



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
CENTRO DE CIÊNCIAS MATEMÁTICAS E DA NATUREZA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA**

Josias Lourenço de Lima

**CARACTERIZAÇÃO FACIOLÓGICA DA FORMAÇÃO AÇU
(ALBIANO DA BACIA POTIGUAR) NO POÇO 3-BRSA-349-RN
COM O USO DE PERFIL DE IMAGEM MICRORRESISTIVA**

Trabalho Final de Curso
(Geologia)

UFRJ
Rio de Janeiro
2022

Josias Lourenço de Lima

**CARACTERIZAÇÃO FACIOLÓGICA DA FORMAÇÃO AÇU
(ALBIANO DA BACIA POTIGUAR) NO POÇO 3-BRSA-349-RN
COM O USO DE PERFIL DE IMAGEM MICRORRESISTIVA**

Trabalho Final de Curso apresentado ao Programa de Graduação em Geologia, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, apresentado como requisito necessário para obtenção do grau de Geólogo.

Orientador: Patrick Dal'Bó - Depto.
Geologia/UFRJ

UFRJ
Rio de Janeiro
2022

Lima, Josias Lourenço de

Caracterização faciológica da Formação Açú (Albiano da Bacia Potiguar) no poço 3-BRSA-349-RN com o uso de perfil de imagem microrresistiva. / Josias Lourenço de Lima – Rio de Janeiro: UFRJ, Instituto de Geociências, 2022.

xxiii, 64 f.

Trabalho Final de Curso: Graduação em Geologia – Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, Instituto de Geociências, Departamento de Geologia, 2021.

Orientador: Patrick Dal'Bó.

1. Geologia. 2. Paleontologia e Estratigrafia – Trabalho de Conclusão de Curso. I. Patrick Fuhr Dal'Bó. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências, Departamento de Geologia. III. Título

Josias Lourenço de Lima

CARACTERIZAÇÃO FACIOLÓGICA DA FORMAÇÃO AÇU (ALBIANO DA BACIA
POTIGUAR) NO POÇO 3-BRSA-349-RN COM O USO DE PERFIL DE IMAGEM
MICRORRESISTIVA

Trabalho Final de Curso apresentado ao Programa de
Graduação em Geologia, da Universidade Federal do
Rio de Janeiro, apresentado como requisito
necessário para obtenção do grau de Geólogo.

Orientador:
Patrick Dal'Bó - Depto. Geologia/UFRJ

Aprovado em:

Por:

Orientador: Dr. Patrick Dal'Bó
UFRJ

Msc. Bruno Valle
3R Petroleum

Dr. Mauricius Menezes
UFRJ

UFRJ
Rio de Janeiro
2022

*À Hélio Lourenço da Silva
(in memoriam).*

Agradecimentos

A 3R Petroleum pelo fornecimento de dados e estrutura para desenvolvimento desse estudo.

Ao meu orientador Dr. Patrick Dal'Bó por todos os conselhos e suporte, cruciais para minha formação e que datam desde o início de minha graduação.

Ao professor Leonardo Borghi por acreditar no potencial dos estudantes de graduação e fomentar minha iniciação científica no Laboratório de Geologia Sedimentar/UFRJ.

A toda equipe do LAGESED/UFRJ pelos ensinamentos em geologia, suporte emocional e trabalhos desenvolvidos em conjunto.

A Landmark/Halliburton pela licença do software DS *Petrophysics*.

Aos meus colegas de turma de 2016 por terem compartilhado a experiência de graduandos em geologia, tornando a jornada pelo diploma divertida e menos árdua.

A minha família, em especial a meus tios que me acolheram em seu lar em um mundo pandêmico e de muitas incertezas.

À minha noiva Vanessa Cavalcante por sempre acreditar em mim e por impedir que abandonasse o curso em momentos difíceis.

À todos aqueles que acreditam que a educação liberta, e que a chave do progresso está no conhecimento e na igualdade de oportunidades.

“Já me senti livre. Hoje, quero sentir que livro.”

Autor desconhecido

RESUMO

LIMA, Josias Lourenço de. **Caracterização faciológica da Formação Açú (Albiano da Bacia Potiguar) no poço 3-BRSA-349-RN com o uso de perfil de imagem microrresistiva**. Rio de Janeiro, 2022. 64 p. Trabalho Final de Curso (Geologia) – Departamento de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

A Formação Açú consiste em camadas de arenitos fluviais depositados durante a fase drifte (Albiano) da Bacia Potiguar. Historicamente, a unidade contempla os principais reservatórios de hidrocarbonetos explorados na bacia, destacando-se como um dos maiores produtores terrestres do Brasil. O crescente interesse em revitalização de campos maduros implica na necessidade de melhor compreensão das características de seus reservatórios. Neste contexto, perfis de imagem são úteis dada a sua capacidade de registrar heterogeneidades estruturais e sedimentológicas na parede dos poços, tais como estruturas sedimentares, fraturas e arrambamentos. Perfis de imagem microrresistiva se destacam em estudos sedimentológicos e estratigráficos pela capacidade de representar informações orientadas de alta resolução. O presente estudo engloba a análise deste perfil especial com perfis convencionais no poço exploratório 3-BRSA-349-RN, localizado no campo de Canto do Amaro (Bacia Potiguar), com o objetivo de entender o registro sedimentar e a evolução geológica da Formação Açú nesta região. Para tal, cerca de 250 m de perfis geofísicos foram abordados com a seguinte metodologia: (1) controle de qualidade dos dados; (2) caracterização de tipos texturais de imagem; (3) correlação com fácies sedimentares; (4) reconhecimento das associações faciológicas; (5) construção de um modelo evolutivo deposicional. Vinte e três tipos texturais de perfis de imagem foram reconhecidos, agrupados em doze fácies sedimentares. O padrão de sucessão faciológica aponta para um sistema meandrante fino na base, que sofre reativação em direção a porção central e conclui o terço final evoluindo para um estuário. Essa interpretação concatena as unidades informais Açú 3 e Açú 4, propostas no modelo de Vasconcelos et al. (1990), agora suportada por evidências sedimentológicas.

Palavras-chave: PERFIS DE IMAGEM, FORMAÇÃO AÇU, DEPÓSITOS FLUVIAIS.

ABSTRACT

LIMA, Josias Lourenço de. **Caracterização faciológica da Formação Açu (Albiar da Bacia Potiguar) no poço 3-BRSA-349-RN com o uso de perfil de imagem microrresistiva.** Rio de Janeiro, 2022. 64 p. Trabalho Final de Curso (Geologia) – Departamento de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

The Açu Formation consists of fluvial sandstones bodies deposited during the drift phase of the Potiguar Basin (Albian). Historically, the unit comprises the main hydrocarbon reservoirs explored in the basin, standing out as one of the largest onshore producers in Brazil. The growing interest in revitalizing mature fields implies a better understanding of the reservoir characteristics. In this context, borehole image logs are useful given their ability to record structural and sedimentological heterogeneities at the boreholes, such as sedimentary structures, structural fractures and breakouts. Microresistive image logs are distinguished in sedimentological and stratigraphic studies by their ability to represent high-resolution oriented information. The present study comprises the analysis of this special log with conventional logs in the exploratory well 3-BRSA-349-RN, located in Canto do Amaro field (Potiguar Basin), with the objective of understanding the sedimentary record and the geological evolution of the Açu Formation in this region. For this purpose, about 250 m of geophysical logs were studied using the following methodology: (1) data quality control; (2) characterization of image textural types; (3) correlation with sedimentary facies; (4) recognition of facies associations; (5) construction of a depositional evolutionary model. Twenty-three textural types from image profiles were recognized, grouped into twelve sedimentary facies. The pattern of faciologic succession points to a thin meandering system at the base, which undergoes reactivation toward the central portion and concludes the final third evolving into an estuary. This interpretation converges with Açu 3 and Açu 4 informal units, proposed in Vasconcelos et al. (1990) model, now supported by sedimentological evidence.

Key-Words: BOREHOLE IMAGE LOGS, AÇU FORMATION, FLUVIAL DEPOSITS.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Mapa de localização da área de estudo. Campo de Canto do Amaro é destacado em vermelho, enquanto o poço 3-BRSA-349 é representado pelo círculo amarelo.	18
Figura 2 - Ilustração demonstrativa do funcionamento e de detalhe da ferramenta FMI. Modificado de Brown, 2015.....	20
Figura 3 - Fluxograma representativo da metodologia adotada.	20
Figura 4 - Fluxograma adotado para o controle de qualidade dos dados de poço.	21
Figura 5 - Metodologia de processamento e controle de qualidade para perfis de imagem. Modificado de García-Caballido et al. (2010).	22
Figura 6 - <i>Layuot</i> com perfis de inclinometria e gravimetria para controle de qualidade do processamento. Observar aceleração da gravidade (quadro B) com pontos de dispersão e magnetometria (quadro C) com razoável regularidade.	23
Figura 7 - Janela de gerenciamento de ferramentas de imagem do <i>software DS Petrophysics</i>	23
Figura 8 - Ilustração da construção de escala de cores em normalização estática e dinâmica. Modificado de Rider (1996).	24
Figura 9 - <i>Layout</i> interpretativo utilizado para o estudo, após carregamento e processamento dos dados. Pista 1: profundidade; 2: estratigrafia retirada do perfil composto; 3: raios gamma e potencial espontâneo; 4: caliper; 5: velocidade de trânsito; 6: fator fotoelétrico; 7: densidade e neutrão; 8: resistividades rasa, média e profunda; 9: microrresistividade; 10 e 11: imagens estática e dinâmica; 12: <i>dip plot</i> ; 13: <i>dip plot</i> seccionado a 90º.....	24
Figura 10 - Mapa estrutural da Bacia Potiguar. Modificado de Cunha et al., 2021.....	27
Figura 11 - Carta estratigráfica para Bacia Potiguar. Retirado de Pessoa Neto et al., 2007.	29
Figura 12 - Subdivisão informal da Formação Açu proposta a partir de perfis elétricos por Vasconcelos et al., 1990.....	32
Figura 13 - Esquema representativo da aquisição do perfil de imagem microrresistiva. Modificado de Rider, 1996.....	33
Figura 14 - Representação de camadas inclinadas em perfis de imagem. Modificado de Brownr, 2015.	34
Figura 15 - " <i>BHI facies</i> " segundo Lai et al., 2018. O autor fez uma revisão bibliográfica dos principais trabalhos publicados até então.	35
Figura 16 - Seção interpretada como fluvial meandrante por Donselaar & Schmidt, 2005. Janela dinâmica a esquerda e janela estática a direita. Observar aumento de condutividade para o topo e variações locais de direção de mergulho.	36
Figura 17 - a) Fácies de lutito laminado intercalado a carbonatos resistivos. b) <i>Grainstone</i> aparentando boa seleção. Porosidade vugular é observada como pontos escuros. c) amostra lateral da fácies anterior. d) microfotografia da mesma fácies destacando um esferulito. e) microfotografia ressaltando os intraclastos de microbialito (mi), oóides (od) e stevensita (st).	37
Figura 18 - Contato entre Formação Jandaíra e Formação Açu.....	38

Figura 19 - Distribuição das fácies de imagem. Limite dos intervalos como linhas horizontais vermelhas tracejadas.....	39
Figura 20 - Exemplo de artefato nos perfis de imagem e argilosidade associada.....	41
Figura 21 - Exemplo de <i>breakout</i> . A direção de esforço máximo para todo o poço está compilada no estereograma da imagem.	42
Figura 22 - Perfil sedimentológico sintético.	44
Figura 23 - Seção 1. Quadro A) <i>Layout</i> em escala 1:40. 1- Profundidade, 2- Caliper; 3- Fator fotoelétrico; 4- Tempo de trânsito; 5- Densidade (vermelho) e neutrão (azul);6- Raios gama; 7- Resistividades rasa (azul claro), média (verde); profunda (vermelho); 8- Normalização estática; 9 – Normalização dinâmica; 10- <i>Dip plot</i> . Quadro B) Detalhe para retângulo tracejado, escala 1:10. 1- Raios gama; 2- Profundidade; 3- Normalização estática.	46
Figura 24 - Seção 3. Quadro A) <i>Layout</i> em escala 1:40. 1- Profundidade, 2- Caliper; 3- Fator fotoelétrico; 4- Tempo de trânsito; 5- Densidade (vermelho) e neutrão (azul);6- Raios gama; 7- Resistividades rasa (azul claro), média (verde); profunda (vermelho); 8- Normalização estática; 9 – Normalização dinâmica; 10- <i>Dip plot</i> . Quadro B) Detalhe para retângulo tracejado, escala 1:10. 1- Raios gama; 2- Profundidade; 3- Normalização estática.	50
Figura 25 - Seção 4. Quadro A) <i>Layout</i> em escala 1:40. 1- Profundidade, 2- Caliper; 3- Fator fotoelétrico; 4- Tempo de trânsito; 5- Densidade (vermelho) e neutrão (azul);6- Raios gama; 7- Resistividades rasa (azul claro), média (verde); profunda (vermelho); 8- Normalização estática; 9 – Normalização dinâmica; 10- <i>Dip plot</i> . Quadro B) Detalhe para retângulo tracejado, escala 1:10. 1- Raios gama; 2- Profundidade; 3- Normalização estática.	52
Figura 26 - Seção 5. Quadro A) <i>Layout</i> em escala 1:40. 1- Profundidade, 2- Caliper; 3- Fator fotoelétrico; 4- Tempo de trânsito; 5- Densidade (vermelho) e neutrão (azul);6- Raios gama; 7- Resistividades rasa (azul claro), média (verde); profunda (vermelho); 8- Normalização estática; 9 – Normalização dinâmica; 10- <i>Dip plot</i> . Quadro B) Detalhe para retângulo tracejado, escala 1:10. 1- Raios gama; 2- Profundidade; 3- Normalização estática.	53
Figura 27 - Seção 6. Quadro A) <i>Layout</i> em escala 1:60. 1- Profundidade, 2- Caliper; 3- Fator fotoelétrico; 4- Tempo de trânsito; 5- Densidade (vermelho) e neutrão (azul);6- Raios gama; 7- Resistividades rasa (azul claro), média (verde); profunda (vermelho); 8- Normalização estática; 9 – Normalização dinâmica; 10- <i>Dip plot</i>	55
Figura 28 - Seção 5. Quadro A) <i>Layout</i> em escala 1:40. 1- Profundidade, 2- Caliper; 3- Fator fotoelétrico; 4- Tempo de trânsito; 5- Densidade (vermelho) e neutrão (azul);6- Raios gama; 7- Resistividades rasa (azul claro), média (verde); profunda (vermelho); 8- Normalização estática; 9 – Normalização dinâmica; 10- <i>Dip plot</i> . Quadros B e C) Detalhe para retângulos tracejados, escala 1:10. 1- Raios gama; 2- Profundidade; 3- Normalização estática.....	56
Figura 29 - Direções de paleocorrente (<i>dip/dip</i>) para todo intervalo perfilado.	57
Figura 30 - Paleocorrentes para A) 766 a 590 metros e B) 590 a 530 metros.	58
Figura 31 - Intepretação paleoambiental e correlação com unidades informais de Vasconcelos et al., (1990).	60

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Suíte de perfis disponíveis para o poço 3-BRSA-349-RN. Retirado do Relatório de Perfilagem da ANP.	19
Tabela 2 - Critérios para descrição textural da imagem microrresistiva.	25
Tabela 3 - Resolução vertical e cobertura das principais ferramentas de imageamento resistivo. Retirado de Lai et al., 2018.	34
Tabela 4 - Tipos texturais de imagem.....	40
Tabela 5 - Correlação entre fácies de imagem e fácies sedimentares.	43

SUMÁRIO

RESUMO.....	ix
LISTA DE TABELAS	xiii
1 INTRODUÇÃO	17
2 MATERIAIS E MÉTODOS.....	18
2.1 Área de estudo	18
2.2 Material de estudo	18
2.3 Método	20
2.3.1 Controle de Qualidade (<i>Log Quality Control – LQC</i>).....	21
22	
2.3.2 Processamento de imagem.....	22
2.3.3 Caracterização de fácies de imagem, associação de fácies e modelo deposicional	25
3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	26
3.1 Contexto geológico.....	26
3.1.1 Evolução Tectono-sedimentar	27
3.1.2 Estratigrafia	28
3.1.3 Formação Açú	30
3.2 Perfis de Imagem	33
3.2.1 Aplicações de perfis de imagem em estudos sedimentológicos e estratigráficos	34
4 RESULTADOS E DISCUSSÃO	38
4.1 Tipos texturais de imagem.....	38
4.2 Correlação com fácies sedimentares.....	42
4.2.1 Seção 1	45
4.2.2 Seção 2	47
4.2.3 Seção 3	49
4.2.4 Seção 4	51
4.2.6 Seção 6	54
4.2.7 Seção 7	54
4.2.8 Paleocorrentes	57
4.2.9 Interpretação das seções	58

4.3 Interpretação paleoambiental	59
5 CONCLUSÕES	62
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	63

1 INTRODUÇÃO

Sistemas de sedimentação fluvial constituem processos de erosão, de transporte e de sedimentação por rios, enquanto depósitos fluviais são reconhecidos mundialmente por suas qualidades como reservatório de hidrocarbonetos. Tipos fluviais comumente tratados na geologia sedimentar incluem leques aluviais, rios entrelaçados, rios meandранtes e preenchimento de vales incisivos (SLATT, 2006).

A necessidade de revitalização de campos maduros exige melhor compreensão de suas heterogeneidades e identificação de novos campos satélites. Modelos geológicos de sedimentação auxiliam na caracterização do reservatório, provendo informações como geometria e porosidade (volume), barreiras de fluxo e orientações preferenciais (DONSELAAR & SCHMIDT, 2010).

O campo de Canto do Amaro é o maior reservatório e produtor de hidrocarbonetos da Bacia Potiguar. Desde janeiro de 1986, o campo produziu cerca de 292 milhões de barris de petróleo, com uma produção média de 22 mil barris e cerca de 1,3 bilhões de barris de óleo equivalente em reservas. O sistema petrolífero dominante no campo é Alagamar-Açu, tendo como reservatórios os arenitos fluviais da Formação Açu (ANP, 2022; SOUZA FILHO, 2001).

Perfis de imagem são perfis geofísicos de alta resolução que fornecem dados geológicos orientados, como informações sedimentológicas e estruturais da rocha. Estudos geológicos com auxílio de afloramentos, testemunhos e lâminas petrográficas se provaram críticos para o entendimento de reservatórios, especialmente na extensão para regiões onde estes materiais estão ausentes (LAI, 2018; HASSAN, 2022).

Um estudo em escala sedimentológica em um poço exploratório permite maior confiança no *upscaling* de informações e, conseqüentemente, modelos de reservatórios mais robustos que permitem recuperações mais eficientes. O presente trabalho aproveita a disponibilidade desses dados em um poço no campo de Canto do Amaro para discutir um modelo evolutivo e prover essas informações.

2 MATERIAIS E MÉTODOS

2.1 Área de estudo

O material de estudo consiste em perfis geofísicos oriundos do poço 3-BRSA-349-RN, localizado na porção sul do campo de Canto do Amaro - inserido na porção central da Bacia Potiguar, entre os municípios de Mossoró, Areia Branca e Serra do Mel.

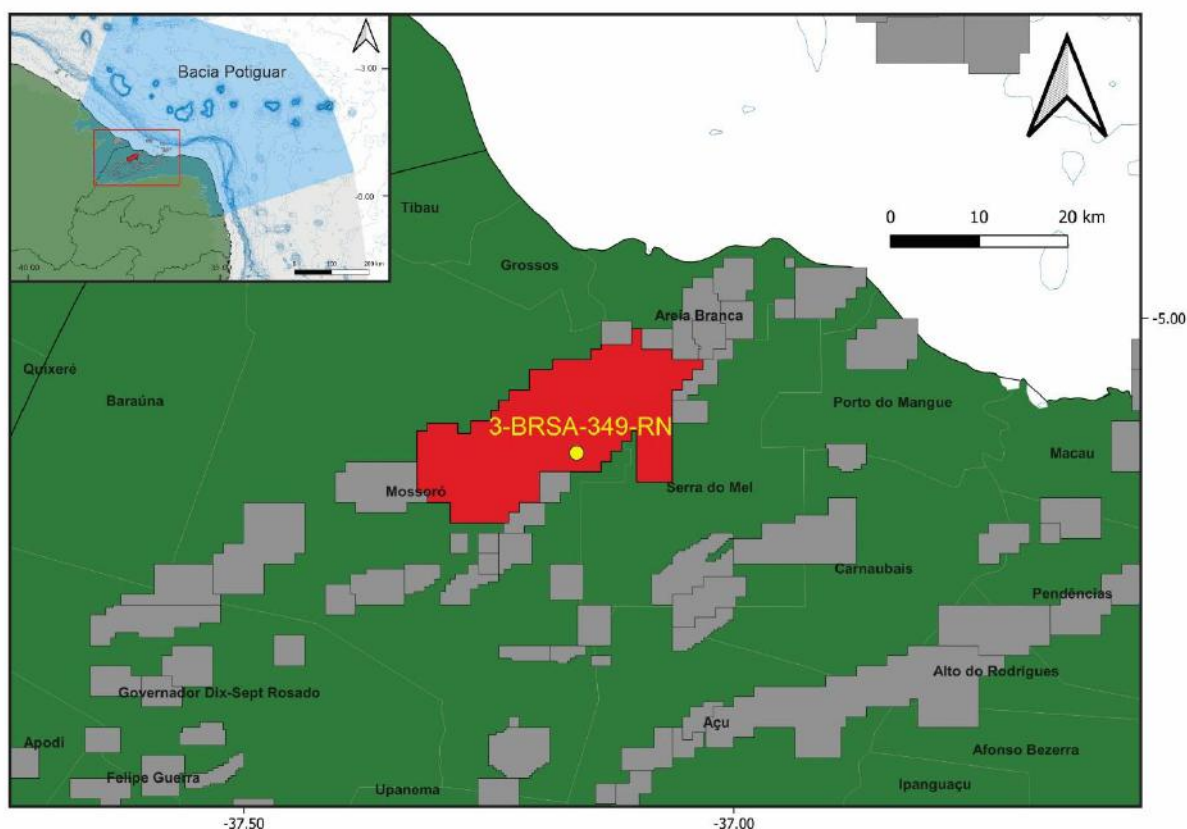


Figura 1 - Mapa de localização da área de estudo. Campo de Canto do Amaro é destacado em vermelho, enquanto o poço 3-BRSA-349 é representado pelo círculo amarelo.

2.2 Material de estudo

Dados de perfis elétricos e radioativos do poço 3-BRSA-349-RN compuseram o objeto de estudo. A geofísica fez o poço, entretanto, os dados disponibilizados cobrem apenas dois intervalos distintos separados por 415 metros de rocha não perfilada, denominados de intervalo superior (IS) e intervalo inferior (IF).

Somente o intervalo superior foi considerado para este estudo, devido a sua maior cobertura para a Formação Açú.

A suíte de perfis abrange as profundidades de 522 a 771 metros, incluindo os perfis de raios gama; densidade; neutrão; fator fotoelétrico; resistividades micro, rasa, média e profunda; caliper; sônico; além da imagem resistiva. A tabela 1 compila as suítes de perfis aplicadas no poço.

Data	Companhia	Perfis	Topo (m)	Base (m)
21/05/2005	Schlumberger	AITH/DSI/MCFLE/HRDD/HGNS	512,60	1810,40
21/05/2005	Schlumberger	GR	25,00	1785,80
21/05/2005	Schlumberger	FMI	530,00	1812,20
22/05/2005	Schlumberger	MRIL	710,00	1415,00

Tabela 1 - Suíte de perfis disponíveis para o poço 3-BRSA-349-RN. Retirado do Relatório de Perfilagem da ANP.

Os dados foram disponibilizados pela empresa 3R Petroleum, após solicitação ao Banco de Dados de Exploração e Produção da Superintendência de Dados Técnicos da Agência Nacional de Petróleo. Além dos perfis geofísicos para a caracterização, utilizou-se o perfil composto para identificação das unidades estratigráficas; relatórios de poço para observação das condições de perfilagem; e esquema de ferramentas para reconhecimento de suas características.

A aquisição da imagem foi realizada pela ferramenta *Formation Micro Imager* (FMI), da companhia de serviços Schlumberger. A ferramenta consiste em quatro braços com quatro patins cada, totalizando 192 sensores (denominados *buttons*, sendo 24 destes para cada estrutura). No caso de um poço de 8 polegadas de diâmetro, a ferramenta possui resolução vertical de 0,2 polegadas e 80% de cobertura da parede do poço (Lai et al., 2018).

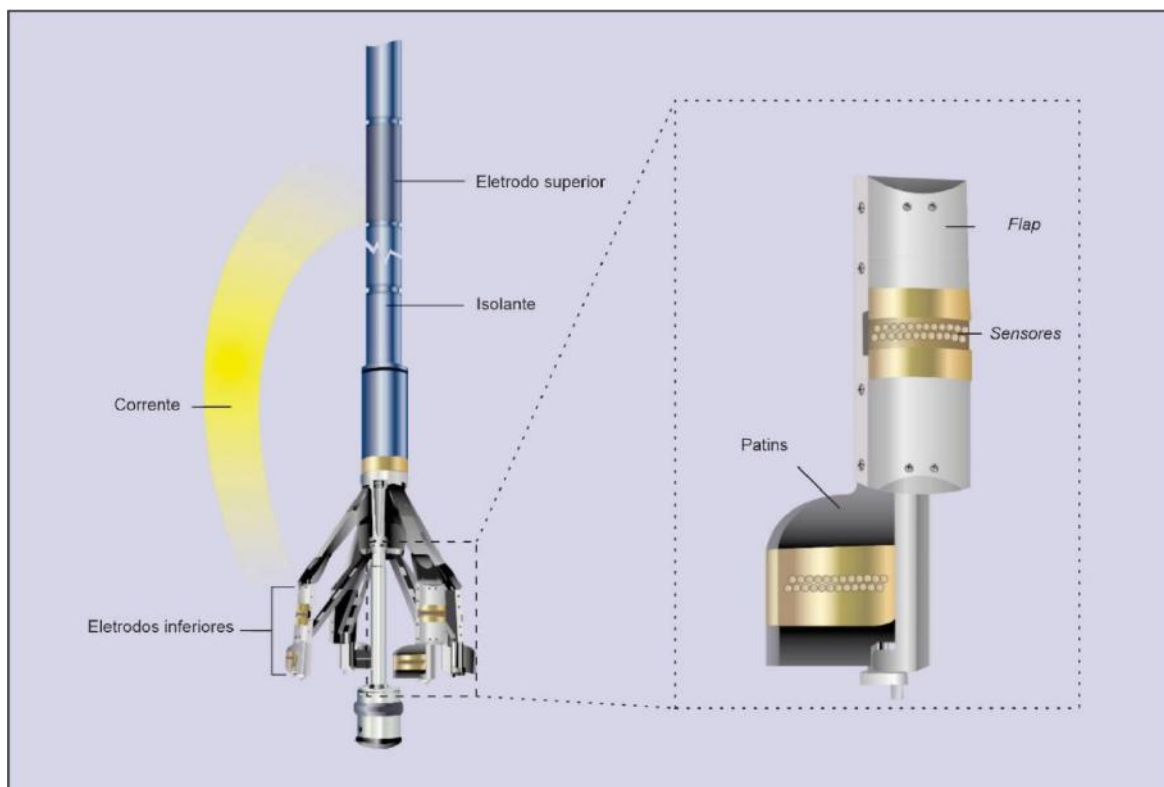


Figura 2 - Ilustração demonstrativa do funcionamento e de detalhe da ferramenta FMI. Modificado de Brown, 2015.

2.3 Método

As etapas envolvidas neste estudo são apresentadas no fluxograma da figura 3 e detalhadas a seguir.

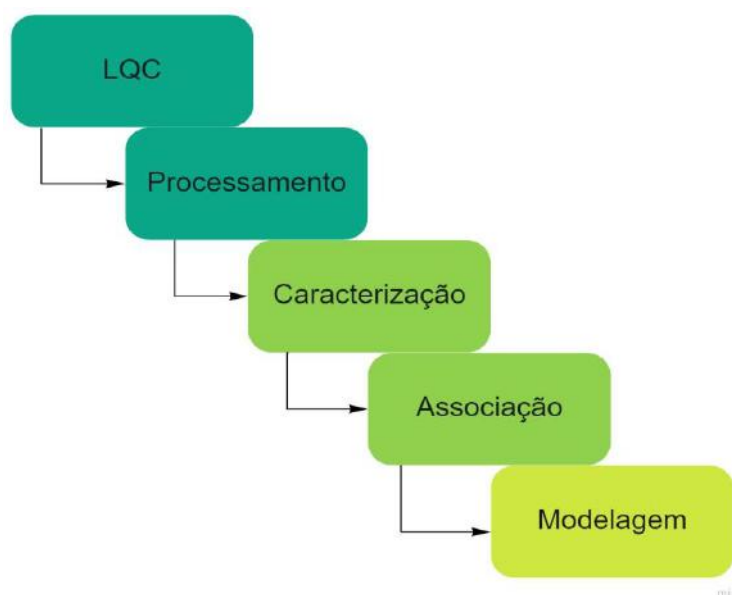


Figura 3 - Fluxograma representativo da metodologia adotada.

2.3.1 Controle de Qualidade (*Log Quality Control* – LQC)

Antes de serem interpretados, os dados foram submetidos a um controle de qualidade de maneira a garantir que os perfis apresentassem respostas confiáveis para interpretação. Uma síntese do LQC para perfis convencionais está ilustrada na figura 4.

O fluxo de trabalho teve início com a organização dos dados em diretório local (incluindo a leitura dos relatórios e esquema de ferramentas), seguido pelo carregamento em software; reconhecimento dos mnemônicos que representam as curvas; a revisão de unidades, certificando ou corrigindo se necessário; ajustes de profundidade, garantindo que perfis apresentem respostas correspondentes a mesma profundidade; e correções de *spikes*, minimizando o efeito de condições de poço ou problemas operacionais. Após o devido tratamento, os dados foram duplicados em um novo *dataset* nomeado de IS, referente ao intervalo superior.

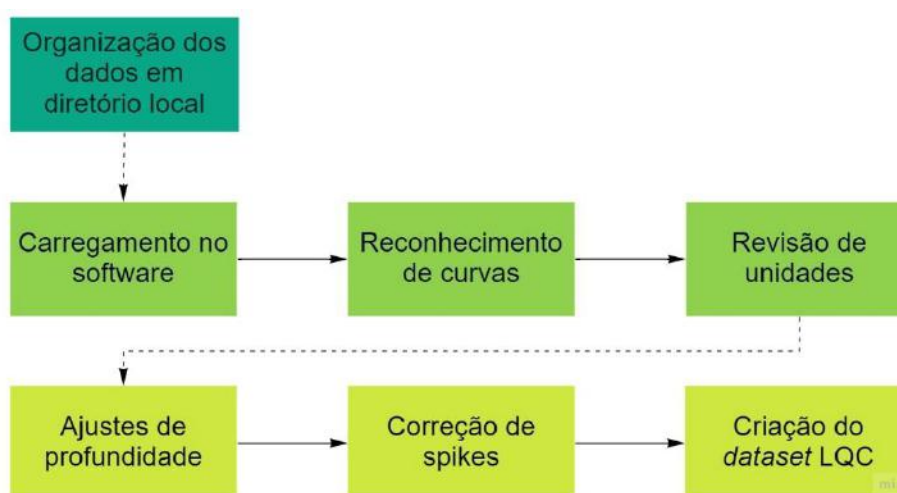


Figura 4 - Fluxograma adotado para o controle de qualidade dos dados de poço.

O controle de qualidade para o *dataset* de perfis de imagem compartilha das etapas de reconhecimento, revisão de unidades e carregamento no software; entretanto o fluxo de trabalho seguiu para avaliação do comportamento das curvas de inclinometria, magnetometria, diâmetro de poço, velocidade de perfilagem, e tensão do cabo; seguindo a metodologia proposta por García-Caballido et al. (2010). Esta metodologia foi adotada com o intuito de minimizar problemas de processamento e auxiliar na identificação de áreas comprometidas.

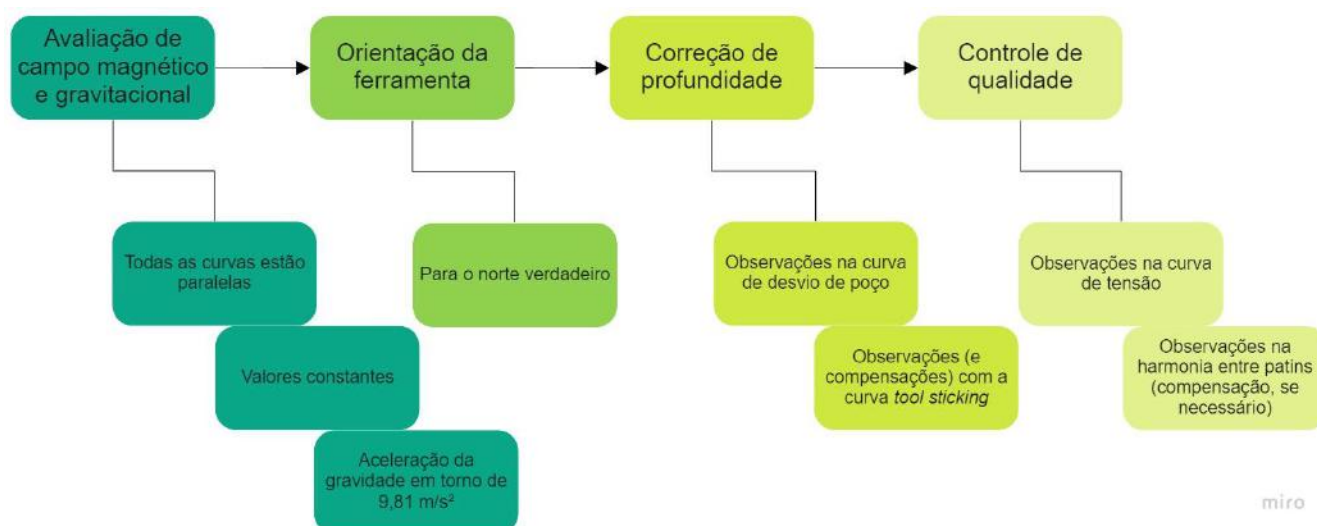


Figura 5 - Metodologia de processamento e controle de qualidade para perfis de imagem. Modificado de García-Caballido et al. (2010).

2.3.2 Processamento de imagem

A etapa de processamento de imagem consiste em tornar o conjunto de dados em algo passível de interpretação (Lai et al., 2018). O processo de geração de imagem seguiu as orientações publicadas em Rider, 1996, através do módulo *Image Analysis* no software *DS Petrophysics*.

A primeira etapa do processamento é inserir a ferramenta responsável pela aquisição na janela *Manage Image Tools*, um fluxo automatizado que reconhece e reúne as curvas responsáveis pela geração da imagem (figura 6). As variáveis relativas à ferramenta estão listadas no quadro A, enquanto o fluxo caminha navegando entre as abas do quadro B. Por último, o grau de confiança em relação a disponibilidade do dado é mostrado no quadro C.

Os valores de inclinação e declinação magnética utilizados foram retirados do portal NOAA *Magnetic Field*, através das coordenadas e data de aquisição.

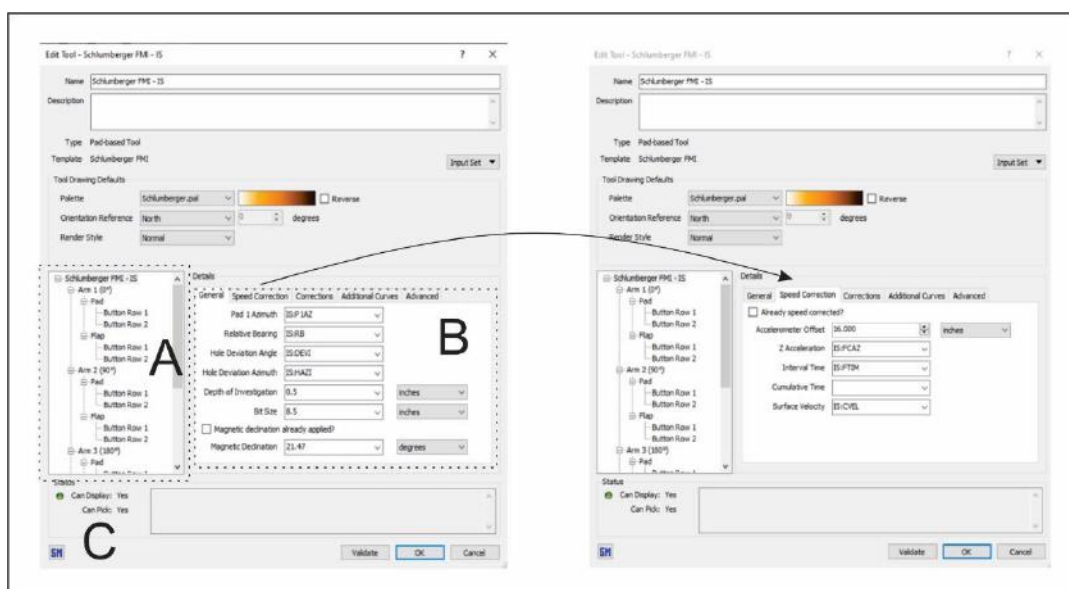


Figura 7 - Janela de gerenciamento de ferramentas de imagem do software *DS Petrophysics*.

Nenhuma correção de velocidade foi aplicada devido ao comportamento uniforme da curva de velocidade do cabo. Algumas desfases foram encontradas entre os *buttons*, mas a correção pelo software se mostrou insuficiente – em alguns momentos, piorando a imagem – então optou-se por desabilitar a opção e marcar os intervalos comprometidos como artefatos (orientação de García-Caballido et al., 2010, detalhes na seção de caracterização).

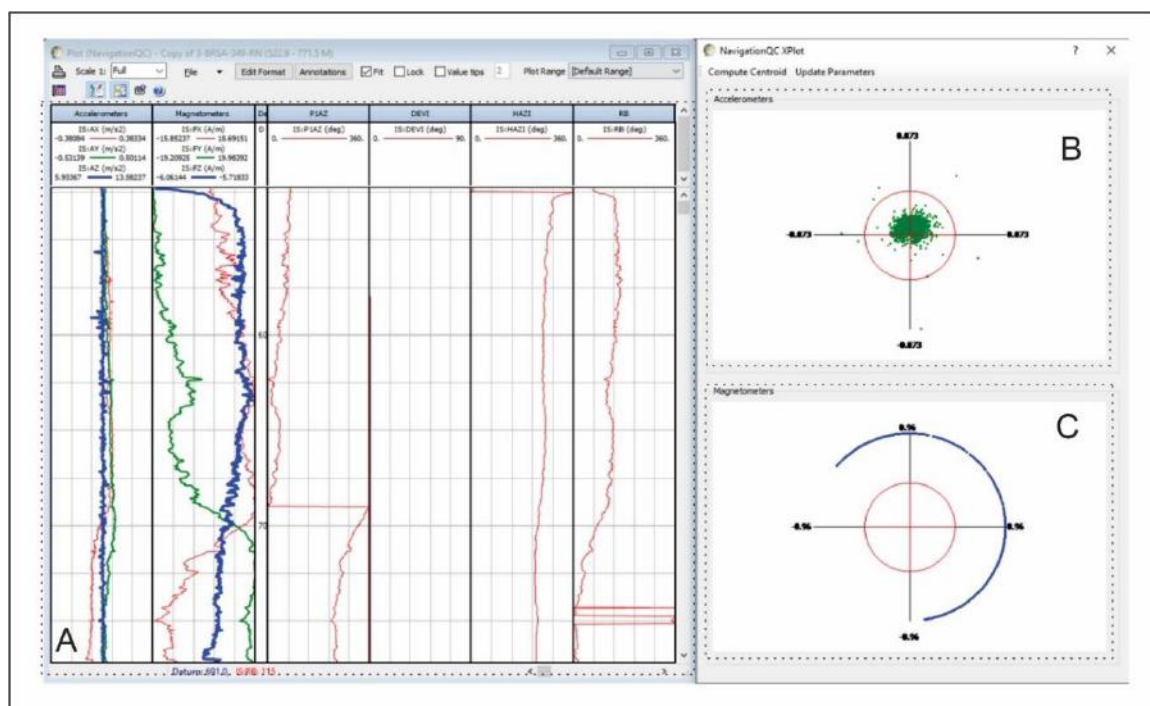


Figura 6 - *Layout* com perfis de inclinometria e gravimetria para controle de qualidade do processamento. Observar aceleração da gravidade (quadro B) com pontos de dispersão e magnetometria (quadro C) com razoável regularidade.

A geração das imagens foi realizada através de dois tipos de normalização: estática e dinâmica (Lai et al., 2018). Na normalização estática, a paleta de cores para a imagem é estabelecida para todo o poço; enquanto a normalização dinâmica trabalha com janelas pré-definidas de distribuição de cores (Rider, 1996, figura 8). Os extremos do perfil de imagem foram cortados para que a imagem estática não seja influenciada.

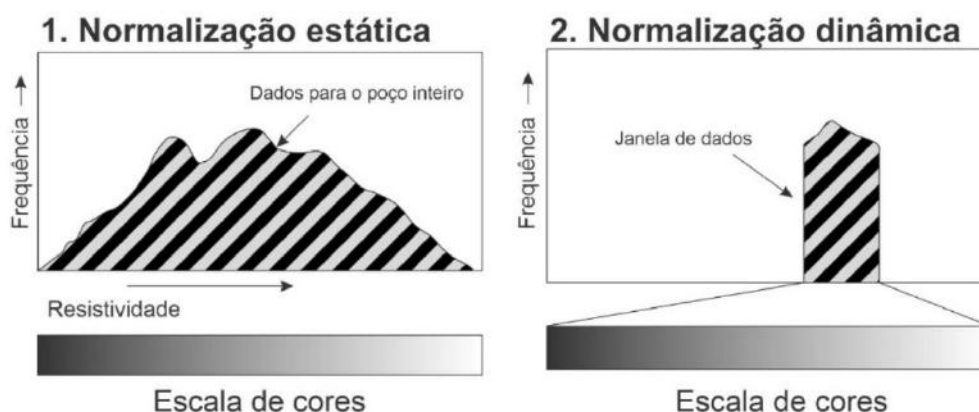


Figura 8 - Ilustração da construção de escala de cores em normalização estática e dinâmica. Modificado de Rider (1996).

Após a geração, um *plot* de interpretação foi estabelecido, conforme figura 9, através da aba *Plot Launcher* pertencente ao módulo *Image Analysis*.

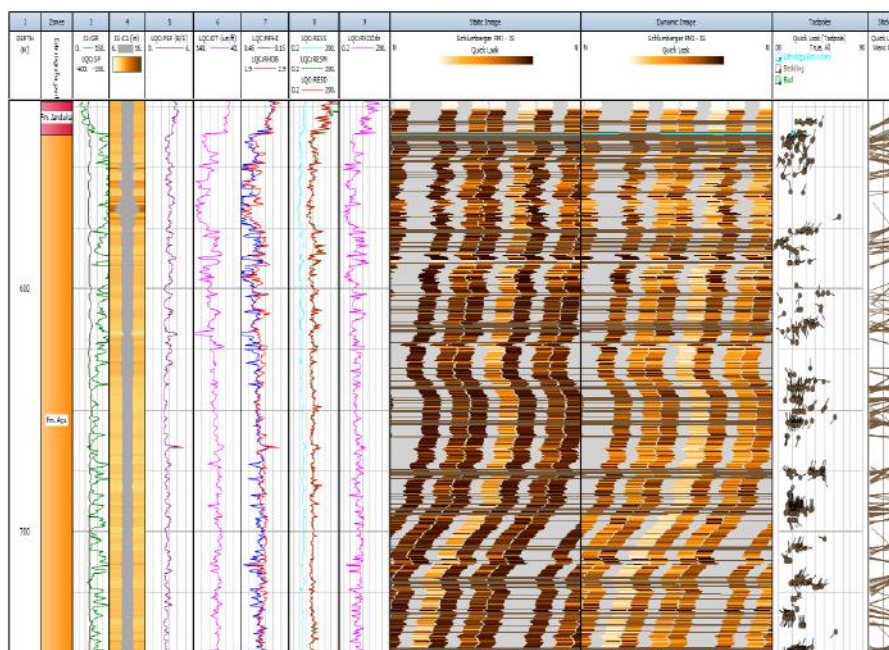


Figura 9 - *Layout* interpretativo utilizado para o estudo, após carregamento e processamento dos dados. Pista 1: profundidade; 2: estratigrafia retirada do perfil composto; 3: raios gamma e potencial espontâneo; 4: caliper; 5: velocidade de trânsito; 6: fator fotoelétrico; 7: densidade e neutrão; 8: resistividades rasa, média e profunda; 9: microrresistividade; 10 e 11: imagens estática e dinâmica; 12: *dip plot*; 13: *dip plot* seccionado a 90°.

2.3.3 Caracterização de fácies de imagem, associação de fácies e modelo deposicional

A metodologia adotada para caracterização das fácies de imagem foi baseada em trabalhos previamente publicados de carácter sedimentológico e estratigráfico com perfis de imagem (ver seção Revisão Bibliográfica, Aplicações de Perfis de Imagem em estudos sedimentológicos e estratigráficos).

Na tentativa de melhor correlacionar as fácies de imagem com fácies sedimentares, foram utilizados os parâmetros texturais apresentados na tabela 2.

Parâmetros texturais para perfis de imagem	
Arcabouço	Matriz
Textura da imagem	Granulometria
Homogênea	Grânulo
Heterogênea	Seixo
Intercalada	
Indiferenciada	
Cor estática	Cor estática
Resistiva	Resistiva
Intermediária	Intermediária
Condutiva	Condutiva
Trama	Trama
Aleatória	Aleatória
Senóides finas	Plano-paralela
Senóides espessas	Senóide bem definida
Outra	Senóide mal definida

Tabela 2 - Critérios para descrição textural da imagem microrresistiva.

Seguinte, conduziu-se a correlação das fácies de imagem com fácies sedimentares, tendo como base os trabalhos de Miall, 2006 e Scherer et al. (2015). Para tal, um perfil sintético foi construído com o objetivo de representar as observações de estruturas sedimentares, limites de camadas e tamanhos de grão. Para tamanhos inferiores a areia grossa, foi adotado o seguinte critério: lutito, em caso de valores de raios gama superior a 75 gAPI; areia média, para camadas maciças e

com raios gama inferior a 60 gAPI; e areia fina, para rochas laminadas e com raios gama variando entre 60 e 75 gAPI.

Observações acerca dos comportamentos dos perfis geofísicos foram incorporadas ao perfil sintético para identificação de padrões de sucessão faciológica. Seções de associação de fácies foram selecionadas para representar esses padrões, agrupando perfis microrresistivos, perfis convencionais e um quadro de detalhe para feições relevantes para o estudo.

Por fim, a construção do modelo evolutivo se deu através de um quadro com interpretação das sequências, ambiente deposicional e correlação com unidades informais propostas na bibliografia.

3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

3.1 Contexto geológico

A Bacia Potiguar está localizada no extremo leste da margem equatorial brasileira, limitada a oeste com a bacia do Ceará pelo Alto de Fortaleza, a leste com a Bacia de Pernambuco e Paraíba pelo Alto de Touros, a sul com o embasamento cristalino Arqueano e Proterozóico, e a norte com a cota batimétrica de -2.000m. Seu território compreende uma área de aproximadamente 48.000 km², sendo 45% emersos e 55% submersos em águas marinhas (CORREA NETO, 2007; ARARIPE E FEIJÓ, 1994).

A figura 10 compila os principais elementos estruturais envolvidos na bacia. *Horsts* e grábens se conectam através de zonas de cisalhamento de orientação NE-SW e E-W, reativadas no Cretáceo Inferior devido ao evento de separação entre os continentes Sul-Americano e Africano que originou a bacia. Plataformas do embasamento cercam os grábens centrais, apresentando falhas de direção E-W (BERTANI, 1990; COSTA DE MELO, 2016).

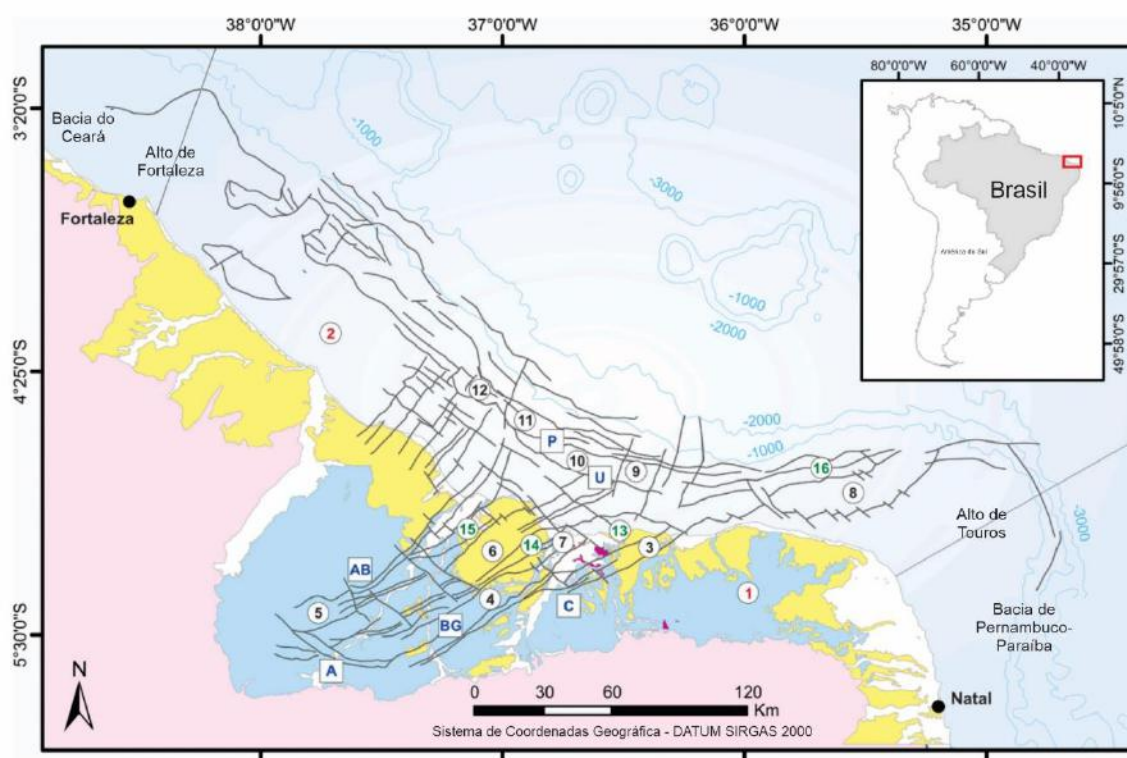


Figura 10 - Mapa estrutural da Bacia Potiguar. Modificado de Cunha et al., 2021.

3.1.1 Evolução Tectono-sedimentar

Assim como as bacias de margem equatorial brasileiras, a gênese da Bacia Potiguar está associada a implantação e evolução do Rifte Continental do Nordeste Brasileiro, oriundo de esforços distensivos associados a quebra do paleocontinente Gondwana no Jurássico (MATOS, 1987).

Bertani et al., (1990) propuseram três estágios evolutivos para a bacia: Rife, onde a sedimentação seria controlada pelos mecanismos de extensão e afinamento crustal; Transicional e Drifte, controlados pelo resfriamento da crosta e balanço isostático. Pessoa Neto et al. (2007) reconheceram quatro estágios evolutivos, ilustrados na figura 11:

- Rife I; caracterizada por estiramento crustal e altas taxas de subsidência. Nesta fase se desenvolveram meio-grábens assimétricos e altos internos de direção geral NE-SW. Representada pelos depósitos inferiores da Formação Pendência;

- Rifte II; caracterizada pela mudança de eixo para a porção marinha da bacia, soerguendo a porção interna que agora se comporta como ombreira do rifte. O início da deriva continental muda a direção de transporte para E-W. Essa unidade é representada pela porção superior da Formação Pendência e pela Formação Pescada;
- Pós -rifte; caracterizada por subsidência térmica sucessora às fases rifte, ilustrando a passagem gradativa de sistemas deposicionais continentais para marinhos. O registro geológico desta fase está nos depósitos da Formação Alagamar;
- Drifte; caracterizada por taxas mais modestas de subsidência do que as fases anteriores. Abrange os pacotes sedimentares dos grupos Apodi e Agulha.

3.1.2 Estratigrafia

Araripe & Feijó (1994) utilizaram dados de poços, sísmica e afloramento para revisar o arcabouço estratigráfico da bacia, dividindo-o em três unidades:

- Grupo Areia Branca: predominantemente clástico, compreende o primeiro grande ciclo de transgressão. É representado pelos sedimentos de leque aluvial e sistemas flúvio-deltaicos das formações Pendência e Pescada; e pelos sistemas flúvio-deltaicos, lagunar e nerítico da Formação Alagamar;
- Grupo Apodi: com representação mais expressiva de rochas carbonáticas, é reflexo de um grande ciclo transgressivo que abrange as formações Açú, Ponta do Mel, Quebradas e Jandaíra;
- Grupo Agulha: formado por sedimentos siliciclásticos e carbonáticos de alta e baixa energia, representam um grande ciclo de regressão marinha. Integram este grupo as formações Ubarana, Guamaré e Tibau.

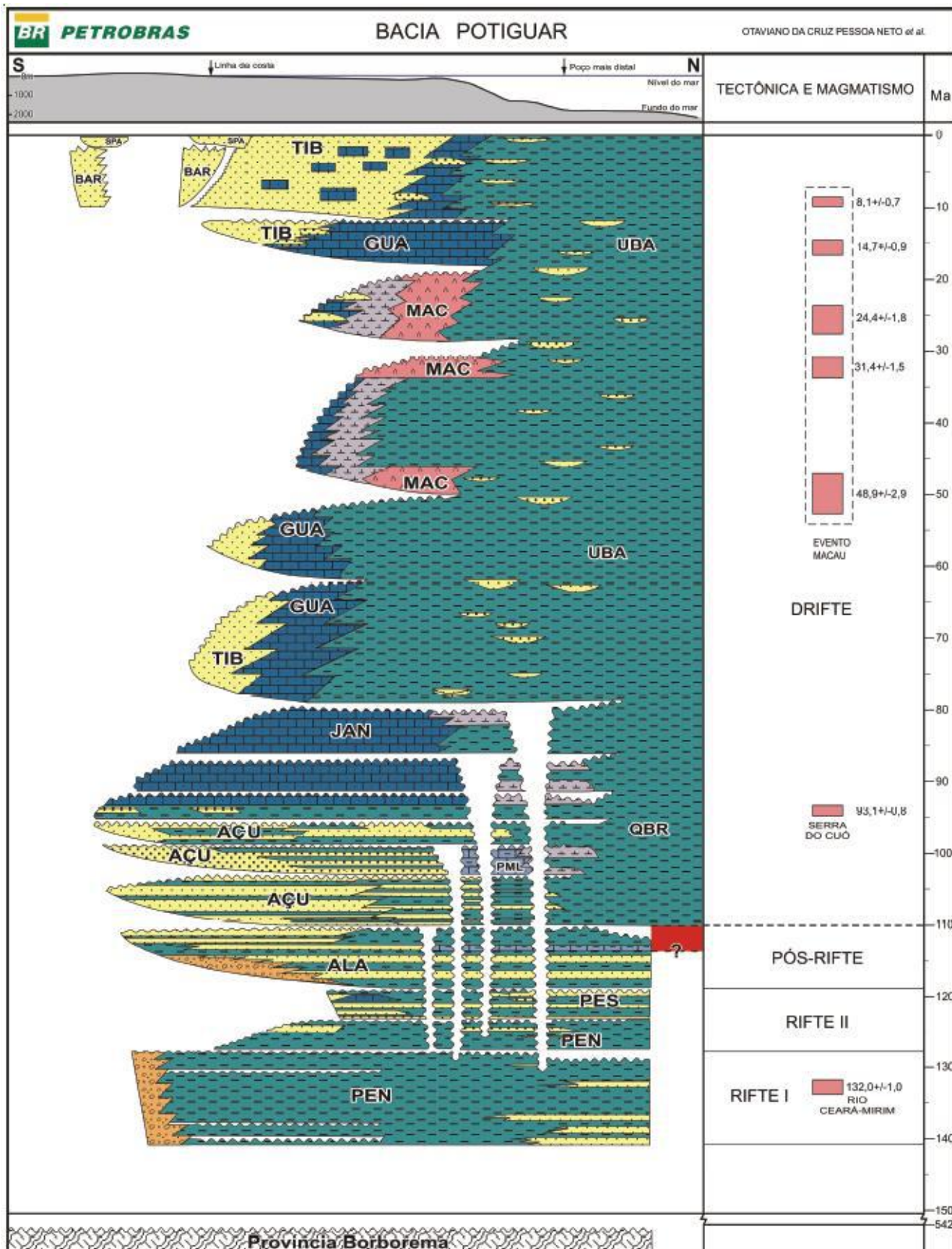


Figura 11 - Carta estratigráfica para Bacia Potiguar. Retirado de Pessoa Neto et al., 2007.

Rochas vulcânicas também ocorrem na bacia e foram individualizadas em três formações por Araripe & Feijó (1994): Formação Rio Ceará-Mirim, constituída por diques de diabásio toleítico datados entre Valagininiano e Aptiano; Formação Serra do Cuó, formado por diques de diabásio alcalinos do Santoniano-Camponiano; e Formação Macau, que reúne derrames de olivina-basalto afaníticos do Eoceno ao Oligoceno.

3.1.3 Formação Açú

Definida primeiramente por Kreidler e Andery (1949, apud. Araripe & Feijó, 1994), a Formação Açú é composta por camadas de arenito médio a muito grosso, espessas, de cor branca e intercalados à folhelhos e argilitos verde claros e siltitos castanhos. Vasconcelos et al. (1990) sugere que a unidade atinja até 1000 m de espessura na porção marinha, enquanto a espessura máxima em continente não excede 650 m.

Segundo Araripe & Feijó (1994), a unidade limita-se basalmente em discordância angular com os sedimentos da Formação Alagamar. Lateralmente, ocorre interdigitação com as formações Ponta do Mel e Quebradas, enquanto é sotoposta pelos sedimentos majoritariamente carbonáticos da Formação Jandaíra. Vasconcelos et al., (1990) reiteram os contatos laterais e superior, mas adicionam que a base da unidade possui caráter discordante e erosivo com as formações Alagamar, Pendência e com o embasamento cristalino.

Pessoa Neto et al. (2007) incluem os depósitos da unidade nas Sequências Marinhas Transgressivas K60, K70, K-82-84 e K86, integrando a Supersequência Drifte da Bacia Potiguar. A interpretação é de que os sistemas foram afogados por uma grande transgressão no Cretáceo, empilhando sistemas fluviais entrelaçados, meandranes grossos e finos, concluindo o ciclo com estuarinos.

Devido a suas características deposicionais, a Formação Açú carece de marcos estratigráficos correlacionáveis. Neste contexto, Vasconcelos et al. (1990), através de perfis elétricos e correlação com afloramentos e testemunhos, propôs uma subdivisão informal em 4 unidades, utilizada extensivamente na prospecção e produção de hidrocarbonetos:

- Açú 1: caracterizada por atenuação no tempo de trânsito, perfil de densidade fechado, decréscimo na resistividade profunda e potencial espontâneo, acréscimo na resistividade rasa e valores de raios gama baixos. É representada por arenitos grossos e argilosos, sendo interpretado como oriunda de um ambiente pouco seletivo – leques aluviais.

- Açu 2: definida pelo padrão de *fining upward* do perfil de raios gama, também refletido pelo potencial espontâneo. O tempo de trânsito apresenta padrão serrilhado em argilas e valores uniformes em areias, enquanto a resistividade apresenta valores altos devido a presença de água doce. Litologicamente, engloba arenitos grossos a finos, siltitos e folhelhos. A porção inferior é rica em areias grossas, correspondendo a um sistema fluvial entrelaçado. O ciclo de afinamento sugere que o sistema perde energia, evoluindo para fluvial meandrante, com folhelhos associados à variação lateral de fácies.
- Açu 3: a principal característica em perfis é o aumento da argilosidade para o topo, com tempo de trânsito serrilhado e raios gamma crescente com quebra na base. Compreende arenitos grossos a finos, siltitos e folhelhos. A interpretação para esta unidade é idêntica à inferior, com a quebra na base apontando para uma retomada deposicional para o sistema.
- Açu 4: marcante em todos os perfis, é definida pela feição em “barriga” nos perfis de raios gama, sônico e resistividade. De maneira geral, os perfis indicam rochas argilosas, com raios gamma aumentando para o topo, tempo de trânsito elevados e resistividade baixas. Abrange argilitos, folhelhos, siltitos, arenitos muito finos a médios e eventuais calcilutitos e margas dolomitizadas. A interpretação deposicional é de ambiente estuarino a marinho raso, com desenvolvimento de ilhas em-barreira cortadas por canais de maré com laguna na retaguarda.

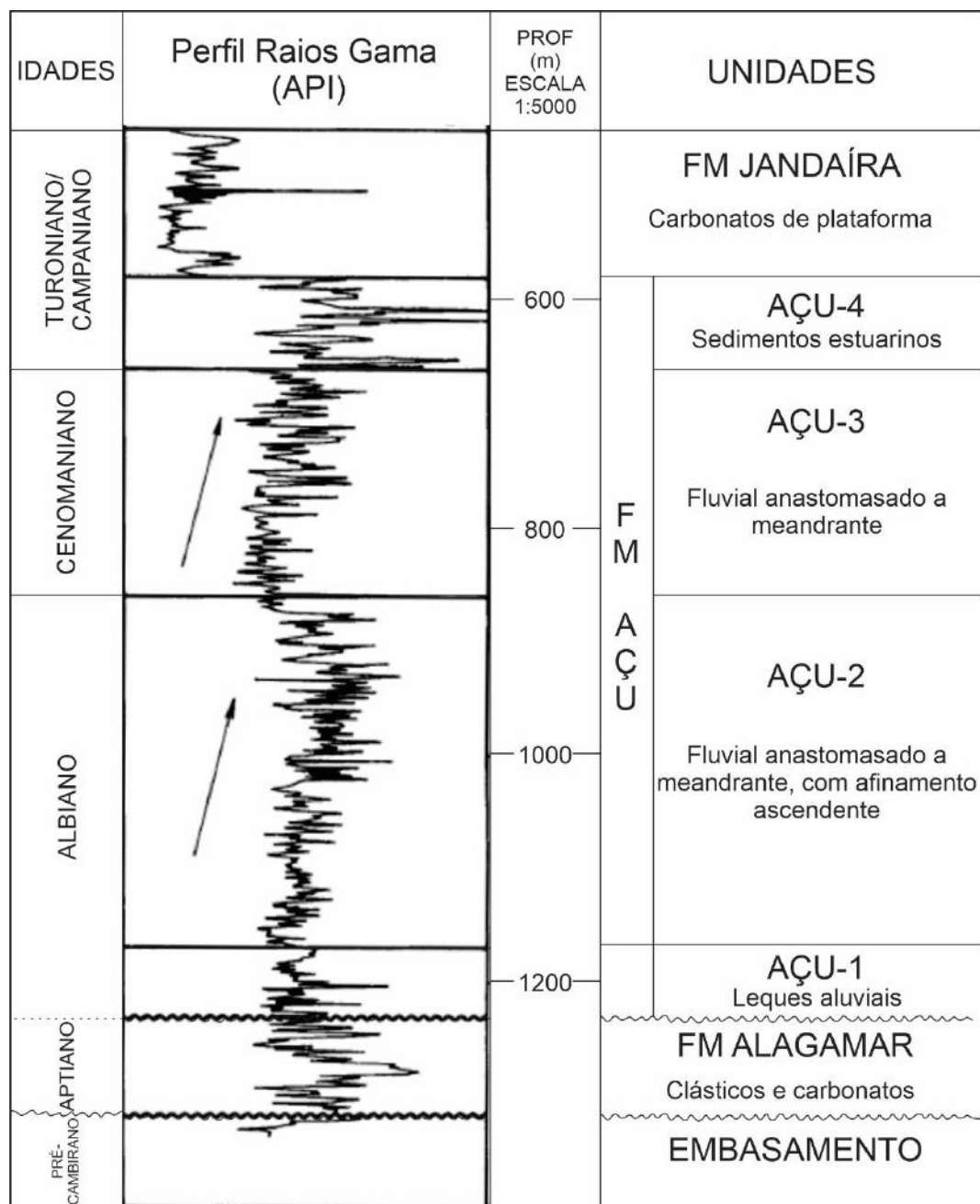


Figura 12 - Subdivisão informal da Formação Açú proposta a partir de perfis elétricos por Vasconcelos et al., 1990.

3.2 Perfis de Imagem

Perfis de imagem ou *borehole image logs* (BHI) são perfis especiais que registram propriedades geofísicas na parede do poço por mais de um sensor, à uma elevada taxa de amostragem e multiplicidade horizontal. As propriedades geofísicas mais comuns registradas nesse tipo de perfil são acústicas ou elétricas (Rider, 1996).

Perfis de imagem resistiva detalham a resposta elétrica da formação através de contato direto com sensores. Essa tecnologia é uma evolução do *dipmeter*, agora com capacidade de imagear texturas e estruturas geológicas. A propriedade física medida, resistividade, é a quantidade oposta à condutividade, sendo sensível à heterogeneidades litológicas, composicionais, texturais e estruturais. A figura 13 ilustra o processo de aquisição da ferramenta (Rider, 1996; Brown, 2015, Roedel, 2014).

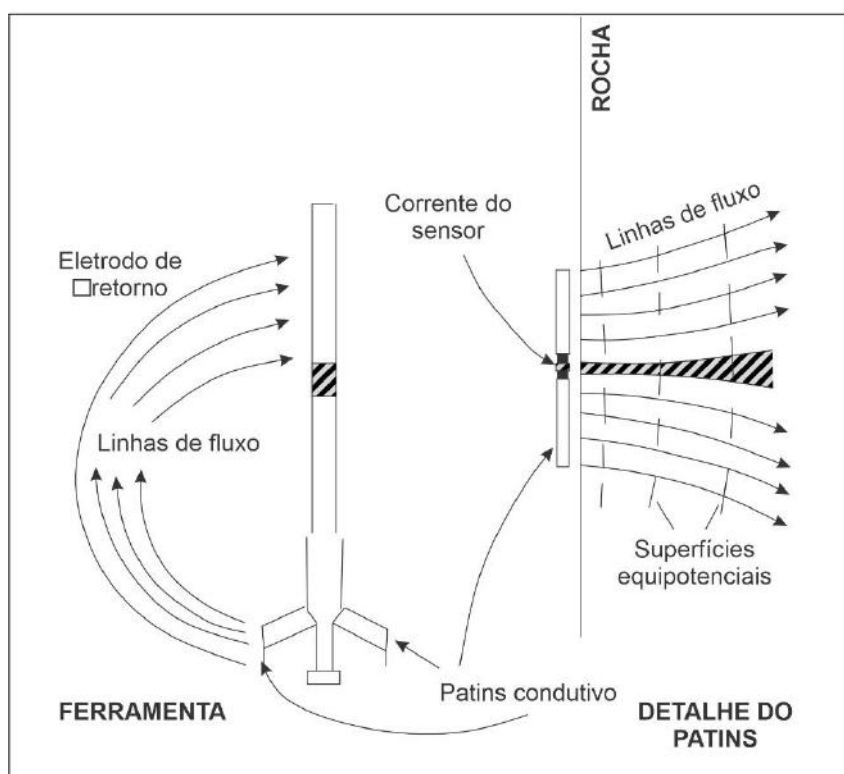


Figura 13 - Esquema representativo da aquisição do perfil de imagem microrresistiva. Modificado de Rider, 1996.

Lai et al. (2018) compararam a resolução e cobertura de ferramentas de imageamento resistivo das principais companhias de serviço atuantes no mercado. A tabela considera somente ferramentas funcionais em fluido de perfuração à base de água.

Ferramenta	Companhia	Resolução Vertical	Cobertura
XRFI	Halliburton	0.2	60%
EMI	Halliburton	0.2	60%
FMI	Schlumberger	0.2	80%
SED	Halliburton	?	~10%

Tabela 3 - Resolução vertical e cobertura das principais ferramentas de imageamento resistivo. Retirado de Lai et al., 2018.

A representação das imagens é feita a partir do ‘desenrolar’ da imagem tridimensional em uma imagem planar. A conversão de forma cilíndrica para plana não causa mudanças para superfícies verticais ou horizontais, mas feições oblíquas (como acamamentos mergulhantes) se tornam senóides.

O ponto de menor amplitude da senóide simboliza a direção de mergulho, enquanto a amplitude indica o ângulo (figura 14). As atitudes de feições mergulhantes estão representadas como *tadpoles* (girinos, tradução livre) no perfil de mergulho (*dip plots*) (Rider, 1996; Roedel, 2014).

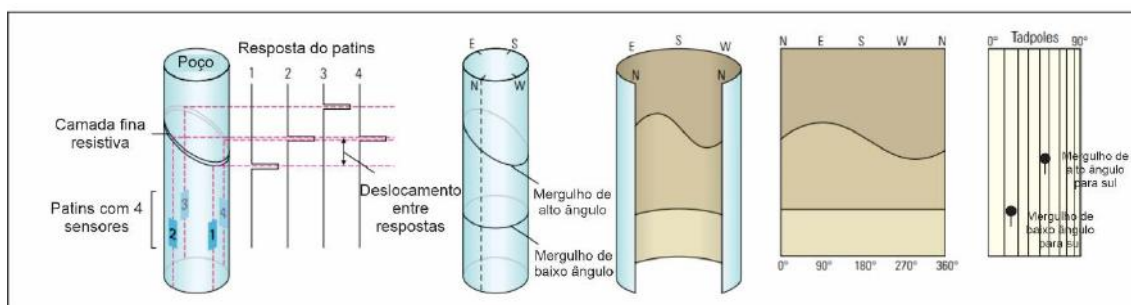


Figura 14 - Representação de camadas inclinadas em perfis de imagem. Modificado de Brownr, 2015.

3.2.1 Aplicações de perfis de imagem em estudos sedimentológicos e estratigráficos

Numerosas são as aplicações de perfis de imagem em estudos sedimentológicos e estratigráficos. Lai et al. (2018), em sua revisão bibliográfica acerca das aplicações da ferramenta, define o conceito de fácies de perfil de imagem (*borehole image log facies*), como a aparência visual da imagem em virtude da combinação de cores estáticas e padrão do perfil de mergulho (*dip plot*).

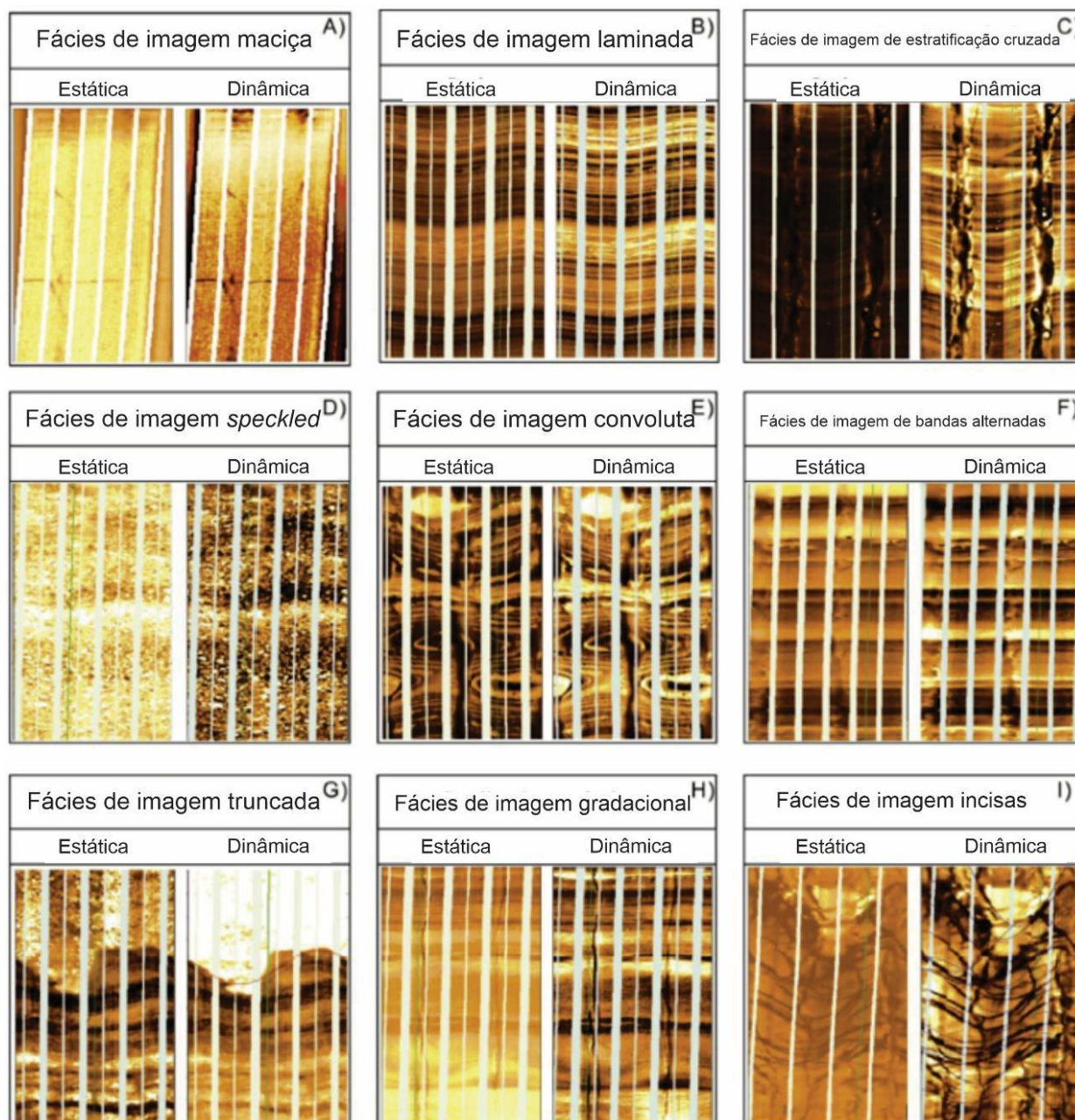


Figura 15 - "*BHI facies*" segundo Lai et al., 2018. O autor fez uma revisão bibliográfica dos principais trabalhos publicados até então.

Donselaar & Schmidt (2005) demonstraram o potencial da técnica ao extrapolar interpretações de sedimentos miocênicos da Bacia de Ebro (Espanha) para poços próximos ao afloramento estudado. Associações de facies fluviais entrelaçado e meandrante foram caracterizadas, utilizando a textura dos perfis e o padrão de comportamento do *dip plot* (figura 16).

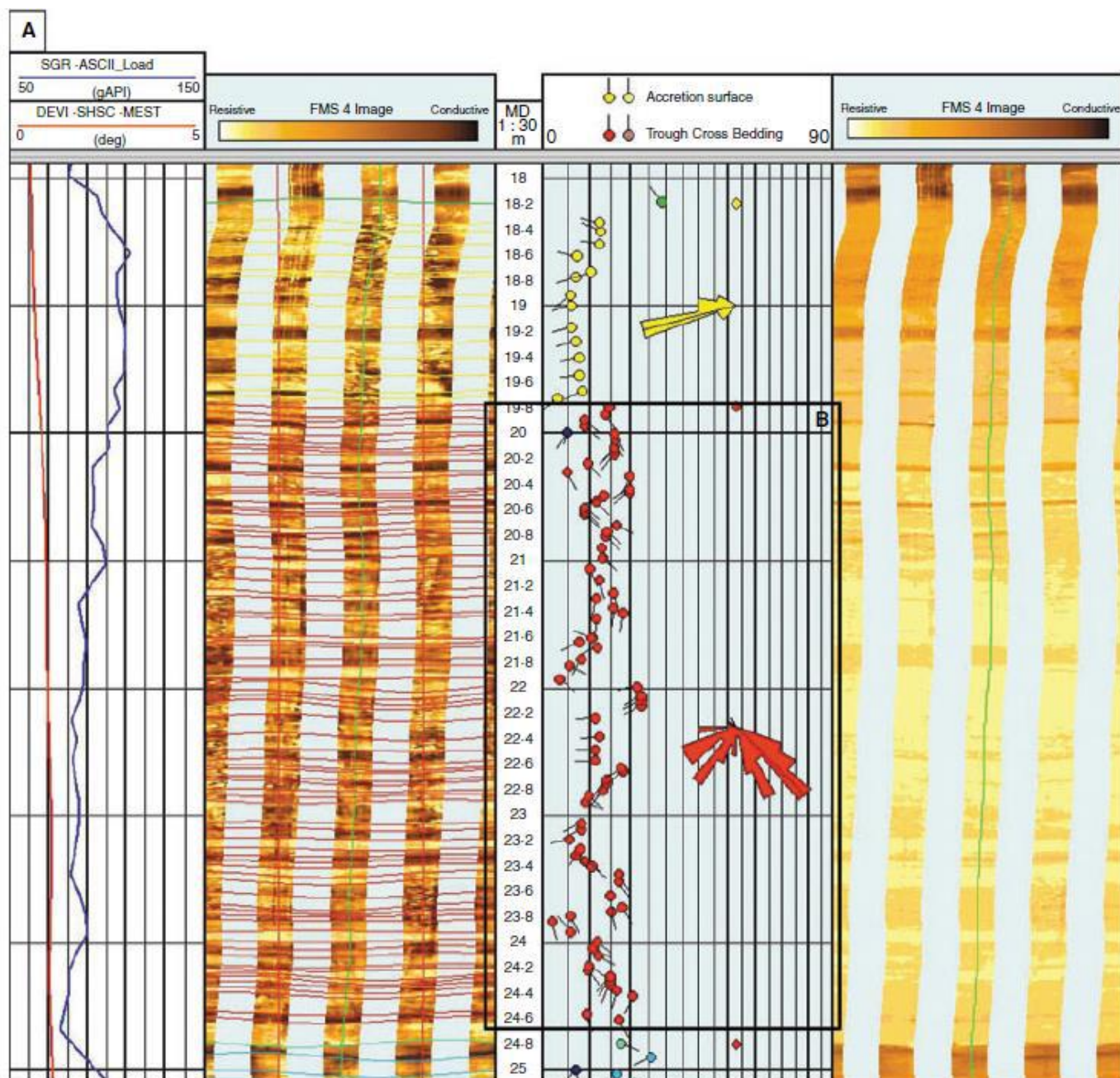


Figura 16 - Seção interpretada como fluvial meandrante por Donselaar & Schmidt, 2005. Janela dinâmica a esquerda e janela estática a direita. Observar aumento de condutividade para o topo e variações locais de direção de mergulho.

Muniz & Bosence (2015) calibraram os perfis de imagem com testemunhos, lâminas petrográficas e *plugs* antes de extrapolar sua interpretação para demais poços na Bacia de Campos. As feições carbonáticas da sequência pré-sal da bacia apresentam alto grau de heterogeneidade, permitindo o reconhecimento de oito fácies distintas e a modelagem estratigráfica da Formação Macabu, Aptiana.

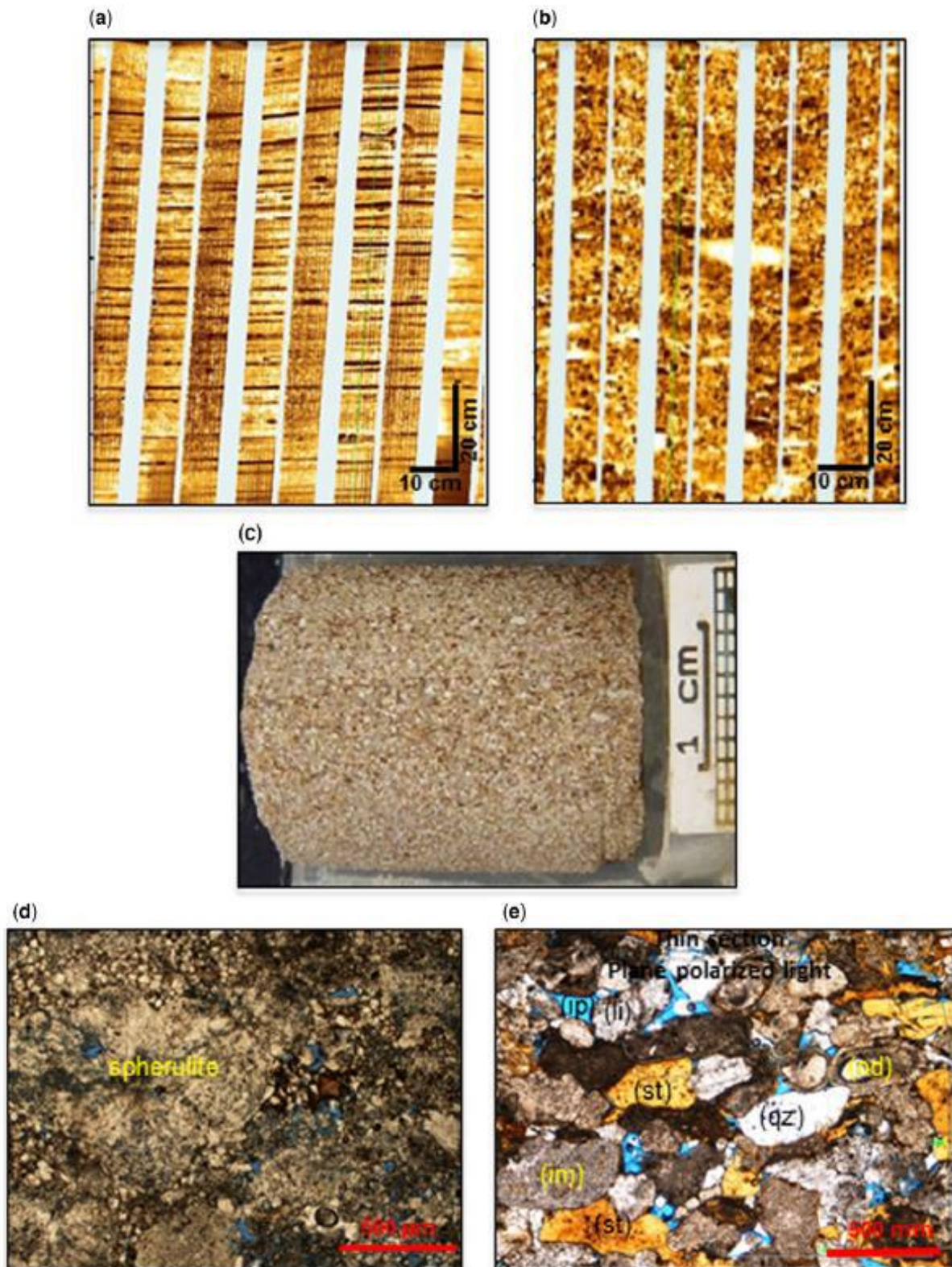


Figura 17 - a) Fácies de lutito laminado intercalado a carbonatos resistentes. b) *Grainstone* aparentando boa seleção. Porosidade vulgar é observada como pontos escuros. c) amostra lateral da fácies anterior. d) microfotografia da mesma fácies destacando um esferulito. e) microfotografia ressaltando os intraclastos de microbialito (mi), oóides (od) e stromatolitos (st).

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 Tipos texturais de imagem

A aplicação dos critérios descritivos no material de estudo identificou 23 tipos texturais de imagem. As principais características de cada tipo estão registradas na tabela 4. A caracterização é limitada na base pela aquisição da ferramenta e no topo pela Formação Jandaíra, em contato discordante bem-marcado em perfil.

O *layout* da figura 19 mostra a distribuição vertical dos tipos texturais ao longo do poço. Tendências de ocorrência dos tipos foram observadas e agrupadas em cinco unidades: unidade 1, com predomínio de BHI2 intercalada a BHI1; unidade 2, com maior frequência dos tipos BHI13 à 18; unidade 3, com intercalações entre BHI1, 2, 3 e 4; unidade 4 com maiores espessuras para BHI1; e unidade 5 com intercalações entre BHI14 e BHI10.

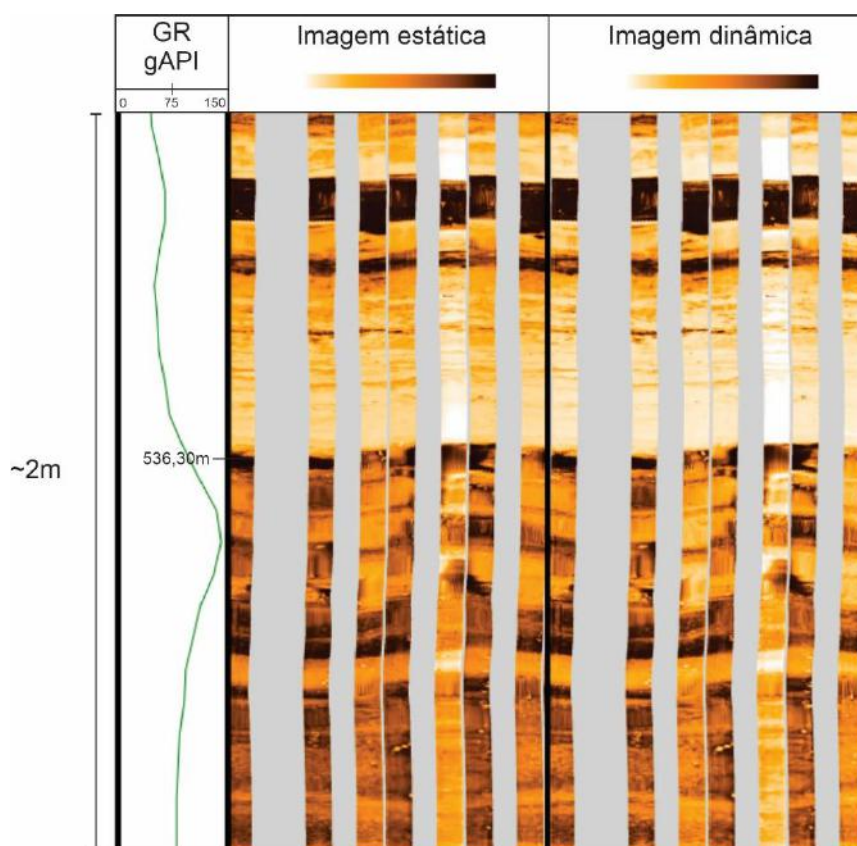


Figura 18 - Contato entre Formação Jandaíra e Formação Açú.

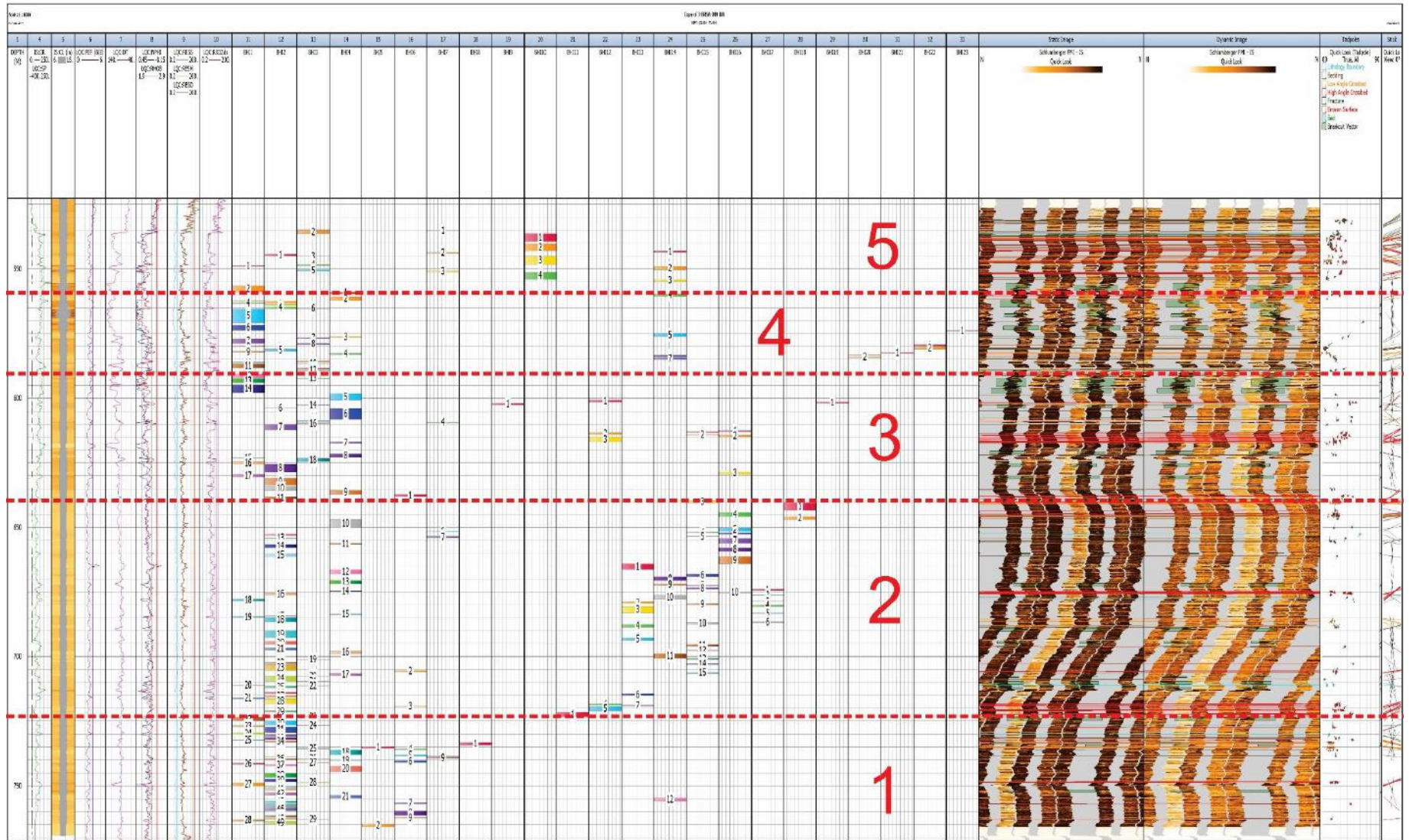


Figura 19 - Distribuição das fácies de imagem. Limite dos intervalos como linhas horizontais vermelhas tracejadas.

Tipo	Matriz			Arcabouço		
	Composição	Cor estática	Organização	Granulometria	Cor estática	Organização
BHI 1	Homogênea	Condutiva	Maciça	Grânulo a seixo	Intermediária	Aleatória ou senóides mal definidas
BHI 2	Homogênea ou intercalada	Intermediária ou condutiva	Maciça	Grânulo	Condutiva	Aleatória ou senóides mal definidas
BHI 3	Homogênea ou indiferenciada	Resistiva	Aleatória	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica
BHI 4	Intercalada	Intermediária/Condutiva	Maciça	Grânulo (raro)	Intermediária	Aleatória
BHI 5	Homogênea	Intermediária/Condutiva	Senóides finas	Grânulo	Condutiva	Senóides bem definidas
BHI 6	Indiferenciada	Condutiva	Aleatória	Seixo	Condutiva	Aleatória
BHI 7	Homogênea	Condutiva	Maciça	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica
BHI 8	Homogênea	Intermediária	Senóides finas	Grânulo	Condutiva	Senóides bem definidas
BHI 9	Intercalada	Intermediária	Senóides finas mal marcadas ou maciça	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica
BHI 10	Intercalada	Intermediária	Senóides espessas	Grânulo (raro)	Intermediária	Senóides bem definidas
BHI 11	Intercalada	Intermediária	Senóides espessas	Seixo	Condutiva	Aleatória
BHI 12	Indiferenciada	Intermediária/Condutiva	Aleatória ou senóides espessas	Seixo	Intermediário	Aleatório
BHI 13	Heterogênea	Intermediária/Condutiva	Maciça	Seixo	Intermediária/Resistiva	Senóides mal definidas ou aleatória
BHI 14	Indiferenciada	Intermediária/Condutiva	Maciça, bioturbada	Seixo	Intermediária/Resistiva	Aleatória
BHI 15	Homogênea	Intermediária	Senóides finas mal marcadas ou maciça	Grânulo	Intermediária	Senóides mal definidas ou aleatória
BHI 16	Intercalada	Intermediária/Condutiva	Senóides espessas	Grânulo a seixo	Condutiva	Senóides bem definidas
BHI 17	Homogênea	Condutiva	Maciça	Seixo	Intermediária	Aleatória
BHI 18	Intercalada	Intermediária	Maciça	Seixo	Condutiva	Senóides mal definiadas ou aleatória
BHI 19	Heterogênea	Intermediária/Condutiva	Senóides finas mal marcadas ou maciça	Seixo grosso	Condutiva	Aleatória
BHI 20	Heterogênea	Condutiva	Senóides finas	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica
BHI 21	Homogênea	Intermediária/resistiva	Senóides finas	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica
BHI 22	Intercalada	Intermediária/resistiva	Senóides finas ou espessas	Grânulo	Condutivo	Senóides bem definidas
BHI 23	Intercalada	Resistiva/condutiva	Senóides finas	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica

Tabela 4 - Tipos texturais de imagem.

Zonas prejudicadas pelas condições de poço ou por problemas na aquisição foram definidas como artefatos. A interpretação dos perfis de raios gama e fator fotoelétrico sugere que esses intervalos são exclusivamente de alta argilosidade – característica relevante para a associação faciológica.



Figura 20 - Exemplo de artefato nos perfis de imagem e argilosidade associada.

Escamamentos na parede do poço, também conhecidos como *breakouts*, foram observados em tipos texturais condutivos e de granulometria fina ou em artefatos. Essas estruturas ocorrem como feições verticais e ortogonais entre si, orientadas conforme a direção de esforço horizontal mínimo e perpendiculares a direção de esforço horizontal máximo aplicado na rocha. O estereograma da

figura 21 compila a atitude dos *breakouts* identificados, sugerindo direção de esforço máximo E/NE-W/SW.

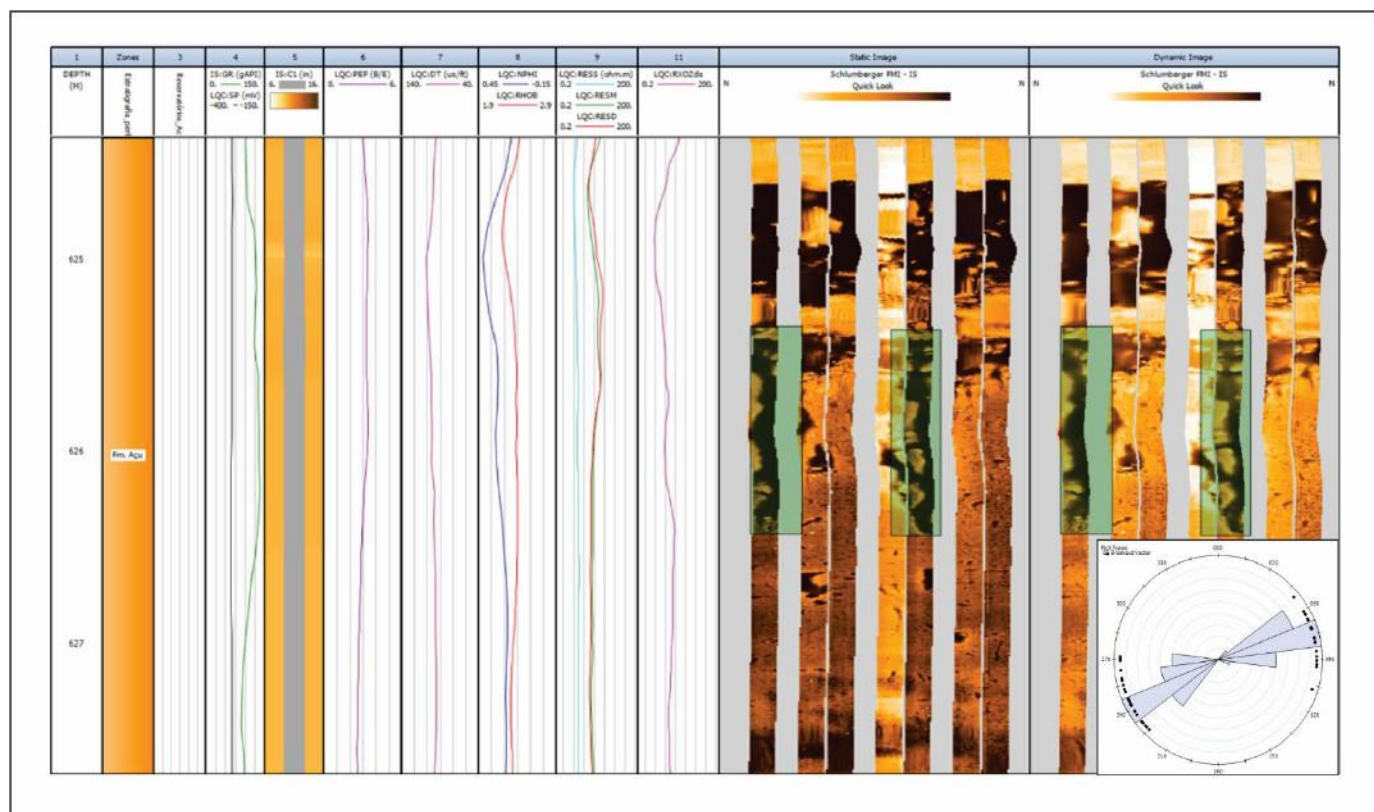


Figura 21 - Exemplo de *breakout*. A direção de esforço máximo para todo o poço está compilada no estereograma da imagem.

Os critérios descritivos propostos se mostraram suficientes para reconhecimento das principais feições sedimentológicas e estratigráficas do poço, tendo em vista o grande número de tipos texturais reconhecidos. Observações de contrastes de resistividade, limites de tipos texturais e senóides foram registradas para posterior interpretação na etapa de correlação com fácies sedimentares.

4.2 Correlação com fácies sedimentares

A correlação dos tipos texturais de imagem com fácies sedimentares resultou em doze grupos faciológicos com características semelhantes. Os agrupamentos e suas respectivas interpretações deposicionais estão apresentados na tabela 5.

Código	Tipo	Interpretação
Fl	BHI21 e BHI9	<i>Overbank</i> , canal abandonado ou planície de inundação
Fr	BHI14	Solo incipiente
Fsm	BHI1, BHI4, BHI6, BHI7 e BHI15	Planície de inundação, depósito de canal abandonado, depósitos estuarinos
Sl	BHI22	Preenchimento erosivo, anti-dunas
Sm	BHI2 e BHI4	Rápida deposição de fluxos concentrados ou bioturbação intensa
Sp	BHI11 e BHI12	Dunas bidimensionais subaquosas
Sr	BHI5, BHI 10 e BHI20	Ripples (regime de fluxo inferior)
St	BHI8 e BHI19	Dunas tridimensionais subaquosas, preenchimento de canal
Gh	BHI17 e BHI18	Depósitos retardatários
Gt	BHI16 e BHI19	Dunas cascalhosas tridimensionais, preenchimento de canal
Pc	BHI3	Paleossolo carbonático – exposição subaérea
Ps	BHI13	Paleossolo silicoso – exposição subaérea

Tabela 5 - Correlação entre fácies de imagem e fácies sedimentares.

Um perfil sedimentológico sintético foi levantado com o objetivo de melhor representar os contatos entre as camadas e a distribuição das fácies (figura 22). Deste perfil, observam-se quatro intervalos que se assemelham as unidades identificadas nos tipos texturais, com a única exceção sendo a coalescência das unidades 3 e 4 em um único intervalo, no caso, o terceiro.

O poço inicia com uma sequência de afinamento (intervalo 1) que é interrompida por uma superfície erosiva na profundidade de 732 metros. Um ciclo de *coarsening up* evolui até 639 m, onde é interrompido por outra superfície erosiva que serve de base para o terceiro intervalo. Uma espessa camada de lutito distingue um quarto intervalo, já à 574m. A interpretação prévia dos ciclos de afinamento é de um sistema em afogamento, com uma fase de reativação bem-marcada no segundo intervalo.

Seções representativas das associações de fácies foram selecionadas para melhor ilustrar as observações científicas, referenciadas no perfil sintético e descritas a seguir.

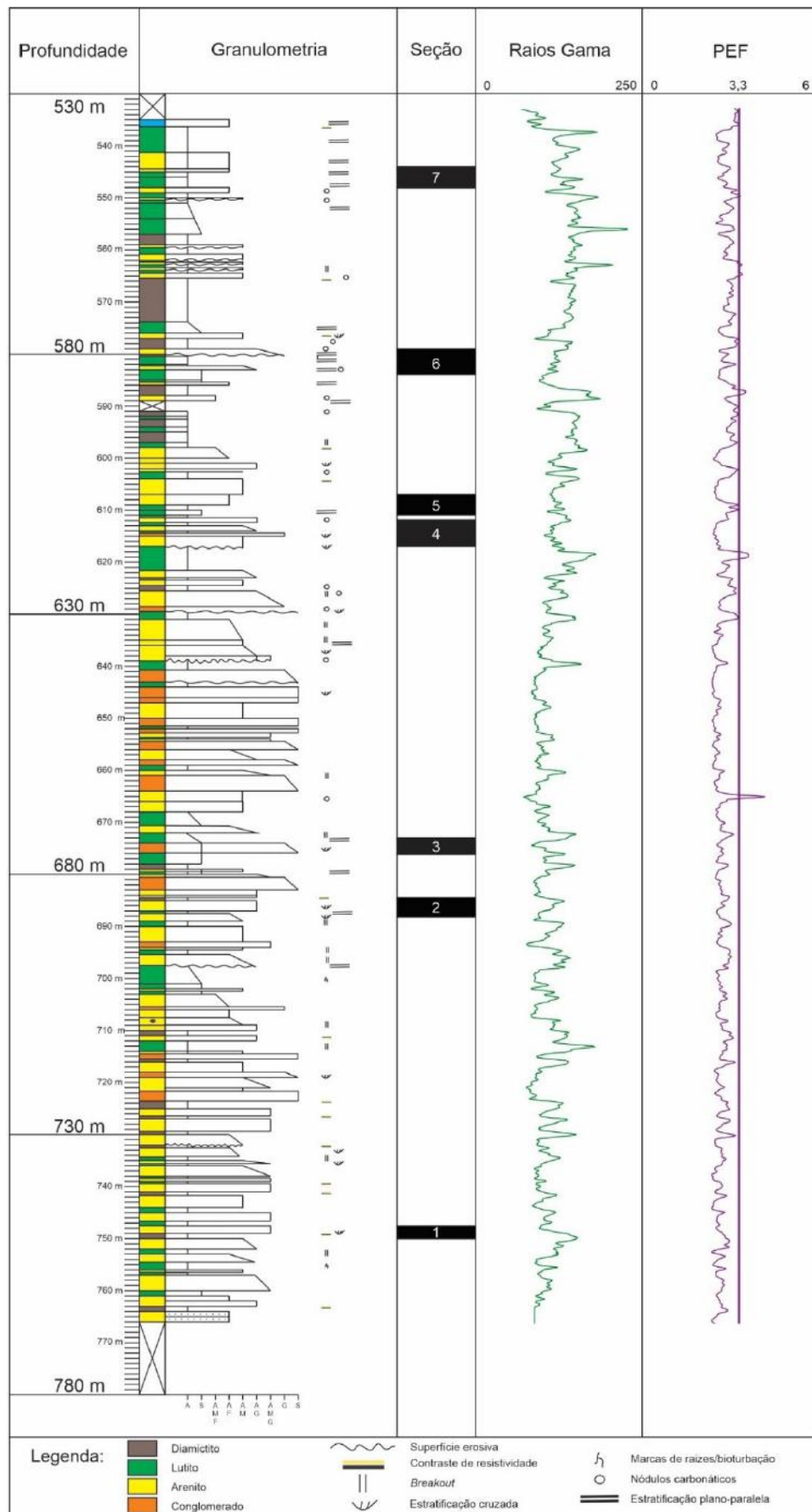


Figura 22 - Perfil sedimentológico sintético.

4.2.1 Seção 1

A primeira seção simboliza o trecho inicial do poço, da base até a profundidade de 724 metros (ilustrada na figura 23), consistindo em ciclos de afinamento para o topo entre arenitos com estratificação cruzada, arenitos maciços (por vezes bioturbados) e lutitos maciços ou alterados.

A fácies St é caracterizada por senoides formadas por clastos condutivos em matriz muito resistiva (figura 23B), em contato erosivo com a fácies Fm. Os clastos condutivos são interpretados como intraclastos de argila retrabalhados pelo canal, sendo as senoides representações de estratificações cruzadas. As manchas escuras na profundidade de 748,5 são interpretadas como reativação de canal, antecedendo senoides mal definidas de orientação similar aos cosets inferiores (mais detalhes na seção 3).

A fácies Sm é definida nesta seção por matriz intermediária e arcabouço de numerosos clastos condutivos. Por vezes, a matriz sugere uma intercalação de valores de condutividade. Nenhuma organização é aparente, com exceção de raras marcas de bioturbação próximas a fácies finas.

A fácies Fm é constituída por uma camada muito condutiva, comumente afetada por artefatos. Não foi observada qualquer organização na camada.

Os valores de argilosidade são mais altos na fácies Fm e mais baixos na fácies Sm, como observado no perfil de raios gama e na combinação de densidade e neutrão. A fácies St aparenta valores intermediários, muito por conta dos aparentes clastos de argila organizados conforme a estratificação. A curva GR delinea os ciclos de afinamento para o topo.

O perfil caliper, aqui espelhado para representação mais intuitiva da parede do poço, acusa arrombamentos na fácies mais finas. Isso reflete na leitura dos perfis, principalmente na porção inferior.

O comportamento do perfil de fator fotoelétrico sugere conteúdo siliclástico para toda a seção. As leituras de tempo de trânsito e resistividade apresentam leve aumento na fácies St, seguido de um padrão praticamente uniforme para o restante da seção.

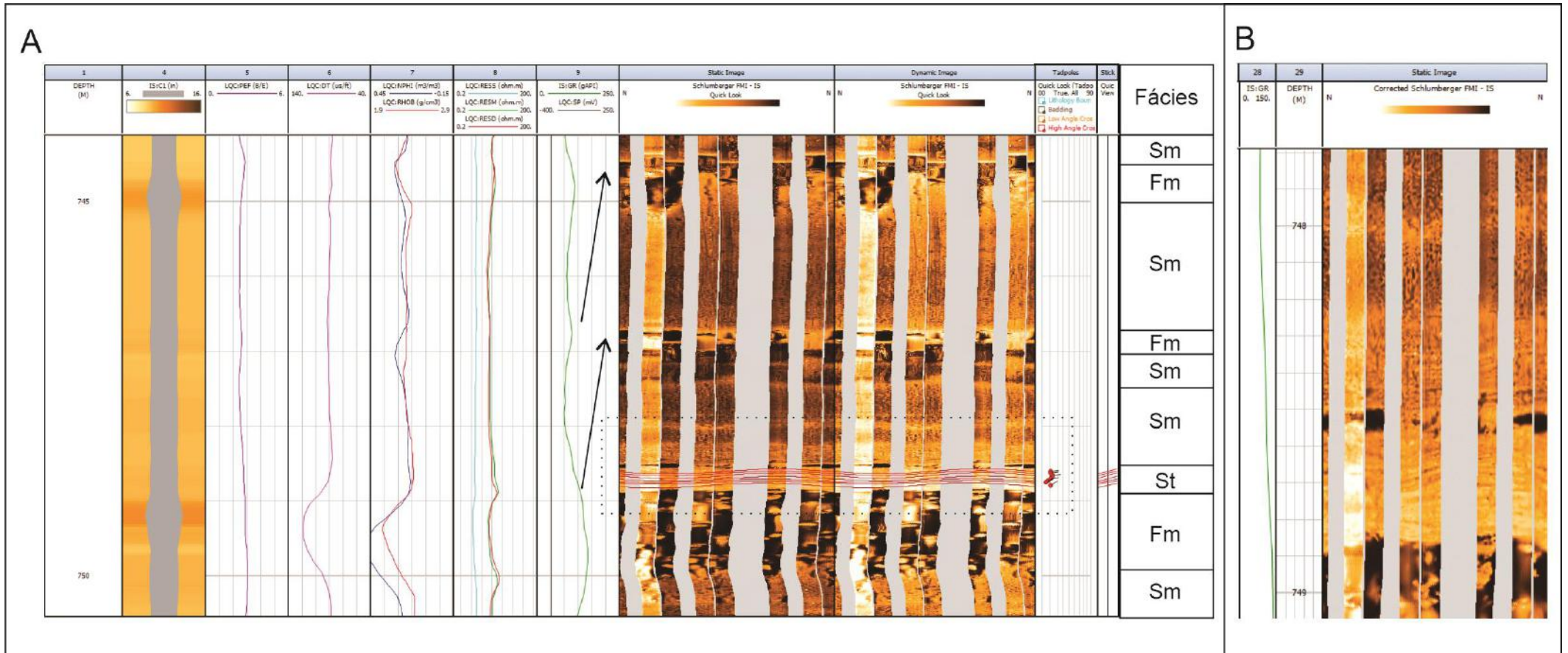


Figura 23 - Seção 1. Quadro A) *Layout* em escala 1:40. 1- Profundidade, 2- Caliper; 3- Fator fotoelétrico; 4- Tempo de trânsito; 5- Densidade (vermelho) e neutrão (azul); 6- Raios gama; 7- Resistividades rasa (azul claro), média (verde); profunda (vermelho); 8- Normalização estática; 9 – Normalização dinâmica; 10- *Dip plot*. Quadro B) Detalhe para retângulo tracejado, escala 1:10. 1- Raios gama; 2- Profundidade; 3- Normalização estática.

4.2.2 Seção 2

A segunda seção ilustra o empilhamento dos sedimentos no intervalo de número 2 observados na variação de texturas de imagem, consistindo de ciclos menos argilosos de afinamento para o topo composto por conglomerados com estratificação cruzada, conglomerados maciços, arenitos com estratificação cruzada, arenitos maciços e lutitos maciços (figura 24).

A fácies Gt compreende conglomerados com estratificação cruzada, formados por clastos resistivos inseridos em uma matriz condutiva a intermediária.

A fácies Gm aparenta ser uma transição da fácies Gt, com maior teor arenoso e maior condutividade associada, sem organização aparente.

As fácies St, Sm e Fm seguem a mesma descrição anterior. Uma superfície de reativação de canal é interpretada para a porção final da superfície St (figura 24b).

O perfil de raios gama reforça a natureza mais enérgica do ciclo, com valores menores do que a seção anterior. Entretanto, o comportamento de aumento gradual para o topo se mantém.

A suíte densidade-neutrão aponta diminuição da porosidade para o topo, com resposta argilosa nas fácies St e Sm (embora tímidas, provavelmente por conta de clastos intra-baciais) e Fm.

O perfil de caliper aponta para arrambamentos mais tímidos em comparação com a seção 1. Os perfis de tempo de trânsito e de resistividade são quase que constantes, com duas exceções: a zona de *breakouts*, embora não acusada pelo caliper; e uma porção mais resistiva na fácies Gt. A interpretação é que, por ser um intervalo mais poroso, óleo residual na parede do poço pode ter afetado as leituras.

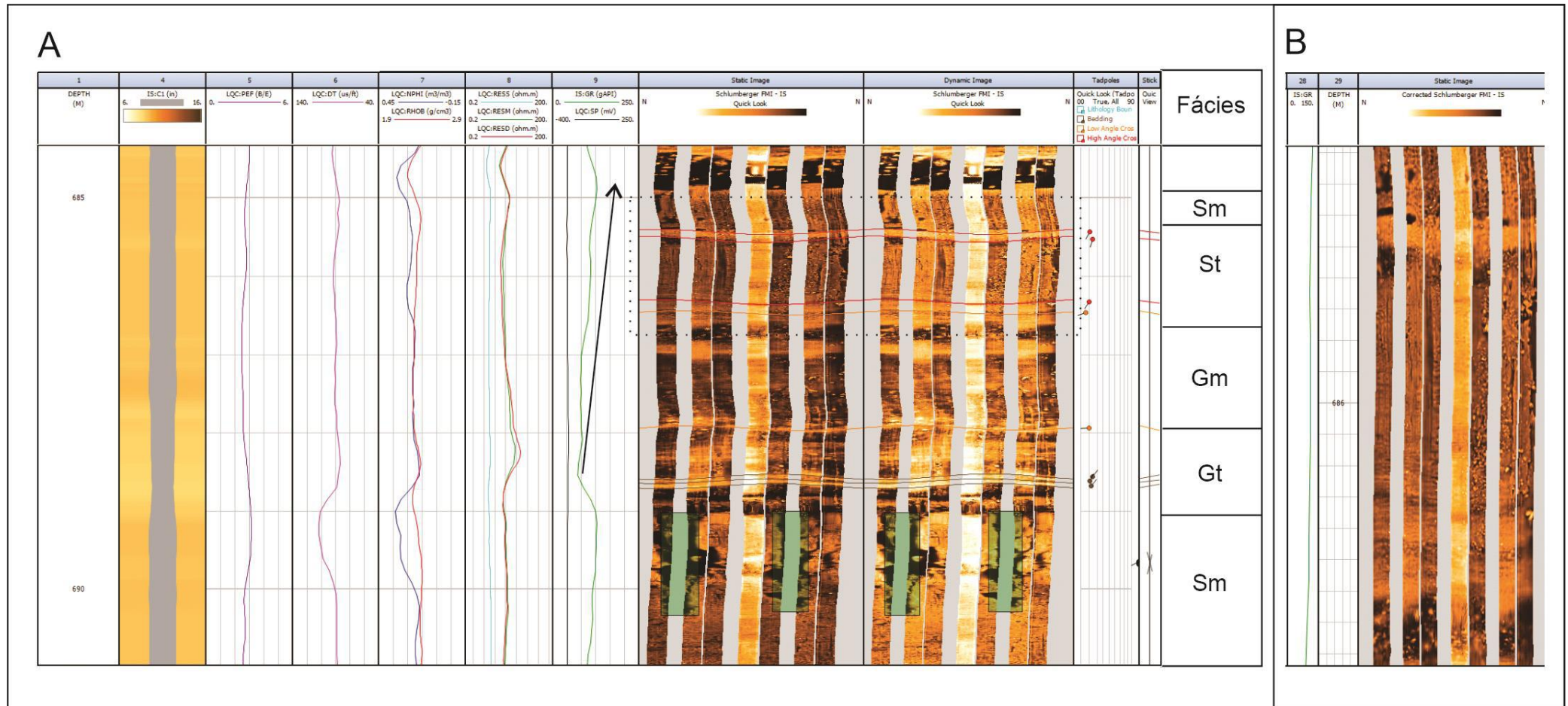


Figura 24 - Seção 2. Quadro A) *Layout* em escala 1:40. 1- Profundidade, 2- Caliper; 3- Fator fotoelétrico; 4- Tempo de trânsito; 5- Densidade (vermelho) e neutrão (azul); 6- Raios gama; 7- Resistividades rasa (azul claro), média (verde); profunda (vermelho); 8- Normalização estática; 9 - Normalização dinâmica; 10- *Dip plot*. Quadro B) Detalhe para retângulo tracejado, escala 1:10. 1- Raios gama; 2- Profundidade; 3- Normalização estática.

4.2.3 Seção 3

A seção 3 possui as mesmas características do que a seção 2, mas a enriquece com detalhes relevantes para as conclusões deste estudo.

O ciclo de afinamento agora é interrompido por um conglomerado maciço, como bem delineado no perfil de radioatividade. Em contrapartida, as fácies de arenito e lutito maciços são mais argilosas, como evidentes nos perfis de densidade-neutrão e argilosidade.

Numerosas são as senóides observadas na fácies St. As medidas de azimute e ângulo de mergulho sugerem um leve deslocamento da superfície de sudeste para nordeste, como evidente no quadro B da figura 25. A interpretação para esse comportamento é de que se tratam de superfícies de acreção lateral de barras em pontal, sendo a rotação em sentido anti-horário dos girinos devido a expansão e rotação graduais da barra.

Esse comportamento do *dip plot* foi comumente observado acima de *cosets* de menor ângulo de mergulho e azimute diferente, como a camada superior da fácies St demonstrada na seção 1.

Devido a limitação do software, todas as superfícies de acreção lateral foram tratadas como estratificações cruzadas de alto ângulo (cor vermelha), mas as observações foram levadas em consideração na análise do estereograma.

Os arenitos maciços se tornam mais resistivos e menos argilosos, o que levanta dúvidas acerca de possível cimentação (no caso, silicosa). A base da fácies St superior apresenta clastos resistivos e alongados, o que sugere conteúdo extra-bacial. Uma superfície de reativação de canal é observada na St inferior.

O perfil de fator fotoelétrico aponta para conteúdo siliclástico, com um *spike* comum aos outros perfis na porção afetada por *breakout*. O tempo de trânsito se apresenta uniforme, enquanto o perfil de resistividade aumenta ligeiramente no contato entre camadas.

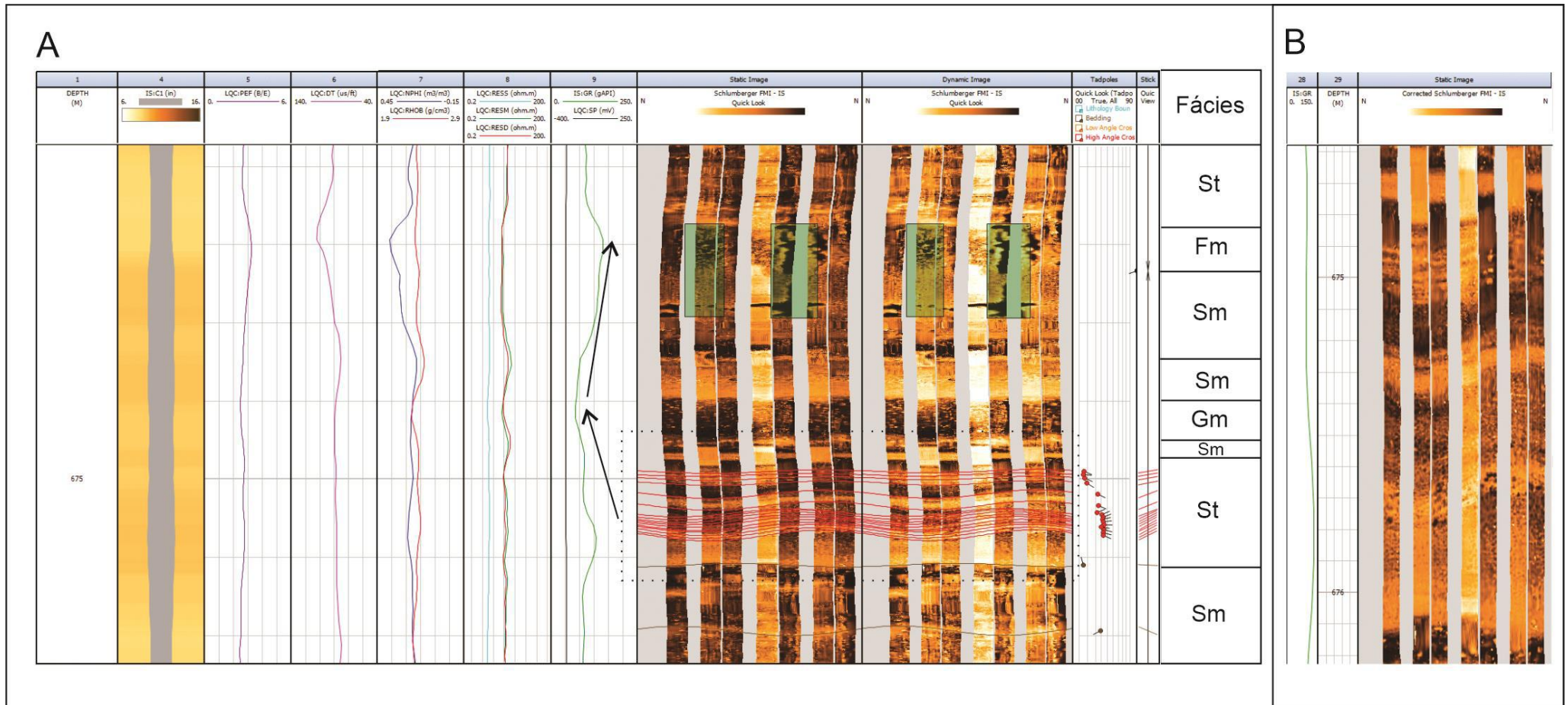


Figura 24 - Seção 3. Quadro A) *Layout* em escala 1:40. 1- Profundidade, 2- Caliper; 3- Fator fotoelétrico; 4- Tempo de trânsito; 5- Densidade (vermelho) e neutrão (azul); 6- Raios gama; 7- Resistividades rasa (azul claro), média (verde); profunda (vermelho); 8- Normalização estática; 9 – Normalização dinâmica; 10- *Dip plot*. Quadro B) Detalhe para retângulo tracejado, escala 1:10. 1- Raios gama; 2- Profundidade; 3- Normalização estática.

4.2.4 Seção 4

A seção 4 resume as mudanças nas características de sedimentação observadas (figura 26).

Dentro de um ciclo de *coarsening upward* (figura 26B), a seção 4 compreende uma sucessão de arenito maciços ou com estratificação cruzada intercalados a camadas resistivas maciças, aqui interpretadas como paleossolos.

As evidências para essa cimentação estão nas cores resistivas contrastantes no perfil de imagem, no ligeiro aumento do DT (limitado pela espessura das camadas) e, principalmente nos perfis de resistividade.

O perfil de fator fotoelétrico aponta para conteúdo estritamente siliclástico, enquanto o perfil de caliper aponta para uma anomalia na fácies de arenito maciço inferior – muito afetada por artefato.

4.2.5 Seção 5

A seção 5 reúne a principal associação de fácies que sustenta possibilidade de clima árido e precipitação de carbonatos no material de estudo.

Pacotes rochosos de arenito maciço limitam uma intercalação de paleossolos carbonáticos e lutitos maciços ou laminados (figura 27).

Os paleossolos se apresentam como camadas muito resistivas contendo feições muito condutivas (e alagadas horizontalmente) próximos ao topo e base de suas camadas (figura 27B).

O perfil de tempo de trânsito aponta para menor vagarosidade nas fácies Pc, em contraste forte com lutitos (com altíssimo valor de vagarosidade). O perfil de fator fotoelétrico aponta para valores próximos de 3,4, o que sugere carbonatos nestas porções. Os perfis de resistividade convergem com a imagem resistiva com altos valores, enquanto a suíte NPHI-RHOB aponta para conteúdo argiloso.

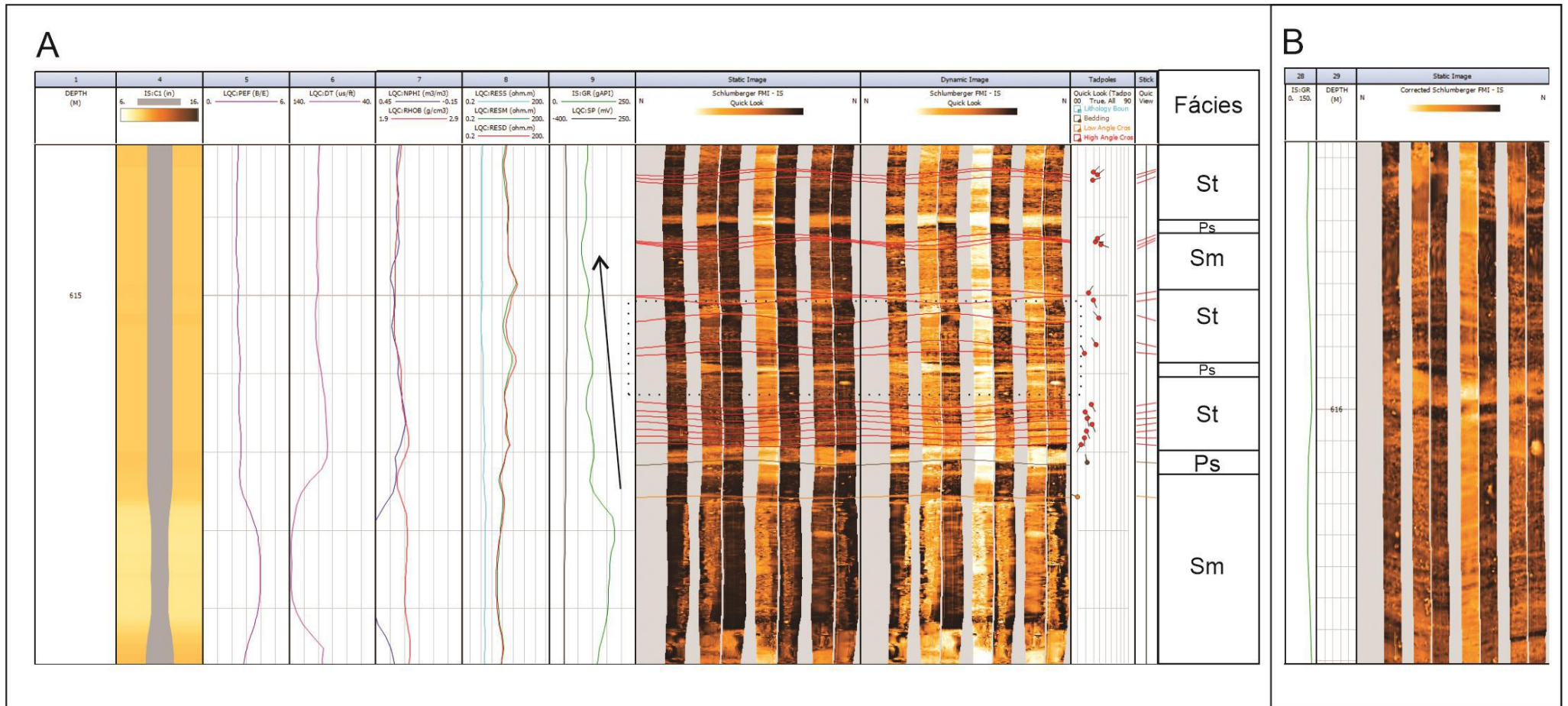


Figura 25 - Seção 4. Quadro A) *Layout* em escala 1:40. 1- Profundidade, 2- Caliper; 3- Fator fotoelétrico; 4- Tempo de trânsito; 5- Densidade (vermelho) e neutrão (azul); 6- Raios gama; 7- Resistividades rasa (azul claro), média (verde); profunda (vermelho); 8- Normalização estática; 9 – Normalização dinâmica; 10- *Dip plot*. Quadro B) Detalhe para retângulo tracejado, escala 1:10. 1- Raios gama; 2- Profundidade; 3- Normalização estática.

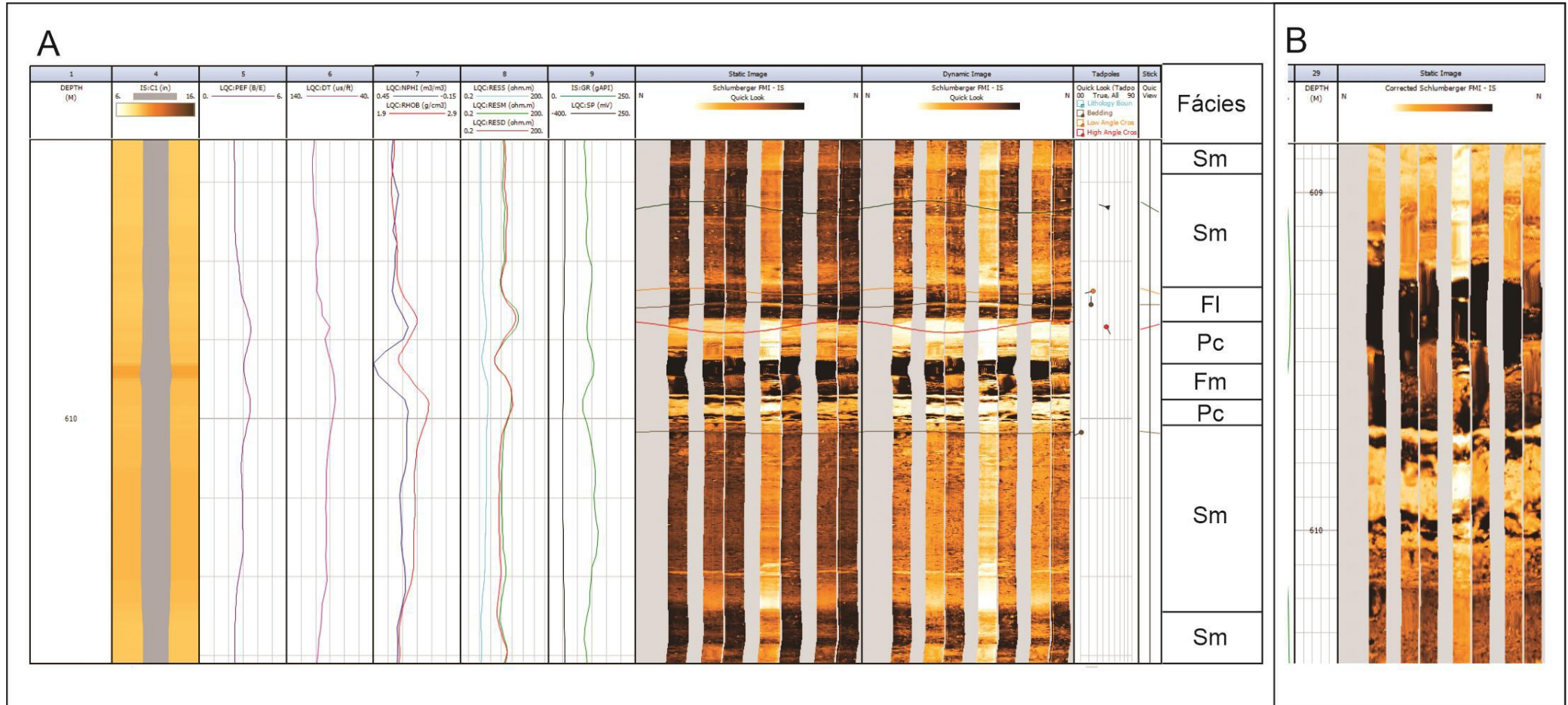


Figura 26 - Seção 5. Quadro A) *Layout* em escala 1:40. 1- Profundidade, 2- Caliper; 3- Fator fotoelétrico; 4- Tempo de trânsito; 5- Densidade (vermelho) e neutrão (azul); 6- Raios gama; 7- Resistividades rasa (azul claro), média (verde); profunda (vermelho); 8- Normalização estática; 9 – Normalização dinâmica; 10- *Dip plot*. Quadro B) Detalhe para retângulo tracejado, escala 1:10. 1- Raios gama; 2- Profundidade; 3- Normalização estática.

4.2.6 Seção 6

A seção 6 contém a mais espessa sucessão de sedimentos finos do poço, chegando a 10 m (figura 27).

Intercalações entre lutitos maciços e paleossolos carbonáticos maciços compõem a seção. O topo dessa intercalação é representado por camadas muito cimentadas de paleossolo carbonático e arenito com estratificação cruzada.

O comportamento do perfil de fator fotoelétrico oscila de acordo com a composição carbonática da fácies Pc e da silicosa da fácies Fm e St. O tempo de trânsito delinea bem as camadas cimentadas, com vagarosidade alta nos lutitos maciços e velocidade de trânsito alta nas fácies fechadas.

A suíte NPHI-RHOB aponta para argilosidade alta em toda a sucessão, com exceção de um ponto na fácies Pc – aqui interpretado como óleo residual, vide separação dos perfis de resistividade profunda e média.

4.2.7 Seção 7

A seção 7 é a última representativa da sedimentação no material de estudo, sintetizando a sucessão sedimentar que antecede a Formação Jandaíra.

Ciclos de afinamento são observados, em menor escala do que na seção 1, composto por arenitos maciços e com estratificação cruzada, lutitos maciços ou com laminações cruzadas e paleossolos carbonáticos.

O detalhe da figura 28 (A e B) aponta para a bimodalidade das estratificações cruzadas em uma curta espessura.

Os perfis de NPHI-RHOB e GR apontam para o ciclo de afinamento da seção, enquanto o PEF ressalta o paleossolo carbonático.

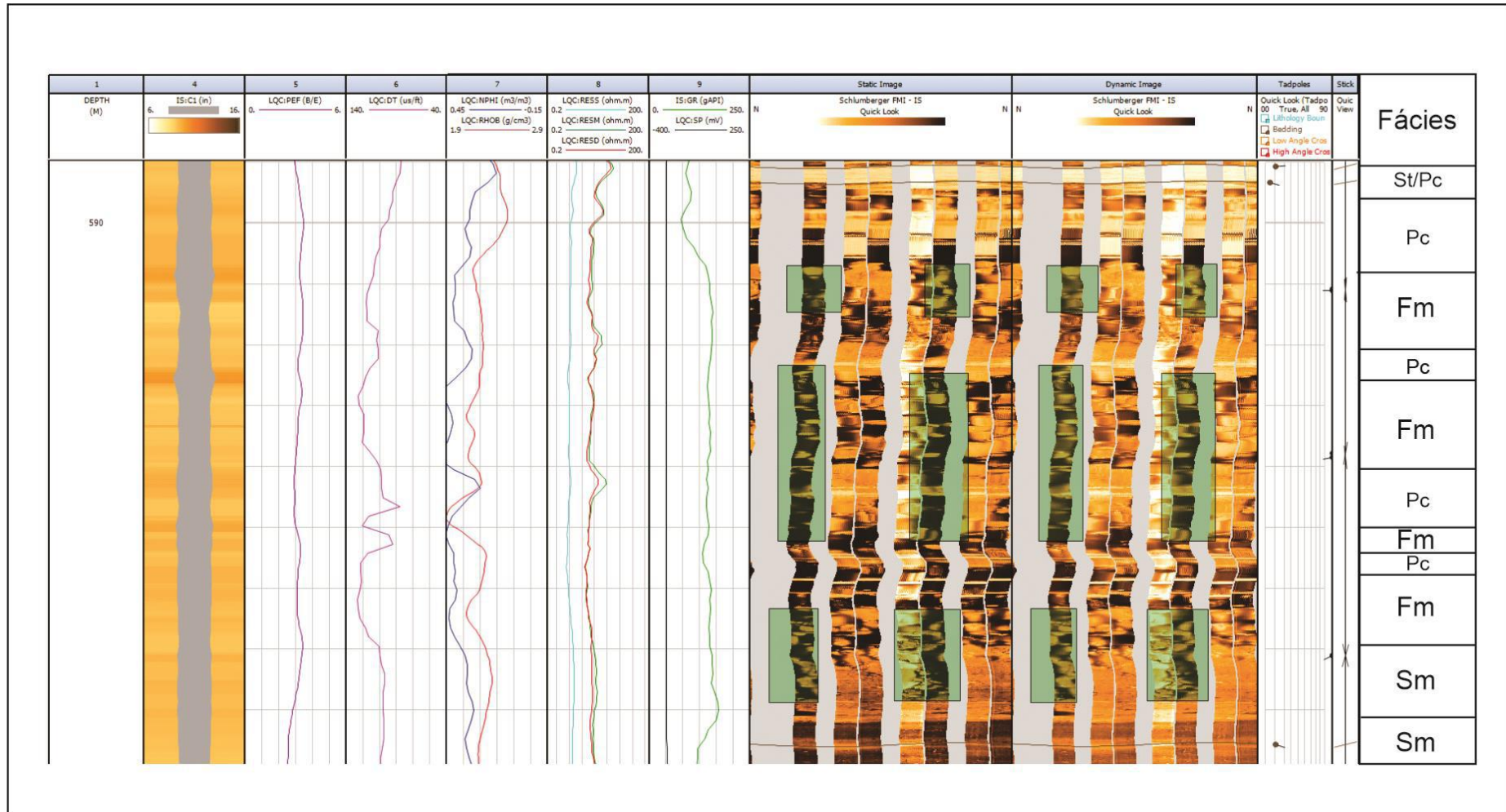


Figura 27 - Seção 6. Quadro A) *Layout* em escala 1:60. 1- Profundidade, 2- Caliper; 3- Fator fotoelétrico; 4- Tempo de trânsito; 5- Densidade (vermelho) e neutrão (azul); 6- Raios gama; 7- Resistividades rasa (azul claro), média (verde); profunda (vermelho); 8- Normalização estática; 9 – Normalização dinâmica; 10- *Dip plot*.

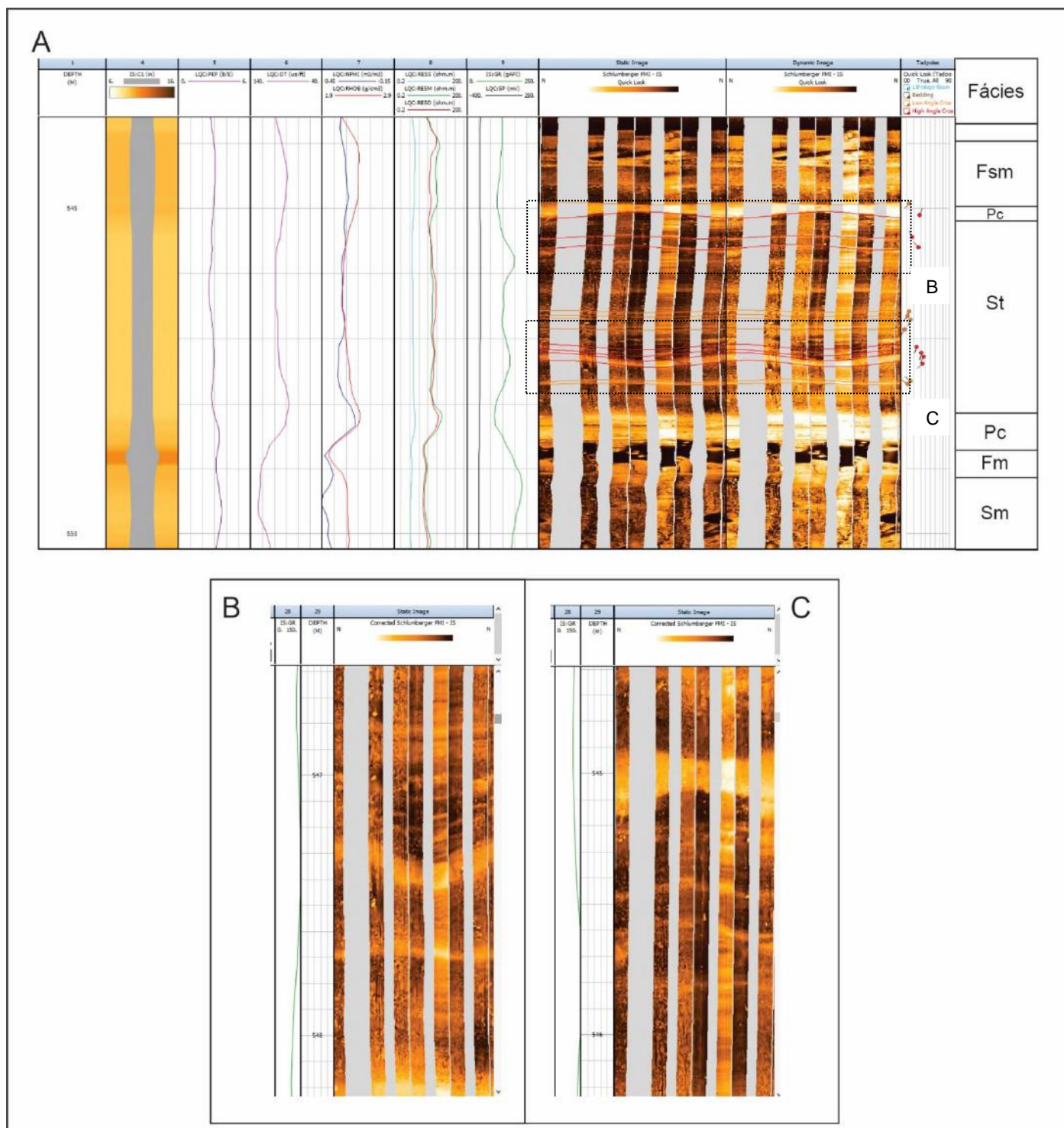


Figura 28 - Seção 5. Quadro A) *Layout* em escala 1:40. 1- Profundidade, 2- Caliper; 3- Fator fotoelétrico; 4- Tempo de trânsito; 5- Densidade (vermelho) e neutrão (azul); 6- Raios gama; 7- Resistividades rasa (azul claro), média (verde); profunda (vermelho); 8- Normalização estática; 9 - Normalização dinâmica; 10- *Dip plot*. Quadros B e C) Detalhe para retângulos tracejados, escala 1:10. 1- Raios gama; 2- Profundidade; 3- Normalização estática.

4.2.8 Paleocorrentes

As medidas de paleocorrente foram tomadas a partir de senóides interpretadas como estratificações ou laminações cruzadas, de alto e baixo ângulo presentes nas fácies St, Gt e Fsm. Um compilado geral do azimute e ângulo de mergulho dessas estruturas, para o poço inteiro, pode ser visto na figura 30. Três direções preferenciais podem ser inferidas: NE, SW e E.

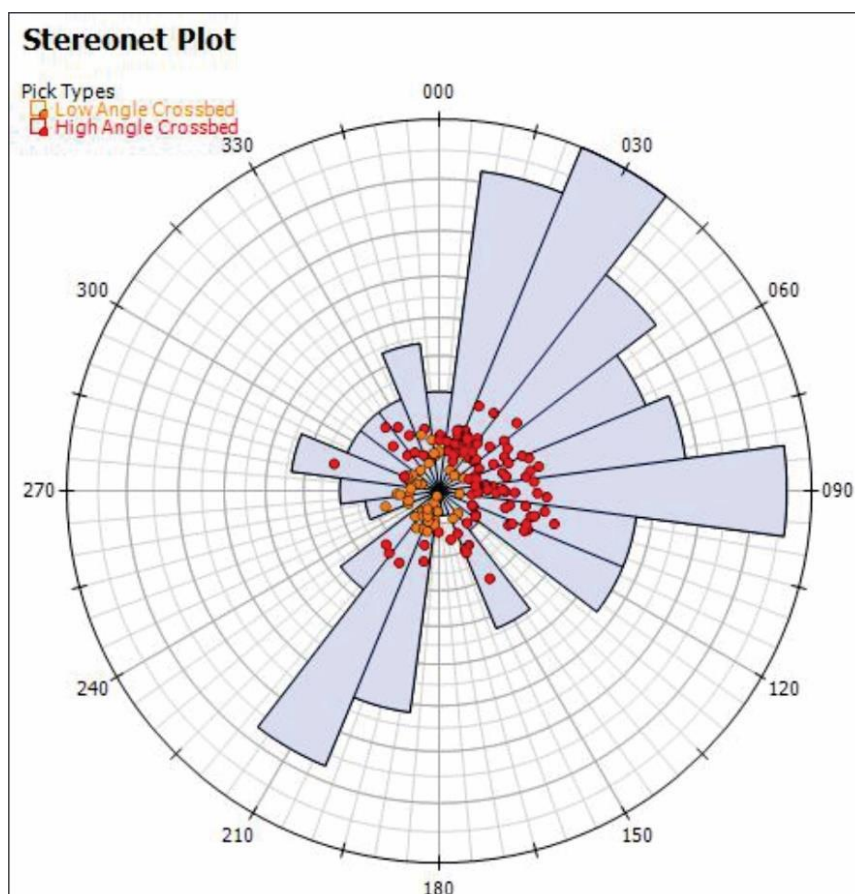


Figura 29 - Direções de paleocorrente (dip/dip) para todo intervalo perfilado.

A análise cautelosa para os intervalos de fácies texturais de imagem identificados no perfil sintético permitiu a separação de dois padrões de atitudes distintos: um de 766 a 590 metros, unimodal e de direção de mergulho E; e outro de 590 a 530 metros, bimodal de direções de mergulho NE e SW (figura 31). Estas direções são quase ortogonais entre si, separadas pela sucessão de finos da seção 6.

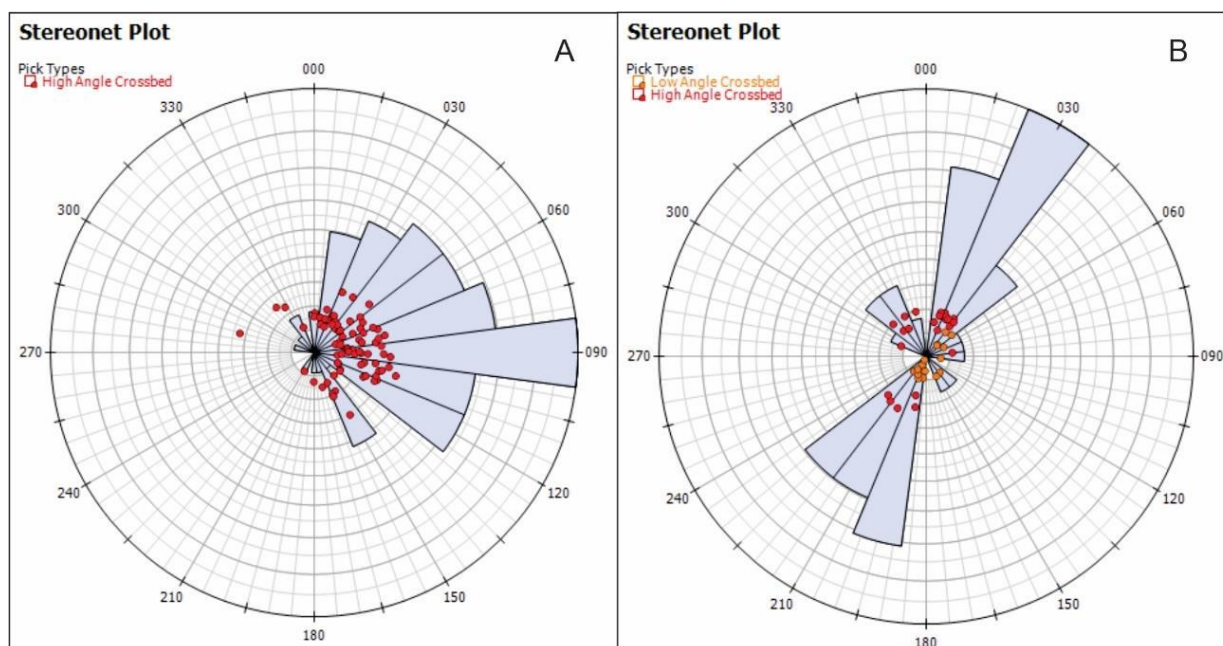


Figura 30 - Paleocorrentes para A) 766 a 590 metros e B) 590 a 530 metros.

As associações de fácies levantadas, atreladas ao estudo das paleocorrentes do poço, permitiu o entendimento dos processos sedimentares envolvidos e a reconstrução deposicional proposta neste trabalho.

4.2.9 Interpretação das seções

A associação de fácies de arenitos médios a grossos, maciços ou com estratificação cruzada sucedidos por lutitos maciços e bioturbados sugere que a seção 1 é um produto da migração lateral entre o canal de um rio e sua planície de inundação. A alta resistividade nos arenitos que iniciam o ciclo é associada a cimentação carbonática.

Os pacotes rochosos se tornam mais espessos e amalgamados nas seções 2 e 3, agora composta por conglomerados com estratificação cruzada ou maciços, arenitos com estratificação cruzada, plano-paralela ou maciços e limitados no topo por lutitos maciços e, por vezes, bioturbado. A interpretação é de amalgamação de canais fluviais, com migração lateral de fácies para a planície de inundação.

As seções 4 e 5 demonstram uma intercalação entre fácies arenosas e argilosas, com estratos laminados. Para a seção 4, a predominância de depósitos de tração aponta para uma fase de maior energia, enquanto a frequência de depósitos cimentados aponta para exposição subaérea em clima árido. Para a seção 5, esse seria o responsável pela cimentação carbonática, agora presente, dos sedimentos expostos.

A seção 6 representa um episódio de inundação no poço, com uma espessa sucessão de lutitos. A interpretação é que esse registro é o marco da passagem do sistema fluvial para um sistema estuarino, conforme observado na seção posterior.

A seção 7 é interpretada como símbolo da implantação do estuário, onde camadas de arenitos finos a médios apresentam estratificações perpendiculares às observadas até então.

4.3 Interpretação paleoambiental

A associação de fácies levantada para o poço 3-BRSA-349-RN aponta para quatro sequências deposicionais:

1. Ciclos de afinamento para o topo de arenitos médios com estratificação cruzada, arenitos maciços e lutitos alterados;
2. Ciclos de conglomerados com estratificação cruzada, arenitos amalgamados com estratificação cruzada ou plano-paralela, arenitos maciços e lutitos;
3. Intercalações entre arenitos médios com estratificação ou laminação cruzada e lutitos laminados ou maciços;
4. Ciclos de afinamento para o topo de arenitos finos, amalgamados e com laminação cruzada e lutitos maciços ou laminados.

Estas sequências são bem delimitadas pelo comportamento do perfil de raios gama, como visto na figura 32.

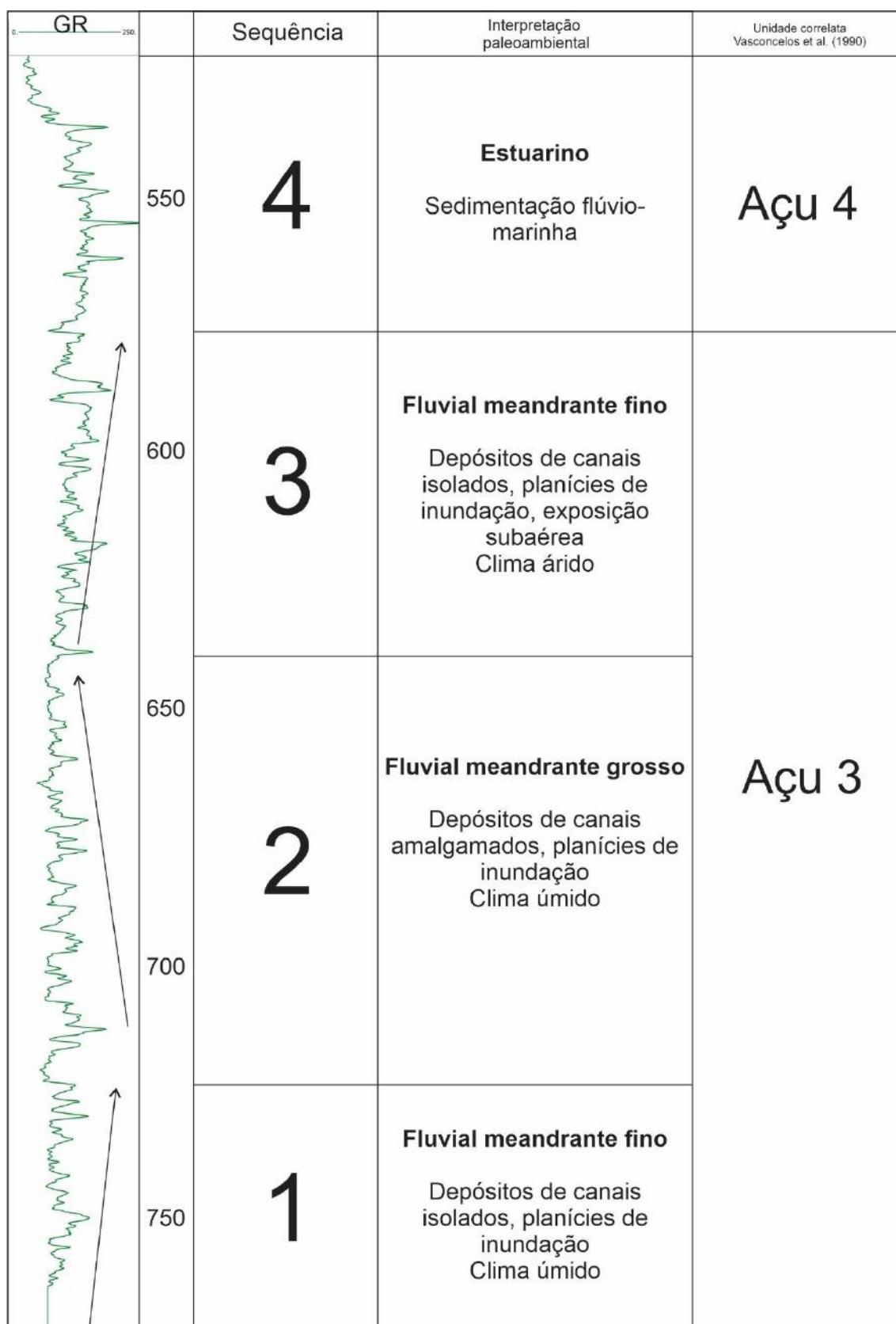


Figura 31 - Intepretação paleoambiental e correlação com unidades informais de Vasconcelos et al., (1990).

O perfil de fator elétrico sugere uma tímida contribuição de carbonatos para o poço, porém com uma maior influência no terço superior. Nódulos carbonáticos são perceptíveis nos perfis, incluindo no trecho 635 m no qual um *spike* salta aos olhos. Adicionalmente, paleossolos com cimentação carbonática são interpretados nos trechos de elevada resistividade e baixa porosidade sugerida pelos perfis de neutrão e densidade, como nos exemplos da seção 1 e seção 5.

A relativa frequência de fácies finas arranjadas em ciclos de afinamento para o topo, de cerca de 3 a 4 metros de espessura, com arenitos depositados a partir de tração em fluxo subaquoso sugere um sistema fluvial meandrante para a primeira sequência deposicional (figura 32).

A superfície erosiva encontrada em 732 metros embasa uma sequência de camadas de granulometria grossa e que repete o padrão de afinamento para o topo visto na sequência anterior. Um sistema meandrante reativado, seja por tectonismo ou mudança no aporte sedimentar, é interpretado como responsável pelos depósitos deste ciclo (figura 33).

A terceira sequência é bem marcada em perfil e tem início em outro contato erosivo, em padrão semelhante ao observado na primeira sequência, embora com contribuição maior de carbonatos. As numerosas exposições sugerem um clima árido, que permitiu a cimentação carbonática em sedimentos expostos. A retomada do sistema meandrante fino é a interpretação para este pacote (figura 34).

A quarta e última sequência é marcada por uma sequência espessa de rochas finas e uma mudança no perfil de radioatividade, que agora exhibe um padrão em barriga. As direções de paleocorrente se tornam bimodais, perpendiculares a anterior, com presença de arenitos mais finos. Isto sugere uma mudança de ambiente, com uma transgressão marinha que instalou um sistema estuarino na região (figura 35).

5 CONCLUSÕES

A metodologia proposta permitiu a identificação de 23 tipos texturais que foram correlacionados a 12 fácies sedimentares fluviais e estuarinas. As condições de poço prejudicaram a melhor observação das fácies finas, entretanto estruturas sedimentares foram bem percebidas em arenitos e conglomerados.

A orientação das imagens possibilitou o estudo das superfícies mergulhantes no poço, como superfícies de acreção lateral de canais e estratificações cruzadas em arenitos. A observação das atitudes destes planos em estereograma apontou para dois comportamentos distintos, de limite similar ao estabelecido na observação de padrões em perfis convencionais.

As associações de fácies apontam para quatro sequências deposicionais, sendo as três primeiras, da base para o topo, referentes a um sistema fluvial meandrante, e a última conseqüente de um sistema estuarino. Os resultados convergem com as unidades Açu 3 (meandrante) e Açu 4 (estuário) propostas por Vasconcelos et al. (1990).

Perfis de imagem podem ser utilizados de maneira satisfatória para estudos sedimentológicos e estratigráficos na Formação Açu, provendo informações texturais importantes para melhor caracterização dos reservatórios, como paleocorrentes e barreiras de fluxo (paleossolos).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- 1 ANP. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: 07 de janeiro de 2022.
- 2 ARARIPE, P. T.; FEIJÓ, F. J. **Bacia Potiguar**. Boletim de Geociências da Petrobrás. Rio de Janeiro, v. 8, n. 1, p. 127-141, 1994.
- 3 BROWN, J., DAVIS, B., GAWANKAR, K., KUMAR, A., LI, B., MILLER, C.K., LARONGA, R., AND SCHLICHT, P. **Imaging: Getting the picture downhole**. Oilfield Review, v. 27, p. 4-21, 2015.
- 4 COSTA DE MELO, A.C., de CASTRO, D.L., REGO BEZERRA, F.H. & BERTOTTI, G. **Rift fault geometry and evolution in the Cretaceous Potiguar Basin (NE Brazil) based on fault growth models**. Journal of South America Earth Sciences., v. 71, p. 96–107, 2016.
- 5 CUNHA, JOÃO & CÓRDOBA, VALÉRIA & SOARES, UBIRACI & SOUSA, DEBORA & VITAL, HELENICE. **Evolution of shallow and deep-water deposits included in the regressive drift succession of the Potiguar Basin (Brazilian Equatorial Margin) during the Late Cretaceous to Holocene**. Journal of South American Earth Sciences., v. 110, 2021.
- 6 DONSELAAR, M.E., SCHMIDT, J.M. **Integration of outcrop and borehole image logs for 776 high-resolution facies interpretation: example from a fluvial fan in the Ebro Basin, Spain**. Sedimentology, v. 52, p. 1021-1042, 2005.
- 7 DONSELAAR, M.E., SCHMIDT, J.M. **The application of borehole image logs to fluvial facies**. AAPG Memoir, v. 92, p. 145-166, 2010.
- 8 GARCÍA-CARBALLIDO, C.; KRAAIJVELD, M; PÖPPELREITER, M. **Data management and quality control of dipmeter and borehole image log data**. AAPG Memoir, v. 92, p. 39-49, 2010.
- 9 LAI, J., WANG, G., WANG, S., CAO, J., LI, M., PANG, X., HAN, C., FAN, X., YANG, L., HE, Z., QIN., Z. **A review on the applications of image logs in structural analysis and sedimentary characterization**. Marine and Petroleum Geology, v. 95, p. 139-166, 2018.
- 10 MIAL, A. D. **The geology of fluvial deposits**. Springer, 2006.

- 11 MUNIZ, M. C., BOSENCE, D. W. J. **Pre salt microbialites from the Campos Basin (offshore Brazil): image log facies, facies model and cyclicity in lacustrine carbonates**. Microbial Carbonates in Space and Time: Implications for Global Exploration and Production, Geological Society, SpecialPublications, 2015.
- 12 PESSOA NETO, O.C., SOARES, U.M., FERNANDES DA SILVA, J.G., ROESNER, E.H., FLORENCIO, C.P., VALENTIN DE SOUZA, C.A. **Bacia potiguar**. Boletim Geociências Petrobras, v. 15, p.357–369, 2007.
- 13 RIDER, M.H. **The Geological Interpretation of Well Logs.**, Blackie, 1979.
- 14 SAHAR HASSAN, M. DARWISH, SAMEH S. TAHOUN, AHMED.E. RADWAN, **An integrated high-resolution image log, sequence stratigraphy and palynofacies analysis to reconstruct the Albian – Cenomanian basin depositional setting and cyclicity: Insights from the southern Tethys**. Marine and Petroleum Geology, v. 137 ,2022.
- 15 SCHERER, C., GOLDBERD, K., BARDOLA, T. **Facies architecture and sequence stratigraphy of an early post-rift fluvial succession, Aptian Barbalha Formation, Araripe Basin, northeastern Brazil**. Sedimentary Geology, v. 32, p. 43-62, 2015.
- 16 SOUZA FILHO, J.D.; CORREA, A.C.F.; SANTOS NETO, E.V.; TRINDADE, L.A.F.; MELLO, M.R., KATZ, B.J. **Alagamar-açu petroleum system, onshore Potiguar Basin, Brazil: a numerical approach for secondary migration**. In: MELLO, M. R.; KATZ, B. J. (Eds.) Petroleum systems of the South Atlantic Margins: AAPG Memoir 73, p. 151-158, 2000.
- 17 SLATT, ROGER. **Fluvial Deposits and Reservoirs. Developments in Petroleum Science**. Elsevier, v. 1, Chapter 7, p. 283-369, 2013.