

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

P349c Pequeno, Henrique Cavalcanti  
CLASSIFICAÇÃO DE ELETROFÁCIES EM ESTÁGIOS TURBIDÍTIOS DE  
3ª E 4ª ORDENS DO MEMBRO CARUAÇU DA FORMAÇÃO MARACANGALHA,  
UM ESTUDO DE CASO DO CAMPO DE MASSAPÊ, BACIA DO RECÔNCAVO /  
Henrique Cavalcanti Pequeno ; Antonio Fernando Menezes Freire,  
orientador ; Wagner Moreira Lupinacci, coorientador. Niterói,  
2019.  
128 p. : il.  
Dissertação (mestrado)-Universidade Federal Fluminense,  
Niterói, 2019.  
DOI: <http://dx.doi.org/10.22409/PPGDOT> .2019.m.13966943743  
1. Estratigrafia de Sequências. 2. Geofísica Aplicada. 3.  
Produção intelectual. I. Menezes Freire, Antonio Fernando,  
orientador. II. Moreira Lupinacci, Wagner, coorientador. III.  
Universidade Federal Fluminense. Instituto de Geociências.  
IV. Título.

CDD -

See discussions, stats, and author profiles for this publication at: <https://www.researchgate.net/publication/337654095>

# Dissertação de Mestrado CLASSIFICAÇÃO DE ELETROFÁCIES EM ESTÁGIOS TURBIDÍTICOS DE 3ª E 4ª ORDENS DO MEMBRO CARUAÇU DA FORMAÇÃO MARACANGALHA, UM ESTUDO DE CASO DO CAMPO DE MASSAPÊ,...

Thesis · October 2019

CITATION

1

READS

492

3 authors:



**Henrique Cavalcanti Pequeno**  
Universidade Federal Fluminense

8 PUBLICATIONS 7 CITATIONS

[SEE PROFILE](#)



**Fernando Freire**  
Universidade Federal Fluminense

140 PUBLICATIONS 317 CITATIONS

[SEE PROFILE](#)



**Wagner Lupinacci**  
Universidade Federal Fluminense

110 PUBLICATIONS 202 CITATIONS

[SEE PROFILE](#)

Some of the authors of this publication are also working on these related projects:



Oil and Gas Seeps [View project](#)



Chemostratigraphy in Sediments and Sedimentary Rocks [View project](#)



**Universidade Federal Fluminense**

**Instituto de Geociências (EGG)**

**Departamento de Geologia e Geofísica (GGO)**

**Programa de Pós-Graduação em Dinâmica dos Oceanos e da Terra (DOT)**

**Dissertação de Mestrado**

**Henrique Cavalcanti Pequeno**

**CLASSIFICAÇÃO DE ELETROFÁCIES EM ESTÁGIOS TURBIDÍTICOS DE 3ª E 4ª  
ORDENS DO MEMBRO CARUAÇU DA FORMAÇÃO MARACANGALHA, UM  
ESTUDO DE CASO DO CAMPO DE MASSAPÊ, BACIA DO RECÔNCAVO**

**Monografia/Dissertação/Tese**

**Niterói**

**2019**

**Henrique Cavalcanti Pequeno**

**CLASSIFICAÇÃO DE ELETROFÁCIES EM ESTÁGIOS TURBIDÍTICOS DE 3ª E 4ª  
ORDENS DO MEMBRO CARUAÇU DA FORMAÇÃO MARACANGALHA, UM  
ESTUDO DE CASO DO CAMPO DE MASSAPÊ, BACIA DO RECÔNCAVO**

Tese de Mestrado apresentada ao programa de pós-graduação em Dinâmica dos Oceanos e da Terra, da Universidade Federal Fluminense, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Geologia e Geofísica.

Orientador: Prof. Dr. Antonio Fernando Menezes Freire

Co-orientador: Prof. Dr. Wagner Moreira Lupinacci

**Niterói**

**2019**

**Henrique Cavalcanti Pequeno**

**CLASSIFICAÇÃO DE ELETROFÁCIES EM ESTÁGIOS TURBIDÍTICOS DE 3ª E 4ª  
ORDENS DO MEMBRO CARUAÇU DA FORMAÇÃO MARACANGALHA NO  
CAMPO DE MASSAPÊ, BACIA DO RECÔNCAVO**

Tese de Mestrado apresentada ao programa de pós-graduação em Dinâmica dos Oceanos e da Terra, da Universidade Federal Fluminense, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Geologia e Geofísica.

Trabalho aprovado. Niterói, 18/10/2019

---

Prof. Dr. Antonio Fernando Menezes Freire - Orientador - UFF

---

Prof. Dr. Wagner Moreira Lupinacci – Co-orientador - UFF

---

Prof. Dr. Rodrigo Bijani Santos – UFF

---

Prof. Dr. Marcus Vinicius Berao Ade - UERJ

*Dedico este trabalho a Deus e a Nossa Senhora, por sempre estarem ao meu lado nos momentos mais difíceis desse trabalho. A todos os meus professores da graduação e da pós-graduação da UFF, que foram de fundamental importância na construção da minha formação acadêmica. Aos pesquisadores Mário e Gabriel, pelos sábios conhecimentos passados, determinantes para a conclusão deste trabalho. Aos professores Freire e Wagner, pela paciência, conselhos e ensinamentos, que foram essenciais para o desenvolvimento desta dissertação. A todos aqueles que, de alguma forma, contribuíram com meu desenvolvimento. Principalmente aos meus pais e irmãos, que estiveram sempre presentes. Aos amigos da banda Oléga e da família BMF. Aos professores do Espaço Hermógenes.*

## Resumo

O objetivo principal deste estudo foi a caracterização, em alta resolução, dos arenitos turbidíticos da fase rifte do Membro Caruaçu (Fm. Maracangalha), no Campo de Massapê, com a finalidade de contribuir para a identificação de novas oportunidades exploratórias e de desenvolvimento da produção (DP) na Bacia do Recôncavo e bacias similares. Para alcançar tal objetivo foi desenvolvido um fluxo de integração de dados, para a classificação de eletrofácies, de acordo com as litofácies encontradas e interpretadas nos dados de rocha e nos perfis dos poços. Este projeto foi realizado com dados de perfis de 5 poços cedidos pelo BDEP/ANP e analisados através do software Interactive Petrophysics<sup>®</sup>. A interpretação geológica dos perfis, calibrados com dados de rocha, permitiu o reconhecimento de 3 sistemas turbidíticos (separados pelos marcos litológicos Acarajé e Abará) e 21 estágios turbidíticos de 3ª ordem, todos eles localizados na Fm. Maracangalha. Nos referidos sistemas foram observadas quatro fácies: (a) Fácies Arenitos Limpos, composta por arenitos finos a médios, com porosidades maiores que 9%, sendo os melhores reservatórios; (b) Fácies Slurry, composta por arenitos muito finos a silticos, extremamente argilosos, com porosidades menores que 9%, compondo barreiras de permeabilidade laterais e verticais importantes; (c) Fácies Siltito e (d) Fácies Folhelho. A interpretação geológica dessas fácies nos perfis de poço foi feita a partir da separação dos perfis de raios gama, neutrão e densidade. Após o reconhecimento dos estágios turbidíticos e das fácies presentes na área, foi realizado um estudo de classificação de eletrofácies usando um algoritmo de aprendizagem de máquina de clusterização pela técnica estatística K-Mean e por outras duas, desenvolvidas em linguagem Python, sendo uma baseada no conceito de um perceptron de uma camada e outra por classificação de eletrofácies através de uma rede neural de classificação, supervisionada. O fluxo utilizado consistiu no carregamento e pré-condicionamento dos perfis para eliminação de pontos espúrios em áreas arrombadas, seleção dos perfis, divisão dos dados em clusters, agrupamento dos clusters nas quatro fácies geológicas, geração das novas curvas de eletrofácies e análise dos resultados das classificações de

eletrofácies manual e automática. Este algoritmo conseguiu levar em consideração importantes aspectos interpretados nos perfis como, por exemplo, o padrão granodecrescente ascendente nos perfis de raios gama dos estágios turbidíticos. A comparação dos resultados finais referentes aos 3 métodos de classificação de eletrofácies levou à conclusão de que os métodos apresentam diferentes abordagens com vantagens e desvantagens distintas. Dessa forma foi possível desenvolver a melhor rotina de trabalho para o mapeamento dos estágios turbidíticos de 3<sup>a</sup> e 4<sup>a</sup> ordens, considerando as suas diversas fácies, possibilitando assim, uma melhor locação de poços e de posicionamento de canhoneios, resultando em uma exploração e em um desenvolvimento da produção mais eficientes, capazes de ampliar a recuperação de importantes reservas de gás que ainda existem na área, otimizando custos e dando maior robustez ao processo exploratório. Posteriormente, esse *workflow* poderá ser aplicado a *plays* exploratórios que sejam similares simplificando todo o processo de integração, interpretação e análise dos referidos dados.

**Palavras-chave:** eletrofácies, desenvolvimento da produção, estágios turbidíticos, exploração.



## Abstract

The main objective of this study was the high resolution characterization of the Caruaçu Member (Maracangalha Formation) turbiditic sandstones in the Massapê Oilfield, with the purpose of contributing to the identification of new production and development opportunities in the Recôncavo Basin and similar basins. A data integration workflow was developed for electrofacies classification according to the lithofacies found and interpreted in rock data and well logs. This project was carried out using well data provided by BDEP/ANP and analyzed using the Interactive Petrophysics® software. The geological interpretation of the well logs, calibrated with rock data, allowed the recognition of 3 turbiditic systems (separated by the Acarajé and Abará lithological marker beds) and 21 3<sup>rd</sup> order turbiditic stages, all located at the Maracangalha Formation. In these systems four facies were observed: (a) Clean Sandstone facies, composed of fine to medium sandstones, with porosities greater than 9%, the best reservoirs; (b) Slurry facies, composed of very fine to extremely silty sandstones with porosities of less than 9%, forming important lateral and vertical permeability barriers; (c) Siltite facies and (d) Shale facies. The geological interpretation of these facies in the well logs was made from the separation of neutron and density curves. After the recognition of the turbiditic stages and facies present in the area, an electrofacies classification study was performed using a cluster analysis algorithm based on the K-Mean statistical technique, developed in the Python programming language. Also, another one, based on the concept of a perceptron of one layer, was applied to this comparison of electrofacies classification through a supervised neural network classification. The workflow used consisted of the loading and preconditioning of the logs to eliminate spurious points in the high caliper areas, selection of curves, division of data into clusters, clustering of the four geological facies, generation of new electrofacies curves and analysis of the results of manual and automatic electrofacies classifications. This algorithm was able to consider important aspects interpreted in the profiles such as the fining upward patterns in the gamma ray profiles of the turbidite stages. Comparisons of the final results for the 3 electrofacies classification methods led to the conclusion

that the methods present different approaches with distinct advantages and disadvantages. Thus, it was possible to develop the best workflow methodology for the mapping of the 3rd and 4th order turbidite stages, considering their complexity and leading to better results in exploration and production or development by the increase of the recovery of important gas reserves, optimizing costs. Later, this workflow can be applied to exploratory plays that are similar, simplifying the whole process of integration, interpretation and analysis of said data.

*Keywords:* electrofacies, development, turbidite stages, eletrofacies, exploration.

## Lista de ilustrações

Figura 1 .....	21
Figura 2 .....	22
Figura 3 .....	24
Figura 5 .....	25
Figura 6 .....	26
Figura 7 .....	27
Figura 8 .....	29
Figura 9 .....	30
Figura 10 .....	31
Figura 11 .....	34
Figura 12 .....	36
Figura 13 .....	37
Figura 14 .....	42
Figura 17.....	43
Figura 18.....	44
Figura 19 .....	45
Figura 20 .....	47
Figura 21 .....	47
Figura 22.....	52
Figura 23 .....	52
Figura 24 .....	54
Figura 25 .....	56
Figura 26 .....	57
Figura 27 .....	59
Figura 28 .....	59
Figura 29 .....	61
Figura 30.....	62
Figura 31.....	62
Figura 32 .....	64
Figura 33 .....	65

Figura 34 .....	66
Figura 35 .....	66
Figura 36.....	67
Figura 37 .....	67
Figura 38 . . . . .	68
Figura 39 .....	68
Figura 40 .....	69
Figura 41 .....	69
Figura 42 .....	69
Figura 43 .....	70
Figura 44 .....	70
Figura 45 .....	70
Figura 46 .....	71
Figura 47 .....	74
Figura 48 .....	76
Figura 49 .....	78
Figura 50 .....	79
Figura 51 .....	81
Figura 52 .....	82
Figura 53.....	84
Figura 54 .....	86
Figura 55.....	87
Figura 56 .....	89
Figura 57.....	90
Figura 58 .....	91
Figura 59 .....	91
Figura 60 .....	92
Figura 61 .....	94
Figura 62 .....	95
Figura 63 .....	96
Figura 64 .....	98

Figura 65 .....	100
Figura 66.....	101
Figura 67 .....	101
Figura 68 .....	103
Figura 69 .....	105
Figura 70 .....	106
Figura 71.....	108
Figura 72 .....	110
Figura 73 .....	112
Figura 74 .....	113
Figura 75 .....	114
Figura 76 .....	116
Figura 77 .....	118
Figura 78 .....	120
Figura 79 .....	121
Figura 80 .....	123
Figura 81 .....	125

## Lista de tabelas

Tabela 1 – Critérios de Interpretação Geológica das Eletrofácies .....	91
Tabela 2 – Critérios de Interpretação Geológica das Eletrofácies com o Parâmetro DRDN.....	92
Tabela 3 – Curvas de Treinamento.....	97

## Sumário

<b>1</b>	<b>Introdução</b> .....	<b>17</b>
<b>1.1</b>	<b>Objetivos</b> .....	<b>17</b>
<b>1.2</b>	<b>Área de Estudo</b> .....	<b>20</b>
<b>1.2.1</b>	Localização e Aspectos Gerais.....	<b>21</b>
<b>1.2.2</b>	Bacia do Recôncavo-Tucano-Jatobá.....	<b>26</b>
<b>1.2.2.1</b>	A Bacia do Recôncavo.....	<b>28</b>
<i>1.2.2.1.1</i>	<i>Formação Maracangalha</i> .....	<b>36</b>
<b>1.2.3</b>	Campo de Massapê.....	<b>41</b>
<b>2</b>	<b>Materiais</b> .....	<b>44</b>
<b>2.1</b>	<b>Rochas (Estágios Turbidíticos)</b> .....	<b>44</b>
<b>2.1.1</b>	Mapeamento e Interpretação de Depósitos de Turbiditos .....	<b>48</b>
<b>2.2</b>	<b>Perfis de Poço</b> .....	<b>50</b>
<b>2.2.1</b>	Perfis de Calibre .....	<b>52</b>
<b>2.2.2</b>	Perfis de Raios Gama.....	<b>54</b>
<b>2.2.2.1</b>	Forma dos Perfis de Raios Gama .....	<b>55</b>
<b>2.2.3</b>	Perfis de Densidade da Formação.....	<b>58</b>
<b>2.2.4</b>	Perfis de Nêutrons .....	<b>60</b>
<b>2.2.4.1</b>	Perfis de Nêutrons e Densidade Combinados .....	<b>61</b>
<b>2.3</b>	<b>Classificação Automática</b> .....	<b>63</b>
<b>2.3.1</b>	Classificação Supervisionada .....	<b>63</b>
<b>2.3.2</b>	Classificação Não Supervisionada .....	<b>71</b>
<b>2.4</b>	<b>Litologias</b> .....	<b>80</b>
<b>2.4.1</b>	Arenito .....	<b>82</b>
<b>2.4.2</b>	Arenito Argiloso (Slurry).....	<b>83</b>
<b>2.4.3</b>	Siltito.....	<b>87</b>

2.4.4	Folhelho.....	88
3	<b>Métodos.....</b>	<b>89</b>
3.1	<b>Seleção dos Poços.....</b>	<b>89</b>
3.2	<b>Classificação Manual de Eletrofácies.....</b>	<b>90</b>
3.2.1	Estratigrafia de Alta Resolução.....	93
3.3	<b>Classificação Automatizada das Eletrofácies.....</b>	<b>97</b>
3.3.1	Perceptrons de Uma Camada.....	97
3.3.2	Clusterização por K-means.....	99
4	<b>Resultados Obtidos e Discussão.....</b>	<b>102</b>
4.1	<b>Reconhecimento de Estágios Turbidíticos e Associações de Fácies Turbidíticas.....</b>	<b>109</b>
4.2	<b>Classificação Automatizada das Eletrofácies.....</b>	<b>119</b>
5	<b>Conclusão.....</b>	<b>127</b>
	<b>Referências.....</b>	<b>128</b>



## 1 Introdução

### 1.1 Objetivos

A Bacia do Recôncavo é produtora de petróleo desde a década de 1940 e já possuiu a maior reserva de gás não-associado em bacias sedimentares terrestres brasileiras, em sua maioria acumulada nos reservatórios arenosos eocretácicos pertencentes ao Membro Caruaçu, da Formação Maracangalha (Magalhães *et al.*, 1995). E, atualmente, ainda restam importantes reservas de petróleo, notadamente de gás, contidos nesses arenitos turbidíticos de baixa permeabilidade.

Em bacias petrolíferas maduras como a do Recôncavo, onde existe uma grande infraestrutura de produção, o conhecimento de maior resolução sobre reservatórios já produtores de petróleo pode beneficiar projetos de desenvolvimento e exploração do potencial remanescente destas áreas.

Este projeto de pesquisa visa melhorar a identificação, a visualização e a posterior caracterização dos reservatórios turbidíticos arenosos de baixa permeabilidade do Membro Caruaçu, da Formação Maracangalha, na Bacia do Recôncavo, através da aplicação de conceitos de estratigrafia de sequências de alta resolução, identificando eventos turbidíticos de 3<sup>a</sup> e 4<sup>a</sup> ordens. Para isto foi desenvolvido um fluxo de trabalho abrangendo procedimentos de classificação de eletrofácies manual e automática e de interpretação das sequências dos perfis de litologia resultantes.

Sabe-se que a complexidade da organização das fácies dos reservatórios de baixa permeabilidade do Membro Caruaçu da Fm. Maracangalha, na Bacia do Recôncavo é, reconhecidamente, um fator limitante para uma correta exploração das suas reservas de gás e óleo. Barreiras de permeabilidade laterais e verticais são comuns, significando enormes desafios para o desenvolvimento da produção dos inúmeros reservatórios turbidíticos. Estudos estratigráficos de alta resolução podem trazer resultados promissores para otimizar o desenvolvimento dos campos onde estes reservatórios ocorrem.

Tendo em vista a complexidade da organização das fácies dos reservatórios de baixa permeabilidade da Fm. Maracangalha, na Bacia do Recôncavo, acredita-se que a aplicação de uma metodologia de *upscaling*, utilizando estratigrafia de alta resolução, poderá trazer resultados promissores para otimizar o desenvolvimento dos campos onde estes reservatórios ocorrem. O mapeamento dos corpos turbidíticos, considerando a complexidade da organização de suas fácies, possibilitará uma melhor locação de poços, resultando em exploração e exploração mais eficientes das importantes reservas de gás que ainda existem na área. Posteriormente, a integração de dados e o conhecimento gerado também poderão ser utilizados em outras bacias sedimentares brasileiras similares.

## 1.2 Área de Estudo

A área de estudo se encontra nas regiões de Água Branca e Lamarão do Passé, do município de São Sebastião do Passé (Bahia) e pode ser acessada da capital do Estado através das rodovias BR-324 e BA-093 (Fig. 01). Primeiro deve-se acessar a rodovia BR-324, a partir da Avenida Mário Leal Ferreira e, em seguida, entrar na BA-093 pela saída 603 em direção a Camaçari.

**Figura 1** – Localização e acesso da área de estudo.

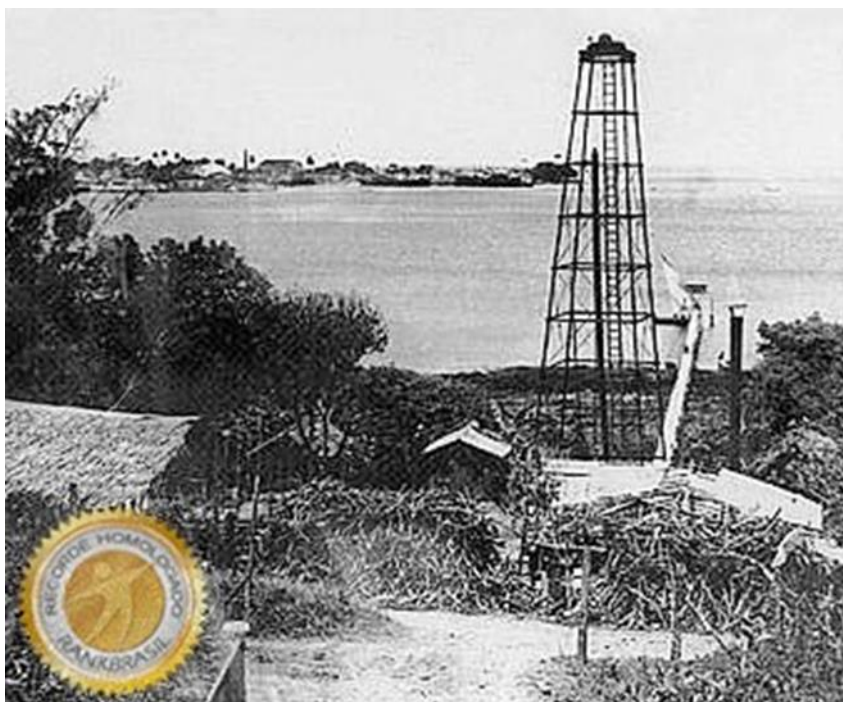


Google Earth (2019).

### 1.2.1 Localização e Aspectos Gerais

A região do Recôncavo Baiano tem grande importância na história do petróleo brasileiro, a primeira jazida do país foi descoberta no bairro de Lobato em Salvador (Fig. 02) e anunciada pelo ministro da Agricultura, Fernando Costa, no mesmo dia (21 de janeiro de 1939).

**Figura 2** – O primeiro poço produtor do Brasil, denominado DNPM-168 (por referência ao Departamento Nacional de Produção Mineral que na época também fazia sondagens de pesquisas ligadas a petróleo e gás), foi perfurado em Salvador, Bahia.



[http://www.rankbrasil.com.br/Recordes/Materias/06cF/Primeira\\_Descoberta\\_De\\_Petroleo\\_No\\_Brasil](http://www.rankbrasil.com.br/Recordes/Materias/06cF/Primeira_Descoberta_De_Petroleo_No_Brasil)

De acordo com Brito (2008) tudo começou quando, no Recôncavo Baiano (Fig. 03), em meio a uma economia regional de base agromercantil, presente desde o início do século XX, as relações sociais e de produção se davam de tal maneira que o fenômeno do poder entrou em franco processo de declínio por volta dos anos 1940/1950. Foi nesse período que o Conselho Nacional do Petróleo (CNP) e, depois a Petrobras, adquiriram significativa visibilidade, com a ampliação das descobertas de novos e grandes campos de petróleo e de gás natural na área da Bacia Sedimentar do Recôncavo.

Antes da criação da Petrobras, o Governo Federal já explorava petróleo por meio do Conselho Nacional do Petróleo. O Recôncavo Baiano que, até a década de 1960, constituía a única província petrolífera nacional, não era uma região desabitada. Quando o CNP se instalou, já encontrou uma atividade econômica organizada, a qual desfrutava de enorme força política e econômica regional e, também, na escala nacional – a grande lavoura canieira e a industrialização do açúcar.

**Figura 3** – O Recôncavo baiano, é a área localizada em torno da Baía de Todos os Santos e, composta por 33 municípios, tendo no seu limite leste a cidade de Salvador, capital do estado da Bahia.



<http://www.ufrb.edu.br/porta1/component/content/article?id=994>

Nessa mesma década foi inaugurada uma nova era no Recôncavo Baiano. A Petrobras, e seus interlocutores regionais – industriais, banqueiros, usineiros de açúcar, fazendeiros, trabalhadores do petróleo, trabalhadores canavieiros e o Governo estadual – decidiram agir na criação de um novo território no Recôncavo Baiano remodelado em grande parte.

Esse novo território não tem a extensão de todo o Recôncavo Baiano mas coincide com a área contínua de ação da corporação estatal de petróleo nas atividades de pesquisa, extração e industrialização do óleo e do gás natural, nos municípios limitados desde o mar da Baía de Todos os Santos e a costa atlântica, até o município de Esplanada localizado ao Norte de Salvador (já fora do Recôncavo Baiano) e a Oeste pelos municípios de São Sebastião do Passé e Alagoinhas.

Com o passar do tempo, os investimentos econômicos da Petrobras tornaram possível a instalação da indústria moderna na Bahia, carregada pela siderurgia de metais ferrosos e não-ferrosos, pelas indústrias metalmeccânicas, químicas, de refino de petróleo e petroquímica. A partir desse sistema industrial novo, surgiu o maior polo industrial da Bahia, o Polo Petroquímico de Camaçari, localizado, em grande medida, de maneira concentrada na Região Metropolitana de Salvador (RMS – Fig. 04) sendo, atualmente, responsável por 20% do Produto Interno Bruto (PIB) da Bahia, gerando 1 R\$ bilhão por ano em ICMS, com faturamento de US\$ 15 bilhões anualmente.

**Figura 4** – Mapa de distâncias do Polo de Camaçari

<https://www.correio24horas.com.br/noticia/nid/berco-da-industria-baiana-polo-de-camacari-chega-aos-40-anos/>

O ativo total é de 20 bilhões de dólares, sem considerar a infraestrutura. O montante é fruto de uma evolução que em 2008 era de US\$ 12 bilhões de dólares, em 2011 saltou para US\$ 16 bilhões, e em 2016 para US\$ 18 bilhões. Quando o Polo Industrial de Camaçari foi instalado, em 29 de junho de 1978, o objetivo era atrair novos investimentos para a região. Hoje, 41 anos depois, apresenta mais de 90 empresas instaladas no local, de acordo com o Comitê de Fomento Industrial de Camaçari (Cofic). O local é responsável por mais de 30% de todas as exportações do estado. Dentre as empresas que fazem parte do Polo, 35 unidades industriais químicas e petroquímicas, e 23 parceiras no Complexo Ford.

As demais estão nos segmentos de metalurgia do cobre, têxtil, bebidas, celulose, pneus, fertilizantes, energia eólica, bebidas e serviços (incluindo logística). A localização estratégica do Polo Petroquímico de Camaçari (Fig. 05), a 50 quilômetros de Salvador, permite fácil acesso às indústrias através das rodovias BA-093, BA-535 (Via Parafuso), Canal de Tráfego, ferrovias, portos e aeroportos. As indústrias locais são responsáveis por empregar 15 mil funcionários, além de gerar outros 30 mil empregos indiretos.

**Figura 5** – Imagem panorâmica do Polo Petroquímico de Camaçari

<https://www.coficpolo.com.br/>

### 1.2.2 Bacia do Recôncavo-Tucano-Jatobá

De acordo com Silva *et al.* (2007), os processos tectônicos responsáveis pela ruptura mesozoica do Gondwana, além de individualizarem as placas Africana e Sul-Americana, promoveram o desenvolvimento de alguns braços abortados de rifte, que se projetam da margem para o interior do continente sul americano formando bacias de rifte abortado no Brasil (Fig. 06).

A idade dessas bacias correlaciona-se ao evento rifte do trecho da margem continental em que estão inseridas. A amplitude temporal e o conteúdo sedimentar são bastante variáveis, sendo algumas delas restritas apenas à seção sintectônica, enquanto outras bacias incluem um pacote Pré-rifte ou um Pós-rifte (Fig. 07).

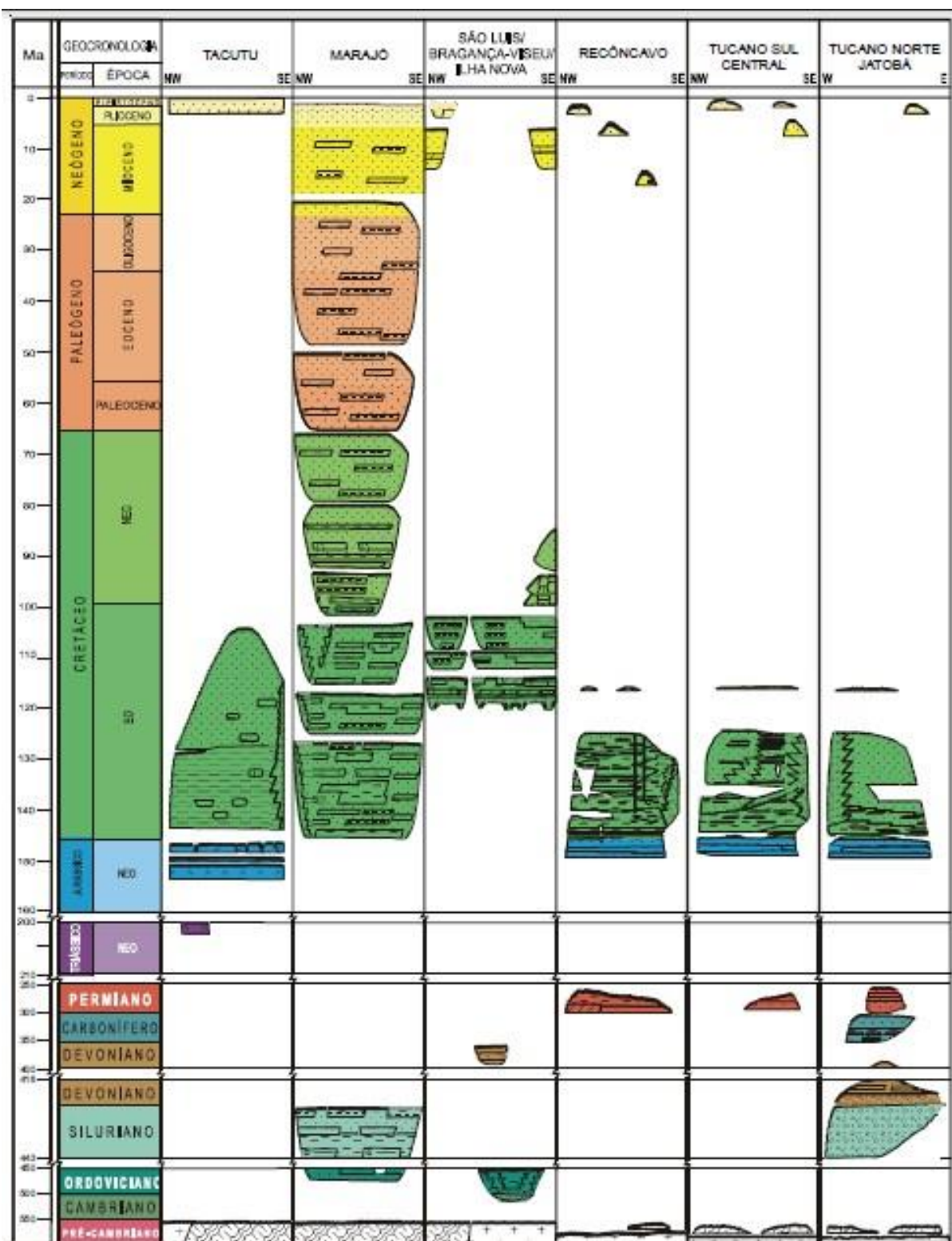
**Figura 6** – Mapa das bacias sedimentares brasileiras, onde podem ser observadas as de rifte mesozóico abortado: Tacutu (24), Marajó (25), São Luis/Bragança-Viseu/Ilha Nova (30), Recôncavo (17), Tucano Sul e Central (18), Tucano Norte e Jatobá (19).



Milani et al. (2007).



Figura 7 – Cartas estratigráficas dos riftes mesozoicos abortados.



Milani et al. (2007)

A bacia do Recôncavo-Tucano-Jatobá constitui o clássico exemplo brasileiro de rifte intracontinental abortado. O preenchimento dessa bacia inclui as seções:

- Pré-rifte: (Grupo Brotas) constituída por sedimentos continentais aluviais, fluviais, eólicos e lacustres rasos, compondo as formações Aliança, Sergi e Itaparica.
- Rifte: marcada pela ativação da grande Falha de Salvador que controlou a subsidência do gráben e próxima à uma grande cunha de conglomerados da Fm. Salvador. A seção lacustre sinrifte inclui folhelhos, arenitos turbidíticos, progradações deltaicas (Fm. Candeias e Gr. Ilhas) e um assoreamento final por sistemas arenosos fluviais (Fm. São Sebastião).
- pós-rifte: representada pelos depósitos clásticos arenosos da Fm. Marizal.

#### 1.2.2.1 A Bacia do Recôncavo

Localizada no Estado da Bahia, Nordeste do Brasil, a Bacia do Recôncavo ocupa uma área de aproximadamente 11.500 km<sup>2</sup>. Seus limites (Fig. 08) são dados pelo Alto de Aporá, a norte e a noroeste, pelo sistema de falhas da Barra, a sul, pela falha de Maragogipe, a oeste, e pelo sistema de falhas de Salvador, a leste (MILHOMEM et al., 2003) .

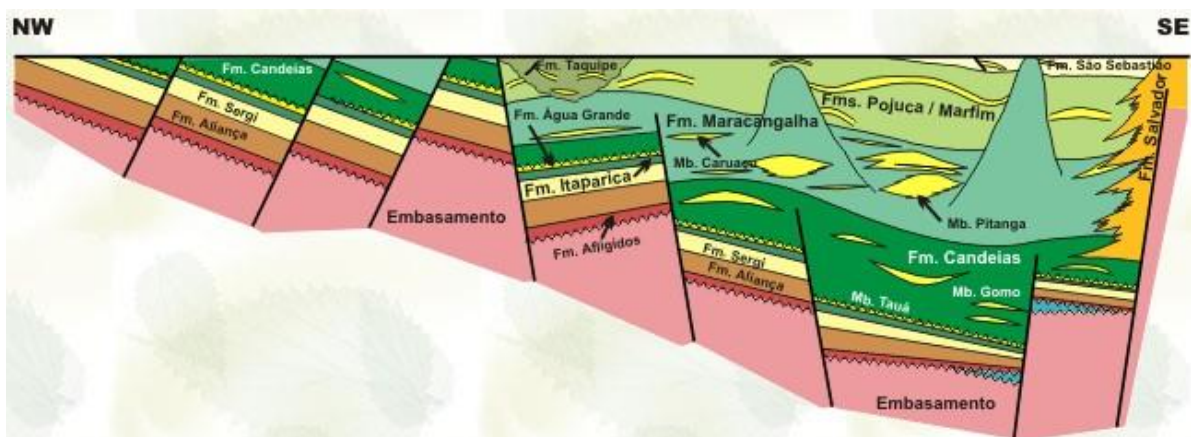
Figura 8 – Mapa estrutural com os limites da bacia do Recôncavo.



Milhomem *et al.* (2003).

De acordo com Silva *et al.* (2007), a configuração estrutural dessa bacia relaciona-se aos esforços distensionais que resultaram na fragmentação do Supercontinente Gondwana, durante o Eocretáceo, promovendo a abertura do Oceano Atlântico. Sua arquitetura básica é a de um meio-gráben, com falha de borda a leste e orientação geral NE-SW (Fig. 09).

**Figura 9** – Seção esquemática NW-SE da bacia do Recôncavo.



Milhomem *et al.*, 2003.

O mergulho regional das camadas para SE, que pode ser observado na figura anterior, é condicionado por falhamentos normais planares para N30°E. Zonas de transferência com orientação N40°W acomodaram taxas de extensão variáveis entre diferentes compartimentos da bacia, durante o rifteamento ocorrido entre o Mesozóico (~165 Ma) e o Eocretáceo (~115 Ma). Segundo Abrahão e Warne (1990 apud Milani *et al.*, 2007) o campo de tensões responsável pelo rifteamento teria atuado entre o Mesozóico e o Eocretáceo.

Os primeiros estudos sobre os sedimentos da Bacia do Recôncavo datam do século XIX, sendo atribuídos a Johann Baptist von Spix e Carl Friedrich Phyllip von Martius, que descreveram afloramentos encontrados na orla da Bahia.

Viana *et al.* (1971 apud Silva *et al.*, 2007) apresentaram uma excelente resenha sobre trabalhos a respeito da estratigrafia da bacia, identificando também as publicações iniciais de pioneirismo geológico e de cunho acadêmico, que pouco acrescentaram à nomenclatura estratigráfica. Na década de 1940, a procura por hidrocarbonetos e sua posterior descoberta levaram à realização de trabalhos com melhores subdivisões do registro sedimentar. A intensificação, diversificação e integração dos estudos estratigráficos levou a uma evolução cujo ápice consiste na proposta de sistematizar e organizar o conhecimento geológico em colunas litoestratigráfica, bioestratigráfica e cronoestratigráfica independentes, baseadas nos princípios que definem cada tipo de unidade.

Posteriormente, Caixeta *et al.* (1994) in Silva *et al.* (2007) incorporaram algumas modificações na coluna litoestratigráfica da Carta Estratigráfica do Recôncavo-

Tucano, com base em trabalhos anteriores, promovendo uma melhor caracterização das relações laterais e cronológicas entre as diferentes unidades, isso proporcionou maior clareza à história de preenchimento da bacia. Neste trabalho, também incorporaram as principais descontinuidades do registro sedimentar, que subsidiaram a definição de sequências deposicionais de terceira ordem. Silva *et al.* (2007) reproduziram, em grande parte, essa proposta, porém com outra abordagem adotada que tem como foco a reconstituição do preenchimento sedimentar da bacia, a partir da caracterização de suas sequências estratigráficas.

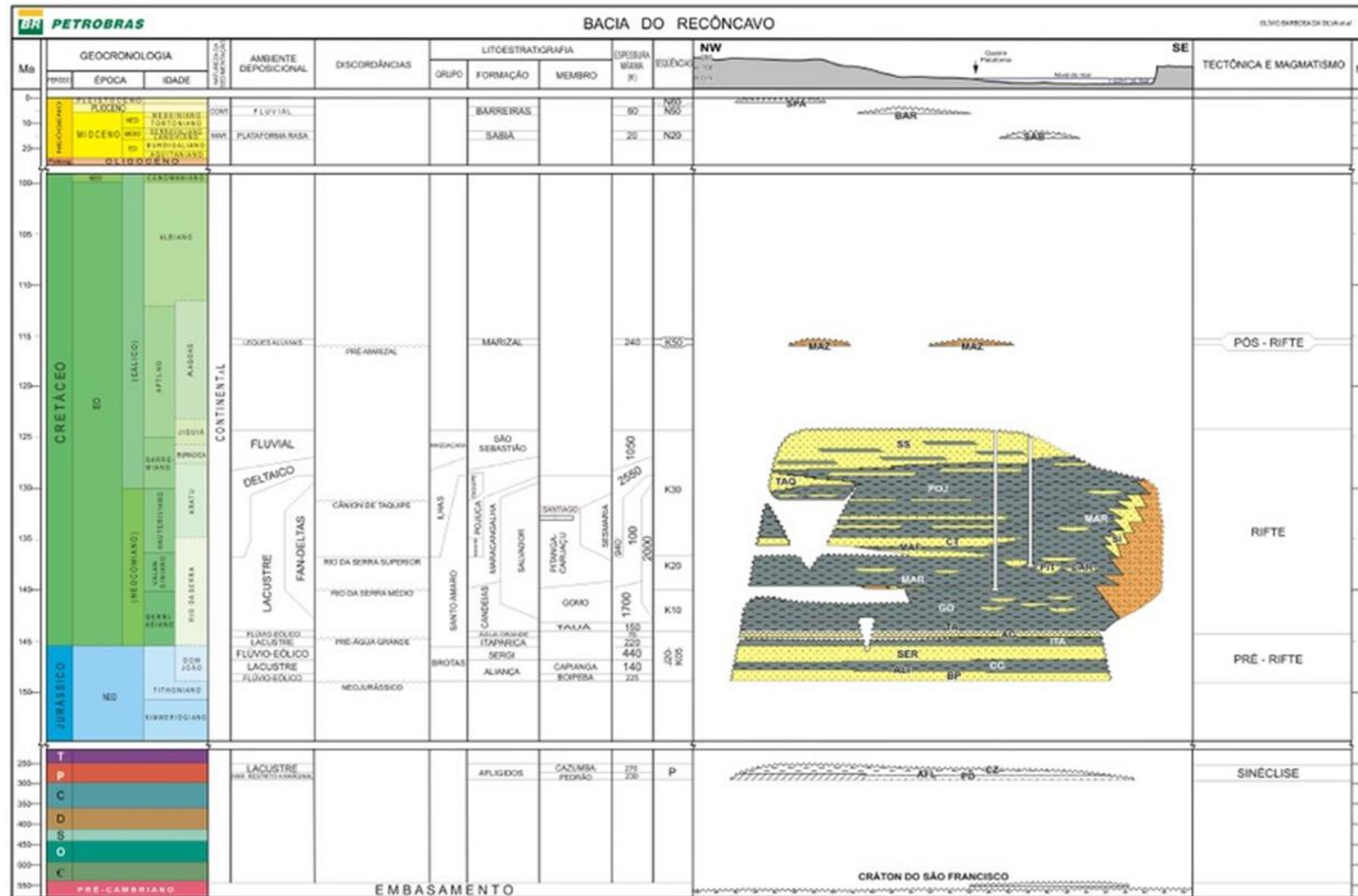
De acordo com estudos mais recentes, o embasamento pré-cambriano da bacia é formado por rochas arqueanas a paleoproterozoicas, do Bloco Serrinha e dos cinturões Itabuna-Salvador-Curaçá, e por rochas metassedimentares neoproterozoicas do Grupo Estância (Prates & Fernandez, 2015).

Quanto ao conteúdo sedimentar, a bacia é composta por depósitos acumulados, sobretudo, durante o processo distensional Juro-Cretáceo e relacionados aos estágios pré-rifte (Thitoniano a Eoberriasiano), sinrifte (Eoberriasiano a Eoaptiano) e pós-rifte (Neoaptiano a Eoalbiano). O preenchimento sedimentar tem início com a fase de sinéclise (Fig. 10), no Permiano, que é constituída pelos membros Pedrão e Cazumba, ambos da Formação Afligidos, depositados sob condições de bacia intracratônica. O Membro Pedrão caracteriza-se por sedimentos clásticos, evaporitos e laminitos algais, depositados em contexto marinho cujos depósitos podem ser relacionados à formações como a Santa Brígida (bacias do Tucano Norte e do Jatobá). O Membro Cazumba (Fig. 10) é constituído por depósitos continentais, representados predominantemente por pelitos lacustres avermelhados, com nódulos de anidrita na base da seção (Milhomem *et al.*, 2003 *in* Prates & Fernandez, 2015).

Em seguida, o preenchimento da bacia desenvolveu-se nas três fases principais anteriormente citadas, as supersequências pré-rifte, sinrifte e pós-rifte (Fig. 10):

- 1) Pré-rifte: reúne depósitos relacionados ao estágio inicial de flexura da crosta e se estende do Neojurássico (Andar Dom João) ao Eocretáceo/Eoberriasiano. Essa etapa envolve três ciclos flúvio-eólicos representados pelo Membro Boipeba (Fm. Aliança) e pelas formações Sergi e Água Grande. Estes ciclos são separados por transgressões lacustres representadas por sedimentos do Membro Capianga (Fm. Aliança) e por sedimentos da Fm. Itaparica.

Figura 10 – Carta estratigráfica da Bacia do Recôncavo.



Fonte: Silva et al., 2007

- 2) Sinrifte: segundo Magnavita (1996) *apud* Silva *et al.* (2007) e Da Silva (1996) *apud* Silva *et al.* (2007) a demarcação entre os estágios pré-rifte e sinrifte é algo controverso. Para Ghignone (1979) *apud* Silva *et al.* (2007), as formações Itaparica e Água Grande foram formadas sob um incipiente controle tectônico. Enquanto Da Silva (1993, 1996) *apud* Silva *et al.* (2007) só atribui a última unidade à fase sinrifte, na qual a mudança de regime tectônico pode ser comprovada pela discordância erosiva que separa essa formação da Fm. Itaparica, na porção setentrional da bacia e na Sub-bacia do Tucano Sul.

Outros autores acreditam que o primeiro aparecimento de conglomerados sintectônicos registra o início do estágio sinrifte. A interpretação adotada por Silva *et al.* (2007) segue a proposta de Caixeta *et al.* (1994) e Magnavita (1996), que relaciona o início do rifteamento à transgressão regional que sobrepõe os pelitos lacustres do Membro Tauá às fácies eólicas do topo da Formação Água Grande. Esse rifteamento teve início com o aumento da taxa de subsidência e uma brusca mudança climática, quando novamente implantou-se um sistema lacustre, anóxico e inicialmente raso, com a deposição dos sedimentos do Membro Tauá (Fm. Candeias) no Eoberriasiano, cujo término marca o início da intensa tafrogenia. Ou seja, para eles o limite entre as fases pré-rifte e sinrifte se encontra na base do Membro Tauá (Fig. 10).

A deposição de sedimentos argilosos intercalados com carbonatos (Mb. Gomo da Fm. Candeias) ocorreu devido à formação de lagos profundos. Nas áreas mais subsidentes, ocorreram correntes de turbidez provenientes de NW, que depositaram arenitos turbidíticos intercalados na seção pelítica. Com a ampliação e o aprofundamento da bacia, iniciou-se a sedimentação da Fm. Maracangalha (Valanginiano a Eoaptiano), acentuando-se nos blocos baixos das grandes falhas a deposição de espessas sequências de arenitos turbidíticos do Membro Caruaçu. Na mesma época, houve o início do processo de argilocinese, que perduraria até o Andar Buracica, no Barremiano (Prates & Fernandez, 2015).

Desde o final do Andar Rio da Serra até a porção média do Andar Aratu (Hauteriviano) a bacia apontava uma crescente quiescência tectônica e subsidência pouco acentuada. Por sobre uma sedimentação lacustre, partindo de NW, se estabeleceu a progradação de um sistema flúvio-deltaico (Fm. Marfim), sobreposto por um sistema deltaico da Formação Pojuca (Fig. 10). No Andar Buracica (Barremiano) iniciou-se a fase final de assoreamento da bacia, com uma sedimentação fluvial também de NW, que deu origem aos arenitos da Formação

São Sebastião (até o Eoaptiano).

Durante toda a fase sinrifte (Fig. 10), leques aluviais sintectônicos (Fm. Salvador) foram depositados junto ao sistema de falhas da borda leste, intercalando-se aos demais sedimentos.

3) Pós-rifte: caracteriza-se pelos conglomerados pertencentes à Formação Marizal, de idade Neo-aptiana. Trata-se de uma sequência clástica superior que cobre parcialmente a supersequência sinrifte, embora não esteja relacionada com subsidência térmica.

Ressalta-se, também, a ocorrência de sedimentos terciários representada pelas fácies de leques aluviais pliocênicos (Fm. Barreiras) e pelos folhelhos cinza-esverdeados e calcários impuros da Formação Sabiá (Fig. 10). Estes últimos testemunham uma incursão marinha de idade miocênica (Milhomem *et al.*, 2003 in Prates & Fernandez, 2015).

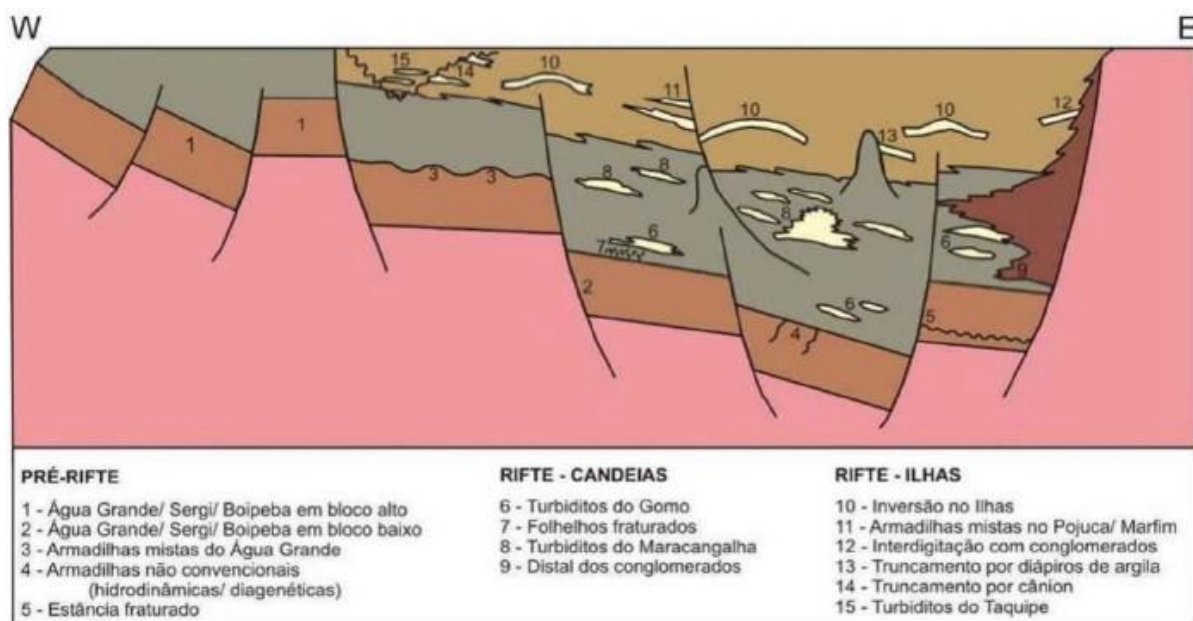
## **SISTEMA PETROLÍFERO**

Em um estudo de caso, Gonçalves (2002) define o principal sistema petrolífero da Bacia do Recôncavo, como sendo o encadeamento entre a alimentação (geração e migração) pela Fm. Candeias e o armazenamento (reservatório) pela Formação Sergi. Mello *et al.* (1994) definiram outro dos sistemas petrolíferos como sendo Gomo/Marfim, onde os folhelhos lacustres da Formação Candeias (Mb. Gomo) representam a rocha geradora da bacia, enquanto os arenitos deltaicos da Formação Marfim retratam a rocha reservatório.

Considerando a Formação Candeias como a principal rocha geradora da bacia, são encontrados os seguintes sistemas petrolíferos (Fig. 11): Candeias-Sergi (!), Candeias-Água Grande (!), Candeias-Candeias (!), Candeias-Maracangalha (!) e Candeias-Ilhas (!).



**Figura 11** – As acumulações de petróleo da Bacia do Recôncavo podem ser divididas em três grandes sistemas petrolíferos: pré-rifte, rifte-Candeias e rifte-Ilhas, e identificam 15 modelos de acumulação petrolífera. O modelo de Turbiditos do Maracangalha (8) se encontra no play exploratório rifte-Candeias (Santos *et al.* (1990) *in* Prates e Rodrigo Fernandez (2015)).



## GERAÇÃO E MIGRAÇÃO

Na bacia do Recôncavo, o processo de migração geralmente ocorre através de falhas normais e discontinuidades. É o que Karam *et al.* (2009) verifica em um estudo de caso sobre o Campo de Jaó.

O principal nível gerador da Bacia do Recôncavo (folhelhos dos membros Gomo e Tauá) demonstram valores médios de carbono orgânico total em torno de 1%. A Fm. Candeias é representada por uma espessa seção de folhelhos cinza-esverdeados a escuros, com intercalações subordinadas de siltitos, calcários e dolomitos, englobando, localmente, corpos de arenitos maciços e/ou estratificados. Por outro lado, segundo Milani & Araújo (2003), o carbono orgânico total é 4% no folhelho Candeias e o querogênio é do tipo 1. A Fm. Pojuca também apresenta alto potencial gerador, mas ocorre acima da janela de geração (cujo limite superior é 2400 m) em quase toda a bacia.

Já o processo de migração predominante na bacia do Recôncavo é retratado por falhas normais e blocos rotacionados que permitem o translado dos hidrocarbonetos em sentido aos altos estruturais.

## ROCHAS RESERVATÓRIO

No Recôncavo, além dos arenitos e dos calcarenitos, alguns folhelhos e carbonatos, comumente porosos, porém de baixa permeabilidade, ou mesmo impermeáveis, se apresentam fraturados e configuram reservatórios razoáveis.

Os principais reservatórios da Bacia do Recôncavo são compostos por arenitos flúvio-eólicos das formações Sergi, Itaparica e Água Grande, turbiditos das formações Candeias e Maracangalha e arenitos flúvio-deltaicos das formações Marfim e Pojuca. Em estudos nos Campos de Jaó, Jacuípe e Miranga Profundo, Karam *et al.* (2009) descreveram os arenitos Caruaçu como tendo boas porosidades e baixas permeabilidades, podendo ser melhoradas por falhas e fraturas que os elevam à qualidade de reservatório.

Secundariamente cabe mencionar os arenitos do Membro Boipeba da Fm. Aliança, produtores de óleos em Água Grande, Araçás e Fazenda Imbé e os folhelhos fraturados do Membro Gomo, cujo melhor exemplo é a 4ª Zona do Campo de Candeias.

O Membro Gomo ainda apresenta depósitos turbidíticos do Eocratáceo, posicionados geocronologicamente no Andar Rio da Serra.

## ROCHAS SELANTES

As principais rochas selantes da Bacia do Recôncavo são os folhelhos dos membros Tauá e Gomo, folhelhos da Fm. Maracangalha, folhelhos prodeltaicos das formações Marfim e Pojuca e folhelhos da Fm. Taquipe.

Para o sistema Sergi/Água Grande, as rochas selantes são os folhelhos da Fm. Itaparica e da Fm. Candeias, respectivamente. Nos demais casos o selo é propiciado por folhelhos que compõem as formações Candeias, Maracangalha, Marfim e Pojuca.

## TRAPAS

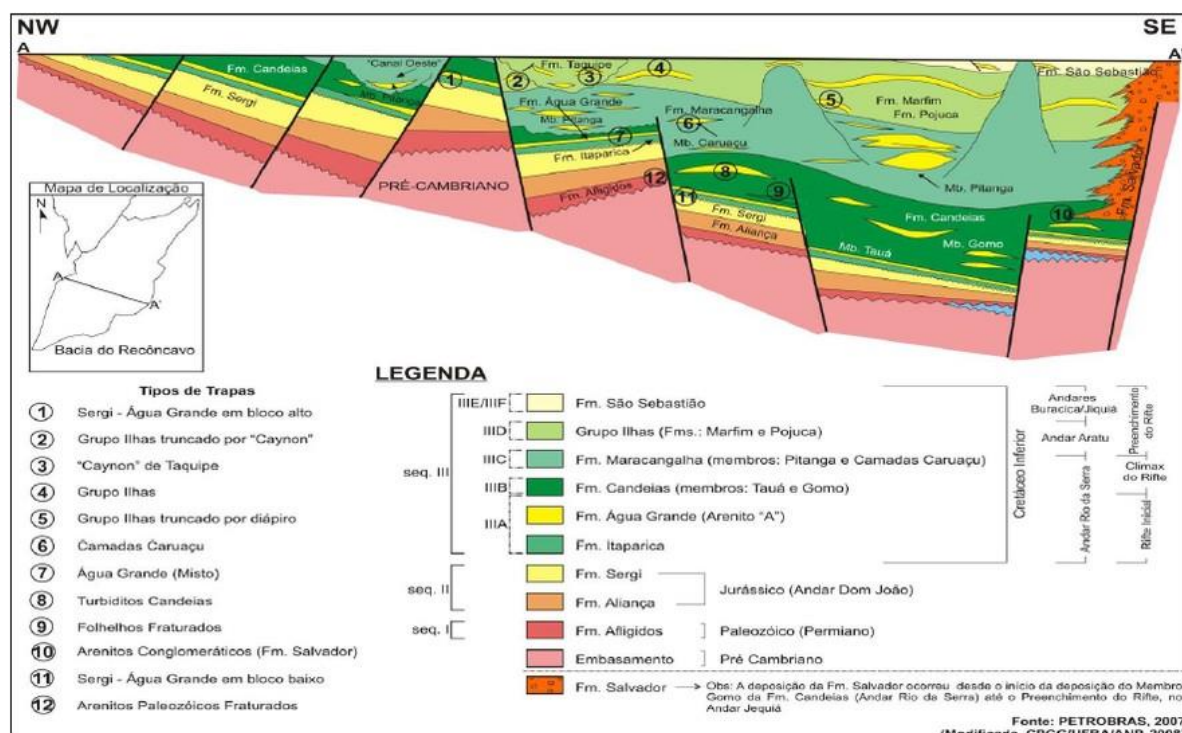
Rostirolla (1997) descreve três modelos de migração e acumulação para a trapas estruturais formadas por *horsts*, onde os reservatórios pré-rifte são alimentados lateralmente a partir de folhelhos geradores localizados nos baixos de falhas distensionais (Fig. 12).

- trapas estratigráficas ou combinadas, principalmente em reservatórios turbidíticos das formações Candeias e Marfim, conectados diretamente aos folhelhos geradores, com migração por distâncias pequenas;

- *rollovers* formados em baixos de falhas de crescimento da seção sinrifte, ao nível dos reservatórios deltaicos das formações Pojuca e Marfim, com migração vertical através de falhas regionais.

Karam *et al.* (2009) também identificaram mecanismos de trapeamento similares ao (2) no Campo de Jaó.

Figura 12 – Principais trapas da bacia do Recôncavo.



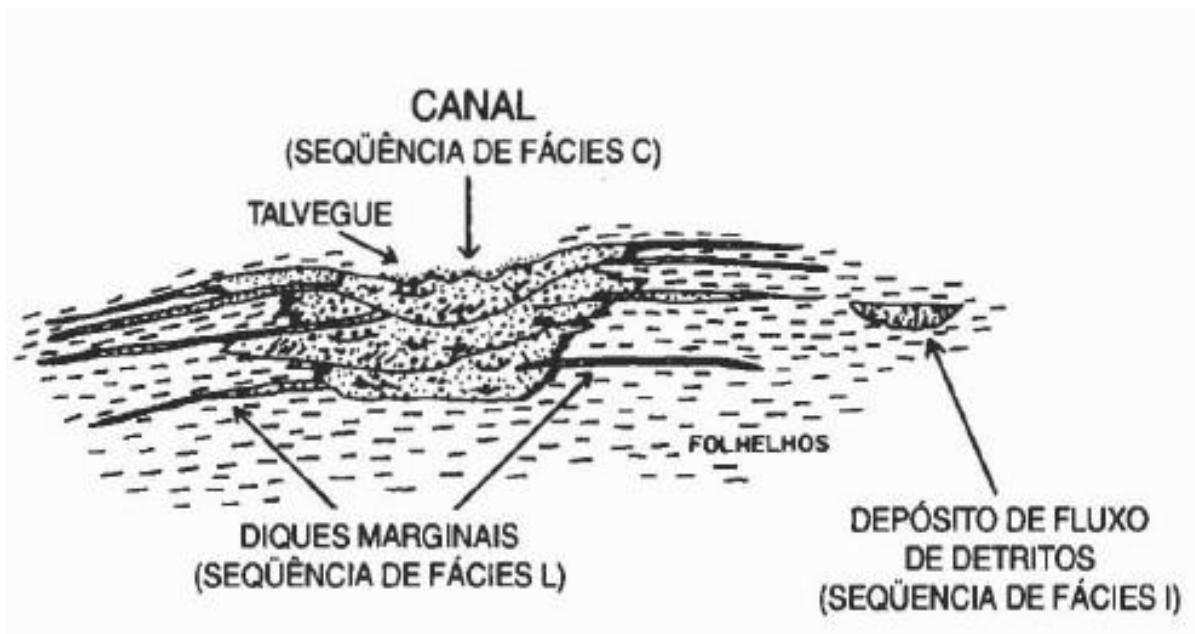
### 1.2.2.1.1 Formação Maracangalha

Segundo Guerra & Borgui (2003) *apud* Figueiredo *et al.* (1994), a Fm. Maracangalha contém a principal acumulação de gás não-associado da bacia, apresentando 5,2 bilhões de m<sup>3</sup>, ou seja, 35% do volume total de gás da bacia, participando do sistema petrolífero Candeias–Maracangalha. A sedimentação da Formação Maracangalha teria sido iniciada com a ampliação e o aprofundamento da Bacia do Recôncavo, como citado no tópico anterior. Segundo Silva *et al.* (2007), seria a Fm. Maracangalha junto com a Fm. Candeias, que apresenta indícios do contexto lacustre inicial da fase sinrifte, quando se definiu o arcabouço estrutural da bacia.

Também há indícios na estratigrafia dos depocentros de um incremento batimétrico inicial, resultante de uma umidificação climática associada à intensificação da atividade tectônica. Em seguida, houve um assoreamento nos depocentros devido à atenuação da atividade tectônica e o incremento no aporte sedimentar. Neste processo, paleobatimetrias relativamente elevadas, ligadas à Fm. Maracangalha, acomodaram um grande volume de depósitos dos membros Caruaçu e Pitanga. Magalhães, Caixeta e Gomes (1995) estudaram testemunhos deste intervalo estratigráfico que possibilitaram caracterizar 12 litofácies, agrupadas em três sequências de fácies e interpretadas como representantes de depósitos turbidíticos de complexo de canais e diques marginais (Fig. 13).

Tais depósitos foram formados por processos de ressedimentação que incorporaram argila aos sedimentos. Esta argilosidade, por sua vez, controlou a evolução diagenética dos arenitos, sendo que nos argilosos observa-se cloritização generalizada da matriz e dos intraclastos argilosos; nos arenitos limpos, a diagênese seguiu um curso mais longo, devido às melhores condições iniciais de permoporosidade. A fase de geração de porosidade secundária foi fundamental na melhoria da qualidade deste último como rocha-reservatório. Karam *et al.* (2009) descreveram reservatórios do Mb. Caruaçu como arenitos limpos de baixo conteúdo de argila. De acordo com Freire *et al.* (2017), em um estudo mais aprofundado sobre a formação, o Mb. Caruaçu seria composto principalmente por arenitos turbidíticos maciços (*slurry*) e estratificados e o Membro Pitanga, por outro lado, essencialmente representado por depósitos de *slurry* e arenitos deformados, finamente estratificados e subordinados.

**Figura 13** – Modelo de sedimentação para as três seqüências de fácies identificadas na Formação Maracangalha por Magalhães, Caixeta e Gomes (1995) (MAGALHÃES; CAIXETA; GOMES, 1995).



A argilocinese e as falhas lítricas sindeposicionais da Fm. Maracangalha podem ser explicadas pela sobrecarga exercida pelos depósitos gravitacionais, aliada à fisiografia de um meio-gráben com blocos basculhados. A estruturação e a distribuição de reservatórios dessa formação e das formações Marfim e Pojuca relacionam-se intimamente ao desenvolvimento destas falhas lítricas. De acordo com Scherer (2007) *apud* Freire *et al.* (2017) as mini-bacias desenvolvidas nos blocos da capa das falhas lítricas foram os locais preferenciais para a deposição de fluxos de gravidade. Processos pós-deposicionais de fluidização teriam sido conduzidos pela carga diferencial associada com a amalgamação de depósitos arenosos nas mini-bacias.

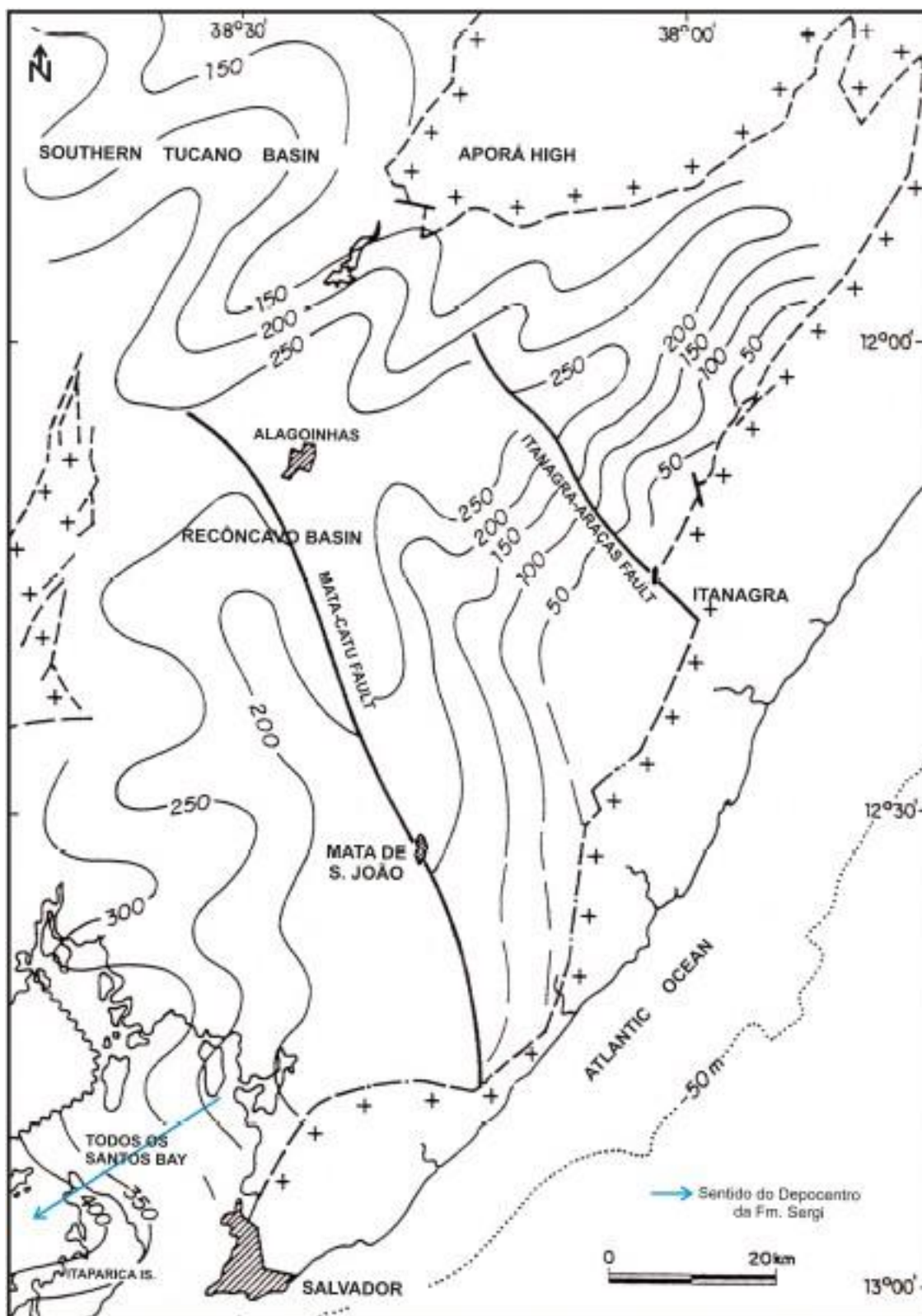
O limite entre as formações Candeias e Maracangalha é marcado por uma discordância erosiva que resulta na omissão de grande parte dos andares Rio da Serra médio e superior (Neoberriasiano/Eovalanginiano). Segundo Da Silva e Picarelli (1990) *in* Silva *et al.* (2007), ela teria origem em um provável rebaixamento do nível do lago, associado a uma mudança climática (Fig. 10). Acredita-se que a tectônica também teve influência devido às inversões de polaridade, observadas no compartimento sul da bacia (Cupertino e Bueno, 2005 *in* Silva *et al.*, 2007), ocorridas próximas ao topo do Andar Meso-Rio da Serra (Eovalanginiano).

Além disso, também nas áreas plataformais, os arenitos turbidíticos do Membro Gomo teriam se formado com o *bypass* de sedimentos para baixos adjacentes, em uma deposição contemporânea à discordância. De acordo com CPGG (2008), que estudaram os processos que deram origem aos arenitos do Mb. Pitanga e às camadas Caruaçu, o material disponível foi procedente de fontes muito distantes, e transportado ao longo de um canal por eles denominado Canal Oeste. Concluiu-se pela existência de um ponto de estrangulamento entre as Bacias do Recôncavo e Tucano Sul, causado pelo soerguimento relativo do Alto de Aporá, que funcionou como um obstáculo interposto ao livre transporte do material sedimentar proveniente do Tucano Sul.

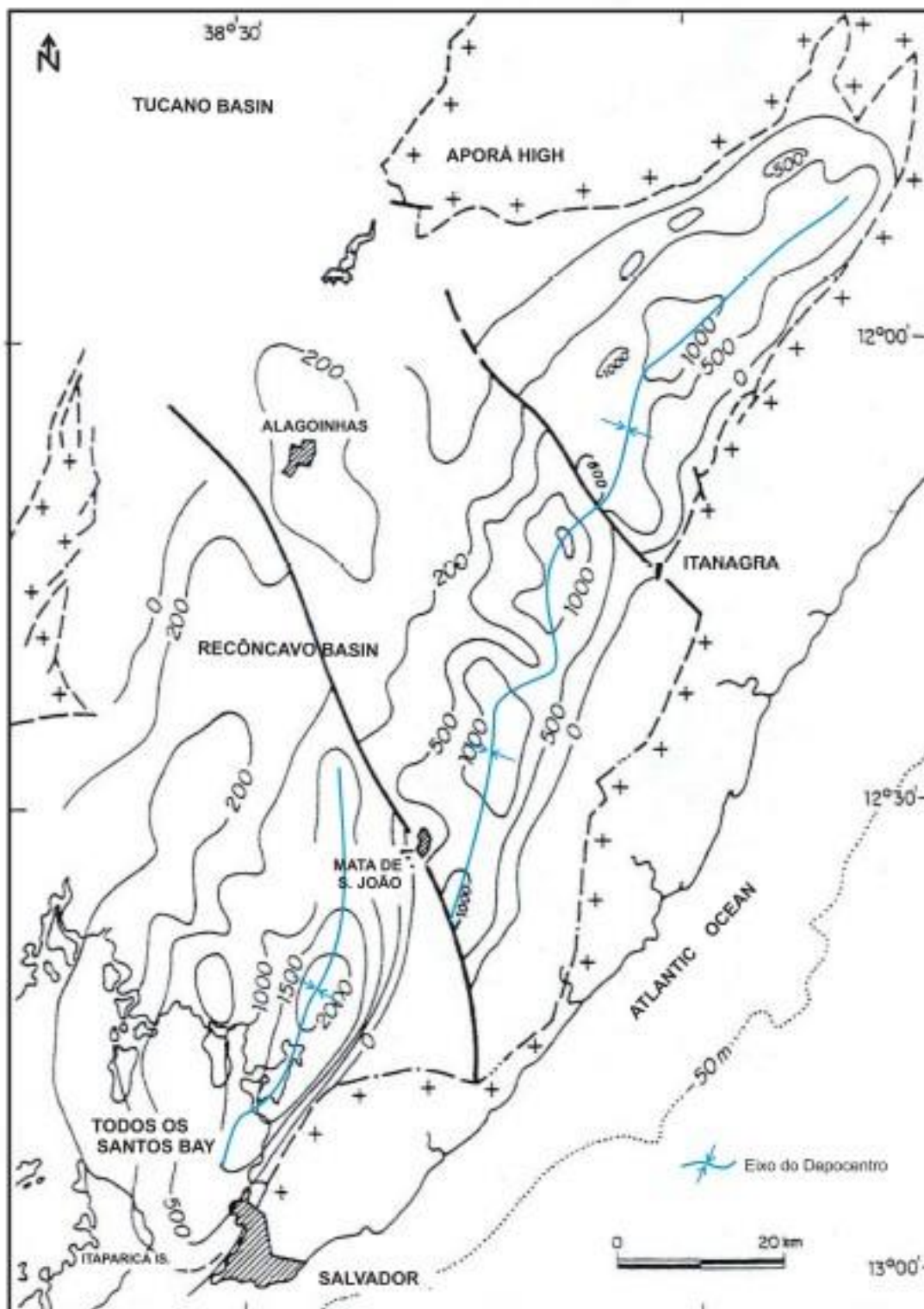
Essa restrição, na forma de uma estreita passagem, configurando um canal estreito e longo cuja presença consta dos mapas estruturais e isópacas do Recôncavo (Ghignone, 1979) teria encontrado continuidade para o Sul, seguindo o *trend* estrutural Boa União-Dom João, adjacentes ao Baixo de Santo Amaro. Os mapas de isópacas das formações Sergi (Fig. 14) e Candeias (Fig. 15) ilustram a possível diretriz do Canal Oeste, possível rota seguida pelo material retrabalhado.

A base da Formação Maracangalha é marcada pelos folhelhos depositados com a transgressão das plataformas durante o Neo-Rio da Serra (Valanginiano). Para o topo, a tendência regressiva é mais perceptível nos baixos regionais, culminando, no Neo-Rio da Serra (Neovalanginiano/Eohauteriviano), com depósitos deltaicos (Membro Catu) relacionados às formações originadas posteriormente. Esta sucessão contínua não é observada em plataformas, pois durante grande parte do Rio da Serra superior estiveram sujeitas a processos de erosão e/ou *bypass* formadores da discordância Rio da Serra Superior, que marca o final da Fm. Maracangalha. Ela está ligada a um evento tectônico de caráter regional, como indica a omissão de seções correlatas nas bacias do Espírito Santo, Cumuruxatiba, Almada, Camamu, Tucano e Sergipe-Alagoas (Silva *et al.*, 2007).

**Figura 14** – Mapa de isópacas da Fm. Sergi. Observar que o depocentro da Fm. Sergi estaria posicionado a oeste da bacia, conforme a indicação da seta (Netto, et al. (1984) *apud* CPGG (2008)).



**Figura 15** – Mapa de Isópacas do Mb. Gomo (Fm. Candeias) com o eixo do depocentro posicionado na borda leste da bacia (Fonte: Netto *et al.* 1984). Observar o deslocamento do depocentro de  $\pm 20$  km ao longo da Falha de Mata Catu (CPGG, 2008).





Bueno (2001, 2004) *apud* Silva *et al.* (2007) relaciona este evento à discordância impressa nessas bacias, devido ao tectonismo que promoveu contemporaneamente o encerramento da fase rifte (*breakup*) e implantação de crosta oceânica, onde esta foi desenvolvida. No Recôncavo, a margem flexural se estabilizou, tectonicamente, aproximadamente nesta época (Cupertino e Bueno, 2005 *apud* Silva *et al.*, 2007), marcando o fim da fase de expansão da bacia, em função do deslocamento, para leste, dos esforços relacionados à abertura do Atlântico Sul.

### 1.2.3 Campo de Massapê

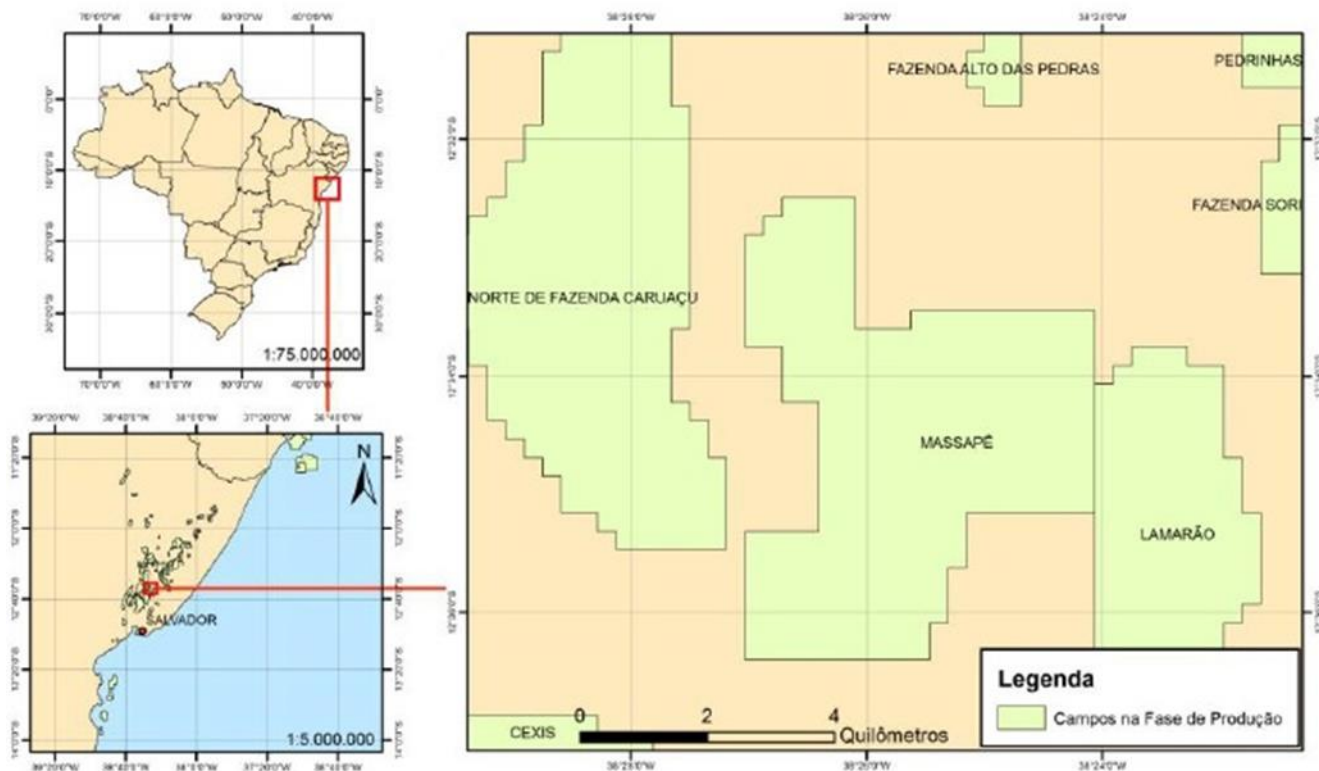
O Campo de Massapê, com área de desenvolvimento de 23,96 km<sup>2</sup>, está localizado no Município de São Sebastião do Passé, Estado da Bahia e dista aproximadamente 45 km a norte da cidade de Salvador (Fig. 16).

Toda a produção do campo é escoada para a Estação Coletora de Massapê. O fluido multifásico oriundo dos poços é direcionado para os separadores gás-líquido, onde é feita a separação primária. O gás natural associado é medido e escoado para a Estação de Gás Não Associado de Lamarão, onde é comprimido e utilizado no *gas lift* dos poços do próprio Campo de Massapê. A emulsão resultante da separação é transferida, através de carretas, para a Estação Carmo, localizada no Campo de Taquipe.

Os principais reservatórios do campo, os quais produzem óleo de 38° API, são os arenitos da Fm. Maracangalha/Membro Caruaçu, que respondem por 93% do Volume de Óleo “In Place” (VOIP) e por 94% da sua produção atual de óleo (Fig. 17). A porosidade média dos mesmos varia de 13% a 15% e a permeabilidade entre 1 e 7 mD. O restante da produção é advindo dos reservatórios da Fm. Pojuca (arenitos Cambuqui, Santiago-1, Santiago-2 e Araçás) e dos arenitos da Fm. Marfim.

Figura 16 – Localização do campo de Massapé.

### Mapa de Localização - Campo de Massapé



ANP (2015)

Figura 17 – Histórico de produção do Campo de Massapé.



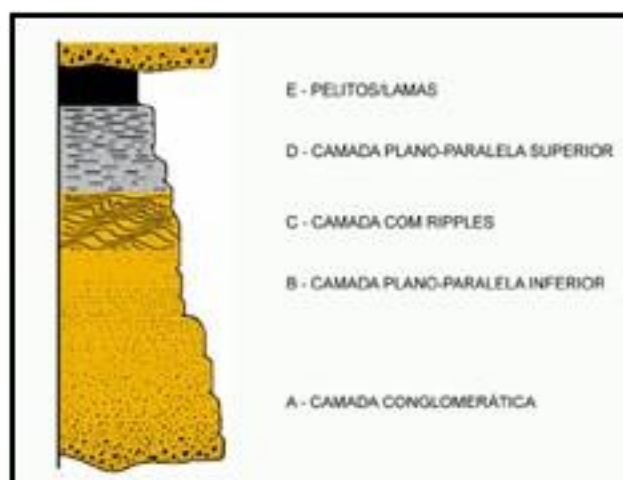
ANP (2015)

## 2 Fundamentação Teórica

### 2.1 Rochas (Estágios Turbidíticos)

O termo “turbiditos”, como originalmente definido por Kuenen (1957) in Mutti *et al.* (2007), destinava-se a denotar camadas de arenito de gradação normal de ambiente marinho profundo, depositados por correntes de turbidez. Para Bouma (1962) o empilhamento estratigráfico associado às sequências turbidíticas (Fig. 18) está associado à desaceleração da corrente turbidítica, que gera uma sequência grano-descendente e com afinamento de camadas para o topo.

**Figura 18** – Sequência Turbidítica de Bouma (modificado de BOUMA, 1962 in BARBOZA, 2005).

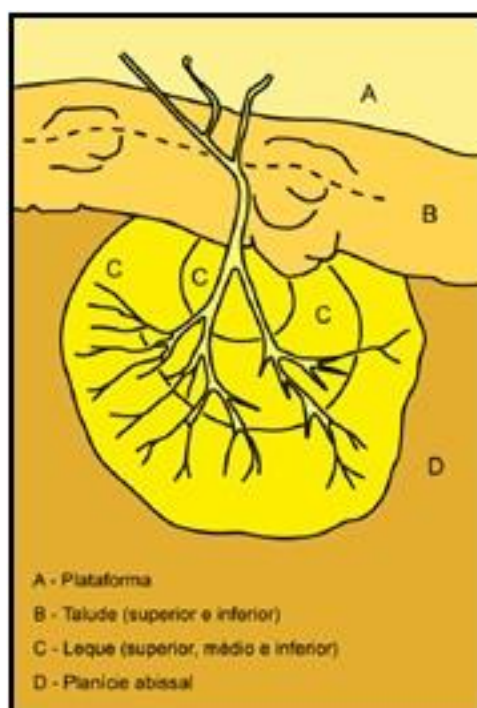


Essa sucessão de estratos consiste em uma camada arenosa basal maciça (A) que grada para uma camada arenosa com estratificação plano-paralela (B) que, por sua vez, grada para uma camada com *ripples* e estratificações cruzadas (C). A camada C é sobreposta por uma camada siltosa com estratificação plano-paralela (D) que, por fim, grada para a uma camada pelítica do final do fluxo turbidítico (Et). Toda essa sedimentação é então sobreposta por uma camada associada à sedimentação hemipelágica de fundo bacinal (Eh) até que se inicie uma nova corrente turbidítica.

A corrente turbidítica é definida como um fluxo turbulento onde os sedimentos são suportados por um movimento ascendente do fluido que compõe a mesma. Essas correntes podem ser geradas em qualquer local onde exista um talude (MUTTI *et al.* 2007) . Segundo (WALKER; PLINT, 1992), um turbidito é resultado de um único evento de sedimentação de duração curta que, uma vez depositado, é improvável o seu retrabalhamento devido à sua posição, geralmente, distal na bacia. Eles são tipicamente representados por uma série de arenitos de gradação normal com camadas afinando para o topo da sequência que intercalam com folhelhos.

Mutti e Lucchi (1972) descreveram a morfologia de um turbidito como constituída por canais que ultrapassam os taludes continentais superior e inferior e leques de deposição superior, médio e inferior localizados na planície abissal (Fig. 19).

**Figura 19** – Morfologia de um Turbidito Marinho (Mutti & Ricci-Lucchi, 1972 in Barboza et al., 2005).



Ainda no início da década de 1970, o significado do termo se ampliou para incluir os sedimentos de sistemas modernos e antigos de águas profundas em que as correntes de turbidez canalizadas se espalhariam no final do canal, dissipando sua energia em lobos de deposição e planícies de deposição adjacentes (Mutti, 2007).

Todavia, apesar da semelhança entre esses sistemas modernos e antigos, os detalhes morfológicos e sedimentológicos fornecidos em diversos estudos, sugeriram grandes diferenças na geometria e distribuição de seus principais elementos deposicionais. Assim, modelos de deposição de leque submarino são geralmente baseados ou em exemplos antigos (turbiditos que são expostos em terra, comumente em áreas estruturalmente deformadas, ou estão enterrados em vários tipos de bacias *onshore* e *offshore*, por estratos mais novos) ou modernos (depósitos cuja geometria e morfologia da superfície refletem condições de crescimento originais).

Tentativas de reconciliar os vários modelos não têm sido cumpridas com aprovação. Ao mesmo tempo, estava ficando bem óbvio que não só haviam diferenças entre sistemas modernos e antigos, mas havia também uma grande variedade de configurações deposicionais em cada (como pode ser constatado em Normark, 1978; Mutti, 1979). Em anos recentes, diversos pesquisadores têm discutido algumas das razões para a variedade de modelos de leque submarinos, mas nenhum tem explorado adequadamente toda a gama de problemas. Por isso, o número de variações nos modelos deposicionais continua a crescer na medida em que novos estudos de campo são usados, quase que caso a caso, para modificar conceitos existentes (Mutti & Normark, 1991).

Mutti e Normark (1991) identificaram os motivos das discrepâncias entre os modelos existentes. Além disso, várias recomendações para o mapeamento e interpretação de sistemas turbidíticos são apresentadas para evitar enganos pela aplicação de modelos existentes. É mais importante reconhecer e mapear corretamente as fácies e os elementos chave de um sistema deposicional do que fazer os dados “encaixarem” em modelos generalizados, que atualmente não possuem ampla aplicabilidade. Os modelos amplamente aplicáveis para a deposição de turbiditos devem ser derivados de características semelhantes, encontradas em intervalos significativos da bacia e fonte.

Muitos modelos atuais para sistemas deposicionais de turbiditos não foram suficientemente preocupados com o alcance extremo em escalas físicas e temporais. Além disso, as tentativas de combinar observações de configurações modernas e antigas não consideraram as diferentes técnicas para mapear, no ambiente marinho (leques modernos), em comparação com o trabalho em

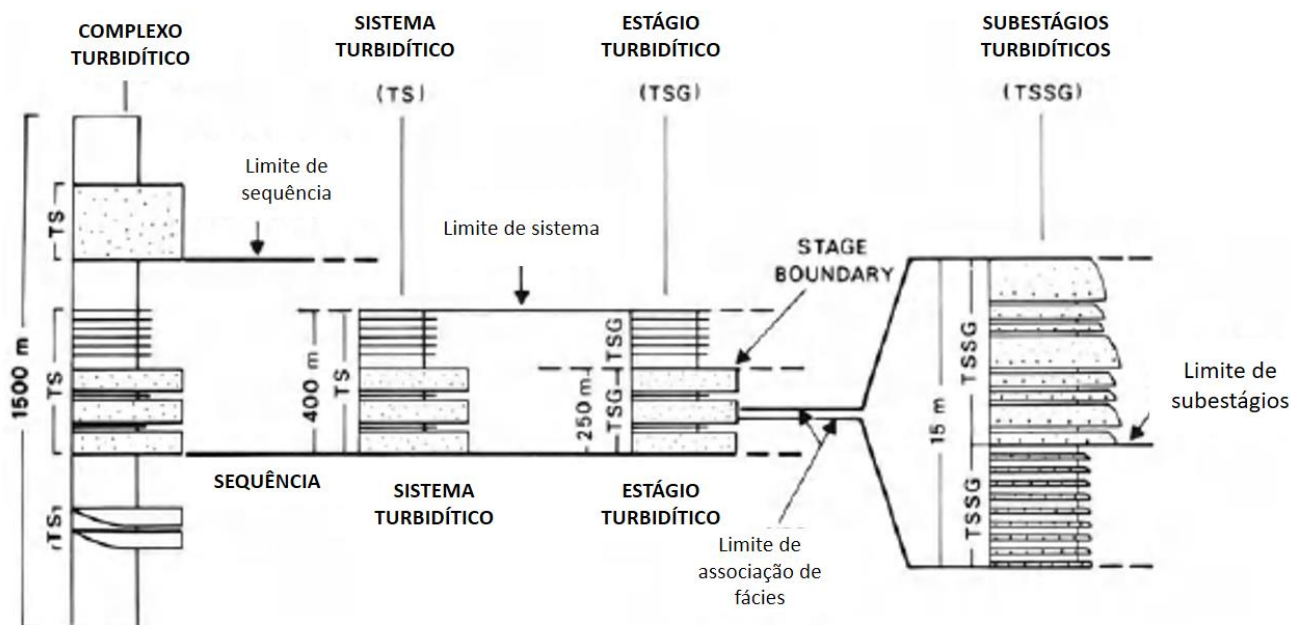
exposições terrestres e dados de subsuperfície (sistemas antigos de turbiditos).

Conforme Mutti & Normark (1987 in Mutti & Normark 1991), essas diferentes técnicas fornecem dados de difícil comparação direta. A interpretação dos depósitos de turbiditos deve ser necessariamente enquadrada nas escalas espaciais e temporais para obter comparações significativas. As principais cinco ordens dessas escalas são mostradas em ordem decrescente de grandeza, como (1) complexos de turbiditos, (2) sistema de turbidito, (3) estágios de turbiditos, (4) subestágios de turbiditos e (5) camadas de turbiditos (Figs. 20 e 21).

**Figura 20** – Tipos de eventos que caracterizam um turbidito e suas respectivas escalas. FONTE: Modificado de Mutti & Normark (1987 in Mutti & Normark 1991).

<u>EVENTOS</u>	<u>TERMINOLOGIA</u>	<u>HIERARQUIA</u>	<u>DURAÇÃO</u>
Deposição afetada por intervalos na sedimentação produzidos por variações do nível do mar de longo prazo e atividade tectônica	COMPLEXO TURBIDÍTICO	1ª ORDEM	$\times 10^8$ to $10^7$
Variações do nível do mar de curto prazo e atividade tectônica produzem mudanças na sedimentação sem intervalos significativos.	SISTEMA TURBIDÍTICO	2ª ORDEM	$\times 10^5 - 10^6$
	ESTÁGIO TURBIDÍTICO	3ª ORDEM	$\times 10^4 - 10^5$
Mudanças de alta frequência nos processos deposicionais e erosivos de origem pouco conhecida.	SUBESTÁGIOS TURBIDÍTICOS	4ª ORDEM	$\times 10^3 - 10^4$
Erosão de pequena escala e deposição.	ESTRATOS E SUAS CARACTERÍSTICAS	5ª ORDEM	INSTANTÂNEA

**Figura 21** – Hierarquia dos eventos em depósitos turbidíticos com relação à forma de ocorrência (escala, granulometria e as discordâncias).



Modificado de Mutti & Normark, 1991

Um “complexo de turbiditos” é composto por vários sistemas de turbiditos (depósitos de leque individuais) empilhados um sobre o outro e, geralmente, separados por unidades de lama basal. Um “sistema de turbiditos” é um conjunto de associações de fácies e fácies de fluxo de massa (*mass-flow*) e corrente de turbidez, geneticamente relacionadas. Esses sistemas podem ser simples, isto é, constituídos por um número limitado de elementos erosivos e deposicionais, aproximadamente síncronos, que não apresentam variações significativas em seus desenvolvimentos.

Esses sistemas são compostos por “estágios de turbiditos”, onde cada qual registra um período específico de crescimento de um sistema de leques. Cada estágio é composto de elementos erosivos e deposicionais distintivos. Um “subestágio de turbidito” é constituído por fácies síncronas, empilhadas para formar uma associação de fácies, isto é, um pacote de depósitos geneticamente associados, delimitados por superfícies erosionais e deposicionais distintivas. Essas superfícies são produzidas por uma ciclicidade de alta frequência que caracteriza a maioria dos depósitos de turbiditos. O reconhecimento de estágios e subestágios requer um conhecimento das relações de tempo entre as várias partes de um sistema de turbiditos.



Os aspectos do tempo não são bem conhecidos para a maioria dos sistemas de turbiditos que foram relatados na literatura. Por enquanto, o mapeamento de (e comparação entre) leques submarinos deve contar com as características de camadas de turbiditos e as relações entre fácies, expressas em conjuntos de camadas. Como a observação direta das fácies é difícil no ambiente marinho moderno, é sugerido que o mapeamento desses sistemas seja baseado em elementos característicos, que podem servir para o reconhecimento em depósitos modernos e antigos usando diversos tipos de dados (Mutti & Normark, 1987 in Mutti & Normark, 1991). Por outro lado, para Della Fávera (1984 in Assine, 2001), depósitos de eventos raros como os turbiditos entre outros, correspondem a ciclos de 5ª ordem e não 4ª.

Segundo WALKER e PLINT (1992), um turbidito é resultado de um único evento de sedimentação de duração curta que, uma vez depositado, é improvável o seu retrabalhamento, devido a sua posição, geralmente, distal na bacia. Eles são representados por uma série de arenitos de gradação normal com camadas afinando para o topo da sequência que intercalam com folhelhos.

No Brasil, os turbiditos ocorreram na fase rifte, em condições lacustres profundas, e na seção marinha, a partir do Neocretáceo (Fig. 10). Sua importância consiste na formação de importantes reservatórios de hidrocarbonetos (Della Fávera, 2001).

### **2.1.1 Mapeamento e Interpretação de Depósitos Turbidíticos**

A fotoestratigrafia é uma técnica de fotointerpretação que facilita o reconhecimento e a correlação de elementos estratigráficos de grande escala, como os sistemas de turbiditos, para o estudo de sucessões estratigráficas. O arranjo dos foto-horizontes (superfícies estratiformes) e a geometria dos estratos podem ser analisados usando alguns conceitos e critérios derivados da sismoestratigrafia e da estratigrafia de seqüências. Este procedimento permite a reconstrução de estruturas cronoestratigráficas em uma escala comparável à escala da sísmica de reflexão, na qual os dados do afloramento podem ser diretamente integrados. O uso da fotoestratigrafia para o estudo de sistemas turbidíticos antigos concentrou-se na análise de diversos elementos de turbiditos (Sgavetti, 1991).

Os dados de SONAR dos leques modernos também fornecem um conhecimento da morfologia de sistema(s) de turbidito(s) e são geralmente decisivos na determinação da extensão de elementos de erosão e deposição específicos. Os dados relacionados incluem perfis de alta resolução que fornecem informações sobre a estrutura interna dos sedimentos superiores (algumas dezenas de metros). A resolução e a definição da estrutura interna e da morfologia da superfície com essas técnicas estão vinculadas à interpolação de horizontes ou propriedades de intervalo entre linhas de levantamento adjacentes (Mutti & Normark, 1991).

De acordo com Mutti & Normark (1991), essas mesmas técnicas (seções sísmicas, fotografia aérea e SONAR) são as mais comumente usadas para mapear sistemas turbidíticos em sucessões estratigráficas modernas e antigas, por serem em escala de bacia. Porém, dentro de um sistema turbidítico (2), os perfis de reflexão sísmica comumente não podem fornecer resolução suficiente para determinar os estágios de crescimento (3), a menos que eles sejam representados por acumulações suficientemente espessas. Embora o trabalho de campo possa ser usado para o estudo de complexos turbidíticos (1), ele é praticamente o único método para fornecer os dados detalhados necessários para definir e entender fácies e associações de fácies, isto é, os componentes básicos de elementos e estágios. Em alguns casos, um entendimento razoavelmente bom dos estágios de turbiditos (3) pode ser obtido de estudos de subsuperfície, particularmente onde os dados de testemunhos de poços podem ser amarrados a perfis de poços e depois a seções de sísmica.

No ambiente marinho destacam-se os sistemas de reboque profundo (deep-tow) que fornecem o único método comum para descrever leques modernos em escala de afloramento, ou seja, dentro da categoria de mesotopografia, isto é, estruturas entre 10 e 1000 m em largura (Normark et al., 1979 *in* Mutti & Normark, 1991). Estes sistemas, no entanto, são lentos e requerem muito tempo para mapear grandes áreas. Devido a essas limitações, nenhum leque moderno foi completamente inspecionado com sistemas *deeptow*, e muito do nosso conhecimento sobre leques em escala de afloramento é limitado a áreas relativamente pequenas (10 km<sup>2</sup>) e isoladas. Os submersíveis tripulados se movimentam ainda mais lentamente e são geralmente limitados a apenas 4 ou 5 horas de observação no fundo do mar.

Os elementos dos turbiditos são os componentes básicos mapeáveis em sistemas e estágios turbidíticos. Esses elementos podem ter caracteres deposicionais e/ou erosivos e são caracterizados por um conjunto distintivo de fácies semelhantes e associações de fácies que permitem a diferenciação dos estratos adjacentes. Estudos detalhados de afloramentos são a melhor técnica para definir as características dos elementos deposicionais. Os elementos de erosão são particularmente bem expressos em leques modernos e, se suficientemente grandes, também são detectáveis na sísmica de subsuperfície. Reconhecemos cinco elementos primários: (1) principais características de erosão (excluindo canais), (2) canais, (3) depósitos de overbank, (4) lóbulos deposicionais e (5) depósitos de transição de lóbulo-canal e características morfológicas relacionadas (Mutti & Normark, 1991).

## 2.2 Perfis de Poços

Atualmente, os dados de poço estão sendo integrados com dados geológicos, geofísicos e de engenharia por meio de softwares para produzir respostas mais precisas e abrangentes para questões geológicas (CLEANEY, 2007). De acordo com Doyen (2007), os dados de poços estão entre os principais dados de entrada para a construção de modelos geológicos. Tipicamente, uma ou várias tabelas de dados de poço são armazenadas para cada poço, contendo profundidade medida (MD), profundidade vertical verdadeira (TVD), porosidade, litologia, saturação e outras propriedades, para cada ponto de amostra ao longo das trajetórias do poço. Quando disponíveis, os dados de testemunho também podem ser incorporados para calibrar estimativas de porosidade derivada de perfis de poço, ou calcular uma transformada de permeabilidade-porosidade. Tabelas de dados, contendo marcadores de poço para o topo e a base das diferentes zonas de interesse, também são importantes.

Para Nery (2004), os perfis constituem-se na mais importante ferramenta exploratória dos geólogos e engenheiros de reservatório, pelo fato de proporcionarem padrões para correlação entre poços vizinhos, confecção de mapas geológicos e definição da geometria dos corpos e ambientes de sedimentação.

Os principais usos dos perfis geofísicos podem ser divididos em:

- Qualitativos (evidências visuais) - Litologia, tipo de fluido das camadas, fraturas ou zonas de perda de circulação, permeabilidade das camadas, qualidade das cimentações dos revestimentos, seleção de zonas para canhoneio para a produção de hidrocarbonetos, controle das profundidades perfuradas, planejamento de testes de avaliação, seleção de zonas para isolamento hidráulico, previsão de pressões anormais e escolha de brocas.

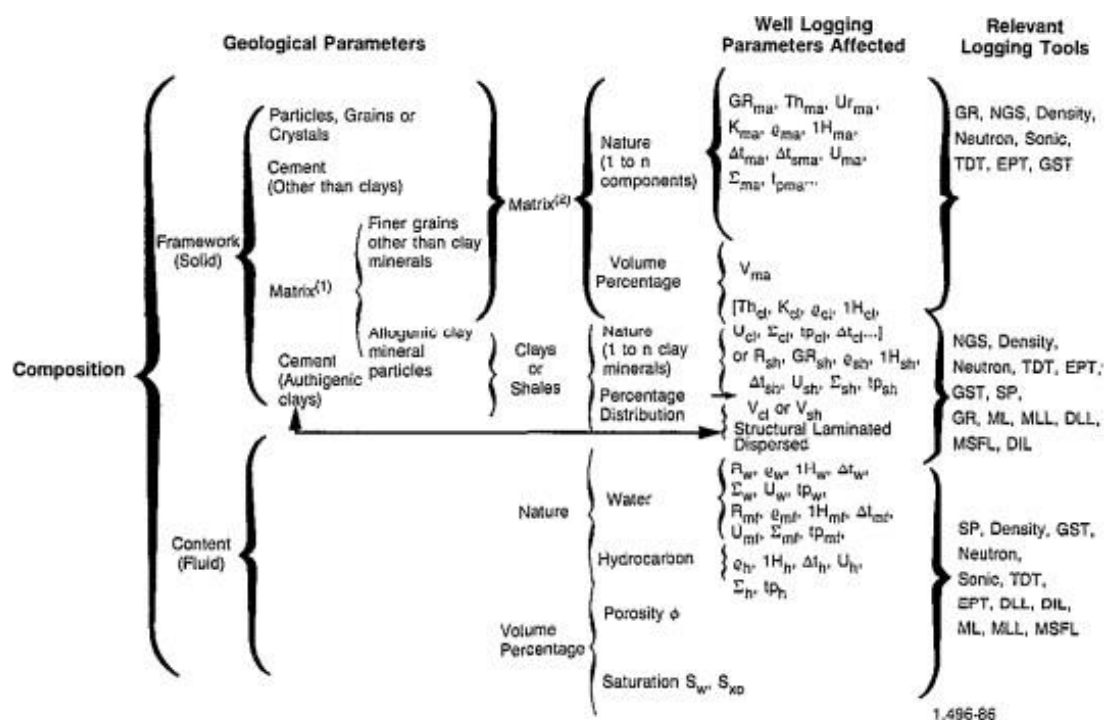
- Quantitativos (cálculos numéricos) - Saturações fluidas, volumes de hidrocarbonetos móveis, volumes de hidrocarbonetos residuais, espessuras das camadas, permeabilidades, porosidades, resistividades, velocidades sônicas, densidades das rochas, constantes elásticas das rochas, percentual de misturas litológicas, conteúdo radioativo, volume de argila das camadas, reservas de reservatório, cálculo da pressão de poros, medida do diâmetro e do volume dos poços, mergulho das camadas, determinação da inclinação e direção de poços.

Segundo Hancock (1992), a determinação litológica por inspeção visual de perfis é feita através de sofisticados programas de computador. Os melhores perfis para esse propósito são aqueles que são mais influenciados pelas propriedades das rochas e menos influenciados pelas propriedades dos fluidos. Os perfis comumente disponíveis são:

- Raios Gama;
- Potencial Espontâneo;
- Porosidade Neutrão;
- Calibre;
- Densidade da Formação;
- Absorção Fotoelétrica.

A composição de uma rocha pode ser expressa através de minerais ou de elementos químicos. A composição mineral fornece as propriedades petrofísicas, tais como dureza, densidade, resistividade e tempo de trânsito. Algumas ferramentas medem a concentração em elementos, enquanto outras têm uma resposta que depende da porcentagem e distribuição dos minerais na rocha. A Figura 22 resume a relação entre a composição da rocha e os parâmetros de perfilagem (SCHLUMBERGER, 1989).

**Figura 22** – Relação entre a composição das rochas e os parâmetros de perfilagem (Schlumberger, 1989).



### 2.2.1 Perfis de Calibre (Caliper)

De acordo com Hancock (1992), para fins litológicos, os dados cruciais são leituras do *caliper* em relação ao tamanho da broca. Existem três cenários (Fig. 23):

**Figura 23** – Interpretações dos perfis de calibre com o tamanho da broca podem resultar em um dos três cenários da tabela (HANCOCK, 1992).

Hard, inert rock	Hole in gauge	Caliper = bit size
Soft or brittle rock	Hole washes out	Caliper > bit size
Permeable rock	Mudcake builds up	Caliper

Fluidos de perfuração mais modernos podem minimizar os desmoronamentos, tornando os perfis de calibre menos distintos para fins de interpretação geológica a partir da inspeção visual de curvas de poço. Para Nery (2004), variações bruscas e locais nos diâmetros dos poços reais, implicam em variações nos parâmetros dos gráficos de interpretação, fornecidos por multinacionais de perfilagem, tornando-os de certo modo imprecisos, porém não irreais.

Exemplo desta influência observa-se no perfil de Potencial Espontâneo (SP). Quanto aos perfis ditos de porosidade, o diâmetro do poço reflete suas variações por meio de ruídos nos sinais registrados (perfil acústico), nas leituras de densidades que se aproximam à da água (perfil de Densidade), etc. Neste último caso, o peso da lama e/ou diâmetro do poço tornam suas leituras inúteis, para fins quantitativos, caso não se façam as correções necessárias.

### Respostas Litológicas

- Arenitos: de acordo com Hancock (1992), o arenito consolidado geralmente é permeável, portanto, espera-se que o reboco (*mudcake*) cause uma leitura de calibre que seja cerca de 0,5 polegadas menor do que o tamanho da broca. Os limites de camada são frequentemente delimitados com precisão. Já a areia friável e não consolidada pode sofrer lavagem (*washout*), causando grandes leituras de calibre, normalmente em formações jovens e rasas.

- Folhelhos: no caso do folhelho, frequentemente há desmoronamentos ao longo do poço, especialmente na direção de mínima tensão principal. Isso leva a poços identificáveis com calibradores de múltiplos braços, semelhantes aos medidores de mergulho (*dipmeters*).

- Carvões: carvões de grau de carbonificação médio a alto são, geralmente, frágeis e desmoronam no poço, deixando resíduos tão espessos quanto a camada de

- carvão (frequentemente 1 pé ou mais) mas nem todos os carvões se comportam dessa maneira.

- Carbonatos: os carbonatos muitas vezes não mostram o acúmulo de reboco, apesar da boa permeabilidade, porque os poros moldados ou do tipo *vug* são grandes demais para prender os sólidos de lama. O resultado é que o reboco se acumula nas paredes dos fundos desses poros, não no furo. A dolomita é o único carbonato que normalmente mostra o reboco nas curvas de *caliper*.

- Rochas Fortemente Cimentadas: camadas fortemente cimentadas, tais como siltitos e concreções carbonáticas em arenitos, são rochas duras e inertes que não mudam os valores de calibre.

- Anidrita e Gipsita: frequentemente não modificam os valores de calibre se puras, mas intercalações com folhelhos podem sofrer arrombamento.

- Halita e Sais de Potássio: lamas saturadas de sal ou a base de óleo podem não mudar o diâmetro do furo do poço, mas lamas a base de água resultam em grandes dissoluções, levando enormes arrombamento.

### 2.2.2 Perfis de Raios Gama

Para Nery (2004), os raios Gama são radiações eletromagnéticas similares às ondas de luz e de rádio. Por não possuírem carga elétrica não são desviados pelos campos elétricos ou magnéticos. Atravessam os revestimentos de aço dos poços, sofrendo leves atenuações: Apenas a radiação natural gama é detectada pelos equipamentos de perfilagem, devido à alta capacidade de penetração em materiais densos. Existem ferramentas radioativas que utilizam nêutrons produzidos artificialmente, também possuidores de alta capacidade de penetração nos materiais densos. A energia de radiação é medida em múltiplos do elétrons-volt (eV), ou milhão de elétron-volt (MeV).

A amplitude de um pulso elétrico recebido por um detector de radiação qualquer é função da energia (ou velocidade) do fóton que nele penetra. A intensidade da radiação está relacionada com o número de pulsos detectados por unidade tempo. As argilas e/ou folhelhos são os elementos mais naturalmente radioativos entre as rochas sedimentares conhecidas, devido à suas habilidades em reter íons metálicos, entre

eles os radioativos Urânio, Tório e o Potássio 40.

De acordo com Hancock (1992), os elementos radioativos comuns - potássio, tório e urânio - são normalmente insignificantes nos fluidos do reservatório, ao passo que são componentes importantes das rochas, especialmente dos minerais argilosos (Fig. 24). Perfis de raios gama são, portanto, um bom indicador da litologia.

**Figura 24** – Valores relativos às principais litologias interpretadas em determinações geológicas por inspeção visual de perfis (HANCOCK, 1992).

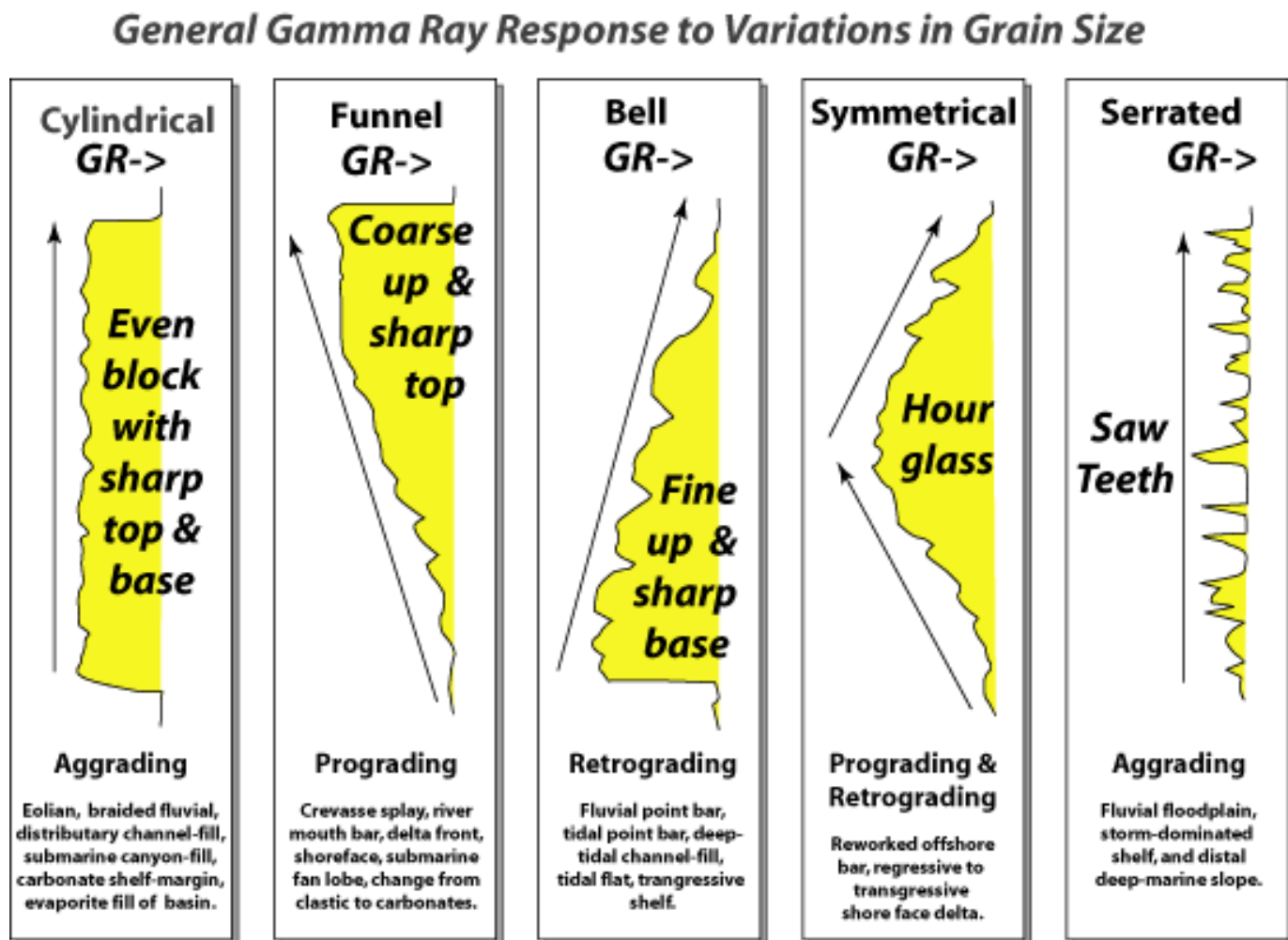
Lithology	Gamma Ray Values (in API units)
Sandstone (quartz)	15–30 (rarely to 200)
Limestone	10–40
Dolomite	15–40 (rarely to 200)
Shale	60–150
Organic-rich shale	100–250
Anhydrite, halite	8–15
Sylvite (KCl)	350–500
Coal	15–150 (any value possible)

### 2.2.2.1 Forma dos Perfis de Raios Gama

De acordo com Hancock (1992), a forma de um perfil de raios gama para um corpo de areia é frequentemente considerada como um perfil de granulometria. Três formas básicas são reconhecidas: funil (granocrescência ascendente), cilíndrica (blocosa) e sino (granodecrescência ascendente) (Fig. 25). Essas três formas podem ser subdivididas em lisas (relativamente homogêneas) ou serrilhadas (com intercalações de folhelhos finos). As formas dos perfis refletem tipicamente a energia deposicional em mudança de alta (areia limpa e grossa) para baixa (areia fina com argila). Um salto interpretativo é normalmente feito de energia deposicional para o processo deposicional e, conseqüentemente, para o ambiente deposicional (Fig. 26).

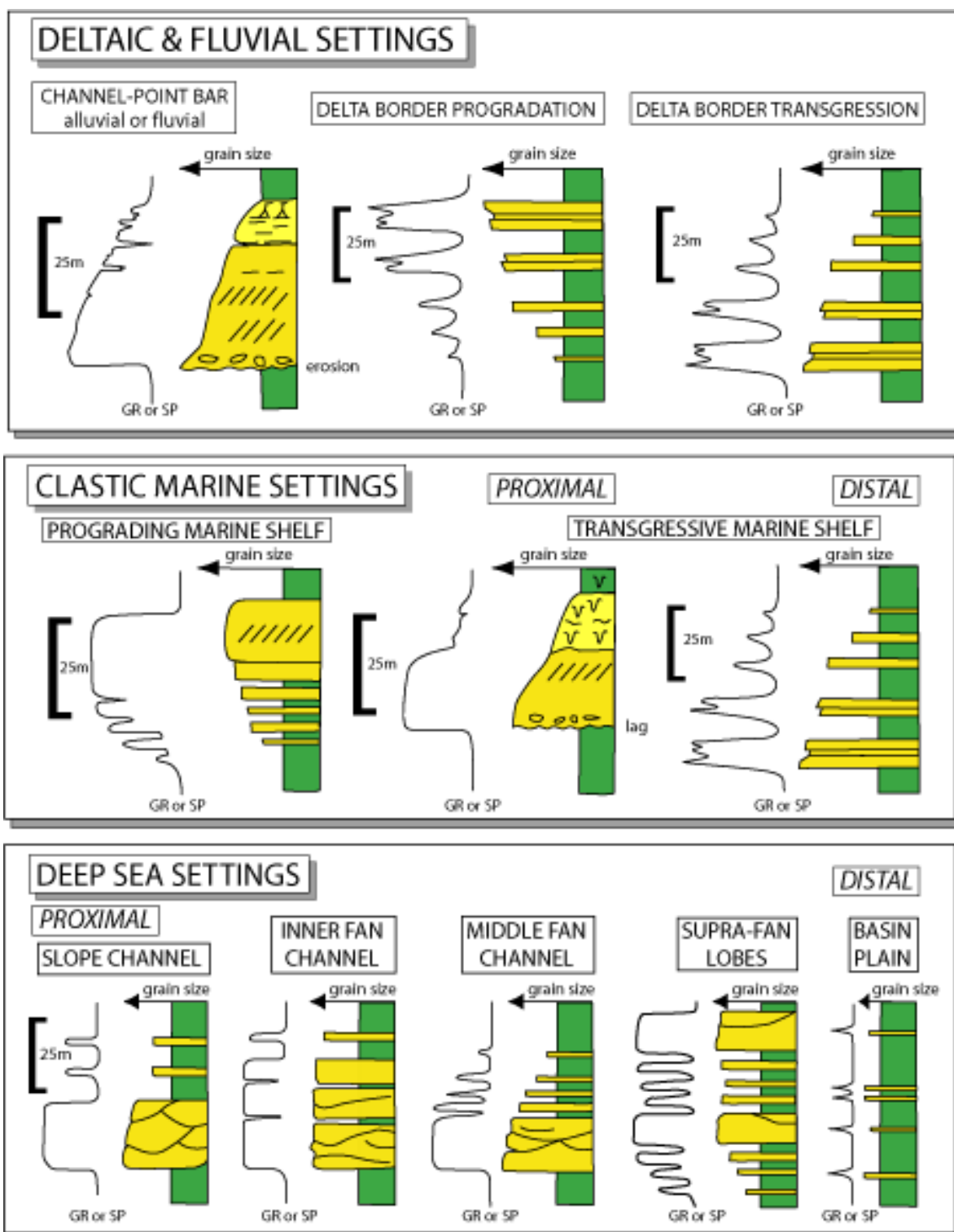


Figura 25 – Formatos característicos dos perfis de raios Gama (GR) e de potencial espontâneo (SP): cilindro, funil, sino, simétrico e serrilhado (KENDALL, 2003).



C. G. St. C. Kendall 2003 (modified from Emery, 1996)

**Figura 26** – Ambientes deposicionais interpretados a partir de perfis de raios Gama (GR) e potencial espontâneo (SP) (SEPM STRAGRAPHY WEB, 27/03/2015).



Por isso, esses perfis desempenham um papel importante na análise de estratigrafia de seqüências. O raciocínio por trás da interpretação feita em SEPM STRAGRAPHY WEB (27/03/2015) é que as variações no GR estão relacionadas à presença de matéria orgânica que ‘sequestra’ os minerais radioativos responsáveis pelo sinal GR. Neste caso, é possível:

1) identificar as porções da seção que apresentaram maiores acumulações de orgânicos e;

2) aquelas para as quais isso foi reduzido por efeitos de lavagem e oxidação. Dessa forma, a presença ou ausência de matéria orgânica está relacionada aos efeitos de lavagem e oxidação.

O resultado é que as mudanças abruptas na resposta do perfil GR foram interpretadas como relacionadas a rupturas litológicas acentuadas, associadas a discordâncias e limites de seqüência (Krassay (1998) *in* SEPM STRAGRAPHY WEB (27/03/2015)).

Segundo Hancock (1992), o salto interpretativo da energia deposicional para o ambiente geológico é feito sem considerar seriamente as etapas intermediárias. Isso pode ser perigoso. Cada uma das etapas é altamente ambígua e deve ser ‘enriquecida’ por outras evidências, como espessura da unidade, tipos de rochas associadas e configuração geral deposicional. Tipicamente:

- Formas de funil implicam energia crescente ascendente, que pode ser encontrada em barras de desembocadura de canais distributários, franjas de lóbulo de delta, leques de mar profundo e outros ambientes.

- As formas cilíndricas refletem níveis de energia relativamente constantes e podem incluir dunas eólicas, canais distributários de baixa sinuosidade e praias.

- As formas de sinos representam seqüências de corrente decrescente, que podem incluir barras de pontos aluviais, canais distributários deltaicos e leques de canais de mar profundo.

### 2.2.3 Perfis de Densidade da Formação

De acordo com Hancock (1992), a densidade medida é a soma da densidade do sistema de rochas e da densidade do sistema de fluidos dos poros. Os valores de densidade (RHOB, RHOZ) podem, portanto, ser usados diretamente para identificar litologia somente quando a porosidade é insignificante. No caso de rochas porosas, a densidade deve ser interpretada em combinação com as curvas de neutrão ou porosidade (NPHI).

Segundo Nery (2004), o princípio desse tipo de perfil de poço consiste num feixe monoenergético de raios gama, de intensidade fixa, que choca-se sucessivamente com os elétrons da formação, tendo como principal efeito o Compton. De acordo com Kearey, Brooks e Hill (2002), isso seria um fenômeno no qual fótons de raios gama colidem “elasticamente” com elétrons e são reduzidos em energia. O número dessas colisões em qualquer intervalo de tempo depende da abundância de elétrons presentes (o índice de densidade eletrônica), que por sua vez, é função da densidade da formação. A densidade é assim estimada medindo a proporção da radiação gama devolvida ao detector pelo Efeito Compton. Portanto, deduz-se que este perfil responde diretamente à densidade da formação e inversamente à sua porosidade.

Para Bjørlykke (2010), se a densidade dos minerais ( $\rho_m$ ), densidade da rocha ( $\rho_b$ ) e densidade do fluido ( $\rho_f$ ) (óleo, gás ou água) são conhecidos, a porosidade pode ser calculada (Figs. 27 e 28).

**Figura 27** – Fórmula para estimativa da porosidade da formação a partir do perfil de densidade (BJØRLYKKE, 2010).

$$\text{Porosity } (\varphi) = \frac{\rho_m - \rho_b}{\rho_b - \rho_f} \quad (1)$$

**Figura 28** – Valores das densidades de laboratório ( $\rho_B$ ), eletrônica ( $\rho_e$ ) e as registradas pelos perfis de densidade, para as rochas sedimentares mais comuns (NERY, 2004).

COMPONENTE	FÓRMULA	$\rho_B$	$C = \frac{2 \sum Z}{P.Mol.}$	$\rho_e$	$\rho_{Densidade}$
Quartzo	SiO <sub>2</sub>	2,654	0,9985	2,650	2,648
Calcita	CaCO <sub>3</sub>	2,710	0,9991	2,708	2,710
Dolomita	CaCO <sub>3</sub> MgCO <sub>3</sub>	2,870	0,9977	2,863	2,876
Anidrita	CaSO <sub>4</sub>	2,960	0,9990	2,957	2,977
Silvita	KCl	1,984	0,9160	1,916	1,863
Halita	NaCl	2,165	2,0740	2,074	2,032
Gipsita	CaSO <sub>4</sub> .2H <sub>2</sub> O	2,320	1,0222	2,372	2,351
Água Doce	H <sub>2</sub> O	1,000	1,1101	1,110	1,000
Água Salgada	200.000ppm	1,146	1,0797	1,237	1,135
Óleo	n<CH <sub>4</sub> >	0,850	1,1407	0,970	0,850
Gás	C <sub>1,1</sub> H <sub>4,2</sub>	$\rho_{gás}$	1,238	1,238	1,325. $\rho_{gás}$ - 0,189

Schlumberger (1989) *in* Nery (2004) acredita que este perfil fornece diretamente  $\rho_B$ , ou seja, a densidade do meio onde a ferramenta está inserida. Para eliminar pequenas diferenças que existem entre  $\rho_{Densidade}$  e  $\rho_B$ , as companhias de perfilagem confeccionam cartas de correção denominadas de efeito Z/A. Entretanto, como a ordem de grandeza das correções é pequena, estes valores são desprezados nos cálculos manuais.

Apesar de muito útil, tal perfil apresenta alguns problemas. A argila afeta as leituras de Densidade, porquanto mais leves, ou menos densas, por unidade de volume (dado o excesso de água), tenderá também a diminuir o valor de  $\rho_B$ . Mas isso pode ser solucionado com o uso de 2 ou 3 perfis de porosidade ou pela fórmula  $DC = D - VSH.DSH$ , onde D é a estimativa de porosidade pelo perfil de densidade, VSH é o volume de argila e DSH é a porosidade aparente dos folhelhos adjacentes.

A presença da lama e/ou reboco também pode ser um problema, dispersando nas camadas permeáveis alguns fótons, que não retornam aos detectores, diminuindo a intensidade do feixe inicial. Essa questão pode ser resolvida através do uso de diferentes espaçamentos entre sensores para a obtenção de diferentes profundidades de investigação. Com duas leituras em diferentes profundidades, acrescida da medida da espessura do reboco, dada pelo caliper, a ferramenta pode internamente realizar correções de  $\rho_B$  (NERY, 2004).

#### 2.2.4 Perfis de Nêutrons

Os perfis de nêutrons, ou neutrão, respondem principalmente ao conteúdo combinado de hidrogênio do sistema de rochas e do sistema de fluidos de poros. A litologia pode, portanto, ser interpretada diretamente a partir de valores de neutrão apenas quando a porosidade é insignificante. Em rochas porosas, a curva NPHI deve ser interpretada em combinação com outros perfis, como a densidade de formação (Hancock, 1992). Esses perfis medem uma radioatividade induzida artificialmente, por meio de bombardeio das rochas com nêutrons de alta energia ou velocidade, interagindo elástica e/ou inelasticamente com os núcleos dos elementos que as compõem. Essa interação ocorre de três modos: (a) absorção, captura ou ainda reação (acompanhada de emissão imediata de prótons ou partículas alfa); (b) espalhamento elástico (o nêutron muda de direção e transfere parte de sua energia cinética para o núcleo atingido) e, (c) espalhamento inelástico (a energia cinética não é conservada porque o núcleo atingido é deixado em estado excitado) (NERY, 2004).

Para entender melhor o conceito por trás desse perfil é preciso considerar que a maioria dos núcleos é muito mais maciça do que os nêutrons, que interagem majoritariamente de forma “elástica”, com muita pouca perda de energia cinética. A captura de nêutrons, que normalmente ocorre num raio de 600 mm do poço, dá origem à radiação gama, na proporção da qual colide com o receptor. A intensidade da radiação depende da distância percorrida do ponto de captura de nêutrons. Esta distância está relacionada, principalmente, com a concentração de íon hidrogênio: quanto maior a concentração, mais próxima a captura de nêutrons do poço e maior o nível de radiação (Kearey, Brooks e Hill, 2002).

De acordo com NERY (2004), quanto menor a distância percorrida do ponto de captura de nêutrons, maior será a perda máxima de energia (PME). A PME aumenta na proporção em que diminui a massa atômica ( $M$ ) do elemento envolvido no processo. Ela é dada pela relação porcentual expressa na figura 29:

**Figura 29** – Fórmula da P. M. E. ou perda máxima de energia, onde M é a massa atômica do átomo bombardeado (NERY, 2004).

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

Como a maior parte do hidrogênio presente nas rochas está presente no fluido, os perfis de nêutrons fornecem uma expressão do teor de fluido e, portanto, da porosidade de uma rocha, análoga à do perfil de densidade (Fig. 22). Os perfis de nêutrons são particularmente úteis para determinar a porosidade dos folhelhos, mas os minerais da argila também contêm hidrogênio em sua estrutura. Ao contrário das curvas de SP e resistividade, o neutrão não é dependente da permeabilidade. O gás é menos denso e tem menos átomos de hidrogênio por unidade de volume e, portanto, tem um índice de hidrogênio mais baixo. Portanto, as medições de nêutrons podem ser usadas para detectar gás e distingui-lo do óleo. O cálculo da porosidade com base nesses perfis (porosidade de nêutrons) resulta em valores de porosidade muito baixos, quando os poros são preenchidos com óleo e gás, porque contêm menos hidrogênio por unidade de volume em comparação com o líquido. Isso é chamado de efeito do gás.

Em folhelhos e arenitos com alto teor de argila, as curvas de nêutrons registram maior porosidade, pois o hidrogênio também está presente nos minerais argilosos, que é a fase sólida. Isso é chamado de efeito da argila e é mais pronunciado em argilitos com alto teor de esmectita e caulinita em comparação àqueles com illita e clorita. Os calcários, no entanto, fornecem valores de porosidade muito confiáveis porque os minerais de carbonato contêm pouco hidrogênio (Bjørlykke, 2010).

#### 2.2.4.1 Perfis de Nêutrons e Densidade Combinados

De acordo com Hancock (1992), tanto o perfil de nêutrons quanto o de densidade reagem à litologia e à porosidade. Portanto, analisando as duas curvas juntas, pode-se começar a distinguir a litologia da porosidade. Perfis de nêutrons e densidade, juntamente com o *caliper* são geralmente registrados pela ferramenta de densidade junto com um registro de raios gama naturais, em uma mesma corrida. Este é um dos mais poderosos dos conjuntos de perfilagem disponíveis para a determinação de litologia.

Muitos livros de empresas de perfilagem incluem os *crossplots* de densidade com neutrão, que são fáceis de usar para as rochas reservatório 'limpas'. Os *plots* são inseridos com uma densidade e uma porosidade de nêutrons aparente. Um tipo de rocha (arenito, calcário ou dolomita) e uma porosidade podem ser lidos nesse *crossplot*, mas o *crossplotting* manual é demorado. Uma maneira muito mais rápida de visualizar o tipo de rocha é a partir da sobreposição dos perfis de nêutrons e de densidade em *softwares* de petrofísica. Para fazer isso, uma escala compatível deve ser usada para que os componentes de porosidade de ambos os perfis sejam exatamente sobrepostos. Dessa forma, qualquer separação entre as duas curvas é atribuível à litologia ou à presença de gás. Ambas as ferramentas são geralmente calibradas em unidades de calcário, portanto, a escala compatível é definida para sistemas de calcário de água doce (Fig. 30).

**Figura 30** – Escala apropriada para a interpretação geológica por inspeção visual dos perfis de densidade e nêutrons (HANCOCK, 1992).

	All Porosity (H2O)	No Porosity (CaCO3)
Neutron (p.u.)	100	0
Density (g/cm <sup>3</sup> )	1.0	2.71

Como as porosidades acima de 50% são improváveis, e rochas com densidades acima de 2,71 g/cm<sup>3</sup> são comuns, a escala compatível usual é expressa na figura 31:

**Figura 31** – Escala adaptada para a melhor visualização das curvas na interpretação geológica por inspeção visual dos perfis de densidade e nêutrons (HANCOCK, 1992).

Neutron (p.u.)	45	30	15	0	-15
Density (g/cm <sup>3</sup> )	1.95	2.20	2.45	2.70	2.95

Arenitos limpos dão o típico *crossover* densidade-neutrão de duas divisões com densidade à esquerda da curva de porosidade. A adição de um pouco de argila (formando arenito argiloso) aumenta a leitura de nêutrons, reduzindo o *crossover* ou mesmo invertendo-o para criar separação. Nesse caso, verifica-se o raio gama natural para obter evidências de aumento de argila. Componentes mais pesados, como a mica, aumentam a densidade, reduzindo o *crossover* ou até mesmo invertendo-o.



Verifique o raio gama espectral para distinguir o seguinte:

Mica: apenas radiação de potássio.

Zircão (com outros minerais pesados): radiação de tório ou urânio.

Siderita, pirita, etc .: sem aumento de radiação.

Use a forma entre as curvas densidade-neutrão para estudar a energia de depósito da mesma maneira que em um registro de SP ou raios gama.

Comparado ao arenito saturado com óleo ou de água, o perfil de nêutrons para um arenito saturado de gás mede 10–15 unidades de porosidade como valores muito baixos, e a curva de densidade pode ler cerca de 0,05 g/cm<sup>3</sup> como valor muito baixo. Por outro lado, o gás não-hidrocarboneto em arenito pode fornecer leituras de nêutrons próximas de zero, dependendo da água residual e da umidade no espaço poroso. Resulta em *crossovers* com enorme espaçamento.

No caso de outras litologias, como calcário limpo, não há separação entre as curvas densidade-nêutrons. Por isso, quando o nêutron vai para valores mais altos, espere a presença de argila. Nesse caso, verifique o raio gama natural. Em calcário com gás, espera-se *crossover* como descrito para o arenito.

Para dolomitos o gás reduz ou elimina a separação. O raio gama natural localmente alto pode ser argila, mas se a separação densidade-nêutrons não mudar, pode ser dolomita. Verifica-se o urânio se o raio gama espectral estiver disponível (Hancock, 1992).

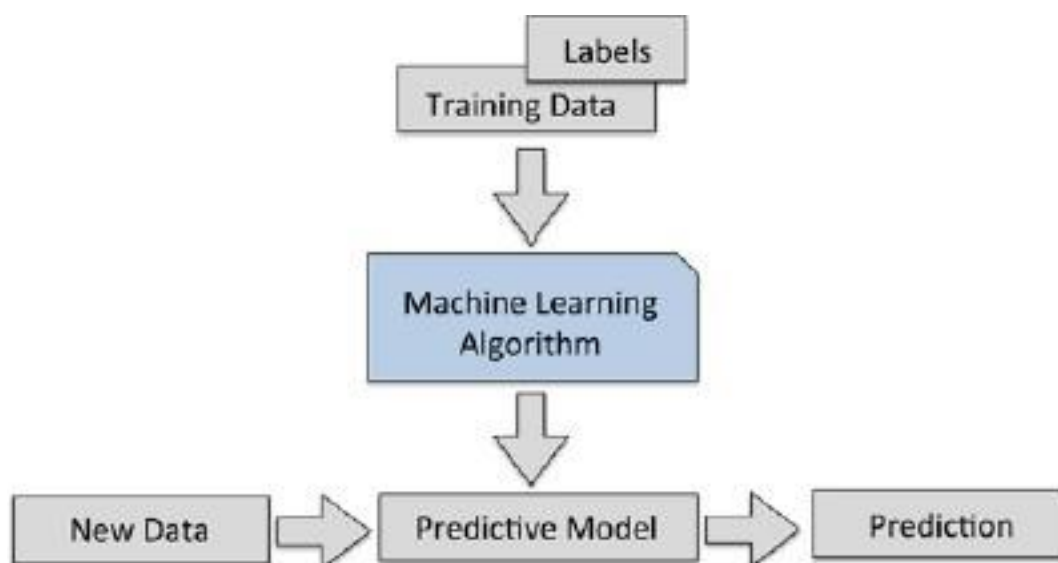
## 2.3 Classificação Automática

### 2.3.1 Classificação Supervisionada

Segundo Raschka (2015), o objetivo principal da aprendizagem supervisionada é aprender um modelo a partir de dados de treinamento rotulados que permitam fazer previsões sobre dados não vistos ou futuros. O termo supervisionado refere-se a um conjunto de amostras onde os sinais de saída desejados (rótulos) já são conhecidos. Considerando o exemplo de filtragem de spam de e-mail, pode-se treinar um modelo usando um algoritmo de aprendizagem de máquina supervisionado com um e-mail rotulado - que esteja corretamente marcado como spam ou não-spam - para prever se um novo e-mail pertence a uma das duas categorias. Uma tarefa de aprendizagem supervisionada com rótulos de classe distintos, como no exemplo anterior, também é chamada de classificação.

Outra subcategoria de aprendizagem supervisionada é a regressão, em que o sinal de resultado é um valor contínuo (Fig. 32):

**Figura 32** – Exemplo de fluxograma de aprendizagem supervisionada (RASCHKA, 2015).



A classificação é uma subcategoria de aprendizagem supervisionada em que o objetivo é prever os rótulos de classes categóricas de novos dados com base em observações passadas. Esses rótulos de classe são valores discretos, não ordenados, que podem ser entendidos como associações de grupos das instâncias. O exemplo mencionado anteriormente, de detecção de spam por e-mail, representa um exemplo típico de uma classificação binária, onde o algoritmo de aprendizagem de máquina aprende um conjunto de regras para distinguir entre duas classes possíveis: spam e não spam.

Outro exemplo mais pertinente ao propósito do presente trabalho é a classificação supervisionada de Rosa *et al.* (2006) com o objetivo de reagrupar a variável categórica “litologia” em classes de rochas, definidas pela descrição dos testemunhos dos poços. Cada uma das cinco classes de rochas foi caracterizada por um conjunto de variáveis contínuas (perfis de Raios Gama, Sônico, de Densidade Total da Formação e de Porosidade Neutrônica), as quais foram coletadas nos seus intervalos de ocorrência, mais precisamente, no intervalo testemunhado e classificadas em rochas reservatórios e não-reservatórios. O passo seguinte consistiu na verificação da validade das classes de eletrofácies preestabelecidas, através de análise quantitativa (análise estatística exploratória de dados) integrando os dados de perfilagem e informações oriundas dos testemunhos.

O último passo foi a verificação das amostras mais representativas em cada uma das eletrofácies. Em seguida, os dados foram separados em três conjuntos, sendo o primeiro correspondente a amostras de treinamento (mais representativas), usadas na elaboração da regra discriminante; o segundo foi para validação e o terceiro, para predição, no qual não se dispõe de informações de testemunho. As amostras de verificação foram utilizadas para a validação de funções discriminantes, que melhor separam os grupos de litofácies, para que, em seguida, esses grupos sejam extrapolados para as demais amostras.

Outra versão de redes neurais de aprendizagem supervisionada foi a desenvolvida pelo psicólogo Frank Rosenblatt, conhecida como Perceptron e proposta no período de 1957-1962. Esse trabalho criou muito interesse e controvérsia em modelos de redes neurais artificiais de classificação naquele período e levou à criação de modelos importantes, abstraídos de seu trabalho em anos posteriores. Atualmente, os nomes Perceptron (de uma camada) e *Multilayer Perceptron* são usados em referência a algoritmos de aprendizagem de máquina específicos, baseados nos perceptrons de Rosenblatt (KANAL, 2001).

De acordo com KANAL (2001), o primeiro relatório de Rosenblatt sobre o assunto data de 1957. Um relatório subsequente, em 1958, intitulado O Perceptron: Uma Teoria da Separabilidade Estatística em Sistemas Cognitivos, foi adaptado para publicação (Rosenblatt, 1958). Posteriormente, em 1962, Rosenblatt e seu grupo publicaram um compêndio de pesquisas sobre perceptrons chamado Princípios da Neurodinâmica.

O bloco de construção básico de um perceptron é um elemento que aceita um número de entradas  $x_i = 1 \dots N$  e calcula uma soma ponderada dessas entradas onde, para cada entrada, seus pesos fixos  $\beta$  podem ser apenas 1 ou -1. A soma é então comparada com um limiar  $\theta$ , e uma saída  $y$  é produzida que é 0 ou 1, dependendo da soma exceder ou não o limite (Fig. 33).

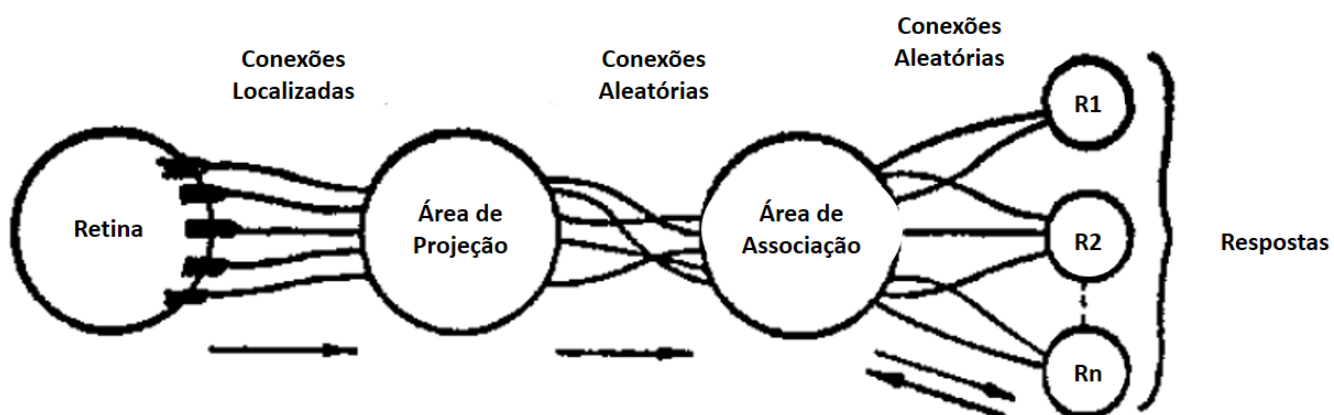
**Figura 33** – Função de ativação do perceptron de Rosenblatt (KANAL, 2001).

$$y = \begin{cases} 1 & \text{se } (\sum_{i=1}^N \beta_i x_i) \geq \theta \\ 0 & \text{se } (\sum_{i=1}^N \beta_i x_i) < \theta \end{cases} \quad (3)$$

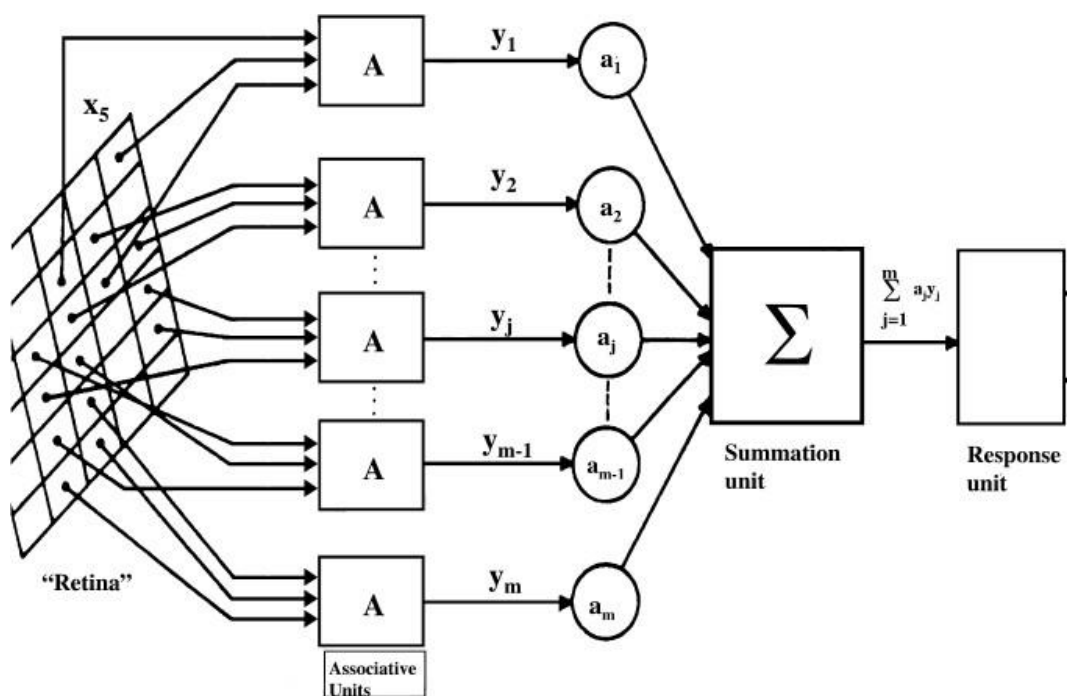
Um perceptron é uma rede de transmissão de sinais que consiste em unidades sensoriais (unidades S), unidades de associação (unidades A) e unidades de saída ou resposta (unidades R). A 'retina' do perceptron é uma matriz de elementos sensoriais (fotocélulas). Uma unidade S produz uma saída binária 1 ou 2. Um conjunto de células retinianas selecionado aleatoriamente é conectado ao próximo nível da rede, as unidades A. Como originalmente proposto, havia conexões extensas entre as unidades A, as unidades R e o *feedback* entre as unidades R e as unidades A (Fig. 34). Uma versão mais simples omitindo as conexões lateral e de *feedback* é mostrada na figura 35.

Cada unidade A se comporta como o bloco de construção básico discutido acima, onde os pesos 1 e -1 são atribuídos aleatoriamente às entradas para as unidades A. O limiar  $\theta$  para todas as unidades A é o mesmo. A saída binária da  $k$ -ésima unidade ( $k = 1, \dots, m$ ) é multiplicada por um peso  $a_k$ , e uma soma ponderada de todas as  $m$  saídas é formada em uma unidade de soma que é igual aos blocos de construção básicos com todos os pesos iguais a 1.

**Figura 34** – Modelo explicativo sobre o perceptron de Rosenblatt (modificado de ROSENBLATT, 1958).



**Figura 35** – Modelo simplificado do perceptron de Rosenblatt, omitindo as conexões lateral e de feedback (KANAL, 2001).



Cada peso  $a_k$  pode ser positivo, zero ou negativo e pode mudar, independentemente de outros pesos. A saída deste bloco é novamente binária, dependendo de um limiar  $t$ , que é normalmente definido como 0. Os valores binários da saída são usados para distinguir duas classes de padrões que podem ser apresentados à retina de um perceptron. O *design* desse perceptron para distinguir entre dois conjuntos de padrões envolve o ajuste dos pesos  $a_k$ , ( $k = 1, \dots, m$ ) e ajuste do limiar  $\theta$ .

Rosenblatt (1962) in Kanal (2001), propôs diversas variações do procedimento a seguir para treinamento em perceptrons. O conjunto de padrões de “treinamento”, isto é, padrões de classificação já conhecidos, é apresentado à retina, com o conjunto completo sendo repetido para a classificação automática. A saída do perceptron é monitorada para determinar se um padrão é classificado corretamente. Se não, os pesos são ajustados de acordo com o seguinte procedimento de correção de erro: Se o padrão  $n$ -ésimo é erroneamente classificado, o novo valor  $a_k(n+1)$  para o  $k$ -ésimo peso é ajustado através da seguinte fórmula matemática (Fig. 36).

**Figura 36** – Fórmula de ajuste dos pesos delta em função de  $n$  (KANAL, 2001).

$$\mathbf{a}_k(\mathbf{n} + 1) = \mathbf{a}_k(\mathbf{n}) + \mathbf{y}_k(\mathbf{n}) * \delta(\mathbf{n}) \quad (4)$$

no qual  $a_k(n)$  é o peso antigo, delta ( $n$ ) é 1 se o padrão  $n$ -ésimo é da classe 1 e delta ( $n$ ) é -1 se o padrão  $n$ -ésimo é da classe 2. Nenhum ajuste ao peso é feito se um padrão for classificado corretamente.

Para simplificar, de acordo com Raschka (2015), pode-se colocar este problema como uma tarefa de classificação binária onde há duas classes: 1 (classe positiva) e -1 (classe negativa) para simplificar. É possível, então, definir uma função de ativação ( $z$ ) que leva uma combinação linear de valores de entrada  $x$  e um vetor de pesos correspondentes  $w$ , onde  $z$  é a chamada rede de entrada ( $z = w_1 x_1 + \dots + w_m x_m$ ) (Fig. 37).

**Figura 37** – Vetores de dados  $X$  de entrada e pesos  $W$  (RASCHKA, 2015).

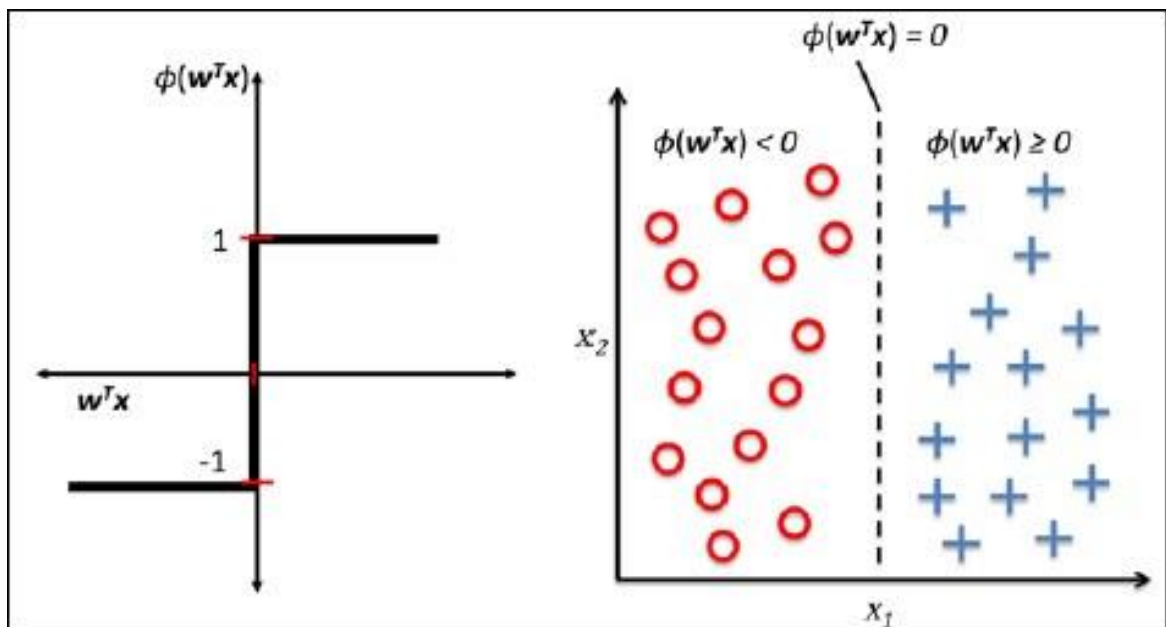
$$\boldsymbol{\omega} = \begin{pmatrix} \omega_1 \\ \vdots \\ \omega_m \end{pmatrix}, \mathbf{x} = \begin{pmatrix} x_1 \\ \vdots \\ x_m \end{pmatrix} \quad (5)$$

Se a ativação de uma amostra particular  $x(i)$ , isto é, a saída de ( $z$ ), for maior do que um limiar definido  $\theta$ , prevemos classe 1 e caso contrário classe -1. No algoritmo do perceptron, a função de ativação é uma função degrau unitário simples, conhecida como *Heaviside* (figuras 38 e 39).

**Figura 38** – Fórmula da função de ativação de um perceptron (RASCHKA, 2015).

$$\Phi(z) = \begin{cases} 1 & \text{se } z \geq \theta \\ -1 & \end{cases} \quad (6)$$

**Figura 39** – Ilustração sobre como a rede de entrada  $z = w^T x$  é comprimida em uma saída binária (-1 ou 1) pela função de ativação do perceptron e como ela pode ser usada para discriminar entre duas classes linearmente separáveis (RASCHKA, 2015).



A ideia por trás do neurônio MCP e do modelo perceptron de Rosenblatt é usar uma abordagem reducionista para imitar o funcionamento de um único neurônio no cérebro: ele dispara ou não. Assim, a regra inicial do perceptron de Rosenblatt é bastante simples e pode ser resumida pelos seguintes passos:

- 1) Inicializar os pesos para 0 ou pequenos números aleatórios.
- 2) Para cada amostra de treinamento  $x(i)$  executar os seguintes passos:
  - Calcular o valor de saída  $y(i)$ .
  - Atualizar os pesos  $w(i)$ .

Aqui, o valor de saída é o rótulo de classe previsto pela função degrau unitário, definida anteriormente, e a atualização simultânea de cada peso  $w_j$  no vetor de ponderação  $w$  pode ser escrita mais formalmente como expresso na figura 40.

**Figura 40** – Fórmula de atualização dos pesos  $w_j$  (RASCHKA, 2015).

$$\mathbf{W}_j := \mathbf{W}_j + \Delta \mathbf{W}_j \quad (7)$$

A variação do peso  $w_j$  (delta  $w_j$ ), que é usado para atualizar o peso  $w_j$ , é calculado pela regra de aprendizado do perceptron (Fig. 41):

**Figura 41** – Fórmula da regra do aprendizado, que mostra como funciona a atualização dos pesos usados para transformar os dados de entrada  $x_j$  em rótulos  $y_j$ , onde  $\eta$  é a taxa de aprendizado (constante de 0.0 a 1.0) e o rótulo feito pelo perceptron é subtraído do rótulo da amostra de treinamento (RASCHKA, 2015).

$$\Delta \mathbf{W}_j = \eta (y^{(i)} - \hat{y}^{(i)}) x_j^{(i)} \quad (8)$$

É importante entender que todos os pesos no vetor  $w$  estão sendo atualizados simultaneamente. Sendo assim, só há uma nova atualização dos valores de  $w$  após todos os pesos de todas as amostras terem sido atualizados.

Vamos supor que  $x = 0.5$  e classificamos erroneamente essa amostra como  $-1$ . Neste caso, nós aumentamos o peso correspondente em 1 para que a ativação seja mais positiva na próxima vez que encontrarmos essa amostra e, portanto, será mais provável que esteja acima do limite da função degrau unitário para classificar a amostra como  $+1$  (Fig. 42).

**Figura 42** – Exemplo de atualização de peso a partir de uma amostra  $x = 0.5$  (RASCHKA, 2015).

$$\Delta \mathbf{W}_j^{(i)} = (1^{(i)} - -1^{(i)}) 0.5^{(i)} = (2) 0.5^{(i)} = 1 \quad (9)$$

A atualização de peso é proporcional ao valor da amostra  $x$  do dado de entrada. Por exemplo, se tivermos outra amostra  $x = 2$ , que é incorretamente classificada como  $-1$ , nós 'empurraríamos' o limite de decisão por uma extensão ainda maior para classificar essa amostra corretamente na próxima vez (Fig. 43).

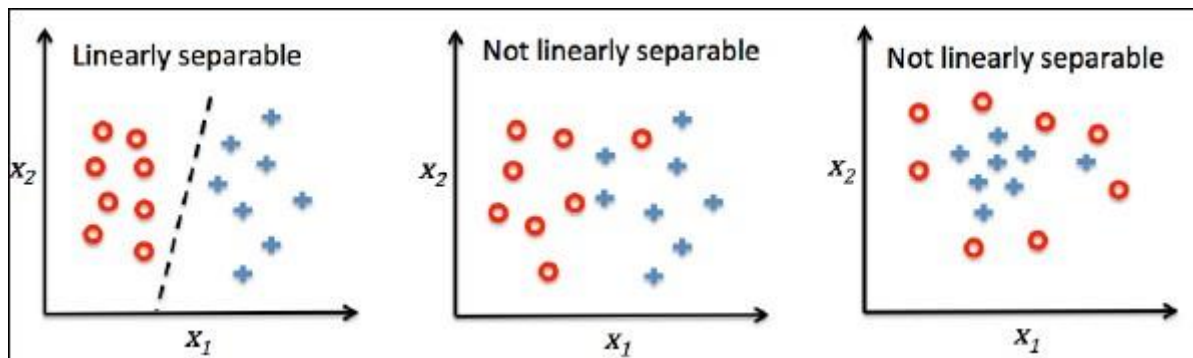


**Figura 43** – Exemplo de atualização de peso a partir de uma amostra  $x = 2$ , mostrando como o ajuste dos pesos é proporcional ao valor de  $x$  (RASCHKA, 2015).

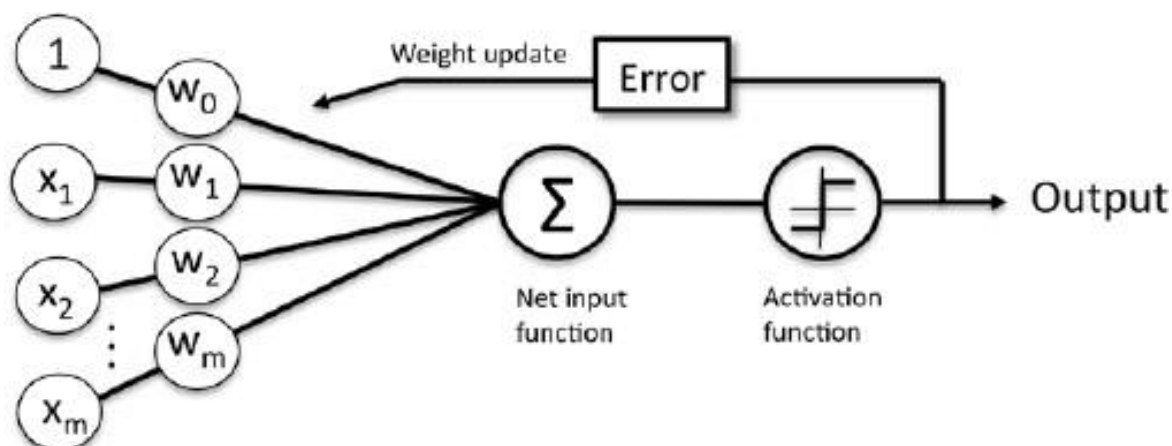
$$\Delta W_j^{(i)} = (1^{(i)} - - 1^{(i)}) 2^{(i)} = (2) 2^{(i)} = 4 \quad (10)$$

É importante notar que a convergência do perceptron só é garantida se as duas classes forem linearmente separáveis e a taxa de aprendizagem for suficientemente pequena (Fig. 44). Se as duas classes não puderem ser separadas por um limite de decisão linear - é preciso definir um número máximo de atualizações sobre o conjunto de dados de treinamento (épocas) e / ou um limite para o número de classificações erradas toleradas - o perceptron nunca irá cessar a atualização dos pesos (Fig. 45).

**Figura 44** – Exemplos de classes linearmente separáveis e classes não linearmente separáveis (RASCHKA, 2015).



**Figura 45** – Essa figura ilustra como o perceptron recebe as entradas de uma amostra  $x$  e as combina com os pesos  $w$  para calcular a rede de entrada. A rede de entrada é então passada para a função de ativação (nesse caso: a função degrau unitário), que gera uma saída binária (-1 ou +1) – o rótulo de classe previsto da amostra. Durante a fase de aprendizado, essa saída é usada para calcular o erro da previsão e atualizar os pesos (RASCHKA, 2015).

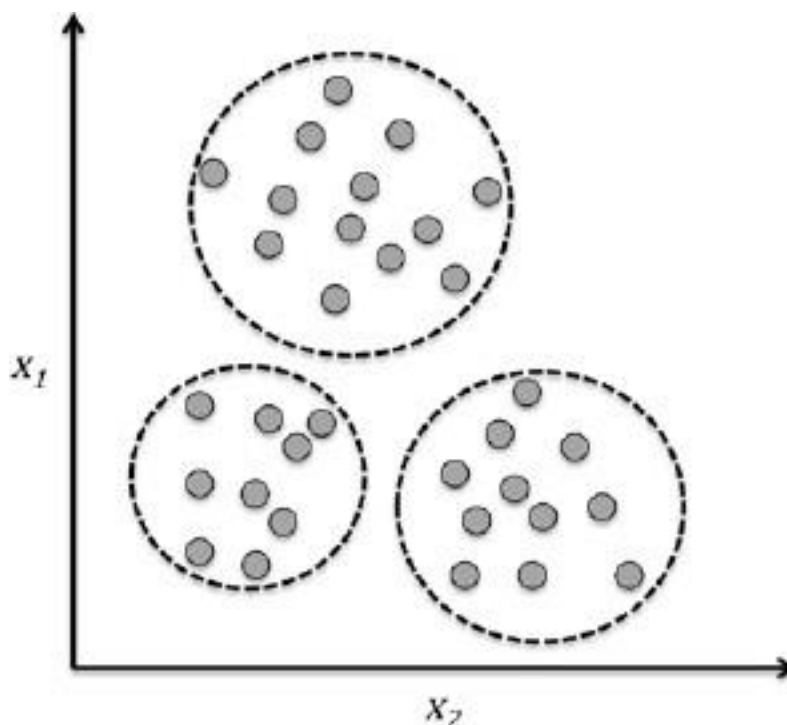


### 2.3.2 Classificação Não Supervisionada

Segundo Raschka (2015), no aprendizado não supervisionado estamos lidando com dados não rotulados ou dados de estrutura desconhecida. Usando técnicas de aprendizagem não supervisionadas, podemos explorar a estrutura de nossos dados para extrair informações significativas sem a orientação de uma variável de resultado conhecida ou função de recompensa.

A clusterização é uma técnica de análise de dados que permite organizar uma pilha de informações em subgrupos significativos (clusters) sem nenhum conhecimento prévio de suas associações e é por isso que o *clustering* também é chamado de "classificação não supervisionada". Cada cluster que pode surgir durante a análise define um grupo de objetos que compartilham um certo grau de similaridade e que são diferentes de objetos de outros clusters (Fig. 46). A clusterização é uma ótima técnica para estruturar informações e obter relacionamentos significativos entre os dados.

**Figura 46** – A figura abaixo ilustra como o armazenamento em clusters pode ser aplicado à organização de dados não rotulados com base na similaridade dos mesmos (RASCHKA, 2015).



De acordo com BHATIA e VASWANI (2013) existem vários métodos de clusterização de dados, sendo o método de agrupamento K-means muito diferente do agrupamento hierárquico e do método Ward, que são aplicados quando não há conhecimento prévio de quantos clusters podem existir, ou por que eles são caracterizados. O K-means *clustering* é usado quando já existem hipóteses sobre o número de clusters em seus casos ou variáveis. É possível obter exatamente três clusters que devem ser o mais distintos possível. Esse é o tipo de questão que pode ser abordada pelo algoritmo de clusterização k-means. O processo do algoritmo K-means para encontrar o número K de clusters desejados se resume a:

- 1) Selecionar K pontos como os centróides iniciais usando a distância euclidiana
- 2) Atribuir todos os pontos ao centróide mais próximo.
- 3) Recalcular o centróide de cada cluster.
- 4) Repetir os passos 2 e 3 até que os centróides não mudem (ou mude muito pouco).

Akbar e Nugraha (2018) desenvolveram uma maneira de avaliar o intervalo do ponto ideal (*sweet spot*) usando o agrupamento K-means. Esta clusterização usa os parâmetros do índice de qualidade do folhelho que consistem em riqueza e maturação orgânica, capacidade de armazenamento de porosidade e saturação de gás. Este estudo mostra que estas técnicas petrofísicas aplicadas levam a interpretar a melhor posição do intervalo de folhelho a ser desenvolvido com uma previsão simples, rápida e precisa. Além disso, este método pode ser usado como método de classificação de eletrofácies e obviamente pode reduzir incertezas e riscos na exploração não-convencional de gás de folhelho.

Neste processo, os objetos são agrupados com base nas propriedades-chave para determinar o ponto ideal de formação do gás de folhelho. Esse método de agrupamento usa a técnica estatística K-means para agrupar os dados em um número de clusters conhecido. Inicialmente, uma estimativa deve ser feita do valor médio de cada cluster para cada perfil de entrada. O chute inicial pode afetar os resultados e, para obter bons resultados, os valores iniciais devem cobrir o intervalo total dos perfis.

A clusterização K-means trabalha atribuindo cada ponto de dados de entrada a um cluster. A rotina tenta minimizar as somas de quadrados dentro do cluster da diferença entre o ponto de dados e o valor médio do cluster. A rotina funciona calculando a soma da diferença dos quadrados entre a média de cada cluster e cada um dos pontos de dados, atribuindo o ponto ao cluster com a diferença mínima. Depois que todos os pontos de dados tiverem sido atribuídos aos clusters, os novos valores médios em cada cluster serão calculados. Usando os novos valores médios, as rotinas começam novamente a reatribuir os dados aos clusters. Esse *loop* continua até que os valores médios não mudem entre os *loops*. Estes então se tornam os resultados.

No estudo de caso de Akbar e Nugraha (2018), todos os perfis de entrada são normalizados (padronizados) antes de se iniciar o processo de clusterização, de forma que cada perfil de poço tenha o mesmo intervalo de valores. A normalização é feita subtraindo a média de cada amostra dos dados e dividindo pelo desvio padrão.

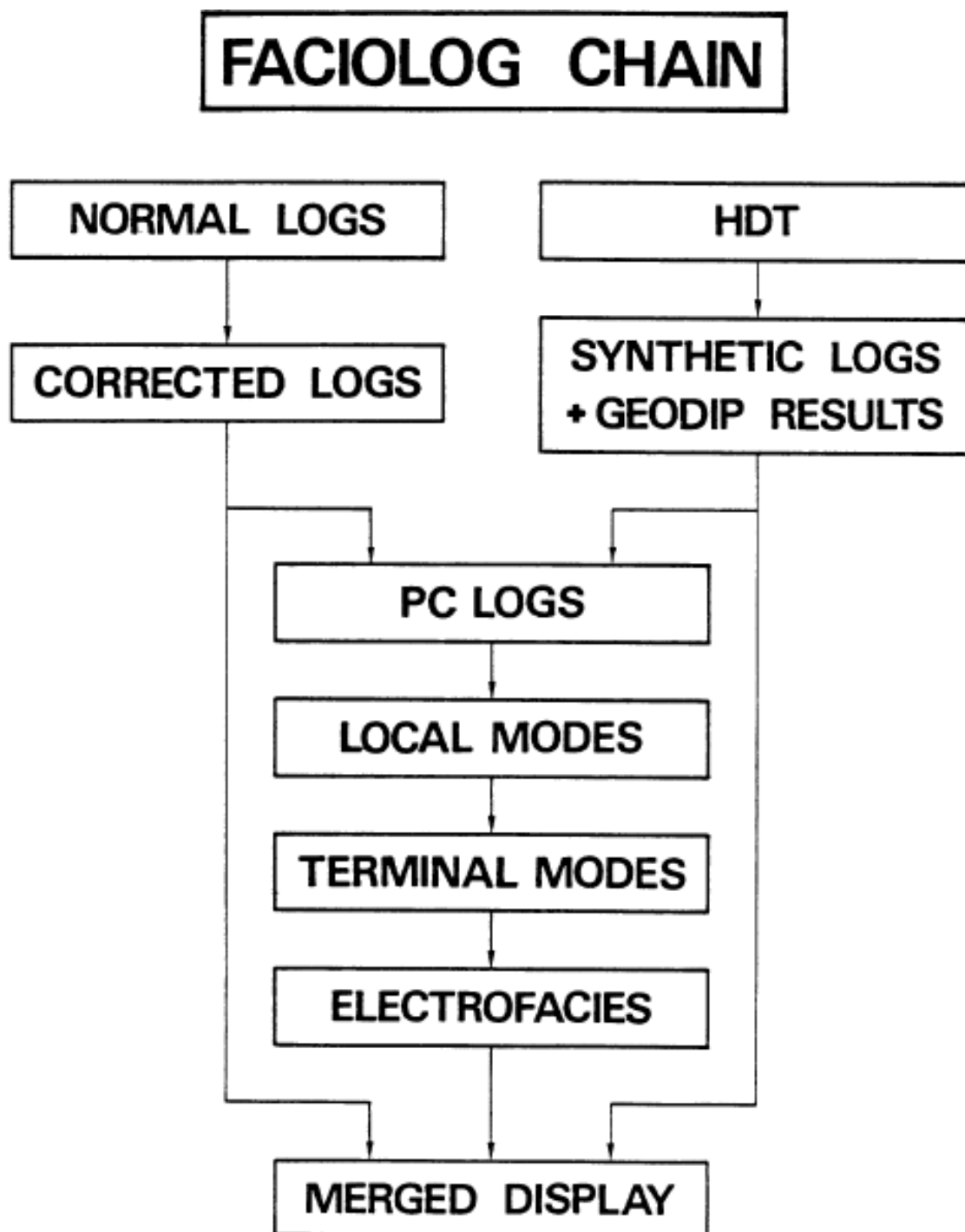
Após todas as propriedades petrofísicas terem sido determinadas, a definição do *cluster* pode ser feita com base nos parâmetros de saturação da água, conteúdo orgânico total e índice de fragilidade.

Wolff e Pelissier-Combescure (1982) desenvolveram um método denominado FACIOLOG que utiliza dados de poços para a classificação automática de eletrofácies. Com uma seleção adequada de perfis de entrada e parâmetros desse algoritmo de zoneamento, pode ser encontrado um conjunto de eletrofácies geralmente relacionadas a fácies geológicas reais. Os limites das mesmas são detectados pela primeira vez para identificar camadas finas, transições e zonas instáveis para tratamento especial. Em seguida, no espaço multidimensional definido pelas curvas de entrada, são encontrados aglomerados de pontos que representam camadas homogêneas. Dentre as várias aplicações do FACIOLOG temos a determinação de fácies geológicas, a determinação de seqüências geológicas, o zoneamento do reservatório e a correlação de poços.

Essa identificação automática de fácies é feita por correlações com fácies geológicas e, através de poços chave ou intervalos chave, com informações de testemunho. O método utilizado para realizar o zoneamento de eletrofácies é baseado na tentativa de identificar clusters de valores de perfis, provenientes de níveis com características semelhantes. O número de clusters é reduzido a um número significativo, em que cada cluster pode ser relacionado a uma fácies geológica significativa. Para evitar influências locais, como a rugosidade do poço, os perfis são inicialmente corrigidos quanto aos efeitos do ambiente. Os perfis são então normalizados em um procedimento conhecido como análise principal de componentes e um grande número de pequenos clusters (modos locais) é encontrado. Esses modos locais são agrupados em clusters maiores (modos de terminal) que são então identificados como eletrofácies. Os resultados finais são apresentados em um display que inclui os perfis originais, os resultados GEODIP, CPI como resultados GLOBAIS, e as eletrofácies na forma de codificações geológicas e texto descritivo (Fig. 47).

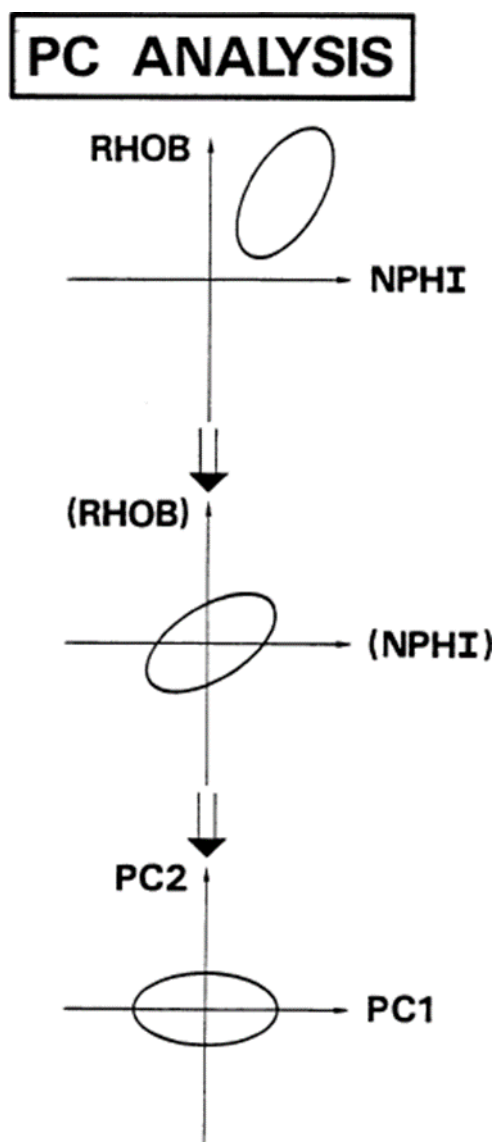
Inicialmente, os perfis são normalizados levando em consideração seus respectivos desvios-padrão ao longo do intervalo estudado. Esta etapa é necessária para poder tratar os perfis juntos, sem lógica específica para cada curva.

Figura 47 – Fluxograma com as etapas da classificação automática de eletrofácies pelo programa FACIOLOG (WOLFF; PELISSIER-COMBESURE, 1982).



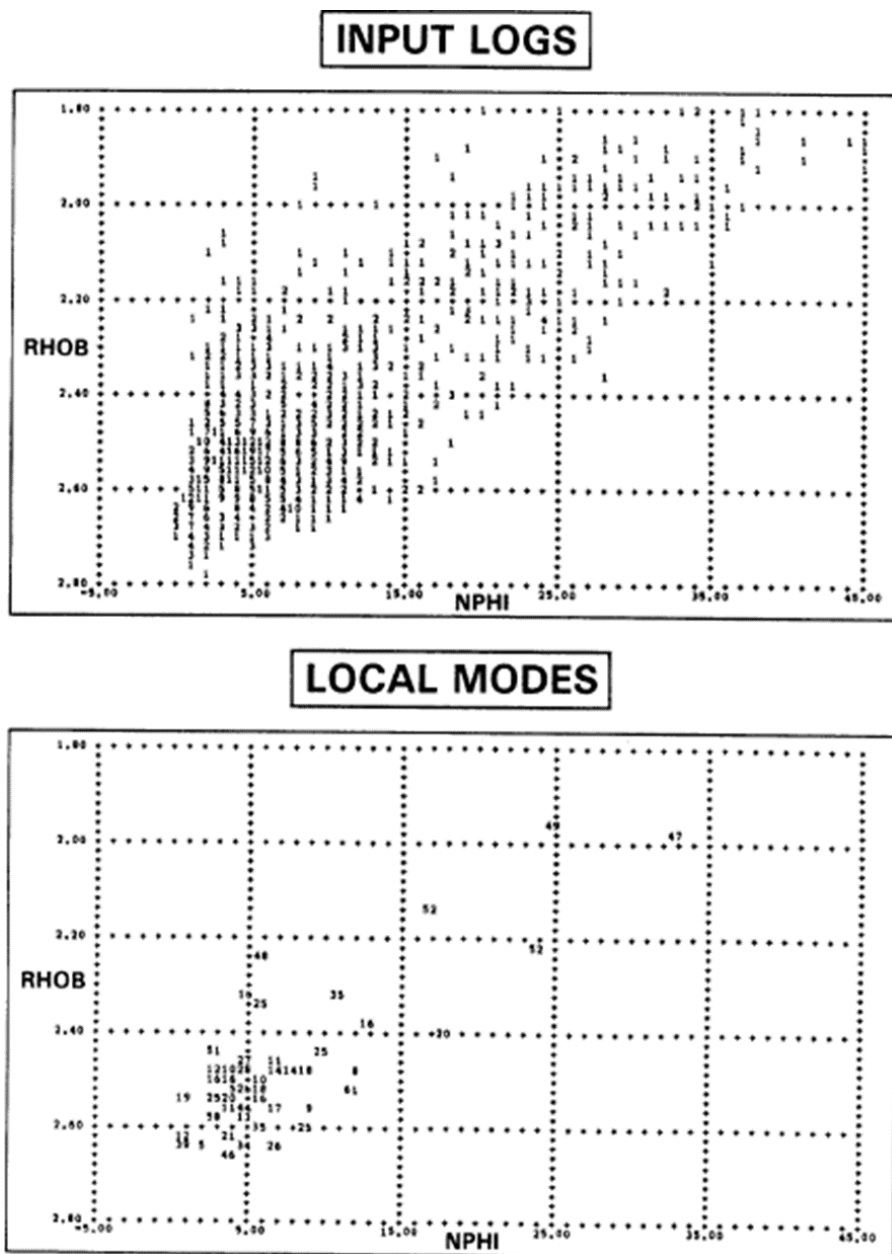
Por exemplo, 0,5 é uma enorme variação de RHOB, uma pequena variação do NPHI e uma variação minúscula de GR. Então, no espaço desses perfis normalizados, definem-se novos eixos ortogonais que passam pelo centro de gravidade. Esses eixos são ordenados e possuem a propriedade que o primeiro eixo está na direção da variação máxima. O eixo PC 1 contém a maior parte das informações, o eixo 2 do PC contém a próxima maior quantidade de informações, etc. Os perfis dos componentes principais são então derivados projetando-se perfis normalizados nesses eixos PC (Fig. 48).

**Figura 48** – Essa imagem mostra como a nuvem dos dados de perfil se comporta antes, durante e depois da normalização ou análise de componentes principais (análise PC) (WOLFF; PELISSIER-COMBESURE, 1982)



Depois que os registros do PC são calculados, ocorre um processo de localização de pequenos clusters ou modos locais. Uma combinação de algoritmos é usada para tentar encontrar um número reduzido de pontos representativos para simplificar o processo final de agrupar pontos em clusters maiores (Fig. 49). Normalmente, uma redução de dados na ordem de 10 para 1 ocorre aqui. Esses pontos representativos são usados posteriormente para definir as formas dos aglomerados finais de pontos ou eletrofácies.

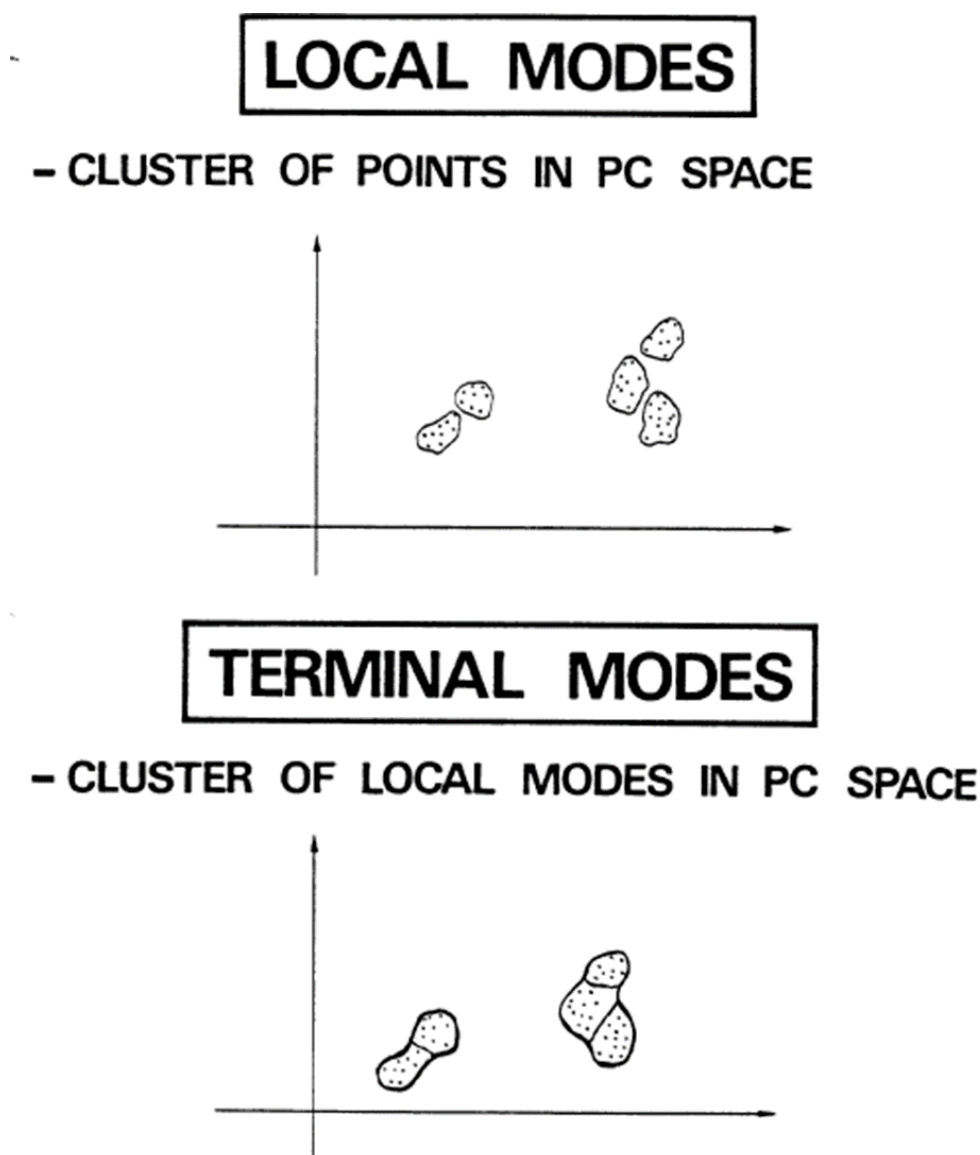
**Figura 49** – Essa figura exibe um crossplot de valores de perfil de poço originais e um crossplot de valores de modo local (WOLFF; PELISSIER-COMBESURE, 1982).





Nesta fase, um grupo de talvez 50 a 150 modos locais deve ser reduzido para algo entre 4 e 20 eletrofácies (Fig. 50). O número final de eletrofácies depende do problema específico e da resolução dos perfis utilizados. Modos locais são ligados juntos, começando com o par mais próximo. Esse processo de agregação é continuado até que surjam links irracionais ou indesejáveis (WOLFF; PELISSIER-COMBESCURE, 1982).

**Figura 50** – Essa figura ilustra como o processo de clusterização funciona, onde os modos locais mais próximos se aglomeram de forma a chegar a um número de aglomerados de grande correspondência com as fácies conhecidas (WOLFF; PELISSIER-COMBESCURE, 1982).



## 2.4 Litologias

A interpretação geológica de perfis de poço da Bacia do Recôncavo, calibrados com dados de rocha, permitiu o reconhecimento dos marcos litológicos Abará e Acarajé (Fig. 51) e dos 23 estágios turbidíticos (FREIRE *et al.*, 2018), divididos em:

CR-1: 12 corpos turbidíticos mais espaçados (com mais folhelho e menos areia), localizados acima do marco litológico Acarajé.

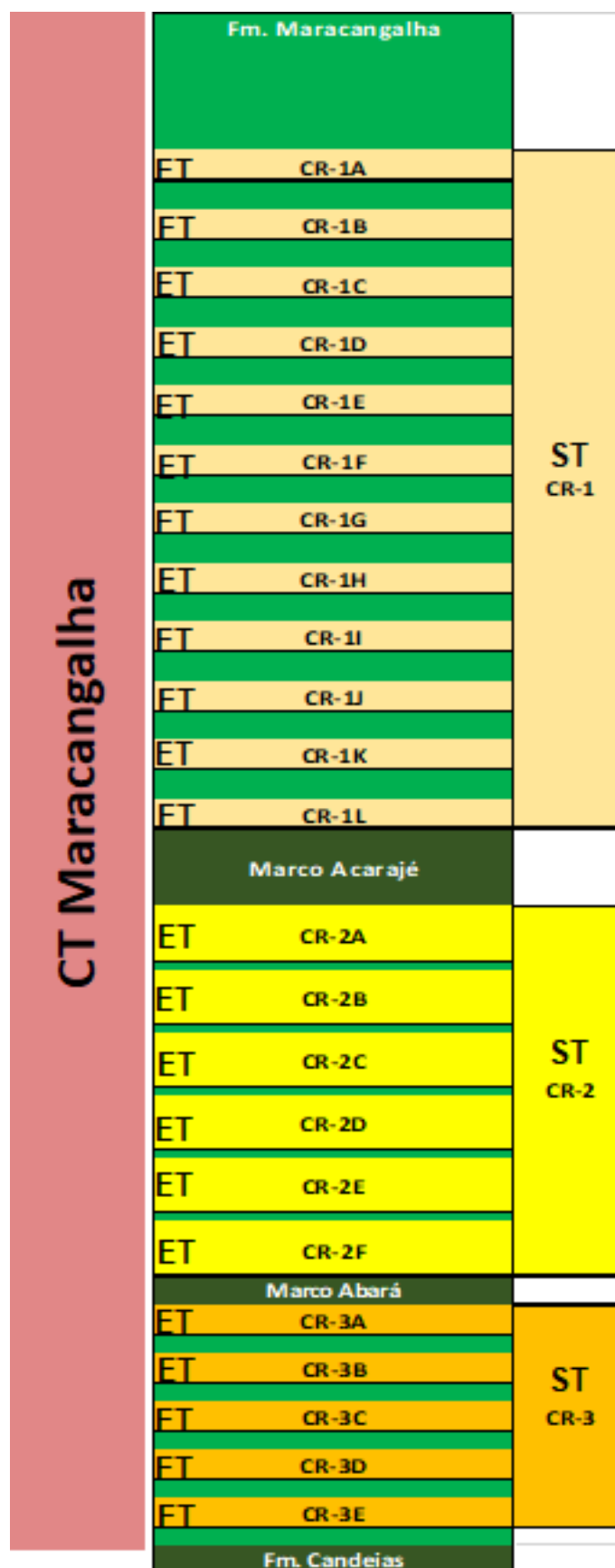
CR-2: 6 corpos turbidíticos se encontram mais amalgamados, talvez devido à tectônica ou ao clima (de chuvas intensas), com maior razão arenito/folhelho. De fato, segundo Silva *et al.* (2007) nas sequências K10 e K20 (que abrangem a Fm. Maracangalha, no contexto lacustre da fase rifte) há indícios de um incremento batimétrico inicial na estratigrafia dos depocentros, resultante de uma umidificação climática associada à intensificação da atividade tectônica;

CR-3: 5 corpos turbidíticos em um meio termo entre o CR-1 e o CR-2 em termos de razão arenito/folhelho e está localizada entre o marco litológico Abará e a Fm. Candeias.

### 2.4.1 Arenito

Freire *et al.* (2017) descreveram o arenito do Membro Caruaçu em um afloramento com espessura de 11,7 m (Fig. 52), cor cinza claro, muito fino, maciço, mas localmente com estratificação plana, indo de arenito a siltito em estratos de 3,5 a 5,0 metros de espessura, com intraclastos de lama. No relatório RPBO - DIREX (PETROBRAS) (1970) Relatório Semanal do Poço (1970), cedido pelo BDEP (ANP), os arenitos da Formação Maracangalha foram descritos, quanto à sua geologia, como muito finos, esbranquiçados, regular consolidação, permoporosidade aparente regular a má, em profundidades em torno de 2399 metros (sistema turbidítico CR1).

**Figura 51** – Desenho esquemático do complexo turbidítico Maracangalha, subdividido em 3 sistemas turbidíticos e 23 estágios turbidíticos (FREIRE *et al.*, 2018).



**Figura 52** – Afloramento do sul da Ilha Maré (Bahia) com o arenito do membro Pitanga (que será explicado no próximo item) e o arenito do membro Caruaçu (modificado de Freire *et al.* (2017)).



No sistema turbidítico CR2 continua-se perfurando arenitos esbranquiçados e também castanho-claro, finos a sílticos, bem cimentados e firmes, em geral com baixa porosidade aparente (de acordo com a descrições em torno de 2763m de profundidade). Nas amostras de calha desse mesmo sistema os arenitos novamente são descritos como castanho claro, esbranquiçado, porém muito fino a fino, siltoso, calcífero, irregular a bem cimentado, semi-friável a compacto, fluorescência em até 10% e fechado (no intervalo 2573/2868m).

No CR3 as amostras de calha indicam um arenito muito fino, esbranquiçado, quartzoso, calcífero, algo micáceo, semi-friável, com raros fragmentos com rocha esbranquiçado pálido, corte imperceptível (no intervalo 2985/2988m). Enfim, apesar da composição e granulometria variáveis trata-se, possivelmente, do mesmo arenito da Fm. Maracangalha.

### 2.4.2 Arenito Argiloso (*Slurry*)

No trabalho de Freire *et al.* (2017) foi feita uma coluna estratigráfica composta pelos dois arenitos aqui citados, a partir da descrição de afloramentos do sul da Ilha Maré (Bahia de Todos os Santos) que está dividida em 3 intervalos (Fig. 53):

- O intervalo superior ou Mb Pitanga, representado por um arenito maciço, muito fino, bem selecionado, de cor cinza, com relictos de estratificação plano-paralela e siltito com estruturas de deformação plástica e escape de fluidos com intraclastos de lama e fitoclastos.

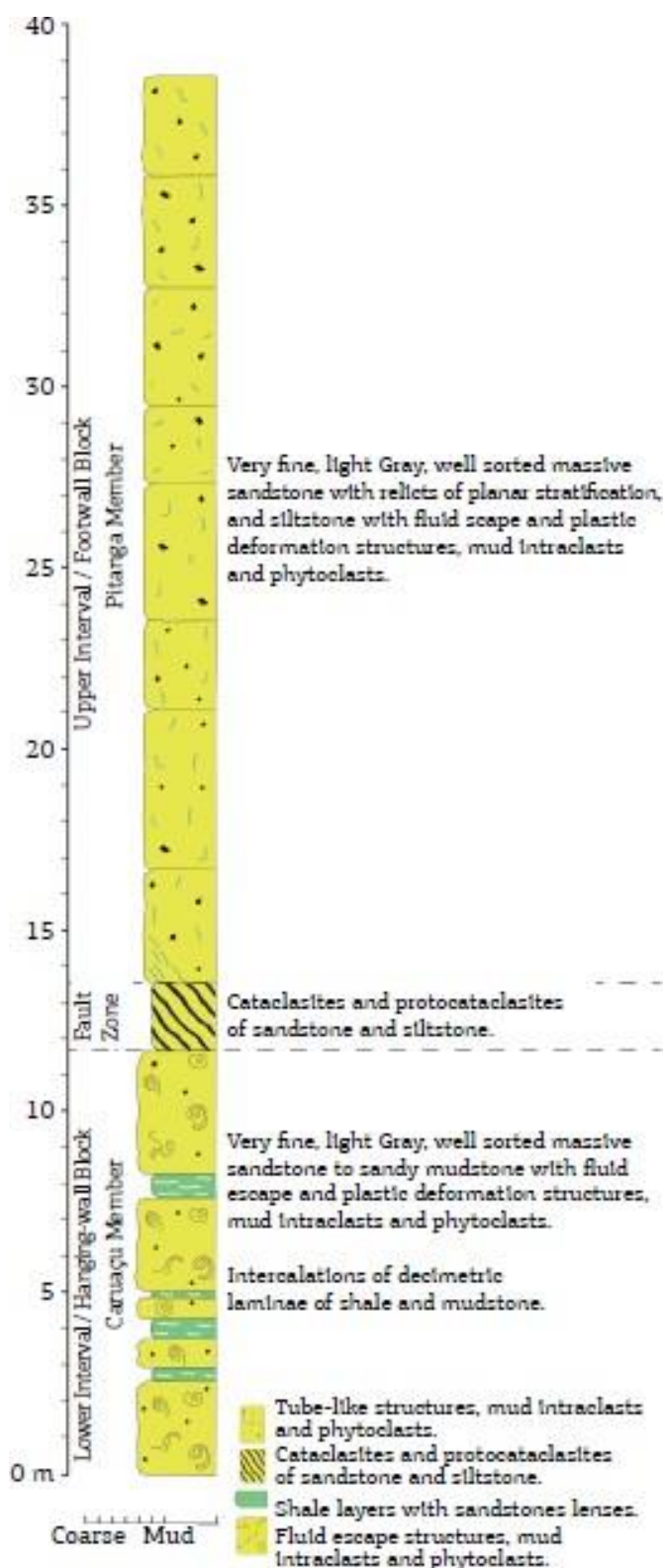
- A zona de falha, representada por cataclasitos e protocataclasitos de arenito e siltito.

- O intervalo inferior ou Mb Caruaçu, que se diferencia do intervalo superior pela presença de um arenito que varia para lamito, por sua cor mais clara, por suas lâminas de folhelho a lamito e pela ausência de siltito, possivelmente correspondente ao arenito do item anterior.

Freire *et al.* (2017) encontraram vesículas em afloramentos do arenito argiloso (*slurry*) e introduz uma nova interpretação para a origem de tais estruturas. Essas têm sido tradicionalmente interpretadas como estruturas de escape de água desencadeadas pelo diapirismo do folhelho subjacente da Formação Candeias. Porém, a nova interpretação seria de uma formação de vesículas durante a dissociação de hidratos gasosos, como resultado da atividade tectônica no paleolago do Recôncavo.

No relatório RPBO - DIREX (PETROBRAS - 1970) são descritos arenitos muito finos, esbranquiçados a acastanhados, fechados, por vezes siltosos a argilosos em torno de 2530 metros, no sistema CR1. Amostras de calha de um intervalo similar (2304/2537m) também indicam um arenito argiloso, quartzoso, regular cimentação, meio firme a semi-friável, em parte com flúor esbranquiçada, regular.

**Figura 53** – Coluna estratigráfica com pelos arenitos dos membros Caruaçu e Pitanga (modificado de Freire et al. (2017)).



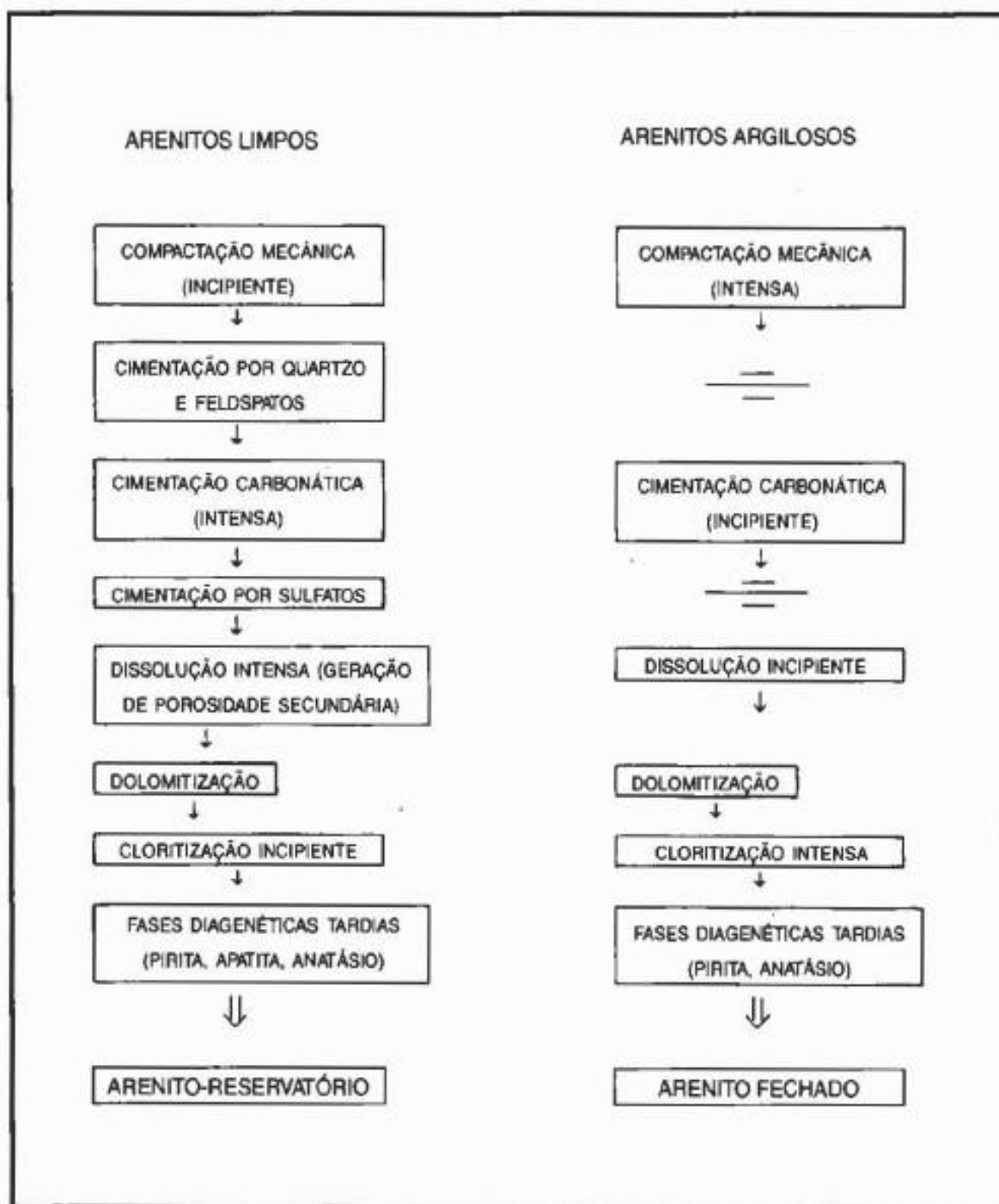
Em profundidades maiores (2799 metros, por exemplo), no sistema CR2, novamente um arenito argiloso é encontrado, com as seguintes características: muito fino a fino, esverdeado claro, algo acastanhado, algo siltoso, matriz argilosa, calcífero, quartzoso, compacto, fluorescência esbranquiçada, sem corte em vários fragmentos. No sistema de turbiditos da base da Fm. Maracangalha (CR3), de 2880 metros a 2964 metros foram encontrados arenitos brancos, quartzosos, muito finos a finos, muito bem selecionados, calco-silicosos-argilosos, firmes, 30% de fluorescência amarelo pálido e sem corte.

Outros estudos sobre as litologias da Fm. Maracangalha descrevem uma litofácies provavelmente correspondente ao arenito argiloso deste item do presente trabalho, denominado arenito argiloso maciço caracterizados como muito finos e finos, argilosos, com intraclastos de folhelho e/ou siltito, com aspecto maciço ou mosqueado e, localmente, com estruturas de escape de fluido e escorregamento. Apresenta intraclastos irregulares, de dimensões no máximo centimétricas, que podem ter sido englobados pela massa sedimentar areno-argilosa (MAGALHÃES; CAIXETA; GOMES, 1995) .

Magalhães, Caixeta e Gomes (1995) *apud* (Stow, 1985) afirmam que esses arenitos argilosos maciços foram interpretados como o registro de fluxos de detritos arenosos que podem ter sido originados a partir de deslizamentos (*slides*) ou escorregamentos (*slumps*) em depósitos pertencentes a outras sequências de fácies do ambiente deposicional (Fig. 54). Tais depósitos mostram, algumas vezes, íntima associação com algumas camadas turbidíticas intercaladas, enfatizando a ideia do contínuo de processos deposicionais.

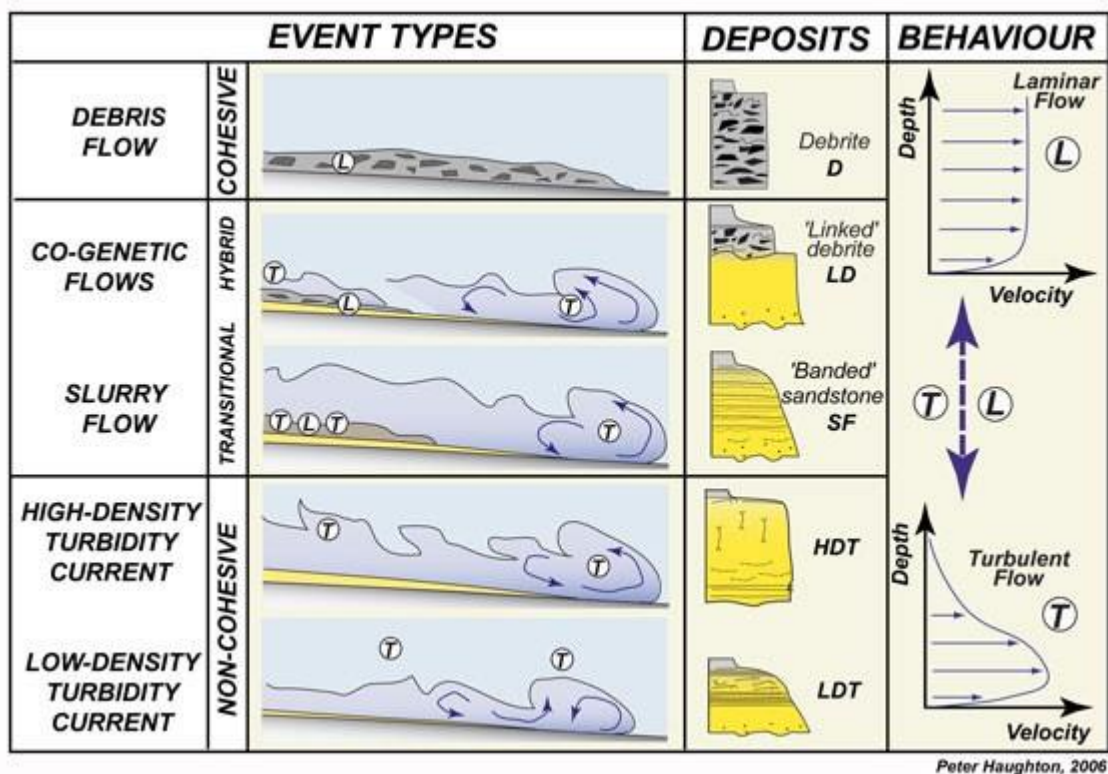
Peter Haughton *et al.*, 2006 *apud* SEPM STRAGRAPHY WEB (24/02/2013) demonstram o processo de formação dos arenitos argilosos em um diagrama da interrelação entre os vários fluxos de densidade subaquática e o transporte de sedimentos. Esse diagrama demonstra como os fluxos coesivos mudam para fluxos não coesivos enquanto passam por fluxos híbridos de transição durante a formação de turbiditos. Os sedimentos destes diferentes fluxos são cogenéticos e os fluxos de lama acumulam-se como uma mistura de material coesivo e não coesivo. Um outro importante aspecto desse transporte de sedimentos seria a evolução das correntes de turbidez não coesivas de alta para baixa densidade (Fig. 55).

**Figura 54** – Esta tabela sintetiza os processos de formação dos arenitos reservatório e dos arenitos argilosos (MAGALHÃES; CAIXETA; GOMES, 1995).





**Figura 55** – Desenhos esquemáticos mostrando a influência da coesão entre os sedimentos nos processos formadores dos turbiditos (Peter Haughton *et al.*, 2006 in SEPM STRAGRAPHY WEB - 24/02/2013).



### 2.4.3 Siltito

Magalhães, Caixeta e Gomes (1995) descreveram três formas de ocorrência para os siltitos da Formação Maracangalha:

- Em arenitos com Marcas de Carga: associação de arenitos muito finos a finos e siltitos, apresentando estratificação plano-paralela e *climbing ripples* menos frequentes, com dimensões inferiores a 1 cm, alternados com níveis argilosos sobre os quais desenvolvem-se marcas de carga milimétricas a centimétricas que às vezes se desconectam da camada arenosa formando pseudonódulos.

- Em arenitos deformados: composta por arenitos muito finos a finos, argilosos e siltitos. Esta forma de ocorrência é marcada pela presença de laminações convolutas ou estruturas de escorregamentos (*slumps*). Há um interrelacionamento desta forma de ocorrência com a anterior, na qual camadas deformadas podem ocorrer tanto acima quanto abaixo de outra não deformada, sugerindo um processo muito localizado dentro do ambiente deposicional.

- Em folhelhos com diques de arenito: são folhelhos e siltitos cinza-claros ou esverdeados/acastanhados, calcíferos, que apresentam diques de arenito de muito fino a fino em seu interior, formando estruturas enterolíticas.

No Relatório Semanal do Poço (RPBO - DIREX PETROBRAS, 1970), cedido pelo BDEP (ANP), os siltitos do sistema turbidítico CR1 aparecem argilosos cinzentos, com inclusões carbonosas, a 2399 metros de profundidade. Mais raramente aparecem com cor cinza claro arenosos a argilosos, micáceos, calcíferos e homogêneos em intercalações com folhelhos cinza esverdeados, a 2530 metros. Já em descrições de amostras de calha, a 2406 metros, por exemplo, tem coloração cinza clara a cinza esbranquiçada, é arenoso, algo argiloso, micáceo, calcífero, irregular, friável, às vezes gradando para arenito muito fino a siltoso. No Sistema CR2 ocorrem cinza claros e levemente esverdeados, em finas intercalações com folhelhos cinza esverdeados e acastanhados, semiduros e blocosos. Em descrições de amostra de calha do mesmo intervalo a litologia se mostra cinza esverdeada, argilosa, algo arenosa, calcífera a muito calcífera, dura a semidura e blocosa. No sistema basal, há ocorrências mais peculiares, sob a forma de corpos erráticos, envolvidos por sedimentos pelíticos.

#### 2.4.4 Folhelho

Como descrito anteriormente, os folhelhos e alguns siltitos ocorrem com diques de arenito. São folhelhos e siltitos cinza-claros ou esverdeados/acastanhados, calcíferos, que apresentam diques de arenito de muito fino a fino em seu interior, formando estruturas enterolíticas (MAGALHÃES; CAIXETA; GOMES, 1995).

A respeito dos membros Superior e Inferior da Fm. Maracangalha) temos descrições de folhelhos cinza esverdeados, micáceos e calcíferos, às vezes carbonosos e folhelhos cinza esverdeados, micáceos e calcíferos, com níveis de carvão, respectivamente. Ainda no intervalo CR1, anotações de amostras de calha sobre o aspecto desses folhelhos os descrevem como cinza esverdeados, acastanhados, às vezes carbonosos, calcíferos, micáceos, semiduros a duros, raramente siltosos (RPBO - DIREX PETROBRAS, 1970) .

Já no segundo sistema turbidítico CR2, os folhelhos ocorrem em finas intercalações de cor cinza esverdeado, alguns acastanhados, em geral semiduros e blocosos, entre siltitos cinza claros e levemente esverdeados. Descrições de amostras de calha os caracterizam como cinza esverdeado, algo acastanhado, algo siltosos,

calcíferos, predominantemente irregulares (em relação a cimentação), moles a semiduros, raramente com fragmentos carbonosos (RPBO - DIREX (PETROBRAS), 1970).

Por fim, o sistema mais inferior, CR3, apresenta folhelhos cinza esverdeados, médios, algo castanho médio, silicosos, calcíferos, placosos a irregulares, moles a semiduros, de acordo com as amostras de calha (RPBO - DIREX (PETROBRAS), 1970).

### 3 Métodos

Este projeto foi realizado no compartimento sul da bacia do Recôncavo, no Campo de Massapê, com dados de perfil de 5 poços cedidos pelo BDEP/ANP e analisados através do programa Interactive Petrophysics® do grupo Lloyd's Register. A interpretação geológica dos perfis, calibrados com dados de rocha, permitiu o reconhecimento de três sistemas turbidíticos (separados pelos marcos litológicos Acarajé e Abará), vinte e um estágios turbidíticos de terceira ordem e mais de cem eventos de quarta ordem, todos situados na Fm. Maracangalha.

Nos referidos estágios foram observadas quatro fácies: (a) Fácies Arenitos Limpos, composta por arenitos finos a médios, com porosidades maiores que 9%, sendo os melhores reservatórios; (b) Fácies Slurry, composta por arenitos muito finos a siltitos, extremamente argilosos, com porosidades menores que nove por cento, compondo barreiras de permeabilidade laterais e verticais importantes; (c) Fácies Siltito e (d) Fácies Folhelho.

A interpretação geológica dessas fácies nos perfis foi feita a partir da separação dos perfis de neutrão e densidade. Após o reconhecimento dos estágios turbidíticos e das fácies presentes na área, foi realizado um estudo de classificação de eletrofácies usando um algoritmo de aprendizagem de máquina do programa Python, objetivando otimizar a identificação dessas fácies em todos os poços presentes na área de estudo.

O fluxo utilizado consistiu no carregamento e pré-condicionamento dos perfis para eliminação de pontos espúrios em áreas arrombadas, seleção dos perfis para a construção do modelo, divisão dos dados em clusters através da técnica estatística K-mean, agrupamento dos clusters nas quatro fácies geológicas, geração das novas curvas de eletrofácies e a análise dos resultados das classificações de eletrofácies

manual e automática. Os dados de entrada foram os perfis de raios gama, densidade, neutrão, DRDN e litologia e a saída foi um perfil de eletrofácies para cada poço, tendo como calibração dados de rocha (descrições das amostras de calha).

Os dados de entrada foram analisados com muita cautela, haja vista diferenças em relação à geração dos perfis, das companhias de perfilagem e mesmo dos ambientes de perfilagem, uma vez que os poços são muito antigos e perfurados com diferentes tipos de fluidos de perfuração. Este algoritmo conseguiu levar em consideração importantes aspectos interpretados nos perfis como, por exemplo, o padrão granodecrescente ascendente nos perfis de raios gama dos estágios turbidíticos.

E, por fim, foi feita outra classificação de eletrofácies através de uma rede neural de classificação, agora supervisionada, que foi programada no software open source Python. Esta rede funciona de forma diferente, baseada no conceito de um perceptron de uma camada que nada mais é do que um algoritmo de classificação binária, onde o programa ‘aprende’ um conjunto de regras para distinguir entre duas classes possíveis. Os dados de entrada foram os mesmos usados na primeira rede, mas os resultados de saída divergiram. O segundo algoritmo gerou resultados mais similares aos obtidos pela classificação feita manualmente, possivelmente porque o perceptron foi projetado para ilustrar algumas das propriedades fundamentais de sistemas inteligentes como a mente humana a partir do estudo de questões relacionadas à capacidade de organismos superiores de reconhecimento, generalização, evocação e pensamento perceptuais.

Na primeira etapa do presente trabalho foi feito o reconhecimento de três sistemas turbidíticos nos cinco poços utilizados, a partir da assinatura dos raios gama. Essas curvas possibilitaram a identificação do topo da Fm. Candeias e os marcos Acarajé e Abará, que delimitam os referidos sistemas (Freire *et al.* (2018). Em seguida, a interpretação geológica dos perfis de densidade e neutrão, calibrados com dados de rocha, permitiu o reconhecimento de vinte e três estágios turbidíticos dentro dos três sistemas. O superior (CR-1) apresentava doze corpos turbidíticos mais espaçados, localizados acima do marco litológico Acarajé. Subjacente a ele, no então denominado Caruaçu-2, foram interpretados seis corpos de arenitos mais amalgamados e localizados entre os marcos Acarajé e Abará.

Na base, o sistema Caruaçu-3 é composto por cinco corpos, definidos em um meio termo entre CR-1 e CR-2 com relação à razão arenito/folhelho e localizado entre o marco litológico Abará e o topo da Formação Candeias. Dando continuidade ao trabalho de estratigrafia de alta resolução foram identificados mais de cem eventos de quarta ordem nos sistemas turbidíticos estudados, porém não utilizados neste estudo devido à grande complexidade em sua utilização, de forma operacional.

Em seguida foi utilizada a rede de clusterização do software IP, uma técnica de análise de dados que permite organizar uma pilha de informações em subgrupos significativos (clusters) sem nenhum conhecimento prévio de suas associações, conhecido por “classificação não supervisionada”. Cada cluster que pode surgir durante a análise define um grupo de objetos que compartilham um certo grau de similaridade e que são diferentes de objetos de outros clusters. A primeira classificação de eletrofácies foi realizada em duas etapas: clusterização de fácies e consolidação dos clusters.

O primeiro estágio da referida classificação foi um agrupamento dos dados em quatro clusters através da técnica estatística K-mean que atribui cada ponto dos dados de entrada a um cluster. A rotina funciona calculando a soma da diferença dos quadrados para um ponto do dado e para a média correspondente a cada um dos clusters, atribuindo o ponto ao cluster com a diferença mínima. Depois que todos os pontos do dado tiverem sido atribuídos aos clusters, os novos valores médios em cada cluster serão calculados. Usando os novos valores médios, as rotinas começam novamente a reatribuir os dados aos clusters. Esse loop continua até que os valores médios não sejam alterados entre os loops.

Estes então se tornam os resultados. Nesse método o agrupamento dos clusters em um número pré-determinado de fácies geológicas é feito facilmente no início do processo de clusterização. Ademais, foi feita uma análise de um gráfico de aleatoriedade dos clusters para saber em qual nível adicionar outro cluster forneceria mais informações ou apenas ruído. No caso deste trabalho o melhor *cutoff* foi de quatro grupos, correspondentes às quatro eletrofácies inicialmente identificadas. O resultado foi similar à interpretação geológica dos perfis, porém não tanto quanto o resultado obtido por meio do segundo algoritmo.

O objetivo principal da segunda rede neural utilizada foi aprender um modelo a partir de dados de treinamento rotulados que nos permitam fazer previsões sobre

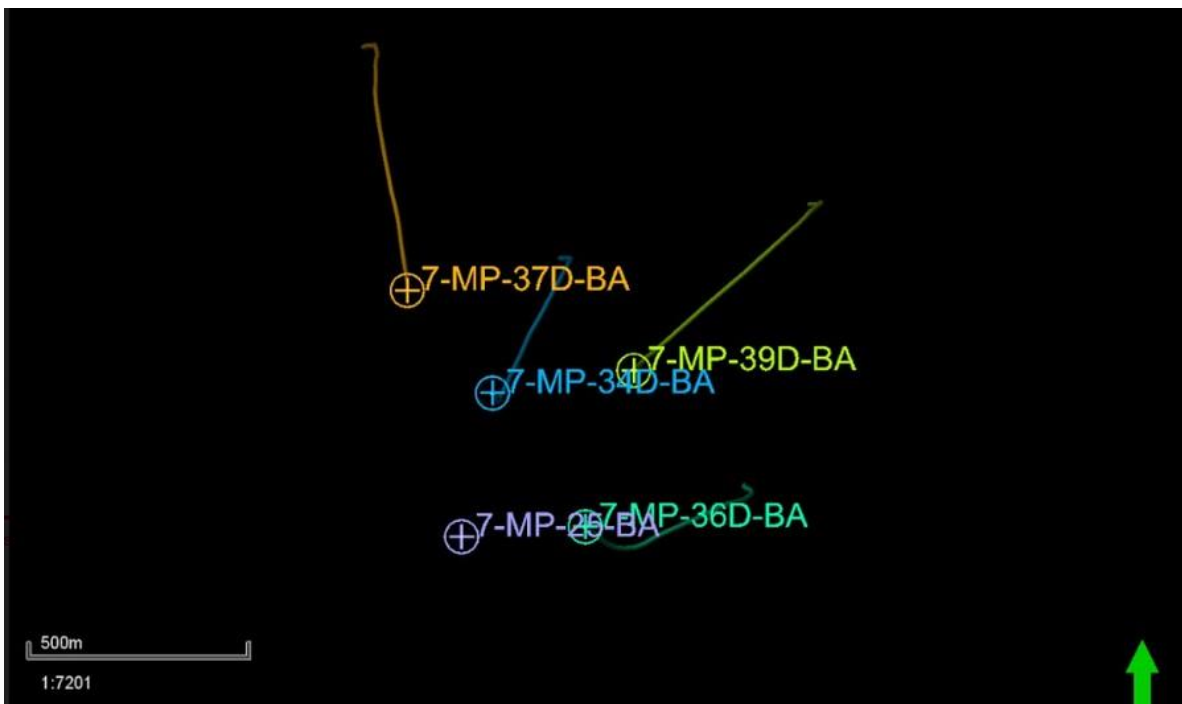
dados não vistos ou futuros. O termo supervisionado refere-se a um conjunto de amostras onde os sinais de saída desejados (rótulos) já são conhecidos. Sendo assim possível prever os rótulos de classes categóricas de novos dados com base em observações passadas, no caso eletrofácies. Esses rótulos de classe são valores discretos, não ordenados que podem ser entendidos como associações de grupos.

A ideia por trás do modelo perceptron, de Rosenblatt, é usar uma abordagem reducionista, para imitar o funcionamento de um único neurônio no cérebro. Este algoritmo foi feito na linguagem Python, gerando quatro curvas para cada um dos cinco poços, cada uma informando a presença ou ausência de uma das quatro fácies. Como era de se esperar, os resultados foram mais similares aos obtidos pela interpretação geológica manual visto que o perceptron foi projetado para ilustrar algumas das propriedades fundamentais de sistemas inteligentes como a mente humana a partir do estudo de questões relacionadas à capacidade de organismos superiores de reconhecimento, generalização, evocação e pensamento perceptuais. Sua construção foi baseada em uma abordagem conexionista do empirismo britânico sobre o armazenamento de informações do sistema nervoso, onde o sistema nervoso central simplesmente atua como uma rede de comutação e a retenção toma a forma de novas conexões, ou caminhos, entre centros de atividade.

### **3.1 Seleção dos Poços**

Dentre os 15 poços cedidos pelo BDEP/ANP foram selecionados 5 poços exploratórios de produção, sendo 4 direcionais (figuras 56 e 57). A seleção dos mesmos levou em conta a qualidade das curvas e as localizações em termos de proximidade para uma melhor interpretação geológica dos dados, uma vez que os poços são muito antigos e perfurados com diferentes tipos de fluidos de perfuração, ferramentas de diversas empresas de perfilagem, etc.

**Figura 56** – Imagem com a trajetória dos 5 poços selecionados para o presente trabalho.



**Figura 57** – Imagem de satélite com a localização dos 5 poços selecionados (Google Earth).



### 3.2 Classificação Manual de Eletrofácies

O processo de classificação manual de eletrofácies foi realizado da seguinte forma:

- 1) Carga das curvas de cada poço pelo programa de petrofísica Interactive Petrophysics - IP (Lloyd's Register Foundation);
- 2) Controle de qualidade das curvas pela seleção dos melhores perfis de densidade da formação, porosidade de nêutrons, raios gama naturais, desconsiderando os trechos com calibre relativamente alto, ou seja, onde o poço está “arrombado” os perfis têm com menor confiabilidade;
- 3) Calibração das eletrofácies arenito, arenito argiloso, folhelho e siltito pela abertura das curvas de densidade e nêutrons;

De acordo com Pequeno *et al.* (2018), a metodologia da terceira etapa foi definida por meio da calibração das quatro eletrofácies, determinadas em trabalhos anteriores (Freire *et al.*, 2017; Freire *et al.*, 2018): arenito, *slurry*, siltito e folhelho (Tabela 1). Como citado anteriormente, perfis de nêutrons, densidade e raios gama naturais, juntamente com o caliper são geralmente registrados por uma única ferramenta, em uma mesma corrida, sendo este um dos mais poderosos conjuntos de perfilagem, disponíveis para determinação de litologia (HANCOCK, 1992).

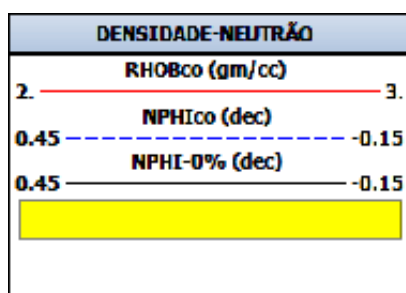
No presente trabalho, dois desses perfis (densidade e neutrão) foram sobrepostos em uma mesma trilha para tal calibração, feita a partir da separação dessas curvas. Foi usada uma escala apropriada para que os componentes de porosidade de ambas as curvas ficassem exatamente sobrepostos (figura 58). Para facilitar a visualização da distância entre essas curvas e otimizar o processo de interpretação geológica, foi feita uma normalização das mesmas a partir dos seus respectivos *ranges* de valores, através do cálculo do parâmetro DRDN (Fig. 59), cuja fórmula é a seguinte:



**Tabela 1 –** Critérios de Interpretação Geológica das Eletrofácies

<b>Crossover Densidade-Nêutrons</b>	
<b>Eletrofácies</b>	<b>Crossover Densidade-Nêutrons</b>
Folhelho	Ocorre para os maiores valores de nêutrons e densidade, não havendo <i>crossover</i> entre essas curvas.
Arenito	Presente nas profundidades com os menores valores das curvas de densidade e nêutrons.
<i>Slurry</i>	Ocorre onde os valores dos perfis de densidade e nêutrons já são maiores, logo a separação entre essas curvas é menor.
Siltito	Presente onde os valores são ainda mais elevados e os perfis se tocam ou quase se tocam.

**Figura 58 –** Curvas de densidade e nêutrons sobrepostas com a escala apropriada para a interpretação geológica.



**Figura 59 –** Fórmula usada para o cálculo do parâmetro DRDN. A curva RHOB começa no valor 2 e tem um range de 1 enquanto a curva de nêutrons começa em 0.45 e tem um range de 0.60. Na fórmula, as curvas são subtraídas dos valores dos respectivos limites inferiores das suas escalas e divididas pela razão dos ranges das curvas, no caso, 1 para 0.60, ou 0.5 para 0.3, ou ainda 0.05 para 0.03.

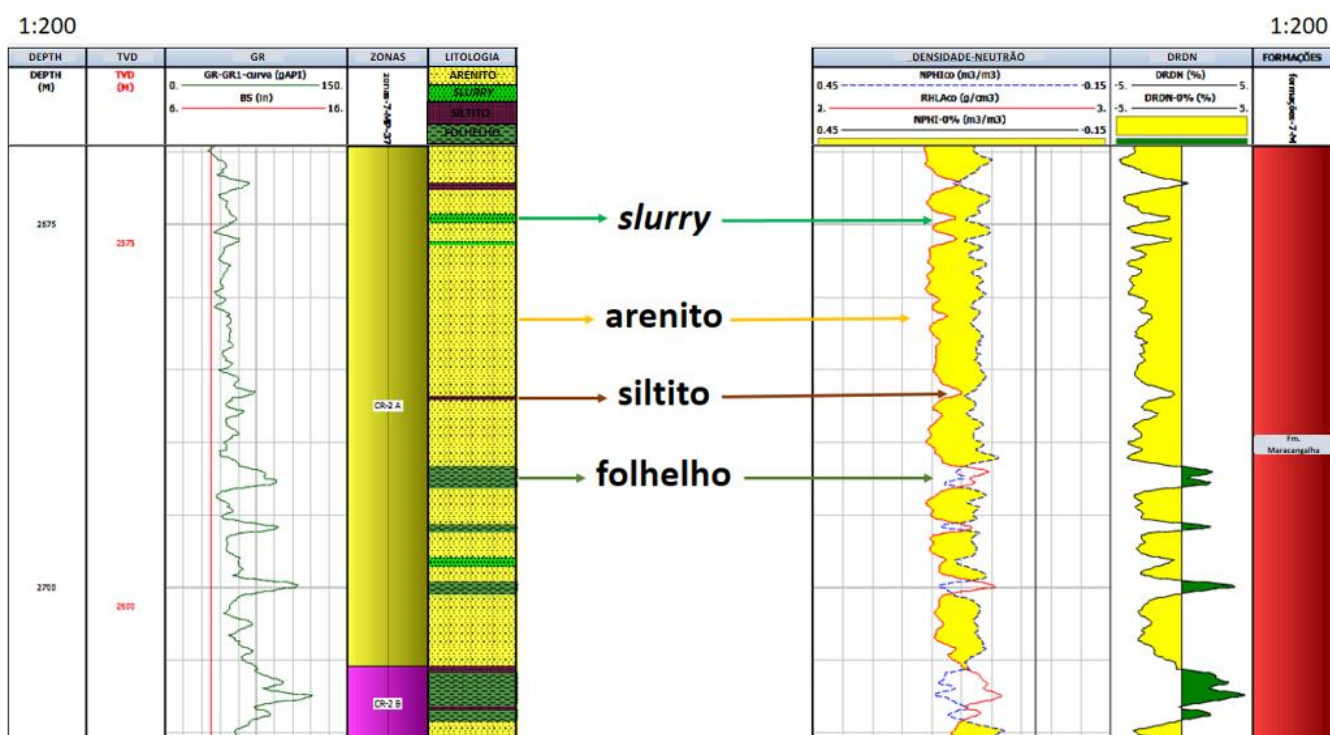
$$DRDN = \left( \frac{RHOB-2}{0,05} \right) - \left( \frac{0,45-NPHI}{0,03} \right) \quad (11)$$

Com a interpretação geológica da curva DRDN foi possível mensurar, aproximadamente, os valores correspondentes a cada uma das eletrofácies, da seguinte forma (Tabela 2), podendo ser visualizado na figura 60:

**Tabela 2** – Critérios de Interpretação Geológica das Eletrofácies com o Parâmetro DRDN

Eletrofácies	DRDN
Folhelho	DRDN > 0
Arenito	DRDN << 0
Slurry	0 > DRDN > -1
Silito	DRDN ≈ 0

**Figura 60** – Exemplo de interpretação geológica feita a partir dos critérios descritos na Tabela 1.



### 3.2.1 Estratigrafia de Alta Resolução

A estratigrafia de alta resolução do presente trabalho foi realizada a partir das curvas de litologia, de acordo com os critérios de Mutti e Normark (1991), mostrados na figura 20. Assim como em Freire *et al.* (2018), na mesma ordem foram feitos os reconhecimentos dos seguintes marcos estratigráficos:

- 1) Marcos litológicos Abará e Acarajé (Figs. 61 e 62);
- 2) Estágios turbidíticos, gerados por eventos de terceira ordem (Fig. 63);
- 3) Subestágios turbidíticos ou associação de fácies turbidíticas, formados a partir de eventos de quarta ordem.

### 3.3 Classificação Automática das Eletrofácies

Nesta etapa são utilizados métodos de caracterização de eletrofácies alternativos, com base em algoritmos de aprendizagem de máquina, os quais utilizam dados de perfis geofísicos de poço, referentes às classes litológicas identificadas. A metodologia consiste em reagrupar a variável categórica denominada “litologia” em quatro classes de eletrofácies, definidas por pesquisas dos dados de rocha (em Freire *et al.* (2017), por exemplo). Cada uma das quatro classes é caracterizada por um conjunto de variáveis contínuas (perfis de Raios Gama, Densidade da Formação, Porosidade Neutrônica e/ou DRDN). Tais algoritmos foram programados a partir da biblioteca *scikit learn*, uma biblioteca usada na linguagem Python, própria para aprendizagem de máquina, e já possui algoritmos k-means para clusterização e perceptrons de uma camada prontos. Por fim, os resultados foram analisados a fim de comparação dos melhores e piores métodos para a classificação de eletrofácies em tal Campo Petrolífero.

Figura 61 – Forma de ocorrência do marco litológico Abará nos perfis de poço.

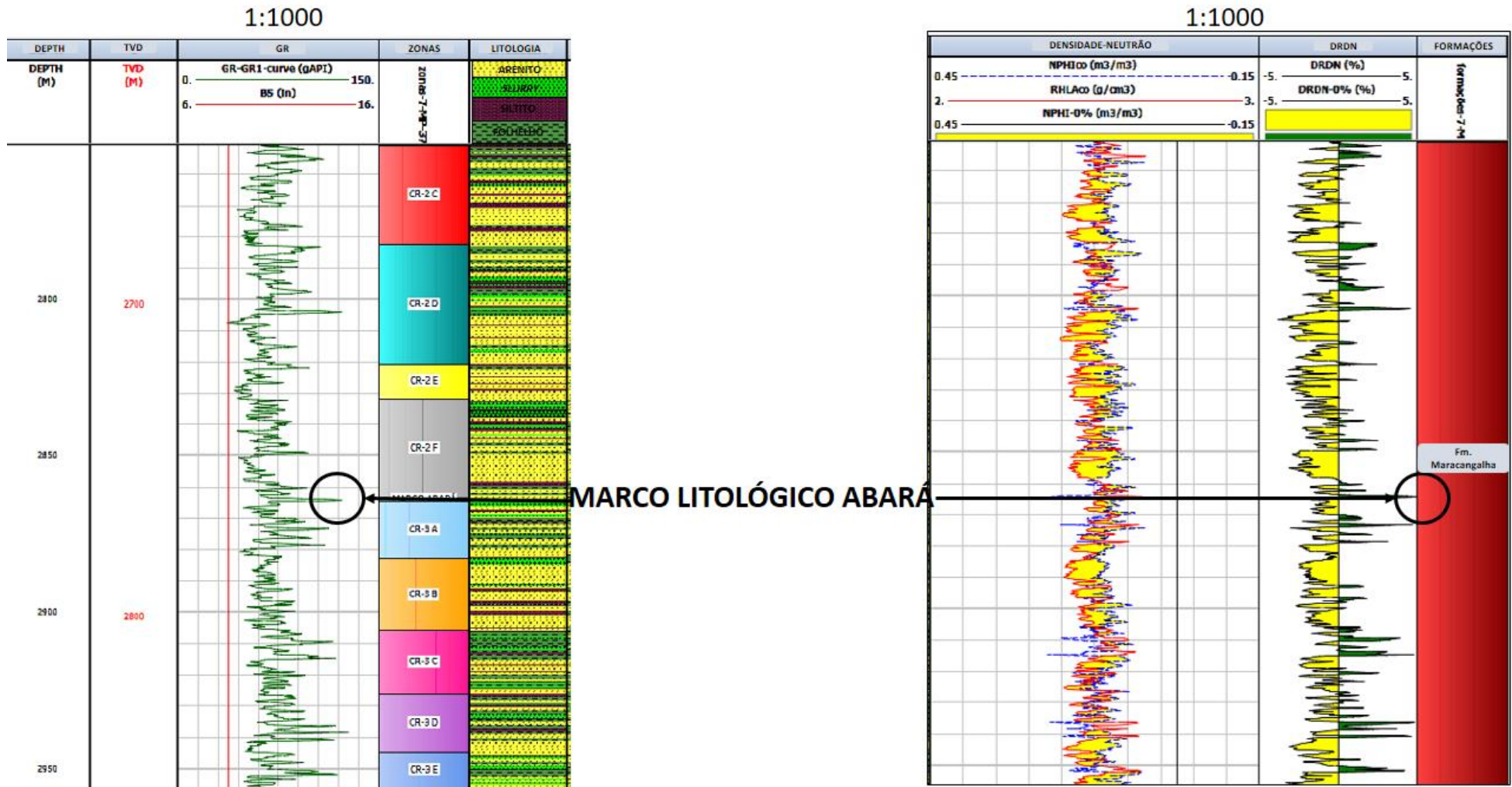
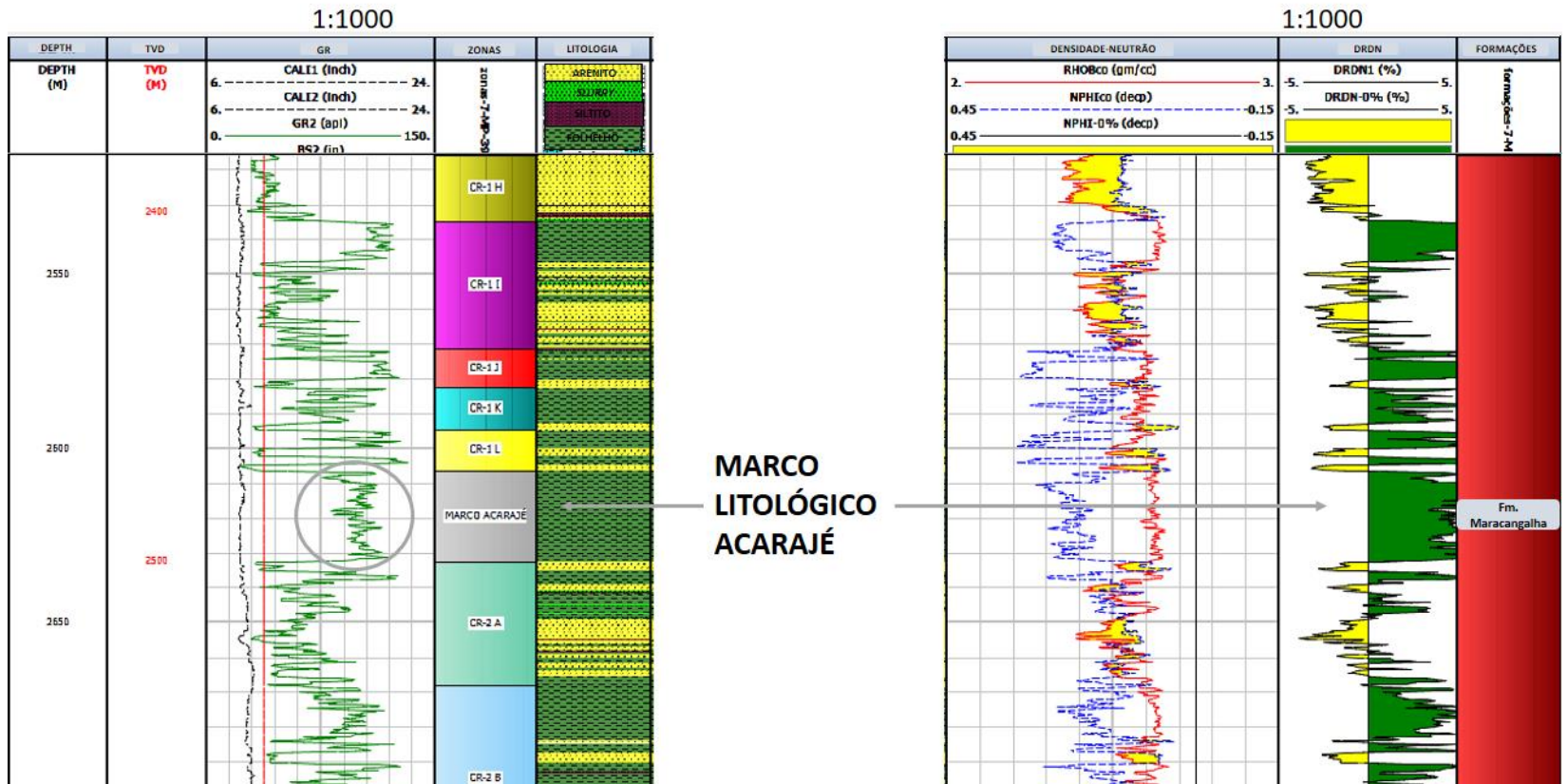
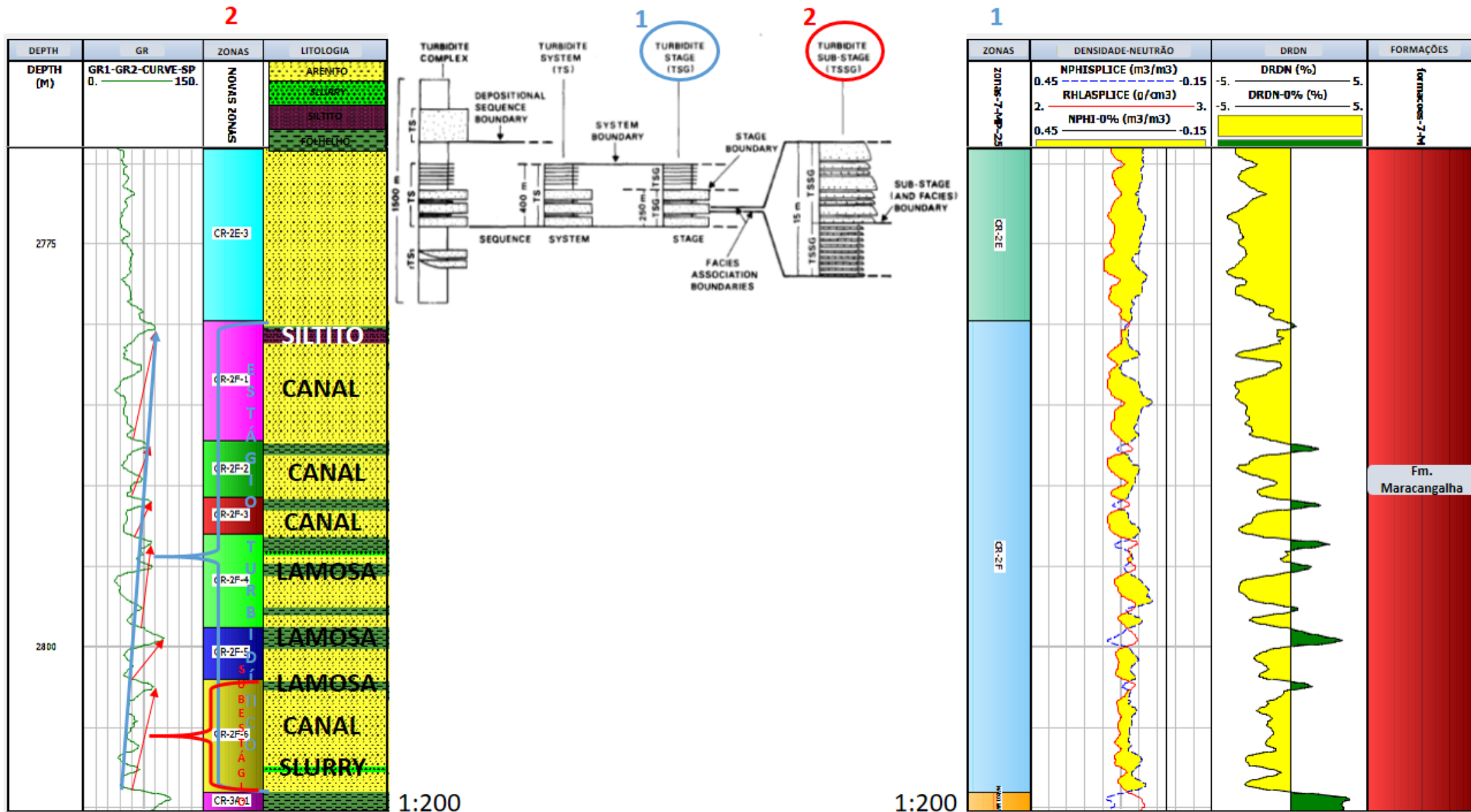


Figura 62 – Exemplo de forma de ocorrência do marco litológico Acarajé nos perfis do poço 7-MP-39D.



**Figura 63** – Essa imagem ilustra a interpretação dos estágios (1) e subestágios (2) turbidíticos da Formação Maracangalha, com base nos ciclos de granodrecrescência ascendente, visíveis na separação das curvas densidade e neutrão e nos perfis de raios gama naturais (GR) e DRDN (modificado de Mutti e Normark (1991)).



### 3.3.1 Perceptrons de Uma Camada

Esse tipo de algoritmo de aprendizagem de máquina foi usado para calcular funções discriminantes lineares para classificar os dados de entrada entre as 4 classes litológicas identificadas. Foram usadas diversas curvas de input para testar a eficiência dessas redes neurais (perfis de Raios Gama, Densidade da Formação, Porosidade Neutrônica e/ou DRDN). E os dois poços com intervalos mais representativos serviram para o treinamento dos perceptrons: 7-MP-34D e 7-MP-39D (Fig. 64).

**Figura 64** – Fluxograma de classificação de eletrofácies implementada a partir do perceptron de uma camada da biblioteca *Scikit learn*, no programa Python (Jupyter). O mesmo procedimento foi feito sem as curvas de raios gama.



Como pode ser observado no fluxograma acima (Fig. 64), a metodologia de implementação do perceptron de uma camada da biblioteca *Scikit Learn* foi a seguinte:

- 1) Seleção dos perfis de poço a serem usados como dado de entrada pelo programa Interactive Petrophysics (IP): litologia (classificação manual de eletrofácies), DRDN, Raios Gama Naturais, Densidade da Formação e Porosidade de Nêutrons;
- 2) Carga dos dados de entrada no programa Python (Jupyter);
- 3) Controle de qualidade dos dados através da remoção de pontos espúrios;
- 4) Seleção do intervalo correspondente à Fm. Maracangalha em todas as curvas dos dados para redução do custo computacional;
- 5) Treinamento da rede neural com os dados mais representativos das curvas carregadas;
- 6) Utilização da rede para a classificação automatizada das eletrofácies dos cinco poços com e sem o perfil de raios gama, gerando um total de 10 curvas de litologia.



- 7) Comparação das curvas de litologia resultantes com as demais curvas, obtidas através pelos métodos manual e pela clusterização K-Means.

### 3.3.2 Clusterização por K-means

A clusterização K-means é usada quando já se tem uma hipótese sobre o número de clusters, no caso quatro, correspondentes às eletrofácies classificadas manualmente. A metodologia (Fig. 65) se resume a:

- 1) Seleção dos perfis de poço a serem usados como dado de entrada pelo programa IP: litologia (classificação manual de eletro- fácies), DRDN, Raios Gama Naturais, Densidade da Formação e Porosidade de Nêutrons;
- 2) Carga dos dados de entrada no programa Python (Jupyter);
- 3) Controle de qualidade dos dados através da remoção de pontos espúrios;
- 4) Seleção do intervalo correspondente à Fm. Maracangalha em todas as curvas dos dados para redução do custo computacional;
- 5) Definição do número de centróides ( $k = 4$ ) para ajuste automático dos centróides dos quatro clusters de dados. Nessa etapa pode-se entrar com o número máximo de iterações de ajuste da posição dos centróides, mas não é necessário.
- 6) Associação dos quatro agrupamentos às eletrofácies das curvas de litologia de cada poço por comparação
- 7) Comparação das curvas de litologia resultantes com as demais curvas, obtidas através da classificação manual e pelo outro método automatizado.

**Figura 65** – Fluxograma de classificação de eletrofácies implementada a partir da técnica estatística k-Means, no programa Python (Jupyter). O mesmo procedimento foi feito sem as curvas de raios gama.



A técnica estatística K-mean da biblioteca *Scikit Learn*, para agrupar os dados de entrada no número de clusters desejado, correspondentes às eletrofácies arenito, slurry, siltito e folhelho, pode ser resumida da seguinte forma:

- 1) determinação aleatória da posição dos K centróides, onde no caso  $K = 4$ ;
- 2) associação de cada amostra ao centróide mais próximo, pelo cálculo do quadrado da distância euclidiana entre o centróide e cada amostra (Fig. 66);
- 3) mudança da posição dos centróides para o centro dos respectivos clusters através do cálculo do valor médio de cada agrupamento de dados;
- 4) repetição dos procedimentos 2 e 3 até que os clusters não mudem ou até o número definido de iterações.

No caso, não foram definidos números máximos de iterações e os dados de entrada foram os mesmos usados na classificação do item anterior (Tabela 3).

**Figura 66** – Fórmula para cálculo do quadrado da distância euclidiana, onde o somatório vai de  $i = 1$  até  $i = m$ .

$$d(x,y)^2 = \sum (x_j - y_j)^2 = \|x - y\|^2 \quad (12)$$

Como explicado por Li (2019), com base na distância euclidiana, é possível descrever esse algoritmo como um problema de otimização simples, uma abordagem iterativa para minimizar a Soma de Erros Quadráticos dentro do cluster, também chamada de inércia de cluster (Fig. 67):

**Figura 67** – Fórmula que expressa como é feita soma de erros quadráticos no algoritmo de cluster analysis por k-means da biblioteca Scikit learn, onde o somatório à esquerda vai de  $i = 1$  a  $i = n$  e o da direita vai de  $j = 1$  a  $j = k$ .

$$SSE = \sum \sum \omega^{(i,j)} \|x^{(i)} - \mu^{(j)}\|^2 \quad (13)$$

Onde  $\mu^{(j)}$  é o centróide do cluster  $j$  e  $x^{(i)}$  é o valor  $x$  da amostra de índice  $i$ . Para tal cálculo, o programa, aplica uma normalização nos dados de entrada para que os mesmos estejam na mesma escala.

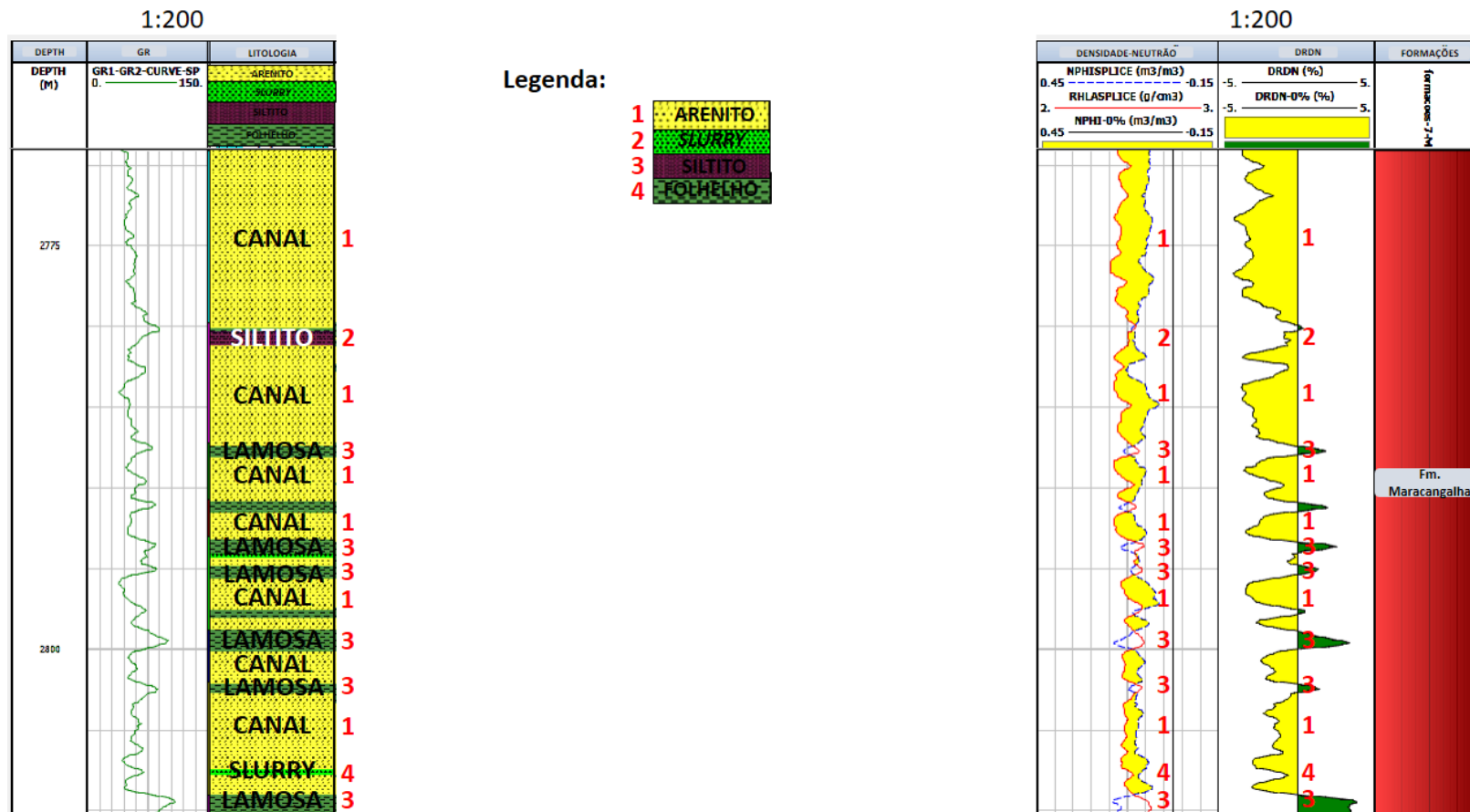
## 4 Resultados e Discussão

Os resultados obtidos a partir da classificação manual de eletrofácies com os perfis de Porosidade de Nêutrons e Densidade foram as quatro eletrofácies (Fig. 68), anteriormente definidas, encontradas no intervalo da Formação Maracangalha dos cinco poços selecionados.

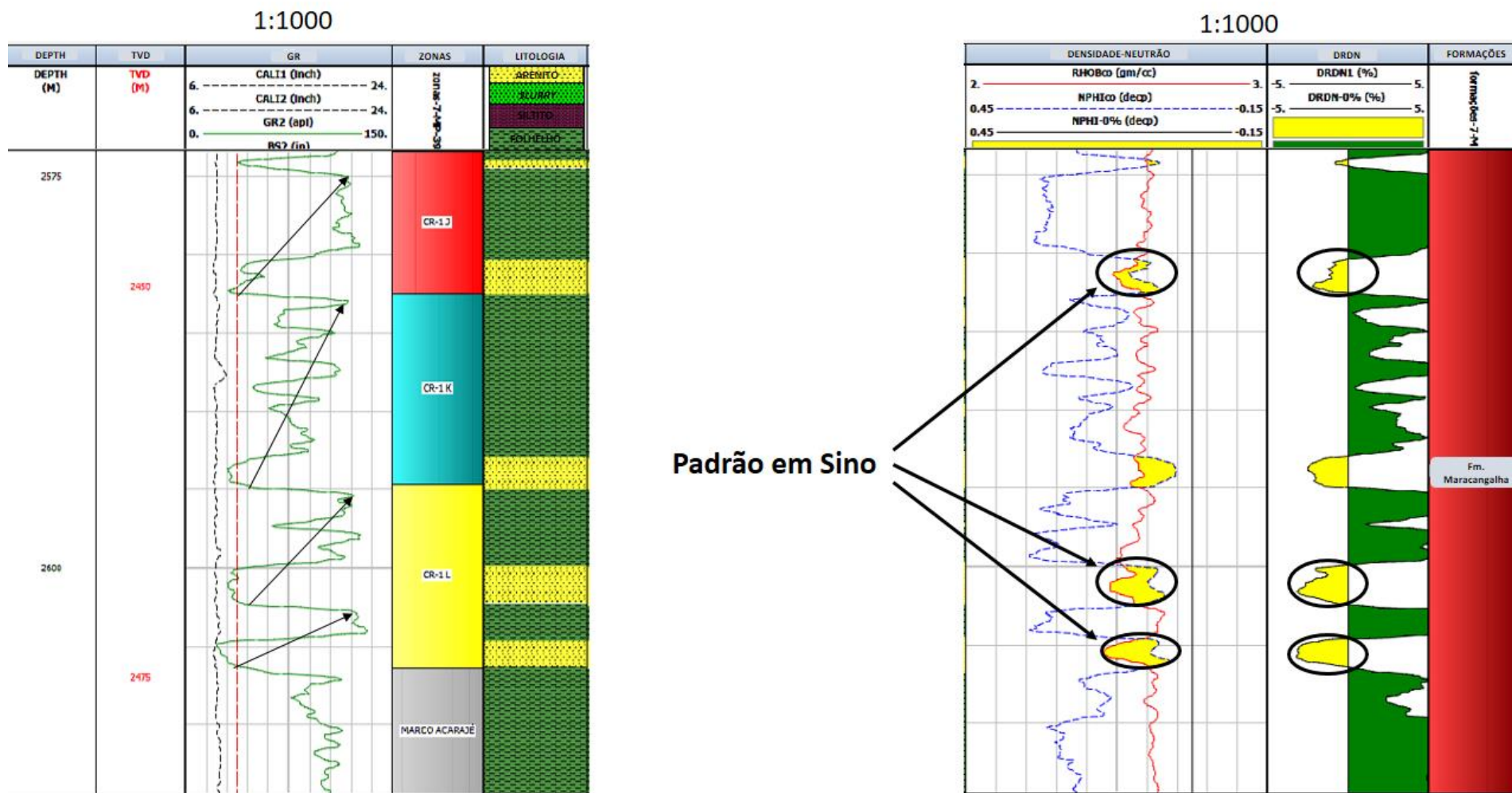
Como citado anteriormente, de Hancock (1992), usa-se a forma entre as curvas densidade-neutrão para estudar a energia de depósito da mesma maneira que em um perfil de SP ou de raios gama (Figs. 25 e 60). A partir dessa técnica, mais precisamente pelas formas de sino das curvas GR, densidade da formação e porosidade de nêutrons, foram identificados ciclos de granodecrescência ascendente (Fig. 69). O caráter argiloso da eletrofácies arenito também é visível nesses três perfis, principalmente no topo dos arenitos já que essas partes são depositadas no final da ocorrência dos fluxos de turbidez formadores dos turbiditos, quando os sedimentos mais finos estão se depositando (Fig. 70).

Apesar do que se estuda na literatura quanto à sensibilidade dos perfis de Raios Gama Naturais para variações mineralógicas (Schlumberger, 1989, por exemplo), nota-se que não há boa correlação dessas curvas com as usadas para a interpretação geológica do presente trabalho (Fig. 71). Isso é um forte indício de que o uso das curvas de densidade da formação e porosidade de nêutrons para a classificação manual de eletrofácies é mais indicado, como proposto por Freire *et al.* (2018). Os raios gama naturais não são aplicáveis ao presente estudo dessa região porque medem a radiação natural emitida por alguns argilominerais, não fazendo boa distinção entre os *slurries* e as partes (superiores) mais argilosas da eletrofácies arenito.

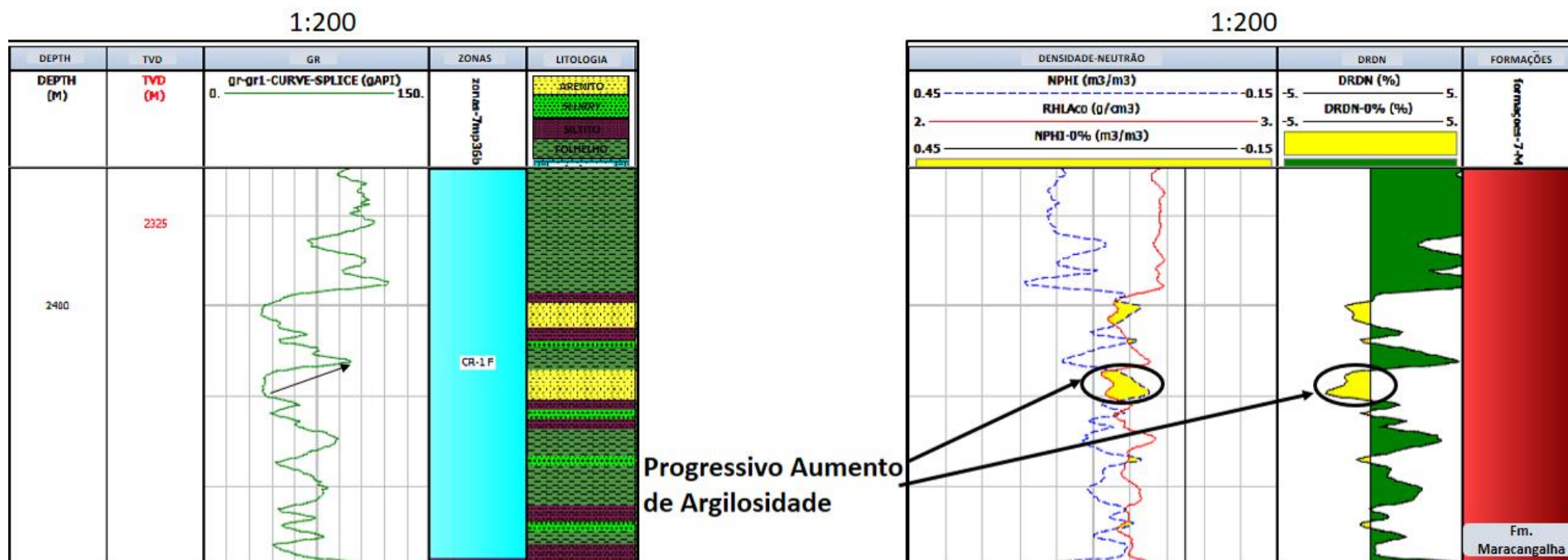
**Figura 68** – Imagem do poço 7-MP-25-BA, mostrando o empilhamento das fácies lamosas (folhelho), de canal (arenito), resultante da classificação manual de eletrofácies.



**Figura 69** – O formato em sino nos perfis de densidade da formação e porosidade de nêutrons, indica uma granodrecrescência ascendente da eletrofácies arenito para o folhelho, também muito recorrente nos dados em questão.

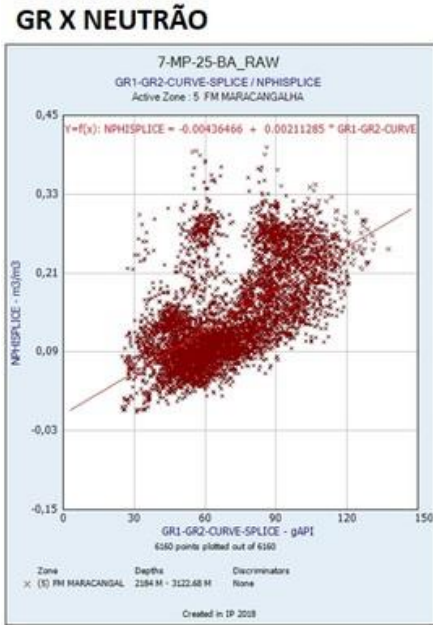


**Figura 70** – Nessa imagem do poço 7-MP-39D pode-se observar um padrão recorrente nos perfis de densidade, neutrão e DRDN dos 5 poços estudados, de diminuição da distância das curvas com a diminuição da profundidade, indicando como a eletrofácies arenito se tornam progressivamente mais argilosas.

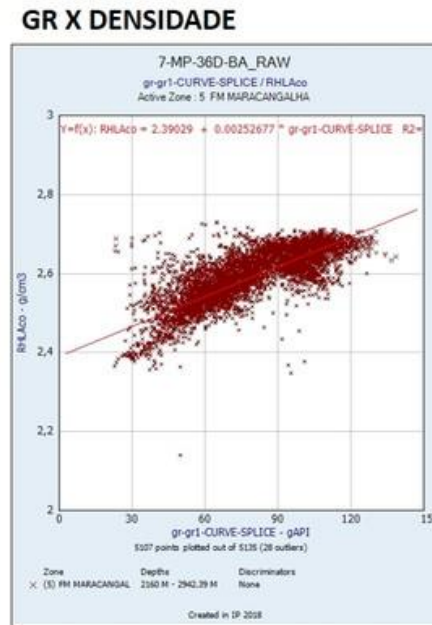


**Figura 71** – Gráficos de dispersão entre os perfis de raios gama naturais e os perfis de densidade da formação e porosidade de nêutrons nos poços 7-MP-25, 7-MP-36D e 7-MP-37D.

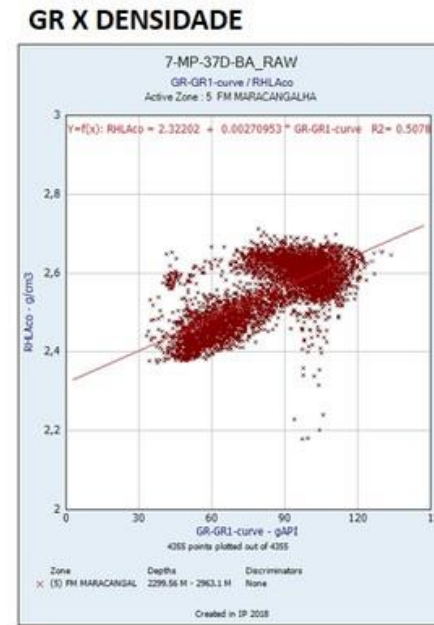
### Dispersão



**Coefficiente de Correlação: 0.38**



**Coefficiente de Correlação: 0.38**



**Coefficiente de Correlação: 0.51**



#### 4.1 Reconhecimento de Estágios Turbidíticos e Associações de Fácies Turbidíticas

Com relação aos eventos de terceira ordem, formadores dos estágios turbidíticos, foram identificadas as seguintes zonas (Fig. 72), de acordo com os critérios de Mutti & Normark (1991), proposto por Freire *et al.* (2018):

- 1) No sistema turbidítico CR3: CR3A, CR3B, CR3C, CR3D e CR3E, acima do topo da Formação Candeias e abaixo do marco litológico Abará;
- 2) No sistema turbidítico CR2: CR2A, CR2B, CR2C, CR2D, CR2E e CR2F, entre os marcos Acarajé e Abará;
- 3) No sistema turbidítico CR1: CR1A, CR1B, CR1C, CR1D, CR1E, CR1F, CR1G, CR1H, CR1I, CR1J, CR1K e CR1L, acima do marco litológico Acarajé.

De fato, as razões arenito/folhelho (Figs. 73, 74 e 75) desses estágios turbidíticos variam de acordo com os sistemas turbidíticos CR1, CR2 e CR3, como observado por Freire *et al.* (2018). De acordo com os mesmos critérios de Mutti e Normark (1991), com relação aos eventos de quarta ordem formadores dos subestágios turbidíticos, foram reconhecidas mais de cem zonas referentes aos mesmos em cada um dos cinco poços estudados. Nesse caso, a estratigrafia de alta resolução ficou muito detalhada, sendo decidido partir para uma outra abordagem de menor complexidade (Figs. 76 e 77).

**Figura 72** – Os estágios turbidíticos (ET) de terceira ordem que foram reconhecidas no poço 7-MP-25-BA (modificado de Freire et al., (2018). ST=Sistema Turbidítico; CT=Complexo Turbidítico.

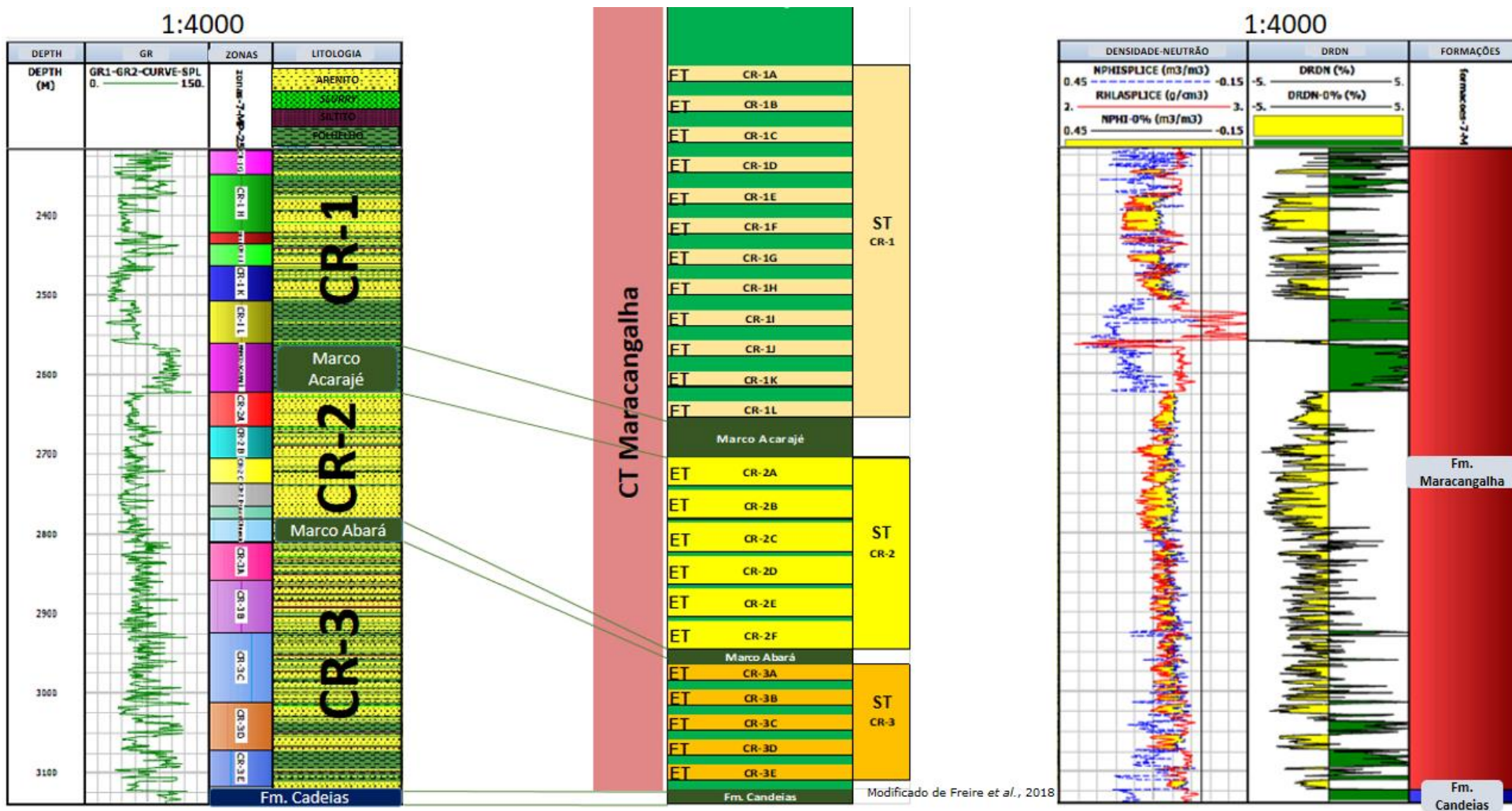
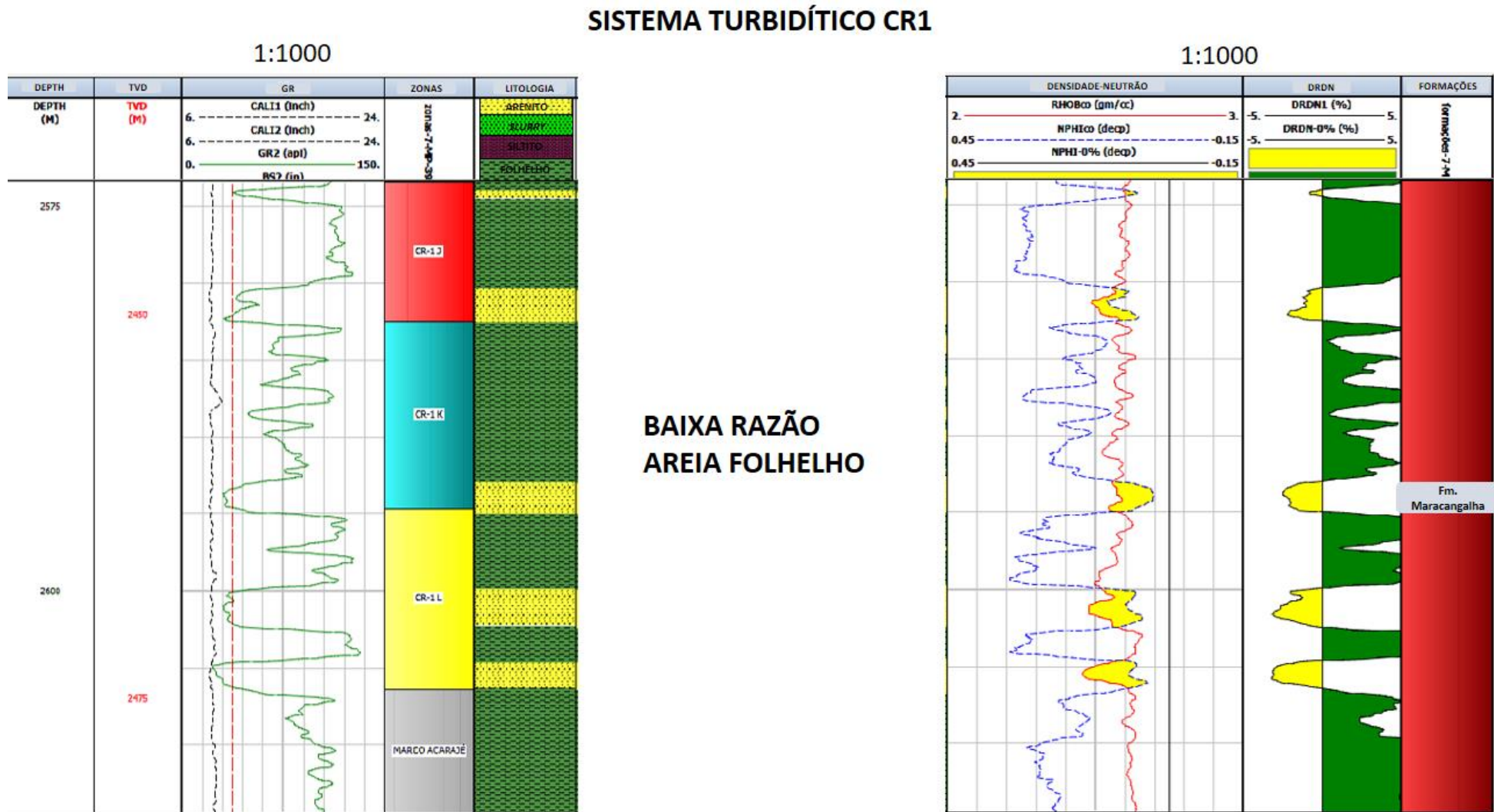
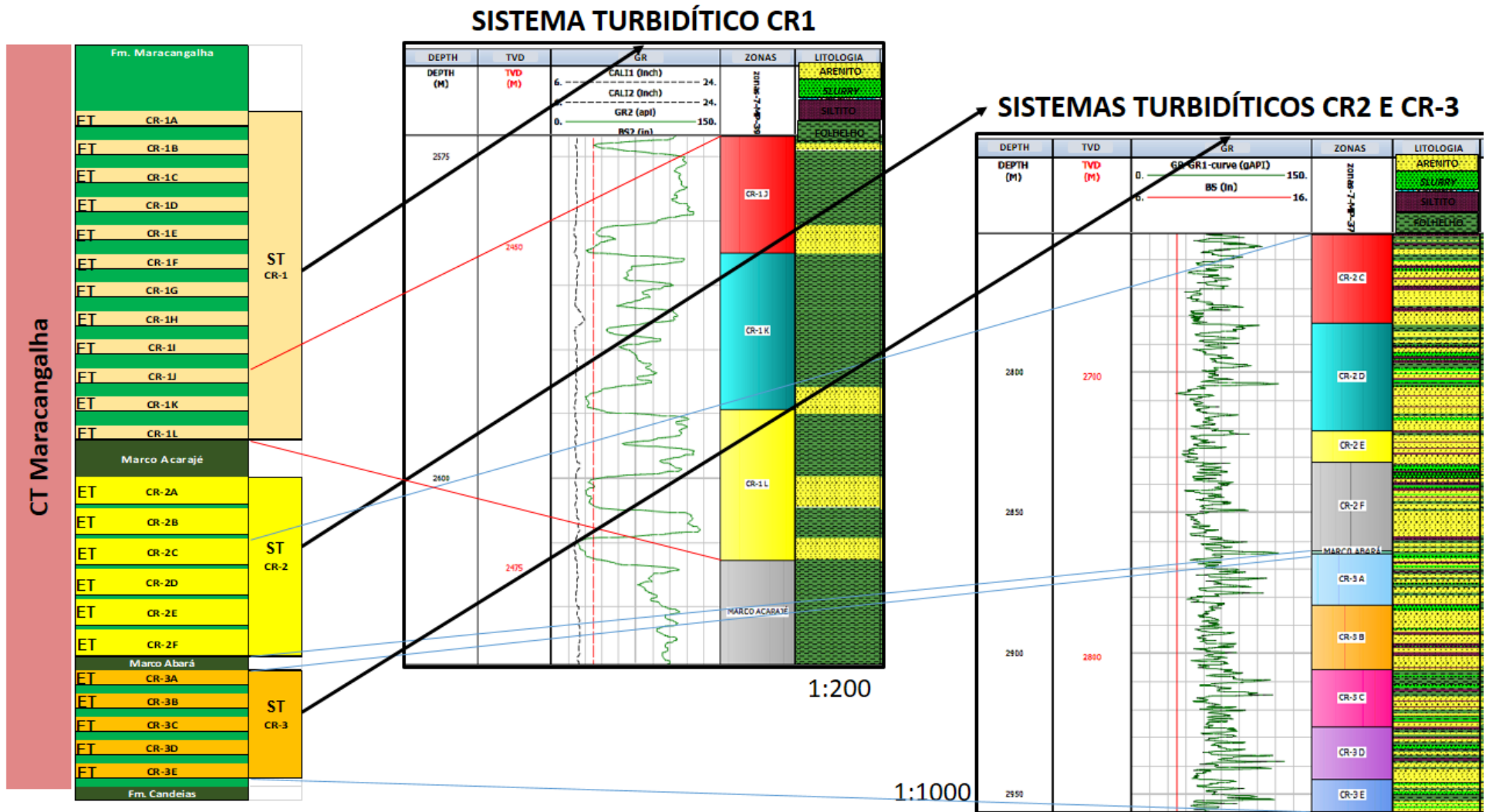


Figura 73 – Imagem do poço 7-MP-39D-BA ratificando a baixa razão arenito/folhelho no sistema turbidítico CR-1.

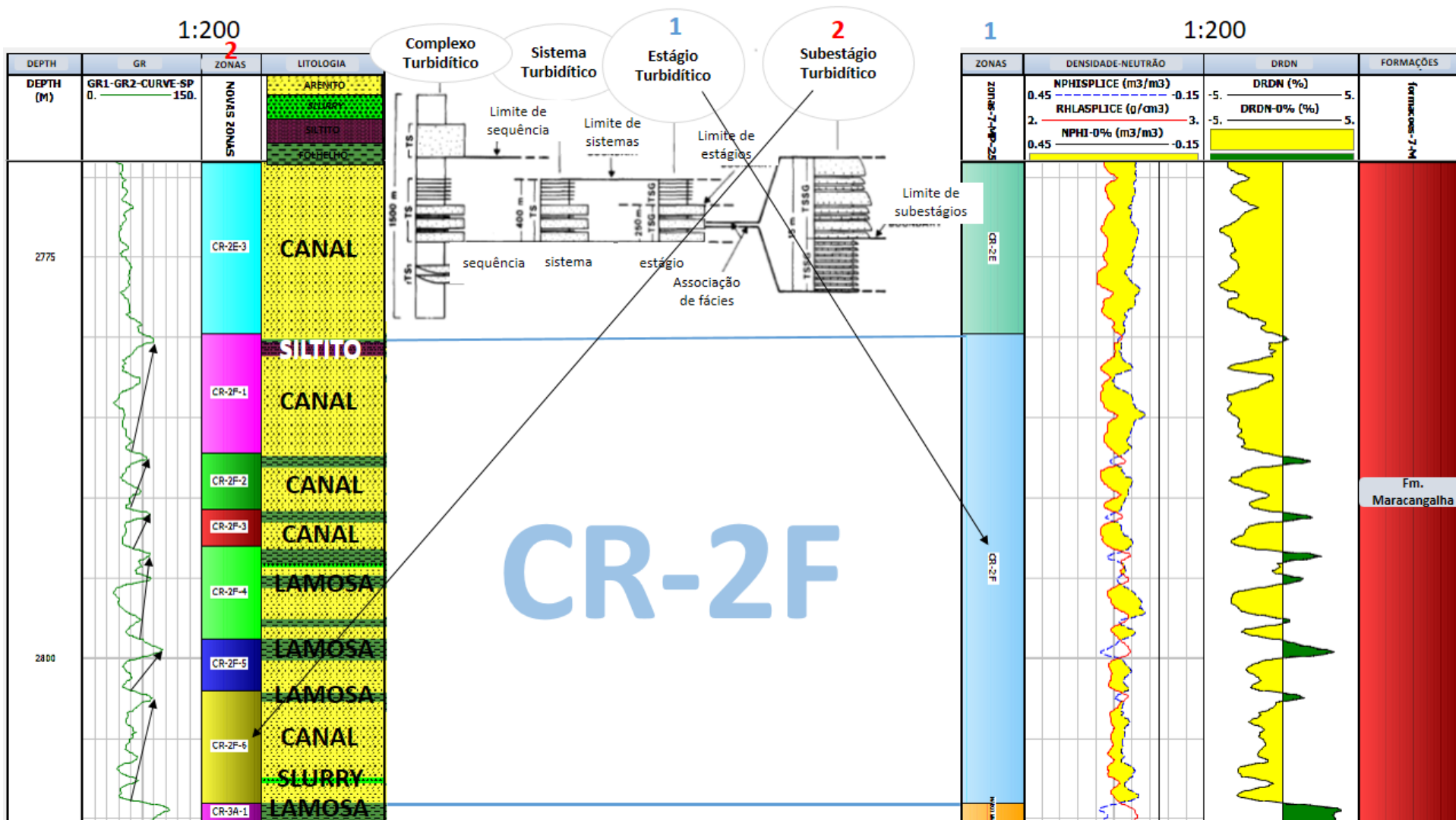




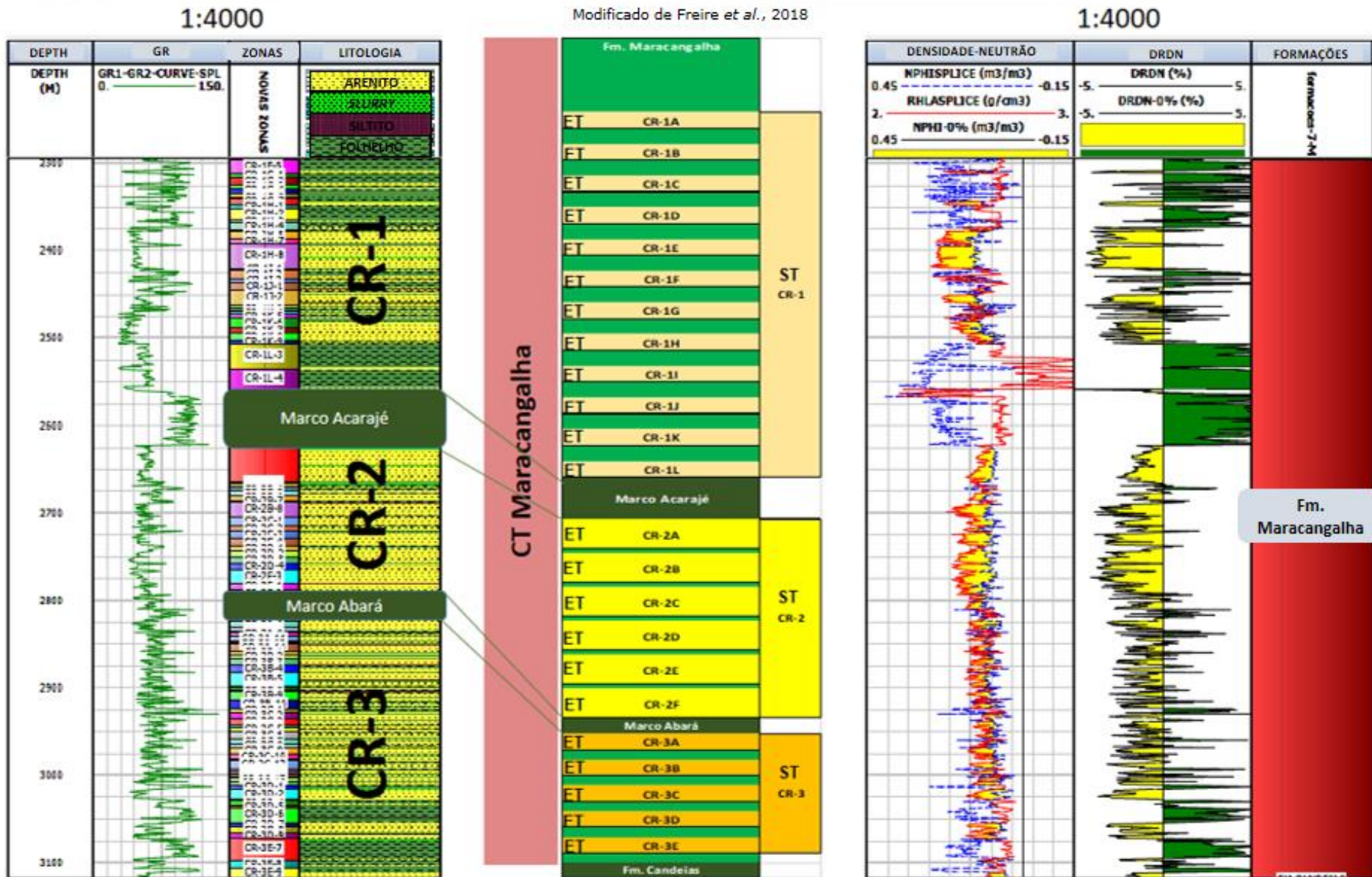
**Figura 75** – Comparando os 3 sistemas turbidíticos, no poço 7-MP-39D, é possível notar que os estágios turbidíticos de CR1, localizados acima do marco litológico Acarajé, apresentam baixa razão arenito/folhelho, o que não ocorre nos sistemas subjacentes do Complexo Turbidítico Maracangalha (modificado de Freire et al., 2018).



**Figura 76** – Exemplo da estratigrafia de alta resolução dos estágios e subestágios turbidíticos formados por eventos de terceira e quarta ordens, respectivamente. Essa imagem do poço 7-MP-25-BA mostra como estão organizadas as fácies lamosas (folhelho) e de canal (arenito) no subestágio CR-2F-6 - localizado na base do estágio CR-2F - e nas adjacências (modificado de Mutti e Normark, 1991).



**Figura 77** – As zonas de quarta ordem que foram reconhecidas no poço 7-MP-25-BA, a partir da classificação manual de eletrofácies (modificado de Freire *et al.*, 2018).



## 4.2 Classificação Automática das Eletrofácies

Os resultados obtidos mostraram grande variação no desempenho dos procedimentos automatizados utilizados, de acordo com o tipo de rede neural e dados de entrada para a caracterização das referidas eletrofácies. No entanto, a interpretação dos algoritmos pôde fornecer uma ajuda rápida e automática na identificação de zonas relacionadas a respostas semelhantes de perfis, usando uma ampla gama de curvas. Por mais que não entreguem respostas muito próximas às classificações de eletrofácies manuais, todas as técnicas proporcionam agilidade ao processo de investigação exploratória de dados de perfis em relação às classes litológicas a estes associadas, requerendo um apenas um refinamento da classificação por parte do intérprete.

Estes algoritmos permitiram o reconhecimento de importantes aspectos interpretados nos perfis como, por exemplo, o padrão granodécrescente ascendente nos perfis de raios gama dos estágios e subestágios turbidíticos. O mapeamento dos corpos turbidíticos, considerando a complexidade da organização das fácies da Fm. Maracangalha, possibilitará locação de poços e canhoneios mais precisos, resultando em exploração e exploração mais eficientes das importantes reservas de gás que ainda existem na área.

Nos melhores casos das classificações de eletrofácies dos algoritmos de clusterização foi possível obter boa correspondência com relação à razão arenito/folhelho. Ainda assim, os coeficientes de correlação indicam baixa correspondência com as classificações manuais devido à dificuldade de identificar as eletrofácies slurry e folhelho. No caso das litologias automatizadas com raios gama de entrada não há boa correlação nem mesmo na razão arenito/folhelho, o que ratifica a baixa utilidade dos raios gama para a classificação de eletrofácies na área de estudo (Figs. 78 e 79).



**Figura 78** – Imagem do poço 7-MP-37D-BA onde é possível notar que a razão arenito/folhelho da curva gerada pelo K-Means, sem os raios gama de input (curva de litologia do meio), apresenta maior semelhança com a proporção de arenito/folhelho da curva gerada manualmente (perfil da esquerda). Consequentemente, o mesmo é válido para os ciclos de granodrecrescência ascendente.

**Poço 7-MP-37D**

1:200

Poucas diferenças na interpretação dos ciclos de fining upward

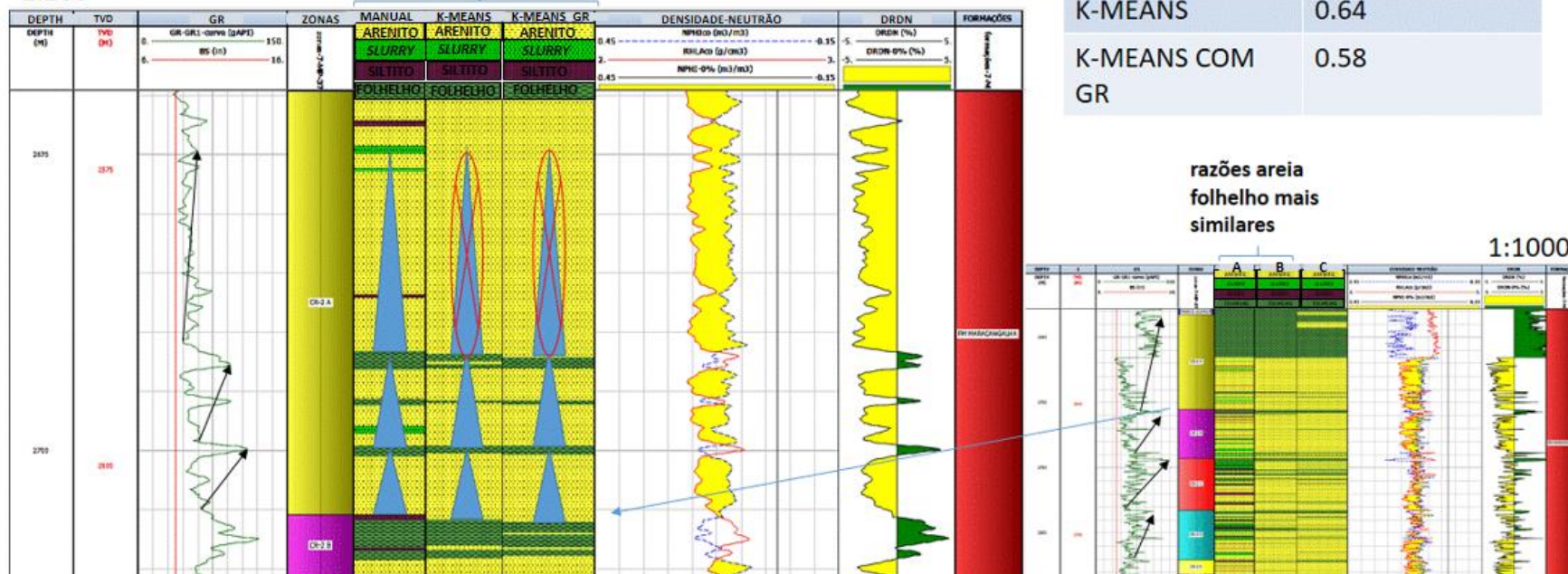
% reservatórios	
MANUAL	40
K-MEANS	39
K-MEANS C/ GR	42

**LEGENDA:**

- A – CLASSIFICAÇÃO MANUAL
- B – CLASSIFICAÇÃO AUTOMÁTICA: K-MEANS
- C – CLASSIFICAÇÃO AUTOMÁTICA: K-MEANS COM GR

**COEFICIENTES DE CORRELAÇÃO**

K-MEANS	0.64
K-MEANS COM GR	0.58

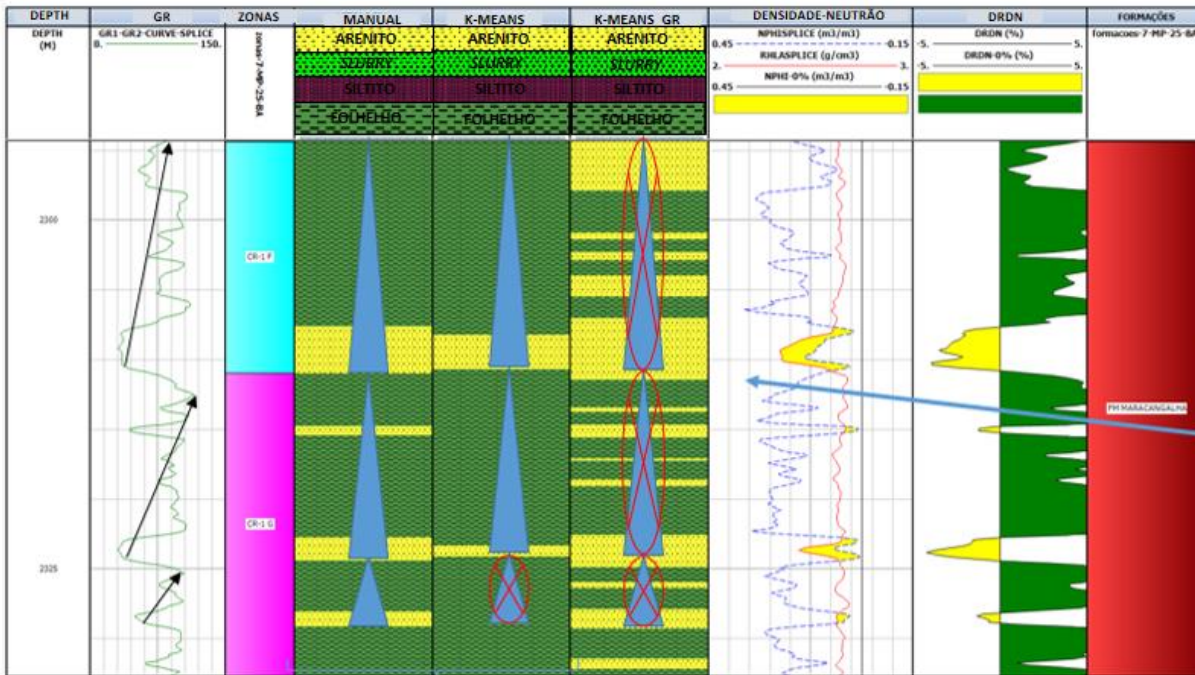


**Figura 79** – Imagem do poço 7-MP-25-BA onde é possível notar que a razão arenito/folhelho da curva gerada pelo K-Means sem os raios gama de input (curva de litologia do meio) apresenta maior semelhança com a razão arenito/folhelho da curva gerada manualmente (perfil da esquerda). Consequentemente, o mesmo é válido para os ciclos de granodrecência ascendente.

% reservatórios		COEFICIENTES DE CORRELAÇÃO	
MANUAL	0.48	K-MEANS	0.61
K-MEANS	0.51	K-MEANS COM GR	0.54
K-MEANS C/ GR	0.75		

**Poço MP-25**

1:200



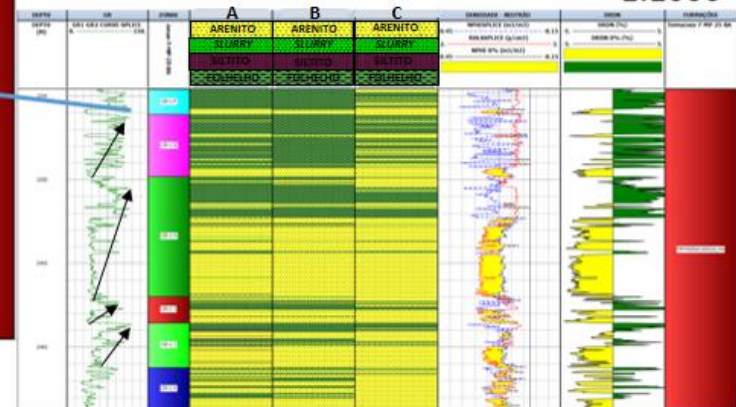
Poucas diferenças na interpretação dos ciclos de fining upward

**LEGENDA:**

- A – CLASSIFICAÇÃO MANUAL
- B – CLASSIFICAÇÃO AUTOMÁTICA: K-MEANS
- C – CLASSIFICAÇÃO AUTOMÁTICA: K-MEANS COM GR

razões areia folhelho mais similares

1:1000

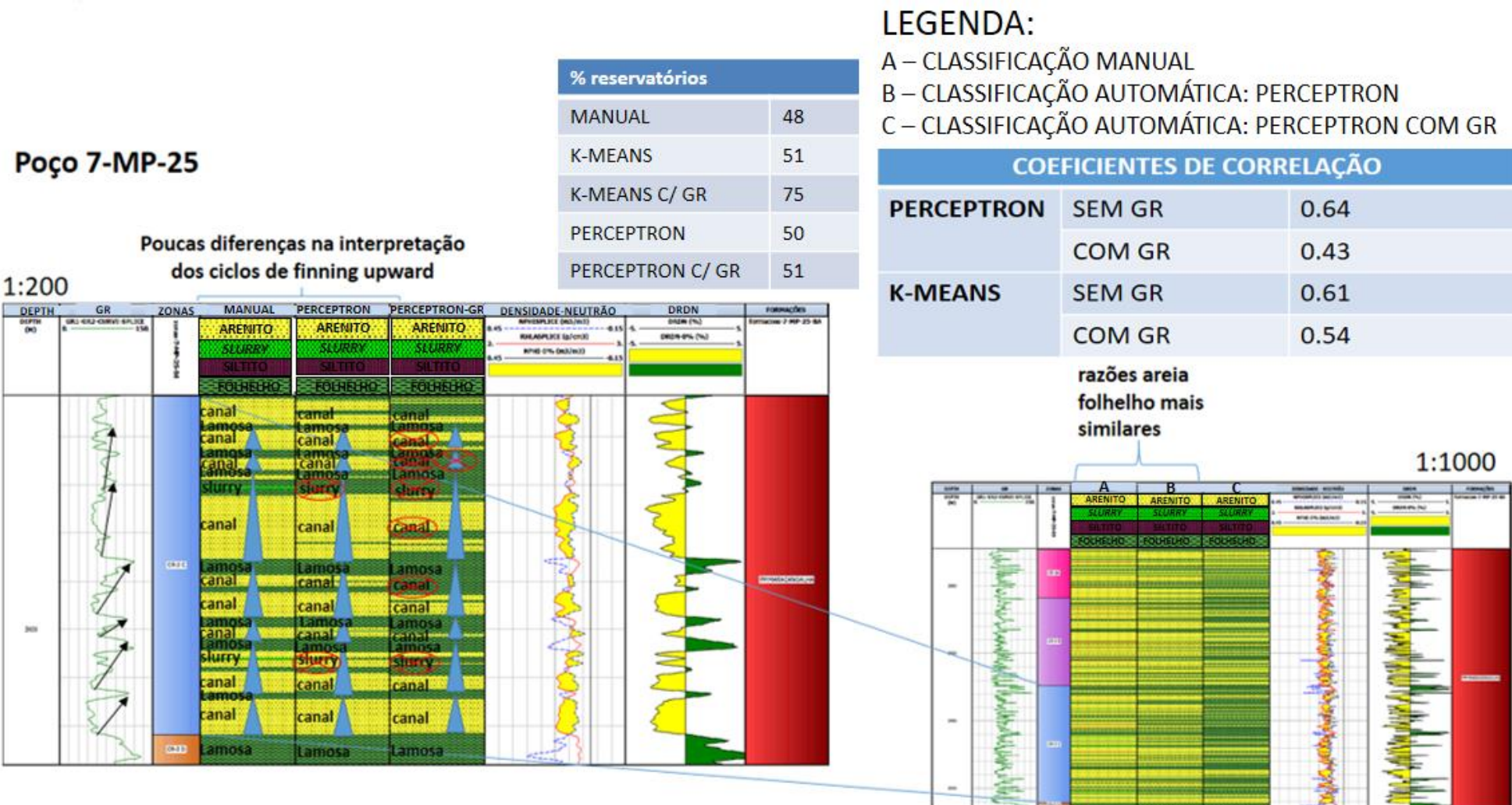


Nos melhores casos das classificações de eletrofácies automatizadas, gerados pelos perceptrons de uma camada, foi possível fazer interpretações dos ciclos de granodecrescência ascendente, fiéis aos resultados obtidos nas interpretações a partir das curvas de litologia gerada por classificação manual (Fig. 80). Apesar dos perceptrons não terem feito boa identificação da eletrofácies *slurry* (representada em verde claro), isso não prejudicou a interpretação dos estágios e subestágios turbidíticos, já que geralmente apresentam folhelho no topo e arenito na base, e essas duas eletrofácies foram melhor identificadas.

Ademais, os resultados obtidos pelos perceptrons foram superiores aos dos programas de clusterização, em termos de correspondência com as curvas geradas manualmente, como pode ser observado no caso da tabela comparativa da figura 81. A semelhança entre os perceptrons e os algoritmos de clusterização do presente trabalho está no fato de ambos funcionarem bem nos intervalos que se assemelham mais com o padrão blocoso, nos perfis raios gama naturais, densidade da formação e porosidade de nêutrons. Porém a maioria da Formação Maracangalha apresenta empilhamentos em forma de sino, e talvez por isso, esses programas não tenham mostrada bons resultados na área de estudo, devido às semelhanças nos perfis entre siltitos, folhelho e *slurries*.

Os resultados obtidos nos trechos cujo calibre se encontrava alto, indicando desmoronamento da formação perfurada, apresentaram menor correspondência com as curvas de litologia geradas a partir da classificação de eletrofácies manual. Esse pior funcionamento das classificações automatizadas nos referidos intervalos se deve ao fato de não considerarem os valores das curvas de calibre para as classificações automatizadas. Isso não ocorreu na classificação manual, já que o intérprete fez uso das medidas do *caliper* para evitar classificações superestimadas com relação aos arenitos-reservatório (eletrofácies arenito).

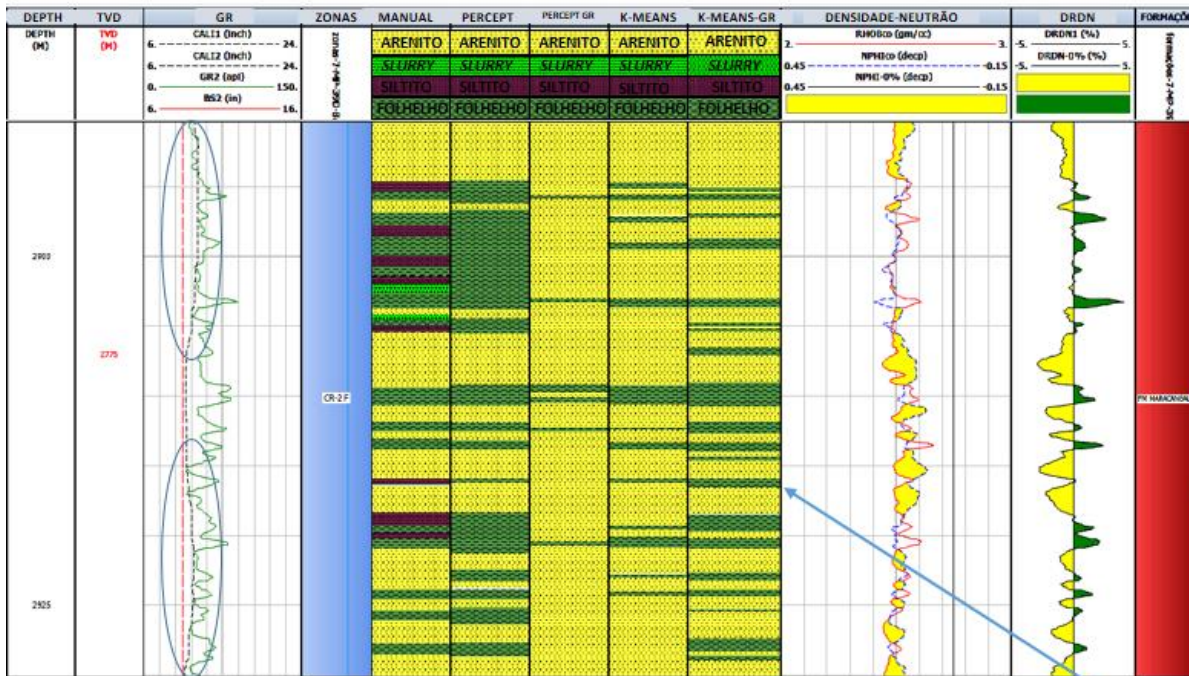
**Figura 80** – As interpretações dos ciclos de granodecrescência ascendente nas curvas geradas pela classificação de eletrofácies manual (esquerda) apresentam boa correspondência com os ciclos das curvas de litologias geradas sem os raios gama como dados de entrada (curva do meio). Já na curva gerada com GR (direita) o coeficiente de correlação com relação a curva de litologia gerada pela classificação manual, é bem mais baixo e é possível verificar pelos displays que essas duas curvas estão bem diferentes.



**Figura 81** – Imagem do poço 7-MP-39-D-BA com os trechos de calibre “arrombado”, circulado em azul claro. Quanto as litologias, da esquerda para a direita, estão a curva de eletrofácies classificadas manualmente, a curva gerada pelo perceptron, outra curva do perceptron (agora incluindo raios gama de entrada), a litologia resultante da clusterização sem o GR e a litologia desse kmeans agora com GR de input.

**Poço 7-MP-39D**

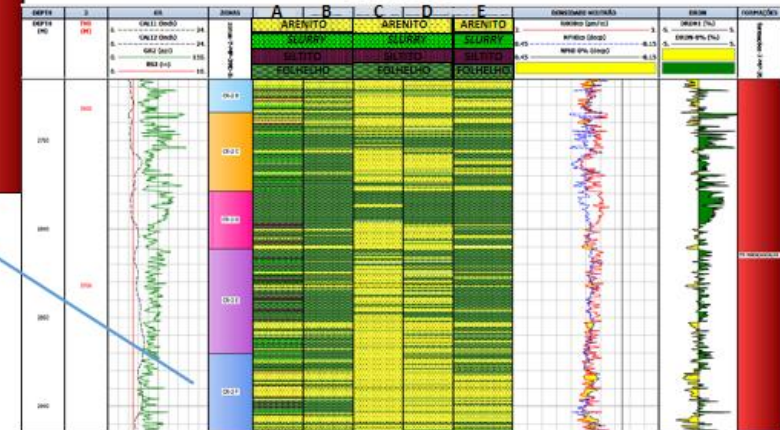
1:200



**LEGENDA:**

- A – CLASSIFICAÇÃO MANUAL
- B – CLASSIFICAÇÃO AUTOMÁTICA: PERCEPTRON
- C – CLASSIFICAÇÃO AUTOMÁTICA: PERCEPTRON COM GR
- D – CLASSIFICAÇÃO AUTOMÁTICA: K-MEANS
- E – CLASSIFICAÇÃO AUTOMÁTICA: K-MEANS COM GR

1:1000



## 5 Conclusão

Com relação à classificação manual de eletrofácies, os raios gama naturais são afetados nos poços estudados, porque medem a radiação natural emitida por alguns argilominerais, não fazendo boa distinção entre os *slurries* e as partes (superiores) mais argilosas da eletrofácies arenito. Por se tratar de uma interpretação da distância relativa entre duas curvas não há um intervalo de valores de densidade da formação ou de porosidade neutrônica, correspondente a cada eletrofácies. Mas a curva DRDN possibilita mensurar essa distância relativa, facilitando a interpretação geológica, tendo funcionado como um ótimo dado de entrada, tanto para a definição manual das classes litológicas, quanto para o treinamento das redes neurais de classificação de eletrofácies. Os resultados obtidos mostraram grande variação no desempenho dos procedimentos automatizados utilizados, de acordo com o tipo de rede neural e os dados de entrada para a caracterização das referidas eletrofácies. Os perceptrons, sem os dados de raios gama, se aproximaram de um resultado mais satisfatório. Ambos os algoritmos funcionaram bem nos intervalos que se assemelham mais com o padrão blocoso nos perfis raios gama naturais, densidade da formação e porosidade de nêutrons. Porém a maioria dos corpos turbidíticos da Fm. Maracangalha apresenta empilhamentos em forma de sino e, talvez por isso, esses algoritmos não tenham mostrado bons resultados na área de estudo. Por mais que não entreguem respostas similares às classificações de eletrofácies manuais, todas as técnicas proporcionam agilidade ao processo de investigação exploratória de dados de perfis em relação às classes litológicas a estes associadas, exceto quando os dados de entrada incluem os raios gama. Estes algoritmos permitiram o reconhecimento do padrão granodecrescente ascendente nos perfis de raios gama, gerando curvas de classes litológicas que permitem um razoável mapeamento dos estágios e subestágios turbidíticos, exceto quando os dados de entrada incluem raios gama. A utilização de dados de entrada com e sem perfis raios gama mostrou que a qualidade dos resultados depende da seleção correta de um conjunto de dados que possuam informações para distinguir todas as fácies desejadas. O mapeamento dos corpos turbidíticos, considerando a complexidade da organização de suas fácies, possibilitará uma melhor locação e canhoneio de poços, resultando em exploração e exploração mais eficientes das importantes reservas de gás que ainda existem na área.

---

**Referências**

AKBAR, M. N. A.; NUGRAHA, S. T. K-Mean Cluster Analysis for Better Determining the Sweet Spot Intervals of the Unconventional Organic-Rich Shale: A Case Study. 2018.

BHATIA, A.; VASWANI, G. CLUSTER ANALYSIS – AN OVERVIEW.

**International**

**Journal of Computer Science Engineering and Information Technology Research (IJCSEITR)**, TJPRC Pvt. Ltd., v. 3, n. 4, p. 143 – 150, Outubro 2013.

BJØRLYKKE, K. **Petroleum Geoscience: From Sedimentary Environments to Rock Physics**. Berlim: Springer Science, 2010. 507 p.

BOUMA, A. H. Bouma, A. H Sedimentology of Some Flysch Deposits. **Elsevier**, Amsterdam, 1962.

BRITO, C. **A Petrobras e a gestão do território no Recôncavo Baiano**. Salvador: EDUFBA, 2008. 227 p.

CLEANEY, C. A. **Development Geology Reference Manual: Log analysis applications**. [S.l.]: AAPG, 2007. v. 10.

CPGG. **Estudos dos Sistemas Petrolíferos das Bacias do Recôncavo, Tucano e Jatobá**.: Análise estratigráfica da Bacia do Recôncavo. [S.l.], 2008.

DOYEN, P.M. **Seismic Reservoir Characterization an Earth Modelling Perspective**. [S.l.]: EAGE Publications, 2007.

FREIRE, A. F.M. et al. Estruturas de escape de fluidos como possíveis indicadoras de uma paleo-dissociação de hidratos de gás durante a deposição de sedimentos do Barremiano na Bacia do Recôncavo, NE, Brasil. **Brazilian Journal of Geology**, v.47, n. 1, p. 79 – 93, Março 2017.

FREIRE, A. F.M. et al. Estratigrafia de Alta Resolução em Estágios Turbidíticos de 3ª e 4ª Ordens do Membro Caruaçu da Formação Maracangalha, Campo de Massapê, Bacia do Recôncavo-BA. In: **49º Congresso Brasileiro de Geologia**. Rio de Janeiro: [s.n.], 2018.

HANCOCK, N. J. **Development Geology Reference Manual: Wireline Methods**. [S.l.: s.n.], 1992. v. 10.

KANAL, L. N. Perceptrons. In: KANAL, L. N. (Ed.). **International Encyclopedia of the**

**Social & Behavioral Sciences.** [S.l.]: Elsevier Science Ltd., 2001.

KARAM, M. et al. LOWER CRETACEOUS TURBIDITE RESERVOIR CHARACTERIZATION IN THE SOUTH PART OF THE RECÔNCAVO BASIN, BRAZIL. **Eleventh**

**International Congress of the Brazilian Geophysical Society**, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica, Rio de Janeiro, 2009. Acesso em: 06 jun 2019.

KEAREY, P.; BROOKS, M.; HILL, I. **An Introduction to Geophysical Exploration.** 3. ed. [S.l.]: Blackwell Science, 2002.

LI, L. **K-Means Clustering with scikit-learn.** 2019. Towards Data Science.

Disponível em: <https://towardsdatascience.com/k-means-clustering-with-scikit-learn-6b47a369a83c>. Acesso em: 15 jun 2019.

MAGALHÃES, A. J. C.; CAIXETA, J. M.; GOMES, N. S. CONTROLE DEPOSICIONAL NA DIAGÊNESE DOS ARENITOS CARUAÇU, BACIA DO RECÔNCAVO. **Boletim de Geociências da Petrobras**, Petrobras, Rio de Janeiro, p. 237 – 247, 1995.

MILANI, E. J. et al. **Bacias Sedimentares Brasileiras - Cartas Estratigráficas:** Bacias Sedimentares do Brasil - contexto regional. Rio de Janeiro, 2007.

MILHOMEM, P.da S. et al. **Bacia do Recôncavo.** 2003. Fundação Paleontológica Phoenix. Disponível em: [https://phoenix.org.br/Phoenix51\\_Mar03.html](https://phoenix.org.br/Phoenix51_Mar03.html). Acesso em: 05 jan 2019.

MUTTI, E.; LUCCHI, F. R. Le torbiditi dell'Appennino settentrionale: Introduzione all'analisi di facies. **Memori della Societa Geologica Italiana**, v. 11, p. 161 – 199, 1972.

MUTTI, E.; NORMARK, W. R. **Seismic Facies and Sedimentary Processes of Submarine Fans and Turbidite Systems:** An Integrated Approach to the Study of Thrbidite Systems. [S.l.]: Springer Science, 1991.

MUTTI, E. et al. Deep-Water Turbidites and Their Equally Important Shallower Water Cousins. **AAPG Annual Convention**, Novembro 2007.

NERY, G. G. **Perfilagem Geofísica.** [S.l.]: Hydrolog Serviços de Perfilagem Ltda, 2004.

PEQUENO, H. C. et al. Identificação de Eletrofácies em Estágios Turbidíticos de 3ª E 4ª Ordens do Membro Caruaçu da Formação Maracangalha, no Campo de Massapê, Bacia do Recôncavo. In: **49º Congresso Brasileiro de Geologia.** Rio de Janeiro:



[s.n.], 2018.

PRATES, I.; RODRIGO FERNANDEZ. **BACIA DO RECÔNCAVO: Sumário Geológico e Setores em Oferta**. [S.I.], 2015.

RASCHKA, S. **Python Machine Learning**. Birmingham, Inglaterra: Packt Publishing Ltd, 2015. ISBN 9781783555130.

ROSA, H. et al. **Estudo de caracterização de eletrofácies por meio de perfis geofísicos de poços e de amostras de testemunhos utilizando estatística multivariada**. 2006. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual de Campinas . Faculdade de Engenharia Mecânica. Disponível em: <http://libdigi.unicamp.br/document/?code=000434393>.

ROSENBLATT, F. The perceptron: a probabilistic model for information storage and organization in the brain. **Psychological review**, v. 65, n. 6, p. 386—386, 1958.

RPBO - DIREX (PETROBRAS). **Relatório Geológico Semanal: Poço 4-MP-14-BA. Recôncavo Central - Bahia**, 1970.

SCHLUMBERGER Log Interpretation Principles/Applications: Geologic Services. [S.I.]: Schlumberger, 1989.

SEPM STRAGRAPHY WEB. **Introduction to deepwater system sediments and their classification**. 24/02/2013. Disponível em: <http://www.sepmstrata.org/page.aspx?pageid=37>. Acesso em: 05 jun 2019.

SEPM STRAGRAPHY WEB. **Gamma Ray Response as a proxy for grain size**. 27/03/2015. Disponível em: <http://www.sepmstrata.org/page.aspx?&pageid=168&3>. Acesso em: 12 jan 2019.

SILVA, O. B. et al. **Boletim de Geociências da Petrobras: Bacia do Recôncavo**. [S.I.], 2007.

WALKER, R. G.; PLINT, A. G. Wave and storm-dominated shallow marine systems. p. 219 – 238, 1992. Geological Association of Canada/Memorial University.

WOLFF, M.; PELISSIER-COMBESCURE, J. FACIOLOG - AUTOMATIC ELEC- TROFACIES DETERMINATION. **SPWLA TWENTY-THIRD ANNUAL LOGGING SYMPOSIUM**, Reservoir Description Services Schlumberger, Paris, 1982.