



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

ESTIMATIVA DA PERMEABILIDADE A PARTIR DE PERFIS  
GEOFÍSICOS DE POÇOS NO CAMPO DE NAMORADO – BACIA  
DE CAMPOS – RJ

JANAINA ANDRADE DE LIMA

MONOGRAFIA SUBMETIDA AO CURSO DE GRADUAÇÃO EM GEOLOGIA  
DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO, COMO REQUISITO  
OBRIGATÓRIO DA DISCIPLINA ESTÁGIO DE CAMPO IV.

RIO DE JANEIRO – RJ – BRASIL  
MARÇO DE 2004.

# **ESTIMATIVA DA PERMEABILIDADE A PARTIR DE PERFIS GEOFÍSICOS DE POÇOS NO CAMPO DE NAMORADO – BACIA DE CAMPOS – RJ**

JANAINA ANDRADE DE LIMA

MONOGRAFIA SUBMETIDA AO CURSO DE GRADUAÇÃO EM GEOLOGIA  
DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO, COMO REQUISITO  
OBRIGATÓRIO DA DISCIPLINA ESTÁGIO DE CAMPO – IV.

SETOR: GEOFÍSICA.

ORIENTADOR: PROF. M.Sc. JOSE AGNELO SOARES.

APROVADA POR:

---

PROF. M. SC. JOSÉ AGNELO SOARES, UFRJ.

---

PROF. DR. CLÁUDIO BETTINI, UFRJ.

---

PROF. DR. JADIR DA CONCEIÇÃO DA SILVA, UFRJ.

RIO DE JANEIRO – RJ – BRASIL  
MARÇO DE 2004.

## FICHA CATALOGRÁFICA

Lima, Janaina Andrade de.  
Estimativa da Permeabilidade a Partir de Perfis  
Geofísicos de Poços no Campo de Namorado –  
Bacia de Campos – RJ / Janaina Andrade de  
Lima. – Rio de Janeiro, 2004.

xi, 72, f.: il., anexo I (19), anexo II (8)

Monografia (Bacharelado em Geologia) –  
Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ,  
Instituto de Geociências – Departamento de  
Geologia, 2004.

Orientador: Prof. MSc. José Agnelo Soares.

1. Permeabilidade. 2. Campo de Namorado. 3.  
Bacia de Campos. 4. Perfis Geofísicos.

- Monografia. I. Soares, J. A. (Orient.). II.  
Universidade Federal do Rio de Janeiro. Instituto  
de Geociências. Departamento de Geologia. II  
Título.

## **AGRADECIMENTOS**

Gostaria de agradecer as pessoas que de alguma forma me ajudaram nessa longa trajetória:

- ❖ A Deus que sempre esteve e estará ao meu lado.
- ❖ Aos meus Pais, Luis e Ines, que sempre me derão um grande apoio.
- ❖ Aos meus irmãos, Sidney e Felipe, que me ajudarão muito durante toda a graduação, nos trabalhos computacionais.
- ❖ Ao meu marido, Alex, pela compreensão, paciência e confiança durante a minha ausência nas minhas longas viagens de campo.
- ❖ Aos meus sogros, Adélia e Ivan, que sempre me ajudaram.
- ❖ À minha família pelo carinho e respeito.
- ❖ Aos amigos de turma pela amizade e motivação durante o dia- a-dia.
- ❖ A minha diretora, Rosane, pela compreensão durante as viagens e no decorrer de minha graduação.
- ❖ Aos funcionários e professores do Departamento de Geologia.
- ❖ Ao meu Orientador, Agnelo, pela paciência e atenção durante a execução desse trabalho.
- ❖ E as minhas grandes amigas que tive o prazer e a sorte de conhecer na faculdade pois são pessoas muito especiais e que também me ajudaram muito nessa minha longa trajetória, Paula e Camila.

RESUMO DA MONOGRAFIA SUBMETIDA AO CURSO DE GRADUAÇÃO EM GEOLOGIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO, COMO REQUISITO OBRIGATÓRIO DA DISCIPLINA ESTÁGIO DE CAMPO – IV.

ESTIMATIVA DE PERMEABILIDADE A PARTIR DE PERFIS GEOFÍSICOS DE POÇOS NO CAMPO DE NAMORADO – BACIA DE CAMPOS – RJ

JANAINA ANDRADE DE LIMA

RIO DE JANEIRO, MARÇO DE 2004

ORIENTADOR: JOSÉ AGNELO SOARES

SETOR: GEOFÍSICA

A permeabilidade é um parâmetro muito importante na avaliação de reservatório de petróleo. Ela depende de vários fatores e pode ser calculada por diferentes métodos. No entanto, sua avaliação quantitativa, através de dados de perfis geofísicos de poços, é bastante complexa. Este trabalho consiste em estimar a permeabilidade do campo petrolífero de Namorado situado na Bacia de Campos, utilizando dados de perfis geofísicos de poços. Foram aplicados três métodos diferentes; sendo assim, o trabalho está dividido em três etapas. Na primeira etapa foi usado um método estatístico de regressão não linear; na segunda etapa foi aplicada uma fórmula empírica conhecida como equação de Cozeny-Karman; e na terceira etapa foi usado uma expressão proposta por Jun *et al.* (2000). Nas três etapas foram elaborados gráficos que comparam as permeabilidades obtidas através dos perfis geofísicos com as permeabilidades medidas em laboratório, e os resultados obtidos refletem a dificuldade de se estimar a permeabilidade a partir de perfis.

## SUMÁRIO

1. OBJETIVO .....	3
2. INTRODUÇÃO .....	3
3. ÁREA DE ESTUDO .....	4
LOCALIZAÇÃO.....	5
4. COLUNA ESTRATIGRÁFICA DA BACIA DE CAMPOS .....	6
5. EVOLUÇÃO TECTONO SEDIMENTAR .....	9
5.1. SEQÜÊNCIA CONTINENTAL (FASE RIFT) .....	9
5.2. SEQÜÊNCIA TRANSICIONAL (ANDAR ALAGOAS).....	9
5.3. MEGASSEQÜÊNCIA MARINHA .....	10
5.3.1. SEQÜÊNCIA CARBONÁTICA NERÍTICA RASA.....	11
5.3.2. SEQÜÊNCIA OCEÂNICA HEMIPELÁGICA .....	11
5.3.3. SEQÜÊNCIA OCEÂNICA PROGRADANTE.....	12
6. CAMPO DE NAMORADO .....	12
7. PERFIS DE POÇOS .....	14
8. POROSIDADE E PERMEABILIDADE .....	17
9. METODOLOGIA .....	19
9.1. DETERMINAÇÃO DE PERMEABILIDADE POR REGRESSÃO NÃO LINEAR.....	20
9.1.1. PREPARAÇÃO DOS DADOS.....	20
9.1.2. CONFECÇÃO DE GRÁFICOS COM DADOS DE LABORATÓRIO	20
9.1.3. CONFECÇÃO DE GRÁFICOS DE PERMEABILIDADE COM DADOS DE PERFIL .....	31
9.1.4. ANÁLISE DOS DADOS .....	39
9.1.5. ESTIMATIVA DE PERMEABILIDADE ATRAVÉS DA FÓRMULA DE KOZENY- CARMAN .....	39
9.2.1. PREPARAÇÃO DOS DADOS.....	41
9.2.2. SEPARAÇÃO DOS DADOS POR FÁCIES .....	41
9.2.3. DETERMINAÇÃO DO COEFICIENTE EMPÍRICO DA EQUAÇÃO DE KOZENY-CARMAN PARA DADOS DE LABORATÓRIO.....	42
9.2.4. APLICAÇÃO DA EQUAÇÃO PARA DADOS DE PERFIL.....	43

9.2.5.	ANÁLISE DOS DADOS .....	51
9.3.	ESTIMATIVA DE PERMEABILIDADE ATRAVÉS DA FÓRMULA DE YAN JUN (ESTUDO DE CASO DA BACIA DO MAR DO NORTE) .....	52
9.3.1.	PREPARAÇÃO DOS DADOS.....	53
9.3.2.	OBTENÇÃO DOS VALORES DE PERMEABILIDADE .....	54
9.3.3.	CONFEÇÃO DOS GRÁFICOS.....	54
9.3.4.	ANÁLISE DOS DADOS .....	62
10.	DISCUSSÃO DOS RESULTADOS .....	62
11.	CONCLUSÃO .....	71
12.	REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA.....	72
ANEXO I		
ANEXO II		

## RELAÇÕES DE FIGURAS

Figura 01 - Mapa de Localização da Bacia de Campos (PETROBRAS, 2003)..	5
Figura 02 - Carta Estratigráfica da Bacia de Campos de Beltrami – Meister – Guardado/1982. (Fonte: Viro, 1985) .....	7
Figura 03 - Modelos de geração, acumulação e migração de óleo da Bacia de Campos (Fonte: Viro, 1985). .....	13
Figura 04 - Seção geológica do Campo de Namorado e Cherne (Fonte: Viro, 1985) .....	14
Figura 05 - Gráfico de dispersão $K_h \times \phi_h$ para o poço NA-02. ....	22
Figura 06 - Gráfico de dispersão $K_v \times \phi_v$ para o poço NA-02. ....	22
Figura 07 - Gráfico de dispersão $K_h \times \phi_h$ para o poço NA-04. ....	23
Figura 08 - Gráfico de dispersão $K_v \times \phi_v$ para o poço NA-04. ....	23
Figura 09 - Gráfico de dispersão $K_h \times \phi_v$ para o poço NA-11. ....	24
Figura 10 - Gráfico de dispersão $K_v \times \phi_v$ para o poço NA-11. ....	24
Figura 11 - Gráfico de dispersão $K_h \times \phi_h$ para o poço NA-12. ....	25
Figura 12 - Gráfico de dispersão $K_v \times \phi_v$ para o poço NA-12. ....	25
Figura 13 - Gráfico de dispersão $K_h \times \phi_h$ para o poço NA-22. ....	26
Figura 14 - Gráfico de dispersão $K_v \times \phi_v$ para o poço NA-22. ....	26
Figura 15 - Gráfico de dispersão $K_h \times \phi_h$ para o poço NA-44. ....	27
Figura 16 - Gráfico de dispersão $K_v \times \phi_v$ para o poço NA-44. ....	27
Figura 17 -Gráfico de dispersão $K_h \times \phi_h$ para o poço NA-234. ....	28
Figura 18 - Gráfico de dispersão $K_v \times \phi_v$ para o poço NA-234. ....	28
Figura 19 - Gráfico de Permeabilidade x Porosidade (H), para o Campo de Namorado .....	30
Figura 20 - Gráfico de Permeabilidade x Porosidade (V), para o Campo de Namorado .....	30
Figura 21 - Perfil de permeabilidade para o poço NA-02 obtido por regressão não linear (curva cheira) e respectivos valores medidos em laboratório (pontos). ....	32



Figura 22 - Perfil de permeabilidade para o poço NA-02 obtido por regressão não linear (curva cheira) e respectivos valores medidos em laboratório (pontos).....	33
Figura 23 - Perfil de permeabilidade para o poço NA-11 obtido por regressão não linear (curva cheira) e respectivos valores medidos em laboratório (pontos).....	34
Figura 24 - Perfil de permeabilidade para o poço NA-12 obtido por regressão não linear (curva cheira) e respectivos valores medidos em laboratório (pontos).....	35
Figura 25 - Perfil de permeabilidade para o poço NA-22 obtido por regressão não linear (curva cheira) e respectivos valores medidos em laboratório (pontos).....	36
Figura 26 - Perfil de permeabilidade para o poço NA-44 obtido por regressão não linear (curva cheira) e respectivos valores medidos em laboratório (pontos).....	37
Figura 27 - Perfil de permeabilidade para o poço NA-234 obtido por regressão não linear (curva cheira) e respectivos valores medidos em laboratório (pontos).....	38
Figura 28 - Perfil de permeabilidade para o poço NA-02 obtido através da Equação de Kozeny-Carman. ....	44
Figura 29 - Perfil de permeabilidade para o poço NA-04 obtido através da Equação de Kozeny-Carman. ....	45
Figura 30 - Perfil de permeabilidade para o poço NA-11 obtido através da Equação de Kozeny-Carman. ....	46
Figura 31 - Perfil de permeabilidade para o poço NA-12 obtido através da Equação de Kozeny-Carman .....	47
Figura 32 - Perfil de permeabilidade para o poço NA-22 obtido através da Equação de Kozeny-Carman. ....	48
Figura 33 - Perfil de permeabilidade para o poço NA-44 obtido através da Equação de Kozeny-Carman. ....	49
Figura 34 - Perfil de permeabilidade para o poço NA-234 obtido através da Equação de Kozeny-Carman. ....	50

Figura 35 - Perfil de permeabilidade para o poço NA-02 obtido através da equação de Yan Jun. ....	55
Figura 36 - Perfil de permeabilidade para o poço NA-04 obtido através da equação de Yan Jun. ....	56
Figura 37 - Perfil de permeabilidade para o poço NA-11 obtido através da equação de Yan Jun. ....	57
Figura 38 - Perfil de permeabilidade para o poço NA-12 obtido através da equação de Yan Jun. ....	58
Figura 39 - Perfil de permeabilidade para o poço NA-22 obtido através da equação de Yan Jun. ....	59
Figura 40 - Perfil de permeabilidade para o poço NA-44 obtido através da equação de Yan Jun. ....	60
Figura 41 - Perfil de permeabilidade para o poço NA-234 obtido através da equação de Yan Jun. ....	61
Figura 42 - Perfil de permeabilidade do poço NA-02 juntando as três etapas.	64
Figura 43 – Perfil de permeabilidade do poço NA-04 juntando as três etapas.	65
Figura 44 - Perfil de permeabilidade do poço NA-11 juntando as três etapas.	66
Figura 45 - Perfil de permeabilidade do poço NA-12 juntando as três etapas.	67
Figura 46 - Perfil de permeabilidade do poço NA-22 juntando as três etapas.	68
Figura 47 - Perfil de permeabilidade do poço NA-44 juntando as três etapas.	69
Figura 48 - Perfil de permeabilidade do poço NA-234 juntando as três etapas. ....	70

## RELAÇÕES DE TABELA

Tabela 1 – Correspondência de algumas propriedades e principais usos de alguns perfis.....	16
Tabela 2 – Valores da constante $\tau S^2$ para cada grupo de fácies e o respectivo valor de $R^2$ .....	43

---

## **1. OBJETIVO**

Este trabalho tem como objetivo pesquisar a possibilidade de se fazer uma estimativa da permeabilidade de um reservatório de petróleo através do uso dos perfis geofísicos de poços. Os poços utilizados na execução desta pesquisa são provenientes do Campo Petrolífero de Namorado, situado na Bacia de Campos.

## **2. INTRODUÇÃO**

A aplicação geológica de perfis geofísicos de poços tem como principal objetivo propiciar um melhor conhecimento dos reservatórios. As principais características do reservatório tais como, porosidade, litologia, argilosidade, permeabilidade, densidade e a presença e tipo de fluido, podem ser inferidas a partir de medições feitas através de sensores que percorrem poços abertos.

A permeabilidade está ligada a porosidade e representa a capacidade de uma rocha de permitir a passagem de um fluido. O seu conhecimento quantitativo é de fundamental importância para se estimar a produção de um poço, avaliar o comportamento do mesmo e executar estudos de simulação de reservatório, no entanto é um dos parâmetros mais difíceis de se mensurar quantitativamente.

As medições de permeabilidade em testemunho obtidas em laboratório são constantemente utilizadas, no entanto elas têm a desvantagem de serem pontuais e descontínuas.

A estimativa de permeabilidade utilizando dados de perfis geofísicos de poços por outro lado, tem maior cobertura espacial e continuidade, já que a perfilagem registra dados a cada 20cm, acumulando grande quantidade de informação e fornecendo valores de permeabilidade com maior representatividade.

---

A comparação entre a permeabilidade de testemunho e as permeabilidades computadas a partir de perfis, deve ser feita levando-se em conta as seguintes considerações:

- As amostras normalmente são alteradas durante o processo de extração o que pode fazer com que os valores de permeabilidade medidos em laboratório não sejam representativo da permeabilidade *in situ*.
- Possíveis desajustes de profundidade das amostras em relação aos perfis podem causar desajustes aparentes entre a permeabilidade de laboratório e a permeabilidade estimada a partir de perfis.
- Em laboratório, as amostras são ensaiadas, geralmente, em condições de pressão e temperatura diferentes do ambiente no qual elas foram retiradas.
- Seleção e representatividade estatística das amostras tomadas em testemunho.

### **3. ÁREA DE ESTUDO**

A Bacia de Campos é uma bacia marítima, típica de margem divergente. Foi intensamente estudada, se tornando um dos maiores patrimônios petrolíferos da plataforma continental brasileira.

Segundo a PETROBRAS (2003), o crescimento registrado nesses 26 anos da Bacia de Campos permite que ela possa ser comparada a uma cidade com população em torno de 25 mil pessoas (trabalhadores fixos ou eventuais). Esses trabalhadores dividem-se por 37 plataformas fixas ou flutuantes de grande porte, e navios adaptados, garantindo uma produção de 1 milhão e 263 mil barris de óleo e 19 milhões de metros cúbicos de gás natural por dia. A produção de petróleo da Bacia de Campos equivale à de alguns países da OPEP (Organização dos Países Exportadores de Petróleo).

A PETROBRAS tem 39 campos de petróleo na Bacia de Campos, que garante mais de 80% da produção nacional. Esses campos contêm reserva de óleo equivalente da ordem de 9,7 bilhões de barris (PETROBRAS,2003).

## LOCALIZAÇÃO

A Bacia de Campos situa-se no litoral do estado do Rio de Janeiro (Figura 01) entre os paralelos 21 e 23, distribuída numa área de cerca de 100.000km<sup>2</sup> e segundo a indicação de levantamentos geofísicos, se estende até cotas batimétricas superiores a 3.000metros. Está limitada, ao norte pelo Alto de Vitória e ao Sul pelo Alto de Cabo Frio.

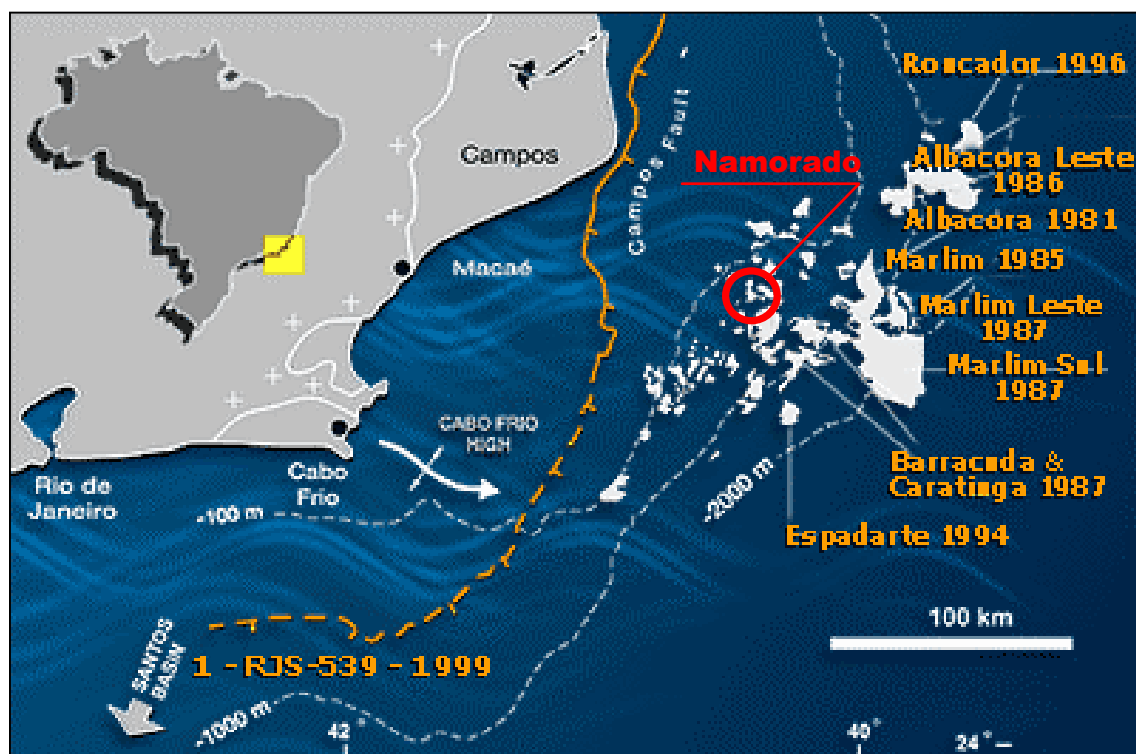


Figura 01 - Mapa de Localização da Bacia de Campos (PETROBRAS, 2003).

---

#### **4. COLUNA ESTRATIGRÁFICA DA BACIA DE CAMPOS**

As estratigrafias das bacias marítimas da costa leste brasileira são muito similares, devido ao fato de todas serem controladas pelo processo de separação dos Continentes da África e da América do Sul.

A primeira carta estratigráfica da Bacia de Campos foi elaborada por Schaller (1973), com base nas informações provenientes de poucos poços exploratórios. Posteriormente Beltrami-Meister-Guardado (1982, *apud* Viro, 1985) procederam a uma atualização do diagrama estratigráfico da bacia (Figura 02). Em seguida Rangel *et al.* (1994) montou um arcabouço estratigráfico mais detalhado da Bacia de Campos.

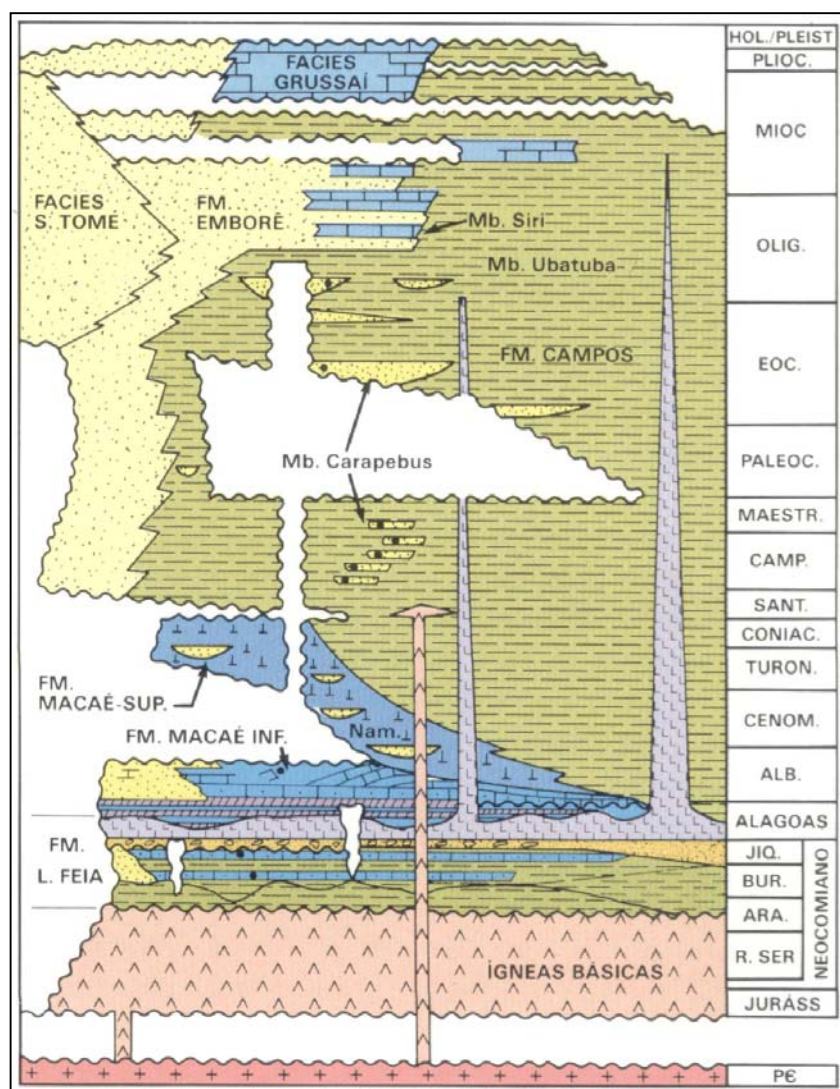


Figura 02 - Carta Estratigráfica da Bacia de Campos de Beltrami – Meister – Guardado/1982.  
(Fonte: Viro, 1985)

A história da Bacia de Campos tem início no Cretáceo Inferior a aproximadamente 130 milhões de anos com a Formação Cabiúnas, proposta por Rangel *et al.* (1994) para designar uma espessa seção de derrames basálticos servindo de base para todo o preenchimento sedimentar da bacia. A Formação Cabiúnas se caracteriza por basalto amigdaloidal, organizado em derrames e níveis de piroclásticos interestratificados com conglomerado polimítico (Mizusaki *et al.*, 1988 *apud* Rangel *et al.*, 1994). Datações radiométricas indicam idade entre  $122 \pm 5$  e  $134 \pm 4$  Ma (Mizusaki *et al.*, 1988 *apud* Rangel *et al.*, 1994).



---

Sobreposta à seção basáltica, ocorre a Formação Lagoa Feia que de acordo com Rangel *et al.* 1994, definida por Schaller 1973, abriga rochas de naturezas diversas como conglomerado polimítico, arenito grosso conglomerático, arenito muito fino, folhelhos e siltito. O contato inferior da Formação Lagoa Feia com a Formação Cabiúnas é discordante, enquanto que o contato superior é em geral concordante com a Formação Macaé. As datações conferem à Formação Lagoa Feia as idades barremiana e aptiana.

A Formação Macaé, formalizada por Schaller (1973), designa os calcirruditos e calcarenitos sobrepostos aos evaporitos Lagoa Feia. A Formação Macaé em geral recobre concordantemente a Formação Lagoa Feia, e é recoberta em discordância pela Formação Ubatuba. As datações conferem idades albiana e cenomaniana à Formação Macaé (Rangel *et al.*, 1994).

Segundo Rangel *et al.* (*op. cit.*), o Grupo Campos compreende as Formações Ubatuba, Carapebus e Emborê e são caracterizados da seguinte forma: a Formação Ubatuba nomeia a seção pelítica sobreposta em discordância aos carbonatos Macaé e lateralmente interdigitada com os clásticos e carbonatos da Formação Emborê. É composta por milhares de metros de pelitos especialmente folhelhos, argila, marga, calcilutito e diamictito. Interpostos a estes sedimentos ocorrem arenitos turbidíticos referidos como Formação Carapebus. As datações conferem idades turoniana a maastrichtiana.

A formação Carapebus é caracterizada por arenito fino a conglomerático, organizado em camadas intercaladas com os pelitos da Formação Ubatuba.

A Formação Emborê é definida por Schaller (1973) como arenitos e carbonatos impuros sobrepostos e lateralmente interdigitados com os pelitos Ubatuba. As rochas da plataforma rasa siliciclástica são compostas por arenitos e carbonatos impuros. A Formação Emborê depositou-se do Maastrichtiano ao Holoceno (Rangel *et al.*, 1994).

---

## 5. EVOLUÇÃO TECTONO SEDIMENTAR

De acordo com Dias *et al.* (1990), genericamente pode-se individualizar três grandes unidades com características tectono-sedimentares distintas: 1-Sequência Continental (fase *rift*); 2-Sequência Transicional; e 3-Megassequência Marinha.

### 5.1. SEQÜÊNCIA CONTINENTAL (FASE RIFT)

A origem da Bacia de Campos está relacionada à ruptura crustal do continente Gondwana, como resultado da atuação de esforços distensivos no Eocretáceo. Produziu-se um sistema de *rift valleys* alongado na direção SO-NE, onde se desenvolveu *horsts*, *grabens* e *meio-grabens*. Os rejeitos variam desde dezenas a um máximo de 2.500m.

A atividade dos falhamentos é em geral balizada pela discordância pré-Alagoas. Por esta razão, assume-se esse horizonte como limite da fase *rift* da Bacia de Campos.

No seu limite, o *riftamento* esteve associado a intensa atividade vulcânica que resultou na extrusão de grande volume de lava basáltica (Formação Cabiúnas). Mais tarde, expressivas quantidades de sedimentos siliciclásticos e carbonáticos depositaram-se em lagos tectonicamente controlados (Formação Lagoa Feia). A sedimentação ocorreu em ambiente lacustre, cujo corpo d'água era salino e alcalino, com provável aumento de salinidade do tempo Aratu para o tempo Jiquiá (Dias *et al.*, 1988).

Importante deposição carbonática ocorreu no tempo Jiquiá Superior. Essas rochas são produtoras de hidrocarboneto nos campos de Badejo, Pampo, Linguado e Trilha (Dias *et al.*, 1990).

### 5.2. SEQÜÊNCIA TRANSICIONAL (ANDAR ALAGOAS)

Um importante evento erosivo de caráter regional antecedeu a deposição dos sedimentos da Sequência Transicional, nivelando o relevo formado no

---

estágio *rift*. Apenas localmente, os falhamentos da fase *rift* foram reativados durante o Andar Alagoas.

O pacote sedimentar depositado nesta idade marca a passagem dos sedimentos de origem continental para os de origem marinha, caracterizando-se por uma espessa seção de clásticos cobertos por um pacote de evaporitos, com a predominância de halitas e anidritas.

Por sobre a discordância ocorre expressiva sedimentação aluvial, representada por conglomerados e lamitos avermelhados, que passam lateralmente para uma sedimentação carbonática, representada por carbonatos nodulares e estromatolíticos, denotando condições de deposição em águas muito rasas.

O topo da Seqüência Transicional é marcado por espesso pacote evaporítico, composto essencialmente por anidrita e halita, depositado em ambiente lagunar, tectonicamente calmo e climaticamente severo (Dias *et al.*, 1990).

### **5.3. MEGASSEQÜÊNCIA MARINHA**

Esta megasseqüência pode ser subdividida em três seqüências, a saber: Seqüência Carbonática Nerítica Rasa (Albiano Inferior/Médio), Seqüência Oceânica Hemipelágica (Albiano Superior/Paleoceno Superior) e Seqüência Oceânica Progradante de idade Eoceno Médio/Recente (Dias *et al.*, 1990).

---

### 5.3.1. *SEQÜÊNCIA CARBONÁTICA NERÍTICA RASA*

Esta seqüência corresponde à porção inferior da Formação Macaé de idade Eoalbiano e Mesoalbiano.

No Eoalbiano, devido ao progressivo afastamento entre as placas da América do Sul e África, ocorreu a implantação definitiva da fase pré-oceano e instalação de ampla plataforma clástico-carbonática.

Na transição Eoalbiano/Mesoalbiano tem-se o primeiro registro do desenvolvimento da tectônica adiastrófica relacionada á movimentação de sal originado pela sobrecarga de sedimentos e basculamento da bacia.

O Macaé inferior é formado por sedimentos terrígenos que ocorre na parte costeira da bacia.

Os sedimentos carbonáticos que compõe a plataforma rasa são compostos basicamente por oncolitos, oolitos, pelóides e bioclastos.

### 5.3.2. *SEQÜÊNCIA OCEÂNICA HEMIPELÁGICA*

Esta seqüência engloba a porção superior da Formação Macaé e a porção basal da Formação Campos, cronologicamente equivalente ao intervalo Neoalbiano/Neopaleoceno.

A partir do Neoalbiano ocorre uma nova fase de movimentação halocinética. O Macaé Superior é constituído por calcilutitos bastante cimentados, com elementos pelágicos sobreposto por marga. Uma fácies intermediária é composta por uma alternância rítmica de calcilutitos e marga. Corpos turbidíticos arenosos ocorrem normalmente intercalados com as margas, formando extensos depósitos, aparentemente em fundo plano, em forma de lençol, distribuindo-se na porção norte da bacia. Os turbiditos cenomaniano/turonianos (arenito Namorado), em contraste estão confinados em calhas deposicionais, mostrando rápida variação lateral de espessura. Tanto turbiditos do sistema confinado quanto do sistema de lençol, são compostos predominantemente por arenitos médios, maciços em camadas, amalgamados, alcançando espessuras de até 150 metros.

---

Os sedimentos depositados no Neopaleoceno marcam em definitivo a fase oceânica, com o estabelecimento do ambiente marinho profundo a batial. A movimentação halocinética diminuiu em intensidade, mas continuou a produzir calhas deposicionais confinadas.

Os folhelhos e margas desta seqüência formam o Membro Ubatuba e as areias turbidíticas formam Membro Carapebus da Formação Campos (Dias *et al.*, 1990).

### 5.3.3. SEQÜÊNCIA OCEÂNICA PROGRADANTE

O desenvolvimento sedimentar da bacia terciária é influenciado pela variação global do nível do mar, pelo soerguimento terciário da Serra do Mar e pelos movimentos Halocinéticos controlados ou não pela tectônica profunda. A seção terciária caracteriza-se por uma mudança sensível no estilo sedimentar.

O padrão fortemente progradante, observado na seção eocênica estaria ligado ao já citado rejuvenescimento da Serra do Mar, que associado a mudanças climáticas, a partir do Neocretáceo, teria fornecido material suficiente para suplantar a taxa de basculamento/subsidência da bacia (Figueiredo *et al.*, 1983 *apud* Dias *et al.*, 1990).

## 6. CAMPO DE NAMORADO

Segundo Meneses *et al.* (1990), o campo de Namorado foi descoberto no ano de 1975 pelo poço pioneiro 1-RJS-19-RJ e se localiza na porção central-norte do *trend* de acumulações petrolíferas da Bacia de Campos. Situa-se a 80 Km da costa em cotas batimétricas variáveis de 110 a 250 metros. Ocupa uma área de aproximadamente 20 Km<sup>2</sup>, com uma geometria externa lenticular/tabular e uma geometria interna heterogênea de baixo grau.

O óleo produzido neste campo é relativamente pesado (25-30 °API) cuja rocha fonte são sedimentos lacustrinos da parte inferior da Formação Lagoa Feia. Estas rochas alcançaram a maturidade durante o Eoceno-Oligoceno

estando atualmente dentro da janela de geração de óleo. Deste modo, o óleo, gerado a grandes profundidades, após migrar vertical e lateralmente preenche estruturas e outras armadilhas, com trapeamentos, que são muito comuns na Bacia de Campos e na área do Campo de Namorado. A figura 3 a seguir apresenta os modelos de geração, migração e acumulação de óleo segundo (Figueiredo *et al.*, 1983 *apud* Dias *et al.*, 1990).

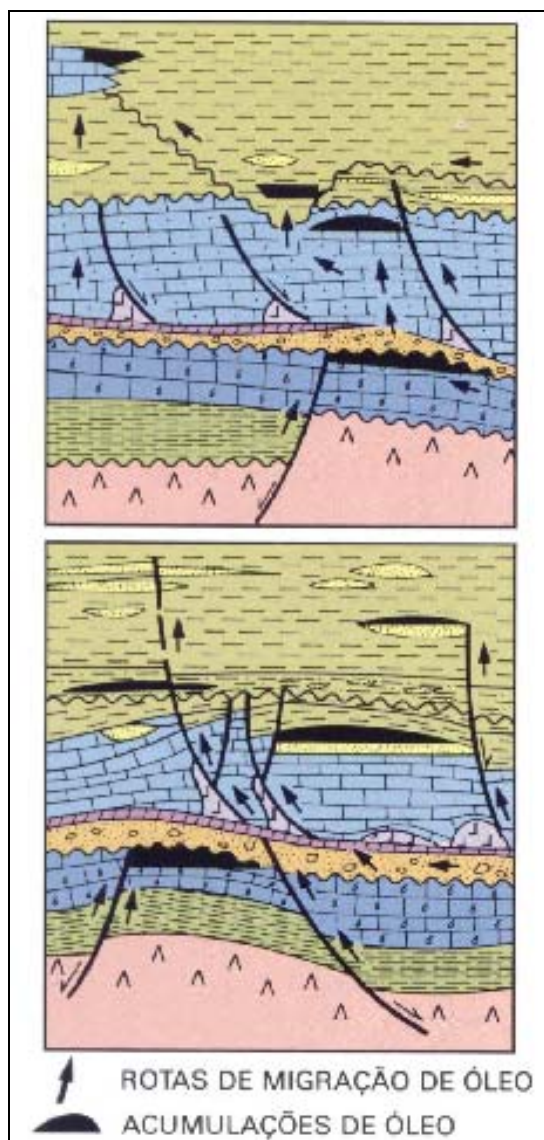


Figura 03 - Modelos de geração, acumulação e migração de óleo da Bacia de Campos (Fonte: Viro, 1985).

Nos limites norte e sul estão limitados por um “*pinchout*” e a sudeste, noroeste e sudoeste estão limitados por falhas de direção preferencial NW-SE.

Trata-se de um arenito predominantemente maciço de composição arcossiana, com uma granulometria variando desde fina a grosseira, uma seleção de grãos regular e o grau de arredondamento e esfericidade é, no geral, baixo (Meneses *et al.* 1990). O principal reservatório na área do campo é o Arenito Namorado de idade Cenomaniana inferior, de origem turbidítica (Meneses *et al.*, *op. cit.*). Os campos de Cherne e Namorado produzem óleo de arenito acanalado do Albiano-Cenomaniano, estruturado por intensa halocinese. A figura 4 mostra a seção geológica dos Campos de Namorado e Cherne na Bacia de Campos.

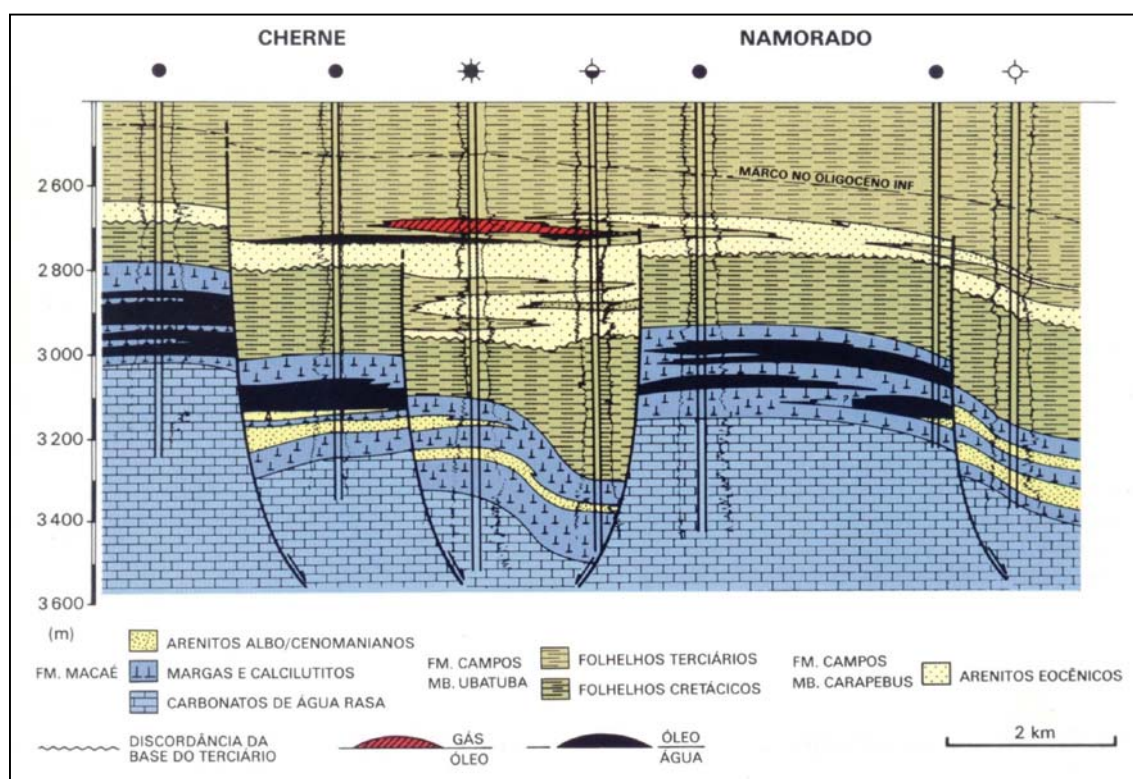


Figura 04 - Seção geológica do Campo de Namorado e Cherne (Fonte: Viro, 1985)

## 7. PERFIS DE POÇOS

Perfil de poço é a imagem visual que descreve algumas características ou propriedades das rochas atravessadas por um poço (Nery, 1990).

As rochas são distinguidas em função de suas propriedades elétricas (resistividade elétrica ou potencial eletroquímico), acústicas (velocidade de propagação ou tempo de trânsito das ondas sonoras) e radioatividade (natural

---

ou induzida). Tais perfis são obtidos através do deslocamento contínuo de um sensor de perfilagem (sonda) dentro de um poço e são denominados genericamente de perfis elétricos.

O perfil geológico de um campo pode ser definido, também através da descrição geológica dos testemunhos de poços, o qual chamamos de perfil manual.

Algumas diferenças, entretanto, podem ser observadas entre os perfis manuais e os elétricos:

- As profundidades nos perfis elétricos são as mais exatas (erros admitidos na ordem de 30cm por 1000 metros de poço);
- Cada descida de um perfil elétrico, em um poço, pode ser realizado em um tempo relativamente curto (1 hora para 1000 metros de poço), com um registro mínimo de cinco propriedades de rocha;
- O fator humano é praticamente eliminado nos perfis elétricos. O aparelho registra uma propriedade da rocha “vista” *in loco*. O geólogo por sua vez registra no perfil manual uma propriedade que ele supõe ser referente a profundidade da broca. Muitas vezes as amostras pertencem a intervalos muito acima ou muito abaixo das profundidades realmente indicadas.

Os poucos dados obtidos por um geólogo no poço são substituídos, nos perfis elétricos, por várias curvas contínuas, dentro de uma amplitude bastante representativa para cada tipo litológico distinto.

A aplicação de perfis em poços abertos na engenharia de petróleo abrange tanto a etapa de perfuração como a etapa de produção. Nesta etapa de produção os perfis são usados para auxiliar a engenharia de reservatório, engenharia de acompanhamento e ou controle, engenharia de completação e na engenharia de avaliação.

Resumidamente, os principais uso dos perfis elétricos na atualidade são de forma qualitativa (correlação poço a poço, identificação litológica, diâmetro dos poços perfurados e permeabilidade das camadas) ou quantitativa (cálculo de porosidade, cálculo de saturação fluida, cálculo de mergulho, cálculo de



espessura, cálculo de permeabilidade, cálculo de resistividade e cálculo de densidade).

Qualquer que seja o tipo de perfil empregado na avaliação de um poço, ele não fornece propriedade que se possa utilizar diretamente na avaliação do potencial econômico das camadas: porosidade, permeabilidade, saturação fluida, etc. Na realidade tais propriedades são inferidas a partir de parâmetros registrados em formas de medições elétricas, acústicas e radioativas. Convém lembrar que, algumas vezes, os perfis são os únicos meios de se obter “*in place*” tais propriedades das rochas (Nery, 1990).

A tabela a seguir, mostra um quadro com as correspondências de algumas destas propriedades e os principais usos de alguns perfis.

Tabela 1 – Correspondência de algumas propriedades e principais usos de alguns perfis.

PERFIL	PARÂMETRO(S) MEDIDO(S)	PROPRIEDADE(S) DERIVADA(S)	USOS PRINCIPAIS DO PERFIL
Potencial Espontâneo	Potencial elétrico natural gerado dentro dos poços	Salinidade das águas de formação, litologia, argilosidade, permeabilidade.	Detecta camadas permoporosas, localiza topo e base das camadas, quantifica a argilosidade das camadas.
Raios Gama Convencional	Conteúdo total em U, Th e K das formações.	Litologia, argilosidade, geração de hidrocarboneto.	Permite distinguir os folhelhos e/ou argilas dos demais tipos litológicos.
Densidade	Quantidade de elétrons por unidade de volume de rocha.	Porosidade, densidade das rochas.	Cálculo da porosidade, litologia e identificação de zonas de gás.
Sônico	Tempo que uma onda elástica leva para percorrer 1 pé de parede de poço.	Porosidade, velocidade, constante elástica nas rochas.	Cálculo da porosidade, correlação poço a poço e auxílio à produção.

---

## 8. POROSIDADE E PERMEABILIDADE

Porosidade é uma propriedade importante das rochas, pois mede a sua capacidade de armazenamento de fluidos. É definida como a relação entre volume de espaço vazio ( $V_v$ ) de uma rocha e o volume total ( $V_t$ ) da mesma expressa em percentual:

$$\phi = \frac{V_v}{V_t}$$

Classifica-se a porosidade em dois tipos: porosidade primária e porosidade secundária.

A porosidade primária ou deposicional é aquela que a rocha adquire durante a sua deposição ou bioconstrução.

A porosidade secundária ou pós-deposicional é aquela resultante de processos geológicos subseqüentes à conversão dos sedimentos em rochas.

Diferencia-se também a porosidade absoluta da porosidade efetiva. A porosidade absoluta está relacionada ao volume total de vazios e é o valor desejável nos cálculos de interpretação dos perfis. A porosidade efetiva leva em conta apenas o espaço vazio interconectado sendo mais importante comercialmente.

A maioria dos depósitos aquíferos ou de petróleo ocorrem em camadas de rochas sedimentares, contudo outras rochas podem apresentar porosidade e permeabilidade suficientes para se tornar um reservatório, por exemplo folhelhos e embasamento fraturado.

Vários são os fatores que afetam a porosidade. O grau de seleção, irregularidade e arranjo dos grãos, cimentação compactação e conteúdo de argila são alguns destes fatores.

Vários são os métodos utilizados em laboratório para determinação da porosidade de uma rocha, usando pequenas amostras e cálculos estatísticos. Estes métodos consistem, geralmente, na medida física de dois dos três parâmetros: volume total, volume de sólidos ou volume de vazios. Em perfis, a medição de porosidade pode ser obtida através de métodos acústicos e ou radioativos (Nery, 1990).

---

A relação entre a porosidade e a permeabilidade é complexa, entretanto, de um modo geral, quanto mais porosa a rocha maior é a sua permeabilidade. É conveniente lembrar que muito embora sedimentos finos, como folhelhos, possam apresentar alta porosidade, a conseqüente diminuição do tamanho dos poros reduz grandemente a sua habilidade em transmitir fluidos. Nesse caso teremos uma alta porosidade e uma baixa permeabilidade.

A permeabilidade absoluta de um meio poroso é a capacidade de fluxo fluido em seus poros interconectados e/ou fraturas, desde que o meio poroso esteja 100% saturado com este fluido. Permeabilidade efetiva é a capacidade de fluxo de um fluido na presença de outro fluido.

Sendo a permeabilidade um parâmetro bastante complexo, seu valor depende da litologia, textura e estrutura da rocha, tipo e quantidade de cimento e volume, tipo e forma da argila. Outros fatores igualmente importantes são: grau de compactação, presença de fraturas e efeitos diagenéticos. Portanto, vários fatores deverão ser bem conhecidos quando se deseja determinar a permeabilidade de uma rocha:

- Tamanho e área interna de contato fluido/grão da rocha,
- Porosidade,
- Propriedades de seu fluido,
- Vazão deste mesmo fluido.

A permeabilidade pode ser avaliada por diferentes métodos, que, por sua vez apresentam limitações: teste de formação, medições em “*plugs*” e programas de interpretação.

Os testes de formação fornecem valores médios de permeabilidade, no entanto, assumem características uniformes para toda a zona testada.

As medições em “*plugs*” são medições diretas obtidas de testemunhos, e podem ser afetadas por diversos fatores como seleção e representatividade das amostras tomadas em testemunhos, desajuste de profundidade e precisão das medições de laboratório.

---

Os programas de interpretação fornecem valores estimados de permeabilidade a partir de dados gerados por perfis. Existem dois métodos para se obter valores estimados da permeabilidade a partir dos perfis: através da aplicação de fórmulas empíricas ou de métodos estatísticos.

São encontradas na literatura várias fórmulas empíricas (por exemplo, Timur e Cozeny-Carman), que fornecem valores estimados de permeabilidade a partir, em geral, dos dados de porosidade e saturação de água irreduzível.

Os métodos estatísticos permitem determinar a permeabilidade utilizando os perfis disponíveis destes poços, através de consulta ao banco de dados gerados com os perfis de poços-chaves, bem como dados de permeabilidade obtidos em testemunhos destes mesmos poços.

A confiabilidade destes métodos estatísticos depende da existência de uma quantidade razoável de amostras de boa qualidade, analisadas em laboratório. Todos os dados devem estar perfeitamente correlacionados em profundidade com os perfis, podendo-se utilizar o perfil de raio gama registrado no testemunho (*coregama*) com o fim de compará-lo com o perfil de raio gama registrado no poço.

Em perfis, a permeabilidade é quase sempre um dado mais qualitativo do que quantitativo. Entretanto em casos especiais a permeabilidade pode ser calculada quantitativamente em camadas que apresentam uma zona transicional entre o óleo e a água (Viro, 1985).

## **9. METODOLOGIA**

Neste trabalho foram testados três métodos diferentes para se alcançar o objetivo. Na primeira etapa foi usado o método estatístico de regressão não linear. Na segunda etapa obteve-se valores estimados de permeabilidade, por fácies, através da aplicação de uma fórmula empírica (Equação de Cozeny-Carman). Na terceira e última etapa foi usado uma expressão proposta por Jun *et al.* (2000), o qual utilizou parâmetros determinados para seqüências

---

arenosas/argilosas da bacia do Mar do Norte. As etapas serão descritas a seguir.

### **9.1. DETERMINAÇÃO DE PERMEABILIDADE POR REGRESSÃO NÃO LINEAR**

Nessa etapa inicial foram realizadas as seguintes atividades: **1-** Preparação dos dados, **2-** Confeção de gráficos com dados de laboratório, **3-** Confeção de gráficos de permeabilidade com dados de perfil e **4-** Análise dos dados.

#### **9.1.1. PREPARAÇÃO DOS DADOS**

Os dados utilizados neste trabalho foram disponibilizados pela Agência Nacional do Petróleo e compreende informações a respeito de perfis geofísicos de poços, descrição de testemunho e dados petrofísicos do Campo de Namorado. No entanto essas informações estão disponibilizadas em arquivos GIF, apenas para visualização, mas não para a manipulação. Com isso tornou-se necessário a digitalização dos dados para transformar as análises petrofísicas e os perfis de poços em tabelas manipuláveis.

#### **9.1.2. CONFECÇÃO DE GRÁFICOS COM DADOS DE LABORATÓRIO**

Na tabela dos dados petrofísicos, elaborada anteriormente, encontra-se medidas de permeabilidade horizontal ( $K_h$ ) e vertical ( $K_v$ ), porosidade horizontal ( $\phi_h$ ) e vertical ( $\phi_v$ ) e densidade de laboratório para 16 poços. As tabelas digitalizadas encontram-se listadas no Anexo 1.

Foram confeccionados gráficos, do tipo dispersão, de  $K_h \times \phi_h$  e  $K_v \times \phi_v$  para os 16 poços. Em seguida foi adicionada uma linha de tendência nos pontos do gráfico, com o objetivo de verificar a curva de melhor ajuste. Essa linha pode se comportar de forma linear, logarítmica, poligonal, potencial ou exponencial e a escolha da melhor curva será feita com base no valor de  $R^2$ .

---

Esse coeficiente de determinação indica o quão representativa é a curva de ajuste. Se o valor de  $R^2$  for próximo de 0 a curva será pouco representativa, quanto mais próximo de 1 maior a confiabilidade. Essa linha de tendência mostrará como se comporta a relação entre porosidade e permeabilidade em cada poço.

Para o Campo de namorado observou-se que, na maioria dos poços o valor de  $R^2$  era mais alto em curvas do tipo exponencial.

Nesta etapa, os poços 01, 07, 37, 40, 42, 47, 48 e 53 foram descartados, devido ao fato de não serem representativos, pois não apresentavam quantidades suficientes de “*plugs*” (amostras tomadas em testemunhos) e com isso os valores de  $R^2$  eram muito baixos.

Os poços: 02, 04, 11, 12, 22, 44 e 234 serão considerados neste trabalho como poços chaves, visto que eles satisfazem as seguintes condições: representatividade dentro do campo, disponibilidade de um conjunto apropriado de perfis, existência de testemunho e análise de laboratório, além do fato terem apresentado valores altos de  $R^2$ .

A permeabilidade de cada poço pode ser avaliada nas análises seqüenciais de testemunhos (ANASETE), dos 16 poços, e será apresentada no Anexo 2.

Nas figuras 5 a 18 são apresentados os gráficos de  $K_h \times \phi_v$  e  $K_v \times \phi_v$  dos sete poços chaves, contendo as respectivas equações exponenciais e os valores de  $R^2$ .

## POÇO NA 02

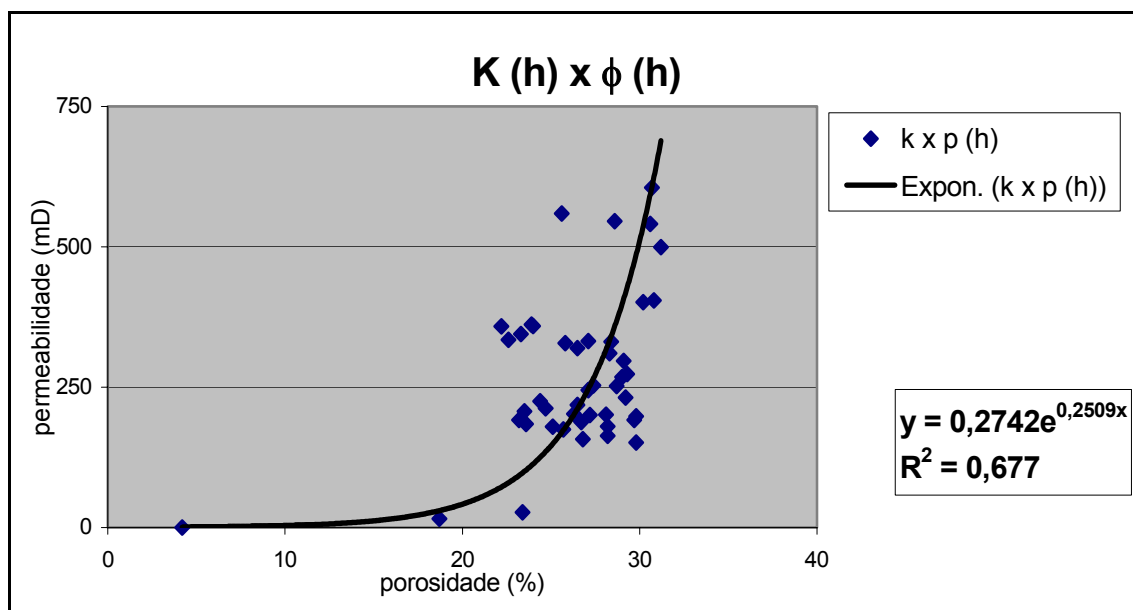


Figura 05 - Gráfico de dispersão Kh x  $\phi$ h para o poço NA-02.

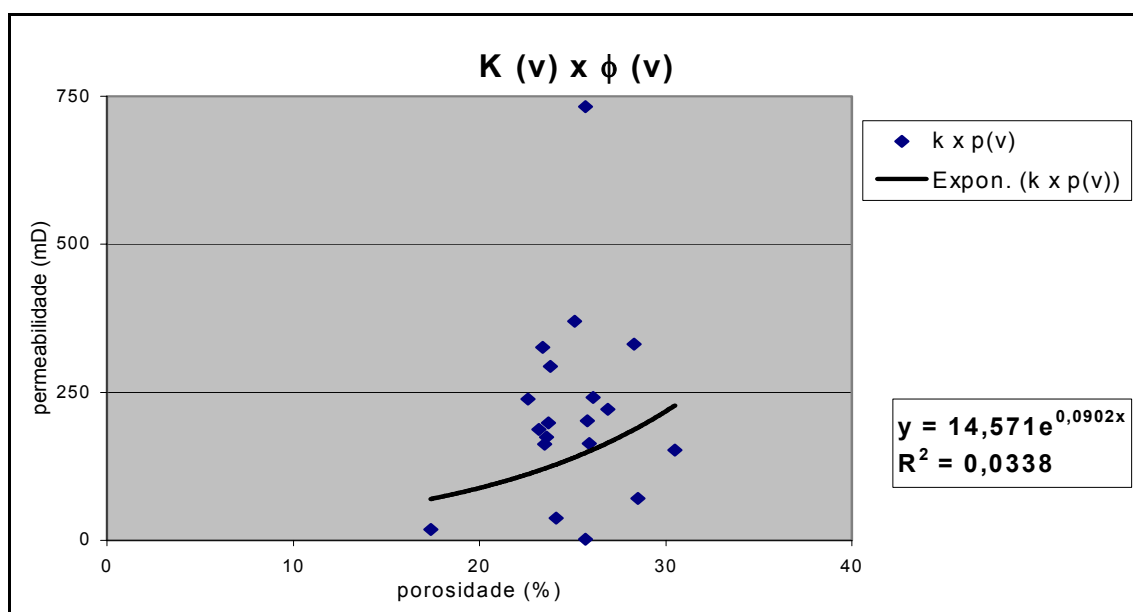


Figura 06 - Gráfico de dispersão Kv x  $\phi$ v para o poço NA-02.

## POÇO NA 04

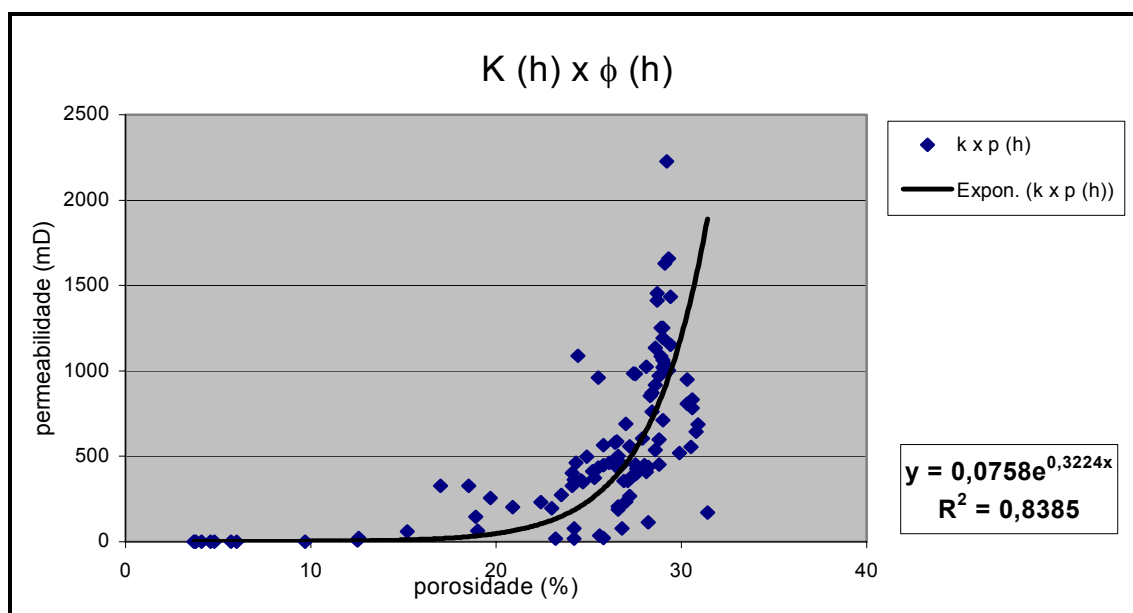


Figura 07 - Gráfico de dispersão Kh x  $\phi$ h para o poço NA-04.

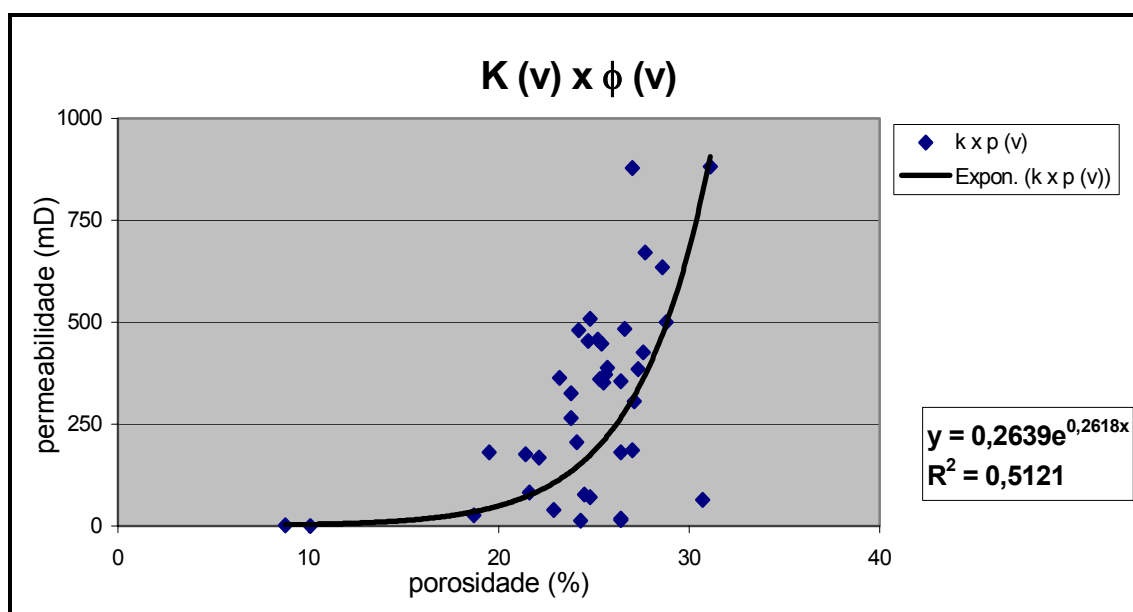


Figura 08 - Gráfico de dispersão Kv x  $\phi$ v para o poço NA-04.



## POÇO NA 11

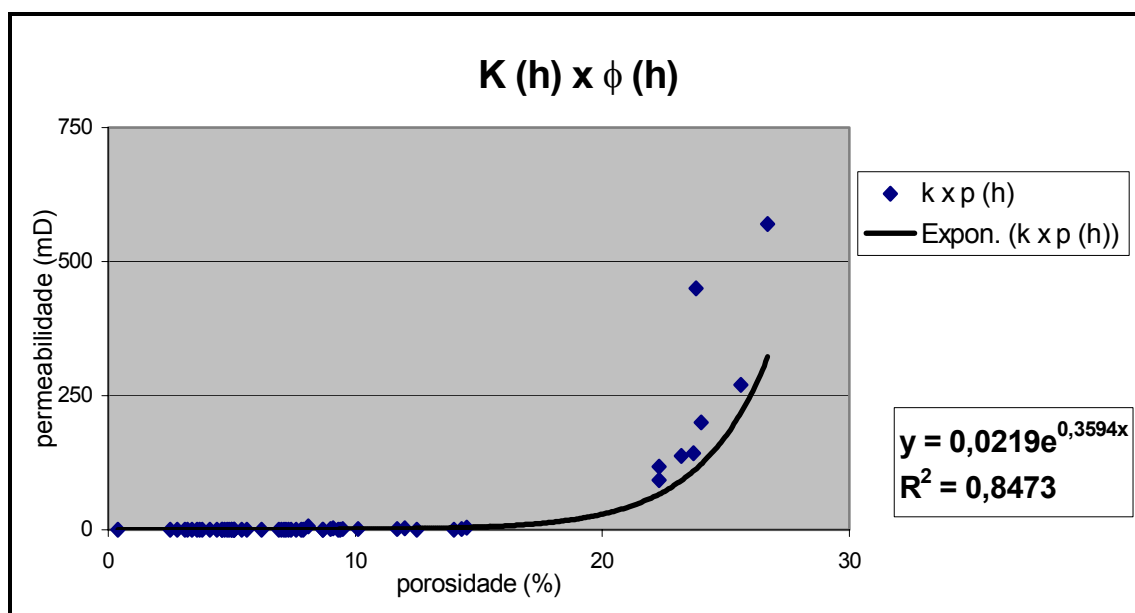


Figura 09 - Gráfico de dispersão Kh x  $\phi$ h para o poço NA-11.

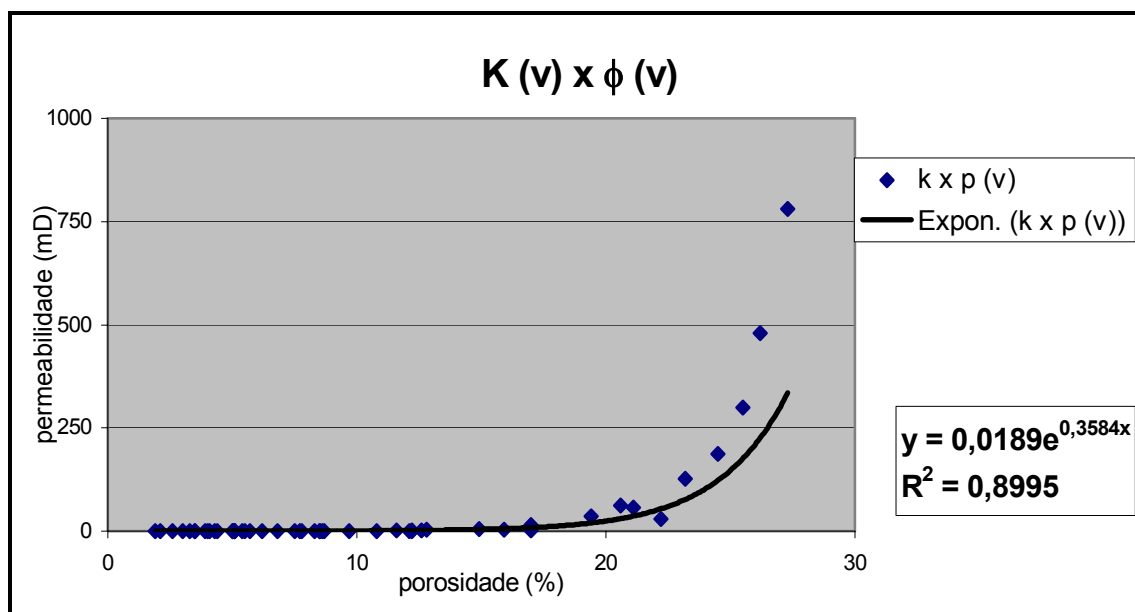


Figura 10 - Gráfico de dispersão Kv x  $\phi$ v para o poço NA-11.

## POÇO NA 12

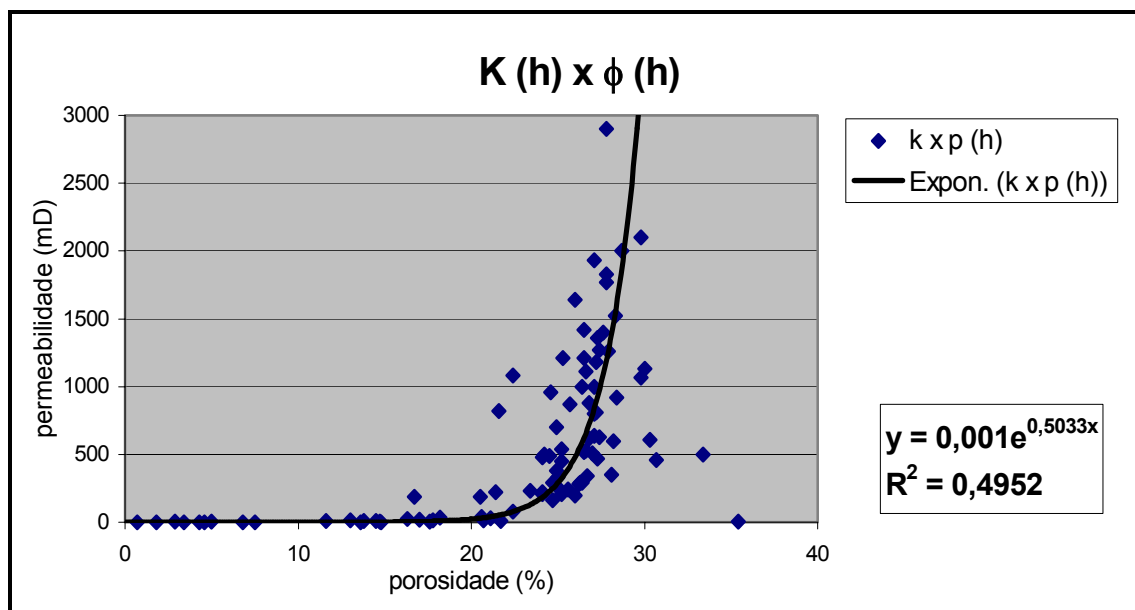


Figura 11 - Gráfico de dispersão  $K_h \times \phi_h$  para o poço NA-12.

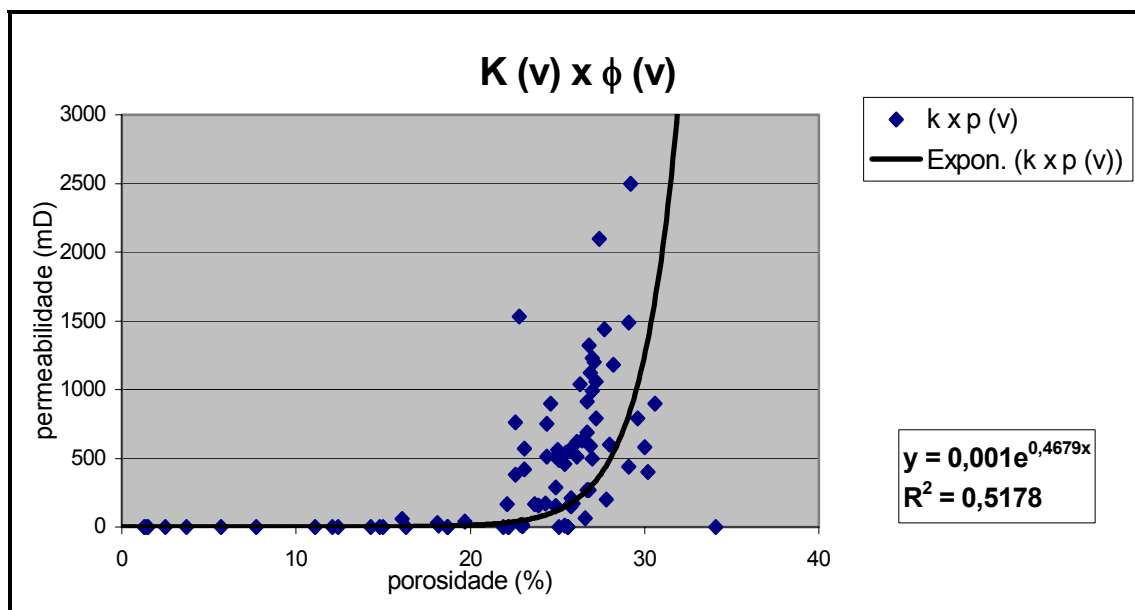


Figura 12 - Gráfico de dispersão  $K_v \times \phi_v$  para o poço NA-12.

## POÇO NA 22

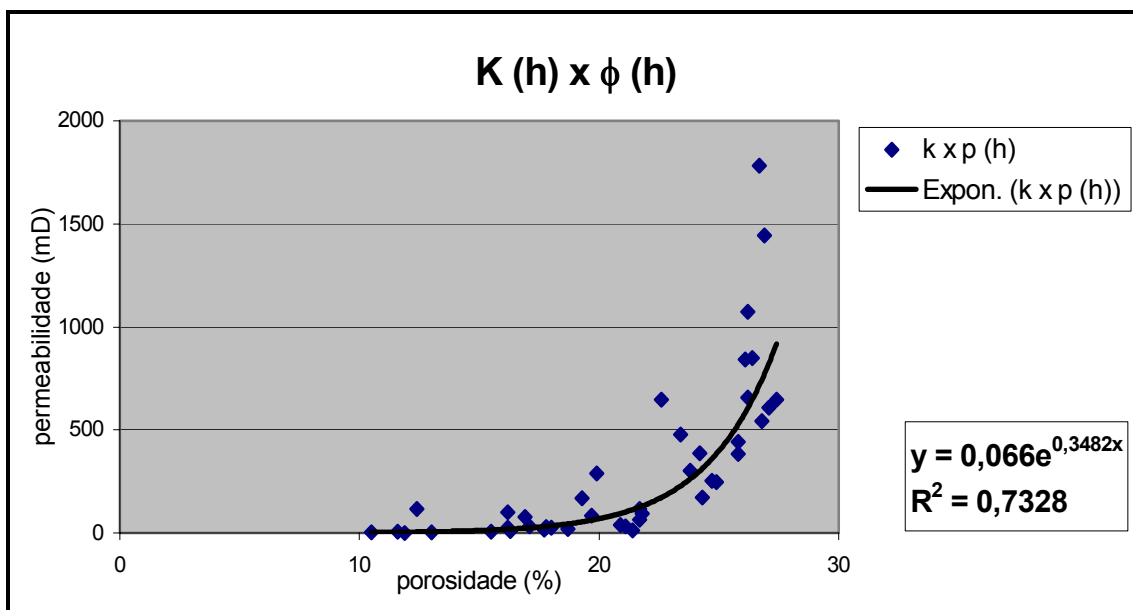


Figura 13 - Gráfico de dispersão  $K_h \times \phi_h$  para o poço NA-22.

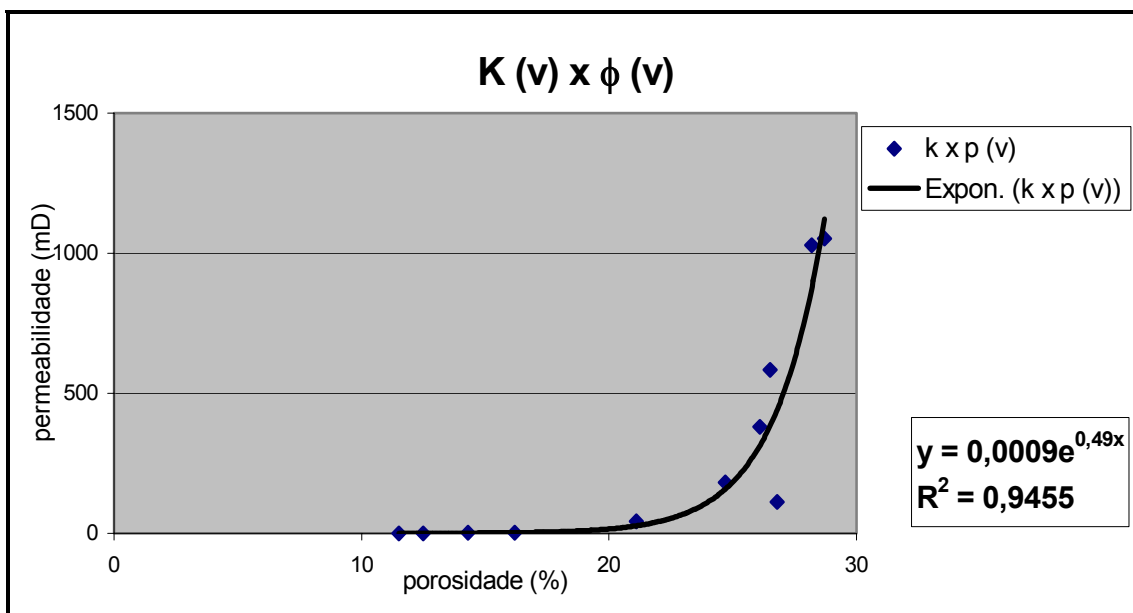


Figura 14 - Gráfico de dispersão  $K_v \times \phi_v$  para o poço NA-22.

## POÇO NA 44

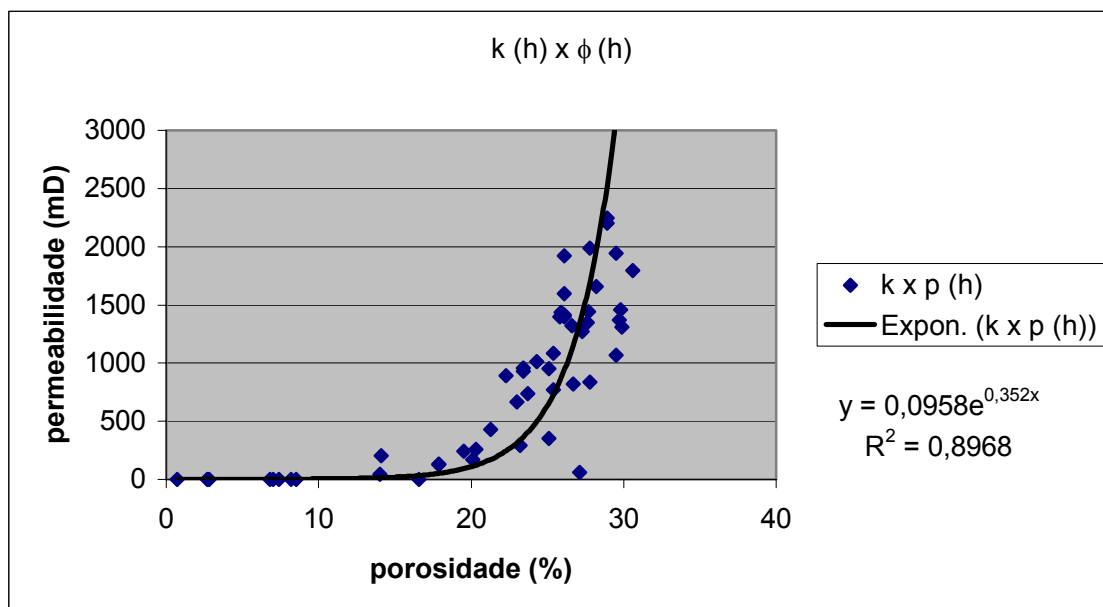


Figura 15 - Gráfico de dispersão  $K_h \times \phi_h$  para o poço NA-44.

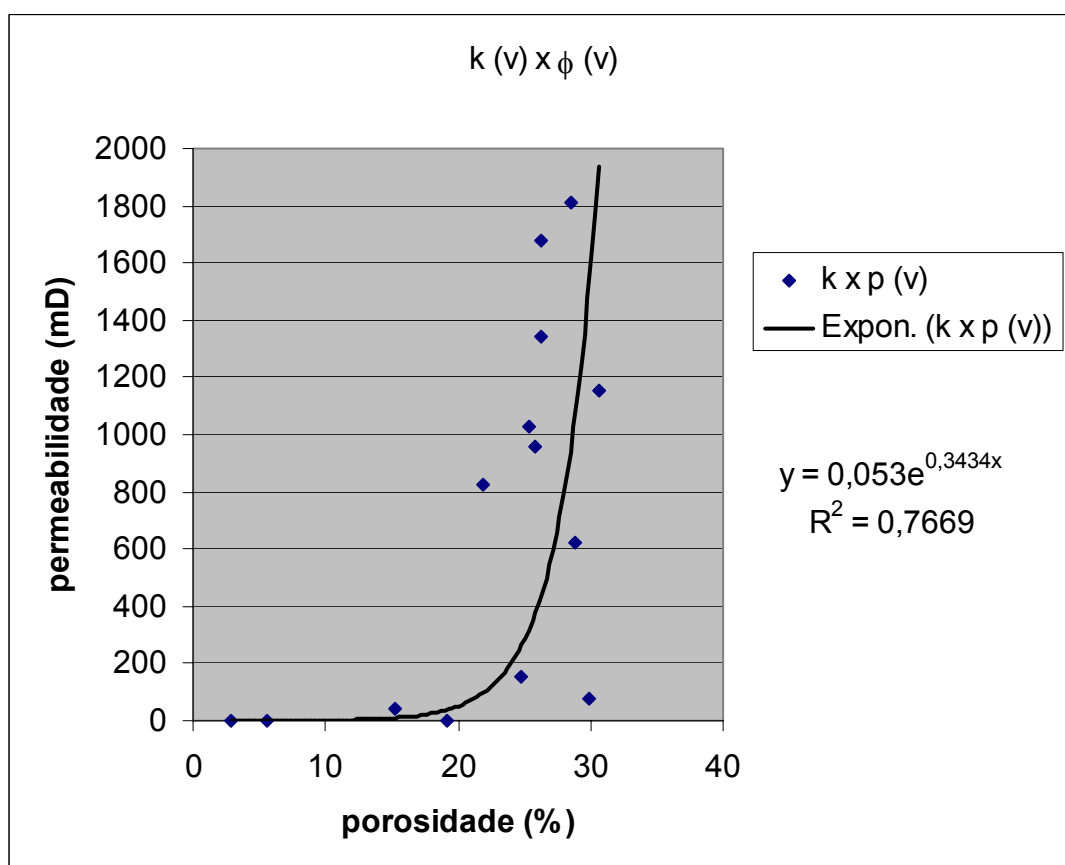


Figura 16 - Gráfico de dispersão  $K_v \times \phi_v$  para o poço NA-44.

## POÇO NA 234

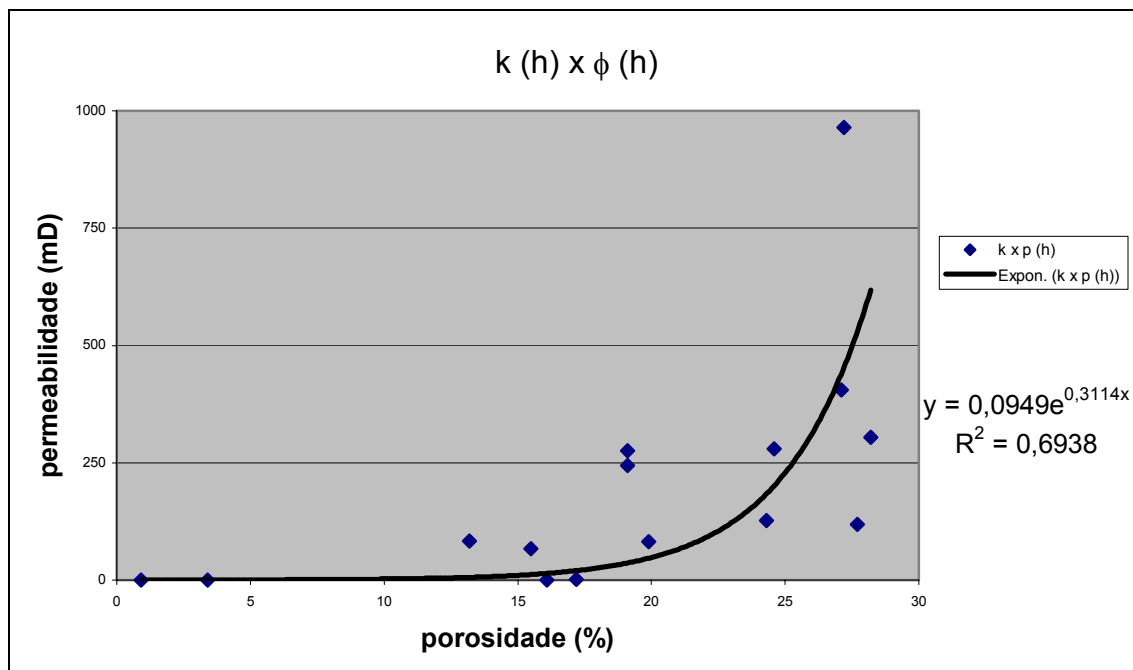


Figura 17 -Gráfico de dispersão  $K_h \times \phi_h$  para o poço NA-234.

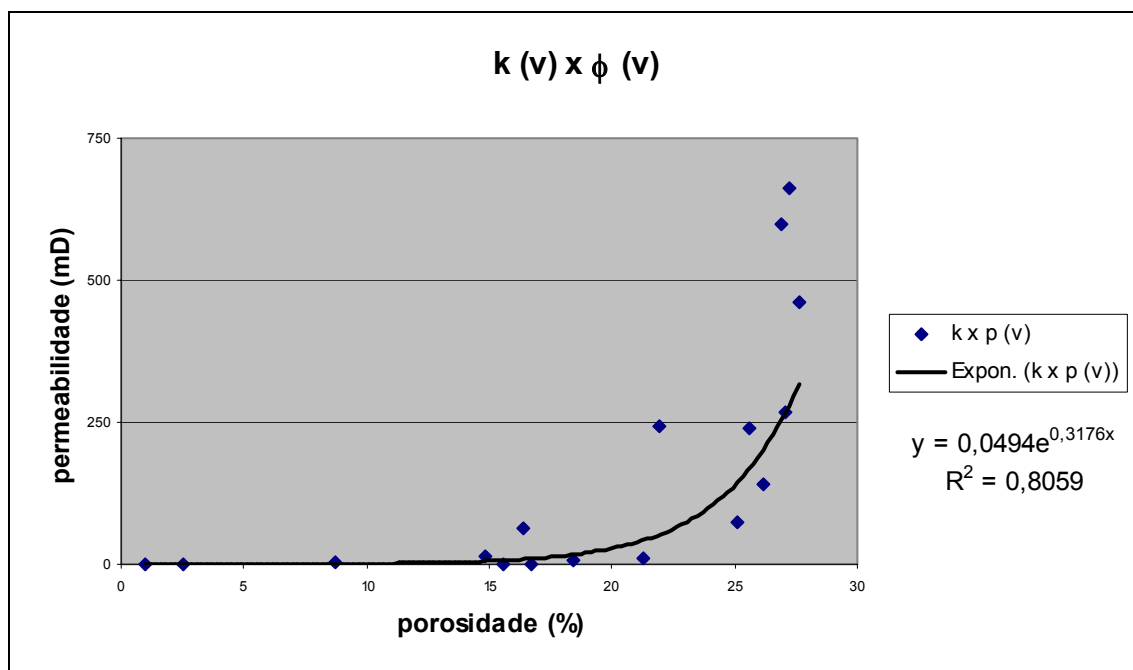


Figura 18 - Gráfico de dispersão  $K_v \times \phi_v$  para o poço NA-234.

---

Em seguida foram confeccionados dois gráficos de  $K \times \phi$  (horizontal e vertical) juntando os dados de todos os poços significativos com o objetivo de estabelecer o comportamento geral do Campo de Namorado. Com isso foi possível gerar uma regra assegurando que a permeabilidade e a porosidade se relacionam de forma exponencial no Campo de Namorado.

A curva exponencial responde a uma equação do tipo:  $Y = a.e^{b(x)}$ , onde  $a$  e  $b$  são parâmetros e  $Y$  e  $X$  são a permeabilidade e a porosidade, respectivamente.

Nos gráficos que representam o comportamento geral do Campo de Namorado (Figura 19 e 20) estão especificadas as equações exponenciais e os valores de  $R^2$ .

As funções exponenciais determinadas para os dados de laboratório foram aplicadas aos valores de porosidade de perfil (NPHI), de modo a se obter uma estimativa de permeabilidade a partir do perfil de porosidade.

## COMPORTAMENTO GERAL DO CAMPO DE NAMORADO

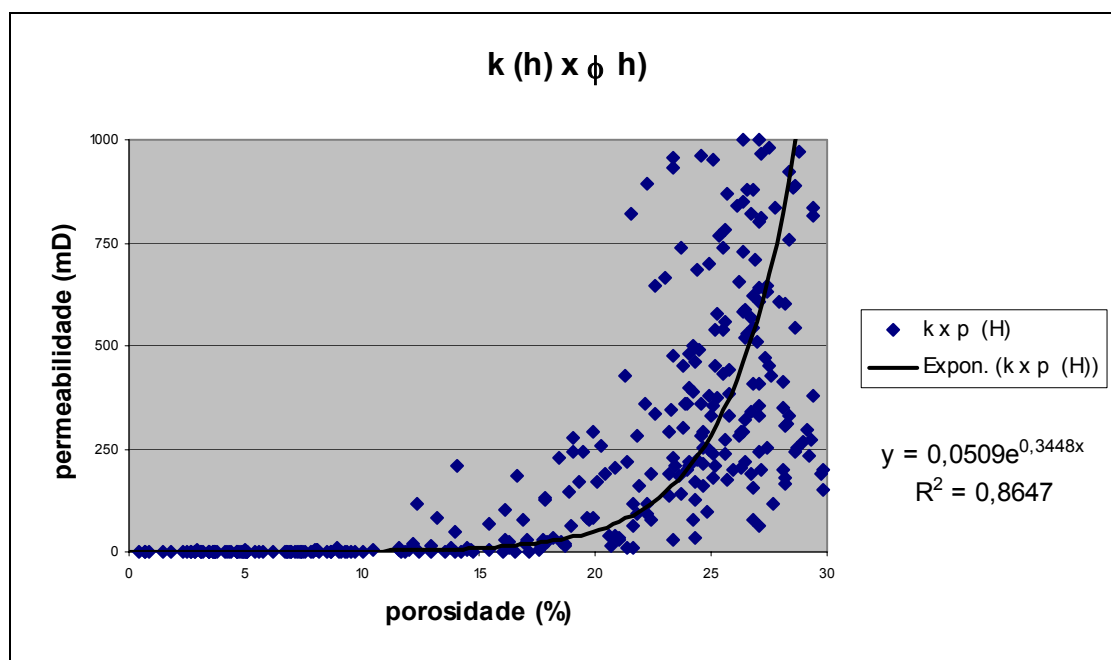


Figura 19 - Gráfico de Permeabilidade x Porosidade (H), para o Campo de Namorado

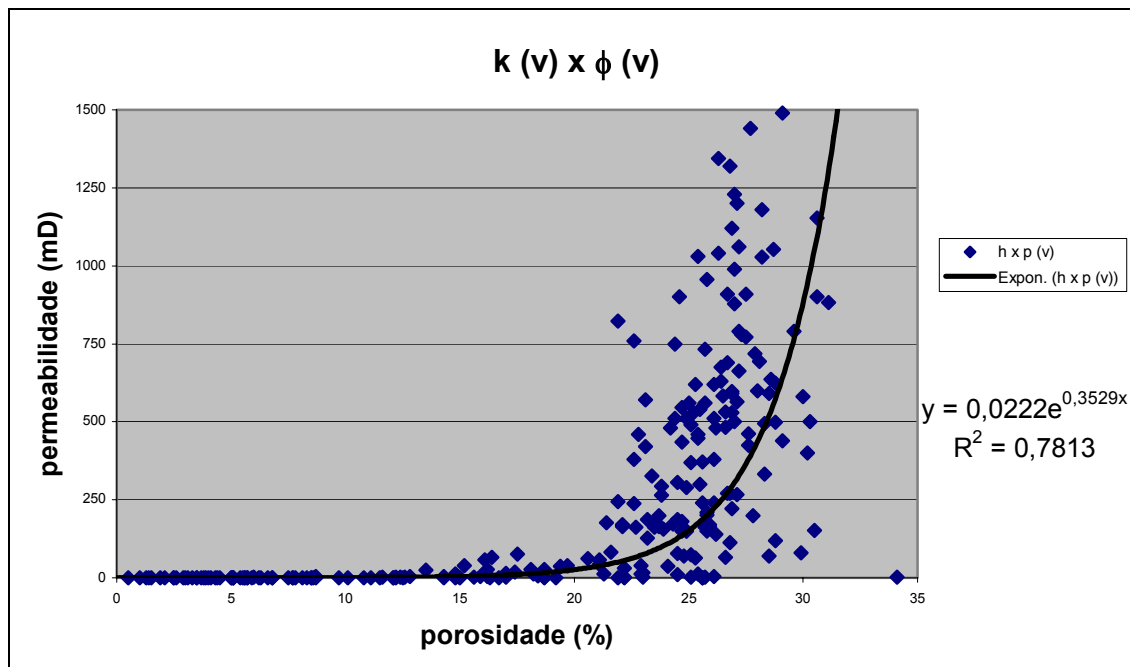


Figura 20 - Gráfico de Permeabilidade x Porosidade (V), para o Campo de Namorado

---

### 9.1.3. *CONFECÇÃO DE GRÁFICOS DE PERMEABILIDADE COM DADOS DE PERFIL*

Usando as funções estabelecidas para os dados de laboratório, foi possível calcular  $K_v$  e  $K_h$  de perfil para cada poço.

Os dados de perfis são registrados normalmente com intervalos de 20cm, ou seja, a cada 20cm de profundidade (DEPTH) temos um valor no perfil NPHI que representa a porosidade, dessa forma será calculado valores de permeabilidade também nesse intervalo.

Foram elaborados gráficos de  $K \times \text{DEPTH}$  contendo duas curvas, uma de  $K_v$  e outra de  $K_h$ . Em seguida foram plotadas as permeabilidades de laboratório obtidas através dos testemunhos, com o intuito de compará-las com os valores dessas curvas.

Esses gráficos, com os resultados obtidos pela etapa de regressão não linear genérica para o Campo de Namorado, são apresentados nas figuras 21 a 27.



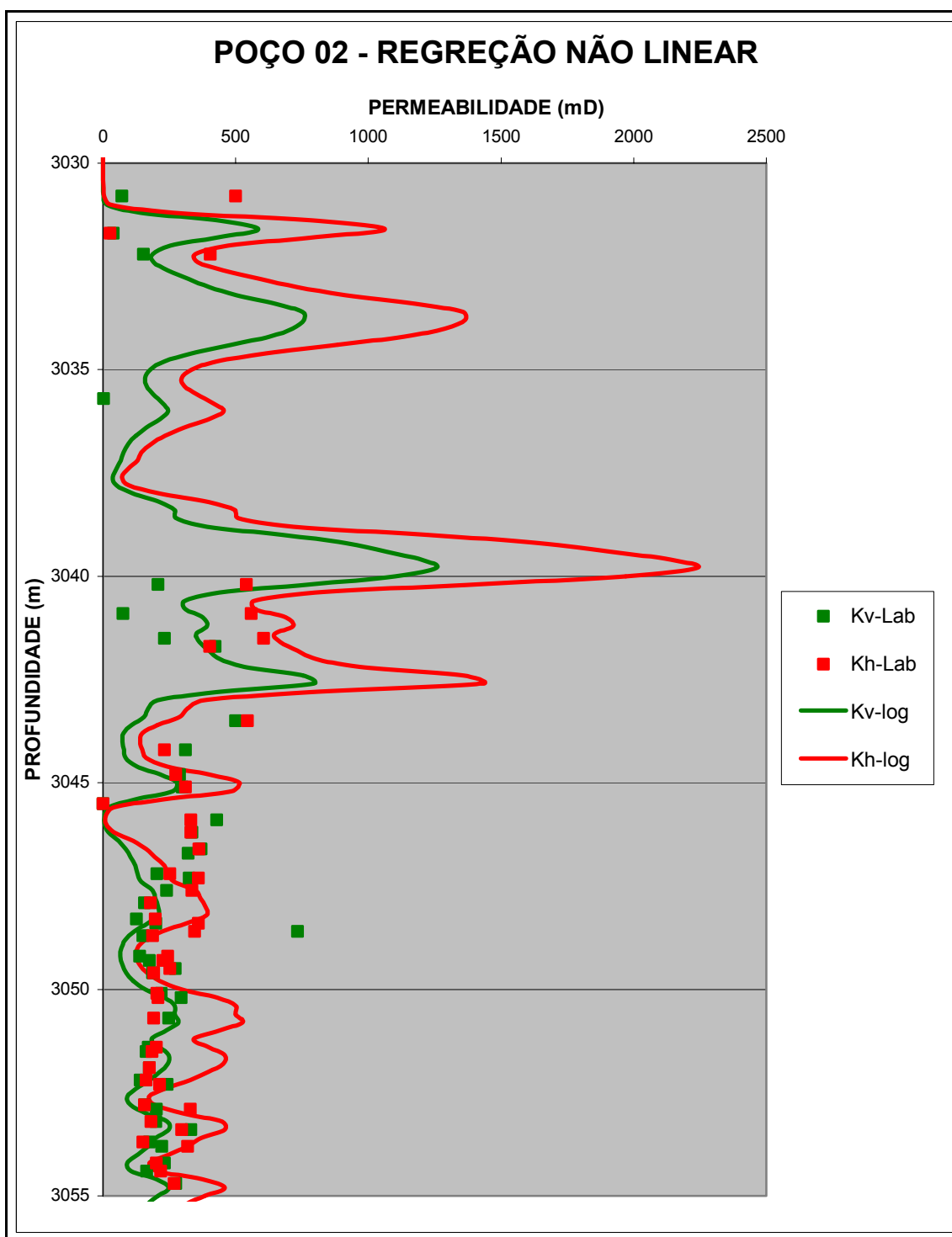


Figura 21 - Perfil de permeabilidade para o poço NA-02 obtido por regressão não linear (curva cheia) e respectivos valores medidos em laboratório (pontos).

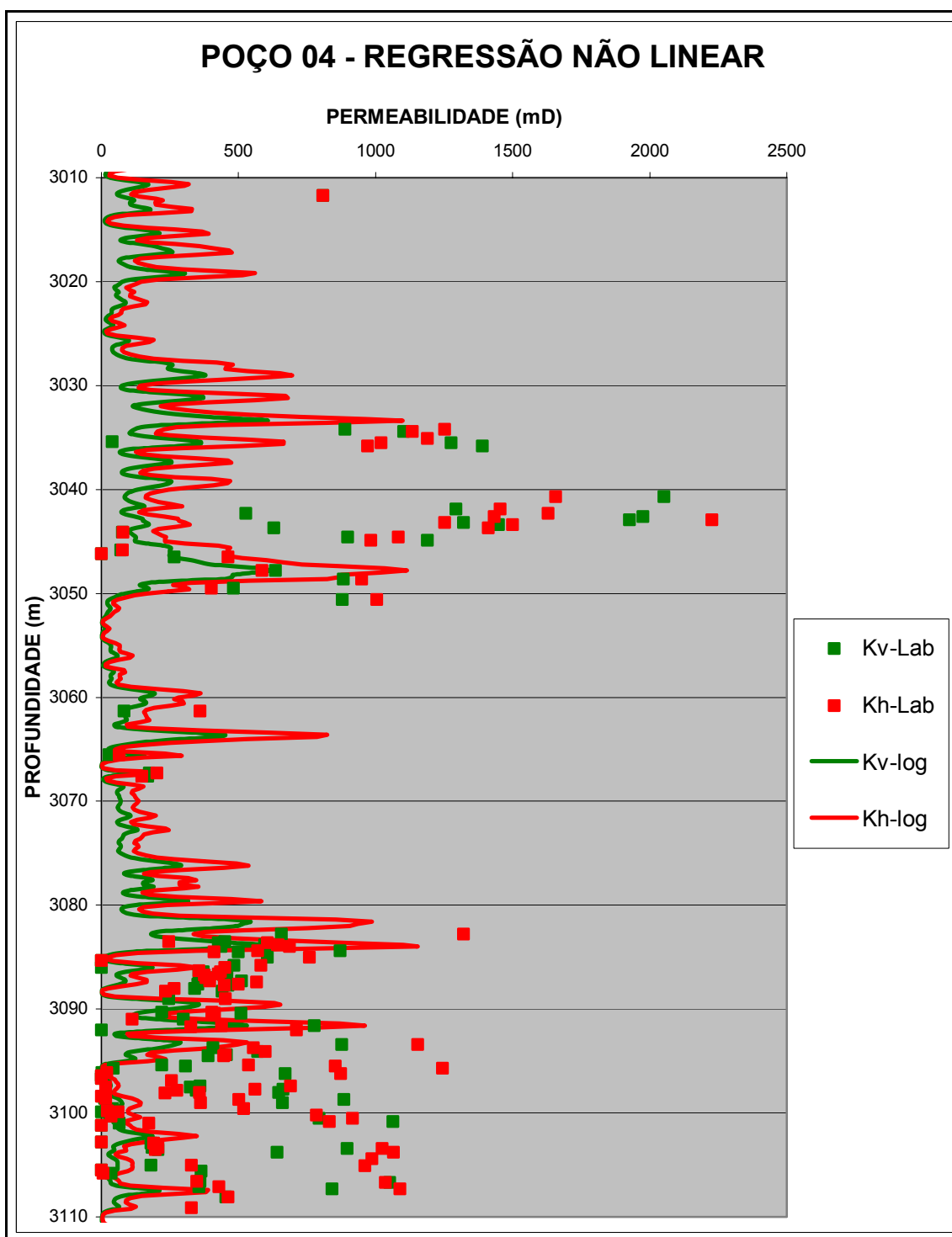


Figura 22 - Perfil de permeabilidade para o poço NA-02 obtido por regressão não linear (curva cheia) e respectivos valores medidos em laboratório (pontos).

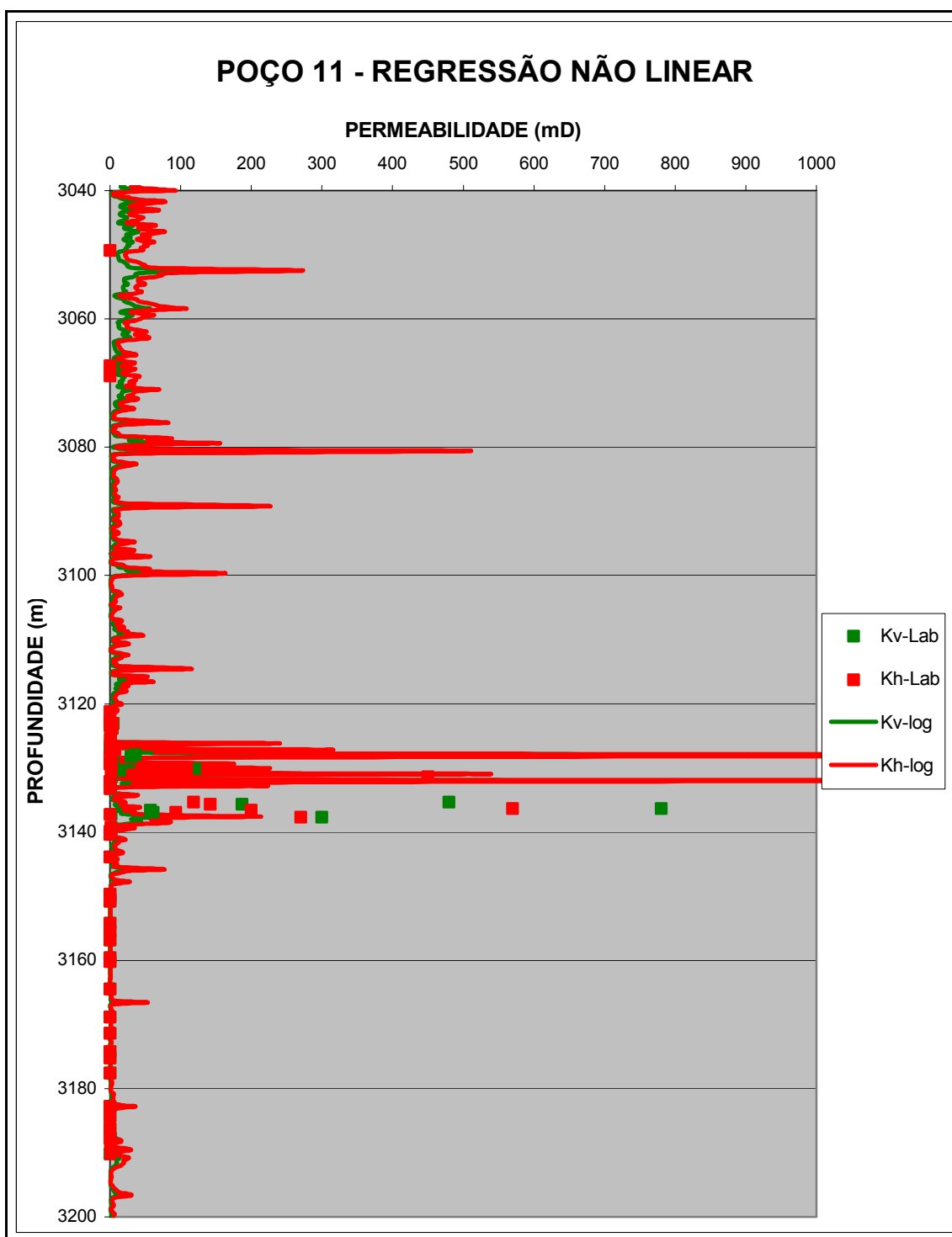


Figura 23 - Perfil de permeabilidade para o poço NA-11 obtido por regressão não linear (curva cheia) e respectivos valores medidos em laboratório (pontos).

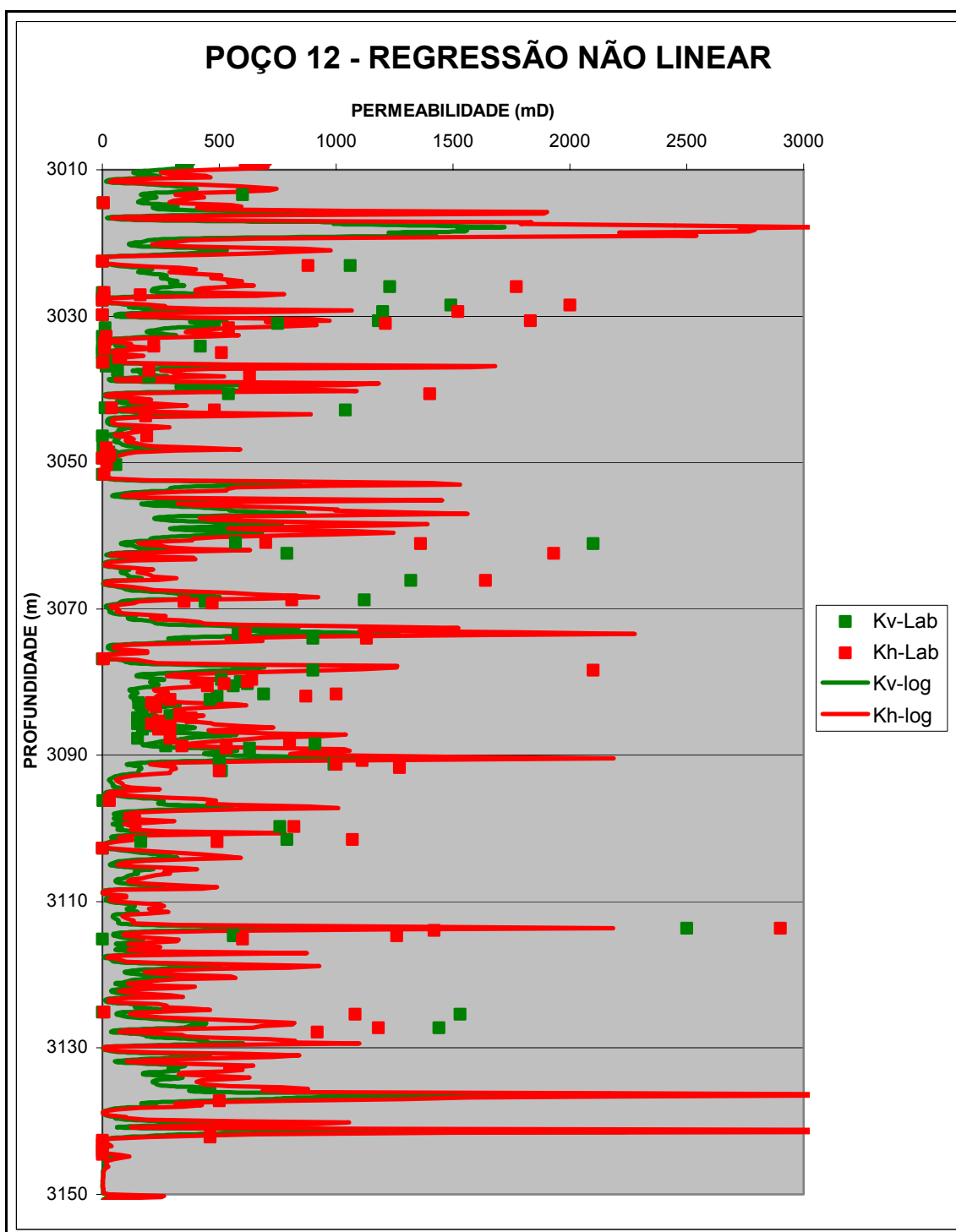


Figura 24 - Perfil de permeabilidade para o poço NA-12 obtido por regressão não linear (curva cheia) e respectivos valores medidos em laboratório (pontos).

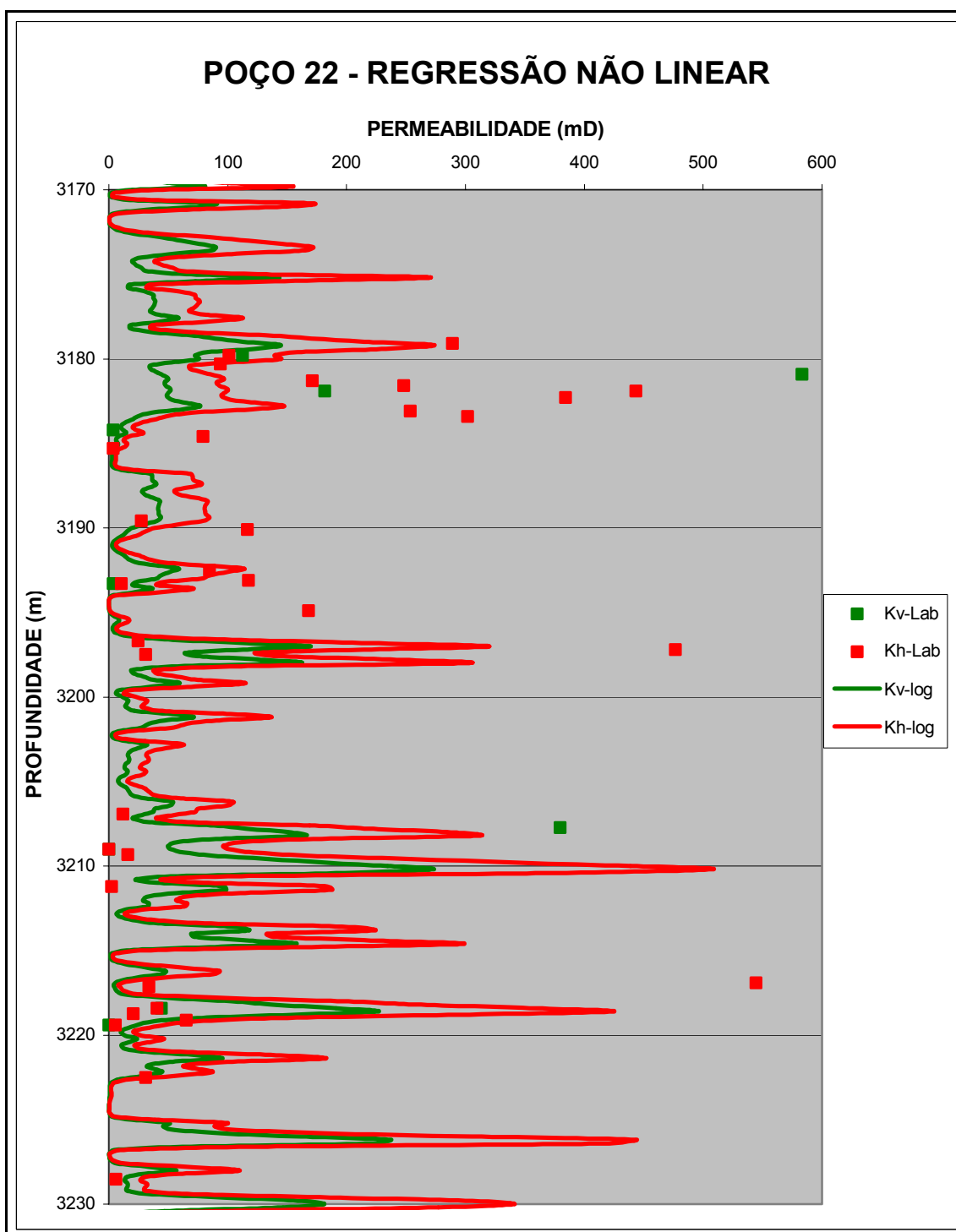


Figura 25 - Perfil de permeabilidade para o poço NA-22 obtido por regressão não linear (curva cheia) e respectivos valores medidos em laboratório (pontos).

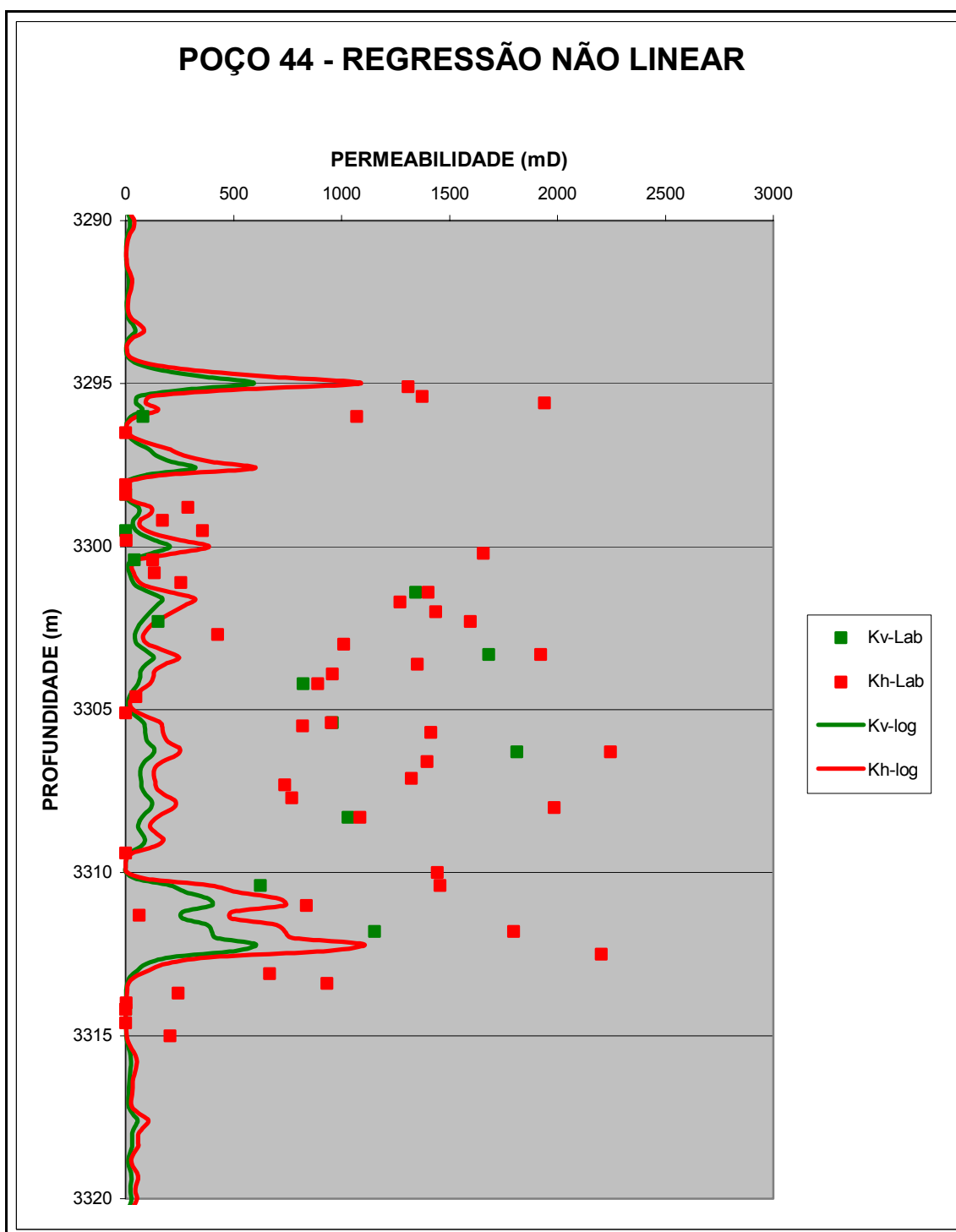


Figura 26 - Perfil de permeabilidade para o poço NA-44 obtido por regressão não linear (curva cheia) e respectivos valores medidos em laboratório (pontos).

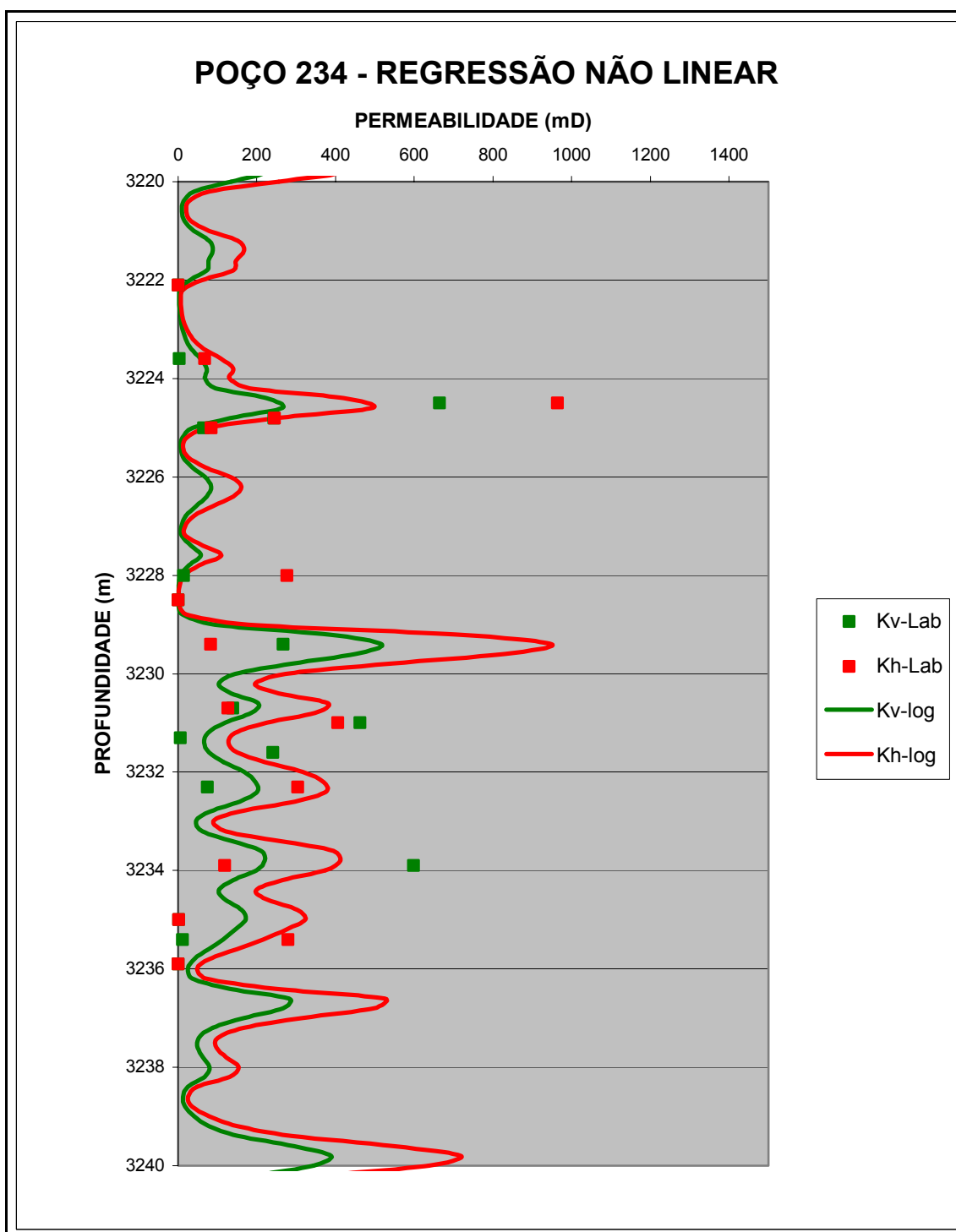


Figura 27 - Perfil de permeabilidade para o poço NA-234 obtido por regressão não linear (curva cheia) e respectivos valores medidos em laboratório (pontos).

---

#### 9.1.4. ANÁLISE DOS DADOS

Essa etapa da pesquisa gerou uma permeabilidade de perfil para todo o poço, inclusive para as profundidades onde não tinha amostra de testemunho. No entanto esse resultado tem algumas limitações, tendo em vista que os gráficos que estabeleceram o comportamento geral do campo e originou a regra (Figuras 19 e 20), só é valido para porosidades menores que 32%.

Outro detalhe importante é a questão da escala, pois os perfis e as amostras de testemunho estão em escalas diferentes. O perfil está numa escala de metro, onde suas variações representam um valor médio de um volume maior de rocha. Já amostras de testemunho estão na escala de centímetro e são medidas pontuais.

As amostras retiradas de testemunhos podem eventualmente amostrar, numa determinada profundidade, uma camada muito permeável de pouca espessura e apresentar valor de K alto em laboratório, no entanto o perfil nessa mesma profundidade não expressa valores altos de K, já que a camada fina não é detectada no perfil.

Além disso, o possível desajuste de profundidade da amostra em relação aos perfis pode atrapalhar a correlação entre K de perfil e K de laboratório.

Considerando os fatores citados anteriormente pode-se avaliar que este método é razoável apesar de, em alguns poços, não ter ocorrido um bom ajuste entre as permeabilidades medidas em laboratório e as estimadas em perfil.

#### 9.1.5. ESTIMATIVA DE PERMEABILIDADE ATRAVÉS DA FÓRMULA DE KOZENY- CARMAN

Nesta etapa foi usado um método de estimativa de permeabilidade baseada na equação empírica de Kozeny-Carman. Foram dados os seguintes passos: **1-** Preparação dos dados, **2-** Separação dos dados por fácies, **3-** Determinação do coeficiente empírico da Equação de Kozeny-Carman para dados de laboratório, **4-** Aplicação da equação para dados de perfil, **5-** Análise dos dados.



---

Antes de explicar os passos que foram dados nesta etapa, é necessário esclarecer a fórmula empírica que foi adotada.

A expressão utilizada para estimar a permeabilidade nesta etapa foi a Equação de Kozeny-Carman:

$$K = \frac{\phi^3}{\tau S^2 (1 - \phi)^2}$$

Esta equação é baseada nos conceitos de porosidade ( $\phi$ ), área da superfície específica ( $S$ ) e tortuosidade ( $\tau$ ). A área de superfície específica está relacionada à rugosidade da superfície do grão, com isso quanto maior a rugosidade maior a superfície específica. A tortuosidade está relacionada ao caminho que o fluido percorre. Espera-se que  $S$  e  $\tau$  variem com o tipo de fácies.

O parâmetro mais importante é a porosidade, contudo ela é minimizada, ainda que muito pouco, pela superfície específica. O efeito do aumento da superfície específica é dado pela sua influência sobre as forças capilares que tendem a “prender” o fluido, diminuindo a permeabilidade do sistema. A tortuosidade aumenta as perdas de carga reduzindo também, a permeabilidade do sistema. Esta equação varia de acordo com a diversidade do ambiente no qual ela vai ser aplicada, sendo assim ela aparece na literatura de várias formas diferentes.

Os parâmetros de tortuosidade e área da superfície específica não estão disponíveis nos dados fornecidos pela ANP do Campo de Namorado. Considerando que neste reservatório temos fácies que variam de arenitos limpos e bem selecionados até folhelhos, provavelmente os valores de  $\tau$  e  $S$  são diferentes em cada uma dessas fácies. Neste caso consideramos o produto  $\tau S^2$  como sendo uma constante e determinamos este parâmetro através de uma regressão não linear, de acordo com os dados de porosidade e permeabilidade medidos em laboratório.

---

### 9.2.1. *PREPARAÇÃO DOS DADOS*

Inicialmente houve a necessidade de se fazer a digitalização dos arquivos Anasete.

A descrição de testemunho do Campo de Namorado que foi disponibilizado pela ANP (Agência Nacional do Petróleo), se encontra no Formato Anasete. Nesse formato, pode-se distinguir a profundidade do perfil, a profundidade do sondador que está algumas vezes defasada com relação à profundidade do perfil, os testemunhos e as fácies com seus respectivos topo e base, dentre outros dados.

Por conta desse desajuste entre as profundidades de perfil e do sondador foi necessário fazer para todos os poços chaves, uma correspondência para que as amostras de testemunho e os perfis ficassem na mesma profundidade. Além disso identificadas as profundidades do topo e da base de cada fácies, ao longo de todos os poços chaves.

### 9.2.2. *SEPARAÇÃO DOS DADOS POR FÁCIES*

O Campo de Namorado é constituído de várias fácies que podem ser classificadas, de uma maneira geral, como (número de referência e descrição):

1. Interlaminado lamoso
2. Conglomerado e Brecha
3. Diamictito Arenoso Lamoso
5. Arenito com intercalação argilosa
6. Arenito Grosso
7. Arenito Médio Laminado
8. Arenito Médio
9. Arenito Médio Cimentado
10. Arenito/ Folhelho Interestratificado
11. Arenito Fino / Folhelho Interestratificado
12. Silte Argiloso
13. Interlaminado Siltito Argiloso

- 
- 15. Interlaminado Arenoso
  - 16. Folhelho/Interlaminado Siltítico
  - 18. Ritmito
  - 21. Arenito Cimentado com Deformação

Com a profundidade de laboratório devidamente ajustada para a profundidade de perfil, foi possível classificar as fácies das amostras de testemunho. As fácies estão distribuídas aleatoriamente ao longo do poço, se repetindo com frequência e com uma espessura de camadas que varia de cm até dezenas de metros.

#### 9.2.3. *DETERMINAÇÃO DO COEFICIENTE EMPÍRICO DA EQUAÇÃO DE KOZENY-CARMAN PARA DADOS DE LABORATÓRIO*

Como o objetivo dessa segunda etapa é estimar um valor de permeabilidade de perfil através da equação de Kozeny-Carman e como esta equação sugere valores diferentes para cada fácies descrita, o segundo passo foi agrupar as mesmas fácies em profundidades e poços diferentes com seus respectivos dados de perfil.

Muitas dessas fácies são parecidas gerando assim valores de  $\tau S^2$  muito próximos, por isso foram reunidas em quatro grupos:

- Grupo 1 – Arenito Limpo (fácies 6 e 8)
- Grupo 2 – Arenito Cimentado (fácies 9 e 21)
- Grupo 3 – Folhelhos e Silte (1,12,13,18)
- Grupo 4 – Misto (2, 3,7,5,16,15,11,10)

Esses grupos foram levados para o programa STATISTICA e de acordo com os dados de laboratório foi calculado o valor da constante  $\tau S^2$  para cada grupo de fácies. Esses valores foram obtidos pela aplicação de um procedimento de regressão não linear sobre os valores de permeabilidade e porosidade medidos em laboratório. Este programa fornece também o valor de  $R^2$ , para avaliar a legitimidade da regressão. A Tabela a seguir mostra os valores da constante para cada grupo de fácies e o respectivo valor de  $R^2$ :

---

Tabela 2 – Valores da constante  $\tau S^2$  para cada grupo de fácies e o respectivo valor de  $R^2$ .

Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3	Grupo 4
$\tau S^2=0,007$	$\tau S^2=0,296$	$\tau S^2=0,0043$	$\tau S^2=0,0042$
$R^2=0,602$	$R^2= 0,979$	$R^2=0,042$	$R^2=0,704$

#### 9.2.4. APLICAÇÃO DA EQUAÇÃO PARA DADOS DE PERFIL

Após a obtenção dos valores de  $\tau S^2$ , foram calculadas as permeabilidades através dos dados de porosidade de perfil (NPHI) usando a equação de Kozeny-Carman e os parâmetros listados na Tabela 1.

Inicialmente foi necessário determinar nos perfis, de acordo com as profundidades, os grupos de fácies, visto que nesta equação serão usados valores diferentes para cada grupo de fácies. Chegou-se então a valores de permeabilidade em algumas das diversas profundidades de perfis, os quais são apresentados na figura 28 a 34.

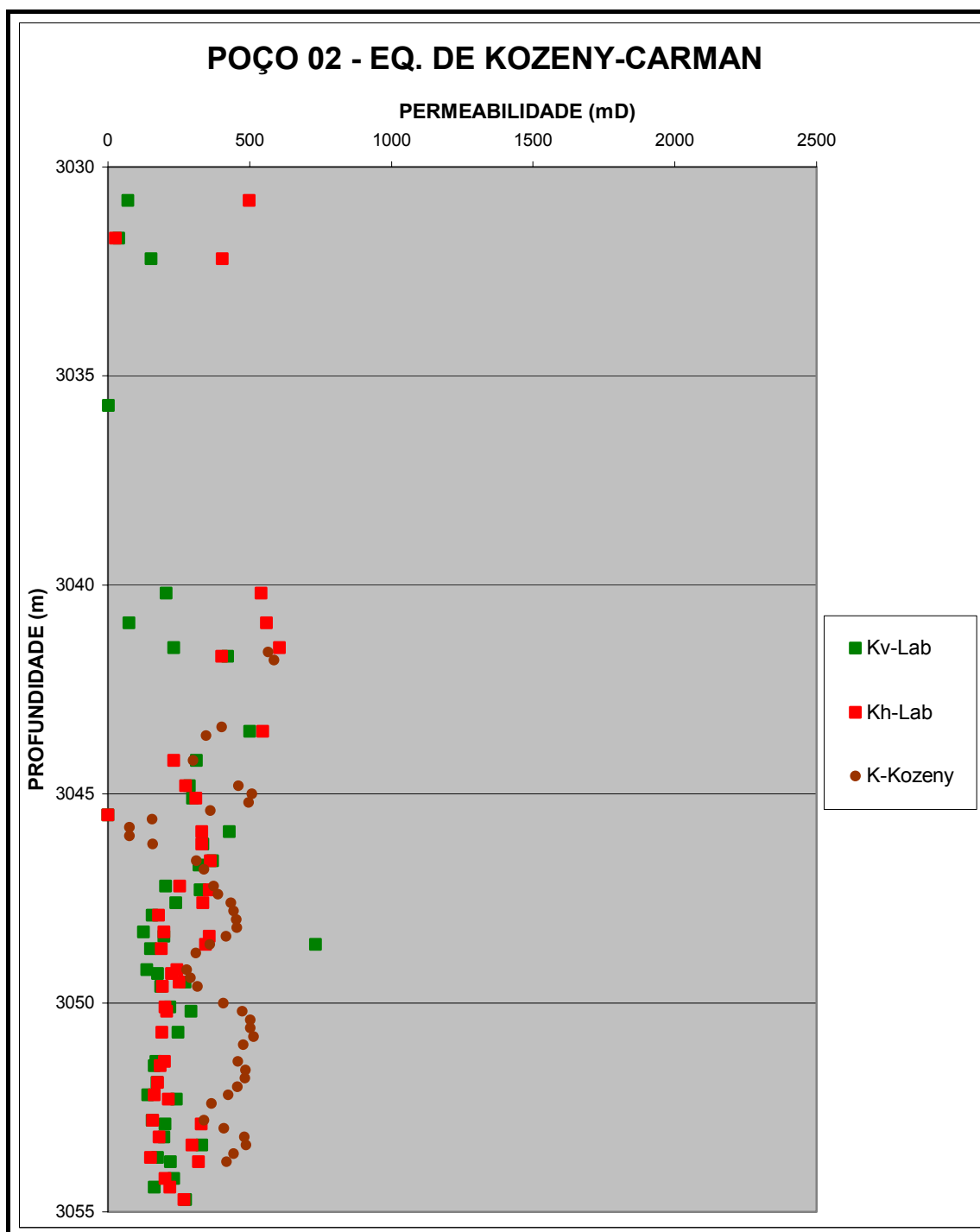


Figura 28 - Perfil de permeabilidade para o poço NA-02 obtido através da Equação de Kozeny-Carman.

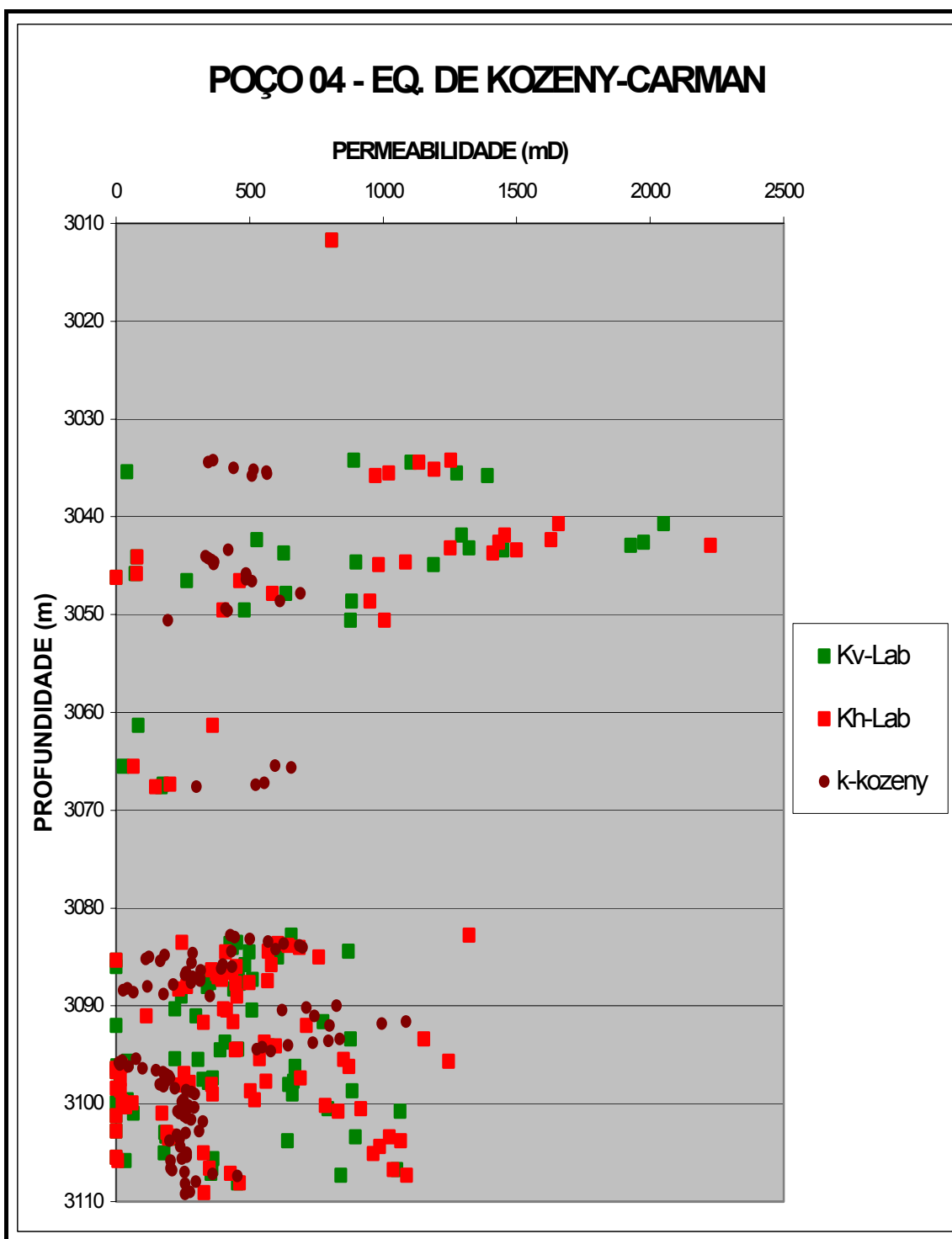


Figura 29 - Perfil de permeabilidade para o poço NA-04 obtido através da Equação de Kozeny-Carman.

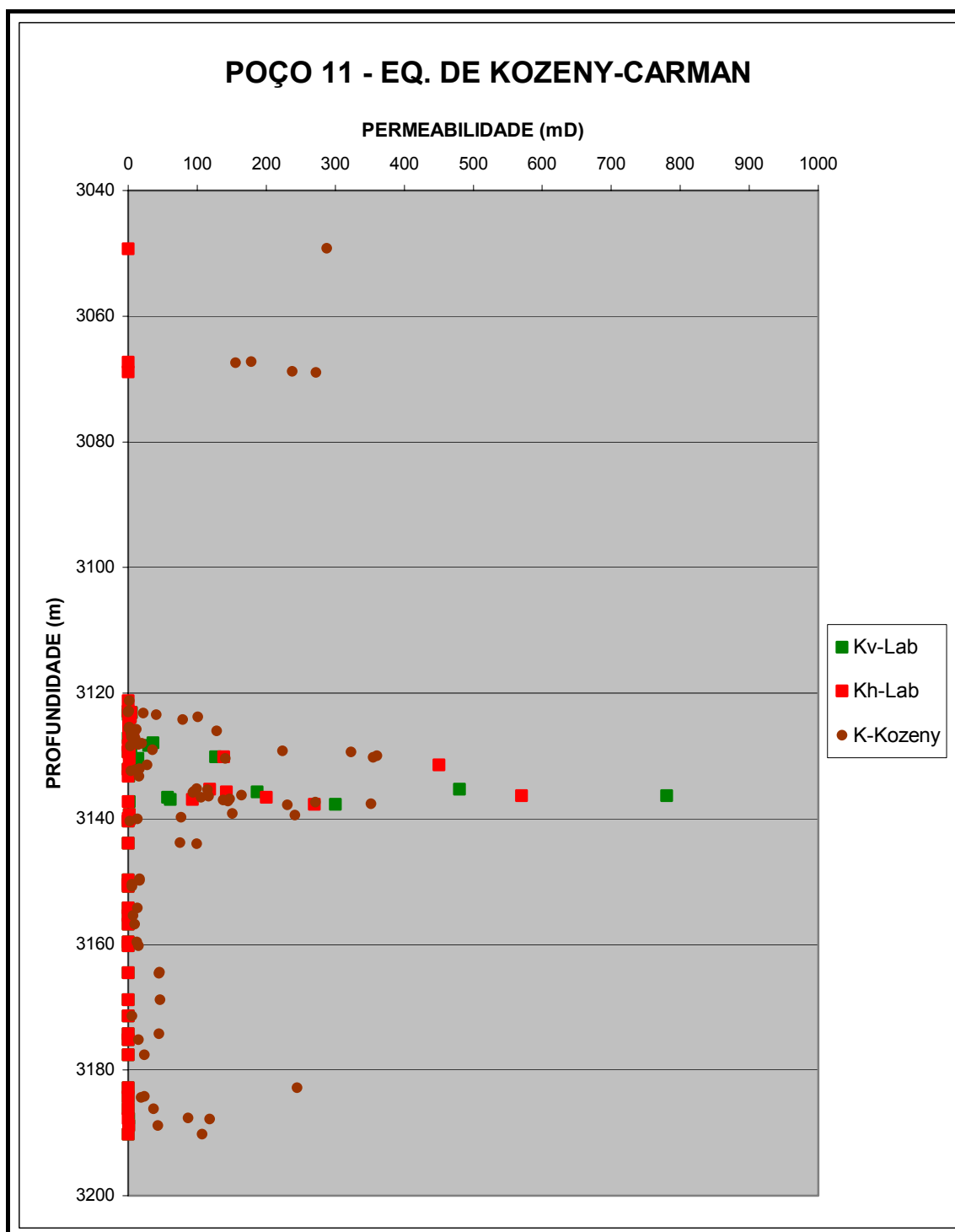


Figura 30 - Perfil de permeabilidade para o poço NA-11 obtido através da Equação de Kozeny-Carman.

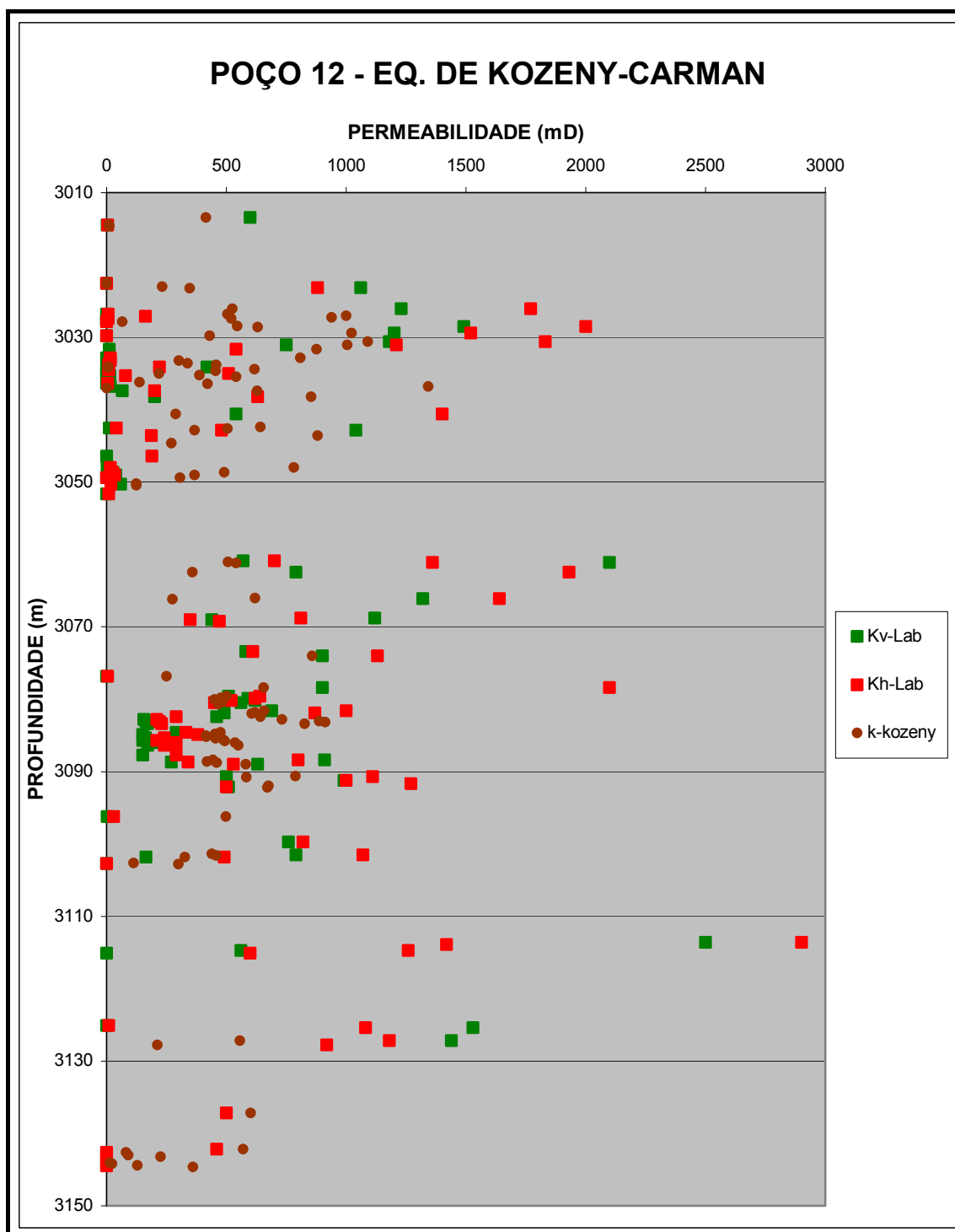


Figura 31 - Perfil de permeabilidade para o poço NA-12 obtido através da Equação de Kozeny-Carman



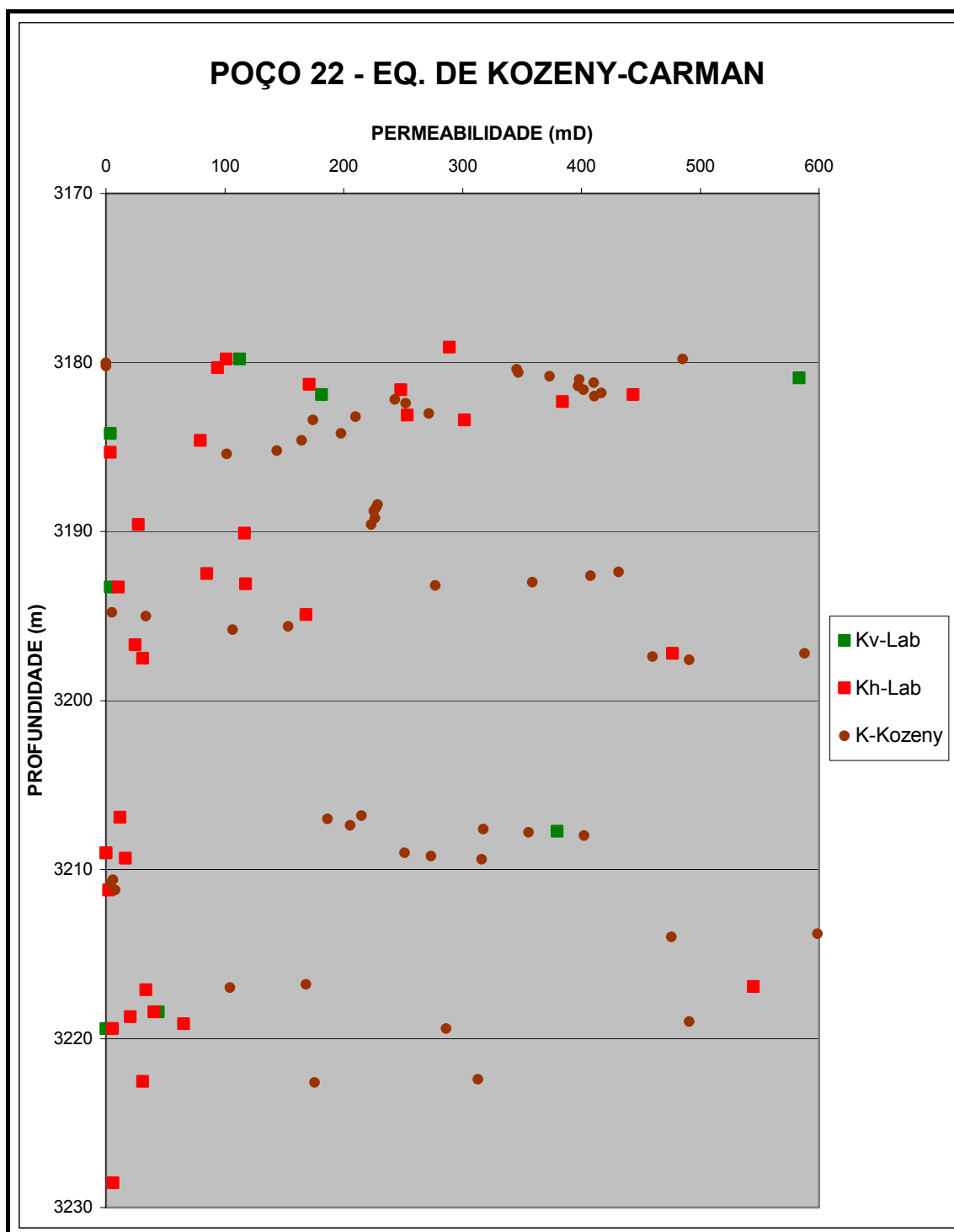


Figura 32 - Perfil de permeabilidade para o poço NA-22 obtido através da Equação de Kozeny-Carman.

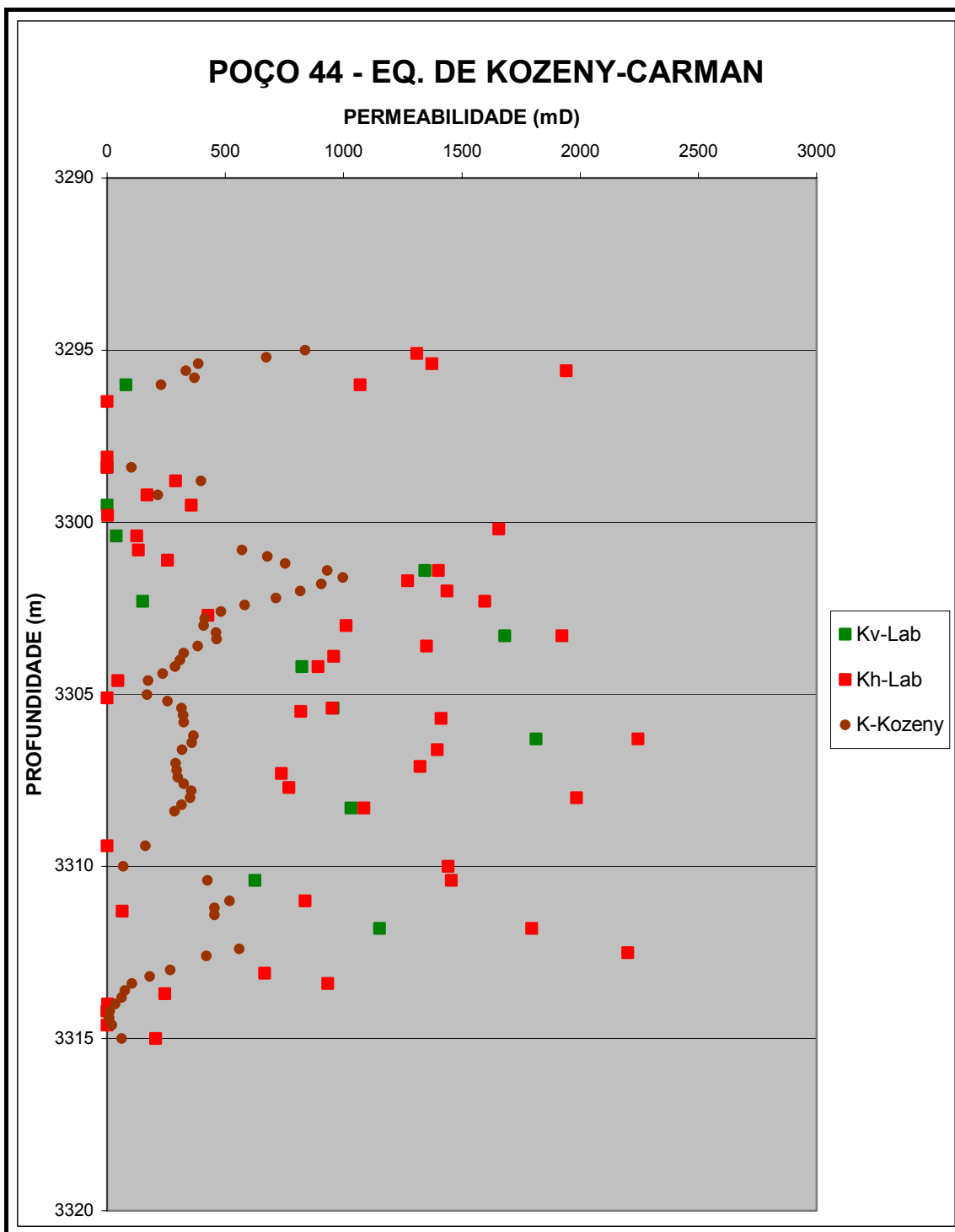


Figura 33 - Perfil de permeabilidade para o poço NA-44 obtido através da Equação de Kozeny-Carman.

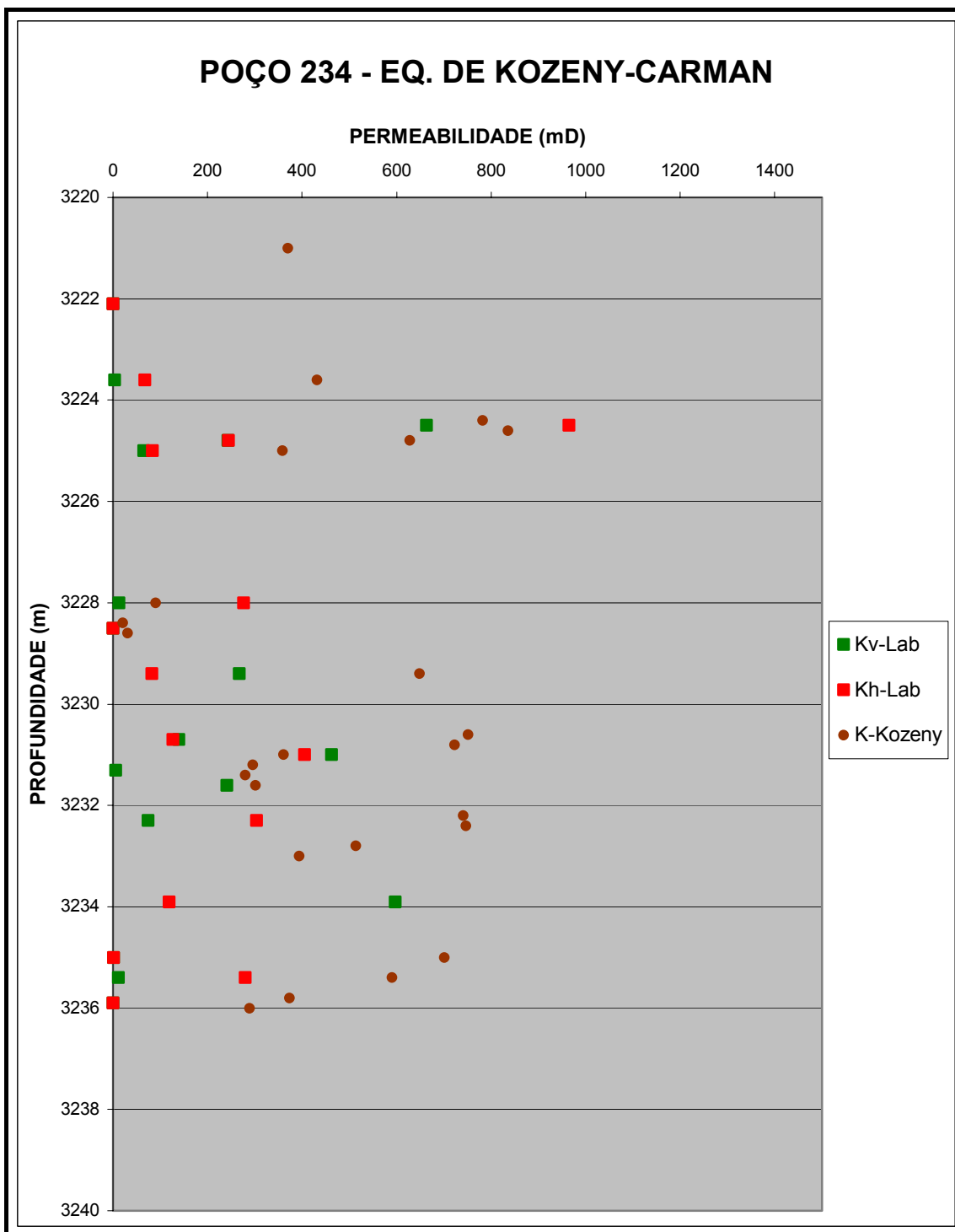


Figura 34 - Perfil de permeabilidade para o poço NA-234 obtido através da Equação de Kozeny-Carman.

---

#### 9.2.5. ANÁLISE DOS DADOS

Essa etapa teve como culminância uma resposta diferente da etapa anterior onde foram apresentadas curvas contínuas para determinação dos perfis de permeabilidade. A forma de apresentação dos perfis de permeabilidade, neste caso, foi através de pontos isolados.

A equação de kozeny-Carman foi calculada com os dados de porosidade NPHI de perfil, somente nas profundidades que tinham amostra de testemunho. Essas amostras forneciam informações sobre o tipo de fácies que posteriormente foram separadas por grupos para que fosse feito o cálculo de acordo com os respectivos coeficientes empíricos.

Como as amostras de testemunho não são realizadas ao longo de todo poço e se apresentam de forma descontínua, o perfil de permeabilidade não pode ser apresentado através de uma curva, pois na maioria das profundidades não tínhamos amostra de testemunho, sendo assim não foi possível saber o tipo de fácies e por conseqüência não pode ser estimado um valor de kozeny-Carman nessas tais profundidades.

Apesar de não se apresentar de forma contínua, os pontos isolados acompanham o traçado da curvas da etapa anterior, por vezes se sobrepõe a curva de permeabilidade horizontal obtida na etapa anterior, como veremos mais a diante.

---

### 9.3. ESTIMATIVA DE PERMEABILIDADE ATRAVÉS DA FÓRMULA DE YAN JUN (ESTUDO DE CASO DA BACIA DO MAR DO NORTE)

No decorrer do trabalho foram feitas várias pesquisas sobre a relação entre a permeabilidade e a porosidade. Dentre essa pesquisa foi escolhido o trabalho do Jun *et al.* (2000), a respeito de um estudo de caso do Mar do Norte para determinação de parâmetros de formação de reservatório.

Esse trabalho tem como objetivo determinar através de perfis, parâmetros como: porosidade, volume de folhelho, conteúdo de argila e permeabilidade na Bacia do Mar do Norte.

Para calcular esses parâmetros de formação, Yan Jun usou regressões lineares e não lineares obtendo os seguintes parâmetros:  $\phi$  (porosidade),  $V_{sh}$  (volume de folhelho), GRI (índice de volume de folhelho) e K (permeabilidade), onde  $\rho$  é a densidade da formação ( $G/cm^3$ ), GR é o perfil de raios gama, GRS é o valor máximo de GR e GRL é seu valor mínimo.

$$\phi = -0,067\rho + 1,53$$

$$V_{sh} = 10^{1,245GRI + 0,692}$$

$$GRI = \frac{GR - GRc}{GRs - GRc}$$

$$K = 8,7096 \times 10^4 \frac{\phi^{5,78}}{V_{sh}^{1,37}}$$

Nessa terceira e última etapa do trabalho, foram realizadas as seguintes atividades: **1-** Preparação dos Dados, **2-** Obtenção dos Valores de Permeabilidade, **3-** Confecção dos Gráficos e **4-** Análise dos Dados.

---

### 9.3.1. PREPARAÇÃO DOS DADOS

O Trabalho de Jun *et al.* (2000) considerou os parâmetros Vsh e  $\phi$  com determinados valores fixos que não foram utilizados neste trabalho, tendo em vista que esses valores foram calculados para um caso específico da Bacia do Mar do Norte, sendo assim torna-se mais confiável calcular o volume de folhelho e a porosidade através dos dados que temos para Bacia de Campos.

O Vsh (volume de folhelho) pode ser adquirido através do perfil de Raio Gama (GR) que é um indicador de tipo litológico, diferenciando folhelho ou argila dos demais tipos litológicos. Como o perfil de Raio Gama é obtido ao longo de todo poço e a perfilagem é feita a cada 20cm foi necessário descobrir em cada poço os valores máximos e mínimos do perfil GR. Apartir desses valores foi possível calcular para todos os poços os valores de Vsh de acordo com a profundidade e seu respectivo valor do perfil de Raio Gama:

$$Vsh = \frac{GR - GR_{\min}}{GR_{\max} - GR_{\min}}$$

Em seguida, como o perfil NPHI esta disponível em percentual, foi necessário recalcular, para cada poço, os valores de porosidade de perfil, dividindo o NPHI por 100 para transformar de percentual para decimal.

Como já foi dito anteriormente, o trabalho de Jun *et al.* (2000) foi realizado para um estudo de caso específico para o Mar do Norte, assim sendo, achamos conveniente substituir os parâmetros da fórmula de permeabilidade, obtida com os dados provenientes da Bacia do Mar do Norte, por parâmetros obtidos com os dados da Bacia de Campos, para que tenhamos uma resposta mais adequada.

$$K = a \frac{\phi^b}{Vsh^c}$$

Esses novos parâmetros a, b e c foram calculados levando-se os valores de Vsh e  $\phi$  ao programa STATISTICA que, através de regressão não linear chegou aos seguintes valores: a=201767000, b=10,24078 e c=0,004118.

---

Assim sendo a permeabilidade será calculada de acordo com a fórmula:

$$K = 201767000 \frac{\phi^{10,24078}}{Vsh^{0,004118}}$$

### 9.3.2. *OBTENÇÃO DOS VALORES DE PERMEABILIDADE*

A segunda atividade realizada durante esta etapa foi obter valores de permeabilidade para cada poço. No entanto estávamos de posse de duas fórmulas com a mesma estrutura, porém com parâmetros diferentes. Uma fórmula adequada com as características da Bacia do Mar do Norte e outra fórmula ajustada a Bacia de Campos.

A título de comparação foram calculadas as duas fórmulas em todos os poços utilizando as porosidades de perfil (NPHI) e o volume de folhelho (Vsh) anteriormente calculados.

### 9.3.3. *CONFECÇÃO DOS GRÁFICOS*

Após ter sido calculado as duas permeabilidades foram confeccionadas gráficos de profundidades x permeabilidade.

Essa etapa não fez uso de dados de laboratório, na sua elaboração e por isso não obteve uma resposta restrita e isolada como no caso anterior, mas sim duas curvas contínuas e delineadas ao longo de todo poço.

A permeabilidade obtida com os dados da Bacia de Campos foi chamada de K-log e a permeabilidade obtida com os dados do Mar do Norte foi chamada de K-Norte para que se possa diferencia-las. Os resultados obtidos nesta etapa são apresentados nas figuras 35 a 41.

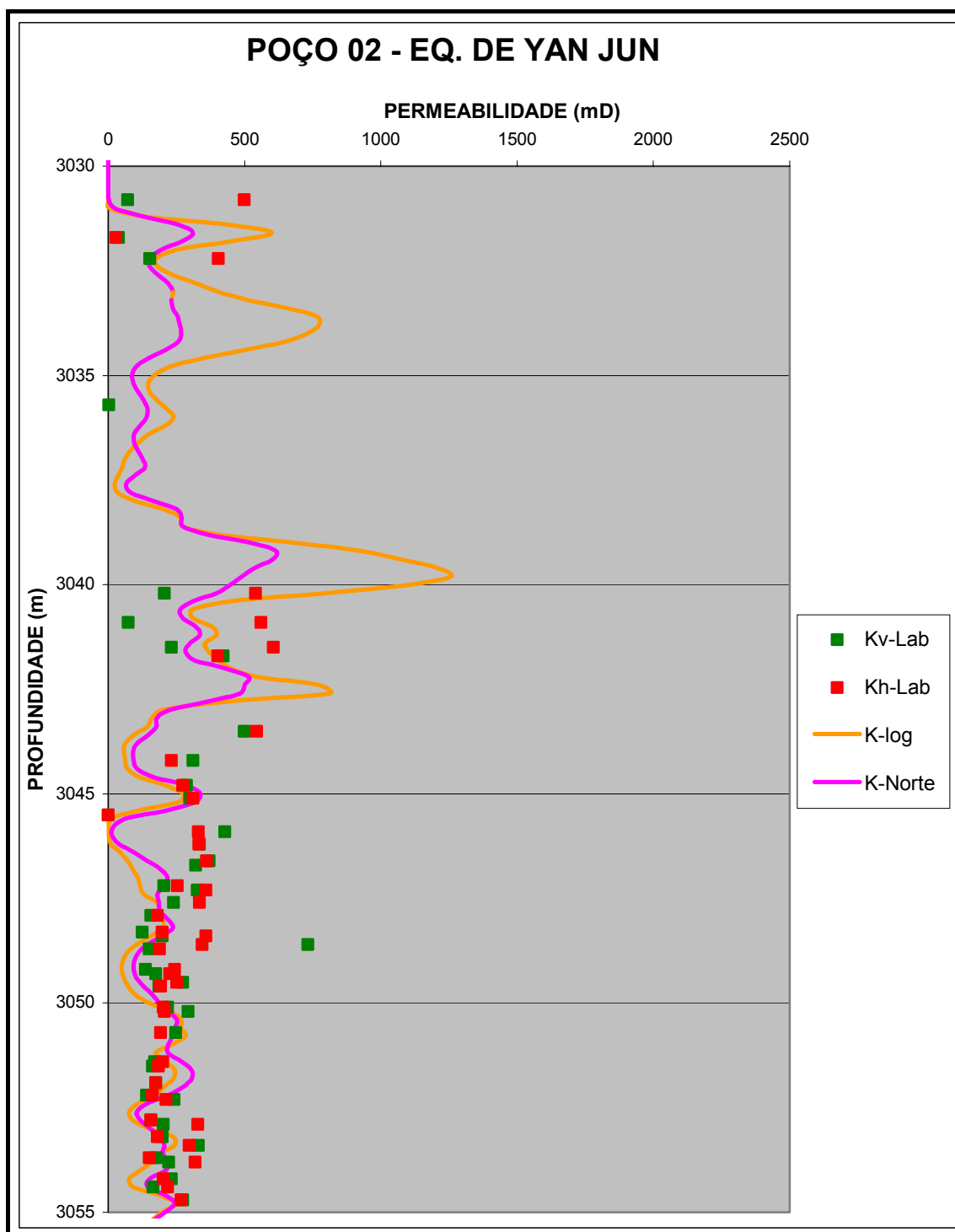


Figura 35 - Perfil de permeabilidade para o poço NA-02 obtido através da equação de Yan Jun.



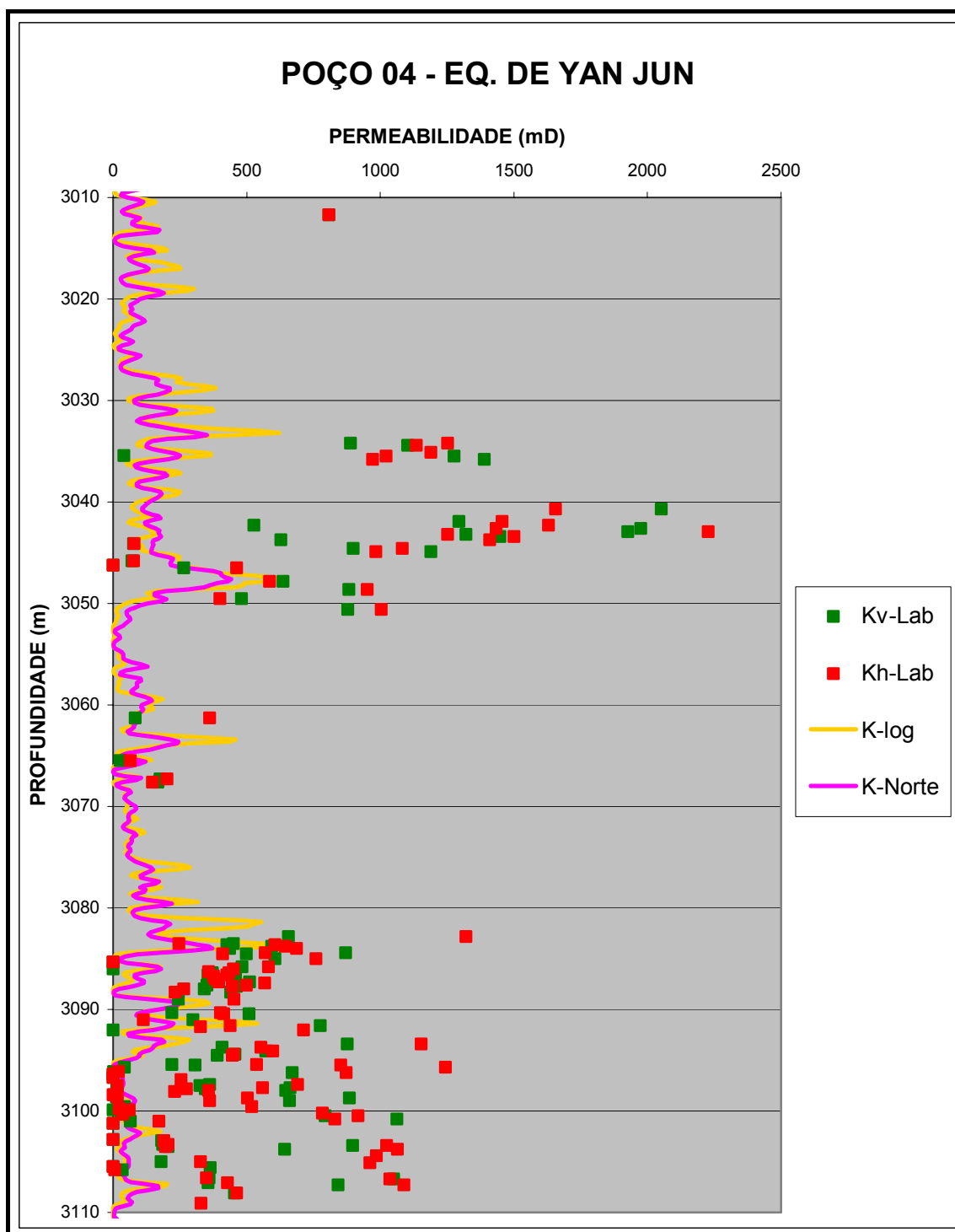


Figura 36 - Perfil de permeabilidade para o poço NA-04 obtido através da equação de Yan Jun.

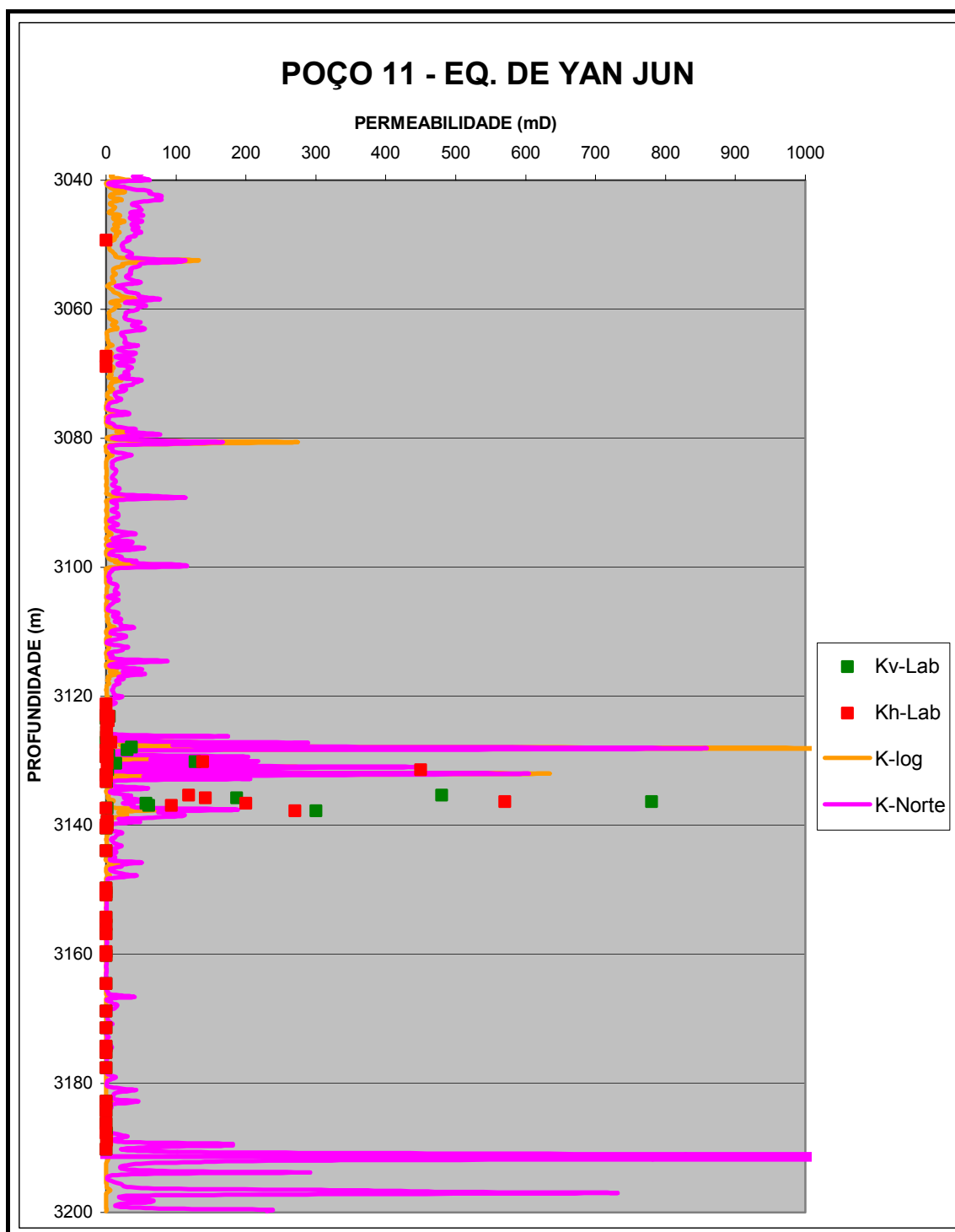


Figura 37 - Perfil de permeabilidade para o poço NA-11 obtido através da equação de Yan Jun.

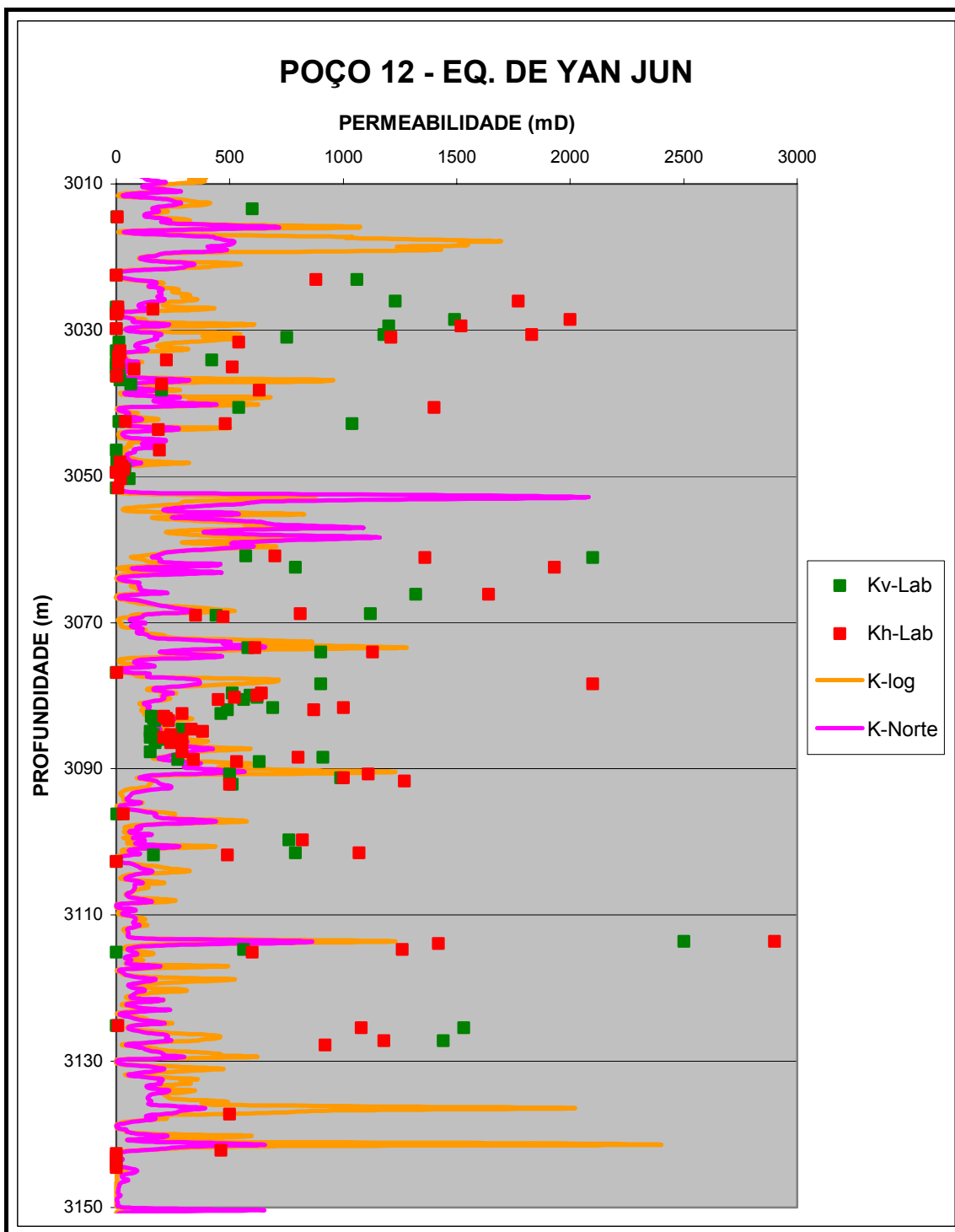


Figura 38 - Perfil de permeabilidade para o poço NA-12 obtido através da equação de Yan Jun.

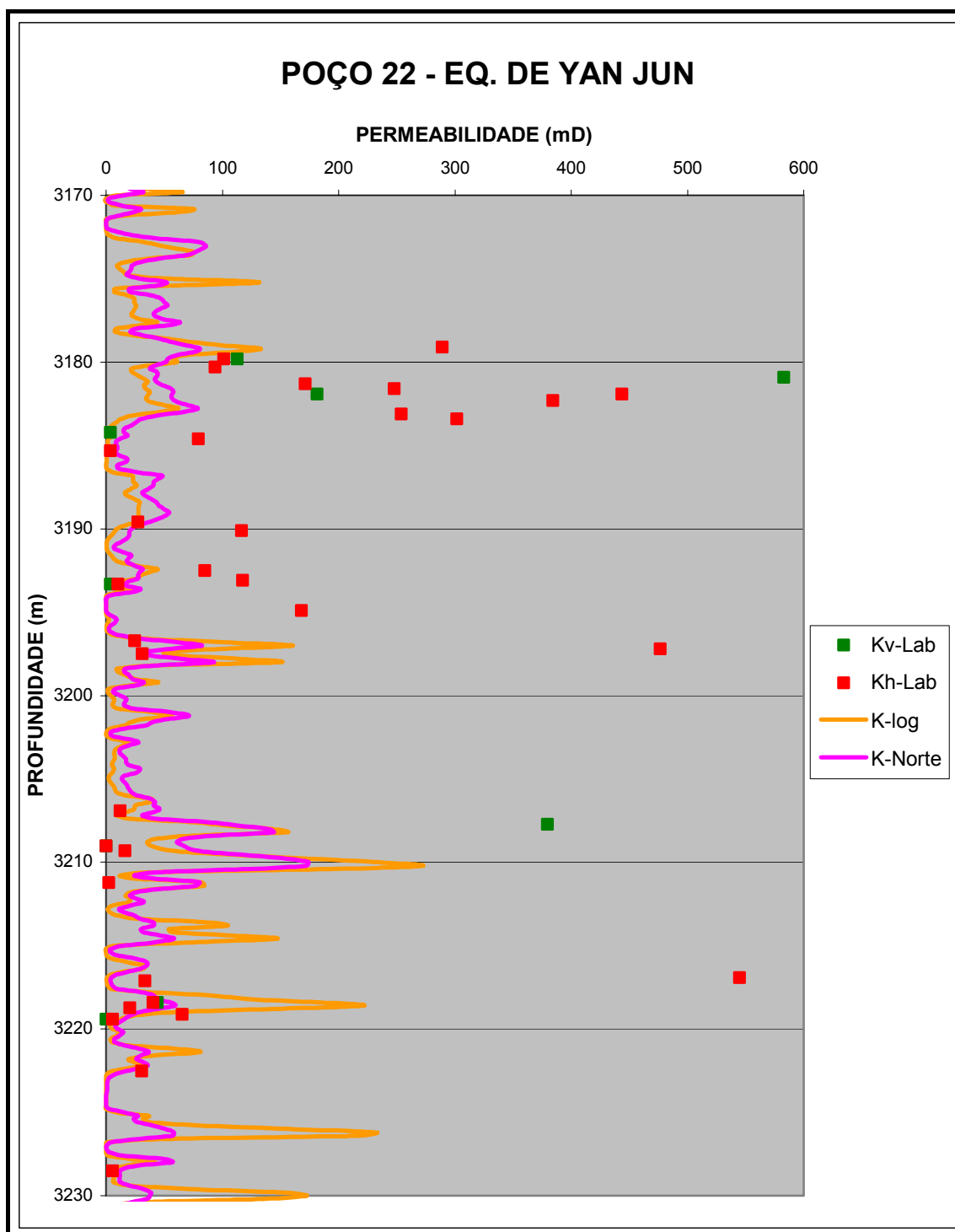


Figura 39 - Perfil de permeabilidade para o poço NA-22 obtido através da equação de Yan Jun.

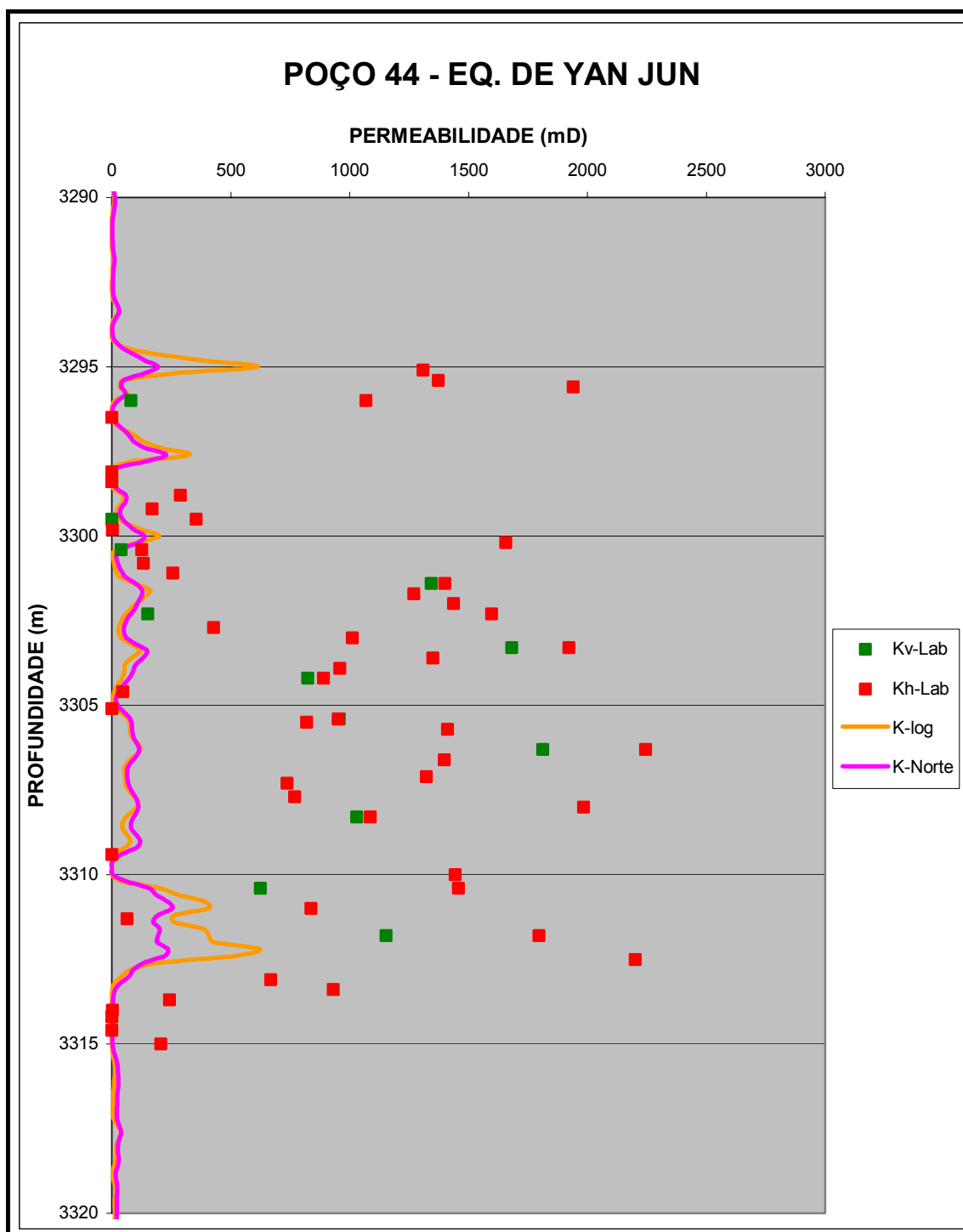


Figura 40 - Perfil de permeabilidade para o poço NA-44 obtido através da equação de Yan Jun.

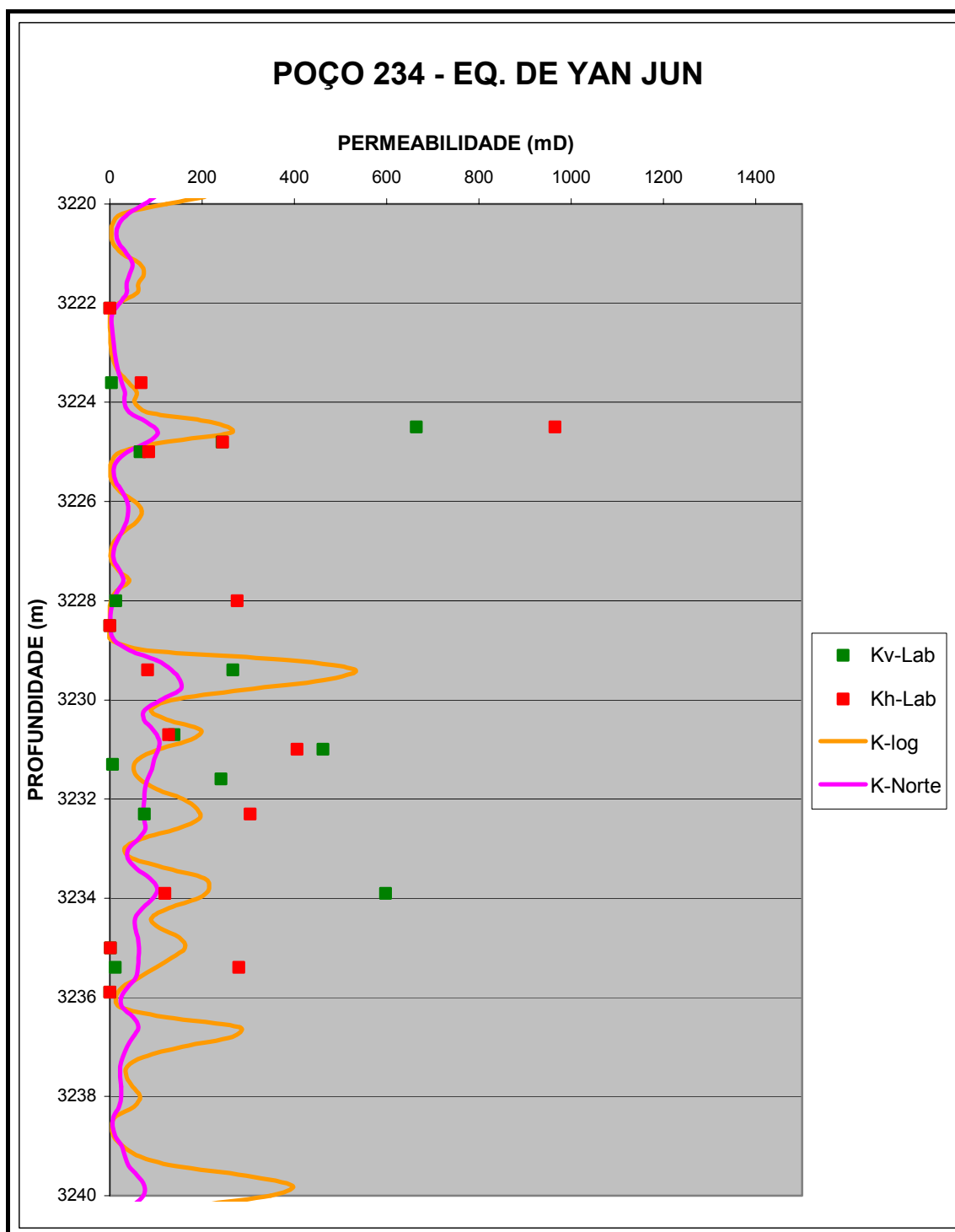


Figura 41 - Perfil de permeabilidade para o poço NA-234 obtido através da equação de Yan Jun.

---

#### 9.3.4. ANÁLISE DOS DADOS

Os resultados obtidos nesta etapa foram duas curvas com contornos bem parecidos. As curvas são proporcionais realizando o mesmo caminho, no entanto a curva K-log constantemente apresenta-se com valores de permeabilidade muito superior ao K-norte, preferencialmente em profundidades onde a permeabilidade salta de um valor constante para um pico.

As curvas em determinadas profundidades se sobrepõem, ou seja, as permeabilidades dão o mesmo valor. Este fato ocorre quando as permeabilidades sofrem pouca alteração ao longo da profundidade.

### 10. DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

O presente trabalho consistiu na aplicação de três métodos alternativos para a estimativa de permeabilidade a partir de perfis geofísicos de poços e cujos resultados sejam coerentes com as permeabilidades medida em laboratório.

Diante da dificuldade de se estimar a permeabilidade de perfil, tendo em vista que ela é influenciada por vários aspectos e diante do fato das permeabilidades de laboratório e de perfil estarem em escalas diferentes, pode-se avaliar que os três métodos apresentaram respostas razoáveis. No entanto, observa-se, de um modo geral, uma grande dispersão dos dados de laboratório em torno das curvas obtidas através dos perfis. Este fato indica que métodos mais avançados de análise precisariam ser aplicados para obtenção de curvas de permeabilidade mais coerentes com os dados de laboratório.

Das três etapas a que apresentou mais acurácia foi a primeira etapa e a que se mostrou menos precisa foi a segunda etapa, até pela dificuldade de não ter se obtido uma curva contínua.

Foram realizados vários gráficos durante este trabalho, todavia os gráficos que representam o perfil de permeabilidade possuem pelo menos três itens a serem avaliados e por isso eles foram apresentados separadamente.

---

A título de comparação serão apresentados em um único gráfico os resultados obtidos nas três etapas para cada poço. Estes resultados conjuntos são apresentados nas Figuras 42 a 48.



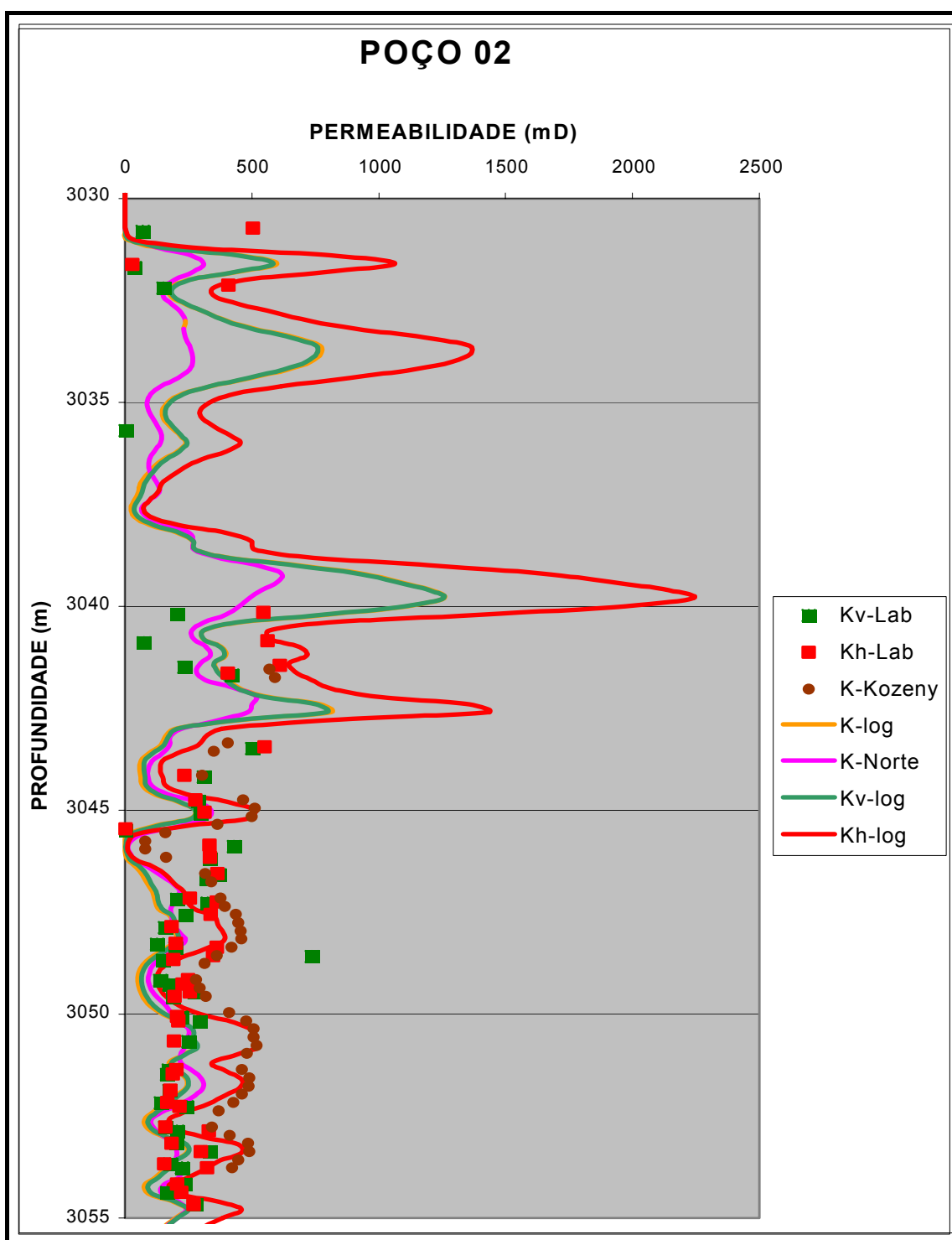


Figura 42 - Perfil de permeabilidade do poço NA-02 juntando as três etapas.

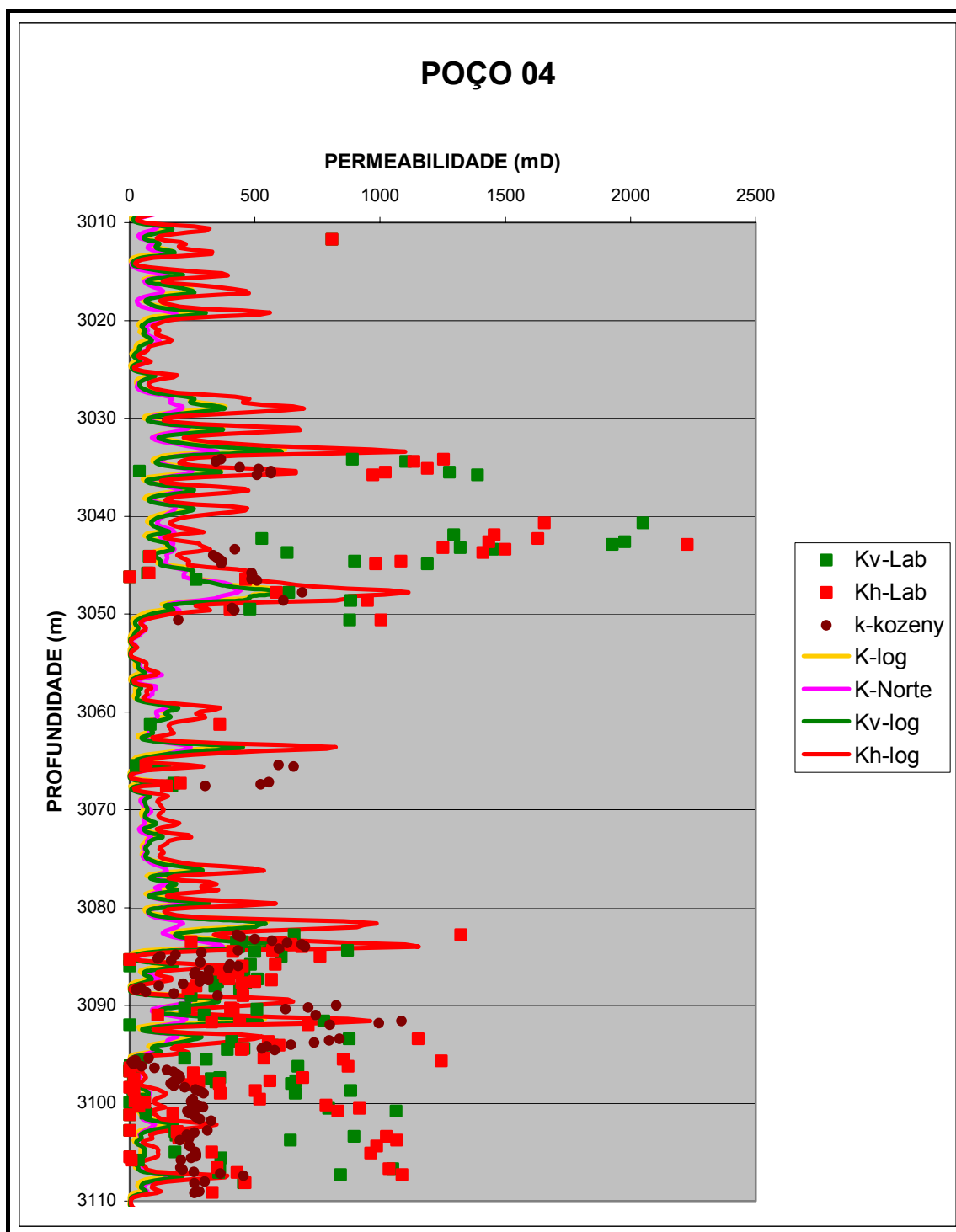


Figura 43 – Perfil de permeabilidade do poço NA-04 juntando as três etapas.

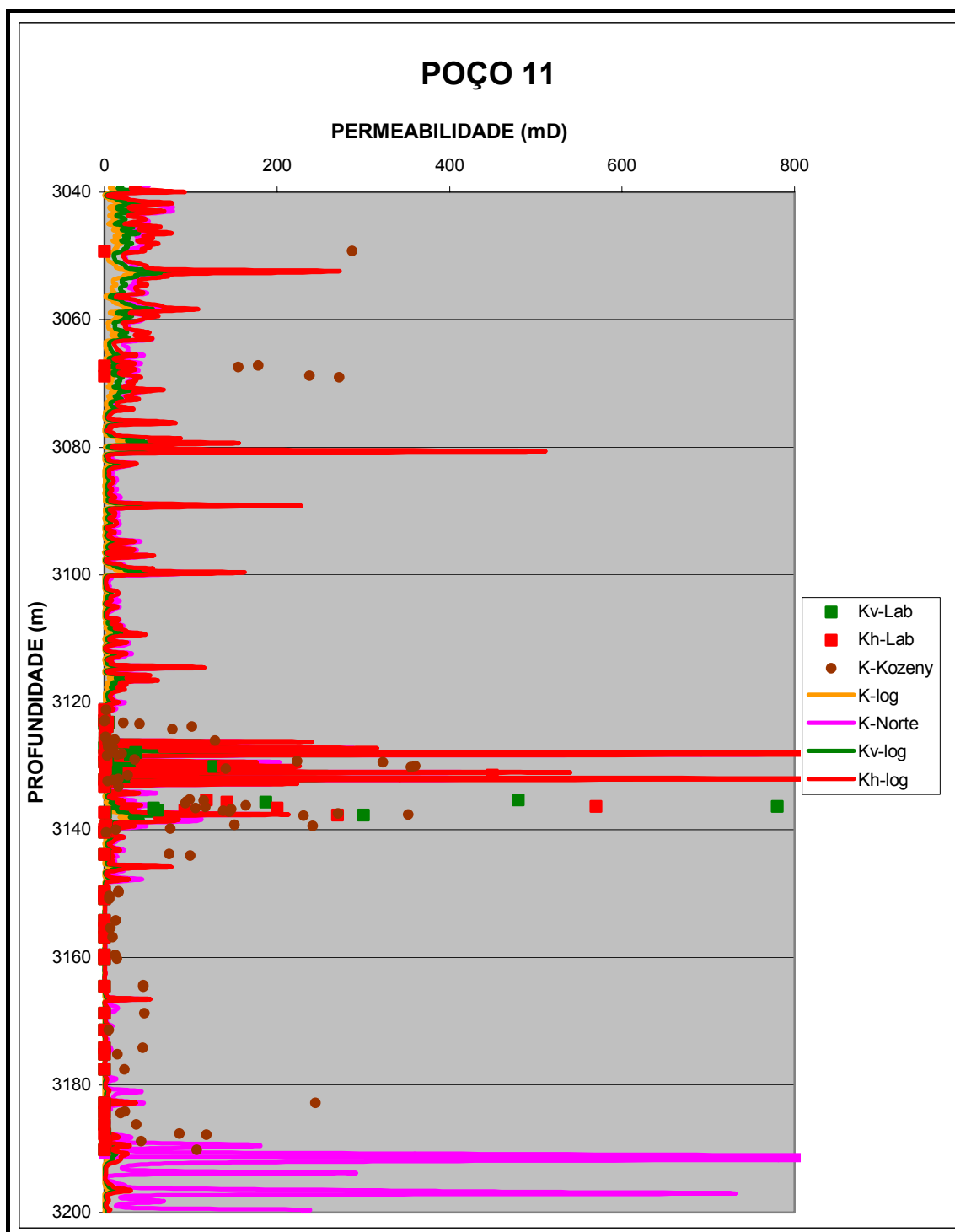


Figura 44 - Perfil de permeabilidade do poço NA-11 juntando as três etapas.

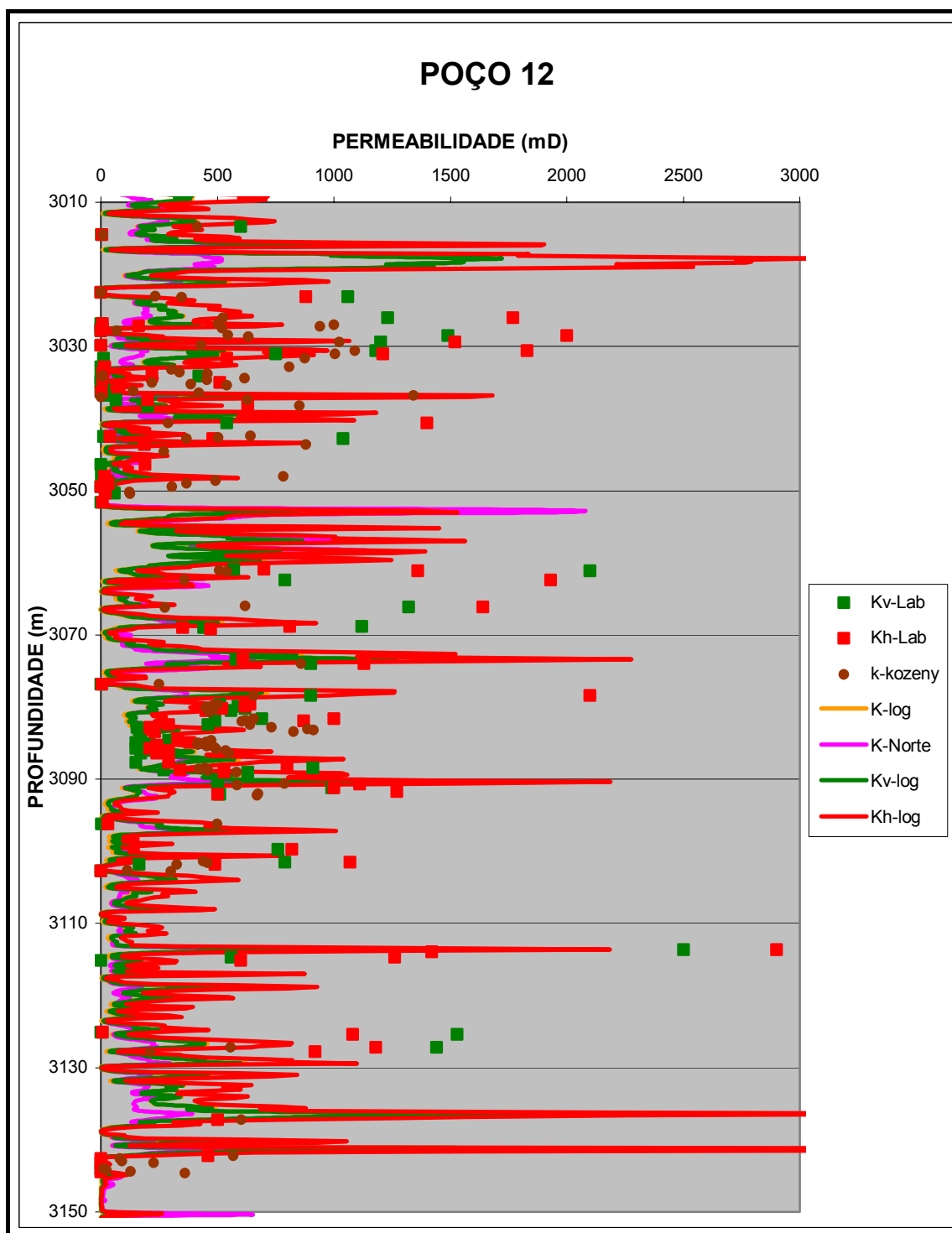


Figura 45 - Perfil de permeabilidade do poço NA-12 juntando as três etapas.

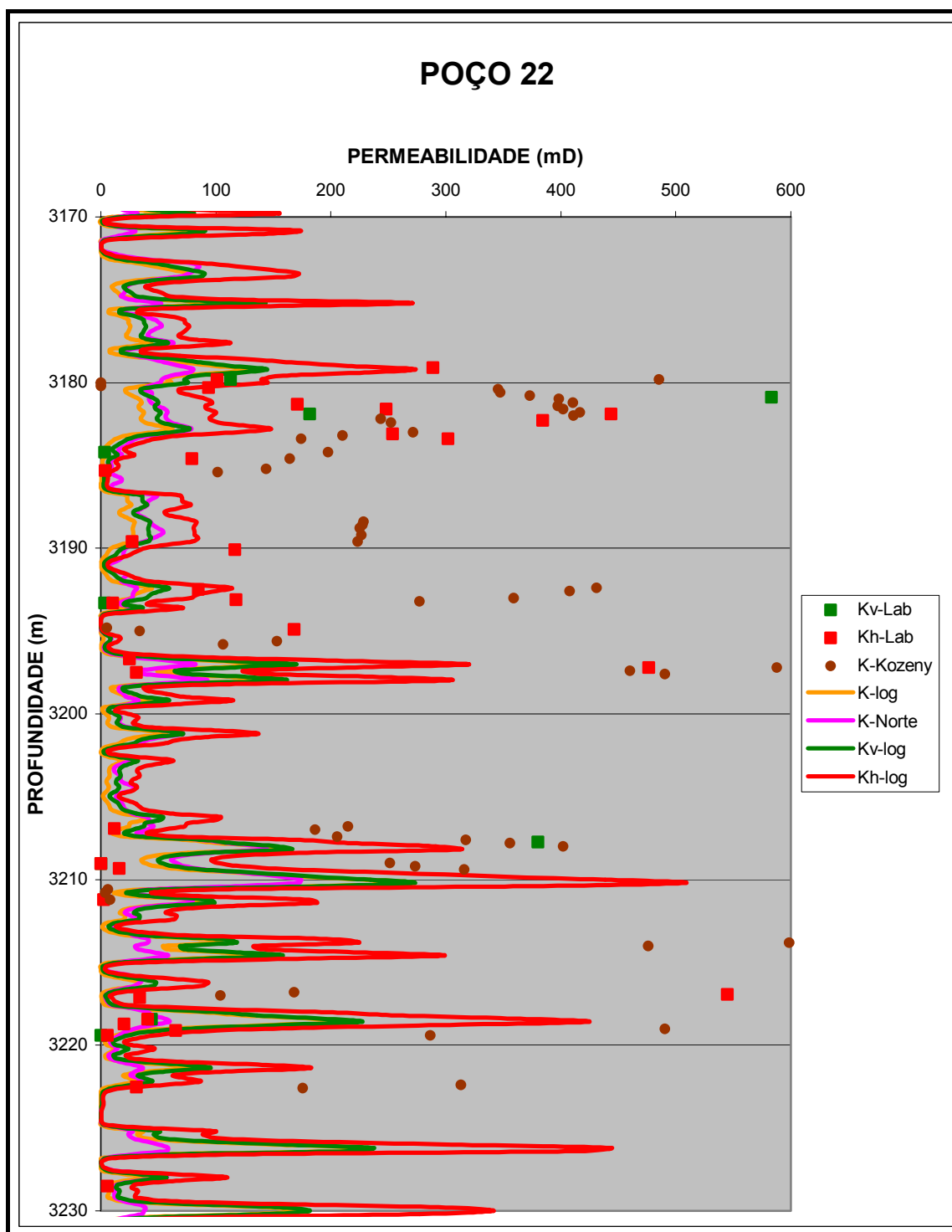


Figura 46 - Perfil de permeabilidade do poço NA-22 juntando as três etapas.

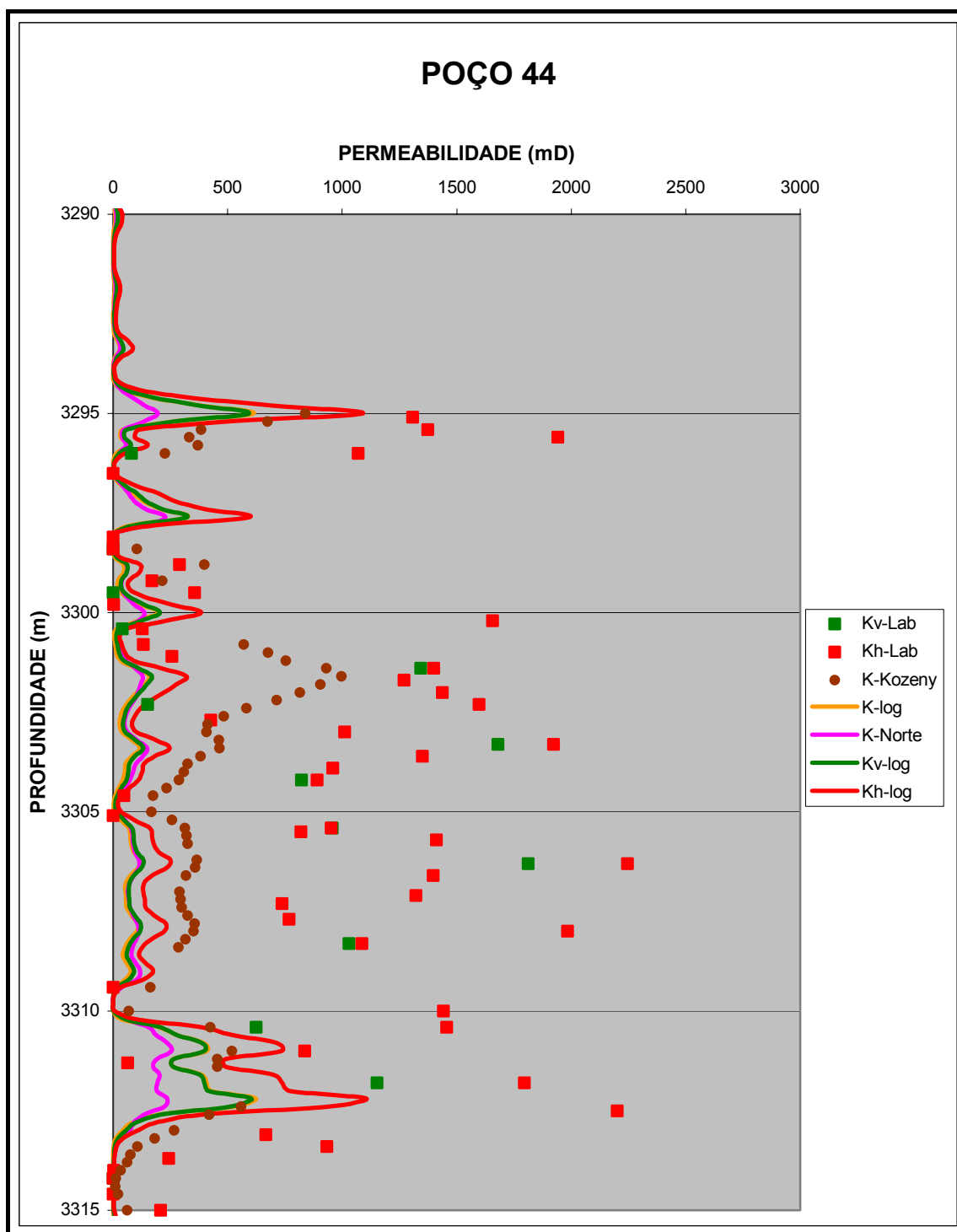


Figura 47 - Perfil de permeabilidade do poço NA-44 juntando as três etapas.

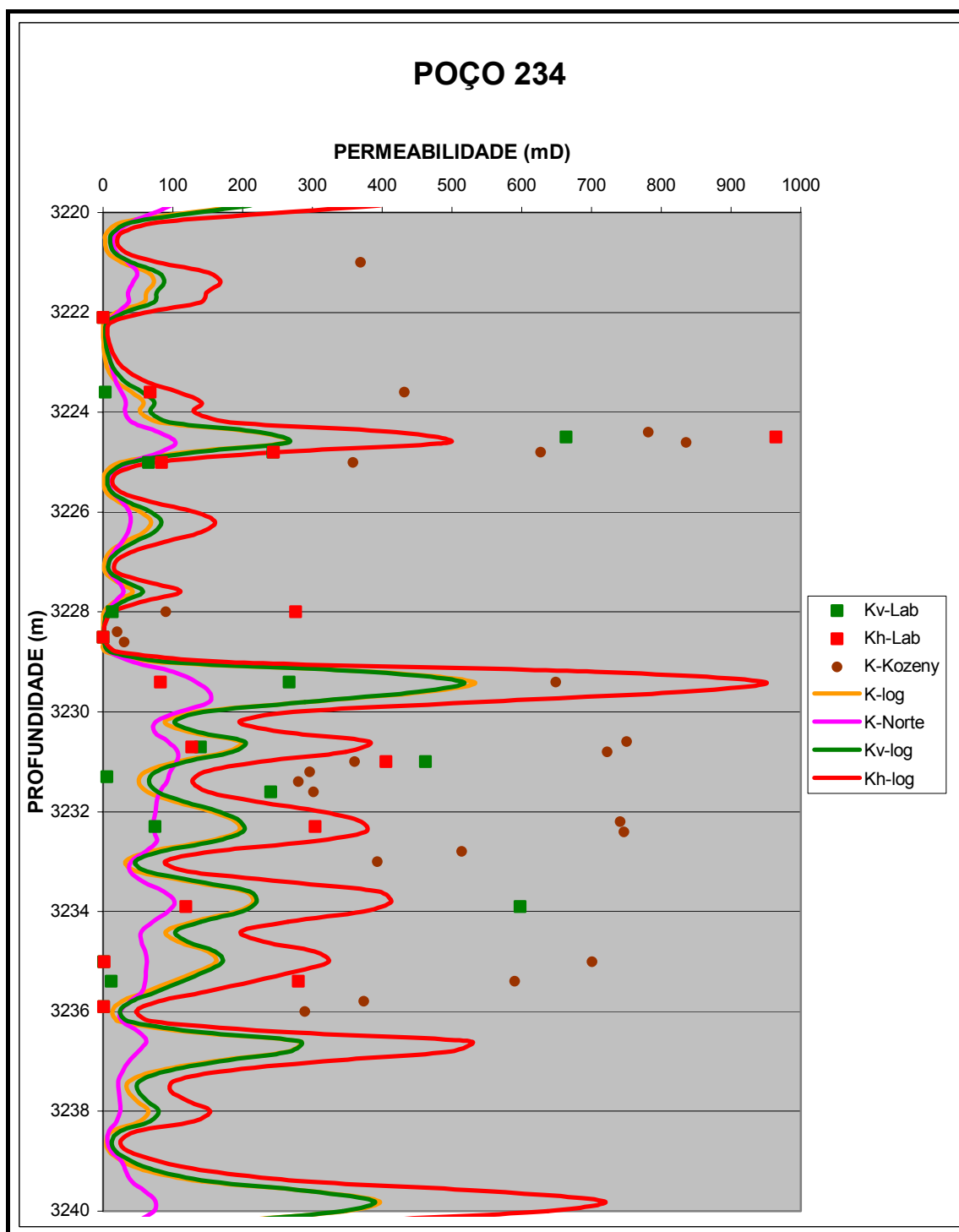


Figura 48 - Perfil de permeabilidade do poço NA-234 juntando as três etapas.

---

## 11. CONCLUSÃO

Estimar permeabilidade através de perfil sempre foi algo bastante complexo, minucioso e trabalhoso, já que a permeabilidade está sujeita à influência de diversos fatores como: cimentação, tortuosidade, conteúdo de argila, compactação, espessura das camadas e vários outros itens que não foram considerados neste trabalho. Como a Bacia de Campos apresenta pacotes relativamente espessos de arenito, esperava-se que ao estimar a permeabilidade neste campo petrolífero obteríamos uma resposta precisa. No entanto, foi possível verificar a dificuldade de se estimar a permeabilidade de perfil mesmo em reservatórios encorpados como os do Campo de Namorado. Uma possível causa dessas dificuldades é a intensa variação faciológica que muitas vezes ocorre dentro de uma mesma unidade litoestratigráfica, associada ao problema inerente a escala de medição. Todavia as curvas obtidas neste trabalho são todas muito parecidas o que demonstra uma coerência nos métodos aplicados.

No decorrer desta pesquisa foi examinado o trabalho de Finol *et al.* (2000), que através da regra Fuzzy obteve excelentes resultados na determinação da permeabilidade de perfil, no entanto este é um método que apresenta alto grau de sofisticação, ficando esta alternativa como sugestão para futuros trabalhos.



---

## 12. REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

- DIAS, L. D., SCARTON, J. C., ESTEVES, F. R., CARMINATTI, M., GUARDADO, L. R. 1990. Aspectos da Evolução Tectono-Sedimentar e a Ocorrência de Hidrocarbonetos na Bacia de Campos. In: De RAJA GABAGLIA, G. P. & MILANI, E. J. coord. *Origem e Evolução de Bacias de Bacias Sedimentares*, Rio de Janeiro, RS. p. 333-360.
- ELLIS, D. V. 1987. *Well Logging for Earth Scientist*. Ed. Elsevier, New York, USA. 532 pp.
- FINOL, J., GUOI, Y. K., JING, X. D., 2000. A rule based Fuzzy model for the prediction of petrophysical rock parameters. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **29**. In: <http://www.elsevier.nl/locate/jpetscieng>.
- JUN, Y., LIU, E., LI, X. Y. 2000. Determining Reservoir Parameters from Log and Core data: a case study from the North Sea Edinburg University. British Geological Survey, Scotland, UK.
- NERY, G. G. 1990. Perfilagem Geofísica em Poço Aberto. Notas de Aulas.
- PETROBRAS, 2003. <http://www.petrobras.com.br>. Último acesso: dezembro/2003.
- RANGEL, H. D., MARTINS, F. A. L., ESTEVES, F. R., FEIJÓ, F. J. 1994. Bacia de Campos. *Boletim de Geociências da Petrobras*, **8**(1): 203-218.
- SCHALLER, H. 1973 Estratigrafia da Bacia de Campos. CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 27, Aracaju, 1973. *Anais...*, Rio de Janeiro, SBG, p. 247-345.
- VIRO, E. J. coord. 1985. Avaliação de Formações no Brasil (Wec Brasil). Schlumberger, p. 30-35.

## **ANEXO I**

### **TABELAS COM DADOS DE LABORATÓRIO**

---

**DADOS DE LABORATÓRIO DO POÇO NA-02**

Poço	Amostra	Prof. (m)	Perme. h	Perme. v	Poros. h	Poros. v
NA2	4874	3029,2	15,5	18,5	18,7	17,4
NA2	4875	3030,8	499,3	70,5	31,2	28,5
NA2	4876	3031,7	26,8	37,7	23,4	24,1
NA2	4877	3032,2	404,2	152,2	30,8	30,5
NA2	4878	3035,7		1,6		25,7
NA2		3040,2	540,8	206,3	30,6	
NA2		3040,9	559,4	74,2	25,6	
NA2		3041,5	605,2	232,2	30,7	
NA2		3041,7	401,3	421,5	30,2	
NA2		3043,5	545,2	499,7	28,6	
NA2		3044,2	231,2	311,5	29,2	
NA2		3044,8	273,6	287,6	29,3	
NA2		3045,1	310,7	299,0	28,3	
NA2		3045,5	0,1	0,1	4,2	
NA2		3045,9	330,6	428,1	28,4	
NA2		3046,2	331,7	335,3	27,1	
NA2	4885	3046,6	361,2	369,6	23,9	25,1
NA2		3046,7		320,8	28,2	
NA2		3047,2	252,8	203,4	27,4	
NA2	4886	3047,3	358,6	325,8	24,0	23,4
NA2	4887	3047,6	334,4	238,9	22,6	22,6
NA2		3047,9	179,6	156,6	25,1	
NA2		3048,3	197,7	125,1	29,8	
NA2	4888	3048,4	358,5	198,2	22,2	23,7
NA2	4889	3048,6	344,4	732,9	23,3	25,7
NA2		3048,7	187,8	149,8	26,7	
NA2		3049,2	244,4	137,2	27,1	
NA2	4890	3049,3	224,8	174,1	24,4	23,6
NA2		3049,5	251,8	272,4	28,7	
NA2	4891	3049,6	191,3	187,0	23,2	23,2

---

NA2		3050,1	202,4	218,7	26,3	
NA2	4892	3050,2	206,8	293,8	23,5	23,8
NA2		3050,7	191,1	247,3	29,7	
NA2		3051,4	200,3	170,1	27,2	
NA2	4893	3051,5	184,4	162,9	23,6	23,5
NA2		3051,9	174,7	173,9	25,7	
NA2		3052,2	163,0	140,5	28,2	
NA2	4894	3052,3	212,4	241,1	24,7	26,1
NA2		3052,8	157,0	156,3	26,8	
NA2	4895	3052,9	328,3	202,0	25,8	25,8
NA2		3053,2	180,2	198,7	28,2	
NA2	4896	3053,4	296,5	331,4	29,1	28,3
NA2		3053,7	151,1	175,2	29,8	
NA2	4897	3053,8	319,5	221,3	26,5	26,9
NA2		3054,2	201,2	232,4	28,1	
NA2	4898	3054,4	218,1	163,8	26,5	25,9
NA2		3054,7	267,8	273,5	29,0	

---

### DADOS DE LABORATÓRIO DO POÇO NA-04

Poço	Amostra	Prof. (m)	Perme. h	Perme. v	Poros. h	Poros. v
NA4		3036,7	1252,3	889,1	29,0	
NA4		3036,9	1134,1	1102,8	28,6	
NA4		3037,6	1189,6		29,0	
NA4	4889	3037,9		39,6		22,9
NA4		3038,0	1020,8	1276,0	29,0	
NA4		3038,3	971,0	1389,8	28,8	
NA4		3043,2	1656,9	2051,0	29,3	
NA4		3044,4	1455,2	1293,8	28,7	
NA4		3044,8	1629,2	527,6	29,1	
NA4		3045,1	1433,5	1975,8	29,4	
NA4		3045,4	2226,5	1927,0	29,2	
NA4		3045,7	1251,2	1320,8	28,9	
NA4		3045,9	1499,5	1448,7		
NA4		3046,2	1410,5	628,3	28,7	
NA4	4900	3046,6	78,7	77,6	26,8	24,5
NA4		3047,1	1083,3	897,8	28,9	
NA4		3047,4	982,8	1188,5	27,5	
NA4	4901	3048,4	76,6	70,4	24,2	24,8
NA4	4902	3048,8	0,8	0,7	9,7	10,1
NA4	4903	3049,1	462,8	264,7	24,3	23,8
NA4	4904	3050,4	585,6	635,5	26,5	28,6
NA4	4905	3051,2	950,2	882,3	30,3	31,1
NA4	4906	3052,1	400,1	480,6	24,1	24,2
NA4	4907	3053,2	1003,9	877,9	29,3	27,0
NA4	4923	3056,8	360,6	82,5	24,6	21,6
NA4	4924	3061,0	65,4	26,8	19,0	18,7
NA4	4925	3062,8	202,7	175,9	20,9	21,4
NA4	4926	3063,1	147,2	168,5	18,9	22,1
NA4		3086,8	1321,2	655,8		
NA4		3087,5	246,2	451,0		

NA4	4927	3087,6	605,9	425,6	27,9	27,6
NA4		3087,8	644,1	594,7	30,8	
NA4		3088,0	686,7	435,8	30,9	
NA4		3088,4	569,6	869,9		
NA4	4928	3088,5	410,5	499,2	28,1	28,8
NA4		3089,0	759,4	605,7	28,4	
NA4		3089,3	0,1	0,1	3,7	
NA4	4929	3089,8	581,4	482,8	26,4	26,6
NA4		3090,0	449,9	0,1	27,5	
NA4		3090,3	356,5	457,4	27,1	
NA4	4930	3090,4	433,7	371,3	25,5	25,6
NA4		3090,6	426,8	355,5	27,6	
NA4	4931	3090,7	375,0	446,7	25,3	25,4
NA4		3091,0	380,8	385,4	27,3	27,3
NA4		3091,3	396,0	511,2	27,5	
NA4	4932	3091,4	567,0	457,5	25,8	25,2
NA4	4933	3091,6	499,3	352,0	24,9	25,5
NA4		3091,7	447,2	462,8	28,0	
NA4		3092,0	265,1	340,8	27,2	
NA4		3092,3	233,1	439,6	27,0	
NA4		3093,0	451,7	244,8	26,8	
NA4		3093,6	402,3	220,7	27,6	
NA4	4934	3093,7	413,1	508,3	25,2	24,8
NA4		3094,3	112,3	298,2	28,2	
NA4		3094,9	438,8	775,7	28,2	
NA4		3095,0	326,9		18,5	
NA4		3095,3	712,3	0,1	29,0	
NA4		3096,7	1152,8	877,1	29,4	
NA4		3097,0	554,1	407,2	30,5	
NA4		3097,4	597,5	570,8	28,8	
NA4		3097,7	451,8	456,9	28,8	
NA4	4935	3097,8	446,6	388,8	25,8	25,7

NA4		3098,7	536,7	220,1	28,6	
NA4	4936	3098,8	852,3	306,1	28,3	27,1
NA4		3099,0	1244,8	42,9		
NA4		3099,4	19,8	1,3	12,6	
NA4	4937	3099,5	872,1	670,9	28,4	27,7
NA4		3099,7	0,1	0,1	4,8	
NA4		3100,0	0,1	0,1	4,1	
NA4		3100,2	255,1		19,7	
NA4		3100,7	690,4	360,6	27,0	
NA4	4938	3100,8		325,1		23,8
NA4		3101,1	274,7	345,1	23,5	
NA4		3101,4	231,1		22,4	
NA4	4939	3101,7	0,2	2,1	3,8	8,8
NA4	4940	3103,5	16,7	14,9	24,2	26,4
NA4		3103,7	560,0	663,1	27,2	
NA4		3104,0	356,8	646,6	26,9	
NA4	4941	3104,6	16,4	12,7	23,2	24,3
NA4		3104,7	502,0	883,8	26,6	
NA4		3105,0	361,4	660,5	24,2	
NA4		3105,6	518,5	41,6	29,9	
NA4	4942	3105,8	22,5	18,5	25,8	26,4
NA4		3105,9	61,2	0,7	15,2	
NA4		3106,2	783,6		30,6	
NA4	4943	3106,3	36,0	30,8	25,6	
NA4		3106,5	916,5	793,8	28,6	
NA4		3106,8	830,6	1062,9	30,6	
NA4	4944	3107,0	172,4	63,9	31,4	30,7
NA4		3107,2	0,3	0,1	5,7	
NA4		3017,7	807,8	807,8	30,3	
NA4		3108,8	0,1	0,1	4,6	
NA4	4945	3108,9	189,7	181,2	26,6	26,4
NA4	4946	3109,3	206,1	185,7	26,6	27,0

---

NA4		3109,4	1024,0	896,2	28,1	
NA4	4947	3109,5	195,8	205,5	23,0	24,1
NA4		3109,8	1065,0	641,7	29,0	
NA4		3110,4	985,9		27,4	
NA4	4948	3111,0	327,4	180,1	24,1	19,5
NA4		3111,1	961,5		25,5	
NA4		3111,5	0,1	0,1	6,0	
NA4	4949	3111,6		362,9		23,2
NA4		3111,8	6,8	34,7	12,5	
NA4	4950	3112,6	348,4	360,1	24,7	25,3
NA4		3112,7	1036,7	1050,9	29,1	
NA4	4951	3113,1	428,6	355,5	26,6	26,4
NA4		3113,3	1088,1	842,1	24,4	
NA4	4952	3114,1	461,5	453,8	26,1	24,7
NA4		3115,1	328,5		17,0	

---



---

**DADOS DE LABORATÓRIO DO POÇO NA-11**

Poço	Amostra	Prof. (m)	Perme. h	Perme. v	Poros. h	Poros. v
NA11A	3012	3044,8	0,1		7,2	
NA11A	3013	3061,8	0,1		7,6	
NA11A	3014	3063,4	0,1		9,4	
NA11A	3015	3115,7	0,1		0,4	
NA11A	2436	3117,4	0,1	0,1	4,6	4,4
NA11A	2437	3117,6	3,9	4,9	14,5	14,9
NA11A	2438	3117,9	0,4	0,2	7,8	7,8
NA11A	2439	3118,3	2,9	3,1	12,0	12,8
NA11A	2440	3118,7	0,4	0,4	5,6	5,7
NA11A	2441	3120,0	0,5	0,4	7,4	7,5
NA11A	2442	3120,4	0,4	0,4	7,1	6,8
NA11A	2443	3120,8	0,6	0,5	7,9	8,6
NA11A	2444	3121,6	6,8	0,1	8,1	2,1
NA11A	2445	3122,4	1,3	36,0	10,1	19,4
NA11A	2446	3122,8	0,2	30,0	5,1	22,2
NA11A	2447	3123,6	1,7	4,0	9,5	15,9
NA11A	2448	3123,9	0,2	0,2	4,4	3,9
NA11A	2449	3124,6	138,0	127,0	23,2	23,2
NA11A	2450	3124,9	1,4	13,9	9,0	17,0
NA11A	2451	3125,9	450,0	2,0	23,8	11,6
NA11A	2452	3126,6	0,2	0,1	3,6	3,0
NA11A	2453	3126,9	0,5	0,7	7,0	8,3
NA11A	2454	3127,7	0,3	0,4	5,1	7,7
NA11A	2621	3129,8	118,0	480,0	22,3	26,2
NA11A	2622	3130,2	142,0	187,0	23,7	24,5

NA11A	2623	3130,8	570,0	780,0	26,7	27,3
NA11A	2624	3131,1	200,0	57,0	24,0	21,1
NA11A	2625	3131,4	93,0	61,0	22,3	20,6
NA11A	2626	3131,8	0,2	1,3	5,0	17,0
NA11A	2627	3132,2	270,0	300,0	25,6	25,5
NA11A	2628	3133,8	1,9	1,9	9,1	12,2
NA11A	3106	3134,4	0,1		8,7	
NA11A	2629	3134,5	1,4	1,5	11,7	12,6
NA11A	2630	3134,9	0,1	0,1	2,8	3,3
NA11A	2631	3138,4	0,1	0,1	5,4	5,0
NA11A	2632	3144,2	0,1	0,1	5,1	5,1
NA11A	2633	3144,9	0,1	0,1	3,2	3,5
NA11A	2634	3145,3	0,1	0,1	3,4	3,5
NA11A	2636	3147,7	0,1	0,1	3,1	2,6
NA11A	2637	3148,9	0,1	0,1	3,8	1,9
NA11A	2638	3150,3	0,1	0,1	4,6	5,1
NA11A	2639	3153,1	0,1	0,1	4,8	5,0
NA11A	2640	3153,7	0,1	0,1	3,7	4,0
NA11A		3158,00	0,10	0,10	6,20	4,30
NA11A		3162,30	0,10	0,10	7,30	8,70
NA11A		3164,90	0,10	0,10	4,70	5,50
NA11A		3167,90	0,10	0,10	2,50	5,10
NA11A		3168,90	0,10	0,10	4,10	4,10
NA11A		3171,30	0,10	0,10	4,90	5,40
NA11A		317,38	0,10	0,10	8,70	9,70
NA11A		3176,50	0,10	0,10	14,00	12,10
NA11A		3178,00	0,10	0,10	5,00	6,20

---

NA11A		3179,90	0,10	0,10	9,30	8,50
NA11A		3181,40	0,10	0,40	6,90	8,50
NA11A		3182,50	1,00	0,40	14,30	10,80
NA11A		3183,90	0,20	0,10	12,50	12,20

---

**DADOS DE LABORATÓRIO DO POÇO NA-12**

Poço	Amostra	Prof. (m)	Perme. h	Perme. v	Poros. h	Poros. v
NA12	2889	3001,10		600,00		28,00
NA12	2891	3002,20	3,80	1,70	35,40	34,10
NA12	2982	3011,30	0,10	0,10	3,40	3,70
NA12	2983	3011,90	880,00	1060,00	26,80	27,20
NA12	2990	3014,80	1770,00	1230,00	27,80	27,00
NA12	2991	3015,60	6,50	0,10	14,70	15,00
NA12	2992	3015,90	162,00	1,40	24,70	25,10
NA12	2993	3016,20	7,00	0,20	17,60	16,30
NA12	2994	3016,60	0,10	0,10	4,30	5,70
NA12	2995	3017,30	2000,00	1490,00	28,70	29,10
NA12	2996	3018,20	1520,00	1200,00	28,30	27,10
NA12	2997	3018,60	0,20	0,10	14,80	14,80
NA12	2998	3019,40	1830,00	1180,00	27,80	28,20
NA12	2999	3019,80	1210,00	750,00	25,30	24,40
NA12	3000	3020,40	540,00	11,50	25,20	25,40
NA12	3001	3021,60	16,20	0,20	20,70	22,20
NA12	3002	3022,00	14,90	3,00	17,80	23,00
NA12	3003	3022,50	10,00	1,80	13,80	18,70
NA12	3004	3022,90	220,00	420,00	21,40	23,10
NA12	3005	3023,30	9,40	0,40	21,70	25,60
NA12	3006	3023,80	510,00	0,30	27,00	21,90
NA12	3007	3024,10	78,00	12,60	22,40	22,90
NA12	3008	3025,10	3,40	0,10	2,90	1,30
NA12	3009	3025,60		16,30		23,00
NA12	3010	3026,20	200,00	65,00	26,00	26,60
NA12	3011	3027,80	630,00	200,00	27,40	27,80
NA12	3017	3028,40	1400,00	540,00	27,60	25,50
NA12	3018	3030,30	40,00	11,50	20,60	18,20
NA12	3019	3030,60	480,00	1040,00	24,10	26,30
NA12	3020	3031,40	186,00		16,70	

NA12	3021	3034,20	190,00	0,10	20,50	25,60
NA12	3022	3035,80	15,70	1,70	13,00	12,40
NA12	3023	3036,40	24,00	27,00	16,30	18,10
NA12	3024	3036,80	33,00	39,00	18,20	19,70
NA12	3025	3037,20	0,60	0,20	13,60	14,30
NA12	3026	3038,10	17,90	58,00	17,00	16,10
NA12	3027	3038,90	7,90	0,20	11,60	11,10
NA12	3028	3048,20	700,00	570,00	24,90	23,10
NA12	3029	3048,40	1360,00	2100,00	27,30	27,40
NA12	3030	3050,10	1930,00	790,00	27,10	27,20
NA12	3032	3053,80	1640,00	1320,00	26,00	26,80
NA12	3033	3056,50	810,00	1120,00	27,20	26,90
NA12	3034	3056,70	350,00	440,00	28,10	29,10
NA12	3035	3057,10	470,00		27,30	
NA12	3036	3061,30	610,00	580,00	30,30	30,00
NA12	3037	3061,90	1130,00	900,00	30,00	24,60
NA12	3038	3064,70	3,50	0,10	5,00	1,50
NA12	3039	3066,30	2100,00	900,00	29,80	30,60
NA12	3040	3067,50	640,00	510,00	27,10	26,10
NA12	3041	3067,80	620,00	590,00	26,80	26,90
NA12	3042	3068,10	520,00	620,00	26,50	26,10
NA12	3043	3068,40	450,00	560,00	25,20	25,70
NA12	3044	3069,50	1000,00	690,00	26,40	26,70
NA12	3045	3069,80	870,00	490,00	25,70	25,10
NA12	3046	3070,30	290,00	460,00	24,70	25,40
NA12	3047	3070,70	210,00	155,00	24,10	23,90
NA12	3048	3071,00	220,00	165,00	24,10	23,70
NA12	3049	3071,30	230,00	172,00	23,40	24,30
NA12	3050	3072,50	330,00	290,00	25,00	24,90
NA12	3051	3072,80	380,00	150,00	24,90	24,90
NA12	3052	3073,20	240,00	163,00	25,10	25,70
NA12	3053	3073,60	210,00	150,00	25,20	24,90

NA12	3054	3073,90	290,00	210,00	26,30	25,80
NA12	3055	3074,30	240,00	171,00	25,60	25,90
NA12	3056	3075,60	290,00	150,00	26,40	25,80
NA12	3057	3075,90	280,00	270,00	26,20	26,80
NA12	3058	3076,10	800,00	910,00	27,10	26,70
NA12	3059	3076,40	340,00	270,00	26,70	26,70
NA12	3060	3076,70	530,00	630,00	26,60	26,40
NA12	3061	3078,40	1110,00	500,00	26,60	27,00
NA12	3062	3078,90	1000,00	990,00	27,10	27,00
NA12	3063	3079,40	1270,00		27,40	
NA12	3064	3079,80	500,00	510,00	24,20	24,40
NA12	3065	3083,90	30,00	1,70	21,10	22,20
NA12	3066	3087,40	820,00	760,00	21,60	22,60
NA12	3067	3089,20	1070,00	790,00	29,80	29,60
NA12	3068	3089,50	490,00	164,00	24,50	22,10
NA12	3069	3090,40	0,10	0,10	0,70	1,40
NA12	3070	3102,30	2900,00	2500,00	27,80	29,20
NA12	3071	3102,60	1420,00		26,50	0,00
NA12	3072	3103,40	1260,00	560,00	27,90	25,00
NA12	3073	3103,80	600,00	0,10	28,20	18,70
NA12	3074	3113,10	8,00	0,10	14,50	12,10
NA12	3075	3113,40	1080,00	1530,00	22,40	22,80
NA12	3077	3115,20	1180,00	1440,00	27,20	27,70
NA12	3078	3115,80	920,00		28,40	
NA12	3079	3116,10		400,00		30,20
NA12	3080	3116,60	960,00	510,00	24,60	24,90
NA12	3081	3117,40	1210,00	380,00	26,50	22,60
NA12	3082	3117,80	0,10	0,10	1,80	2,50
NA12	591	3123,20	500,00		33,40	
NA12	593	3128,20	460,00		30,70	
NA12	594	3128,60	0,16		6,80	
NA12	595	3129,10	0,11		4,60	

---

NA12	596	3130,10		0,80	0,00	7,70
NA12	597	3130,50	0,70		7,50	

### DADOS DE LABORATÓRIO DO POÇO NA-22

Poço	Amostra	Prof. (m)	Perme. h	Perme. v	Poros. h	Poros. v
NA22	3178,10	3179,10	289,00		19,9	
NA22	3178,40	3179,40	646,70		22,6	
NA22	3178,80	3179,80	101,00	112,6	16,2	26,8
NA22	3179,30	3180,30	93,80		21,8	
NA22	3179,60	3180,60	850,00		26,4	
NA22	3179,90	3180,90	657,60	583,0	26,2	26,5
NA22	3180,30	3181,30	171,00		24,3	
NA22	3180,60	3181,60	248,00		24,9	
NA22	3180,90	3181,90	443,60	181,5	25,8	24,7
NA22	3181,30	3182,30	384,20		25,8	
NA22	3182,10	3183,10	253,70		24,7	
NA22	3182,40	3183,40	301,70		23,8	
NA22	3183,20	3184,20		3,5		14,3
NA22	3183,60	3184,60	79,30		16,9	
NA22	3184,30	3185,30	3,80		10,5	
NA22	3187,40	3188,40	1443,40		26,9	
NA22	3187,70	3188,70	1781,40		26,7	
NA22	3188,20	3189,20	1072,60		26,2	
NA22	3188,60	3189,60	27,30		16,2	
NA22	3189,10	3190,10	116,60		12,4	
NA22	3191,30	3192,50	84,80		19,7	
NA22	3191,90	3193,10	117,50		21,7	
NA22	3192,10	3193,30	10,40	3,5	16,3	16,2
NA22	3196,10	3194,90	168,10		19,3	
NA22	3197,90	3196,70	24,60		18,0	
NA22	3198,40	3197,20	476,50		23,4	
NA22	3198,70	3197,50	30,90		17,1	
NA22	3201,10	3206,92	11,90		21,4	
NA22	3201,60	3207,42	608,30		27,1	
NA22	3201,90	3207,72		379,8		26,1
NA22	3202,20	3208,02	841,30		26,1	
NA22	3203,20	3209,02	0,20	0,1	11,9	12,5
NA22	3203,50	3209,32	16,10		17,7	



---

NA22	3204,90	3210,72		1027,9		28,2
NA22	3205,40	3211,22	2,20		13,0	
NA22	3208,10	3213,92	646,40		27,4	
NA22	3211,10	3216,92	544,60	1053,4	26,8	28,7
NA22	3211,30	3217,12	33,50		21,1	
NA22	3212,60	3218,42	40,50	44,0	20,9	21,1
NA22	3212,90	3218,72	20,30		18,7	
NA22	3213,30	3219,12	65,20		21,7	
NA22	3213,60	3219,42	5,60	0,2	15,5	11,5
NA22	3216,70	3222,52	30,80		17,8	
NA22	3222,70	3228,52	5,70		11,6	
NA22	3229,30	3242,30	388,60		24,2	

### DADOS DE LABORATÓRIO DO POÇO NA-44

Poço	Amostra	Prof. (m)	Perme. h	Perme. v	Poros. h	Poros. v
NA44D	2450	3289,0	1308,9		29,9	
NA44D	2451	3289,3	1373,1		29,7	
NA44D	2452	3289,5	1940,8		29,5	
NA44D	2453	3289,9	1069,7	79,8	29,5	29,9
NA44D	2454	3290,4	0,1		0,7	
NA44D	2455	3292,6	0,1		2,7	
NA44D	2456	3292,9	0,9	0,1	8,2	2,9
NA44D	2457	3293,3	289,1		23,2	
NA44D	2458	3293,7	169,8		20,1	
NA44D	2459	3294,0	354,9	1,0	25,1	19,2
NA44D	2460	3294,3	1,6		16,6	
NA44D	2461	3294,7	1656,7		28,2	
NA44D	2462	3294,9	126,5	39,9	17,9	15,2
NA44D	2463	3295,3	132,5		17,9	
NA44D	2464	3295,6	256,0		20,3	
NA44D	2465	3295,9	1400,6	1343,2	26,1	26,3
NA44D	2466	3296,2	1269,9		27,3	
NA44D	2467	3296,5	1437,1		25,9	
NA44D	2468	3296,8	1597,0	150,5	26,1	24,7
NA44D	2469	3297,2	426,8		21,3	
NA44D	2470	3297,5	1011,1		24,3	
NA44D	2471	3297,8	1923,2	1680,9	26,1	26,3
NA44D	2472	3298,1	1350,6		27,6	
NA44D	2473	3298,4	958,5		23,4	
NA44D	2474	3298,7	890,9	822,8	22,3	21,9
NA44D	2475	3299,1	46,7		14,0	
NA44D	2476	3299,6	0,6		6,8	
NA44D	2477	3299,9	951,4	956,9	25,1	25,8
NA44D	2478	3300,0	819,7		26,7	
NA44D	2479	3300,2	1412,6		26,1	
NA44D	2480	3300,8	2245,4	1813,0	28,9	28,5

NA44D	2481	3301,1	1397,1		25,8	
NA44D	2482	3301,6	1323,0		26,6	
NA44D	2483	3301,9	737,6		23,7	
NA44D	2484	3302,3	768,4		25,4	
NA44D	2485	3302,6	1985,1		27,8	
5	2486	3302,9	1086,2	1030,8	25,4	25,4
NA44D	2487	3304,0	0,1		2,8	
NA44D	2488	3304,6	1442,8		27,7	
NA44D	2489	3305,0	1456,6	624,2	29,8	28,8
NA44D	2490	3305,6	837,3		27,8	
NA44D	2491	3305,9	63,2		27,1	
NA44D	2492	3306,4	1796,2	1152,3	30,6	30,6
NA44D	2493	3307,1	2201,9		28,9	
NA44D	2494	3307,7	667,1		23,0	
NA44D	2495	3308,0	932,2		23,4	
NA440	2496	3308,3	243,3		19,5	
NA44D	2497	3308,6	1,6		8,5	
NA440	2498	3308,8	0,8	0,3	7,0	5,6
NA44D	2499	3309,2	0,7		7,4	
NA44D	2500	3309,6	206,4		14,1	

---

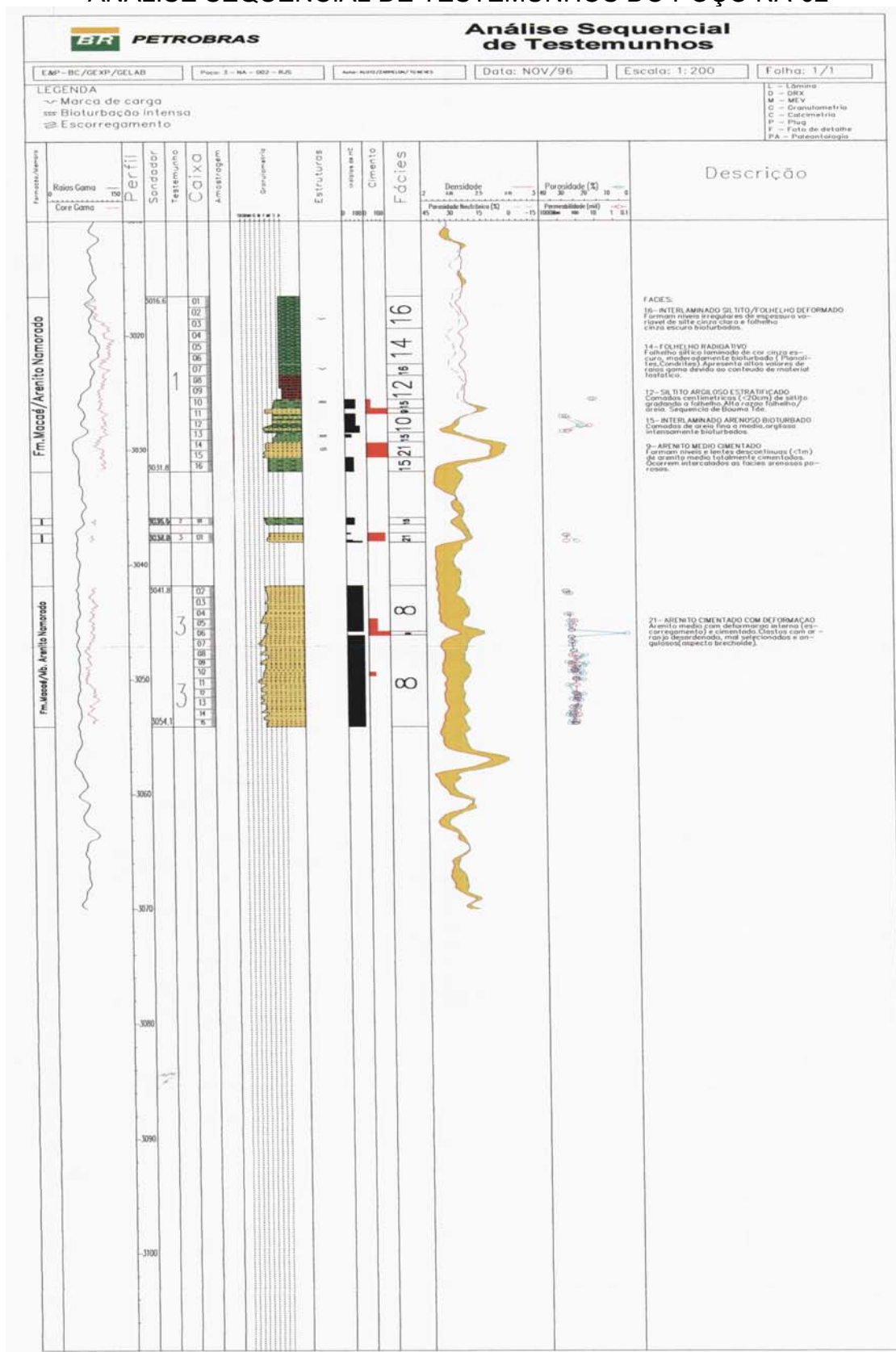
**DADOS DE LABORATÓRIO DO POÇO NA-234**

Poço	Amostra	Prof. (m)	Perme. h	Perme. v	Poros. h	Poros. v
RJS234	3225,1	3222,1	0,1	0,1	0,9	1,0
RJS234	3226,6	3223,6	67,4	3,1	15,5	8,7
RJS234	3227,5	3224,5	964,3	663,6	27,2	27,2
RJS234	3227,8	3224,8	244,5	243,6	19,1	21,9
RJS234	3228,0	3225,0	83,6	65,0	13,2	16,4
RJ3234	3231,0	3228,0	276,2	13,1	19,1	14,8
RJ3234	3231,5	3228,5	0,1	0,1	3,4	2,5
RJS234	3232,4	3229,4	82,2	266,6	19,9	27,1
RJS234	3233,2	3230,7	127,0	139,2	24,3	26,2
RJS234	3233,5	3231,0	405,5	462,2	27,1	27,6
RJS234	3233,8	3231,3		5,5		18,4
RJS234	3234,1	3231,6		240,3		25,6
RJS234	3234,8	3232,3	304,2	74,5	28,2	25,1
R3S234	3236,4	3233,9	118,9	597,4	27,7	26,9
RJS234	3237,5	3235,0	1,6	1,1	17,2	15,6
RJS234	3237,9	3235,4	279,5	11,6	24,6	21,3
RJS234	3238,4	3235,9	0,4	0,4	16,1	16,7

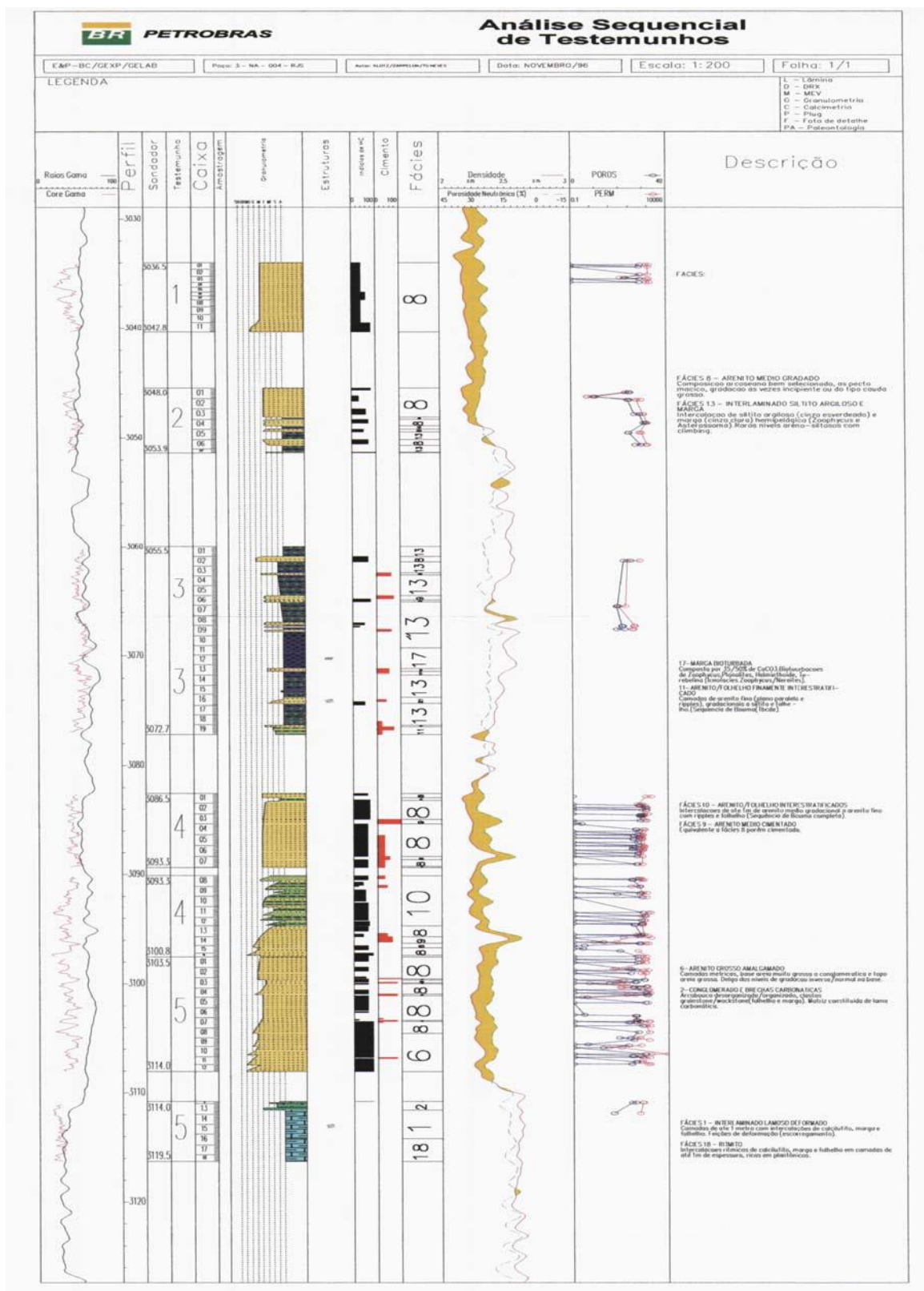
## **ANEXO II**

### **ANÁLISE SEQÜENCIAL DE TESTEMUNHO**

# ANÁLISE SEQUENCIAL DE TESTEMUNHOS DO POÇO NA-02



# ANÁLISE SEQUENCIAL DE TESTEMUNHOS DO POÇO NA-04

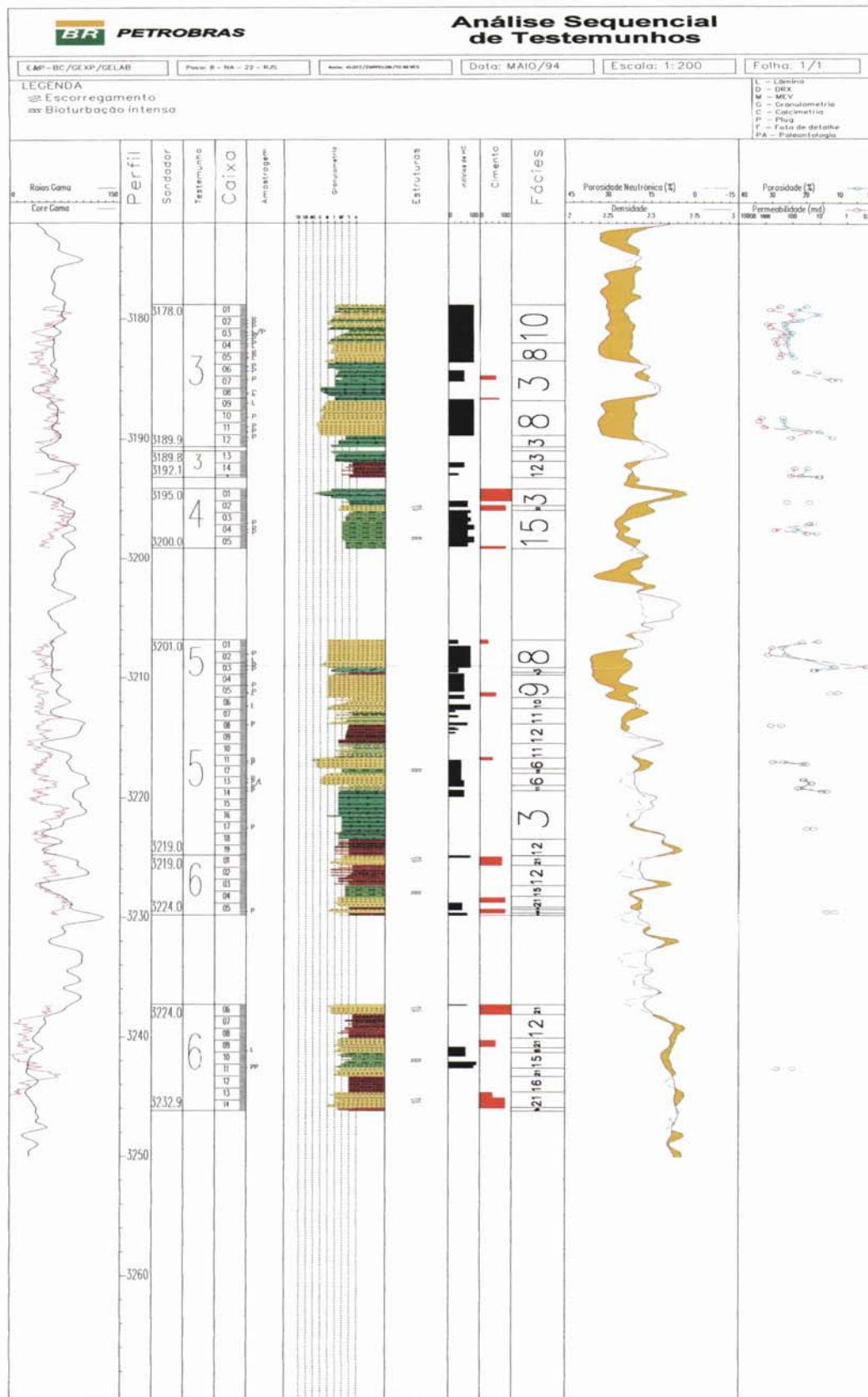


[illegible]

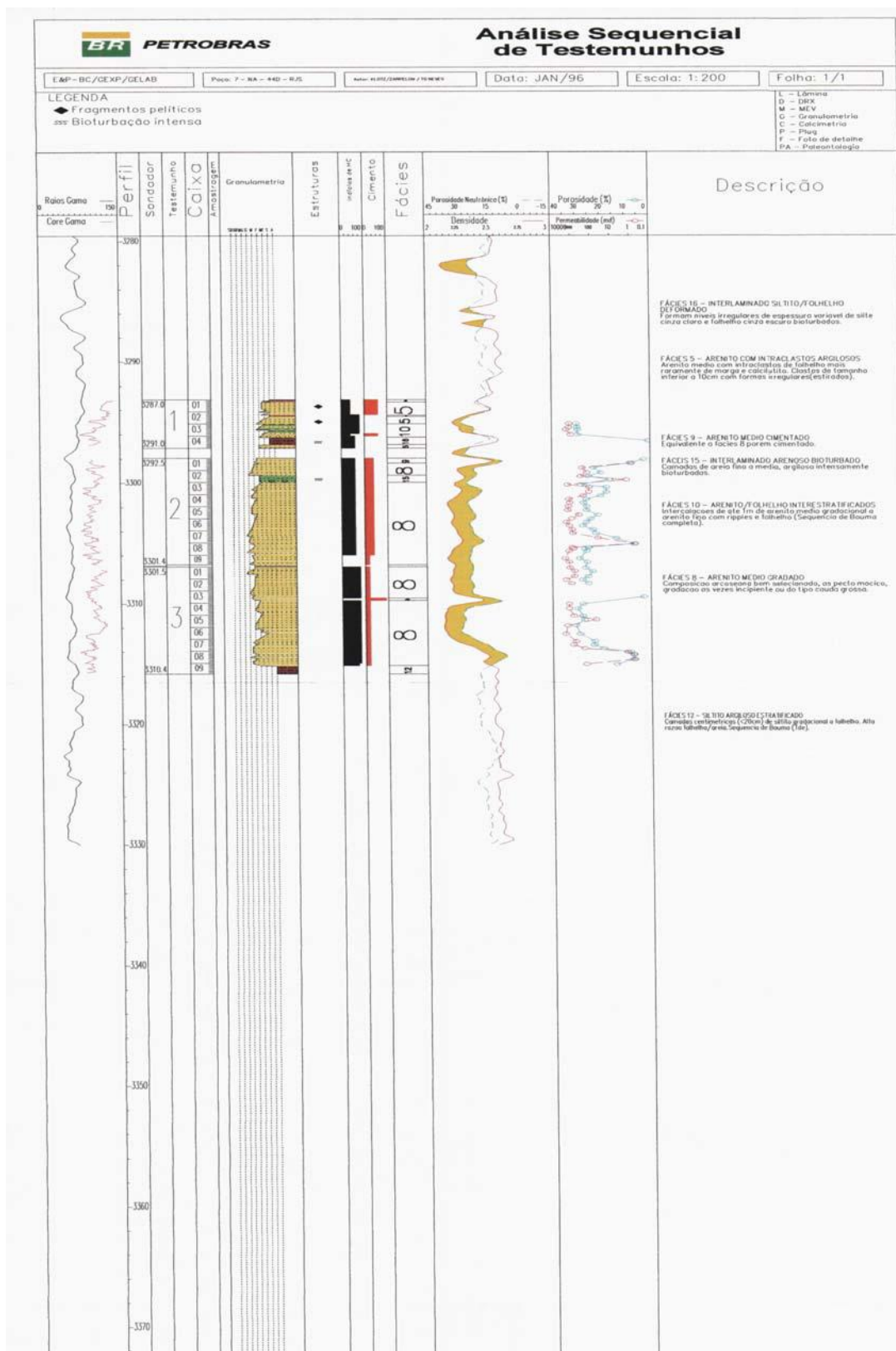




# ANÁLISE SEQUENCIAL DE TESTEMUNHOS DO POÇO NA-22



# ANÁLISE SEQUENCIAL DE TESTEMUNHOS DO POÇO NA-44



**PTROBRAS**

**Análise Sequencial de Testemunhos**

EMP - BC/GXP/OLAB      Projeto: 4 - RJ3 - 234      Autor: RTLLA/TFNEWS      Data: JUNHO/2000      Escala: 1:200      Folha: 1/1

**LEGENDA**

pt Planalites  
c Bioturbação fraca  
M Maciço  
B Bioturbação intensa

zo Zoophicos  
B Bioturbação moderada  
as Asterossoma  
C Concreção pirítica  
he Helminthopsis

op Ophiomorpha  
ch Chondrites  
~ Marca de carga

1 - Escudo  
2 - OPA  
3 - Ophiomorpha  
4 - Chondrites  
5 - Planalites  
6 - Bioturbação  
7 - Concreção  
8 - Helminthopsis

**Descrição**

FACIES 3 - DIAMETRITO  
FACIES 7 - ARENITO MÉDIO / FINO LAMINADO  
FACIES 8 - ARENITO MÉDIO GRAZADO OU MACIÇO  
FACIES 9 - ARENITO MÉDIO CIMENTADO  
FACIES 10 - ARENITO LAMINADO SILTITO / FOLHELHO COM  
FACIES 18 - RETRITO  
FACIES 19 - FOLHELHO SILTITO COM NÍVEL DE MARGA  
FACIES 20 - ARENITO MÉDIO / FINO LAMINADO  
FACIES 21 - ARENITO MÉDIO GRAZADO SILTITO / FOLHELHO  
FACIES 22 - ARENITO MÉDIO GRAZADO SILTITO / FOLHELHO  
FACIES 23 - ARENITO MÉDIO GRAZADO SILTITO / FOLHELHO  
FACIES 24 - ARENITO MÉDIO GRAZADO SILTITO / FOLHELHO  
FACIES 25 - MARGA Bioturbação  
FACIES 26 - FOLHELHO CARBONOSO  
FACIES 27 - ARENITO MACIÇO MUITO FINO  
FACIES 28 - SILTITO ARENITO - ARENOSO  
FACIES 29 - INTERLAMINADO SILTITO / FOLHELHO