**UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE**

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA E GEOFÍSICA

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM DINÂMICAS DOS OCEANOS E DA TERRA

JOYCE DE SOUZA RIBEIRO

# CARACTERIZAÇÃO PETROFÍSICA E SETORIZAÇÃO DO RESERVATÓRIO TURBIDÍTICO AB-140 NO CAMPO DE ALBACORA LESTE, BACIA DE CAMPOS

Niterói, RJ – Brasil

2026

# CARACTERIZAÇÃO PETROFÍSICA E SETORIZAÇÃO DO RESERVATÓRIO TURBIDÍTICO AB-140 NO CAMPO DE ALBACORA LESTE, BACIA DE CAMPOS

Joyce de Souza Ribeiro

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

BANCA EXAMINADORA:

gov.br Documento assinado digitalmente
JUNIA CASAGRANDE
Data: 14/09/2026 18:16:15-0300
Verifique em https://validar.iti.gov.br

---

Dr.ª Junia Casagrande (PETROBRAS)

gov.br Documento assinado digitalmente
ANA CLARA BRAGA DE SOUZA
Data: 08/09/2026 16:22:14-0300
Verifique em https://validar.iti.gov.br

---

Prof.a Dr.ª Ana Clara Braga de Souza (UFC)

gov.br Documento assinado digitalmente
DANIELLE CRISTINE BUZATTO SCHEMIKO PERE
Data: 18/09/2026 14:53:29-0300
Verifique em https://validar.iti.gov.br

---

Dr.ª Danielle Schemiko (UFF)

gov.br Documento assinado digitalmente
FRANCISCO ROMERIO ABRANTES JUNIOR
Data: 16/09/2026 14:17:32-0300
Verifique em https://validar.iti.gov.br

---

Prof. Dr. Francisco Romério Abrantes Júnior (Coorientador GGO/DOT-UFF)

gov.br Documento assinado digitalmente
WAGNER MOREIRA LUPINACCI
Data: 19/09/2026 14:20:01-0300
Verifique em https://validar.iti.gov.br

---

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

**Ficha Catalográfica**

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

R484c Ribeiro, Joyce de Souza
Caracterização Petrofísica e Setorização do Reservatório Turbidítico AB-140 no Campo de Albacora Leste, Bacia de Campos / Joyce de Souza Ribeiro. - 2016.
118 f.: il.

Orientador: Wagner Moreira Lupinacci.
Coorientador: Francisco Romério Abrantes Júnior.
Dissertação (mestrado)-Universidade Federal Fluminense, Instituto de Geociências, Niterói, 2016.

1. Caracterização Petrofísica. 2. Qualidade de Reservatório. 3. Setorização de Reservatório. 4. Produção intelectual. I. Lupinacci, Wagner Moreira, orientador. II. Abrantes Júnior, Francisco Romério, coorientador. III. Universidade Federal Fluminense. Instituto de Geociências. IV. Título.

CDD - XXX

Bibliotecário responsável: Debora do Nascimento - CRB7/6368

# Agradecimentos

Hoje agradeço a Deus por guiar meus caminhos e me direcionar para Niterói, onde construiria parte da minha história acadêmica e, sem saber, viveria os últimos 2 anos de vida do meu querido avô Alecyr França de Souza ao seu lado. Viveria, ainda, o privilégio de poder comer comida das minhas avós aos domingos. Nada no mundo pode azedar essa alegria.

Aos meus pais, Mario e Rosely, vocês foram minhas pernas quando não conseguia mais andar, minha alegria quando a vida pareceu amarga. Eu amo vocês. Seremos mestres! Aos meus irmãos, Arthur e Vinícius, obrigada pelas conversas, ligações e empolgação e por caminharem comigo. Sem vocês, eu não teria seguido em frente. À minha sobrinha linda, Cecília, você é minha criança favorita e enche qualquer ambiente de alegria, obrigada por ser minhas risadas matinais.

À minha noiva, Isabella, eu amo você! Obrigada pela força, pelos abraços, pelos consolos e pelos impulsos. A vida é mais legal e cheia de vida com você ao meu lado. Sinceramente, amor, eu tenho que me beliscar de vez em quando, pra ver se é verdade ou se estou sonhando. Essa paixão entre nós duas é coisa lá de Deus.

Sou grata às pessoas que me ajudaram a tornar essa experiência mais leve e agradável. Éramos todos desconhecidos em uma cidade nova, mas fui acolhida e abraçada, apesar de todas as nossas diferenças. Agradeço também à Universidade Federal Fluminense e a todos seus colaboradores, por seu empenho e disponibilidade sempre que necessário. Estou feliz por poder marcar minha carreira com essa instituição também. A todos do Programa de Dinâmica dos Oceanos e da Terra e do GIECAR, obrigada pelos ensinamentos.

Agradeço ao meu orientador, Wagner Lupinacci, pela oportunidade, pela confiança e pela orientação ao longo desse período. Obrigada por ter me confiado esse desafio, mesmo sem me conhecer. Ao meu coorientador, Francisco Abrantes, sou grata por todo o carinho e por todos os ensinamentos ao longo dessa jornada.

Agradeço a população brasileira, por ter sustentado meus estudos. Espero poder retribuir a confiança à altura.

Aos membros da banca, agradeço o tempo dedicado à essa avaliação e por suas contribuições. Agradeço à PRIO pelo financiamento do projeto de pesquisa e desenvolvimento, à FEC por ter viabilizado sua execução e à Agência Nacional do Petróleo (ANP) pelo fornecimento dos dados.

Sou feliz e agradeço por tudo que Deus me deu.

# Resumo

Este trabalho apresenta a caracterização petrofísica e a setorização do reservatório turbidítico miocênico AB-140, uma das principais unidades produtoras do campo de Albacora Leste, na Bacia de Campos, a partir da integração de perfis geofísicos de poços, propriedades petrofísicas estimadas e atributo sísmico de amplitude RMS. Foram selecionados 36 poços entre os 92 disponibilizados pela Agência Nacional do Petróleo (ANP) para os campos de Albacora e Albacora Leste, com base na maior disponibilidade e qualidade dos perfis geofísicos e na proximidade aos principais alvos estratigráficos do reservatório AB-140. A metodologia incluiu o cálculo do índice Delta RHOB--Delta NPHI (DRDN), volume de argila, porosidade efetiva, saturação de água e impedância acústica compressional, além da definição de quatro eletrofácies: arenito, heterolito, folhelho e marga. A interpretação do topo e da base do reservatório, definida a partir de respostas características de perfis dos parâmetros elásticos que individualizam o intervalo, associada ao mapa de isópacas e ao atributo RMS, permitiu avaliar a distribuição espacial das eletrofácies e das classes de qualidade reservatório. Os resultados indicam uma assimetria vertical sistemática no AB-140, com melhores propriedades petrofísicas concentradas na porção inferior, onde são frequentes valores de porosidade efetiva superiores a 0,20, saturação de água inferior a 0,50 e razão *Net-to-Gross* (NTG) acima de 0,60. A porção superior é dominada por fácies argilosas e heterolíticas, com menor potencial produtor na maior parte dos poços. O AB-140 inferior foi dividido em oito regiões com características petrofísicas, de eletrofácies e sísmicas distintas, interpretadas no contexto de um sistema turbidítico controlado por elementos deposicionais e por controlado por elementos deposicionais e pela configuração estrutural: entrada sedimentar a noroeste, pela Região A; maior heterogeneidade e dispersão lateral nas regiões B e D; afinamento do reservatório na Região C, a nordeste, associado a um setor estruturalmente elevado; um corpo lobado de alta qualidade nas regiões E e F, na porção sul, segmentado pela incisão do Canal Sul; e transição para sucessões mais finas nas regiões G e H, próximas a essa mesma feição. As regiões E e G concentram alguns dos intervalos reservatório mais favoráveis do campo, com NTG próximo de 1,0. Valores de impedância acústica inferiores a 5.500 g/cm³·m/s mostraram-se associados à maior probabilidade de ocorrência de intervalos reservatório, indicando potencial para subsidiar estudos futuros de inversão sísmica calibrados aos dados de poço. Os resultados contribuem para modelos geológicos mais representativos da heterogeneidade interna do AB-140 e podem subsidiar estratégias futuras de desenvolvimento em um campo maduro.



Palavras-chave: Eletrofácies; Perfis geofísicos de poços; Impedância acústica compressional; DRDN; Net-to-Gross; Heterogeneidade de reservatório; Amplitude RMS; Porosidade efetiva.

# Abstract

This study presents the petrophysical characterization and zonation of the Miocene AB-140 turbidite reservoir, one of the main producing units of the Albacora Leste Field, Campos Basin, based on the integration of well logs, estimated petrophysical properties, and the RMS amplitude seismic attribute. Thirty-six wells were selected from the 92 wells made available by the National Agency of Petroleum, Natural Gas and Biofuels (ANP) for the Albacora and Albacora Leste fields, based on the greater availability and quality of well log data and on proximity to the main stratigraphic targets of the AB-140 reservoir. The workflow included the calculation of the Delta RHOB–Delta NPHI index (DRDN), clay volume, effective porosity, water saturation, and compressional acoustic impedance, as well as the definition of four electrofacies: sandstone, heterolith, shale, and marl. The interpretation of the reservoir top and base, defined from characteristic elastic-parameter log responses that individualize the interval, combined with the isopach map and the RMS attribute, allowed the spatial distribution of electrofacies and reservoir-quality classes to be evaluated. The results indicate a systematic vertical asymmetry within the AB-140 reservoir, with the best petrophysical properties concentrated in the lower interval, where effective porosity commonly exceeds 0.20, water saturation is lower than 0.50, and the Net-to-Gross ratio (NTG) is frequently higher than 0.60. The upper interval is dominated by clay-rich and heterolithic facies, with lower production potential in most wells. The lower AB-140 interval was divided into eight regions with distinct petrophysical, electrofacies, and seismic characteristics, interpreted within a turbidite system controlled by both depositional elements and structural configuration: sediment input from the northwest through Region A; greater heterogeneity and lateral dispersion in regions B and D; reservoir thinning in Region C, to the northeast, associated with a structurally elevated sector; a high-quality lobate body in regions E and F, in the southern portion, segmented by the South Channel incision; and a transition to finer successions in regions G and H, near this same feature. Regions E and G contain some of the most favorable reservoir intervals in the field, with NTG close to 1.0. Acoustic impedance values lower than 5,500 g/cm³·m/s were associated with a higher probability of reservoir occurrence, indicating potential to support future seismic inversion studies calibrated to well data. These results contribute to more representative geological models of the internal heterogeneity of the AB-140 reservoir and may support future development strategies in a mature field.



Keywords: Electrofacies; Well logs; P-wave acoustic impedance; DRDN; Net-to-Gross; Reservoir heterogeneity; RMS amplitude; Effective porosity.

# Lista de Figuras

**Figura 1.1** Localização dos campos de Albacora Leste, Albacora e Roncador, na Bacia de Campos, situada na margem sudeste brasileira, entre o Alto de Vitória, ao norte, e o Alto de Cabo Frio, ao sul, abrangendo a porção offshore dos estados do Espírito Santo (ES) e Rio de Janeiro (RJ). O mapa apresenta também o contexto batimétrico regional, evidenciando a ocorrência dos campos em ambiente de águas profundas. Fonte: adaptado de Bruhn et al. (2003). ..... 5

**Figura 2.1** Carta estratigráfica da Bacia de Campos, com destaque, entre as linhas tracejadas em vermelho, para o intervalo cronoestratigráfico Mioceno Inferior, no qual se insere a deposição do reservatório AB-140, objeto de estudo desta pesquisa. Adaptado de Winter et al. (2007). ..... 7

**Figura 2.2** Reconstrução paleogeográfica das sequências sin-rifte, transicional evaporítica e plataforma carbonática na plataforma continental brasileira (Chang et al.,1992). ..... 10

**Figura 2.3** Seção geológica esquemática da Bacia de Campos, evidenciando a compartimentação estrutural da margem, os principais altos e baixos estruturais, a distribuição das unidades litoestratigráficas e a influência da tectônica salina na arquitetura da bacia. Observa-se a transição entre os domínios de águas rasas, profundas e ultraprofundas, bem como a ocorrência das formações Ubatuba e Carapebus no contexto de talude e bacia profunda. Modificado de Guardado et al. (2000) e Rangel & Martins (1998). ..... 11

**Figura 2.4** Distribuição de fácies sedimentares depositadas na superfície do fundo marinho recente da Bacia de Campos, na região adjacente ao Cânion Almirante Câmara. A área mapeada apresenta a plataforma continental (PC), o talude continental (TC), Platô de São Paulo. Adaptado de Machado et al. (2004) e Winter et al. (2007). ..... 12

**Figura 2.5** Contexto geológico geral do Depocentro Albacora modificado de Casagrande (2023). A) Mapa estrutural do topo do sal, com a plataforma carbonática em cinza, os limites externos de AB-210 e AB-140 e falhas salinas de direção N–S. As estruturas salinas delimitam o depocentro e condicionam a concentração dos turbiditos arenosos na porção norte, junto à muralha de sal. B) Perfil sísmico dip em profundidade, com exagero vertical de 5x, mostrando a fragmentação da plataforma carbonática por falhas normais, a formação de grábens, estruturas salinas marginais e inversão parcial das falhas sob deformação contracional. O detalhe destaca as subdivisões do Intervalo Albacora: MTC1, AB-210, MTC2 e AB-140. C) Perfil sísmico dip em profundidade, com exagero vertical de 5x, evidenciando o controle da

falha extensional associada à muralha de sal norte sobre a acomodação sedimentar, o espessamento da seção Oligoceno–Mioceno e a concentração de depósitos arenosos profundos. Os onlaps estruturais e os padrões de espessura indicam deformação sin-deposicional ao longo da evolução do Intervalo Albacora. ..... 17

**Figura 2.6** Reconstrução dos padrões de dispersão sedimentar durante as diferentes fases estratigráficas do AB-210, modificada de Casagrande (2023). As seções transversais ilustram a evolução do preenchimento do depocentro ao longo do tempo. **0** – A subsidência diferencial na área de influência do gráben atualmente invertido gera acomodação desigual acima e ao redor dessa estrutura, com contribuição adicional do MTC1 para a configuração do espaço de acomodação. **1** – As porções mais profundas do depocentro são preenchidas pela subunidade arenosa inferior. **2** – Deposição da subunidade lamosa. **3** – Deposição da subunidade arenosa superior, promovendo o progressivo preenchimento do espaço de acomodação e registrando deslocamento dos padrões de dispersão sedimentar em direção a SSW, evidenciado pelo aumento das espessuras nessa direção. **4** – A inclinação lateral em direção a NNE promove nova mudança nos padrões de dispersão sedimentar. Uma fase de deposição canalizada é seguida por incisão final e *bypass* sedimentar, com posterior preenchimento do canal por depósitos lamosos. ..... 18

**Figura 3.1** Esquema da subdivisão de uma corrente de turbidez (cabeça, corpo e cauda da corrente) e a existência de um fluxo turbulento, composto geralmente por um material de granulometria de fina a média, sob um fluxo laminar basal predominantemente mais grosso. (Pickering *et al.*,1986, Lowe,1982; Mutti,1992). ..... 19

**Figura 3.2** A sequência de Bouma e os mecanismos de deposição inferidos para os intervalos Ta e Te para uma corrente de turbidez de baixa densidade desacelerante (Pickering et al.1986). ..... 20

**Figura 3.3** Modelo Deposicional dos sistemas turbidíticos em águas profundas. Modificado de Mutti et al. (1999). ..... 21

**Figura 3.4** Modelos conceituais de sistemas deposicionais turbidíticos em diferentes perfis de talude: (A) perfil de talude simples; (B) perfil de talude escalonado; e (C) perfil de talude topograficamente complexo. Os modelos ilustram a evolução dos sistemas de canais e diques marginais, lobos de fundo de bacia e lobos intratalude, bem como a influência da topografia confinante, das variações de gradiente e dos processos de bypass e deposição na distribuição dos depósitos ao longo do sistema talude–fundo de bacia. Modificado de Brooks et al. (2018). ..... 22

**Figura 3.5** Geometria e arquitetura dos tipos de reservatório de águas profundas da Bacia de Campos. À esquerda, representação tridimensional dos três tipos de complexos: (A) canais discretos (B) canais amalgamados; e (C) canais distributivos e lobos. Modificado de Moraes et al. (2006). ..... 23

**Figura 3.6** Modelo esquemático dos principais elementos arquiteturais de um sistema de canais submarinos com desenvolvimento de diques marginais (*levees*). Na porção superior, é apresentada uma seção transversal do sistema canal-*levee*, destacando a geometria do canal, os *levees* proximais e distais ao canal, a crista dos *levees*, a largura entre cristas e a altura dos diques marginais. Na porção inferior, é mostrado um esquema em planta/perfil longitudinal da evolução do sistema desde o trecho proximal, confinado em cânion (*canyon-confined*), passando pelo domínio confinado por *levees* (*levee-confined*), até a porção distal amplamente desconfinada, associada à desembocadura do canal e ao desenvolvimento de lobos. O diagrama ilustra a distribuição espacial de elementos como cinturão de canais (*channel belt*), diques marginais principais (*master bounding levees*), depósitos de *overbank* e lobo de desembocadura, evidenciando a transição entre diferentes graus de confinamento e sua influência na arquitetura deposicional do sistema (adaptado de Janocko et al., 2013). ..... 25

**Figura 3.7** Efeito do fluido saturante de rochas porosas nas velocidades sísmicas e na razão Vp/Vs. As setas indicam o sentido de variação de cada parâmetro (K: módulo de compressibilidade volumétrica; μ: módulo de cisalhamento; ρ: densidade), evidenciando que o gás produz a maior redução de Vp e a menor razão Vp/Vs entre os fluidos analisados.De forma resumida, a saturação por água eleva K e ρ, resultando em Vp alto, Vs reduzido e razão Vp/Vs elevada. O óleo, menos denso e menos rígido que a água, reduz tanto K quanto ρ, diminuindo Vp e elevando levemente Vs, com razão Vp/Vs menor. Já o gás apresenta K muito baixo e densidade muito reduzida: embora a queda de ρ eleve Vs, a queda abrupta de K domina a equação de Vp, resultando em velocidades compressivas muito baixas e na menor razão Vp/Vs entre os três fluidos. ..... 30

**Figura 4.1** Fluxograma do processo de avaliação de formação utilizado no projeto. . 34

**Figura 4.2** Distribuição dos 92 poços perfurados nos campos de Albacora e Albacora Leste, na Bacia de Campos. **(A)** Mapa batimétrico da área de estudo, em escala 1:100.000, com os 36 poços utilizados representados por pontos vermelhos, os demais poços por pontos pretos e a extensão do volume sísmico indicada pela área hachurada. O mapa utiliza o sistema de referência SIRGAS 2000, projeção UTM, zona 24S. **(B)** Localização do Campo de Albacora Leste, destacado em amarelo, no contexto da Bacia de Campos. **(C)** Localização da Bacia de Campos na margem sudeste do Brasil..... 35

**Figura 4.3** Perfis de densidade (RHOB), porosidade neutrão (NPHI) e índice DRDN do poço 3-RJS-355-RJS, no intervalo do reservatório AB-140, apresentados na escala vertical de 1:500. Valores negativos de DRDN (preenchimento em amarelo) indicam predominância de litologias areníticas, enquanto valores positivos (preenchimento em verde) estão associados a intervalos heterolíticos e argilosos. ..... 39

**Figura 4.4** *Crossplot* NPHI-RHOB dos poços utilizados com a distribuição das eletrofácies (Arenito, Carbonato, Heterolito e Folhelho) e dos pontos de referência utilizados no cálculo do volume de argila pelo método densidade-neutrão: *Matrix Point* (RHOB = 2,61; NPHI = −0,02), *Dry Clay Point* (RHOB = 2,68, média do DRX) e *Wet Clay Point* (RHOB = 2,38; NPHI = 0,54). As linhas coloridas representam as tendências mineralógicas de arenito (laranja), calcário (azul) e dolomita (verde) segundo Schlumberger CP-1f (1989). ..... 42

**Figura 5.1** Histogramas dos perfis de raios gama, densidade, neutrão, fotoelétrico, sônico compressional, sônico cisalhante, de velocidade P, de velocidade S, impedância acústica e impedância acústica cisalhante discriminado pelas eletrofácies desenvolvidas neste trabalho (arenito - amarelo, heterolito – verde claro, folhelho – verde escuro e marga - azul). ..... 49

**Figura 5.2** *Crossplot* de permeabilidade *versus* porosidade efetiva (PHIE) para os 12 poços selecionados do Campo de Albacora Leste, colorido por eletrofácies: arenito (amarelo), heterolito (verde claro), folhelho (verde escuro) e marga (azul). ..... 51

**Figura 5.3** Perfis geofísicos do poço 1-RJS-342-RJ em escala 1:500 no reservatório AB-140, com indicação dos intervalos superior (entre os marcadores AB140_T e AB140-Are_T) e inferior (entre AB140-Are_T e AB140_B). A transição entre as duas porções é marcada pela mudança de comportamento das curvas de sônico compressional e cisalhante e suas derivadas. *Tracks*: 1 – Profundidade e marcadores dos reservatórios; 2 – Cáliper (CALI) e Raios Gama (GR); 3 – Resistividade rasa (RES_S) e profunda (RES_D); 4 – Densidade (RHOB) e Porosidade neutrão (NPHI); 5 – DRDN; 6 – Sônico compressional (DT) e cisalhante (DTS); 7 – Velocidade da onda P (VP) e S (VS); 8 – Impedância acústica compressional (IP) e cisalhante (IS); 9 – Volume de argila (Vcl); 10 – Porosidade total (PHIT) e efetiva (PHIE); 11 – Saturação de água (SW); 12 – Eletrofácies. ..... 53

**Figura 5.4** Mapa de isópacas da espessura total do reservatório AB-140, obtido a partir da diferença entre as superfícies sísmicas de topo e base, nos campos de Albacora e Albacora Leste, com espessuras variando de 0 a 100 m. As barras posicionadas nos poços representam a espessura total atravessada pelo reservatório, subdividida entre as porções AB-140 Superior, em branco, e AB-140 Inferior, em preto, com os respectivos valores de espessura total indicados em metros. O quadro inferior direito apresenta a distribuição e a numeração dos 28 poços

considerados nesta análise em relação aos limites do AB-140. Mapa em escala 1:100.000, sistema de referência SIRGAS 2000, projeção UTM, zona 24S. ..... 54

**Figura 5.5** Distribuição dos perfis geofísicos por eletrofácies no reservatório AB-140 Superior. Os histogramas apresentam as distribuições de raios gama (GR), densidade (RHOB), porosidade neutrônica (NPHI), fotoelétrico (PEF), sônico compressional (DT), sônico cisalhante (DTS), velocidade compressional (Vp), velocidade cisalhante (Vs), impedância acústica (IP) e impedância cisalhante (IS), coloridos por eletrofácies: Folhelho (verde escuro), Heterolito (verde claro), Arenito (amarelo) e Marga (azul). As linhas tracejadas indicam os valores médios de cada eletrofácies. As curvas sobrepostas representam a estimativa de densidade de kernel (KDE). ..... 59

**Figura 5.6** Distribuição dos perfis geofísicos por eletrofácies no reservatório AB-140 Inferior. Os histogramas apresentam as distribuições de raios gama (GR), densidade (RHOB), porosidade neutrônica (NPHI), fotoelétrico (PEF), sônico compressional (DT), sônico cisalhante (DTS), velocidade compressional (Vp), velocidade cisalhante (Vs), impedância acústica (IP) e impedância cisalhante (IS), coloridos por eletrofácies: Folhelho (verde escuro), Heterolito (verde claro), Arenito (amarelo) e Marga (azul). As linhas tracejadas indicam os valores médios de cada eletrofácies. As curvas sobrepostas representam a estimativa de densidade de kernel (KDE). ..... 60

**Figura 5.7** Distribuição da porosidade efetiva (PHIE) para as eletrofácies arenito (amarelo) e heterolito (verde) no reservatório AB-140. As linhas tracejadas indicam os valores médios de cada eletrofácies, evidenciando maior porosidade média para os arenitos e maior dispersão dos valores nos heterolitos. ..... 61

**Figura 5.8** Distribuição do volume de argila (Vcl) para as eletrofácies arenito (amarelo) e heterolito (verde) no reservatório AB-140. Observa-se a concentração dos arenitos em baixos valores de Vcl, enquanto os heterolitos apresentam distribuição mais ampla e maior conteúdo argiloso médio. ..... 62

**Figura 5.9** Relação entre impedância acústica e porosidade efetiva para as eletrofácies arenito (amarelo) e heterolito (verde) no reservatório AB-140. A distribuição dos dados evidencia a separação parcial entre as eletrofácies, com arenitos associados a maiores valores de porosidade efetiva e heterolitos concentrados em intervalos de menor porosidade.S ..... 63

**Figura 5.10** Mapa de distribuição espacial das eletrofácies no AB-140 Inferior dos campos de Albacora e Albacora Leste, sobreposto ao atributo sísmico de amplitude RMS extraído na janela associada à base do reservatório, em escala 1:100.000. Cada poço é

representado por um gráfico de setores que indica a proporção das eletrofácies identificadas no intervalo: marga (azul), arenito (amarelo), folhelho (verde escuro) e heterolito (verde claro). Os números posicionados junto aos gráficos correspondem à identificação dos poços apresentada na tabela inserida no mapa. As regiões delimitadas por linhas tracejadas (A–H) correspondem a agrupamentos de poços e setores com características sísmicas, faciológicas e petrofísicas semelhantes, utilizados na análise regional do reservatório. ..... 65

**Figura 5.11** Mapa de distribuição espacial da classificação integrada de reservatório no AB-140 inferior do Campo de Albacora Leste, sobreposto ao atributo sísmico de amplitude RMS extraído na janela associada à base do reservatório, em escala 1:100.000. Cada poço é representado por um triângulo cuja cor indica a classe de reservatório predominante, determinada a partir da combinação de volume de argila (Vcl), porosidade efetiva (PHIE) e saturação de água (Sw): **Reservatório 1** (vermelho escuro, melhor qualidade: Vcl < 0,20; PHIE > 25%; Sw < 0,25); **Reservatório 2** (vermelho claro, boa qualidade: Vcl entre 0,20 e 0,45; PHIE entre 15% e 25%; Sw entre 0,25 e 0,50); **Não Reservatório 1** (cinza claro: Vcl entre 0,45 e 0,70; PHIE entre 10% e 15%; Sw entre 0,50 e 0,75) e; **Não Reservatório 2** (cinza escuro, sem potencial reservatório: Vcl > 0,70; PHIE < 10%; Sw > 0,75). As regiões delimitadas por linhas tracejadas (A–H) correspondem a agrupamentos de poços com características petrofísicas e sísmicas similares, utilizados na análise regional do reservatório. ..... 66

**Figura 5.12** Localização das seções de correlação entre poços no reservatório AB-140. **A)** Mapa estrutural da base do reservatório AB-140 em profundidade, com a localização dos poços e a orientação das seções A–A', B–B', C–C', D–D', E–E', F–F' e G–G'. **B)** Mapa de isópacas da espessura total do reservatório AB-140, considerando as porções superior e inferior, com as mesmas seções de correlação. ..... 68

**Figura 5.13** Correlação no reservatório AB-140 dos perfis dos poços 3-RJS-355-RJS, 9-AB-131D-RJS, 9-ABL-49D-RJS, 9-ABL-21D-RJS e 9-ABL-2-RJS da Região A em escala 1:500, incluindo os perfis de raios gama (GR), resistividade profunda (RES_D), diferença densidade-neutrão (DRDN), impedância acústica (IP), volume de argila (VCL), porosidade efetiva (PHIE), saturação de água (Sw) e eletrofácies (EF). Os triângulos posicionados junto ao nome de cada poço representam a classificação das propriedades petrofísicas exclusivamente para a porção inferior do reservatório AB-140, de acordo com os critérios apresentados na Tabela 5.4. Os números associados aos nomes dos poços correspondem à numeração utilizada para identificá-los nos mapas. ..... 70

**Figura 5.14** Correlação no reservatório AB-140 dos perfis dos poços 9-ABL-6A-RJS, 9-ABL-5-RJS e 9-ABL-41D-RJS da Região B em escala 1:500, incluindo os perfis de raios

gama (GR), resistividade profunda (RES_D), diferença densidade-neutrão (DRDN), impedância acústica (IP), volume de argila (VCL), porosidade efetiva (PHIE), saturação de água (Sw) e eletrofácies (EF). Os triângulos posicionados junto ao nome de cada poço representam a classificação das propriedades petrofísicas exclusivamente para a porção inferior do reservatório AB-140, de acordo com os critérios apresentados na Tabela 5.4. Os números associados aos nomes dos poços correspondem à numeração utilizada para identificá-los nos mapas. ..... 72

**Figura 5.15** Correlação no reservatório AB-140 dos perfis dos poços 9-ABL-41D-RJS, 6-ABL-1-RJS e 4-BRSA-287-RJS das regiões B e C em escala 1:500, incluindo os perfis de raios gama (GR), resistividade profunda (RES_D), diferença densidade-neutrão (DRDN), impedância acústica (IP), volume de argila (VCL), porosidade total (PHIT), porosidade efetiva (PHIE), saturação de água (Sw) e eletrofácies (EF). Os triângulos posicionados junto ao nome de cada poço representam a classificação das propriedades petrofísicas exclusivamente para a porção inferior do reservatório AB-140, de acordo com os critérios apresentados na Tabela 5.4. Os números associados aos nomes dos poços correspondem à numeração utilizada para identificá-los nos mapas. ..... 75

**Figura 5.16** Correlação no reservatório AB-140 dos perfis dos poços 9-ABL-45D-RJS, 9-ABL-9D-RJS, 4-RJS-367-RJ e 3-RJS-510A-RJ, das regiões D e C, em escala 1:500, incluindo os perfis de raios gama (GR), resistividade profunda (RES_D), diferença densidade-neutrão (DRDN), impedância acústica (IP), volume de argila (VCL), porosidade total (PHIT), porosidade efetiva (PHIE), saturação de água (Sw) e eletrofácies (EF). Os triângulos posicionados junto ao nome de cada poço representam a classificação das propriedades petrofísicas exclusivamente para a porção inferior do reservatório AB-140, de acordo com os critérios apresentados na Tabela 5.4. Os números associados aos nomes dos poços correspondem à numeração utilizada para identificá-los nos mapas. ..... 78

**Figura 5.17** Correlação entre os poços da Região E e sua distribuição espacial no reservatório AB-140. **A)** Correlação dos perfis dos poços 9-ABL-51D-RJS, 9-ABL-3B-RJS, 9-ABL-31D-RJS e 9-ABL-86D-RJS, em escala 1:500, incluindo os perfis de raios gama (GR), resistividade profunda (RES_D), diferença densidade-neutrão (DRDN), impedância acústica (IP), volume de argila (VCL), porosidade total (PHIT), porosidade efetiva (PHIE), saturação de água (Sw) e eletrofácies (EF). Os triângulos posicionados junto ao nome de cada poço representam a classificação das propriedades petrofísicas exclusivamente para a porção inferior do reservatório AB-140, de acordo com os critérios apresentados na Tabela 5.4. Os números

associados aos nomes dos poços correspondem à numeração utilizada para identificá-los nos mapas..... 80

**Figura 5.18** Correlação no reservatório AB-140 dos perfis dos poços 4-RJS-477A-RJS e 9-ABL-27D-RJS da Região F, em escala 1:500, incluindo os perfis de raios gama (GR), resistividade profunda (RES_D), diferença densidade-neutrão (DRDN), impedância acústica (IP), volume de argila (VCL), porosidade total (PHIT), porosidade efetiva (PHIE), saturação de água (Sw) e eletrofácies (EF). Os triângulos posicionados junto ao nome de cada poço representam a classificação das propriedades petrofísicas exclusivamente para a porção inferior do reservatório AB-140, de acordo com os critérios apresentados na Tabela 5.4. Os números associados aos nomes dos poços correspondem à numeração utilizada para identificá-los nos mapas..... 81

**Figura 5.19** Correlação no reservatório AB-140dos perfis dos poços 1-RJS-342-RJ, 9-AB-67-RJS, 9-AB-71-RJS e 9-ABL-70D-RJS das regiões G e H, em escala 1:500, incluindo os perfis de raios gama (GR), resistividade profunda (RES_D), diferença densidade-neutrão (DRDN), impedância acústica (IP), volume de argila (VCL), porosidade total (PHIT), porosidade efetiva (PHIE), saturação de água (Sw) e eletrofácies (EF). Os triângulos posicionados junto ao nome de cada poço representam a classificação das propriedades petrofísicas exclusivamente para a porção inferior do reservatório AB-140, de acordo com os critérios apresentados na Tabela 5.4. Os números associados aos nomes dos poços correspondem à numeração utilizada para identificá-los nos mapas. ..... 83

**Figura 5.20** Relação entre impedância acústica (IP) e classes de qualidade petrofísica do reservatório AB-140. As barras empilhadas representam a proporção de amostras em cada faixa de IP, classificadas como Reservatório 1 (Res 1), Reservatório 2 (Res 2), Não Reservatório 1 (NR1) e Não Reservatório 2 (NR2). A classificação foi definida a partir dos critérios de volume de argila (VCL), porosidade efetiva (PHIE) e saturação de água (Sw): **Res 1** corresponde a VCL < 0,20, PHIE > 25% e Sw < 0,25; **Res 2** corresponde a VCL entre 0,20 e 0,45, PHIE entre 15% e 25% e Sw entre 0,25 e 0,50; **NR1** corresponde a VCL entre 0,45 e 0,70, PHIE entre 10% e 15% e Sw entre 0,50 e 0,75; e **NR2** corresponde a VCL > 0,70, PHIE < 10% e Sw > 0,75. Os valores acima das barras indicam o número de amostras em cada classe de impedância. Observa-se aumento progressivo da proporção de classes não reservatório com o incremento da impedância acústica..... 85

**Figura 5.21** Relação entre impedância acústica (IP) e classes de qualidade petrofísica da porção inferior do reservatório AB-140. As barras empilhadas representam a proporção de amostras em cada faixa de IP, classificadas como Reservatório 1 (Res 1), Reservatório 2 (Res

2), Não Reservatório 1 (NR1) e Não Reservatório 2 (NR2). A classificação foi definida a partir dos critérios de volume de argila (VCL), porosidade efetiva (PHIE) e saturação de água (Sw): **Res 1** corresponde a VCL < 0,20, PHIE > 25% e Sw < 0,25; **Res 2** corresponde a VCL entre 0,20 e 0,45, PHIE entre 15% e 25% e Sw entre 0,25 e 0,50; **NR1** corresponde a VCL entre 0,45 e 0,70, PHIE entre 10% e 15% e Sw entre 0,50 e 0,75; e **NR2** corresponde a VCL > 0,70, PHIE < 10% e Sw > 0,75. Os valores acima das barras indicam o número de amostras em cada classe de impedância. Observa-se aumento progressivo da proporção de classes não reservatório com o incremento da impedância acústica. ..... 86

## Lista de Tabelas

**Tabela 4.1** Disponibilidade de perfis geofísicos para os 36 poços carregados nos Campos de Albacora e Albacora Leste. As colunas representam: raios gama (GR), cáliper (Cal), resistividade (Res), densidade (Dens), porosidade neutrônica (Neu), perfil fotoelétrico (PEF), sônico compressional (Sôn-P) e cisalhante (Sôn-S), velocidade compressional (Vp) e cisalhante (Vs), volume de argila (Vsh), porosidade (PHI) e saturação em água (Sw). As células em verde indicam dados fornecidos diretamente nas curvas de perfil, células em azul indicam dados calculados a partir do processamento petrofísico e células em laranja indicam ausência de dados para o respectivo poço e perfil. Dos 36 poços carregados, 30 dispõem das curvas mínimas necessárias para a definição das eletrofácies e o cálculo dos atributos petrofísicos, sendo esses os poços efetivamente utilizados nas análises subsequentes. ..... 37

**Tabela 4.2** Parâmetros definidos para o cálculo das eletrofacies.utilizando DRDN, volume de argila, perfil sônico compressional e perfil de densidade. ..... 45

**Tabela 5.1 -** Médias dos perfis geofísicos para cada eletrofácies, desenvolvidas de acordo com a metodologia proposta neste trabalho. ..... 48

**Tabela 5.2** Valores médios das propriedades petrofísicas calculadas para a porção superior do reservatório AB-140 em cada poço analisado. São apresentados os valores de porosidade efetiva (PHIE), porosidade total (PHIT), saturação de água (Sw), volume de argila (VCL) e razão *Net pay/Gross* (NTG). ..... 55

**Tabela 5.3** Valores médios das propriedades petrofísicas calculadas para a porção inferior do reservatório AB-140 em cada poço analisado. São apresentados os valores de porosidade efetiva (PHIE), porosidade total (PHIT), saturação de água (Sw), volume de argila (VCL) e razão *net-to-gross* (NTG). ..... 56

**Tabela 5.4** Critérios utilizados para a classificação da qualidade petrofísica das amostras do reservatório AB-140. As classes Reservatório 1 (Res 1), Reservatório 2 (Res 2), Não Reservatório 1 (NR 1) e Não Reservatório 2 (NR 2) foram definidas a partir dos valores de volume de argila (VCL), porosidade efetiva (PHIE) e saturação de água (Sw). Valores menores de VCL e Sw, associados a maiores valores de PHIE, indicam melhor qualidade de reservatório. ..... 64

# Sumário

1. Introdução ..... 1

1.1 Apresentação ..... 1

1.2 Objetivos ..... 3

1.3 Área de estudo ..... 3

2. Contexto Geológico da Bacia de Campos ..... 6

2.1 Aspectos Gerais ..... 6

2.2 Litoestratigrafia e Evolução Tectonoestratigráfica ..... 6

2.3 Intervalo Albacora ..... 13

3. Fundamentação Teórica ..... 19

3.1 Sistemas Turbidíticos ..... 19

3.2 Morfologia dos taludes ..... 21

3.3 Elementos arquiteturais associados a canais submarinos ..... 22

3.4 Perfis Geofísicos ..... 26

3.4.1 Perfil de Raios Gama (GR) ..... 26

3.4.2 Perfil de Densidade (RHOB) ..... 26

3.4.3 Perfil Neutrônico (NPHI) ..... 27

3.4.4 Perfil de Resistividade ..... 28

3.4.5 Perfil Sônico Compressional (DT) e Sônico Cisalhante (DTS) ..... 28

3.5 Parâmetros Elásticos ..... 29

3.6 Propriedades Petrofísicas ..... 31

3.7 Eletrofácies ..... 32

3.8 Sísmica ..... 32

4. Metodologia ..... 34

4.1 Carregamento e controle de dados ..... 34

4.2 Cálculo do perfil DRDN ..... 38

4.3 Cálculo de Velocidade da Onda Compressional e Impedância Acústica ..... 39

4.4 Determinação do Volume de Argila ..... 40
4.5 Determinação da Porosidade Efetiva ..... 42
4.6 Determinação da Saturação de Água ..... 43
4.7 Definição de Eletrofacies ..... 44
4.8 Cálculo do Net Pay/Gross (NTG) ..... 45
4.9 Integração poço-sísmica para análise regional do reservatório AB-140 ..... 46
5. Resultados ..... 47
5.1 Caracterização das eletrofácies ..... 47
5.1.1 Resposta dos perfis geofísicos por eletrofácies ..... 47
5.1.2 Relação entre Permeabilidade e Porosidade Efetiva ..... 50
5.1.3 Propriedades petrofísicas das eletrofácies ..... 51
5.2 Caracterização do Reservatório AB-140 ..... 52
5.2.1 Caracterização geral do reservatório ..... 52
5.2.2 Relações entre eletrofácies e propriedades petrofísicas no reservatório ..... 61
5.2.3 Setorização da porção inferior do reservatório AB-140 ..... 63
5.3 Relação entre impedância acústica e qualidade petrofísica ..... 84
6. Discussão ..... 87
6.1 Heterogeneidade petrofísica e faciológica do reservatório AB-140: variações verticais, laterais e controle deposicional ..... 87
6.2 Qualidade petrofísica do reservatório AB-140 e implicações para a caracterização ..... 90
7. Conclusões ..... 92
8. Referências ..... 94

# 1. Introdução

## 1.1 Apresentação

A caracterização de reservatórios constitui uma etapa fundamental na exploração e no desenvolvimento de campos de hidrocarbonetos, pois permite compreender a distribuição das rochas armazenadoras, suas propriedades físicas e os fluidos presentes no espaço poroso, um desafio que se intensifica em sistemas heterogêneos, nos quais a variabilidade interna dificulta a extrapolação de propriedades entre poços. A petrofísica relaciona esses atributos às respostas registradas pelos perfis geofísicos de poços, permitindo estimar parâmetros como composição litológica, volume de argila, porosidade e saturação de fluidos, informações utilizadas na avaliação da qualidade das formações, na correlação entre poços e na construção de modelos geológicos (Schön, 2015). Por fornecer registros contínuos e de elevada resolução vertical, a integração das respostas de raios gama, densidade, porosidade neutrônica, resistividade e perfis sônicos permite reconhecer variações litológicas que dificilmente seriam identificadas a partir de um único parâmetro, além de possibilitar a definição de eletrofácies e o estabelecimento de relações com a resposta sísmica. Dessa forma, essa integração conecta as observações pontuais de poço à interpretação espacial do reservatório, consolidando a petrofísica como elo central no fluxo de caracterização.

Essa integração é particularmente importante nos sistemas turbidíticos de águas profundas, formados pela associação de elementos arquiteturais como canais, depósitos de extravasamento (*overbank*), diques marginais (*levees)* lobos e depósitos de transporte em massa, cuja evolução produz variações expressivas na geometria, na espessura e na continuidade dos corpos sedimentares (Janocko et al., 2013; Mayall et al., 2006). Como consequência, esses reservatórios apresentam heterogeneidades que variam desde intercalações locais entre areia e lama até mudanças regionais na distribuição e conectividade dos corpos arenosos. A petrofísica permite reconhecer essas heterogeneidades por meio da definição de eletrofácies e da integração com volume de argila, porosidade efetiva, saturação de água e impedância acústica.

A integração entre dados de poço e sísmica, apoiada na petrofísica, é uma abordagem amplamente utilizada na caracterização de reservatórios turbidíticos ao redor do mundo, como na Bacia de Taranaki, Nova Zelândia (Thota et al., 2023), e já foi aplicada na Bacia de Campos, nos campos de Enchova e Bonito (Schmidt et al., 2015) e no Campo de Namorado (Purificação e Nery, 2017). Esses reservatórios se inserem em um contexto mais amplo da margem sudeste brasileira, onde os arenitos turbidíticos da Formação Carapebus apresentam diferentes estilos

arquiteturais, cuja distribuição reflete a interação entre suprimento sedimentar, morfologia do talude, tectônica salina e transporte em massa (Moraes et al., 2006).

Nesse contexto, o Campo de Albacora Leste, campo maduro de águas profundas da Bacia de Campos, abriga os reservatórios do Mioceno Inferior do Intervalo Albacora, definido por Casagrande (2023) como uma sucessão sedimentar caracterizada pela intercalação de Complexos de Transporte de Massa (MTC) e turbiditos arenosos. O Depocentro Albacora, descrito pela mesma autora, caracteriza-se como um depocentro intra-talude de geometria semi-elíptica, com 35 km de comprimento e 20 km de largura, posicionado na borda voltada para a bacia do domínio salino extensional da Bacia de Campos. Os reservatórios AB-210 e AB-140 concentram-se na porção norte do depocentro, alinhados à principal muralha de sal que controlou a subsidência diferencial responsável por sua formação. O reservatório AB-140, de idade miocênica e foco deste estudo, é uma das principais unidades produtoras, depositado em um talude morfologicamente complexo, no qual a movimentação do sal, a subsidência diferencial e os depósitos de transporte em massa influenciaram a geração de espaço de acomodação e a reorganização das rotas de transporte sedimentar. Casagrande (2023) descreveu a evolução do Depocentro Albacora e o controle exercido pela tectônica salina sobre a distribuição desses depósitos. Entretanto, ainda é necessária uma análise detalhada da organização interna do reservatório AB-140, especialmente quanto às diferenças entre suas porções superior e inferior e às variações laterais das eletrofácies. Nesse sentido, as principais questões desta pesquisa consistem em determinar se essas mudanças correspondem a uma organização sistemática do reservatório e compreender como as eletrofácies e sua qualidade se relacionam lateralmente com a resposta sísmica e os elementos arquiteturais do sistema turbidítico.

A análise dessas questões requer a integração entre escalas: os perfis de poços oferecem elevada resolução vertical, mas observações pontuais, enquanto os dados sísmicos oferecem maior continuidade lateral, com menor resolução vertical. Diante disso, a caracterização integrada do AB-140 é importante para compreender sua organização interna e reduzir as incertezas na extrapolação de propriedades entre pontos de controle, ampliando a compreensão dos fatores que controlaram a distribuição do reservatório no Intervalo Albacora. Para a indústria do petróleo, essa abordagem contribui para a construção de modelos geológicos mais representativos da heterogeneidade de reservatórios turbidíticos, especialmente em campos maduros como Albacora Leste, subsidiando decisões sobre a extensão de sua vida produtiva. Diante do exposto, definiram-se os seguintes objetivos para esta pesquisa.

## 1.2 Objetivos

O objetivo principal desta pesquisa envolveu a caracterização petrofísica e a determinação das eletrofácies do reservatório AB-140 no Campo de Albacora Leste, com base na integração de perfis geofísicos de poços, propriedades petrofísicas estimadas e atributos sísmicos (RMS), visando compreender a heterogeneidade interna do reservatório e propor sua setorização em regiões com características distintas.

Dentre os objetivos específicos destacam-se:

(1) Analisar os perfis geofísicos básicos dos poços que interceptam o reservatório AB-140, identificando variações litológicas verticais e laterais associadas à resposta petrofísica; (2) Estimar propriedades petrofísicas como DRDN, volume de argila, velocidade da onda P, impedância P, porosidade efetiva e saturação de água; (3) Definir as eletrofácies a partir da integração dos perfis de poços e das propriedades petrofísicas; (4) Verificar as variações das eletrofácies entre as porções inferior e superior do reservatório AB-140, buscando reconhecer diferenças internas relacionadas à qualidade, continuidade e heterogeneidade do reservatório; (5) Integrar os resultados petrofísicos a interpretação dos atributos sísmicos, especialmente RMS, a fim de propor uma setorização do reservatório AB-140 em regiões com características petrofísicas, eletrofaciológicas e sísmicoestratigráficas distintas.

## 1.3 Área de estudo

A área de estudo está localizada na porção norte da Bacia de Campos, na margem continental sudeste brasileira, e compreende principalmente o Campo de Albacora Leste. Situado a cerca de 120 km do Cabo de São Tomé, no litoral norte do estado do Rio de Janeiro, o campo ocupa uma área de aproximadamente 511,6 km² e está localizado em lâminas d'água entre 1.000 e 2.150 m, com média de aproximadamente 1.340 m (ANP, 2016). Seus principais reservatórios produtores correspondem a arenitos turbidíticos da Formação Carapebus, depositados em ambiente marinho profundo.

O Campo de Albacora Leste foi descoberto pela Petrobras em março de 1986, por meio do poço 1-RJS-342-RJ. O desenvolvimento do campo ocorreu posteriormente, com declaração de comercialidade em 1998 e início da produção no mesmo ano (Paiva, 2019; ANP, 2016). A produção foi estruturada em torno da unidade flutuante FPSO P-50, responsável pelo processamento, armazenamento e escoamento dos hidrocarbonetos. Dados históricos indicam rápido crescimento da produção a partir de meados da década de 2000, seguido por declínio progressivo ao longo da maturação do campo (ANP, 2016). Em janeiro de 2023, a PRIO

assumiu a operação do ativo e adquiriu participação de 90% no campo, iniciando uma nova etapa de sua história produtiva, voltada à recuperação do ativo e à extensão de sua vida útil (PRIO, 2026).

Apesar de sua maturidade, Albacora Leste permanece economicamente relevante. Dados do Painel Dinâmico de Produção de Petróleo e Gás Natural indicam produção anual de aproximadamente 10,0 milhões de barris de petróleo em 2023 e 9,8 milhões de barris em 2024, equivalentes a médias próximas de 27 mil barris por dia (ANP, 2026). Mais recentemente, no primeiro trimestre de 2026, a produção média foi de 26,4 mil barris por dia líquidos para a participação da PRIO, representando aumento de 21% em relação ao primeiro trimestre de 2025. No mesmo período, o campo atingiu eficiência operacional de 95,4%, o maior valor já registrado no ativo (PRIO, 2026).

A relevância econômica atual do campo também está associada ao potencial remanescente de seus reservatórios. Segundo a PRIO, Albacora Leste possui reservas certificadas de aproximadamente 273 milhões de barris de óleo, com perspectiva de prolongamento de sua vida produtiva (PRIO, 2026). Esse contexto reforça a importância da revisão e do aprimoramento dos modelos geológicos e de reservatórios em campos maduros, especialmente em sistemas turbidíticos caracterizados por elevada heterogeneidade e por variações laterais na distribuição e na qualidade dos corpos arenosos.

Neste trabalho, a análise concentra-se no reservatório miocênico AB-140, pertencente ao Intervalo Albacora. Embora o Campo de Albacora Leste constitua o foco principal da pesquisa, foram também utilizados poços localizados nos campos de Albacora e Roncador, de modo a ampliar o controle. A Figura 1.1 apresenta a localização da Bacia de Campos e destaca os campos de Albacora, Albacora Leste e Roncador.

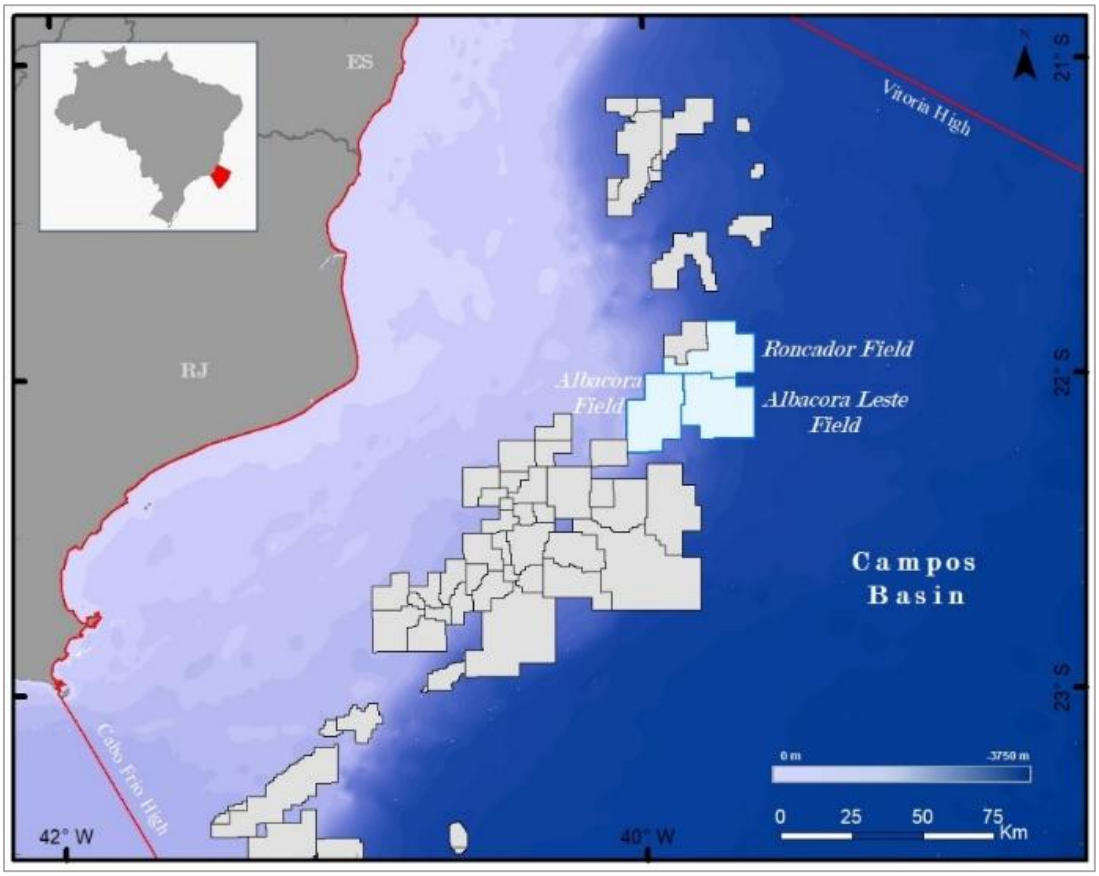



**Figura 1.1** Localização dos campos de Albacora Leste, Albacora e Roncador, na Bacia de Campos, situada na margem sudeste brasileira, entre o Alto de Vitória, ao norte, e o Alto de Cabo Frio, ao sul, abrangendo a porção offshore dos estados do Espírito Santo (ES) e Rio de Janeiro (RJ). O mapa apresenta também o contexto batimétrico regional, evidenciando a ocorrência dos campos em ambiente de águas profundas. Fonte: adaptado de Bruhn et al. (2003).

# 2. Contexto Geológico da Bacia de Campos

## 2.1 Aspectos Gerais

A Bacia de Campos, localizada entre os estados do Espírito Santo e do Rio de Janeiro, apresenta em extensão uma área de aproximadamente 169.000 km² (ANP, 2022). Seus limites são configurados a norte pelo Arco de Vitória, com a Bacia do Espírito Santo, ao sul pelo Alto de Cabo Frio, com a Bacia de Santos, a oeste com afloramentos de rochas ígneas e metamórficas pertencentes à Faixa Ribeira e que compõem o embasamento cristalino e a leste pelo acunhamento dos sedimentos em direção à planície abissal oceânica (Castro & Picolini, 2015). Historicamente, a bacia foi marcada pelas descobertas de arenitos turbidíticos e o investimento na perfuração de poços em águas profundas, visando um maior detalhamento de suas características sedimentares e petrofísicas a fim de estabelecer modelos geológicos, contribuindo assim com a previsibilidade de geometria e distribuição dos reservatórios.

Após a aquisição de dados sísmicos em águas profundas, no início da década de 1980, uma campanha de perfuração de poços culminou com a descoberta de campos gigantes em *plays* turbidíticos em diferentes níveis cronoestratigráficos. Atualmente, a Bacia de Campos conta com 61 campos petrolíferos descobertos e 3524 poços perfurados, sendo deles 1251 poços exploratórios (SIGEP, agosto/2022).

## 2.2 Litoestratigrafia e Evolução Tectonoestratigráfica

A evolução tectonoestratigráfica da Bacia de Campos está diretamente relacionada aos processos de fragmentação do supercontinente Gondwana e à abertura do Oceano Atlântico Sul durante o Cretáceo Inferior. Segundo o modelo proposto por Winter et al. (2007), a evolução da bacia pode ser subdividida em três supersequências principais, Rifte, Pós-Rifte e Drifte, que registram, respectivamente, a ruptura continental, a transição para condições de subsidência térmica e o desenvolvimento da margem passiva brasileira (Figura 2.1). Essas supersequências compreendem unidades litoestratigráficas que registram a evolução dos ambientes deposicionais, desde sistemas continentais rifteados até sistemas marinhos profundos dominados por depósitos turbidíticos.

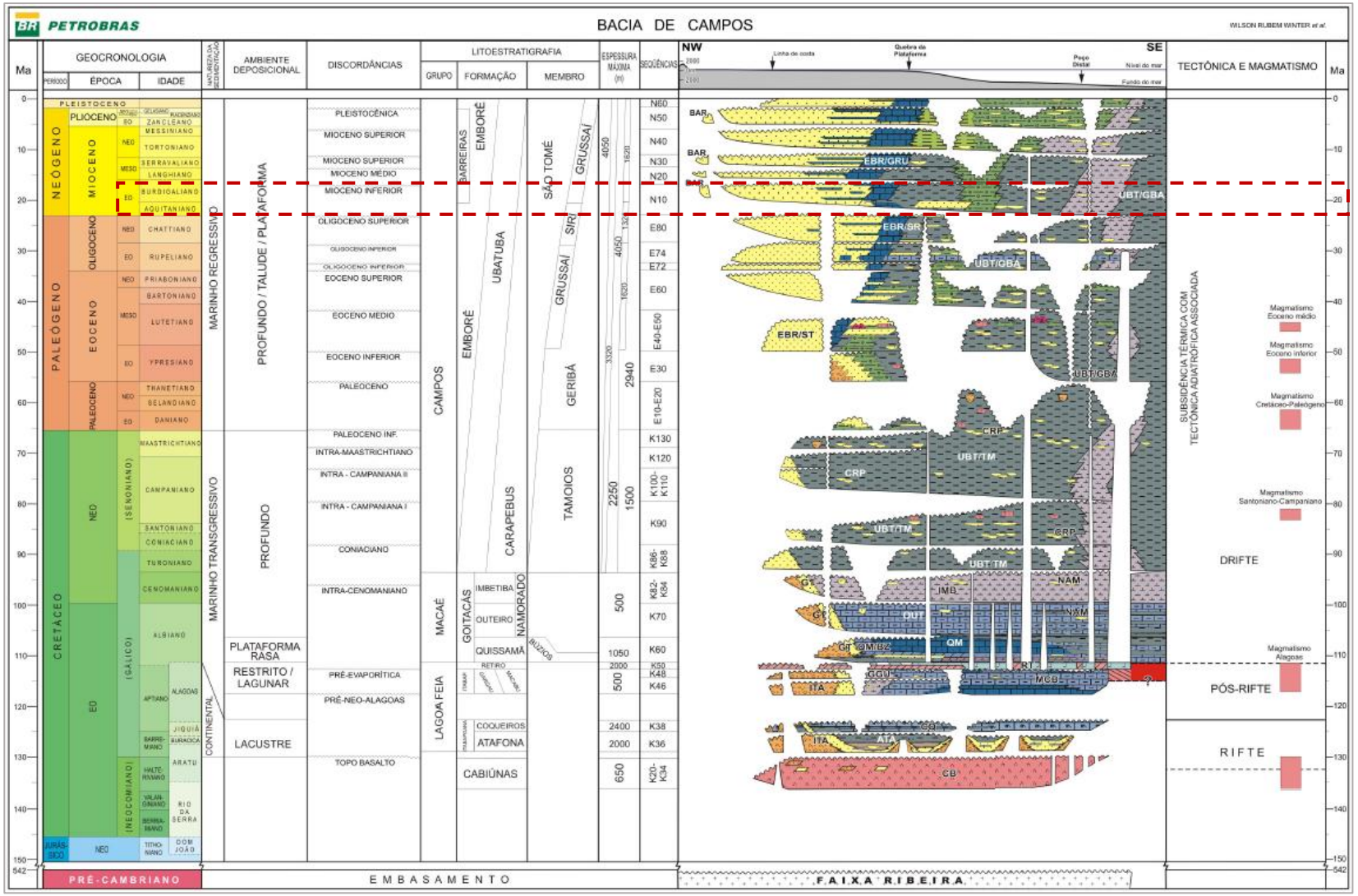



**Figura 2.1** Carta estratigráfica da Bacia de Campos, com destaque, entre as linhas tracejadas em vermelho, para o intervalo cronoestratigráfico Mioceno Inferior, no qual se insere a deposição do reservatório AB-140, objeto de estudo desta pesquisa. Adaptado de Winter et al. (2007).

A Bacia de Campos desenvolveu-se sobre um embasamento cristalino constituído predominantemente por gnaisses e migmatitos da Faixa Ribeira, um cinturão orogênico neoproterozoico formado durante a Orogenia Brasiliana–Pan-Africana, entre aproximadamente 650 e 500 Ma (Heilbron et al., 2008). Essas rochas representam o substrato estrutural sobre o qual se instalaram os processos de rifteamento associados à abertura do Atlântico Sul. O embasamento é recoberto discordantemente pelos basaltos da Formação Cabiúnas, depositados durante o Hauteriviano. Essa unidade é composta por extensos derrames de basaltos toleíticos, localmente intercalados por arenitos, siltitos e conglomerados, conhecidos como *intertraps*, registrando o intenso magmatismo associado ao início da ruptura continental (Mizusaki et al., 1998; Rangel & Martins, 1998). O evento magmático Cabiúnas é correlato ao magmatismo Serra Geral, registrado na Bacia do Paraná. Em alguns campos da Bacia de Campos, basaltos intensamente fraturados da Formação Cabiúnas constituem reservatórios secundários de hidrocarbonetos (Mizusaki et al., 1998).

Durante a fase Rifte, o Grupo Lagoa Feia registra a evolução da fase rifte da bacia e a posterior transição para condições de subsidência térmica, correspondendo à passagem de sistemas continentais para ambientes marinhos restritos. A Formação Itabapoana representa os sistemas clásticos de borda da bacia, constituídos principalmente por conglomerados polimíticos, arenitos, siltitos e folhelhos depositados em leques aluviais, fandeltas e sistemas fluviais associados às falhas de borda durante o Barremiano e Aptiano inicial (Guardado et al., 1989). Esses depósitos são limitados por importantes discordâncias regionais que marcam os principais episódios tectônicos da evolução rifte da bacia (Winter et al., 2007).

No ambiente lacustre alcalino desenvolvido nessa fase foi depositada a Formação Atafona, composta por arenitos, siltitos e folhelhos e caracterizada pela ocorrência de minerais autigênicos, como estevensita e talco. Esses minerais refletem as condições de elevada evaporação durante a evolução do rifte. Já a Formação Coqueiros constitui uma unidade de grande importância econômica por corresponder a uma das principais rochas geradoras do sistema petrolífero da Bacia de Campos, com o Folhelho Jiquiá (Mello e Maxwell, 1990; Trindade et al., 1995). Estudos mais recentes de mineralogia e maturidade térmica reforçam esse potencial, com valores de refletância de vitrinita equivalente entre 1,03 e 1,40 nos folhelhos da Coqueiros, indicando maturidade dentro da janela de óleo a gás condensado (Barberes et al., 2024). Essa formação é composta também por intercalações de folhelhos e calcirruditos bioclásticos (coquinas) depositados em lagos de alta energia. As espessas camadas de coquinas

apresentam elevada porosidade e permeabilidade, formando reservatórios importantes do pré-sal dessa bacia (Guardado et al., 1989).

Durante a Supersequência Pós-Rifte, instalaram-se ambientes continentais, lagunares e marinhos restritos, nos quais foram depositadas as formações Itabapoana, Gargaú e Macabu. A Formação Itabapoana, desenvolvida nas porções mais proximais da bacia, é composta principalmente por conglomerados e arenitos associados a sistemas de leques aluviais e fluviais. Em direção às porções mais distais, esses depósitos gradam para os sedimentos mais finos da Formação Gargaú, predominantemente composta por folhelhos, siltitos e margas, e para os carbonatos da Formação Macabu, caracterizada pela ocorrência de extensas plataformas carbonáticas restritas, constituídas por carbonatos microbianos, estromatólitos e laminitos. Acima dessas formações, foram precipitados sedimentos químicos associados a lagunas e planícies de *sabkha*, característicos da Formação Retiro.

O topo do Grupo Lagoa Feia, a Formação Retiro, apresenta espessas camadas evaporíticas depositadas durante o Aptiano, que atuam como importante selo regional do sistema petrolífero (Dias et al., 1990; Mohriak et al., 2008). Na transição entre as supersequências Pós-Rifte e Drifte, a bacia foi afetada pelo Magmatismo Alagoas, caracterizado pela intrusão de diques e soleiras básicas associadas aos estágios finais da ruptura continental, formando a Discordância pré-Alagoas. Além disso, a Formação Retiro exerceu papel fundamental na evolução estrutural da bacia, uma vez que sua movimentação halocinética controlou a formação de mini-bacias, domos e muralhas salinas, condicionando a arquitetura deposicional das unidades sobrejacentes já durante a fase Drifte.

A terceira supersequência corresponde à fase Drifte, durante a qual o Grupo Macaé registra o estabelecimento de uma extensa plataforma carbonática associada à transgressão marinha albiana e, posteriormente, o desenvolvimento de ambientes progressivamente mais profundos (Figura 2.2) (Chang et al.,1992). A Formação Quissamã representa essa plataforma carbonática, sendo composta predominantemente por calcarenitos oolíticos e oncolíticos depositados em águas rasas durante o Albiano. Destaca-se o Membro Búzios, constituído por dolomitos com porosidade secundária complexa, que representa outro importante reservatório carbonático da bacia. A Formação Goitacás compreende os sistemas siliciclásticos proximais de borda, constituídos por depósitos de leques aluviais, fandeltas, praias e lagunas (Guardado et al., 1989).

Com a consolidação da margem passiva e o avanço lento da subsidência térmica, intensificou-se o aprofundamento da bacia e estabeleceram-se ambientes marinhos profundos.

A Formação Outeiro é composta por calcilutitos pelágicos, margas e folhelhos e sua deposição está associada à transgressão marinha albiana que registra a instalação definitiva de condições marinhas profundas (Chang et al., 1988). A Formação Imbetiba é constituída por margas bioturbadas que registram o afogamento definitivo da plataforma carbonática durante o Cenomaniano. Intercalados às unidades pelíticas da Formação Imbetiba ocorrem os arenitos turbidíticos da Formação Namorado, compostos por arenitos finos a médios depositados por correntes gravitacionais durante períodos de baixa do nível do mar, durante o Cenozoico (Bacoccoli et al., 1980). Esses arenitos constituem importantes reservatórios produtores da Bacia de Campos. Ainda, uma discordância presente em quase toda a bacia e especialmente marcante nas áreas proximais, delimita o contato entre o Grupo Macaé e o Grupo Campos (Dias et al., 1990; Guardado et al., 1989).

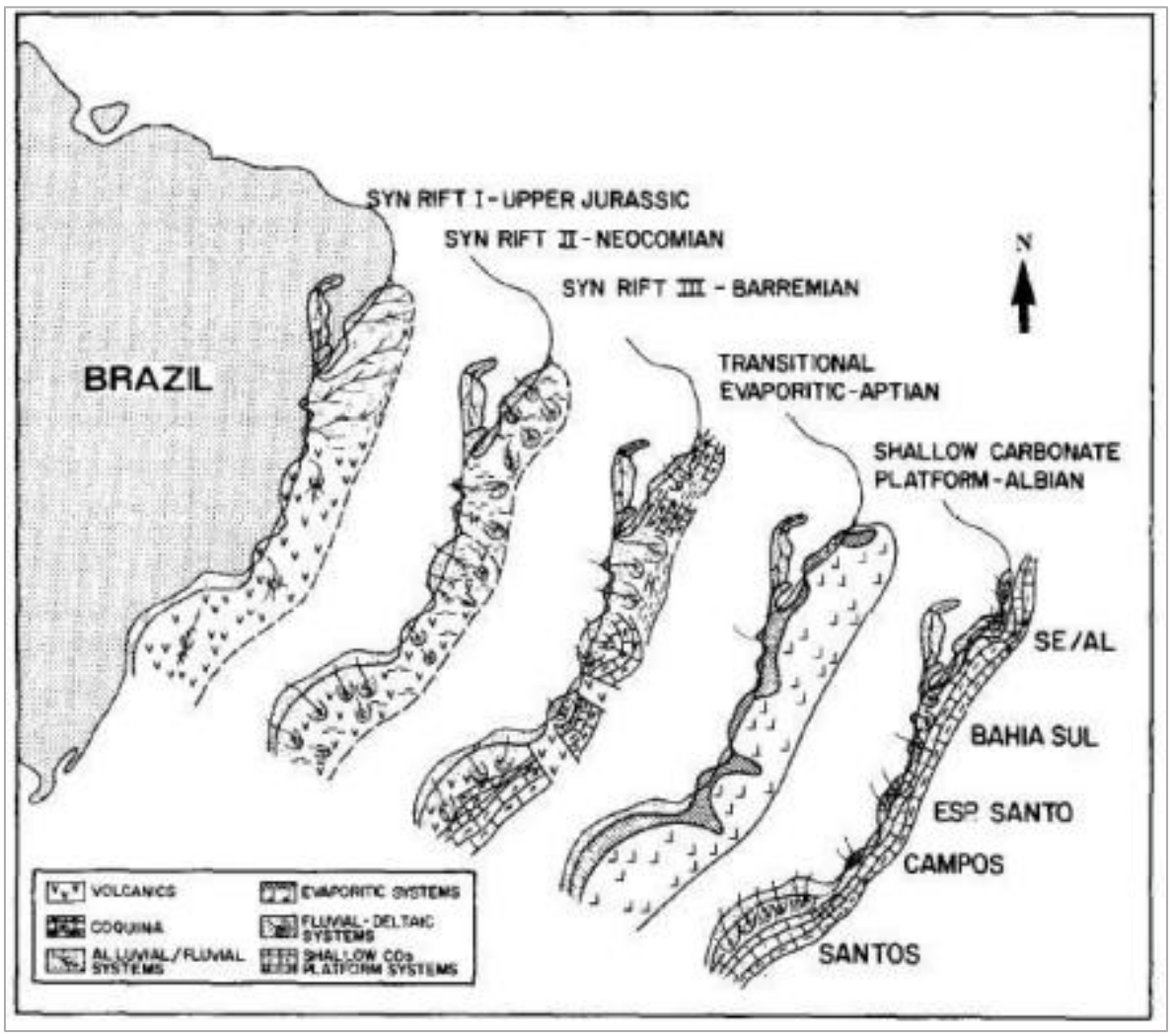



**Figura 2.2** Reconstrução paleogeográfica das sequências sin-rifte, transicional evaporítica e plataforma carbonática na plataforma continental brasileira (Chang et al.,1992).

Desde o Albiano, portanto, a Bacia de Campos já apresentava uma zonação fisiográfica proximal-distal bem desenvolvida, com sistemas de plataforma na porção proximal e depósitos

de talude e de bacia profunda na porção distal. A partir do Turoniano, sob condições de mar aberto (Castro & Picolini, 2015), a Bacia de Campos passou a registrar, sobre essa mesma configuração fisiográfica, a sedimentação siliciclástica das formações Emborê, Carapebus e Ubatuba, pertencentes ao Grupo Campos (Moraes et al., 2006). A Formação Emborê reúne os depósitos siliciclásticos e carbonáticos de plataforma da Bacia de Campos, compreendendo os sedimentos siliciclásticos do Membro São Tomé e, a partir do Paleógeno, os depósitos carbonáticos dos membros Grussaí e Siri, depositados durante a regressão marinha da margem continental (Castro & Picolini, 2015). Os sistemas de águas profundas são representados pelos arenitos turbidíticos da Formação Carapebus e pelos depósitos pelíticos da Formação Ubatuba (Figura 2.3 e Figura 2.4). A deposição dos corpos arenosos da Formação Carapebus está relacionada tanto a episódios de queda relativa do nível do mar quanto à reativação tectônica do embasamento, à subsidência térmica da bacia e à criação de condutos e mini-bacias associados à movimentação salífera (Dias et al., 1990).

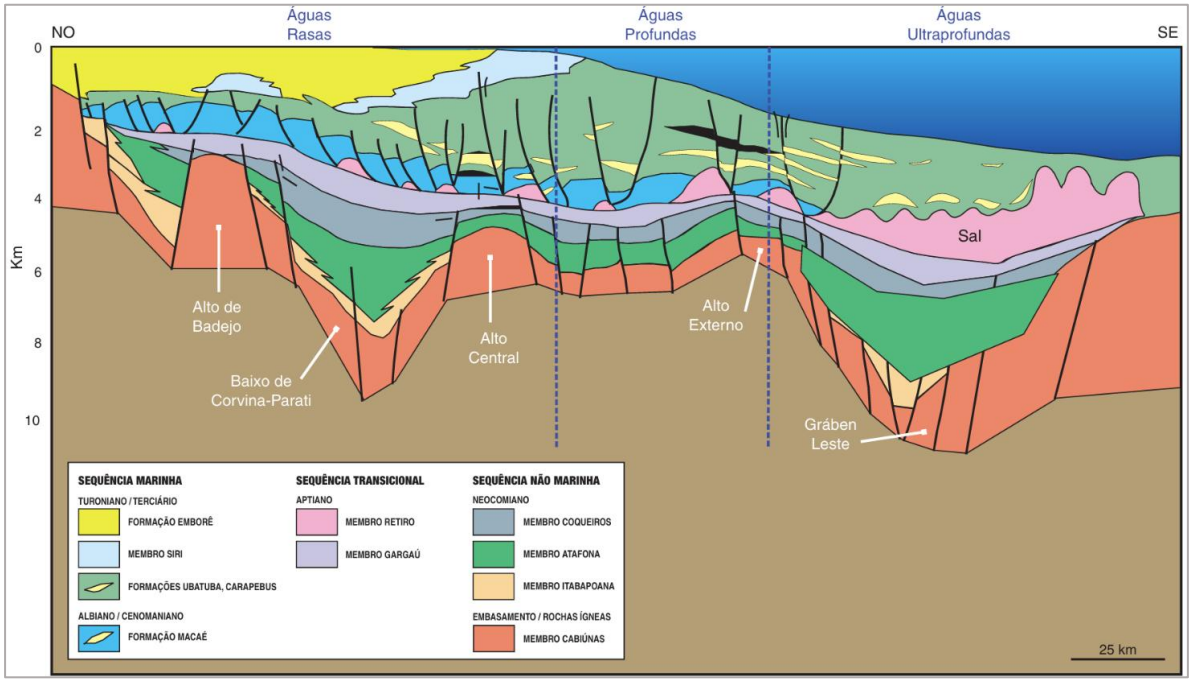



**Figura 2.3** Seção geológica esquemática da Bacia de Campos, evidenciando a compartimentação estrutural da margem, os principais altos e baixos estruturais, a distribuição das unidades litoestratigráficas e a influência da tectônica salina na arquitetura da bacia. Observa-se a transição entre os domínios de águas rasas, profundas e ultraprofundas, bem como a ocorrência das formações Ubatuba e Carapebus no contexto de talude e bacia profunda. Modificado de Guardado et al. (2000) e Rangel & Martins (1998).

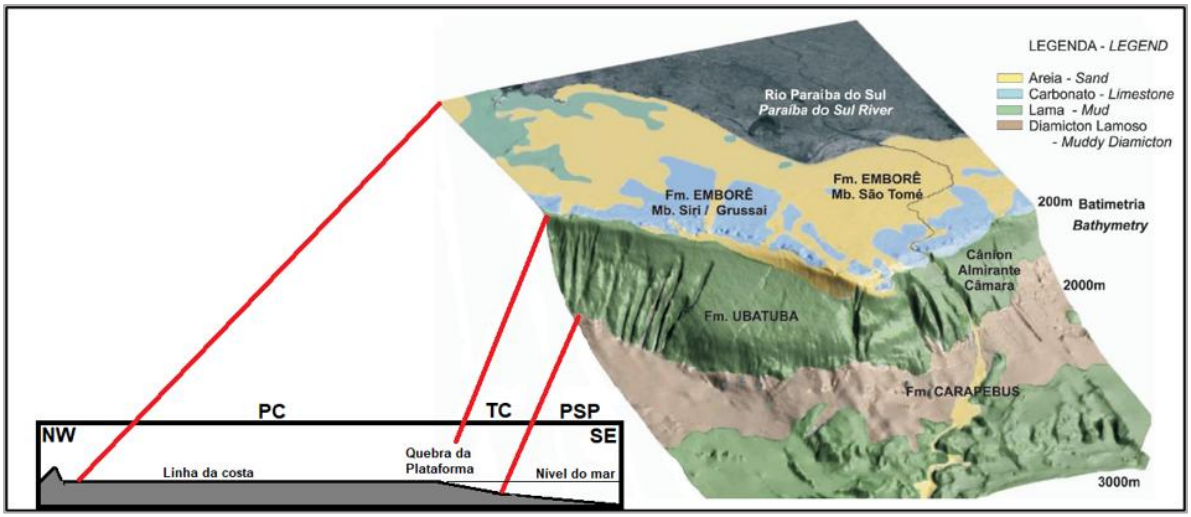



**Figura 2.4** Distribuição de fácies sedimentares depositadas na superfície do fundo marinho recente da Bacia de Campos, na região adjacente ao Cânion Almirante Câmara. A área mapeada apresenta a plataforma continental (PC), o talude continental (TC), Platô de São Paulo. Adaptado de Machado et al. (2004) e Winter et al. (2007).

A Formação Carapebus, alvo do estudo desse trabalho, engloba os depósitos arenosos turbidíticos de águas profundas, compostos por depósitos associados a canais submarinos, seus diques marginais (*levees*, formados pelo extravasamento dos fluxos confinados ao canal), além de lobos deposicionais (Middleton e Hampton, 1976; Casagrande, 2023). Esses arenitos apresentam elevada heterogeneidade geométrica e petrofísica, formando os principais reservatórios dos campos de Albacora, Marlim, Barracuda, Roncador e Namorado. No campo de Albacora Leste, essa heterogeneidade resulta da interação entre correntes de turbidez, tectônica salina e sucessivos eventos de transporte em massa, que controlam a arquitetura deposicional e a distribuição espacial dos corpos arenosos. Associada à Formação Carapebus ocorre a Formação Ubatuba, composta predominantemente por folhelhos e lamas síltico-argilosas depositadas em ambiente de talude e bacia profunda. Além de constituir a principal matriz pelítica da sucessão, a Formação Ubatuba atua como importante selo regional dos reservatórios turbidíticos da Bacia de Campos.

Ao longo dessa evolução também ocorreram episódios de reativação tectônica da margem continental, registrados pelos eventos magmáticos Santoniano–Campaniano, Cretáceo–Paleógeno, Eoceno Inferior e Eoceno Médio, representados principalmente pela intrusão de diques e soleiras básicas.

A partir do Oligoceno, os sistemas turbidíticos da Formação Carapebus passaram a constituir os principais reservatórios siliciclásticos da Bacia de Campos, depositados em um contexto controlado pela tectônica salina e por movimentos de massa (Bruhn et al., 2003; Castro & Picolini, 2015; Casagrande, 2023). A movimentação dos evaporitos da Formação Retiro promoveu o desenvolvimento de domos, muralhas salinas e mini-bacias, condicionando a

formação de depocentros intratalude e controlando a migração das correntes gravitacionais responsáveis pela deposição dos arenitos turbidíticos. Nesse cenário, insere-se o reservatório miocênico AB-140, foco desta dissertação, que corresponde a um dos corpos arenosos turbidíticos pertencentes à Formação Carapebus e cuja evolução deposicional e arquitetura serão detalhadas na seção seguinte.

Por fim, na porção emersa da bacia ocorre a Formação Barreiras, constituída por depósitos fluviais entrelaçados, leques aluviais e sedimentos continentais do Neógeno, frequentemente ricos em concreções ferruginosas, distribuídos ao longo da borda ocidental da Bacia de Campos.

### 2.3 Intervalo Albacora

A área de estudo está inserida no Intervalo Albacora, distribuído entre os campos de Albacora e Albacora Leste. Esse intervalo é composto por ao menos três reservatórios turbidíticos, o AB-210, o AB-140 (Machado et al., 2004; Lemos et al., 2006; Casagrande, 2023) e o AB-120 (Zhao et al., 2022). Trata-se de uma sucessão sedimentar oligoceno-miocênica em um depocentro de sistema deposicional complexo composto por canais, lobos e fácies marginais (*overbank*) (Casagrande, 2023). Os reservatórios AB-210 e AB-140 são intercalados por dois Complexos de Transporte de Massa (MTC1 e MTC2), cuja arquitetura deposicional foi fortemente influenciada pela interação entre a tectônica salina e os processos gravitacionais de transporte de sedimentos (Casagrande, 2023).

O depocentro Albacora desenvolveu-se acima de um grande *raft* carbonático albiano-cenomaniano parcialmente fragmentado e circundado por estruturas salinas. A plataforma carbonática que deu origem a esse *raft*, originalmente depositada sobre os evaporitos aptianos, foi fragmentada e deslocada durante a tectônica salina, sendo parcialmente afetada por falhas normais orientadas preferencialmente na direção N–S. O fluxo do sal entre os blocos carbonáticos favoreceu a formação de muralhas salinas, *rollers* e grábens com núcleo de sal, posteriormente reativados por eventos extensionais e contracionais. A alternância desses regimes tectônicos controlou a geração de espaço de acomodação e influenciou diretamente a espessura, a distribuição e a arquitetura dos depósitos turbidíticos do Intervalo Albacora (Casagrande, 2023). , que formaram grábens com núcleo de sal de mesma orientação; um desses grábens, situado na porção central do depocentro, foi posteriormente invertido positivamente por eventos de contração, dando origem a um alto estrutural N–S que passou a condicionar a espessura e a distribuição dos depósitos sobrepostos, incluindo o MTC1 e o AB-210 (Casagrande, 2023)

O depocentro apresenta geometria aproximadamente semi-elíptica, com cerca de 35 km de comprimento e 20 km de largura. As maiores espessuras sedimentares concentram-se em sua porção norte, adjacente à principal muralha de sal, onde também se observa a maior concentração de corpos arenosos. Essa configuração é interpretada como resultado da subsidência diferencial induzida pela tectônica salina ativa durante a deposição oligoceno-miocênica (Figura 2.5).

Segundo Casagrande (2023), a distribuição de espessura do MTC1 evidencia o controle exercido por um alto estrutural mapeado no horizonte do Oligoceno Inferior, associado à área de influência de um gráben com núcleo de sal atualmente invertido, localizado na porção central do depocentro Albacora. Essa estrutura, originada durante a fase extensional e posteriormente invertida por deformação contracional, condicionou a organização do espaço de acomodação do AB-210. O afinamento do MTC1 sobre essa estrutura elevada, associado ao polígono do reservatório AB-210, indica que a topografia herdada condicionou diretamente a deposição dessa unidade. Esse controle estrutural inicial foi posteriormente transmitido às unidades superiores, influenciando de forma indireta a deposição do AB-140.

A deposição do AB-210 registrou um preenchimento progressivo do depocentro, controlado pela interação entre subsidência diferencial, tectônica salina e variações no suprimento sedimentar (Figura 2.6). Inicialmente, a subsidência diferencial na área do gráben invertido, associada ao impacto do MTC1 sobrejacente, gerou acomodação desigual e condicionou a distribuição espacial da deposição subsequente (Figura 2.6-0). Os fluxos ricos em areia concentraram-se nas porções mais profundas do depocentro, formando a subunidade de areia inferior; sua ocorrência restrita indica que o volume sedimentar disponível não foi suficiente para preencher totalmente o espaço de acomodação, configurando um ciclo incompleto (Figura 2.6-1). Segue-se a deposição de sedimentos finos da subunidade propensa à lama, refletindo redução no suprimento de sedimentos grosseiros e sugerindo controle alogênico sobre a ciclicidade deposicional (Figura 2.6-2). Posteriormente, a subunidade de areia superior preenche o espaço remanescente em área mais ampla, com deslocamento dos padrões de dispersão sedimentar para SSW (Figura 2.6-3). Na fase final, a inclinação lateral do sistema em direção a NNE desloca novamente os padrões de dispersão, com deposição de canal seguida de incisão, desvio e preenchimento por depósitos propensos à lama (Figura 2.6-4). Esse canal de *bypass* é nomeado neste trabalho como Canal Norte.

Embora o Canal Norte represente a fase final de incisão e desvio de alta energia da unidade AB-210, as evidências estratigráficas sugerem que esse conduto foi desativado e selado

antes do início do ciclo deposicional subsequente. Segundo Casagrande (2023), o canal de *bypass* pode ter sido preenchido pelos depósitos do MTC2, que sobrepõe o AB-210 e atua como o selo vertical imediato do sistema inferior. Contudo, essa colmatação não interrompeu o direcionamento dos sedimentos para a porção setentrional do depocentro: a calha estrutural onde o canal se localizava, controlada pela muralha de sal e por falhas normais ao norte, permaneceu como a principal depressão ativa do sistema, garantindo que os fluxos gravitacionais continuassem preferencialmente roteados para essa mesma área durante a deposição do AB-140. Dessa forma, a unidade superior não apenas herdou a topografia de calha do ciclo anterior, mas consolidou essa região como a zona de máxima acomodação e alimentação para os fluxos turbidíticos mais jovens.

A arquitetura interna dos reservatórios turbidíticos do Intervalo Albacora foi interpretada por diferentes autores sob perspectivas complementares. Machado e colaboradores (2004) descrevem o sistema como um *braidplain* arenoso, utilizando o sistema turbidítico moderno adjacente ao Cânion Almirante Câmara como análogo à Formação Carapebus. Nesse modelo, a deposição ocorre no interior de grandes calhas alongadas (*troughs*) formadas pelo encadeamento de mini-bacias geradas pela tectônica salífera. Os corpos arenosos não resultam de eventos isolados, mas de uma sucessão de pequenos canais sinuosos que se entrelaçam e sofrem avulsão frequente, configurando uma planície de canais entrelaçados. Os diques marginais são essencialmente arenosos e incoesos, o que inibe o desenvolvimento de alta sinuosidade e favorece a retilinearidade dos canais no interior das calhas. Lemos et al. (2006), por sua vez, propõem uma sequência para o reservatório AB-140 composta por quatro fases deposicionais. A Fase 1 corresponde ao preenchimento inicial de baixos paleorrelevos por corpos arenosos delgados, posteriormente erodidos. A Fase 2, é marcada pela construção de canais turbidíticos sob grande suprimento sedimentar e deposição rápida, com migrações laterais e avulsões controladas por efeitos de compensação sedimentar ou halocinética. A Fase 3 registra redução no aporte de areia, com deposição de fácies heterolíticas associadas a diques marginais e pequenos canais. A Fase 4 corresponde ao desenvolvimento tardio de canais meandrantes erosivos em regime de *bypass*, que incidem sobre os reservatórios principais e geram barreiras de fluxo que compartimentam o campo.

Enquanto Machado et al. (2004) e Lemos et al. (2006) enfatizam, respectivamente, a geometria dos corpos arenosos, a variação de suprimento sedimentar e controles principais da arquitetura deposicional pela tectônica salífera, Casagrande e colaboradores (2023) atribuem

aos MTCs um papel ativo na reconfiguração do assoalho marinho, condicionando a distribuição e a qualidade dos reservatórios turbidíticos subsequentes.

Segundo os autores, o reservatório AB-140, objeto deste estudo, representa a unidade arenosa superior do Intervalo Albacora e registra a influência combinada dos processos deposicionais turbidíticos e da evolução tectônica do depocentro. A distribuição espacial de suas fácies, a geometria dos corpos arenosos e a qualidade petrofísica refletem o controle exercido pelas estruturas salinas e de movimentação de massa e pela acomodação sedimentar, constituindo a base geológica para as análises desenvolvidas nesta dissertação (Casagrande, 2023).

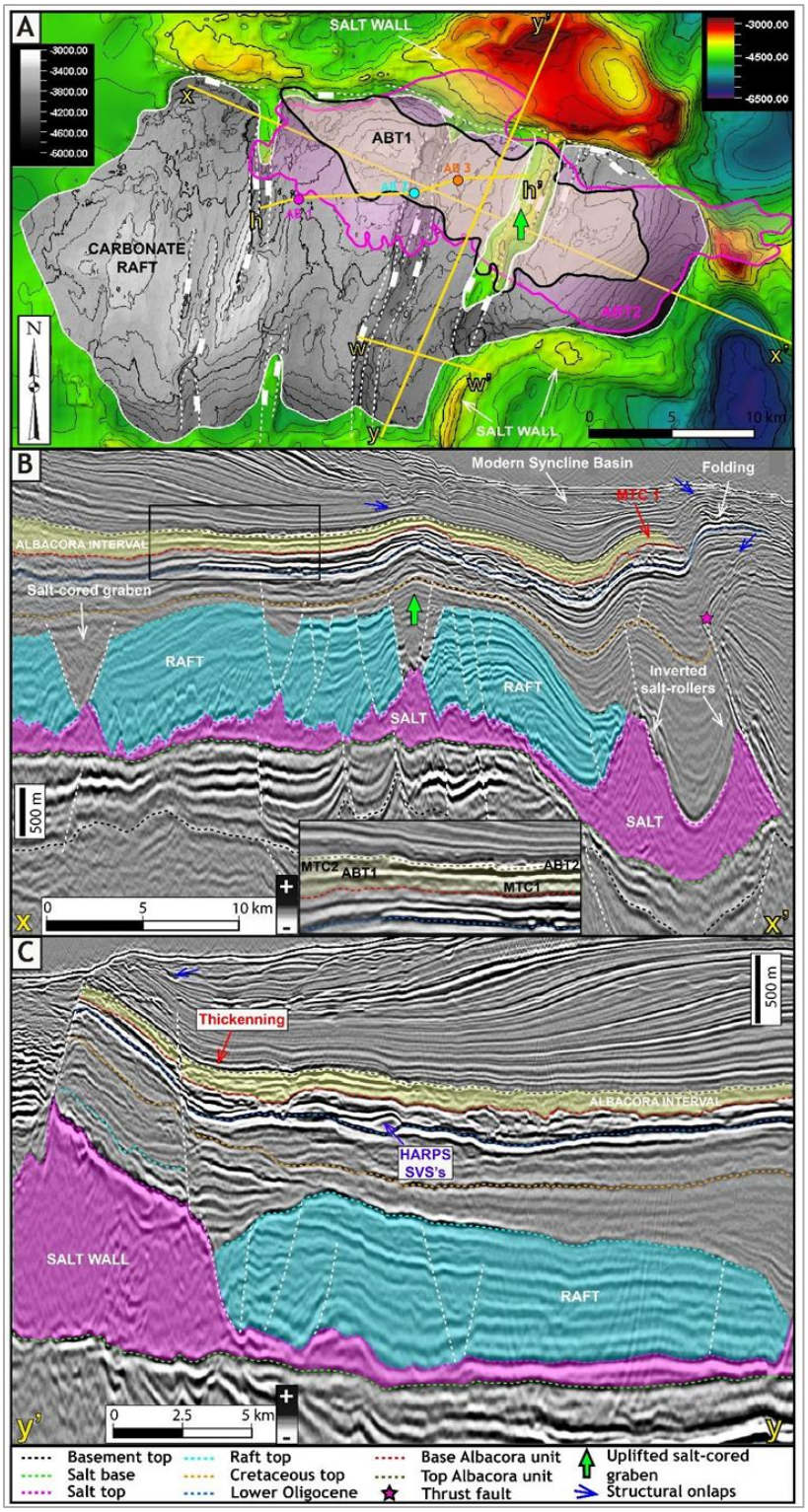



**Figura 2.5** Contexto geológico geral do Depocentro Albacora modificado de Casagrande (2023). A) Mapa estrutural do topo do sal, com a plataforma carbonática em cinza, os limites externos de AB-210 e AB-140 e falhas salinas de direção N–S. As estruturas salinas delimitam o depocentro e condicionam a concentração dos turbiditos arenosos na porção norte, junto à muralha de sal. B) Perfil sísmico dip em profundidade, com exagero vertical de 5x, mostrando a fragmentação da plataforma carbonática por falhas normais, a formação de grábens, estruturas salinas marginais e inversão parcial das falhas sob deformação contracional. O detalhe destaca as subdivisões do Intervalo Albacora: MTC1, AB-210, MTC2 e AB-140. C) Perfil sísmico dip em profundidade, com exagero vertical de 5x, evidenciando o controle da falha extensional associada à muralha de sal norte sobre a acomodação sedimentar, o espessamento da seção Oligoceno–Mioceno e a concentração de depósitos arenosos profundos. Os onlaps estruturais e os padrões de espessura indicam deformação sin-deposicional ao longo da evolução do Intervalo Albacora.

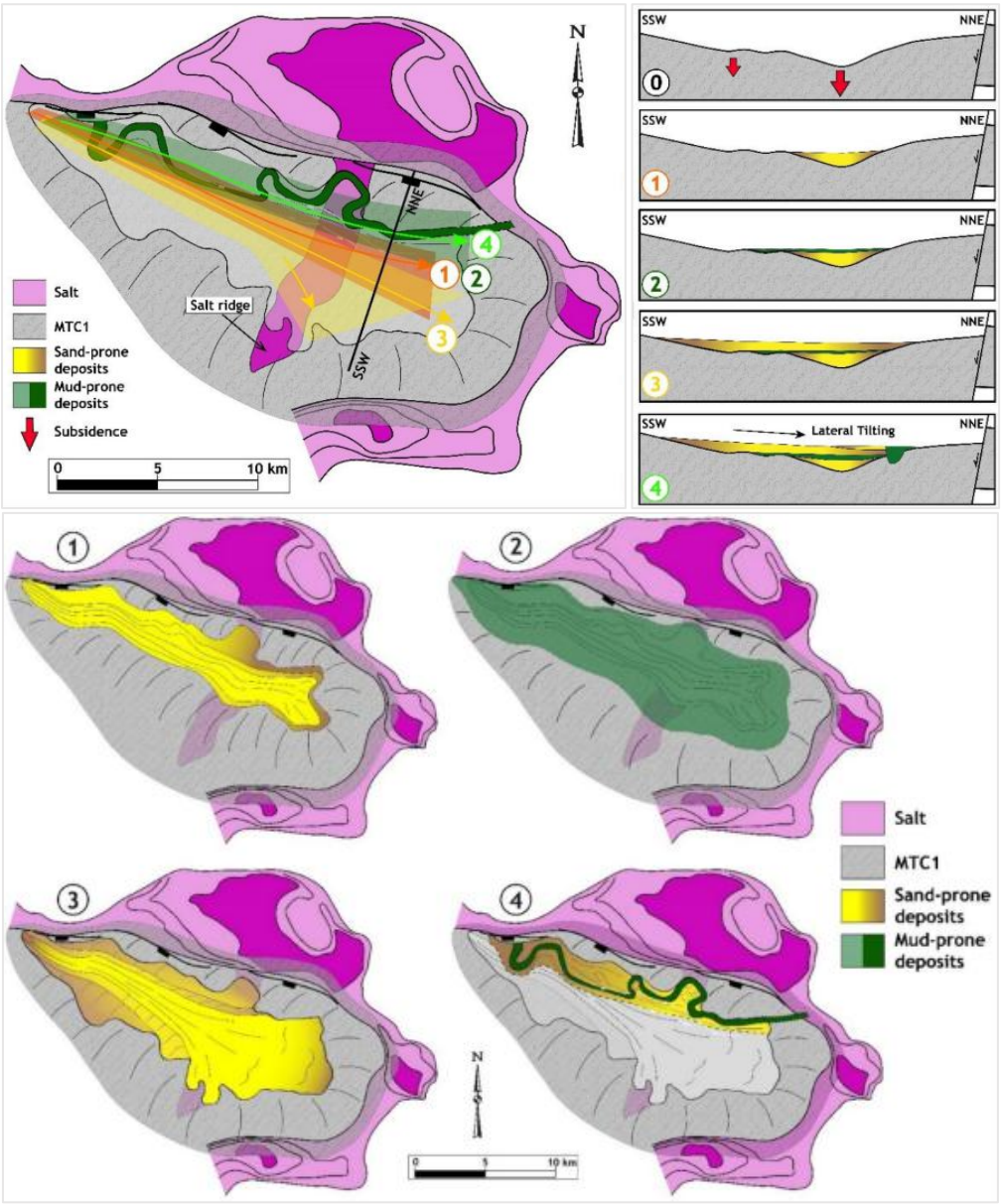



**Figura 2.6** Reconstrução dos padrões de dispersão sedimentar durante as diferentes fases estratigráficas do AB-210, modificada de Casagrande (2023). As seções transversais ilustram a evolução do preenchimento do depocentro ao longo do tempo. **0** – A subsidência diferencial na área de influência do gráben atualmente invertido gera acomodação desigual acima e ao redor dessa estrutura, com contribuição adicional do MTC1 para a configuração do espaço de acomodação. **1** – As porções mais profundas do depocentro são preenchidas pela subunidade arenosa inferior. **2** – Deposição da subunidade lamosa. **3** – Deposição da subunidade arenosa superior, promovendo o progressivo preenchimento do espaço de acomodação e registrando deslocamento dos padrões de dispersão sedimentar em direção a SSW, evidenciado pelo aumento das espessuras nessa direção. **4** – A inclinação lateral em direção a NNE promove nova mudança nos padrões de dispersão sedimentar. Uma fase de deposição canalizada é seguida por incisão final e *bypass* sedimentar, com posterior preenchimento do canal por depósitos lamosos.

# 3. Fundamentação Teórica

## 3.1 Sistemas Turbidíticos

Os sistemas sedimentares de águas profundas compreendem processos de naturezas distintas, incluindo os sistemas contornítico, pelágico/hemipelágico e os gerados por fluxos gravitacionais — estes últimos responsáveis pelo transporte de sedimentos da plataforma continental para regiões mais profundas da bacia e foco desta seção. Esses fluxos compreendem diferentes mecanismos de transporte, incluindo correntes de turbidez, fluxos de detritos (*debris flows*), fluxos granulares e escorregamentos em massa, cuja predominância depende da concentração de sedimentos, da reologia do fluxo e da declividade do talude (Middleton & Hampton, 1973; Talling et al., 2012).

Turbiditos são depósitos sedimentares gerados por correntes de turbidez, que correspondem a fluxos gravitacionais submarinos carregados de sedimentos, desencadeados pela desestabilização de material inconsolidado. Esses fluxos se deslocam sob a ação da gravidade, mantendo os sedimentos em suspensão devido à turbulência, e sofrem desaceleração progressiva, resultando na deposição seletiva dos grãos de acordo com seu tamanho e densidade. É subdividido em 3 partes, a cabeça, fortemente influenciada pela força gravitacional, o corpo e a cauda, que são influenciadas pela força viscosa e pela fricção (Figura 3.1). Como consequência, os turbiditos exibem sucessões sedimentares típicas, frequentemente granodecrescentes, que refletem a diminuição da energia do fluxo ao longo do tempo, conforme descrito no modelo clássico de Bouma (1962). Esses depósitos podem ocorrer tanto em ambientes de águas profundas, como fossas oceânicas, quanto em ambientes mais rasos, a depender principalmente do tipo de crosta subjacente e das características do ambiente tectônico local (Mutti & Normark, 1987; Middleton & Hampton, 1973; Talling et al., 2012).

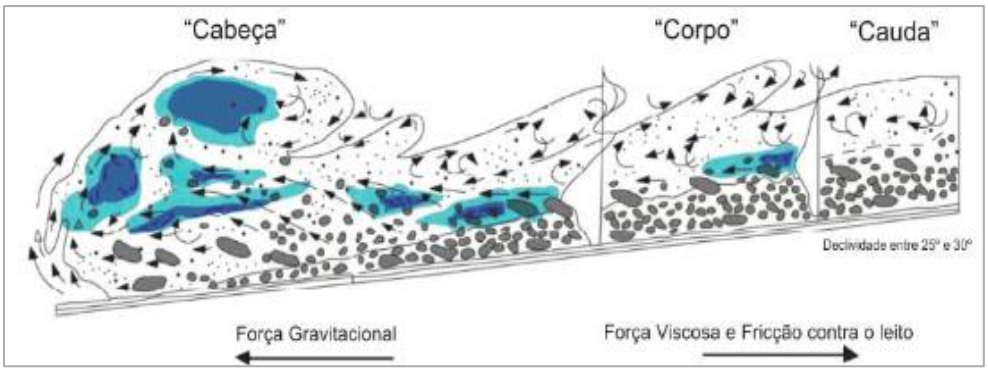



**Figura 3.1** Esquema da subdivisão de uma corrente de turbidez (cabeça, corpo e cauda da corrente) e a existência de um fluxo turbulento, composto geralmente por um material de granulometria de fina a média, sob um fluxo laminar basal predominantemente mais grosso. (Pickering *et al.*,1986, Lowe,1982; Mutti,1992).

A sucessão interna dos depósitos turbidíticos foi sistematizada por Bouma (1962) em um modelo de cinco intervalos, conhecido como Sequência de Bouma, que descreve a gradação vertical de estruturas sedimentares resultante da desaceleração progressiva do fluxo (Figura 3.2). A base da sequência (Ta) é composta por arenitos grossos a médios maciços ou com gradação normal, depositados rapidamente sob alta energia por correntes de turbidez de alta densidade. Seguem-se arenitos com laminação plano-paralela (Tb), sob regime de fluxo superior, e arenitos com laminação ondulada e ripples de corrente (Tc), sob regime de fluxo inferior. Os intervalos superiores correspondem a siltes laminados (Td) e lamas pelágicas e hemipelágicas (Te), depositados pela decantação progressiva ao final do evento turbidítico (Bouma, 1962). Essa heterogeneidade interna tem implicações diretas na qualidade do reservatório, uma vez que os intervalos basais (Ta–Tb) tendem a concentrar as melhores porosidades e permeabilidades, enquanto os intervalos superiores, mais argilosos, funcionam como barreiras ou deflectores de fluxo.

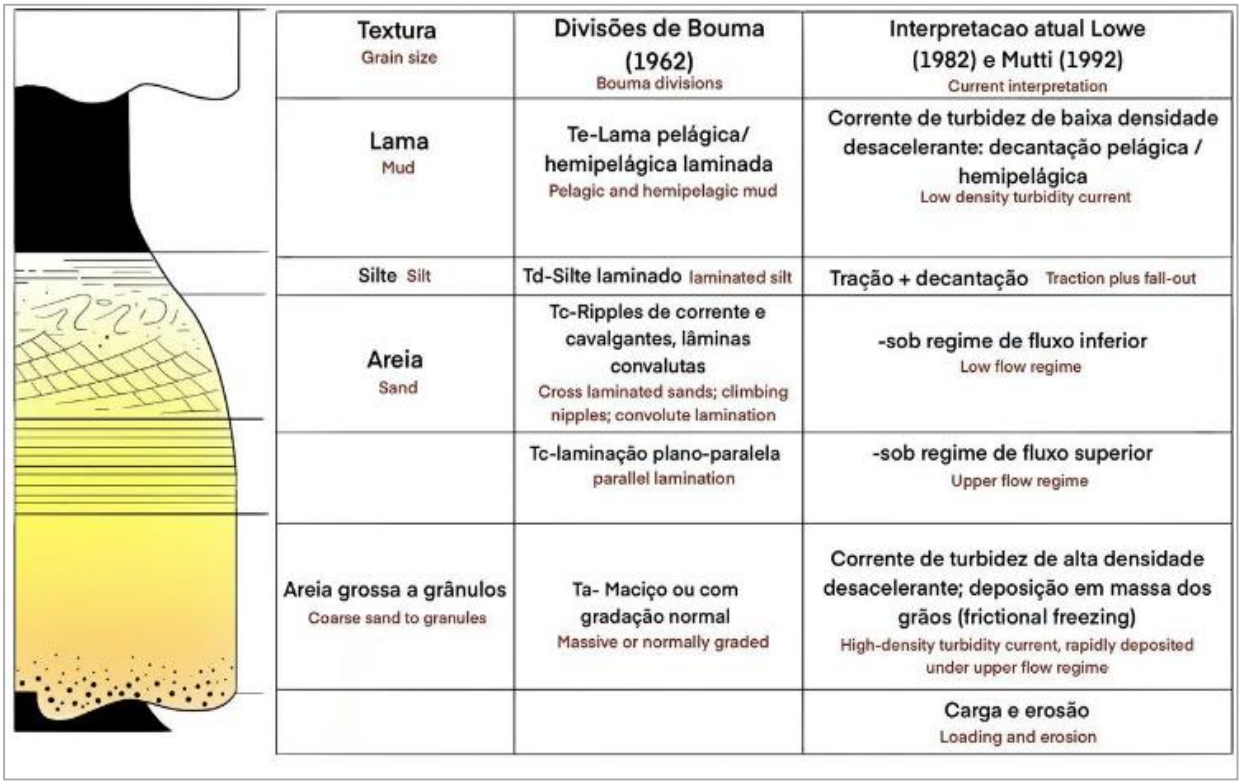



**Figura 3.2** A sequência de Bouma e os mecanismos de deposição inferidos para os intervalos Ta e Te para uma corrente de turbidez de baixa densidade desacelerante (Pickering et al.1986).

Em escala de sistemas deposicionais, esses depósitos constituem os principais elementos de sistemas canal-lobo, registrando a dinâmica de transporte e acomodação sedimentar em bacias profundas (Mutti & Ricci Lucchi, 1972; Mutti et al., 2009). O modelo deposicional proposto por Mutti *et al.* (1999) estabelece um zoneamento típico para complexos turbidíticos, incluindo canais (CA), lobos proximais (LP), lobos intermediários (LI) e lobos distais (LD),

sendo os canais e os lobos proximais os principais controladores de boa qualidade reservatório (Figura 3.3). Devido à sua arquitetura deposicional, continuidade lateral e propriedades petrofísicas favoráveis, especialmente boa porosidade e permeabilidade em areias turbidíticas bem selecionadas, os turbiditos assumem papel central tanto na interpretação estratigráfica quanto na caracterização de reservatórios de hidrocarbonetos em margens continentais passivas e ativas.

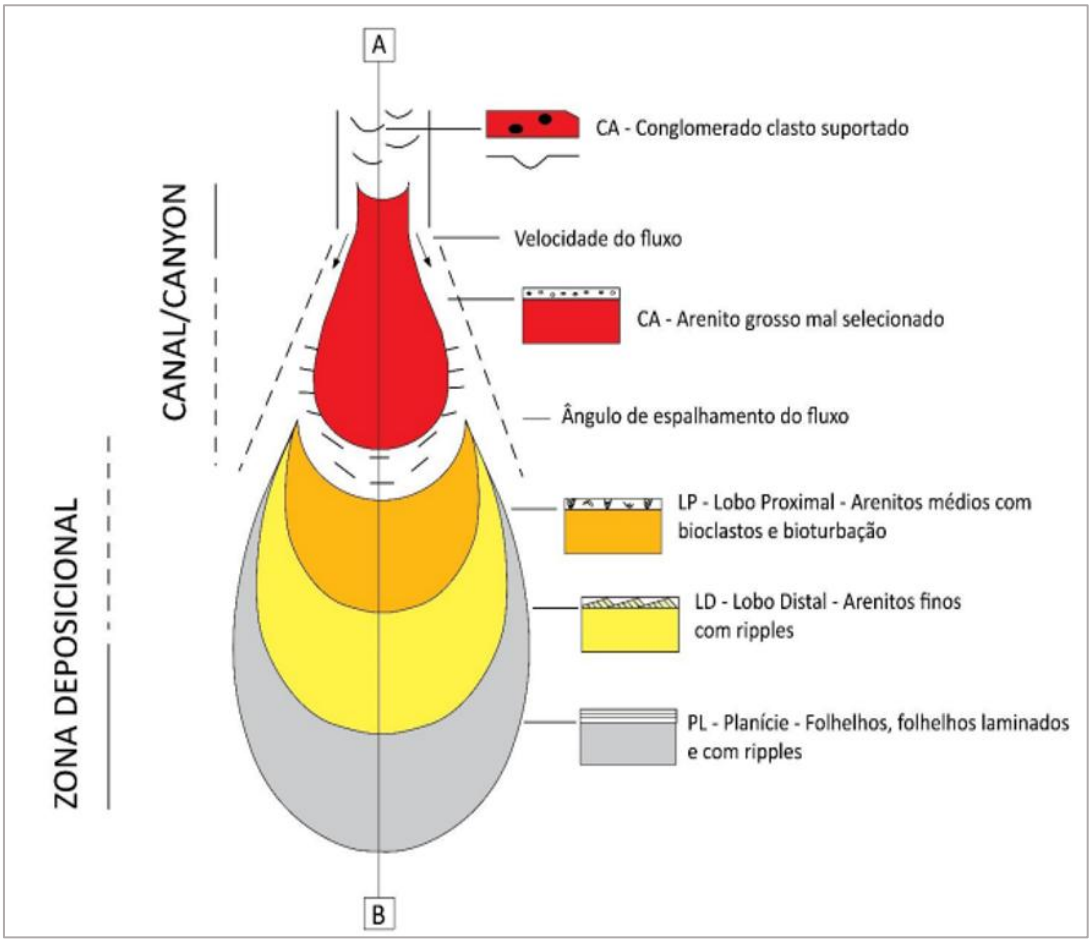



**Figura 3.3** Modelo Deposicional dos sistemas turbidíticos em águas profundas. Modificado de Mutti et al. (1999).

## 3.2 Morfologia dos taludes

A morfologia dos taludes continentais exerce controle fundamental sobre a arquitetura dos sistemas turbidíticos, podendo ser classificada em três tipos principais de acordo com seu perfil batimétrico e estilo deposicional (Brooks et al., 2018; Ferguson et al., 2020). Taludes com perfil simples (*simple slope*) apresentam gradiente uniforme e contínuo entre a plataforma e o assoalho da bacia (Figura 3.4-A). Esse perfil favorece o desenvolvimento de sistemas canalizados bem definidos que se estendem ao longo de todo o talude, podendo ter depósitos de *levees*, e são conectados a depósitos em lobos distais na base do talude.

Já o perfil escalonado, (*stepped slope*) caracteriza-se pelas quebras de declividade ao longo do talude, alternando entre rampas com maior gradiente e degraus com menor gradiente (Figura 3.4-B). Os degraus atuam como depocentros intratalude, favorecendo a deposição de sedimentos e resultando em ambientes mais complexos, onde lobos podem se desenvolver em zonas de menor declividade, interceptando parte dos fluxos antes que atinjam o assoalho da bacia. Por fim, o perfil de talude complexo (*complex slope*) representa um cenário morfologicamente mais irregular e dinâmico, no qual múltiplos processos, como tectônica salina, diapirismo, subsidência diferencial e instabilidades gravitacionais, interagem simultaneamente, produzindo padrões deposicionais altamente variáveis no espaço e no tempo (Figura 3.4-C).

Os reservatórios turbidíticos do Campo de Albacora Leste, na Bacia de Campos, exemplificam esse tipo de sistema deposicional associado a taludes complexos, onde a configuração morfológica foi um dos fatores que condicionou a distribuição do aporte sedimentar proveniente dos turbiditos em diversos níveis estratigráficos (Casagrande, 2023). Essa distinção morfológica influencia diretamente a distribuição espacial dos depósitos arenosos, o grau de confinamento dos sistemas canalizados e, consequentemente, a qualidade e geometria dos reservatórios turbidíticos associados.

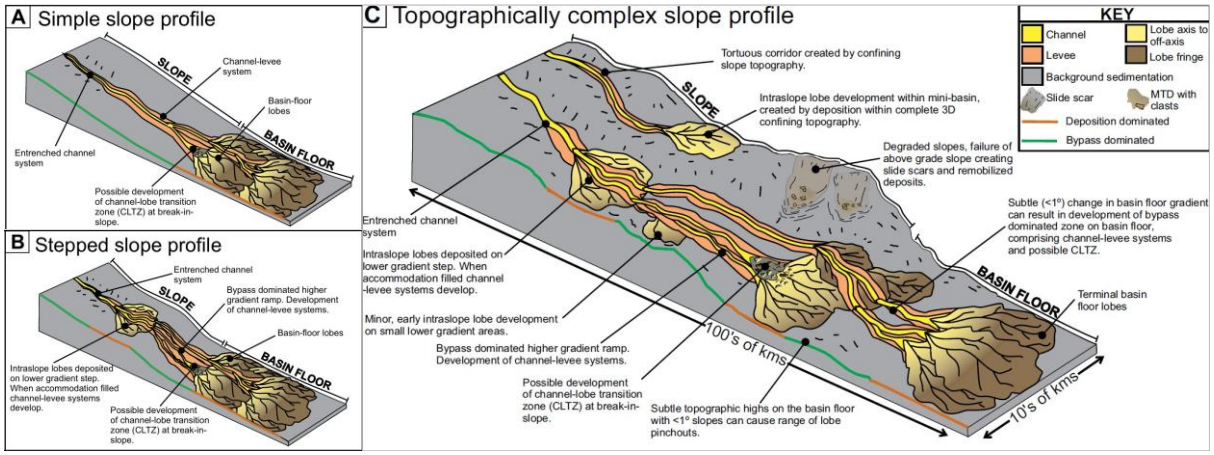



**Figura 3.4** Modelos conceituais de sistemas deposicionais turbidíticos em diferentes perfis de talude: (A) perfil de talude simples; (B) perfil de talude escalonado; e (C) perfil de talude topograficamente complexo. Os modelos ilustram a evolução dos sistemas de canais e diques marginais, lobos de fundo de bacia e lobos intratalude, bem como a influência da topografia confinante, das variações de gradiente e dos processos de bypass e deposição na distribuição dos depósitos ao longo do sistema talude–fundo de bacia. Modificado de Brooks et al. (2018).

## 3.3 Elementos arquiteturais associados a canais submarinos

Os reservatórios de águas profundas podem ser classificados segundo sua geometria em três categorias principais, todas identificadas na Bacia de Campos (Moraes et al., 2006): canais discretos, canais amalgamados e canais distributários com lobos (Figura 3.5). Os canais discretos são corpos alongados na direção de deposição, com boa conectividade e elevada

proporção arenito/folhelho (Moraes et al., 2006), como observado no Campo de Albacora (Bruhn et al., 1998; Arienti et al., 2000). Os canais amalgamados caracterizam-se por alta migração lateral e formação de corpos tabulares areníticos extensos com boa continuidade lateral, porém menor continuidade vertical, sendo representativos dos campos de Namorado, Marimbá e Roncador. Já os canais distributários com lobos, associados a ambientes de menor energia, possuem lobos frontais extensos com preservação das camadas pelíticas subjacentes, o que tende a reduzir a permeabilidade e a conectividade vertical, estando presentes nos campos de Albacora, Marlim e Marlim Sul (Moraes et al., 2006).

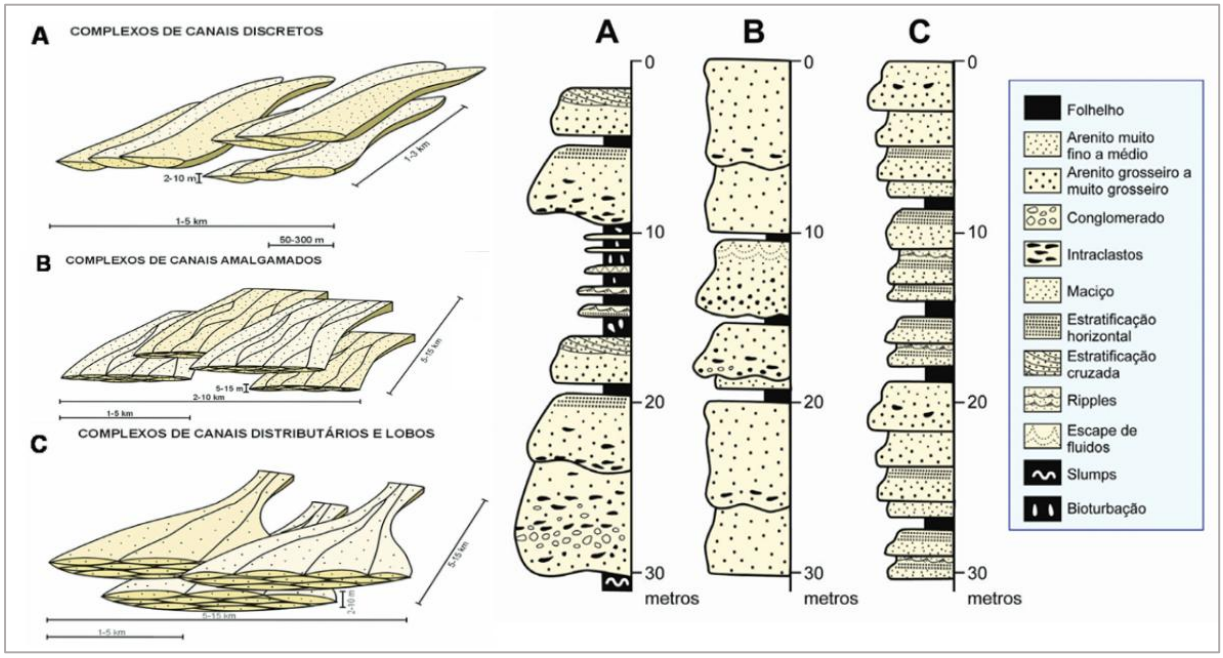



**Figura 3.5** Geometria e arquitetura dos tipos de reservatório de águas profundas da Bacia de Campos. À esquerda, representação tridimensional dos três tipos de complexos: (A) canais discretos (B) canais amalgamados; e (C) canais distributivos e lobos. Modificado de Moraes et al. (2006).

Durante sua evolução, esses canais são submetidos a processos sucessivos de incisão, migração lateral, preenchimento e abandono, os quais originam diferentes estilos arquiteturais que controlam diretamente a geometria e a conectividade dos corpos arenosos (Mayall et al., 2006). Em escala de sistema deposicional, esses elementos incluem canais, diques marginais (*levees*), depósitos de extravasamento (*overbank*), lobos, lençóis arenosos (*sand sheets*) e complexos de transporte em massa (*mass transport complex* – MTC), que se distribuem desde a região proximal do talude até o assoalho oceânico, formando complexos deposicionais de elevada heterogeneidade (Mutti, 1992). Dentro desse contexto, os canais submarinos podem apresentar diferentes elementos arquiteturais, cuja distribuição espacial reflete a interação entre processos hidrodinâmicos, suprimento sedimentar e morfologia do talude continental.

Janocko et al. (2013) demonstram que os cinturões de canais (*channel belts*) são constituídos por diversos elementos internos, cada um registrando um estágio específico da

evolução deposicional. Entre os principais elementos, destacam-se os pacotes de acresção lateral (*lateral accretion packages* – LAPs), formados pela migração progressiva do canal ao longo do tempo; os depósitos de preenchimento terminal (*last-stage channel fills*), que representam o estágio final de abandono do conduto; os diques marginais (*levees*), gerados pelo extravasamento das correntes de turbidez; os montículos em curvas (*channel-bend mounds*), associados à deposição em segmentos meandrantes; e os depósitos de transporte em massa (MTDs), frequentemente relacionados à instabilidade gravitacional das margens do canal (Figura 3.6). A coexistência desses elementos dentro de um mesmo cinturão de canais evidencia que a evolução arquitetural não ocorre de forma linear, mas por meio da superposição de fases de incisão, agradação e abandono, cada uma imprimindo assinaturas geométricas e petrofísicas distintas ao registro estratigráfico.

Essa heterogeneidade interna exerce controle direto sobre a conectividade hidráulica dos reservatórios. Os *levees*, particularmente relevantes em sistemas confinados, formam-se pelo transbordamento da porção superior e menos concentrada das correntes de turbidez, resultando em depósitos predominantemente finos e com estratificação relativamente contínua ao longo das margens dos canais. Esses depósitos, ao se acumularem progressivamente, ampliam o confinamento morfológico do sistema e condicionam a evolução dos fluxos subsequentes, estabelecendo uma relação de retroalimentação entre a arquitetura do canal e a geometria dos depósitos marginais (Janocko et al., 2013). Em contraste, os canais concentram os depósitos arenosos mais espessos e de melhor qualidade petrofísica, enquanto os depósitos de *overbank*, por serem compostos por sedimentos mais finos e apresentarem boa continuidade lateral ao longo das margens dos canais, atuam frequentemente como barreiras à permeabilidade vertical dentro do sistema.

A arquitetura final dos sistemas turbidíticos resulta, portanto, da sucessão e do empilhamento desses elementos ao longo do tempo geológico, refletindo tanto os controles alogênicos (variações relativas do nível do mar e suprimento sedimentar) quanto os controles autogênicos inerentes à dinâmica interna dos canais. Conforme destacado por Mayall et al. (2006), a compreensão da geometria interna dos canais e lobos, de seus padrões de preenchimento e da distribuição dos diferentes elementos arquiteturais é fundamental para a redução de incertezas na caracterização de reservatórios, uma vez que pequenas variações na arquitetura deposicional podem produzir mudanças significativas na conectividade entre corpos arenosos e na distribuição das propriedades petrofísicas. Dessa forma, a interpretação integrada desses elementos arquiteturais, à luz dos modelos propostos por Janocko et al. (2013) e Mayall

et al. (2006), fornece o arcabouço deposicional necessário para a caracterização dos reservatórios estudados nesta dissertação.

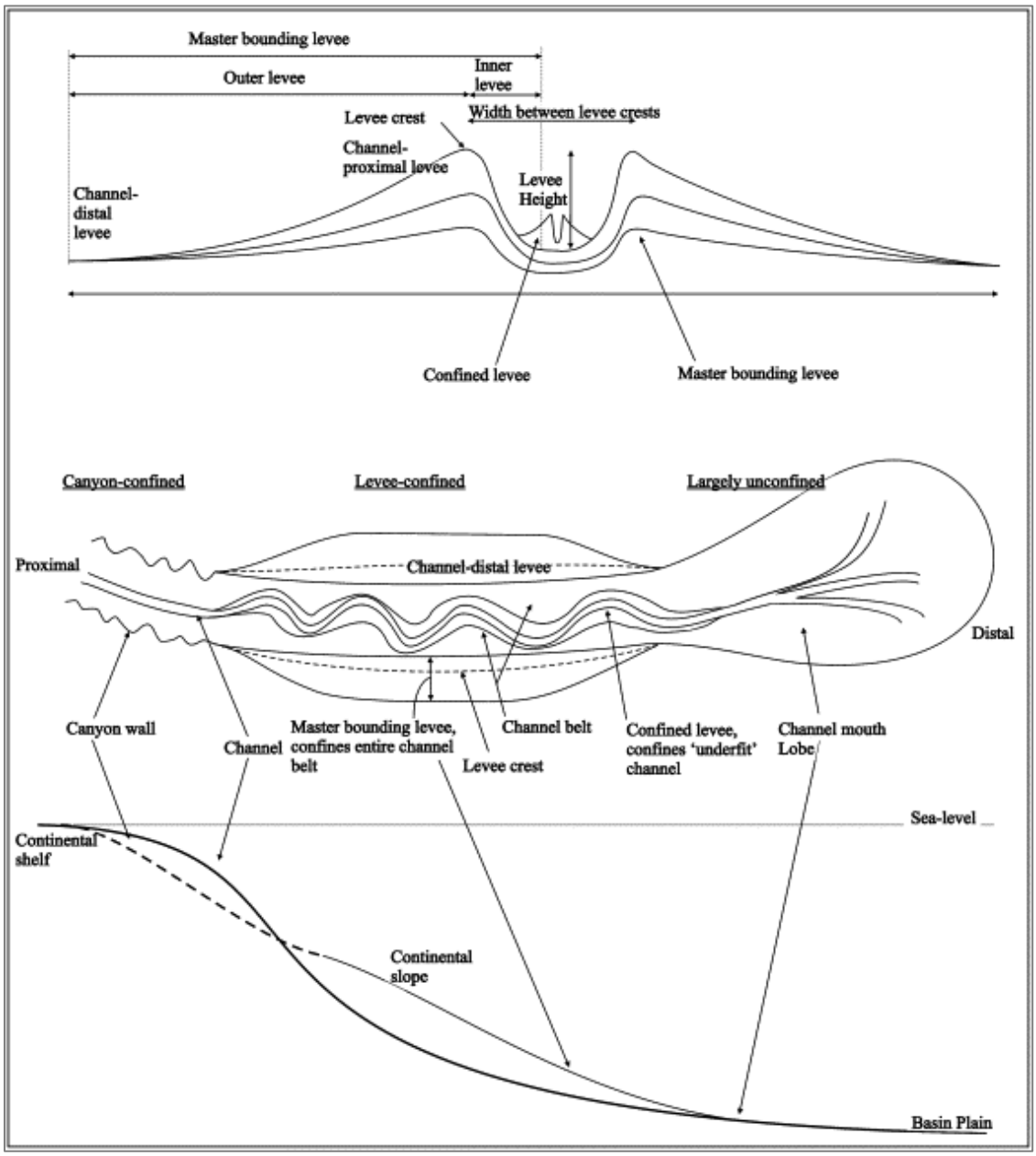



**Figura 3.6** Modelo esquemático dos principais elementos arquiteturais de um sistema de canais submarinos com desenvolvimento de diques marginais (*levees*). Na porção superior, é apresentada uma seção transversal do sistema canal-*levee*, destacando a geometria do canal, os *levees* proximais e distais ao canal, a crista dos *levees*, a largura entre cristas e a altura dos diques marginais. Na porção inferior, é mostrado um esquema em planta/perfil longitudinal da evolução do sistema desde o trecho proximal, confinado em cânion (*canyon-confined*), passando pelo domínio confinado por *levees* (*levee-confined*), até a porção distal amplamente desconfinada, associada à desembocadura do canal e ao desenvolvimento de lobos. O diagrama ilustra a distribuição espacial de elementos como cinturão de canais (*channel belt*), diques marginais principais (*master bounding levees*), depósitos de *overbank* e lobo de desembocadura, evidenciando a transição entre diferentes graus de confinamento e sua influência na arquitetura deposicional do sistema (adaptado de Janocko et al., 2013).

## 3.4 Perfis Geofísicos

Os perfis geofísicos de poços são uma das principais ferramentas de caracterização de reservatórios, fornecendo dados em alta resolução sobre propriedades físicas e químicas das formações atravessadas pelo poço. O estudo e a correlação entre poços permite a identificação da litologia, a estimativa de propriedades petrofísicas (como volume de argila, porosidade, saturação e permeabilidade) e a amarração com dados sísmicos para interpretação estrutural e estratigráfica. Esses parâmetros auxiliam na identificação e na quantificação de potenciais zonas de reservatório.

### 3.4.1 Perfil de Raios Gama (GR)

O perfil de raios gama (GR) registra a radioatividade natural das rochas a partir do decaimento de isótopos radioativos naturalmente presentes nas formações, principalmente o potássio ($^{40}$K), o urânio ($^{238}$U) e o tório ($^{232}$Th). Esses elementos emitem radiação gama durante o decaimento, e a intensidade captada pela ferramenta é proporcional à concentração desses elementos na rocha (Ellis & Singer, 2007; Nery, 2013).

Como minerais argilosos tendem a concentrar esses elementos radioativos, enquanto arenitos e carbonatos limpos apresentam baixa radioatividade, o perfil GR constitui uma ferramenta importante para a discriminação litológica em perfilagem de poços. Algumas de suas aplicações incluem a identificação de litologias, a correlação entre poços, a identificação de discordâncias geológicas e de minerais radioativos e cálculo de volume de argila.

### 3.4.2 Perfil de Densidade (RHOB)

O perfil densidade registra as variações de densidade (g/cm$^3$) das camadas e constitui uma ferramenta fundamental na perfilagem geofísica de poços. As medições correspondem à densidade volumétrica total da rocha (*bulk density*), integrando tanto a matriz sólida quanto o fluido presente no espaço poroso (Schön, 2011; Nery, 2013).

O princípio físico da medição desse perfil baseia-se na emissão de raios gama de média energia (entre 75keV e 1,02 MeV) por uma fonte aplicada à parede do poço. Ao penetrarem na formação, os raios gama vão colidindo sucessivamente com os elétrons, ejetando-os da órbita externa e rebatendo nos demais, perdendo progressivamente a intensidade em cada interação. Esse processo é conhecido como Efeito Compton. A quantidade de raios gama espalhados que atingem os detectores é inversamente proporcional à densidade eletrônica da formação, que por sua vez está diretamente relacionada à sua densidade volumétrica e inversamente a porosidade.

Dessa forma, camadas de rocha mais densas resultam em maior número de colisões e, consequentemente, menor contagem no detector.

As principais aplicações do perfil densidade são: (i) cálculo da porosidade; (ii) identificação litológica (iii) cálculo da impedância acústica, quando integrado ao perfil sônico; e (iv) identificação de zonas de gás, através da análise cruzada com o perfil neutrão, explorando o contraste de densidade entre gás e fluidos aquosos (Schön, 2011).

### 3.4.3 Perfil Neutrônico (NPHI)

O perfil neutrônico ou neutrão mede a radioatividade induzida artificialmente por meio do bombardeio com nêutrons de alta energia emitidos por uma fonte radioativa. Ao penetrarem na formação, esses nêutrons sofrem sucessivas colisões, majoritariamente, elásticas com os núcleos atômicos presentes na rocha, perdendo progressivamente energia a cada interação (Nery, 2013). A perda de energia é máxima quando os nêutrons colidem com núcleos de massa atômica próxima à sua própria massa, sendo o hidrogênio o elemento mais eficaz nesse processo de moderação, conforme descrito pela equação da Perda Máxima de Energia (P.M.E.):

$$P.M.E. = \frac{4M}{(1+M)^2}, \tag{1}$$

no qual M é a massa atômica do átomo bombardeado (Ellis & Singer, 2007; Nery, 2013). Os nêutrons que atingem os detectores após perderem energia são contados, e essa contagem é inversamente proporcional à concentração de hidrogênio na formação.

Assim, o perfil neutrônico reflete o Índice de Hidrogênio (IH), seja livre, adsorvido ou cristalizado, podendo ser utilizado para mensurar a porosidade, desde que retirado o efeito do hidrogênio presente nas argilas da rocha. Por isso, o perfil requer atenção em zonas argilosas, para considerar o efeito do hidrogênio presente nos minerais de argila. Ainda, é preciso considerar também a subestimação da porosidade em zonas de gás, já que contém menos átomos de hidrogênio por unidade de volume (Nery, 2013). A unidade de medida é expressa como porcentagem do IH, com valores geralmente variando entre -0.15 e 0.40 m3/m3.

As principais aplicações do perfil neutrão incluem: (i) determinação da porosidade; (ii) identificação de zonas de gás, quando combinado com o perfil densidade.

A análise integrada dos perfis neutrão e densidade constitui uma ferramenta importante para interpretação litológica e identificação de fluidos. Quando sobrepostos em escala compatível, a separação (*crossover*) entre as curvas permite discriminar diferentes litologias e detectar a presença de hidrocarbonetos. Em arenitos limpos saturados com óleo ou água, as

curvas apresentam uma separação com a densidade registrando valores menores que o neutrão. Em zonas de gás, o contraste é mais pronunciado: o perfil neutrão registra porosidade muito baixa, devido ao baixo conteúdo de hidrogênio do gás, enquanto a densidade registra valores ainda mais baixos devido à baixa densidade do fluido, resultando em *crossover* característico (Hancock, 1992; Ellis & Singer, 2007; Nery, 2013).

### 3.4.4 Perfil de Resistividade

O perfil de resistividade mede a resistência à passagem de corrente elétrica através das formações rochosas, constituindo uma das ferramentas fundamentais para identificação de fluidos em reservatórios e cálculo de saturação de água (Nery, 2013). A resistividade de uma formação depende de múltiplos fatores: tipo de fluido saturante, porosidade, permeabilidade, composição mineralógica da matriz, salinidade da água de formação e temperatura (Rider, 2002; Ellis & Singer, 2007). A unidade de medida padrão é o ohm-metro (Ω.m).

O princípio físico baseia-se na injeção de corrente elétrica na formação através de eletrodos emissores e na medição da diferença de potencial resultante por meio de eletrodos receptores. Diferentes arranjos de eletrodos permitem investigar distintas profundidades de penetração ao redor do poço, fornecendo informações sobre a zona invadida, zona de transição e zona virgem da formação (Rider, 2002; Kearey et al., 2009). A resistividade medida reflete principalmente a condutividade dos fluidos presentes no espaço poroso, uma vez que a maioria dos minerais formadores de rocha é isolante elétrico. Hidrocarbonetos são maus condutores de eletricidade, resultando em alta resistividade, enquanto água salobra apresenta baixa resistividade devido à presença de íons dissolvidos.

As principais aplicações do perfil de resistividade consistem na determinação da saturação de água ($S_w$) e na identificação de fluidos e de zonas potencialmente produtoras de hidrocarbonetos através do contraste de resistividade entre zonas com hidrocarbonetos (alta resistividade) e zonas aquíferas (baixa resistividade) (Rider, 2002; Ellis & Singer, 2007; Nery, 2013).

### 3.4.5 Perfil Sônico Compressional (DT) e Sônico Cisalhante (DTS)

O perfil sônico mede a vagarosidade (*slowness*) de ondas compressivas (P), que se deslocam paralelamente ao movimento do pulso, e ondas cisalhantes (S), caracterizadas por movimento perpendicular à direção de propagação. As velocidades dessas ondas dependem da composição de sua matriz, de seu fluido, da porosidade, da geometria dos poros e da pressão a que a rocha está submetida e podem ser calculadas a partir das vagarosidades medidas pelas seguintes relações (Ellis & Singer, 2007; Nery, 2013):

$$V_P = \frac{1}{DT} \; e \; V_S = \frac{1}{DTS}, \tag{2}$$

no qual $V_P$ e $V_S$ são as velocidades das ondas compressivas e cisalhantes, respectivamente, e DT e DTS são as vagarosidades correspondentes medidas pela ferramenta.

O princípio fundamental baseia-se na emissão de pulsos acústicos por um transmissor posicionado na ferramenta de perfilagem, que se propagam através da rocha, sendo captados por receptores. O tempo decorrido entre a emissão e a recepção, corrigido pela geometria da ferramenta, permite calcular a vagarosidade daquele intervalo. A unidade de medida é expressa em microssegundos por pé (μs/ft) ou microssegundos por metro (μs/m), representando o tempo de trânsito da onda acústica através de uma unidade de comprimento do meio.

Assim, a partir do perfil sônico é possível i) calcular porosidade; ii) correlacionar com dados sísmicos em tempo através da amarração poço-sísmica (*well-to-seismic tie*); iii) gerar *checkshots* para converter a sísmica no domínio tempo para o domínio profundidade; iii) calcular a impedância acústica, quando integrado ao perfil densidade; iv) estimar propriedades geomecânicas da rocha, como módulos elásticos; e v) discriminar entre tipos de fluidos em alguns contextos (Ellis & Singer, 2007; Nery, 2013). A integração das medições de ondas P e S amplia significativamente o potencial interpretativo do perfil sônico na caracterização de reservatórios.

### 3.5 Parâmetros Elásticos

As propriedades elásticas das rochas exercem controle fundamental sobre a propagação de ondas acústicas, sendo essenciais para a caracterização geomecânica de reservatórios. A velocidade de propagação das ondas Vp e Vs está diretamente relacionada aos módulos elásticos da rocha e à sua densidade. A velocidade das ondas cisalhantes é governada pela relação entre o módulo de cisalhamento (μ) e a densidade (ρ), enquanto Vp depende adicionalmente do módulo de compressibilidade volumétrica (K):

$$V_P = \sqrt{\frac{K + \frac{4\mu}{3}}{\rho}} \quad \text{e} \quad V_S = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}}. \tag{3}$$

Ao analisar essas equações em rochas saturadas com água, óleo e gás, observa-se que, na equação de Vs, o fator de maior atuação é a densidade. Já na equação de Vp, o módulo de compressibilidade K varia com maior expressividade entre os fluidos, tornando-se o fator de maior influência. Como K e ρ respondem de forma distinta a cada tipo de fluido, a razão Vp/Vs

apresenta comportamentos característicos que permitem diferenciá-los, conforme ilustrado na Figura 3.7 a seguir:

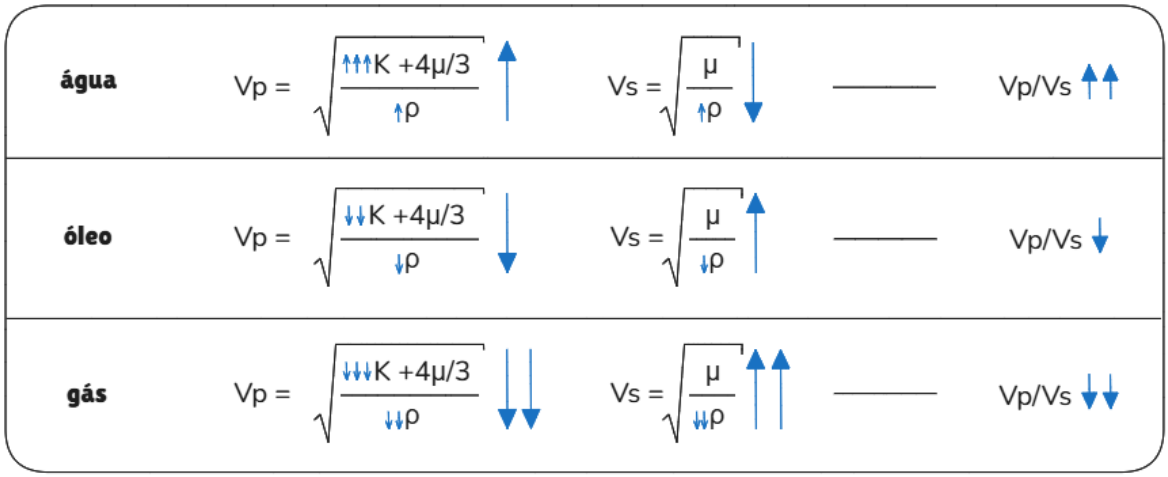



**Figura 3.7** Efeito do fluido saturante de rochas porosas nas velocidades sísmicas e na razão Vp/Vs. As setas indicam o sentido de variação de cada parâmetro (K: módulo de compressibilidade volumétrica; μ: módulo de cisalhamento; ρ: densidade), evidenciando que o gás produz a maior redução de Vp e a menor razão Vp/Vs entre os fluidos analisados.De forma resumida, a saturação por água eleva K e ρ, resultando em Vp alto, Vs reduzido e razão Vp/Vs elevada. O óleo, menos denso e menos rígido que a água, reduz tanto K quanto ρ, diminuindo Vp e elevando levemente Vs, com razão Vp/Vs menor. Já o gás apresenta K muito baixo e densidade muito reduzida: embora a queda de ρ eleve Vs, a queda abrupta de K domina a equação de Vp, resultando em velocidades compressivas muito baixas e na menor razão Vp/Vs entre os três fluidos.

Essas relações revelam que as ondas P são sensíveis tanto à rigidez ao cisalhamento quanto à compressibilidade da rocha, enquanto as ondas S respondem exclusivamente à rigidez ao cisalhamento. Portanto, a razão entre Vp/Vs pode auxiliar na identificação do fluido presente na rocha (Timur, 1968; Ellis & Singer, 2007).

Outro parâmetro elástico fundamental para a caracterização de reservatórios é a impedância acústica (I), definida como o produto entre a velocidade de propagação da onda (V) e a densidade do meio:

$$I = \rho V. \tag{4}$$

Para as ondas compressivas e cisalhantes, obtêm-se, respectivamente, a impedância P ($Ip = \rho * Vp$) e a impedância S ($Is = \rho * Vs$). Enquanto Ip é sensível tanto às propriedades da matriz quanto ao fluido saturante, Is responde essencialmente à rigidez da matriz, sendo pouco influenciada pelo tipo de fluido. Assim, os contrastes entre as impedâncias ressaltam ainda mais as relações entre Vp e Vs.

Além disso, no estudo sísmico, o contraste de impedância entre camadas (1 e 2) com diferentes propriedades elásticas gera um coeficiente de reflexão de incidência (R) lido pelo levantamento sísmico, dado por:

$$R = \frac{I_2 - I_1}{I_2 + I_1}. \quad (5)$$

Dessa forma, contrastes expressivos de IP indicam mudanças significativas de litologia ou fluido, enquanto a análise conjunta de Ip e Is permite discriminar o efeito do fluido do efeito da litologia. Esse parâmetro constitui a base da inversão sísmica e da análise de AVO (*Amplitude Versus Offset*), que transformam o volume sísmico (baseado em contraste de impedância) em um volume de propriedades de rocha (Simm & Bacon, 2014).

### 3.6 Propriedades Petrofísicas

A caracterização petrofísica de reservatórios consiste na quantificação das propriedades que controlam o armazenamento e o fluxo de fluidos nas rochas, sendo fundamental para a avaliação do potencial produtor de uma formação. A partir dos perfis geofísicos descritos na seção anterior, é possível derivar parâmetros como volume de argila, porosidade e saturação de fluidos, que em conjunto permitem discriminar zonas reservatório de zonas não-produtoras e estimar volumes de hidrocarbonetos in situ (Rider, 2002).

O volume de argila quantifica a presença de argilominerais na rocha e é o ponto de partida da avaliação petrofísica, pois as argilas podem ocupar o espaço poroso e revestir os grãos da matriz, afetando tanto a porosidade quanto a permeabilidade da formação. Sua estimativa condiciona todos os parâmetros calculados subsequentemente, uma vez que as equações de porosidade e saturação requerem correções para o efeito da argila (Serra, 1984; Ellis & Singer, 2007; Nery, 2013).

A porosidade expressa a fração do volume total da rocha ocupada por espaços vazios, sendo a propriedade que determina a capacidade de armazenamento de fluidos do reservatório. Distingue-se a porosidade total, que inclui todos os poros independentemente de sua conectividade, da porosidade efetiva, que considera apenas os poros interconectados e, portanto, disponíveis ao fluxo. Em rochas argilosas, parte da porosidade total está associada à água adsorvida nas argilas e não representa volume útil ao reservatório, tornando a correção pelo volume de argila essencial para uma estimativa confiável (Nery, 2013).

A saturação de água indica a fração do espaço poroso ocupada por água de formação, sendo o complemento da saturação de hidrocarbonetos. Seu cálculo a partir do perfil de resistividade, associado à porosidade e ao volume de argila, permite identificar e quantificar as zonas produtoras de óleo ou gás. Em reservatórios argilosos, equações como a de Simandoux

(1963) são necessárias para corrigir a condutividade adicional introduzida pelas argilas, que pode levar à subestimação da saturação de hidrocarbonetos se não considerada (Rider, 2002).

Por fim, a permeabilidade mede a capacidade da rocha de transmitir fluidos sob um gradiente de pressão e é determinante para a produtividade do reservatório. Diferentemente das demais propriedades, não existe perfil geofísico convencional que a meça diretamente; sua estimativa em poço é feita a partir de ensaios laboratoriais em plugues de testemunhos e testes de formação (Serra, 1984; Schön, 2011).

### 3.7 Eletrofácies

As eletrofácies caracterizam fácies litológicas e sedimentares distintas por meio de um conjunto de respostas de perfis geofísicos, sendo definidas como classes determinadas numericamente durante a interpretação de perfis e analisadas de forma manual ou por métodos estatísticos (Serra & Abbott, 1982; Serra, 1986; Rider, 2002). O conceito parte do princípio de que cada litologia ou fácies sedimentar possui uma assinatura característica no espaço multidimensional formado pelas respostas combinadas dos perfis, permitindo que amostras com respostas similares sejam agrupadas em classes distintas (Doveton, 1994).

A definição de eletrofácies a partir de um conjunto de perfis geofísicos é mais robusta do que a análise de um único perfil, pois cada ferramenta responde a propriedades físicas distintas da rocha, e a combinação dessas respostas reduz ambiguidades na classificação litológica (Serra & Abbott, 1982; Rider, 2002). Dependendo dos perfis utilizados, do método de separação de classes e da interpretação do analista, o termo eletrofácies pode assumir sentido estatístico ou geológico, sendo esse último o que será explorado nesse trabalho.

Na caracterização de reservatórios petrolíferos, as eletrofácies desempenham papel fundamental ao permitir a extrapolação das interpretações de fácies entre poços e a sua integração com dados sísmicos. A correlação entre eletrofácies definidas em poço e atributos sísmicos possibilita a propagação das fácies no espaço entre poços, reduzindo a incerteza da modelagem geológica e fornecendo uma representação mais contínua da heterogeneidade do reservatório.

### 3.8 Sísmica

A amplitude sísmica constitui um atributo físico sensível aos contrastes de impedância acústica entre unidades geológicas e, consequentemente, pode responder a variações de litologia, porosidade, conteúdo de fluidos e efeitos de *tuning* (Chopra e Marfurt, 2005). A

amplitude RMS (*Root Mean Square*) representa uma medida da magnitude média das amplitudes sísmicas em uma janela definida. A utilização de atributos calculados em janela é particularmente adequada quando o intervalo apresenta resposta sísmica heterogênea, pois fornece uma medida representativa do conjunto das reflexões entre os horizontes considerados (Chopra e Marfurt, 2005).

Em reservatórios turbidíticos, a distribuição lateral dessas amplitudes pode auxiliar no reconhecimento de padrões geomorfológicos associados a canais, lobos e eixos deposicionais, especialmente quando os corpos arenosos apresentam contraste de impedância em relação aos depósitos finos adjacentes. Casagrande (2023) demonstrou a aplicação do atributo RMS em no depocentro Albacora, na Bacia de Campos, para caracterizar a geomorfologia sísmica e diferenciar padrões associados a depósitos arenosos e lamosos quando calibrados com dados de poços. Entretanto, a amplitude não apresenta relação unívoca com a litologia ou com a qualidade do reservatório, podendo ser influenciada por espessura, *tuning*, conteúdo de fluidos, profundidade, atenuação, processamento e outros efeitos relacionados à propagação do sinal. Dessa forma, neste trabalho, o atributo RMS foi interpretado de maneira integrada aos dados petrofísicos e aos perfis de poço, evitando sua utilização isolada como indicador direto da ocorrência de reservatório.

# 4. Metodologia

Os perfis geofísicos de poços são uma das principais ferramentas de caracterização de reservatórios, fornecendo dados em alta resolução sobre propriedades físicas e químicas das formações atravessadas pelo poço. O estudo e a correlação entre poços permitem a identificação da litologia, a estimativa de propriedades petrofísicas (como volume de argila, porosidade, saturação e permeabilidade) e a amarração com dados sísmicos para interpretação estrutural e estratigráfica. Esses parâmetros auxiliam na identificação e na quantificação de potenciais zonas de reservatório.

Para entender o comportamento petrofísico e de eletrofácies do reservatório AB-140, foi preciso seguir as etapas de uma avaliação de formação e integrar os dados de poço com a interpretação sísmica do reservatório de acordo com o fluxograma abaixo, o que possibilitou a setorização do intervalo em regiões com características distintas (**Figura 4.1**).

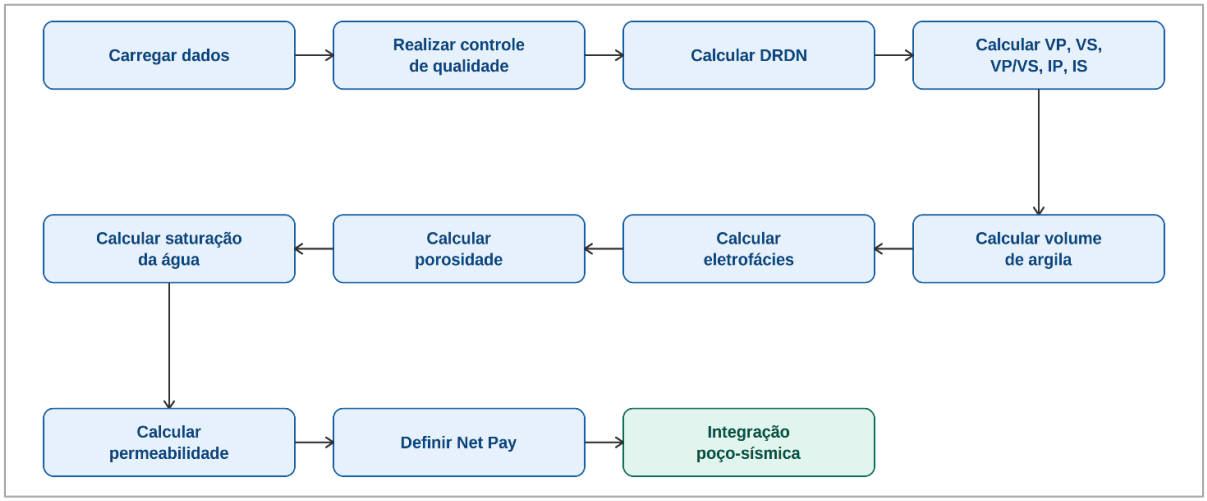



**Figura 4.1** Fluxograma do processo de avaliação de formação utilizado no projeto.

## 4.1 Carregamento e controle de dados

A etapa inicial consistiu no carregamento dos perfis geofísicos e na análise da qualidade dos dados de cada poço. Dos 98 poços disponibilizados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), 92 possuem perfis geofísicos que foram analisados. A partir desse universo, foram selecionados 36 poços para o estudo. A seleção dos poços considerou a disponibilidade da suíte de perfis necessária para a caracterização petrofísica e para a definição das eletrofácies, além da interseção com o intervalo do reservatório estudado. A partir desses critérios, foram selecionados 36 poços para o estudo. Os poços estão distribuídos entre os Campos de Albacora e Albacora Leste, conforme a Figura 4.2. Além dos perfis geofísicos, foram consultados os dados complementares disponíveis no conjunto de dados acessado,

incluindo perfis compostos, litologia AGP, relatórios de poço e resultados de petrofísica básica e avançada.

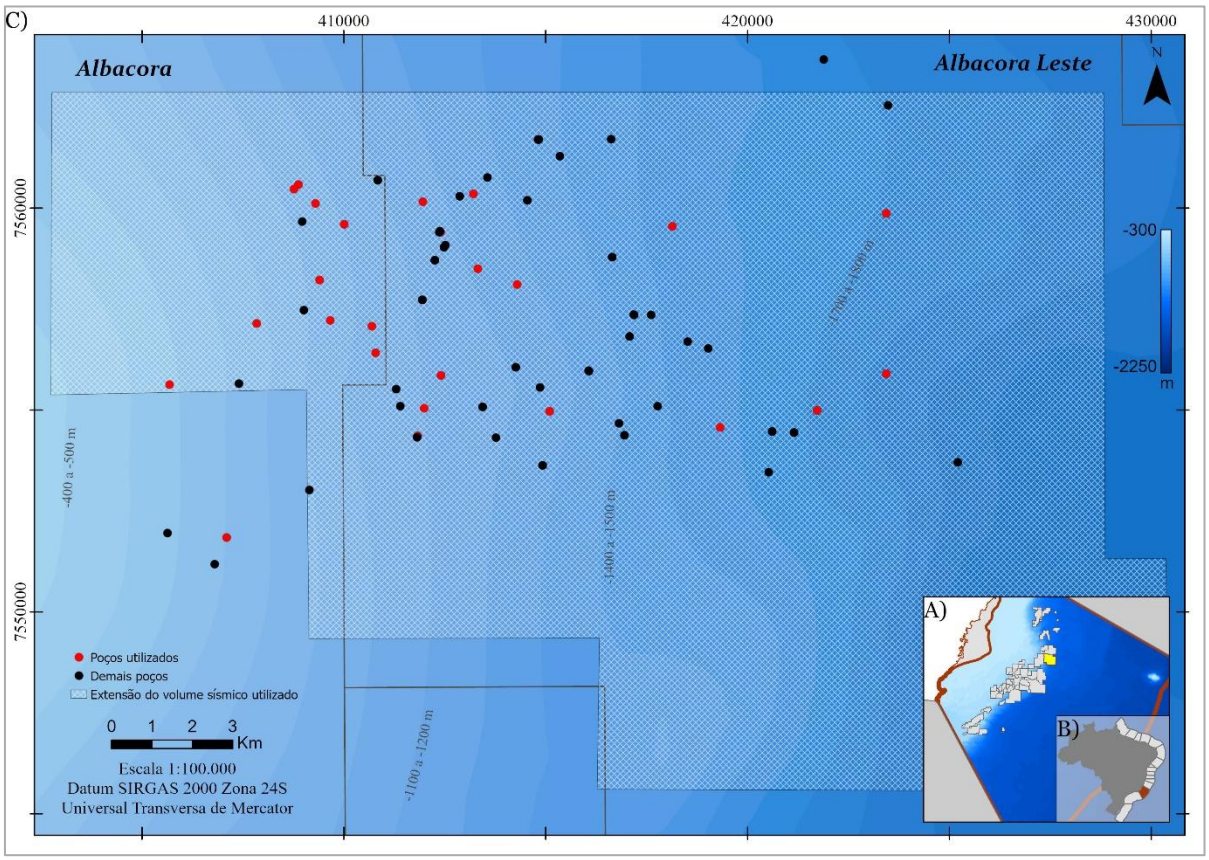



**Figura 4.2** Distribuição dos 92 poços perfurados nos campos de Albacora e Albacora Leste, na Bacia de Campos. **(A)** Mapa batimétrico da área de estudo, em escala 1:100.000, com os 36 poços utilizados representados por pontos vermelhos, os demais poços por pontos pretos e a extensão do volume sísmico indicada pela área hachurada. O mapa utiliza o sistema de referência SIRGAS 2000, projeção UTM, zona 24S. **(B)** Localização do Campo de Albacora Leste, destacado em amarelo, no contexto da Bacia de Campos. **(C)** Localização da Bacia de Campos na margem sudeste do Brasil.

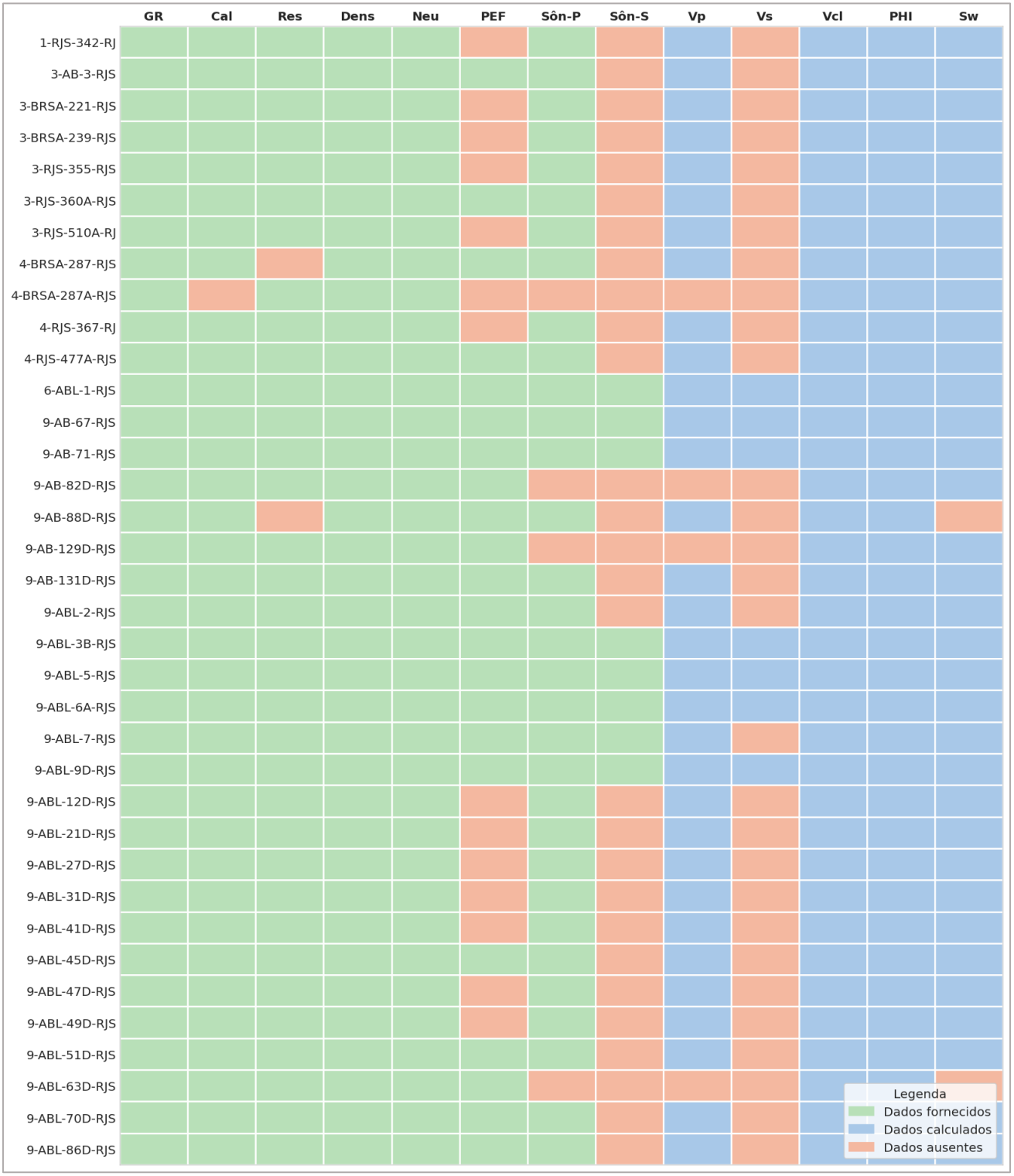
O controle de qualidade foi realizado a partir dos perfis de cáliper e raios gama. O cáliper registra o diâmetro do poço ao longo da profundidade, sendo essencial para avaliar a qualidade de assentamento das ferramentas de perfilagem e identificar zonas de colapso ou acreção da parede do poço. Adicionalmente, os perfis foram submetidos a um processo de remoção de ruídos (*de-spike*). O método consiste no cálculo de uma média móvel da curva original com largura de janela de 3 amostras, seguido da determinação do desvio padrão ao longo dessa janela. Valores que excedem a média móvel em mais de 2 desvios padrão são identificados como picos (*spikes*) e removidos, sendo os dados interpolados linearmente entre os pontos válidos adjacentes. Para perfis em escala logarítmica, como resistividade, o processo é aplicado sobre o logaritmo dos valores. Além disso, para os perfis de densidade, foi analisado o perfil DRHO, que quantifica o efeito do reboco na aquisição. Adotou-se a convenção de Nery (2013) para identificação de falhas instrumentais ou desmoronamentos: valores acima de 0,15 g/cm³ ou abaixo de -0,15 g/cm³ foram sinalizados como suspeitos. Ainda, foi realizada uma análise

qualitativa para identificação de intervalos de emenda (*merge*) entre curvas provenientes de arquivos distintos.

Na sequência, foram definidos parâmetros petrofísicos de referência, saturação de água, resistividade da água de formação e porosidade, para o reservatório AB-140. Para isso, foram utilizados os perfis de cáliper, raios gama, resistividade, densidade, neutrão, sônico compressional e, em alguns casos, sônico cisalhante e perfil fotoelétrico.

Os dados sísmicos utilizados neste estudo compreendem o volume R0014_3D_ABL_2023_KPSDM_FULL, adquirido em 2023, cuja extensão espacial trabalhada na área de estudo está representada pela área hachurada na Figura 4.2. A partir desse volume, foram interpretadas as superfícies sísmicas correspondentes ao topo e à base do reservatório AB-140 e extraído o atributo de amplitude RMS (*Root Mean Square*), posteriormente integrado à análise petrofísica desenvolvida neste trabalho.

**Tabela 4.1** Disponibilidade de perfis geofísicos para os 36 poços carregados nos Campos de Albacora e Albacora Leste. As colunas representam: raios gama (GR), cáliper (Cal), resistividade (Res), densidade (Dens), porosidade neutrônica (Neu), perfil fotoelétrico (PEF), sônico compressional (Sôn-P) e cisalhante (Sôn-S), velocidade compressional (Vp) e cisalhante (Vs), volume de argila (Vsh), porosidade (PHI) e saturação em água (Sw). As células em verde indicam dados fornecidos diretamente nas curvas de perfil, células em azul indicam dados calculados a partir do processamento petrofísico e células em laranja indicam ausência de dados para o respectivo poço e perfil. Dos 36 poços carregados, 30 dispõem das curvas mínimas necessárias para a definição das eletrofácies e o cálculo dos atributos petrofísicos, sendo esses os poços efetivamente utilizados nas análises subsequentes.



### 4.2 Cálculo do perfil DRDN

A análise do perfil Delta RHOB Delta NPHI (DRDN) foi empregada com o objetivo de identificar variações litológicas ao longo dos poços, a partir da relação entre os perfis de densidade (RHOB) e neutrão (NPHI). O perfil DRDN consiste em uma combinação linear desses dois perfis, construída a partir da normalização de suas escalas e do cálculo da diferença relativa entre eles, permitindo evidenciar intervalos onde ocorre o cruzamento (*crossover*) entre as curvas (Guimarães et al., 2008; Freire et al., 2020).

No presente estudo, o perfil neutrão foi representado no intervalo de 0,6 a -0,15 unidades de porosidade, enquanto o perfil de densidade foi analisado no intervalo de 1,7 a 2,95 g/cm³. Essas faixas foram definidas de modo a abranger os valores observados nos poços e preservar a proporcionalidade gráfica entre os dois perfis, permitindo a comparação consistente do comportamento de *crossover*. O *crossover* é caracterizado por valores de densidade inferiores aos de folhelho associados a valores de neutrão também reduzidos, com aproximação ou cruzamento entre as curvas, sendo comumente interpretado como indicativo da presença de arenitos. Em particular, o limite inferior adotado para o neutrão foi necessário devido à ocorrência de valores bastante reduzidos em alguns intervalos, evitando sua truncagem e mantendo a relação visual com o perfil de densidade.

O cálculo do DRDN baseia-se nos limites mínimos e máximos normalmente utilizados para a interpretação dos perfis de densidade e porosidade neutrão. Inicialmente, são subtraídos de cada perfil os respectivos valores mínimos de suas escalas. Em seguida, cada diferença é normalizada pela amplitude de sua escala. Por fim, as duas parcelas normalizadas são subtraídas, resultando no perfil DRDN, conforme a equação abaixo:

$$DRDN = \frac{(RHOB - 2)}{0{,}05} - \frac{(0{,}45 - NPHI)}{0{,}03}. \quad (6)$$

A partir da análise do perfil DRDN, foi possível estimar valores relativos às litologias ao longo de todo o intervalo estudado, permitindo a identificação de arenitos, folhelhos e heterolitos. A classificação litológica adotada neste trabalho priorizou o uso do DRDN devido à sua menor suscetibilidade à influência da presença de feldspato potássico, mineral cuja radioatividade compromete a interpretação do perfil de raios gama (GR) nos arenitos arcoseanos miocênicos da Formação Carapebus (Carvalho et al., 1995; Fetter et al., 2009). Em ambientes onde arenitos apresentam elevados valores de GR, a distinção entre arenitos e

folhelhos torna-se imprecisa, o que inviabiliza o uso isolado desse perfil para fins de classificação litológica.

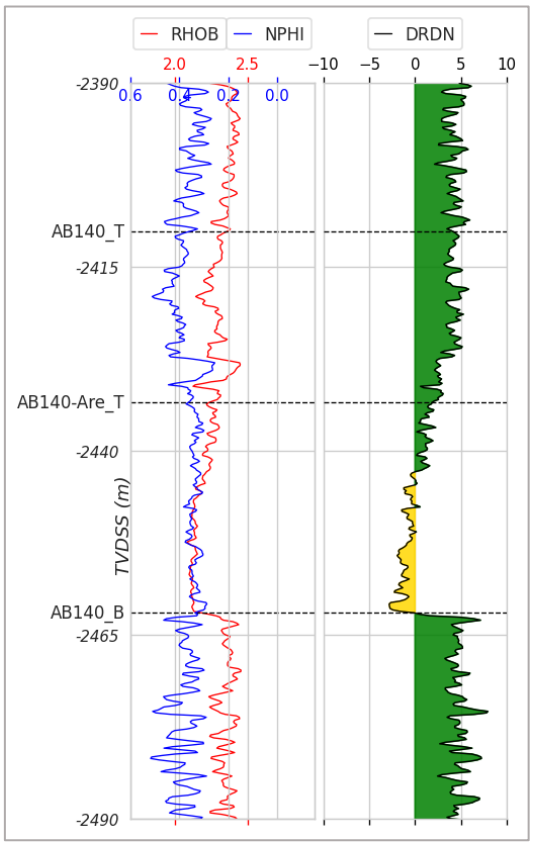



**Figura 4.3** Perfis de densidade (RHOB), porosidade neutrão (NPHI) e índice DRDN do poço 3-RJS-355-RJS, no intervalo do reservatório AB-140, apresentados na escala vertical de 1:500. Valores negativos de DRDN (preenchimento em amarelo) indicam predominância de litologias areníticas, enquanto valores positivos (preenchimento em verde) estão associados a intervalos heterolíticos e argilosos.

Com base no comportamento relativo dos perfis de densidade e porosidade neutrão, a classificação litológica adotada suportou a definição de eletrofacies e seguiu os seguintes critérios: i) **Folhelhos** para valores elevados de densidade e neutrão, sem *crossover*; ii) **Arenitos** para menores valores de densidade e neutrão em relação ao folhelho de referência, com ocorrência de *crossover*; e iii) **Heterolitos** para valores intermediários, com pequena separação entre as curvas e sem *crossover* definido.

## 4.3 Cálculo de Velocidade da Onda Compressional e Impedância Acústica

As velocidades da onda compressional (VP) foram obtidas diretamente a partir do perfil sônico compressional (DT), seguindo a relação:

$$VP = \frac{1}{DT}. \tag{7}$$

A partir das velocidades da onda compressional e do perfil de densidade (RHOB), foi calculada a impedância acústica da onda P:

$$IP = RHOB * VP, \quad (8)$$

na qual IP é a impedância acústica da onda P e $RHOB$ é a densidade. A análise conjunta da impedância acústica com os demais perfis de poço permitiu delimitar com maior precisão as zonas de reservatório e não-reservatório, além de subsidiar a caracterização das eletrofácies (Becquey et al., 1979).

Para os poços 6-ABL-1-RJS, 9-AB-67-RJS, 9-AB-71-RJS, 9-ABL-3B-RJS, 9-ABL-5-RJS, 9-ABL-6A-RJS e 9-ABL-9D-RJS, que dispõem de perfil sônico cisalhante (DTS), foram calculados adicionalmente a velocidade da onda cisalhante, a impedância acústica cisalhante e a razão VP/VS. Esses parâmetros ampliam o potencial de discriminação litológica e de fluidos. As curvas de IP e IS também auxiliaram na delimitação das zonas de reservatório e na discriminação litológica ao longo dos intervalos estudados.

### 4.4 Determinação do Volume de Argila

O volume de argila (Vclay) foi estimado por dois métodos: (i) a partir da curva de raios gama e (ii) pela combinação das curvas de densidade e neutrão. O primeiro método utiliza a curva de raios gama (GR), que mede a quantidade de minerais radioativos retidos, principalmente, na estrutura das argilas. Este perfil auxilia na identificação litológica, sendo particularmente eficaz para o reconhecimento de argilas e folhelhos (Serra, 1984). Para normalizar os valores medidos, é preciso calcular o Índice de Raios Gama (IGR) com a seguinte fórmula:

$$IGR = \frac{GR_{lido} - GR_{mín}}{GR_{máx} - GR_{mín}}, \quad (9)$$

no qual $GR_{lido}$ é o valor lido pelo perfil, $GR_{mín}$ é a média dos valores mínimos lidos em uma zona limpa de argila e $GR_{máx}$ é a média dos valores máximos lidos em uma zona de folhelho.

Em seguida, é preciso escolher o método empírico que melhor se adapta às rochas em estudo. Adotou-se o modelo de Larionov para rochas recentes, adequado à litologia e às idades de deposição da Bacia de Campos:

$$Vclay = 0{,}083\ (2^{3{,}7 * IGR} - 1). \quad (10)$$

No entanto, em razão da presença de feldspatos nos arenitos arcoseanos miocênicos da Formação Carapebus, o GR tende a superestimar o volume de argila nesses intervalos. Por isso, o método densidade-neutrão foi adotado como estimador principal de $Vclay$, sendo o método

GR aplicado apenas em zonas de gás, onde o baixo conteúdo de hidrogênio compromete a leitura do neutrão.

O método densidade-neutrão utiliza os valores de referência nas zonas de areia ($NPHI_m$ e $RHOB_m$) e de folhelho ($NPHI_{sh}$ e $RHOB_{sh}$):

$$Vclay = \frac{X_1 - X_0}{X_2 - X_0}, \tag{11}$$

em que:

$$X0 = NPHI_m, \tag{12}$$

$$X1 = NPHI + \frac{NPHI_{sh} - NPHI_m}{RHOB_{sh} - RHOB_m}(RHOB_m - RHOB), \tag{13}$$

$$X2 = NPHI_{sh} + \frac{NPHI_{sh} - NPHI_m}{RHOB_{sh} - RHOB_m}(RHOB_m - RHOB_{sh}). \tag{14}$$

Os parâmetros adotados foram: $NPHI_m$ = −0,02 (calibração da ferramenta), $RHOB_m$ = 2,61 g/cm$^3$ (média das análises laboratoriais de petrofísica básica e avançada – RCAL), $NPHI_{sh}$ = 0,54 e $RHOB_{sh}$= 2,38, ambos identificados no gráfico de dispersão densidade-neutrão (Figura 4.4) como o ponto de máximo volume de argila, correspondente à extremidade da nuvem de pontos associada à fácies de folhelho puro (*wet clay point*). O ponto de matriz (*matrix point*) foi determinado com $RHOB_m$ e $NPHI_m$ e o ponto de argila seca (*dry clay point*), foi obtido pela média das análises de DRX, em RHOB = 2,68 g/cm$^3$.

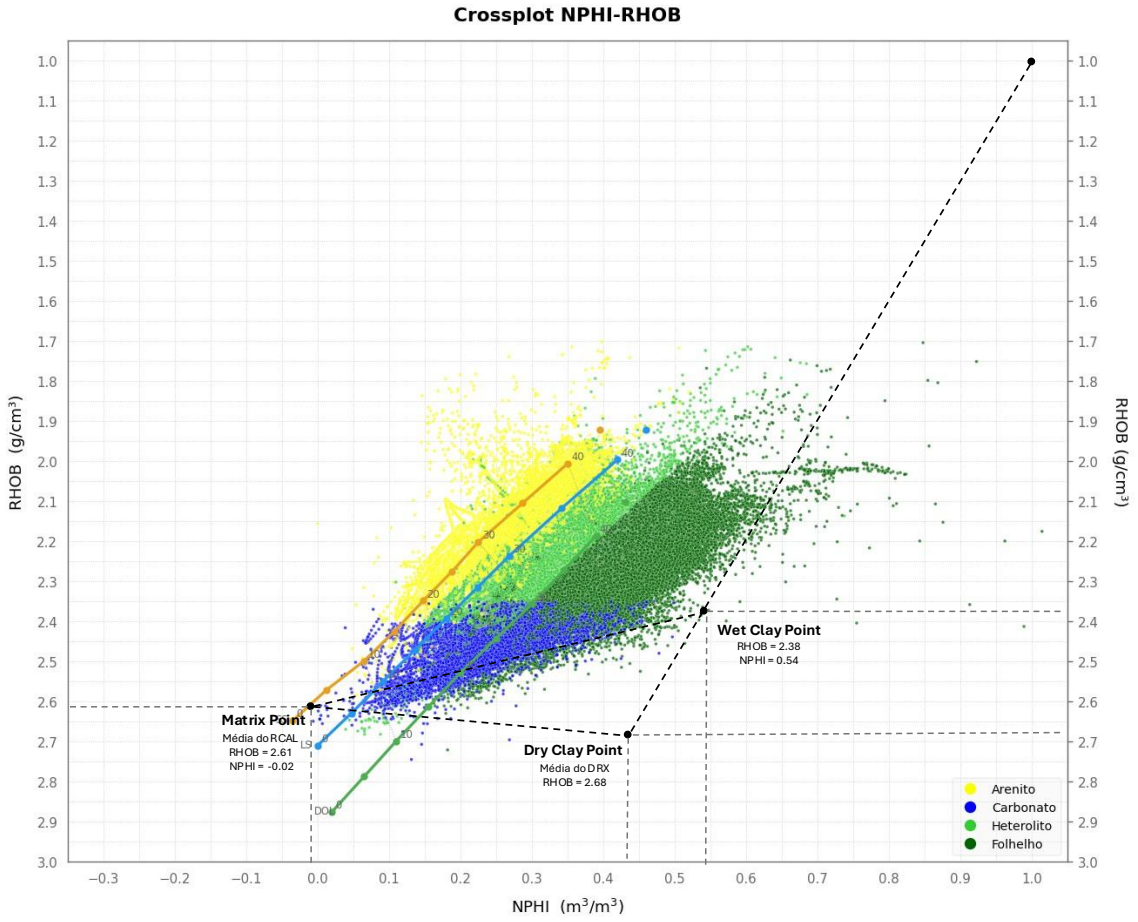



**Figura 4.4** *Crossplot* NPHI-RHOB dos poços utilizados com a distribuição das eletrofácies (Arenito, Carbonato, Heterolito e Folhelho) e dos pontos de referência utilizados no cálculo do volume de argila pelo método densidade-neutrão: *Matrix Point* (RHOB = 2,61; NPHI = −0,02), *Dry Clay Point* (RHOB = 2,68, média do DRX) e *Wet Clay Point* (RHOB = 2,38; NPHI = 0,54). As linhas coloridas representam as tendências mineralógicas de arenito (laranja), calcário (azul) e dolomita (verde) segundo Schlumberger CP-1f (1989).

## 4.5 Determinação da Porosidade Efetiva

A porosidade total foi obtida a partir do perfil de densidade, abordagem adotada neste estudo por ser menos suscetível ao efeito de gás em comparação ao perfil neutrão, cuja leitura é comprometida pelo baixo conteúdo de hidrogênio do gás. A porosidade a partir da densidade é calculada a partir da relação entre o valor medido pela ferramenta ($RHOB$), a densidade da matriz rochosa ($RHOB_m = 2{,}61\,\frac{g}{cm^3}$) e a densidade do fluido de perfuração ($\rho_{fl} = 1{,}09\,\frac{g}{cm^3}$) (Schlumberger, 1989):

$$\Phi den = PHIT = \frac{RHOB_m - RHOB}{RHOB_m - \rho_{fl}}, \tag{15}$$

Nas zonas com presença de gás, aplicou-se a correção de Gaymard, que combina os perfis de densidade e neutrão para estimar uma porosidade mais representativa, minimizando os efeitos opostos que o gás exerce em cada ferramenta, subestimando a densidade e superestimando o neutrão (Gaymard & Poupon, 1968):

$$\Phi_{gás} = PHIT_{gás} = \sqrt{\frac{(\Phi den^2 + \Phi neu^2)}{2}}, \quad (16)$$

sendo $\Phi neu = NPHI$. Para a determinação da porosidade efetiva (PHIE), subtraiu-se a contribuição do volume de argila da porosidade total, o que proporciona maior precisão na estimativa da capacidade de armazenamento e produção de hidrocarbonetos. A forma de realizar essa subtração, no entanto, variou conforme o modelo de distribuição de argila assumido para cada eletrofácies.

Na eletrofácies de arenito (ARN), adotou-se a equação abaixo, que trata a argila como fase acessória com porosidade própria não efetiva. Na eletrofácies de arenito (ARN), a argila é tratada como fase dispersa com porosidade própria não efetiva, descontada proporcionalmente às densidades do *dry clay point* e *wet clay point*:

$$PHIE = PHIT - \frac{\rho DryClay - \rho WetClay}{\rho DryClay - 1} * V_{clay}, \quad (17)$$

na qual $\rho DryClay = 2{,}68$ ($Média\ do\ DRX$) e $\rho WetClay = 2{,}38$.

Para as demais eletrofácies, folhelhos, siltitos e heterolitos, a argila é tratada como parte do arcabouço da rocha, sem porosidade efetiva associada. Nesses casos, a porosidade efetiva é simplesmente a fração da porosidade total não ocupada pelo volume de argila:

$$PHIE = PHIT(1 - V_{clay}). \quad (18)$$

Essa distinção é consistente com o modelo conceitual de cada litologia: enquanto nos arenitos a argila ocorre predominantemente de forma dispersa ou laminar, com porosidade intrínseca, nos folhelhos e siltitos ela constitui o próprio arcabouço da rocha, sem contribuição para a porosidade efetiva (Nery, 2013; Spooner, 2014).

### 4.6 Determinação da Saturação de Água

A resistividade constitui um dos indicadores do conteúdo presente nos poros, podendo ser utilizada para estimar a saturação de água (Sw). Neste projeto, foi utilizada a fórmula de Simandoux (1963), que corrige a influência condutiva das argilas no cálculo da saturação para arenitos impuros (Schön, 2015):

$$\frac{1}{R_t} = \frac{(\Phi^m S_w^n)}{aR_w} + \frac{V_{sh}}{R_{sh}}. \quad (19)$$

Essa relação considera, além da resistividade da formação (Rt) e da água de formação ($R_w$), a porosidade (Φ), o fator de cimentação (m), o expoente de saturação (n) e o fator de tortuosidade (a). No presente trabalho, foram adotados os seguintes valores para os parâmetros: m = n = 2 e a = 1. A resistividade do folhelho ($R_{sh}$) foi determinada a partir do valor médio de um intervalo considerado 100% folhelho, resultando em $R_{sh}$ entre 1 e 2 ohm·m. A resistividade da água de formação ($R_w$) foi determinada a partir da salinidade estimada em 80.000 ppm para a região do Campo de Albacora Leste. A conversão de salinidade para resistividade foi realizada por meio da equação de Arps (1953), com posterior correção para a temperatura de formação, resultando em $R_w$ = 0,08 ohm·m.

### 4.7 Definição de Eletrofacies

Após o cálculo dos parâmetros petrofísicos, foi realizada a interpretação dos perfis dos 31 poços selecionados por meio da definição de eletrofácies, com o objetivo de delimitar com maior precisão as zonas de reservatório (Doveton, 1994; Rider, 1986). As eletrofácies são fácies litológicas definidas numericamente a partir de um conjunto de respostas de perfis de poço, podendo ser analisadas manualmente ou por métodos estatísticos (Martins et al., 2023).

Foram identificadas quatro eletrofácies: (1) Folhelho; (2) Heterolito, abrangendo intercalações de arenito e folhelho (incluindo arenitos com alto teor de argila e folhelhos com alto teor de areia); (3) Arenito, representando as rochas mais características de reservatórios; e (4) Marga, incluindo margas e calcários impuros.

Utilizaram-se duas abordagens para a definição das eletrofácies: (i) A primeira baseou-se em volume de argila, impedância acústica, raios gama, perfil fotoelétrico e densidade; e (ii) a segunda empregou DRDN, volume de argila, perfil sônico compressional e densidade. O segundo método foi adotado por permitir a aplicação de parâmetros consistentes em todos os poços, enquanto o primeiro exigiu ajustes individuais por poço.

A classificação das eletrofácies foi realizada de forma hierárquica a partir dos parâmetros apresentados na Tabela 4.2. Inicialmente, os intervalos carbonáticos foram identificados pela combinação entre tempo de trânsito sônico compressional inferior a 100 µs/m e densidade superior a 2,35 g/cm³. Para os demais intervalos, o DRDN foi utilizado como parâmetro inicial de discriminação, sendo valores superiores a 2 associados aos folhelhos. Valores iguais ou inferiores a 2 ocorreram tanto em arenitos quanto em heterolitos e, portanto, não foram suficientes, isoladamente, para distinguir essas duas eletrofácies. Nesses casos, o

volume de argila foi empregado como critério complementar, sendo classificados como arenitos os intervalos com Vcl ≤ 0,3 e como heterolitos aqueles com Vcl > 0,3.

**Tabela 4.2** Parâmetros definidos para o cálculo das eletrofacies.utilizando DRDN, volume de argila, perfil sônico compressional e perfil de densidade.

| | DRDN | Volume de Argila | Sônico Comp. (µs/m) | Densidade (g/cm³) |
|---|---|---|---|---|
| **Arenito** | ≤ 2 | ≤ 0,3 | - | - |
| **Heterolito** | ≤ 2 | > 0,3 | - | - |
| **Folhelho** | >2 | - | - | - |
| **Carbonato** | - | - | < 100 | > 2,35 |

Para auxiliar na interpretação das eletrofacies, foi utilizado o gráfico de dispersão da Figura 4.4, foram plotadas as linhas de litologia pura de arenito (SS), calcário (LS) e dolomita (DOL), obtidas por interpolação dos pontos tabelados na carta de referência Schlumberger CP-1e (1989), com fluido de poro correspondente à água doce (ρfl = 1,0 g/cm³). Cada linha representa a trajetória teórica de uma rocha monomineralica ao longo do espaço densidade-neutrão em função da porosidade, lida diretamente da carta em incrementos de 5% de porosidade e interpolada linearmente entre os pontos para geração da curva contínua. Os parâmetros de matriz nos pontos de porosidade nula foram: ρma = 2,648 g/cm³ e NPHIma = -0,035 para arenito; ρma = 2,710 g/cm³ e NPHIma = 0,000 para calcário; e ρma = 2,876 g/cm³ e NPHIma = 0,020 para dolomita. Os marcadores ao longo de cada linha indicam valores de porosidade de 0 a 45%, em incrementos de 5%. Linhas de iso-porosidade conectam os pontos de mesma porosidade entre as linhas de arenito e dolomita, delimitando o campo litológico de referência para posicionamento relativo dos dados de poço.

## 4.8 Cálculo do Net Pay/Gross (NTG)

A estimativa dos intervalos de *Gross, Rock Pay, Reservoir Pay e Net Pay* seguiu a hierarquia de cortes petrofísicos sequenciais proposta por Worthington e Cosentino (2005), na qual cada corte isola progressivamente a porção do intervalo com maior potencial produtor. O Gross corresponde à espessura total do intervalo reservatório analisado, sem qualquer filtro aplicado. O *Rock Pay* é obtido pela aplicação do corte de volume de argila (Vcl < 0,45), que isola a porção de rocha limpa, com menor influência argilosa, dentro do *Gross*. O *Reservoir Pay* incorpora, adicionalmente, o corte de porosidade efetiva (PHIE > 13%), restringindo o intervalo às porções com capacidade de armazenamento de fluidos. Por fim, o *Net Pay* resulta da aplicação do corte de saturação de água (Sw < 0,5), delimitando os intervalos que efetivamente contêm hidrocarbonetos. A razão *Net Pay/Gross* (NTG) expressa, portanto, a proporção do intervalo bruto que reúne, simultaneamente, baixa argilosidade, capacidade de

armazenamento e presença de hidrocarbonetos – ou seja, condições petrofísicas favoráveis à produção.

### 4.9 Integração poço-sísmica para análise regional do reservatório AB-140

A caracterização espacial do reservatório AB-140 foi realizada por meio da integração de dados sísmicos, petrofísicos e de eletrofácies. O mapeamento sísmico compreendeu a interpretação do topo e da base do reservatório, a partir dos quais foi gerado um mapa de isópacas de espessura total do AB-140. A interpretação sísmica e a amarração poço-sísmica foram realizadas pela equipe do projeto, com uso dos perfis de densidade e sônico compressional dos poços selecionados. O atributo sísmico de amplitude RMS foi extraído na janela da base do reservatório e interpretado de forma integrada aos dados petrofísicos e de eletrofácies, como indicador relativo de variações litológicas e de qualidade reservatório. A integração desses dados sísmicos com as propriedades petrofísicas e com a distribuição das eletrofácies ao longo dos poços possibilitou a setorização do reservatório em oito regiões com características deposicionais e petrofísicas distintas, denominadas regiões A a H. Essa compartimentação espacial constitui a base para a análise regional do reservatório desenvolvida neste trabalho.

# 5. Resultados

## 5.1 Caracterização das eletrofácies

### 5.1.1 Resposta dos perfis geofísicos por eletrofácies

Foram analisados os perfis de densidade, porosidade neutrônica, raios gama, fator fotoelétrico (PEF), sônico compressional e cisalhante, velocidades compressional e cisalhante, além das impedâncias compressional e cisalhante. A análise foi conduzida em relação às eletrofácies definidas, com o objetivo de compreender o comportamento petrofísico e elástico característico de cada uma delas. A interpretação foi apoiada nas médias dos perfis geofísicos calculadas para cada eletrofácies (Tabela 5.1) e na análise da distribuição dos valores por meio de histogramas individualizados (Figura 5.1). Dessa forma, foi possível comparar o comportamento médio de cada fácies e reconhecer variações internas, tendências diagnósticas e possíveis sobreposições entre os grupos.

O perfil de densidade (RHOB) apresenta variações entre as eletrofácies, com médias distintas que permitem diferenciação litológica. Nos folhelhos, a densidade média é de 2,25 g/cm³, valor ligeiramente superior ao observado nos heterolitos (2,22 g/cm³) e arenitos (2,13 g/cm³). A marga apresenta os valores mais elevados, com média de 2,45 g/cm³, refletindo sua composição carbonática. A distribuição das curvas no histograma evidencia uma sobreposição considerável entre folhelhos e heterolitos, enquanto os arenitos tendem a valores mais baixos e as margas se concentram na porção mais densa do espectro.

O perfil de porosidade neutrônica (NPHI) reforça a diferenciação litológica observada na densidade. Os folhelhos apresentam os maiores valores médios (0,41 v/v), seguidos pelos heterolitos (0,32 v/v) e arenitos (0,28 v/v). As margas exibem os menores valores (0,25 v/v), coerente com sua composição carbonática e menor conteúdo de hidrogênio estrutural.

O perfil de raios gama (GR) apresenta médias próximas entre folhelhos (87,80 gAPI) e heterolitos (86,12 gAPI), dificultando a diferenciação entre essas eletrofácies com base apenas nesse perfil. Os arenitos e margas apresentam valores levemente mais baixos, com médias de 72,27 e 69,69 gAPI, respectivamente. Assim como observado nas análises individuais dos poços, a semelhança entre os valores de GR nos arenitos, heterolitos e folhelhos é atribuída à presença de feldspato potássico nos arenitos arcoseanos da Formação Carapebus (Carvalho et al., 1995; Fetter et al., 2009), reforçando a necessidade de utilizar outros perfis para a diferenciação litológica.

O perfil fotoelétrico (PEF) apresenta os maiores valores nas margas (4,51 b/e), coerente com a presença de calcita na matriz. Os folhelhos exibem média de 4,31 b/e, enquanto os heterolitos (4,02 b/e) e arenitos (3,37 b/e) apresentam valores progressivamente menores, refletindo a redução no conteúdo de minerais pesados e carbonáticos. No entanto, nos histogramas não é possível observar uma diferenciação expressiva entre as eletrofácies.

As leituras do perfil sônico compressional (DT) mostram tempos de trânsito semelhantes entre folhelhos (116,92 µs/ft), heterolitos (114,10 µs/ft) e arenitos (117,28 µs/ft), com distribuições amplamente sobrepostas no histograma. As margas se destacam com os menores valores médios (88,68 µs/ft), refletindo sua maior rigidez elástica e compactação. O perfil sônico cisalhante (DTS) apresenta maior separação entre as eletrofácies, com médias de 252,36 µs/ft nos folhelhos, 237,93 µs/ft nos heterolitos, 227,82 µs/ft nos arenitos e 182,23 µs/ft nas margas, tornando-o um discriminador litológico mais eficaz que o DT compressional.

**Tabela 5.1 -** Médias dos perfis geofísicos para cada eletrofácies, desenvolvidas de acordo com a metodologia proposta neste trabalho.

| Perfis | Folhelho | Heterolito | Arenito | Marga |
|---|---|---|---|---|
| **Densidade (g/cm³)** | 2.25 | 2.22 | 2.13 | 2.45 |
| **Neutrão (v/v)** | 0.41 | 0.32 | 0.28 | 0.25 |
| **Raios Gama (gAPI)** | 87.80 | 86.12 | 72.27 | 69.69 |
| **Fotoelétrico (b/e)** | 4.31 | 4.02 | 3.37 | 4.51 |
| **Sônico Comp. (µs/ft)** | 116.92 | 114.10 | 117.28 | 88.68 |
| **Sônico Cis. (µs/ft)** | 252.36 | 237.93 | 227.82 | 182.23 |
| **Vp (m/s)** | 2631.77 | 2721.07 | 2690.46 | 3489.87 |
| **Vs (m/s)** | 1172.52 | 1269.61 | 1374.57 | 1674.64 |
| **IP (g/cm³·m/s)** | 5965.94 | 6065.47 | 5790.08 | 8590.04 |
| **IS (g/cm³·m/s)** | 2676.81 | 2788.72 | 2995.68 | 4147.49 |

As velocidades sísmicas compressional (Vp) e cisalhante (Vs) mostram que as margas possuem os maiores valores médios (Vp = 3.489,87 m/s; Vs = 1.674,64 m/s), enquanto os folhelhos apresentam os menores (Vp = 2.631,77 m/s; Vs = 1.172,52 m/s). Os arenitos e heterolitos ocupam posições intermediárias e próximas entre si. Esse comportamento é diretamente refletido nas impedâncias acústica (IP) e cisalhante (IS): as margas apresentam IP médio de 8.590,04 g/cm³·m/s e IS de 4.147,49 g/cm³·m/s, valores significativamente superiores às demais eletrofácies, tornando esses atributos particularmente úteis para sua discriminação.

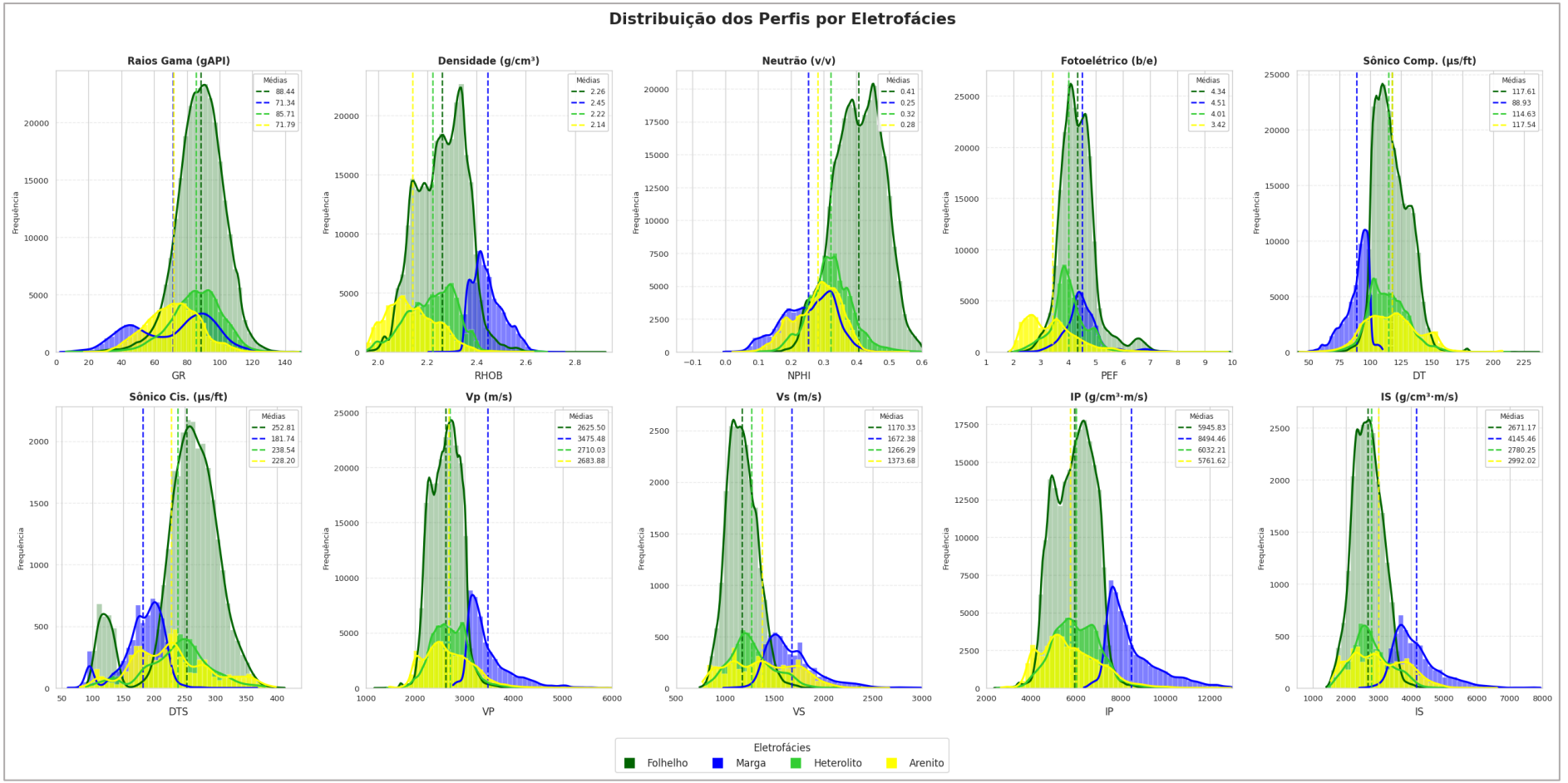



**Figura 5.1** Histogramas dos perfis de raios gama, densidade, neutrão, fotoelétrico, sônico compressional, sônico cisalhante, de velocidade P, de velocidade S, impedância acústica e impedância acústica cisalhante discriminado pelas eletrofácies desenvolvidas neste trabalho (arenito - amarelo, heterolito – verde claro, folhelho – verde escuro e marga - azul).

### 5.1.2 Relação entre Permeabilidade e Porosidade Efetiva

A consistência das eletrofácies definidas também foi avaliada por meio do *crossplot* de permeabilidade *versus* porosidade efetiva (Figura 5.2), construído a partir dos perfis disponibilizados pela PRIO para 12 poços selecionados. A permeabilidade foi estimada pelo método de Wyllie & Rose (1950), que calcula a permeabilidade a partir da porosidade efetiva e da saturação de água irredutível, sendo amplamente utilizado na caracterização petrofísica de reservatórios siliciclásticos. A distribuição dos pontos por eletrofácies ratifica a coerência da classificação adotada, com separação perceptível entre as litologias reservatório e não-reservatório.

A eletrofácies de marga (azul) aparece de forma pontual e dispersa, com porosidade efetiva média de 0,04 e permeabilidade média inferior a 1 mD, o que é esperado dado o caráter carbonático e restrito desses intervalos nos reservatórios estudados. A eletrofácies de arenito (amarelo) concentra-se na porção superior direita do gráfico, com porosidade efetiva média de 0,27 e permeabilidade média de 1.600 mD, podendo atingir valores próximos a 11.500 mD. Essa distribuição reflete a boa qualidade de reservatório dos arenitos da Formação Carapebus, caracterizados por alta conectividade de poros.

A eletrofácies de heterolito (verde claro) apresenta comportamento transicional entre arenitos e folhelhos, com porosidade efetiva média de 0,15 e permeabilidade média de 283 mD, mas com ampla dispersão em ambas as propriedades — a permeabilidade varia de valores inferiores a 1 mD até cerca de 6.900 mD. Essa variabilidade é esperada para litologias mistas, cujas propriedades petrofísicas são fortemente controladas pela proporção relativa de areia e argila em cada intervalo laminar. A sobreposição com os arenitos na porção de maior porosidade sugere que heterolitos com baixo conteúdo argiloso podem exibir qualidade de reservatório comparável, enquanto aqueles com maior proporção de argila tendem a se aproximar do comportamento dos folhelhos.

A eletrofácies de folhelho (verde escuro) agrupa-se na porção inferior esquerda do gráfico, com porosidade efetiva média de 0,04 e permeabilidade mediana nula, confirmando seu caráter não-reservatório. A presença de alguns pontos com permeabilidades mais elevadas pode estar associada a intervalos de contato com heterolitos ou a imprecisões na classificação das eletrofácies em zonas de transição.

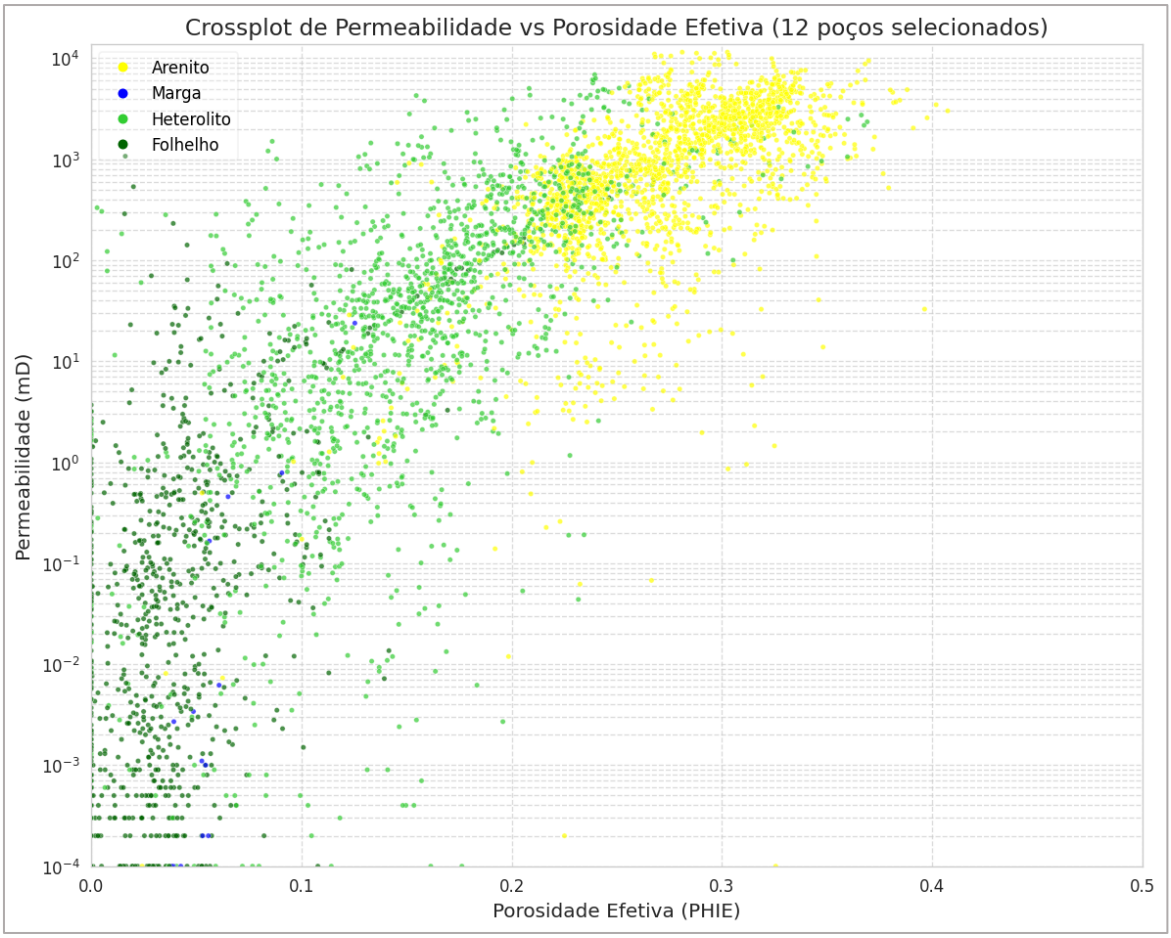



**Figura 5.2** *Crossplot* de permeabilidade *versus* porosidade efetiva (PHIE) para os 12 poços selecionados do Campo de Albacora Leste, colorido por eletrofácies: arenito (amarelo), heterolito (verde claro), folhelho (verde escuro) e marga (azul).

### 5.1.3 Propriedades petrofísicas das eletrofácies

As propriedades petrofísicas médias calculadas para cada eletrofácies, considerando todos os intervalos ao longo da extensão total dos poços e não apenas os reservatórios-alvo, reforçam a distinção observada nos perfis geofísicos e no *crossplot* de permeabilidade. Na eletrofácies arenítica, observa-se o melhor comportamento reservatório, marcado pelo maior valor de porosidade efetiva, de 0,268 v/v, associado à menor saturação de água, com média de 0,490 v/v, e ao menor volume de argila, de 0,119 v/v. A diferença reduzida entre porosidade total (0,292 v/v) e porosidade efetiva indica baixo volume de argila ligada, consistente com a boa qualidade petrofísica dessa eletrofácies. Em contraste, a eletrofácies folhelho apresenta elevado volume de argila, de 0,920 v/v, baixa porosidade efetiva, de 0,017 v/v, e saturação de água próxima a 1, refletindo seu caráter argiloso e não reservatório.

A eletrofácies marga também apresenta comportamento restritivo, com baixa porosidade efetiva, de 0,021 v/v, elevada saturação de água, de 0,957 v/v, e alto volume de argila, de 0,768 v/v. Já os heterolitos exibem comportamento intermediário, com porosidade efetiva de 0,098 v/v, saturação de água de 0,738 v/v e volume de argila de 0,611 v/v, indicando

a influência de intercalações arenosas e argilosas. A diferença expressiva entre porosidade total (0,242 v/v) e porosidade efetiva reflete o elevado volume de argila ligada, que reduz significativamente o espaço poroso disponível para fluidos livres. De modo geral, os parâmetros petrofísicos corroboram a distinção entre as eletrofácies, evidenciando a separação entre intervalos areníticos com melhor qualidade reservatório e fácies mais argilosas, associadas a menor potencial permoporoso.

## 5.2 Caracterização do Reservatório AB-140

### 5.2.1 Caracterização geral do reservatório

O reservatório AB-140 foi identificado em 28 dos 36 poços analisados, com espessuras variando entre 2,5 e 70,71 m e média de 33,30 m (Figura 5.3, Figura 5.4). O mapa de isópacas evidencia uma distribuição heterogênea das espessuras, com concentração dos maiores valores na porção central da área de estudo, segundo uma faixa alongada aproximadamente na direção N–S, onde as espessuras variam, de modo geral, entre cerca de 22 e 70 m. Na porção noroeste também são observadas acumulações expressivas, enquanto, a nordeste, predominam menores espessuras, com exceção de uma feição alongada associada à trajetória posteriormente interpretada como Canal Norte. Na porção sul, destaca-se outra feição canalizada, denominada neste estudo Canal Sul, ao longo de cujas margens também se observa maior acumulação de sedimentos. Já na porção sudeste, ocorrem depósitos de geometria alongada, orientados aproximadamente na direção NW–SE (Figura 5.4).

De modo geral, observa-se uma fase mais argilosa na porção superior, intercalada com fases arenosas, seguida de uma fase arenosa mais proeminente na porção inferior, caracterizada por valores de DRDN predominantemente negativos, padrão consistente com depósitos turbidíticos dominados por tração de fundo, nos quais a fração arenosa se concentra na base dos ciclos deposicionais. Os parâmetros elásticos também marcam a transição entre a porção superior, mais argilosa, e a porção inferior, predominantemente mais arenosa (Figura 5.3). Essa configuração não é observada nos poços 3-RJS-510A-RJ, 6-ABL-1-RJS, 9-AB-71-RJS, 9-ABL-7-RJS e 9-ABL-70D-RJS, onde predominam fases de maior conteúdo argiloso ao longo de todo o intervalo.

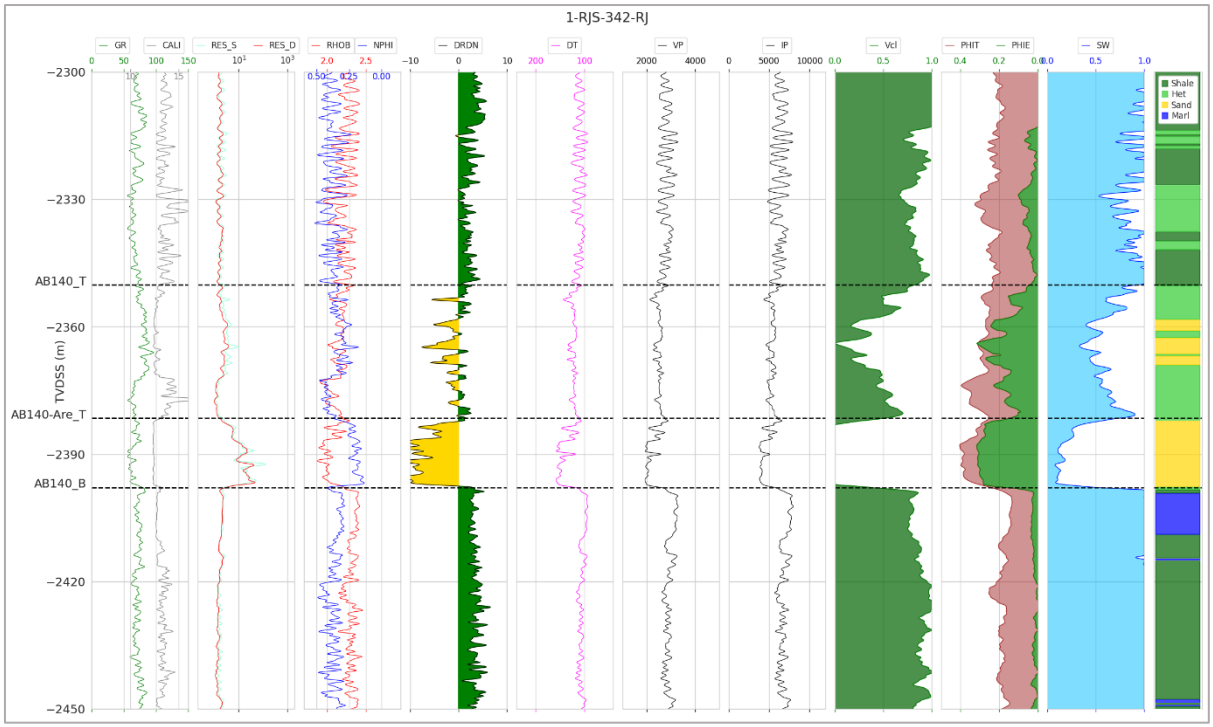
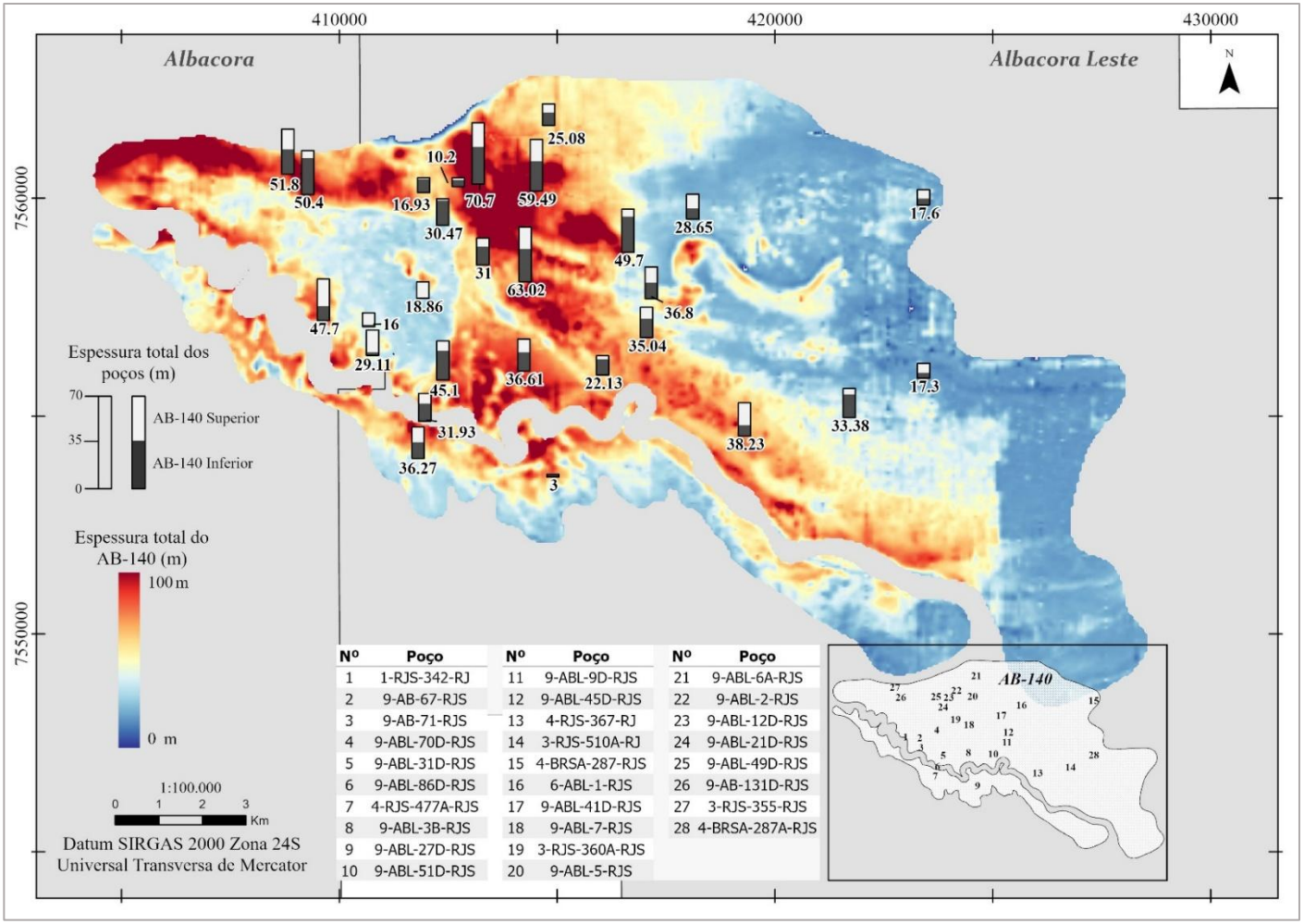



**Figura 5.3** Perfis geofísicos do poço 1-RJS-342-RJ em escala 1:500 no reservatório AB-140, com indicação dos intervalos superior (entre os marcadores AB140_T e AB140-Are_T) e inferior (entre AB140-Are_T e AB140_B). A transição entre as duas porções é marcada pela mudança de comportamento das curvas de sônico compressional e cisalhante e suas derivadas. *Tracks*: 1 – Profundidade e marcadores dos reservatórios; 2 – Cáliper (CALI) e Raios Gama (GR); 3 – Resistividade rasa (RES_S) e profunda (RES_D); 4 – Densidade (RHOB) e Porosidade neutrão (NPHI); 5 – DRDN; 6 – Sônico compressional (DT) e cisalhante (DTS); 7 – Velocidade da onda P (VP) e S (VS); 8 – Impedância acústica compressional (IP) e cisalhante (IS); 9 – Volume de argila (Vcl); 10 – Porosidade total (PHIT) e efetiva (PHIE); 11 – Saturação de água (SW); 12 – Eletrofácies.




| Nº | Poço | Nº | Poço | Nº | Poço |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 1-RJS-342-RJ | 11 | 9-ABL-9D-RJS | 21 | 9-ABL-6A-RJS |
| 2 | 9-AB-67-RJS | 12 | 9-ABL-45D-RJS | 22 | 9-ABL-2-RJS |
| 3 | 9-AB-71-RJS | 13 | 4-RJS-367-RJ | 23 | 9-ABL-12D-RJS |
| 4 | 9-ABL-70D-RJS | 14 | 3-RJS-510A-RJ | 24 | 9-ABL-21D-RJS |
| 5 | 9-ABL-31D-RJS | 15 | 4-BRSA-287-RJS | 25 | 9-ABL-49D-RJS |
| 6 | 9-ABL-86D-RJS | 16 | 6-ABL-1-RJS | 26 | 9-AB-131D-RJS |
| 7 | 4-RJS-477A-RJS | 17 | 9-ABL-41D-RJS | 27 | 3-RJS-355-RJS |
| 8 | 9-ABL-3B-RJS | 18 | 9-ABL-7-RJS | 28 | 4-BRSA-287A-RJS |
| 9 | 9-ABL-27D-RJS | 19 | 3-RJS-360A-RJS | | |
| 10 | 9-ABL-51D-RJS | 20 | 9-ABL-5-RJS | | |

**Figura 5.4** Mapa de isópacas da espessura total do reservatório AB-140, obtido a partir da diferença entre as superfícies sísmicas de topo e base, nos campos de Albacora e Albacora Leste, com espessuras variando de 0 a 100 m. As barras posicionadas nos poços representam a espessura total atravessada pelo reservatório, subdividida entre as porções AB-140 Superior, em branco, e AB-140 Inferior, em preto, com os respectivos valores de espessura total indicados em metros. O quadro inferior direito apresenta a distribuição e a numeração dos 28 poços considerados nesta análise em relação aos limites do AB-140. Mapa em escala 1:100.000, sistema de referência SIRGAS 2000, projeção UTM, zona 24S.

A porção superior do reservatório AB-140 apresenta espessura de até 30 m, com valor médio de 13 m, e variação espacial ao longo do campo. Esse intervalo é caracterizado, em geral, por condições petrofísicas menos favoráveis, evidenciadas por valores de PHIE predominantemente inferiores a 13%, saturação de água média de 0,59 e volume de argila médio de 0,59 (Tabela 5.2). Esses valores são calculados como médias ponderadas pelo número de amostras de cada poço, que é proporcional à espessura do intervalo, de modo que poços com maior espessura têm maior contribuição para a estatística final. Esse comportamento sugere maior argilosidade e menor qualidade petrofísica de reservatório nesse intervalo. Exceções a esse padrão são observadas nos poços 9-ABL-45D-RJS e 9-ABL-51D-RJS, situados na porção central do reservatório, onde ocorrem valores de PHIE superiores a 20%, Sw em torno de 0,45 e Vcl próximo de 0,32.

A razão $Net\ Pay/Gross$ nesse intervalo apresenta uma média de 0,07, corroborando a interpretação de menor qualidade petrofísica para a porção superior do reservatório, exceto nos poços 9-ABL-45D-RJS e 9-ABL-51D-RJS, nos quais são observados valores de 0,66 e 0,64, respectivamente.

**Tabela 5.2** Valores médios das propriedades petrofísicas calculadas para a porção superior do reservatório AB-140 em cada poço analisado. São apresentados os valores de porosidade efetiva (PHIE), porosidade total (PHIT), saturação de água (Sw), volume de argila (VCL) e razão *Net pay/Gross* (NTG).

| Poço | PHIE - AB-140 Superior | PHIT - AB-140 Superior | SW - AB-140 Superior | VCL - AB-140 Superior | NTG - AB-140 Superior |
|---|---|---|---|---|---|
| **1-RJS-342-RJ** | 0,17 | 0,29 | 0,61 | 0,44 | 0,26 |
| **3-RJS-355-RJS** | 0,01 | 0,20 | 0,98 | 0,94 | 0 |
| **3-RJS-360A-RJS** | 0,15 | 0,35 | 0,86 | 0,65 | 0 |
| **3-RJS-510A-RJ** | 0,03 | 0,35 | 0,95 | 0,92 | 0 |
| **4-BRSA-287-RJS** | 0,02 | 0,29 | 0,99 | 0,93 | 0 |
| **4-BRSA-287A-RJS** | 0,04 | 0,30 | 0,99 | 0,86 | 0 |
| **4-RJS-367-RJ** | 0,09 | 0,32 | 0,88 | 0,75 | 0 |
| **4-RJS-477A-RJS** | 0,03 | 0,21 | 0,99 | 0,86 | 0 |
| **6-ABL-1-RJS** | 0,02 | 0,23 | 0,98 | 0,91 | 0 |
| **9-AB-131D-RJS** | 0,01 | 0,18 | 0,99 | 0,92 | 0,01 |
| **9-AB-67-RJS** | 0,02 | 0,20 | 1,00 | 0,88 | 0 |
| **9-AB-71-RJS** | 0,06 | 0,20 | 0,90 | 0,73 | 0,02 |
| **9-ABL-12D-RJS** | 0,12 | 0,23 | 0,84 | 0,50 | 0,14 |
| **9-ABL-2-RJS** | 0,05 | 0,20 | 0,97 | 0,79 | 0,03 |
| **9-ABL-21D-RJS** | 0,06 | 0,18 | 0,87 | 0,64 | 0 |
| **9-ABL-27D-RJS** | 0,01 | 0,13 | 0,85 | 0,96 | 0 |
| **9-ABL-31D-RJS** | 0,01 | 0,18 | 0,70 | 0,95 | 0 |
| **9-ABL-3B-RJS** | 0,04 | 0,21 | 0,99 | 0,83 | 0,01 |
| **9-ABL-41D-RJS** | 0,13 | 0,28 | 0,46 | 0,56 | 0,11 |
| **9-ABL-45D-RJS** | 0,24 | 0,32 | 0,46 | 0,30 | 0,6 |
| **9-ABL-47D-RJS** | 0,09 | 0,21 | 0,72 | 0,61 | 0,06 |
| **9-ABL-49D-RJS** | 0,07 | 0,22 | 0,87 | 0,68 | 0 |

| Poço | PHIE - AB-140 Superior | PHIT - AB-140 Superior | SW - AB-140 Superior | VCL - AB-140 Superior | NTG - AB-140 Superior |
|---|---|---|---|---|---|
| **9-ABL-5-RJS** | 0,06 | 0,23 | 0,87 | 0,75 | 0,01 |
| **9-ABL-51D-RJS** | 0,23 | 0,33 | 0,47 | 0,34 | 0,64 |
| **9-ABL-6A-RJS** | 0,06 | 0,23 | 1,00 | 0,74 | 0 |
| **9-ABL-7-RJS** | 0,16 | 0,23 | 0,87 | 0,33 | 0,02 |
| **9-ABL-70D-RJS** | 0,02 | 0,17 | 1,00 | 0,87 | 0 |
| **9-ABL-86D-RJS** | 0,09 | 0,22 | 0,49 | 0,55 | 0,21 |
| **9-ABL-9D-RJS** | 0,02 | 0,23 | 0,94 | 0,89 | 0 |

A porção inferior do reservatório AB-140 está presente em 26 poços, dos quais 20 apresentam propriedades petrofísicas dentro dos parâmetros de corte adotados. De modo geral, esse intervalo apresenta melhor qualidade petrofísica em relação à porção superior, com valores de PHIE média de 0,26 v/v, saturação de água média de 0,26 v/v e volume de argila médio de 0,25 v/v. (Tabela 5.3). Esses valores refletem a predominância de intervalos arenosos de boa qualidade na porção inferior, embora a presença de heterolitos e folhelhos introduza heterogeneidade local nas propriedades petrofísicas do intervalo. As exceções ocorrem nos poços 3-RJS-510A-RJS, 6-ABL-1-RJS, 9-AB-71-RJS, 9-ABL-7-RJS e 9-ABL-21D-RJS, que apresentam, ao menos em uma das propriedades avaliadas, valores fora dos limites estabelecidos.

Em grande parte dos poços avaliados, a razão $Net\ Pay/Net\ Gross$ é igual ou superior a 0,60, indicando maior proporção de intervalo efetivamente reservatório em relação ao intervalo bruto. Esse comportamento corrobora a interpretação de melhor qualidade petrofísica para a porção inferior do AB-140. Valores mais baixos são observados nos poços 3-RJS-510A-RJS, 6-ABL-1-RJS, 9-AB-71-RJS, 9-ABL-7-RJS e 9-ABL-9D-RJS, indicando menor aproveitamento do intervalo nesses locais.

**Tabela 5.3** Valores médios das propriedades petrofísicas calculadas para a porção inferior do reservatório AB-140 em cada poço analisado. São apresentados os valores de porosidade efetiva (PHIE), porosidade total (PHIT), saturação de água (Sw), volume de argila (VCL) e razão *net-to-gross* (NTG).

| Poço | PHIE - AB-140 Inferior | PHIT - AB-140 Inferior | SW - AB-140 Inferior | VCL - AB-140 Inferior | NTG - AB-140 Inferior |
|---|---|---|---|---|---|
| 1-RJS-342-RJ | 0,29 | 0,36 | 0,20 | 0,03 | 0,95 |
| 3-RJS-355-RJS | 0,18 | 0,27 | 0,33 | 0,37 | 0,65 |
| 3-RJS-360A-RJS | 0,20 | 0,29 | 0,27 | 0,38 | 0,88 |
| 3-RJS-510A-RJ | 0,01 | 0,35 | 0,98 | 0,98 | 0 |
| 4-BRSA-287-RJS | 0,26 | 0,44 | 0,47 | 0,46 | 0,55 |
| 4-BRSA-287A-RJS | 0,11 | 0,35 | 0,72 | 0,67 | 0 |
| 4-RJS-367-RJ | 0,26 | 0,38 | 0,34 | 0,37 | 0,68 |
| 4-RJS-477A-RJS | 0,25 | 0,29 | 0,19 | 0,19 | 0,93 |
| 6-ABL-1-RJS | 0,10 | 0,30 | 0,93 | 0,67 | 0 |
| 9-AB-131D-RJS | 0,26 | 0,32 | 0,25 | 0,22 | 0,91 |
| 9-AB-67-RJS | 0,06 | 0,19 | 0,96 | 0,69 | 0 |
| 9-AB-71-RJS | 0,12 | 0,21 | 0,68 | 0,46 | 0,29 |

| Poço | PHIE - AB-140 Inferior | PHIT - AB-140 Inferior | SW - AB-140 Inferior | VCL - AB-140 Inferior | NTG - AB-140 Inferior |
|---|---|---|---|---|---|
| 1-RJS-342-RJ | 0,29 | 0,36 | 0,20 | 0,03 | 0,95 |
| 3-RJS-355-RJS | 0,18 | 0,27 | 0,33 | 0,37 | 0,65 |
| 3-RJS-360A-RJS | 0,20 | 0,29 | 0,27 | 0,38 | 0,88 |
| 3-RJS-510A-RJ | 0,01 | 0,35 | 0,98 | 0,98 | 0 |
| 4-BRSA-287-RJS | 0,26 | 0,44 | 0,47 | 0,46 | 0,55 |
| 4-BRSA-287A-RJS | 0,11 | 0,35 | 0,72 | 0,67 | 0 |
| 4-RJS-367-RJ | 0,26 | 0,38 | 0,34 | 0,37 | 0,68 |
| 9-ABL-12D-RJS | 0,28 | 0,33 | 0,20 | 0,24 | 0,86 |
| 9-ABL-2-RJS | 0,21 | 0,26 | 0,47 | 0,29 | 0,61 |
| 9-ABL-21D-RJS | 0,17 | 0,28 | 0,34 | 0,48 | 0,58 |
| 9-ABL-27D-RJS | 0,20 | 0,27 | 0,50 | 0,29 | 0,59 |
| 9-ABL-31D-RJS | 0,29 | 0,31 | 0,14 | 0,11 | 0,95 |
| 9-ABL-3B-RJS | 0,31 | 0,31 | 0,12 | 0,03 | 0,98 |
| 9-ABL-41D-RJS | 0,27 | 0,36 | 0,15 | 0,28 | 0,79 |
| 9-ABL-45D-RJS | 0,30 | 0,34 | 0,25 | 0,18 | 0,87 |
| 9-ABL-47D-RJS | 0,21 | 0,26 | 0,40 | 0,35 | 0,59 |
| 9-ABL-49D-RJS | 0,23 | 0,30 | 0,41 | 0,30 | 0,8 |
| 9-ABL-5-RJS | 0,21 | 0,32 | 0,34 | 0,38 | 0,7 |
| 9-ABL-51D-RJS | 0,32 | 0,35 | 0,23 | 0,13 | 0,94 |
| 9-ABL-6A-RJS | 0,22 | 0,31 | 0,45 | 0,33 | 0,59 |
| 9-ABL-7-RJS | 0,15 | 0,26 | 0,70 | 0,45 | 0,29 |
| 9-ABL-70D-RJS | - | - | - | - | - |
| 9-ABL-86D-RJS | 0,28 | 0,31 | 0,13 | 0,09 | 0,94 |
| 9-ABL-9D-RJS | 0,24 | 0,33 | 0,40 | 0,42 | 0,45 |

A distribuição dos perfis por eletrofácies na porção superior do AB-140 evidencia significativa sobreposição entre as respostas petrofísicas das classes, sobretudo nos perfis de raios gama, PEF, NPHI e DTCO (Figura 5.5). Esse comportamento indica maior heterogeneidade litológica e menor contraste entre as eletrofácies nesse intervalo, compatível com a frequente intercalação entre fases argilosas, heterolíticas e arenosas. No caso do perfil de raios gama, essa sobreposição pode estar relacionada tanto à ocorrência de intercalações delgadas, que tendem a produzir respostas médias da ferramenta, quanto ao caráter arcoseano dos arenitos. Os folhelhos apresentam, em média, maiores valores de raios gama e porosidade neutrônica, enquanto os arenitos tendem a apresentar menores valores de densidade, menor impedância acústica e maiores tempos de trânsito sônico compressional, refletindo seu caráter relativamente menos compacto e mais poroso. A eletrofácies marga apresenta comportamento distinto, com maiores valores médios de densidade, velocidade compressional e impedância acústica, sugerindo maior grau de compactação e/ou influência carbonática.

Na porção inferior do AB-140, a distribuição dos perfis por eletrofácies mostra melhor individualização da eletrofácies arenito em relação às demais classes (Figura 5.6). Os arenitos

apresentam menores valores médios de raios gama, densidade, velocidade compressional e impedância compressional, além de maiores valores de tempo de trânsito sônico compressional, comportamento compatível com intervalos de melhor qualidade reservatório. Em contraste, as eletrofácies folhelho e heterolito apresentam valores mais elevados de raios gama, NPHI e impedância acústica, refletindo maior conteúdo argiloso e maior compactação relativa. A marga, embora menos representativa nesse intervalo, mantém assinatura associada a maiores valores de densidade, velocidade compressional e impedância acústica, diferenciando-se das demais eletrofácies pelo caráter mais compacto.

De modo geral, as Figuras 5.5 e 5.6 reforçam a interpretação de que a porção inferior do AB-140 é dominada por fácies arenosas mais bem desenvolvidas e com melhor resposta petrofísica quando comparada à porção superior.

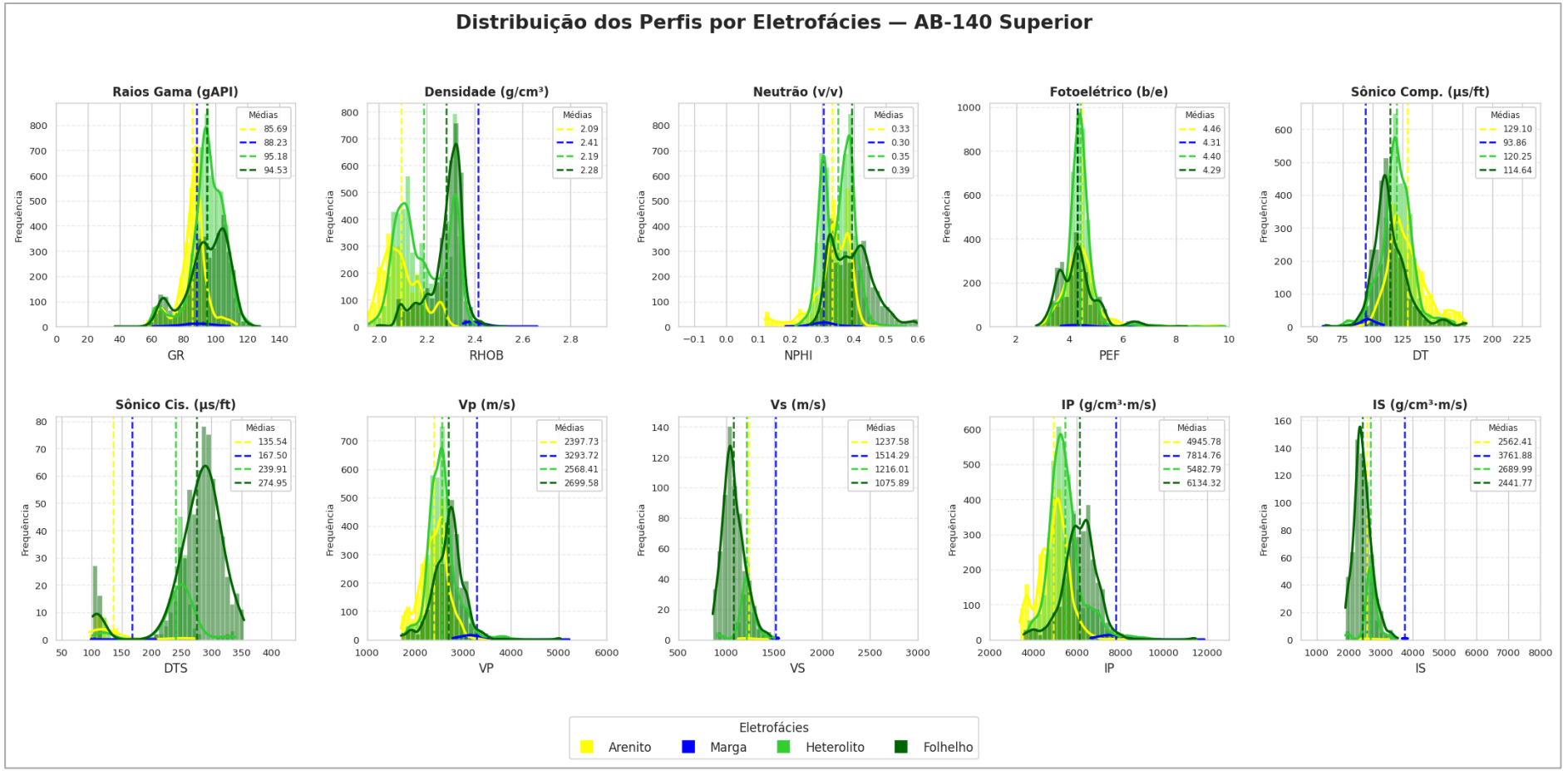



**Figura 5.5** Distribuição dos perfis geofísicos por eletrofácies no reservatório AB-140 Superior. Os histogramas apresentam as distribuições de raios gama (GR), densidade (RHOB), porosidade neutrônica (NPHI), fotoelétrico (PEF), sônico compressional (DT), sônico cisalhante (DTS), velocidade compressional (Vp), velocidade cisalhante (Vs), impedância acústica (IP) e impedância cisalhante (IS), coloridos por eletrofácies: Folhelho (verde escuro), Heterolito (verde claro), Arenito (amarelo) e Marga (azul). As linhas tracejadas indicam os valores médios de cada eletrofácies. As curvas sobrepostas representam a estimativa de densidade de kernel (KDE).

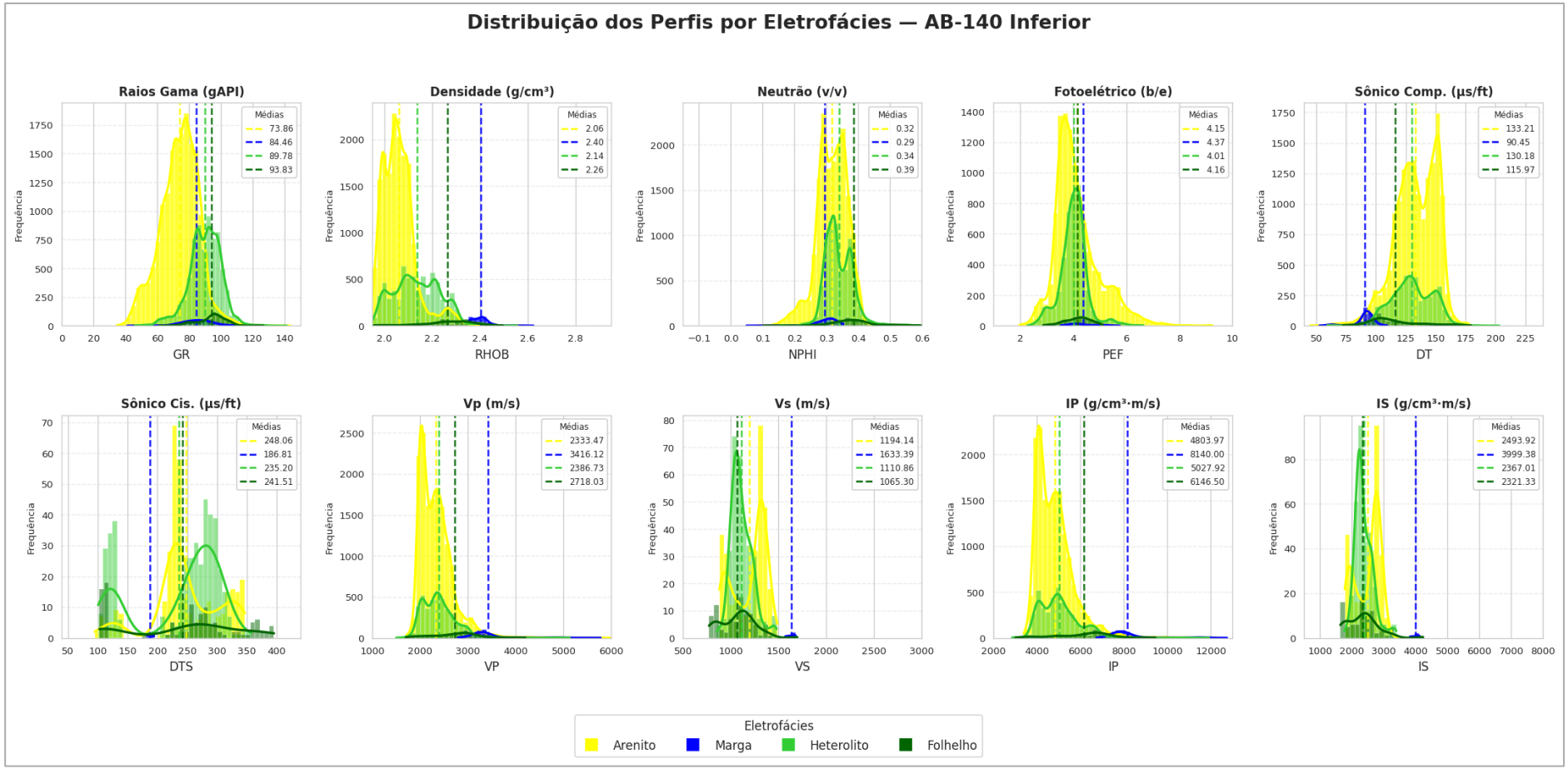



**Figura 5.6** Distribuição dos perfis geofísicos por eletrofácies no reservatório AB-140 Inferior. Os histogramas apresentam as distribuições de raios gama (GR), densidade (RHOB), porosidade neutrônica (NPHI), fotoelétrico (PEF), sônico compressional (DT), sônico cisalhante (DTS), velocidade compressional (Vp), velocidade cisalhante (Vs), impedância acústica (IP) e impedância cisalhante (IS), coloridos por eletrofácies: Folhelho (verde escuro), Heterolito (verde claro), Arenito (amarelo) e Marga (azul). As linhas tracejadas indicam os valores médios de cada eletrofácies. As curvas sobrepostas representam a estimativa de densidade de kernel (KDE).

### 5.2.2 Relações entre eletrofácies e propriedades petrofísicas no reservatório

Após a caracterização geral das eletrofácies e a análise das variações entre as porções superior e inferior do AB-140, foram avaliadas as relações petrofísicas no reservatório, com foco nas eletrofácies arenito e heterolito. Para isso, foram analisadas as distribuições de porosidade efetiva e volume de argila, bem como a relação entre porosidade efetiva e impedância acústica. A distinção entre arenitos e heterolitos é particularmente relevante devido à frequente intercalação entre essas eletrofácies, sobretudo na porção superior do reservatório.

A distribuição de porosidade efetiva (Figura 5.7) apresenta comportamento distinto entre as classes. A eletrofácies arenítica possui caráter predominantemente unimodal, com média de aproximadamente 0,32 e maior concentração de valores entre 0,28 e 0,37, indicando uma população relativamente bem definida de arenitos com elevada porosidade efetiva. Em contrapartida, a eletrofácies heterolítica apresenta média inferior, em torno de 0,14, distribuição mais ampla e caráter levemente bimodal, com concentração principal entre 0,10 e 0,23. Esse padrão sugere maior heterogeneidade interna nos heterolitos, possivelmente associada à variação no grau de intercalação entre componentes argilosos e arenosos.

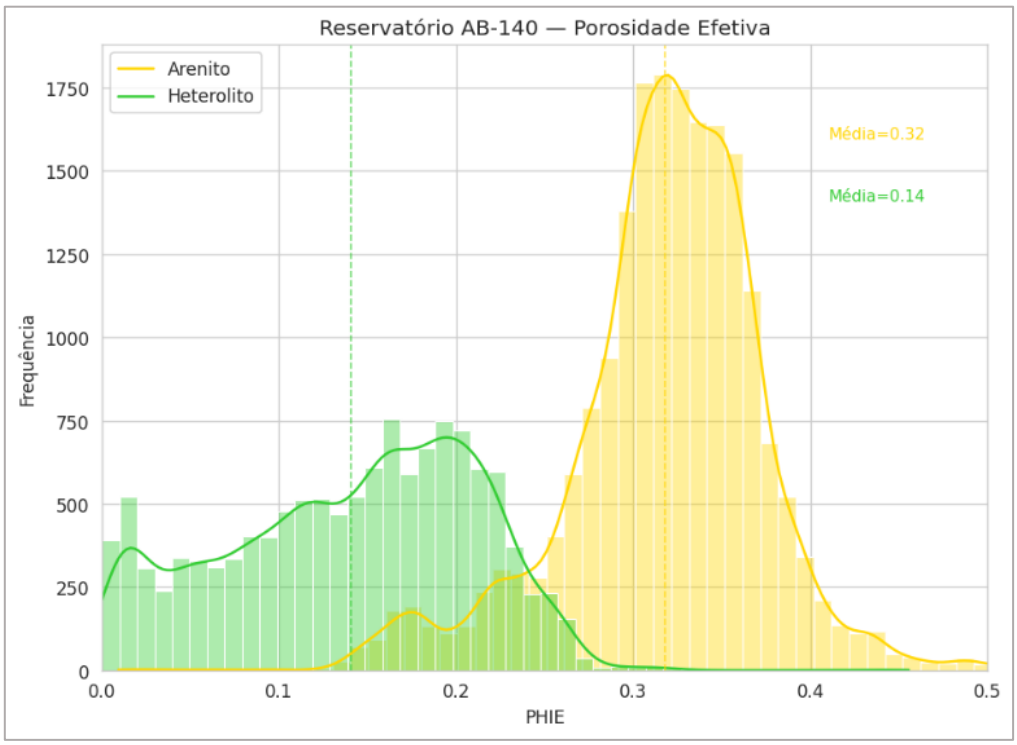



**Figura 5.7** Distribuição da porosidade efetiva (PHIE) para as eletrofácies arenito (amarelo) e heterolito (verde) no reservatório AB-140. As linhas tracejadas indicam os valores médios de cada eletrofácies, evidenciando maior porosidade média para os arenitos e maior dispersão dos valores nos heterolitos.

A distribuição do volume de argila (Figura 5.8) reflete diretamente um dos critérios utilizados na definição das eletrofácies, uma vez que o Vcl foi incorporado como parâmetro discriminante na classificação. Por esse motivo, observa-se uma separação mais marcada entre

as classes: a eletrofácies arenítica apresenta média de aproximadamente 0,14, com predominância de baixos valores de Vcl, enquanto a eletrofácies heterolítica apresenta média superior, em torno de 0,46, e distribuição mais ampla, alcançando valores elevados de argilosidade. Assim, o histograma de Vcl não deve ser interpretado como um parâmetro independente de validação da classificação, mas como uma representação da resposta esperada das eletrofácies em função dos critérios adotados.

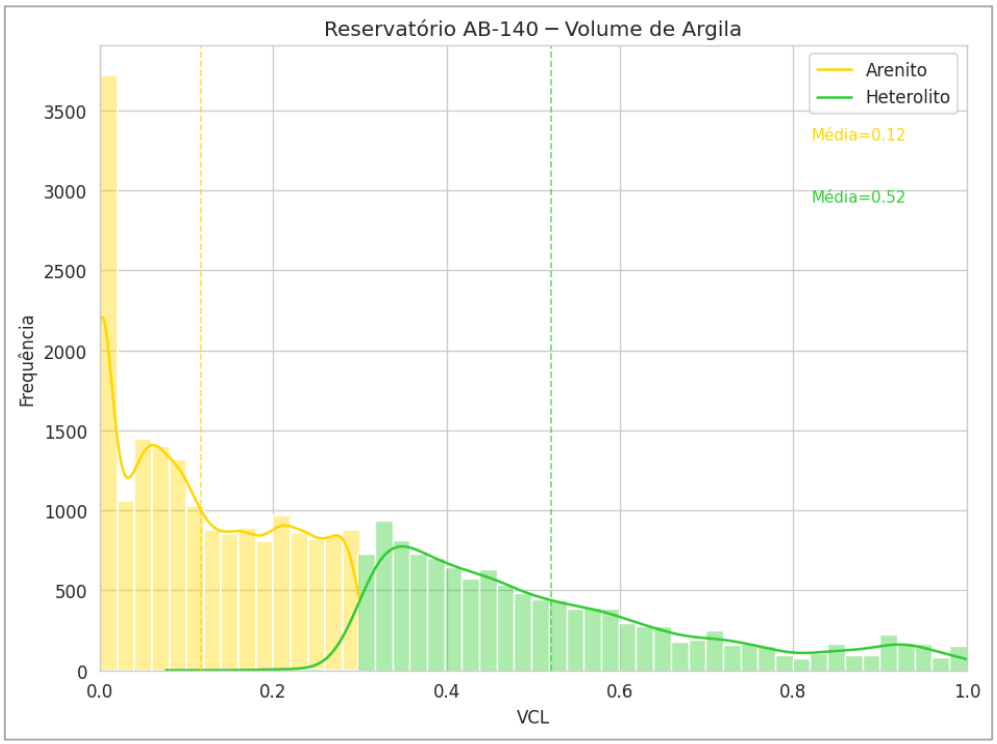



**Figura 5.8** Distribuição do volume de argila (Vcl) para as eletrofácies arenito (amarelo) e heterolito (verde) no reservatório AB-140. Observa-se a concentração dos arenitos em baixos valores de Vcl, enquanto os heterolitos apresentam distribuição mais ampla e maior conteúdo argiloso médio.

A relação entre porosidade efetiva e impedância acústica (Figura 5.9) evidencia uma diferenciação parcial entre as eletrofácies arenito e heterolito. Os dados são apresentados com subamostragem de uma amostra a cada cinco, a fim de reduzir o efeito visual de interpolação e representar de forma mais fiel a distribuição real dos valores ao longo dos intervalos de reservatório. De modo geral, os arenitos concentram-se em valores mais elevados de porosidade efetiva, geralmente acima de 0,25, enquanto os heterolitos ocorrem preferencialmente em intervalos com porosidades inferiores a 0,25 e com maior dispersão vertical e horizontal dos dados. Embora ocorra a definição de duas tendências principais, especialmente no intervalo de impedância entre aproximadamente 4.000 e 6.000 m/s·g/cm³, observa-se sobreposição significativa entre as duas classes, sobretudo na faixa intermediária de impedância acústica. Portanto, a impedância acústica, isoladamente, não é suficiente para distinguir completamente as eletrofácies. Dessa forma, embora a impedância acústica contribua para a caracterização

petrofísica e elástica do reservatório, sua interpretação deve ser integrada a outros parâmetros, como impedância cisalhante, porosidade efetiva, volume de argila e saturação de água. Essas diferenças, quando consideradas em conjunto com a distribuição espacial das eletrofácies, das propriedades petrofísicas e da resposta sísmica, fornecem a base para a setorização do reservatório apresentada a seguir.

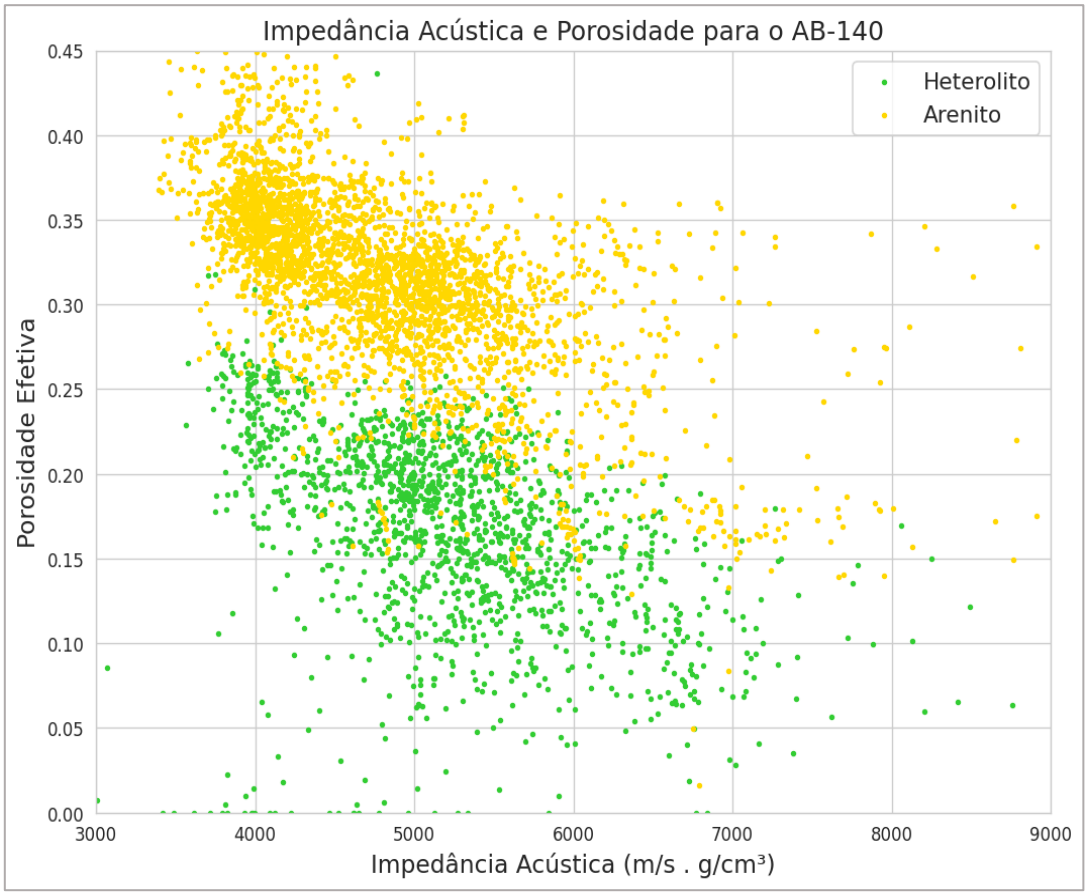



**Figura 5.9** Relação entre impedância acústica e porosidade efetiva para as eletrofácies arenito (amarelo) e heterolito (verde) no reservatório AB-140. A distribuição dos dados evidencia a separação parcial entre as eletrofácies, com arenitos associados a maiores valores de porosidade efetiva e heterolitos concentrados em intervalos de menor porosidade.S

### 5.2.3 Setorização da porção inferior do reservatório AB-140

A partir da caracterização vertical e das relações petrofísicas identificadas nas etapas anteriores, a análise foi conduzida em escala espacial, com foco na porção inferior do reservatório AB-140, onde se concentram os intervalos de melhor qualidade petrofísica. Para isso, a distribuição das eletrofácies e das classes de qualidade petrofísica foi representada em mapas e analisada de forma integrada ao atributo sísmico de amplitude RMS. Essa abordagem permitiu reconhecer variações laterais e individualizar setores com características petrofísicas, eletrofaciológicas e sísmicas semelhantes.

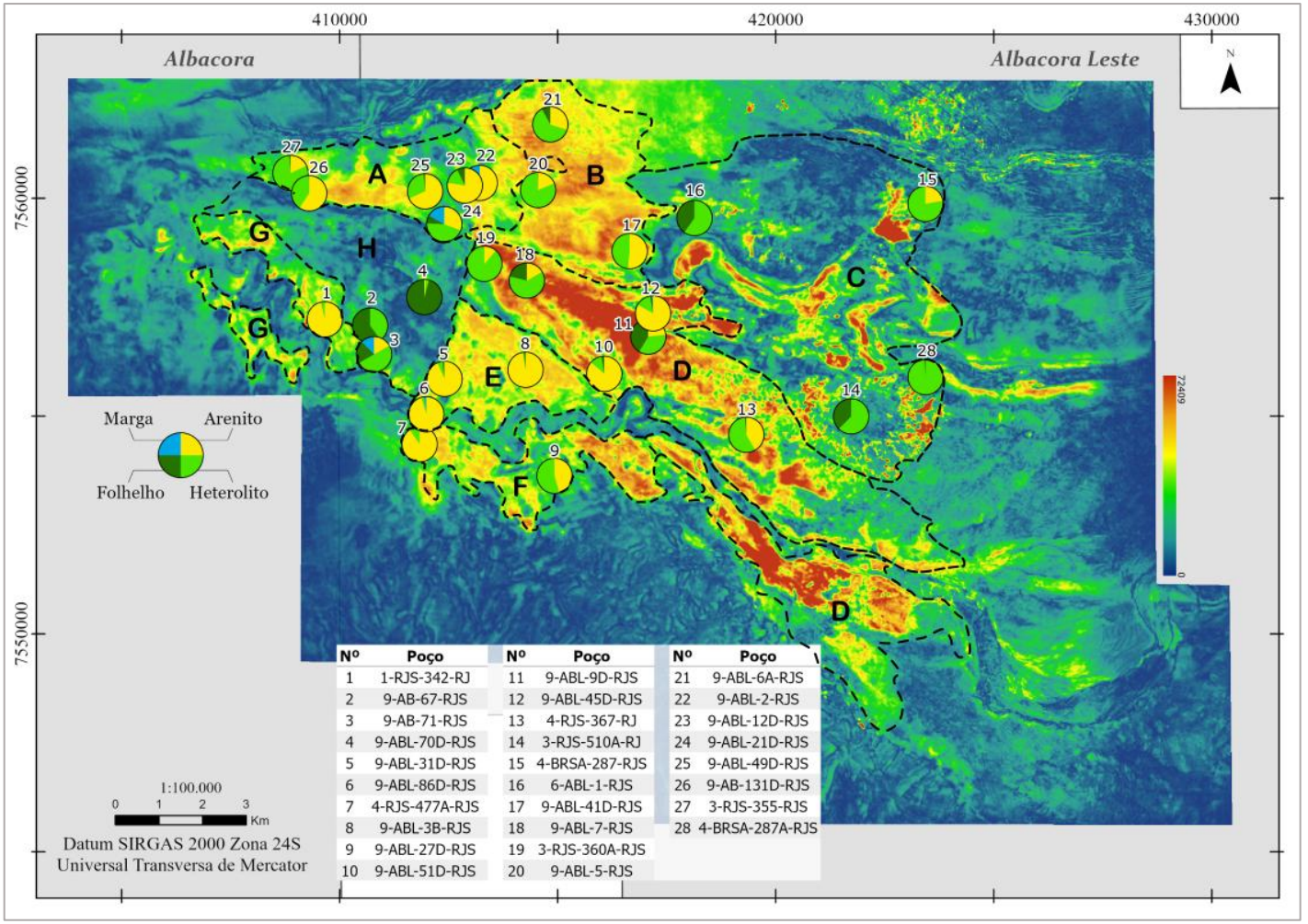
Em complemento à análise espacial das eletrofácies, as propriedades petrofísicas foram categorizadas em quatro classes e representadas em mapa permitindo uma avaliação qualitativa

da distribuição espacial da qualidade dos reservatórios entre os poços. As classes adotadas foram: Reservatório 1 (Res 1), Reservatório 2 (Res 2), Não Reservatório 1 (NR1) e Não Reservatório 2 (NR2). O volume de argila foi classificado como Reservatório 1 para valores inferiores a 0,20 v/v; Reservatório 2, entre 0,20 e 0,45 v/v; Não Reservatório 1, entre 0,45 e 0,70 v/v; e Não Reservatório 2, acima de 0,70 v/v. A porosidade efetiva foi categorizada como Reservatório 1 para valores superiores a 25%; Reservatório 2, entre 15% e 25%; Não Reservatório 1, entre 10% e 15%; e Não Reservatório 2, abaixo de 10%. A saturação de água foi classificada como Reservatório 1 para valores inferiores a 0,25 v/v; Reservatório 2, entre 0,25 e 0,50 v/v; Não Reservatório 1, entre 0,50 e 0,75 v/v; e Não Reservatório 2, acima de 0,75 v/v (Tabela 5.4).

A integração dessas informações resultou na individualização de oito regiões, denominadas A a H, delimitadas a partir de semelhanças na distribuição das eletrofácies, na qualidade petrofísica e na resposta sísmica (Figura 5.10 e Figura 5.11). Essas regiões constituem a base da análise regional desenvolvida a seguir.

**Tabela 5.4** Critérios utilizados para a classificação da qualidade petrofísica das amostras do reservatório AB-140. As classes Reservatório 1 (Res 1), Reservatório 2 (Res 2), Não Reservatório 1 (NR 1) e Não Reservatório 2 (NR 2) foram definidas a partir dos valores de volume de argila (VCL), porosidade efetiva (PHIE) e saturação de água (Sw). Valores menores de VCL e Sw, associados a maiores valores de PHIE, indicam melhor qualidade de reservatório.

| | Res 1 | Res 2 | NR 1 | NR 2 |
|---|---|---|---|---|
| VCL (v/v) | <0,20 | 0,20–0,45 | 0,45–0,70 | >0,70 |
| PHIE (%) | >25% | 15–25% | 10–15% | <10% |
| SW (v/v) | <0,25 | 0,25–0,50 | 0,50–0,75 | >0,75 |




| Nº | Poço | Nº | Poço | Nº | Poço |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 1-RJS-342-RJ | 11 | 9-ABL-9D-RJS | 21 | 9-ABL-6A-RJS |
| 2 | 9-AB-67-RJS | 12 | 9-ABL-45D-RJS | 22 | 9-ABL-2-RJS |
| 3 | 9-AB-71-RJS | 13 | 4-RJS-367-RJ | 23 | 9-ABL-12D-RJS |
| 4 | 9-ABL-70D-RJS | 14 | 3-RJS-510A-RJ | 24 | 9-ABL-21D-RJS |
| 5 | 9-ABL-31D-RJS | 15 | 4-BRSA-287-RJS | 25 | 9-ABL-49D-RJS |
| 6 | 9-ABL-86D-RJS | 16 | 6-ABL-1-RJS | 26 | 9-AB-131D-RJS |
| 7 | 4-RJS-477A-RJS | 17 | 9-ABL-41D-RJS | 27 | 3-RJS-355-RJS |
| 8 | 9-ABL-3B-RJS | 18 | 9-ABL-7-RJS | 28 | 4-BRSA-287A-RJS |
| 9 | 9-ABL-27D-RJS | 19 | 3-RJS-360A-RJS | | |
| 10 | 9-ABL-51D-RJS | 20 | 9-ABL-5-RJS | | |

**Figura 5.10** Mapa de distribuição espacial das eletrofácies no AB-140 Inferior dos campos de Albacora e Albacora Leste, sobreposto ao atributo sísmico de amplitude RMS extraído na janela associada à base do reservatório, em escala 1:100.000. Cada poço é representado por um gráfico de setores que indica a proporção das eletrofácies identificadas no intervalo: marga (azul), arenito (amarelo), folhelho (verde escuro) e heterolito (verde claro). Os números posicionados junto aos gráficos correspondem à identificação dos poços apresentada na tabela inserida no mapa. As regiões delimitadas por linhas tracejadas (A–H) correspondem a agrupamentos de poços e setores com características sísmicas, faciológicas e petrofísicas semelhantes, utilizados na análise regional do reservatório.

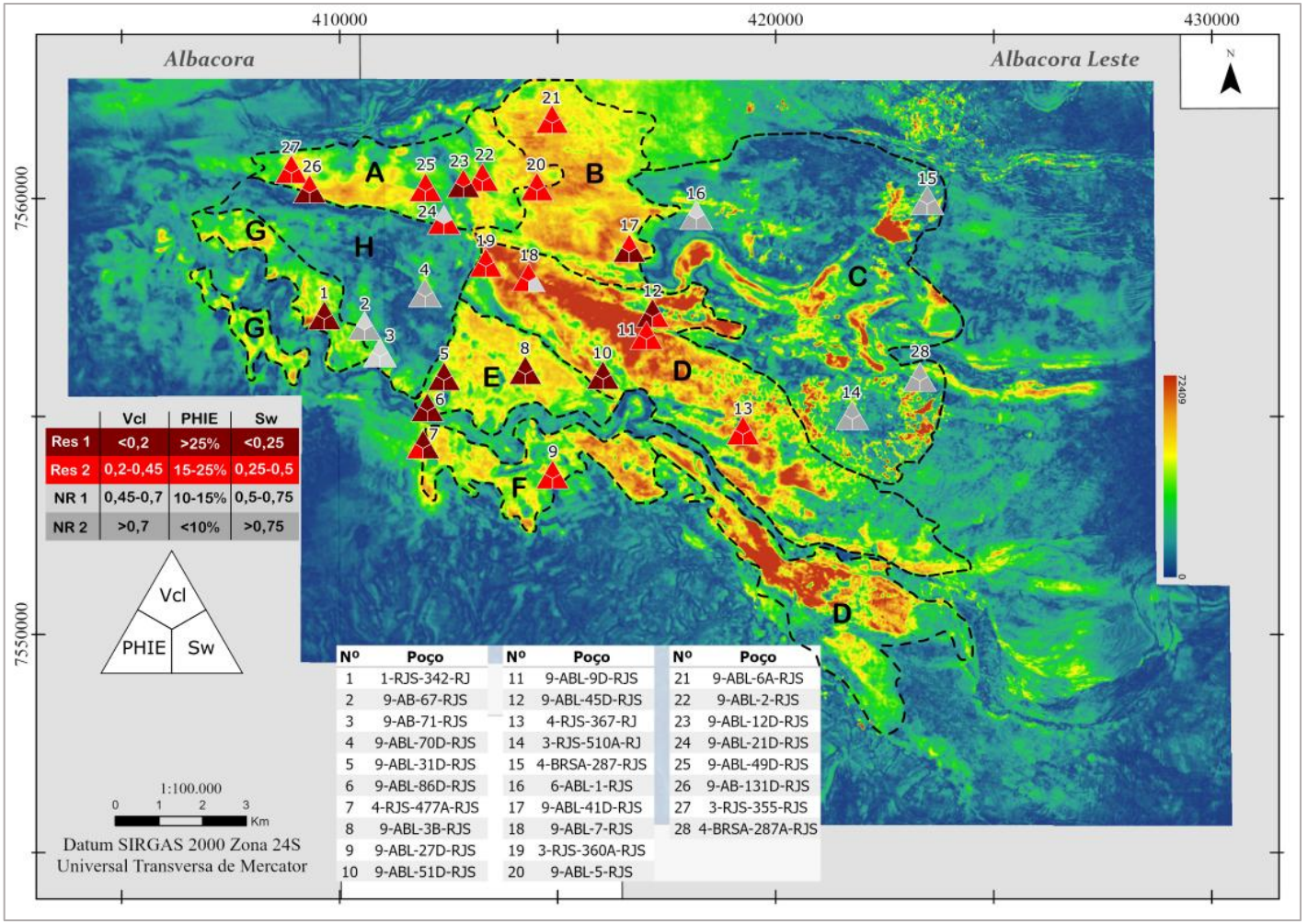



**Figura 5.11** Mapa de distribuição espacial da classificação integrada de reservatório no AB-140 inferior do Campo de Albacora Leste, sobreposto ao atributo sísmico de amplitude RMS extraído na janela associada à base do reservatório, em escala 1:100.000. Cada poço é representado por um triângulo cuja cor indica a classe de reservatório predominante, determinada a partir da combinação de volume de argila (Vcl), porosidade efetiva (PHIE) e saturação de água (Sw): **Reservatório 1** (vermelho escuro, melhor qualidade: Vcl < 0,20; PHIE > 25%; Sw < 0,25); **Reservatório 2** (vermelho claro, boa qualidade: Vcl entre 0,20 e 0,45; PHIE entre 15% e 25%; Sw entre 0,25 e 0,50); **Não Reservatório 1** (cinza claro: Vcl entre 0,45 e 0,70; PHIE entre 10% e 15%; Sw entre 0,50 e 0,75) e; **Não Reservatório 2** (cinza escuro, sem potencial reservatório: Vcl > 0,70; PHIE < 10%; Sw > 0,75). As regiões delimitadas por linhas tracejadas (A–H) correspondem a agrupamentos de poços com características petrofísicas e sísmicas similares, utilizados na análise regional do reservatório.

Com o objetivo de detalhar as variações laterais observadas nos mapas e as variações verticais identificadas nos perfis, foram construídas seções de correlação entre poços selecionados. A Figura 5.12 apresenta a localização e a orientação dessas seções sobre o mapa estrutural da base do reservatório AB-140 (Figura 5.12-A) e o mapa de isópacas (Figura 5.12-B). As seções A–A', B–B', C–C', D–D', E–E', F–F' e G–G' conectam poços espacialmente próximos e foram definidas de modo a atravessar diferentes setores do reservatório. Essas correlações permitiram avaliar mudanças na espessura, na distribuição das eletrofácies e nas propriedades petrofísicas, contribuindo para uma melhor compreensão das regiões previamente delimitadas nos mapas e das diferenças observadas entre elas.

As seções de correlação foram construídas utilizando como *datum* horizontal o topo do reservatório AB-140, definido nos poços pelo início do intervalo predominantemente com folhelhos. A adoção desse marco como referência permitiu reduzir o efeito das diferenças de profundidade estrutural entre os poços e comparar de forma mais direta as variações de espessura, a distribuição vertical das eletrofácies e as propriedades petrofísicas ao longo do reservatório. Dessa forma, as correlações são utilizadas para avaliar as variações laterais e verticais do AB-140 entre os diferentes setores. As correlações correspondentes a essas seções são apresentadas e discutidas a seguir.

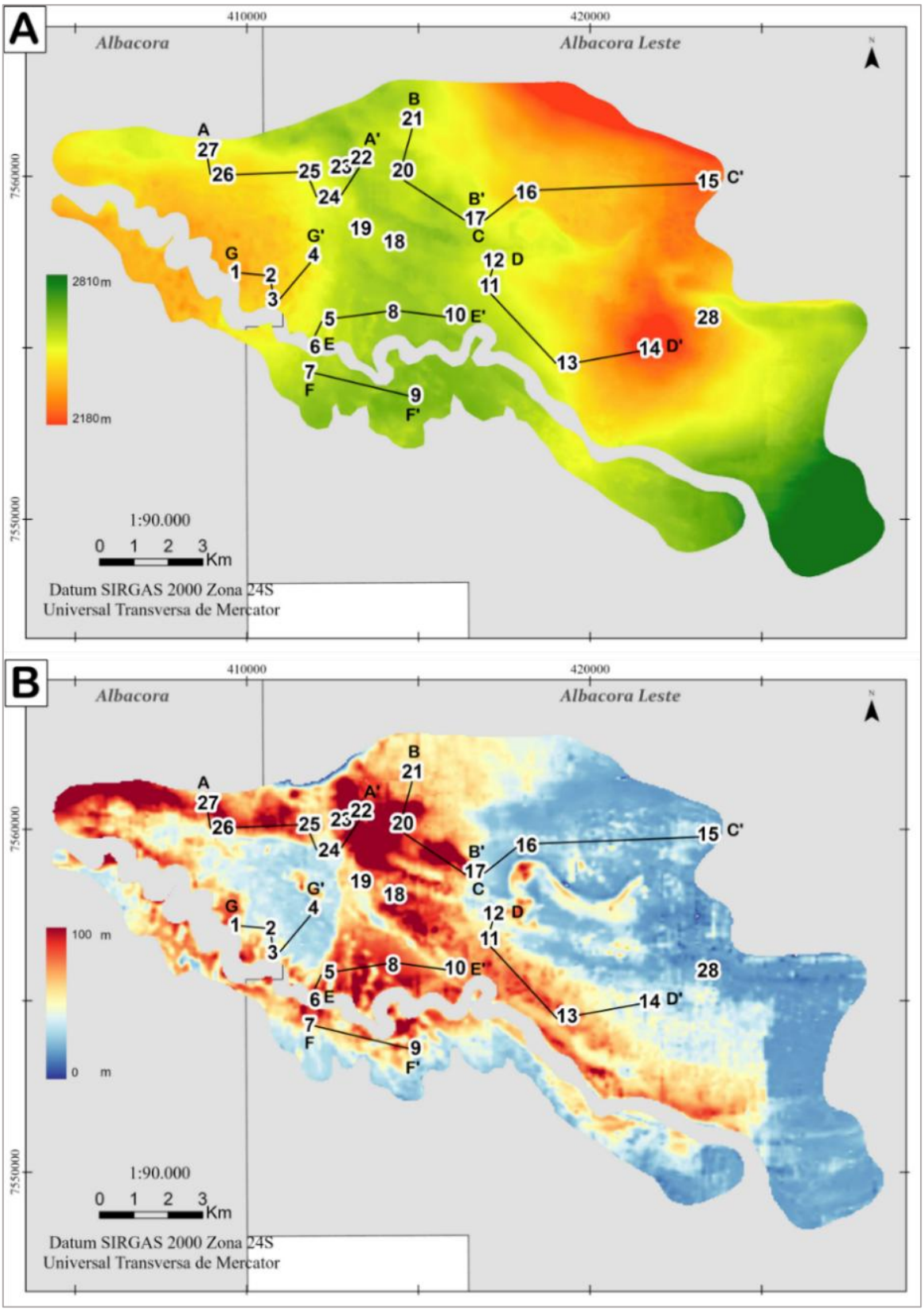



**Figura 5.12** Localização das seções de correlação entre poços no reservatório AB-140. **A)** Mapa estrutural da base do reservatório AB-140 em profundidade, com a localização dos poços e a orientação das seções A–A', B–B', C–C', D–D', E–E', F–F' e G–G'. **B)** Mapa de isópacas da espessura total do reservatório AB-140, considerando as porções superior e inferior, com as mesmas seções de correlação.

A Região A é composta pelos poços 3-RJS-355-RJS, 9-AB-131D-RJS, 9-ABL-49D-RJS, 9-ABL-21D-RJS, 9-ABL-12D-RJS e 9-ABL-2-RJS (Figura 5.13). A espessura do reservatório varia, em geral, entre 17 e 52 m, com exceção do poço 9-ABL-2-RJS, que apresenta cerca de 71 m. O maior espessamento nesse poço coincide espacialmente com uma calha alongada preferencialmente na direção NW–SE, reconhecida nos mapas da base e de isópacas do reservatório. Na seção de correlação, construída com *datum* horizontal no topo do AB-140, esse espessamento é evidenciado pelo aprofundamento relativo da base em direção ao poço 9-ABL-2-RJS, corroborando a variação lateral de espessura observada no mapa de isópacas. Essa configuração sugere que a topografia local e a maior disponibilidade de espaço de acomodação favoreceram a acumulação de uma sucessão sedimentar mais espessa nessa porção da Região A. As eletrofácies são predominantemente areníticas, embora apresentem um componente heterolítico expressivo, indicando alternância vertical entre intervalos arenosos e níveis mais argilosos. Apesar dessa heterogeneidade, os poços apresentam propriedades petrofísicas majoritariamente favoráveis, em geral compatíveis com a classe Reservatório 2.

O Canal Norte é interpretado por Casagrande (2023) como uma feição erosiva associada à fase final de deposição do reservatório AB-210, posteriormente preenchida por sedimentos predominantemente lamosos. Sobre essa topografia herdada, os depósitos do AB-140 ocuparam o espaço de acomodação remanescente associado ao canal. Os poços 3-RJS-355-RJS, 9-AB-131D-RJS e 9-ABL-49D-RJS, localizados às margens do Canal Norte, apresentam intervalos arenosos com boas propriedades petrofísicas, possivelmente favorecidos pela proximidade com a principal trajetória de dispersão dos fluxos turbidíticos. No AB-140 inferior, os valores de NTG variam entre aproximadamente 0,58 e 0,91 nos poços da Região A, indicando contribuição arenosa expressiva, embora com variações laterais na qualidade do reservatório. As isópacas indicam uma geometria ainda canalizada na Região A, mas com aparente abertura e dispersão do sistema em direção às áreas adjacentes. Essa configuração sugere que os fluxos ainda mantinham certo grau de direcionamento nessa porção, favorecendo uma contribuição arenosa mais expressiva e melhores propriedades petrofísicas. Dessa forma, a Região A é interpretada, de maneira preliminar, como uma possível zona de desembocadura do Canal Norte, representando a passagem de fluxos mais confinados para condições progressivamente menos confinadas. Essa interpretação é sustentada pela geometria observada nas isópacas e pela distribuição dos intervalos arenosos, embora a ausência de testemunhos e de feições sedimentares diagnósticas não permita caracterizá-la de forma conclusiva como uma zona de transição ou de interação canal-lobo.

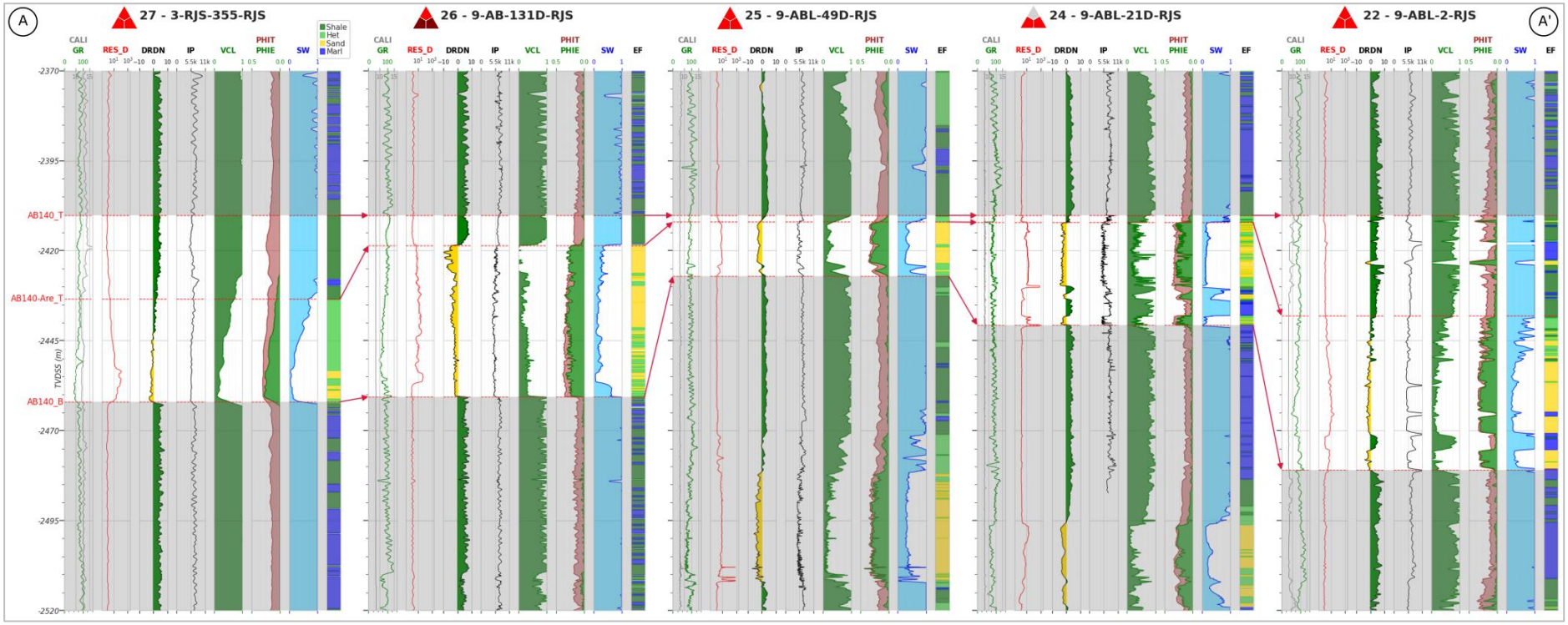



**Figura 5.13** Correlação no reservatório AB-140 dos perfis dos poços 3-RJS-355-RJS, 9-AB-131D-RJS, 9-ABL-49D-RJS, 9-ABL-21D-RJS e 9-ABL-2-RJS da Região A em escala 1:500, incluindo os perfis de raios gama (GR), resistividade profunda (RES_D), diferença densidade-neutrão (DRDN), impedância acústica (IP), volume de argila (VCL), porosidade efetiva (PHIE), saturação de água (Sw) e eletrofácies (EF). Os triângulos posicionados junto ao nome de cada poço representam a classificação das propriedades petrofísicas exclusivamente para a porção inferior do reservatório AB-140, de acordo com os critérios apresentados na Tabela 5.4. Os números associados aos nomes dos poços correspondem à numeração utilizada para identificá-los nos mapas.

A Região B, composta pelos poços 9-ABL-41D-RJS, 9-ABL-21D-RJS, 9-ABL-6A-RJS e 9-ABL-5-RJS, apresenta espessuras que variam entre aproximadamente 25 e 60 m, em concordância com o padrão observado no mapa de espessura. Na seção de correlação entre três poços representativos dessa região (Figura 5.14), observa-se o espessamento do reservatório em direção aos poços 9-ABL-5-RJS e 9-ABL-41D-RJS, evidenciado pelo aprofundamento relativo da base. Esse padrão é coerente com a posição da Região B no interior da calha principal e sugere maior disponibilidade de espaço de acomodação nessa porção do sistema. As eletrofácies são predominantemente heterolíticas, com contribuição arenosa significativa. A presença expressiva de heterolitos pode contribuir para os elevados valores de amplitude RMS observados na região, uma vez que a alternância entre fácies com diferentes propriedades elásticas tende a aumentar o contraste acústico dentro do intervalo. Apesar da maior heterogeneidade litológica, os poços apresentam, em geral, propriedades petrofísicas favoráveis, compatíveis com a classe Reservatório 2, com valores de NTG entre 0,58 e 0,79.

Em direção à Região B, observa-se a passagem para um domínio de menor grau de confinamento e maior espaço de acomodação, associado à entrada dos fluxos na calha principal do depocentro. O maior espraiamento lateral dos fluxos e a redução progressiva de sua competência podem ter favorecido a deposição de uma sucessão mais espessa e heterogênea, com maior participação de eletrofácies heterolíticas e intercalações finas. Esse padrão é compatível com uma transição entre o domínio ainda influenciado pela geometria canalizada da Região A e uma área mais ampla de deposição na Região B, na qual os sedimentos passaram a apresentar maior dispersão lateral.

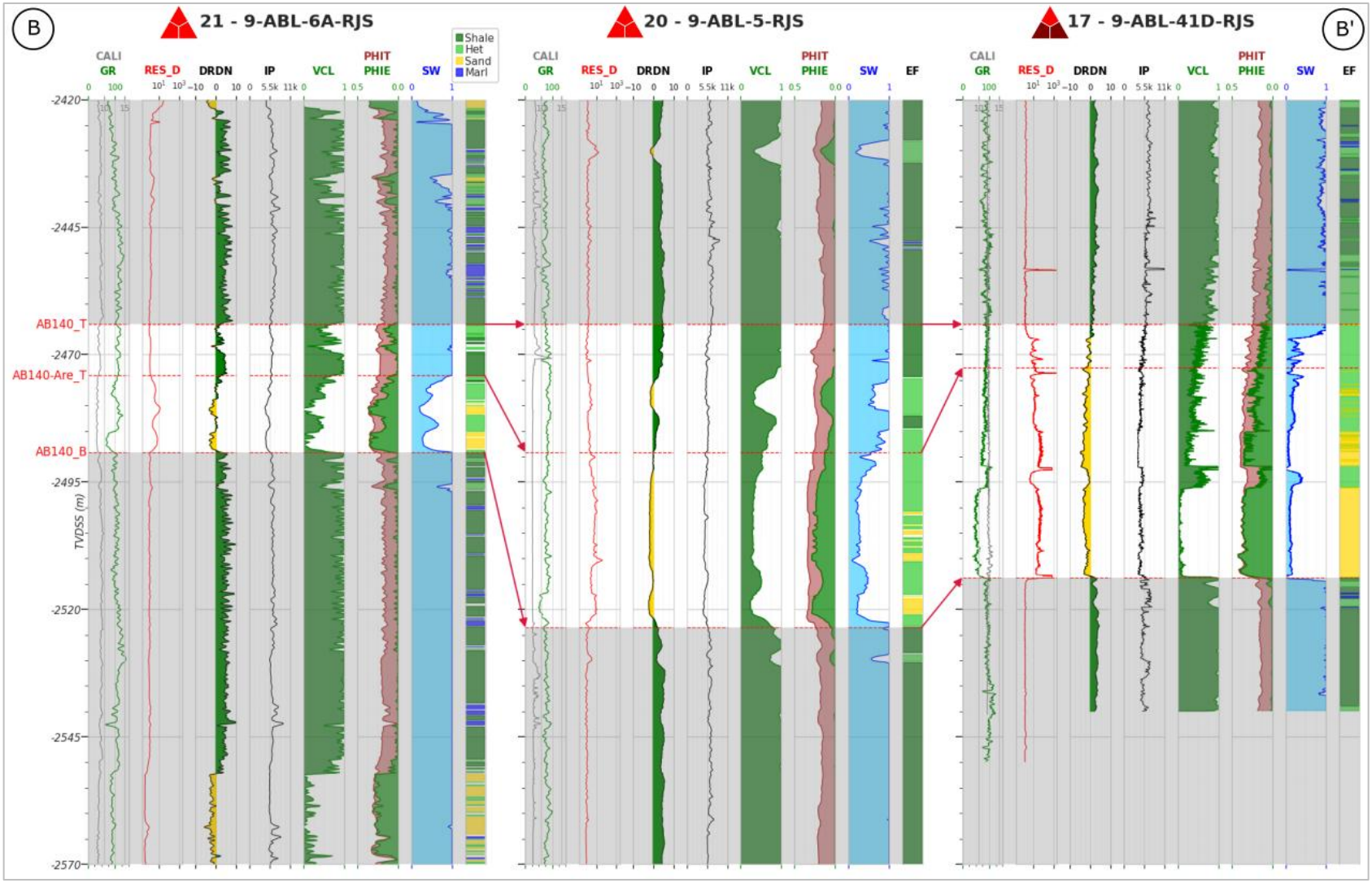



**Figura 5.14** Correlação no reservatório AB-140 dos perfis dos poços 9-ABL-6A-RJS, 9-ABL-5-RJS e 9-ABL-41D-RJS da Região B em escala 1:500, incluindo os perfis de raios gama (GR), resistividade profunda (RES_D), diferença densidade-neutrão (DRDN), impedância acústica (IP), volume de argila (VCL), porosidade efetiva (PHIE), saturação de água (Sw) e eletrofácies (EF). Os triângulos posicionados junto ao nome de cada poço representam a classificação das propriedades petrofísicas exclusivamente para a porção inferior do reservatório AB-140, de acordo com os critérios apresentados na Tabela 5.4. Os números associados aos nomes dos poços correspondem à numeração utilizada para identificá-los nos mapas.

A Região C é composta pelos poços 3-RJS-510A-RJ, 6-ABL-1-RJS, 4-BRSA-287-RJS e 4-BRSA-287A-RJS e apresenta espessuras entre aproximadamente 17 e 33 m (Figura 5.15). No mapa de isópacas, essa região está inserida em um domínio predominantemente pouco espesso, embora ocorram acumulações localizadas de maior espessura. Essa distribuição coincide com um setor relativamente mais elevado no mapa estrutural da base do reservatório. No mapa de isópacas, essa região está inserida em um domínio predominantemente pouco espesso, embora ocorram acumulações localizadas de maior espessura. Essa distribuição coincide com um setor relativamente mais elevado no mapa estrutural da base do reservatório em direção a NNE. Na seção de correlação, observa-se o afinamento do reservatório em direção à Região C, marcado pela elevação relativa da base entre os poços 9-ABL-41D-RJS (Região B), 6-ABL-1-RJS e 4-BRSA-287-RJS. Esse padrão é compatível com menor disponibilidade de espaço de acomodação nessa porção do sistema. As eletrofácies são predominantemente heterolíticas, com contribuição expressiva de folhelhos e ocorrência localizada de arenitos no poço 4-BRSA-287-RJS. Esse predomínio de fácies finas coincide, com baixos valores de amplitude RMS, enquanto anomalias de maior amplitude ocorrem de forma localizada, especialmente nas proximidades do Canal Norte. Petrofisicamente, a Região C corresponde ao domínio de pior qualidade do reservatório, sendo classificada predominantemente como Não Reservatório 2. Os poços 3-RJS-510A-RJ, 6-ABL-1-RJS e 4-BRSA-287A-RJS apresentam NTG nulo, enquanto o poço 4-BRSA-287-RJS alcança valor de 0,55, coerente com sua maior contribuição arenítica local.

A Região C pode ser interpretada como a porção distal do sistema turbidítico, onde a perda progressiva de energia e de competência dos fluxos, associada ao controle exercido pela mobilização salina descrita por Casagrande (2023), favoreceu a redução da fração arenosa e o predomínio de sedimentos finos, além de condicionar a geometria do reservatório na porção leste do campo. O afinamento do reservatório observado na correlação, sua posição relativamente elevada no mapa estrutural da base, os baixos valores de NTG e o predomínio de eletrofácies heterolíticas e folhelhos sustentam essa interpretação. A interação dos fluxos com essa paleotopografia também pode ter favorecido seu enriquecimento em sedimentos finos e o desenvolvimento de condições mais coesivas ou transicionais, contribuindo para a formação dos intervalos heterolíticos e para a redução da qualidade petrofísica. Embora a ausência de testemunhos não permita confirmar a ocorrência de depósitos híbridos ou reconhecer feições diagnósticas desses processos, essa possibilidade é coerente com o elevado conteúdo argiloso observado na região. O poço 3-RJS-510A-RJ, posicionado sobre um alto topográfico, reforça a influência desse controle morfoestrutural e pode refletir a atuação do alto associado ao gráben

invertido descrito por Casagrande (2023). As anomalias de maior amplitude RMS concentradas nas proximidades do Canal Norte podem refletir variações locais na resposta sísmica e, quando analisadas em conjunto com a geometria e os dados de poço, sugerem influência dessa feição sobre a distribuição sedimentar do AB-140.

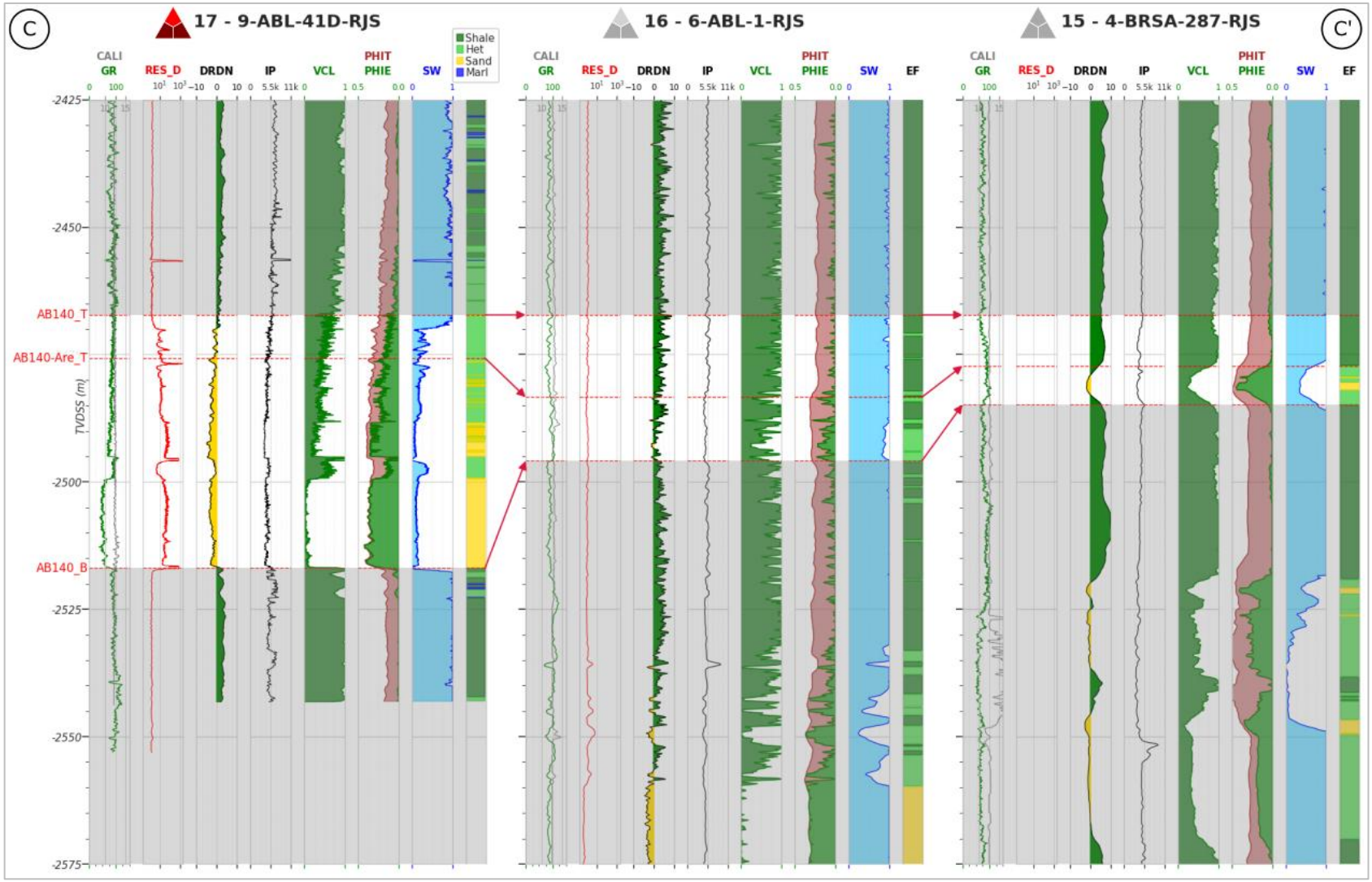



**Figura 5.15** Correlação no reservatório AB-140 dos perfis dos poços 9-ABL-41D-RJS, 6-ABL-1-RJS e 4-BRSA-287-RJS das regiões B e C em escala 1:500, incluindo os perfis de raios gama (GR), resistividade profunda (RES_D), diferença densidade-neutrão (DRDN), impedância acústica (IP), volume de argila (VCL), porosidade total (PHIT), porosidade efetiva (PHIE), saturação de água (Sw) e eletrofácies (EF). Os triângulos posicionados junto ao nome de cada poço representam a classificação das propriedades petrofísicas exclusivamente para a porção inferior do reservatório AB-140, de acordo com os critérios apresentados na Tabela 5.4. Os números associados aos nomes dos poços correspondem à numeração utilizada para identificá-los nos mapas.

A Região D é composta pelos poços 3-RJS-360A-RJS, 9-ABL-7-RJS, 9-ABL-45D-RJS, 9-ABL-9D-RJS, 9-ABL-51D-RJS e 4-RJS-367-RJ. A Figura 5.16 apresenta a correlação entre três poços representativos dessa região e o poço 3-RJS-510A-RJ, pertencente à Região C. As espessuras variam, em geral, entre 31 e 38 m, com exceção do poço 9-ABL-7-RJS, que apresenta 63 m. Esse maior espessamento coincide com a posição do poço no interior da calha reconhecida no mapa de isópacas e no mapa estrutural da base, enquanto os demais poços se distribuem em suas margens e em direção ao setor estruturalmente mais elevado a leste. Na seção de correlação, observa-se afinamento do reservatório em direção ao poço 3-RJS-510A-RJ, evidenciado pela elevação relativa da base. A Região D apresenta, em geral, bons indicadores petrofísicos e valores elevados de amplitude RMS em parte de sua extensão, especialmente no setor ainda inserido no domínio da calha. De modo geral, predominam eletrofácies heterolíticas, com ocorrências variáveis de arenitos. O poço 9-ABL-45D-RJS destaca-se pela maior contribuição arenítica e por sua proximidade com o Canal Norte. Os valores de NTG variam entre 0,29 e 0,88, evidenciando significativa heterogeneidade interna na qualidade do reservatório.

Essa região é interpretada como uma porção mais distal de um sistema turbidítico, com padrão deposicional parcialmente confinado. Diferentemente das regiões B e E, a Região D ocupa tanto o domínio da calha quanto uma faixa que se estende para sudeste, além de seus limites, acompanhando a orientação observada para os depósitos do AB-140. O afinamento do reservatório observado na correlação, associado à piora das propriedades petrofísicas em direção às porções marginais, é compatível com redução do espaço de acomodação e maior afastamento em relação ao principal eixo deposicional. A geometria observada sugere, portanto, controle topográfico sobre a distribuição dos depósitos nesse setor, embora a correlação, por si só, não permita estabelecer uma reorganização temporal das rotas de dispersão durante a deposição do AB-140.

Os valores elevados de amplitude RMS observados em parte da Região D podem refletir diferentes controles sobre a resposta sísmica. Nas áreas de menor espessura, essa resposta pode ser influenciada por efeitos de *tuning*, especialmente onde o intervalo é representado por apenas um pico e um vale, sem reflexões internas resolvidas. Dessa forma, as variações de RMS são interpretadas de maneira integrada às eletrofácies e às propriedades petrofísicas dos poços, sem atribuição litológica direta. A ausência de poços na porção mais distal ainda limita a definição da continuidade e da arquitetura deposicional desse setor. Além disso, a Região D é

posteriormente cortada pelo Canal Sul, de modo que parte de sua extensão distal pode ter sido retrabalhada ou truncada durante a evolução desse sistema.

No mapa estrutural da base, observa-se uma posição progressivamente mais elevada em direção ao poço 3-RJS-510A-RJ. Na seção de correlação com *datum* no topo do AB-140, essa direção é acompanhada pelo afinamento do reservatório, pela diminuição dos valores de NTG e pela piora das eletrofácies. A associação entre esses padrões é compatível com menor disponibilidade de espaço de acomodação nas proximidades do alto estrutural associado à tectônica salina. Entretanto, embora o uso do *datum* permita comparar de forma mais direta as variações de espessura entre os poços, ele não permite determinar se o soerguimento ocorreu durante a deposição do AB-140 ou se essa configuração topográfica já estava estabelecida anteriormente. Assim, o controle salino é interpretado a partir da associação espacial entre o alto estrutural, o afinamento do reservatório e a deterioração de suas características petrofísicas.

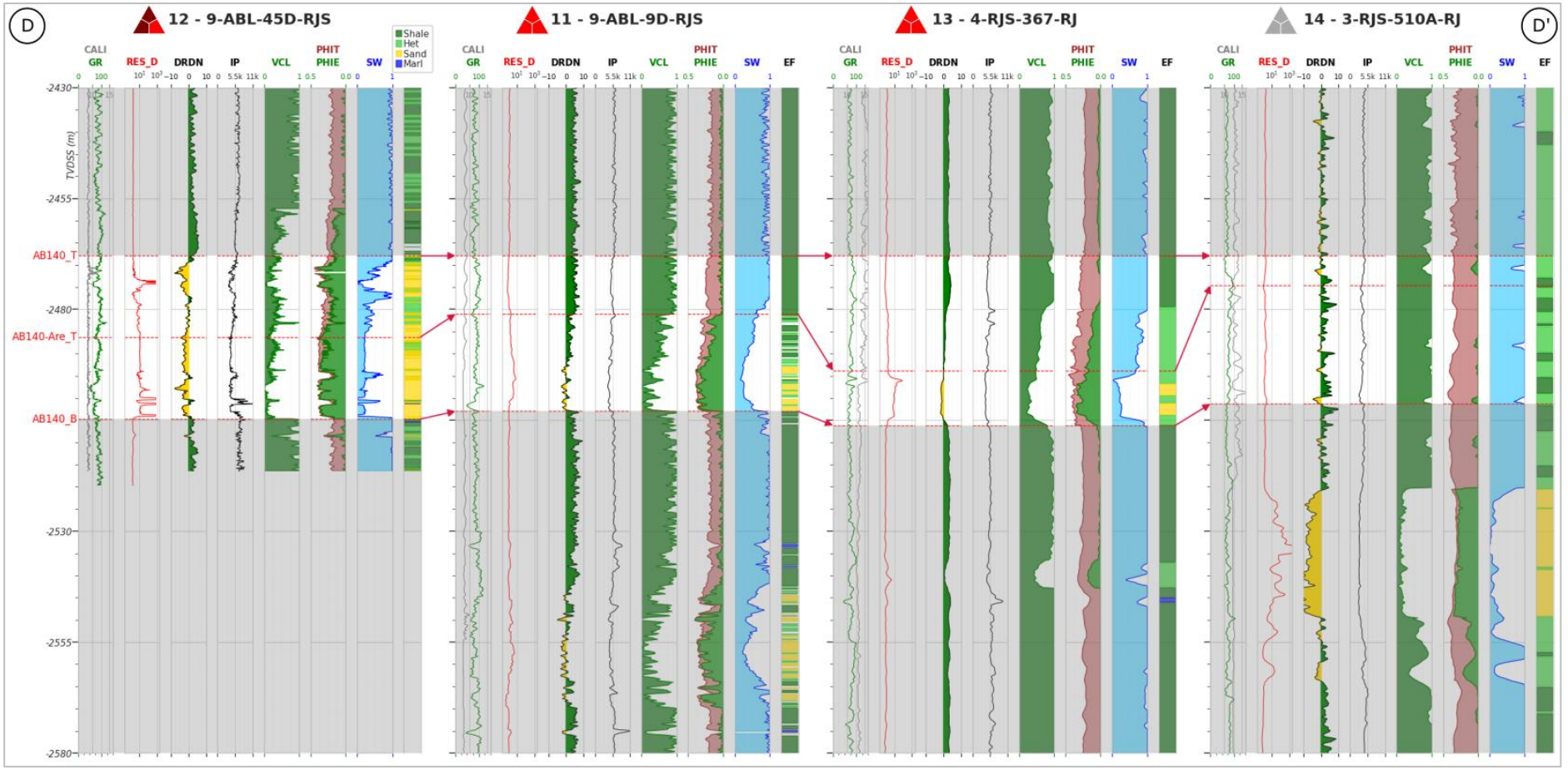



**Figura 5.16** Correlação no reservatório AB-140 dos perfis dos poços 9-ABL-45D-RJS, 9-ABL-9D-RJS, 4-RJS-367-RJ e 3-RJS-510A-RJ, das regiões D e C, em escala 1:500, incluindo os perfis de raios gama (GR), resistividade profunda (RES_D), diferença densidade-neutrão (DRDN), impedância acústica (IP), volume de argila (VCL), porosidade total (PHIT), porosidade efetiva (PHIE), saturação de água (Sw) e eletrofácies (EF). Os triângulos posicionados junto ao nome de cada poço representam a classificação das propriedades petrofísicas exclusivamente para a porção inferior do reservatório AB-140, de acordo com os critérios apresentados na Tabela 5.4. Os números associados aos nomes dos poços correspondem à numeração utilizada para identificá-los nos mapas.

A Região E é composta pelos poços 9-ABL-31D-RJS, 9-ABL-86D-RJS e 9-ABL-3B-RJS e apresenta espessuras entre 22 e 45 m (Figura 5.17). A seção de correlação inclui também o poço 9-ABL-51D-RJS, pertencente à Região D, com o objetivo de representar a passagem entre a porção interna da calha e sua margem. A Região E ocupa a porção sul da calha reconhecida no mapa estrutural da base, com os maiores valores de espessura associados à sua porção mais interna. Na seção de correlação, observa-se o desenvolvimento de intervalos arenosos espessos nos poços da Região E, especialmente 9-ABL-31D-RJS e 9-ABL-3B-RJS. As eletrofácies são predominantemente areníticas e formam intervalos relativamente contínuos. Petrofisicamente, a Região E apresenta algumas das melhores características do AB-140 inferior, sendo predominantemente classificada como Reservatório 1, com valores de NTG entre 0,94 e 0,98. Embora o poço 9-ABL-51D-RJS apresente excelentes propriedades petrofísicas, foi mantido na Região D por sua posição espacial e resposta RMS distinta da Região E. A geometria observada no mapa de isópacas, associada às elevadas espessuras e ao predomínio de intervalos areníticos, é compatível com a interpretação da Região E como um lobo turbidítico.

A Região F é composta pelos poços 4-RJS-477A-RJS e 9-ABL-27D-RJS e apresenta resposta de amplitude RMS semelhante à observada na Região E (Figura 5.18). Essa similaridade, associada à distribuição espacial e às características deposicionais, sugere que as regiões E e F correspondam a porções de um mesmo corpo lobado, originalmente contínuo e posteriormente segmentado pela incisão do Canal Sul. Nesse modelo, o Canal Sul corresponde a uma feição erosiva posterior à deposição desse corpo, que teria removido parte dos depósitos previamente acumulados e separado espacialmente os remanescentes atualmente reconhecidos nas regiões E e F. Na seção de correlação, observa-se forte afinamento do reservatório entre os poços 4-RJS-477A-RJS e 9-ABL-27D-RJS, marcado pela elevação relativa da base em direção ao segundo poço. Essa redução de espessura é acompanhada pelo aumento da contribuição heterolítica e pela redução relativa da qualidade petrofísica. O poço 4-RJS-477A-RJS registra aproximadamente 36 m de espessura, é predominantemente arenítico e apresenta NTG de 0,93, com propriedades petrofísicas favoráveis, enquadradas nas classes Reservatório 1 e 2. Em contraste, o poço 9-ABL-27D-RJS apresenta apenas cerca de 4 m de espessura, maior contribuição de heterolitos e NTG de 0,59, embora ainda mantenha propriedades petrofísicas favoráveis. Esse padrão é compatível com a posição do 9-ABL-27D-RJS próxima à margem da calha e pode representar o afinamento lateral do corpo deposicional, acompanhado pela redução da contribuição arenosa. Assim, o 4-RJS-477A-RJS representaria uma posição mais interna e arenosa, enquanto o 9-ABL-27D-RJS registraria uma porção marginal e mais delgada do corpo.

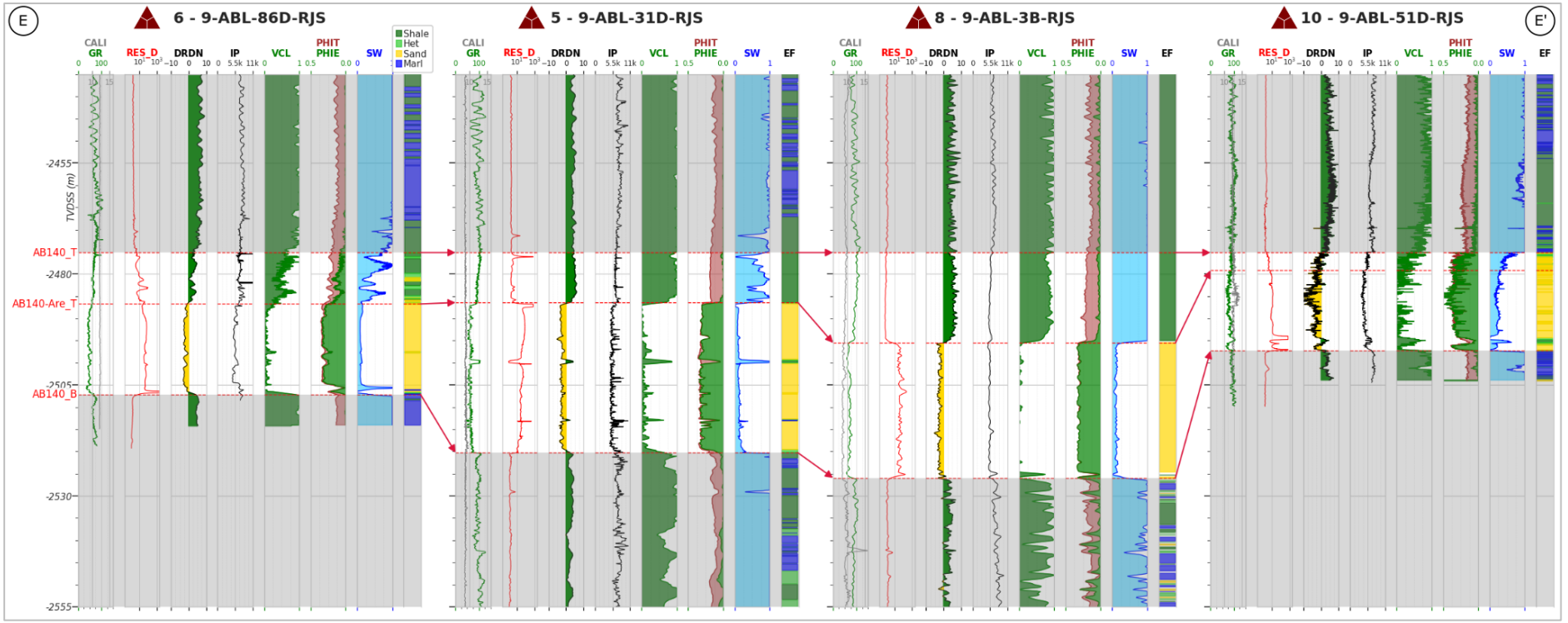



**Figura 5.17** Correlação entre os poços da Região E e sua distribuição espacial no reservatório AB-140. **A)** Correlação dos perfis dos poços 9-ABL-51D-RJS, 9-ABL-3B-RJS, 9-ABL-31D-RJS e 9-ABL-86D-RJS, em escala 1:500, incluindo os perfis de raios gama (GR), resistividade profunda (RES_D), diferença densidade-neutrão (DRDN), impedância acústica (IP), volume de argila (VCL), porosidade total (PHIT), porosidade efetiva (PHIE), saturação de água (Sw) e eletrofácies (EF). Os triângulos posicionados junto ao nome de cada poço representam a classificação das propriedades petrofísicas exclusivamente para a porção inferior do reservatório AB-140, de acordo com os critérios apresentados na Tabela 5.4. Os números associados aos nomes dos poços correspondem à numeração utilizada para identificá-los nos mapas.

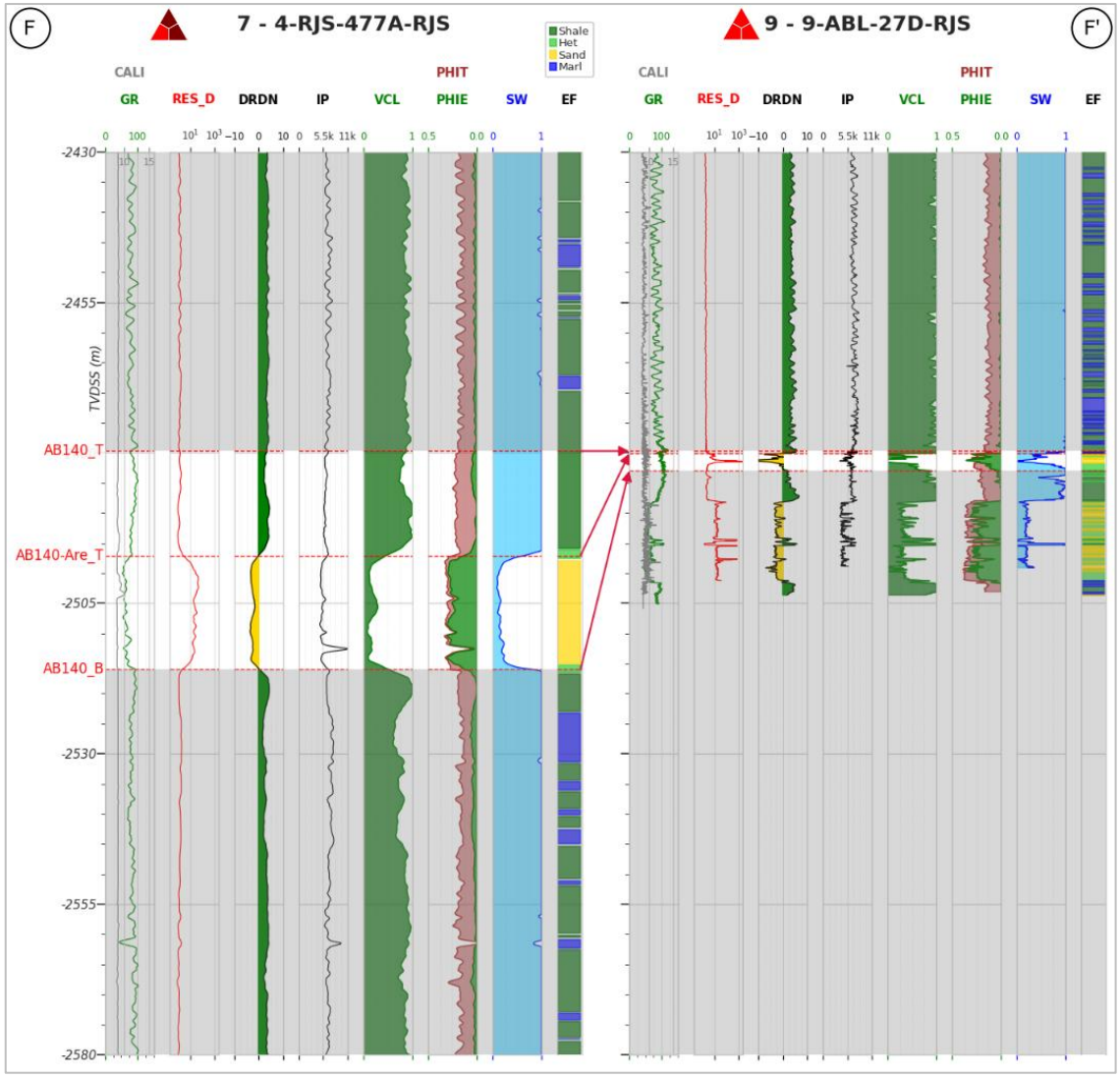



**Figura 5.18** Correlação no reservatório AB-140 dos perfis dos poços 4-RJS-477A-RJS e 9-ABL-27D-RJS da Região F, em escala 1:500, incluindo os perfis de raios gama (GR), resistividade profunda (RES_D), diferença densidade-neutrão (DRDN), impedância acústica (IP), volume de argila (VCL), porosidade total (PHIT), porosidade efetiva (PHIE), saturação de água (Sw) e eletrofácies (EF). Os triângulos posicionados junto ao nome de cada poço representam a classificação das propriedades petrofísicas exclusivamente para a porção inferior do reservatório AB-140, de acordo com os critérios apresentados na Tabela 5.4. Os números associados aos nomes dos poços correspondem à numeração utilizada para identificá-los nos mapas.

A Região G é representada pelo poço 1-RJS-342-RJ, no qual o AB-140 apresenta aproximadamente 48 m de espessura. As eletrofácies são predominantemente areníticas e as propriedades petrofísicas são excelentes, compatíveis com a classe Reservatório 1. O valor de NTG é de 0,95, indicando o predomínio quase contínuo de intervalos com características de reservatório. A Região H é composta pelos poços 9-AB-67-RJS, 9-AB-71-RJS e 9-ABL-70D-RJS e apresenta espessuras entre aproximadamente 16 e 29 m. As propriedades petrofísicas são desfavoráveis, enquadradas principalmente nas classes Não Reservatório 1 e Não Reservatório 2, e a amplitude RMS é predominantemente baixa, com anomalias localizadas nas proximidades dos poços. Na seção de correlação (Figura 5.19), observa-se o afinamento do reservatório da Região G em direção à Região H, acompanhado pela redução da contribuição arenosa e pelo aumento relativo de eletrofácies heterolíticas e folhelhos. Os poços 9-AB-67-RJS e 9-AB-71-RJS estão localizados próximos ao Canal Sul, enquanto, no mapa estrutural da base, a Região H ocupa um setor relativamente mais elevado do reservatório. O poço 9-ABL-70D-RJS, situado na borda da calha principal, apresenta menor espessura e ausência do intervalo AB-140 inferior, padrão compatível com menor disponibilidade de espaço de acomodação nessa posição marginal.

O contraste entre as regiões G e H evidencia uma mudança lateral de um domínio predominantemente arenoso, espesso e com elevado NTG para sucessões mais delgadas, finas e de pior qualidade petrofísica. Uma possível interpretação para essa variação é a ocorrência de depósitos de *overbank,* como *levees,* associados ao Canal Sul. Os *levees* correspondem a depósitos marginais formados pelo extravasamento das correntes de turbidez para fora do canal, com aumento relativo da fração fina em direção às posições mais afastadas do eixo canalizado (Kane & Hodgson, 2011; Janocko et al., 2013). Nesse contexto, a redução da contribuição arenosa entre o poço 1-RJS-342-RJ e os poços da Região H pode representar uma transição lateral para posições progressivamente mais marginais em relação ao sistema canalizado.

Outra possibilidade é que os depósitos da Região H representem turbiditos finos associados a diferentes subambientes do próprio cinturão de canais, incluindo *levees* internos ou terraços deposicionais. Nesse sentido, a Região H pode ser provisoriamente interpretada como um domínio de turbiditos finos do cinturão de canais não diferenciados, cuja associação deposicional exata não pode ser definida com segurança a partir dos dados disponíveis. A posição relativamente elevada da região no mapa estrutural da base pode ainda ter atuado como controle paleotopográfico adicional, limitando a acumulação sedimentar e contribuindo para o afinamento observado na correlação.

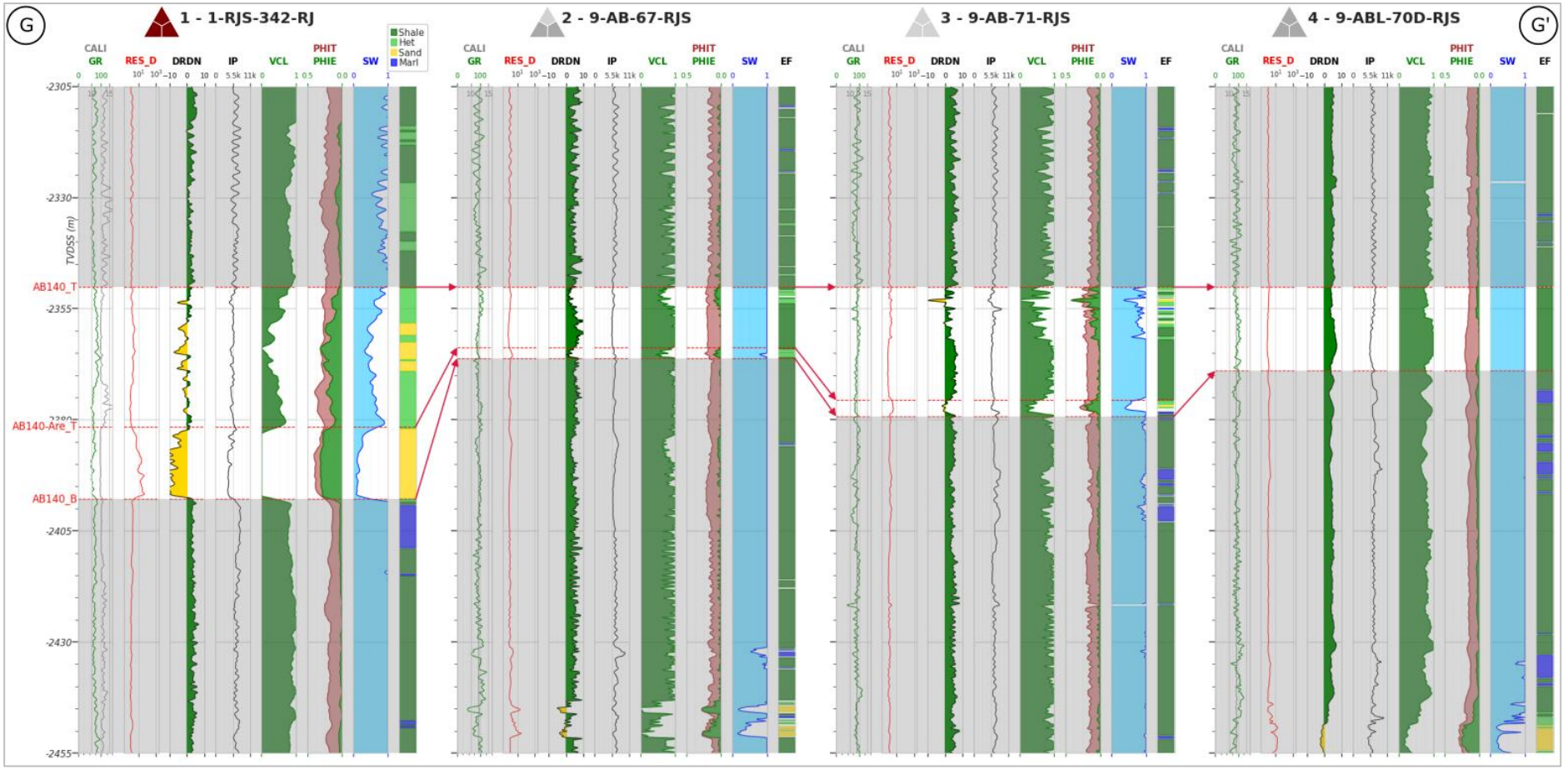



**Figura 5.19** Correlação no reservatório AB-140dos perfis dos poços 1-RJS-342-RJ, 9-AB-67-RJS, 9-AB-71-RJS e 9-ABL-70D-RJS das regiões G e H, em escala 1:500, incluindo os perfis de raios gama (GR), resistividade profunda (RES_D), diferença densidade-neutrão (DRDN), impedância acústica (IP), volume de argila (VCL), porosidade total (PHIT), porosidade efetiva (PHIE), saturação de água (Sw) e eletrofácies (EF). Os triângulos posicionados junto ao nome de cada poço representam a classificação das propriedades petrofísicas exclusivamente para a porção inferior do reservatório AB-140, de acordo com os critérios apresentados na Tabela 5.4. Os números associados aos nomes dos poços correspondem à numeração utilizada para identificá-los nos mapas.

### 5.3 Relação entre impedância acústica e qualidade petrofísica

Os valores de IP foram agrupados em dez classes (*bins*) de largura constante, definidas entre os percentis 1 e 99 da distribuição, minimizando a influência de valores extremos. Para cada bin foi calculada a probabilidade de ocorrência de cada classe petrofísica, expressa como a proporção de amostras pertencentes à respectiva categoria em relação ao total de amostras do intervalo. Os resultados são apresentados na forma de histogramas empilhados, nos quais a altura das barras representa o número de amostras em cada faixa de IP, enquanto as cores indicam a contribuição relativa de cada classe petrofísica, permitindo identificar intervalos de impedância acústica associados a diferentes probabilidades de ocorrência de reservatórios.

O histograma referente ao intervalo total do AB-140 (Figura 5.20) apresenta distribuição de IP concentrada entre aproximadamente 3.600 e 5.500 g/cm³·m/s, com maior frequência de amostras na faixa entre 4.500 e 5.000 g/cm³·m/s. Nos menores valores de impedância acústica (3.625–4.092 g/cm³·m/s), observa-se predominância de amostras classificadas como Reservatório 1, cuja probabilidade atinge 61,3%, enquanto Reservatório 2 representa 32,3% e as classes de Não Reservatório somam apenas 6,4%. Esses resultados indicam uma forte associação entre baixos valores de IP e melhores propriedades petrofísicas. À medida que a impedância acústica aumenta, verifica-se redução progressiva da participação das classes de reservatório e aumento das classes de não reservatório, cuja probabilidade ultrapassa 58% a partir de aproximadamente 5.500 g/cm³·m/s, atingindo cerca de 89% nos maiores valores de IP. Embora exista sobreposição entre as classes, a faixa em torno de 5.500 g/cm³·m/s representa uma transição importante entre intervalos predominantemente reservatórios e não reservatórios.

O AB-140 inferior (Figura 5.21) apresenta comportamento semelhante ao observado para o intervalo total, porém com maior capacidade de discriminação entre as classes petrofísicas. Nas menores faixas de impedância acústica (3.624–5.548 g/cm³·m/s), observa-se predominância das classes Reservatório 1 e Reservatório 2, enquanto as classes de Não Reservatório tornam-se progressivamente mais frequentes com o aumento da impedância acústica A partir da faixa entre 5.548 e 6.029 g/cm³·m/s, verifica-se um aumento gradual da ocorrência de intervalos não reservatórios, que passam a prevalecer acima de aproximadamente 6.510 g/cm³·m/s. Em comparação ao intervalo total, o AB-140 inferior apresenta maior representatividade da classe Reservatório 1 entre 4.500 e 5.500 g/cm³·m/s, evidenciando uma relação mais consistente entre baixos valores de impedância acústica e melhores propriedades petrofísicas. Esse comportamento está diretamente associado à maior predominância de eletrofácies areníticas e ao menor conteúdo de argila nessa porção do reservatório.

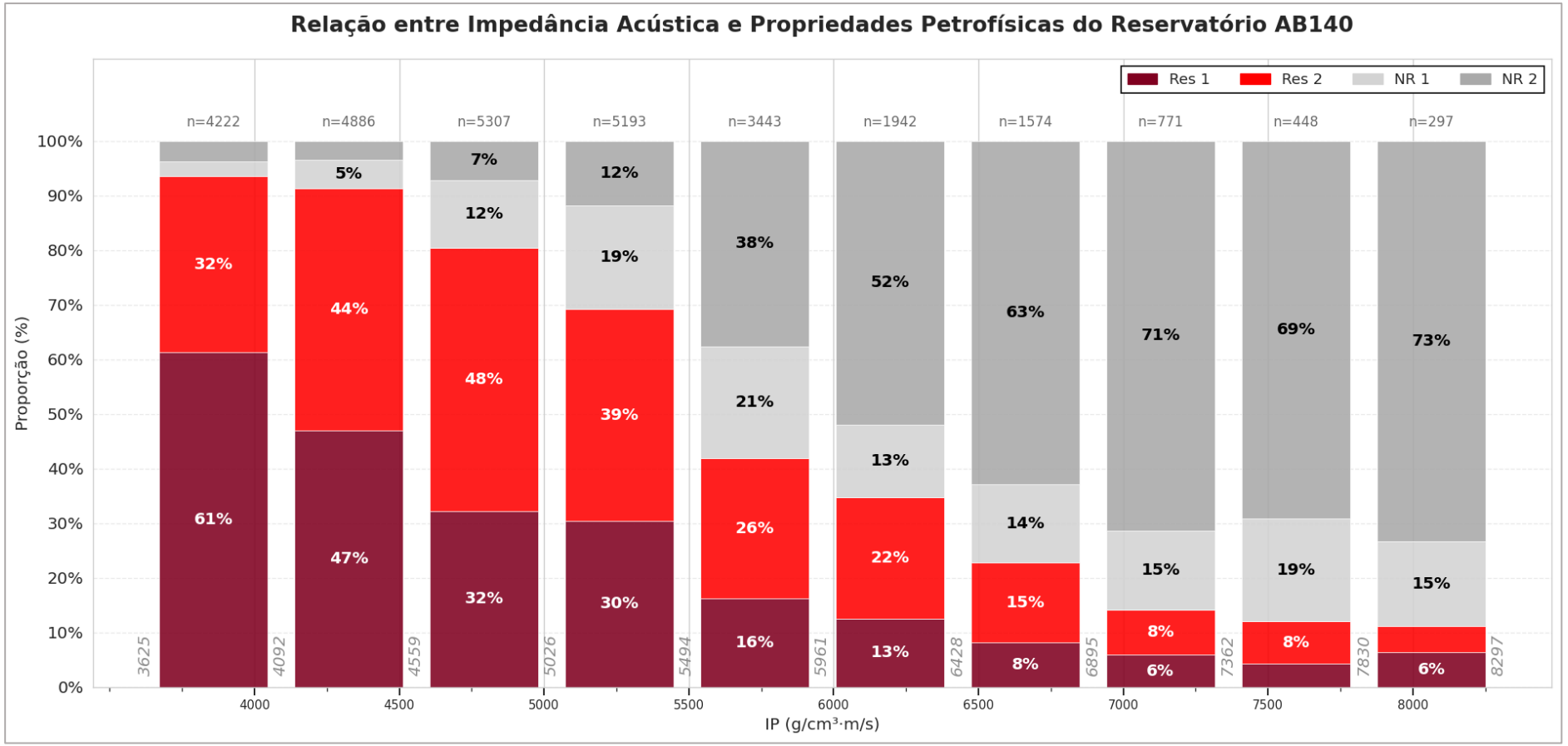



**Figura 5.20** Relação entre impedância acústica (IP) e classes de qualidade petrofísica do reservatório AB-140. As barras empilhadas representam a proporção de amostras em cada faixa de IP, classificadas como Reservatório 1 (Res 1), Reservatório 2 (Res 2), Não Reservatório 1 (NR1) e Não Reservatório 2 (NR2). A classificação foi definida a partir dos critérios de volume de argila (VCL), porosidade efetiva (PHIE) e saturação de água (Sw): **Res 1** corresponde a VCL < 0,20, PHIE > 25% e Sw < 0,25; **Res 2** corresponde a VCL entre 0,20 e 0,45, PHIE entre 15% e 25% e Sw entre 0,25 e 0,50; **NR1** corresponde a VCL entre 0,45 e 0,70, PHIE entre 10% e 15% e Sw entre 0,50 e 0,75; e **NR2** corresponde a VCL > 0,70, PHIE < 10% e Sw > 0,75. Os valores acima das barras indicam o número de amostras em cada classe de impedância. Observa-se aumento progressivo da proporção de classes não reservatório com o incremento da impedância acústica.

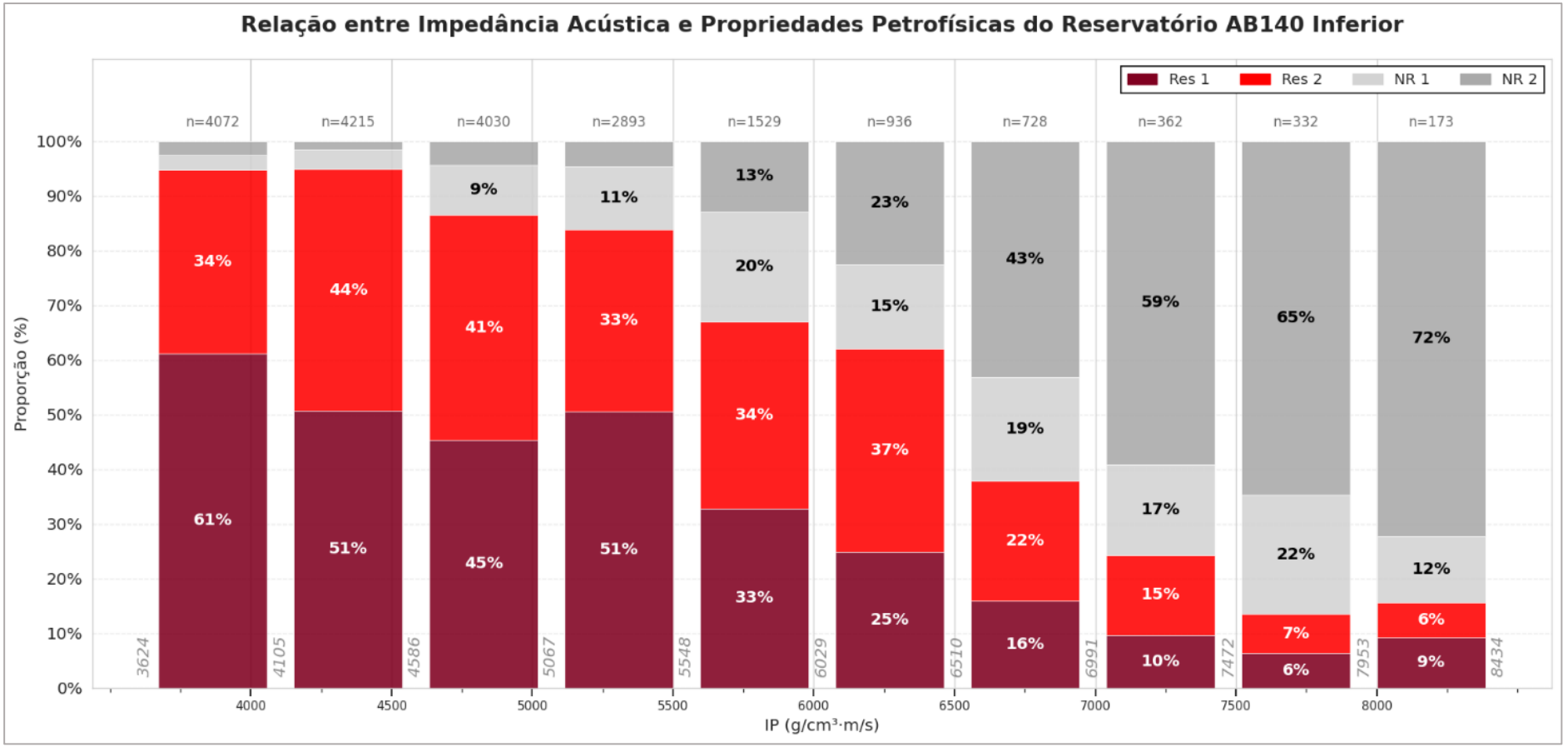



**Figura 5.21** Relação entre impedância acústica (IP) e classes de qualidade petrofísica da porção inferior do reservatório AB-140. As barras empilhadas representam a proporção de amostras em cada faixa de IP, classificadas como Reservatório 1 (Res 1), Reservatório 2 (Res 2), Não Reservatório 1 (NR1) e Não Reservatório 2 (NR2). A classificação foi definida a partir dos critérios de volume de argila (VCL), porosidade efetiva (PHIE) e saturação de água (Sw): **Res 1** corresponde a VCL < 0,20, PHIE > 25% e Sw < 0,25; **Res 2** corresponde a VCL entre 0,20 e 0,45, PHIE entre 15% e 25% e Sw entre 0,25 e 0,50; **NR1** corresponde a VCL entre 0,45 e 0,70, PHIE entre 10% e 15% e Sw entre 0,50 e 0,75; e **NR2** corresponde a VCL > 0,70, PHIE < 10% e Sw > 0,75. Os valores acima das barras indicam o número de amostras em cada classe de impedância. Observa-se aumento progressivo da proporção de classes não reservatório com o incremento da impedância acústica.

# 6. Discussão

## 6.1 Heterogeneidade petrofísica e faciológica do reservatório AB-140: variações verticais, laterais e controle deposicional

A análise integrada dos perfis geofísicos, das eletrofácies e das propriedades petrofísicas revelou uma organização interna marcada por assimetria vertical entre as porções superior e inferior do reservatório AB-140. A porção inferior concentra, de modo geral, os intervalos de melhor qualidade petrofísica, com predomínio de eletrofácies areníticas, valores de PHIE superiores a 0,20 e NTG frequentemente acima de 0,60, enquanto a porção superior apresenta maior participação de heterolitos e folhelhos, acompanhada por aumento do VCL, redução da porosidade efetiva e maiores saturações de água. Esse padrão é compatível com a evolução estratigráfica proposta por Lemos et al. (2006), que descrevem quatro fases deposicionais para o AB-140: a porção inferior corresponderia às fases de maior suprimento arenoso (Fases 1 e 2), enquanto a porção superior registraria a redução gradual do aporte sedimentar grosseiro e a deposição de fácies heterolíticas e argilosas (Fase 3). A Fase 4, caracterizada pelo desenvolvimento de canais meandrantes erosivos em regime de *bypass*, é retomada adiante, ao tratar da segmentação do reservatório pelo Canal Sul.

As variações laterais observadas no AB-140 inferior indicam uma transição progressiva entre um domínio mais canalizado, ao norte, e setores de maior dispersão dos fluxos turbidíticos. Na Região A, a calha de orientação NW–SE, a contribuição arenosa expressiva e os valores de NTG entre aproximadamente 0,58 e 0,91 indicam deposição próxima a uma importante trajetória de transporte dos fluxos, configuração comparável, em termos geométricos, à calha proximal descrita por Machado et al. (2004) no sistema turbidítico moderno da Formação Carapebus – caracterizada por deposição canalizada em depressões alongadas cuja morfologia é fortemente influenciada pela tectônica salina. A comparação é utilizada aqui como análogo geométrico, uma vez que não há elementos suficientes para estabelecer equivalência direta entre os subambientes dos dois sistemas. A elevada contribuição arenosa da Região A também é compatível com a Fase 2 de Lemos et al. (2006), associada a maior suprimento sedimentar e migração de canais.

Em direção às regiões B e D, a heterogeneidade faciológica aumenta e o NTG passa a variar de forma mais acentuada na Região D, entre aproximadamente 0,29 e 0,88. A Região B mantém contribuição arenosa significativa, porém com maior participação de heterolitos, enquanto a Região D apresenta forte variação lateral entre intervalos arenosos e heterolíticos.

Esse padrão é coerente com o maior espraiamento lateral e a redução progressiva da competência dos fluxos ao entrarem em setores mais amplos do depocentro, favorecendo sucessões mais espessas e heterogêneas. Tanto B quanto D reúnem características compatíveis ora com a Fase 2, ora com a Fase 3 de Lemos et al. (2006), o que não implica que representem fases temporalmente distintas, mas sim que a heterogeneidade observada é coerente com a coexistência de elementos arenosos e heterolíticos reconhecida para o AB-140 pelos autores. Em sistemas canalizados, variações laterais dessa natureza são comuns: Mayall et al. (2006) destacam a passagem de arenitos amalgamados no eixo de canais para sucessões finamente intercaladas de areia e lama em posições marginais.

Esse arranjo lateral da calha mais confinada da Região A à maior dispersão em B e D encontra explicação complementar no contexto tectono-estratigráfico regional descrito por Casagrande (2023). A autora demonstra que a evolução do Depocentro Albacora foi condicionada por estruturas relacionadas à tectônica salina, que permaneceu ativa durante o Intervalo Albacora: setores próximos ao sistema de falhas associado à muralha de sal, ao norte, registraram maior subsidência e roteamento preferencial dos fluxos gravitacionais, enquanto estruturas com núcleo de sal reativadas ou invertidas geraram altos estruturais capazes de reduzir a acomodação disponível e modificar o roteamento sedimentar em outros setores. Essa mesma configuração tectônica ajuda a explicar o contraste mais evidente do reservatório: a Região C, onde o predomínio de heterolitos e folhelhos, os baixos valores de NTG e o afinamento do AB-140 acompanham uma posição estruturalmente mais elevada, e a transição da Região D nessa mesma direção, na qual o afinamento do reservatório é acompanhado pela diminuição do NTG e pela piora das eletrofácies. A associação espacial observada neste estudo entre posição elevada, redução de espessura, baixos valores de NTG e piora das propriedades petrofísicas sustenta, portanto, a interpretação de um controle topográfico herdado da tectônica salina sobre a distribuição do reservatório nos setores C e D, ainda que os dados disponíveis não permitam determinar quando esse relevo foi estabelecido. O caráter predominantemente fino da Região C também apresenta maior afinidade com a Fase 3 de Lemos et al. (2006).

Na porção sul do campo, as regiões E e F apresentam um padrão distinto, marcado por maiores proporções de arenito e, especialmente na Região E, valores de NTG entre 0,94 e 0,98. A elevada contribuição arenosa, as espessuras expressivas e a geometria reconhecida nos mapas são compatíveis com deposição em corpos lobados sob condições de elevado aporte sedimentar, semelhantes às descritas para a Fase 2 de Lemos et al. (2006). Machado et al. (2004), no mesmo análogo moderno da Formação Carapebus, descrevem a formação de corpos lobados pela

deposição sucessiva de sedimentos na saída de setores mais confinados do sistema, oferecendo uma comparação conceitual para a geometria observada nessas regiões. A similaridade da resposta sísmica, a distribuição espacial e as características petrofísicas sugerem ainda que E e F possam representar porções de um mesmo corpo originalmente mais contínuo, posteriormente segmentado pelo Canal Sul. Essa feição corresponde à Fase 4 de Lemos et al. (2006), caracterizada por canais meandrantes erosivos em regime de *bypass* que cortam parcial ou totalmente os principais corpos arenosos do AB-140 e produzem barreiras capazes de compartimentar o reservatório. A geometria observada neste estudo, na qual o Canal Sul corta setores das regiões D, E e F e separa corpos com características semelhantes, é compatível com um evento erosivo posterior à principal deposição arenosa. Dessa forma, parte da heterogeneidade atual do AB-140 resulta não apenas das variações deposicionais primárias, mas também da reorganização posterior do reservatório por processos erosivos.

Nas regiões G e H, a variação lateral entre o intervalo predominantemente arenoso e de elevado NTG da Região G e as sucessões mais delgadas, heterolíticas e de pior qualidade da Região H sugere mudança de subambiente deposicional nas proximidades do Canal Sul. Uma possibilidade é que parte dos depósitos da Região H esteja associada ao extravasamento dos fluxos canalizados e à formação de *levees*. Janocko et al. (2013) mostram que cinturões de canais confinados podem desenvolver tanto *levees* externos quanto internos, e que sua arquitetura pode apresentar forte variação lateral, não sendo necessário assumir uma organização proximal-distal simples. Outra possibilidade, portanto, é que os depósitos finos da Região H representem subambientes internos do próprio cinturão de canais, como *levees* internos ou terraços deposicionais. A alternância entre níveis arenosos e argilosos também é coerente com depósitos de *levee* descritos por Meazell et al. (2020), nos quais fluxos que ultrapassam a margem do canal produzem sucessões heterolíticas e variações expressivas de NTG. Na ausência de testemunhos e perfis de imagem no conjunto de dados utilizado neste estudo, essas interpretações permanecem como possibilidades deposicionais e não permitem individualizar de forma inequívoca os diferentes subambientes.

Por fim, a própria resposta sísmica reforça a necessidade dessa abordagem integrada. Lemos et al. (2006) mostram que, em Albacora Leste, folhelhos de baixa impedância e sucessões finamente interlaminadas de areia e folhelho podem produzir respostas sísmicas semelhantes às dos melhores reservatórios, além de ressaltarem os efeitos da resolução vertical e da interferência do pulso sísmico. Dessa forma, os valores de amplitude RMS observados nas diferentes regiões do AB-140 não são utilizados isoladamente para atribuição de litologia ou

ambiente deposicional, mas em conjunto com espessura, eletrofácies e propriedades petrofísicas dos poços. Essa limitação é especialmente relevante na Região D, onde intervalos de menor espessura podem apresentar respostas influenciadas por *tuning*, sem resolução das heterogeneidades internas.

### 6.2 Qualidade petrofísica do reservatório AB-140 e implicações para a caracterização

A classificação integrada das propriedades petrofísicas, VCL, PHIE e Sw, permite avaliar a qualidade do reservatório AB-140 sob uma perspectiva voltada ao potencial produtor de cada setor do campo. De modo geral, a porção inferior do AB-140 concentra os melhores intervalos reservatório, sendo classificada predominantemente como Reservatório 1 e Reservatório 2 nas regiões E, F e G, e como Reservatório 2 nas regiões A, B e D. Essa distribuição indica que o campo apresenta variação expressiva na qualidade petrofísica entre os setores, com implicações diretas sobre a eficiência da recuperação dos hidrocarbonetos.

Os parâmetros mais favoráveis foram observados principalmente nas regiões E e G. A Região E apresenta elevados valores de PHIE, baixas saturações de água e NTG entre 0,94 e 0,98, enquanto a Região G, representada pelo poço 1-RJS-342-RJ, apresenta PHIE de 0,29, Sw de 0,20 e NTG de 0,95. Em ambos os casos, a elevada qualidade petrofísica coincide com o predomínio da eletrofácies arenítica. Essa relação é coerente com o *crossplot* de permeabilidade versus porosidade efetiva, no qual os arenitos apresentam PHIE média de aproximadamente 0,27 e permeabilidade estimada média de cerca de 1.600 mD, podendo alcançar valores próximos a 11.500 mD. Embora esses valores não representem diretamente as regiões E e G, eles reforçam o melhor comportamento petrofísico associado à eletrofácies arenítica.

Em contraste, as regiões C e H apresentam predomínio de classes Não Reservatório 1 e Não Reservatório 2 e maior contribuição de heterolitos e folhelhos. Na Região C, três dos quatro poços avaliados apresentam NTG nulo, enquanto a Região H registra o afinamento do reservatório e aumento da participação de eletrofácies finas em relação à Região G. Esses resultados indicam menor proporção de intervalos com características petrofísicas favoráveis nesses setores. Entretanto, a resposta dos heterolitos é variável, uma vez que essa eletrofácies abrange diferentes proporções de areia e argila e apresenta ampla dispersão de porosidade e permeabilidade estimada. Assim, a baixa qualidade regional desses setores está relacionada principalmente ao predomínio de fácies finas e aos baixos valores de NTG, e não à ausência absoluta de intervalos potencialmente reservatório.

A relação entre impedância acústica e qualidade petrofísica evidencia uma associação estatística entre menores valores de IP e melhores classes de reservatório. No intervalo total do AB-140, valores inferiores a aproximadamente 5.500 g/cm³·m/s concentram maior participação das classes Reservatório 1 e Reservatório 2, enquanto acima dessa faixa aumenta progressivamente a ocorrência de classes não reservatório. No AB-140 inferior, essa relação é ainda mais nítida: as classes reservatório predominam nas menores faixas de IP, enquanto a participação das classes não reservatório aumenta a partir de aproximadamente 5.500 g/cm³·m/s e passa a prevalecer acima de cerca de 6.510 g/cm³·m/s. Esse comportamento é consistente com o princípio fundamental de que a impedância acústica integra os efeitos da litologia, porosidade e do fluido saturante, sendo influenciada pelo VCL, pela PHIE e, em menor grau, pelo tipo de fluido presente nos poros (Simm & Bacon, 2014). Entretanto, a sobreposição observada entre as classes, especialmente nas faixas intermediárias de IP, demonstra que esse parâmetro não permite discriminar isoladamente a qualidade petrofísica do reservatório.

A associação observada entre impedância acústica e qualidade petrofísica indica, portanto, potencial para ampliar a caracterização espacial do AB-140 por meio de estudos futuros de inversão sísmica. Nesse contexto, as faixas de menor IP identificadas nos poços poderiam ser utilizadas como referência para avaliar a distribuição probabilística de intervalos com propriedades petrofísicas favoráveis no volume sísmico, desde que consideradas as sobreposições entre classes e as limitações de resolução. Essa abordagem é coerente com a integração sísmico-petrofísica empregada anteriormente em Albacora Leste por Lemos et al. (2006), que utilizaram relações entre atributos sísmicos e NTG como suporte à modelagem geológica. A avaliação do potencial produtor e da conectividade efetiva dos setores identificados neste estudo, entretanto, requer integração adicional com dados dinâmicos, como histórico de produção, pressão e comportamento dos fluidos. Em um campo maduro como Albacora Leste, a integração futura desses dados com a setorização e as relações petrofísico-elásticas estabelecidas neste trabalho pode contribuir para a identificação de setores de interesse para estudos de desenvolvimento e recuperação do reservatório.

# 7. Conclusões

(i) A integração dos perfis de densidade, neutrão, sônico e volume de argila, por meio do índice DRDN e dos critérios definidos neste trabalho, permitiu individualizar quatro eletrofácies, arenito, heterolito, folhelho e marga, e reconhecer suas diferenças petrofísicas ao longo dos poços. A abordagem mostrou-se especialmente útil diante da sobreposição da resposta de raios gama entre arenitos e heterolitos.

(ii) O reservatório AB-140 apresenta assimetria vertical sistemática entre suas porções inferior e superior. A porção inferior concentra os intervalos de melhor qualidade petrofísica, com PHIE frequentemente superior a 0,20, Sw inferior a 0,50 e NTG acima de 0,60 em grande parte dos poços, enquanto a porção superior apresenta maior participação de eletrofácies heterolíticas e argilosas, menor qualidade petrofísica e baixo potencial produtor na maioria dos poços.

(iii) A setorização da porção inferior do AB-140 em oito regiões (A–H) com características petrofísicas, faciológicas e sísmicas distintas evidenciou expressiva heterogeneidade lateral na espessura, distribuição das eletrofácies, qualidade petrofísica e resposta sísmica. A Região A representa um domínio ainda influenciado por uma geometria canalizada e pode corresponder a uma possível zona de desembocadura; as regiões B e D apresentam maior heterogeneidade e dispersão lateral dos depósitos; a Região C caracteriza-se pelo afinamento do reservatório e predomínio de fácies finas; as regiões E e F são compatíveis com porções de um mesmo corpo lobado, posteriormente segmentado pelo Canal Sul; e as regiões G e H registram a passagem de um domínio com sucessões mais finas.

(iv) As regiões E e G concentram alguns dos intervalos petrofisicamente mais favoráveis do AB-140 inferior, caracterizados pelo predomínio de eletrofácies areníticas e valores de NTG próximos a 1,0. Em contraste, as regiões C e H apresentam maior participação de eletrofácies finas e menor proporção de intervalos classificados como reservatório, evidenciando o forte controle da heterogeneidade deposicional sobre a distribuição da qualidade petrofísica.

(v) A relação entre impedância acústica e qualidade petrofísica demonstra que valores de IP inferiores a 5.500 g/cm³·m/s estão associados a alta probabilidade de ocorrência de intervalos reservatório no AB-140 inferior, estabelecendo uma base para a extrapolação das propriedades petrofísicas a partir do volume sísmico.

(vi) Essa relação também pode subsidiar estudos futuros de inversão sísmica, nos quais os valores de IP calibrados nos poços poderão auxiliar na avaliação probabilística da

distribuição de intervalos com propriedades favoráveis entre os pontos de controle. Essa aplicação deverá considerar a sobreposição observada entre as classes petrofísicas e as limitações impostas pela resolução sísmica.

(vii) O atributo sísmico de amplitude RMS contribuiu para reconhecer variações laterais na resposta sísmica e para complementar a delimitação das regiões A–H quando integrado às eletrofácies, propriedades petrofísicas e geometria do reservatório. Entretanto, sua resposta pode ser influenciada pela espessura do intervalo, resolução sísmica e efeitos de *tuning*, devendo ser interpretada de forma integrada aos dados de poço.

(viii) A distribuição espacial das eletrofácies, das propriedades petrofísicas e das espessuras do AB-140 é compatível com controles deposicionais e tectonoestratigráficos previamente reconhecidos no Campo de Albacora Leste. Os resultados apresentam correspondência com a organização dos fluxos em calhas descrita por Machado et al. (2004), com as variações de suprimento sedimentar e a incisão erosiva tardia propostas por Lemos et al. (2006) e com o controle da tectônica salina sobre a topografia e o espaço de acomodação descrito por Casagrande (2023).

(ix) A confirmação dos tipos de depósito interpretados a partir dos perfis requer análise de testemunhos, ainda ausentes para a maioria dos poços do estudo, representando uma limitação a ser superada em trabalhos futuros.

# 8. Referências


AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Albacora Leste 2016. Rio de Janeiro: ANP, 2016. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/desenvolvimento-e-producao/pd/albacora_leste.pdf. Acesso em: 9 jul. 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis 2022. Rio de Janeiro: ANP, 2022. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/anuario-estatistico-2022. Acesso em: 9 jul. 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Painéis Dinâmicos de Produção de Petróleo e Gás Natural. Rio de Janeiro: ANP, 2020. Acesso em: 9 jul. 2026.

ARIENTI, L. M.; SANTOS, V. S. S.; DAUDT, J. A. B.; FRANCO, M. P.; RODRIGUES, E. B.; CAIXETA, J. M.; ALMEIDA, M. S. Turbidite architectural styles of the Oligocene/Miocene sandstones, Campos Basin, Brazil. In: INTERNATIONAL GEOLOGICAL CONGRESS, 31., 2000, Rio de Janeiro. *Abstracts [...]*. Rio de Janeiro, 2000.

ARPS, J. J. The effect of temperature on the density and electrical resistivity of sodium chloride solutions. *Journal of Petroleum Technology*, Technical Note 195, p. 17–20, 1953.

BACOCOLLI, G.; MORALES, R. G.; CAMPOS, O. A. J. The Namorado Oil Field: a major oil discovery in the Campos Basin, Brazil. In: HALBOUTY, M. T. (ed.). *Giant oil and gas fields of the decade 1968–1978*. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 1980. (AAPG Memoir, 30). p. 329–338.

BARBERES, G. A. et al. Mineralogical and maturation considerations of the Coqueiros Formation (Campos Basin, Brazil): insights from multi-technique analyses of source rocks. *Geosciences*, v. 14, n. 11, art. 286, 2024. DOI: 10.3390/geosciences14110286.

BECQUEY, M.; LAVERGNE, M.; WILLM, C. Acoustic impedance logs computed from seismic traces. *Geophysics*, v. 44, n. 9, p. 1485–1501, 1979. DOI: 10.1190/1.1441020.

BOUMA, A. H. *Sedimentology of some Flysch deposits: a graphic approach to facies interpretation*. Amsterdam: Elsevier, 1962. 168 p.

BROOKS, H. L.; HODGSON, D. M.; BRUNT, R. L.; PEAKALL, J.; POYATOS-MORÉ, M.; FLINT, S. S. Disconnected submarine lobes as a record of stepped slope evolution over multiple sea-level cycles. *Geosphere*, v. 14, n. 4, p. 1753–1779, 2018. DOI: 10.1130/GES01618.1.

BRUHN, C. H. L.; ARIENTI, L. M.; CASTRO, D. D.; ADAMS, T.; BARROS, A. P.; SARZENSKI, D. J.; CAMOLEZE, Z. High-resolution sequence stratigraphy and reservoir characterization of Oligocene/Miocene sand-rich turbidites from deep-water Campos Basin, Brazil. In: ABGP/AAPG INTERNATIONAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 1998, Rio de Janeiro. *Abstracts [...]*. Rio de Janeiro, 1998. AAPG Search and Discovery Article 90933.

BRUHN, C. H. L.; GOMES, J. A. T.; DEL LUCCHESE JR., C.; JOHANN, P. R. S. Campos Basin: reservoir characterization and management—historical overview and future challenges. In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 2003, Houston. *Proceedings [...]*. Houston: OTC, 2003. Paper OTC-15220-MS. DOI: 10.4043/15220-MS.

CASAGRANDE, J. *Evolution of submarine channel and lobe systems above salt-influenced dynamic slopes*. 2023. Thesis (Doctor of Philosophy) – University of Leeds, Leeds, 2023.

CARVALHO, M. V. F.; DE ROS, L. F.; GOMES, N. S. Carbonate cementation patterns and diagenetic reservoir facies in the Campos Basin Cretaceous turbidites, offshore eastern Brazil. *Marine and Petroleum Geology*, v. 12, n. 7, p. 741–758, 1995. DOI: 10.1016/0264-8172(95)93599-Y.

CASTRO, R. D. de; PICOLINI, J. P. Principais aspectos da geologia regional da Bacia de Campos. In: KOWSMANN, R. O. (ed.). *Geologia e geomorfologia: caracterização ambiental regional da Bacia de Campos, Atlântico Sudoeste*. Rio de Janeiro: Elsevier, 2015. p. 1–12. DOI: 10.1016/B978-85-352-6937-6.50008-2.

CHANG, H. K.; KOWSMANN, R. O.; FIGUEIREDO, A. M. F. New concepts on the development of East Brazilian marginal basins. *Episodes*, v. 11, n. 3, p. 194–202, 1988.

CHANG, H. K. et al. Tectonics and stratigraphy of the East Brazil Rift system: an overview. *Tectonophysics*, v. 213, n. 1–2, p. 97–138, 1992.

CHOPRA, S.; MARFURT, K. J. Seismic attributes — a historical perspective. *Geophysics*, v. 70, n. 5, p. 3SO–28SO, 2005. DOI: 10.1190/1.2098670.

DIAS, J. L. et al. Estratigrafia e sedimentação em águas profundas na Bacia de Campos. *Boletim de Geociências da Petrobras*, Rio de Janeiro, v. 4, n. 4, p. 367–406, 1990.

DOVETON, J. H. *Geologic log analysis using computer methods*. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 1994. (AAPG Computer Applications in Geology, n. 2).

ELLIS, D. V.; SINGER, J. M. *Well logging for Earth scientists*. 2. ed. Dordrecht: Springer, 2007. 708 p. DOI: 10.1007/978-1-4020-4602-5.

FERGUSON, R. A.; KANE, I. A.; EGGENHUISEN, J. T.; POHL, F.; TILSTON, M.; SPYCHALA, Y. T.; BRUNT, R. L. Entangled external and internal controls on submarine fan evolution: an experimental perspective. *The Depositional Record*, v. 6, n. 3, p. 605–624, 2020. DOI: 10.1002/dep2.109.

FETTER, M.; DE ROS, L. F.; BRUHN, C. H. L. Petrographic and seismic evidence for the depositional setting of giant turbidite reservoirs and the paleogeographic evolution of Campos Basin, offshore Brazil. *Marine and Petroleum Geology*, v. 26, n. 6, p. 824–853, 2009. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2008.07.008.

FREIRE, A. F. M.; DOS SANTOS, G. F. R.; DA SILVA, C. F.; LUPINACCI, W. M. Recognition of turbidite stages in the Massapê oil field, Recôncavo Basin—Brazil, using well logs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 192, art. 107279, 2020. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107279.

GAYMARD, R.; POUPON, A. Response of neutron and formation density logs in hydrocarbon bearing formations. *The Log Analyst*, v. 9, n. 5, p. 3–12, 1968.

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: American Association of Petroleum Geologists, 1989. (AAPG Memoir, 48). p. 3–79.

GUARDADO, L. R.; SPADINI, A. R.; BRANDÃO, J. S. L.; MELLO, M. R. Petroleum system of the Campos Basin, Brazil. In: MELLO, M. R.; KATZ, B. J. (ed.). *Petroleum systems of South Atlantic margins*. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 2000. (AAPG Memoir, 73). p. 317–324.

GUIMARÃES, M. da S. B.; DENICOL, P. S.; GOMES, R. M. R. Avaliação e caracterização de reservatórios laminados: comparação entre as ferramentas convencionais e o perfil de indução multicomponente. *Revista Brasileira de Geociências*, v. 38, supl. 1, p. 188–206, 2008. DOI: 10.25249/0375-7536.2008381S188206.

HANCOCK, N. J. Quick-look lithology from logs. In: MORTON-THOMPSON, D.; WOODS, A. M. (ed.). *Development geology reference manual*. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 1992. (AAPG Methods in Exploration Series, 10). p. 174–179.

HEILBRON, M.; VALERIANO, C. M.; TASSINARI, C. C. G.; ALMEIDA, J. C. H.; TUPINAMBÁ, M.; SIGA JÚNIOR, O.; TROUW, R. A. J. Correlation of Neoproterozoic terranes between the Ribeira Belt, SE Brazil and its African counterpart: comparative tectonic evolution and open questions. In: PANKHURST, R. J.; TROUW, R. A. J.; BRITO NEVES, B. B.; DE WIT, M. J. (ed.). *West Gondwana: pre-Cenozoic correlations across the South Atlantic region*. London: Geological Society, 2008. (Special Publications, 294). p. 211–237. DOI: 10.1144/SP294.12.

JANOCKO, M. et al. The diversity of deep-water sinuous channel belts and slope valley-fill complexes. *Marine and Petroleum Geology*, v. 41, p. 7–34, 2013.

KANE, I. A.; HODGSON, D. M. Sedimentological criteria to differentiate submarine channel levée subenvironments: exhumed examples from the Rosario Fm. (Upper Cretaceous) of Baja California, Mexico, and the Fort Brown Fm. (Permian), Karoo Basin, S. Africa. *Marine and Petroleum Geology*, v. 28, n. 3, p. 807–823, 2011.

KEAREY, P.; BROOKS, M.; HILL, I. *Geofísica de exploração*. São Paulo: Oficina de Textos, 2009. 438 p.

LEMOS, W. P.; BAIÃO DE CASTRO, M. R.; SOARES, C. M.; ROSALBA, J. F.; MEIRA, A. A. G. Albacora Leste Field Development: reservoir aspects and development strategy. In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 2006, Houston. *Proceedings [...]*. Houston: OTC, 2006. Paper OTC-18056-MS. DOI: 10.4043/18056-MS.

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

MACHADO, L. C. R.; KOWSMANN, R. O.; ALMEIDA JR., W.; MURAKAMI, C. Y.; SCHREINER, S.; MILLER, D. J.; PIAUILINO, P. O. V. Geometria da porção proximal do sistema deposicional turbidítico moderno da Formação Carapebus, Bacia de Campos: modelo para heterogeneidades de reservatório. *Boletim de Geociências da Petrobras*, Rio de Janeiro, v. 12, n. 2, p. 287–315, 2004.

MARTINS, M. L. J.; NEVES, I.; FERNANDES, F. J. D.; SANTOS, T. B.; GOMES, K. dos S.; ESCARCENA, L. A. L.; COELHO, P. H. G. R.; FERRO, R. de P.; LUPINACCI, W. M. Electrofacies classification and feasibility study for seismic acoustic inversion and Bayesian classification in a sandstone reservoir, Campos Basin. In: INTERNATIONAL CONGRESS OF THE BRAZILIAN GEOPHYSICAL SOCIETY, 18., 2023, Rio de Janeiro. *Expanded Abstracts [...]*. Rio de Janeiro: SBGf, 2023.

MAYALL, M.; JONES, E.; CASEY, M. Turbidite channel reservoirs — key elements in facies prediction and effective development. *Marine and Petroleum Geology*, v. 23, n. 8, p. 821–841, 2006. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2006.08.001.

MEAZELL, P. K.; FLEMINGS, P. B.; SANTRA, M.; JOHNSON, J. E. Sedimentology and stratigraphy of a deep-water gas hydrate reservoir in the northern Gulf of Mexico. *AAPG Bulletin*, v. 104, n. 9, p. 1945–1969, 2020. DOI: 10.1306/05212019027.

MELLO, M. R.; MAXWELL, J. R. Organic geochemical and biological marker characterization of source rocks and oils derived from lacustrine environments in the Brazilian continental margin. In: KATZ, B. J. (ed.). *Lacustrine basin exploration*. Tulsa: AAPG, 1990. (AAPG Memoir, n. 50). p. 77–97.

MIDDLETON, G. V.; HAMPTON, M. A. Sediment gravity flows: mechanics of flow and deposition. In: MIDDLETON, G. V.; BOUMA, A. H. (ed.). *Turbidites and deep water sedimentation*. Los Angeles: SEPM, 1973. p. 1–38.

MIDDLETON, G. V.; HAMPTON, M. A. Subaqueous sediment transport and deposition by sediment gravity flows. In: STANLEY, D. J.; SWIFT, D. J. P. (ed.). *Marine sediment transport and environmental management*. New York: Wiley, 1976. p. 197–218.

MIZUSAKI, A. M. P.; THOMAZ FILHO, A.; VALENÇA, J. G. Volcano-sedimentary sequence of Neocomian age in Campos Basin (Brazil). *Revista Brasileira de Geociências*, v. 18, n. 3, p. 247–251, 1988. DOI: 10.25249/0375-7536.1988247251.

MOHRIAK, W. U.; NEMČOK, M.; ENCISO, G. South Atlantic divergent margin evolution: rift-border uplift and salt tectonics in the basins of SE Brazil. In: PANKHURST, R. J.; TROUW, R. A. J.; BRITO NEVES, B. B.; DE WIT, M. J. (ed.). *West Gondwana: pre-Cenozoic correlations across the South Atlantic region*. London: Geological Society, 2008. (Special Publications, 294). p. 365–398. DOI: 10.1144/SP294.19.

MORAES, M. A. S.; BLASKOVSKI, P. R.; PARAIZO, P. L. B. Arquitetura de reservatórios de águas profundas. *Boletim de Geociências da Petrobras*, Rio de Janeiro, v. 14, n. 1, p. 7–25, 2006.

MUTTI, E.; RICCI LUCCHI, F. Le torbiditi dell'Appennino settentrionale: introduzione all'analisi di facies. *Memorie della Società Geologica Italiana*, v. 11, p. 161–199, 1972.

MUTTI, E.; NORMARK, W. R. Comparing examples of modern and ancient turbidite systems: problems and concepts. In: LEGGET, J. K.; ZUFFA, G. G. (ed.). *Marine clastic sedimentology*. London: Graham & Trotman, 1987. p. 1–38.

MUTTI, E. *Turbidite sandstones*. Milan: Agip-Istituto di Geologia, Università di Parma, 1992.

MUTTI, E. et al. *An introduction to the analysis of ancient turbidite basins from an outcrop perspective*. Tulsa: AAPG, 1999. (AAPG Continuing Education Course Note Series, n. 39).

MUTTI, E.; BERNOULLI, D.; RICCI LUCCHI, F.; TINTERRI, R. Turbidites and turbidity currents from Alpine "flysch" to the exploration of continental margins. *Sedimentology*, v. 56, p. 267–318, 2009.

NERY, G. G. *Perfilagem geofísica em poço aberto: fundamentos básicos com ênfase em petróleo*. Rio de Janeiro: Sociedade Brasileira de Geofísica, 2013. 222 p.

PAIVA, R. C. *Caracterização faciológica de depósitos turbidíticos miocênicos do Campo Albacora Leste, Bacia de Campos*. 2019. 65 f. Trabalho Final de Curso (Graduação em Geologia) – Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2019.

PICKERING, K. T.; STOW, D. A. V.; WATSON, M. P.; HISCOTT, R. N. Deep-water facies, processes and models: a review and classification scheme for modern and ancient sediments. *Earth-Science Reviews*, v. 23, n. 2, p. 75–174, 1986.

PRIO S.A. *Apresentação de resultados: 1T26*. Rio de Janeiro: PRIO, 2026. Disponível em: https://ri.prio3.com.br/central-de-downloads/. Acesso em: 9 jul. 2026.

PURIFICAÇÃO, C. A. C. da; NERY, G. G. Petrophysical characterization and permeability estimation using well log and core data from Namorado Oil Field, Campos Basin, Brazil. In: INTERNATIONAL CONGRESS OF THE BRAZILIAN GEOPHYSICAL SOCIETY, 15., 2017, Rio de Janeiro. *Expanded Abstracts [...]*. Rio de Janeiro: SBGf, 2017. p. 1190–1195. DOI: 10.1190/sbgf2017-232.

RANGEL, H. D.; MARTINS, C. C. Principais compartimentos exploratórios, Bacia de Campos. In: *Searching for oil and gas in the land of giants*. Rio de Janeiro: Schlumberger, 1998. p. 32–40.

RIDER, M. H. *The geological interpretation of well logs*. Glasgow: Blackie, 1986. 175 p.

RIDER, M. H. *The geological interpretation of well logs*. 2. ed. Sutherland: Whittles Publishing, 2002. 280 p.

SCHMIDT, R. O. R.; VINCENTELLI, M. G. C.; STURARO, J. R. Seismic and well log characterization of Eocene turbidites in Enchova-Bonito oil fields, Campos Basin (offshore Brazil). In: INTERNATIONAL CONGRESS OF THE BRAZILIAN GEOPHYSICAL SOCIETY, 14., 2015, Rio de Janeiro. *Expanded Abstracts [...]*. Rio de Janeiro: SBGf, 2015. p. 1160–1164.

SCHÖN, J. H. *Physical properties of rocks: a workbook*. Amsterdam: Elsevier, 2011. (Handbook of Petroleum Exploration and Production, v. 8).

SCHÖN, J. H. *Physical properties of rocks: fundamentals and principles of petrophysics*. 2. ed. Amsterdam: Elsevier, 2015. (Developments in Petroleum Science, v. 65).

SCHLUMBERGER. *Log interpretation charts*. Houston: Schlumberger Educational Services, 1989. 151 p.

SERRA, O.; ABBOTT, H. T. The contribution of logging data to sedimentology and stratigraphy. *Society of Petroleum Engineers Journal*, v. 22, n. 1, p. 117–131, 1982. DOI: 10.2118/9270-PA.

SERRA, O. *Fundamentals of well-log interpretation: 1. The acquisition of logging data*. Amsterdam: Elsevier, 1984. 423 p. (Developments in Petroleum Science, 15A).

SERRA, O. *Fundamentals of well-log interpretation: 2. The interpretation of logging data*. Amsterdam: Elsevier, 1986. 684 p. (Developments in Petroleum Science, 15B).

SIGEP — SISTEMA DE INFORMAÇÕES GEORREFERENCIADAS DO SETOR PETROLÍFERO. *Dados de poços e campos: Bacia de Campos*. Rio de Janeiro: ANP, 2022. Disponível em: https://sigep.anp.gov.br. Acesso em: ago. 2022.

SIMANDOUX, P. Dielectric measurements on porous media: application to the measurement of water saturations: study of the behavior of argillaceous formations. *Revue de l'Institut Français du Pétrole*, v. 18, supl., p. 193–215, 1963.

SIMM, R.; BACON, M. *Seismic amplitude: an interpreter's handbook*. Cambridge: Cambridge University Press, 2014. DOI: 10.1017/CBO9780511984501.

SPOONER, P. Lifting the fog of confusion surrounding clay and shale in petrophysics. In: SPWLA ANNUAL LOGGING SYMPOSIUM, 55., 2014, Abu Dhabi. *Proceedings [...]*. Society of Petrophysicists and Well Log Analysts, 2014.

TALLING, P. J. et al. Subaqueous sediment density flows: depositional processes and deposit types. *Sedimentology*, v. 59, n. 7, p. 1937–2003, 2012.

THOTA, S. T.; ISLAM, M. A.; SHALABY, M. R. Reservoir quality evaluation using sedimentological and petrophysical characterization of deep-water turbidites: a case study of Tariki Sandstone Member, Taranaki Basin, New Zealand. *Energy Geoscience*, v. 4, p. 13–32, 2023. DOI: 10.1016/j.engeos.2022.07.002.

TIMUR, A. An investigation of permeability, porosity, and residual water saturation relationships for sandstone reservoirs. *The Log Analyst*, v. 9, n. 4, p. 8–17, 1968.

TRINDADE, L. A. F.; DIAS, J. L.; MELLO, M. R. Sedimentological and geochemical characterization of the Lagoa Feia Formation, rift phase of the Campos Basin, Brazil. In: KATZ, B. J. (ed.). *Petroleum source rocks*. Berlin: Springer, 1995. p. 149–165. DOI: 10.1007/978-3-642-78911-3_9.

WINTER, W. R. et al. Bacia de Campos. *Boletim de Geociências da Petrobras*, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 511–529, 2007.

WORTHINGTON, P. F.; COSENTINO, L. The role of cutoffs in integrated reservoir studies. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, v. 8, n. 4, p. 276–290, 2005. DOI: 10.2118/84387-PA.

WYLLIE, M. R. J.; ROSE, W. D. Application of the Kozeny equation to consolidated porous media. *Nature*, v. 165, n. 4207, p. 972, 1950. DOI: 10.1038/165972a0.

ZHAO, C.; HU, X.; LI, J.; YI, C.; LI, J.; NIU, Z. Characterization of deep-water submarine fan reservoir architecture: AB120 reservoir in the Campos Basin. *Frontiers in Earth Science*, v. 10, art. 892902, 2022. DOI: 10.3389/feart.2022.892902.