Essa equação foi aplicada para estimar o volume de argilosidade a partir dos perfis de RMN ($V_{\text{cl}_{\text{RMN}}}$), tendo em vista a comparação com a estimativa que utiliza o perfil de raios gama ($V_{\text{clay}_{\text{Larionov}}}$).

3.3) Determinação da porosidade

A porosidade é definida como a relação entre o volume de espaços vazios (V_v) de uma rocha e o volume total (V_t) da mesma, em percentual. Segundo Nery (2013), a classificação mais utilizada para esta propriedade diz respeito a cronologia deposicional, dividindo-se em porosidade primária ou deposicional – adquirida pela rocha durante a sua deposição ou bioconstrução – e a porosidade secundária ou pós-deposicional – resultante de processos diagnéticos subsequentes à conversão dos sedimentos em rochas. Outra classificação importante é em termos de porosidade absoluta – relacionada ao volume total de vazios – e porosidade efetiva

– que leva em consideração apenas os poros interconectados. Esta última é destacada por Nery (2013) como a mais importante em termos comerciais.

A aplicação de técnicas de ressonância magnética nuclear (RMN) na avaliação de formações fornece informações relevantes sobre o espaço poroso, a distribuição e o comportamento dos fluidos nos poros (Schon, 2015). O perfil de RMN mede o momento magnético induzido de núcleos de hidrogênio contidos nos espaços porosos preenchidos com fluidos. A determinação da porosidade consiste em uma calibração das amplitudes dos trens de *spin-eco* que, estão relacionadas ao número de núcleos de hidrogênio associados aos fluidos nos poros da rocha. A Figura 20 ilustra 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 as classificações das porosidades.

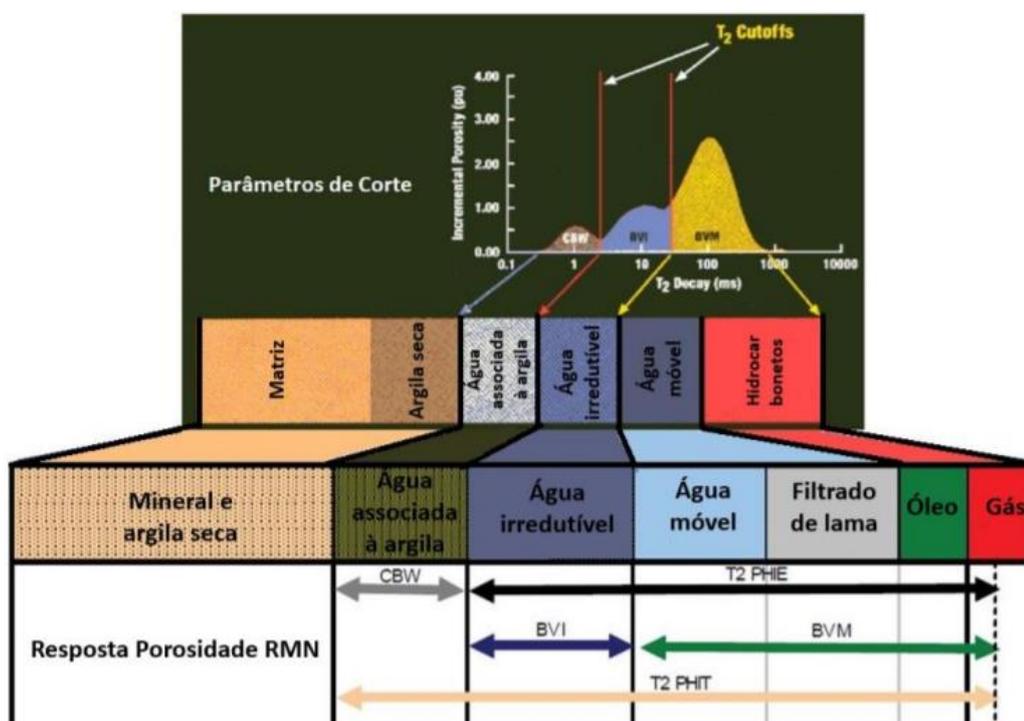


Figura 20: Parâmetros de corte para a distribuição de T2, relação com os tipos de fluidos identificados pela ferramenta de RMN e resposta da porosidade. Fonte: Castro (2019).

Os dados de porosidades mais apropriados serão aqueles adquiridos em laboratório através de medidas diretas nas amostras de rochas. Porém, os perfis de RMN vêm sendo amplamente empregados na avaliação dos reservatórios carbonáticos do pré-sal quando suas medidas são correlacionáveis com as porosidades de laboratório (Ezekwe, 2011; Tariq *et al.*, 2020; Castro & Lupinacci,

2022). Os perfis RMN são recomendáveis, pois são sensíveis apenas aos fluidos nos poros das rochas. Entretanto, estes perfis nem sempre estão disponíveis para todo intervalo do poço. Nesses casos, outros perfis podem ser empregados para obtenção da porosidade como os perfis de neutrão, sônico, densidade ou através da combinação destes.

Foi verificado que os dados de porosidades dos perfis de RMN contemplam todo o intervalo dos poços avaliados e apresentam uma boa correlação com a porosidade medida em amostras de rocha no laboratório. Portanto, resolveu-se utilizar apenas as curvas de porosidades provenientes do perfil RMN (PhiT, PhiE e Free Fluid) e as porosidades de laboratório (Phi_Lab) para prosseguimento do fluxo proposto.

3.4) Identificação dos fluidos

A identificação dos fluidos e a determinação do respectivo contato óleo-água (O/A) foi realizada com base nos relatórios de exploração, perfil de resistividade profunda e gráfico do gradiente de pressão.

A partir dos relatórios de exploração foi possível identificar previamente quais tipos de fluidos coexistiam nos intervalos em análise. Foram identificados apenas dois tipos diferentes de fluidos: óleo e água, e os gases estariam em solução. Os dados contidos nos relatórios de exploração também foram de grande valia, pois com base na última menção à óleo e na primeira menção à água foi possível ter uma noção do intervalo onde se encontrava o contato óleo-água. Visando a corroboração destes dados foi realizada a interpretação do perfil de resistividade profunda e construído o gráfico do gradiente de pressão.

O perfil de resistividade profunda é bastante utilizado para reconhecimento e estimativa de fluidos em um reservatório, visto que, uma zona portadora de hidrocarboneto normalmente apresenta elevados valores de resistividades, enquanto uma zona saturada por água possui valores menores. Este perfil é eficaz para este tipo de análise, pois não sofre perturbação ou contaminação do filtrado da lama e fornece informações apenas da zona virgem, preservando assim os fluidos *in-situ* em sua proporção volumétrica (Nery, 2013). A partir dos valores distintos de resistividades apresentados pelos diferentes fluidos, este perfil permite a

identificação do óleo móvel e da água livre interporosa, que foram deslocados por conta do diferencial de pressão existente nos poços preenchidos por lama. Portanto, quando o perfil de resistividade profunda apresentou uma queda brusca de resistividade em torno do contato O/A descrito nos relatórios de exploração, foi constatado de fato como o contato óleo-água.

A técnica do gradiente de pressão é bastante efetiva para determinar os tipos de fluidos e, também possibilita a determinação dos contatos entre os fluidos quando existentes (Figura 21). Para isso, utiliza-se os dados de pressões estáticas convertidos em psi e suas respectivas profundidades em metros, ambas informações contidas ao final do perfil composto. Para converter os valores da pressão estática fornecidos em kgf/cm^2 para psi, multiplicou-se o valor pela constante 14,22.

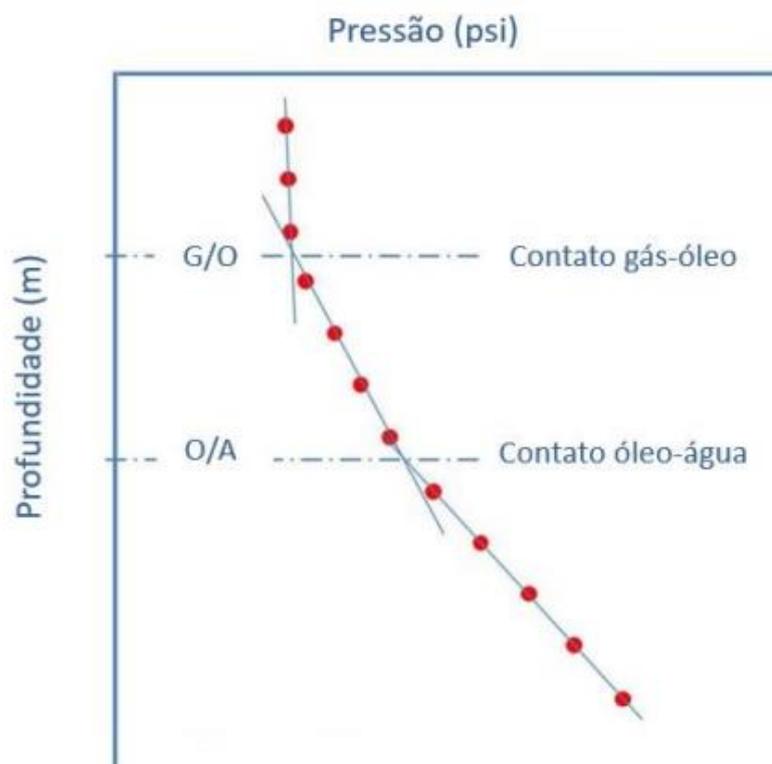


Figura 21: Exemplo de gráfico do gradiente de pressão para identificação de tipos de fluidos e contato entre eles em uma formação. Fonte: Castro (2019).

A construção do gráfico do gradiente de pressão foi realizada no Excel a partir do gráfico de dispersão com os dados referentes as pressões estáticas e profundidades. Por conta da ausência de *outliers*, foi verificado que não havia a necessidade de retirada de pontos dos dados. Por fim, observou-se tendências distintas nos dados referentes aos tipos de fluidos nos poços analisados.

3.5) Estimativa da saturação de água

A estimativa da saturação de água constitui o último passo antes da definição dos *cutoffs* das propriedades petrofísicas utilizadas para o cálculo do *net pay*. A saturação de água corresponde a fração de água presente no espaço poroso de uma rocha. A partir do conhecimento a respeito da saturação de água (S_w) presente no espaço poroso é possível determinar a saturação de hidrocarbonetos (S_o):

$$S_o = (1 - S_w). \quad (5)$$

Existem diversas metodologias que visam a determinação da saturação de água. Para a realização deste trabalho foram utilizadas duas metodologias distintas e seus resultados foram comparados a fim de verificarmos os efeitos no cálculo do *net pay*.

Primeiramente, a equação de Archie (Archie, 1942) foi aplicada para a estimativa da saturação de água. Segundo Nery (2013), a Lei de Archie facilita a compreensão dos procedimentos de uma avaliação de poço quando realizada por meio dos perfis geofísicos. Esta equação foi desenvolvida para aplicação em rochas limpas, sem a presença de argilosidade ou minerais condutivos. E, pode ser descrita como:

$$S_w = \left(\frac{a \cdot R_w}{\Phi^m \cdot R_t} \right)^{\frac{1}{n}}. \quad (6)$$

no qual a , m e n são os coeficientes de tortuosidade, cimentação e saturação, respectivamente, R_w é a resistividade da água de formação e R_t é o valor lido no perfil de resistividade profunda.

Para utilizar a equação de Archie é necessário conhecer os parâmetros – a , m , n , e R_w – e os dados – R_t e Φ . Entretanto, esses parâmetros não estavam disponíveis nos poços analisados. Portanto, a resistividade da água da formação (R_w) foi estimada através do método R_{wA} Mínimo (Nery, 2013). Para o desenvolvimento deste método foi utilizado a resistividade de uma zona saturada com água (R_o), a porosidade efetiva (PHIE), coeficiente de cimentação ($m = 2$) e o

coeficiente de tortuosidade ($a = 1$). O cálculo da resistividade da água da formação (R_w) pode ser descrito como:

$$R_{wA}MiN = \frac{R_0 \cdot \Phi e^m}{a}. \quad (7)$$

Os valores do coeficiente de cimentação (m) e expoente de saturação (n) também encontravam-se indisponíveis. Portanto, decidiu-se aplicar a técnica de determinação de m variável (Schön, 2011) e utilizar $n = 2$, tendo em vista a dificuldade na estimativa deste parâmetro. O valor de a normalmente é definido como 1 em ambientes carbonáticos (Kearey *et al.*, 2009).

A técnica de determinação de m variável busca descrever melhor o comportamento da cimentação nos poros do reservatório. Archie (1952) propôs um conjunto de equações para estabelecer uma relação quantitativa entre porosidade (Φ), resistividade da rocha (R_o) e saturação de hidrocarbonetos (S_o) em termos do fator de formação (F):

$$R_o = F \times R_w. \quad (8)$$

Após a introdução de alguns termos, o fator de formação teve sua equação modificada para alcançar um melhor resultado (Schön, 2011), conforme:

$$F = \frac{a}{\Phi^m}. \quad (9)$$

Introduzindo o log em ambos os lados da equação (9), temos:

$$m = \frac{-\log F}{\log \Phi} = \frac{-\log \left(\frac{ILD}{R_w} \right)}{\log \Phi}. \quad (10)$$

Neste trabalho, a equação (10) foi utilizada para estimar um coeficiente de cimentação (m) variável. Entretanto, em reservatórios carbonáticos do pré-sal são observadas elevadas resistividades em zonas com a presença de hidrocarbonetos que podem impactar diretamente distorcendo os valores estimados para m .

Portanto, a partir da equação (10) foram realizadas análises estatísticas nas curvas calculadas. Em ambos os poços as médias foram utilizadas para a F_m .

Itapema. E, a moda foi empregada para a Fm. Barra Velha no poço 3-BRSA-1243-RJS. Já no poço 3-BRSA-1172-RJS as medidas estatísticas apresentaram valores muito elevados na Fm. Barra Velha, logo, decidiu-se aplicar um valor próximo ao estimado naquele poço. Dessa forma, valores fixos de m foram empregados para a estimativa da saturação de água através da equação de Archie (Tabela 6).

Tabela 6: Parâmetros elétricos utilizados para estimativa da saturação de água na seção pré-sal nos poços 3-BRSA-1172-RJS e 3-BRSA-1243-RJS Campo de Atapu.

Parâmetros Elétricos					
POÇOS	FORMAÇÃO	a	n	m	Rw
3-BRSA1172-RJS	Barra Velha	1	2	2.78	0.05
	Itapema			2.26	
3-BRSA1243-RJS	Barra Velha	1	2	2.74	0.04
	Itapema			2.33	

A saturação de água irreduzível corresponde a saturação mínima de água que pode estar presa por capilaridade em microporos ou adsorvida nos grãos minerais de uma rocha reservatório e não é produzida com hidrocarbonetos. Em um reservatório acima do contato com a água, a saturação de água irreduzível pode ser aproximada à saturação real (Crain, 2019a). A estimativa da saturação de água a partir dos perfis RMN é uma abordagem que vem sendo empregada em reservatórios carbonáticos do pré-sal (Castro, 2019; Castro & Lupinacci, 2022). Portanto, a segunda metodologia utilizada consistiu na aplicação desses perfis para a estimativa da saturação de água irreduzível (Sw_{irRMN}):

$$Sw_{irRMN} = \frac{BVI}{PHIE} \quad (11)$$

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

$$BVI = (PHIE - FF), \quad (12)$$

no qual PHIE corresponde à porosidade efetiva via perfil de RMN e FF ao conteúdo de fluidos móveis livres. Então, a equação (12) pode ser reescrita como:

$$Sw_{irRMN} = \frac{(PHIE - FF)}{PHIE}.$$

Essa equação foi aplicada em todo intervalo analisado para estimar a saturação de água irreduzível a partir dos perfis de RMN (Sw_{irRMN}), tendo em vista a comparação com a estimativa que utiliza a equação de Archie (Sw_{Archie}). Contudo, é esperado que a Sw_{irRMN} subestime a saturação de água, principalmente, abaixo do contato O/A devido à metodologia estimar apenas a água irreduzível e não levar em consideração a água móvel.

3.6) *Net pay*

O *net pay* pode ser compreendido como um intervalo da formação em análise que possui as condições necessárias para produzir hidrocarbonetos em volumes economicamente significativos. As condições impostas para determinação do *net pay*, normalmente, são os *cutoffs* de propriedades petrofísicas. Esses *cutoffs* são os valores de cortes utilizados para delimitar as zonas que serão consideradas de interesse e as zonas improdutivas. Nesse estudo, optou-se por utilizar *cutoffs* fixos de volume de argila, porosidade efetiva e saturação de água. Os valores são apresentados na Tabela 7.

Tabela 7: Valores de cortes nas propriedades petrofísicas utilizados para o cálculo do *net pay*.

Cutoffs:
$Phie \geq 0,06$
$V_{clay_{Larionov}} \leq 0,2$
$Sw_{Archie} \leq 0,5$

Primeiramente, foram ativados os *cutoffs* para o volume de argilosidade e porosidade efetiva (*NET RESERVOIR*) e, por fim, também ativou-se o *cutoff* para a saturação de água (*NET PAY*) (Figura 22). Em ambos os poços, o *net pay* foi obtido através de duas metodologias distintas para a saturação de água. Sendo assim, duas situações de acumulações de hidrocarbonetos foram analisadas.

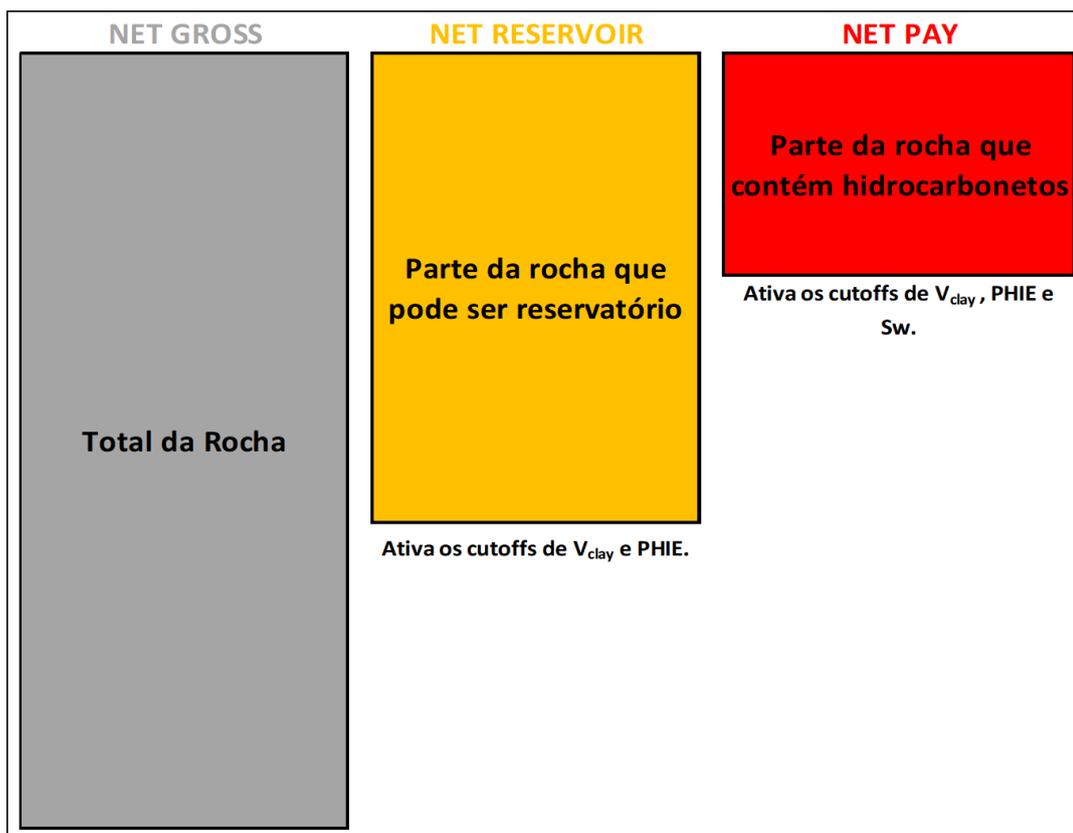


Figura 22: Representação de *cutoffs* adotados pelo software *Interactive Petrophysics* (IP) para o cálculo de parâmetros como “*Net Reservoir*” e “*Net Pay*”.

(II) Integração rocha-perfil

A integração de dados rocha-perfil é essencial para a avaliação petrofísica em reservatórios carbonáticos do pré-sal devido às heterogeneidades das propriedades permoporosas encontradas nessas rochas. Nesta fase buscou associar as fácies descritas nas amostras laterais e as análises de difratometria de raios X (DRX) com as propriedades de reservatório encontradas na seção anterior.

A DRX é uma técnica analítica que pode ser empregada para a caracterização mineralógica. Os dados DRX contribuem, principalmente, com informações acerca da composição mineralógica das rochas. Quando observado uma composição mineralógica relativa alta para um determinado mineral, esse ocorre de maneira abundante na amostra. O poço 3-BRSA-1172-RJS possui uma grande quantidade de amostras DRX. Estes dados foram utilizados de maneira qualitativa, de modo que auxiliassem na compreensão das heterogeneidades observadas nas formações.

As amostras laterais nos fornecem informações diretas e precisas sobre as rochas. As descrições dessas amostras contribuem com informações acerca das litologias, composições minerais principais e acessórias, cores, texturas e cimentos das rochas. Elas também podem ser utilizadas para auxiliar na compreensão das heterogeneidades observadas nos perfis geofísicos de poços. Em ambos os poços, estão disponíveis descrições de amostras laterais com pequenos padrões de amostragem, que resultaram em uma boa quantidade de dados. A Tabela 8 ilustra a quantidade de dados disponíveis para as análises DRX e as amostras laterais descritas em ambos os poços.

Tabela 8: Dados de rochas disponíveis nos poços analisados.

POÇOS	Descrições de amostras laterais	Análises DRX	Porosidade laboratório	Permeabilidade laboratório
3-BRSA-1172-RJS	122	108	17	17
3-BRSA-1243-RJS	169	1	126	126

A integração dos dados de rocha com a avaliação de formações realizada na fase I permitiram a interpretação de diferentes intervalos nas formações Barra Velha e Itapema. Os dados de DRX foram utilizados de maneira a auxiliar na compreensão das heterogeneidades que foram observadas nas respostas dos perfis de poços e serviram para guiar as análises durante a interpretação dos intervalos. As interpretações dos intervalos foram realizadas, principalmente, com base nos perfis de RMN, fotoelétrico e raios gama. Além disso, foi construído um perfil litológico com base nas fácies texturais descritas nas amostras laterais para associar as melhores fácies aos intervalos com as melhores propriedades petrofísicas. Dessa forma, pretende-se verificar e compreender as heterogeneidades observadas nas formações Barra Velha e Itapema no Campo de Atapu.

O perfil de fator fotoelétrico, também chamado como perfil fotoelétrico, mede o índice de absorção fotoelétrica da formação. Sua medida é adimensional ou expresso em barns/elétron. O efeito da porosidade sobre a resposta do fator fotoelétrico é mínimo e mudanças no tipo de matriz da rocha provocam alterações significativas (Rider, 2002; Rider & Kennedy, 2011). Dessa forma, o fator fotoelétrico é um bom indicador de litologias. Esse perfil apresenta algumas limitações como sensibilidade a presença de sílica e minerais pesados que podem estar presentes no

fluido de perfuração (Castro, 2019). A Figura 23 exibe os valores de fator fotoelétrico para diferentes litologias, mineiras e fluidos.

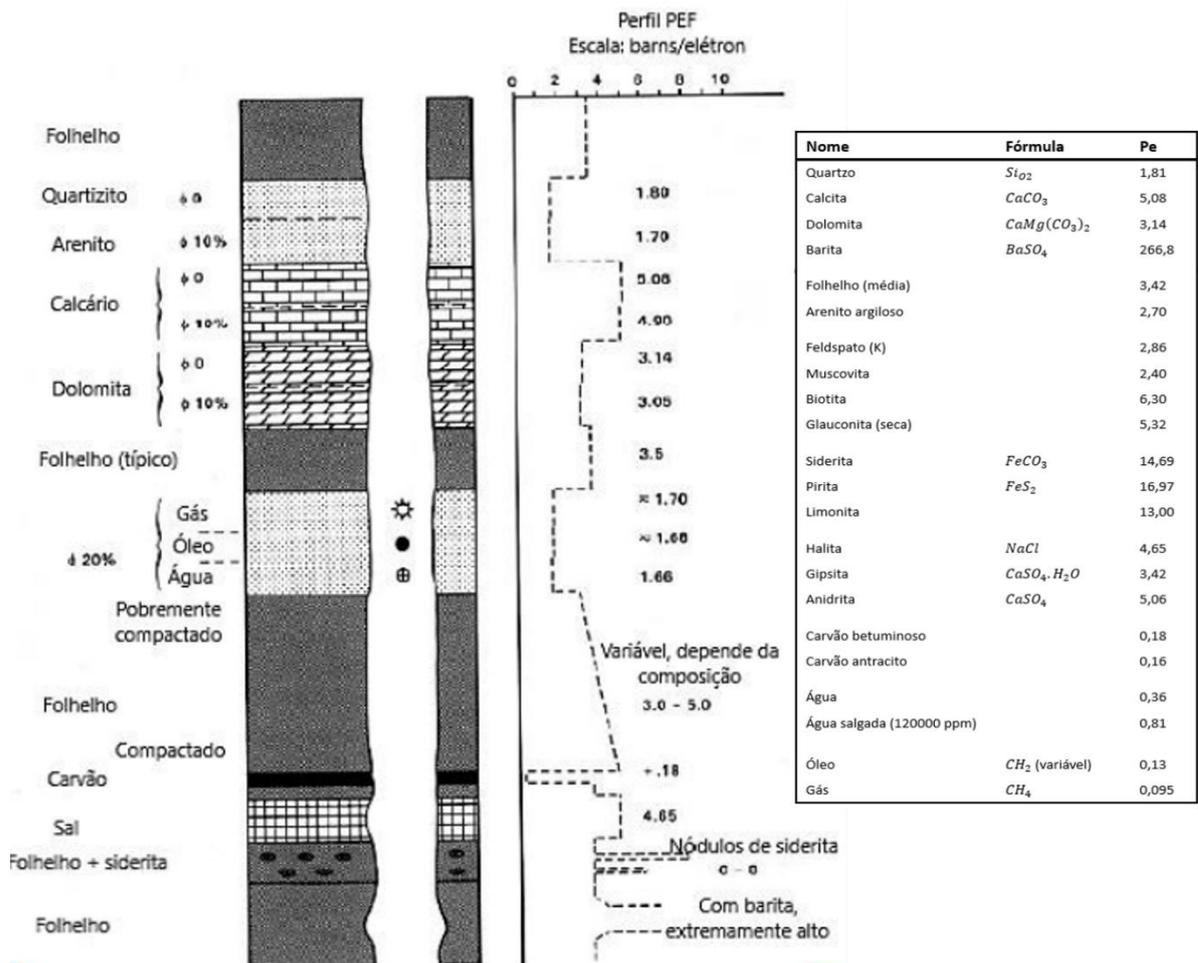


Figura 23: Valores de fator fotoelétrico esperados para diferentes litologias, mineiras e fluidos. Fonte: Modificado de Rider (2002) e Rider & Kennedy (2011).

(III) Crossplots de física de rochas

A física de rocha nos permite correlacionar as propriedades petrofísicas aos parâmetros elásticos das rochas. A distribuição dos dados neste tipo de gráfico, geralmente, facilita a visualização de diferentes *trends* causados pelas heterogeneidades. Através da compreensão da relação entre os parâmetros geológicos e as propriedades físicas das rochas, podemos reduzir as incertezas na avaliação da formação com relação a litologia, a porosidade e aos fluidos (Avseth *et al.*, 2005). Nesta etapa foram calculadas as curvas de velocidade da onda compressional (V_p) e impedância acústica (IP). Em seguida, IP foi correlacionada com a porosidade e as litologias.

Velocidade da onda compressional (V_p)

As ondas compressonais ou P apresentam uma velocidade de propagação maior e, portanto, são as primeiras a serem registradas pelos sismógrafos. Essas ondas também são classificadas como longitudinais, pois fazem as partículas vibrarem paralelamente à direção de energia da onda e compressonais porque agem comprimindo e dilatando o meio de propagação, alterando apenas o volume do meio em que se deslocam. As ondas P propagam-se tanto em meios sólidos quanto em meios fluidos. A curva de velocidade da onda P foi obtida a partir do perfil do tempo de trânsito sônico compressional (DTCO):

$$V_p = \left(\frac{1}{DTCO} \right) \times 304800. \quad (14)$$

O tempo de trânsito sônico compressional, também chamado de vagarosidade, normalmente, é apresentado em $\mu\text{s}/\text{ft}$. A velocidade da onda compressional é o recíproco da vagarosidade e para obtê-la na unidade m/s é necessário multiplicar pela constante igual a 304800.

Impedância acústica (IP)

A impedância acústica é uma propriedade de camada (Sancevero, *et al.*, 2006) e é definida como o produto da velocidade compressional (V_p) pela densidade (RHOB):

$$IP = V_p \times RHOB.$$

A unidade utilizada aqui para impedância acústica é $(\text{m/s}) \cdot (\text{g/cm}^3)$.

Durante a avaliação de formações foram observadas algumas heterogeneidades nas formações Barra Velha e Itapema para ambos os poços analisados. Os *crossplots* de física de rochas foram aplicados para adquirir informações em relação ao comportamento das propriedades petrofísicas com os parâmetros elásticos. Quando possível, foi analisada as heterogeneidades presentes nas formações, verificando a possibilidade de distinguir as litologias através de diferentes *trends* na distribuição dos dados.

4. Resultados

4.1. Avaliação das Formações

Os relatórios permitiram o reconhecimento dos limites estratigráficos entre as formações Itapema e Barra Velha que, posteriormente, foram confirmados por meio dos perfis de raios gama e impedância acústica. Em ambos os poços, foram interpretados uma região denominada “Jiquiá” que corresponde por folhelhos pertencentes à Fm. Itapema. A separação dessa zona de folhelhos foi realizada para que não influenciasse nos cálculos petrofísicos realizados para a Fm. Itapema. O relatório final de exploração com as descrições de amostras laterais permitiu ter uma noção prévia das principais litologias presentes nas formações. Os dois poços analisados apresentam descrições de amostras laterais, porém, as rochas foram descritas de maneiras distintas.

Na Fm. Itapema, as coquinas são a litologia predominante e representam cerca de 33% a 70% nos poços analisados. Outra litologia muito presente nessa formação são os folhelhos calcíferos com cerca de 30% a 67%. Em um dos poços também foram observados a descrição de intercalações de folhelhos, além de *wackstones* e siltitos, porém, estes de maneira pontual.

Na Fm. Barra Velha, os calcários são a única litologia presente nos poços analisados. Em um dos poços, os calcários são descritos como microbial o que associa esses carbonatos diretamente a uma origem biótica. A grande variabilidade observada nas descrições das amostras laterais está justamente em torno da textura destes calcários. Os laminitos representam cerca 24% a 52%, os esferulititos de 30% a 55% e os *shurbs* de 3% a 13% analisando ambos os poços. Portanto, os *shurbs*, esferulititos e laminitos são únicas fácies descritas nesta formação.

Em relação aos fluidos de interesse presentes, apenas o óleo foi mencionado nos relatórios de exploração e os gases presentes encontram-se em solução. Através destes relatórios também pode se ter uma noção prévia do possível intervalo de localização do contato óleo-água (O/A). Essa informação pôde ser corroborada com o auxílio do gráfico gradiente de pressão, que utiliza as informações sobre pressão estática e profundidade. O gráfico de gradiente de pressão foi construído com a profundidade em cota e interpretado com as informações de ambos os poços.

No poço 3-BRSA-1172-RJS, o perfil de resistividade profunda apresentou uma queda brusca entre 5.615/5.606 m, próximo ao contato O/A descrito no relatório de poço. Entretanto, essa queda está associada as altas concentrações de argilomineiras presentes nos “folhelhos Jiquiá”. O gráfico do gradiente de pressão indicou apenas uma mudança de tendência em -5.660 m (Figura 24). Portanto, nesta profundidade foi interpretado o contato O/A e observado que os poços se encontram hidraulicamente conectados. No poço 3-BRSA-1243-RJS, o contato foi dado ainda na Fm. Barra Velha. E, constatou-se que a Fm. Itapema se encontra na zona de transição ou abaixo do contato O/A não configurando interesse econômico.

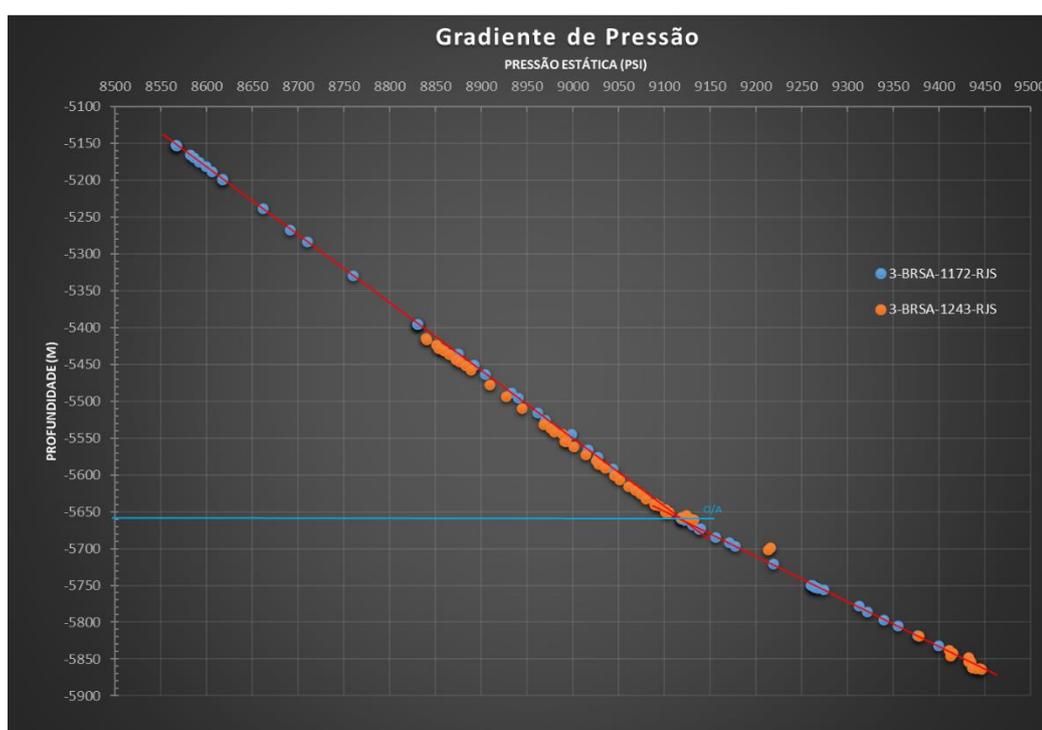


Figura 24: Gráfico do gradiente de pressão para os poços 3-BRSA-1172-RJS e 3-BRSA-1243-RJS, Campo de Atapu, Bacia de Santos.

Após a primeira análise dos relatórios foram realizadas a interpretação e os cálculos das propriedades petrofísicas utilizando os perfis geofísicos de poços. Os *layouts* foram padronizados e, portanto, as curvas utilizadas exibem as mesmas cores nos dois poços. Os primeiros *tracks* informam sobre as profundidades e os limites estratigráficos das formações Itapema e Barra Velha. Em seguida, são exibidos os *tracks* que correspondem as curvas disponíveis e, por fim, as curvas calculadas geradas neste trabalho.

Poço 3-BRSA-1172-RJS

O perfil cáliper (HCAL) não apresenta alterações consideráveis na Fm. Itapema, entretanto, está comprometido, localmente, entre o intervalo 5.179/5.315 m na Fm. Barra Velha. Essa região com o cáliper comprometido indica arrombamento/desmoronamento da parede do poço que influenciou diretamente no comportamento dos perfis densidade (RHOZ), neutrão (APLC), porosidade total (TCMR) e efetiva (CMRP_3MS). Logo, o perfil cáliper foi utilizado como discriminante ($HCAL \leq 13$) desconsiderando para os cálculos das propriedades petrofísicas intervalos que apresentassem alterações significativas nas demais curvas.

A técnica para estimativa do coeficiente de cimentação (m) variável produziu um perfil com altos valores de m na Fm. Barra Velha, variando entre 2 e 8, o que resultou em estimativas totalmente discrepantes para a saturação de água. Portanto, para que fosse possível estimar a saturação de água através da equação de Archie foram utilizados valores fixos de m (Tabela 6). Esses valores de m aplicados foram próximos aos observados no poço 3-BRSA-1243-RJS e produziram uma estimativa média para a saturação de água similar as citadas nos relatórios dos testes de formação.

Os dados e os resultados da avaliação de formações para o poço 3-BRSA-1172-RJS são apresentados na Figura 25. A Fm. Itapema está compreendida no intervalo entre 5.846,2 / 5.630 m e aparenta dois comportamentos distintos (Figura 25). A região inferior da Fm. Itapema é mais homogênea e composta, majoritariamente, pelas coquinas. Essa região apresenta baixos valores de GR, exceto nos intervalos 5.809,3/5.812 m e 5.815,6/5.818 m, que configuram pequenas intercalações de folhelhos. As coquinas na Fm. Itapema exibem excelentes propriedades permoporosas e configuram grande intervalo reservatório (*net res*). A parte superior desta formação é mais heterogênea e é composta, principalmente, pelos “folhelhos Jiquiá”, com intercalações de folhelhos e coquinas. Os maiores valores de GR na Fm. Itapema são encontrados neste intervalo que, conseqüentemente, exibem os maiores volumes de argilosidades ($V_{clay}^{Larionov}$). Na região do folhelho, as estimativas de argilosidades a partir dos perfis RMN (V_{cl}^{RMN}) estão subestimadas, uma outra abordagem deve ser utilizada nessas regiões.

Ademais, esta formação se encontra abaixo do contato óleo-água (O/A), praticamente saturada apenas por água e, dessa forma, não exhibe intervalo portador de hidrocarbonetos (*net pay*).

A Fm. Barra Velha está contida no intervalo 5.116,5 /5.599m e apresenta um comportamento heterogêneo (Figura 25). A litologia predominante nas descrições de amostras laterais são os calcários microbiais castanhos e cinzas claros/escuros recorrentemente silicificados e dolomitizados. Os valores de raios gama exibem uma média de 40,1 gAPI e variam bastante ao longo desta formação. Outra característica comum são as altas resistividades exibidas em toda formação.

A região mais inferior dessa formação aparenta um comportamento mais “sujo”. Nesse intervalo são observados altos valores de GR que impactam diretamente em elevados valores de argilosidade ($V_{clay_{Larionov}}$). O volume médio de argilosidade $V_{cl_{RMN}}$ é cerca de 8,1%, os maiores valores para a Fm. Barra Velha. Além disso, também são observados elevados valores de RHOZ, diminuição de DTCO e uma alta saturação de água.

Entre 5.400/5.550 m são observados menores valores de GR quando comparados a região imediatamente abaixo. Portanto, verificou-se uma redução drástica no volume de argilosidade ($V_{clay_{Larionov}}$). Também houve uma diminuição da argilosidade a partir do perfil RMN ($V_{cl_{RMN}}$), saturação de água ($S_{W_{Archie}}$) e um aumento da resistividade AT90. Além disso, foi verificado as maiores porosidades PHIE e permeabilidades KTIM, que chegam a atingir em média cerca de 14,4% e 37,1 mD, respectivamente. Logo, essa região apresenta uma zona interessante para acumulação de hidrocarbonetos, com cerca de 59,4% em Net/Gross.

Entre 5.316 /5.400m é notado um aumento de RHOB e IP, além de uma diminuição de DTCO, indicando um intervalo mais fechado que promove um aumento nas velocidades de propagação das ondas compressoriais (V_p). Também é observado uma piora significativa das porosidades PHIT, PHIE e FF que passam a exibir valores médios de 9,1%, 8,6% e 5,2%, respectivamente. Na parte central da Fm. Barra Velha, entre 5.240/5.316 m, há uma pequena melhora das propriedades permoporosas. Entretanto, o perfil FF aparenta ser o único a refletir com coerência o comportamento da porosidade. Neste intervalo, ainda são encontrados baixos valores de argilosidades e as menores saturações de água para a Fm. Barra Velha,

representando um importante intervalo portador de hidrocarbonetos. Todavia, deve-se tomar maior cuidado durante as análises, pois as intensas alterações no cáliper trazem incertezas e aumentam os riscos associados à avaliação deste intervalo.

Em direção ao topo da Fm. Barra Velha ocorre uma diminuição de RHOZ e IP. Também voltam a ser observadas as maiores porosidades PHIT, PHIE, FF e permeabilidades KTIM. Contudo, este intervalo apresenta valores elevados de $V_{clay_Larionov}$ e uma alta saturação de água Sw_{Archie} , não configurando uma zona produtora.

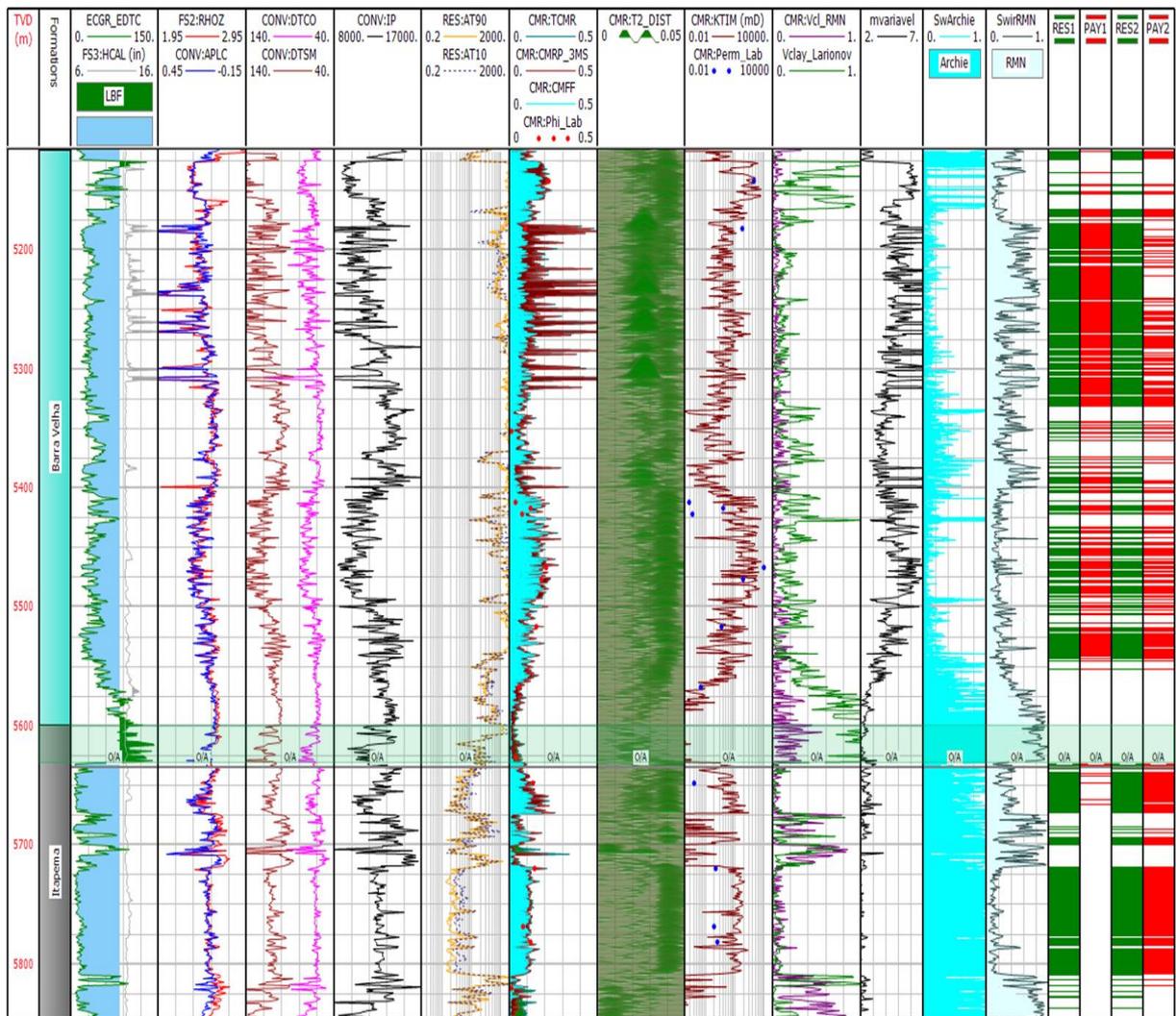


Figura 25: Perfis do poço 3-BRSA-1172-RJS. Tracks: 1) profundidade vertical verdadeira (TVD); 2) formações Barra Velha e Itapema; 3) raios gama (ECGR) e cáliper (HCAL); 4) densidade (RHOZ) e neutrão (APLC); 5) tempos de trânsito sônico compressional (DTCO) e cisalhante (DTSM); 6) impedância acústica (Ip); 7) resistividades profunda (AT90) e rasa (AT10); 8) porosidade de laboratório (Phi_Lab) e perfis RMN: porosidade total (TCMR), porosidade efetiva (CMRP) e fluidos livres (CMFF); 9) distribuição T2 (T2_DIST); 10) permeabilidade (KTIM) e permeabilidade de

laboratório (Perm_Lab); 11) estimativas de argilosidade a partir de GR ($V_{clay}^{Larionov}$) e RMN (V_{cl}^{RMN}); 12) estimativa do coeficiente de cimentação variável ($m_{variavel}$); 13) – 14) estimativas da saturação de água ($S_{wArchie}$) e saturação de água irreduzível (S_{wir}^{RMN}); 15) – 16) estimativas de *net reservoir* e *net pay* a partir da metodologia 1; 17) – 18) estimativas de *net reservoir* e *net pay* a partir da metodologia 2. Área destacada no gráfico corresponde ao intervalo nomeado aqui como “Folhelho Jiquiá”.

Os intervalos com arrombamentos na parede do poço degradaram a resposta do perfil de porosidade efetiva (CMRP) influenciando nas estimativas da saturação de água irreduzível (S_{wir}^{RMN}). Essa situação aumenta os riscos associados a avaliação da saturação não configurando a melhor abordagem nesse intervalo. A metodologia 2 ainda estimou intervalos para acúmulo de hidrocarbonetos abaixo do contato O/A, entretanto, conforme descrito anteriormente, essas regiões representam reservatórios supersaturados com água. Portanto, comparando as diferentes metodologias aplicadas para estimativas da saturação de água nas formações Barra Velha e Itapema observa-se uma diferença em torno de 62,2 m em espessura de *net pay* (Tabela 9).

Tabela 9: Valores de *net pay* obtidos a partir das metodologias utilizadas para as estimativas da saturação de água no poço 3-BRSA-1172-RJS.

Poço 3-BRSA-1172-RJS			
Formações	Barra Velha	Itapema	Net Pay
Metodologia 1 ($S_{wArchie}$)	30,1%	99,8%	265,6 m
Metodologia 2 (S_{wir}^{RMN})	34,4%	43,7%	327,8 m

A Tabela 10 exibe uma comparação entre as principais propriedades petrofísicas nas formações Barra Velha e Itapema, desconsiderando o intervalo “Folhelho Jiquiá”. A Fm. Barra Velha é bem mais espessa e exibe um *net reservoir* cerca de 1,84 vezes maior que a Fm. Itapema. O volume médio de argilosidade $V_{clay}^{Larionov}$ é bem maior que o estimado pelo V_{cl}^{RMN} . Na Fm. Itapema é observado um comportamento contrário. Os volumes médios de argilosidade (V_{cl}^{RMN}) são maiores e podem estar obstruindo a conexão do espaço poroso e reduzindo a porosidade observada nessa formação. Os valores de permeabilidade e porosidade também são maiores na Fm. Barra Velha. A maior discrepância entre as formações está relacionada a saturação de água. A Fm. Itapema apresenta-se altamente saturada por água, com uma estimativa média em cerca de 92%.

Consequentemente, a estimativa do *net pay* é bem menor que na Fm. Barra Velha onde apresenta aproximadamente 259 m em *net pay*, enquanto a Fm. Itapema apenas 6,71 m.

Tabela 10: Comparação entre as propriedades petrofísicas nas formações Barra Velha e Itapema, desconsiderando o intervalo 'Folhelho Jiquiá', no poço 3-BRSA-1172-RJS.

Propriedades	Fm. Barra Velha	Fm. Itapema
Espessura	482 m	216 m
Reservatório	270 m	147 m
$V_{clay_{LARIONOV}}$	23,8%	10,7%
$V_{cl_{RMN}}$	4,6%	16,4%
Phi_Lab	11,3%	9,6%
PHIT	13,5%	10,0%
PHIE	13,0%	8,7%
Free Fluid	8,5%	6,3%
Perm_Lab	5,80 mD	0,53 mD
KTIM	9,23 mD	3,20 mD
$S_{W_{Archie}}$	30,1%	91,9%
Net Pay	259 m	6,7 m

A Tabela 11 apresenta os valores médios dos parâmetros elásticos nas formações Barra Velha e Itapema. É possível observar que este poço apresenta RHOZ, V_p e V_s mais elevados na Fm. Itapema do que na Fm. Barra Velha. Por conseguinte, os valores médios para impedância acústica (I_p) também são maiores na Fm. Itapema. Nesse caso, pode-se dizer que a Fm. Itapema apresenta as maiores densidades e menores porosidades observadas que promoveram um aumento da velocidade de propagação da onda e, consequentemente, resultaram em um aumento nos valores de impedância acústica. Neste poço ainda é observado uma maior razão V_p/V_s na Fm. Barra Velha.

Tabela 11: Comparação entre as médias dos parâmetros elásticos nas formações Barra Velha e Itapema, desconsiderando o intervalo "Folhelho Jiquiá", no poço 3-BRSA-1172-RJS.

Propriedades	Fm. Barra Velha	Fm. Itapema
RHOZ (g/cm ³)	2,49	2,56
V_p (m/s)	4.791	5.005
V_s (m/s)	2.643	2.813
V_p/V_s	1,82	1,78
IP (g.m/cm ³ .s)	11.978	12.830

Poço 3-BRSA-1243-RJS

O perfil cáliber (CAL) possui uma resposta estável ao longo de todo o intervalo, sem grandes alterações. Porém, é observado um leve aumento na base da Fm. Itapema, logo, o perfil cáliber foi adicionado como discriminante ($CAL \leq 13$) para não comprometer a análise estatística das propriedades petrofísicas dessa formação. A grande quantidade de dados petrofísicos de laboratórios disponíveis, como porosidade e permeabilidade, auxiliaram na correlação rocha-perfil destas propriedades. As curvas de porosidades provenientes da ferramenta RMN (PHIT, PHIE e FF) apresentam boas correlações com os dados petrofísicos de laboratórios.

Na Figura 26 são apresentados os dados e os resultados da avaliação petrofísica para o poço 3-BRSA-1243-RJS. A Fm. Itapema (5.760,7/5.846,7 m) apresenta-se de maneira mais homogênea em sua base, com baixa argilosidade e excelentes propriedades de porosidade e permeabilidades. Esse intervalo ainda apresenta altos valores de neutrão (CNCF) e baixas resistividades (M2RX) que podem ser associadas a elevada saturação de água ($S_{WArchie}$), configurando um reservatório de água, ou seja, uma zona não produtiva. O intervalo acima (5.760,7/5.805,3 m) marca um aumento expressivo no perfil de raios gama (GR) promovendo um elevado valor médio de argilosidade ($V_{clayLarionov}$) e baixos valores de porosidade e permeabilidade, não configurando uma zona reservatório. Esse comportamento é observado, exceto, no intervalo de coquinas (5.786/5.789,4m), que volta a exibir excelentes propriedades de reservatório assim como na base desta formação.

Na transição entre as formações Barra Velha e Itapema foi observado um forte pico negativo no perfil de impedância acústica que pode ser associada a discordância Pré-Alagoas. Segundo Oliveira *et al.* (2021) nas porções mais distais e/ou profundas da bacia, o contraste entre essas formações tende a ser fortemente negativo, devido ao maior volume de fácies de baixa energia e, portanto, menor impedância acústica, na Formação Itapema (Figura 12).

Na base da Fm. Barra Velha são observados valores elevados de raios gama (GR) que diminuem em direção ao topo. O intervalo de 5.629/5.723 m apresenta volume médio de grãos finos com cerca de 13%, sugerindo uma concentração de micrita que pode estar obstruindo as conexões porosas. Também são observadas as

piores propriedades permoporosas nesta formação e uma elevada saturação de água. Este intervalo encontra-se abaixo do contato O/A e não constitui uma zona produtora. Os intervalos 5.487/5.629 m e 5.382/5.419 m representam as principais zonas produtoras neste poço na Fm. Barra Velha. É observada uma diminuição da argilosidade e as melhores permeabilidades e porosidades, além de um alto índice de fluidos livres (FF) e baixas saturações de água (Sw_{Archie}) nesses intervalos. Essas regiões apresentam excelentes proporções de 59% e 79% Net/Gross, respectivamente. Próximo ao topo da formação, entre 5.419/5.487m, a argilosidade média exibida é cerca de 32,1%, a maior para esta formação e há uma piora considerável de PHIT, PHIE, FF e NMRperm, configurando uma região não produtora.

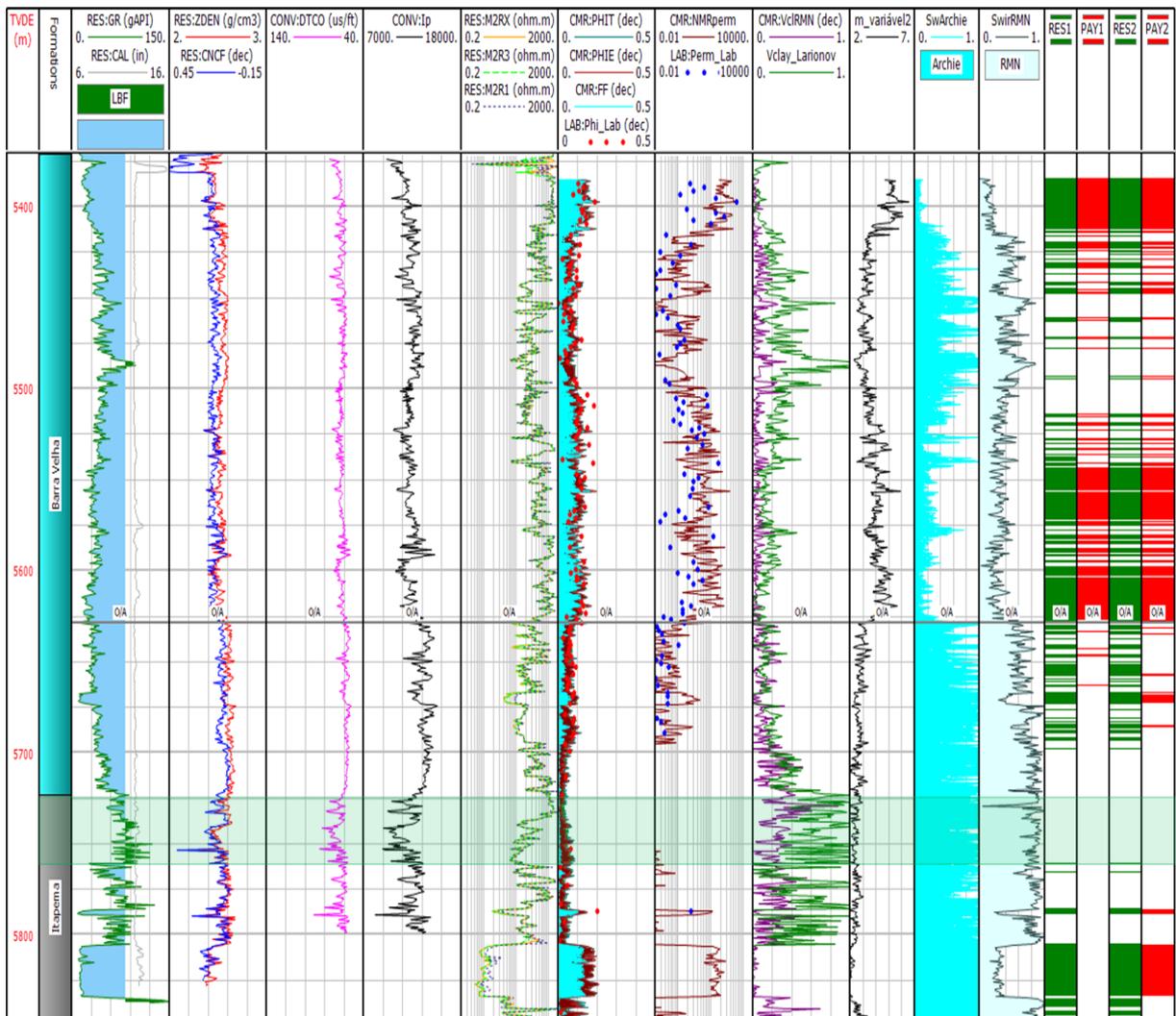


Figura 26: Perfis do poço 3-BRSA-1243-RJS. Tracks: 1) profundidade vertical verdadeira (TVD); 2) formações Barra Velha e Itapema; 3) raios gama (GR) e cáliper (CAL); 4) densidade (ZDEN) e

neutrão (CNCF); 5) tempo de trânsito sônico compressional (DTCO); 6) impedância acústica (I_p); 7) resistividades profunda (M2RX), média (M2R3) e rasa (M2R1); 8) porosidade de laboratório (Φ_{Lab}) e perfis RMN: porosidade total (PHIT), porosidade efetiva (PHIE) e fluidos livres (FF); 9) permeabilidade (NMRperm) e permeabilidade de laboratório (Perm_Lab); 10) estimativas de argilosidade a partir de GR ($V_{clay}^{Larionov}$) e RMN (V_{cl}^{RMN}); 11) estimativa do coeficiente de cimentação variável (m); 12) – 13) estimativas da saturação de água ($S_{wArchie}$) e saturação de água irreduzível (S_{wIr}^{RMN}); 14) – 15) estimativas de *net reservoir* e *net pay* a partir da metodologia 1; 16) – 17) estimativas de *net reservoir* e *net pay* a partir da metodologia 2. Área destacada no gráfico corresponde ao intervalo nomeado aqui como “Folhelho Jiquiá”.

A Tabela 12 exibe os valores de *net pay* obtidos a partir das metodologias utilizadas para a estimativa da saturação de água. A metodologia 1 apresentou o maior valor médio para a saturação de água nas formações. É observado que acima do contato O/A ambas as metodologias apresentam excelente correlação (Figura 26), ou seja, a metodologia 2 pode representar uma abordagem alternativa. Entretanto, esta metodologia subestimou a saturação de água impactando em superestimativas de *net pay* em intervalos abaixo do contato O/A. E, conseqüentemente, essa situação resultou em uma diferença em torno de 40 m nas estimativas de *net pay* a partir das diferentes metodologias para a saturação de água.

Tabela 12: Valores de *net pay* obtidos a partir das metodologias utilizadas para as estimativas da saturação de água no poço 3-BRSA-1243-RJS.

Poço 3-BRSA-1243-RJS			
Formações	Barra Velha	Itapema	Net Pay
Metodologia 1 ($S_{wArchie}$)	50,7%	92,8%	130,8 m
Metodologia 2 (S_{wIr}^{RMN})	44,0%	73,8%	170,3 m

A Tabela 13 exibe os valores médios das propriedades petrofísicas das formações Barra Velha e Itapema no poço 3-BRSA-1243-RJS, desconsiderando o intervalo “Folhelho Jiquiá”. O volume médio de argilosidade ($V_{clay}^{Larionov}$) para ambas as formações é aproximadamente 20%. A Fm. Barra Velha apresenta as maiores porosidades e permeabilidade que, resultaram em 48,6% de Res/Gross e cerca de 130 m em *net pay*. Já a Fm. Itapema exibe cerca de 41m em *net res* no intervalo mais limpo, porém, não apresenta *net pay*. O elevado volume médio de saturação de água ($S_{wArchie}$) na Fm. Barra Velha pode ser associado a presença do

contato O/A interpretado ainda nesta formação e as estimativas elevadas observadas no intervalo 5.417/5.518,7 m.

Tabela 13: Comparação entre as propriedades de reservatórios nas formações Barra Velha e Itapema, desconsiderando o intervalo ‘Folhelho Jiquiá’, no poço 3-BRSA-1243-RJS.

Propriedades	Fm. Barra Velha	Fm. Itapema
Espessura	352 m	124 m
Reservatório	171 m	41 m
$V_{clay_{LARIONOV}}$	20,3%	21,7%
$V_{cl_{RMN}}$	6,9%	14,3%
Phi_Lab	8,4%	4,9%
PHIE	8,9%	7,3%
Free Fluid	5,5%	3,7%
Perm_Lab	0,16 mD	0,01 mD
Perm _{RMN}	1,23 mD	0,36 mD
SW_{ARCHIE}	50,6%	92,8%
Net Pay	130,8 m	0 m

A Tabela 14 apresenta a média dos parâmetros elásticos encontrados nas formações Barra Velha e Itapema para o poço 3-BRSA-1243-RJS. Neste poço, não foi encontrada a curva do tempo de trânsito sônico cisalhante, o que impossibilitou a obtenção da velocidade (V_s) e, conseqüentemente, a análise da razão V_p/V_s . Observa-se que ZDEN, V_p e I_p apresentam valores muito próximos em ambas as formações. Os parâmetros elásticos exibem valores levemente maiores na Fm. Barra Velha do que na Fm. Itapema.

Tabela 14: Valores médios dos parâmetros elásticos nas formações Barra Velha e Itapema, desconsiderando o intervalo “Folhelho Jiquiá”, no poço 3-BRSA-1243-RJS.

Propriedades	Fm. Barra Velha	Fm. Itapema
ZDEN (g/cm ³)	2,55	2,54
V_p (m/s)	4.972	4.920
IP (g.m/cm ³ .s)	12.686	12.670

4.2. Integração rocha-perfil

A integração de dados é essencial para uma avaliação petrofísica adequada dos reservatórios carbonáticos do pré-sal devido à grande heterogeneidade observada nestas rochas. As descrições de amostras laterais forneceram informações diretas e precisas sobre a composição e as propriedades da rocha. Os

dados de DRX contribuíram com informações sobre a composição mineralógica das rochas. Dessa forma, os dados de rocha foram essenciais durante a avaliação petrofísica, tendo em vista a redução de incertezas e a calibração com as análises provenientes dos perfis de poços.

As avaliações qualitativa e quantitativa dos perfis de poços associados aos dados de amostras laterais, petrofísicos laboratoriais e análises DRX, quando disponíveis, permitiram a investigação e classificação de intervalos ou zonas que apresentam ou não potencial para acumulação de hidrocarbonetos. Por meio desta integração de dados foi possível verificar e compreender diferentes comportamentos e distribuições das propriedades das rochas identificando padrões distintos entre as formações.

Poço 3-BRSA-1172-RJS

No poço 3-BRSA-1172-RJS existe a disponibilidade de 108 amostras com análises de DRX. A interpretação qualitativa destes dados permitiu a obtenção de informações sobre a concentração da composição mineralógica das rochas. Com isso, foi possível refinar os intervalos interpretados previamente com o auxílio dos perfis de raios gama, fotoelétrico e RMN, investigando com mais detalhes as peculiaridades observadas nas formações Barra Velha e Itapema.

Ainda foi observado 122 amostras laterais descritas com informações sobre a litologia, textura, cor e tipo de cimento. Os calcários foram descritos como microbiais com texturas estromatolíticas (*shrubs*), esferulíticas e laminadas. A partir dessas descrições texturais foi construído um perfil litológico para que pudesse ser associado aos intervalos interpretados (Figura 28).

Para compreender melhor o comportamento das propriedades de reservatórios, este poço foi dividido em intervalos com base nos perfis de poços - raios gama (GR), fotoelétrico (Pe) e ressonância magnética nuclear (RMN) – e correlacionados aos dados de DRX. O resultado desta interpretação ainda pôde ser associado as fácies texturais presentes no poço, correlacionando também a distribuição das propriedades petrofísicas com as fácies observadas. A Tabela 15 e Tabela 16 Tabela 18 exibem as propriedades petrofísicas em nove intervalos na Formação Itapema e seis intervalos na Formação Barra Velha.

Tabela 15: Principais propriedades petrofísicas nos nove intervalos interpretados na Fm. Itapema para o poço 3-BRSA-1172-RJS.

Intervalos interpretados									
Propriedades	ITP-1A	ITP-2A	ITP-3A	ITP-4A	ITP-5A	ITP-6A	ITP-7A	ITP-8A	ITP-9A
Espessura	43,4 m	8,6 m	8,6 m	2,6 m	5,9 m	8,8 m	101,3 m	8,7 m	28 m
Reservatório	40,5 m	1 m	4,6 m	0,1 m	5,5 m	0,4 m	89,0 m	0,7 m	5,2 m
Vclay _{Larionov}	4,9%	29,5%	1,8%	53,1%	6,8%	50,0%	4,7%	59,6%	7,2%
Vcl _{RMN}	3,3%	32,8%	15,2%	30,0%	3,1%	57,9%	6,8%	36,6%	48,2%
Phi _{Lab}	13,3%	-	-	-	-	-	11,2%	-	1,0%
PHIT	12,5%	6,0%	7,6%	5,9%	9,8%	11,6%	10,6%	3,7%	8,1%
PHIE	12,0%	4,3%	6,8%	4,2%	9,5%	5,3%	10,0%	2,5%	4,1%
FreeFluid	8,1%	1,7%	3,6%	1,0%	7,3%	1,4%	8,5%	0,9%	1,1%
KTIM	7,0 mD	0,5 mD	0,5 mD	0,09 mD	5,3 mD	0,3 mD	19,6 mD	0,1 mD	0,09 mD
Sw _{Archie}	77,6%	90,9%	79,7%	95,3%	97,0%	91,3%	98,1%	90,7%	94,3%
Net Pay	5,9 m	0,1 m	0,5 m	0 m	0 m	0 m	0 m	0,3 m	0 m

Os intervalos ITP-1A (5.630/5.673,4m) e ITP-7A (5.708/5.809,3m) são homogêneos e apresentam as melhores propriedades petrofísicas. Os valores médios de GR exibidos são, respectivamente, 14,1 gAPI e 14,9 gAPI, que resultaram em menos de 5% para o volume de argila (Vclay_{Larionov}). Também são observados os maiores valores médios de porosidades PHIE, FF e permeabilidade KTIM (Tabela 15). Além disso, estes intervalos possuem os menores valores de resistividades nesta formação, obtendo estimativas médias elevadas de 77,6% e 98,1%, respectivamente, para a saturação de água. As análises DRX indicam uma elevada concentração de calcita de 81% e 87% da composição mineralógica destes intervalos. Também são observadas as descrições de quartzo e dolomita/Ca-dolomita em menores proporções no ITP-1A, que apresenta valores médios de PEFZ em torno de 4,5. Já no ITP-7A, o PEFZ exibe valores médios em torno de 5,3 como é característico em regiões com alta concentração do mineral calcita. Ademais, as descrições das amostras laterais apontam para dois intervalos compostos predominantemente por coquinas (Figura 27).

A região entre 5.673,4/5.708 m representa um intervalo heterogêneo com grandes variações nas propriedades petrofísicas. A interpretação das amostras laterais e as análises DRX sugerem intercalações de folhelhos com coquinas. Nos intervalos ITP-2A (5.673,4/5.682 m), ITP-4A (5.690,6/5.693,2 m) e ITP-6A (5.699,1/5.708 m) são observados elevados valores de GR e volume médio de argilosidade de 30%, 53% e 50%, respectivamente. Também são observadas as

menores porosidades PHIE, FF e permeabilidade KTIM (Tabela 15), comportamentos característicos em folhelhos calcíferos. Já os intervalos ITP-3A (5.682/5.690,6 m) e ITP-5A (5.693,2/5.699,1 m) voltam a apresentar as melhores propriedades petrofísicas, conforme observado nas coquinas dos intervalos ITP-1A e ITP-7A. Também é observado uma diferença na composição mineralógica entre o ITP-3A e o ITP-5A. O ITP-3A apresenta quartzo que pode estar associado a uma silicificação reduzindo as porosidades RMN e influenciando nos valores do PEFZ.

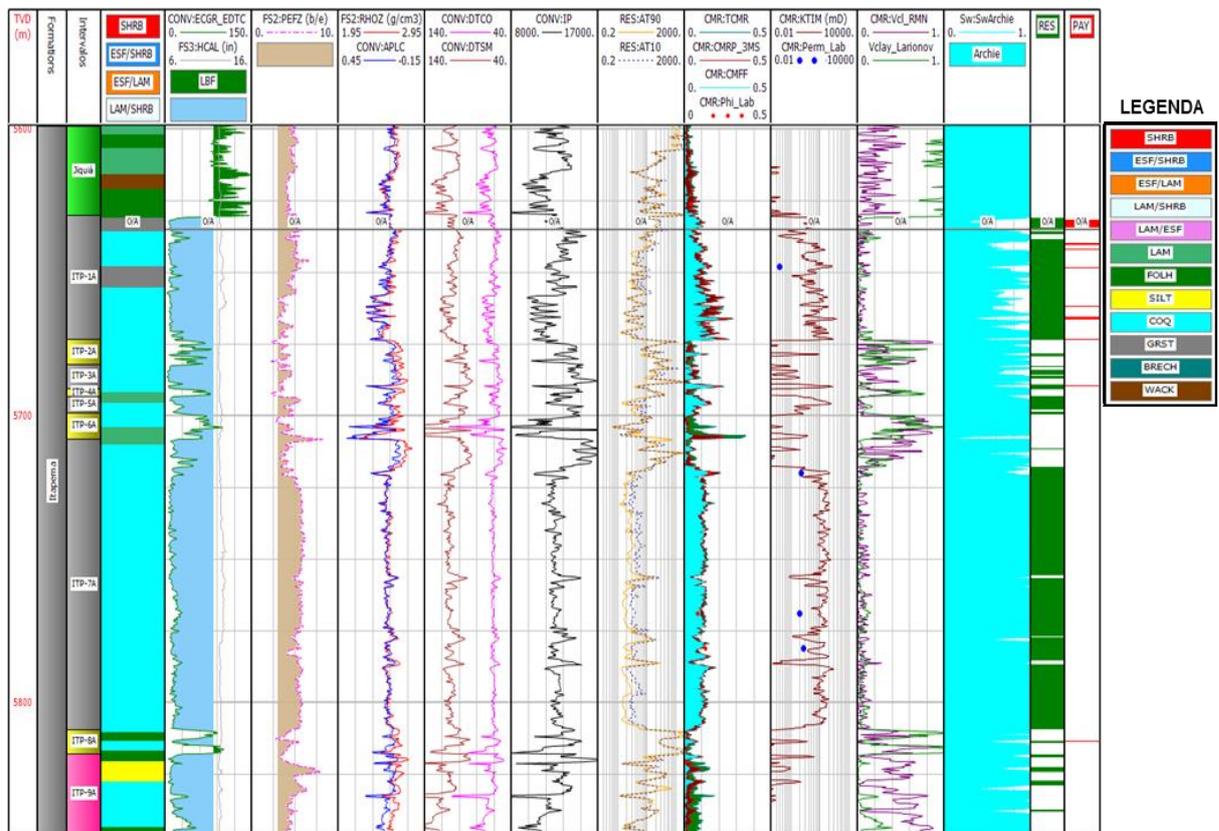


Figura 27: Perfis do poço 3-BRSA-1172-RJS na Fm. Itapema. Tracks: 1) profundidade vertical verdadeira (TVD); 2) formações Barra Velha e Itapema; 3) intervalos interpretados; 4) perfil litológico; 5) raios gama (ECGR) e cáliper (HCAL); 6) perfil fotoelétrico (PEFZ); 7) densidade (RHOZ) e neutrão (APLC); 8) tempos de trânsito sônico compressional (DTCO) e cisalhante (DTSM); 9) impedância acústica (I_p); 10) resistividades profunda (AT90) e rasa (AT10); 11) porosidade de laboratório (Phi_Lab) e perfis RMN: perfis RMN: porosidade total (TCMR), porosidade efetiva (CMRP) e fluidos livres (CMFF); 12) permeabilidade (KTIM) e permeabilidade de laboratório (Perm_Lab); 13) estimativas de argilosidade a partir de GR ($V_{clay_{Larionov}}$) e RMN ($V_{cl_{RMn}}$); 14) estimativa da saturação de água (Sw_{Archie}); 15) – 16) estimativas de *net reservoir* e *net pay*.

O ITP-8A (5.809,3/5.818 m) apresenta um volume médio de argilosidade ($V_{clay_{Larionov}}$) de 59,6%, e exhibe novamente baixos valores de porosidades e

permeabilidades, exceto, em um pequeno intervalo mais limpo no meio desta região. No topo, o PEFZ exibe valores médios de 3,9, que aumentam bruscamente para 4,4 no intervalo mais limpo e retornam a média de 4,0 na base. As análises DRX descrevem, principalmente, a presença de quartzo, K-feldspato e argilominerais nos intervalos mais sujos, enquanto a calcita (80%) é o mineral majoritário no intervalo mais limpo. Esses comportamentos sugerem novamente uma intercalação entre folhelhos calcíferos e coquinas, que pôde ser corroborado pelas descrições de amostras laterais.

O ITP-9A (5.818/5.846 m) demonstra um comportamento peculiar e diferente de outras regiões observadas na Fm. Itapema. São observados baixos valores de GR e $V_{clay}^{Larionov}$ em torno 7,2%, porém, é observado um volume médio de grãos finos (V_{cl}^{RMN}) em torno de 48,2%. As médias de porosidades PHIE (4,1%), FF (1,1%) e permeabilidade KTIM (0,09 mD) apresentam valores próximos aquelas observadas nos intervalos compostos por folhelhos (ITP-2A, ITP-4A e ITP-6A). O topo compreende a um siltito micáceo, segundo descrições das amostras laterais, e as análises DRX indicam alta concentração de dolomita/Ca-dolomita. Também podem ser observados um aumento de RHOZ, baixos valores de PEFZ, DTCO e resistividades. É possível visualizar uma diminuição de 5,3 para 4,4 nos valores médios do PEFZ, associados a diminuição da calcita e um aumento de Ca-dolomita/Ankerita e argilominerais em direção a base. Esse comportamento sugere uma mudança na litologia, de coquinas para folhelhos calcíferos com alta concentração de argilas magnesianas - esmectita e kerolita.

Tabela 16: Comparação entre as principais propriedades petrofísicas nos seis intervalos interpretados na Fm. Barra Velha para o poço 3-BRSA-1172-RJS.

Intervalos interpretados						
Propriedades	BV-1A	BV-2A	BV-3A	BV-4A	BV-5A	BV-6A
Espessura	61 m	63 m	76 m	84 m	142 m	57 m
Reservatório	21,3 m	57,7 m	68,8 m	34,5 m	84,4 m	2,8 m
Vclay _{Larionov}	42,3%	10,0%	10,8%	17,1%	19,2%	56,9%
Vcl _{RMN}	3,3%	4,1%	3,9%	5,8%	3,9%	8,1%
Phi _{Lab}	22,4%	8,8%	-	0,9%	12,6%	5,1%
PHIT	15,5%	18,4%	15,1%	9,1%	14,9%	7,6%
PHIE	15,1%	17,7%	14,5%	8,6%	14,4%	7,1%
FreeFluid	11,6%	6,8%	7,9%	5,2%	11,4%	4,2%
KTIM	43,6 mD	3,7 mD	7,5 mD	1,0 mD	37,1 mD	1,6 mD
Sw _{Archie}	45,9%	14,1%	15,2%	33,2%	19,1%	73,2%
Net Pay	13,6 m	57,6 m	68,8 m	34,3 m	83,3 m	2,3 m

No BV-6A (5.542,2/5.599 m) as amostras DRX indicam a concentração de calcita (60,9%), K-feldspato (8,9%) e quartzo (7,8%). Os altos valores no perfil GR podem estar relacionados as concentrações de K-feldspato. Dessa forma, é observado uma média elevada de 56,9% para Vclay_{Larionov}, que diminui em direção ao topo. Nas amostras com DRX também foram citadas a presença do argilomineral illita que pode contribuir para o valor médio de 8,1% para Vcl_{RMN}, o maior para a Fm. Barra Velha. Também são observados uma alta densidade, baixas resistividades e um valor de PEFZ acima de 5. As amostras laterais apontam para laminitos cinzas/castanhos escuros, silicificados, localmente muito silicificados e com níveis argilosos. Neste intervalo, são descritas a presença de Ca-Dolomita/Ankerita (12,3%), nas amostras DRX. Foi observado que quando ocorreram menção a Ca-dolomita/ankerita, também ocorreram a presença de pirita associadas. Dessa forma, a presença de Ca-Dolomita/Ankerita pode ter promovido aumentos na densidade, no perfil fotoelétrico e uma diminuição das resistividades.

A ankerita é um mineral carbonático do grupo das dolomitas, formado a partir da substituição do Mg, contido na dolomita, pelos elementos Mn e Fe. A composição química desse mineral é $\text{Ca}(\text{Fe}^{2+}, \text{Mg}, \text{Mn}^{2+})_2(\text{CO}_3)_2$. Esse mineral pode ser autógeno, diagenético ou um produto de alteração hidrotermal de sedimentos carbonáticos. A ankerita ocorre em rochas portadoras de dolomita e em algumas rochas que sofreram metassomatismo. Também costuma estar associada a outros minerais como calcita, dolomita, siderita, pirita, quartzo, clorita e argilominerais (Reeder &

Dollase, 1989; Rosenberg, 1991; Navaro *et al.*, 2017). As principais características da ankerita são a densidade entre 2,93 a 3,10 g/cm³, fator fotoelétrico em torno de 8,09 b/e e cores como branco, castanho, cinza e preto. Contudo, é necessário cautela na classificação de um mineral como “ankerita”, pois pode ser que a amostra seja apenas dolomitas com algum teor de ferro (Mg>Fe).

O BV-5A (5.400/5.542,2 m) é o intervalo mais espesso e heterogêneo, apresentando duas tendências diferentes. Entre 5.497/5.542,2 m é observado aumento de DTCO, AT90 e uma diminuição de RHOZ e Ip. Os laminitos são as principais fácies descritas e apresentam silicificados e com níveis argilosos. Com concentrações em torno de 75%, a calcita representa o principal mineral. Entre 5.400/5.497 m, observa-se uma diminuição da concentração de calcita (55%) e um aumento de Dolomita/Ca-dolomita (15%) nas amostras DRX. Essa alteração justifica um aumento do perfil RHOB, diminuição de APLC, PEFZ, DTCO e DTSM. Nas amostras laterais ainda são descritos, principalmente, laminitos e esferulitos/*shurbs* castanho/cinzas claros e dolomitizados.

No BV-4A (5.316/5.400 m) são observados elevados valores de RHOZ e diminuição de APLC e DTCO. Também são notados um aumento na saturação de água e redução drástica nas propriedades permoporosas promovendo perdas de qualidade das propriedades do reservatório. Os volumes de argilidades ($V_{clay}^{Larionov}$ e V_{cl}^{RMN}) com médias de 17,1% e 5,8%, respectivamente, não apresentam valores elevados. A calcita (57%) e o quartzo (28%) são os minerais de maior ocorrência. Esses comportamentos de não-reservatório podem estar relacionados a intensa silicificação, tornando este intervalo mais fechado e comprometendo as conexões porosas. Entre 5.370/5.380 m é descrita uma alta concentração de Ca-dolomita/Ankerita. Entretanto, observa-se que esta região apresenta uma diminuição de AT90 e RHOZ, além de um aumento nos perfis PEFZ e DTCO.

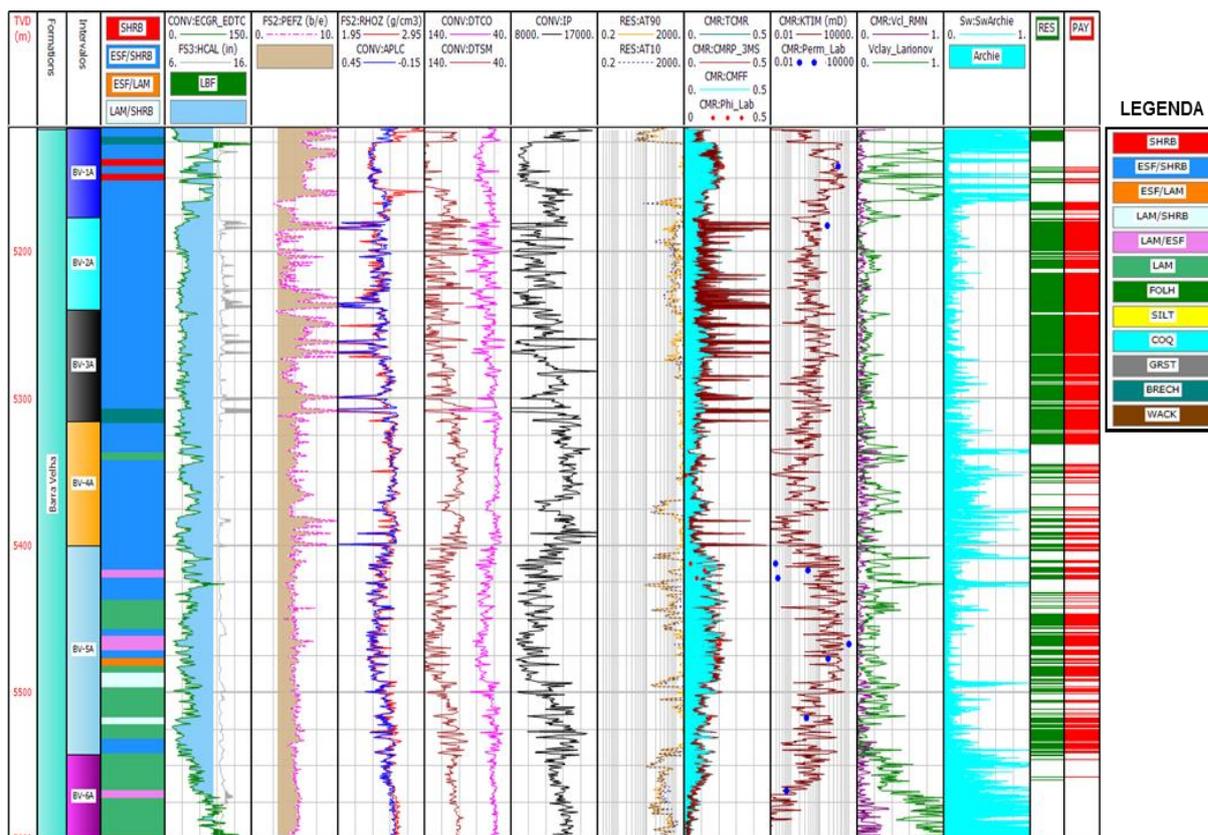


Figura 28: Perfis do poço 3-BRSA-1172-RJS na Fm. Barra Velha. Tracks: 1) profundidade vertical verdadeira (TVD); 2) formações Barra Velha e Itapema; 3) intervalos interpretados; 4) perfil litológico; 5) raios gama (ECGR) e cáliper (HCAL); 6) perfil fotoelétrico (PEFZ); 7) densidade (RHOZ) e neutrão (APLC); 8) tempos de trânsito sônico compressional (DTCO) e cisalhante (DTSM); 9) impedância acústica (I_p); 10) resistividades profunda (AT90) e rasa (AT10); 11) porosidade de laboratório (Phi_Lab) e perfis RMN: perfis RMN: porosidade total (TCMR), porosidade efetiva (CMRP) e fluidos livres (CMFF); 12) permeabilidade (KTIM) e permeabilidade de laboratório (Perm_Lab); 13) estimativas de argilicidade a partir de GR ($V_{clayLarionov}$) e RMN (V_{clRMN}); 14) estimativa da saturação de água ($SwArchie$); 15) – 16) estimativas de *net reservoir* e *net pay*.

Os intervalos BV-2A (5.177/5.240 m) e BV-3A (5.240/5.316 m) representam as regiões com cáliper alterado. As porosidades PHIT e PHIE são influenciadas devido essas alterações e apresentam discrepância considerável, comparando-as ao conteúdo de fluidos livres. Na base do BV-3A é observado uma concentração média dos minerais calcita (53%) e quartzo (33%). Nas amostras laterais são descritas a presença de veios quartzosos e essa região apresenta-se mais silicificada e com as menores porosidades. Em direção ao topo (5.240/5.292 m), as análises DRX apontam para um aumento na concentração média de calcita (89%) e uma diminuição de quartzo (4%). Nesta região, são descritos esfulititos/*shurbs* retrabalhados e com presença de porosidades *vugs*, que promovem uma diminuição

de RHOZ e um aumento no DTCO e no AT90. No BV-2A, o quartzo é o principal mineral e representa um valor médio de 70% da composição das amostras DRX. Este intervalo apresenta-se muito silicificado e dolomitizado e, portanto, exibe uma diminuição de AT90, RHOZ e um aumento no DTCO.

O intervalo BV-1A (5.116/5.177 m) apresenta altos valores de GR que estão relacionados a presença de matéria orgânica, resultando em uma alta estimativa do volume de argilosidade ($V_{clay_{Larionov}}$). A alta concentração de calcita é uma característica deste intervalo, representando cerca de 90% da composição mineral na maioria das amostras. Alguns picos são observados no perfil fotoelétrico (PEFZ) associado a traços do mineral barita, que podem promover um aumento excessivo nos valores. Desconsiderando estes trechos, o PEFZ exibe valor médio em torno de 5,0, associado a presença de calcita. Foram observados que PHIT, PHIE, FF, KTIM e AT90 apresentam os melhores valores médios para a formação. Também foi notado um grande aumento nos valores de DTSM, DTCO e uma diminuição de RHOB, que podem estar relacionadas a porosidades *vugs*.

Poço 3-BRSA-1243-RJS

O poço 3-BRSA-1243-RJS possui 169 amostras laterais, as quais, a litologia foi classificada apenas com base nas texturas das rochas. Analisando as descrições das amostras laterais verificou-se que não foram descritas fácies de retrabalhamento para este poço e as principais fácies texturais presentes nos intervalos interpretados são: *shrubs*, esferulitos, laminitos e coquinas. Neste poço foi observado apenas 1 amostra com análise de DRX e, por isso, não foi possível realizar um refinamento da interpretação dos intervalos tendo como base a composição mineralógica.

O zoneamento do poço foi realizado apenas com base nos perfis de raios gama, fotoelétrico e RMN. Tendo em vista uma melhor compreensão entre o comportamento das propriedades de reservatórios e a distribuição das fácies associadas a estes intervalos, também foi construído um perfil litológico com base nas fácies texturais descritas nas amostras laterais (Figura 29 e Figura 30). A Tabela 17 exhibe as propriedades petrofísicas em quatro intervalos na Formação Barra Velha e três intervalos na Formação Itapema.

Tabela 17: Comparação entre as principais propriedades petrofísicas nos intervalos interpretados para as formações Barra Velha e Itapema no poço 3-BRSA-1243-RJS.

Intervalos interpretados							
Propriedades	BV-1B	BV-2B	BV-3B	BV-4B	ITP-1B	ITP-2B	ITP-3B
Espessura	37 m	68 m	142 m	94 m	45 m	29 m	13 m
Reservatório	29,3 m	21,1 m	84,9 m	36m	5,6 m	28,5 m	6 m
Vclay _{LARIONOV}	8,2%	32,1%	19,4%	19,3%	41,5%	0,6%	-
Phi_Lab	12,0%	6,1%	10,6%	6,0%	5,0%	-	1,2%
PHIT	13,6%	8,0%	11,2%	6,4%	5,4%	17,1%	9,2%
PHIE	13,3%	7,5%	10,7%	5,7%	4,5%	16,8%	7,4%
FreeFluid	10,9%	4,1%	7,3%	1,9%	1,3%	11,8%	1,2%
Perm_Lab	6,8 mD	0,03 mD	0,8 mD	0,02 mD	0,01 mD	-	0 mD
Perm _{RMN}	50,5 mD	0,3 mD	5,2 mD	0,02 mD	0 mD	43,7 mD	0 mD
SW _{ARCHIE}	15,5%	59,1%	31,7%	85,5%	90,6%	100,0%	100,0%
Net Pay	29,0 m	16,8 m	80,3 m	4,7 m	0 m	0 m	0 m

O intervalo ITP-2B (5.805/5.846 m) apresenta uma diminuição expressiva do perfil de raios gama, resultando nos menores volumes de argilosidade. O perfil fotoelétrico exhibe valores em torno de 5,0, geralmente, associado ao mineral calcita (Figura 23). Portanto, esse compreende ao intervalo das coquinas situadas na base da Formação Itapema. Essa região representa um intervalo homogêneo com

excelentes propriedades permoporosas, que configuram uma zona reservatório. Esse intervalo apresenta altos valores no perfil neutrão (CNCF) e uma queda brusca no perfil de resistividade (M2RX), que podem ser correlacionados a elevada saturação de água neste intervalo, ou seja, uma zona não produtiva.

O ITP-1B (5.760/5.805 m) localiza-se no meio da Formação Itapema logo abaixo do “Folhelho Jiquiá”, situado no topo desta formação. Esse intervalo é bastante heterogêneo e apresenta altos valores de GR que impactam diretamente na estimativa da argilosidade ($V_{clay_{Larionov}}$), valor médio de 41,5%. Também possui baixos valores de porosidades e a permeabilidade PermRMN é em torno de 0,02 mD. Os laminitos representam as principais fácies com cerca de 65% neste intervalo. Há uma melhora das propriedades de reservatório na região (5.786/5.789,4 m) que representa as coquinas. Entretanto, este intervalo é muito delgado e exibe elevadas saturações de água, não configurando uma zona produtora.

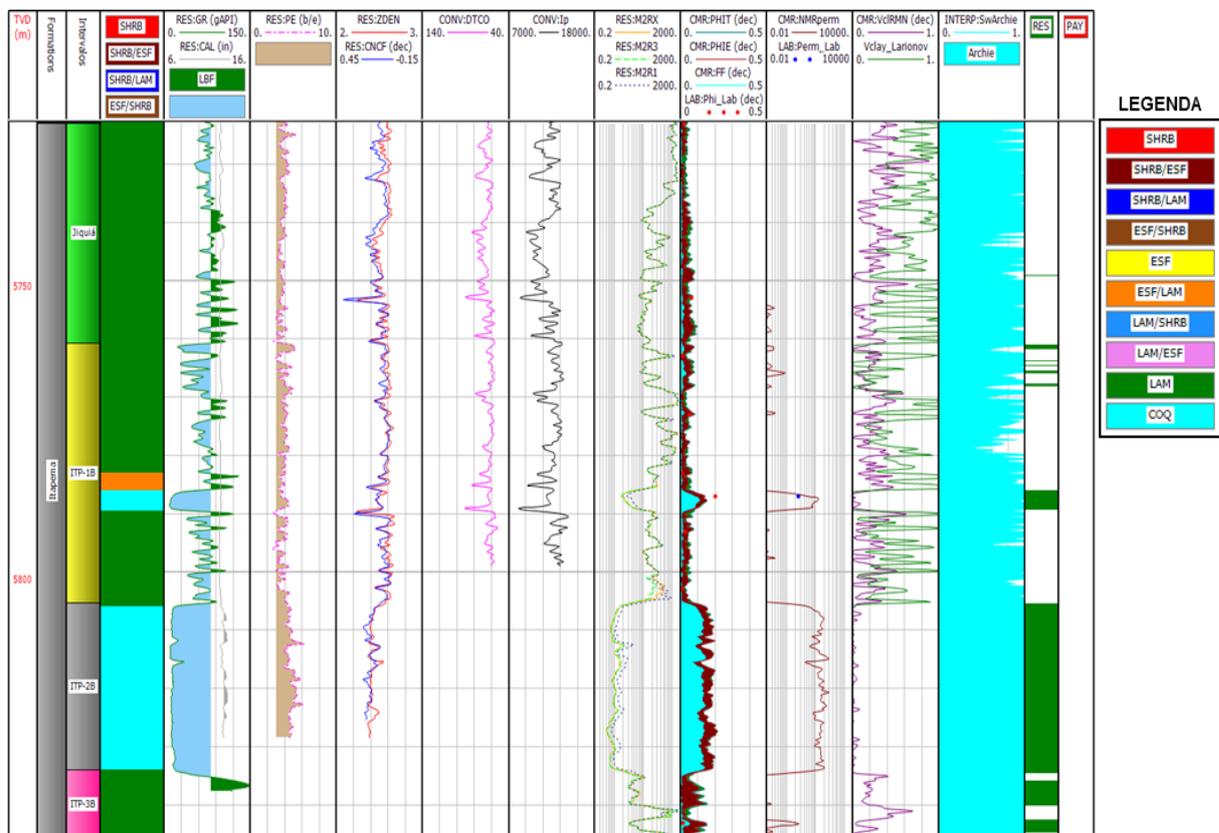


Figura 29: Perfis do poço 3-BRSA-1243-RJS na Fm. Itapema. Tracks: 1) profundidade vertical verdadeira (TVD); 2) formações Barra Velha e Itapema; 3) intervalos interpretados; 4) perfil litológico; 5) raios gama (GR) e cáliper (CAL); 6) fotoelétrico (PE); 7) densidade (ZDEN) e neutrão (CNCF); 8)

tempo de trânsito sônico compressional (DTCO); 9) impedância acústica (I_p); 10) resistividades profunda (M2RX), média (M2R3) e rasa (M2R1); 11) porosidade de laboratório (Φ_{Lab}) e perfis RMN: porosidade total (PHIT), porosidade efetiva (PHIE) e fluidos livres (FF); 12) permeabilidade (NMRperm) e permeabilidade medida em laboratório (Perm_Lab); 13) estimativas de argilosidade a partir de GR ($V_{clay_{Larionov}}$) e RMN ($V_{cl_{RMN}}$); 14) estimativa da saturação de água (SW_{Archie}); 15) – 16) estimativas de *net reservoir* e *net pay*.

O intervalo BV-4B (5.629/5.723 m) é composto por cerca de 80% de fácies laminito, que impacta diretamente nas propriedades petrofísicas. O perfil fotoelétrico não apresenta grandes alterações e exibe uma média em torno de 4,7, próximo ao valor associado ao mineral calcita (Figura 23 **Erro! Fonte de referência não encontrada.**). O volume médio de argila ($V_{clay_{Larionov}}$) apresenta 19,3%, sendo influenciado pelos altos valores do GR na base deste intervalo. O volume de grãos finos elevado sugere uma concentração de micrita obstruindo as conexões porosas e reduzindo drasticamente PHIE e FF. Além disso, a estimativa média da saturação de água aponta para 85,5% e este intervalo encontra-se abaixo do contato óleo-água.

Os intervalos BV-1B (5.382/5.419 m) e BV-3B (5.487/5.629 m) representam as principais zonas produtivas neste poço. Esses intervalos exibem as maiores permeabilidades e porosidades, com um alto índice de fluidos livres e baixas saturações de água, apresentando uma proporção excelente de 79% e 59% Net/Gross, respectivamente. É observado uma diminuição da argilosidade ($V_{clay_{Larionov}}$) comparando-os ao intervalo BV-2B. Os esferulitos/*shrubs* compreendem cerca de 42% e são as principais fácies encontradas no BV-1B. Esperava-se encontrar essas fácies em maior proporção também no BV-3B, porém os laminitos são as fácies mais descritas e representam em torno de 60% neste intervalo.

O BV-2B (5.419/5.487 m) apresenta uma piora considerável das propriedades permoporosas e configura uma região com baixa capacidade para produção. O $V_{clay_{Larionov}}$ exibido é o maior na Fm. Barra Velha. O PE apresenta um valor médio de 3,8, que sugere alteração para uma matriz argilosa. As porosidades PHIT e PHIE são correlacionáveis, mas, a quantidade de fluidos livres destoa excessivamente desses valores. Essa diferença pode estar associada a presença de matéria orgânica descrita no testemunho e a silicificação parcial, neste intervalo,

contribuindo para um elevado valor de fluidos irreduzíveis. Ademais, este intervalo exibe intensas intercalações de laminitos.

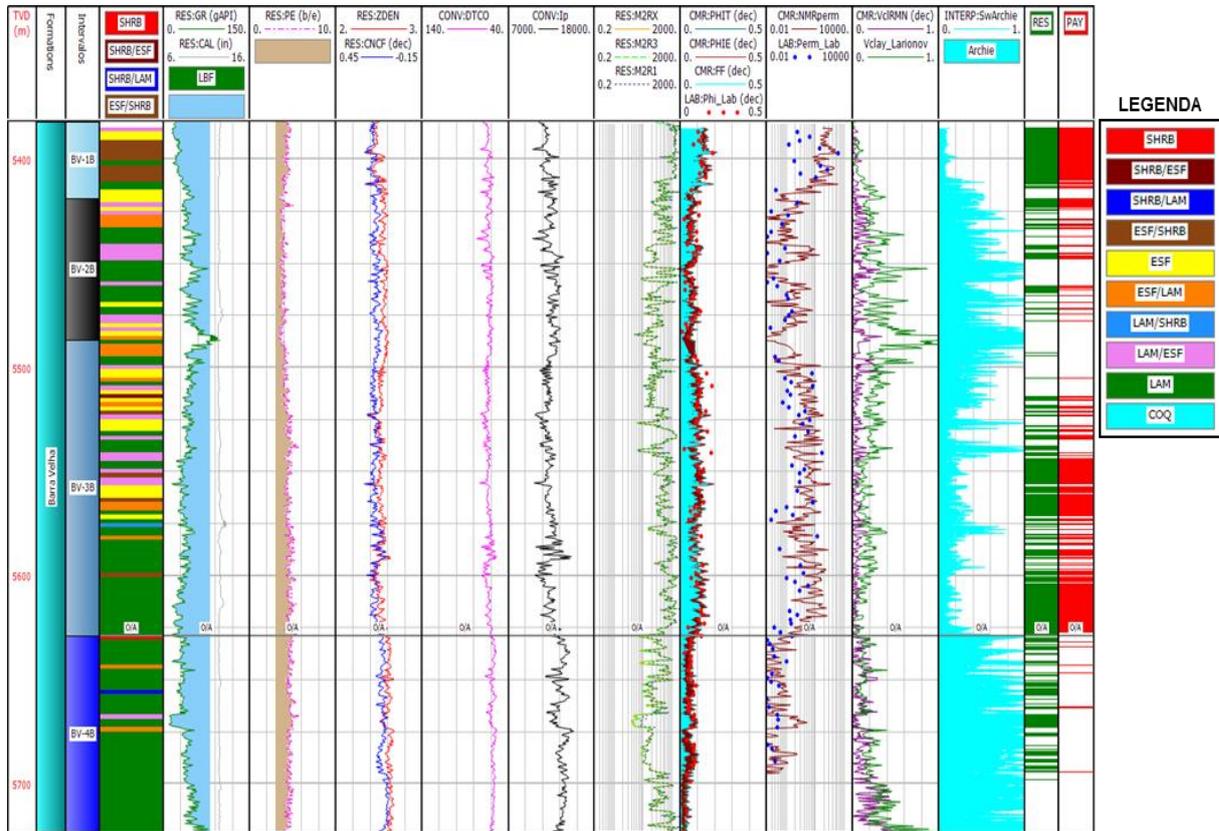


Figura 30: Perfis do poço 3-BRSA-1243-RJS na Fm. Barra Velha. Tracks: 1) profundidade vertical verdadeira (TVD); 2) formações Barra Velha e Itapema; 3) intervalos interpretados; 4) perfil litológico; 5) raios gama (GR) e cáliper (CAL); 6) fotoelétrico (PE); 7) densidade (ZDEN) e neutrão (CNCF); 8) tempo de trânsito sônico compressional (DTCO); 9) impedância acústica (I_p); 10) resistividades profunda (M2RX), média (M2R3) e rasa (M2R1); 11) porosidade de laboratório (Phi_Lab) e perfis RMN: porosidade total (PHIT), porosidade efetiva (PHIE) e fluidos livres (FF); 12) permeabilidade (NMRperm) e permeabilidade medida em laboratório (Perm_Lab); 13) estimativas de argilosidade a partir de GR ($V_{clay}^{Larionov}$) e RMN (V_{cl}^{RMN}); 14) estimativa da saturação de água (Sw^{Archie}); 15) – 16) estimativas de *net reservoir* e *net pay*.

4.3. *Crossplots* de física de rochas

Os *crossplots* que são apresentados a seguir utilizam parâmetros elásticos e petrofísicos calculados a partir dos perfis geofísicos de poços. Em ambos os poços são exibidos IP *versus* PHIE pelos intervalos interpretados na Formação Barra Velha e apresentados na seção anterior. A construção e análise destes *crossplots* visam auxiliar na compreensão das heterogeneidades observadas nos intervalos interpretados.

O *crossplot* de IP *versus* PHIE permitiu separar os carbonatos mais fechados (BV-4B) dos demais intervalos no poço 3-BRSA-1243-RJS (Figura 31). Foi observado que os melhores intervalos reservatórios (BV-1B e BV-3B) apresentam valores de impedância concentrados entre 11.000 e 13.000 g.m/cm³.s e, mesmo que o BV-1B apresente porosidades levemente maiores que o BV-3B, esses intervalos exibem valores de porosidades média a alta, concentrados entre 0,08 a 0,16. O carbonato argiloso (BV-2B) exibe valores de impedância (I_p) entre 11.500 e 13.500 g.m/cm³.s com baixos valores de PHIE, concentrados entre 0,05 a 0,10. Os carbonatos fechados (BV-4B) apresentam valores de impedância entre 13.000 e 15.000 g.m/cm³.s e porosidades entre 0,02 a 0,09, os menores valores observados para a Formação Barra Velha. A sobreposição dos valores de impedância acústica para um alto intervalo de porosidade representa um grande desafio do pré-sal na modelagem de porosidade 3D a partir de um volume de I_p , resultante de uma inversão sísmica (Teixeira *et al.*, 2017; Lebre *et al.*, 2021).

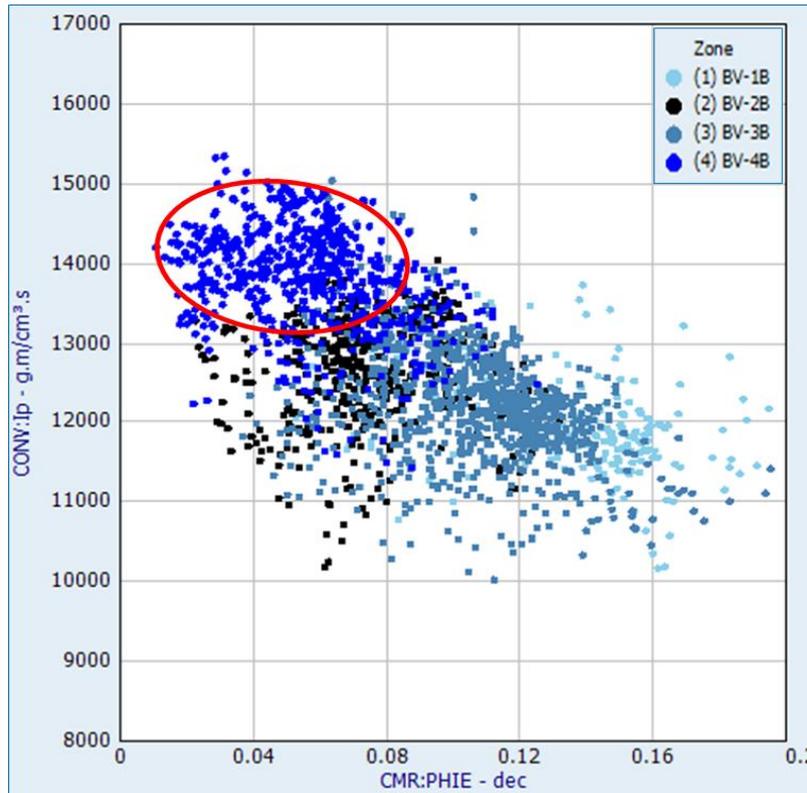


Figura 31: *Crossplot* IP versus PHIE por zonas na Formação Barra Velha para o poço 3-BRSA-1243-RJS. Destaque: intervalo BV-4B, região de carbonatos mais fechados.

No poço 3-BRSA-1172-RJS verifica-se apenas uma tendência da distribuição dos dados (Figura 32). É observado uma relação inversa entre a I_p e a PHIE, ou seja, quando há diminuição na PHIE percebe-se um aumento nos valores de I_p . Conforme esperado, a distribuição dos dados das zonas BV-2A e BV-3A apresentaram alta dispersão devido as influências do cáliper nessas regiões.

O intervalo BV-4A representa os carbonatos muito silicificados e dolomitizados, que correspondem aos carbonatos mais fechados. Essa região exibe valores de impedância entre 13.000 e 15.000 $\text{g.m/cm}^3.\text{s}$ e porosidades entre 0,03 a 0,10. O BV-5A, intervalo com as melhores propriedades permoporosas, exibe valores de impedância entre 9.000 a 12.000 $\text{g.m/cm}^3.\text{s}$ e porosidades entre 0,10 a 0,22. Já o BV-1A apresentou valores de impedância entre 8.800 e 10.000 $\text{g.m/cm}^3.\text{s}$ e porosidades concentrados entre 0,18 a 0,22. Neste intervalo, foi observado a alta presença de matéria orgânica e porosidades *vugs*.

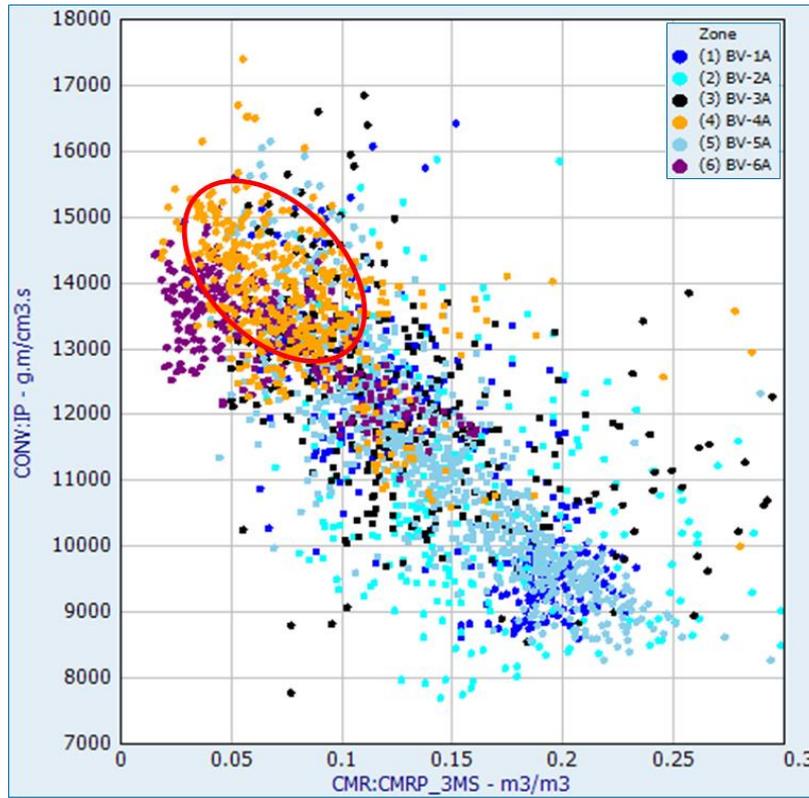


Figura 32: *Crossplot* IP versus PHIE por zonas na Formação Barra Velha para o poço 3-BRSA-1172-RJS. Destaque: intervalo BV-4A, região de carbonatos mais fechados.

5. Discussões

Nos reservatórios carbonáticos do pré-sal, os perfis de porosidade RMN costumam correlacionar melhor com os dados de porosidade adquiridos em laboratório, quando o cáliper exibe condições normais sem indicações de desmoronamentos ou acúmulo de reboco nas paredes dos poços. Para o poço 3-BRSA-1243-RJS, que apresentava grande disponibilidade de dados de petrofísica básica e pequenas alterações no cáliper, foi verificado uma boa correlação entre as porosidades. Todavia, a pouca disponibilidade de dados de petrofísica básica dificultou a correlação entre os perfis de porosidade RMN e os dados de porosidade de laboratório no poço 3-BRSA-1172-RJS. Entretanto, ainda assim as curvas de porosidades RMN foram aplicadas ao fluxo para avaliação de formações em ambos os poços.

Os intensos arrambamentos observados pelo perfil cáliper na Fm. Barra Velha influenciaram na leitura dos perfis de densidade e RMN (TCMR e CMRP) no poço 3-BRSA-1172-RJS. Os perfis centralizados ao poço, como o perfil sônico, foram menos afetados por essas alterações quando comparados a esses perfis que são operados junto a parede do poço. Pode ser que nessa região com arrambamentos uma estimativa da porosidade sônica pudesse correlacionar melhor com a porosidade de laboratório e, portanto, ser empregada substituindo as porosidades RMN.

A tentativa de aplicação da técnica do expoente de cimentação variável produziu resultados superestimados e fora da realidade para a estimativa da saturação de água na Fm. Barra Velha. No pré-sal, as elevadas resistividades encontradas em zonas com a presença de hidrocarbonetos impactam diretamente nos valores estimados para o coeficiente de cimentação variável, impossibilitando o uso desta técnica nessas regiões saturadas com óleo. Na Fm. Itapema foram observados valores coerentes para o coeficiente de cimentação variável, pois essa formação apresenta menores valores de resistividades.

Em regiões complexas como o pré-sal, a utilização do coeficiente de cimentação fixo também pode não ser interessante, pois esse parâmetro não reproduz adequadamente a variabilidade ao longo do poço, resultante da natureza heterogênea dessas rochas carbonáticas. Contudo, os valores de m utilizados para

o poço 3-BRSA-1172-RJS foram próximos aos estimados no poço 3-BRSA-1243-RJS e observou-se uma certa coerência entre as estimativas de saturação de água e as informações contidas nos testes de formações neste poço.

Os *cutoffs* fixos aplicados as propriedades de reservatório durante o fluxo de avaliação das formações produziram resultados de *net pay* satisfatórios no poço 3-BRSA-1243-RJS. No poço 3-BRSA-1172-RJS, a Fm. Itapema apresenta 6,7m de *net pay*, principalmente, nos grainstones entre a base do Jiquiá interpretada em 5.630m e o contato O/A em 5.635m. Esse resultado também é satisfatório tendo em vista a ocorrência majoritária deste *net pay* em um intervalo reservatório. No entanto, esperava-se uma maior estimativa de *net pay* no intervalo BV-3A da Fm. Barra Velha, tendo em vista as melhores propriedades permoporosas. Ainda que seja recomendada a utilização de *cutoffs* variáveis para as propriedades de reservatório em cada zona interpretada, a aplicação de *cutoffs* fixos utilizadas neste trabalho produziram estimativas de *net pay* coerentes com a avaliação de formações.

A Tabela 18 foi construída para auxiliar nas discussões sobre a avaliação das formações. Esta tabela busca ilustrar comparativamente as principais propriedades petrofísicas nas Formações Barra Velha e Itapema em ambos os poços analisados.

Tabela 18: Comparação entre as médias das propriedades petrofísicas nas formações Barra Velha e Itapema para os poços analisados.

POÇOS	FORMAÇÕES	ESPESSURA (m)	NET RES (m)	NET PAY (m)	Vclay (v/v)	Vcl (v/v)	PHIT (m ³ /m ³)	PHIE (m ³ /m ³)	FF (m ³ /m ³)	KTIM (mD)	Sw (v/v)
					MÉDIAS						
3-BRSA-1172-RJS	Barra Velha	482	270	259	23,8%	4,6%	13,5%	13,0%	8,5%	9,23	30,1%
	Itapema	216	147	6,71	10,7%	16,4%	10,0%	8,7%	6,3%	3,20	91,9%
3-BRSA-1243-RJS	Barra Velha	352	171	130,8	20,3%	6,9%	9,5%	9,5%	5,5%	1,23	50,6%
	Itapema	124	41	0	21,7%	14,3%	8,1%	9,9%	4,8%	0,36	92,8%

Nos dois poços, a Fm. Barra Velha apresenta volumes médios de argilosidades muito próximo, 23,8% e 20,3%. Na Fm. Itapema observa que essa propriedade é quase duas vezes maior e, portanto, mais argilosa no poço 3-BRSA-1243-RJS. Como visto durante a avaliação das formações, esse aumento da argilosidade é dado justamente na parte superior da Fm. Itapema. Foi observado que a parte inferior dessa formação é mais limpa e a parte superior apresenta as maiores heterogeneidades, influenciando diretamente nos cálculos petrofísicos em ambos os poços.

A Fm. Barra Velha apresenta baixos volumes de argilosidade quando utilizamos os perfis RMN (V_{ClRMN}), exceto, a região BV-4B que exibe valor médio de 13% no poço 3-BRSA-1243-RJS. O V_{ClRMN} na Fm. Itapema é pelo menos o dobro dos valores médios da Fm. Barra Velha em ambos os poços. No entanto, nas coquinas os valores de V_{ClRMN} são menores e a alta concentração dessa propriedade está mais relacionada aos folhelhos calcíferos. No poço 3-BRSA-1172-RJS, as análises DRX indicam a presença de argilominerais não radioativos como esmectita e kerolita associadas as intercalações de folhelhos calcíferos na Fm. Itapema. Entretanto, essa associação deve ser feita com ressalvas, pois a análise do V_{ClRMN} não é recomendada em regiões com a presença de folhelhos (Castro, 2019).

No poço 3-BRSA-1243-RJS, as altas porosidades nas coquinas tornam a Fm. Itapema com maiores porosidades efetivas que a Fm. Barra Velha, mesmo com a região ITP-1B apresentando grande heterogeneidade. Essa situação também está relacionada ao comportamento de não-reservatório observado nas regiões BV-2B e BV-4B, influenciando a PHIE na Fm. Barra Velha. Já no poço 3-BRSA-1172-RJS, a Fm. Barra Velha apresenta PHIE cerca de 49% maior do que a Fm. Itapema, já desconsiderando os efeitos das regiões com cáliber alterado.

Os volumes de FF são maiores na Fm. Barra Velha nos dois poços. Nos intervalos de coquinas são observados excelentes valores de FF, que chegam a atingir médias de 8,5% e 11,8%, conforme visto nas Tabela 15 e Tabela 17. Entretanto, estes fluidos livres correspondem a água, tendo em vista que nos poços a Fm. Itapema não apresenta acumulação significativa de hidrocarbonetos.

O poço 3-BRSA-1172-RJS apresenta maiores permeabilidades nas formações Barra Velha e Itapema quando comparado ao poço 3-BRSA-1243-RJS. As melhores permeabilidades são encontradas na Fm. Barra Velha em ambos os poços. As coquinas também apresentam excelentes permeabilidades, porém, as intercalações de fácies de baixa energia estariam influenciando e reduzindo as médias das permeabilidades na Fm. Itapema.

As estimativas de saturação ($S_{wArchie}$) apontam para uma Fm. Itapema quase 100% saturada com água nos dois poços, uma vez que essa formação se encontra abaixo do contato O/A. A Fm. Barra Velha apresenta um valor médio de 30,1% e 50,6%, respectivamente, nos poços 3-BRSA-1172-RJS e 3-BRSA-1243-RJS. Neste

poço, o contato O/A foi interpretado na região BV-4B, influenciando nas médias para saturação de água nesta formação.

A Tabela 19 apresenta as estimativas para a saturação de água e os efeitos no cálculo do *net pay* nas regiões abaixo e acima do contato O/A. É observado que acima do contato O/A as estimativas médias para saturações de água apresentam proximidade o que impacta em espessuras de *net pay* similar no poço 3-BRSA-1243-RJS. Portanto, a saturação de água irreduzível ($Sw_{iR_{MN}}$) pode ser aproximada a saturação de água real configurando uma abordagem alternativa quando a resposta dos perfis RMN não são impactados pela parede do poço. Entretanto, são observados uma subestimativa da saturação de água o que promove elevadas estimativas de *net pay* na região abaixo do contato O/A. Essa situação não condiz com o resultado obtido através da avaliação de formações que apontam para intervalos saturados com água nas regiões abaixo do contato. Dessa forma, a metodologia 2 não deve ser empregada abaixo do contato O/A pois, desconsideram a saturação de água móvel, presente em maiores proporções nessas regiões.

Tabela 19: Comparação das estimativas para a saturação de água e os efeitos no cálculo do *net pay* nas regiões abaixo e acima do contato O/A.

Poço 3-BRSA-1172-RJS					Poço 3-BRSA-1243-RJS						
	↑ Contato O/A	Net Pay	↓ Contato O/A	Net Pay		↑ Contato O/A	Net Pay	↓ Contato O/A	Net Pay		
Metodologia 1 (Sw_{Archie})	34,0%	263,1 m	Metodologia 1 (Sw_{Archie})	92,7%	3,4 m	Metodologia 1 (Sw_{Archie})	37,1%	126 m	Metodologia 1 (Sw_{Archie})	91,0%	4,7 m
Metodologia 2 ($Sw_{iR_{MN}}$)	39,6%	192,9 m	Metodologia 2 ($Sw_{iR_{MN}}$)	38,6%	134,9 m	Metodologia 2 ($Sw_{iR_{MN}}$)	33,9%	129,8 m	Metodologia 2 ($Sw_{iR_{MN}}$)	69,6%	40,6 m

A Fm. Barra Velha exibe cerca de 259m e 131m de *net pay's* que, resultaram em 53,7% e 37,2% *Pay/Gross*, respectivamente, nos poços 3-BRSA-1172-RJS e 3-BRSA-1243-RJS. Um fato interessante é que a Fm. Itapema exibe 68,1% de *Res/Gross*, maior que os 56,0% observados na Fm. Barra Velha para o poço 3-BRSA-1172-RJS. Entretanto, conforme descrito nos resultados, ainda que nos intervalos de coquinas sejam exibidas excelentes propriedades permoporosas e elevados valores de *net res*, estes não resultam em *net pay* devido as elevadas saturações de água na Fm. Itapema.

Para auxiliar nas discussões sobre a integração de rocha-perfil nas formações Barra Velha e Itapema foram construídos os gráficos das Figura 33, Figura 34 e Figura 35. Estes buscam associar as fácies com as melhores propriedades

petrofísicas nos intervalos interpretados. Tais gráficos foram construídos com base nas descrições das amostras laterais presentes nos relatórios finais de exploração.

As análises das Figura 33, Figura 34 e Figura 35 permitem afirmar que as principais fácies presentes em ambos os poços são os esferulitos associados aos *shrubs* na Fm. Barra Velha. É observado um aumento destas fácies e uma diminuição dos laminitos em direção ao topo desta formação. Essa situação está relacionada a contínua evaporação e raseamento do nível do lago promovendo as condições necessárias para a deposição preferencial desses carbonatos. Wright & Rodriguez (2018) ainda ressaltam que as melhores fácies de reservatório correspondem aos *shrubs*. Já na Fm. Itapema são observadas principalmente as intercalações entre laminitos e coquinas.

Os esferulitos associados aos *shrubs* representam grandes proporções nos intervalos da Fm. Barra Velha no poço 3-BRSA-1172-RJS. Essa informação pode nos levar a pensar que essa formação apresenta uma certa homogeneidade. Entretanto, os processos diagenéticos como a dolomitização e a intensa silicificação que foram observados são os principais fatores que promovem a piora das propriedades petrofísicas nesta formação, tornando-a heterogênea e permitindo a divisão em diferentes intervalos.

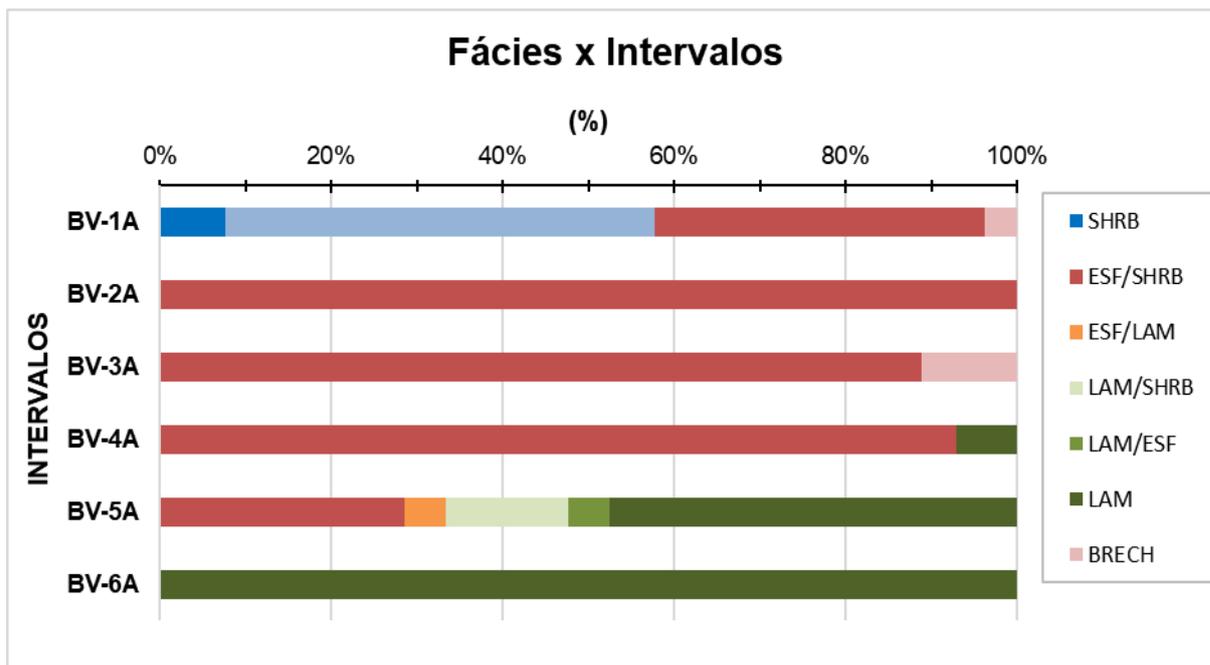


Figura 33: Proporção de fácies descritas nas amostras laterais nos seis intervalos interpretados para a Formação Barra Velha no poço 3-BRSA-1172-RJS.

No intervalo BV-6A, os laminitos representam a principal fácies. Esses laminitos foram descritos como cinzas acastanhados/escuros ou castanhos escuros, dolomitizados, argilosos e muito silicificados. Nesse intervalo, também foram descritos uma concentração de Ca-Dolomita/Ankerita. As características da ankerita são as cores cinza e castanho. Nessa região, quando há a ocorrência da ankerita também existe a presença de pirita, segundo as análises DRX. Essa associação pode resultar em um aumento pontual e expressivo da condutividade nesse intervalo. É necessário maior investigação para compreender o comportamento e a heterogeneidade que esse mineral causa nos perfis.

No intervalo BV-5A, as principais fácies são os laminitos com cerca de 55% e os esferulitos representando 30% das fácies. Na parte superior deste intervalo (5.412/5.467 m), as fácies são descritas como castanho e cinza claro, além de silicificada e em parte dolomitizada. A presença intensa de Ca-dolomita/ankerita é uma característica desse intervalo e novamente são observadas reduções nas resistividades. Esperava-se uma maior estimativa para o *net pay*, tendo em vista as excelentes propriedades permoporosas. No entanto, a presença de material argiloso promoveu um aumento do GR que superestimou o volume de argila $V_{clay}^{Larionov}$, ultrapassando em diversos momentos os *cutoffs* fixos empregados no estudo.

Os intervalos BV-2A, BV-3A e BV-4A apresentam grande proporção de esferulitos/*shrubs*. As heterogeneidades encontradas nesses intervalos estão relacionadas aos processos diagenéticos. Como visto anteriormente, o BV-4A apresenta uma piora significativa nas propriedades permoporosas com aumento de RHOB e diminuição de DTCO e DTSM, comportamento característico em fácies muito cimentadas. No BV-3A são mencionados retrabalhamento das fácies e porosidade *vugs* associadas, o que implica em porosidades levemente maiores. No BV-2A as fácies são descritas como dolomitizadas e muito silicificadas, assim como no BV-4A, porém as propriedades de reservatórios são melhores. Já no BV-1A são observados excelentes porosidades e permeabilidades, mas a presença de matéria orgânica promove um aumento excessivo no $V_{clay}^{Larionov}$.

O comportamento observado no BV-1A e em parte do BV-5A chamam a atenção para o método utilizado na estimativa do volume de argilosidade no poço 3-BRSA-1172-RJS. Essas regiões apresentaram propriedades permoporosas, resistividades e características de zonas portadoras de hidrocarbonetos. No entanto, a metodologia empregada na estimativa de argilosidade aparenta estar bastante influenciada pela presença de matéria orgânica nos intervalos BV-1A e BV-5A. Dessa forma, é recomendado utilizar outra metodologia para obtenção dessa propriedade e estimativa do *net pay*.

Na Fm. Itapema são observadas as intercalações entre os folhelhos calcíferos e as coquinas. A parte inferior apresentando-se mais limpa e com melhores propriedades petrofísicas.

No poço 3-BRSA-1243-RJS não foram descritas nas amostras laterais a presença de fácies de retrabalhamento. A Figura 35 demonstra que os intervalos BV-1B, BV-2B, BV-3B e BV-4B exibem três fácies principais: *shrubs*, esferulitos e laminitos. Na Fm. Itapema, composta pelos intervalos ITP-1B e ITP-2B, as principais fácies encontradas são os laminitos e as coquinas. Os laminitos compreendem cerca de 52% das fácies na Fm. Barra Velha.

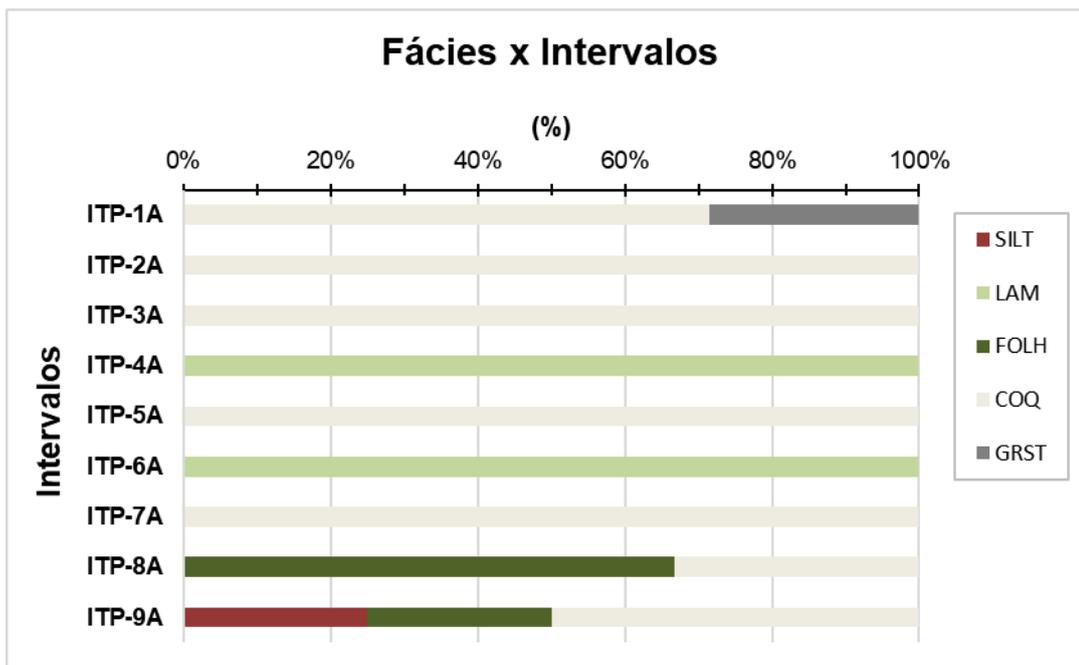


Figura 34: Proporção de fácies descritas nas amostras laterais nos nove intervalos interpretados para a Formação Itapema no poço 3-BRSA-1172-RJS.

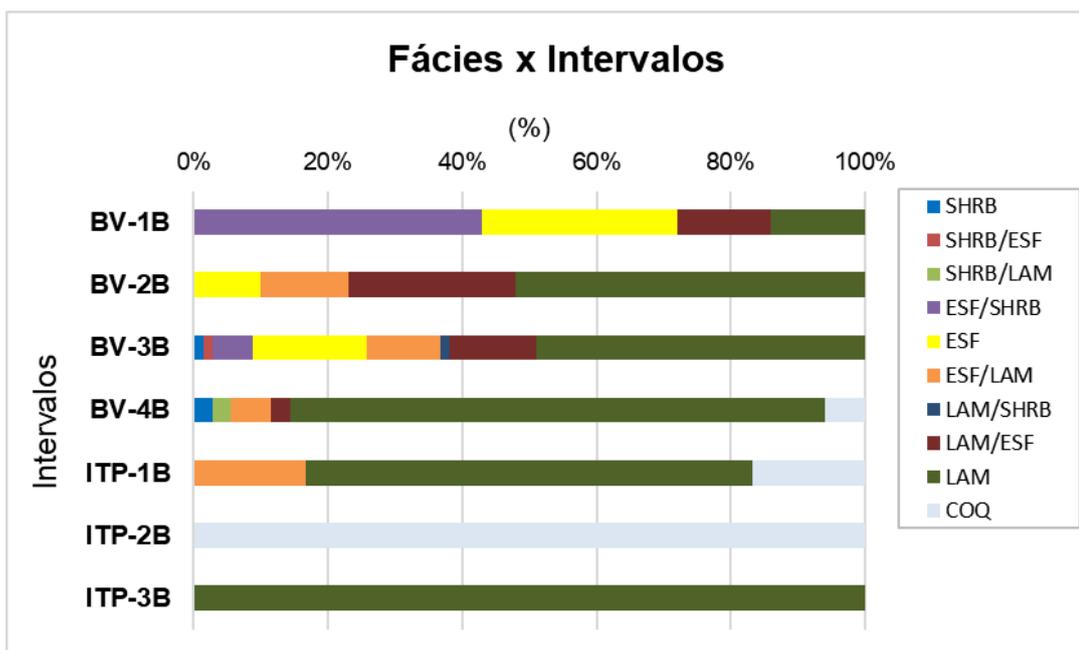


Figura 35: Principais fácies descritas nas amostras laterais e proporção encontrada nos intervalos interpretados para o poço 3-BRSA-1243-RJS.

Na avaliação de formações os intervalos BV-1B e BV-3B apresentam as melhores propriedades petrofísicas e os maiores *net pay*. Analisando as fácies e as propriedades petrofísicas, as melhores propriedades permoporosas estão nos intervalos com maior presença de fácies *shrubs* e esferulíticos. Esperava-se

encontrar também essas fácies em maior proporção no BV-3B, porém, os laminitos são as fácies mais descritas neste intervalo.

Os intervalos BV-2B e BV-4B apresentam grande proporção de laminitos e possuem alta saturação de água. Esses intervalos apresentaram as piores propriedades de reservatório, não configurando zonas produtivas. Altos valores de GR e uma diminuição de PE foram associados a presença de uma matriz argilosa no BV-2B. No BV-4B foram observados um aumento de ZDEN e $V_{cl_{RMN}}$, além de uma diminuição de DTCO, porém não houve mudanças significativas no PE. Esse comportamento foi associado a uma concentração de grãos finos obstruindo a garganta de poros, tornando esse intervalo mais fechado com um valor médio de permeabilidade de 0,04 mD. Além disso, vale destacar que os processos de silicificação foram citados no perfil composto, o que promove uma diminuição das porosidades em rochas carbonáticas.

A parte superior da Fm. Itapema é mais heterogênea que a parte inferior. O intervalo superior (ITP-1B) compreende uma grande proporção de laminitos, que chega a atingir 60%. Esse intervalo apresentou as piores propriedades petrofísicas. O ITP-2B composto majoritariamente pelas coquinas é um intervalo mais limpo e homogêneo. Ele exibe excelentes porosidades e permeabilidades. Entretanto, como foi visto, essa formação está abaixo do contato O/A e não possui *net pay*.

O *crossplot* IP versus PHIE no poço 3-BRSA-1243-RJS permitiu separar os carbonatos mais fechados (BV-4B) dos demais intervalos (Figura 31). Foi verificado que esses carbonatos fechados apresentam valores de impedância mais elevados e as menores concentrações de porosidades na Fm. Barra Velha. Entretanto, os demais intervalos apresentaram sobreposição dos dados de impedância acústica entre os carbonatos argilosos e carbonatos limpos com porosidade média a alta. Isto configura um problema para interpretação sísmica quantitativa, pois dificulta a utilização de um volume de impedância acústica para a modelagem 3D de porosidade.

No poço 3-BRSA-1172-RJS, os carbonatos mais fechados estão no intervalo BV-4A. Como visto no capítulo 4, este intervalo é descrito como muito silicificado, dolomitizado e com a presença intensa de veios quartzosos. Essas características resultaram em uma diminuição nas porosidades. Os contrastes de impedância

acústica nos intervalos interpretados são pequenos e dificultam a separação dessa região das demais.

No poço 3-BRSA-1243-RJS, os pequenos contrastes observados para a impedância acústica resultaram em sobreposição de dados dos carbonatos com matriz argilosa e os carbonatos de média a alta porosidade. Já no poço 3-BRSA-1172-RJS, os processos diagenéticos também não resultaram em grandes contrastes de IP que permitissem uma clara separação dos intervalos. Portanto, os *crossplots* IP versus PHIE demonstram a dificuldade de separar litologias carbonáticas e determinar a porosidade a partir da impedância acústica.

6. Conclusão

A Formação Barra Velha apresenta as melhores propriedades de reservatório e as estimativas apontam para um Pay/Gross de 53,7% e 37,2% nos poços 3-BRSA-1172-RJS e 3-BRSA-1243-RJS, respectivamente. As principais fácies presentes nesta formação são os *shrubs*, esferulitos e laminitos. Na Fm. Itapema, as coquinas apresentam excelentes porosidades e permeabilidades que resultaram em grandes espessuras de *net res*. Entretanto, esta formação não exibe *net pay* considerável devido sua localização estar abaixo do contato O/A.

As elevadas resistividades em zonas com a presença de hidrocarbonetos influenciaram na estimativa do coeficiente de cimentação variável. No pré-sal, regiões altamente saturadas com óleo podem representar uma limitação para aplicação desta técnica. Os *cutoffs* fixos aplicados as propriedades de reservatório produziram estimativas de *net pay* coerentes com a avaliação de formações. Ainda que a utilização de *cutoffs* variáveis para as propriedades de reservatório em cada zona interpretada possa ser uma abordagem mais robusta.

Na Fm. Barra Velha, as melhores propriedades de reservatórios estão associadas aos *shrubs* e esferulitos. As heterogeneidades observadas relacionam-se principalmente aos processos diagenéticos de silicificação e dolomitização, que impactaram na redução da permoporosidade. No poço 3-BRSA-1243-RJS, a presença intensa de laminitos resultaram em uma piora na qualidade das propriedades permoporosas e o contato O/A, dado ainda na Fm. Barra Velha, promoveu um aumento nos parâmetros elásticos nesta formação. Essas características observadas e a grande proporção dessas fácies de baixa energia pode estar associada a uma localização deste poço em um baixo estrutural relativo.

No poço 3-BRSA-1172-RJS, as heterogeneidades estão mais relacionadas aos processos diagenéticos de silicificação e dolomitização. Os intervalos BV-2A e BV-3A exibem grandes espessuras de *net pays*. Entretanto, o perfil calíper alterado aumenta as incertezas na avaliação dessa região. O BV-1A e o BV-5A apresentam excelentes propriedades permoporosas. No entanto, a metodologia empregada na estimativa de argilosidade ($V_{clay}^{Larionov}$) pode ter sido superestimada pela presença de matéria orgânica, impactando o *net pay*. Dessa forma, recomenda-se a utilização

de uma metodologia independente do perfil de raios gama para obtenção do volume de argila nestes intervalos.

O desmoronamento na parede do poço interferiu diretamente nas estimativas de *net pay* através das diferentes metodologias para a saturação de água promovendo grandes discrepâncias entre os resultados para o poço 3-BRSA-1172-RJS. No poço 3-BRSA-1243-RJS as metodologias apresentaram 3,8m de diferença em espessura de *net pay* acima do contato O/A. A metodologia 2 resultou em uma estimativa para saturação de água menor e independente de parâmetros associados a matriz da rocha, configurando uma abordagem alternativa para regiões acima do contato O/A. Já para a região abaixo do contato O/A a Sw_{iRMN} não é recomendada pois desconsidera da estimativa a saturação de água móvel.

As análises de DRX indicaram a presença de três minerais principais na composição dos carbonatos da Formação Barra Velha: calcita, quartzo e dolomita/ca-dolomita. Nos intervalos BV-5A e BV-6A existe a presença do mineral ankerita. Nos intervalos de ocorrência deste mineral há uma associação com pequenas proporções de pirita que pode estar promovendo uma redução nos valores de resistividades.

No poço 3-BRSA-1243-RJS, os intervalos BV-1B e BV-3B apresentam boas propriedades permoporosas e espessura de *net pay*. Já as zonas BV-2B, BV-4B e ITP-1B apresentam perdas na qualidade das propriedades petrofísicas por motivos distintos. Os intervalos BV-2B e ITP-1B possuem presença de matéria orgânica e matriz argilosa que resultaram em um alto volume de argilosidade. O BV-2B exibe intensa intercalação de laminitos configurando um carbonato mais lamoso. O ITP-1B é majoritariamente composto por laminitos que reduzem drasticamente as porosidades e permeabilidade nessa região. O intervalo BV-4B exibe um elevado volume de grãos finos obstruindo as conexões porosas e tornando esses carbonatos mais fechados.

Por fim, os *crossplots* impedância acústica (I_p) versus porosidade efetiva (PHIE) destacam o intervalo de carbonatos mais fechados (BV-4A e BV-4B) em ambos os poços. Entretanto, os carbonatos de média a alta porosidade e os carbonatos argilosos apresentam os mesmos intervalos de valores de I_p . A

separação entre carbonatos argilosos e carbonatos de média a alta porosidade ainda representa um desafio para a caracterização de reservatórios do pré-sal.

7. Referências

- 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, Geological Society of London, v. 369, n. 1, p. 11–40, 2013.
- ALVES, E.C.** Zonas de Fraturas Oceânicas e suas Relações com a Compartimentação Tectônica do Sudeste do Brasil. Tese de Doutorado. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2002.
- ARCHIE, G.E.** The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics. Petroleum Technology, vol. 5, pag. 54-62, 1942.
- ANP.** Boletim de Produção de Petróleo e Gás Natural: dezembro de 2021. In: . [S.l.]: Superintendência de Desenvolvimento e Produção - SDP, 2021.
- ANP.** Boletim de Produção de Petróleo e Gás Natural: maio de 2022. In: . [S.l.]: Superintendência de Desenvolvimento e Produção - SDP, 2022.
- ANP/LEBAC.** Interpretação e mapeamento dos sistemas petrolíferos da Bacia de Santos – Tomo I. Agência Nacional do Petróleo (Relatório Interno), 170p, 2013.
- ANTUNES, R.C.** Modelo deposicional das coquinas do Campo de Búzios, Bacia de Santos. Dissertação de Mestrado - Universidade Federal do Paraná, Setor de Ciências da Terra, Programa de Pós-graduação em Geologia. Curitiba, 2021.
- 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.
- BELTRÃO, R. L. C.; SOMBRA, C. L.; LAGE, A. C. V. M.; FAGUNDES NETTO, J. R.; HENRIQUES, C. C. D.** Challenges and new technologies for the development of the pre-salt cluster, Santos Basin, Brazil. In: 2009 OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 2009, Houston.
- 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, Special Publications, vol. 418, pag. 1–17, 2015.

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

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. In: Gierlowski Kordesch, E. H. & Kelts, K. R. (ed.) Lake basins through space and time. Tulsa, AAPG, (Studies in Geology 46), pag. 245-256, 2000.

CASTRO, T. M. Avaliação dos Reservatórios Carbonáticos do Pré-Sal no Campo de Búzios, Bacia de Santos. Dissertação de Mestrado em Dinâmica dos Oceano e da Terra (Universidade Federal Fluminense) 2019.

CASTRO, T. M. & LUPINACCI, W. M. Evaluation of fine grains in pre-salt reservoirs. 16th International Congress of the Brazilian Geophysical Society held in Rio de Janeiro, Brazil, 19-22 August, 2019.

CASTRO, T. M. & LUPINACCI, W. M. Comparison between conventional and NMR approaches for formation evaluation of presalt interval in the Buzios Field, Santos Basin, Brazil. Journal of Petroleum Science and Engineering 208 (2022) 109679.

CHINELATTO, G. F.; BELILA, A. M. P.; BASSO, M.; SOUZA, J. P. P.; VIDAL, A. C. A taphofacies interpretation of shell concentrations and their relationship with petrophysics: A case study of Barremian-Aptian coquinas in the Itapema Formation, Santos Basin-Brazil. 2020. Marine and Petroleum Geology, 116, 104317. doi: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104317>.

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

CRAIN, E.R. Special Cases – Irreducible Water Saturation, in Crain’s Petrophysical Handbook. 2019a.

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.

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.

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

Farias, F., P. Szatmari, A. Bahniuk, and A. B. França. Evaporitic carbonates in the pre-salt of Santos Basin – Genesis and tectonic implications: Marine and Petroleum Geology, v. 105, no. July 2019, p. 251–272, doi:10.1016/j.marpetgeo.2019.04.020.

FORMIGLI, J. F. Santos Basin Pre-Salt Cluster: how to make production development technical and economically feasible. In: RIO OIL AND GAS, 14., Rio de Janeiro, 2008. Disponível em: <http://www2.petrobras.com.br/ri/pdf/RioOilGas_2008_Formigli.pdf>

FREITAS, V.A; TRAVASSOS, R. M & CARDOSO, M. B. Bacia de Santos. Sumário Geológico e Setores em Oferta. ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – Rodada Brasil 16 Concessões de Petróleo e Gás, 2019.

GARCIA, S. F. M.; DANDERFER FILHO, A.; LAMOTTE, D. F.; RUDKIEWICZ, J. L. Análise de volumes de sal em restauração estrutural: um exemplo na Bacia de Santos. Revista Brasileira de Geociências, São Paulo, vol. 42, n. 2, pag. 433-450, 2012.

GOMES, J. P.; BUNEVICH, R. B.; TEDESCHI, L. R.; TUCKER, M. E.; WHITAKER, F. F. Facies classification and patterns of lacustrine carbonate deposition of the Barra Velha Formation, Santos Basin, Brazilian Pre-salt. Marine and Petroleum Geology, Elsevier, v. 113, p. 104176, 2020.

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.

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), pag. 3-7, 1989.

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, pag. 1285–1313, 2017. Doi: <https://doi.org/10.2110/jsr.2017.70>

KARNER, G. D.; GAMBOA, L. A. P. Timing and origin of the South Atlantic pre-salt sag basins and their capping evaporites. In: Schreiber, B. C., Lugli, S. & Babel, M. (eds) *Evaporites through Space and Time*. Geological Society, London, Special Publications, 285, pag. 15–35, 2007.

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

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

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

KIDWELL, S. M.; FURSICH, F. T.; AIGNER, T. Conceptual framework for the analysis of fossil concentrations. 1986. *Palaios* 1, 228–238.

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, pag. 927–945, 1974.

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

LEBRE, M. S.; FERNANDES, F. J. D.; VIZEU, F.; JESUS, I. L.; FREIRE, A. F. M.; GAMBOA, L. A. P. LUPINACCI, W. M. Electrofacies versus Flow Units in Presalt Carbonate Reservoirs of the Santos Basin: Which is the Best Approach for Estimate

Petrophysical Properties? 17th International Congress of the Brazilian Geophysical Society & ExpogefAt: Universidade Federal Fluminense. 2021.

LUCIA, F.J. Petrophysical Parameters Estimated from Visual Descriptions of Carbonate Rocks: A Field Classification of Carbonate Pore Space. *J. Pet. Technol.* 23:629-637, 1983.

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

MAGOON, L. B.; BEAUMONT, E. A. "Petroleum Systems", in E. A. Beaumont & N. H. Forster (eds.). *Exploring for Oil and Gas Traps, Treatise of Petroleum Geology, Handbook of Petroleum Geology.* Tulsa, American Association of Petroleum Geologists, 1999, pp. 3.1-3.34

MELANI, L. H. Caracterização Petrofísica de Reservatório Carbonático. Dissertação de Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo UNICAMP, SP, 2015.

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), pag. 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.

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; MADEIRA, C. V; GIL, J. A; PINHEIRO, M. A. P. Bacia de Santos. *Boletim Geociências Petrobrás*, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 531-549, maio/nov. 2007.

MUNIZ, M. C.; BOSENCE, D. W. J. (2015). 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.

NAVARRO, G.R.B.; ZANARDO, A.; MONTIBELLER, C.C.; LEME, T.G. Livro de referência de minerais comuns e Economicamente Relevantes: CARBONATOS.

Museu de Minerais, Minério e Rochas “Prof. Dr. Heinz Ebert”. 2017. www.museuhe.com.br

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.

NEVES, I. D. A.; LUPINACCI, W. M.; FERREIRA, D. J. A.; ZAMBRINI, J. P. R.; OLIVEIRA, L. O. A.; OLHO AZUL, M.; FERARRI, A.L.; GAMBOA, L. A. P. Pre salt reservoirs of the Santos Basin: Cyclicity, electrofacies, and tectonic-sedimentary evolution. 2019. Interpretation, 7(4), SH33-SH43.

DE OLIVEIRA, V. C. B., DE ASSIS SILVA, C. M., BORGHI, L. F., & DE SOUZA CARVALHO, I. Lacustrine coquinas and hybrid deposits from the rift phase: Pre-Salta, lower Cretaceous, Campos Basin, Brazil. Journal of South American Earth Science, 95, 102254, 2019. doi: <https://doi.org/10.1016/j.jsames.2019.102254>.

OLIVEIRA, L.C.; RANCAN, C.C.; SARTORATO, A.C.L.; FARIAS, F.A.; PEREIRA, E. Drowning unconformities on presalt carbonate platforms– Examples from the Itapema Formation (Lower Cretaceous), Santos Basin, offshore Brazil. Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology, Elsevier, p. 110570, 2021. doi: <https://doi.org/10.1016/j.palaeo.2021.110570>.

PAPATERRA, G. E. Z. Pré-Sal: Conceituação geológica sobre uma nova fronteira exploratória de petróleo no Brasil. Dissertação de Mestrado em Geologia UFRJ, Maio 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 em Dinâmica dos Oceanos e da Terra (Universidade Federal Fluminense) 2018.

PETERS, E. J. Advanced Petrophysics: Geology, Porosity, Absolute Permeability, Heterogeneity, and Geostatistics. 1. ed. Austin: Live Oak, 2012. v.1.

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

PETTIJOHN, F.J. Sedimentary Rocks, second ed. (Harper).

PIETZSCH, R.; OLIVEIRA, D.M.; TEDESCHI, L.R.; NETO, J.V.Q.; FIGUEIREDO, M.F.; VAZQUEZ, J.C.; DE 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, pag. 60–80, 2018.

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

Reeder, R.J. and W.A. Dollase (1989). Structural variation in the dolomite-ankerite solid-solution series: an X-ray, Mössbauer, and TEM study. *Amer. Mineral.*, 74, 1159–1167.

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

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

RIDER, M.; KENNEDY, M. *The Geological Interpretation of Well Logs*. 3 rd Ed.; Rider French, 432 pp, 2011.

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, 2015.

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: pag. 343-361, 1980.

ROSENBERG, P.E. Structural variation in the dolomite-ankerite solid-solution series: an X-ray, Mössbauer, and TEM study – discussion. *Amer. Mineral.*, 76, 659–662, 1991.

SANCEVERO, S. S; REMACRE, A. Z; PORTUGAL, R. S. O papel da inversão para a impedância acústica no processo de caracterização sísmica de reservatórios. *Rev. Bras. Geof.* 24 (4) • Dez 2006 • <https://doi.org/10.1590/S0102-261X2006000400004>.

SAUER, I.L. O pré-sal e a geopolítica e hegemonia do petróleo face às mudanças climáticas e à transição energética. In: Melfi, A.J., Campos, D.A., e Umberto, G.C (Orgs.). Recursos Minerais do Brasil: problemas e desafios (pp. 308-322). Academia Brasileira de Ciências. 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.

SCHÖN, J.H. Physical Properties of Rocks: a workbook. Handbook of Petroleum Exploration and Production, Elsevier, vol. 8, 2011.

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

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

TEIXEIRA, L.; CRUZ, N.; SILVANY, P.; FONSECA, J. Quantitative seismic interpretation integrated with well-test analysis in turbidite and presalt reservoirs. 2017. Lead. Edge 36 (11), 931–937. <https://doi.org/10.1190/tle36110931.1>.

TERRA, G.J.S.; SPADINI, A.R.; FRANÇA, A.B.; SOMBRA, C.L.; ZAMBONATO, E.E.; JUSCHAKS, L.D.S.; ARIENTI, L.M.; ERTHAL, M.M.; BLAUTH, M.; FRANCO, M.P.; MATSUDA, N.S.; SILVA, N.G.C.; JUNIOR, P.A.M.; D’AVILA, R.S.F.; SOUZA, R.S.; TONIETTO, S.N.; ANJOS, S.M.C.; CAMPINHO, V.S.; WINTER, W.R. Classificação de rochas carbonáticas aplicável às bacias sedimentares brasileiras. Boletim de Geociências Petrobrás, vol. 18, pag. 9-29, 2010.

TARIQ, Z., MAHMOUD, M., AL-YOUSSEF, H., KHAN, M.R. Carbonate rocks resistivity determination using dual and triple porosity conductivity models. Petroleum 6 (1), 35–42, 2020.

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, pag. 26–51, 2015.

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.

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, vol. 418, n. 1, pag. 209-219, 2015.

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, pag. 71–77, 2018.

ZALÁN P.V.; SEVERINO M.C.G.; OLIVEIRA J.A.B.; MAGNAVITA L.P.; MOHRIAK W.U.; GONTIJO R.C.; VIANA A.R.; SZATMARI P. Stretching and thinning of the upper lithosphere and continental-oceanic crustal transition in Southeastern Brazil. 2009. in: AAPG, International Conference and Exhibition, Abstracts, 1 p. (12)