



**COPPE/UFRJ**

APLICAÇÃO DE ANÁLISE MULTIVARIADA NA PREDIÇÃO DE PERFIS  
FALTANTES DE POÇOS NO CAMPO DE NAMORADO

Frederico Silva de Azevedo Ribeiro

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Civil.

Orientadores: Luiz Landau

José Agnelo Soares

Rio de Janeiro  
Dezembro de 2008

# **Livros Grátis**

<http://www.livrosgratis.com.br>

Milhares de livros grátis para download.

APLICAÇÃO DE ANÁLISE MULTIVARIADA NA PREDIÇÃO DE PERFIS  
FALTANTES DE POÇOS NO CAMPO DE NAMORADO

Frederico Silva de Azevedo Ribeiro

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA CIVIL.

Aprovada por:

---

Prof. Luiz Landau, D.Sc.

---

Prof. José Agnelo Soares, D.Sc.

---

Prof. Nelson Francisco Favilla Ebecken, D.Sc.

---

Dr. Felix Thadeu Teixeira Gonçalves, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL  
DEZEMBRO DE 2008

Ribeiro, Frederico Silva de Azevedo

Aplicação de Análise Multivariada na Predição de Perfis Faltantes de Poços no Campo de Namorado. / Frederico Silva de Azevedo Ribeiro. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2008.

IX, 147 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: José Agnelo Soares

Luiz Landau

Dissertação (Mestrado) – UFRJ/COPPE/ Programa de Engenharia Civil, 2008.

Referencias Bibliográficas: p. 144-147.

1. Classificação supervisionada. 2. Análise Discriminante. 2. Campo de Namorado. 3. Bacia de Campos. 4. SAS®. 5. Perfilagem. I. Soares, José Agnelo *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Civil. III. Título.

*À minha filha Alice e minha esposa Patrícia, por sempre me apoiar e estar ao meu lado nesta significativa etapa da minha vida.*

## AGRADECIMENTOS

Com a conclusão desta etapa acadêmica, externo meus agradecimentos a todos que de uma forma ou de outra contribuíram para a realização deste estudo.

Aos meus pais Roberto e Tânia, pelo carinho e incentivo que todo pai e mãe dedicados sabem oferecer a seu filho.

Ao professor Jadir da Conceição Silva, quem inicialmente foi meu orientador, pelo apoio e incentivo. Sem ele não teria conhecido a perfilagem de poços, e não teria ingressado no curso de mestrado. E infelizmente nos deixou no ano de 2007.

Ao professor Josias Silva que me apresentou à COPPE, dando grande incentivo e motivação ao meu ingresso nesta jornada.

Ao professor José Agnelo Soares, que compartilhou do seu conhecimento e me ajudou de inúmeras formas, com muita dedicação e empenho.

Ao Professor Luiz Landau, por prestar todo apoio necessário durante o desenvolvimento desta dissertação.

Às bibliotecárias, Thatiana Porto (bibliotecária do LAMCE/UFRJ) e Ana Cristina Figueiredo de Souza (bibliotecária do Cenpes/PETROBRAS), que me ajudaram na pesquisa bibliográfica e na disponibilização do material utilizado nesta dissertação.

À Agência Nacional do Petróleo (ANP), pela cessão gratuita dos dados aqui utilizados. Além do suporte financeiro que viabilizou a realização deste estudo.

À Mônica Caruso, sempre pronta à ajudar e a auxiliar nos problemas que surgiram no decorrer deste trabalho.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

## APLICAÇÃO DE ANÁLISE MULTIVARIADA NA PREDIÇÃO DE PERFIS FALTANTES DE POÇOS NO CAMPO DE NAMORADO

Frederico Silva de Azevedo Ribeiro

Dezembro/2008

Orientadores: Luiz Landau

José Agnelo Soares

Programa: Engenharia Civil

Neste trabalho é apresentado um método eficaz para a predição de perfis geofísicos faltantes em poços, demonstrando a eficiência do método proposto pela aplicação a um conjunto de poços do Campo de Namorado, localizado na Bacia de Campos. Estes perfis geofísicos faltantes são obtidos, neste trabalho, através da aplicação de técnicas estatísticas de classificação supervisionada. Para a modelagem dos perfis sintéticos utilizou-se o *software* SAS Enterprise Guide<sup>®</sup>. A técnica utilizada para a estimação dos perfis faltantes foi a regra KNN, que rotula uma amostra com base na classificação dos seus K-ésimos vizinhos mais próximos, no espaço multidimensional. A métrica adotada é a distância euclidiana e a base de dados de treinamento adotada foi obtida através da amostragem aleatória de 30% da base total de dados disponíveis, o que garantiu a representatividade da regra sem viciar as estimativas. Neste trabalho os resultados obtidos pela técnica KNN são comparados com os resultados fornecidos por técnicas alternativas, demonstrando que a técnica proposta apresentou desempenho igual ou superior, mas com menor custo computacional. A fim de atenuar erros pontuais de estimativa adotou-se um procedimento de suavização das curvas sintéticas através de um filtro de média móvel com uma janela de três amostras. Esse procedimento se mostrou adequado para a maioria dos casos, especialmente para as curvas sintéticas do perfil de densidade e do perfil sônico. A eficiência na predição de curvas faltantes, em termos de correlação com a forma, semelhança de valores e nível de resolução, em relação às curvas reais foi, em geral, muito satisfatória. No entanto, o desempenho observado não foi o mesmo para todas as curvas. Foram obtidos resultados excelentes para a predição do perfis de densidade e sônico, resultados muito bons para os perfis de porosidade de nêutrons e raios gama, e resultados apenas razoáveis para o perfil de resistividade profunda por indução.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

MISSING WELL LOGS PREDICTION THROUGH MULTIVARIATE DATA ANALYSIS  
ON NAMORADO FIELD

Frederico Silva de Azevedo Ribeiro

December/2008

Advisors: Luiz Landau

José Agnelo Soares

Department: Civil Engineering

A method to evaluate missing well logs is proposed here and its efficiency is demonstrated by real case application on Namorado field, Campos Basin, offshore Brazil. In this work was used the supervised classification procedure KNN, which rotulates a given data sample based on its K-nearest neighbours, in the multidimensional space. Software *SAS Enterprise Guide*<sup>®</sup> was used to apply such technique. The metric used in this work was the euclidian distance and the data base for rule training was obtained by random sampling of 30% of the whole available data base, providing rule representative ness without estimation bias. In this work KNN results are compared with results of alternative techniques, demonstrating superior performance of the proposed technique with a lower computational cost. In order to attenuate local prediction errors, a curve smoothing was used by the application of a running average procedure with window of three samples. This procedure was suitable for most of the cases, specially for synthetic curves of density and sonic well logs. The general achieved prediction performance was very satisfactory, in terms of curve shape, predicted values and data resolution in comparison with real logged data. Nevertheless, the performance was not the same for all well logs. Outstanding predictions were obtained for density and sonic logs, very good results were achieved for neutron porosity and gama ray logs, and finally, only reasonable predictions were reached for the deep induction resistivity curve.

## SUMÁRIO

|   |    |
|---|----|
| CAPÍTULO 1 .....                                      | 1  |
| 1. INTRODUÇÃO .....                                   | 2  |
| 1.1 Objetivos .....                                   | 3  |
| 1.2 Revisão bibliográfica .....                       | 3  |
| 1.3 Materiais e métodos .....                         | 5  |
| CAPÍTULO 2 .....                                      | 6  |
| 2. TÉCNICAS DE ANÁLISE MULTIVARIADA .....             | 7  |
| 2.1 Análise Discriminante .....                       | 8  |
| 2.1.1. Regra Discriminante Linear .....               | 11 |
| 2.1.2. Regra Discriminante Quadrática .....           | 11 |
| 2.1.3. Regra Discriminante Linear Passo-a-passo ..... | 12 |
| 2.1.4. KNN ( <i>K – Nearest Neighbours</i> ) .....    | 14 |
| 2.1.5. Correlação Canônica .....                      | 16 |
| CAPÍTULO 3 .....                                      | 18 |
| 3. GEOFÍSICA DE POÇO .....                            | 19 |
| 3.1 Perfilagem de Poços .....                         | 20 |
| 3.2 Descrição dos tipos mais comuns de perfis .....   | 22 |
| 3.2.1. Perfil de Raios Gama .....                     | 22 |
| 3.2.2. Perfil de Nêutrons .....                       | 22 |
| 3.2.3. Perfil de Indução .....                        | 23 |
| 3.2.4. Perfil Sônico .....                            | 24 |
| 3.2.5. Perfil de Densidade .....                      | 25 |
| CAPÍTULO 4 .....                                      | 26 |
| 4. A BACIA DE CAMPOS .....                            | 27 |
| 4.1 Evolução, estrutura e estratigrafia .....         | 30 |
| 4.1.1. A Formação Lagoa Feia .....                    | 35 |
| 4.1.2. A Formação Macaé .....                         | 36 |
| 4.1.3. A Formação Campos .....                        | 37 |
| 4.1.4. A Formação Carapebus .....                     | 38 |
| 4.1.5. A Formação Emboré .....                        | 38 |
| 4.2 O Campo de Namorado .....                         | 44 |
| CAPÍTULO 5 .....                                      | 48 |
| 5. PREDIÇÃO DE CURVAS FALTANTES .....                 | 49 |
| 5.1 Procedimento e dados utilizados .....             | 49 |
| 5.2 Resultados .....                                  | 50 |
| 5.2.1. Perfil de Raios Gama .....                     | 50 |

|   |     |
|---|-----|
| 5.2.2. Perfil Sônico .....                                      | 65  |
| 5.2.3. Perfil de Indução .....                                  | 78  |
| 5.2.4. Perfil de Nêutrons .....                                 | 91  |
| 5.2.5. Perfil de Densidade .....                                | 104 |
| 5.3 Comparação com outros resultados .....                      | 117 |
| CAPÍTULO 6 .....  | 141 |
| 6. CONCLUSÕES, RECOMENDAÇÕES E REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS ..... | 142 |
| 6.1 Conclusões e recomendações .....                            | 142 |
| 6.2 Referências bibliográficas .....                            | 144 |

# CAPÍTULO 1

## **Introdução**

## 1. INTRODUÇÃO

A perfilagem de poços no Brasil teve seu início na década de 40, recebendo grande impulso nas décadas de 70/80, em função do incremento na atividade exploratória no país e da adição de avanços tecnológicos, como por exemplo, o emprego de unidades de aquisição informatizadas e de novas ferramentas.

A integração dos perfis com dados litológicos e de petrofísica laboratorial permite obter parâmetros confiáveis e de grande importância para a caracterização de reservatórios (RODRIGUEZ *et al.*, 1998).

Os perfis de poços são usados principalmente na prospecção de petróleo e de água subterrânea. Eles têm sempre como objetivo principal a determinação da profundidade e a estimativa do volume da jazida de hidrocarbonetos ou do aquífero. Para fazer uma perfilagem em um poço, são usadas diversas ferramentas (sensores) acopladas a sofisticados aparelhos eletrônicos. Estes sensores são introduzidos no poço, registrando, a cada profundidade, as propriedades físicas das rochas e dos fluidos em seus interstícios (poros).

As ferramentas de perfilagem registram propriedades físicas de natureza elétrica, nuclear, magnética, gravimétrica ou elástica. Perfis geofísicos de resistividade elétrica indicam principalmente o grau de saturação fluida da formação geológica. Com sensores nucleares, detecta-se, por exemplo, a intensidade de radioatividade das rochas e dos fluidos em seus poros, podendo-se inferir a composição mineralógica das mesmas. Com as ferramentas acústicas, ultra-sons são emitidos em uma ponta da ferramenta a intervalos regulares e detectados em sensores na outra ponta. O tempo que o sinal sonoro levou para percorrer esta distância fixa e conhecida (chamado de tempo de trânsito) através da parede do poço (ou seja, pela rocha) é medido e gravado no perfil. Este tempo de trânsito também é função da composição mineralógica, da porosidade da rocha, do fluido saturante e de variáveis ambientais como pressão e temperatura.

Esta dissertação é composta, no Capítulo 1, da Introdução, que corresponde aos objetivos, revisão bibliográfica e descrição dos materiais e métodos utilizados. No Capítulo 2, foi realizada uma revisão dos conceitos de técnicas estatísticas de análise multivariada empregados neste trabalho, os quais englobam a análise discriminante. Na continuação, segue o Capítulo 3 que fala sobre a descrição dos principais conceitos de geofísica de poço, finalmente, a descrição das técnicas de perfilagem, e dos tipos de perfis empregados neste trabalho, os quais são: raios gama, sônico,

resistividade, densidade e porosidade neutrônica. A descrição das áreas estudadas, que correspondem ao Campo de Namorado, localizado na Bacia de Campos/RJ, constitui o Capítulo 4. O Capítulo 5 corresponde à descrição sobre a metodologia da aplicação das técnicas de classificação supervisionada para a predição de curvas faltantes, com a utilização aos dados do Campo de Namorado. Os resultados obtidos, e sua discussão são mostrados no Capítulo 6. E, finalmente, no Capítulo 7, são relatadas as conclusões deste trabalho.

### **1.1. Objetivos**

Muitas vezes a extrapolação de dados obtidos por testemunhagem é realizada, para poços da vizinhança, através de análises de regressão por mínimos quadrados dos perfis geofísicos dos poços. Este procedimento, devido às complexidades geológicas e aos perfis tratados, conduz a resultados nem sempre confiáveis, especialmente em poços ou intervalos de poços com curvas faltantes. O objetivo deste trabalho é prover um método eficaz para a predição de perfis geofísicos faltantes de modo a permitir uma avaliação de formação mais completa e confiável. Com isso, serão aplicadas técnicas estatísticas de classificação supervisionada para a estimativa de perfis geofísicos de poços que, por quaisquer motivos, não foram corretamente registrados nos intervalos de interesse.

Espera-se que com a utilização de métodos estatísticos de classificação supervisionada aplicada à interpretação de dados de perfis de poços seja obtida uma base confiável para avaliação de perfis dos poços do campo de Namorado. O resultado de maior importância será a proposição de um método alternativo e de maior eficácia para a predição de perfis, em relação ao método tradicional de análise de regressão por mínimos quadrados.

### **1.2. Revisão bibliográfica**

Poucos fenômenos geológicos são compreendidos de modo a permitir uma abordagem determinística para realizar estimativas. Há incertezas nos pontos não amostrados, mas o tratamento estatístico baseia-se em modelos probabilísticos que reconhecem estas incertezas inevitáveis (SANTOS *et al.*, 2003).

Segundo SACCO (2007), com o avanço científico, novas tecnologias permitem determinar significativamente a qualidade do reservatório e fornecer maior segurança

e precisão na definição dos locais de perfuração. A utilização de aplicativos computacionais pode ser de grande auxílio, pois possibilita a integração de dados provenientes de diversas fontes e escalas, conferindo maior conhecimento do ambiente geológico e de suas características. Além disso, possibilita ajustes contínuos do modelo geológico oferecendo soluções rápidas como o carregamento de dados e atualização de informações em tempo quase real, com maior resolução das estruturas do reservatório, garantindo tomada de decisões mais precisas e rápidas.

É rotina, em diversos segmentos da área de E&P (Exploração e Produção) da indústria do petróleo, empregar métodos de regressão para estimar propriedades petrofísicas medidas pelas ferramentas de perfilagem em intervalos não-perfilados. Para isto, utilizam-se curvas de perfis como variáveis independentes. Como estas ferramentas são projetadas para registrar variações na porosidade, tipo de fluido e litologia, entre outras propriedades petrofísicas, admite-se que qualquer curva de perfil pode ser considerada função de outras variáveis (as outras curvas de perfis), medidas para os mesmos níveis de profundidade.

Do ponto de vista operacional, a rápida difusão destes métodos se deve, dentre outros fatores, às facilidades proporcionadas por novos programas e máquinas. Interfaces amigáveis de pacotes estatísticos, como SAS<sup>□</sup> e SPSS<sup>□</sup>, tornaram bastante simples a tarefa de construir modelos para a geração de curvas sintéticas (BUCHEB *et al.*, 1997).

Atualmente muitos estudos mostram uma boa aplicabilidade das técnicas da análise estatística multivariada no processamento e interpretação de dados geofísicos (COUTO, 1994). No caso da geofísica de poço, uma aplicação freqüentemente apresentada trata da identificação e separação das eletrofácies e a sua associação aos diversos litotipos atravessados pelo poço. Outros estudos, onde também se têm aplicado a estatística multivariada com sucesso, se referem a problemas da engenharia de reservatório (NITTERS *et al.*, 1995).

WILBERT (1986) afirma que se considera rotina operacional no re-estudo de campos de petróleo por perfis, a extrapolação, para os demais poços do campo, de parâmetros e procedimentos calibrados com litologias distinguíveis em poços testemunhados (litofácies), dentro de eletrofácies rastreáveis através de perfis. Segundo este mesmo autor, a caracterização das eletrofácies, normalmente se faz considerando suas respostas típicas em distintos perfis ou em associações de perfis por grupo litológico. O padrão de resposta eletrofácies, assumido como representativo de uma determinada situação litológica definida nos testemunhos por petrografia e ou

petrofísica, é rastreado pelo computador sobre dados digitalizados de perfis, ao longo de toda a área.

Sendo assim, é importante ter uma suíte de perfis completa para a determinação computacional mais precisa das eletrofácies. Como uma solução para aumentar a precisão desta caracterização, esta pesquisa visa obter curvas sintéticas faltantes de poços perfilados através de modelagem estatística.

### **1.3. Materiais e métodos**

A modelagem realizada neste trabalho foi desenvolvida utilizando o *software* SAS (*Statistical Analysis System*) Enterprise Guide<sup>®</sup> por ser considerado uma ferramenta de grande utilidade para tratamento de dados estatísticos e de fácil operação, sem a necessidade de se conhecer qualquer linguagem de programação. Neste software foram introduzidos *plug-ins* específicos, especialmente desenvolvidos pelo Projeto Perfil (CTPETRO/FINEP/PETROBRAS/UFRJ), os quais realizam análises automáticas de dados geofísicos, usando Análise de Agrupamento e Análise Discriminante, facilitando e otimizando a interpretação geológica dos perfis geofísicos de poços. Uma licença acadêmica do SAS<sup>®</sup>, encontra-se instalada no Laboratório de Petrofísica do Departamento de Geologia da Universidade Federal do Rio de Janeiro.

A base de dados utilizada nesta dissertação refere-se às informações do Campo de Namorado, disponibilizada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis para pesquisa pelas Universidades brasileiras.

O Campo de Namorado, em conjunto com outros campos da Bacia de Campos, representa o início da exploração petrolífera de sucesso no Brasil, iniciada na década de 70 e ainda é alvo de pesquisa, em que se salienta a importância econômica dos arenitos turbidíticos do Campo de Namorado e a representatividade geral dos reservatórios turbidíticos na produção petrolífera brasileira (BLAQUEZ *et. al.*, 2006).

CAPÍTULO 2

**Análise Multivariada**

## 2. TÉCNICAS DE ANÁLISE MULTIVARIADA

Técnicas de análise multivariada são métodos estatísticos que simultaneamente analisam múltiplas medidas sobre cada objeto sob investigação. Uma análise simultânea de mais de duas variáveis pode ser considerada uma análise multivariada.

Para a análise ser considerada multivariada todas as variáveis devem ser aleatórias e inter-relacionadas de maneira que seus diferentes efeitos não podem ser significativamente interpretados de forma separada. O seu propósito é medir, explicar e prever o grau de relacionamento entre variáveis estatísticas. Desse modo, o caráter multivariado consiste nas múltiplas variáveis estatísticas e não apenas no número de variáveis ou observações.

O valor estatístico é uma combinação linear de variáveis com pesos determinados pela técnica multivariada para atingir um objetivo específico. O valor estatístico de  $n$  variáveis ponderadas ( $X_1$  até  $X_n$ ) pode ser enunciada matematicamente como:

$$\text{Valor estatístico} = w_1X_1 + w_2X_2 + w_3X_3 + \dots + w_nX_n \quad (1)$$

onde  $X_n$  é a variável observada e  $w_n$  é o peso determinado pela técnica multivariada. O resultado é um único valor que representa uma combinação do conjunto inteiro de variáveis que melhor atinge o objetivo da análise multivariada específica. Em análise discriminante, a variável estatística é formada de modo a criar escores para cada observação que diferencie de forma máxima entre grupos de observações.

Há dois tipos básicos de dados: não-métricos (qualitativos) e métricos (quantitativos). Dados não-métricos são atributos, características ou propriedades categóricas que identificam ou descrevem um objeto. Descrevem diferenças em tipo ou espécie, indicando a presença ou ausência de uma característica ou propriedade. Por exemplo, uma rocha sedimentar não deve ser classificada como ígnea. Em contrapartida medidas de dados métricos são feitas de modo que os indivíduos podem ser identificados com diferenciados valores numéricos, como por exemplo, o valor do perfil de raios gama a um dado nível de profundidade em um poço.

A análise multivariada é um conjunto de técnicas para análise de dados, sendo as principais: análise de componentes principais e análise dos fatores comuns, regressão múltipla e correlação múltipla, análise discriminante múltipla, análise de variância e covariância, análise conjunta, correlação canônica, análise de agrupamentos (*clustering*) e escalonamento multidimensional, análise de correspondência, modelos

lineares de probabilidade e a modelagem de equações simultâneas/estruturais (HAIR *et al.*, 2005).

De um modo geral, as técnicas estatísticas de análise multivariada se dividem em:

- Técnicas de classificação supervisionada  
Que são aquelas que exigem o treinamento de uma regra em um conjunto de amostras para as quais se dispõe tanto das variáveis de entrada quanto da variável de saída. Nesta categoria se incluem as diversas modalidades de regra ou análise discriminante e a regra KNN.
- Técnicas de classificação não-supervisionada  
São aquelas que usam um conjunto de amostras de treinamento onde se dispõe apenas das variáveis de entrada. Neste caso a classificação é feita por agrupamento, onde amostras com propriedades próximas no espaço multidimensional são classificadas como pertencentes a um mesmo grupo ou classe. Trata-se de uma classificação por agrupamento (*clustering*) e depende da medida de similaridade (distância) adotada.

## 2.1. Análise Discriminante

A análise discriminante é a técnica estatística apropriada quando a variável dependente é categórica (não-métrica) e as variáveis independentes são métricas. Por isso é um método bastante apropriado para o reconhecimento de fácies sedimentares a partir de perfis geofísicos de poços. Em muitos casos, a variável dependente consiste em dois grupos ou classificações, por exemplo, masculino versus feminino ou alto versus baixo. Em outro caso mais de dois grupos são envolvidos. A análise discriminante é capaz de lidar com dois ou mais grupos.

Os objetivos primários da análise discriminante múltipla são entender diferenças de grupos e prever a probabilidade de que uma entidade (indivíduo ou objeto) pertença a uma classe ou grupo em particular com base em diversas variáveis independentes métricas.

A análise discriminante envolve determinar o valor de uma variável estatística, a combinação linear de duas (ou mais) variáveis independentes, que discriminarão melhor entre grupos definidos *a priori*. A discriminação é conseguida estabelecendo-se os pesos da variável estatística para cada variável para maximizar a variância entre

grupos relativa à variância dentro dos grupos. A combinação linear para uma análise discriminante, também conhecida como função ou regra discriminante, é determinada de uma equação que assume a seguinte forma:

$$Z_{jk} = a + W_1X_{1k} + W_2X_{2k} + \dots + W_nX_{nk} \quad (2)$$

onde

$Z_{jk}$  = escore Z discriminante da função discriminante j para o objeto k;

a = intercepto;

$W_i$  = peso discriminante para a variável independente i;

$X_{ik}$  = variável independente i para o objeto k.

DAVIS (1973) afirma que a análise discriminante estabelece combinações lineares ou funções classificatórias entre as diferentes variáveis (valores dos perfis, por exemplo) e que produzem a máxima diferença ou distinção entre os grupos previamente definidos.

A análise discriminante é a técnica estatística apropriada para testar a hipótese de que as médias de grupo de um conjunto de variáveis independentes para dois ou mais grupos são iguais. Para tanto, a análise discriminante multiplica cada variável independente por seu peso correspondente e soma esses produtos. O resultado é um escore Z discriminante composto para cada indivíduo na análise. Calculando a média dos escores discriminantes para todos os indivíduos em um grupo, conseguimos a média do grupo. Essa média de grupo é chamada de centróide. Quando a análise envolve dois grupos, há dois centróides; com três grupos, há três centróides e assim por diante. Os centróides indicam o local mais típico de qualquer indivíduo de um grupo particular, e uma comparação dos centróides de grupos mostra o quão afastados estão os grupos ao longo da dimensão testada.

O teste para a significância estatística da função discriminante é uma medida generalizada da distância entre os centróides de grupos. Ela é computada comparando as distribuições dos escores discriminantes para os grupos. Se a sobreposição nas distribuições é pequena, a função discriminante separa bem os grupos. Se a sobreposição é grande, a função é um discriminador pobre entre os grupos. Duas distribuições de escores discriminantes mostradas na Figura 01 ilustram melhor esse conceito. As áreas sombreadas representam as probabilidades de se classificar mal os objetos do grupo A como sendo pertencentes ao grupo B. Vê-se que no caso (b) o poder discriminante da variável Z é menor do que no caso (a), o que resulta numa maior área de superposição das distribuições individuais e numa maior

probabilidade de má classificação de uma dada amostra como pertencente ao grupo A ou ao grupo B.

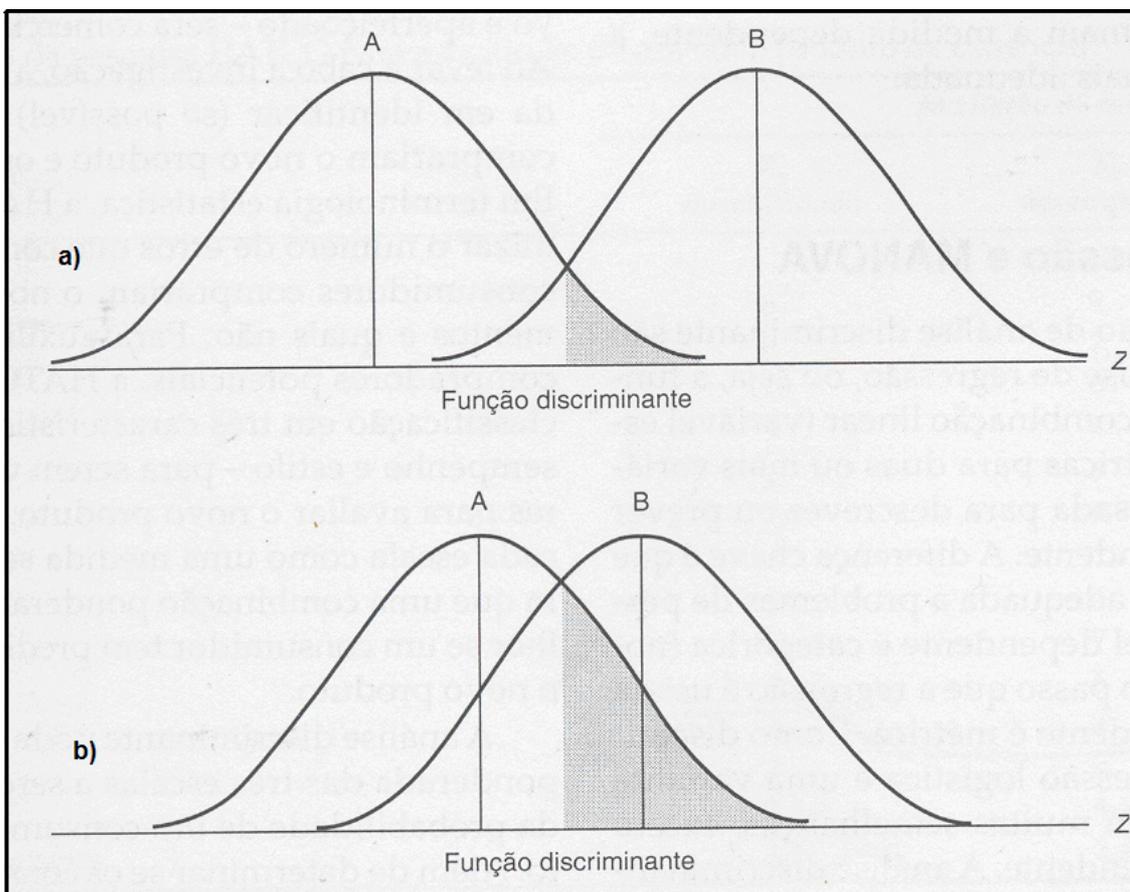


Figura 01 – Representação univariada de escores discriminantes. Extraída de HAIR *et al.*, (2005).

Na análise discriminante múltipla se há mais de dois grupos na variável dependente, a análise discriminante calcula mais de uma função discriminante, portanto calcula  $(NG - 1)$  funções, onde NG é o número de grupos. Cada função discriminante calcula um escore discriminante Z. No caso de uma variável dependente de três grupos, cada objeto terá um escore para funções discriminantes um e dois, permitindo que os objetos sejam representados graficamente em duas dimensões, com cada dimensão representando uma função discriminante. Logo, a análise discriminante não está limitada a uma única variável estatística, como ocorre na regressão múltipla, mas cria múltiplas variáveis estatísticas que representam dimensões de discriminação entre os grupos. Segundo ALMEIDA (ANÁLISE DISCRIMINANTE, online), a técnica de análise discriminante é semelhante à Regressão Múltipla, exceto que a variável dependente é métrica nesta última.

A análise discriminante supõe linearidade, normalidade e homocedasticidade (entre grupos) nas variáveis independentes, mas existe robustez na técnica para grandes amostras.

A análise discriminante segue o seguinte procedimento:

- Identifica as características onde existem as maiores diferenças entre os grupos.
- Produz um coeficiente ponderal discriminante para cada variável para refletir estas diferenças.
- Aloca cada observação a um grupo, usando os pesos e os escores de cada observação.

Segundo ALBUQUERQUE (2006), as regras discriminantes podem ser paramétricas – quando se supõe que as funções-densidade são parametrizadas, como por exemplo, funções multinormais – ou não-paramétricas – em caso contrário.

Dentre as regras paramétricas podem-se citar:

### **2.1.1. Regra Discriminante Linear:**

Gera uma função linear entre a variável dependente e as variáveis independentes. Para os objetivos deste trabalho a variável dependente é o perfil que se deseja estimar (chamado de perfil faltante) e as variáveis independentes são os perfis geofísicos conhecidos em um dado poço.

$$X = x_0 + x_1 \cdot GR + x_2 \cdot RHOB + x_3 \cdot ILD + x_4 \cdot NPHI + x_5 \cdot DT \quad (3)$$

### **2.1.2. Regra Discriminante Quadrática:**

Gera uma função do 2º grau entre cada variável dependente e as respectivas variáveis independentes (perfis).

$$Y = y_0 + y_1 GR + y_2 \cdot RHOB + y_3 \cdot DT + y_4 \cdot GR^2 + y_5 \cdot RHOB^2 + y_6 \cdot DT^2 + y_7 \cdot GR \cdot RHOB + y_8 \cdot GR \cdot DT + y_9 \cdot DT \cdot RHOB \quad (4)$$

Dentre as regras não-paramétricas temos, KNN (*K Nearest Neighbour*), Canônica e Linear passo-a-passo, que são detalhadas a seguir.

### 2.1.3. Regra Discriminante Linear Passo-a-passo:

Segundo HAIR *et al.* (2007), o método de busca seqüencial tem em comum a abordagem geral de estimar a equação de regressão com um conjunto de variáveis e então acrescentar seletivamente ou eliminar variáveis até que alguma medida de critério geral seja alcançada. Essa abordagem fornece um método objetivo para selecionar variáveis que maximizam a previsão com o menor número de variáveis empregadas. Na estimação passo-a-passo, em cada tratamento, as variáveis são individualmente avaliadas quanto a sua contribuição na previsão da variável dependente e acrescentadas ao modelo de regressão ou eliminadas do mesmo com base em sua contribuição relativa.

Ela permite examinar a contribuição de cada variável independente para o modelo de regressão. Todas as variáveis são testadas no modelo de regressão. Cada variável é considerada para inclusão antes do desenvolvimento da equação. A variável independente com a maior contribuição é acrescentada em um primeiro momento. Variáveis independentes são selecionadas para inclusão, com base em sua contribuição incremental sobre as variáveis já presentes na equação. O procedimento discriminante linear passo-a-passo é ilustrado na Figura 02.

As questões específicas em cada estágio da Figura 02 são as seguintes:

- a) Comece com o modelo de regressão simples no qual apenas a variável independente, que é a mais fortemente correlacionada com a variável dependente, é usada. A equação seria:

$$Y = b_0 + b_1X_1 \quad (5)$$

- b) Examine os coeficientes de correlação parcial para encontrar uma variável independente adicional que explique a maior parte estatisticamente significativa do erro remanescente da primeira equação de regressão.
- c) Recalcule a equação de regressão usando as duas variáveis independentes e examine o valor parcial F para a variável original no modelo para ver se esta ainda faz uma contribuição significativa, dada a presença da nova variável independente. Se não for o caso, elimine a variável original. Se a variável original ainda fizer uma contribuição significativa, a equação será:

$$Y = b_0 + b_1X_1 + b_2X_2 \quad (6)$$

d) Continue esse procedimento examinando todas as variáveis independentes não-presentes no modelo para determinar se alguma deveria ser incluída na equação. Se uma nova variável independente é incluída, examine todas as variáveis independentes previamente no modelo para julgar se elas devem ser mantidas. Um viés potencial no procedimento discriminante linear passo-a-passo resulta da consideração de apenas uma variável para seleção por vez. Suponha que as variáveis  $X_3$  e  $X_4$  explicassem juntas uma parte significativa da variância (cada uma, dada a presença da outra), mas nenhuma fosse significativa por si mesma. Nessa situação, nenhuma seria considerada para o modelo final.

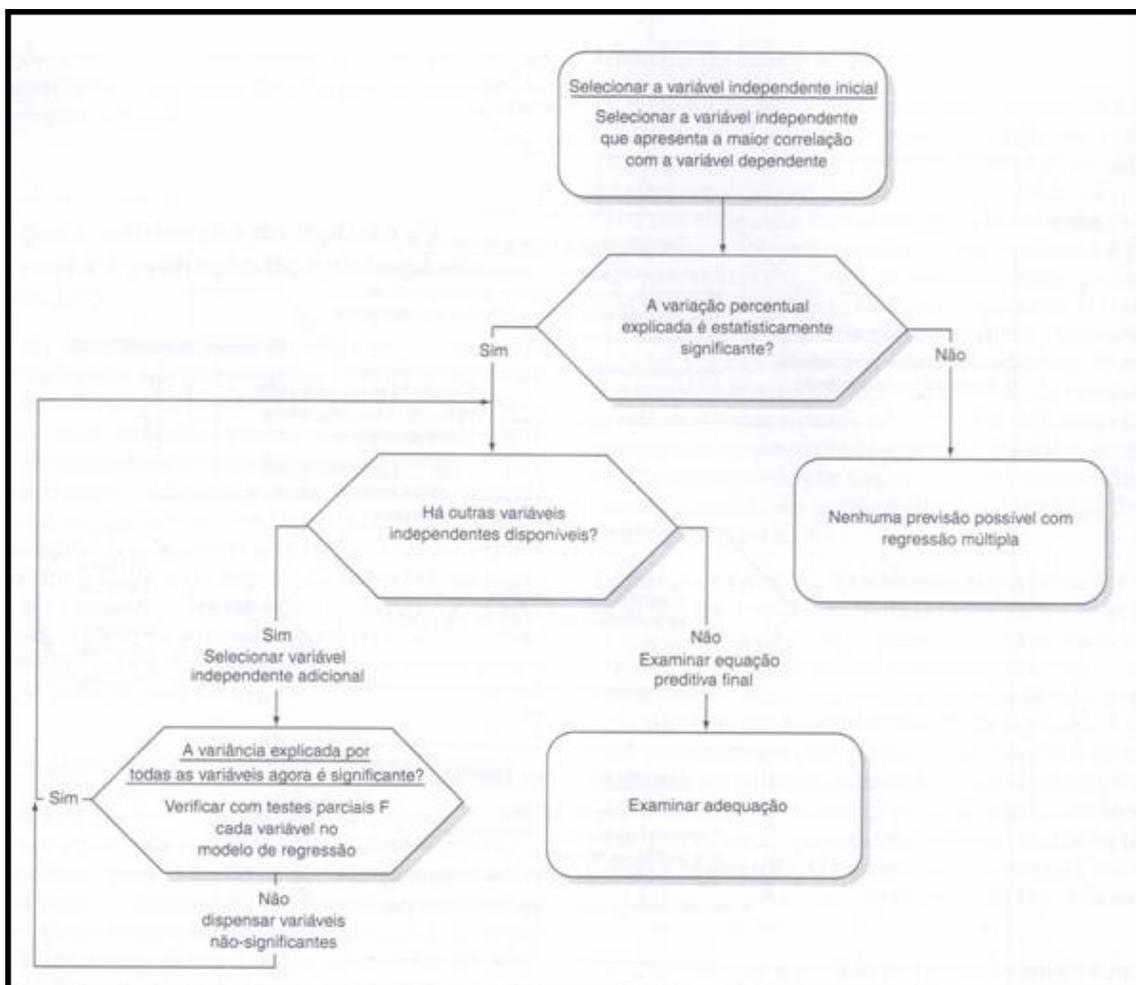


Figura 02 – Fluxograma do método de estimação Passo-a-passo (Extraída de HAIR *et al.*, 2005).

#### 2.1.4. KNN (*K – Nearest Neighbors*)

KNN é um classificador onde o aprendizado é baseado na analogia. O conjunto de treinamento é formado por vetores n-dimensionais e cada elemento deste conjunto representa um ponto no espaço n-dimensional.

Para determinar a classe de um elemento que não pertença ao conjunto de treinamento, o classificador KNN procura K elementos do conjunto de treinamento que estejam mais próximos deste elemento desconhecido, ou seja, que tenham a menor distância, no espaço n-dimensional, de acordo com uma dada métrica.

Estes K elementos são chamados de K-vizinhos mais próximos. Verifica-se quais são as classes desses K vizinhos e a classe mais freqüente será atribuída à classe do elemento desconhecido.

Abaixo tem-se as métricas mais comuns no cálculo de distância entre dois pontos, sendo que a mais utilizada, é a distância Euclidiana (KNN, online).

Seja  $X = (x_1, x_2, \dots, x_n)$  e  $Y = (y_1, y_2, \dots, y_n)$  dois pontos do  $R^n$ .

- A distância Euclidiana entre X e Y é dada por:

$$d(x,y) = [(x_1 - y_1)^2 + (x_2 - y_2)^2 + \dots + (x_n - y_n)^2]^{1/2} \quad (7)$$

- A distância Manhattan entre X e Y é dada por:

$$d(x,y) = |x_1 - y_1| + |x_2 - y_2| + \dots + |x_n - y_n| \quad (8)$$

- A distância Minkowski entre X e Y é dada por

$$d(x,y) = (|x_1 - y_1|^q + |x_2 - y_2|^q + \dots + |x_n - y_n|^q)^{1/q} \quad (9)$$

onde  $q \in N$ .

A distância Minkowski é a generalização das duas distâncias anteriores. Quando  $q$  é igual a 1, esta distância representa a distância de Manhattan e quando  $q = 2$ , a distância Euclidiana.

A distância euclidiana mede a similaridade entre dois objetos. Essencialmente, é uma medida do comprimento de um segmento de reta, no espaço n-dimensional, desenhado entre dois objetos (HAIR *et al.*, 2005).

Se cada variável possuir um peso relativo à sua importância, a distância Euclidiana ponderada pode ser representada como:

$$d(x,y) = [w_1 (x_1 - y_1)^2 + w_2 (x_2 - y_2)^2 + \dots + w_n (x_n - y_n)^2]^{1/2} \quad (10)$$

Pesos também podem ser aplicados às distâncias Manhattan e Minkowski.

KNN é um classificador que possui apenas um parâmetro livre (o número de K-vizinhos) que é controlado pelo usuário com o objetivo de obter uma melhor classificação.

Este processo de classificação pode ser computacionalmente exaustivo se considerado um conjunto com muitos dados. Para determinadas aplicações, no entanto, o processo é bem aceitável.

Na Figura 03 tem-se um exemplo de classificação KNN com dois atributos, três classes e dois pontos desconhecidos: 1 e 2. Deseja-se classificar estes dois pontos através dos 7 vizinhos mais próximos.

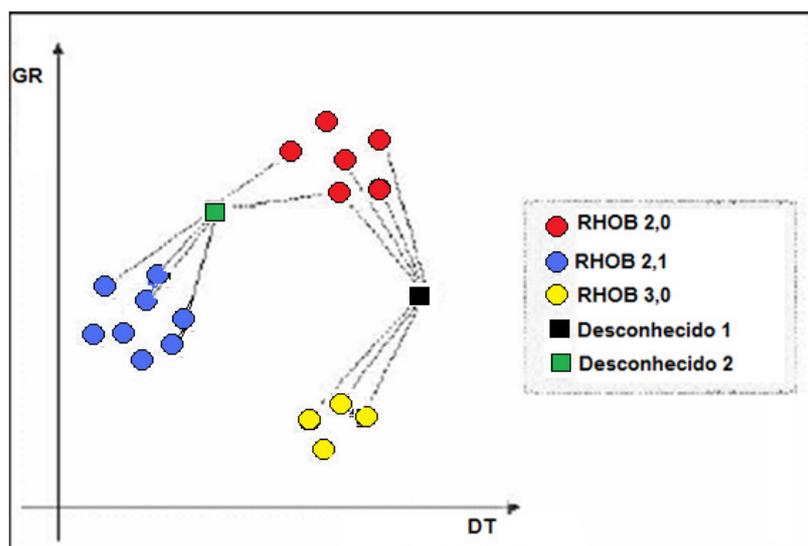


Figura 03 - Classificação pelo método KNN. Fonte: (KNN, online).

Analisando a classe predominante dos 7 vizinhos mais próximos, o ponto desconhecido 1 será classificado como um ponto pertencente a classe B e o ponto desconhecido 2 como um ponto pertencente a classe A.

Como já foi dito acima, este processo de classificação pode ser computacionalmente exaustivo, por este motivo, há uma variação mais rápida deste algoritmo.

Esse outro processo seleciona pontos que estão dentro de uma hiper-esfera de raio R (decidido pelo usuário) e a classe predominante dentro desta hiper-esfera será a classe do ponto desconhecido. A desvantagem deste processo é que pode existir hiper-esfera sem qualquer ponto.

A Figura 04 mostra o exemplo da Figura 03 com o algoritmo modificado.

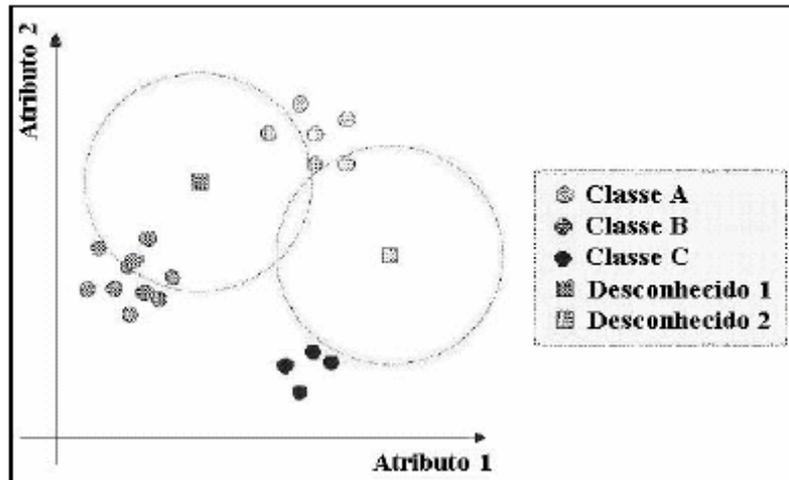


Figura 04 - Classificação pelo método KNN, de acordo com o algoritmo das hiper-esferas. Fonte: (KNN, online).

Os vizinhos dos pontos desconhecidos 1 e 2 são os pontos pertencentes ao círculo centrado no ponto desconhecido 1 e 2, respectivamente. Nesse algoritmo o ponto desconhecido 1 será classificado como um ponto pertencente a classe B pois existem 5 pontos dentro ou parcialmente dentro do círculo centrado no ponto desconhecido 1. O ponto desconhecido 2 será classificado como um ponto pertencente a classe A pois existe somente um ponto da classe A dentro do círculo centrado no ponto desconhecido 2.

### 2.1.5. Correlação Canônica

Segundo HAIR (2006), a análise de correlação canônica é um modelo estatístico multivariado que facilita o estudo de inter-relações entre conjuntos de múltiplas variáveis dependentes e múltiplas variáveis independentes.

A análise de correlação canônica é o membro mais generalizado da família de técnicas estatísticas multivariadas. Está diretamente relacionada com diversos métodos de dependência. A meta da correlação canônica é quantificar a força da relação, entre os conjuntos de variáveis dependentes e independentes. Ela corresponde à análise fatorial na criação de composições de variáveis. Também se assemelha à análise discriminante por conta de sua habilidade em determinar dimensões independentes (semelhantes às funções discriminantes) para cada

conjunto de variáveis, com o objetivo de produzir a máxima correlação entre as dimensões. Assim, a correlação canônica identifica a estrutura ótima ou a dimensionalidade de cada conjunto de variáveis independentes e dependentes.

A análise de correlação canônica lida com a associação entre composições de conjuntos de múltiplas variáveis dependentes e independentes. Ao fazer isso, desenvolve diversas funções canônicas independentes que maximizam a correlação entre as composições lineares, também conhecidas como variáveis estatísticas canônicas, as quais são conjuntos de variáveis dependentes e independentes. Cada função canônica é realmente baseada na correlação entre duas variáveis estatísticas canônicas, uma para as variáveis independentes e outra para as dependentes. Uma característica singular da correlação canônica é que as variáveis estatísticas são obtidas para maximizar sua correlação. Além disso, a correlação canônica não termina com a derivação de uma única relação entre os conjuntos de variáveis. Em vez disso, diversas funções canônicas (pares de variáveis estatísticas canônicas) podem ser obtidas.

Os problemas referentes ao impacto do tamanho da amostra (pequena ou grande) e à necessidade de um número suficiente de observações por variável freqüentemente são encontrados com correlação canônica. Tamanhos amostrais muito pequenos não irão representar bem as correlações, obscurecendo assim quaisquer relações significativas. Amostras muito grandes terão uma tendência a indicar significância estatística em todos os casos, mesmo onde significância prática não é indicada.

CAPÍTULO 3

**Perfilagem de Poços**

### **3. GEOFÍSICA DE POÇO**

Geofísica é o estudo da Terra usando medidas físicas tomadas na sua superfície. Nem sempre é fácil estabelecer uma fronteira entre Geologia e Geofísica. A diferença fica, primariamente, no tipo de dados com os quais se manipula.

A Geologia envolve o estudo da Terra através de observações diretas de rochas que estão expostas na superfície ou de amostras retiradas de poços perfurados com esta finalidade e a conseqüente dedução de sua estrutura, composição e história geológica pela análise de tais observações.

A Geofísica, por outro lado, envolve o estudo daquelas partes profundas da Terra que não podemos ver através de observações diretas, medindo suas propriedades físicas com instrumentos sofisticados e apropriados, geralmente colocados na superfície. Também inclui a interpretação dessas medidas para se obter informações úteis sobre a estrutura e sobre a composição daquelas zonas inacessíveis de grandes profundidades.

A distinção entre estas duas linhas de ciências da Terra não é muito bem percebida. Perfis de Poços, por exemplo, são largamente usados em estudos geológicos, embora eles apresentem resultados meramente obtidos em observações instrumentais. O termo "Geofísica de Poço" é usado para designar medições geofísicas que envolvem o ambiente de poço, total ou parcialmente, incluindo a atividade de perfilagem de poços.

De uma maneira geral, a Geofísica fornece as ferramentas para o estudo da estrutura e composição do interior da Terra. Quase tudo o que conhecemos sobre a Terra, abaixo de limitadas profundidades que os poços e as minas subterrâneas atingem, provém de observações geofísicas. A existência e as propriedades da crosta terrestre, do manto e do núcleo foram basicamente determinadas através de observações das ondas sísmicas geradas por terremotos, assim como por medições das propriedades gravitacionais, magnéticas e térmicas da Terra.

Muitas das ferramentas e técnicas desenvolvidas para tais estudos têm sido usadas na exploração de hidrocarbonetos e de minérios. Ao mesmo tempo, os métodos geofísicos usados nas aplicações de prospecção têm sido aplicados em pesquisas mais acadêmicas sobre a natureza do interior da Terra.

Dentre os diversos métodos geofísicos usados para prospecção e pesquisa, os principais métodos que usam leituras realizadas na superfície do terreno são gravitacional, magnético, elétricos e eletromagnéticos (diversas variantes), sísmicos (reflexão e refração) e radioativo. A perfilagem de poços se constitui, em geral, na adaptação de todos esses métodos para a realização de leituras ao longo da parede de um poço (A Geofísica, online).

### **3.1. Perfilagem de Poços**

A atividade de perfilagem de poços de petróleo no Brasil teve seu início no final da década de 40, seguindo a tendência mundial de avaliar os reservatórios de hidrocarbonetos por meio de métodos elétricos.

Aos primeiros registros, interpretados de forma artesanal, seguiram-se as aquisições de propriedades elétricas, acústicas e radioativas de forma sistemática, após a perfuração dos poços. Todos os serviços eram registrados em forma analógica, reproduzidos em filmes e com cópias em papel. No final da década de 70, chegaram as primeiras unidades informatizadas, permitindo o registro digital dos dados e a utilização de conjuntos combinados de ferramentas (RODRIGUEZ *et al.*, 1998).

O perfil de um poço é a imagem visual, em relação à profundidade, de uma ou mais características ou propriedades das rochas perfuradas (resistividade elétrica, potencial eletroquímico natural, tempo de trânsito de ondas mecânicas, radioatividade natural ou induzida, etc.). Tais perfis, obtidos através do deslocamento contínuo de um sensor de perfilagem (sonda) dentro do poço, são tradicionalmente denominados de perfis elétricos, independente do processo físico de medição utilizado (TRIGGIA *et al.*, 2001).

Segundo ROCHA (2003), em exploração de petróleo, existem diversos tipos de perfis, com aplicações as mais variadas, todos com o objetivo de melhor avaliar as formações geológicas quanto à ocorrência de uma jazida comercial de hidrocarbonetos.

Entende-se por “Avaliação de Formações” as atividades e estudos que visam determinar, em termos qualitativos e quantitativos, o potencial de uma jazida petrolífera. Para tanto, são necessários alguns procedimentos, tais como: a perfuração do poço pioneiro, a verificação dos indícios que podem proporcionar a suspeição da presença de hidrocarbonetos na formação, a perfilagem a poço aberto e os testes de

formação, que são testes preliminares para estimar a capacidade de produção de fluidos em um poço.

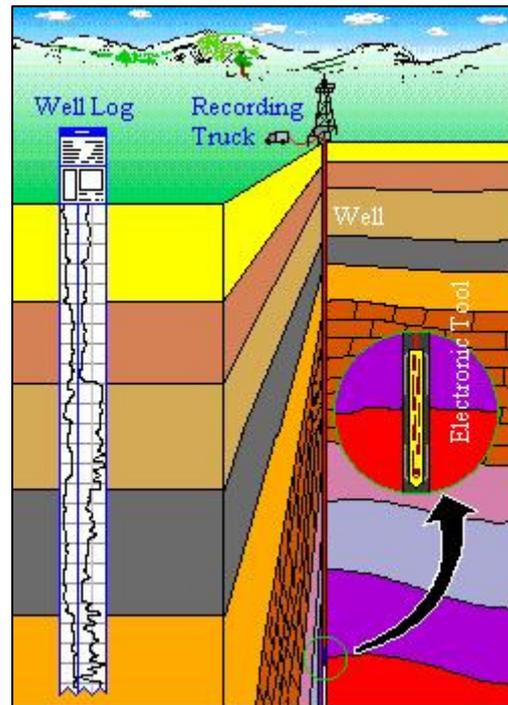


Figura 05 – Esquema ilustrativo da perfilagem a cabo em poço terrestre (BERTULANI, online)

A perfilagem a poço aberto (Figura 05), executada após a perfuração do poço, permite obter informações importantes a respeito das formações atravessadas pelo poço: litologia (tipo de rocha), espessura, porosidade, argilosidade, radioatividade da formação, prováveis fluidos existentes nos poros e suas respectivas saturações, etc. Os tipos de perfis mais utilizados são: Potencial Espontâneo (SP); Sônico (DT); Raios Gama (GR); Indução (ILD); Neutrônico (NPHI) e Densidade (RHOB).

### **3.2. Descrição dos tipos mais comuns de perfis**

A seguir será apresentada uma descrição básica dos perfis utilizados nesta dissertação.

#### **3.2.1. Perfil de Raios Gama (GR)**

Este perfil detecta a radioatividade natural da formação geológica. Utilizado para a identificação de minerais radioativos e para o cálculo do volume de argilominerais ou argilosidade (TRIGGIA *et al.*, 2001).

De modo geral, SOARES (2002) explica que as rochas são mais ou menos radioativas a depender da maior ou menor quantidade de elementos radioativos presente. Existem três elementos radiativos que são relativamente abundantes no ambiente geológico: Urânio, Potássio e Tório. Portanto, a radioatividade natural medida nas rochas é basicamente oriunda da presença destes três elementos na composição dos minerais e rochas.

Qualquer elemento radioativo natural ocorre originalmente nas rochas ígneas, os quais, durante os processos de erosão e redistribuição dos fragmentos, são espalhados dentro das rochas sedimentares e na água do mar.

As argilas ou folhelhos são elementos mais naturalmente radioativos entre as rochas sedimentares, devido à sua habilidade em reter íons metálicos, entre eles Urânio e Tório.

Para se obter um perfil GR, basta um detector de radioatividade do tipo cintilômetro (detector mais usado atualmente), deslocando-se a uma velocidade uniforme dentro de um poço. Esses detectores são afetados principalmente pelos raios gama (energia eletromagnética), após descarte pelo próprio corpo metálico da sonda, das radiações alfa e beta (partículas). A curva assim registrada, em relação à profundidade, é denominada de perfil de raios gama.

#### **3.2.2. Perfil de Nêutrons (NPHI)**

Os perfis mais antigos medem a quantidade de raios gama de captura após excitação artificial através de bombardeio dirigido de nêutrons rápidos. Os mais modernos medem a quantidade de nêutrons epitermais e/ou termiais da rocha após o bombardeio. São utilizados para estimativas de porosidade, litologia e detecção de

fraturas e apoio à sísmica para a elaboração de sismogramas sintéticos (TRIGGIA *et al.*, 2001).

As ferramentas neutrônicas são constituídas de uma fonte de nêutrons e de um, dois ou quatro detectores. A fonte emite nêutrons rápidos, os quais penetram nas camadas adjacentes ao poço. Através das sucessivas e múltiplas colisões elásticas os nêutrons perdem parte da energia com que foram lançados. Esta perda de energia depende da massa relativa ou seção eficaz do núcleo com o qual o nêutron colide. Verifica-se que a maior quantidade de perda ocorre justamente quando os nêutrons se chocam com núcleos de massa praticamente igual à sua, portanto, com um núcleo de hidrogênio.

Após sucessivas colisões, os nêutrons diminuem sua velocidade e energia, até atingirem o nível termal do meio. A partir deste momento, eles se difundem erraticamente, sem mais perda de energia, até serem capturados por núcleos do meio, não obrigatoriamente hidrogênio. O núcleo que a captura se torna excitado e emite raios gama de alta energia, para poder retornar a sua estabilidade. Essa radiação, chamada de raios de gama de captura, é então captada pelos sensores da sonda.

O elemento hidrogênio é encontrado não somente na água, mas também nos hidrocarbonetos, preenchendo os espaços porosos das rochas. Alguns óleos, a depender de sua densidade, têm aproximadamente a mesma concentração de hidrogênio, por unidade de volume, que a água; já o gás, ou os óleos leves (condensados), apresenta uma concentração de hidrogênio substancialmente menor, fazendo com que esta ferramenta, combinada com o perfil de densidade, se torne um ótimo indicador para a identificação da presença de gás nas rochas reservatórios (SOARES, 2002). A principal curva desse perfil, nomeada NPHI, representa a porosidade total da formação.

### **3.2.3. Perfil de Indução (ILD)**

Fornece leitura aproximada da resistividade elétrica das partes mais internas de investigação ( $R_t$ ) das rochas em torno do poço, através da medição de campos elétricos e magnéticos induzidos nas rochas (TRIGGIA *et al.*, 2001). Este perfil foi desenvolvido no final de 1949 para medir a resistividade das camadas, em poços contendo lamas não condutivas (base de óleo, gás ou ar), onde não seria possível operar com o perfil elétrico convencional (ES).

As ferramentas modernas possuem várias bobinas, entretanto, para simplificar o entendimento do princípio deste perfil, consideremos apenas duas bobinas: uma transmissora e outra receptora. A bobina transmissora, coaxial ao poço, é energizada por um oscilador de corrente alternada, preciso e de alta frequência (20 KHz), gerando um campo eletromagnético perpendicular e de mesma frequência em sua volta. O campo assim gerado penetra radialmente na lama e nas camadas defronte a bobina transmissora. As rochas sedimentares são formadas por poros interconectados preenchidos por soluções eletrolíticas, constituindo-se de um ótimo meio condutor, como se fossem infinitos “fios elétricos”, interligados, formando uma bobina de rocha. A intensidade do campo magnético secundário gerado como resposta da bobina de rocha acima mencionada, que é detectado pela bobina receptora, é proporcional a quantidade de elementos condutores presente nas rochas (SOARES, 2002).

#### **3.2.4. Perfil Sônico (DT)**

Este perfil mede a diferença nos tempos de trânsito de uma onda mecânica através das rochas. É utilizado para estimativas de porosidade, correlação poço a poço, estimativas do grau de compactação e das constantes elásticas das rochas, detecção de fraturas e apoio à sísmica para a elaboração de sismogramas sintéticos e conversão tempo-profundidade (TRIGGIA *et al.*, 2001).

A velocidade do som varia segundo o meio em que as ondas se propagam. Ela é mais rápida nos sólidos que nos líquidos e gases, assim como a velocidade cresce com o aumento da compactação ou a diminuição da porosidade das rochas. Velocidade de propagação maior significa tempo menor. Assim, o tempo gasto por uma onda sonora nos sólidos, para percorrer uma mesma distância fixa, é bem menor que nos líquidos ou nos gases.

O princípio básico deste perfil requer a utilização de um transmissor de energia acústica, de frequência ultra-sônica, e pelo menos dois receptores. O impulso sonoro emitido com uma frequência constante, pelo transmissor, se propaga nas camadas até vir a ativar sucessivamente dois receptores localizados, na sonda de perfilagem, a distâncias fixas e pré-determinadas. Mede-se, portanto, não o tempo gasto pelo som para atingir ambos receptores, mas sim o tempo gasto no percurso, na rocha, para percorrer uma distância igual à separação entre os receptores. Em outras palavras, mede-se uma diferença de tempo de propagação (tempo de trânsito) que é

normalmente expressa em microssegundo por pé. A curva DT apresenta os valores de tempo de trânsito da onda compressional como função da profundidade.

### 3.2.5. Perfil de Densidade (RHOB)

Detecta os raios gama defletidos pelos elétrons orbitais dos elementos componentes das rochas, após terem sido emitidos por uma fonte colimada de raios gama situada dentro do poço. Além da densidade das camadas, permite o cálculo da porosidade e a identificação das zonas de gás. É utilizado também como apoio à sísmica para o cálculo do sismograma sintético e como curva auxiliar no reconhecimento litológico (TRIGGIA *et al.*, 2001).

Este perfil é um registro contínuo das variações das massas específicas das rochas atravessadas por um poço. No caso de rochas porosas, a medição realizada pelo perfil inclui tanto a densidade da matriz, constituinte da rocha, como a do fluido contido no espaço poroso. Por isso, a sua curva principal, RHOB, é a junção da letra grega  $\rho$  - que representa a densidade, com a letra B - de *Bulk* - palavra inglesa que se refere a um conjunto por inteiro.

A medição da densidade total de uma rocha, com o Perfil de Densidade, é realizada através de um feixe monoenergético de raios gama que bombardeia as paredes do poço. Para que isso seja possível, a ferramenta dispõe de um patim metálico com uma fonte radioativa, geralmente de Césio-137, pressionada contra as paredes do poço.

O feixe monoenergético de raios gama, de intensidade definida, logo ao sair da fonte, choca-se sucessivamente com os elétrons das formações, perdendo continuamente intensidade. A mudança de intensidade do feixe original é função da densidade eletrônica das rochas. Quanto mais densa for a formação menor a intensidade da radiação no detector e vice-versa, uma vez que a distância fonte-receptor é fixa. Como o número de elétrons por unidade de volume é proporcional à densidade das formações, deduz-se que este perfil responde diretamente à densidade da formação e inversamente à sua porosidade (SOARES, 2002).

CAPÍTULO 4  
**A Bacia de Campos**

#### 4. A BACIA DE CAMPOS

A Bacia de Campos está situada no litoral dos Estados do Rio de Janeiro e do Espírito Santo. Esta bacia abrange uma área de 115.800 km<sup>2</sup> até a lâmina d'água de 3.000 metros. Uma pequena parte dessa área se estende para terra. Nesta década a bacia foi alvo de levantamento sísmico 2D do tipo *spec survey*. A interação dos elementos do sistema petrolífero resultou num sincronismo ideal de geração, migração e trapeamento de hidrocarbonetos tornando esta bacia a mais prolífica do Brasil, com a descoberta de enormes volumes de óleo e gás.

Especificamente esta bacia situa-se entre os paralelos 21 e 23 sul. Seu limite norte - com a Bacia do Espírito Santo - ocorre no Alto de Vitória, e o limite sul - com a Bacia de Santos - no Alto de Cabo Frio. Dentre as bacias costeiras brasileiras desprovidas de afloramentos, a Bacia de Campos é a geologicamente mais conhecida, graças à perfuração de mais de 1000 poços. As informações de subsuperfície são amplamente enriquecidas por uma extensa malha sísmica de 350.000 km e por levantamentos gravimétricos e magnetométricos (RANGEL *et. al.*, 1994). De acordo com este último autor, a primeira carta estratigráfica foi elaborada por SCHALLER (1973), com base nas informações provenientes de poucos poços exploratórios. Posteriormente, BELTRAMI *et. al.* (1982) procederam a uma atualização do diagrama estratigráfico da Bacia de Campos.

A grande quantidade de dados hoje disponível possibilitou a montagem de um arcabouço estratigráfico consideravelmente mais detalhado que os anteriores, conforme apresentado na Figura 06.

Os reservatórios são compostos por rochas siliciclásticas, carbonáticas e rochas ígneas fraturadas. Elas variam na idade do hauterviano (cretácio inferior) ao mioceno. O mecanismo de trapa envolve elementos estruturais, estratigráficos, diagenéticos e paleo-geomórficos. A produção de cada campo está sendo desenvolvida por diferentes métodos, os quais variam primariamente com a lâmina d'água das acumulações, como também com a tecnologia disponível (FIGUEIREDO *et al.*, 1984).

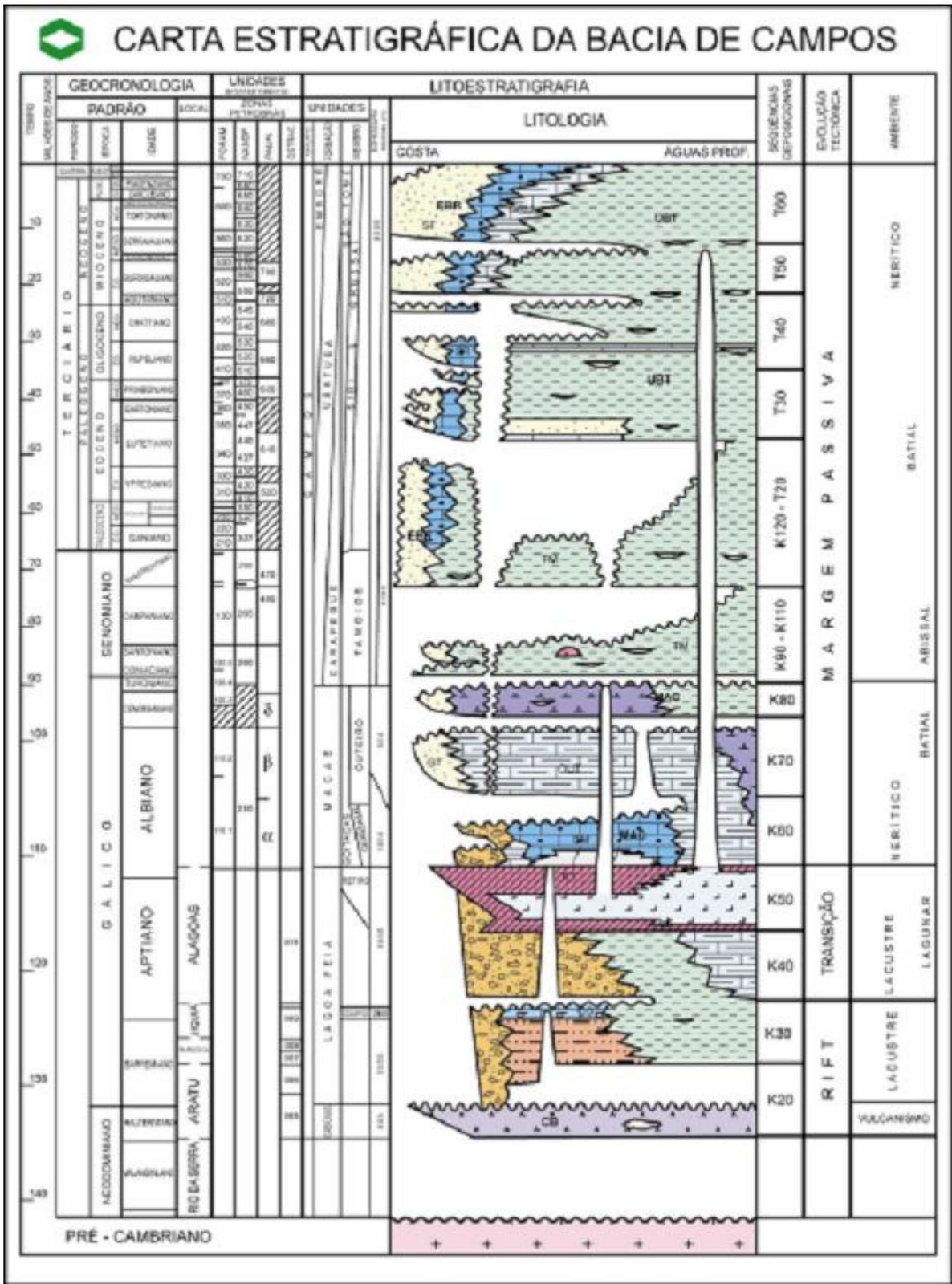


Figura 06 - Carta cronoestratigráfica da Bacia de Campos (Fonte: RANGEL *et al.*, 1994).

O Campo de Namorado é um dos maiores produtores de óleo da Bacia de Campos, sendo o terceiro maior em produção acumulada na bacia (FARIA *et al.*,

2001). Entre 1978 e 1984, foram descobertas por volta de 40 acumulações em profundidades rasas a moderadas (80m a 600m) contidas em intervalos arenosos da bacia. Estas incluem os campos gigantes de Linguado, Carapeba, Vermelho e Marimbá, com volumes originais recuperáveis de óleo de 130,15 Mbbl, 183,81 Mbbl, 121,55 Mbbl e 174,18 Mbbl, respectivamente. Os campos Marlim, Albacora e Namorado são os mais importantes campos da Bacia de Campos (FIGUEIREDO *et al.*, 1984).



Figura 07- Mapa da Bacia de Campos mostrando a distribuição dos campos de óleo descobertos até 1999 (MELLO *et al.*, 2000).

Segundo SCHALLER (1973), a área sedimentar engloba uma superfície de 20.000 km<sup>2</sup> limitada ao norte pelo “Arco de Vitória”, ao sul pelo “Arco de Cabo Frio”, a oeste por um sistema de falhas SW-NE, que põe os sedimentos em contato com o embasamento, e a leste, a cerca de 100-150 km da costa, pelo talude da plataforma continental. Sobre a parte emersa da bacia se delinea um pequeno sistema deltáico, de idade holocênica, do tipo destrutivo dominado por ondas (Figura 08).

A Bacia de Campos é uma das maiores bacias do tipo atlântica produtora de margem passiva no mundo. Isto pode ser explicado pelo adequado tempo entre a geração, migração e trapeamento do óleo – principalmente em estruturas associadas com o tectonismo do sal. Grandes quantidades de óleo foram expulsas do *rift* de folhelhos lacustres da Formação Lagoa Feia durante o Terciário, as quais migraram para estruturas formadas previamente. O sal, proveniente de tectonismos, ficou

estruturalmente sobre as rochas geradoras, servindo como mecanismo de trapeamento para a formação dos reservatórios (FIGUEIREDO, 1984).

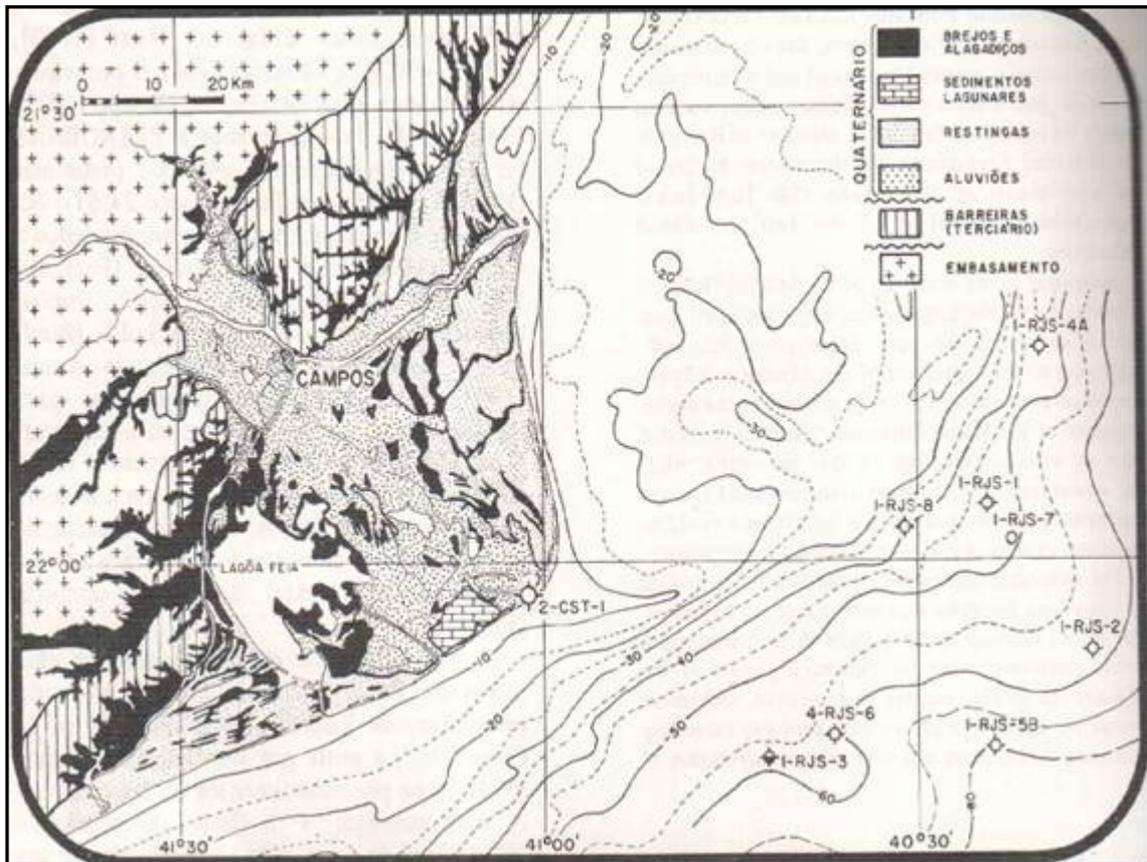


Figura 08 - Mapa do sistema deltáico da Bacia de Campos (SCHALLER, 1973).

#### 4.1. Evolução, estrutura e estratigrafia

A Bacia de Campos é uma bacia típica de margem divergente, coincidindo nos seus aspectos gerais com a história evolutiva das demais bacias da costa leste.

Apresenta características na sua evolução tectono-sedimentar que a tornam singular em termos de potencial petrolífero. Fatores como baixo grau de afinamento crustal, reativação das fontes de sedimentos, intensa tectônica adiastrófica e as variações globais do nível do mar no Neocretáceo e Terciário interagiram de forma tal que propiciaram a acumulação de enorme volume de hidrocarbonetos.

Genericamente pode-se individualizar três grandes unidades com características tectono-sedimentares distintas: Seqüência Continental, englobando os basaltos da Formação Cabiúnas e parte dos sedimentos continentais da Formação Lagoa Feia, afetados pela tectônica rifte; Seqüência Transicional, caracterizada pela disposição

marinha franca (carbonática no início e predominantemente siliciclástica posteriormente), afetada por intensa tectônica adiastrófica (DIAS *et al.*, 1990).

A Bacia de Campos foi originada durante a quebra do paleo-continente *Gondwana* no cretáceo inferior. Intensa atividade vulcânica com derramamento de basalto toleítico precedeu a formação de um grande *rift* que foi posteriormente preenchido com sedimentos lacustres e aluviais. Deposições carbonáticas ocorreram, acumulando espessas camadas de coquinas que constituem reservas de óleo em algumas áreas. Com o fim da fase de rifteamento, ocorreu o soerguimento causado por uma inconformidade. A deposição pós-rifte iniciou com a formação da mega-seqüência transicional e terminou com a sedimentação da mega-seqüência marinha. Durante estes estágios os fatores controladores foram subsidência térmica, mudanças globais do nível do mar, aporte de sedimentos e paleoclima (FIGUEIREDO *et al.*, 1984).

A Bacia de Campos, assim como outras bacias sedimentares brasileiras, é marcada por uma inconformidade regional, de idade aptiano inferior, que define o limite entre dois tipos estruturais distintos (Figura 09). O falhamento ocorrido no cretáceo inferior afeta, em geral, o embasamento vulcânico e os depósitos *sin-rifte*. Falhas de blocos estão dispostas em uma série de *horsts* e *grabens* limitados por falhas normais sintéticas e antitéticas com rejeitos de até 2500m e orientadas de acordo com os lineamentos estruturais de campos pré-cambrianos adjacentes. A estruturação dos depósitos pós-inconformidade foi controlada pela instabilidade dos evaporitos no período aptiano superior, que resultou no basculamento da bacia na direção leste. Este tipo de tectonismo acredita-se ter controlado as fácies sedimentares e a formação de trapas para a maioria das acumulações de óleo na bacia (FIGUEIREDO *et al.*, 1984).

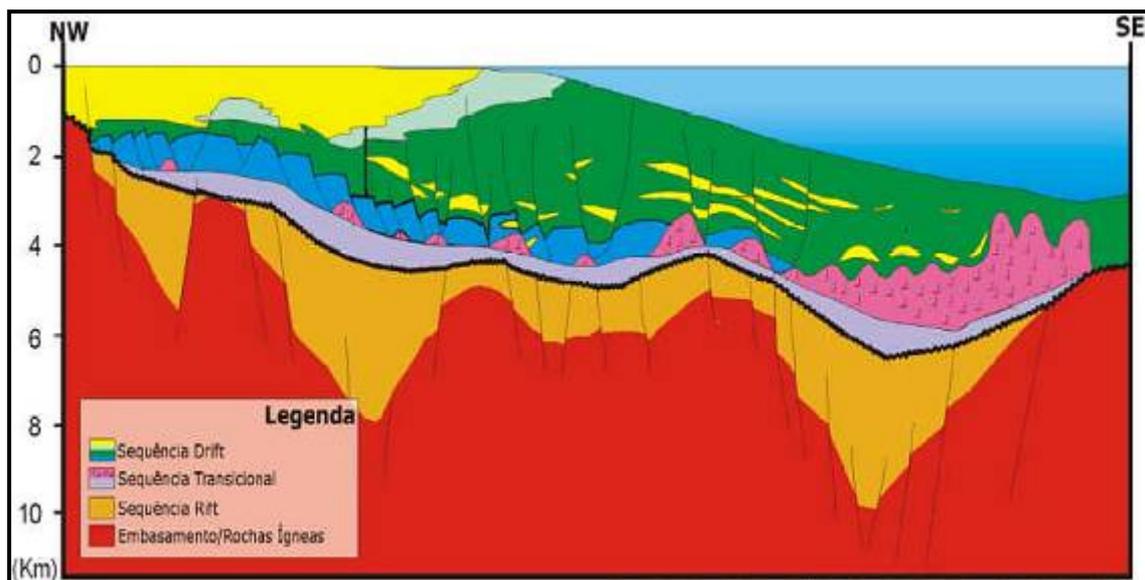


Figura 09 - Seção geológica da bacia de campos. Fonte: BERTULANI, online.

Outra significativa característica da estrutura, como descrito por FIGUEIREDO *et al.* (1984), é uma linha de curvatura delineada pela falha Campos que é orientada paralela à bacia marginal. Esta inclinação está na linha limite da porção rasa da bacia, onde sedimentos terciários depositam diretamente sobre rochas do embasamento.

Segundo DIAS *et al.* (1990), os falhamentos da fase rife na Bacia de Campos mostram razoável paralelismo com os principais alinhamentos do embasamento pré-Cambriano adjacente, admitindo-se que o fraturamento crustal do Eocretáceo tenha aproveitado as discontinuidades pré-mesozóicas existentes. Importante alinhamento desta fase é o que separa a área de ocorrência dos sedimentos cretácicos da área de embasamento raso (Falha-Charneira de Campos).

Estes alinhamentos são regionais e afetam não só o embasamento cristalino, mas também se prolongam através dos sedimentos, o que sugere uma persistência de movimentação até tempos não muito remotos (SCHALLER, 1973).

No mesmo sentido dos lineamentos mais proeminentes se orientam também os elementos estruturais básicos da bacia. Estes são constituídos por uma plataforma rasa ocupando a borda oeste; uma depressão de origem tafrogênica, designada como “baixo de São Tomé”, ocupando a parte central da bacia e que, de acordo com os resultados dos levantamentos gravimétricos se estende até as proximidades da foz do rio São João; e para leste, uma cadeia de altos conhecida como “altos regionais do leste”. Daí, para o oriente, a bacia se estende talude abaixo. Ao longo deste existem evidências de deformações às quais se atribui uma origem halocinética. Todo o

conjunto apresenta uma tendência regional de mergulhos orientados para o nordeste (SCHALLER, 1973).

RANGEL *et al.* (1994), montou um arcabouço estratigráfico consideravelmente mais detalhado (Figura 06) que o proposto por SCHALLER (1973), mostrado na Figura 10, que inicialmente dividiu a seção sedimentar da Bacia de Campos, com uma espessura máxima estimada em 6.000 a 8.000 metros, em quatro unidades; Formação Lagoa Feia, Formação Macaé, Formação Campos e Formação Emboré. Para RANGEL *et al.* (1994), o Grupo Campos compreende as formações Ubatuba, Carapebus e Emboré.

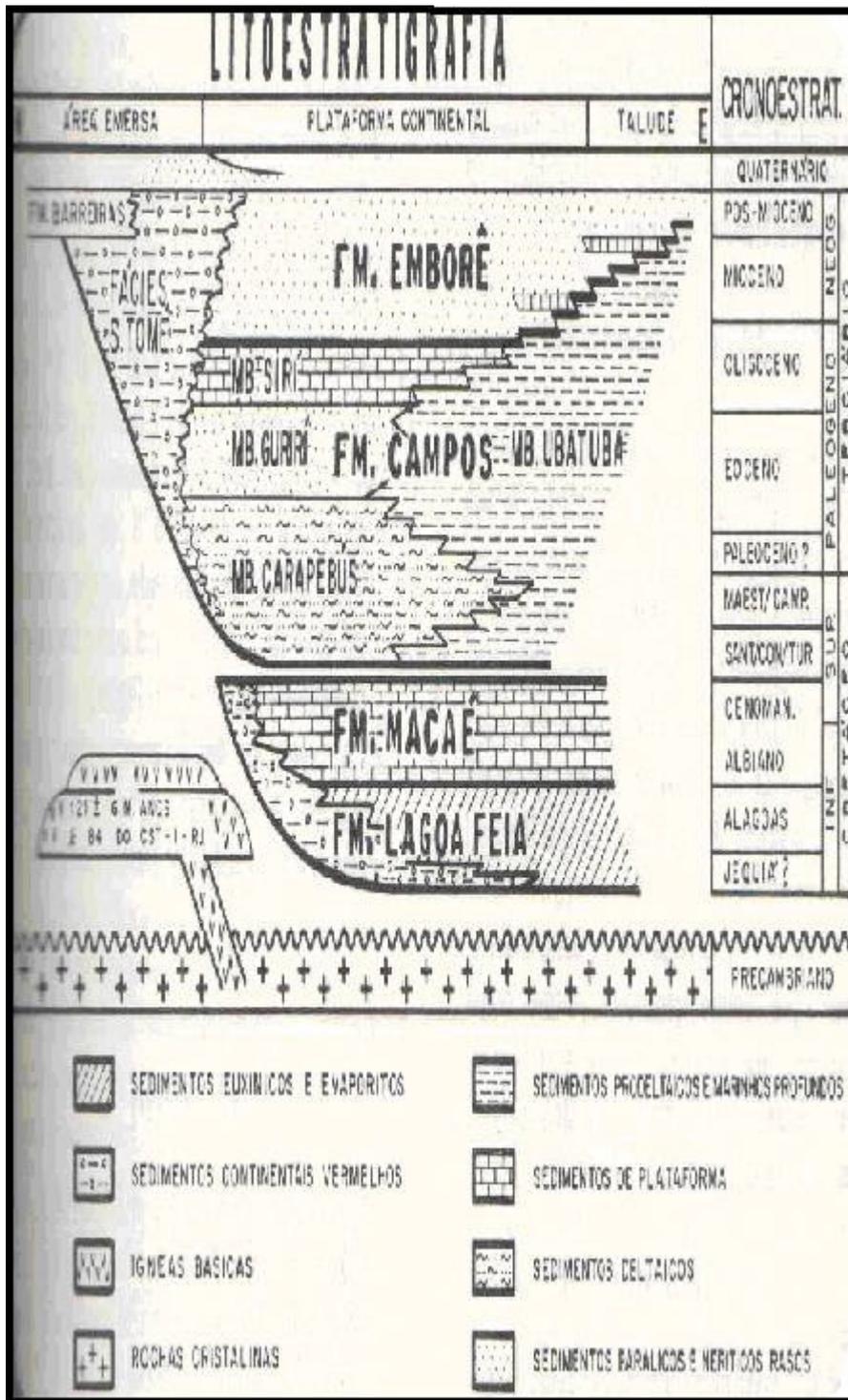


Figura 10 – Seção geológica generalizada da Bacia de Campos. Fonte: RANGEL *et al.*, 1994.

O embasamento pré-cambriano foi atingido por apenas três poços nesta bacia, o que permite inferir sua natureza gnáissica comparável à dos afloramentos observados no Estado do Rio de Janeiro.

#### 4.1.1. A Formação Lagoa Feia

A Formação Lagoa Feia, como definida por SCHALLER (1973), abriga rochas de naturezas diversas, como conglomerado polimítico, arenito grosso conglomerático, arenito muito fino castanho, folhelho cinza a castanho-escuro e siltito cinza a verde, como exemplificado na Figura 11. Dois tipos de rochas merecem destaque na forma de membros: o membro Coqueiros denomina a coquina a pelecípodes cinza e creme, organizada em camadas com espessuras entre 15m e 50m. O membro Retiro designa uma suíte evaporítica, composta essencialmente por halita hialina e anidrita branca. As camadas de halita com freqüência estão fortemente remobilizadas, originando grandes domos de sal, que perfuram boa parte das rochas sedimentares subjacentes. As datações por ostracodes conferem à formação Lagoa Feia as idades barremiana a aptiana. A interpretação paleoambiental reconhece a presença de leques aluviais, especialmente junto às falhas da borda oeste da bacia, além de sistemas fluviais, lacustres e planícies de Sabkha (RANGEL *et al.*, 1994).

The figure is a geological cross-section titled "I-RJS-3 (3100-3757m) RIO DE JANEIRO SUBMARINO Nº3". It shows a vertical profile of rock layers with a depth scale on the left ranging from 3000m at the top to 3757m at the base. The top layer is labeled "FM. MACAÉ ALBIANO" at 3100m. Below it, there is an "INTERVALO COM SAIS SOLÚVEIS" (interval with soluble salts) between 3450m and 3530m. The bottom part of the section is labeled "FM. LAGOA FEIA ALAGOAS" and "BASE DA UNIDADE NÃO DEFINIDA" (3757m). A legend on the right identifies lithological units: ARENITOS (arenites), FOLHELHOS (shales), CARBONATOS (carbonates), ANIDRITA (anhydrite), and SAIS SOLÚVEIS (soluble salts). A "MAPA DE SITUAÇÃO" (location map) in the bottom right shows the study area with coordinates and a scale bar.

Figura 11 – Seção-tipo da Formação Lagoa Feia. Fonte: SCHALLER, 1973.

SCHALLER (1973) afirma que na Formação Lagoa Feia seu contato superior é concordante com os sedimentos da Formação Macaé, que a sobrepõe. Para oeste, a

extensão da unidade é limitada, nas proximidades do litoral, por uma série de falhas de direção preferencialmente NE-SW. Para o leste, de acordo com os registros sísmicos, a unidade parece espessar sensivelmente, inclusive chegando a apresentar deformações halocinéticas talude-abaxio. A origem desta unidade parece estar intimamente relacionada ao início da ruptura que originou a separação da América do Sul e África. Os evaporitos registram as primeiras ingressões marinhas na área, embora ainda em quantidades insuficientes para a implantação de condições francamente oceânicas.

#### **4.1.2. A Formação Macaé**

A Formação Macaé (Figura 12) foi descrita por SCHALLER (1973) para designar os calcirruditos, calcarenitos e calcilutitos sobrepostos aos evaporitos Lagoa Feia. Esta concepção é mantida em suas linhas gerais, com a individualização de três membros litologicamente muito distintos. O Membro Quissamã designa espessos leitos de calcarenitos e calcirrudito oolítico e detrital creme-claro, por vezes extensivamente dolomitizado, e informalmente chamado de “Macaé Inferior” ou “Macaé Água Rasa”. O Membro Outeiro reúne calcilutito creme, margas cinza-clara e folhelho cinza, por vezes com camadas isoladas de arenitos turbidíticos informalmente conhecidos como “Arenito Namorado”. Estes pelitos são conhecidos como “Macaé Superior” ou “seção bota”, devido à sua forma em perfis elétricos. O Membro Goitacás caracteriza-se por conglomerado polimítico e arenito mal selecionado, e subordinadamente por calcilutito branco e margas cinzentas. A Formação Macaé em geral recobre concordantemente a Formação Lagoa Feia. Os membros da Formação Macaé interdigitam-se entre si, tendendo o Membro Goitacás a se dispor mais próximo à costa, junto à linha de charneira a oeste. As datações bioestratigráficas com base em palinófitos, foraminíferos planctônicos e nanofósseis calcários conferem idades albiana e cenomaniana à Formação Macaé. Estas rochas foram depositadas por leques aluviais, plataforma carbonática, talude e correntes de turbidez, e representam os primeiros sedimentos essencialmente marinhos da Bacia de Campos.

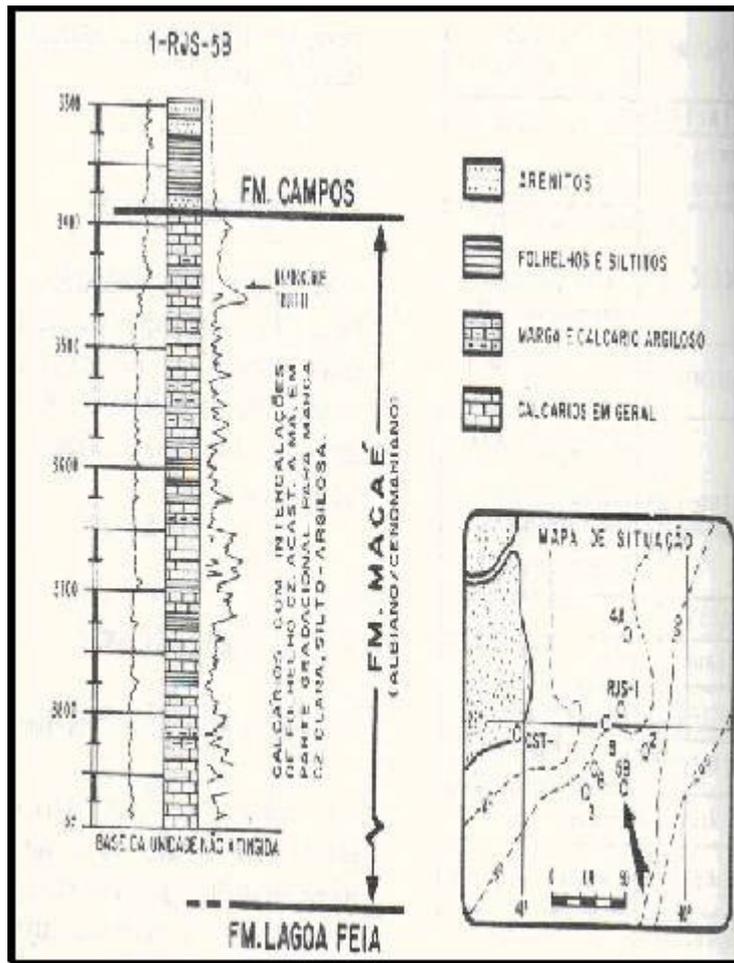


Figura 12 – Seção-tipo da Formação Macaé. Fonte: SCHALLER, 1973.

#### 4.1.3. A Formação Campos

Na base da Formação Campos os sedimentos depositados na transição do Eoturoniano para o Neopleoceno, marcam em definitivo a fase oceânica, com o estabelecimento do ambiente marinho profundo a batial. Os sedimentos são compostos principalmente por folhelhos e margas. Subordinadamente ocorrem expressivos corpos arenosos turbidíticos.

A movimentação halocinética diminui em intensidade, mas continuou a produzir calhas deposicionais confinadas. Estes movimentos refletem o progressivo basculamento da margem continental para leste, em regime de subsidência térmica. Os folhelhos e margas desta seqüência constituem o Membro Ubatuba e as areias turbidíticas o Membro Carapebus. O topo da seqüência é representado por uma superfície erosional esculpida durante o Eopaleoceno e o Mesoeoceno (DIAS *et al.*, 1990).

De acordo com SCHALLER (1973), a Formação Ubatuba, inicialmente definida como Membro Ubatuba, nomeia a seção pelítica sobreposta em discordância aos carbonatos Macaé e lateralmente interdigitada com os clásticos e carbonatos da Formação Emboré. A Formação Ubatuba é composta por milhares de metros de pelitos, especialmente folhelho cinza-escuro e esverdeado, argila e marga cinza-clara, calcilutito cinza e creme e diamictito cinzento. Interpostos a estes sedimentos de baixa energia ocorrem dezenas de arenitos turbidíticos, coletivamente referidos como Formação Carapebus. A parte inferior da Formação Ubatuba, informalmente denominada de “Ubatuba Cretáceo”, foi individualizada no Membro Tamoios, cujas rochas se distinguem das do restante da unidade por apresentarem litificação mais pronunciada. As datações bioestratigráficas com base em foraminíferos plantônicos, nanofósseis calcários e palinórfos conferem ao Membro Tamoios as idades turoniana a maastrichtiana. A sedimentação dos pelitos Ubatuba prosseguiu pelo Cenozóico, até o Holoceno. Esta unidade foi depositada em ambiente francamente marinho, batial e abissal.

#### **4.1.4. A Formação Carapebus**

A Formação Carapebus caracteriza-se por arenito fino a conglomerático, organizado em camadas intercaladas com os pelitos da Formação Ubatuba. Os arenitos Carapebus resultam da atuação de correntes de turbidez em ambiente de talude e bacia, do Turoniano ao Holoceno. Diversos desses arenitos receberam denominação informal, em função de sua idade (Carapebus Eoceno, Carapebus Mioceno) ou da presença de hidrocarbonetos em campos produtores (Arenito Marlim, Arenito Albacora, Arenito Carapeba). Constata-se, até por essas últimas denominações, que os arenitos turbidíticos Carapebus constituem os principais reservatórios da seção pós-sal da Bacia de Campos (SCHALLER, 1973).

#### **4.1.5. A Formação Emboré**

A Formação Emboré (Figura 13) foi definida por SCHALLER (1973) e revista por RANGEL *et al.* (1994) como arenitos e carbonatos impuros sobrepostos e lateralmente interdigitados com os pelitos Ubatuba. O Membro São Tomé designa os clásticos grossos vermelhos que ocorrem ao longo da borda oeste da bacia, o Membro Siri é formado por calcarenitos bioclásticos creme-claro, e o membro Grussaí compõe-se de calcarenito bioclástico e detrítico creme-esbranquiçado. As rochas da Formação

Emboré depositaram-se em leques costeiros e plataforma carbonática, do Maastrichtiano ao Holoceno.

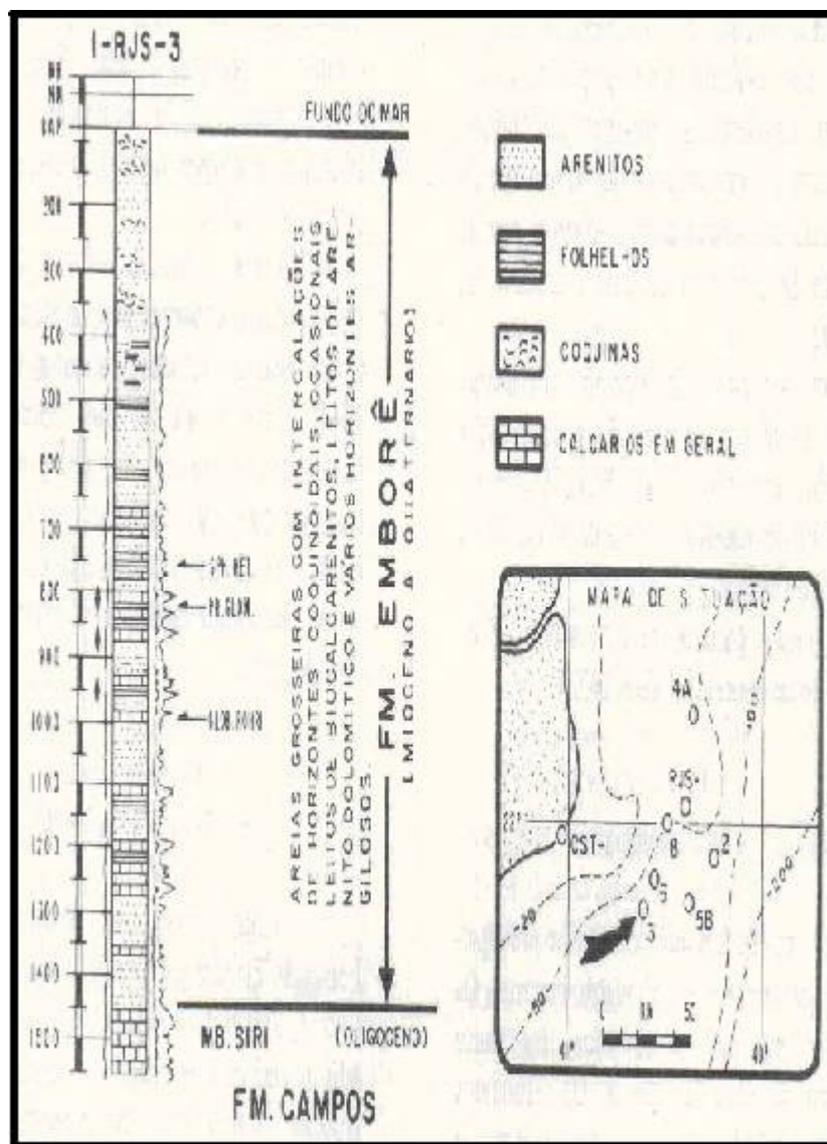


Figura 13 – Seção-tipo da Formação Emboré. Fonte: SCHALLER, 1973.

Segundo DIAS *et. al.* (1990), no neocretáceo e Eoceno ocorreu intensa reativação tectônica distensiva, com magmatismo básico, que cobriu uma área de até 10.000 Km<sup>2</sup> com rochas vulcanoclásticas, no sul da bacia. Ao mesmo tempo, a área nordeste da bacia sofria expressiva subsidência localizada na região de plataforma rasa, dando origem ao Baixo de São Tomé. Este baixo armazenou enorme volume de sedimentos siliciclásticos em ambiente costeiro e de plataforma subsidente. Tais depósitos estiveram sujeitos a retrabalhamento por ondas, correntes e marés, existindo evidências de retirada deste material por fluxos gravitacionais originados a partir de

reativações tectônicas e halocinéticas, freqüentes no Eoceno, ou ainda relacionados a variações globais do nível do mar, como as que resultaram nos depósitos oligomiocênicos.

As plataformas carbonáticas do Oligoceno e do Mioceno médio, denominadas Membro Siri e Membro Grussaí, foram formadas devido aos rebaixamentos subseqüentes do nível do mar com a conseqüente formação de sistemas turbidíticos de nível de mar baixo. Estes níveis carbonáticos resultaram de elevações do nível do mar anteriores aos rebaixamentos que deram origem aos pacotes turbidíticos oligomiocênicos depositados em águas profundas (sopé e planície abissal), e que constituem os reservatórios dos campos gigantes de Albacora e Marlim.

Observa-se ainda que, durante as exposições das plataformas rasas por rebaixamentos relativos do nível do mar, se formam superfícies denudadas, incisões subaéreas, *canyons*, e escavações localizadas. Esses elementos geomorfológicos além de servirem de zonas de passagem de sedimentos até a planície abissal tornavam-se locais de deposição quando o nível do mar voltava a subir.

O Oligoceno é o período correspondente ao primeiro estágio relativamente estável que se seguiu após as importantes reativações estruturais iniciadas no Neocretáceo. Este período caracteriza-se por ter herdado plataformas rasas completamente entulhadas de sedimentos siliciclásticos (Baixo de São Tomé) além de um contínuo influxo sedimentar para a bacia através do sistema flúvio-deltáico do Rio Paraíba do Sul.

PEREIRA (1982), citado por DIAS *et al.* (1990), analisando as influências de tempo e temperatura na maturação, propõe que as rochas potencialmente geradoras dos andares Jiquiá e Buracica (Formação Lagoa Feia) teriam atingido a janela de geração apenas entre o Neo-Oligoceno e o Plioceno.

Estudos geoquímicos, baseados na correlação das características geoquímicas entre os óleos encontrados nos reservatórios da bacia e os diversos folhelhos potencialmente geradores da Formação Lagoa Feia, mostram que a maior contribuição para as acumulações de hidrocarbonetos foi dos folhelhos do andar Jiquiá Superior.

Na Bacia de Campos, a interligação entre os geradores da Formação Lagoa Feia e os reservatórios pós-evaporíticos está relacionada tanto à tectônica profunda associada à fase rifte quanto a movimentos adiastróficos associados a halocinese. A

migração de hidrocarbonetos é facilitada, principalmente, pela criação de “janelas” nos evaporitos, resultado da ação halocinética (DIAS *et al.*, 1990).

A maioria dos óleos comerciais vem de sedimentos marinhos, mas evidências geoquímicas indicam que a principal fonte são os folhelhos lacustres da formação Lagoa Feia, os quais são separados da maioria dos reservatórios por uma compacta seção evaporítica, conforme pode ser visualizado na Figura 09. Então, a migração do óleo da rocha geradora para os reservatórios requer caminho através de camadas de sal. Supõe-se que estes caminhos devem ter sido desenvolvidos durante o diapirismo do sal que causou fraturas e defeitos, favorecendo a movimentação do óleo em direção a novos reservatórios (FIGUEIREDO *et al.*, 1984).

RANGEL *et al.* (1998) explica que, de acordo com o contexto geológico e estratégico e em termos de tecnologia de produção de petróleo, a Bacia de Campos pode ser dividida em três compartimentos: proximal, intermediário e distal. O compartimento proximal, se localiza entre a linha da costa e a lâmina d’água de aproximadamente 100 metros. O intermediário entre as cotas batimétricas de 100 a 2.000 metros aproximadamente, e o distal acima de 2.000 metros, até a região com muralhas de sal mais contínuas, que se localizam em torno dos 3.000 metros, conforme mostrado na figura 14.

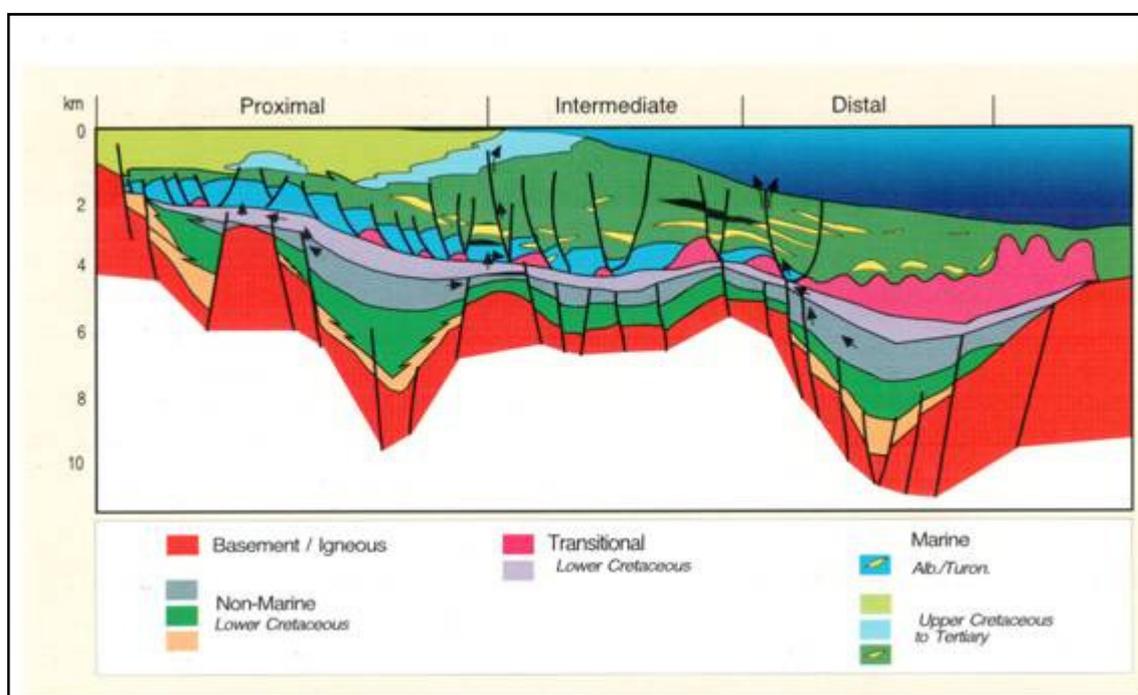


Figura 14 – Seção geológica N.O.-S.E., mostrando o arcabouço estrutural estratigráfico ao longo dos compartimentos proximal, intermediário e distal. Fonte: RANGEL *et al.*, 1998.

No compartimento exploratório proximal, as acumulações se encontram em lâminas d'água próximas dos 100 metros, como os campos de Vermelho, Pargo, Carapeba, Parati, Badejo Trilha e Linguado. Nesse compartimento, a seção “rift” se caracteriza por “semi-horsts” e “semi-grabens” alinhados na direção nordeste. Um dos maiores altos estruturais desta fase na Bacia de Campos, o Alto de Badejo (e o Baixo de São João da barra adjacente), além de outro baixo estrutural importante, o Baixo de Corvina-Parati (que se localiza no flanco leste do Alto do Badejo), conforme mostrado na figura 15.

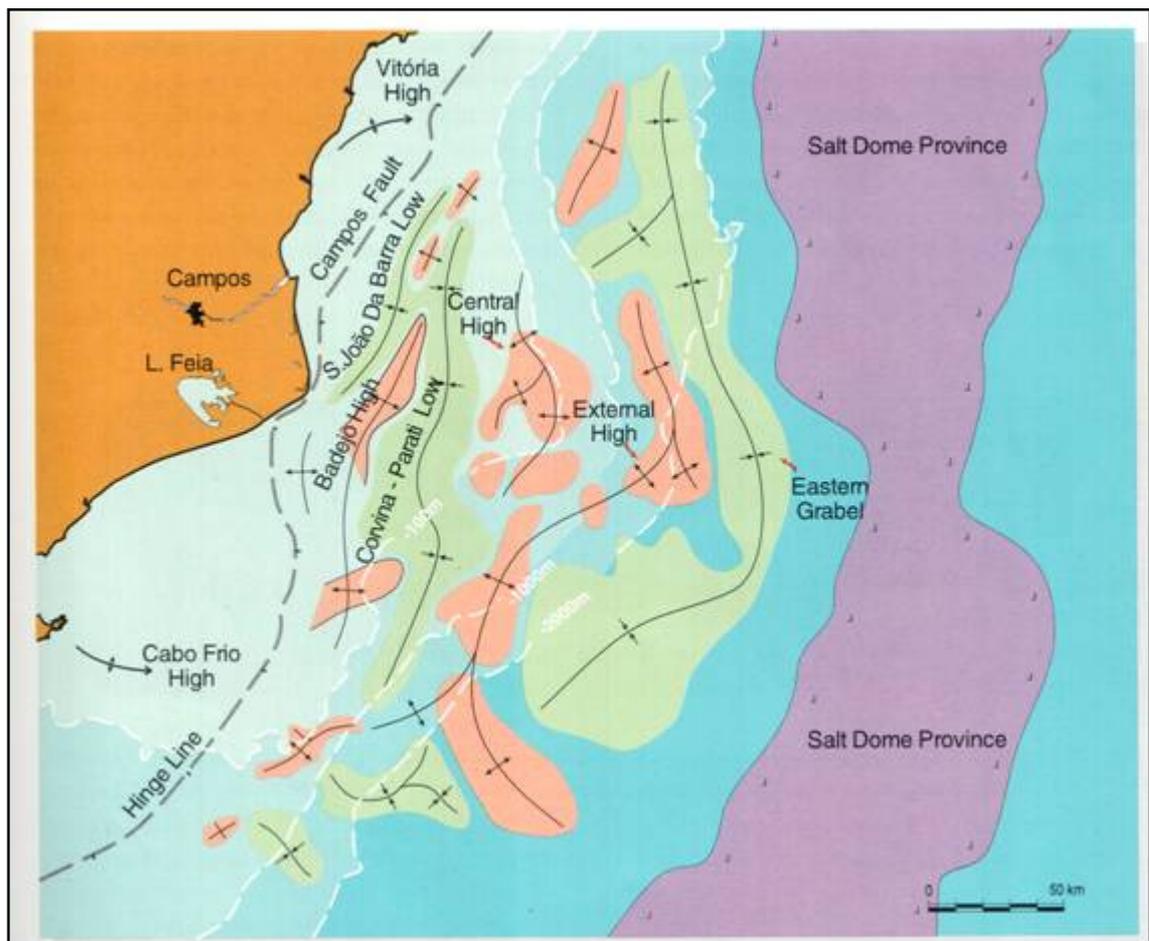


Figura 15 – Arcabouço das feições estruturais da seção “Rift” na Bacia de Campos.  
Fonte: RANGEL *et al.*, 1998.

Alguns aspectos geológicos favoráveis do compartimento proximal são: o bom potencial das rochas geradoras do “rift”; rotas de migração de hidrocarboneto, favorecidas pelo estilo estrutural da área, etc.

No compartimento exploratório intermediário, está localizada a primeira descoberta comercial da Bacia, o Campo de Garoupa. A exceção dos campos referidos nesse compartimento proximal, todos os demais campos, como o Campo de Namorado, localizam-se nesse compartimento, inclusive os campos gigantes de Marlim, Marlim Sul, Albacora, Albacora Leste, Roncador, Barracuda, etc. Nesse compartimento, ocorre uma mudança na direção dos principais alinhamentos do “rift” em relação ao compartimento proximal. Enquanto no compartimento proximal os alinhamentos se direcionam principalmente para nordeste, nesse compartimento os alinhamentos seguem duas direções distintas: na porção sul, os “semi-horsts” e “semi grabens” se direcionam mais para E-NE e na porção norte, para noroeste.

No compartimento distal, tem-se uma nova fronteira exploratória, com grande potencial para hidrocarbonetos. A principal seqüência de interesse deverá estar associada a reservatórios turbidíticos do Cretáceo Superior. O estilo estrutural da seção “rift” é semelhante ao do compartimento intermediário, ou seja, os principais alinhamentos estruturais se direcionam E-NE na parte sul e para noroeste na parte norte do compartimento distal. A principal feição estrutural é o Graben Leste.

## 4.2. O Campo de Namorado

Segundo MENEZES *et al.* (1990), o Campo de Namorado localiza-se na porção central-norte do *trend* de acumulações petrolíferas da Bacia de Campos (Figura 16). Situa-se a 80 Km da costa, em cotas batimétricas variáveis de 110 a 250 m, entre as latitudes 21° e 23° S. Foi descoberto em novembro de 1975 pelo pioneiro 1-RJS-19. A produção teve início em junho de 1979 e em maio de 1985 alcançou cerca de quatro milhões de metros cúbicos de óleo. A perfuração dos poços exploratórios começou em dezembro de 1982.



Figura 16 - Localização do campo de Namorado Fonte: modificado de BACOCOLI *et al.*, 1980.

Para BARBOZA *et al.* (2003), o poço pioneiro 1-RJS-19 que está sob lâmina d'água de 166m, teve sua locação baseada na interpretação sísmica de um alto estrutural presente no topo da Formação Macaé (carbonatos de idade Albiana). Esse poço apresenta algumas particularidades pioneiras na exploração de óleo na Bacia de Campos. Foi o primeiro a encontrar óleo em arenitos turbidíticos (o prospecto era em carbonatos), constituindo-se no primeiro campo gigante das bacias sedimentares brasileiras. O óleo foi encontrado entre as profundidades de 2.980m e 3.080m.

Estudos sedimentológicos de amostras de calha e testemunhos mostraram que o reservatório está associado a depósitos turbidíticos marinhos, relacionados à primeira transgressão marinha importante sobre os carbonatos de plataforma de idade albiana.

O reservatório foi chamado de Arenito Namorado e foi interpretado como tendo sido formado pela coalescência de canais e lobos depositados sobre uma superfície deposicional irregular. A área onde se encontra o campo de óleo comportava-se como um baixio onde os turbiditos foram trapeados. Como resultado da atividade estrutural relacionada ao movimento de sal no Cretáceo Superior, ocorreu uma inversão de relevo. O reservatório é um domo alongado, parcialmente falhado pelo alto estrutural. Trabalhos anteriores (MENEZES *et al.*, 1984, GUARDADO *et al.*, 1990), também indicam um forte controle tectônico associado ao movimento de sal na sedimentação, conferindo ao campo uma estratigrafia complexa. Assim, a acumulação de óleo no Campo de Namorado é controlada pela estratigrafia e pela estrutura.

De acordo com MENEZES *et al.* (1990), o principal reservatório na área do campo é o Arenito Namorado, de idade Cenomaniana Inferior, portanto de origem turbidítica. Essa unidade sedimentar compõe a porção superior da Formação Macaé e, na área do campo, ocorre a profundidades variáveis entre 2900m e 3400m. Segundo FARIA *et al.* (2001), este reservatório possui espessura que varia de 90m a 180m, com porosidade média de 26% e permeabilidade média de 400 mD.

Os fluidos acumulados na área do Campo de Namorado possuem vários níveis de trapeamento, os quais são controlados por pontos de derramamento ligados a anomalias de natureza estrutural e estratigráfica. O sistema do reservatório Namorado é composto de várias unidades de drenagem. A Figura 17 apresenta de forma esquemática o campo de namorado com seus respectivos poços.

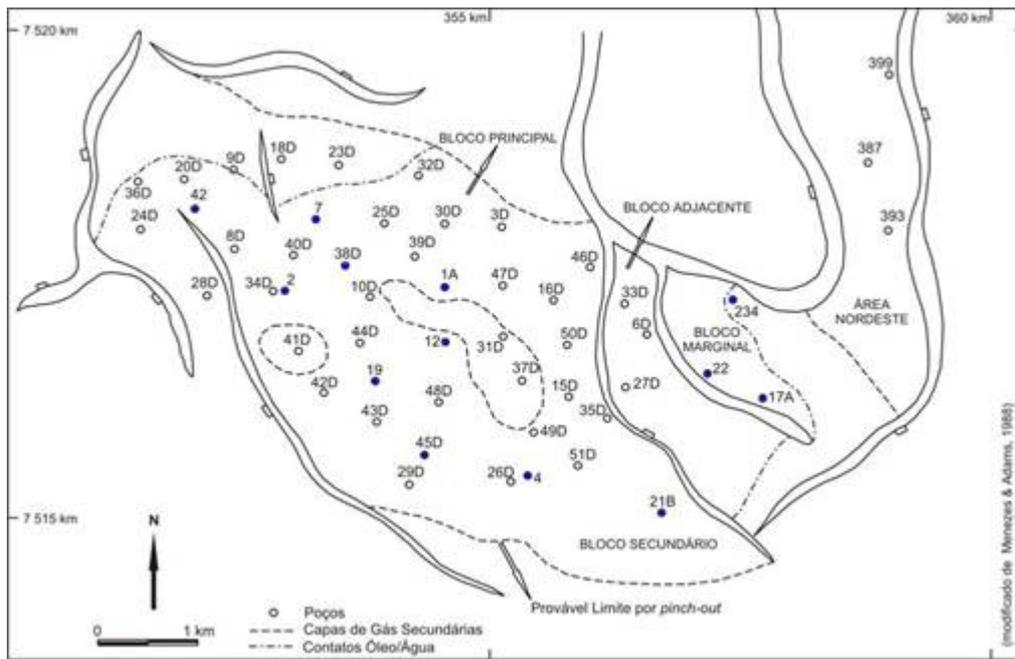


Figura 17 – Perfil esquemático do Campo de Namorado mostrando a localização dos poços. Fonte: Modificado de MENEZES *et al.*, 1988.

FARIA *et al.* (2001), com base na integração dos dados oriundos da interpretação sísmica dos horizontes delimitadores das seqüências estratigráficas e das falhas, da análise das rochas, dos perfis geofísicos e dos resultados da bioestratigrafia de foraminíferos em lâminas delgadas, definiram cinco seqüências, da base para o topo: seqüência 0, que equivale aos primeiros depósitos turbidíticos originalmente denominados de “Reservatório II”, as seqüências 1 e 2, equivalentes aos depósitos turbidíticos de idade Albiano, e as seqüências 3 e 4 equivalentes aos depósitos turbidíticos de idade Cenomaniano que terminam com a deposição do Arenito Namorado no Campo de Namorado, totalizando cerca de 11 milhões de anos.

Segundo este mesmo autor, a bioestratigrafia tem sido utilizada como importante ferramenta em correlações estratigráficas, tanto na exploração como em estudos de reservatório. Este método baseia-se na identificação de eventos biológicos (surgimento/extinções de espécies, picos de abundância, associação com diferentes organismos, entre outros). Quando estes eventos ocorrem em uma seqüência conhecida e constante, com expressão local ou regional, pode-se utilizá-los como indicadores de linhas de tempo em correlações estratigráficas. O fatiamento de determinado intervalo por estas linhas determina as unidades bioestratigráficas básicas, as biozonas, com topo e/ou base definidos por um evento biológico (bioevento). De acordo com o organismo utilizado, são definidos diferentes métodos bioestratigráficos: palinologia, foraminíferos, nanofósseis, ostracodes, etc. Com a

utilização destas análises bioestratigráficas de foraminíferos, e dados de paleoecologia, aliado à definição de 21 litofácies feita por ZARPELON *et al.* (1997), posteriormente agrupados em 7 associações de fácies semelhantes às definidas por SOUZA (1997) que constituem os elementos arquiteturais, e ainda com base nas seções estratigráficas mapeadas utilizando a sísmica como guia, FARIA *et al.* (2001) construiu o modelo bioestratigráfico para este reservatório, apresentado na Figura 18.

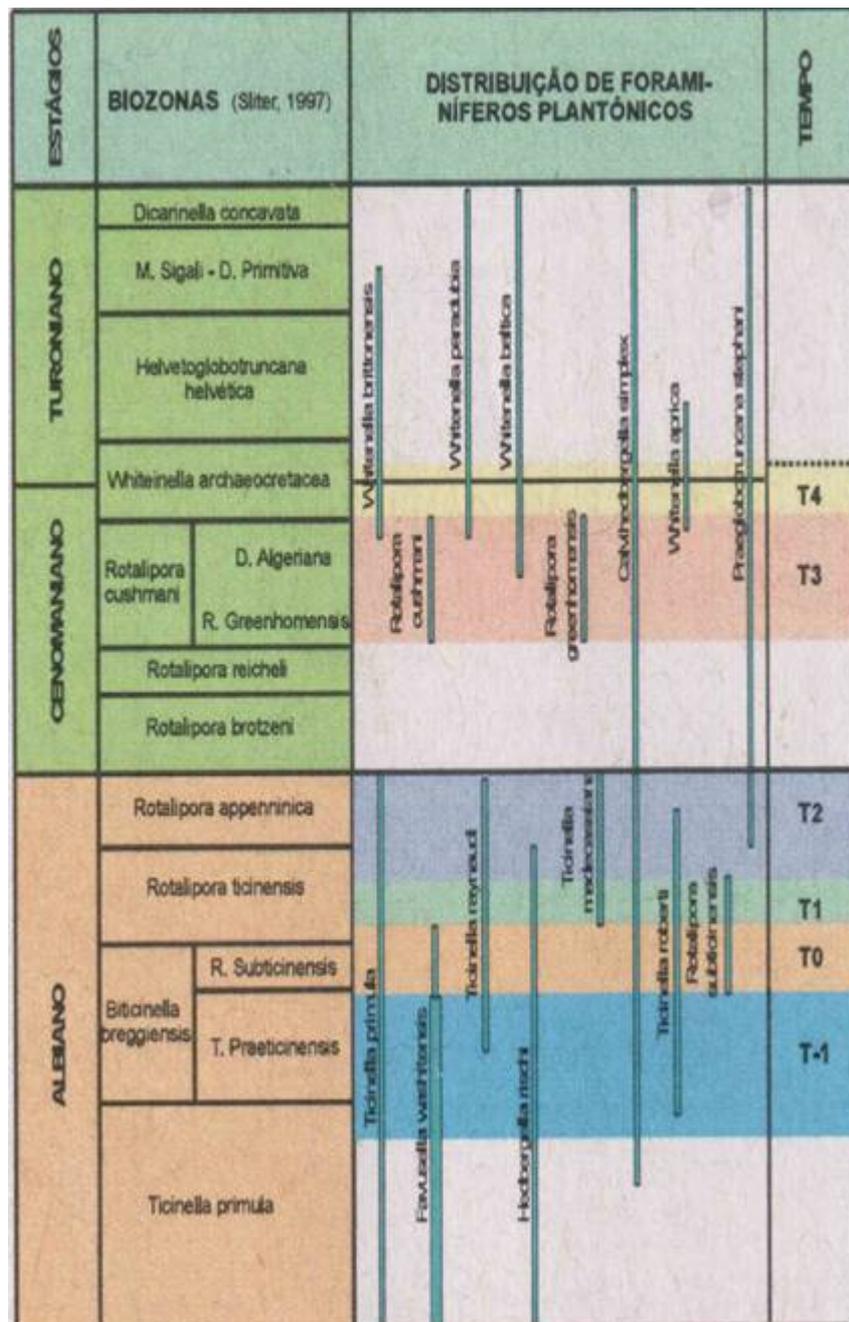


Figura 18 – Distribuição de foraminíferos plantônicos. Fonte: FARIA *et al.*, 2001.

## CAPÍTULO 5

# **Aplicação de Análise Multivariada para a Predição de Curvas Faltantes no Campo de Namorado**

## **5. PREDIÇÃO DE CURVAS FALTANTES**

### **5.1. Procedimento e dados utilizados**

Embora o Campo de Namorado disponha de uma suíte básica de perfis bastante completa, os dados desse campo foram utilizados para modelar curvas supostamente faltantes nesse campo. Dessa forma, a cada instante se retirava uma curva da suíte de um dado poço e se realizava a predição daquela curva “faltante” através de análise multivariada. Para o trabalho de modelagem supervisionada necessita-se dispor de dois conjuntos de dados: um completo, para treinamento, no qual se dispõe de todas as curvas, e outro incompleto, com perfis faltantes, para a predição. A fim de gerar esses dois conjuntos de dados, procedeu-se a uma amostragem aleatória dos dados. De cada poço foi extraído aleatoriamente um conjunto de dados composto por 30% dos registros de perfis. Os 70% restantes de cada poço foram usados como dados para predição. A concatenação dos dados de treinamento de todos os poços deu origem ao arquivo com dados de treinamento. Por sua vez, os dados de predição foram processados de forma individual por poço.

Para realizar a modelagem dos perfis faltantes foi desenvolvido um fluxograma do método utilizado neste trabalho, conforme apresentado na Figura 19. Os perfis utilizados foram: Raios Gama Natural (GR), Indução Profunda (ILD), Porosidade de Nêutrons (NPHI), Densidade (RHOB) e Tempo de Trânsito (DT).

Os dados dos poços do campo de Namorado foram cedidos pela ANP em formato “.las”, que é um formato padrão para perfis geofísicos de poços. Para os objetivos deste trabalho, os dados foram reformatados, excluindo informações excedentes e desnecessárias. Os dados foram salvados em formato final próprio para processamento no programa SAS.

Dos 59 poços cedidos pela ANP foram escolhidos e utilizados 12 poços, segundo o critério de adotar apenas poços verticais (ou com pequeno desvio) e que possuam a suíte completa de perfis básicos. Portanto, os poços utilizados neste trabalho foram NA-1A, NA-02, NA-04, NA-05A, NA-07, NA-11A, NA-12, NA-17A, NA-21B, RJS-19, RJS-42 e RJS-234.

Com a utilização do SAS foi selecionado aleatoriamente 30% da suíte de perfis, excluindo a profundidade de amostragem de cada poço. Os dados foram concatenados em um único arquivo, o qual foi utilizado como dados para treinamento em um procedimento de predição de perfis faltantes através de classificação supervisionada.

A adoção de um conjunto de treinamento de tamanho equivalente a 30% dos dados disponíveis foi uma escolha arbitrária, mas baseada no seguinte princípio: o tamanho da base de treinamento deve ser suficientemente grande para representar todo o intervalo de variação nos valores dos perfis, mas, também suficientemente pequena para não “viciar” as estimativas, ou seja, se usássemos 100% dos dados na fase de treinamento, as respostas seriam ótimas, mas o teste seria inválido no sentido que se estaria tentando estimar valores já totalmente conhecidos pelo próprio procedimento de estimação.

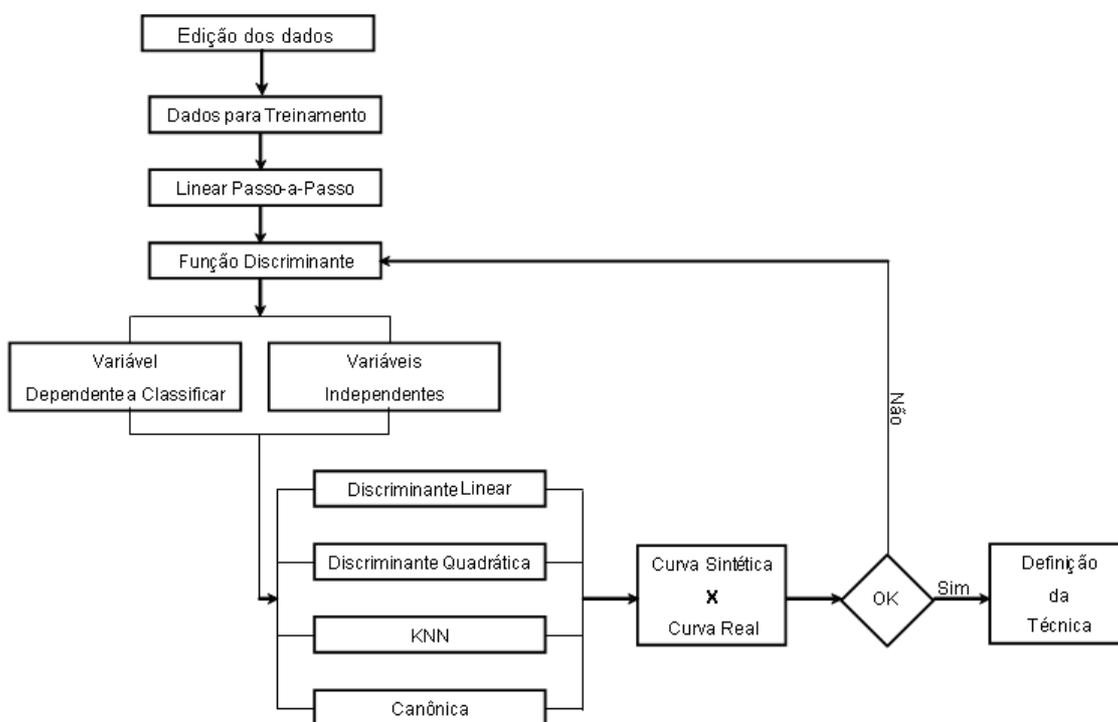


Figura 19 – Fluxograma do método utilizado neste trabalho.

Sobre os dados deste arquivo de treinamento serão utilizadas as técnicas estatísticas para a definição dos critérios de classificação supervisionada que, em seguida serão aplicadas na predição dos perfis faltantes nos arquivos dos poços de predição. Na verdade, a cada momento é excluído um perfil dos poços da base de predição, constituindo-se assim no perfil “faltante”. Após a predição do perfil “faltante” será feita uma comparação visual entre o perfil sintético gerado e o perfil real que havia sido excluído da base de dados.

O procedimento prático de modelagem consistiu primeiramente em carregar o arquivo com dados de treinamento. Em seguida aplicou-se a regra discriminante linear

passo-a-passo para determinar se havia alguma variável que pudesse ser retirada da modelagem, bem como identificar aquelas com maior poder preditivo.

Logo após, na função discriminante, escolhe-se a variável dependente a classificar (por exemplo, DT) e as variáveis independentes a usar na modelagem (por exemplo, GR, NPHI, ILD e RHOB). Somente para o caso do perfil NPHI a classificar, a regra discriminante passo-a-passo excluiu o perfil ILD como variável independente, para a geração de sua curva sintética devido ao seu baixo poder preditivo.

A técnica escolhida para a modelagem dos perfis faltantes foi a KNN devido a sua simplicidade de implementação, o que resulta em um gasto computacional relativamente baixo, e de sua alta capacidade resolutive. A métrica adotada foi a distância euclidiana. Para evitar problemas de escala, os perfis foram previamente padronizados, de modo que a distância calculada independe das unidades de cada perfil. Em perfilagem de poços geralmente se dispõe de uma base de dados muito grande (dezenas de milhares de amostras) o que permite adotar  $K = 1$ , sem que se tenha um erro de predição muito grande e, ao mesmo tempo, garantindo uma alta resolução na predição. No entanto, quando se adota  $K = 1$ , mesmo em uma base de dados grande, a técnica KNN pode fornecer alguns valores com erros locais. O número de predições exageradas (erradas) é pequeno, mas eventualmente esses poucos valores podem apresentar erros substanciais. Neste trabalho esses poucos erros substanciais aparecem na forma de picos (positivos ou negativos) nos perfis sintéticos calculados. A fim de remover esses picos de valores exagerados, as curvas fornecidas pelo procedimento KNN foram suavizadas através de um procedimento de média móvel com 3 pontos.

## 5.2. Resultados

### 5.2.1. Perfil de Raios Gama

Nas Figuras 20 a 31 são apresentados os resultados obtidos com a utilização da técnica KNN ( $K = 1$ ) para simulação dos perfis de GR utilizando os perfis ILD, NPHI, RHOB e DT como variáveis independentes.

De um modo geral, as curvas sintéticas de GR obtidas apresentam a mesma forma com amplitudes similares às correspondentes curvas reais de GR, mas bem mais “nervosas”, ou seja, com um considerável ruído em torno dos valores reais. Isto sugere que a suavização através de um filtro de média móvel com janela de três amostras foi insuficiente para o caso dos perfis sintéticos de raios gama (GR). Certamente se adotássemos um filtro de média móvel com janelas maiores as curvas sintéticas ficariam mais suavizadas, no entanto, um efeito colateral desse procedimento seria uma maior perda de resolução.

Observando as Figuras 20 a 31 parece que, para a maioria delas, o filtro com janela de três amostras foi adequado para a maior parte do intervalo perfilado dos poços. Uma exceção clara a essa regra é o poço RJS-19 (Figura 29) onde seria indicado um filtro de média móvel com maior número de amostras a fim de obter uma curva sintética mais suave e próxima da curva real.

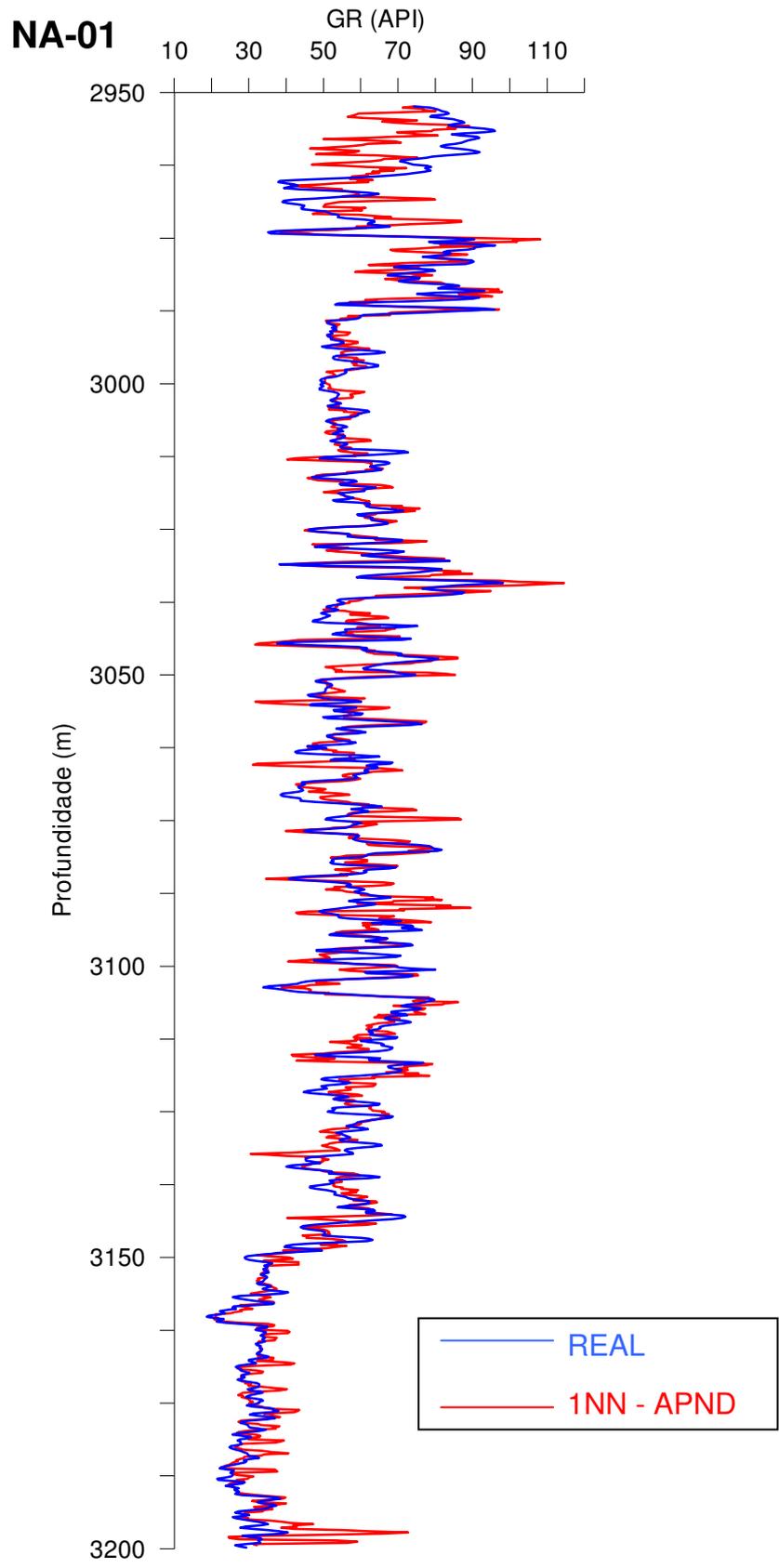


Figura 20 – Curva sintética x curva real do perfil GR, no poço NA-01.

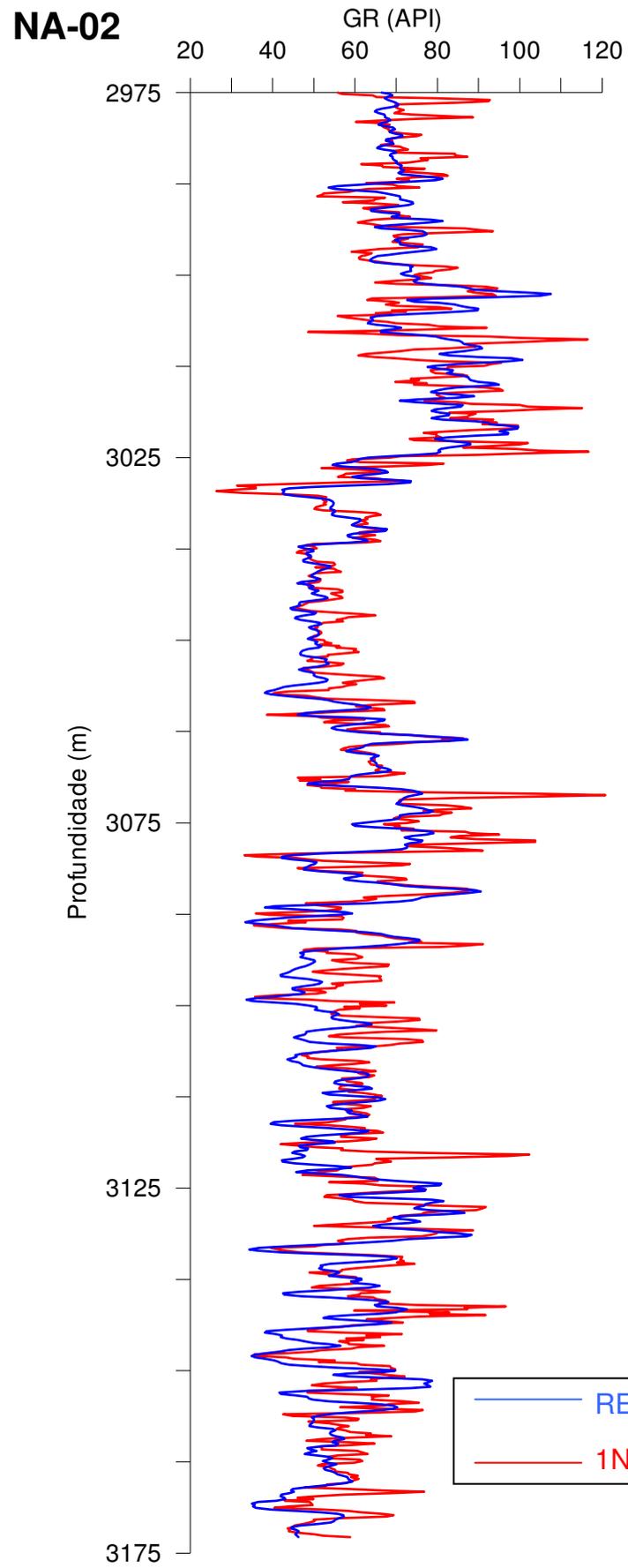


Figura 21 – Curva sintética x curva real do perfil GR, no poço NA-02.

**NA-04**

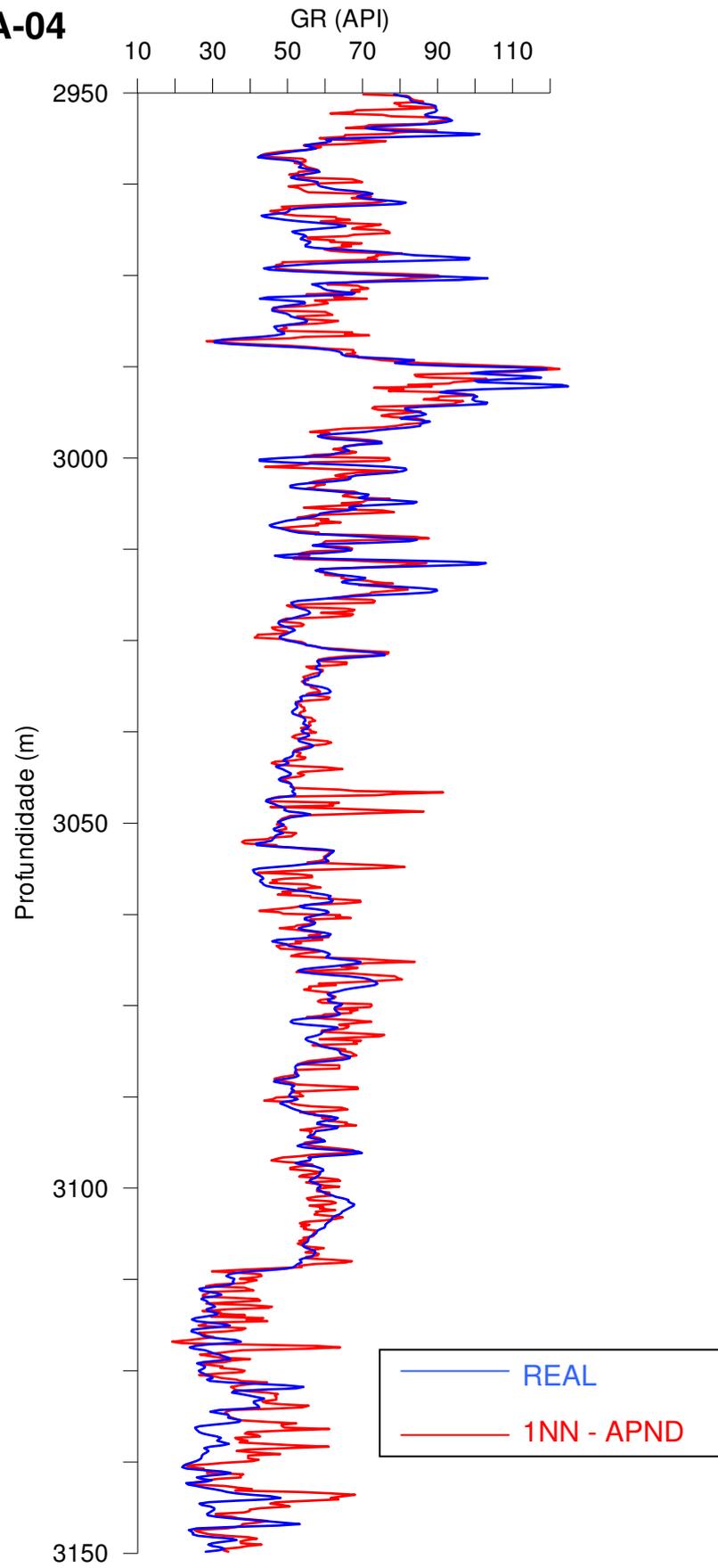


Figura 22 – Curva sintética x curva real do perfil GR, no poço NA-04.

**NA-05**

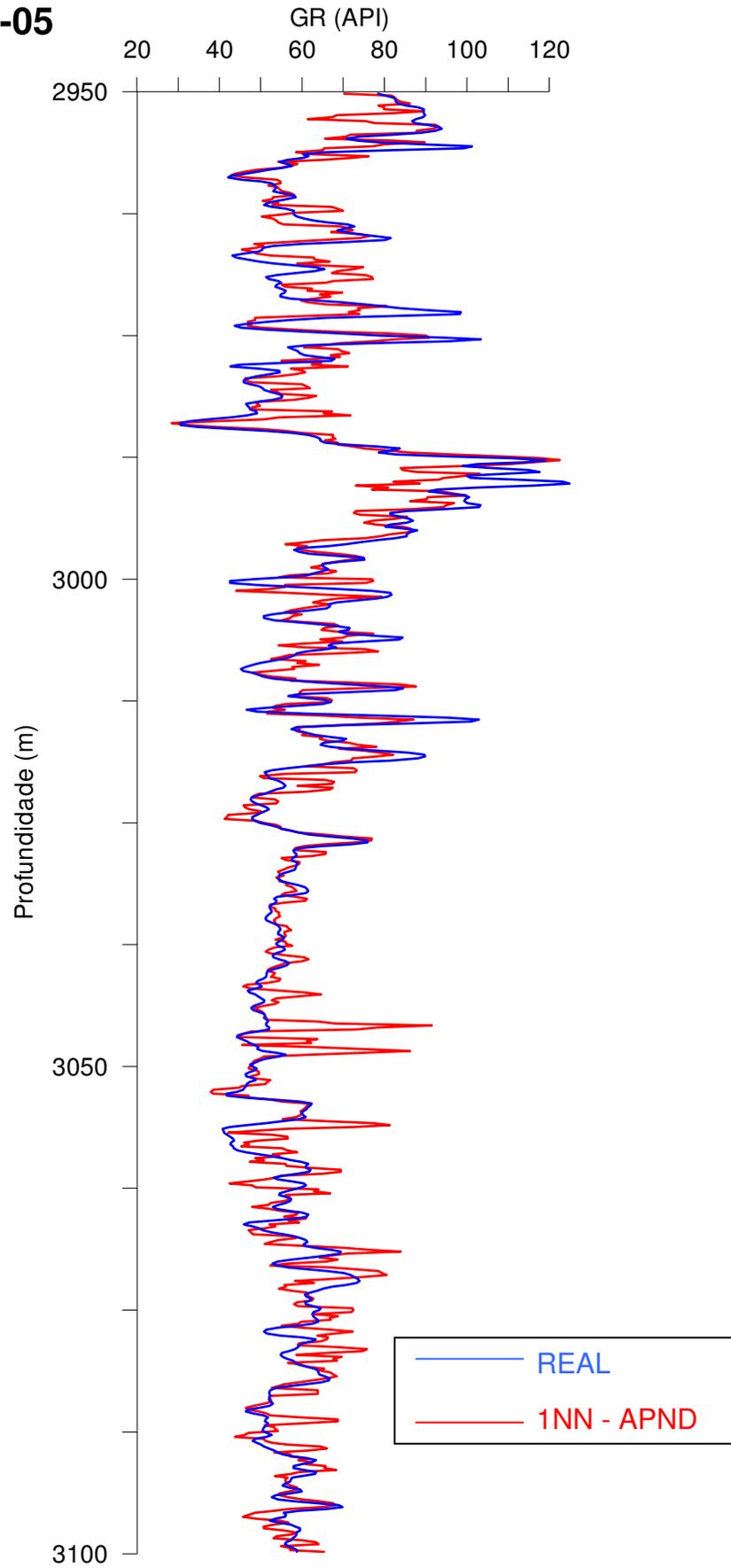


Figura 23 – Curva sintética x curva real do perfil GR, no poço NA-05.

**NA-07**

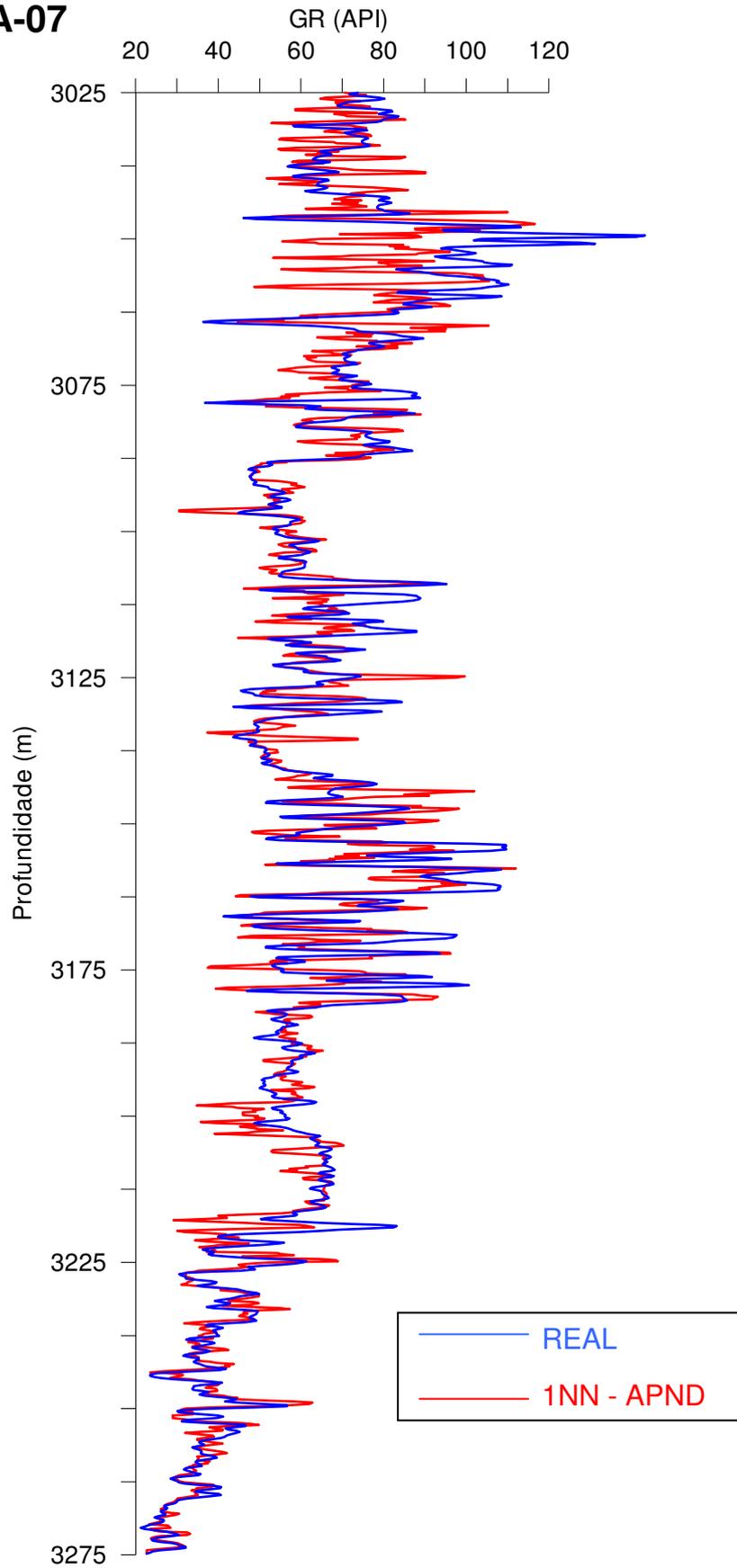


Figura 24 – Curva sintética x curva real do perfil GR, no poço NA-07.

# NA-11

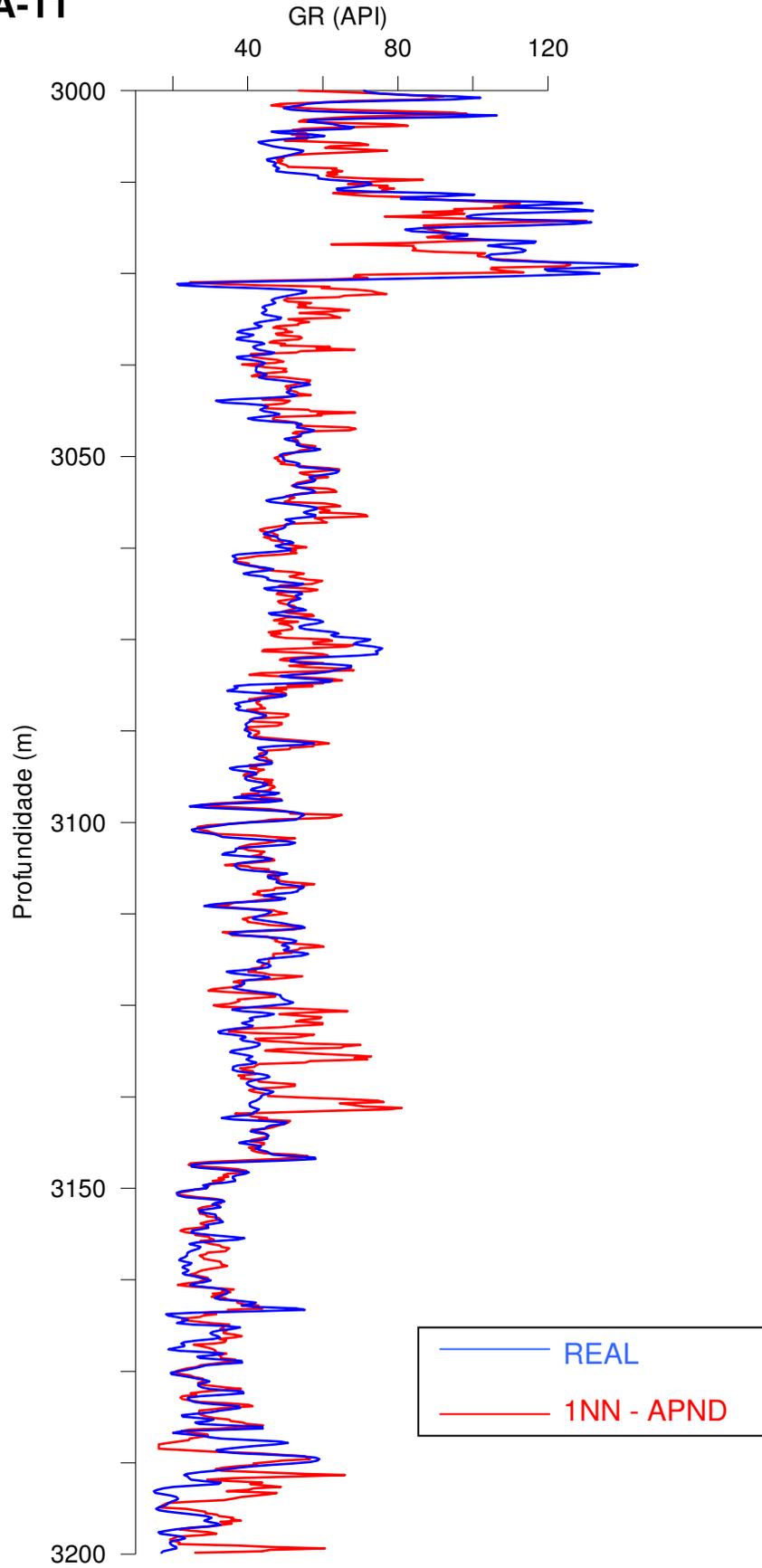


Figura 25 – Curva sintética x curva real do perfil GR, no poço NA-11.

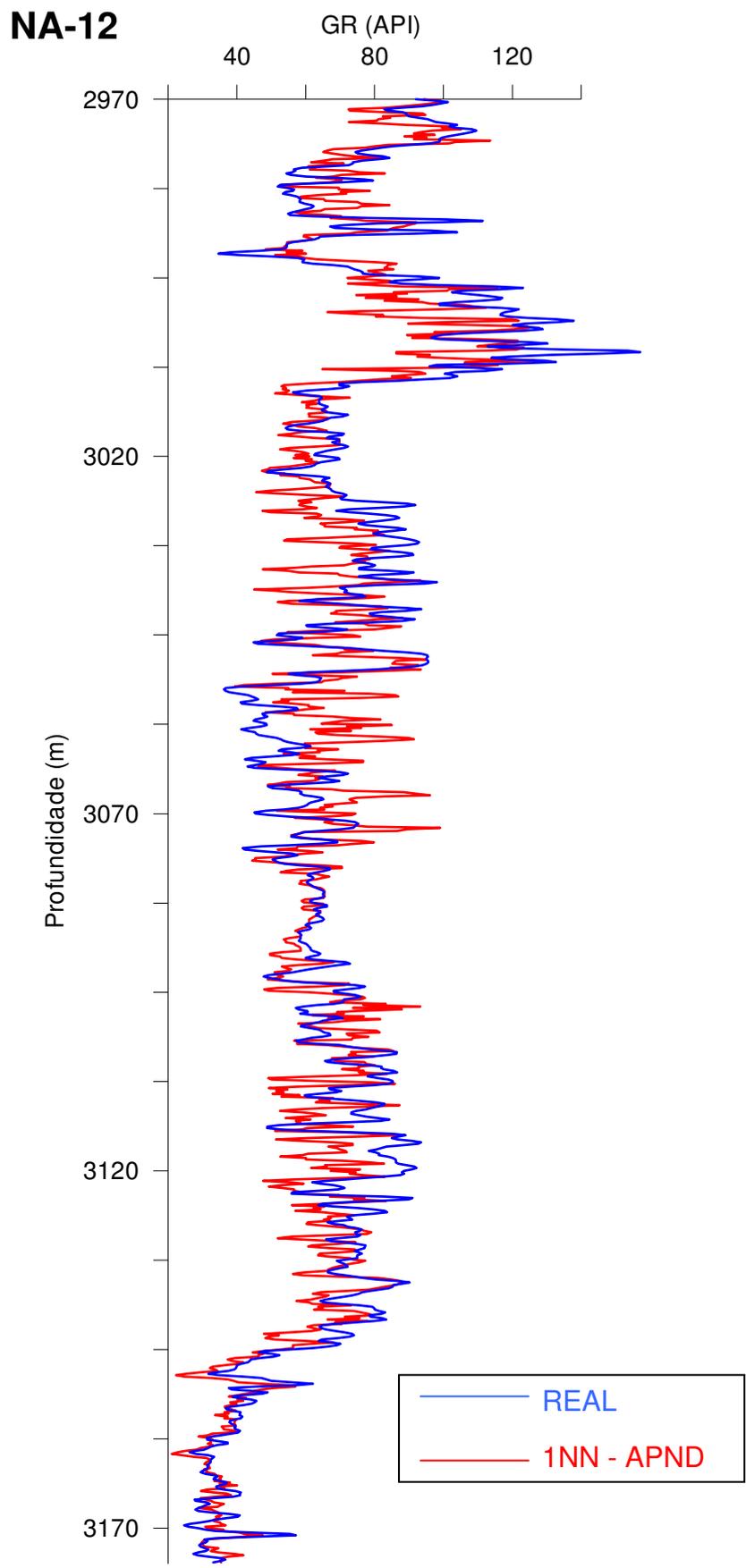


Figura 26 – Curva sintética x curva real do perfil GR, no poço NA-12.

**NA-017**

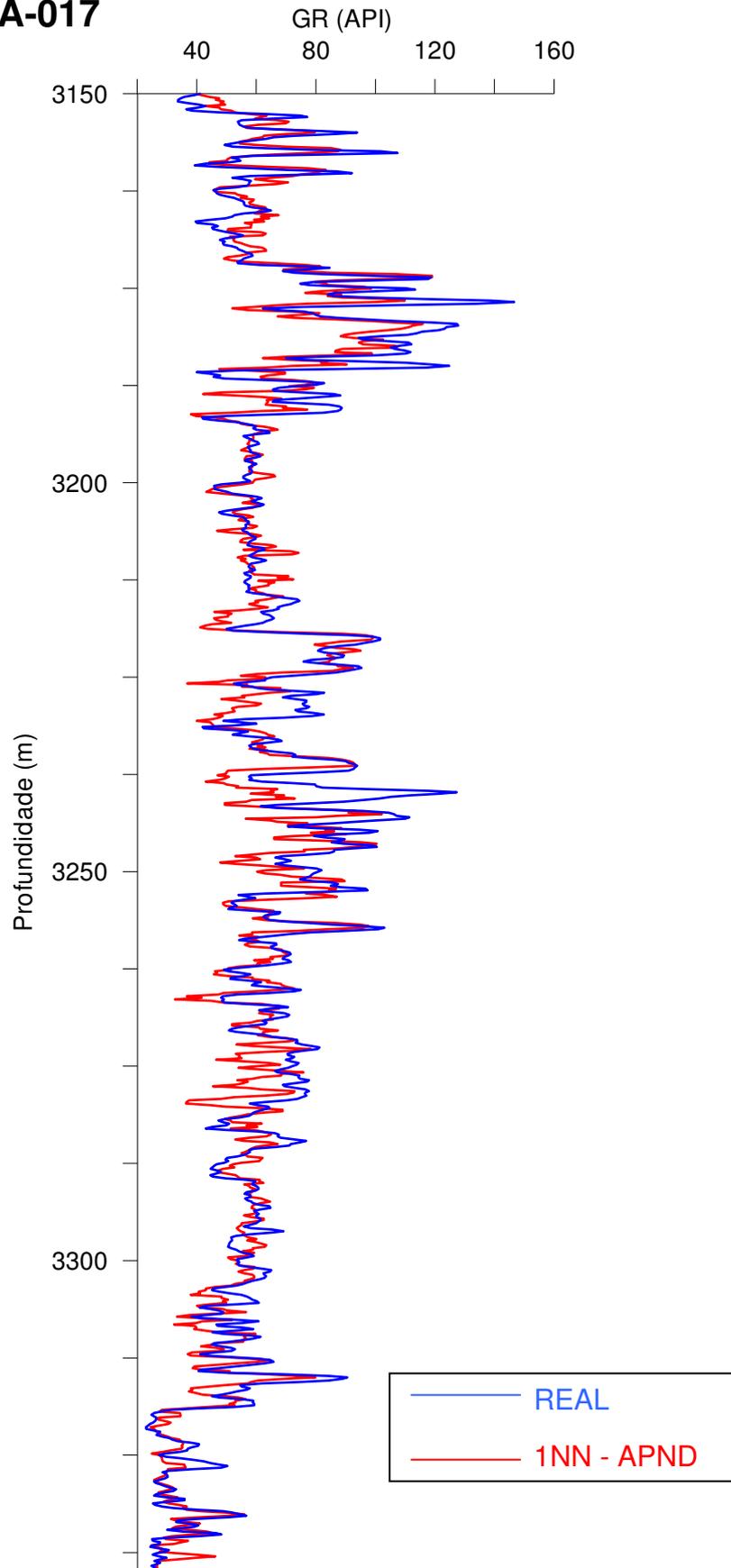


Figura 27 – Curva sintética x curva real do perfil GR, no poço NA-17.

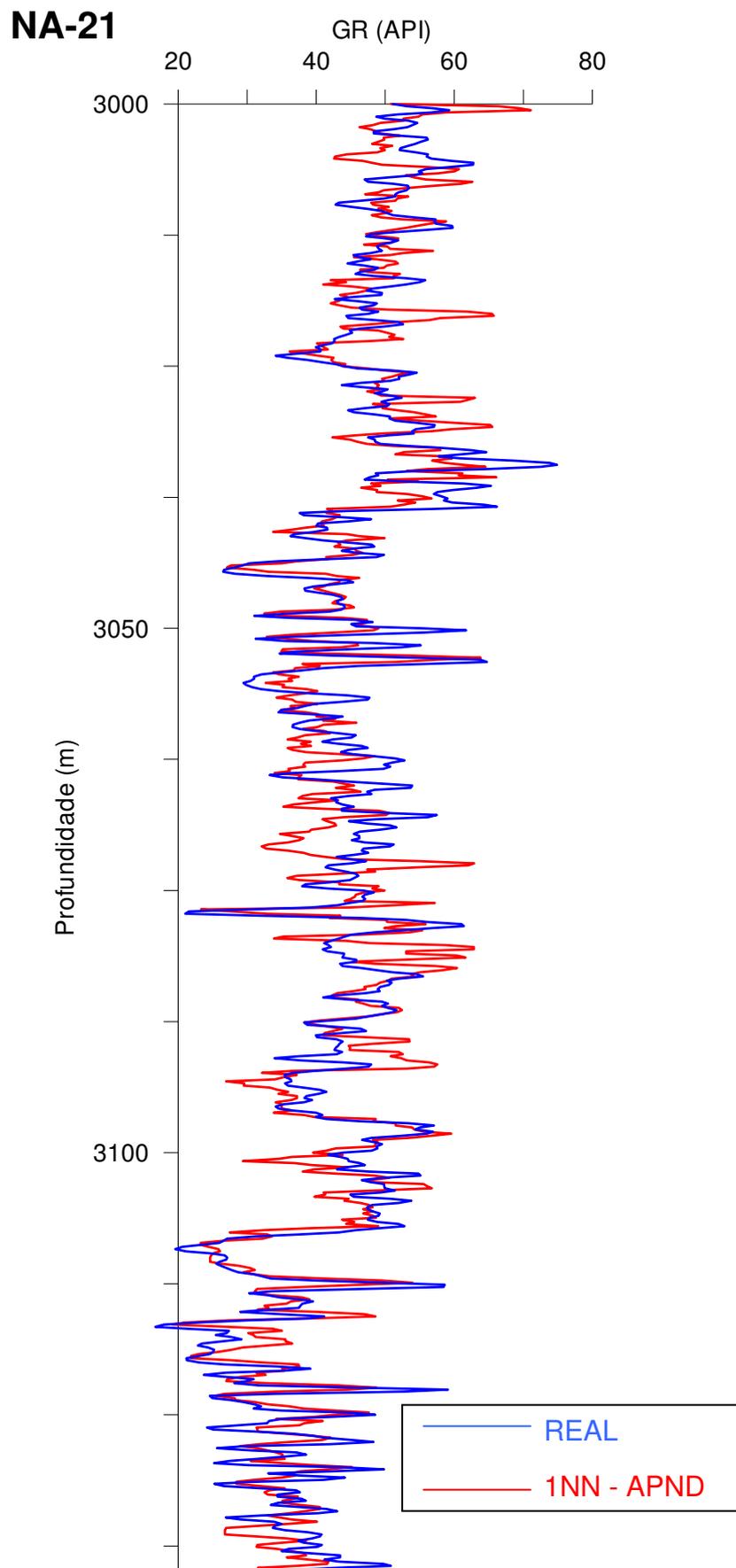


Figura 28 – Curva sintética x curva real do perfil GR, no poço NA-21.

# RJS-019

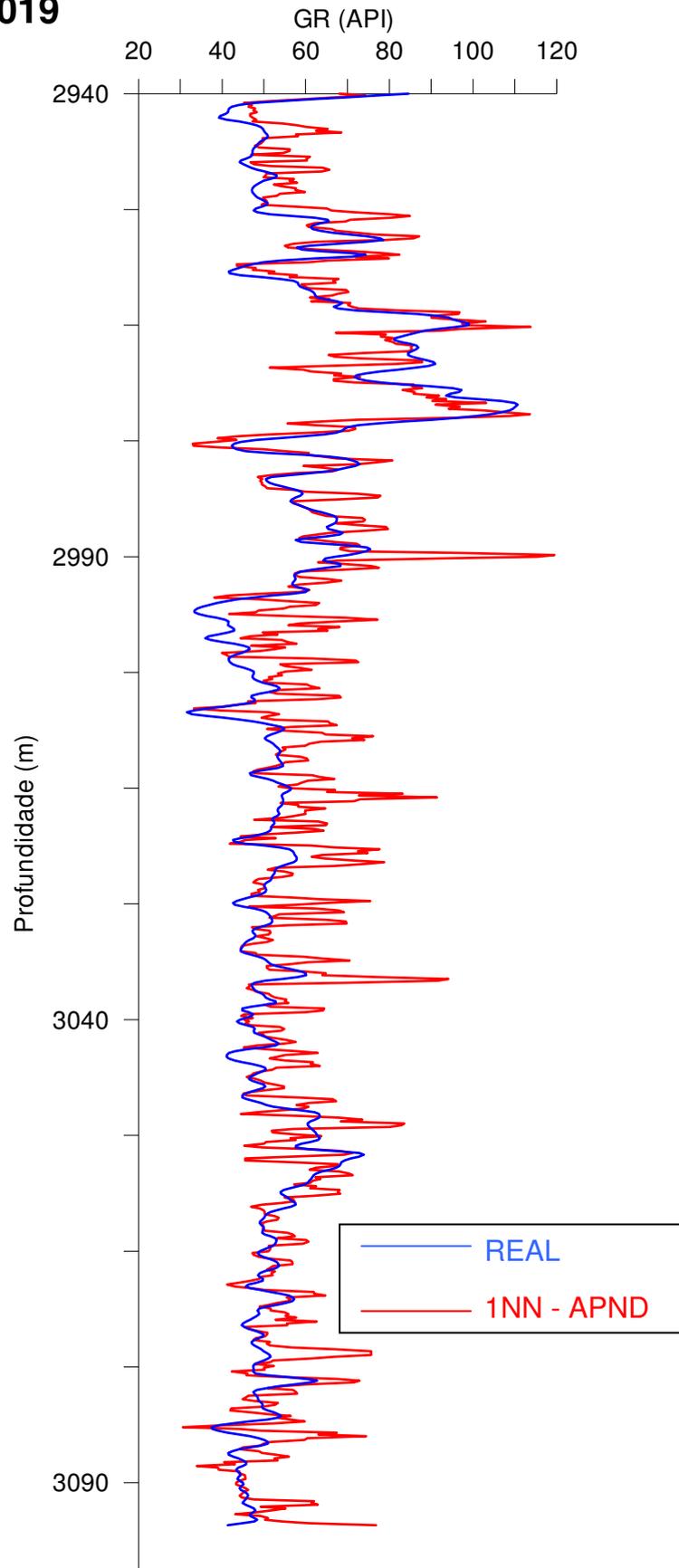


Figura 29 – Curva sintética x curva real do perfil GR, no poço RJS-019.

# RJS-042

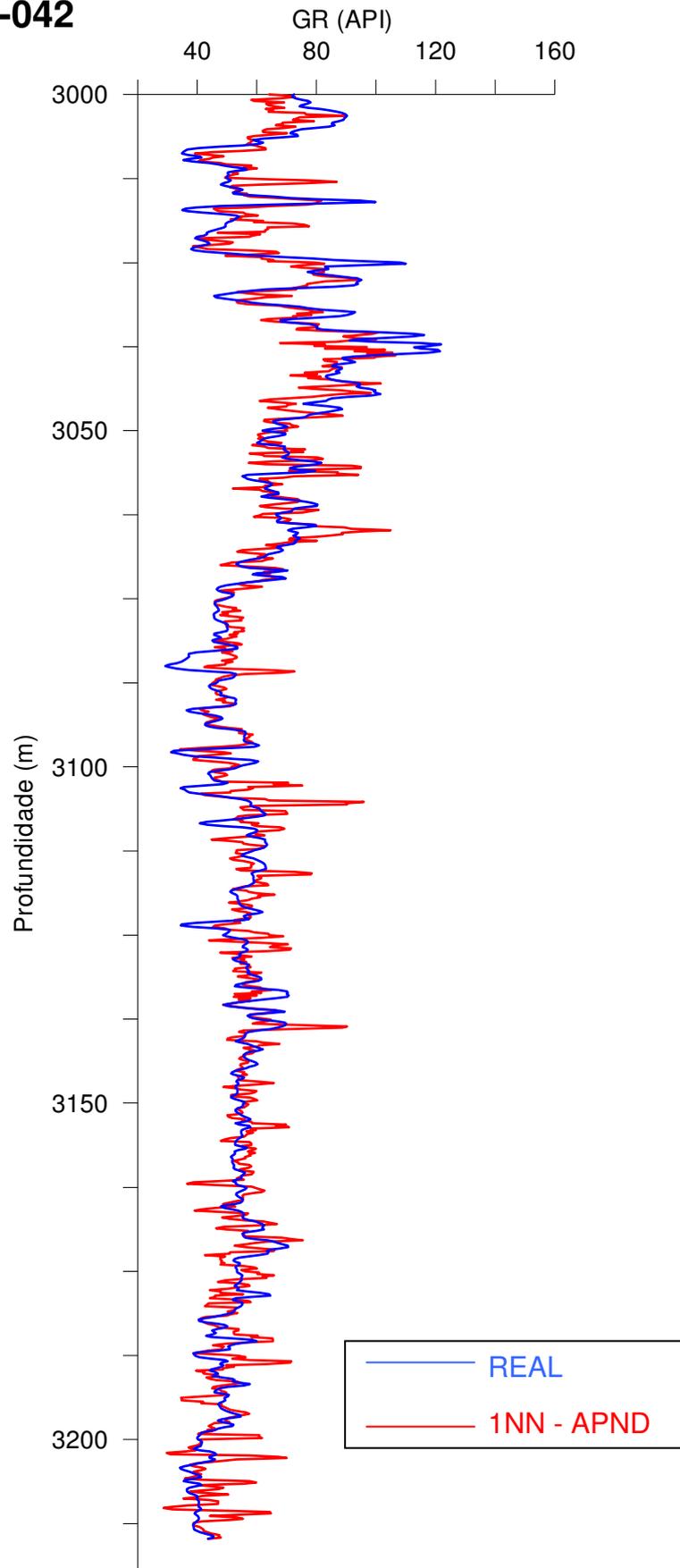


Figura 30 – Curva sintética x curva real do perfil GR, no poço RJS-042.

# RJS-234

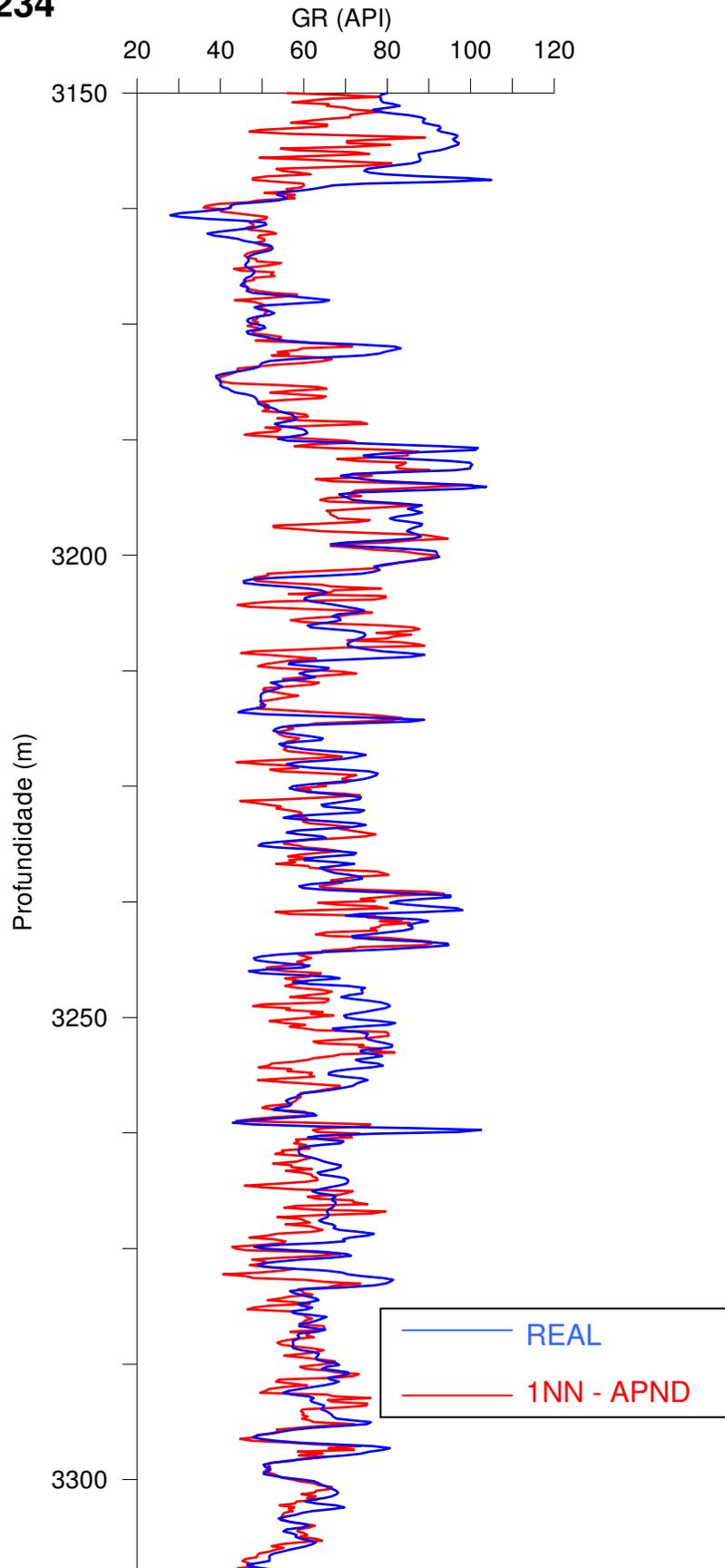


Figura 31 – Curva sintética x curva real do perfil GR, no poço RJS-234.

### 5.2.2. Perfil Sônico

As Figuras 32 a 43 apresentam os resultados obtidos com a utilização da técnica KNN, com  $K = 1$ , para simulação dos perfis de DT utilizando os perfis GR, ILD, NPHI e RHOB como variáveis independentes.

De um modo geral as simulações apresentaram estimativas muito satisfatórias para todos os poços. Observa-se uma boa correlação, tanto em termos de forma quanto de amplitude, entre as curvas simuladas pela técnica KNN e as correspondentes curvas reais de DT, com um nível geral de ruído bem inferior ao observado nas curvas sintéticas de GR. No caso dos poços NA-04 (Figura 34), NA-05 (Figura 35), NA-11A (Figura 37), NA-21B (Figura 40) e RJS-19 (Figura 41), a correlação entre o perfil real e o perfil sintético é excelente. Vale observar que as curvas sintéticas apresentam, em geral, a mesma resolução das curvas reais.

NA\_01A

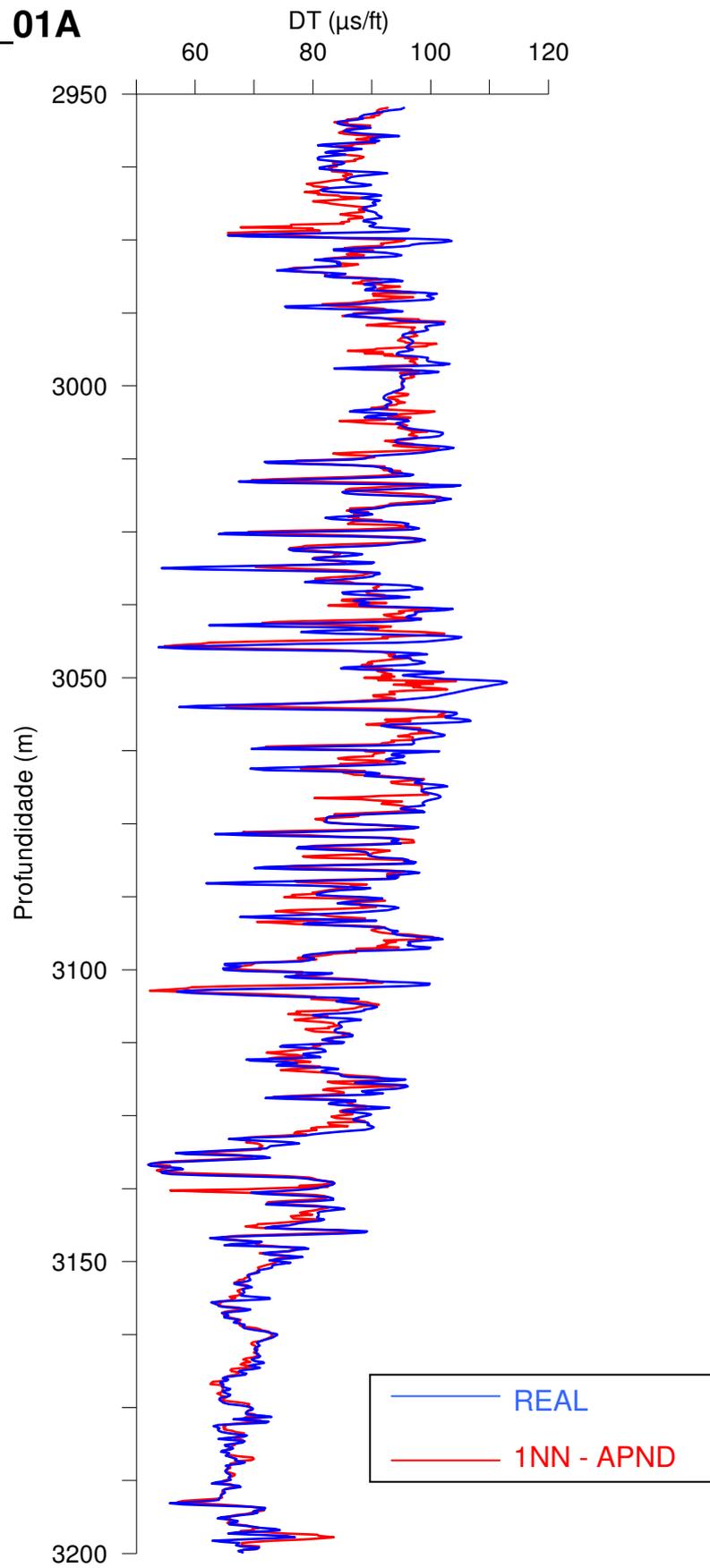


Figura 32 – Curva sintética x curva real do perfil DT, no poço NA-01A.

NA\_02A

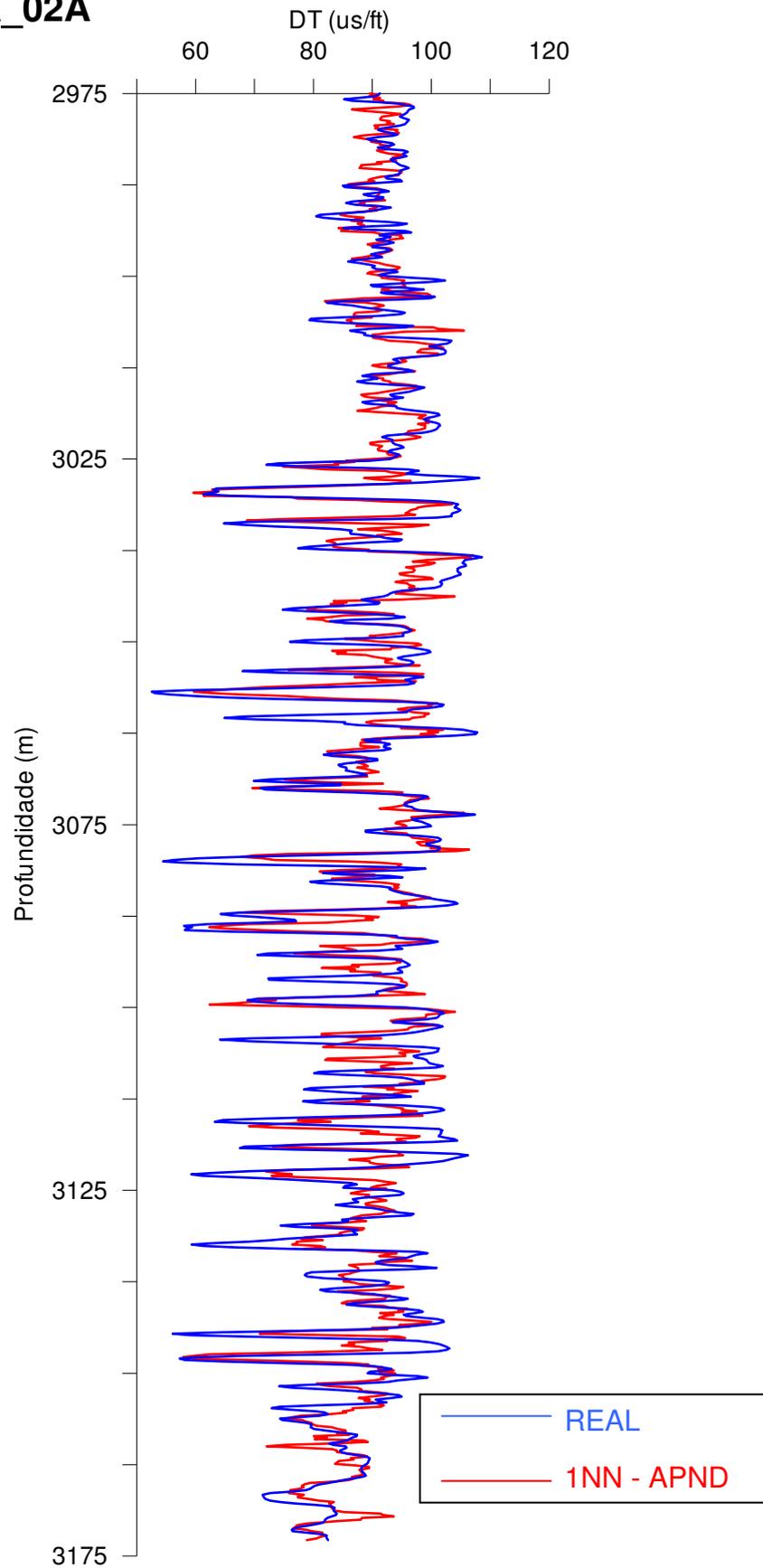


Figura 33 – Curva sintética x curva real do perfil DT, no poço NA-02A.

# NA\_04

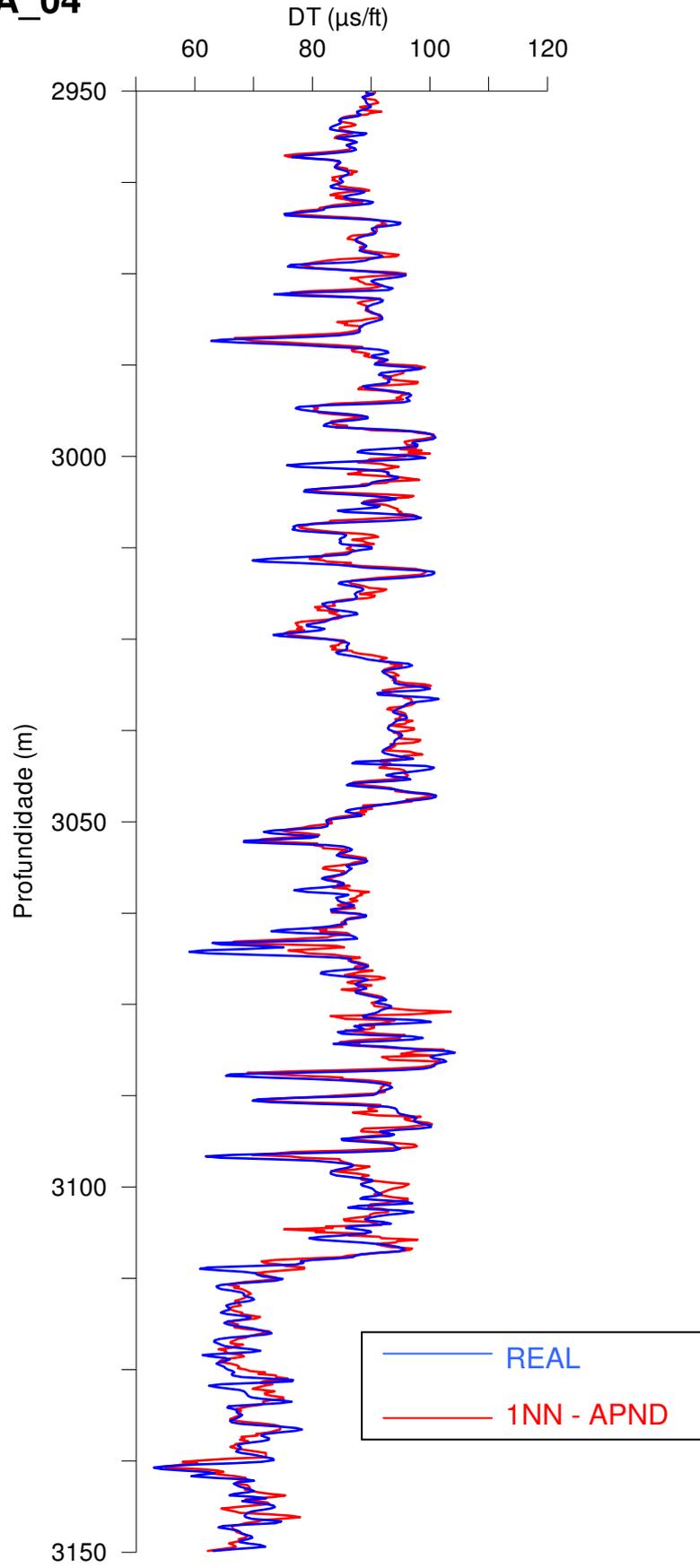


Figura 34 – Curva sintética x curva real do perfil DT, no poço NA-04.

NA\_05A

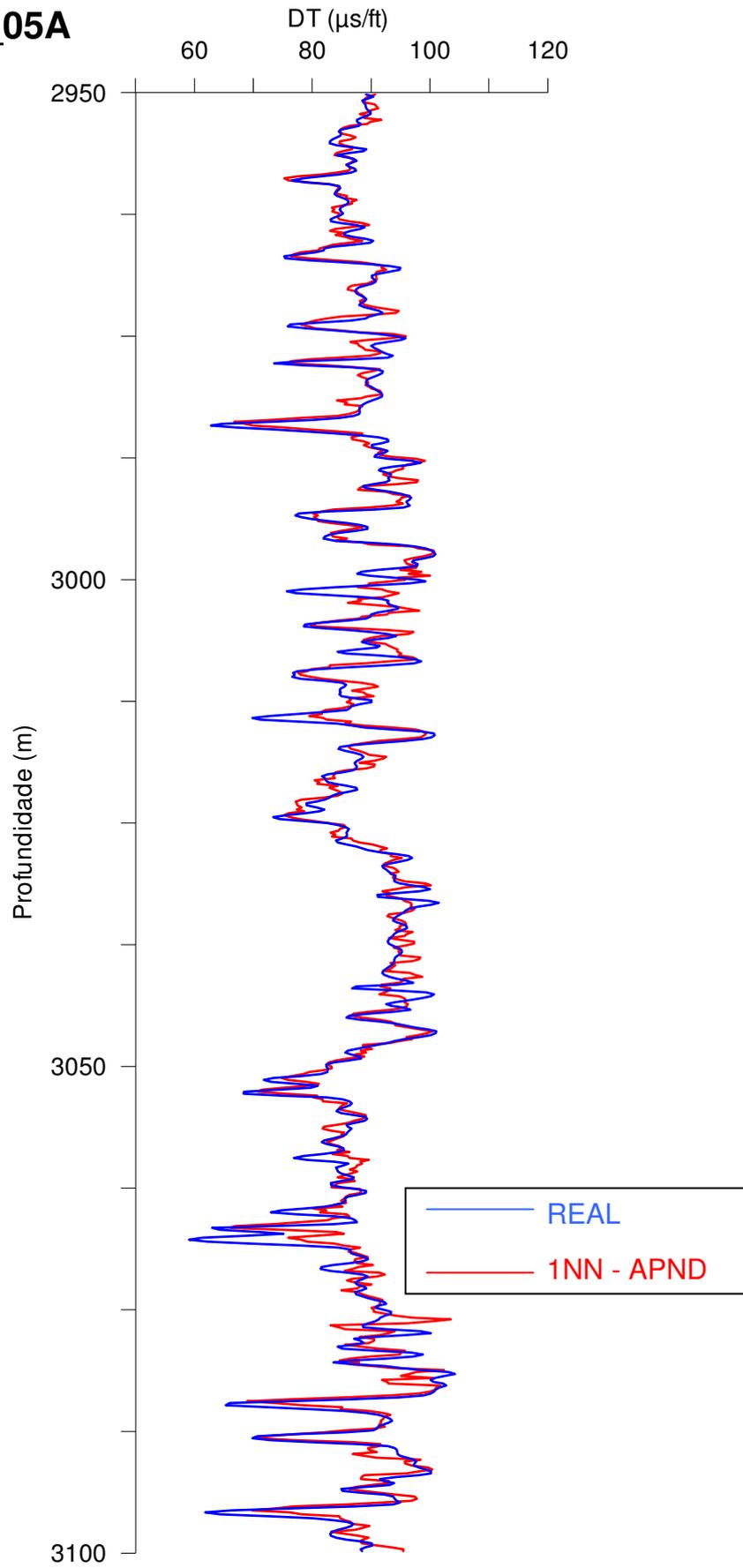


Figura 35 – Curva sintética x curva real do perfil DT, no poço NA-05A.

NA\_07A

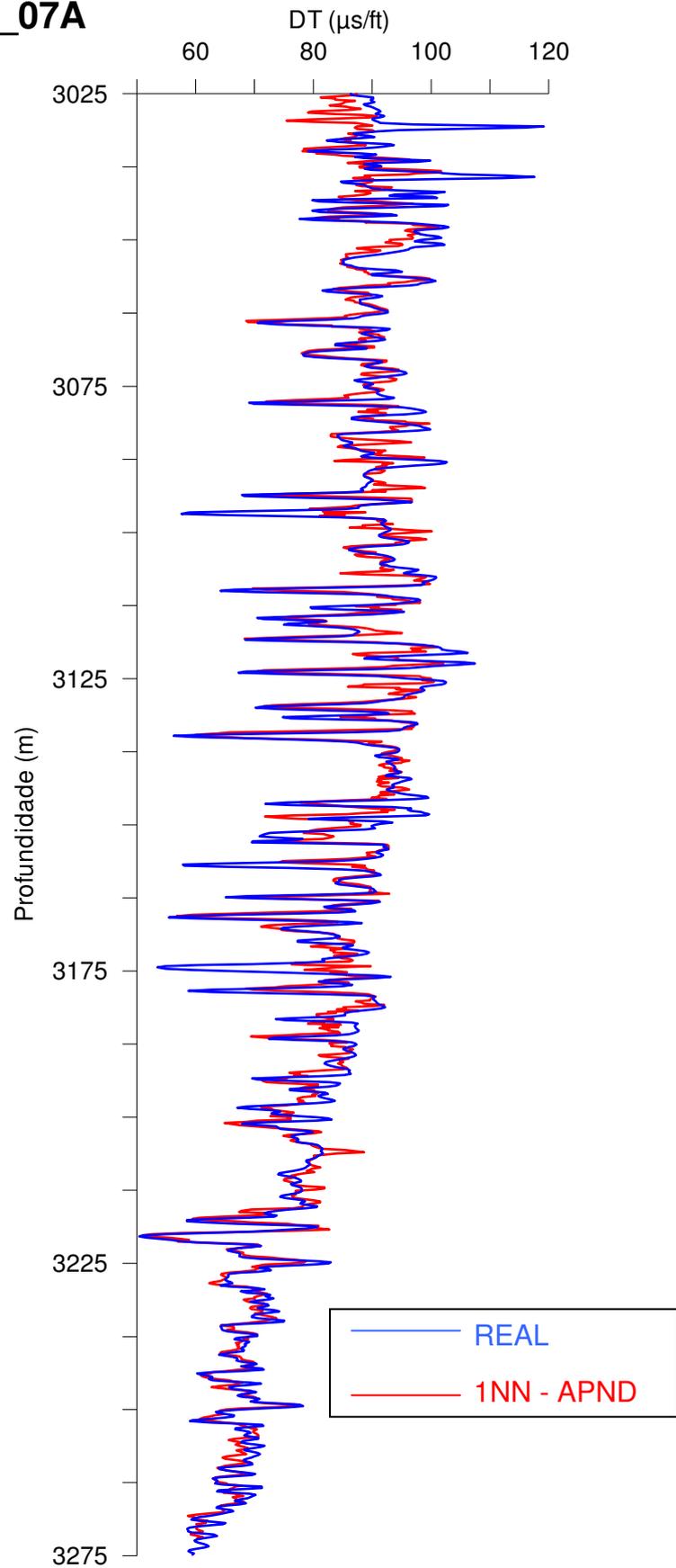


Figura 36 – Curva sintética x curva real do perfil DT, no poço NA-07A.

# NA\_11A

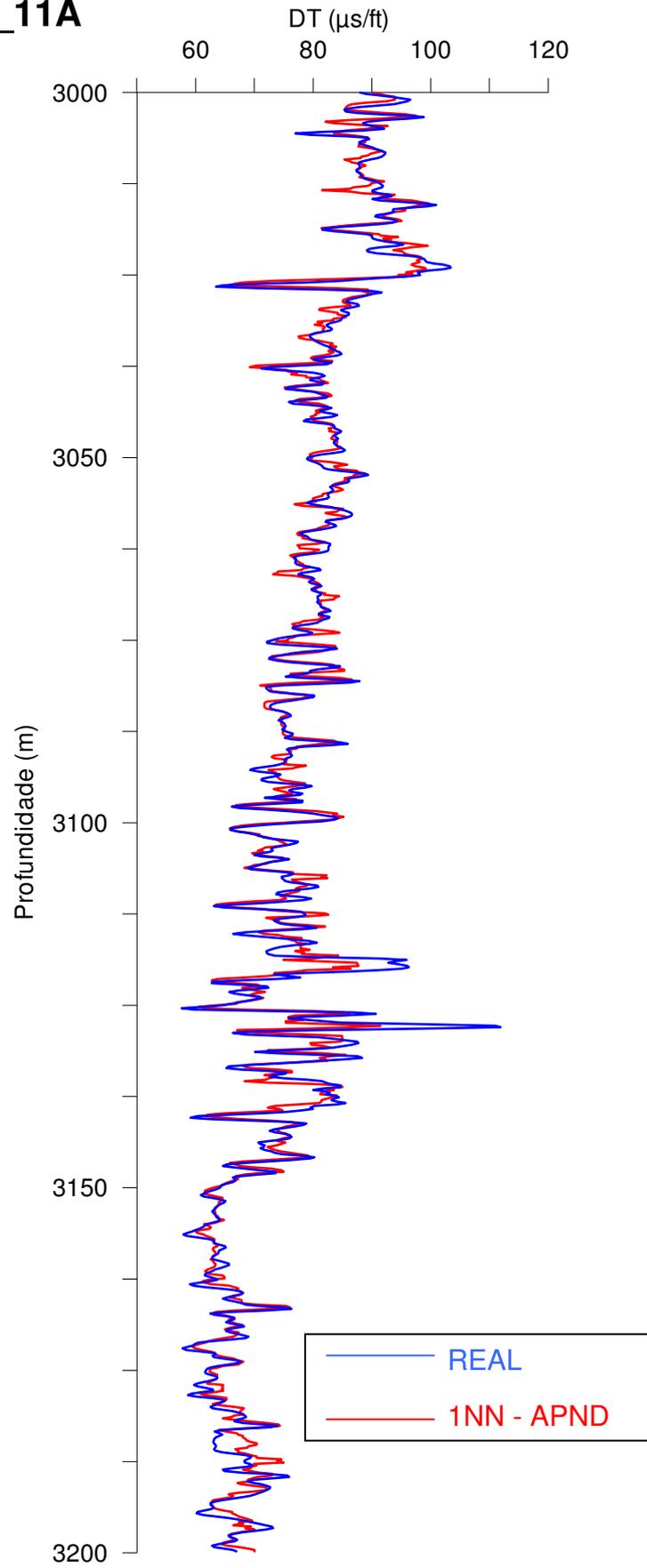


Figura 37 – Curva sintética x curva real do perfil DT, no poço NA-11A.

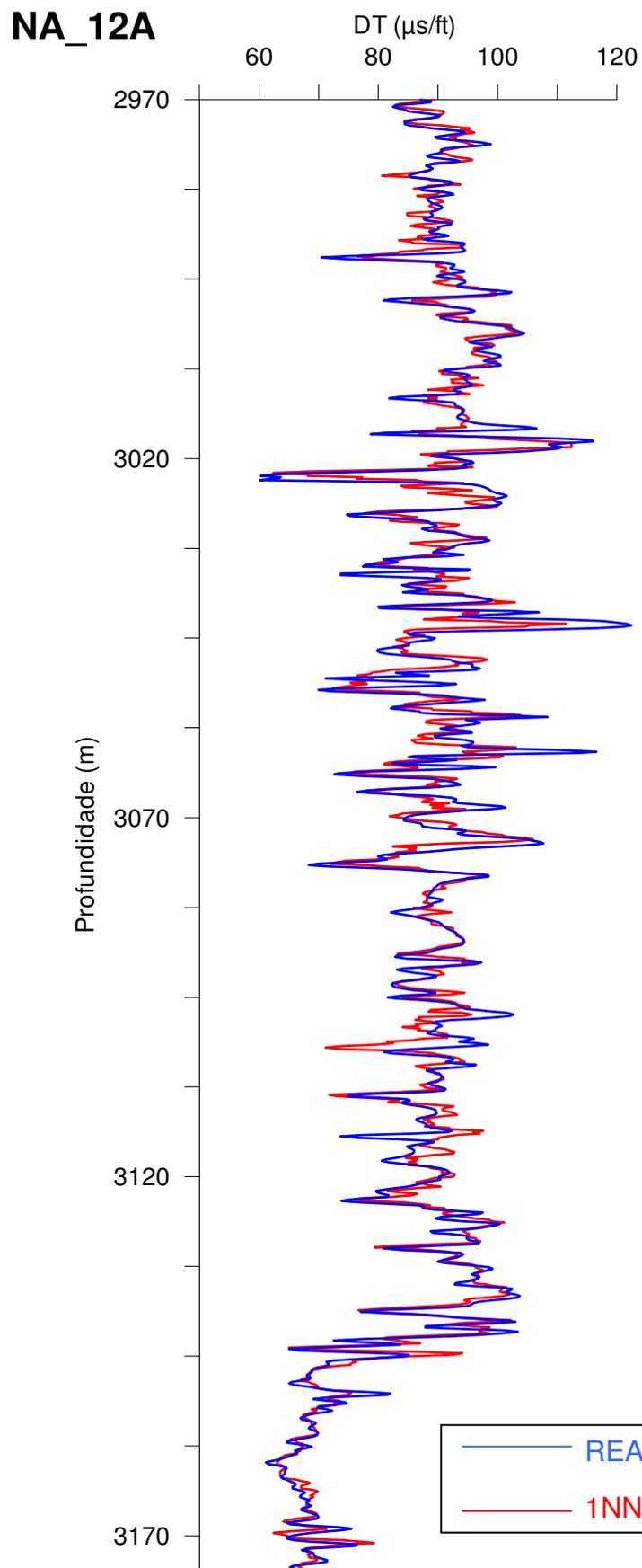


Figura 38 – Curva sintética x curva real do perfil DT, no poço NA-12A.

NA\_17A

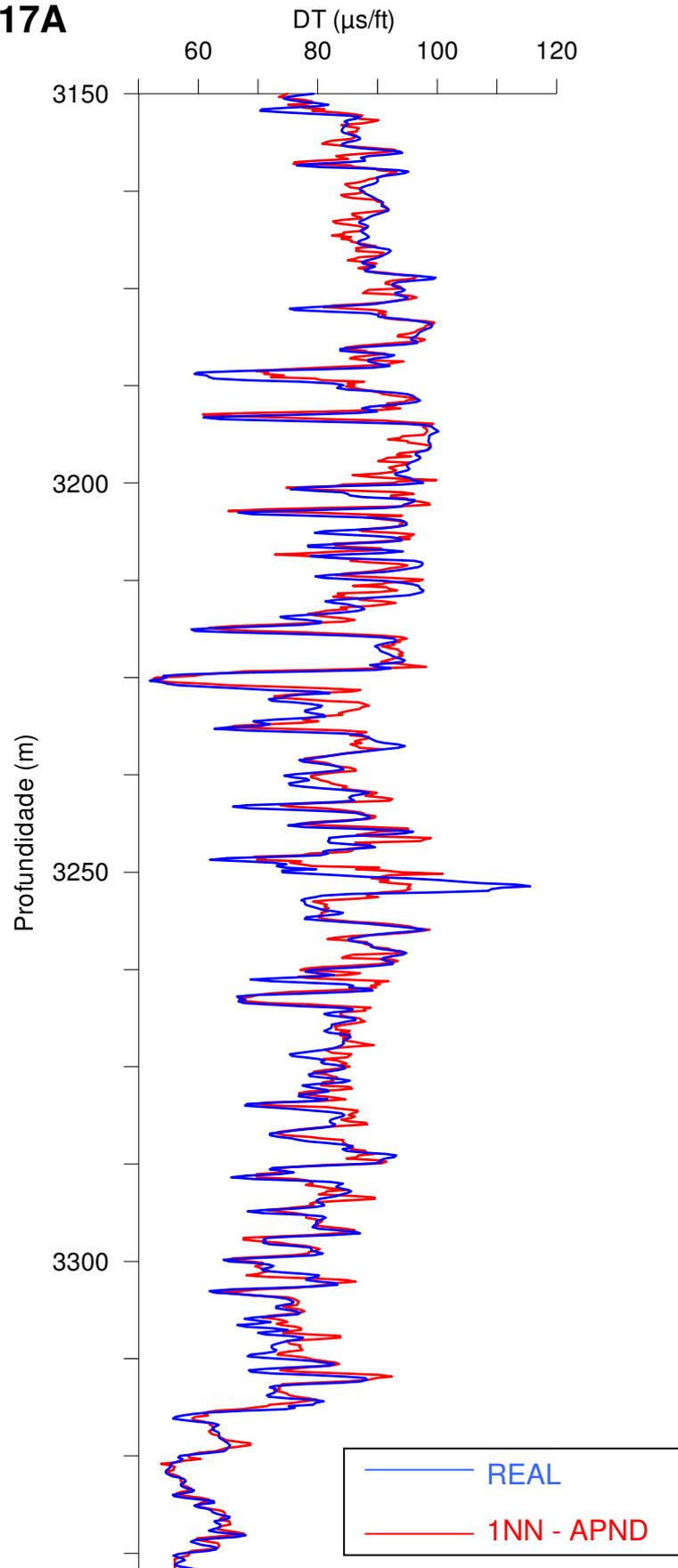


Figura 39 – Curva sintética x curva real do perfil DT, no poço NA-17A.

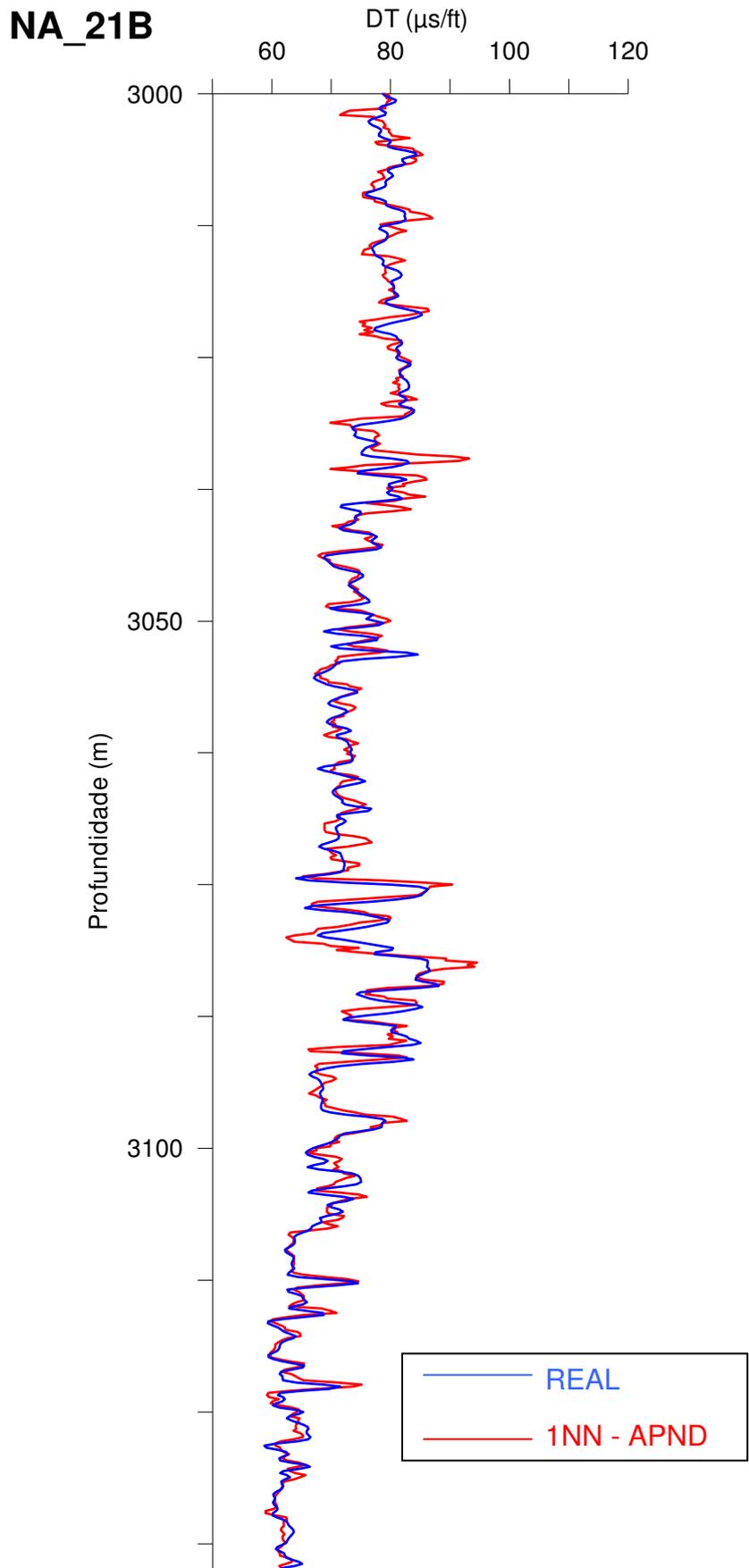


Figura 40 – Curva sintética x curva real do perfil DT, no poço NA-21B.

# RJS-019

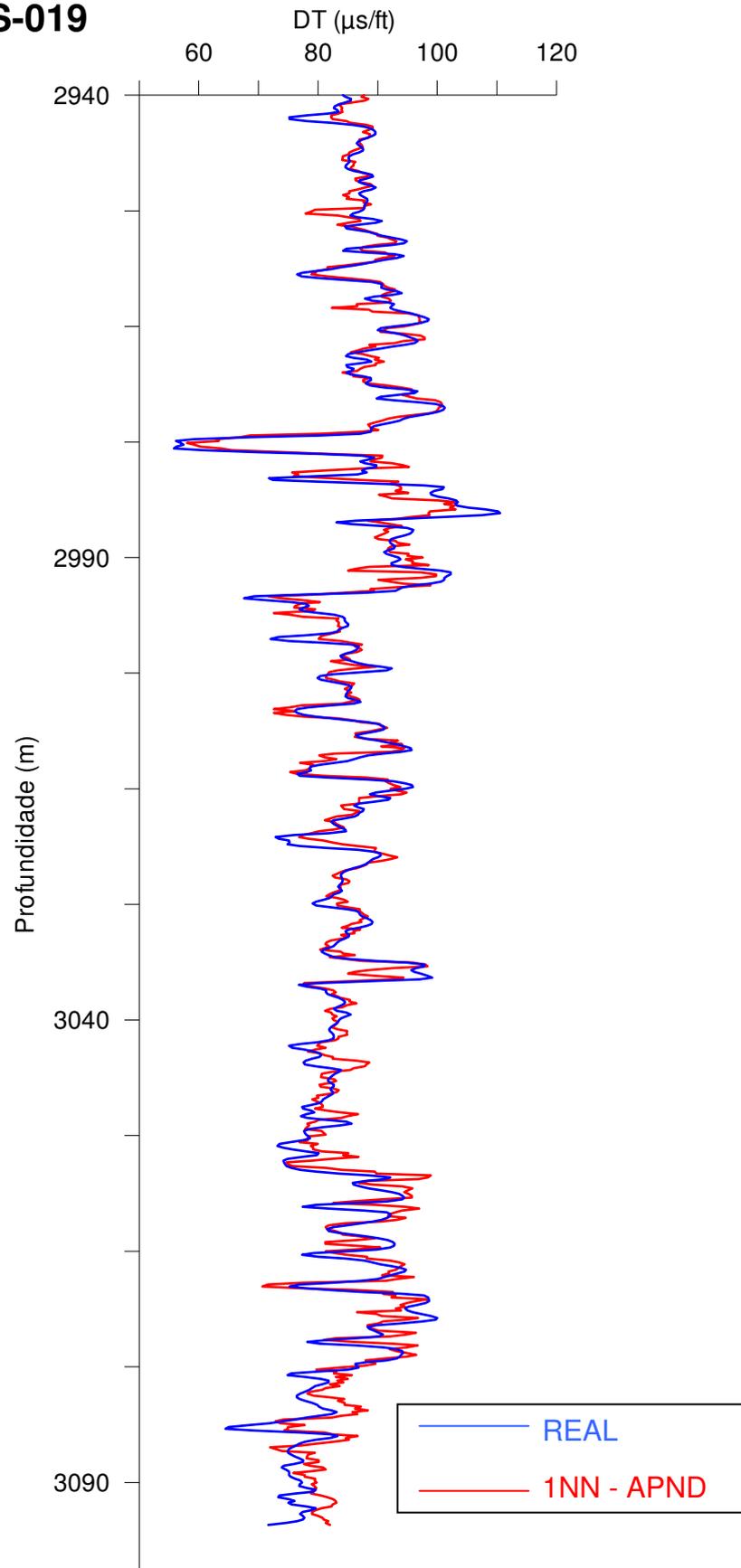


Figura 41 – Curva sintética x curva real do perfil DT, no poço RJS-019.

# RJS-042

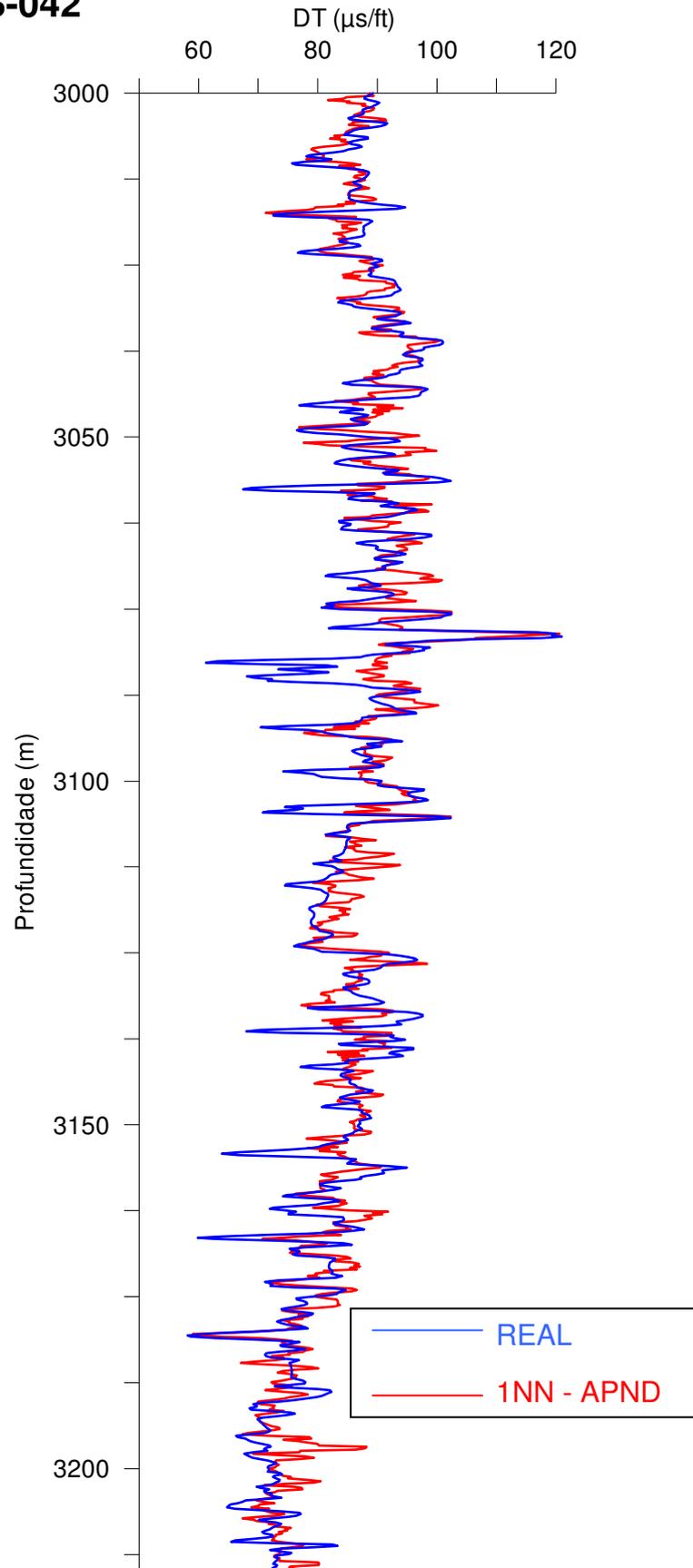


Figura 42 – Curva sintética x curva real do perfil DT, no poço RJS-042.

**RJS-234**

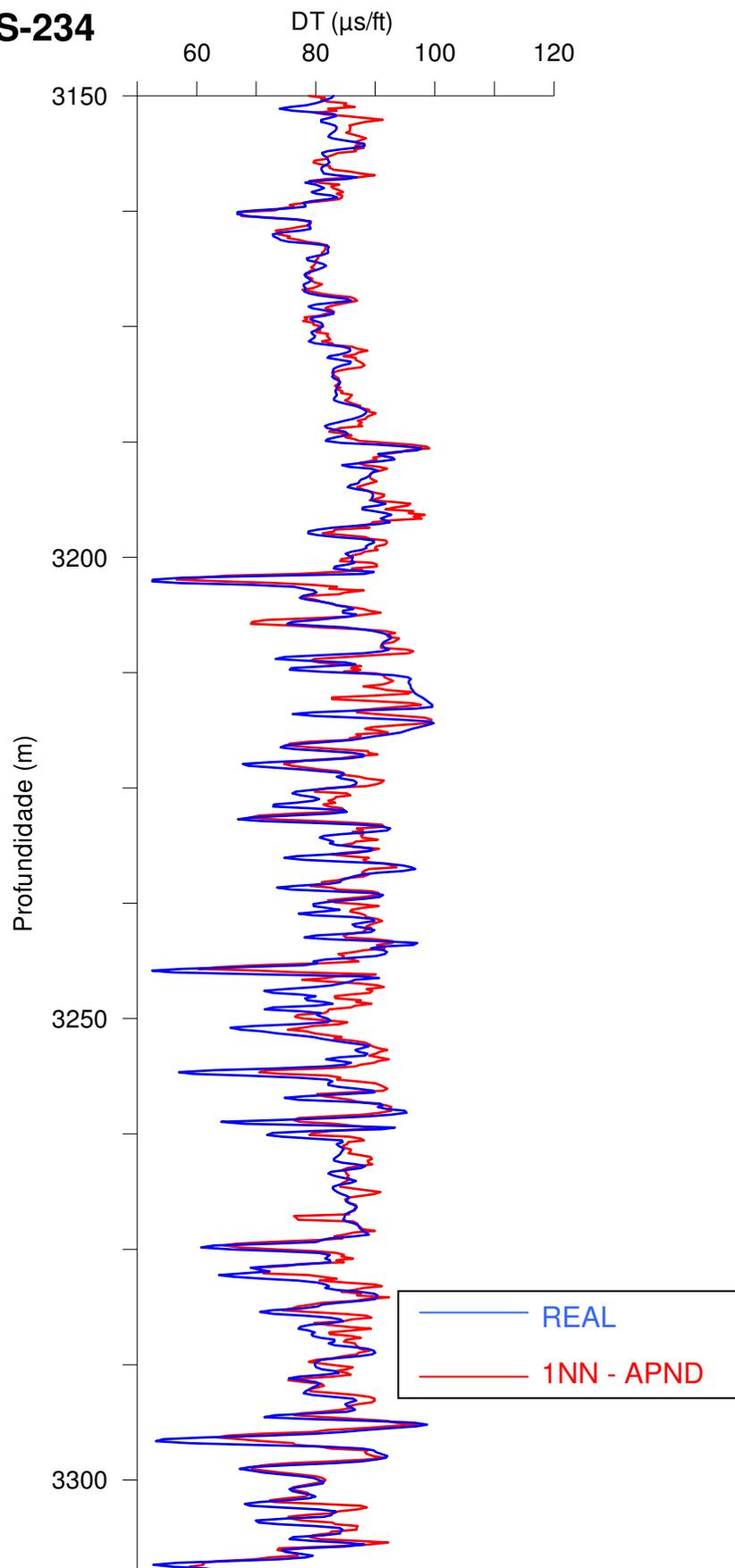


Figura 43 – Curva sintética x curva real do perfil DT, no poço RJS-234.

### 5.2.3. Perfil Indução

As Figuras 44 a 55 apresentam os resultados obtidos com a utilização da técnica KNN, com  $K = 1$ , para simulação dos perfis de ILD utilizando os perfis GR, DT, NPHI e RHOB como variáveis independentes.

No poço NA-01A houve um "estouro de escala", ou seja, os valores da curva ILD, em alguns intervalos de profundidade, foram excessivamente elevados. A razão para tal comportamento é desconhecida, mas supõe-se um mau funcionamento da ferramenta por razão não-aparente. Nos poços NA-02, NA-04, NA-05, NA-07 e NA-12, os valores são relativamente altos, mas dentro dos valores esperados.

As curvas sintéticas de ILD apresentam, em geral, formas semelhantes e amplitudes no mesmo intervalo de variação de suas correspondentes curvas reais, no entanto, apresentam muitos picos, indicando uma maior dificuldade do algoritmo KNN em realizar uma estimativa precisa da resistividade elétrica. De certa forma isso é de se esperar uma vez que a resistividade elétrica apresenta variação logarítmica, enquanto que as demais propriedades medidas pelos perfis variam em escala linear. A adoção de um filtro de suavização com uma janela mais ampla provavelmente seria mais indicado para o caso do perfil ILD.

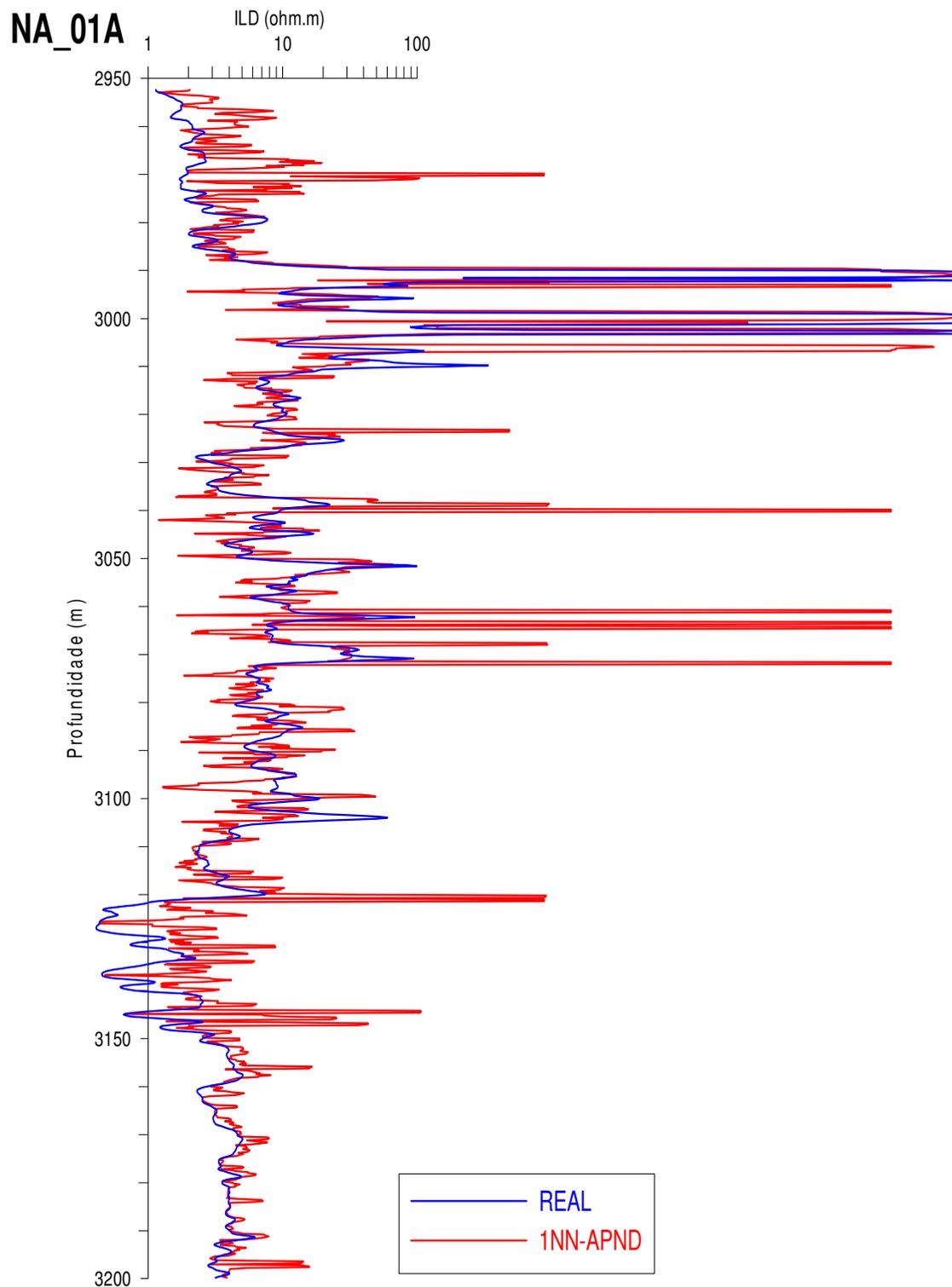


Figura 44 – Curva sintética x curva real do perfil ILD, no poço NA-01A.

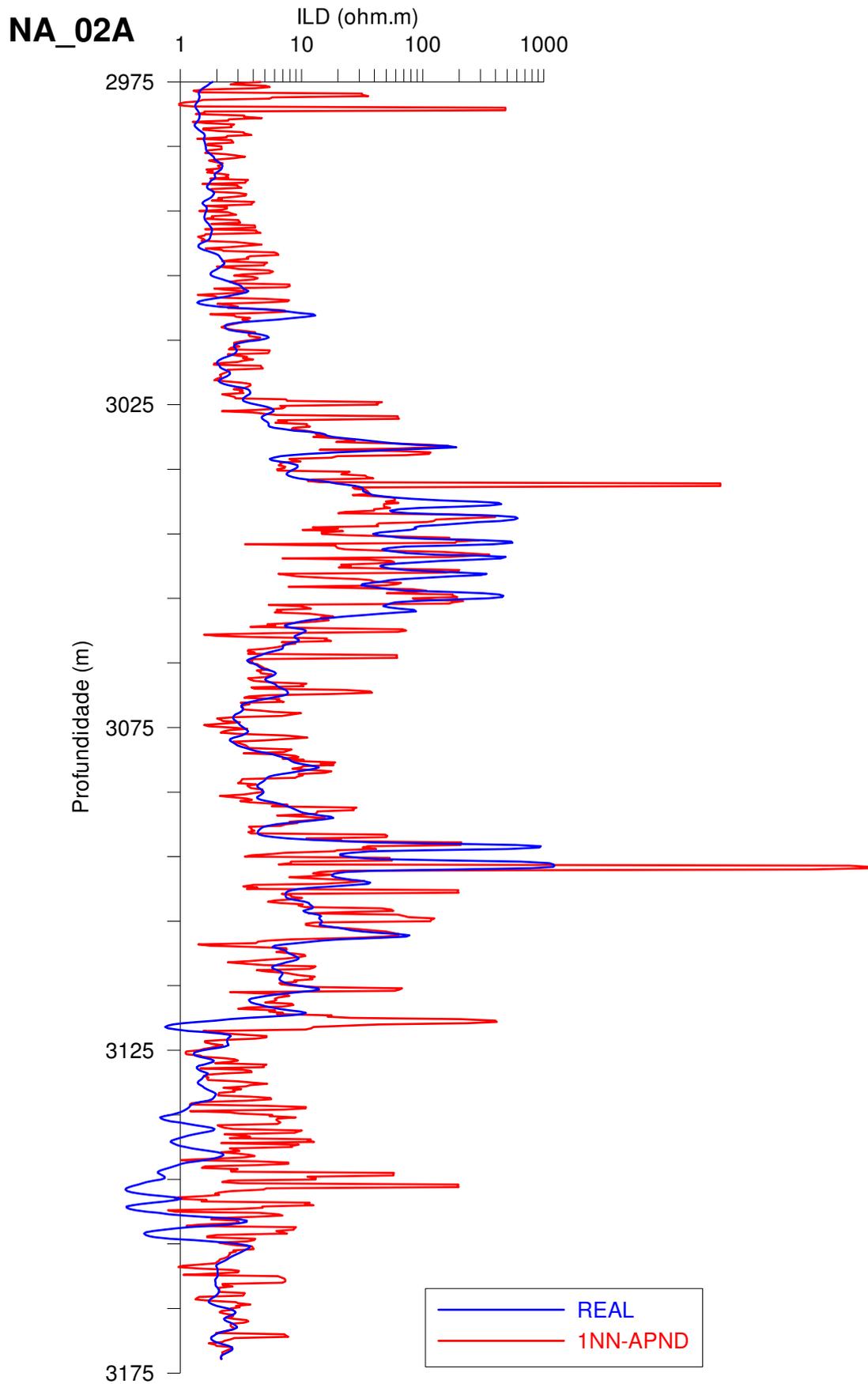


Figura 45 – Curva sintética x curva real do perfil ILD, no poço NA-02A.

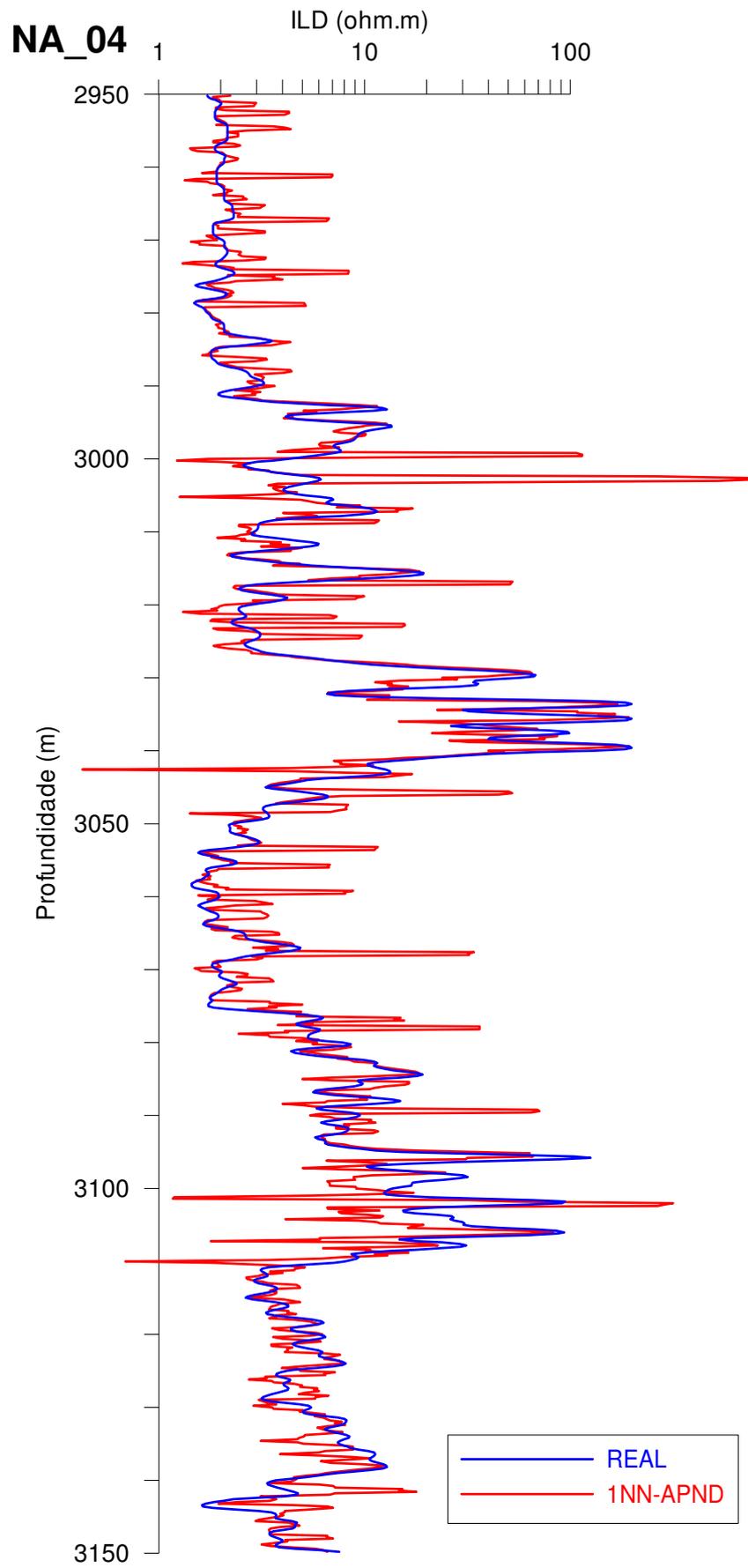


Figura 46 – Curva sintética x curva real do perfil ILD, no poço NA-04.

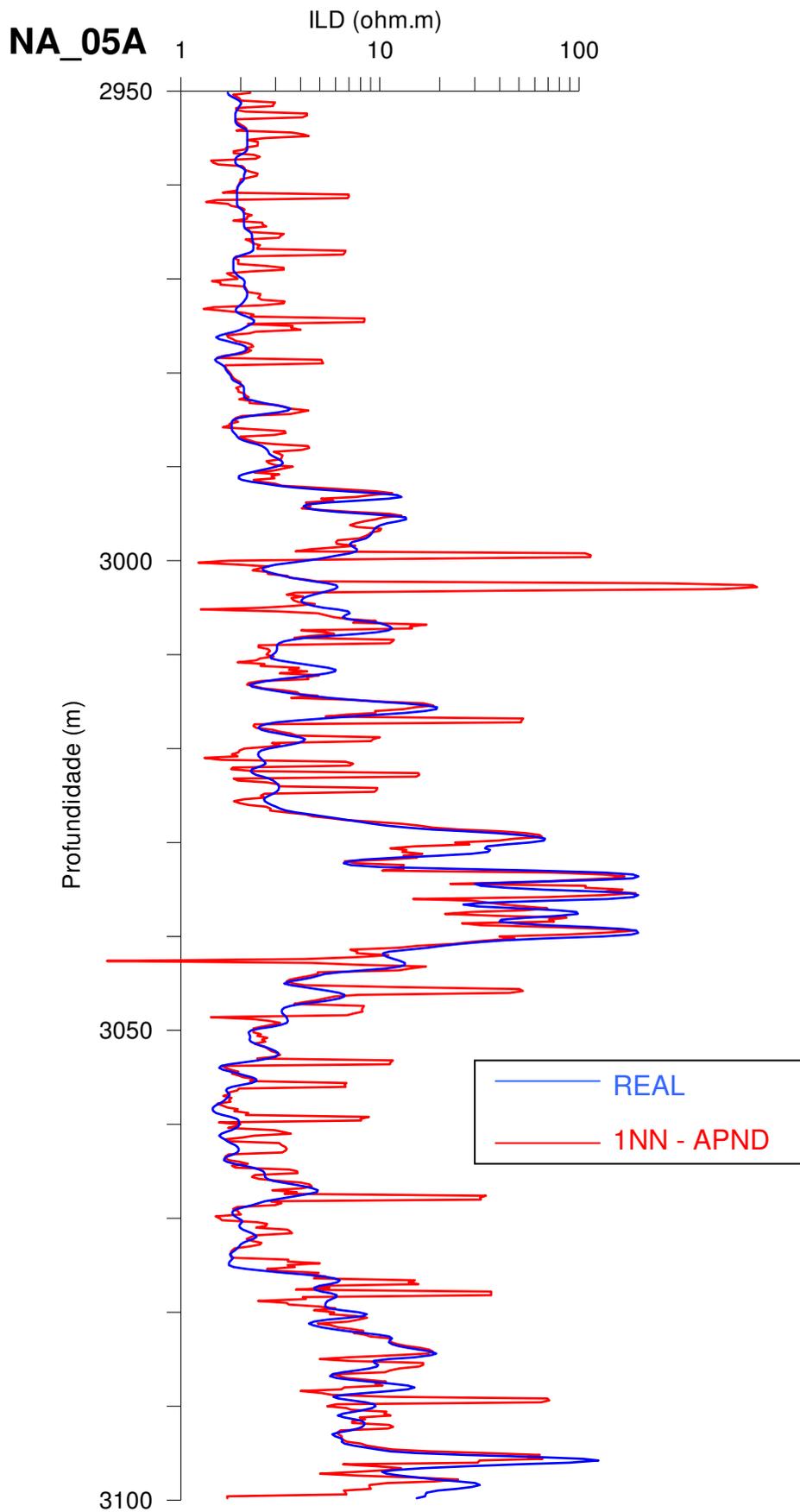


Figura 47 – Curva sintética x curva real do perfil ILD, no poço NA-05A.

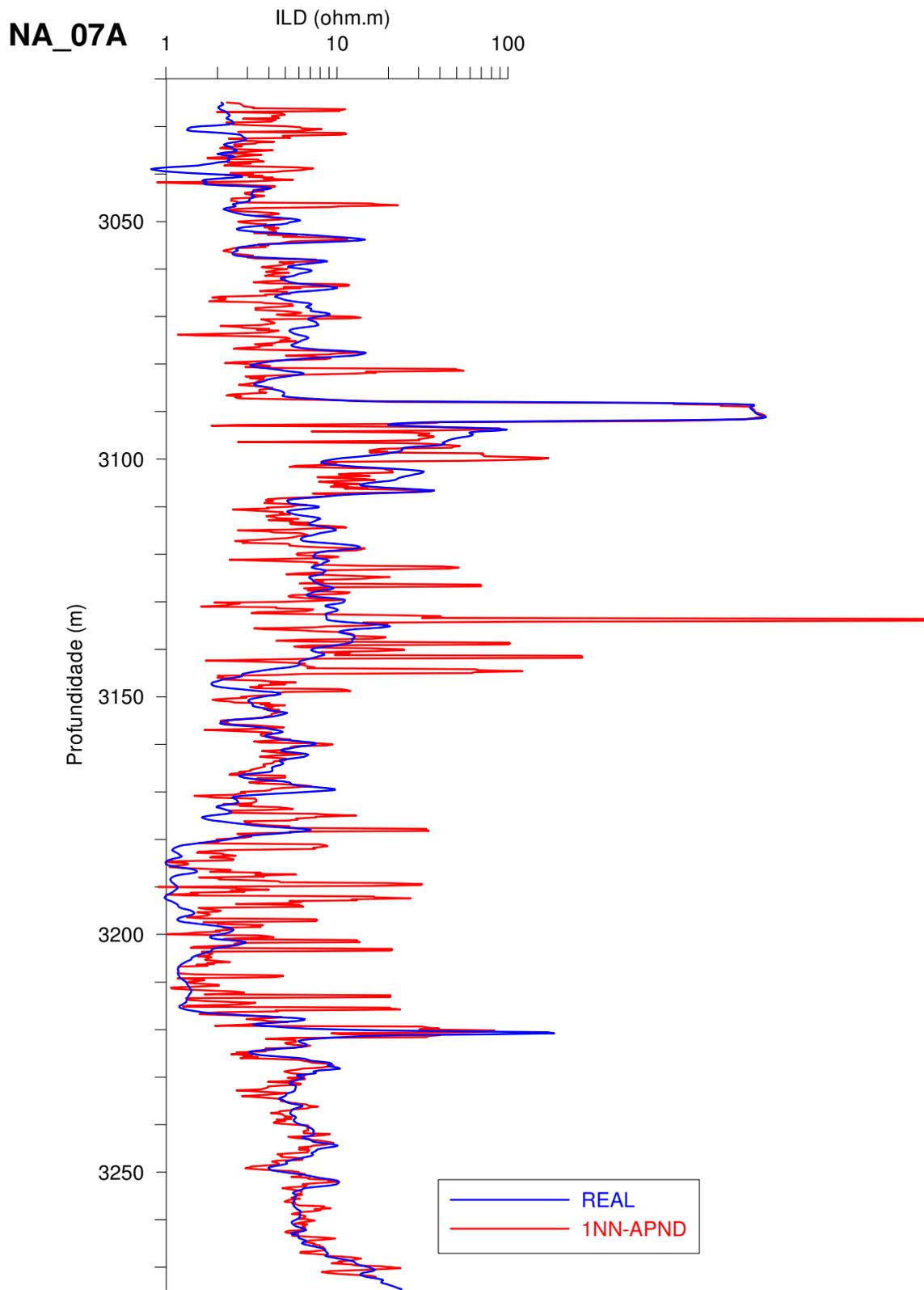


Figura 48 – Curva sintética x curva real do perfil ILD, no poço NA-07A.

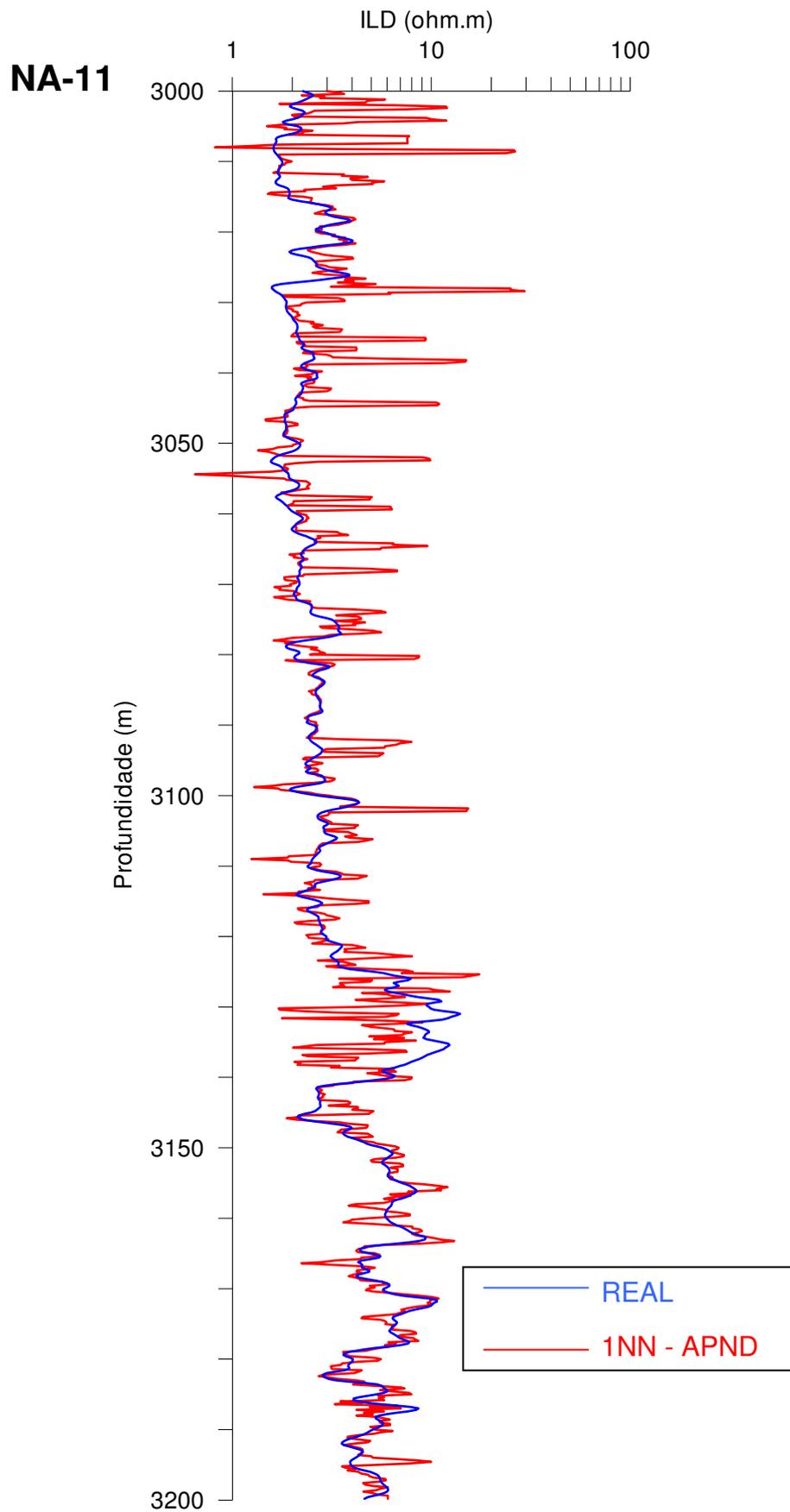


Figura 49 – Curva sintética x curva real do perfil ILD, no poço NA-11.

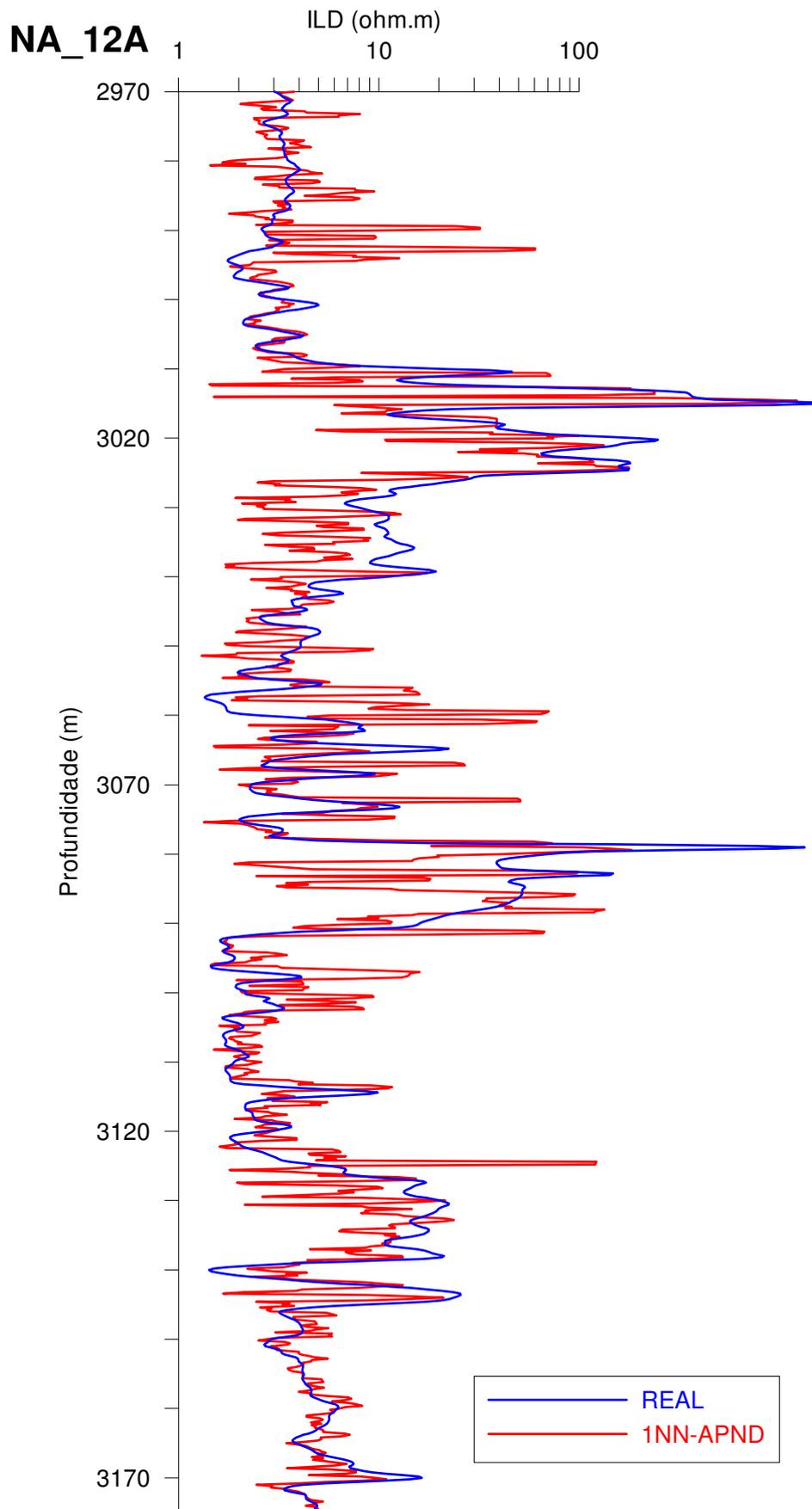


Figura 50 – Curva sintética x curva real do perfil ILD, no poço NA-12A.

NA-17

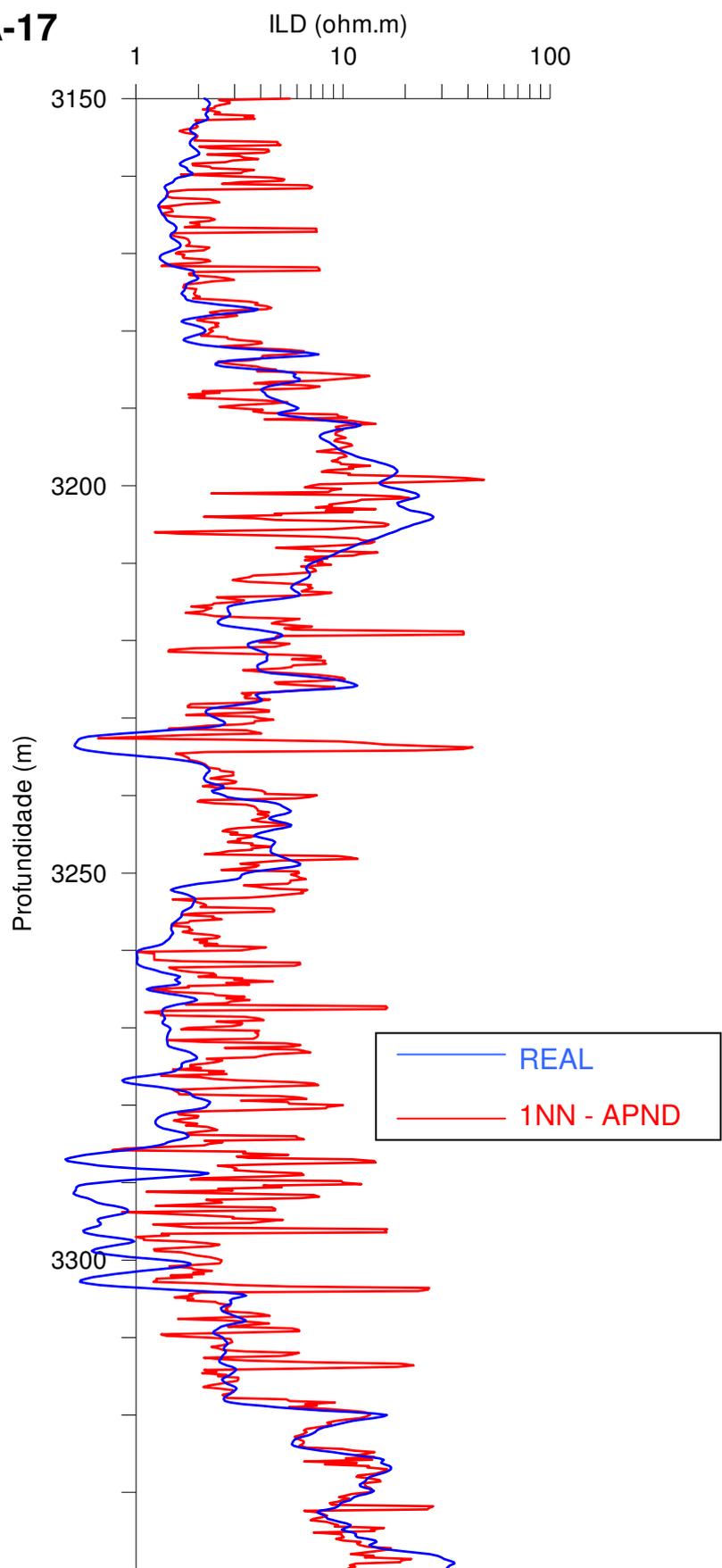


Figura 51 – Curva sintética x curva real do perfil ILD, no poço NA-17.

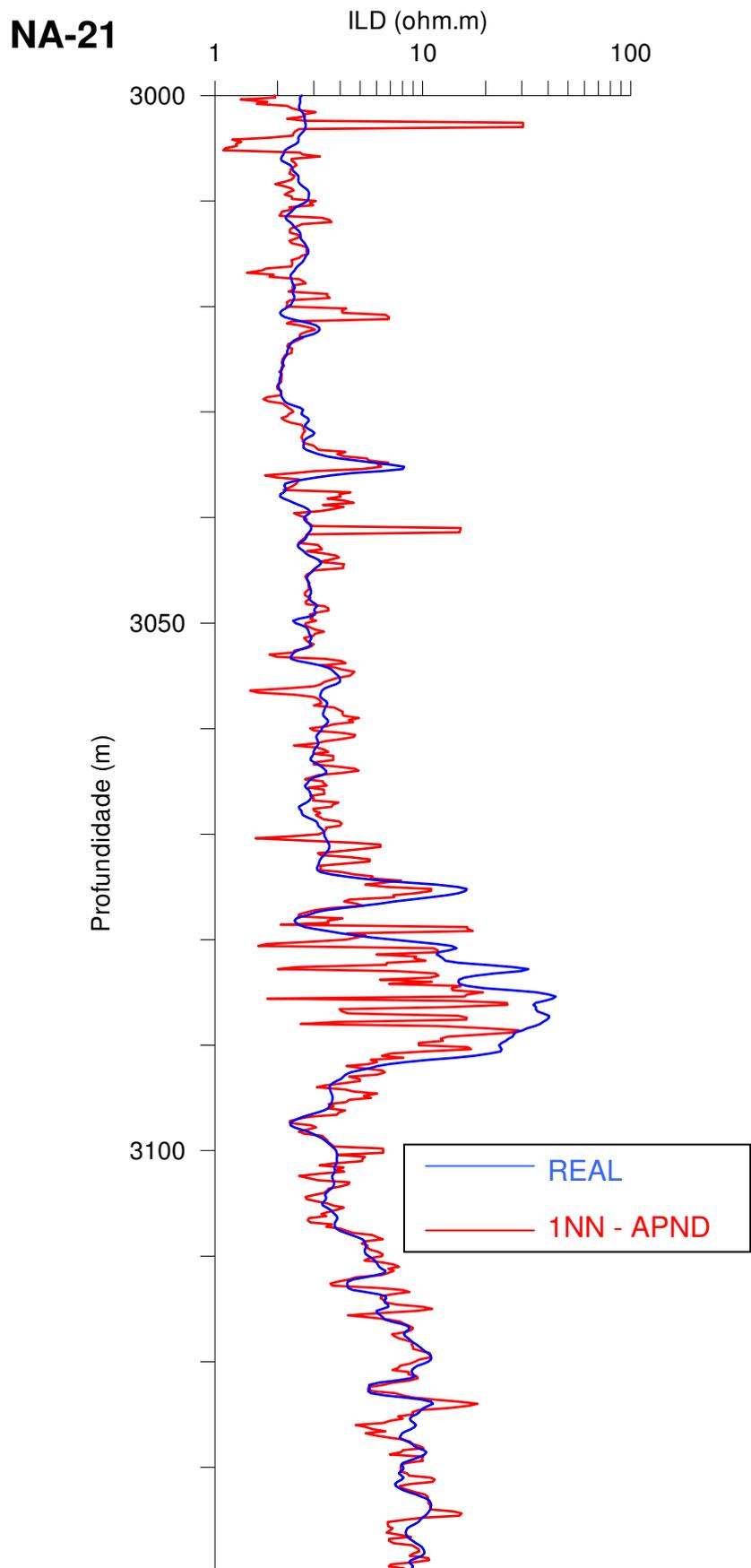


Figura 52 – Curva sintética x curva real do perfil ILD, no poço NA-21.

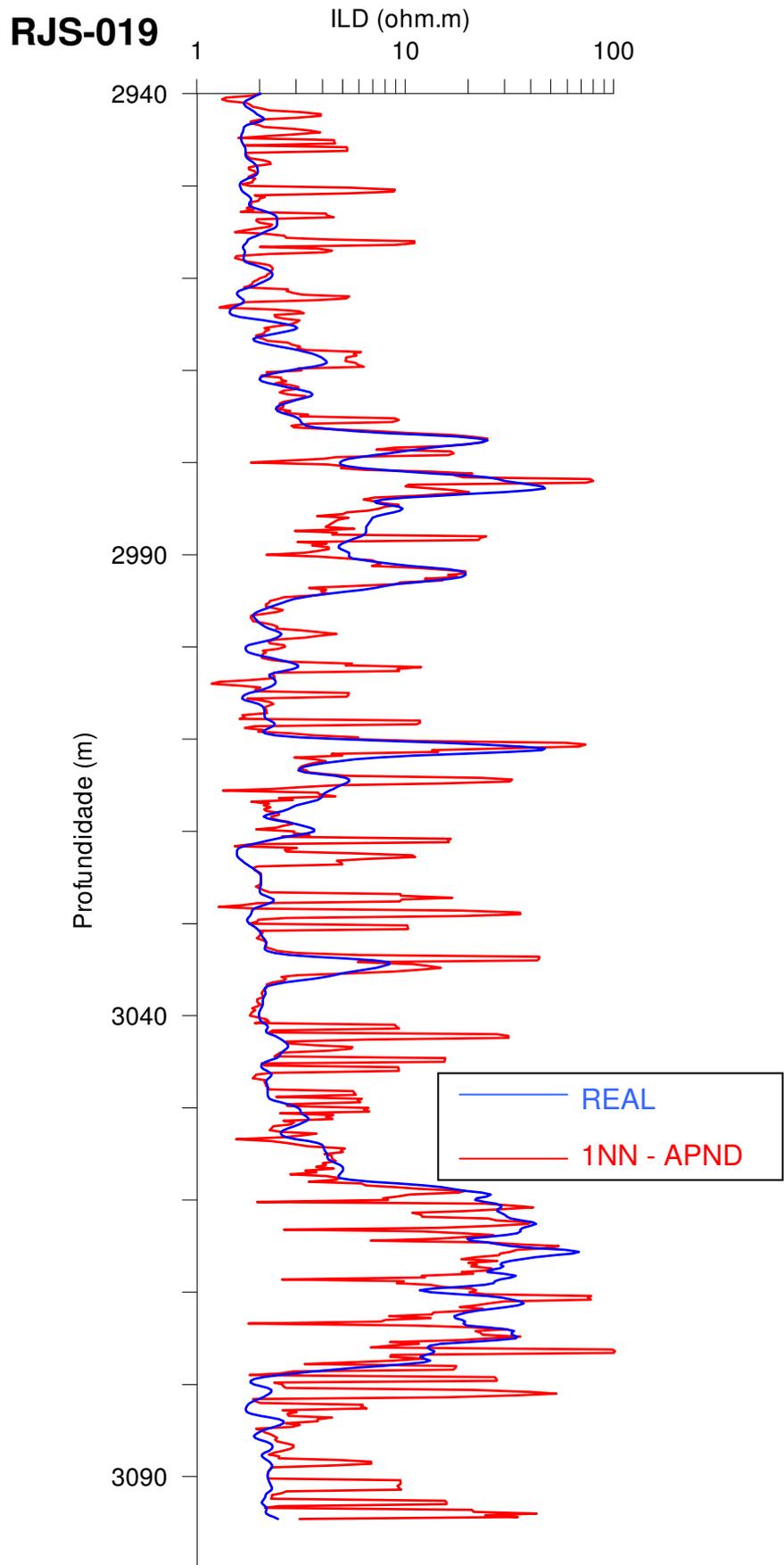


Figura 53 – Curva sintética x curva real do perfil ILD, no poço RJS-019.

**RJS-042**

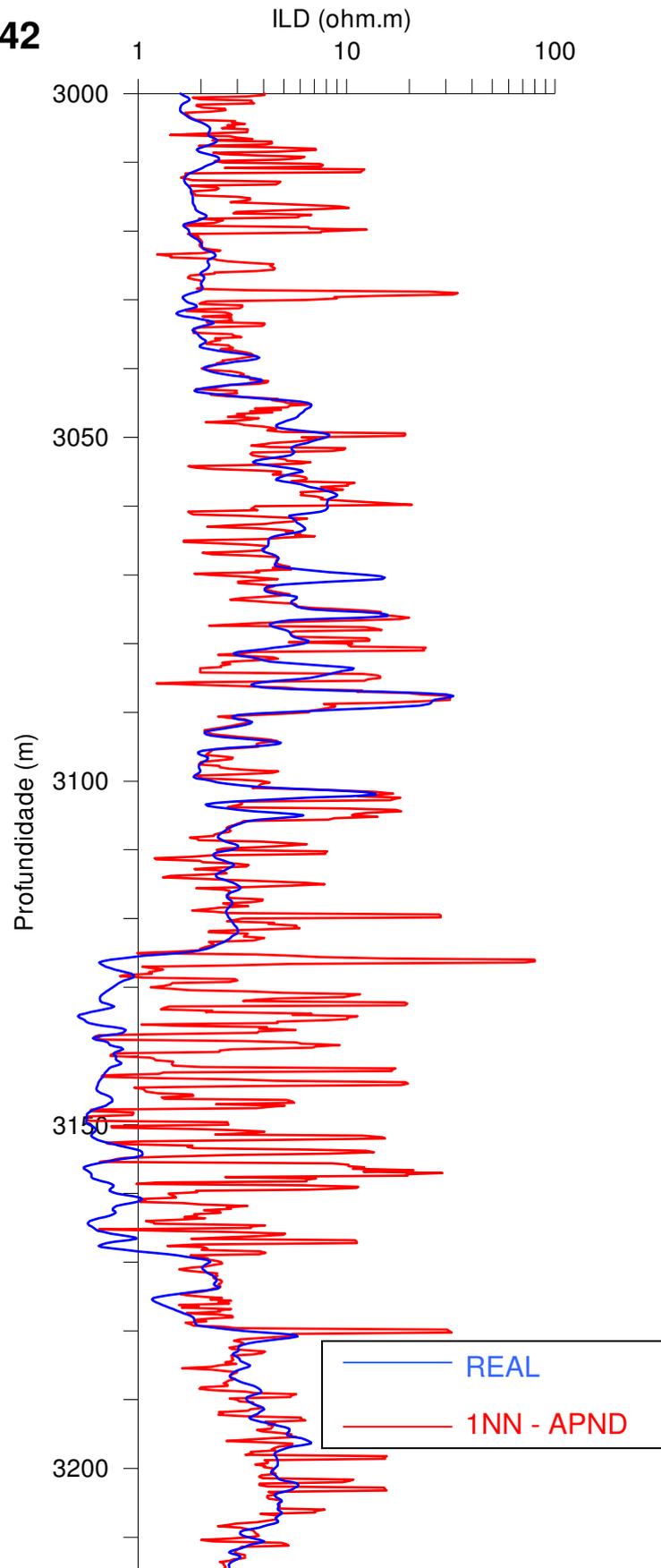


Figura 54 – Curva sintética x curva real do perfil ILD, no poço RJS-042.

**RJS-234**

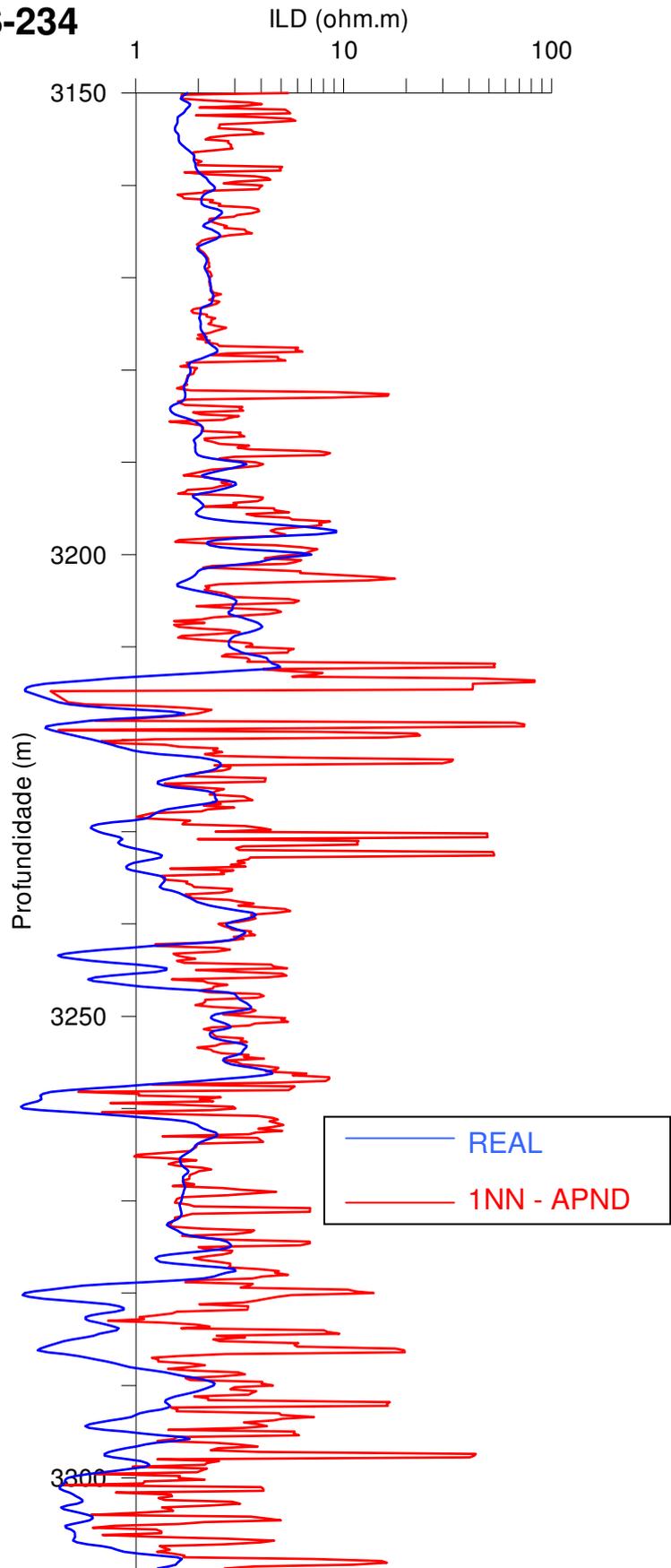


Figura 55 – Curva sintética x curva real do perfil ILD, no poço RJS-234.

#### **5.2.4. Perfil de Neutôns**

As Figuras 56 a 67 apresentam os resultados obtidos com a utilização da técnica KNN, com  $K = 1$ , para simulação dos perfis de NPHI utilizando os perfis GR, DT e RHOB como variáveis independentes.

Para o caso dos perfis sintéticos de NPHI observa-se, em geral, uma correlação muito boa com as curvas reais, tanto em termos de forma quanto de amplitude. No entanto, de modo parecido com as curvas de GR, observa-se em alguns poços a presença de picos espúrios, sugerindo a presença de ruído nas curvas sintéticas e indicando a adoção de filtro de média móvel com um número de amostras um pouco maior que três, o número adotado. Entretanto, nas Figuras 59 e 62 a 65 observam-se predições de NPHI de muito boa qualidade quando comparadas às suas correspondentes curvas reais.

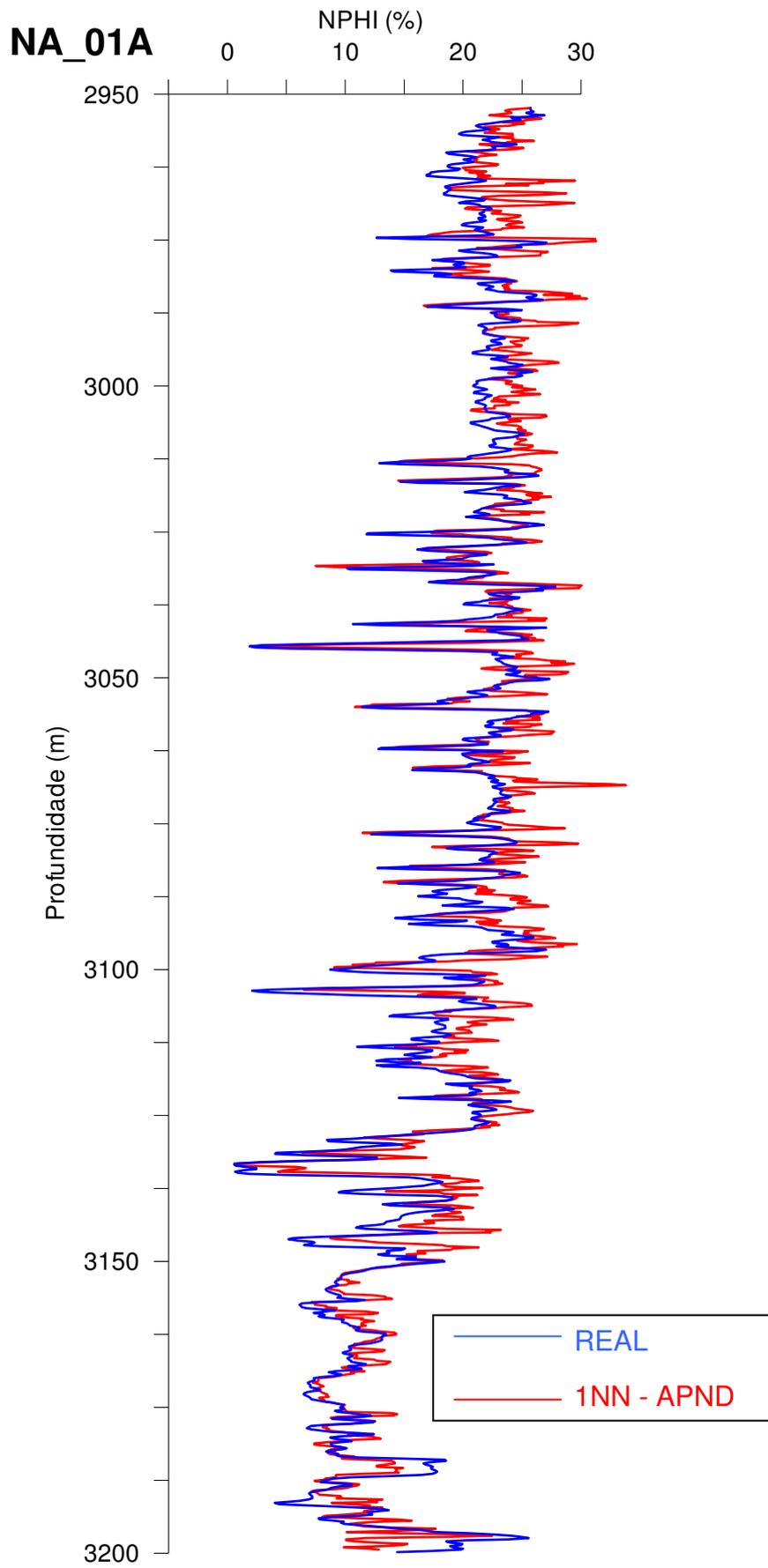


Figura 56 – Curva sintética x curva real do perfil NPHI, no poço NA-01A.

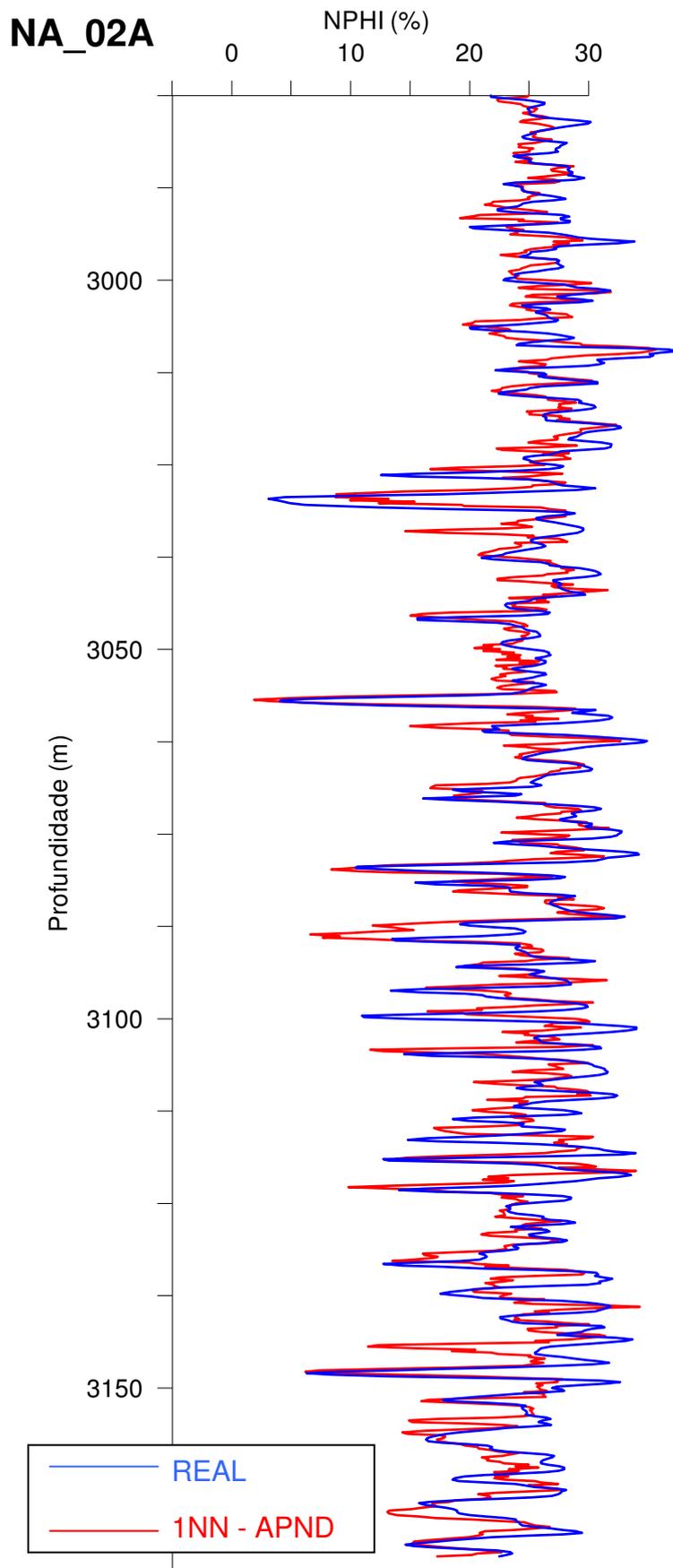


Figura 57 – Curva sintética x curva real do perfil NPHI, no poço NA-02A.

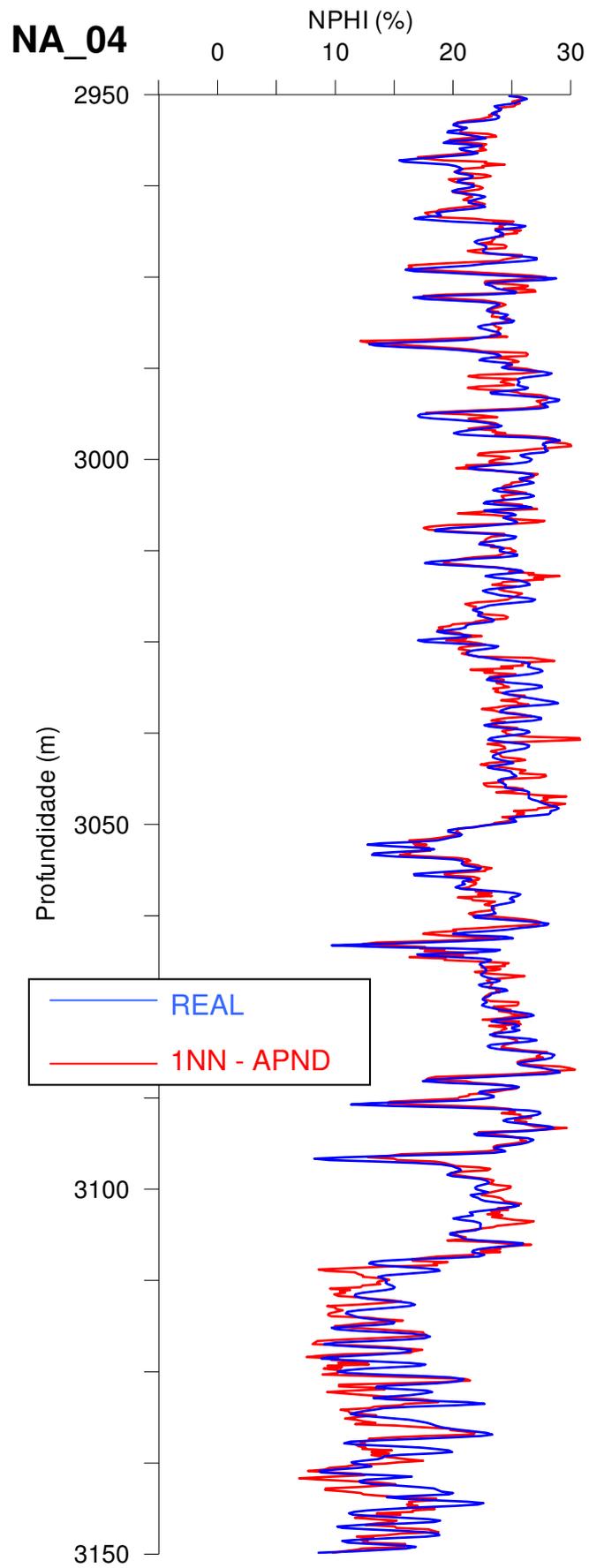


Figura 58 – Curva sintética x curva real do perfil NPHI, no poço NA-04.

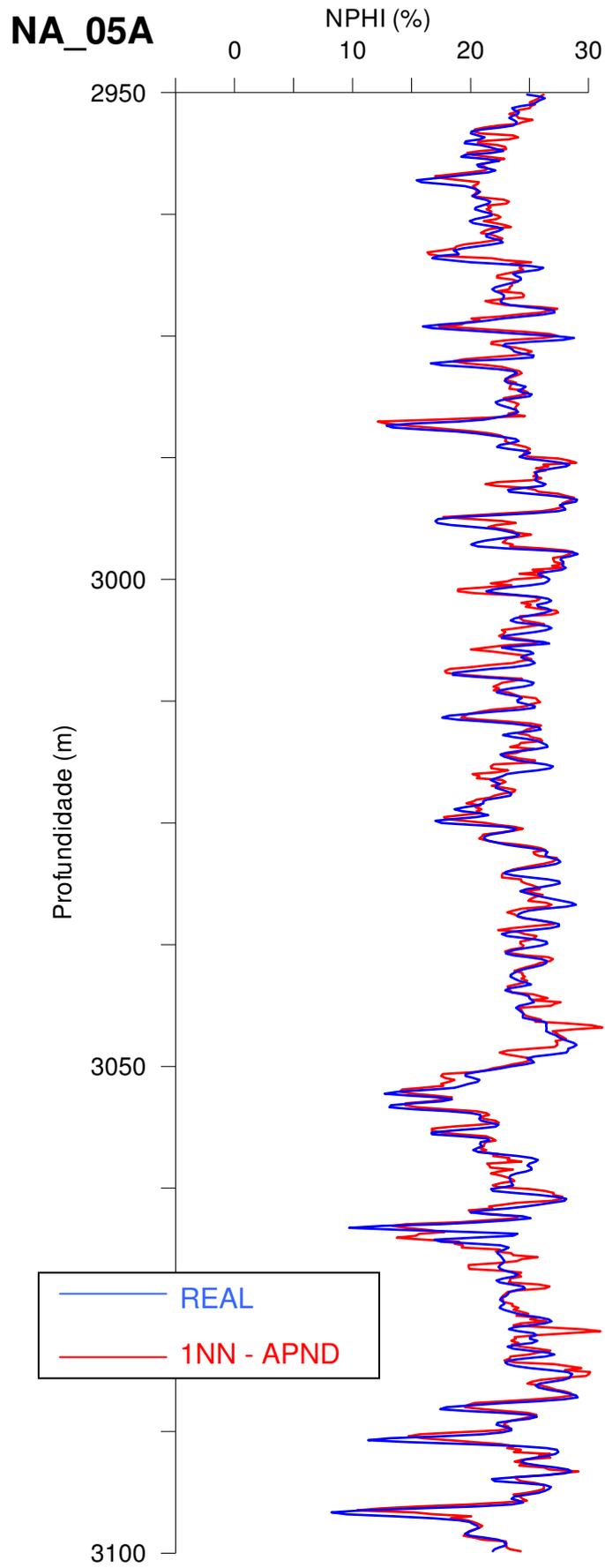


Figura 59 – Curva sintética x curva real do perfil NPHI, no poço NA-05A.

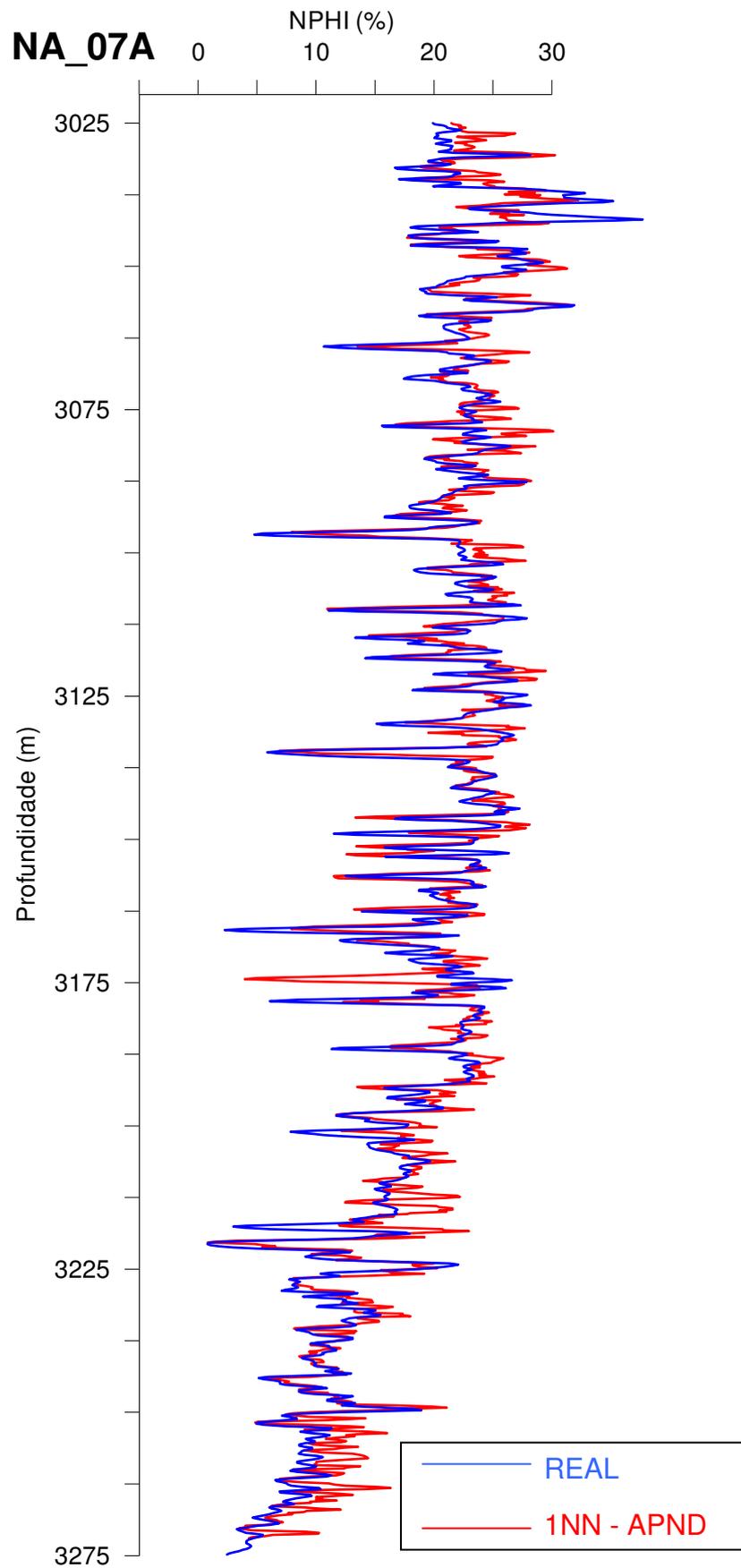


Figura 60 – Curva sintética x curva real do perfil NPHI, no poço NA-07A.

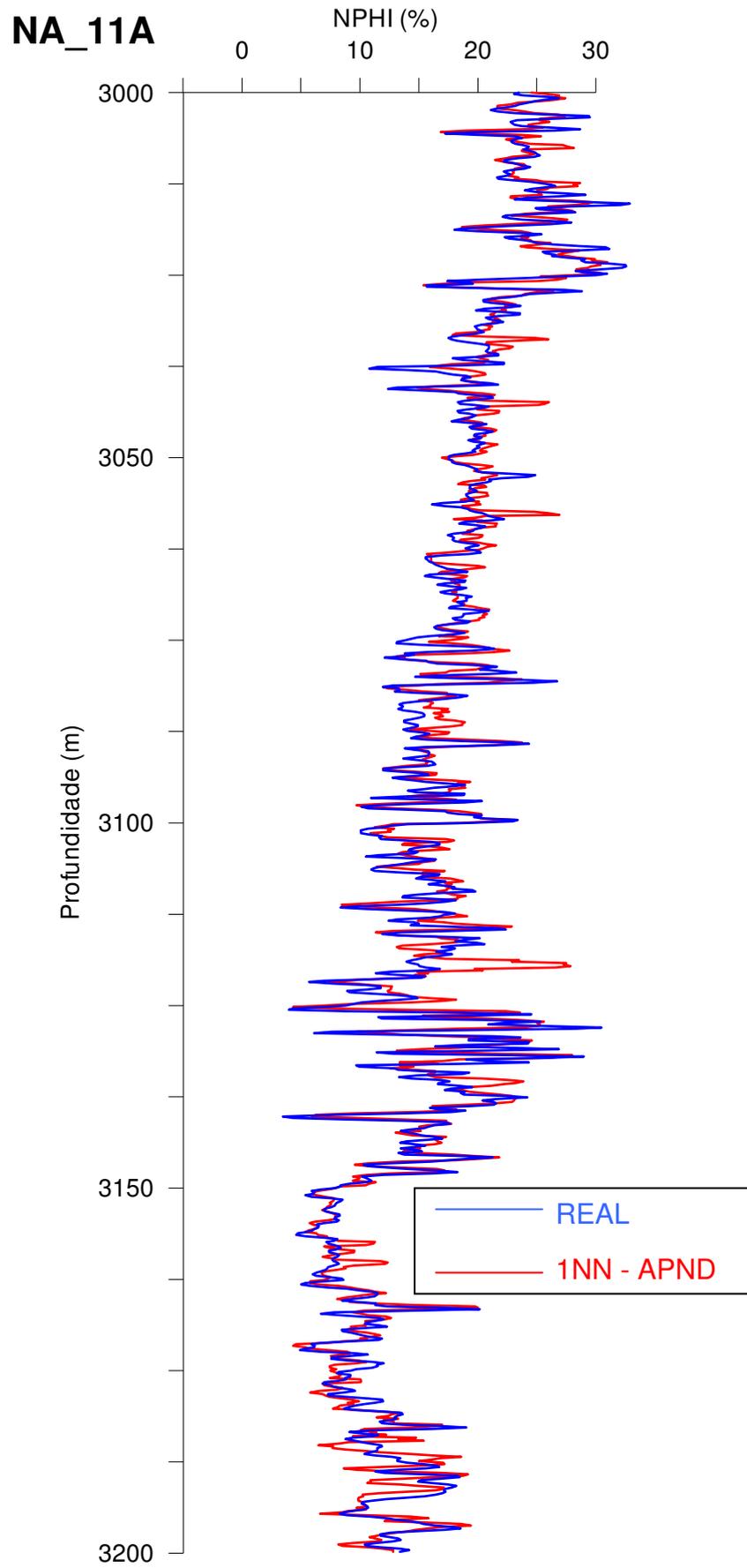


Figura 61 – Curva sintética x curva real do perfil NPHI, no poço NA-11A.

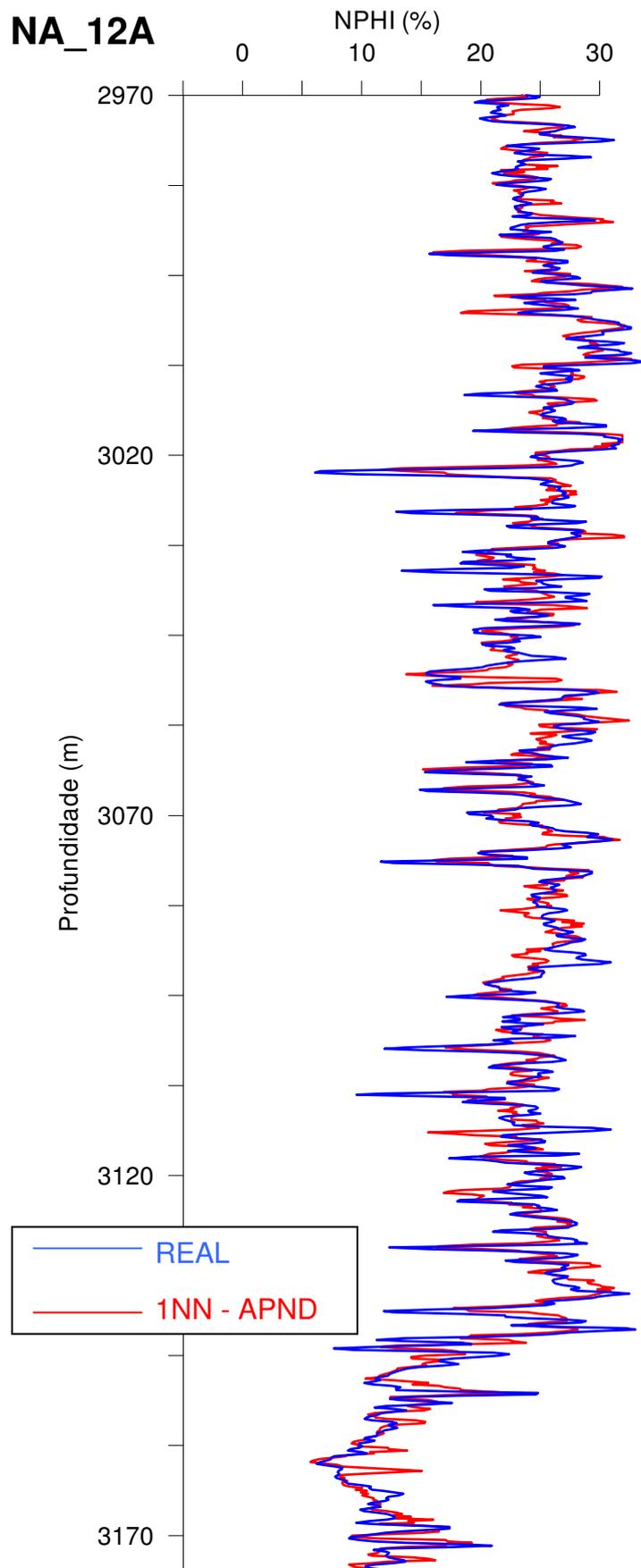


Figura 62 – Curva sintética x curva real do perfil NPHI, no poço NA-12A.

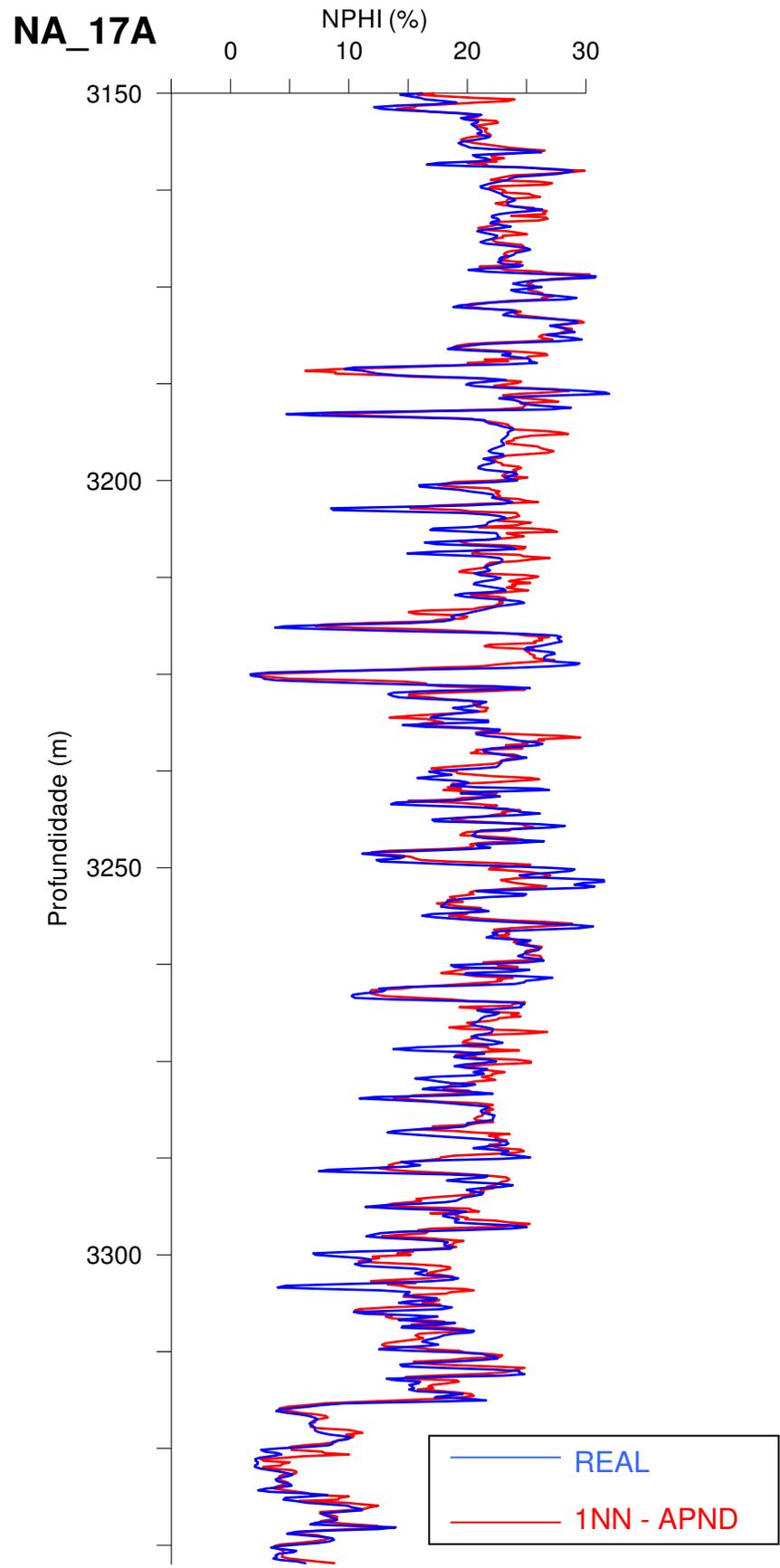


Figura 63 – Curva sintética x curva real do perfil NPHI, no poço NA-17A.

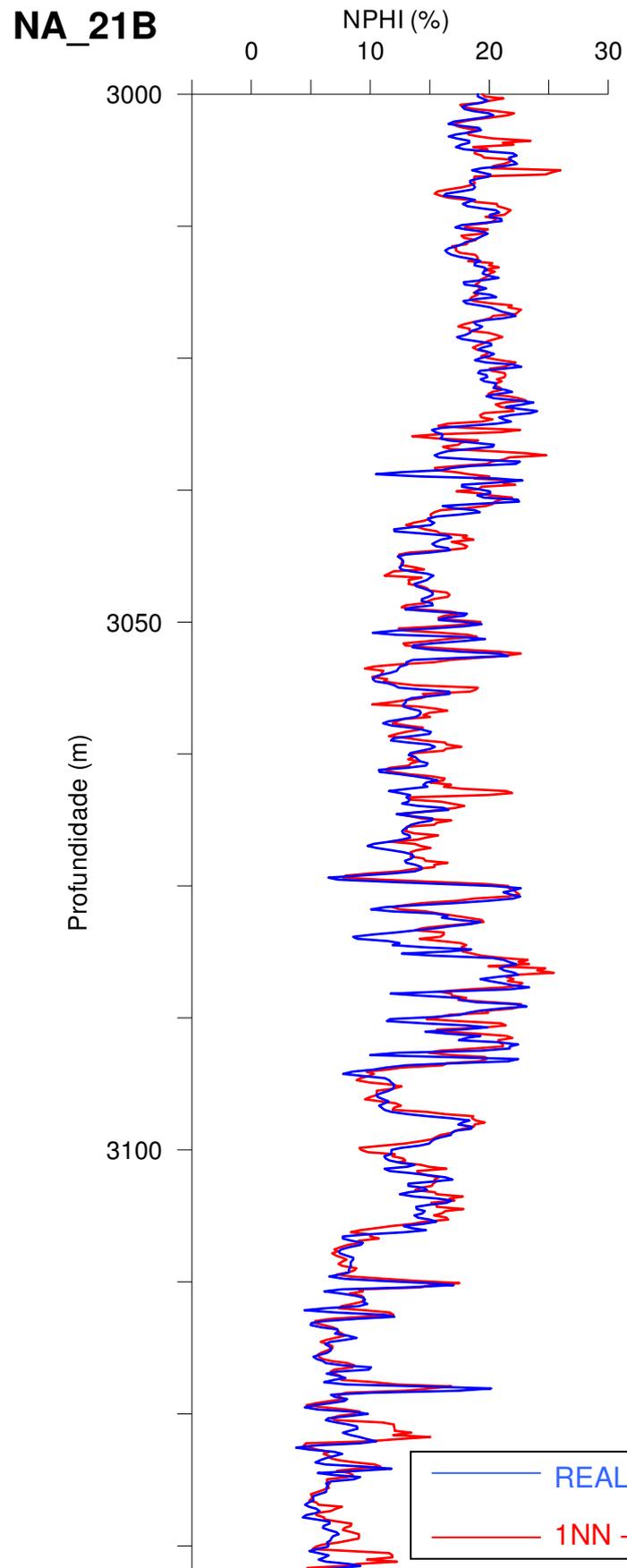


Figura 64 – Curva sintética x curva real do perfil NPHI, no poço NA-21B.

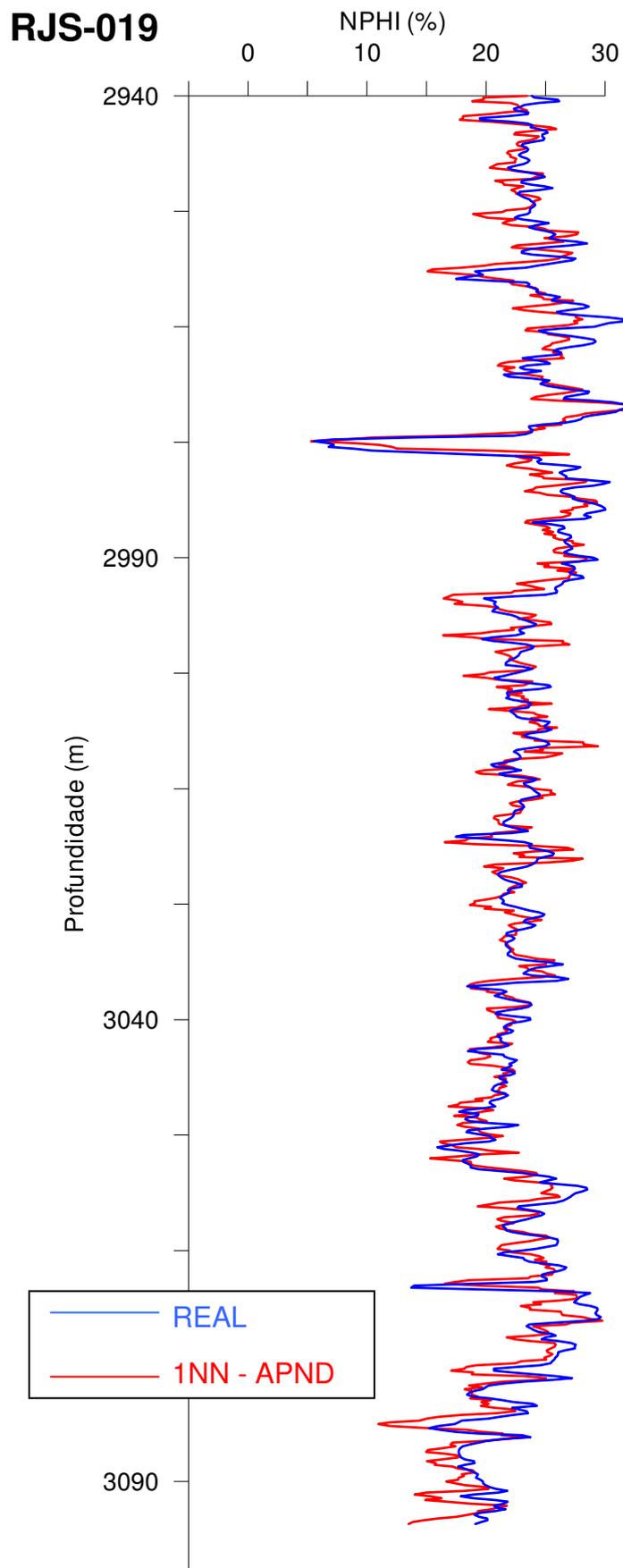


Figura 65 – Curva sintética x curva real do perfil NPHI, no poço RJS-019.

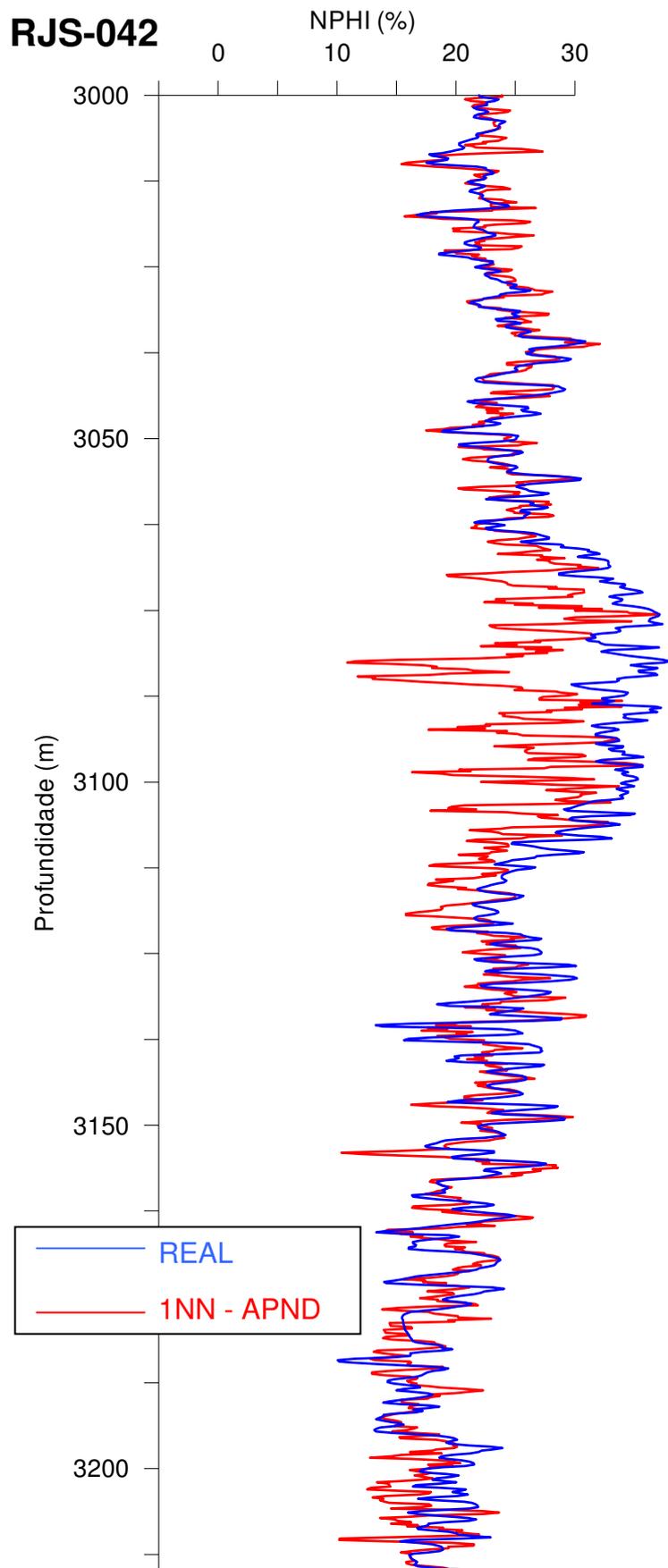


Figura 66 – Curva sintética x curva real do perfil NPHI, no poço RJS-042.

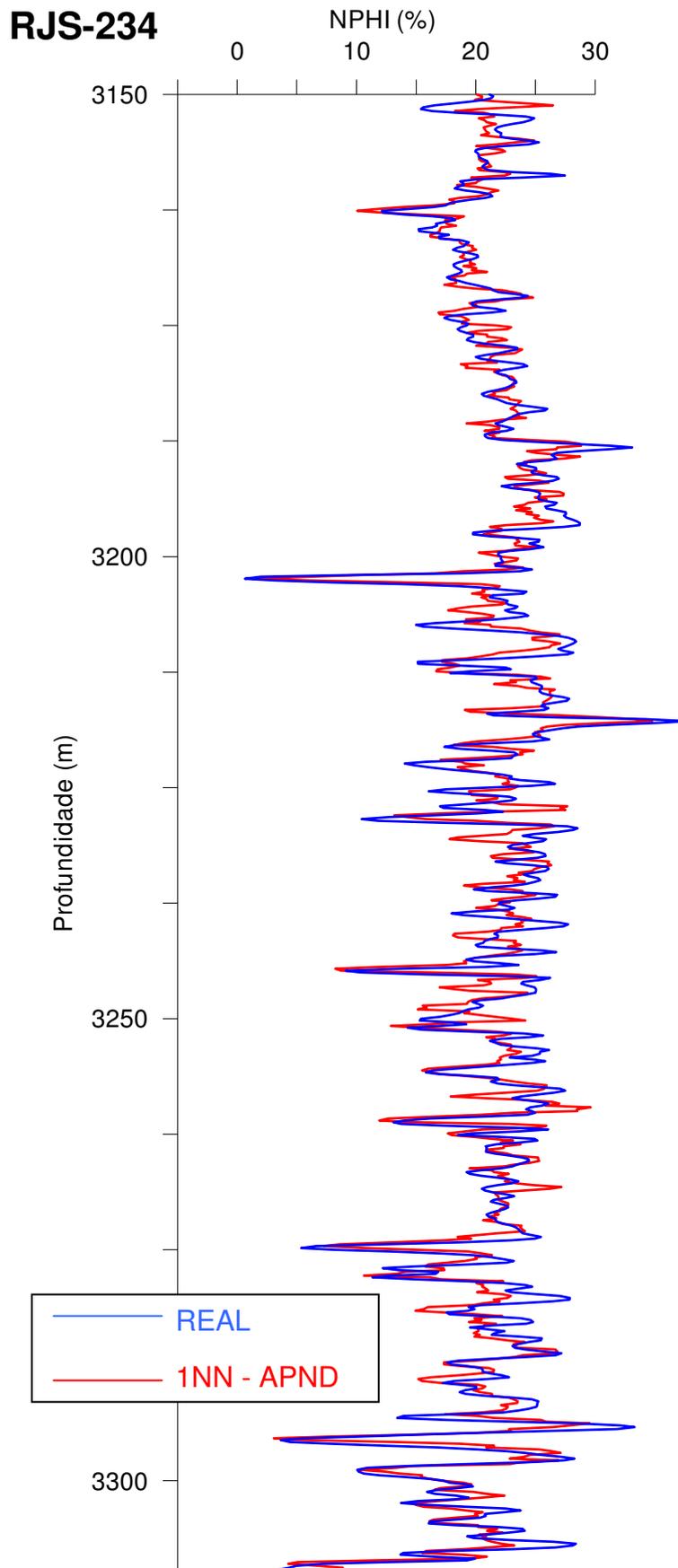


Figura 67 – Curva sintética x curva real do perfil NPHI, no poço RJS-234.

### **5.2.5. Perfil de Densidade**

As Figuras 68 a 79 apresentam os resultados obtidos com a utilização da técnica KNN, com  $K = 1$ , para simulação dos perfis de RHOB utilizando os perfis GR, DT, NPHI e ILD como variáveis independentes.

As curvas sintéticas de RHOB obtidas através do procedimento KNN mostram excelentes resultados. De um modo geral, são os melhores resultados alcançados, superando até mesmo os resultados obtidos para as curvas sintéticas de DT. A reprodução das formas, das amplitudes e a apresentação de resolução compatível com os perfis reais ocorrem em todos os poços, mas de forma mais admirável no caso dos poços NA-04 (Figura 70), NA-05 (Figura 71), NA-11A (Figura 73), NA-12A (Figura 74), NA-21B (Figura 76) e RJS-19 (Figura 77).

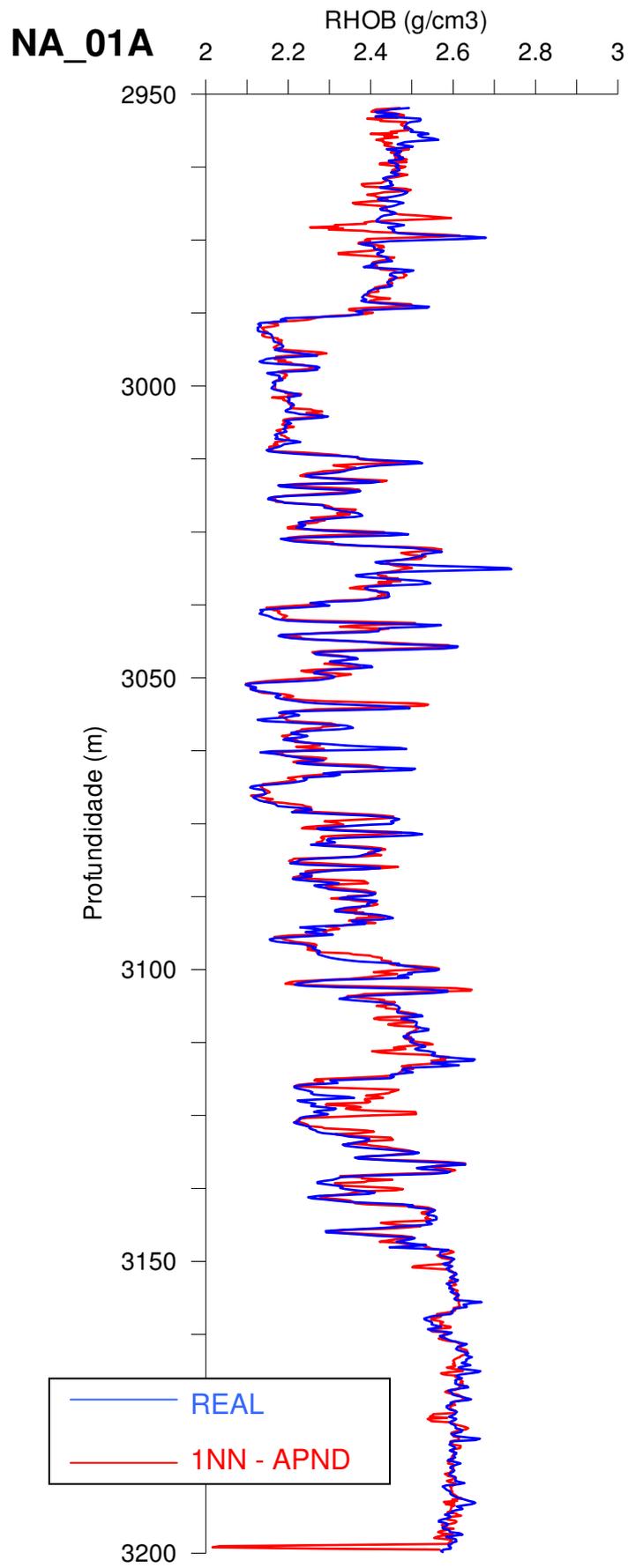


Figura 68 – Curva sintética x curva real do perfil RHOB, no poço NA-01A.

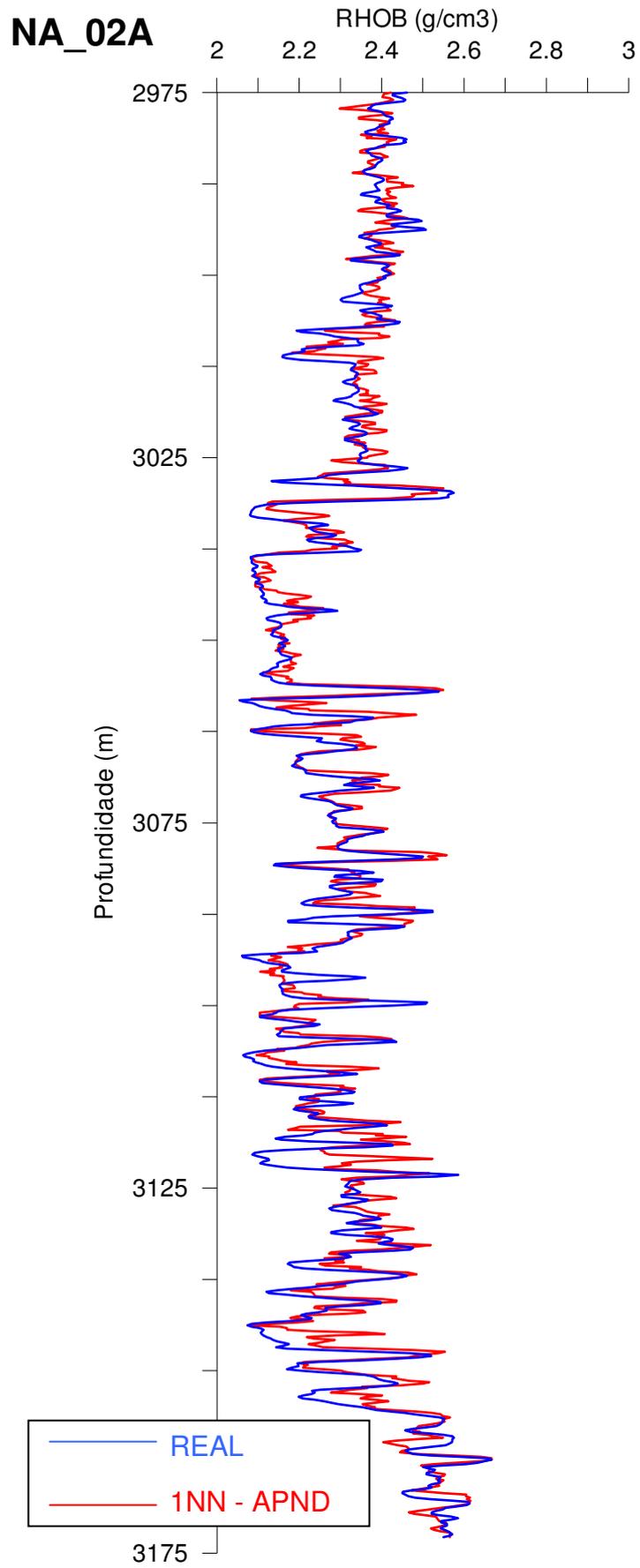


Figura 69 – Curva sintética x curva real do perfil RHOB, no poço NA-02A.

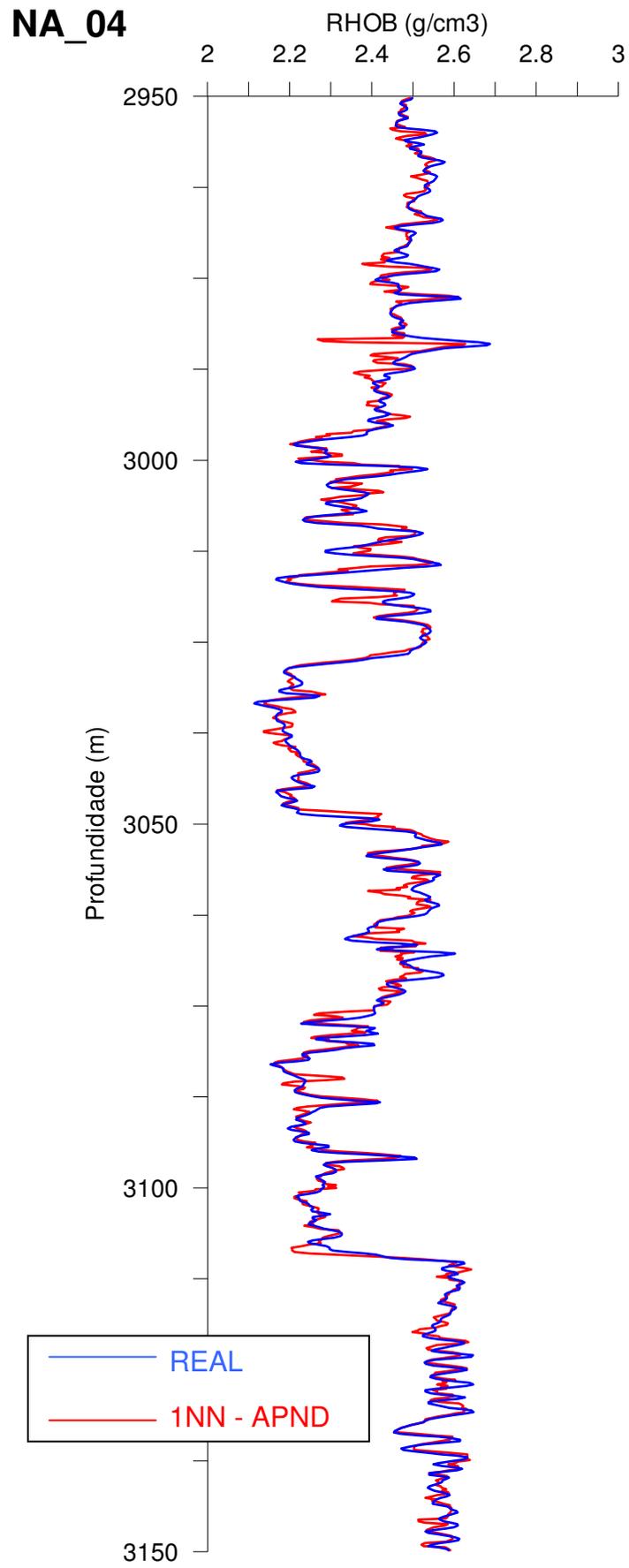


Figura 70 – Curva sintética x curva real do perfil RHOB, no poço NA-04.

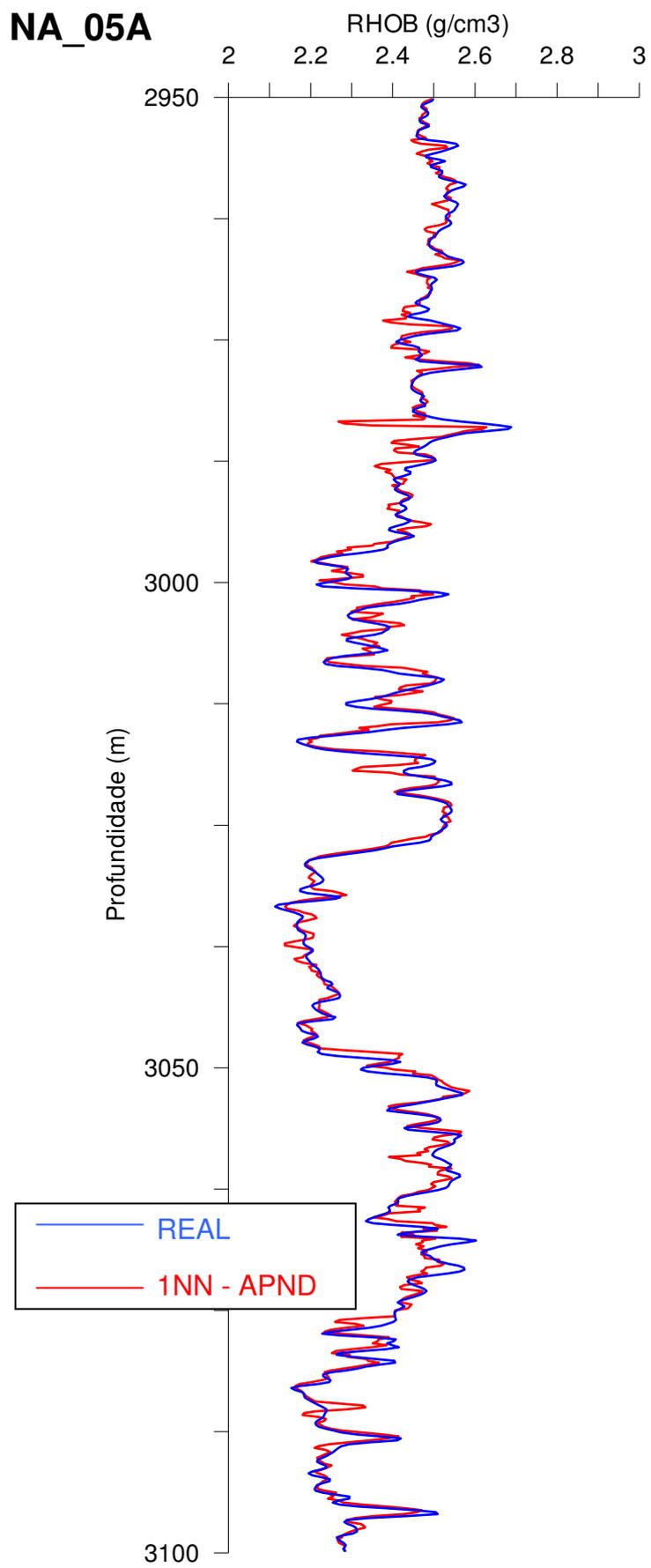


Figura 71 – Curva sintética x curva real do perfil RHOB, no poço NA-05A.

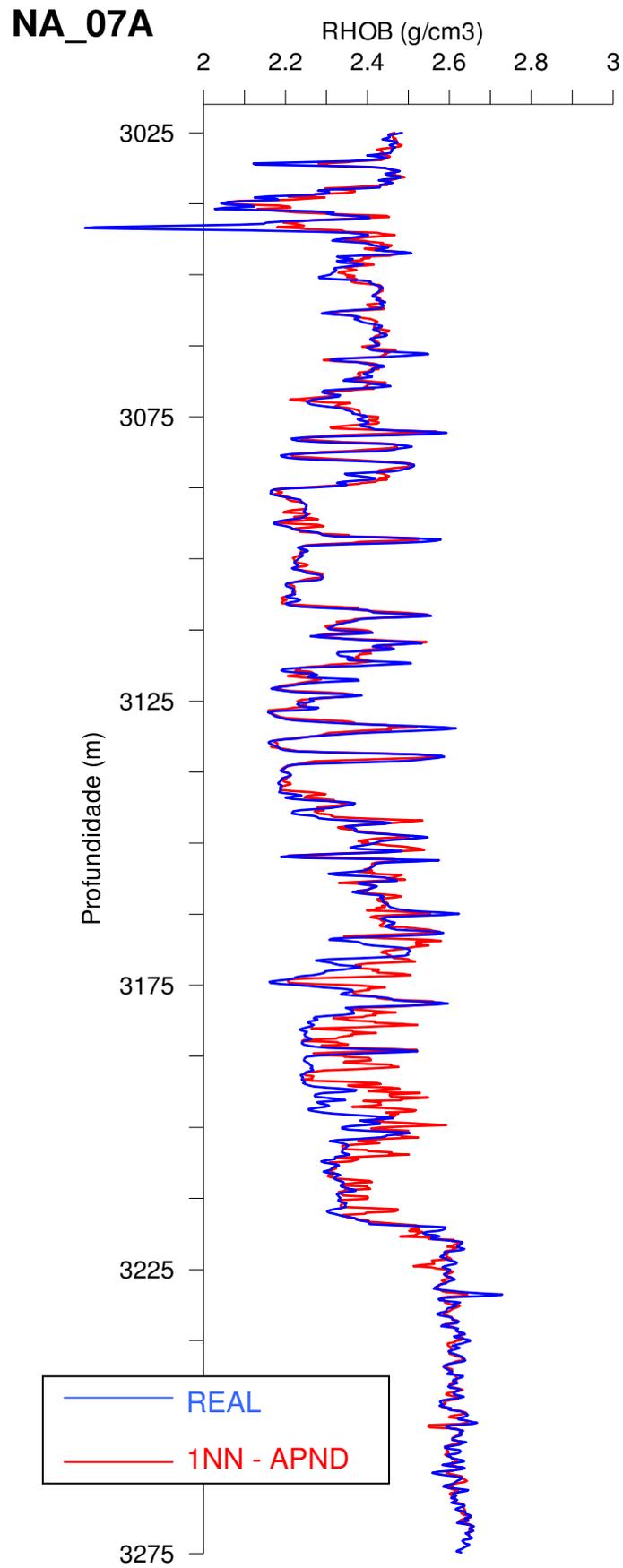


Figura 72 – Curva sintética x curva real do perfil RHOB, no poço NA-07A.

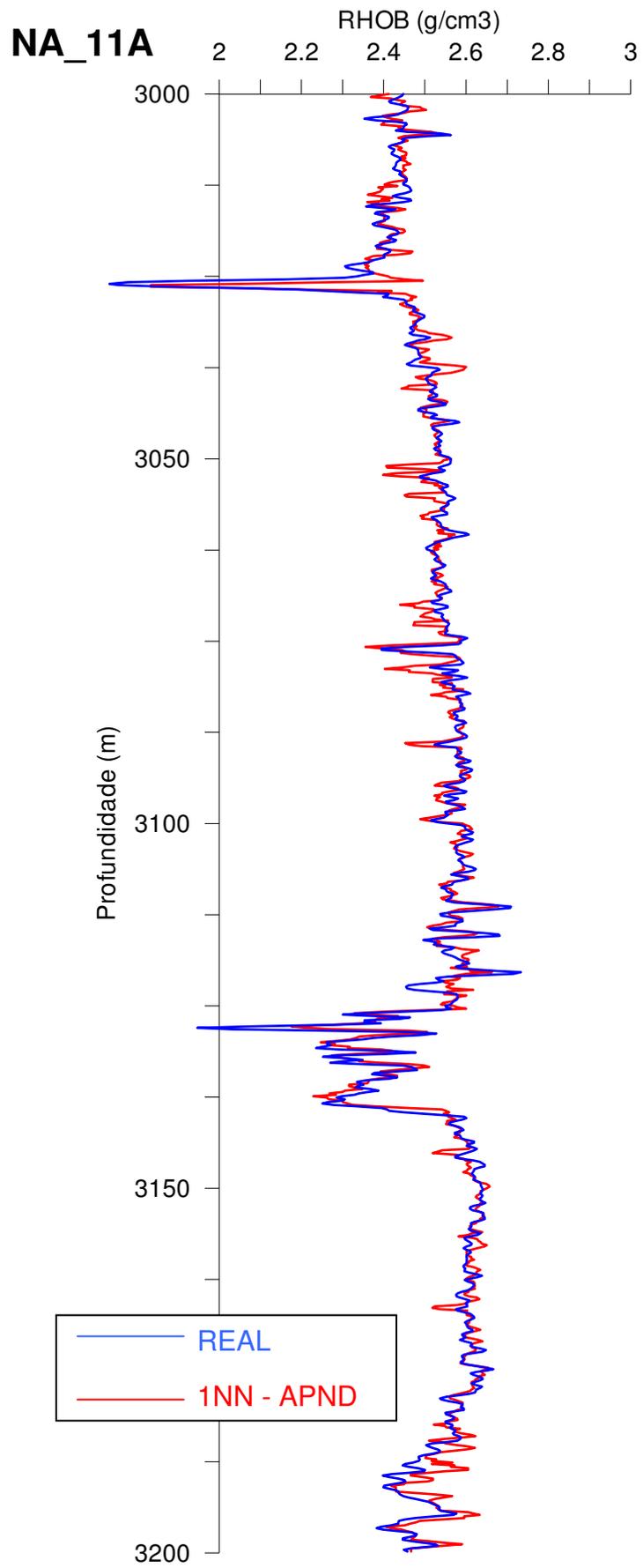


Figura 73 – Curva sintética x curva real do perfil RHOB, no poço NA-11A.

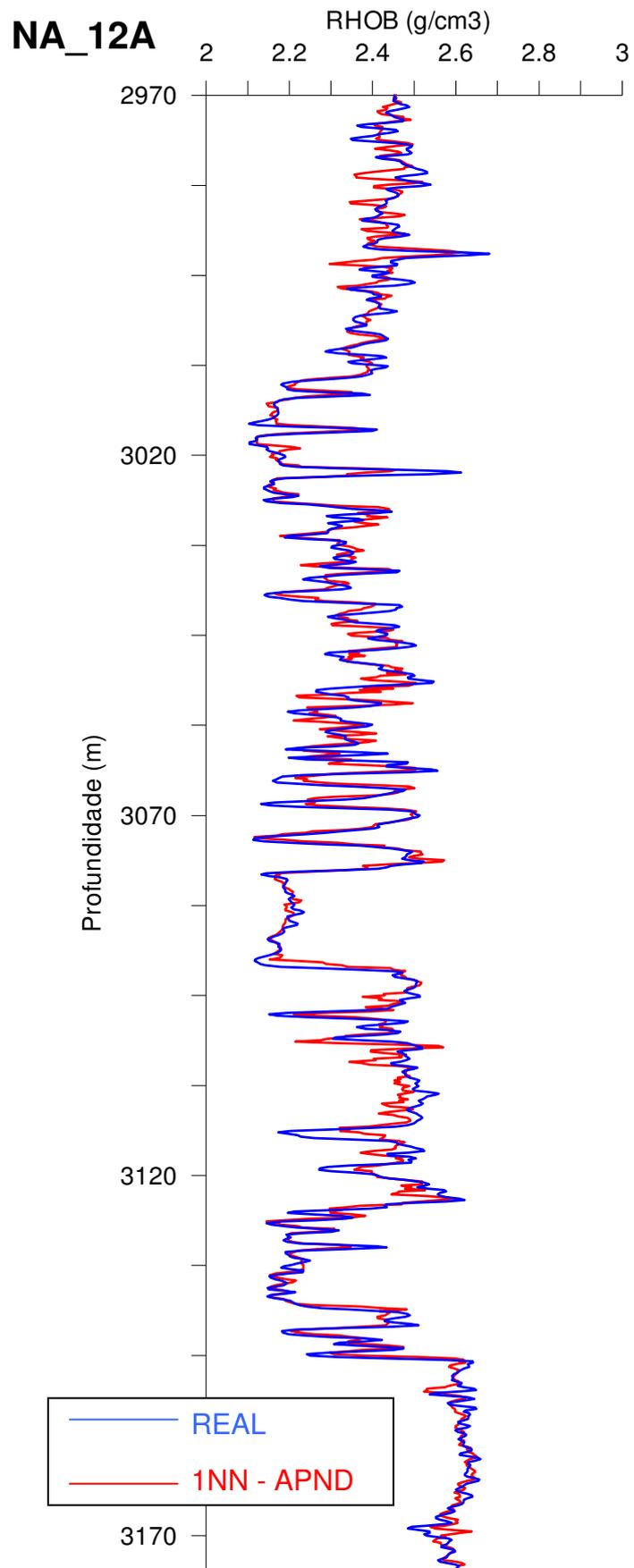


Figura 74 – Curva sintética x curva real do perfil RHOB, no poço NA-12A.

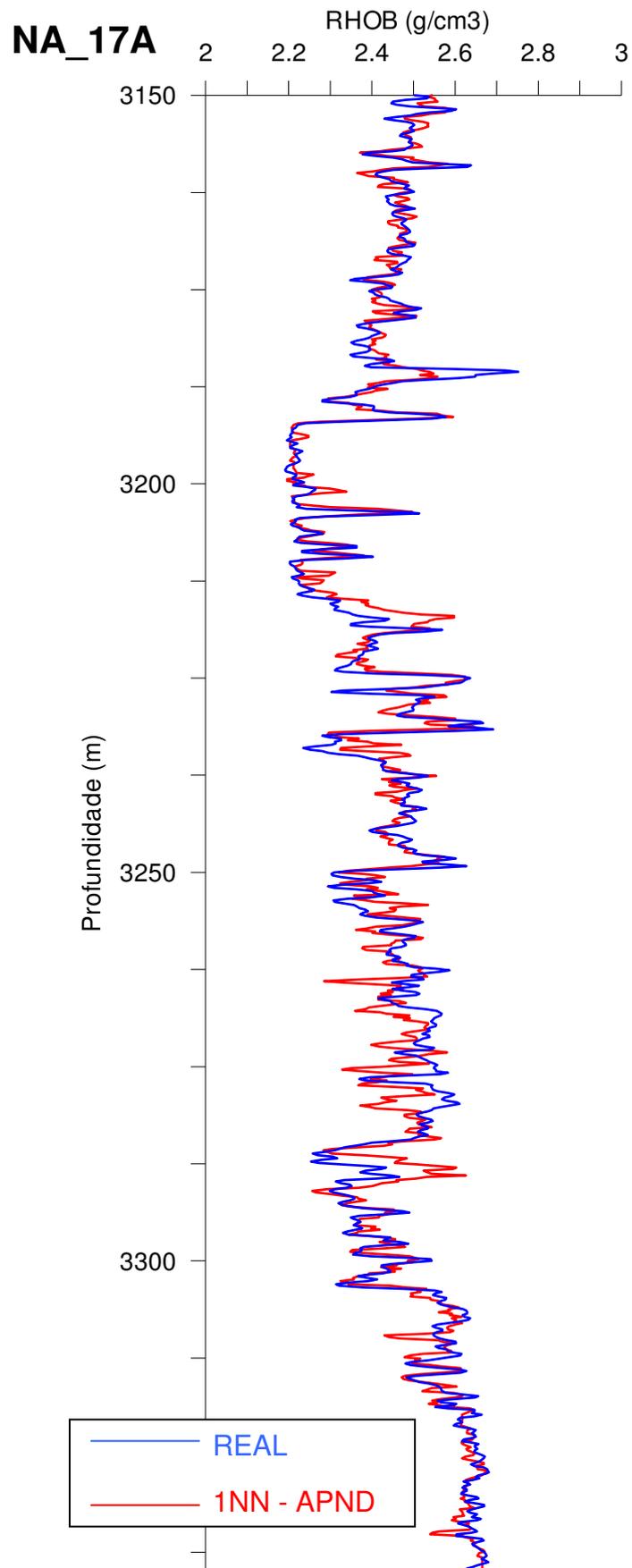


Figura 75 – Curva sintética x curva real do perfil RHOB, no poço NA-17A.

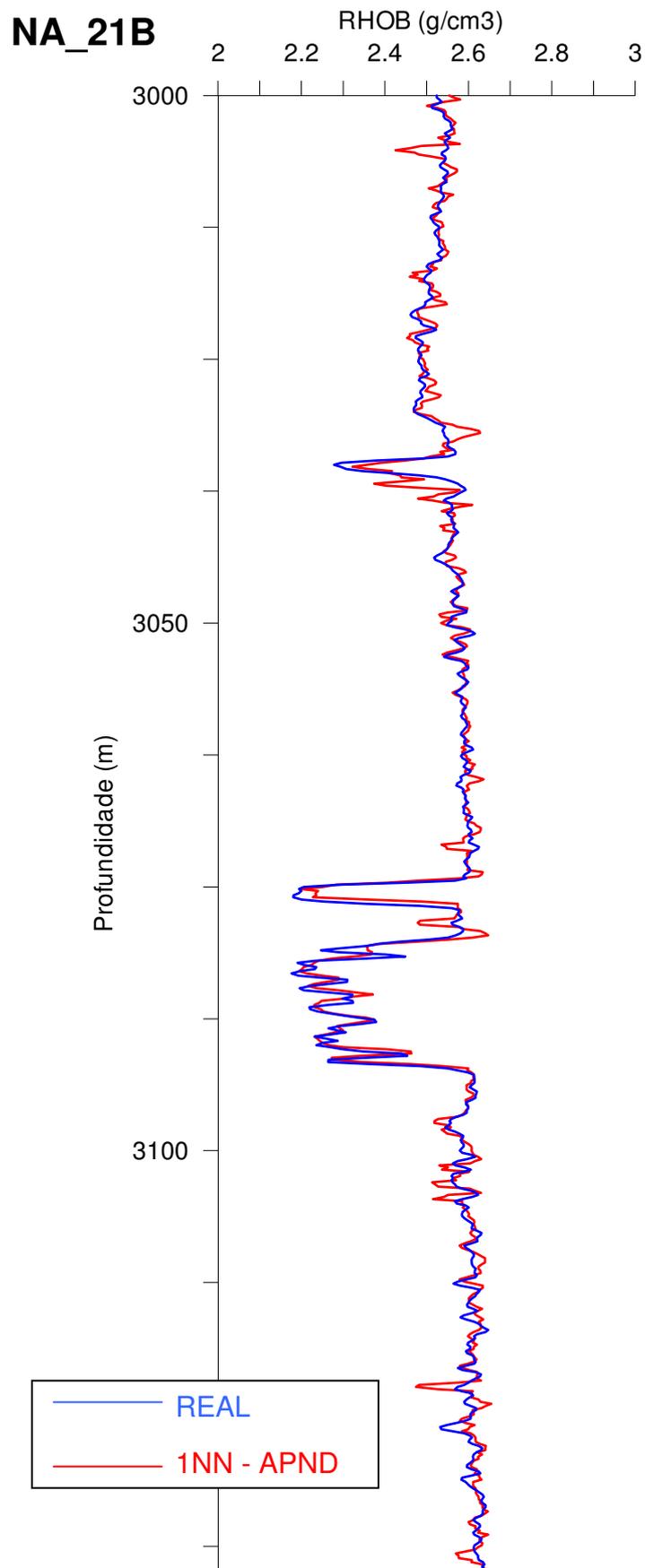


Figura 76 – Curva sintética x curva real do perfil RHOB, no poço NA-21B.

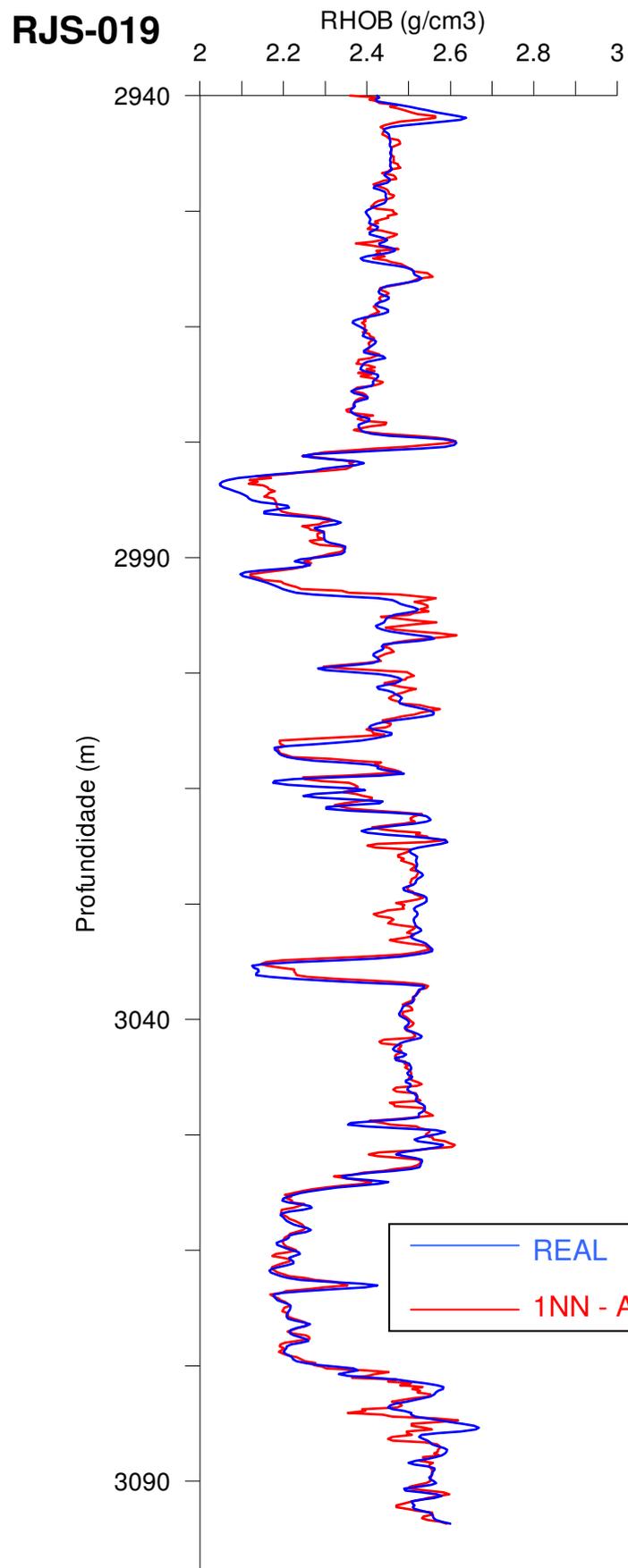


Figura 77 – Curva sintética x curva real do perfil RHOB, no poço RJS-019.

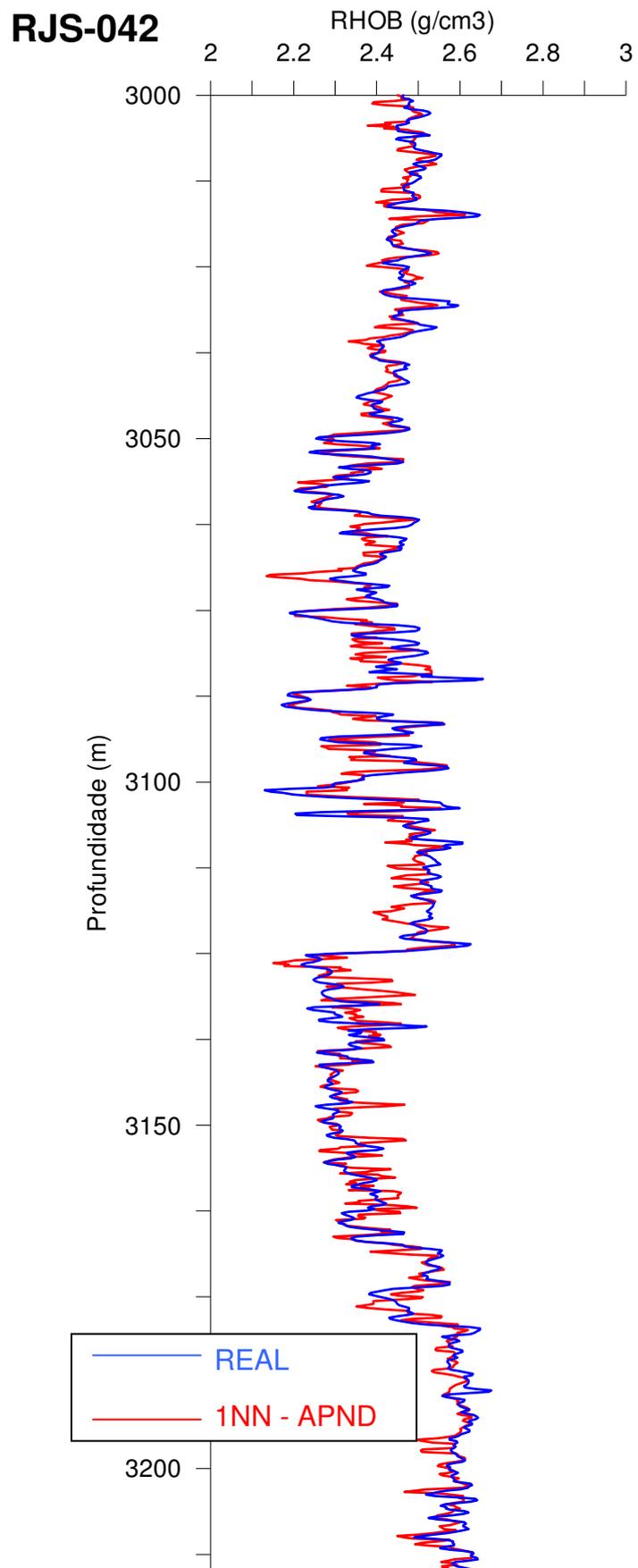


Figura 78 – Curva sintética x curva real do perfil RHOB, no poço RJS-042.

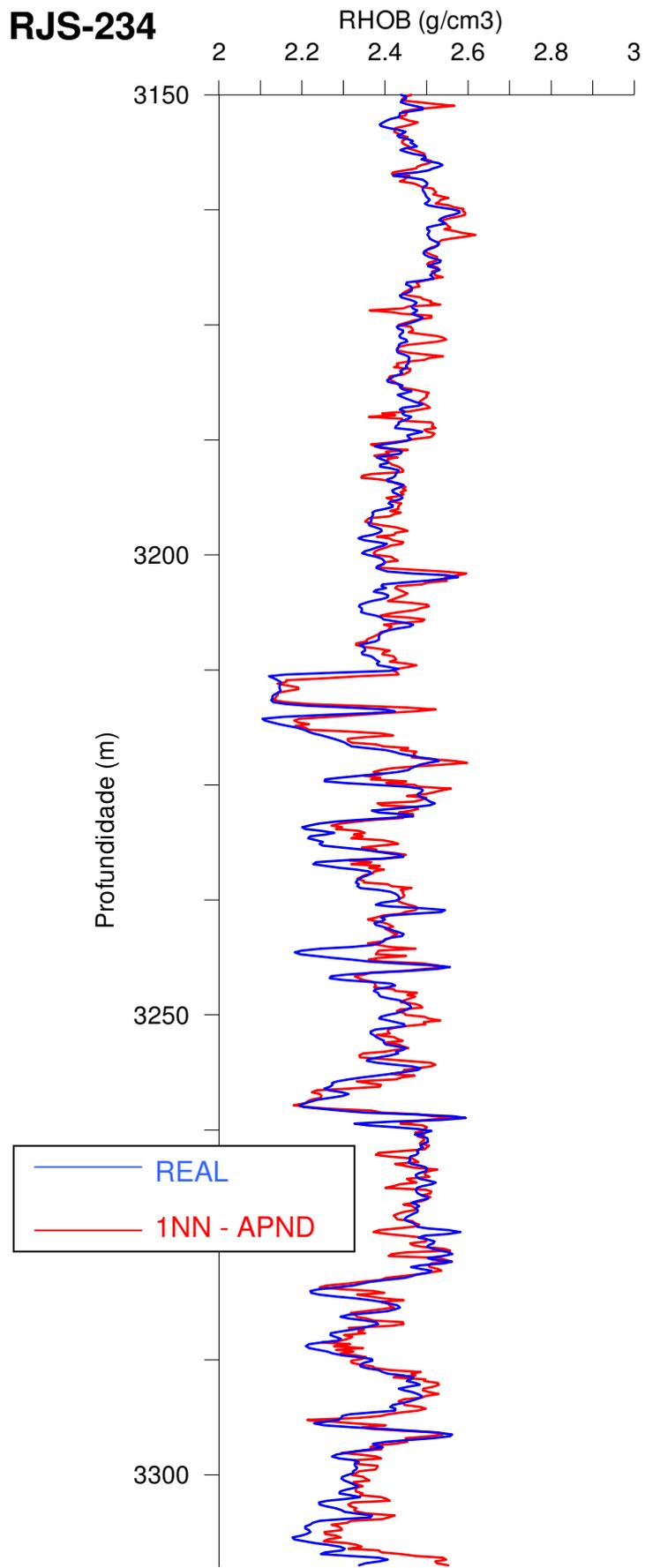


Figura 79 – Curva sintética x curva real do perfil RHOB, no poço RJS-234.

### 5.3. Comparação com outros resultados

Como já discutido anteriormente, em muitas situações perfis não estão disponíveis e, assim como o objetivo desta dissertação, Leite *et al.* (2007) propôs simular a curva do perfil sônico utilizando apenas os perfis de raios gama (GR) e resistividade (ILD) através do algoritmo FCM (*Fuzzy C-Means*), que utiliza conceitos da lógica Fuzzy. Foi utilizado o poço NA-01, do Campo de Namorado, na Bacia de Campos. Como resultado, obteve a curva sintética ilustrada na Figura 80.

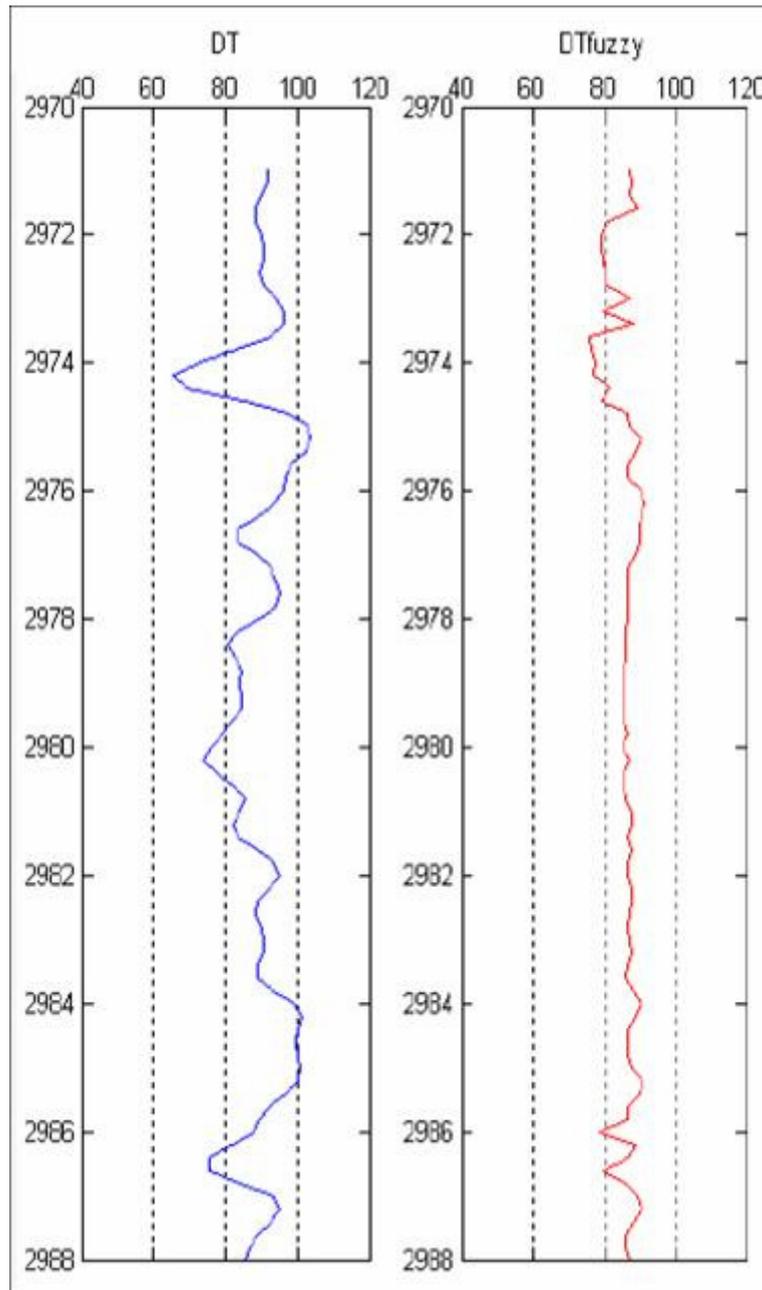


Figura 80 – Perfil real (azul) e modelado (vermelho) por Leite *et al.* (2007) para a curva DT do poço NA-01.

Para comparação, a curva sintética de DT obtida por FCM (Leite *et al.*, 2007) foi plotada junto com a curva sintética de DT obtida nessa dissertação, pela técnica KNN, e a curva de DT real registrada naquele intervalo de profundidades. O resultado da comparação está apresentado na Figura 81. Neste caso a curva sintética KNN usou como entrada as curvas GR, NPHI, ILD e RHOB. Já a curva sintética FCM usou como entrada apenas as curvas GR e ILD.

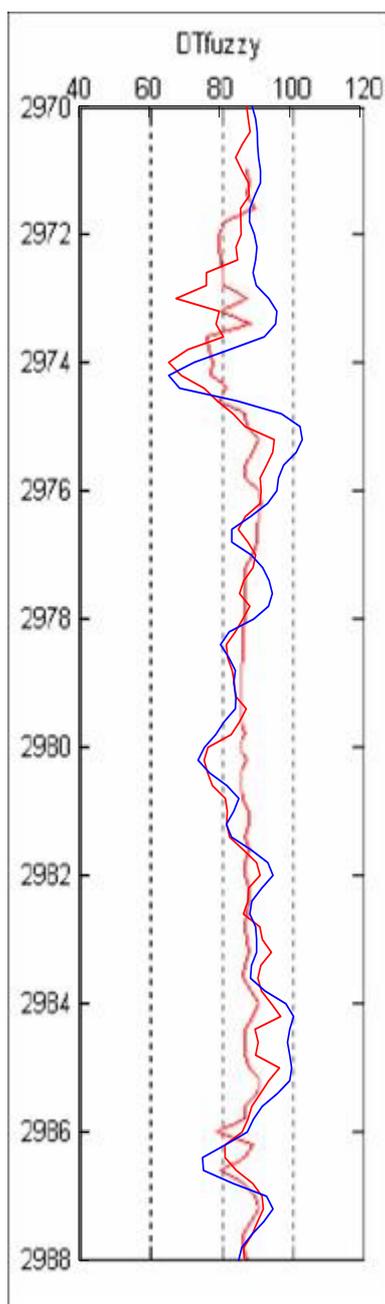


Figura 81 – Comparação entre o perfil de DT estimado por Leite *et al.* (2007) para um intervalo do poço NA-01 (curva espessa vermelha), a curva DT obtida pela regra KNN (curva fina vermelha) e o perfil DT real (curva fina azul).

Para simularmos este mesmo perfil, usando os mesmos dados de Leite *et al.* (2007), mas através do procedimento KNN, tomamos como curvas de entrada apenas as curvas GR e ILD. Neste caso foi obtida a curva sintética apresentada na Figura 82.

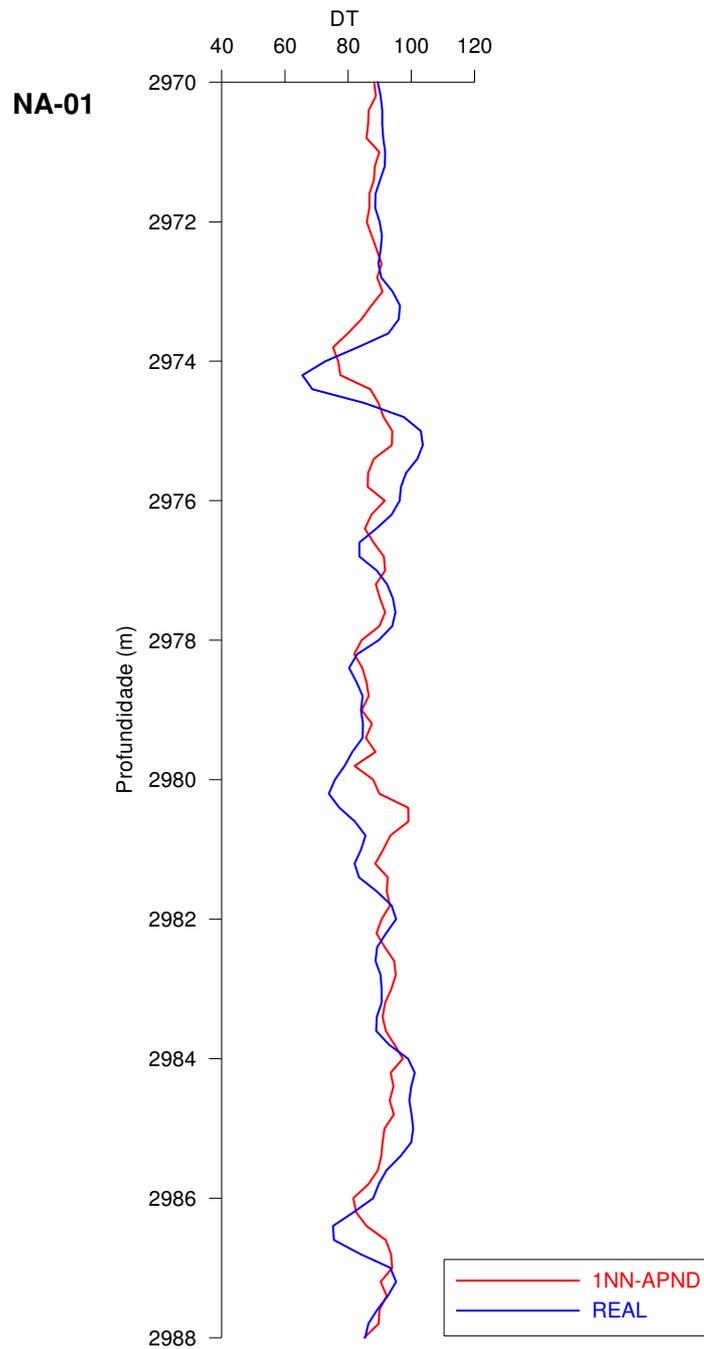


Figura 82 - Curva sintética gerada com a técnica KNN usando apenas os perfis GR e ILD sobreposta à curva real obtida na perfuração do poço NA-01.

Para termos uma comparação quantitativa dos resultados obtidos com a técnica KNN, para K=1, utilizamos o cálculo do erro médio no poço NA-01, da seguinte forma:

$$Erro\ Médio = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{|V_{est} - V_{real}|}{V_{real}} \cdot 100}{n}$$

$V_{est}$  = Valor estimado;

$V_{real}$  = Valor real do perfil;

n = número de dados.

Com isso, obtivemos um erro médio de 5,7%, já Leite *et al.* (2007), calculou o erro médio para o perfil DT no poço NA-01, utilizando a lógica FUZZY e encontrou o valor de 8% para as mesmas profundidades, conforme demonstrado na figura 83.

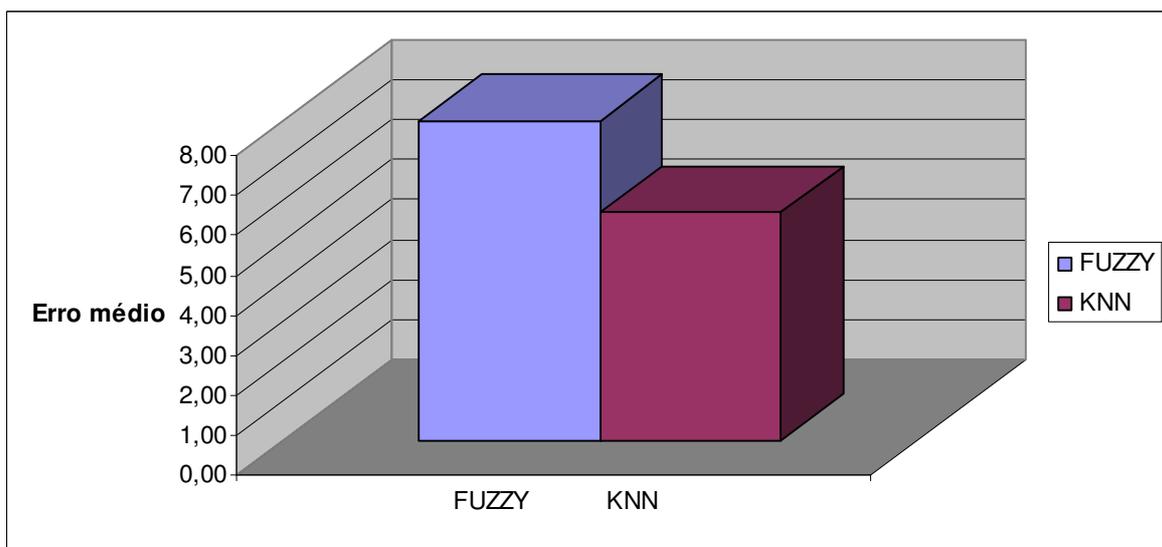


Figura 83 – Gráfico do erro médio da lógica FUZZY encontrado por Leite *et al.* (2007), e o erro médio com a técnica KNN, no poço NA-01.

Para demonstrar a qualidade dos resultados obtidos através da regra KNN em comparação a resultados obtidos com outras técnicas de análise multivariada, são apresentados, nas Figuras 84 e 85, os perfis estimados de DT para o poço NA-04, através da regra canônica e através da regra discriminante linear (RDL), respectivamente. Estes resultados são comparados com a curva real e com a curva estimada através da regra KNN.

# NA-04

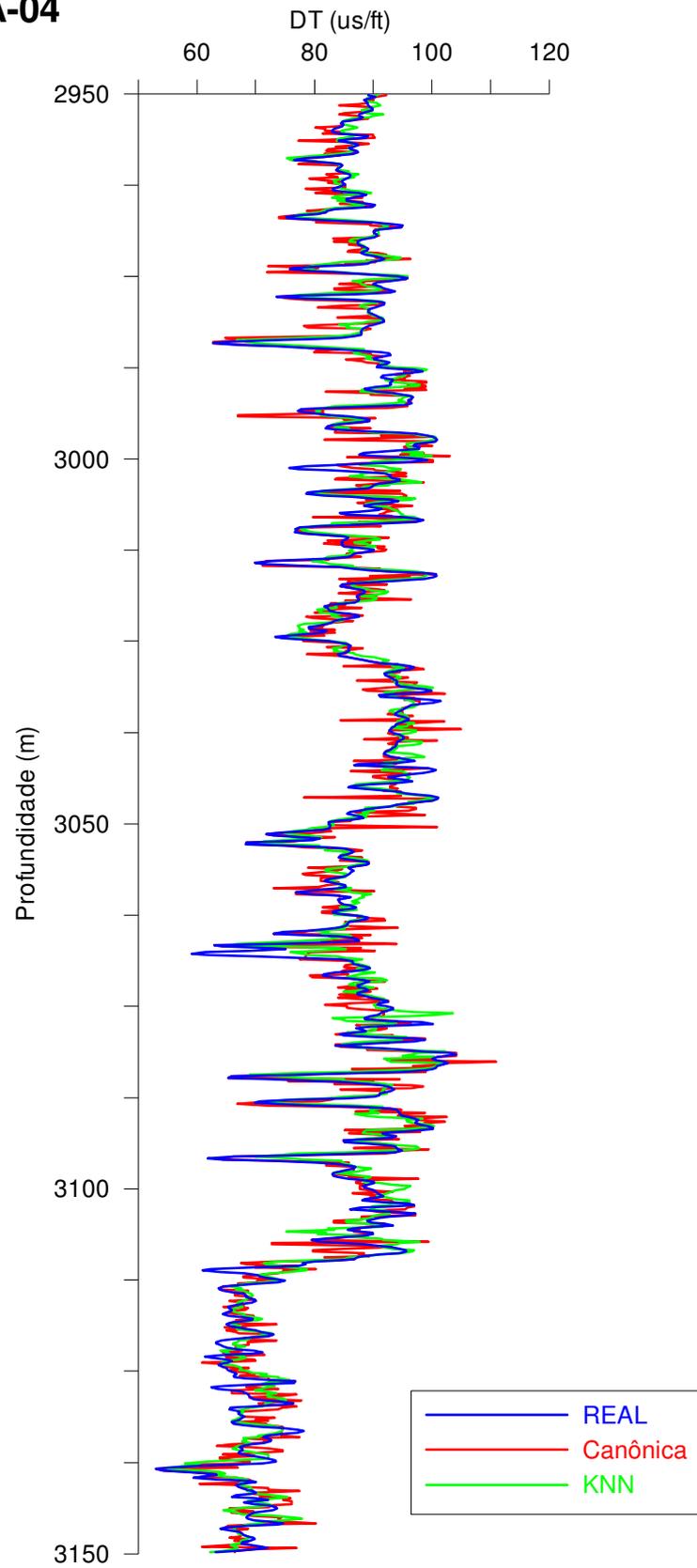


Figura 84 – Comparação entre o perfil DT real e os correspondentes perfis sintéticos gerados pelas regras Canônica e KNN.

# NA-12

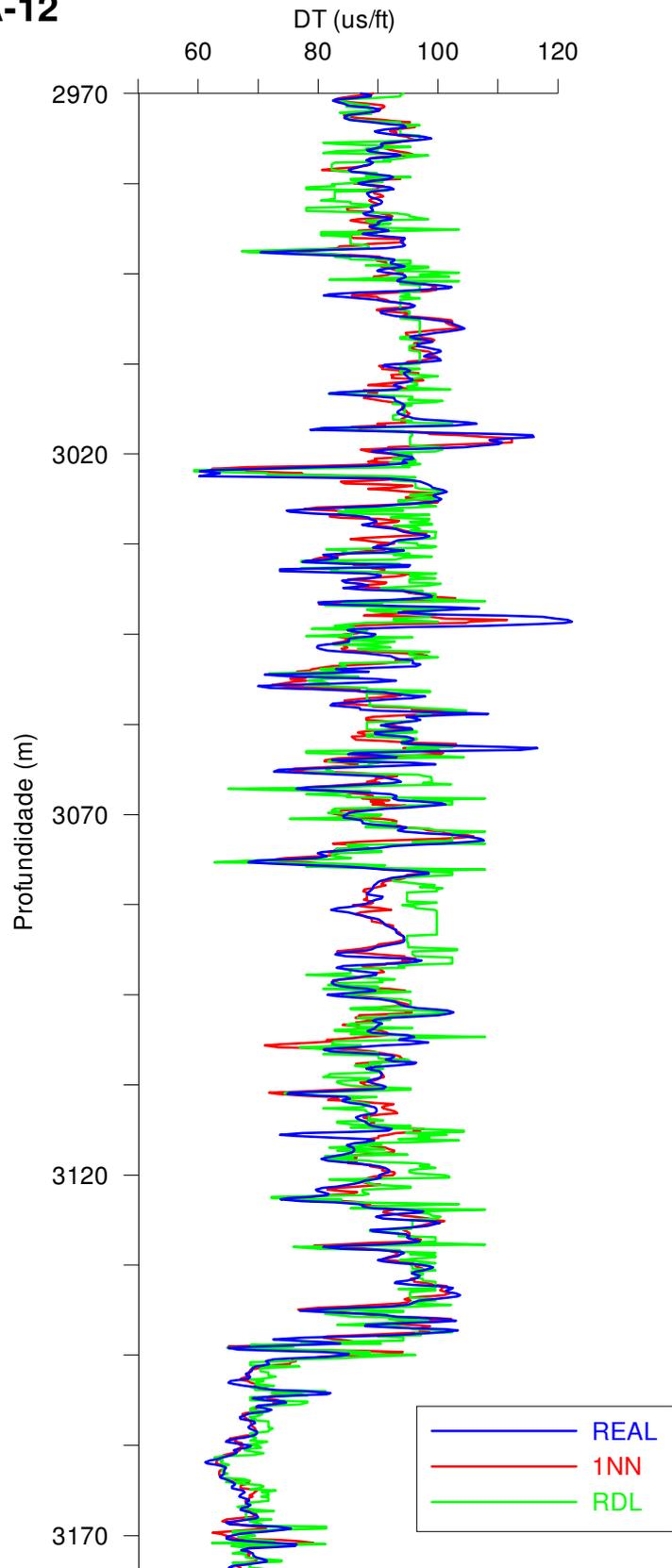


Figura 85 – Comparação entre o perfil DT real e os correspondentes perfis sintéticos gerados pelas regras Discriminante Linear (RDL) e KNN.

Novamente para demonstrarmos a qualidade dos resultados obtidos com a técnica KNN, para  $K=1$ , em comparação com as demais técnicas propostas neste trabalho, calculamos o erro médio em alguns poços.

Na figura 86, foi feito uma comparação dos erros médios no poço NA-04, para a correlção canônica e a técnica KNN.

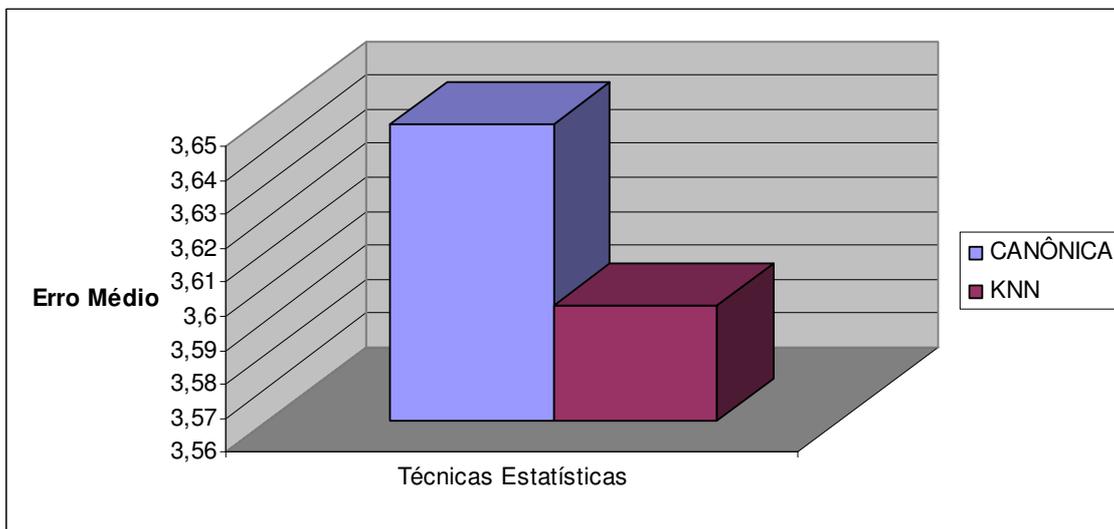


Figura 86 – Gráfico do erro médio para Correlação Canônica e KNN, no poço NA-04.

Na figura 87 foi feita uma comparação dos erros médios no poço NA-12, para a Regra Discriminante Linear (RDL) e a técnica KNN, para  $K=1$ .

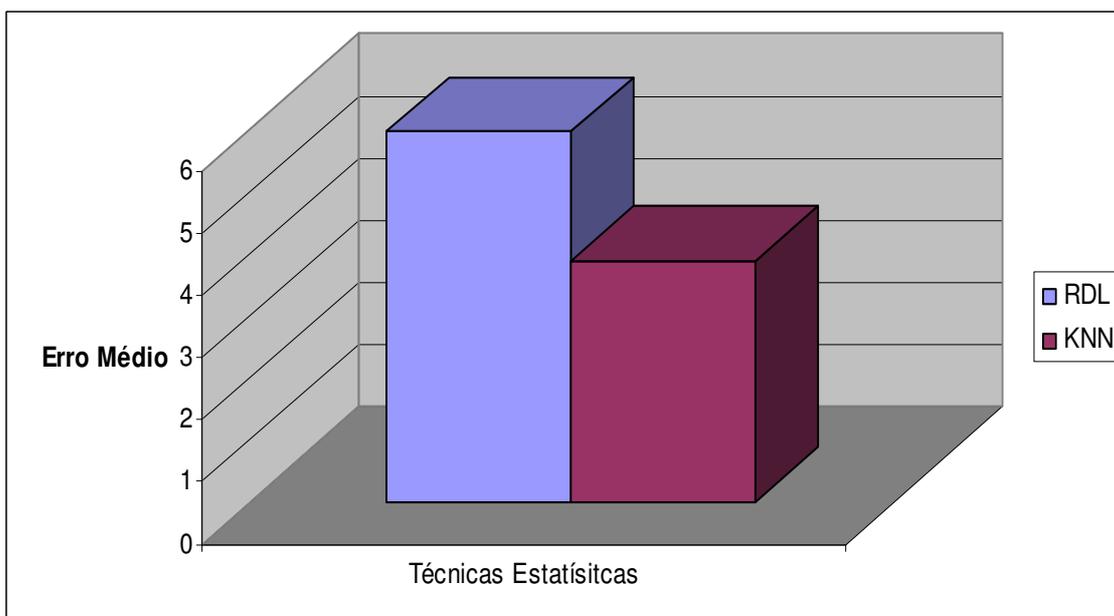


Figura 87 – Gráfico do erro médio para as técnicas estatísticas KNN e Regra Discriminante Linear.

De um modo geral, embora todas as curvas sintéticas geradas apresentem uma boa correlação de forma e amplitudes com a curva real, observa-se que a solução KNN apresenta uma maior fidelidade à curva real em comparação com as demais técnicas testadas. Além da maior fidelidade observada deve-se também citar que o gasto computacional é muito menor no caso da modelagem KNN, especialmente em relação às regras discriminantes, as quais são mais indicadas quando o problema é de classificação supervisionada de variáveis categóricas, como nos procedimentos de modelagem de eletrofácies, por exemplo. Embora as regras discriminantes também possam ser utilizadas na modelagem de variáveis contínuas, como é o caso da estimação de valores de perfis geofísicos de poços, elas são computacionalmente muito caras, sem muitas vezes apresentar vantagens de desempenho em relação à técnica KNN. A regra discriminante quadrática (RDQ) é a que exige maior esforço computacional, pois envolve a solução de imensos sistemas de equações com termos quadráticos para cada variável independente e para todas as amostras da base de dados de treinamento. Por esse motivo, e com os recursos computacionais disponíveis, não foi possível obter uma curva sintética com a Regra Discriminante Quadrática para comparação com as demais técnicas citadas nesta dissertação.

Para obtermos uma comparação quantitativa dos resultados obtidos, foram calculados os erros médios dos perfis, para cada poço, utilizando a técnica estatística KNN, para K=1.

Na figura 88, tem-se o erro médio calculado para os perfis GR e NPHI para os poços analisados neste trabalho.

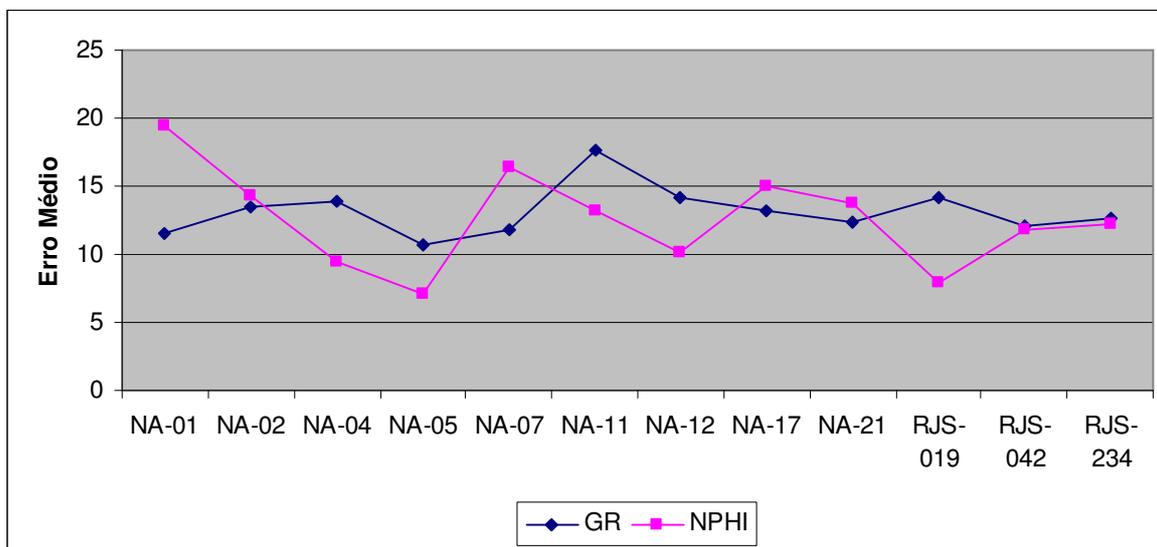


Figura 88 – Erro médio para os perfis GR e NPHI para os poços NA-01, NA-02, NA-04, NA-05, NA-07, NA-11, NA-12, NA-17, NA-21, RJS-019, RJS-042, RJS-234.

Em seguida foram calculados estes erros para os perfis DT e RHOB, conforme demonstrado na figura 89:

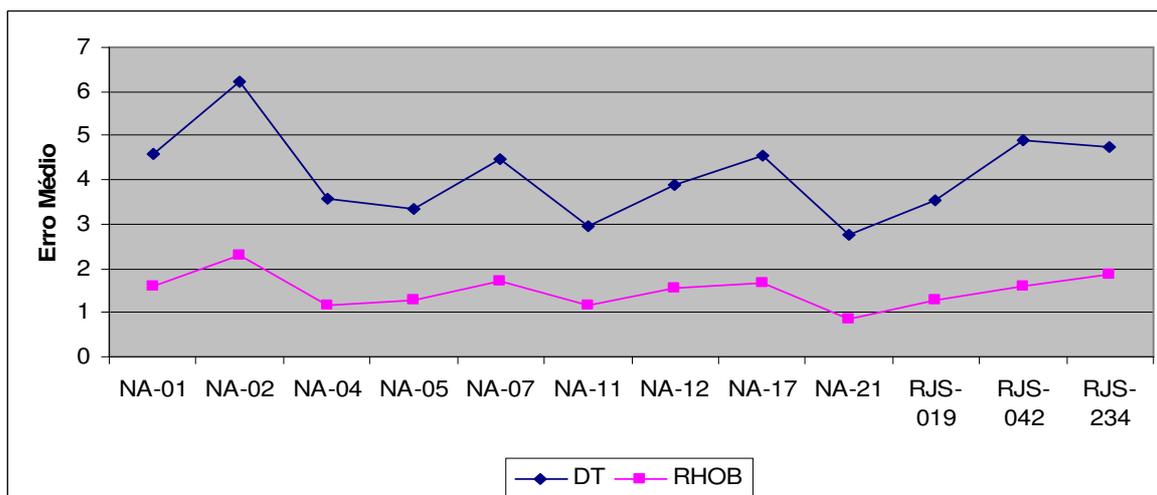


Figura 89 - Erro médio para os perfis DT e RHOB para os poços NA-01, NA-02, NA-04, NA-05, NA-07, NA-11, NA-12, NA-17, NA-21, RJS-019, RJS-042, RJS-234.

Sendo que, para o cálculo do erro do perfil ILD foram utilizados os valores na escala logarítmica, da seguinte forma:

$$Erro\ Médio = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{|\log V_{est} - \log V_{real}|}{\log V_{real}}}{n} \cdot 100$$

$\log V_{est}$  = Logaritmo do Valor estimado;

$\log V_{real}$  = Logaritmo do Valor real do perfil;

n = número de dados.

Com isso, obtivemos os erros médios, demonstrados na figura 90, para cada poço, utilizando a técnica KNN, para K=1:

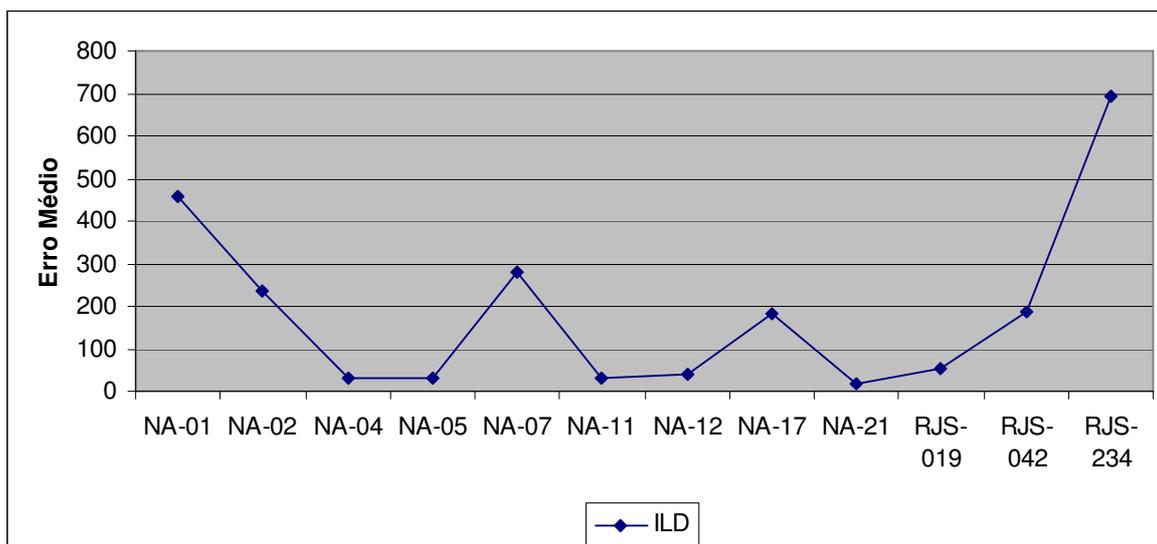


Figura 90 - Erro médio para o perfil ILD para os poços NA-01, NA-02, NA-04, NA-05, NA-07, NA-11, NA-12, NA-17, NA-21, RJS-019, RJS-042, RJS-234.

Para justificarmos a utilização da base de treinamento na ordem de 30% do total de dados utilizados nesta dissertação, foram feitas duas modelagens. Sendo uma com a utilização de 1/3 e a segunda com 2/3 dos dados da base de treinamento de 30%, obtida aleatoriamente, para obtermos as curvas sintéticas. Em seguida foram calculados os erros médios para cada modelagem.

As modelagens foram feitas utilizando KNN=1, para o poço NA-01, com 1/3 dos 30% de dados da base de treinamento, utilizando todos os perfís. Os resultados dos perfís faltantes obtidos estão ilustrados nas figuras 91, 92, 93, 94 e 95.

Os resultados demonstram curvas com menor correlação com as curvas reais, tanto em termos de forma quanto de amplitude em comparação com os perfís sintéticos obtidos com 30% dos dados de treinamento.

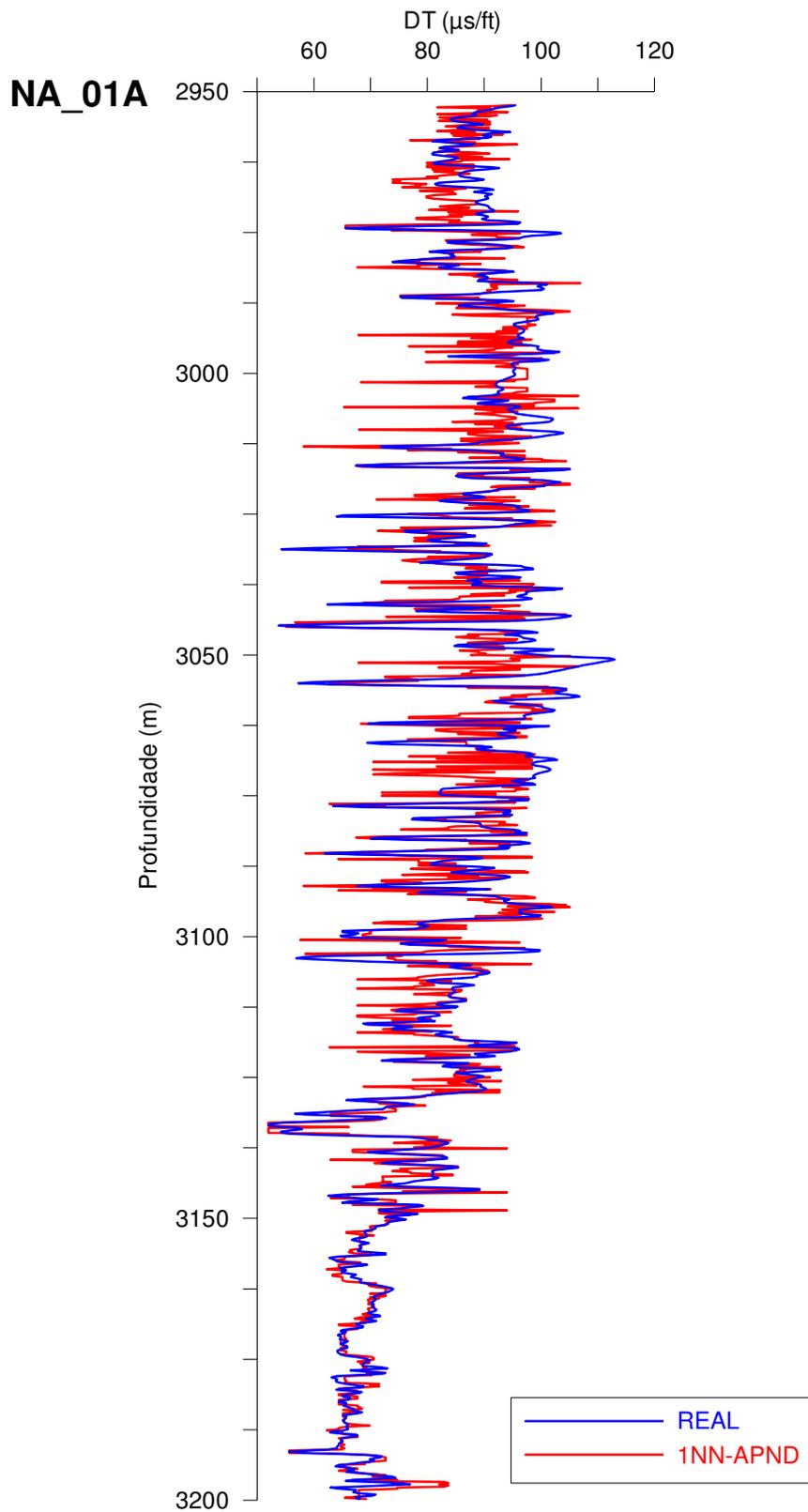


Figura 91 - Curva sintética x curva real do perfil DT, no poço NA-01, com 1/3 dos dados de treinamento.

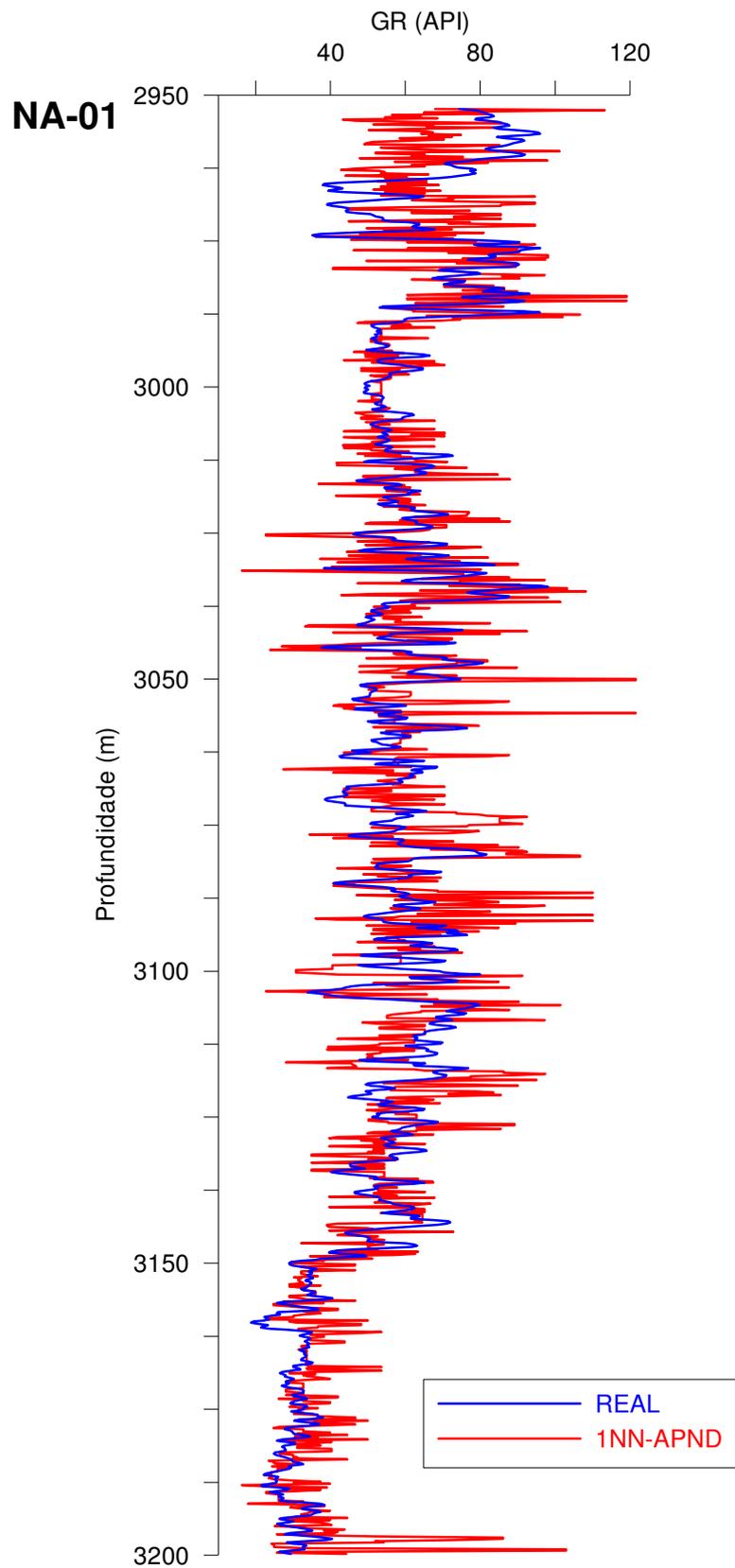


Figura 92 - Curva sintética x curva real do perfil GR, no poço NA-01, com 1/3 dos dados de treinamento.

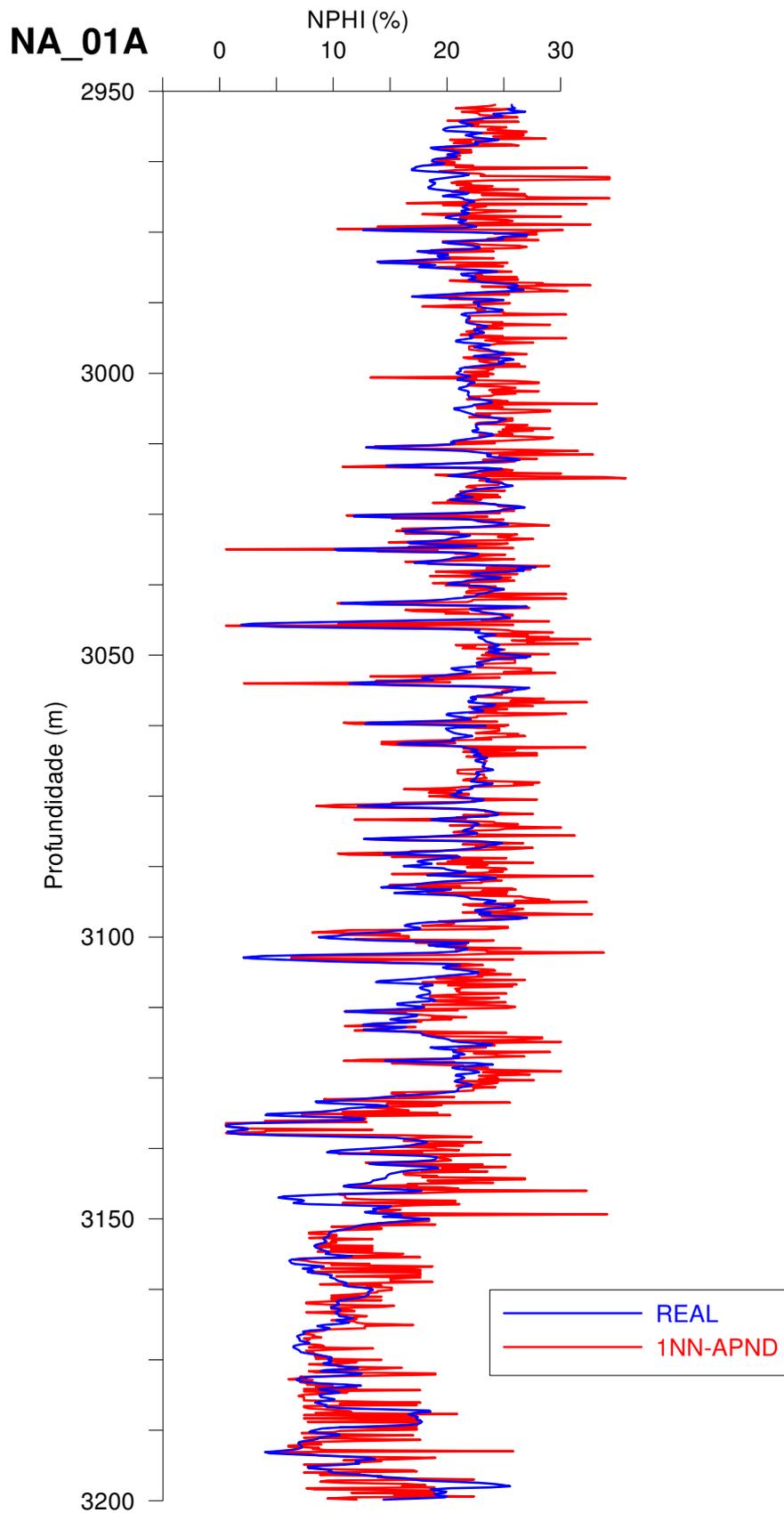


Figura 93 - Curva sintética x curva real do perfil NPHI, no poço NA-01, com 1/3 dos dados de treinamento.

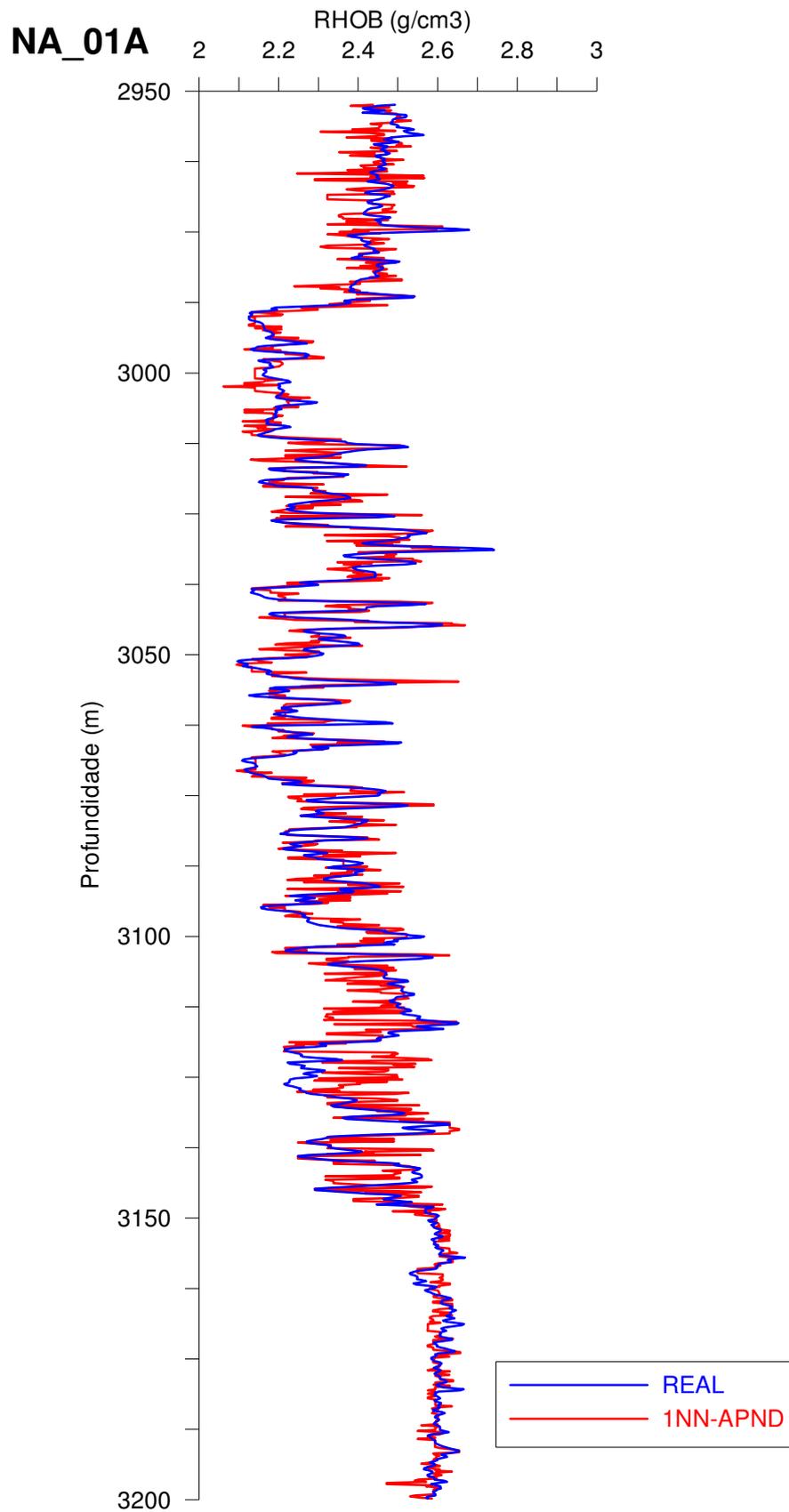


Figura 94 - Curva sintética x curva real do perfil RHOB, no poço NA-01, com 1/3 dos dados de treinamento.

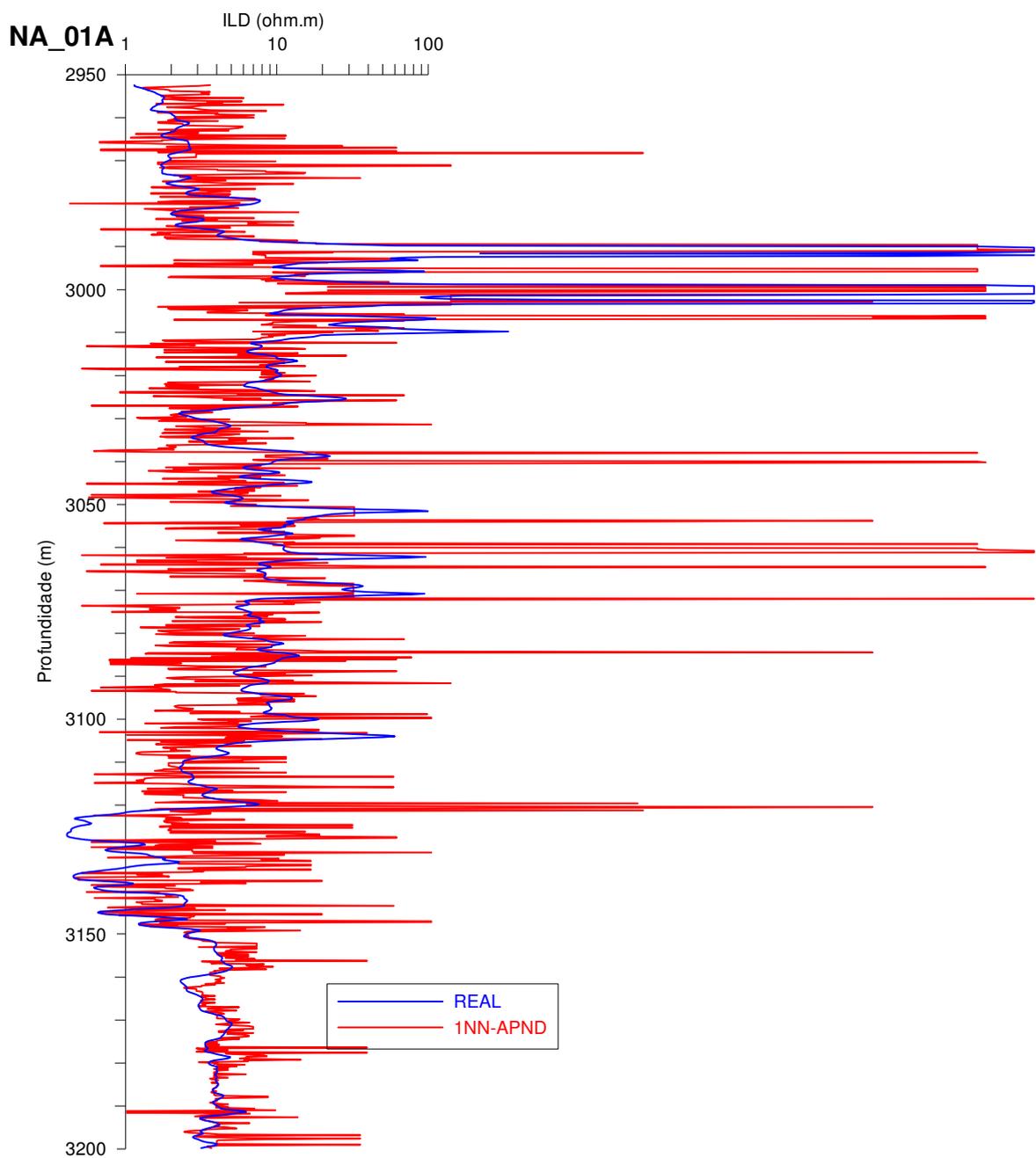


Figura 95 - Curva sintética x curva real do perfil ILD, no poço NA-01, com 1/3 dos dados de treinamento.

As modelagens utilizando KNN=1, com 2/3 dos 30% dos dados de treinamento foram feitas somente para o poço NA-01, com a utilização de todos os perfís. Os resultados dos perfís faltantes obtidos estão ilustrados nas figuras 96, 97, 98, 99 e 100.

Novamente os resultados demonstram curvas com menor correlação com as curvas reais, tanto em termos de forma quanto de amplitude em comparação com os perfís sintéticos obtidos com 30% dos dados de treinamento.

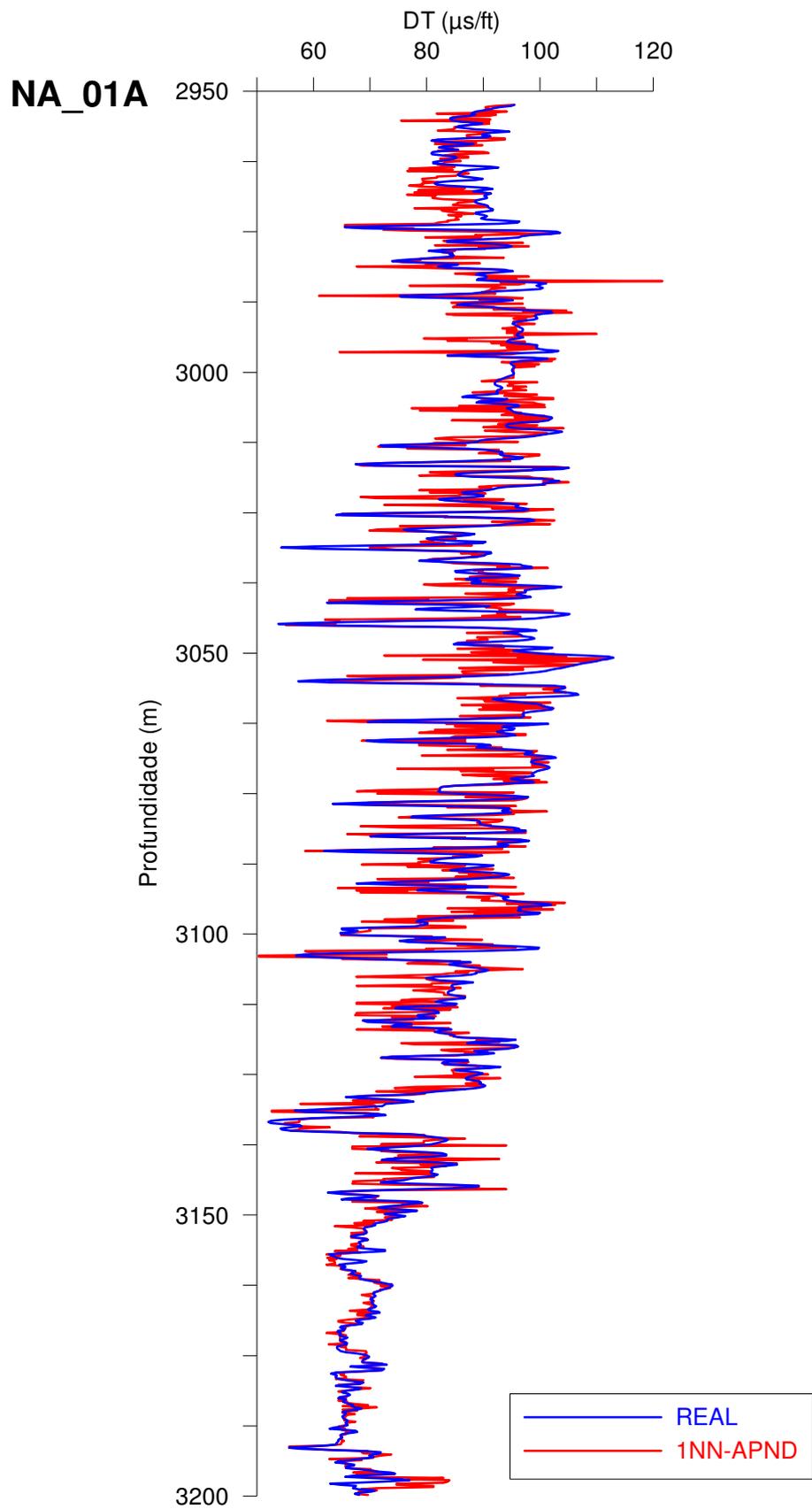


Figura 96 - Curva sintética x curva real do perfil DT, no poço NA-01, com 2/3 dos dados de treinamento.

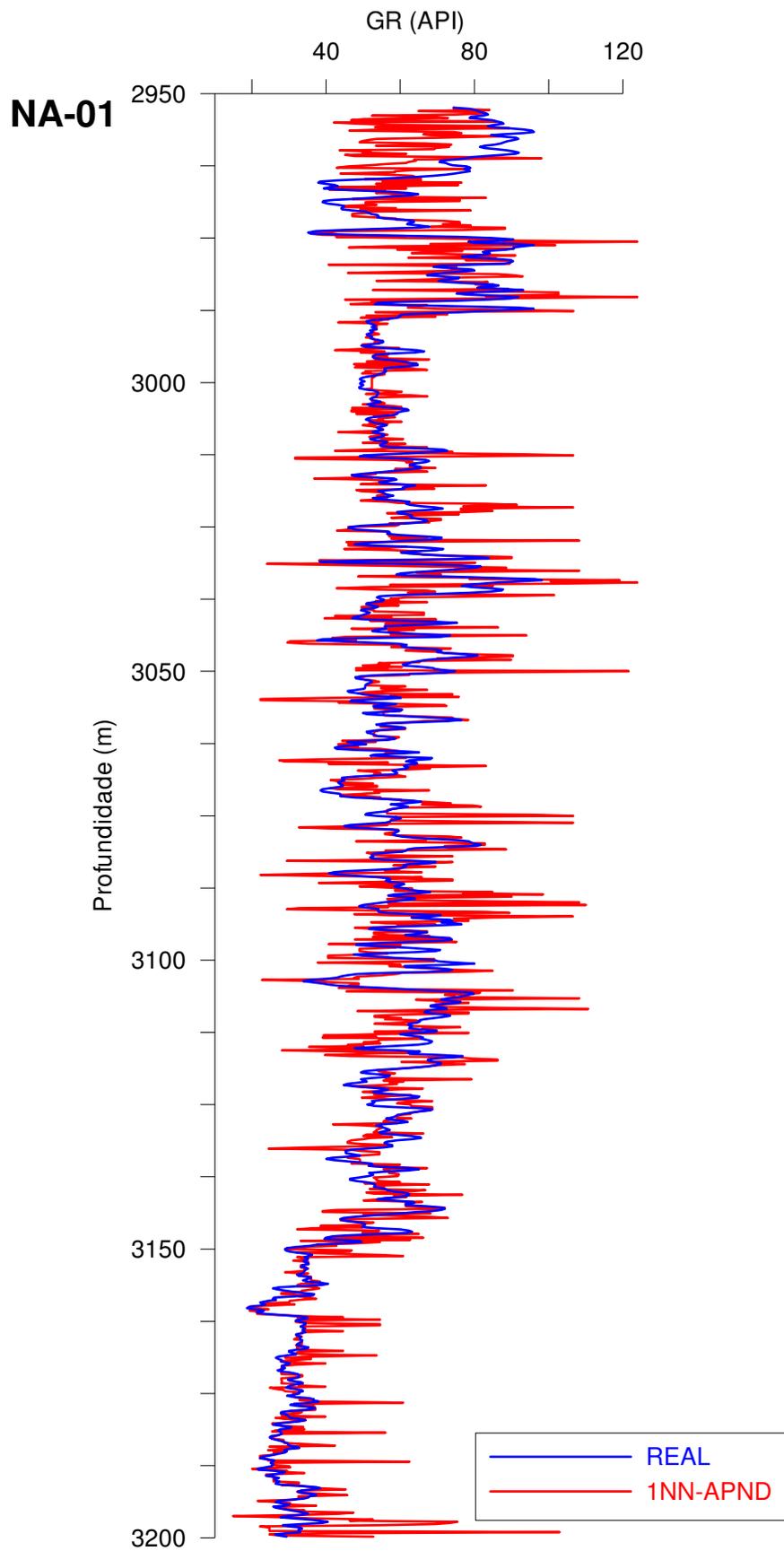


Figura 97 - Curva sintética x curva real do perfil GR, no poço NA-01, com 2/3 dos dados de treinamento.

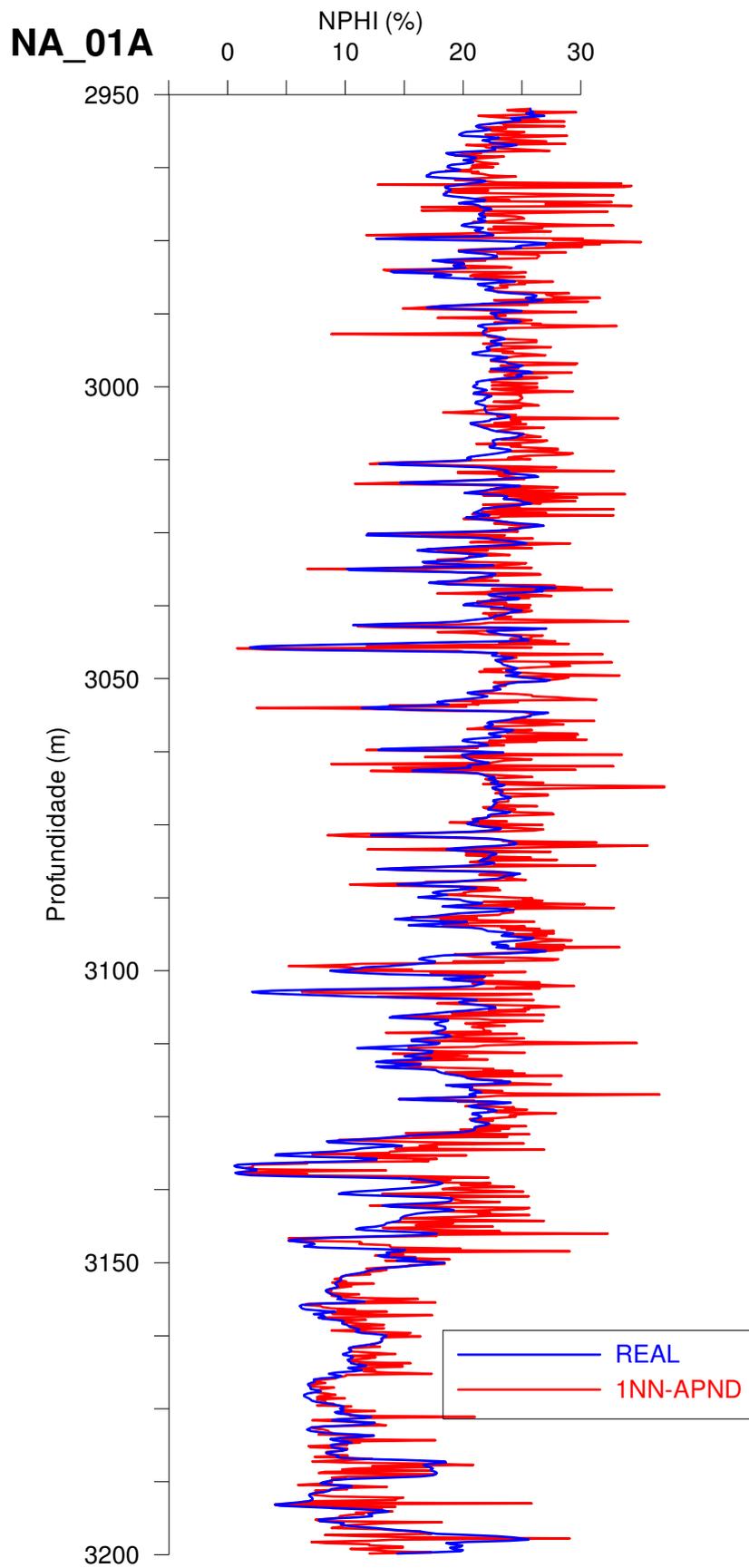


Figura 98 - Curva sintética x curva real do perfil NPHI, no poço NA-01, com 2/3 dos dados de treinamento.

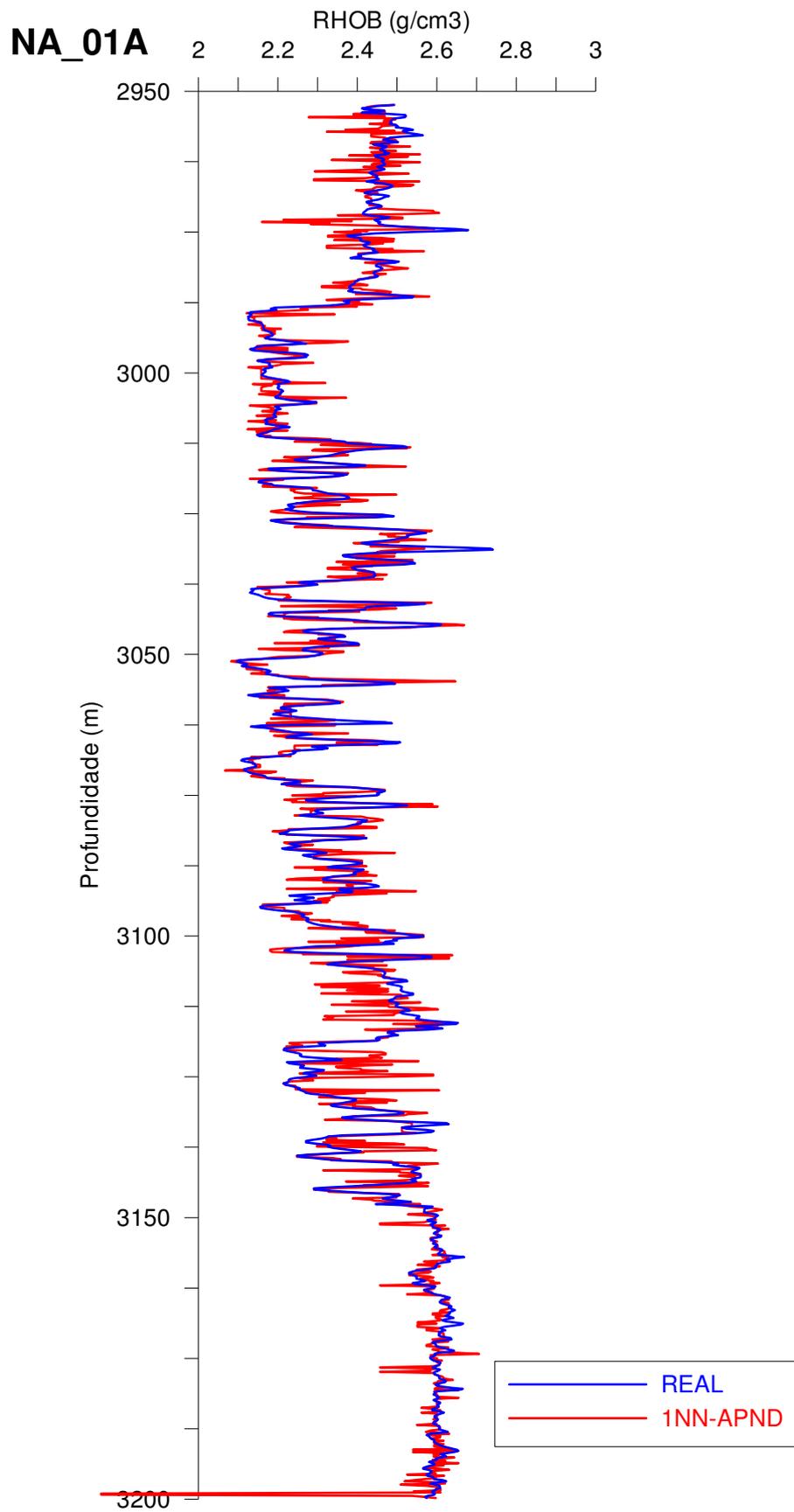


Figura 99 - Curva sintética x curva real do perfil RHOB, no poço NA-01, com 2/3 dos dados de treinamento.

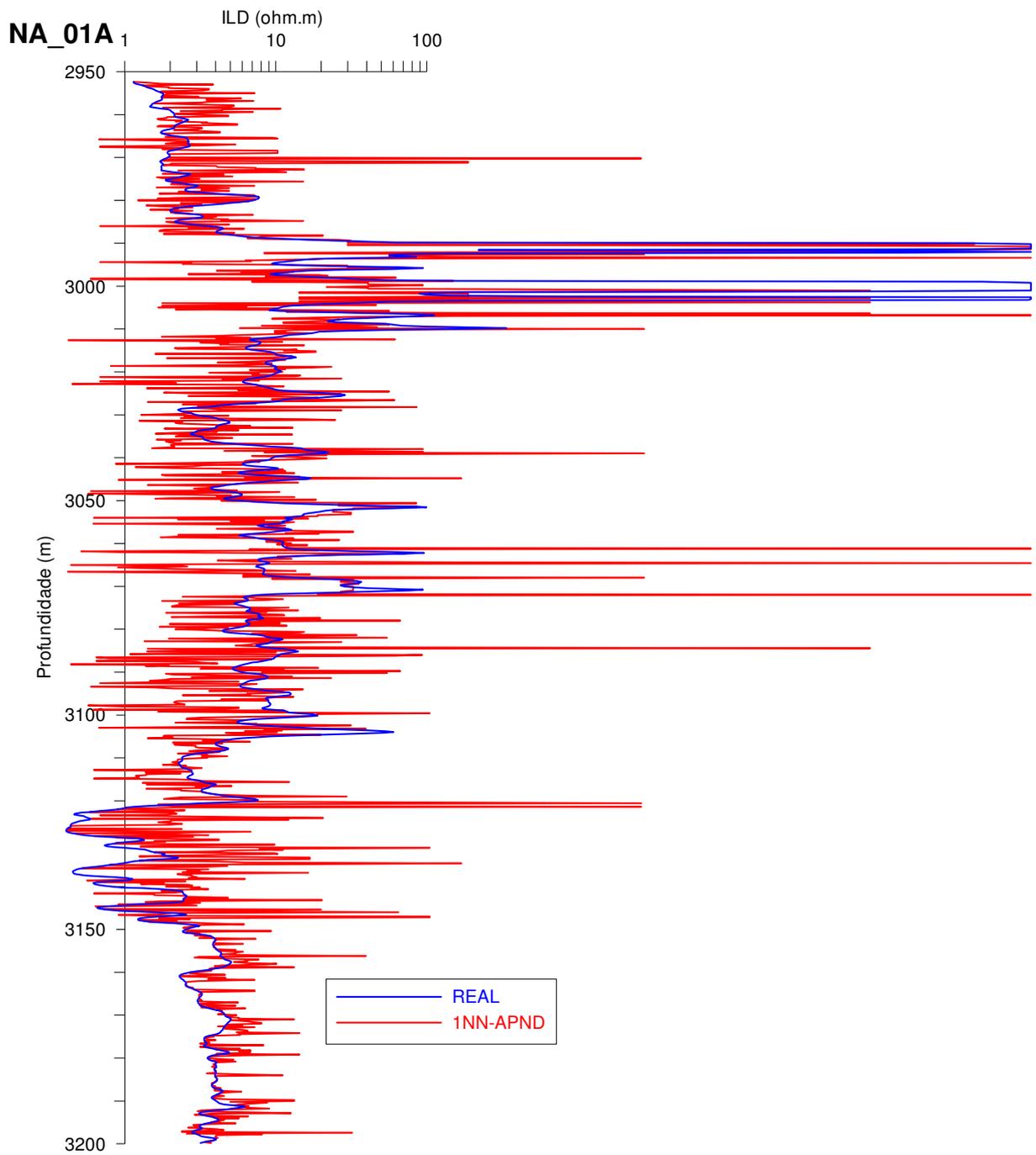


Figura 100 - Curva sintética x curva real do perfil ILD, no poço NA-01, com 2/3 dos dados de treinamento.

Para obtemos uma comparação quantitativa dos resultados obtidos com a utilização de 1/3 e 2/3 dos dados, utilizamos o cálculo do erro médio no poço NA-01, da seguinte forma:

$$Erro\ Médio = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{|V_{est} - V_{real}|}{V_{real}} \cdot 100}{n}$$

$V_{est}$  = Valor estimado;

$V_{real}$  = Valor real do perfil;

n = número de dados.

Assim, encontramos os resultados conforme demonstrado na figura 101, onde temos uma comparação do erro médio para 1/3, 2/3 e 3/3 (ou 100%) da base de treinamento de 30 %, para os perfis DT, GR, NPHI e RHOB.

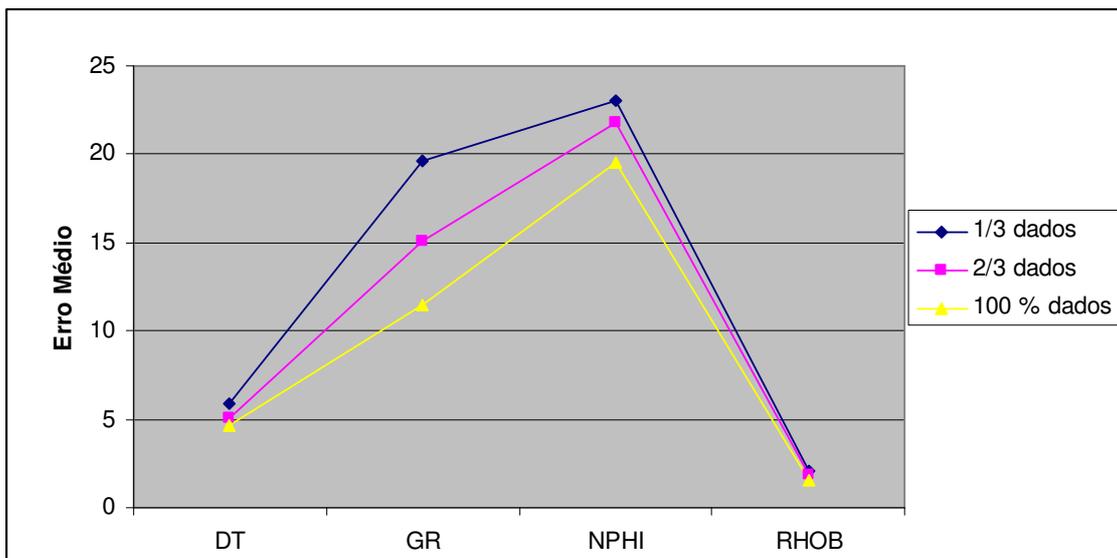


Figura 101 – Comparação entre os erros médios, no poço NA-01.

Sendo que, para o cálculo do erro do perfil ILD foram utilizados os valores na escala logarítmica, da seguinte forma:

$$Erro\ Médio = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{|\log V_{est} - \log V_{real}|}{\log V_{real}} \cdot 100}{n}$$

$\log V_{est}$  = Logaritmo do Valor estimado;

$\log V_{real}$  = Logaritmo do Valor real do perfil;

n = número de dados.

Com isso, obtivemos os resultados conforme demonstrado na figura 102 onde temos uma comparação do erro médio para 1/3, 2/3 e 3/3 (ou 100%) da base de treinamento de 30 % para o perfil ILD

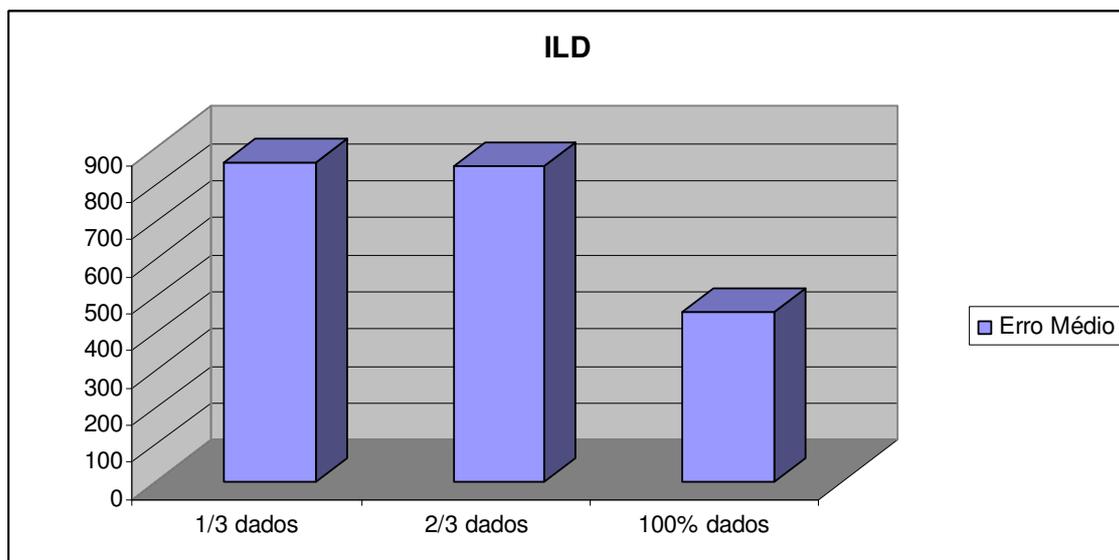


Figura 102 – Comparação entre os erros médios para o perfil ILD no poço NA-01.

Os erros calculados ilustram bem a diminuição dos erros à medida que o arquivo de treinamento cresce. Por outro lado, nem sempre se dispõe de uma base de treinamento grande em comparação com a base de predição. Portanto, adotar uma base de treinamento da ordem de 30% do total de dados permite minimizar os erros sem viciar a predição.

## CAPÍTULO 6

# **Conclusões, Recomendações e Referências Bibliográficas**

## 6. Conclusões, recomendações e referências bibliográficas

### 6.1. Conclusões e recomendações

A técnica KNN se mostrou bastante adequada para a estimação de perfis faltantes no Campo de Namorado. Em relação a outras técnicas de classificação (*Fuzzy*, Canônica, Regra Discriminante), a técnica KNN apresentou desempenho igual ou superior, mas com menor custo computacional. Graças à elevada disponibilidade de dados, característica inerente a perfilagem geofísica de poços, é possível adotar  $K = 1$ , o que garante a alta resolução da curva sintética obtida, mas com poucos erros de estimativa em relação à base total de dados.

A fim de atenuar os erros pontuais de estimativa adotou-se um procedimento de suavização das curvas sintéticas através de um filtro de média móvel com uma janela de três amostras. Esse procedimento se mostrou adequado para a maioria dos casos, especialmente para as curvas sintéticas do perfil de densidade e do perfil sônico.

A adoção de um conjunto de treinamento de tamanho equivalente a 30% dos dados disponíveis, com escolha aleatória das amostras, e aplicação da regra para a geração das curvas sintéticas sobre os 70% restantes garantiu a representatividade da regra sem viciar as estimativas.

A eficiência na predição de curvas faltantes através da técnica KNN, em termos de correlação com a forma, semelhança de valores e nível de resolução, em relação às curvas reais foi, em geral, muito satisfatória. No entanto, o desempenho observado não foi o mesmo para todas as curvas. O pior desempenho na predição foi para a curva de resistividade profunda (ILD) do perfil de indução. As curvas sintéticas de ILD apresentam, em geral, formas semelhantes e amplitudes no mesmo intervalo de variação de suas correspondentes curvas reais, mas com muitos picos irreais, indicando uma maior dificuldade do algoritmo KNN em realizar uma estimativa precisa da resistividade elétrica. Foram obtidos erros elevados, chegando a atingir, no poço RJS-234, um valor de 700% para o pior resultado e um erro de 18% como melhor resultado, no poço NA-21B. Uma das razões para isso é que a resistividade elétrica apresenta variação logarítmica, enquanto que as demais propriedades medidas pelos perfis variam em escala linear. A adoção de um filtro de suavização com uma janela mais ampla provavelmente seria mais indicado para o caso do perfil ILD.

A predição de curvas sintéticas dos perfis de raios gama e de porosidade de nêutrons apresentou um desempenho bastante satisfatório. Em geral, observa-se uma

correlação muito boa com as curvas reais, tanto em termos de forma quanto de amplitude, assim como, erros baixos. O filtro de média móvel se mostrou bastante adequado para a maior parte do intervalo perfilado dos poços. No entanto, observa-se em alguns poços a presença de picos espúrios, sugerindo a presença de ruído nas curvas sintéticas e indicando a adoção de filtro de média móvel com um número de amostras um pouco maior que três, o número adotado.

Para o caso das curvas sintéticas geradas para o perfil sônico as simulações apresentaram estimativas muito satisfatórias para todos os poços. Observa-se uma boa correlação, tanto em termos de forma quanto de amplitude, entre as curvas simuladas pela técnica KNN e as correspondentes curvas reais de DT, com um nível geral de ruído bem inferior ao observado nas curvas sintéticas de ILD, GR e NPHI. No caso dos poços NA-04, NA-05, NA-11A, NA-21B e RJS-19, a correlação entre o perfil real e o perfil sintético é excelente com erros muito pequenos chegando a atingir 2,7% no poço NA-21B. As curvas sintéticas de DT apresentam, em geral, a mesma resolução das curvas reais.

As curvas sintéticas do perfil de densidade obtidas através do procedimento KNN mostraram excelentes resultados. De um modo geral, são os melhores resultados alcançados, superando até mesmo os resultados obtidos para as curvas sintéticas de DT. A reprodução das formas, das amplitudes e a apresentação de resolução compatível com os perfis reais ocorreram em todos os poços, mas de forma quase perfeita no caso dos poços NA-04, NA-05, NA-11A, NA-12A, NA-21B e RJS-19, chegando a atingir um erro apenas de 0,86% no poço NA-21B.

Nesta dissertação a técnica de predição de curvas faltantes foi aplicada a uma suíte com 12 poços do Campo de Namorado. Como recomendação para trabalhos futuros sugere-se aplicar esse procedimento de modelagem para todos os poços do Campo de Namorado (59 poços) e usar esses novos dados gerados para refinar a modelagem de eletrofácies para o referido campo.

## 6.2. Referências bibliográficas

- A *Geofísica*. Disponível em: <http://www.sbgf.org.br/geofisica/geofisica.html>. Acesso em 28 out. 2008, 22:15:00.
- ALBUQUERQUE, C. F., *Modelagem Geológica Tridimensional no Campo de Namorado com Base na Modelagem Unidimensional de Eletrofácies*. Dissertação de M.Sc., UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2006.
- ALMEIDA, L. T., *Análise Discriminante*. Departamento de Matemática FURG. Disponível em: <http://www.dmat.furg.br/~taba/posanadis.htm>. Acesso em: 20 março 2008, 15:30:00.
- BACOCOLI, G., MORAES, R.G., CAMPOS, O. A. J., "The Namorado Oil Field: A Major Oil Discovery in the Campos Basin, Brazil". *In: Giant Oil and Gas Fields of the Decade: 1968-1978*, pp. 329-338, v. 30, 1980.
- BAGNI, O., *Quarta Rodada de Licitações Bacia de Campos*. Disponível em: [http://www.anp.gov.br/brasil-rounds/round4/round4/workshop/restrito/portugues/Campos\\_port.PDF](http://www.anp.gov.br/brasil-rounds/round4/round4/workshop/restrito/portugues/Campos_port.PDF). Acesso em: 09 set. 2008, 9:30:00.
- BARBOZA E. G., TOMAZELLI, L. J., VIANA, A. R., "Análise Preliminar da Geometria Depositional dos Turbiditos do Campo de Namorado, Bacia de Campos, RJ". *In: 2º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás*, pp. 1-5, Rio de Janeiro, RJ, 2003.
- BELTRAMI, C. V., MEISTER, E. M., GUARDADO, L. R., *Carta estratigráfica da Bacia de Campos*. Rio de Janeiro, Petrobrás. Relatório Interno, 1982.
- BERTULANI C., *O Que é Geofísica*, Disponível em: <http://www.if.ufrj.br/teaching/geo/sbgfque.html>. Acesso em 6 out. 2008, 13:40:00.
- BUCHÉB, J. A., RODRIGUES, F. S., "Aspectos Práticos Relativos ao Procedimento de Geração de Curvas Sintéticas de Perfis Por Meio De Regressão". *Boletim de Geociências da PETROBRAS*, v.11, n. 1/2, pp. 33-47, 1997.
- BLAQUEZ, R., VICENTELLI, M. G. C., CASTRO, J. C., CONTRERAS, S. A. C., "Determinação da Distribuição de um Nível de Turbidito na Formação Macaé no

- Campo de Namorado Através de Uso de Atributos Sísmicos*, Instituto de Geociências e Ciências Exatas, UNESP, Rio Claro, Brasil, v. 25, n. 1, 2006.
- COUTO, N.A.P., *Construção de Bancos de Dados Petrofísicos para a Determinação Automática de Litologias*. Dissertação de M.Sc., CG/UFPA, Belém, PA, Brasil, 1994.
- DAVIS, J.C., *Statistics and Data Analysis in Geology*. New York, John Wiley & Sons, pp. 550, 1973.
- DIAS, J. L., SCARTON, J. C., ESTEVES, F. R., CARMINATTI, M., GUARDADO, L. R., “Aspectos da Evolução Tectono-Sedimentar e a Ocorrência de Hidrocarbonetos na Bacia de Campos”. In: *Coletânea “Origem e Evolução de Bacias Sedimentares”*, 1990.
- FARIA, R. T., SANTOS, M. S., PARAÍZO, P. L. B., RODRIGUES E. B., JÚNIOR, O. S., ZAPPAROLLI, L. H., “Modelo Geológico 3D Integrado do Campo de Namorado”. In: *3º Seminário de Reservas e Reservatórios da PETROBRAS*, Rio de Janeiro, Nov. 2001.
- FIGUEIREDO, A. M. F., MOHRIAK, W.U., “Salt Tectonics and Petroleum Accumulations in the Campos Basin”. In: *anais do 33º Congresso Brasileiro de Geologia*, v. 3, pp. 1380-1394, Rio de Janeiro, RJ, 1984.
- GUARDADO, L. R., GAMBOA, L A. P., LUCCHESI, C. T. “Petroleum Geology of the Campos Basin, Brazil, a Model for a Producing Atlantic Type Basin”, *American Association of Petroleum Geologists*, n. 48, pp. 3-79, 1990.
- HAIR, F. H. J., ANDERSON, R. E., TATHANM, R. L., BLACK, W. C., *Análise Multivariada de Dados*. 5ª ed., Porto Alegre, Bookman, 2005.
- KNN (*K – Nearest Neighbors*), Disponível em: [http://www.maxwell.lambda.ele.puc-rio.br/cgi-bin/PRG\\_0599.EXE/7587\\_6.PDF?NrOcoSis=21790&CdLinPrg=pt](http://www.maxwell.lambda.ele.puc-rio.br/cgi-bin/PRG_0599.EXE/7587_6.PDF?NrOcoSis=21790&CdLinPrg=pt). Acesso em: 22 nov. 2007, 14:17:00.
- LEITE, M. V. C., CARRASQUILLA, A. A. G., SILVA, J. C., “Simulação do Perfil Sônico em Intervalos de Poços Perfilados Apenas com os Perfis de Raios Gama e Resistividade”, In: *X Congresso Internacional da Sociedade Brasileira de Geofísica*, pp.1-6, Rio de Janeiro, RJ, 2007.

- MELLO, M. R., KATZ, B. J., *Petroleum Systems of South Atlantic Margins*. AAPG Memoir 73, Chapter 1. AAPG/Petrobras Publisher, 2000.
- MENEZES, S. X., ADAMS, T., “Ocorrência de Resistividades Anômalas no Campo de Namorado, Bacia de Campos”. *Boletim de Geociências da PETROBRAS*, v.4, pp. 183-188, 1990.
- MARTINS, F. A. L., ESTEVES, F. R., FEIJÓ, F. J. “Bacia de Campos”. *Boletim de Geociências da PETROBRAS*, v. 8, pp. 203 – 218, 1994.
- NITTERS G., DAVIES D.R., EPPING W.J.M.. “Discriminant Analysis and Neural Nets: Valuable Tools to Optimize Completion Practices”. *In: SPE Drilling & Completions*, v. 10, pp. 127-133, 1995.
- PEREIRA, M.J., *Tempo e Temperatura na formação de petróleo: aplicação do método de Lopatin à Bacia de Campos*. Rio de Janeiro. Petrobras, Relatório Interno, 1988.
- RANGEL, H. D., MARTINS, F. A. L., ESTEVES, F. R., FEIJO, F. J., “Bacia de Campos”. *Boletim de Geociências da PETROBRAS*, v.8, n. 1, pp. 203-217, 1994.
- RANGEL, H.D., MARTINS, C.C., “Principais Compartimentos Exploratórios, Bacia de Campos”. *In: Revista “The Search”*, 1998.
- ROCHA, A. C. B., SOUZA, F. A. M., “Aplicação do K-MEANS CLUSTER a Dados de Perfis de Poços Petrolíferos”. *In: 2º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás*, pp. 1-6, Rio de Janeiro, RJ, 2003.
- RODRIGUEZ, M. R., BEER, R., ADAMS, T., BENEDUZI, C. F., PADILHA, S. T. C. S., “Aplicação de Novas Tecnologias de Perfilagem na Avaliação de Reservatórios Brasileiros”. *In: Revista “The Search”*, 1998.
- SACCO, T., SUSLICK, S. B., VIDAL, A. C., “Modelagem Geológica 3D do Campo de Namorado Utilizando Dados de Perfilagem de Poços Verticais”. *In: 4º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás*, pp.1-9, Campinas, SP, 2007.
- SANTOS, P. G. C., MATO, F. L., CLENNELL, B., “Análise Discriminante Aplicada à Caracterização do Reservatório do Campo de Namorado (Bacia de Campos - RJ, Brasil)”. *In: 2º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás*, pp. 1-6, Rio de Janeiro, RJ, 2003.

- SCHALLER, H., "Estratigrafia da Bacia de Campos". *In: Anais do Congresso Brasileiro de Geologia*, v.3, pp. 247 – 258, Aracaju, BA, 1973.
- SOARES, J. A., *Introdução à Perfilagem Geofísica em Poço Aberto*, DG/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Jul. 2002.
- SOUZA JR., O. G., *Stratigraphie Séquentielle et Modélisation Probabiliste des Réservoirs Tubidíques*. Tese de D.Sc., Universidade Paris VI, França, 1997.
- TRIGGIA, A. A., CORREIA, C. A., FILHO, C. V., XAVIER, J. A. D., MACHADO, J. C. V., THOMAS, J. E., FILHO, J. E. S., PAULA, J. L., ROSSI, N. C. M., PITOMBO, N. E. S., GOUVEA, P. C. V. M., CARVALHO, R. S., BARRAGAN, R. V., *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*, 2<sup>a</sup> ed., Rio de Janeiro, Interciência, 2001.
- WILBERT, A., "O Uso da Análise Discriminante na Caracterização Eletrofisiológica do Reservatório Carmópolis, no Campo de Riachuelo, Sergipe, Brasil". *In: Anais do 34<sup>o</sup> Congresso Brasileiro de Geologia*, v. 4, Goiânia, GO, 1986.
- ZARPELON, P. R., SOUZA, M. K., STROHSCHOEN JR. O., "Sedimentologia, Estratigrafia de Alta Resolução e Modelo Depositional do Arenito Namorado, Campo de Namorado – Bacia de Campos". *Boletim de Geociências da PETROBRAS*, pp. 51, Macaé, RJ, 1997.

# Livros Grátis

( <http://www.livrosgratis.com.br> )

Milhares de Livros para Download:

[Baixar livros de Administração](#)

[Baixar livros de Agronomia](#)

[Baixar livros de Arquitetura](#)

[Baixar livros de Artes](#)

[Baixar livros de Astronomia](#)

[Baixar livros de Biologia Geral](#)

[Baixar livros de Ciência da Computação](#)

[Baixar livros de Ciência da Informação](#)

[Baixar livros de Ciência Política](#)

[Baixar livros de Ciências da Saúde](#)

[Baixar livros de Comunicação](#)

[Baixar livros do Conselho Nacional de Educação - CNE](#)

[Baixar livros de Defesa civil](#)

[Baixar livros de Direito](#)

[Baixar livros de Direitos humanos](#)

[Baixar livros de Economia](#)

[Baixar livros de Economia Doméstica](#)

[Baixar livros de Educação](#)

[Baixar livros de Educação - Trânsito](#)

[Baixar livros de Educação Física](#)

[Baixar livros de Engenharia Aeroespacial](#)

[Baixar livros de Farmácia](#)

[Baixar livros de Filosofia](#)

[Baixar livros de Física](#)

[Baixar livros de Geociências](#)

[Baixar livros de Geografia](#)

[Baixar livros de História](#)

[Baixar livros de Línguas](#)

[Baixar livros de Literatura](#)  
[Baixar livros de Literatura de Cordel](#)  
[Baixar livros de Literatura Infantil](#)  
[Baixar livros de Matemática](#)  
[Baixar livros de Medicina](#)  
[Baixar livros de Medicina Veterinária](#)  
[Baixar livros de Meio Ambiente](#)  
[Baixar livros de Meteorologia](#)  
[Baixar Monografias e TCC](#)  
[Baixar livros Multidisciplinar](#)  
[Baixar livros de Música](#)  
[Baixar livros de Psicologia](#)  
[Baixar livros de Química](#)  
[Baixar livros de Saúde Coletiva](#)  
[Baixar livros de Serviço Social](#)  
[Baixar livros de Sociologia](#)  
[Baixar livros de Teologia](#)  
[Baixar livros de Trabalho](#)  
[Baixar livros de Turismo](#)