



UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE

PROJETO FINAL II
PATRÍCIA BAYÃO DE CARVALHO

***CARACTERIZAÇÃO PETROFÍSICA DO CAMPO DE NAMORADO A
PARTIR DE PERFIS DE POÇO***

NITERÓI
Janeiro 2014

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA E GEOFÍSICA

PATRÍCIA BAYÃO DE CARVALHO

CARACTERIZAÇÃO PETROFÍSICA DO CAMPO DE NAMORADO A PARTIR DE
PERFIS DE POÇO

Trabalho de conclusão de curso submetido
ao programa de graduação em Geofísica da
Universidade Federal Fluminense, como
requisito para a obtenção do título de
Bacharel em Geofísica.

Orientador:

ADALBERTO DA SILVA

Co-orientador:

EDUARDO BARRETO OLIVEIRA

NITERÓI

2014

Trabalho referente à disciplina de Projeto Final II do 10º período do Curso de Geofísica da Universidade Federal Fluminense, sob o título “CARACTERIZAÇÃO PETROFÍSICA DO CAMPO DE NAMORADO A PARTIR DE PERFIS DE POÇO”, defendido por Patrícia Bayão de Carvalho em Dezembro de 2013 e aprovado pela Banca Examinadora:

Adalberto da Silva, D. Sc.
Universidade Federal Fluminense - Lagemar

Eduardo Barreto Oliveira, M. Sc.
PETROBRAS

Paulo Buarque de Macedo Guimarães, M.Sc.
Universidade Federal Fluminense - Lagemar

NITERÓI
2014

Sumário

Resumo	i
Lista de Figuras	ii
Introdução e objetivos	12
1- Metodologia	13
2- Área de estudo	15
2.1- Bacia de Campos	15
2.2 - Campo de Namorado	18
2.3 – Histórico do Campo de Namorado	20
3- Propriedades petrofísicas	22
3.1 – Porosidade	22
3.2 – Permeabilidade	23
3.3 – Resistividade	23
3.4 – Volume de argila	24
3.5 – Saturação de água	25
4- Perfis geofísicos	26
4.1 – Cáliper (Cal)	26
4.2 – Raios Gama (GR)	27
4.3 – Resistividade (ILD e Sn)	28
4.4 – Densidade (RHOB)	29
4.5 – Porosidade Neutrônica (NPHI)	29
4.6 – Sônico (DT)	30
5- Desenvolvimento e parâmetros	31
5.1 – <i>Quick Look</i> , Zoneamento e Controle de qualidade dos perfis	31
5.2 – <i>Crossplots</i> e identificação de litologia	34
5.3 – Cálculo do Volume de argila	36
5.4 – Cálculo da Porosidade	39
5.5 – Cálculo da Saturação de Água e Porosidade Efetiva	41
5.6– Comparação com as amostras pontuais de laboratório	44
5.7 – Permeabilidade	45
5.8 – Totalização dos resultados	47
6- Conclusões	49
7- Anexos	50

7.1 – Poço NA_02	50
7.2 – Poço NA_04	52
7.3 – Poço NA_07	54
7.4 – Poço NA_11A	56
8- Bibliografia	58

CARACTERIZAÇÃO PETROFÍSICA DO CAMPO DE NAMORADO A PARTIR DE PERFIS DE POÇO

RESUMO

A melhor forma de conhecer uma formação em subsuperfície e diminuir as incertezas em relação às suas características é fazer uso de métodos que forneçam grande quantidade de informação. A perfilagem de poços, corriqueira e imprescindível, normalmente feita no início dos estudos de um poço, aliada a realização de testes de formação, garante uma boa apresentação das formações.

O presente trabalho se baseia no uso das medidas feitas neste procedimento, os perfis geofísicos (*logs*), acrescidos de medidas de laboratório para caracterização petrofísica do Campo de Namorado na Bacia de Campos.

A primeira parte deste trabalho consiste em fundamentação teórica para pleno entendimento das técnicas da perfilagem de poço. Ressaltando as particularidades do Campo de Namorado, como a formação do reservatório relacionada à deposição de leques turbidíticos e presença de arenito arcoseano, no início desta dissertação encontra-se uma breve descrição da geologia regional.

Na sequência do seu conteúdo, estão definições de propriedades petrofísicas, sendo estas: porosidade, permeabilidade, resistividade, volume de argila e saturação de água. Além destas definições básicas, está contida também uma explanação sobre a resposta das ferramentas diante das formações, a leitura e interpretação dos *logs* utilizados: cáliber, raios gama, resistividade, densidade, porosidade neutrônica e sônico.

A continuação do trabalho incide na aplicação das técnicas de perfilagem nos dados reais do Campo de Namorado, com uso do software Interactive Petrophysics®. Após análise de *crossplots* para interpretação qualitativa de zonas previamente delimitadas, serão feitos então os cálculos das propriedades petrofísicas citadas acima com base nos dados extraídos dos *logs* de poço. Em seguida os dados obtidos serão confrontados com valores reais de amostras dos laboratórios da Petrobras.

O fim deste trabalho está no ponto em que for possível discernir perfeitamente os reservatórios e suas delimitações, assim como os outros elementos do sistema petrolífero e suas características, como litologia e qualidade.

Palavras-chave: Perfilagem geofísica, Propriedades petrofísicas, Reservatório, Campo de Namorado

Lista de Figuras

- Figura 1: Mapa do Campo de Namorado com a localização dos poços utilizados neste trabalho (Modificado de Vidal *et al.*, 2007)._____13
- Figura 2: Mapa de localização da Bacia de Campos, com indicação dos seus limites norte e sul (Rangel e Martins, 1998)._____15
- Figura 3: Carta estratigráfica da Bacia de Campos (Winter *et al.*, 2004) (Fonte:Petrobras)._____17
- Figura 4: Localização do Campo de Namorado no *trend* da zona de acumulações da Bacia de Campos (Modificado de Meneses e Adams, 1990)._____18
- Figura 5: Esquema de deposição dos turbiditos do Arenito Namorado (Barboza *et al.*, 2003)._____19
- Fig.6 - Gráfico indicando a parcela de contribuição dos tipos de rochas reservatório de hidrocarbonetos no Brasil (modificado de Lima, 2004). _____20
- Fig.7 – Gráfico em linha do declínio na produção anual de óleo e gás do Campo de Namorado, entre 1998 e 2013 (Fonte: ANP). _____21
- Fig.8 – Exemplo de equipamento centralizado no poço. Aumento ou diminuição no diâmetro do poço gera alterações nos perfis de equipamentos centralizados. (Modificado de Nery, 2004) _____27
- Fig.9 – No perfil do Poço NA_01A pode-se fazer uma análise preliminar para identificar eletrofácies e alguns fluidos. _____32
- Fig.10 – Exemplo de aumento do calíper devido ao desabamento do folhelho instável da zona 6 do Poço NA_04. _____34

Fig.11 – a) Perfis NPHI e RHOB associados indicam tendência de litologia: arenitos em amarelo e folhelhos em verde. b) *Crossplot* NPHI x RHOB das zonas com predominância de arenitos, com pontos na linha dos arenitos (SS) e também na linha dos carbonatos (LS) indicando presença de arenitos cimentados. c) *Crossplot* NPHI x RHOB das zonas com predominância de folhelhos, com seus pontos distribuídos entre a linha dos folhelhos (DOL) e carbonatos (LS). d) *Crossplot* NPHI x RHOB dos reservatórios, com maior parte dos seus pontos na linha dos arenitos (SS). _____35

Fig.12 – Valores de raios gama utilizados na equação. Grclean (linha dos arenitos, em vermelho) e Grclay (linha de base dos folhelhos, em verde). _____36

Fig.13 – Pontos de arenito limpo máximo e mínimo retirados dos reservatórios das zonas 3, 6 e 8; e ponto de folhelho retirado da zona 1. _____37

Fig.14 – Perfis do Poço NA_01A: *Track1*: profundidade em metros. *Track2*: zoneamento. *Track3*: curvas do VclGR e VclND. *Track4*: curva do Vcl, resultado da união entre as duas curvas VclGR e VclND. _____31

Fig.15 – Histograma das densidades de matriz aparente dos arenitos das zonas 3, 4, 6, 8, e 10, chegando a uma média de 2,67g/cm³ (Rho_{ma}). _____39

Fig.16 - Perfis atualizados com a curva do PhiDen. Deve-se desconsiderar a curva do VCLND nas zonas 11 e 12, que são carbonatos e portanto, limpos _____40

Figura 17 – *Crossplot* para seleção dos pontos de argila e argila seca para o cálculo da porosidade da argila _____41

Figura 18 – Perfis da porosidade efetiva, saturação de água e volume total de água (BWV). _____43

Figura 19 – Perfil após a adição dos pontos relativos às amostras de laboratório para efeito de comparação com as curvas feitas com equações. _____44

Figura 20 – *Crossplot* dos dados de laboratório para o cálculo da permeabilidade por regressão linear. _____45

Figura 21 – Perfil após a adição dos dados de laboratório de permeabilidade PERM e a curva resultante da regressão linear destes pontos, corrigidos nos pontos de folhelho. _____46

Figura 22 – Poço NA_01. *Track 1*: Profundidade (m). *Track 2*: Zoneamento. *Track 3*: Curvas de Raios Gama (GR), Cáliper (Cal) e Temperatura (Temp). *Track 4*: Curvas de Porosidade Neutrônica (NPHI), Densidade (RHOB) e Sônico (DT). *Track 5*: Resistividades ILD (profunda) e SN (rasa). *Track 6*: Saturação de água (SWU). *Track 7*: Curva de Porosidade Efetiva (PHIE) e Total (PHIE), Volume total de água (BVW), dados laboratoriais de porosidade em vermelho (POROS). *Track 8*: Zona com a quantidade presente de poros, argila (dispersa, laminar e estrutural) e arenito. *Track 8*: Permeabilidade (K_PHIE) calculada em função das amostras pontuais em roxo (PERM). _____47

Figura 23 – Tabela da totalização dos dados obtidos. *Gross*: Espessura total do reservatório. *Net-pay* : Soma das espessuras produtoras do reservatório. _____48

Figura 24 – Poço NA_02. *Track 1*: Profundidade (m). *Track 2*: Zoneamento. *Track 3*: Curvas de Raios Gama (GR), Cáliper (Cal) e Temperatura (Temp). *Track 4*: Curvas de Porosidade Neutrônica (NPHI), Densidade (RHOB) e Sônico (DT). *Track 5*: Resistividades ILD (profunda) e SN (rasa). *Track 6*: Saturação de água (SWU). *Track 7*: Curva de Porosidade Efetiva (PHIE) e Total (PHIE), Volume total de água (BVW), dados laboratoriais de porosidade em vermelho (POROS). *Track 8*: Zona com a quantidade presente de poros, argila (dispersa, laminar e estrutural) e arenito. *Track 8*: Permeabilidade (K_PHIE) calculada em função das amostras pontuais em roxo (PERM). _____50

Figura 25 – Tabela da totalização dos dados obtidos. *Gross*: Espessura total do reservatório. *Net-pay* : Soma das espessuras produtoras do reservatório. _____51

Figura 26 – Poço NA_04. *Track 1*: Profundidade (m). *Track 2*: Zoneamento. *Track 3*: Curvas de Raios Gama (GR), Cáliper (Cal) e Temperatura (Temp). *Track 4*: Curvas de Porosidade Neutrônica (NPHI), Densidade (RHOB) e Sônico (DT). *Track 5*: Resistividades ILD (profunda) e SN (rasa). *Track 6*: Saturação de água (SWU). *Track 7*: Curva de Porosidade Efetiva (PHIE) e Total (PHIE), Volume total de água (BVW), dados laboratoriais de porosidade em vermelho (POROS). *Track 8*: Zona com a quantidade presente de poros, argila (dispersa, laminar e estrutural) e arenito. *Track 8*: Permeabilidade (K_PHIE) calculada em função das amostras pontuais em roxo (PERM). _____52

Figura 27 – Tabela da totalização dos dados obtidos. *Gross*: Espessura total do reservatório. *Net-pay* : Soma das espessuras produtoras do reservatório. _____53

Figura 28 – Poço NA_07. *Track 1*: Profundidade (m). *Track 2*: Zoneamento. *Track 3*: Curvas de Raios Gama (GR), Cáliper (Cal) e Temperatura (Temp). *Track 4*: Curvas de Porosidade Neutrônica (NPHI), Densidade (RHOB) e Sônico (DT). *Track 5*: Resistividades ILD (profunda) e SN (rasa). *Track 6*: Saturação de água (SWU). *Track 7*: Curva de Porosidade Efetiva (PHIE) e Total (PHIE), Volume total de água (BVW), dados laboratoriais de porosidade em vermelho (POROS). *Track 8*: Zona com a quantidade presente de poros, argila (dispersa, laminar e estrutural) e arenito. *Track 8*: Permeabilidade (K_PHIE) calculada em função das amostras pontuais em roxo (PERM). _____54

Figura 29 – Tabela da totalização dos dados obtidos. *Gross*: Espessura total do reservatório. *Net-pay* : Soma das espessuras produtoras do reservatório. _____55

Figura 30 – Poço NA_11A. *Track 1*: Profundidade (m). *Track 2*: Zoneamento. *Track 3*: Curvas de Raios Gama (GR), Cáliper (Cal) e Temperatura (Temp). *Track 4*: Curvas de Porosidade Neutrônica (NPHI), Densidade (RHOB) e Sônico (DT). *Track 5*: Resistividades ILD (profunda) e SN (rasa). *Track 6*: Saturação de água (SWU). *Track 7*: Curva de Porosidade Efetiva (PHIE) e Total (PHIE), Volume total de água (BVW), dados laboratoriais de porosidade em vermelho (POROS). *Track 8*: Zona com a quantidade presente de poros, argila (dispersa, laminar e estrutural) e arenito. *Track 8*:

Permeabilidade (K_{PHIE}) calculada em função das amostras pontuais em roxo (PERM)._____56

Figura 31 – Tabela da totalização dos dados obtidos. *Gross*: Espessura total do reservatório. *Net-pay* : Soma das espessuras produtoras do reservatório._____57

Introdução e objetivos

A incerteza presente no estudo e na exploração de reservatórios exige a aplicação de diversos métodos geofísicos que se complementem no intuito de obter informações úteis para a produção.

No cenário atual, vê-se a Perfilagem Geofísica como um método trivial para o primeiro contato direto com a formação, e seu uso é considerado indispensável quase em todos os poços perfurados.

O objeto de estudo da Perfilagem Geofísica são os *logs* de poço, ou seja, perfis do registro contínuo de propriedades físicas em função da profundidade das formações de subsuperfície.

Os dados coletados por perfis elétricos são condicionados pela limitação tecnológica e por variáveis e características do próprio poço, porém, a prática de um levantamento cauteloso garante que os dados sejam da melhor qualidade possível. Assim, tendem a agregar ao conhecimento e ao poder de interpretação de um geofísico ou geólogo, juntamente com análise da sísmica, para mapear a subsuperfície e identificar as zonas com possibilidade de exploração.

A finalidade deste trabalho será a elaboração de um modelo petrofísico a partir da suíte básica de perfis elétricos para então confrontar os resultados com informações de amostras laboratoriais do Arenito Namorado, na Bacia de Campos e proporcionar uma melhor compreensão dos sistemas turbidíticos.

Para isso serão feitos cálculos para obter informações como o volume de argila, saturação de água, porosidades total e efetiva, permeabilidade, para finalmente chegar aos valores de Net Pay e Net to Gross. Também serão feitos *crossplots* para identificar litologias, fluidos e entender a saturação de água nos reservatórios.

Após a finalização do modelo petrofísico, serão introduzidos dados de amostras pontuais do reservatório Arenito Namorado para conflitar com as curvas de porosidade e permeabilidade confeccionadas no software.

Além disso será feita uma revisão bibliográfica, com intenção teórica e prática apontando utilidades, limitações e especificidades no uso de perfis elétricos e as interpretações associadas a eles.

1- Metodologia

Para a execução deste projeto, foram escolhidos dados do Campo de Namorado, na Bacia de Campos, devido ao fato de ser apontado pela ANP como um “campo escola” e ter parte dos seus dados livres para fins de pesquisa acadêmica.

Foram selecionados cinco poços verticais do Campo de Namorado: NA01A, NA02, NA04, NA07 e NA11A. A preferência pelo estudo destes justifica-se com o fato de terem todas as curvas básicas, possuírem imagens de testemunho documentadas em formato AnaSete e estarem bem distribuídos por todo o Campo de Namorado, como mostrado na Figura1, possibilitando a obtenção de informações do reservatório como um todo, e não só localmente.

Os dados utilizados consistem nas curvas de Raios Gama (GR), Resistividade (ILD e Sn), Porosidade (NPHI), Densidade (RHOB), Sônico (DT) e Cáliper no formato padrão .LAS. Além dos perfis, foram extraídos dados petrofísicos (porosidade e permeabilidade) de testemunhos em formato AnaSete.

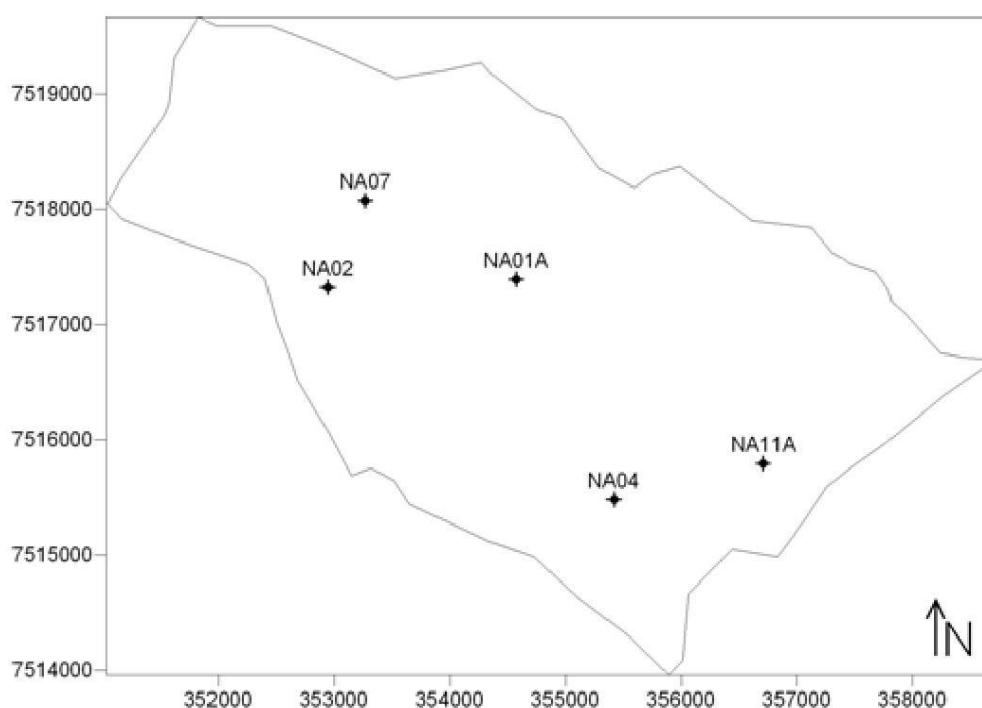


Fig.1 – Mapa do Campo de Namorado com a localização dos poços utilizados neste trabalho (Modificado de Vidal *et al.*, 2007).

Após o recebimento dos dados e o posterior carregamento destes no software Interactive Petrophysics v4.0 (Senergy Software Limited). Foi feita uma análise preliminar dos dados, observando valores extremos nas curvas e analisando a qualidade e confiabilidade dos trechos onde o perfil de cáliper indica alterações significativas. Em seguida, houve o cálculo dos parâmetros derivados das curvas primárias, como porosidade, permeabilidade, volume de argila e saturação de água. Para uma análise comparativa, os dados de laboratório com valores pontuais de porosidade e permeabilidade foram confrontados com os resultados obtidos pelos perfis. Em sua finalização, o estudo chegou aos valores finais de net/pay e net to Gross dos poços examinados.

2- Área de estudo

2.1 - Bacia de Campos

A Bacia de Campos é uma bacia sedimentar localizada no Sudeste do Brasil, na costa norte do Estado do Rio de Janeiro, estendendo-se até a parte sul do Espírito Santo (Fig.2). Possui lâmina d'água de 3000m e situa-se entre as Bacias de Santos e Espírito Santo, e tem como respectivos limites, o Alto de Cabo Frio e o Alto de Vitória (Rangel *et al.*, 1994).

A bacia é classificada como de margem continental passiva, ou divergente, e sua origem está relacionada ao rompimento do Gondwana, com conseqüente separação da placa Sul Americana da Africana, e surgimento do Oceano Atlântico.

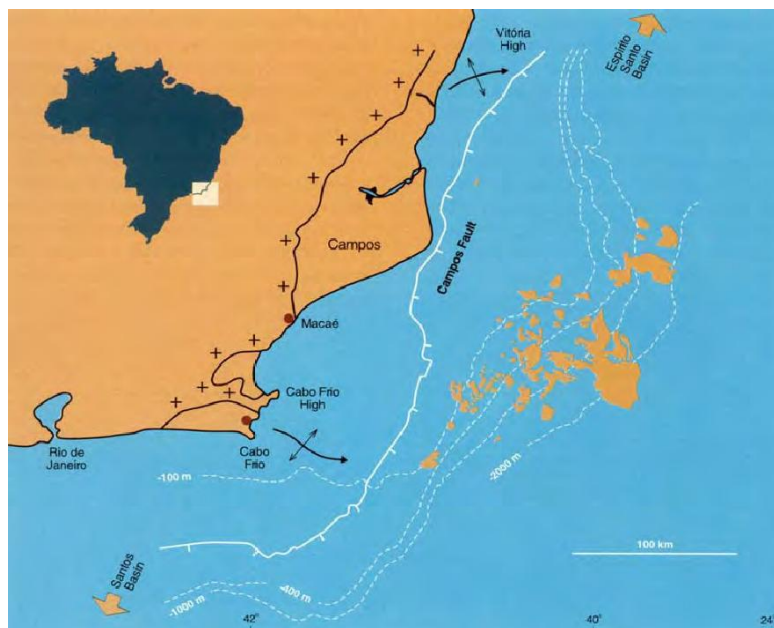


Fig.2 – Mapa de localização da Bacia de Campos, com indicação dos seus limites norte e sul (Rangel e Martins, 1998).

O assaolho do preenchimento sedimentar da Bacia de Campos tem em sua constituição basaltos do Eocretácio, resultantes de um vulcanismo máfico associado à abertura do Atlântico, correspondendo à Formação Cabiúnas (Rangel *et al.*, 1994).

Logo acima, houve a deposição de conglomerados com clastos de basalto que formam grandes leques ao longo das falhas de borda (Milani *et al.*, 2000), além de

arenitos, folhelhos, coquinas (Membro Coqueiros) e evaporitos no topo (Membro Retiro), constituindo sedimentação lacustre da Formação Lagoa Feia. O contato inferior da Formação Lagoa Feia com a Formação Cabiúnas é discordante, enquanto que o contato superior, com a Formação Macaé, é concordante. Datações por ostracodes atribuem idade Barremiana e Aptiana à Formação Lagoa Feia (Rangel *et al.*, 1994).

Sobrepostos aos evaporitos da Formação Lagoa Feia situam-se calcirruditos, calcarenitos e calcilutitos que compõe a Formação Macaé, e esta subdivide-se em três principais membros: Quissamã, Outeiro e Goitacás, que podem ser observadas na Figura 3. São atribuídas idades Albiana e Cenomaniana à Formação Macaé devido à datações bioestratigráficas feitas com base em palinórfos, foraminíferos plantônicos e nanofósseis calcários. Esta formação tem depósito predominantemente formado por leques e correntes de turbidez, representando os primeiros sedimentos fundamentalmente marinhos da Bacia de Campos.

A sucessão vertical, após limite discordante, é composta pelo Grupo Campos, depositado na fase final de subsidência térmica, e subdivide-se em duas formações. A Formação Emboré é representada por sedimentos proximais areno-conglomerático-carbonático que gradam a folhelhos nas porções mais distais (Formação Ubatuba). A Formação Ubatuba compreende milhares de metros de folhelhos e margas com intercalações de arenitos turbidíticos (Membro Carapebus) resultantes da atuação de correntes de turbidez em ambiente de talude e bacia, do Turoniano ao Holoceno (Milani *et al.* 2000).

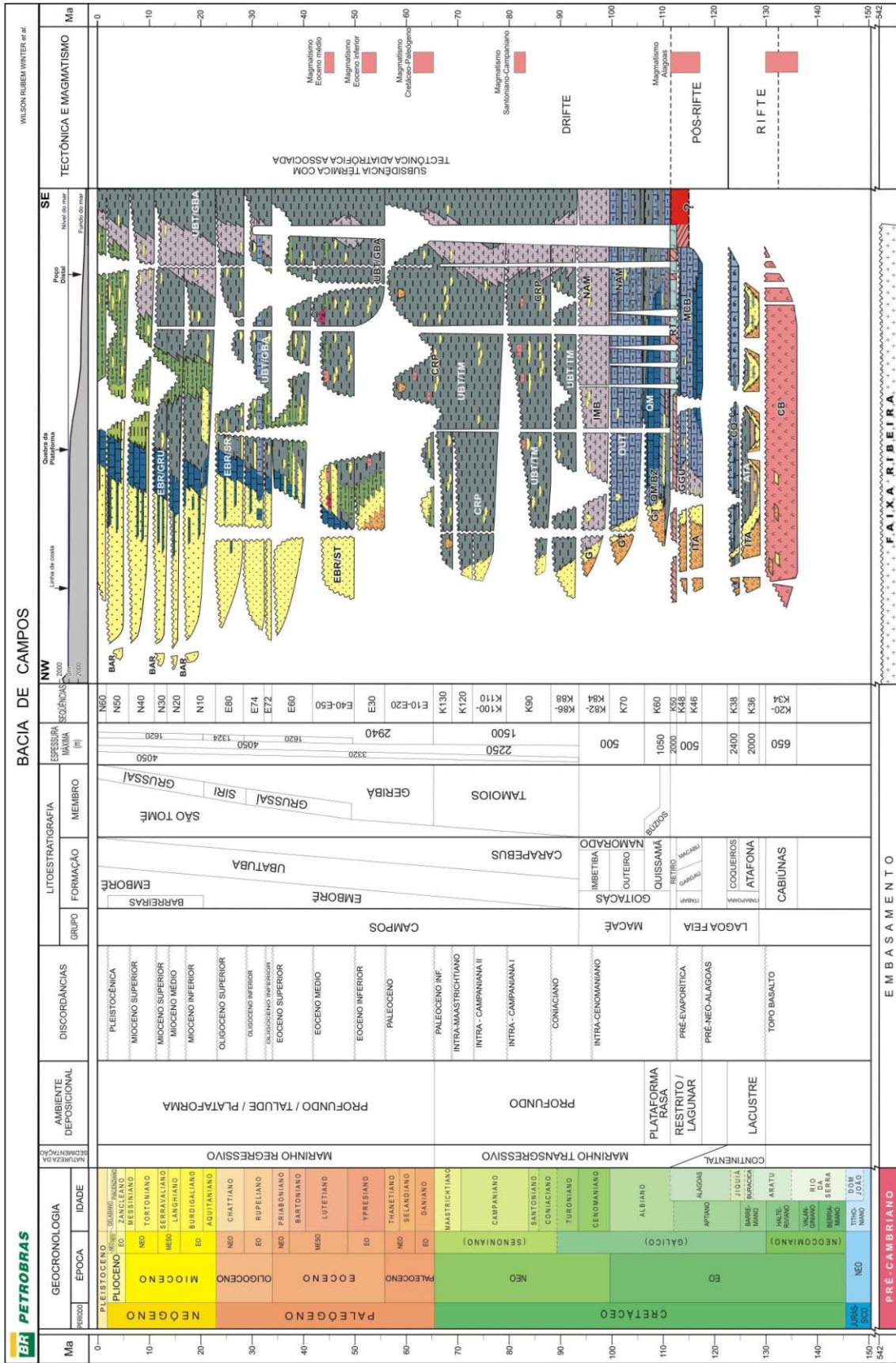


Fig.3 – Carta estratigráfica da Bacia de Campos (Winter *et al.*, 2004) (Fonte:Petrobras).

2.2 - Campo de Namorado

O Campo de Namorado está situado na porção centro norte do *trend* da zona de acumulações de óleo da Bacia de Campos (Fig.4). O reservatório é o Arenito Namorado, formado por sedimentos de idade referente ao Albiano Superior até o Cenomaniano Médio/Superior, e mostra excelente porosidade e permeabilidade (por volta de 26% e 400mD, respectivamente) (Cruz, 2003).

O Arenito Namorado consiste basicamente em arenitos arcoseanos de origem turbidítica, que fazem parte da megasequência marinha transgressiva, presente em toda a extensão da margem leste brasileira (Barboza, 2005). O reservatório ocorre a profundidades variáveis entre 2900m e 3400m, é uma estrutura de direção NW-SE e foi interpretado como tendo sido formado pela união de canais depositados sobre uma superfície irregular (Ponte, 2010). A área onde se encontra o óleo do reservatório comportava-se como um baixo onde os turbiditos foram trapeados (Barboza *et al.*, 2003), e posteriormente, devido a halocinese no Cretáceo superior que provocou uma inversão de relevo, o reservatório passou a ser caracterizado como um alto estrutural (Sacco *et al.*, 2007).

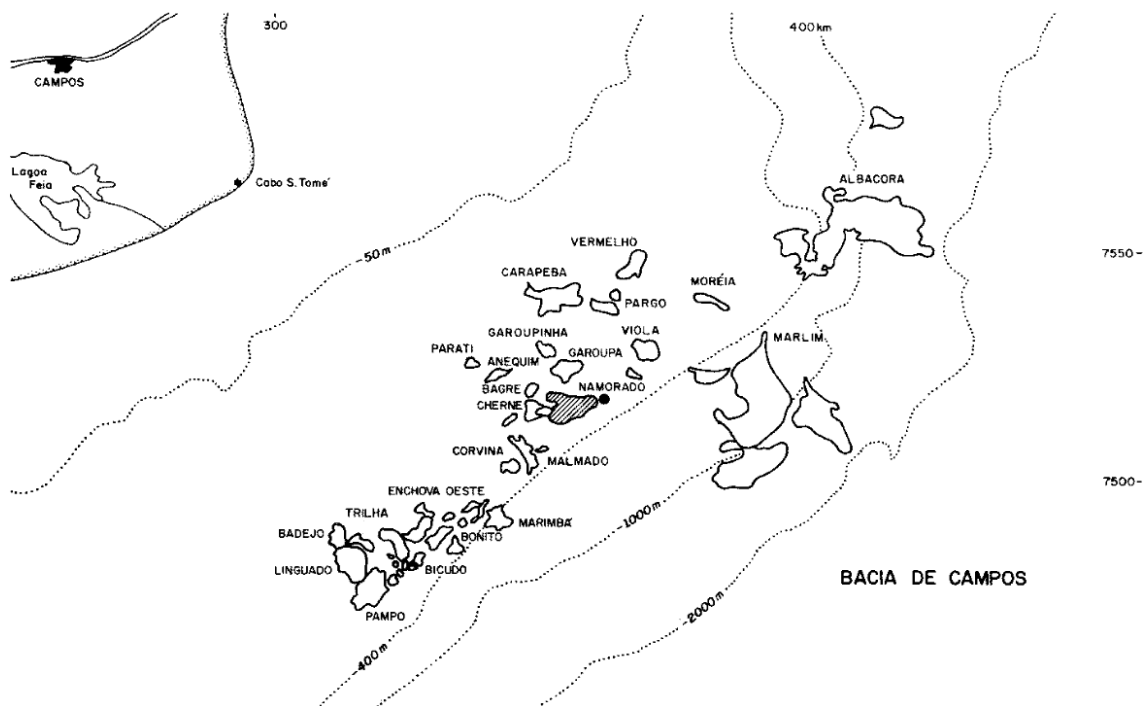


Fig.4- Localização do Campo de Namorado no *trend* da zona de acumulações da Bacia de Campos (Modificado de Meneses e Adams, 1990).

A Figura 5 abaixo mostra a seqüência de deposição dos turbiditos associada ao aumento do nível do mar e subsidência térmica da bacia: seqüências sedimentares com espessuras variando entre 90 e 180m formaram o sistema turbidítico do Arenito Namorado, formado por calcilitos e margas que se alternam com *debris-flow* e *slumps*. Imediatamente acima, houve a deposição rápida de um pacote argilo-siltoso, correspondente a uma superfície transgressiva e a uma superfície de inundação máxima. A deposição vertical indica aumento da lâmina d'água e diminuição do volume de depósitos gravitacionais ao longo do tempo (Barboza *et al.*, 2003).

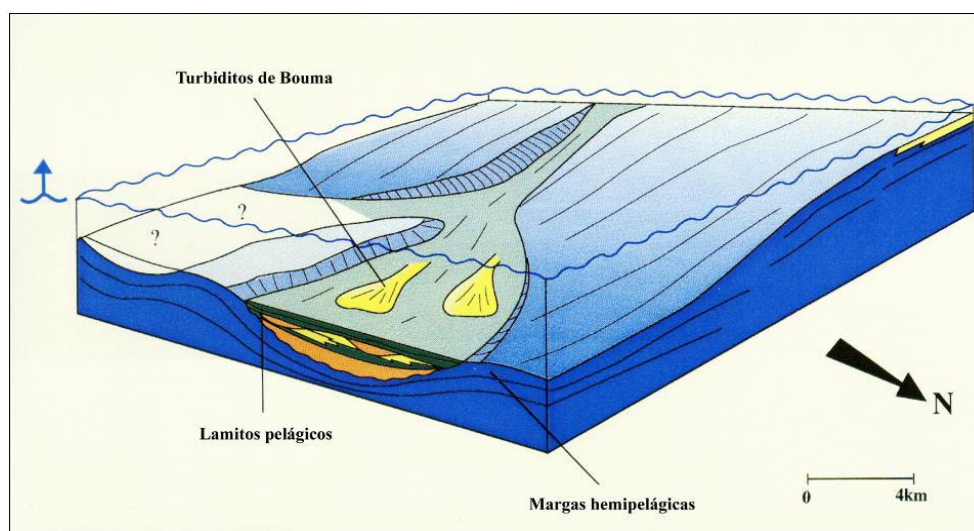


Fig.5 – Esquema de deposição dos turbiditos do Arenito Namorado (Barboza *et al.*, 2003).

Os arenitos formadores do reservatório estão localizados no Membro Outeiro da Formação Macaé e, segundo Barboza *et al.* (2003), estão associados a depósitos turbidíticos marinhos relacionados à primeira importante transgressão marinha sobre os carbonatos de plataforma de idade Albiana. Assim, pode-se dizer que fatores estratigráficos e estruturais favoreceram a acumulação do óleo do Campo de Namorado.

A tectônica pós-rift da bacia, causadora dos falhamentos halocinéticos, controlou a sedimentação da bacia, migração e acúmulo de hidrocarbonetos. A instabilidade gravitacional (tectônica adiastrófica) dos evaporitos Aptianos e os diápiros de sal associados às falhas lítricas sin-deposicionais são responsáveis por proporcionar condições adequadas às acumulações. A geometria deste reservatório é condicionada pelas falhas existentes, e é importante citar que os corpos turbidíticos do Campo de Namorado encontram-se encaixados nestes falhamentos (Cruz, 2003).

2.3 – Histórico do Campo de Namorado

O Campo de Namorado foi descoberto em 1975, sendo considerado o primeiro campo gigante da plataforma continental brasileira após a perfuração do poço RJS-19. Segundo Lima, em 2004 a Bacia de Campos representava 77% do petróleo produzido no país; e segundo Ponte, em 2010 os turbiditos concebiam rochas reservatórios que continham 88,6% das reservas totais de petróleo no Brasil (Figura 6).

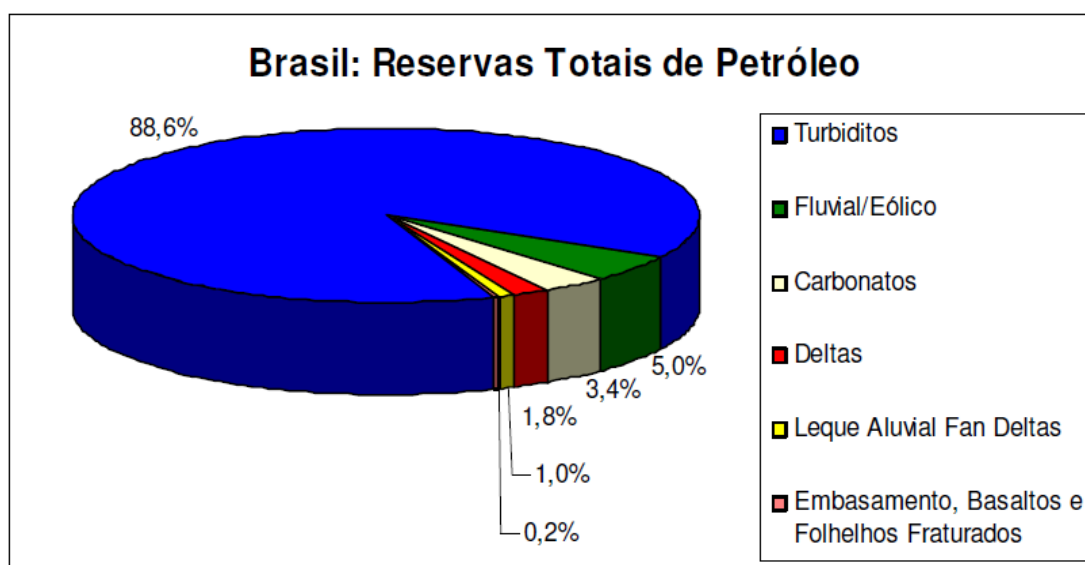


Fig.6 - Gráfico indicando a parcela de contribuição dos tipos de rochas reservatório de hidrocarbonetos no Brasil (modificado de Lima, 2004).

O campo foi o primeiro a ter reservas estimadas superiores a 250 milhões de barris de petróleo, o que encorajou o investimento em pesquisas e exploração em turbiditos no sopé do talude continental e além deste. Com esse avanço, em 1985, foram descobertos os novos gigantes Albacora e Marlin, também com reservatórios turbidíticos.

A produção de óleo do Campo de Namorado teve início em Junho de 1979, porém o campo se desenvolveu somente em 1982, com a perfuração do poço 7-NA-7-RJS (Barboza, 2005). Atualmente, ele é considerado um campo maduro, por estar em estágio avançado de exploração, com diminuição na produção de óleo e altas vazões de água e gás. O declínio da produção do Campo é mostrado no gráfico a seguir (Figura 7), com dados médios da produção anual de 1998 até 2013.

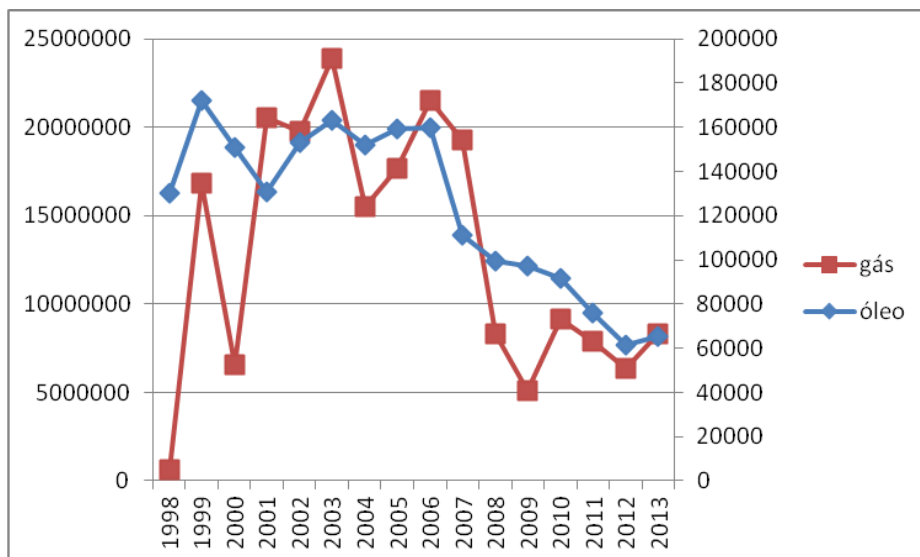


Fig.7 – Gráfico em linha do declínio na produção anual de óleo e gás do Campo de Namorado, entre 1998 e 2013 (Fonte: ANP).

3- Propriedades petrofísicas

As propriedades petrofísicas controlam os parâmetros que definem a capacidade de um reservatório produzir o óleo contido na rocha reservatório. Características como porosidade e permeabilidade altas favorecem a extração do conteúdo de um reservatório. Levando em conta o objetivo deste trabalho e a metodologia utilizando conhecimentos de perfilagem de poços, faz-se necessária a definição de algumas características petrofísicas: porosidade, permeabilidade, resistividade, volume de argila, e saturação de água.

3.1 – Porosidade

Porosidade, designada por ϕ é definida como sendo a razão entre o volume total de vazios de uma rocha e o volume total desta. No processo de formação de uma rocha sedimentar, durante a sua deposição, os espaços criados são geralmente intergranulares ou intercristalinos e constituem a porosidade primária. A porosidade secundária é gerada após a litificação da rocha e é causada por processos geológicos pós deposicionais, dando origem a *vugs* (dissolução) e fraturas (Serra, 2004).

A porosidade é a principal propriedade para caracterizar a qualidade do reservatório, e pode ser determinada com os dados do perfil sônico (DT), neutrônico (NPHI) e de densidade (PHIDEN). O aumento na porosidade implica na diminuição da velocidade de propagação das ondas sísmicas.

A porosidade pode ser classificada em dois tipos:

- Porosidade total, que considera todos os espaços vazios entre as partes sólidas;
- Porosidade efetiva, que leva em conta somente os poros interconectados, os quais permitem a passagem de fluido e corrente elétrica. Do ponto de vista do estudo de perfis elétricos, a porosidade efetiva também exclui o volume ocupado pelo *clay bound water* (água absorvida pela argila). A porosidade efetiva é igual (em arenitos limpos) ou menor que a porosidade total e é mais importante do ponto de vista comercial, visto que é a utilizada nos cálculos reais do potencial econômico de um reservatório e se relaciona com a permeabilidade.

3.2 - Permeabilidade

A permeabilidade, ou k , comumente medida em miliDarcy (mD), de uma rocha indica a capacidade de um fluido fluir pelos seus canais. Uma rocha permeável obrigatoriamente tem poros interconectados. A permeabilidade absoluta de uma rocha é relativa à competência de saturação em 100% dos seus poros interconectados. Já a permeabilidade efetiva é relacionada ao fluxo de um fluido na presença de outro.

Este parâmetro, de grande variação vertical, pode ser medido por um cálculo que leva em conta a vazão Q do fluido, a viscosidade μ , a área A da seção e o gradiente de pressão ∇p :

$$Q = -\frac{kA}{\mu} \nabla p$$

Boas medidas de permeabilidade são feitas no poço em produção, diretamente no local da investigação. A permeabilidade de uma rocha sedimentar tem um valor bem definido em um ponto, porém, devido à grande variação vertical e horizontal, seria necessária uma amostragem muito grande para a caracterização de um grande pacote de sedimentos.

3.3 - Resistividade

A resistividade ρ de um material, medida em ohm.m é relativa à capacidade de oposição a passagem de corrente elétrica. A resistividade de uma rocha depende da porosidade e da água presente nos seus poros (saturação); da resistividade dessa água, variando de acordo com a concentração de eletrólitos presentes nela; da litologia da rocha, considerando a presença de argila ou minerais condutivos; da conexão dos poros; e da temperatura (Serra, 2004).

A concentração e o tipo de sal dissolvido são determinantes para aumentar ou diminuir a resistividade do fluido. De forma geral, para uma rocha com certa porosidade, cujos poros estão saturados com uma água salina, a resistividade será menor quando maior for a salinidade da água. Já explorando a relação entre resistividade e

temperatura, sabe-se que a resistividade de uma solução diminui com o aumento da temperatura.

Outro ponto importante a ser apontado é a especificidade da argila quanto a sua condutividade. Os argilominerais possuem grande área de superfície, aumentando a quantidade de cátions adsorvidos na parte externa dos seus grãos, aumentando consideravelmente a sua condutividade.

Por todos estes fatores, a resistividade de uma formação é o principal parâmetro para determinar a saturação de um fluido no reservatório.

3.4 - Volume de argila

O volume de argila V_{sh} de uma formação é um fator que define a qualidade de um reservatório, visto que afeta a porosidade e permeabilidade deste. Segundo Asquith (1992), se por um lado um reservatório que contém muita argila tem sua produção suprimida, por outro, uma pequena quantidade de argila disseminada nos poros pode ajudar no trapeamento da água intersticial, permitindo a produção em reservatórios super saturados em água.

O entendimento do tipo de argila é necessário para que a interpretação e correções sejam feitas adequadamente. São três tipos:

- Laminar: camadas de algumas polegadas, intercaladas na formação. Diminui a porosidade e permeabilidade da formação de acordo com a proporção de argila, sendo tolerada até 30 – 40% para produção.
- Estrutural: grãos de argila, clastos ou pequenas partículas ao longo da camada juntamente com grãos do arenito. Normalmente resultam em alterações na porosidade e permeabilidade.
- Dispersa: disseminada nos poros dos arenitos, é que mais prejudica o reservatório, por entupir poros e reduzir muito a permeabilidade efetiva.

A presença de argila em arenitos diminui a resistividade, medida por ferramentas de indução, *lateralog* ou propagação eletromagnética. Isto ocorre devido à água retida pelos grãos finos de argila (*clay bound water*), e pela grande capacidade de troca de cátions dos argilominerais. Esta capacidade de troca de cátions é função da área de superfície de contato, que é função do tamanho do grão.

A porosidade de um arenito argiloso precisa passar por correções para expressar o real valor de porosidade efetiva, que é o parâmetro que indica a transmissão de fluidos, ou seja, o objetivo do ponto de vista comercial da exploração. Segundo Asquith (1992), se isso não for feito, o valor da porosidade será mais alto do que o verdadeiro.

O volume de argila pode ser calculado por um indicador único de argila, como a curva dos raios gama (GR) por exemplo, ou pela combinação de *crossplots* ou *logs*, como a combinação do perfil de densidade (RHOB) e o de porosidade neutrônica (NPHI) (IP HELP MANUAL, 2011)

3.5 - Saturação de água

A saturação de água S_w de um volume poroso é a fração dos seus poros que é ocupada pela água de formação. Archie determinou experimentalmente que a saturação de água de um arenito limpo (livre de argilominerais) pode ser expressa em termos de sua resistividade real como sendo:

$$S W_n = \frac{a \cdot R_w}{\phi_m \cdot R_t} \quad \text{onde,}$$

n é o coeficiente de saturação, a é o coeficiente de tortuosidade, R_w é a resistividade da água de formação, ϕ é a porosidade (decimal), m é o coeficiente de cimentação e R_t a resistividade lida no perfil.

Em um reservatório contendo óleo ou gás, a resistividade depende não somente da porosidade e da resistividade da água de formação, mas também da saturação desta. Isto significa que um mesmo reservatório, com mesma porosidade e água de formação será muito mais resistivo quanto maior o conteúdo hidrocarbonetos (Serra, 2004).

O uso da fórmula de Archie é adequado para arenitos limpos, pois supõe que o único condutor na rocha é a água. Com o aumento da argilosidade de um arenito, são encontrados íons condutores na superfície dos grãos de argila, tornando a fórmula de Archie inadequada para o cálculo do S_w . O uso de Archie em intervalos que por ventura sejam um pouco mais argilosos torna o cálculo da saturação de água um pouco mais conservadora do que o real. No caso do reservatório Arenito Namorado, os arenitos argilosos não se encontram em maior quantidade, portanto, o uso desta fórmula trará resultados levemente subestimados e adequados à realidade.

4- Perfis geofísicos

Um perfil, ou *log*, segundo Bates & Jackson (1980) é uma representação gráfica do registro contínuo em função da profundidade, de observações feitas em rochas e fluidos na seção geológica exposta em um poço. Esses registros são feitos a partir do deslocamento vertical de sensores de perfilagem dentro de um poço, e foram denominados genericamente de perfis elétricos, pelo fato de terem suas informações transmitidas por cabos elétricos.

Com o uso de perfis elétricos é possível caracterizar formações em subsuperfície de acordo com as suas propriedades físicas e confrontar com as observações feitas em amostras de rochas.

4.1 – Cáliper (Cal)

O perfil de cáliper (Cal) fornece informações sobre o diâmetro do poço em polegadas. Esse tipo de informação é necessária para o planejamento de cimentação e revestimento do poço, controle de qualidade dos perfis elétricos, e dá indícios das condições das paredes do poço de acordo com as variações do diâmetro (desabamento ou estrangulamento) da broca de perfuração.

O perfil de cáliper é afetado por fatores geológicos. De acordo com Serra (2004), o diâmetro do poço depende principalmente da litologia, visto que certas rochas podem se dissolver ou se desintegrar na presença da lama de perfuração gerando desabamentos; da textura e estrutura da rocha, que com o depósito de reboco na parede do poço após a invasão pode levar a uma diminuição do diâmetro do poço; e da presença de fraturas, que aliadas ao estresse tectônico podem criar desabamentos pela queda de fragmentos da parede.

A medida do cáliper do poço é usada para reconhecer zonas porosas e permeáveis, de acordo com presença de reboco e folhelhos instáveis afetados pela interação entre a argila e o fluido de perfuração. Também é importante ter conhecimento das variações da medida do cáliper para fazer correções nos perfis, principalmente o dos

equipamentos que descem centralizados (Figura 8) no poço, como os que geram as curvas de ILD e DT.

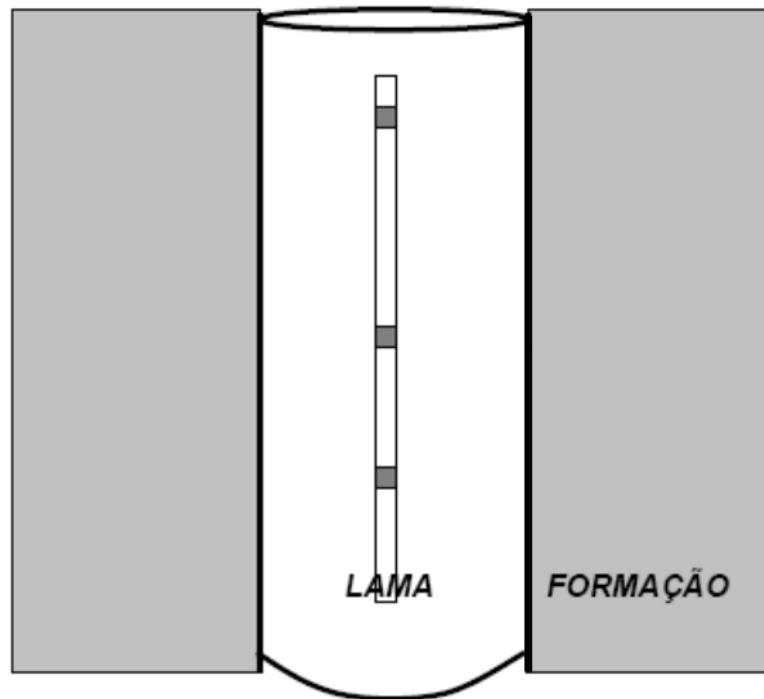


Fig.8 – Exemplo de equipamento centralizado no poço. Aumento ou diminuição no diâmetro do poço gera alterações nos perfis de equipamentos centralizados. (Modificado de Nery, 2004)

4.2 – Raios Gama (GR)

A radioatividade natural é o decaimento espontâneo de átomos de alguns isótopos, que decaem até que um isótopo estável seja criado. A radioatividade se caracteriza pela emissão de partículas alfa e beta, raios gama e liberação de calor (Serra, 2004).

Os raios gama, ou fótons, são raios de energia eletromagnética que estão presentes naturalmente em três fontes:

- Dos elementos filhos provenientes da desintegração do Urânio²³⁵;
- Do Tório²³²;
- Do Potássio⁴⁰.

As argilas e folhelhos são os elementos mais naturalmente radioativos encontrados. Algumas argilas tem teor expressivo de Potássio e são capazes de reter íons metálicos, como o Urânio, aumentado em folhelhos carbonosos ricos em matéria

orgânica (microorganismos concentram elementos radioativos), e o Tório, em pequenas frações, sendo representados por minerais-traços.

Em carbonatos, espera-se que a emissão de Raios Gama seja quase nula, pelo fato de este tipo de rocha se formar fundamentalmente da precipitação química de minerais carbonáticos.

Portanto, o perfil de Raios Gama é um identificador de radioatividade natural e indicador litológico. Este *log* define bem os intervalos de argila, desde que a radioatividade dependa somente do conteúdo argilomineral. Em casos com quantidade de Feldspato não desprezível, o perfil de Raios Gama isoladamente não pode ser considerado indicador de argila. O feldspato é mineral fonte de potássio, portanto também é emissor de radioatividade, e deve ser levado em conta.

4.3 – Resistividade (ILD e Sn)

O perfil de ILD (*induction log deep*) quantifica a resistividade da formação após emitir um campo magnético na rocha que por sua vez induz uma corrente elétrica nos fluidos, e esta, por fim, desenvolve um campo magnético secundário. A relação entre a intensidade dos campos magnéticos primário e secundário dá informações sobre a condutividade elétrica da rocha portadora do fluido: quanto menor a condutividade da rocha, menor o campo secundário.

A resistividade mostrada no perfil de indução, medida em ohm.m, é útil para identificar os fluidos presentes na rocha e calcular a saturação.

A curva do Sn, adquirida por ferramenta do tipo *laterolog*, mostra o valor de resistividade rasa, com uso de equipamento de baixa penetração que mede a diferença de corrente elétrica emitida e recebida após passar pela formação. Ao confrontar esta curva, com outra de diferente profundidade de investigação, pode se ter uma rápida interpretação qualitativa sobre a água de formação: se um intervalo exhibe separação contínua, pode-se atribuir a diferença de resistividade à invasão de fluido (resistivo ou condutivo) e conseqüentemente indica um intervalo com rocha porosa e permeável.

4.4 – Densidade (RHOB)

O perfil de RHOB utiliza da detecção de raios gama desviados pelos sedimentos para medir a densidade das rochas, medida em g/cm^3 . Esse perfil é útil para estimar a porosidade e densidade das camadas, facilitando identificar zonas com gás.

A ferramenta se baseia na emissão de feixes de raios gama, que se dispersam ao entrar em contato com a rocha, levando a uma diminuição da intensidade do feixe inicial por Efeito Compton. O foco da medição é a diminuição desse feixe inicial, que é função da densidade eletrônica (número de elétrons por unidade de volume) do meio. Quanto mais densa for a rocha, menor a intensidade da radiação medida no detector.

Segundo Nery (2004), devido ao fato de o Efeito Compton ser diretamente proporcional à densidade eletrônica e esta ser proporcional à densidade da formação, conclui-se que a ferramenta responde diretamente à densidade da formação e inversamente à sua porosidade.

4.5 – Porosidade Neutrônica (NPHI)

Nêutrons são partículas sem carga elétrica que penetram profundamente na matéria, interagindo elástica ou inelasticamente com os núcleos dos elementos que compõe as rochas (Nery, 2004).

O perfil neutrônico mede a quantidade de nêutrons que retornam ao receptor após emissão e passagem pela formação, quando ocorre perda de energia no choque dos nêutrons com a formação, sendo as maiores no choque entre os nêutrons e hidrogênios, que possuem núcleos com massa igual a sua. Assim, quanto maior a quantidade de nêutrons que chegam ao receptor, maior a quantidade de moléculas de hidrogênio, e consequentemente maior a porosidade.

O hidrogênio está contido na molécula de água e nos hidrocarbonetos, porém em menor quantidade nos gases, o que faz com que o perfil de NPHI, juntamente com o de Porosidade por Densidade (PHIDEN), se torne um identificador de hidrocarbonetos e litologia. Na presença de gás ou hidrocarbonetos leves, a leitura pelo NPHI será de baixa porosidade, enquanto que no PHIDEN será de alta porosidade. Na presença de argila, a porosidade do NPHI será maior do que a lida no PHIDEN, e o oposto ocorrerá em zonas com gás.

4.6 – Sônico (DT)

O perfil que indica o tempo de trânsito de onda em uma rocha é o sônico. A detecção consiste na diferença entre o momento de emissão e recepção de uma onda elástica. O tempo de trânsito, ou vagarosidade, indicado em microssegundos por pé ($\mu\text{s}/\text{ft}$), é inversamente proporcional a velocidade sônica da rocha, e tem relação com a densidade e porosidade da rocha: quanto maior o DT, maior a porosidade.

Segundo Lima (2006), elevados tempos identificados pelo perfil sônico podem indicar presença de fraturas, desmoronamentos ou gás.

Portanto, o perfil sônico é de grande utilidade no que se diz respeito à estimativa de porosidade e grau de compactação das rochas, detecção de fraturas e auxílio em atividades com sísmica e elaboração de sismogramas.

5- Desenvolvimento, parâmetros e resultados

Através dos dados de perfilagem, podem ser calculados os parâmetros petrofísicos correlacionáveis com as propriedades das rochas em subsuperfície. No *Software Interactive Petrophysics*, por meio de crossplots, fórmulas específicas, observações lógicas e comparativas, chegou-se a um modelo petrofísico completo de um poço.

Neste capítulo, será elucidado todo o fluxo de trabalho, bem como o cálculo de cada um desses parâmetros e outros procedimentos para a interpretação dos poços do Campo de Namorado.

5.1 – *Quick Look*, Zoneamento e Controle de qualidade dos perfis

O ponto de partida deste trabalho se deu na observação rápida dos perfis logo após o carregamento dos dados, emendando as curvas e colocando as escalas em formato padrão de leitura. Após isso, uma análise preliminar, ou *Quick Look* foi efetuada para gerar um panorama inicial do poço, uma interpretação básica inicial para caracterizar e delimitar zonas com padrões semelhantes, identificando marcos estratigráficos e eventos deposicionais, além de determinar alguns tipos de litologia, contatos entre fluidos e separar principalmente as rochas-reservatório das não-reservatório.

Em seguida usou-se a ferramenta de Zoneamento, que expõe marcadores coloridos e numerados, sempre no segundo *track*, com o intuito de facilitar a visualização das eletrofácies, separadas em setores, balizadas pela análise preliminar para posterior refinamento com os cálculos.

Na Figura 9 pode se notar a presença de arenitos limpos (raios gama baixos) localizados nas zonas 8 e 10 do Poço NA_01A, por vezes cimentados (aproximação das curvas de NPHI e RHOB) e possuindo resistividade baixa, apontando a existência de água. Já os arenitos das zonas 3 e 6 são reservatórios saturado em óleo, devido à alta resistividade, e com muitas intercalações de arenito cimentado e lâminas de arenito argiloso.

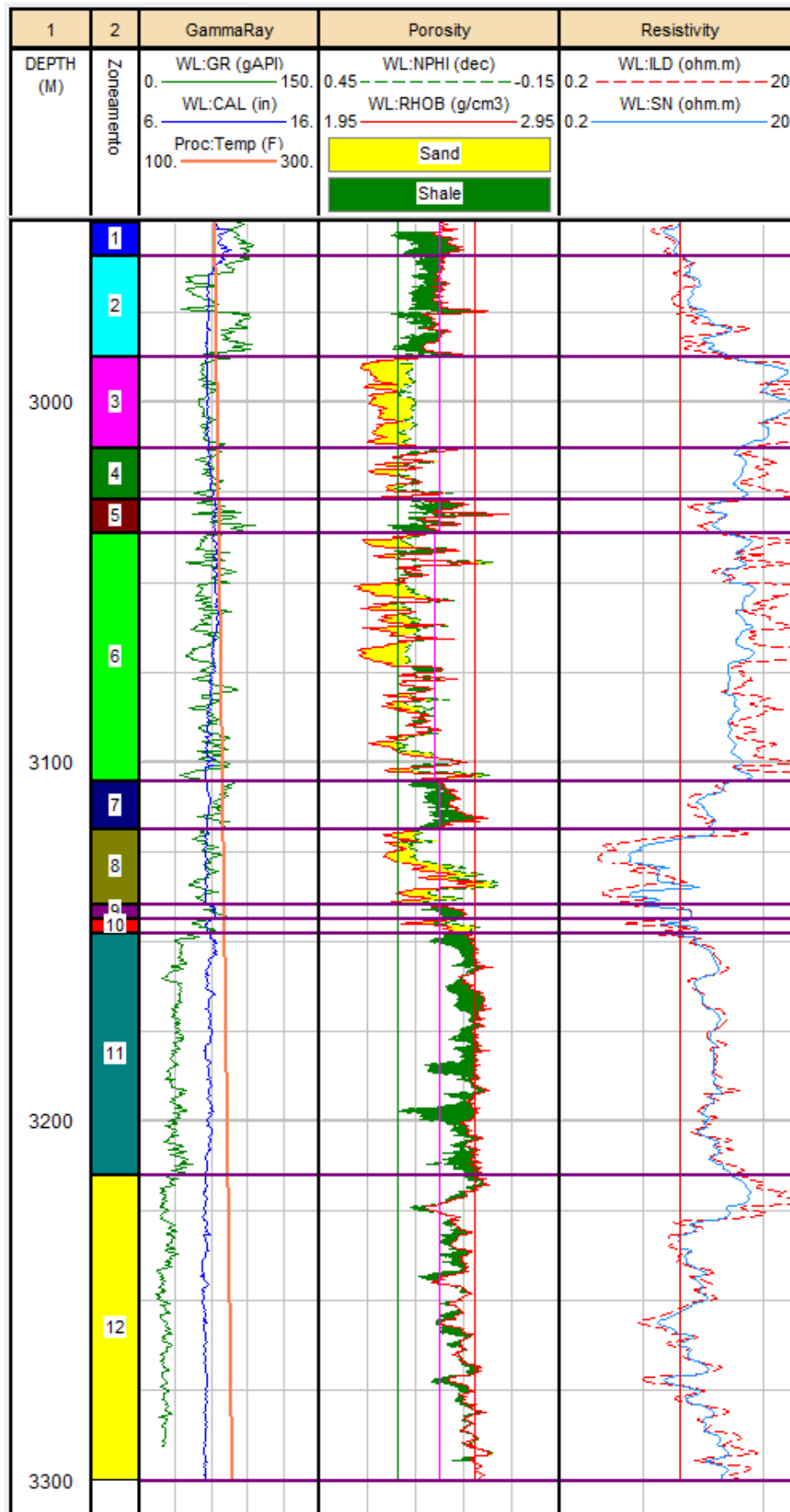


Fig.9 – No perfil do Poço NA_01A pode-se fazer uma análise preliminar para identificar eletrofácies e alguns fluidos.

Para o controle de qualidade dos perfis, foram levadas em conta observações detalhadas sobre a invasão (relativo ao perfil de resistividade) e arrombamento (relativo ao perfil de cáliper). Anomalias nestes perfis tiram a confiabilidade da resposta dos outros perfis.

No caso da invasão, são observadas as curvas SN (resistividade rasa) e ILD (resistividade profunda). Se a curva do SN apresentar valor menor que a curva do ILD, significa que a água na parede do poço tem resistividade menor que o filtrado. Por outro lado, se a curva do SN indicar resistividade maior que na curva do ILD, é um indício de invasão, visto que o filtrado tem resistividade de 0,270 ohm.m (PETROBRAS, 1976), maior que a da água de formação, de 0,0256 ohm.m (PETROBRAS, 1976), e provavelmente se infiltrou na parede do poço. Um pequeno exemplo de invasão pode ser visto nos arenitos das zonas 3 e 6, indicando a substituição do óleo pelo filtrado aquoso, porém em grandeza não muito relevantes, não causando alterações aos outros perfis. Há também um leve registro de invasão na zona de água, zonas 8 e 10, devido à substituição da água de formação pelo filtrado, sem lavagem da parede, somente contato nas partes bastante rasas.

No caso do arrombamento, o perfil de cáliper é o único indicador. O cáliper (diâmetro) se mostra diminuído após acúmulo de reboco na parede do poço após a invasão, ou aumentado após desabamentos por dissolução e desintegração da rocha na presença de lama. A curva do sônico (DT) sofre alterações com grandes arrombamentos, pois o equipamento é centralizado no poço e passa a medir mais água e uma parede de poço com ondulações gera tempos maiores no trajeto da onda elástica provocada pelo equipamento gerando valores mais altos de DT. Um exemplo do cáliper alterado pode ser visto no Poço NA_04 na Figura 11 a seguir.

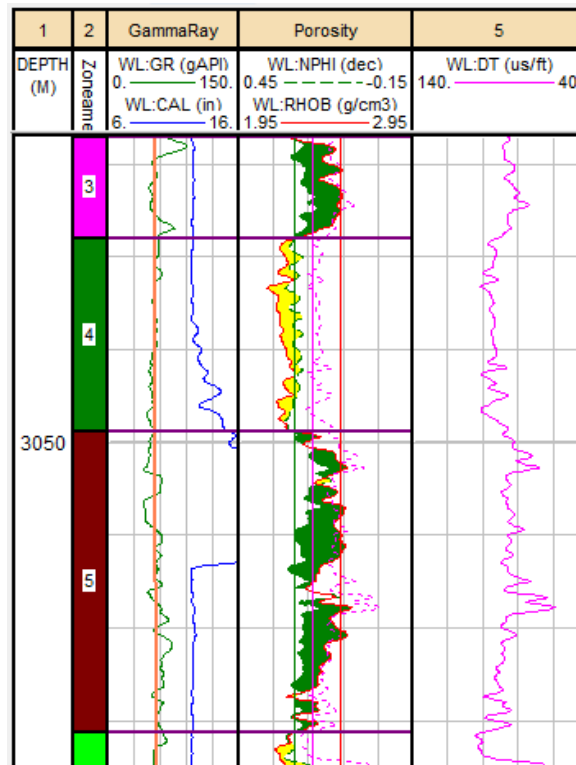


Fig.10 – Exemplo de aumento do cáliper devido ao desabamento do folhelho instável da zona 5 do Poço NA_04.

5.2 – *Crossplots* e identificação de litologia

Após o zoneamento, foram feitos *crossplots* para auxiliar na interpretação qualitativa das zonas delimitadas.

Arenitos limpos, folhelhos ou rochas muito sujas, carbonatos e rochas muito cimentadas se distinguem muito em um *crossplot* de densidade por porosidade neutrônica (NPHI x RHOB), que responde à porosidade total, e é comum para identificar litologia predominante na matriz de cada zona, em cada poço, fornecendo informações sobre o quão limpa elas são. Como exemplo, temos o poço NA_01A na Figura 12.

Após essa análise, os *crossplots* de NPHI x RHOB se mostraram eficientes na identificação visual dos reservatórios, constatando o estimado anteriormente na análise preliminar *Quick Look*.

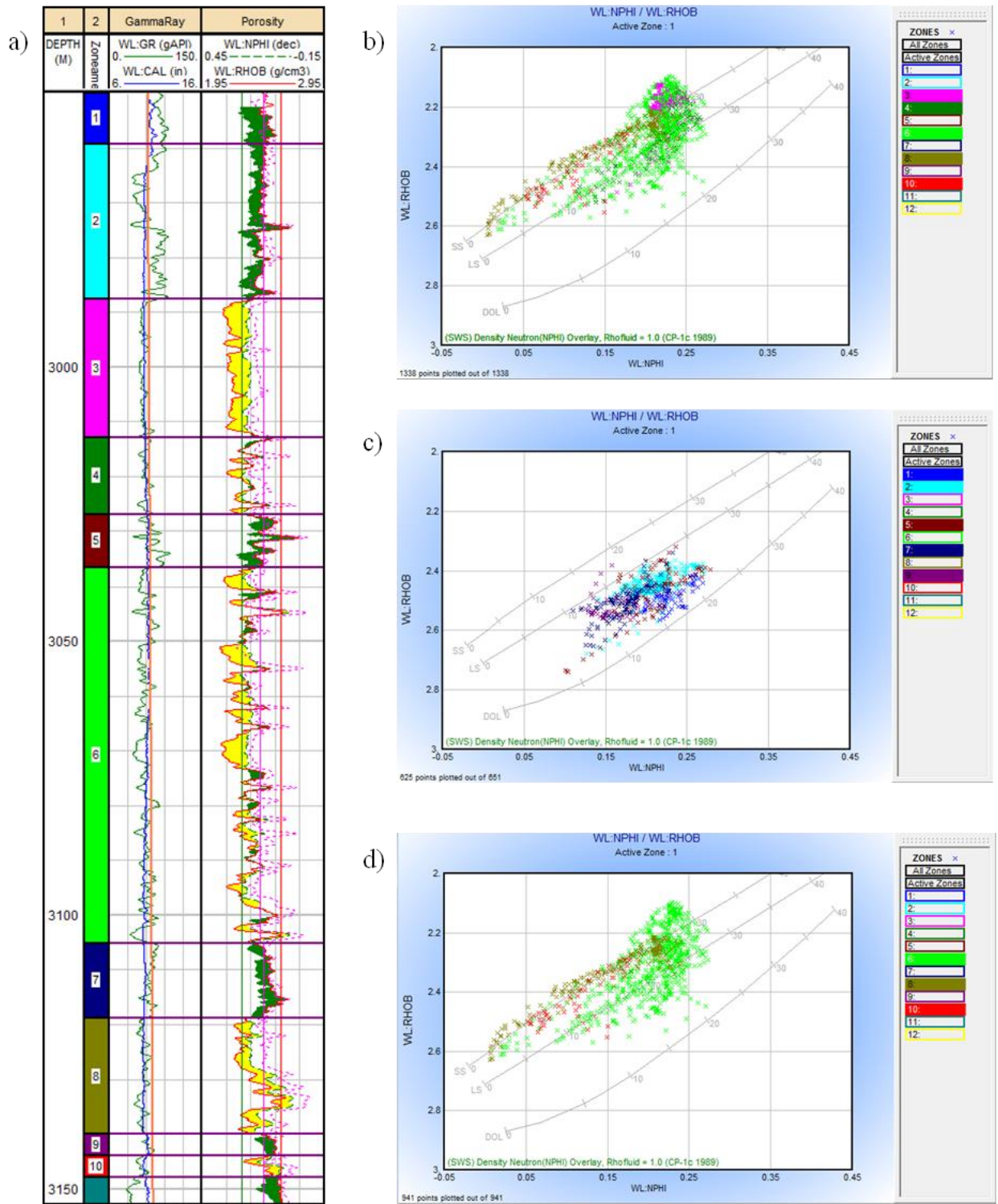


Fig.11 – a) Perfis NPHI e RHOB associados indicam tendência de litologia: arenitos em amarelo e folhelhos em verde. b) *Crossplot* NPHI x RHOB das zonas com predominância de arenitos, com pontos na linha dos arenitos (SS) e também na linha dos carbonatos (LS) indicando presença de arenitos cimentados. c) *Crossplot* NPHI x RHOB das zonas com predominância de folhelhos, com seus pontos distribuídos entre a linha dos dolomitos (DOL) e carbonatos (LS). d) *Crossplot* NPHI x RHOB dos reservatórios, com maior parte dos seus pontos na linha dos arenitos (SS).

5.3 – Cálculo do Volume de argila

Em seguida foi feito o cálculo da curva do volume de argila (VclND) em todo o poço. O cálculo foi feito com o indicador único de raios gama (GR) e com o indicador duplo de densidade e porosidade (NPHI e RHOB).

Seria obtida uma curva errônea caso o cálculo da argila tivesse feito somente pelo indicador de raios gama, visto que o reservatório contém outros tipos de emissores de radioatividade, além da argila, como o feldspato potássico dos arenitos arcoseanos.

Se o cálculo fosse feito somente pelo indicador Nphi x Rhob, também haveria alterações indevidas, como a superestimação de argila nos carbonatos na base do poço. Por esses motivos, optou-se pela metodologia composta pelos dois tipos de indicadores.

Os indicadores do método por GR são os valores das linhas de base dos folhelhos (LBF) e arenitos, escolhidos como 90 e 55 respectivamente (Figura 13), que funcionam como dados de entrada para a fórmula:

$$V_{clGR} = \frac{Gr_{Log} - Gr_{clean}}{Gr_{clay} - Gr_{clean}}$$

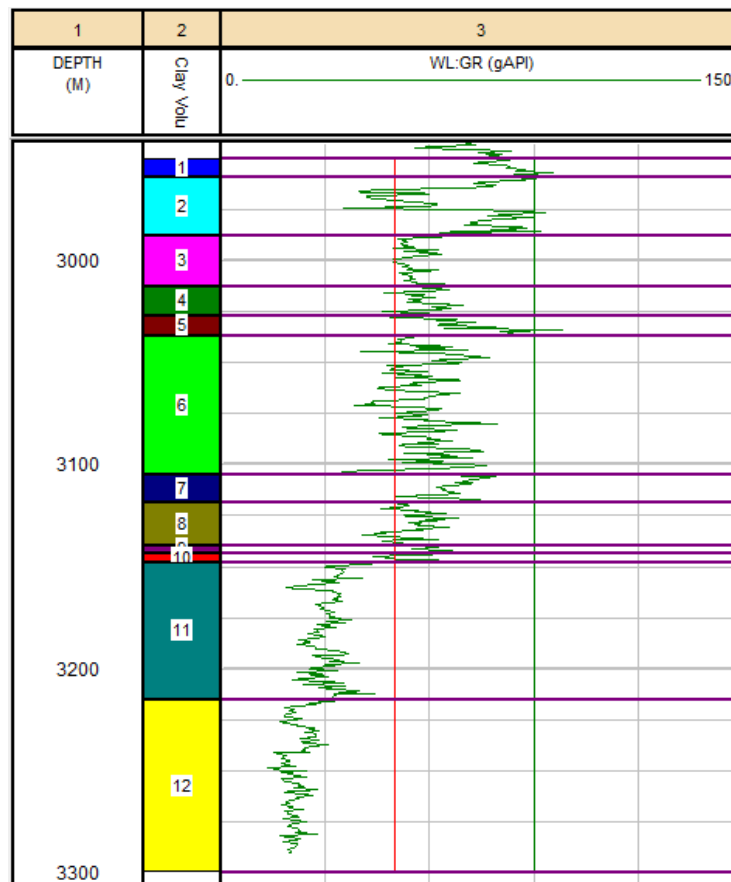


Fig.12 – Valores de raios gama utilizados na equação. Gr_{clean} (linha dos arenitos, em vermelho) e Gr_{clay} (linha de base dos folhelhos, em verde).

Os indicadores do métodos Nphi x Rhob trabalham a partir da definição de uma linha de arenito limpo e de um ponto de folhelho, como mostrado na Figura 14 a seguir. O volume de argila é calculado em função da distância entre estes pontos pela equação:

$$V_{clND} = \frac{(DenCl2 - DenCl1) \cdot (Neu - NeuCl1) - (Den - DenCl1) \cdot (NeuCl2 - NeuCl1)}{(DenCl2 - DenCl1) \cdot (NeuClay - NeuCl1) - (DenClay - DenCl1) \cdot (NeuCl2 - NeuCl1)},$$

Sendo DenCl1, DenCl2, NeuCl1, NeuCl2, Den e Neu os valores de densidade e porosidade neutrônica dos pontos seleccionados no *crossplot*.

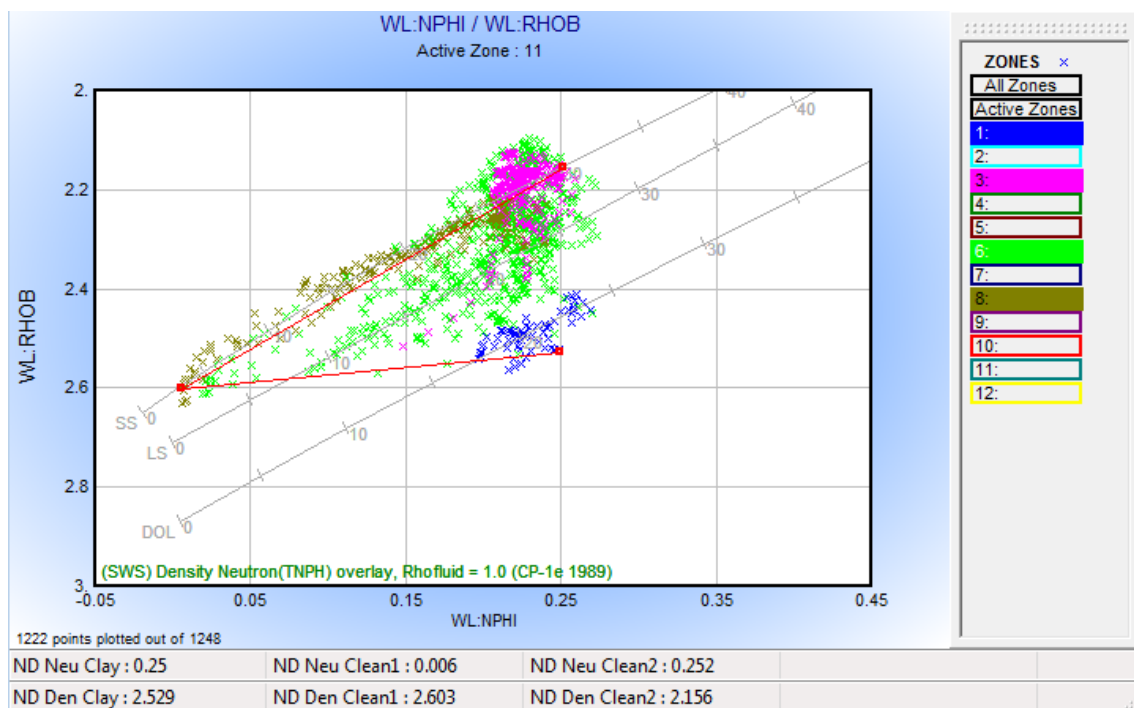


Fig.13 – Pontos de arenito limpo máximo e mínimo retirados dos reservatórios das zonas 3, 6 e 8; e ponto de folhelho retirado da zona 1.

Por fim, após o *software* efetuar o cálculo do volume total de argila V_{clGR} e V_{clND} , é levado em conta apenas o valor de volume mínimo em cada zona, sendo criada a curva V_{cl} (Minimum Clay Volume), que é a união dos dois métodos em uma curva adequada e real, mostrada na Figura 15.

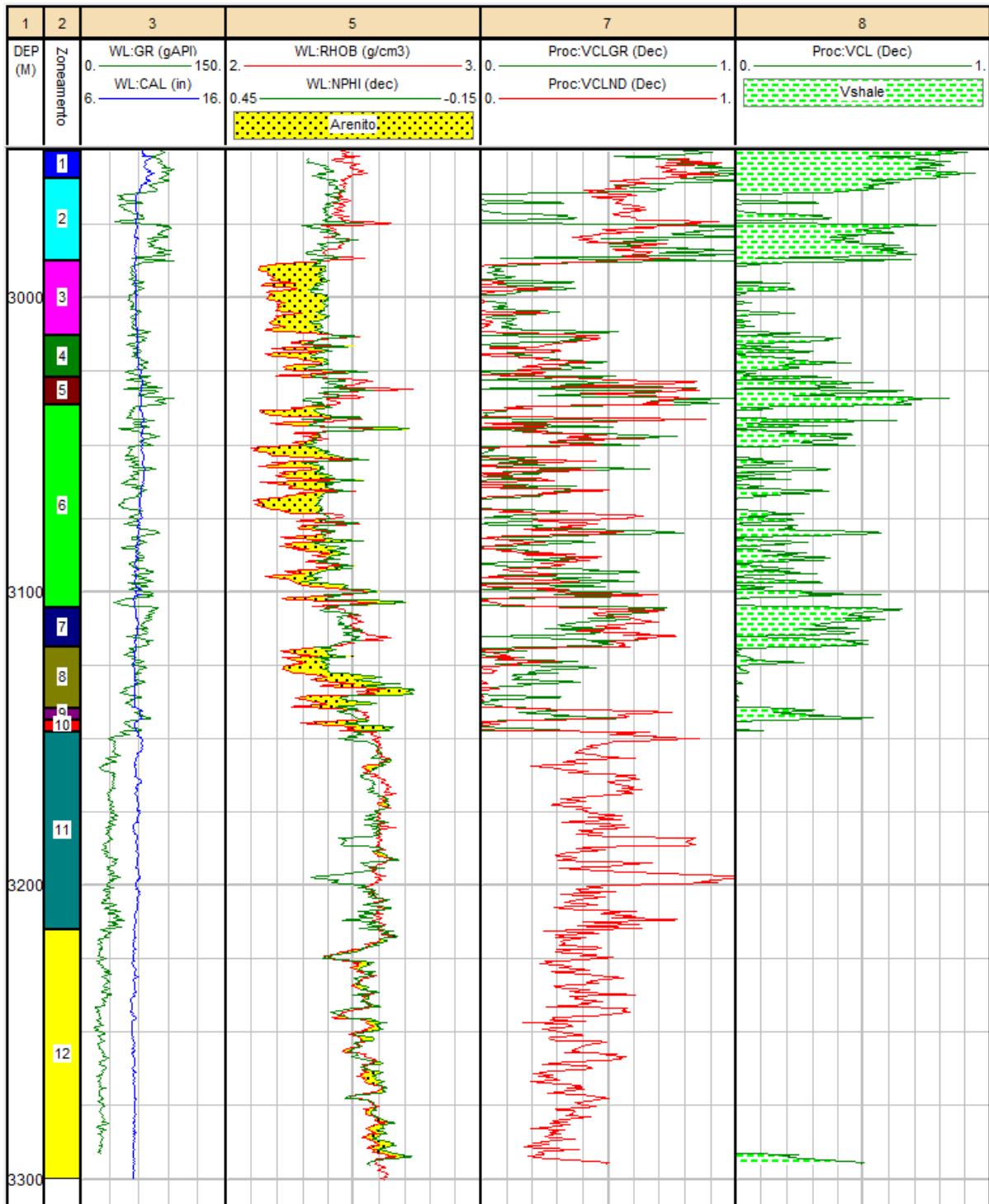


Fig.14 – Perfis do Poço NA_01A: *Track1*: profundidade em metros. *Track2*: zoneamento. *Track3*: curvas do VclGR e VclND. *Track4*: curva do Vcl, resultado da união entre as duas curvas VclGR e VclND.

5.4 – Cálculo da Porosidade

Após a identificação dos reservatórios e zonas predominantemente argilosas, foi calculada a curva de porosidade total a partir do perfil de densidade (PhiDen).

Para o cálculo do PhiDen é necessário o valor de densidade da matriz (RhoMatApp). O valor, de 2,67g/cm³, foi obtido pelo histograma (Figura 16) das densidades de matriz aparente dos arenitos, (zonas 3, 4, 6, 8, e 10). O valor é coerente com a matriz da rocha que é basicamente formada por quartzo e cimentações carbonáticas.

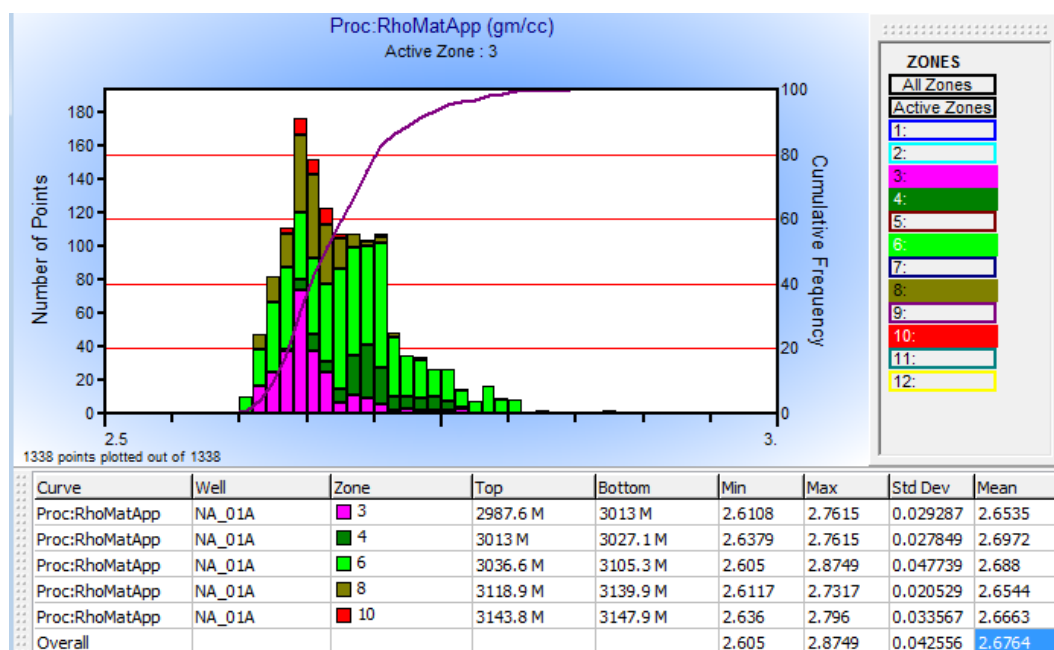


Fig.15 – Histograma das densidades de matriz aparente dos arenitos das zonas 3, 4, 6, 8, e 10, chegando a uma média de 2,67g/cm³ (Rho_{ma}).

Após a obtenção da densidade da matriz, o cálculo do PhiDen (Figura 17) foi efetuado levando em conta a curva de densidade RHOB e uma densidade do fluido de 1g/cm³ com a fórmula:

$$\phi = \frac{(Rho_{ma} - Rhob)}{(Rho_{ma} - Rho_{ft})}$$

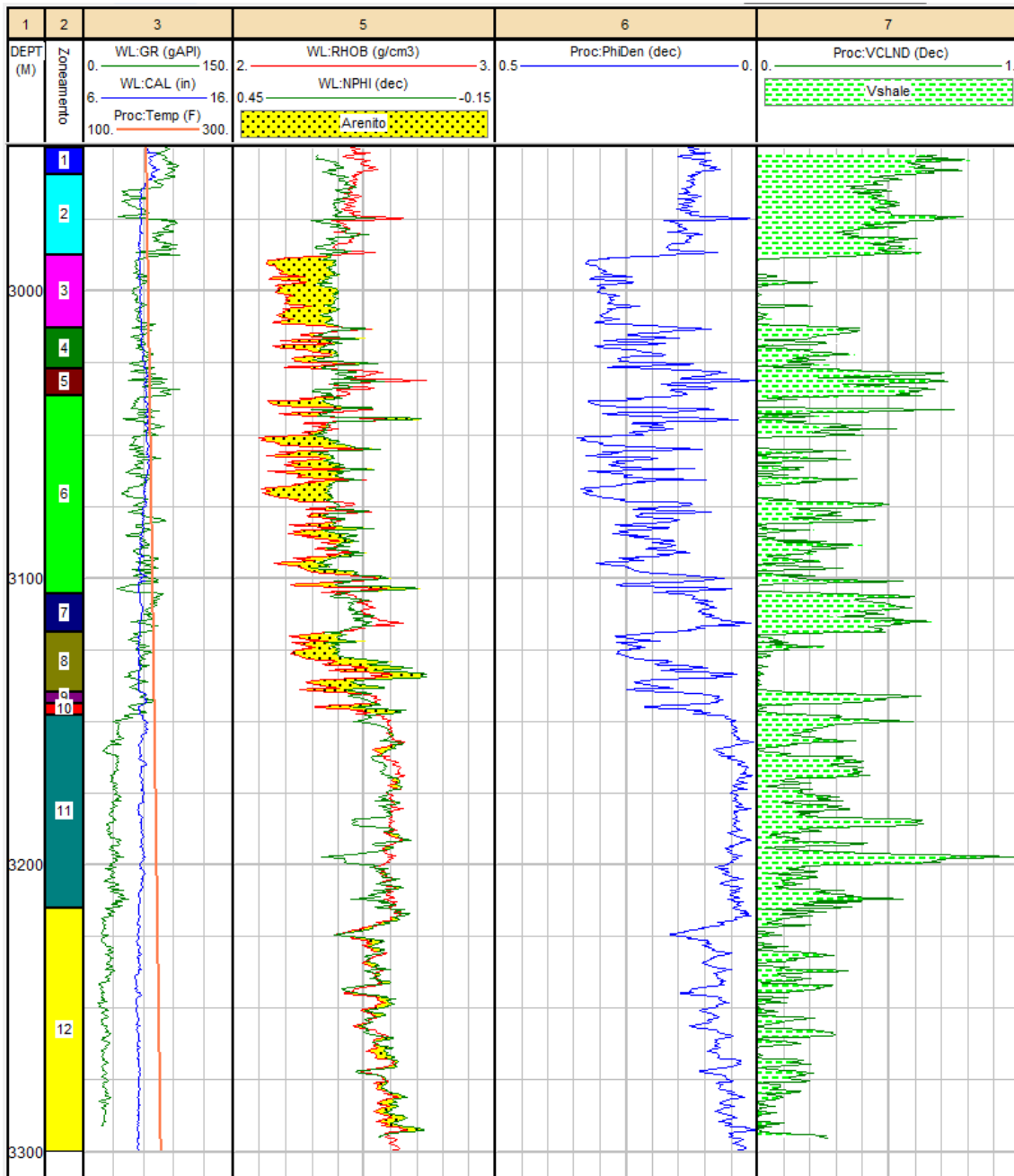


Fig.16 – Perfis atualizados com a curva do PhiDen. Deve-se desconsiderar a curva do VCLND nas zonas 11 e 12, que são carbonatos e portanto, limpos.

Nota-se que nos locais com presença de argila, o perfil do PhiDen mede porosidades menores do que a porosidade NPHI, que são superestimadas pela presença de absorvedores nos argilominerais (hidrogênio). Já na presença de hidrocarbonetos o NPHI mede porosidades baixas, enquanto no PhiDen estas serão altas.

5.5 – Cálculo da Saturação de Água e Porosidade Efetiva

O procedimento para encontrar a Saturação de água no poço depende do *input* das curvas básicas, como NPHI, RHOB, DT, ILD, da curva VclND gerada anteriormente, e da curva de temperatura, para servir de parâmetros na avaliação. Esta última foi feita pela ferramenta de gradiente de temperatura, após a entrada de valores de profundidade e temperatura relativa, com base em Zemruscki e Chang (1989), gerando-se a curva Temp.

O procedimento leva em conta a uma equação de saturação do tipo *Dual Water* e um modelo inicial de porosidade do tipo *Pass Through*. A equação é utilizada por descontar a contribuição da argila no cálculo da saturação de água, aumentando a saturação de óleo no reservatório e sendo mais real, enquanto o modelo permite o *input* de uma curva de porosidade pré-existente, no caso o PhiDen.

Para o cálculo do PHIE, foi necessário descobrir o valor da porosidade da argila, calculado por pontos de densidade de argila e argila seca selecionados no *crossplot* da Figura 18 e utilizados na equação:

$$\phi_{tClay} = \frac{(\rho_{dryClay} - \rho_{wetClay})}{(\rho_{dryClay} - \rho_{fl})}$$

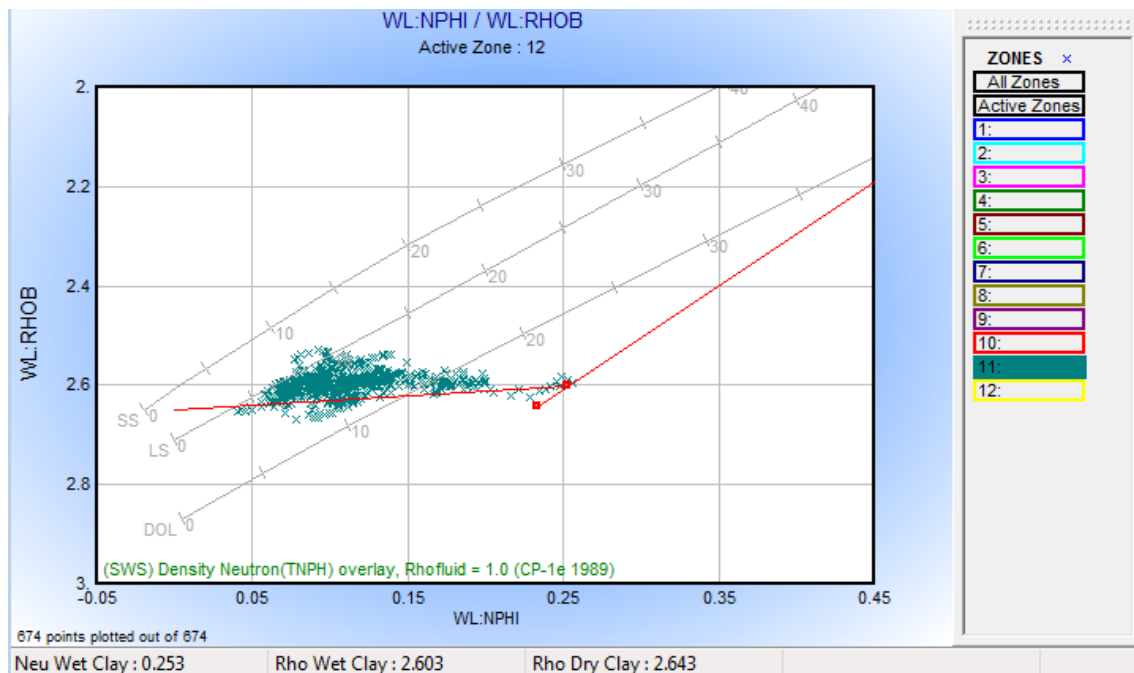


Figura 17 – *Crossplot* para seleção dos pontos de argila e argila seca para o cálculo da porosidade da argila

Baseado no volume de argila V_{cl} , da porosidade da argila ϕ_{tclay} e na curva do PhiDen, o *software* processou a curva de porosidade efetiva PHIE através da equação:

$$\phi_e = \text{Phi input} - V_{cl} \cdot \phi_{tclay}$$

$$\phi_t = \text{Phi input}, \text{ que é o PhiDen}$$

Com os cálculos do PHIE e do V_{cl} , o *software* automaticamente estima os volumes de argila dispersa, laminar e estrutural. E concomitantemente ao cálculo da porosidade efetiva, o *software* concluiu também a curva da saturação de água (SWU), pela equação *Dual Water*.

$$\frac{1}{Rt} = \frac{\phi_t^m \cdot SwT^n}{a} \cdot \left(\frac{1}{Rw} + \frac{Swb}{SwT} \left(\frac{1}{Rwb} - \frac{1}{Rw} \right) \right)$$

Onde foram considerados:

Coeficiente de cimentação $m=2,04$

Coeficiente de saturação $n=2,19$

Coeficiente de tortuosidade $a=1$

Resistividade da água de formação $Rw=0,0256 \text{ ohm.m}$

Curva de saturação total de água = SwT

Curva de saturação de água de capilaridade = Swb

Curva da resistividade da água de capilaridade = Rwb

Curva de temperatura = T

Observação: Os expoentes m e n foram retirados de relatórios internos de registros de poço da Petrobras. O valor de Rw foi calculado na zona de água pela equação $Rw = Rt \cdot \phi^m$.

O uso desta equação se justifica no fato de o Arenito Namorado não ser perfeitamente limpo e ter intercalações cimentadas. Porém, se fosse utilizada a fórmula de Archie, o resultado não seria completamente inadequado e geraria poucas diferenças: a presença da argila desconsiderada na fórmula reduziria a resistividade da formação, dando uma resposta subestimada do volume de óleo.

Por último, é gerada a curva de volume total de água (Bulk Volume Water), pela equação:

$$BVW = \phi_e \cdot Sw$$

As curvas resultados destes cálculos se encontram na Figura 19 a seguir.

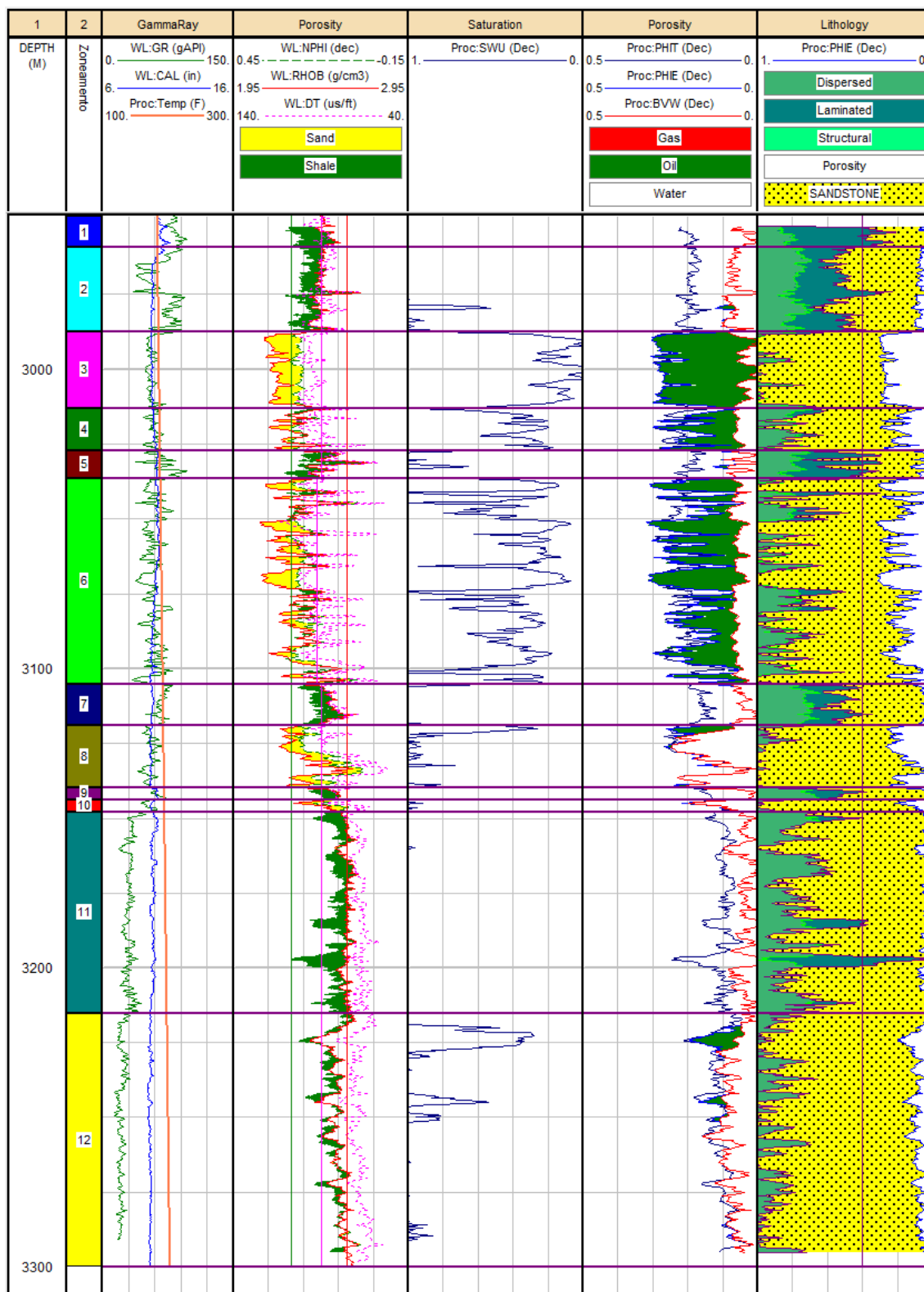


Figura 18 – Perfis da porosidade efetiva, saturação de água e volume total de água (BVW)

5.6– Comparação com as amostras pontuais de laboratório

Uma vez processadas as curvas de porosidade total, foram exportados dados pontuais de porosidade (POROS) e permeabilidade (PERM), medidos em amostras do Arenito Namorado nos laboratórios da Petrobras.

Os dados em formato AnaSete foram sobrepostos à curva de porosidade com o objetivo de serem confrontados com os resultados obtidos pelos cálculos. Em todos os poços pôde-se notar muita proximidade entre os resultados do método laboratorial e computacional, confirmando que a metodologia utilizada foi eficiente para resultar em valores reais e adequados de porosidade, como pode ser observado no exemplo do Poço NA_01 abaixo (Figura 20).

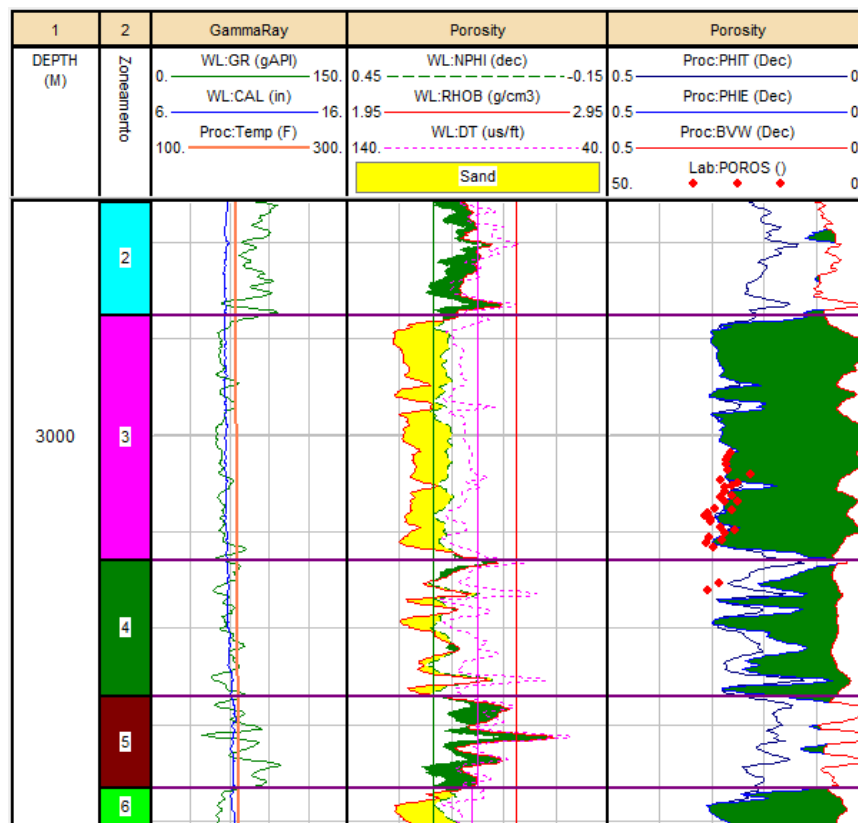


Figura 19 – Perfil após a adição dos pontos relativos às amostras de laboratório para efeito de comparação com as curvas feitas com equações.

5.7 – Permeabilidade

A curva de permeabilidade foi processada em função das amostras de laboratório. Os dados foram plotados em um *multi well crossplot* de POROS x PERM para possibilitar uma regressão linear $y=f(x)$ que registrasse a tendência das medidas (Figura 21).

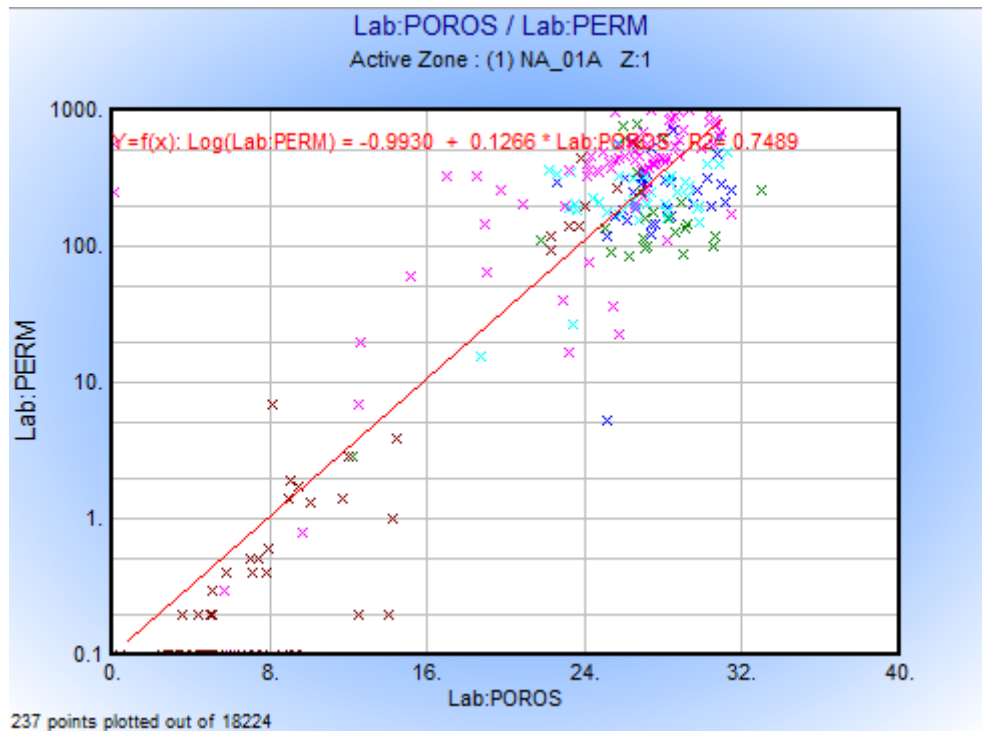


Figura 20 – *Crossplot* dos dados de laboratório para o cálculo da permeabilidade por regressão linear.

A mesma fórmula de tendência foi utilizada em função da curva PHIE, gerando dados corretos em função da porosidade efetiva apenas nas zonas de arenito, pelo fato de as amostras serem do reservatório. As zonas com argila tiveram permeabilidade superestimada, sendo corrigidas após a fórmula ser aplicada em função do PhiDen somente nos trechos de folhelho. A curva resultante de permeabilidade foi chamada de K_{Phie} (Figura 22).

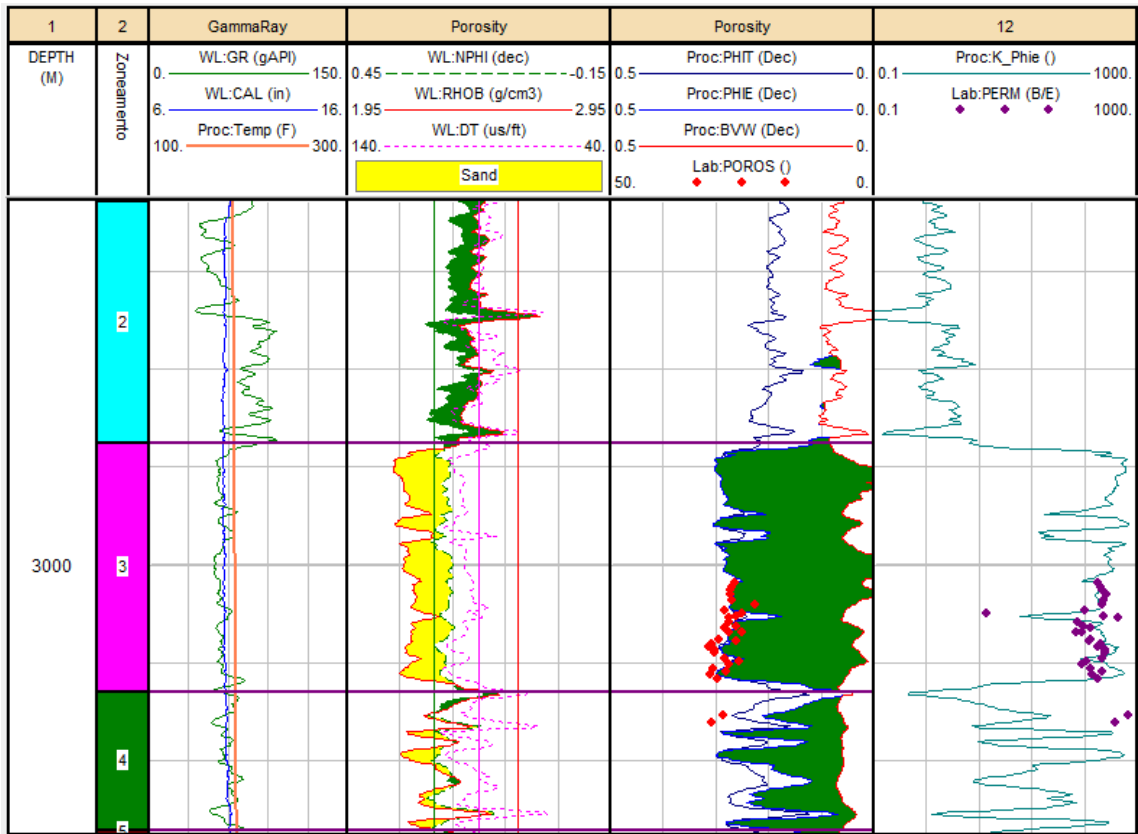


Figura 21 – Perfil após a adição dos dados de laboratório de permeabilidade PERM e a curva resultante da regressão linear destes pontos, corrigidos nos pontos de folhelho.

5.8 – Totalização dos resultados

Após a conclusão de todos os cálculos, obtém-se a visualização completa das informações em vários *tracks* com curvas dos resultados obtidos.

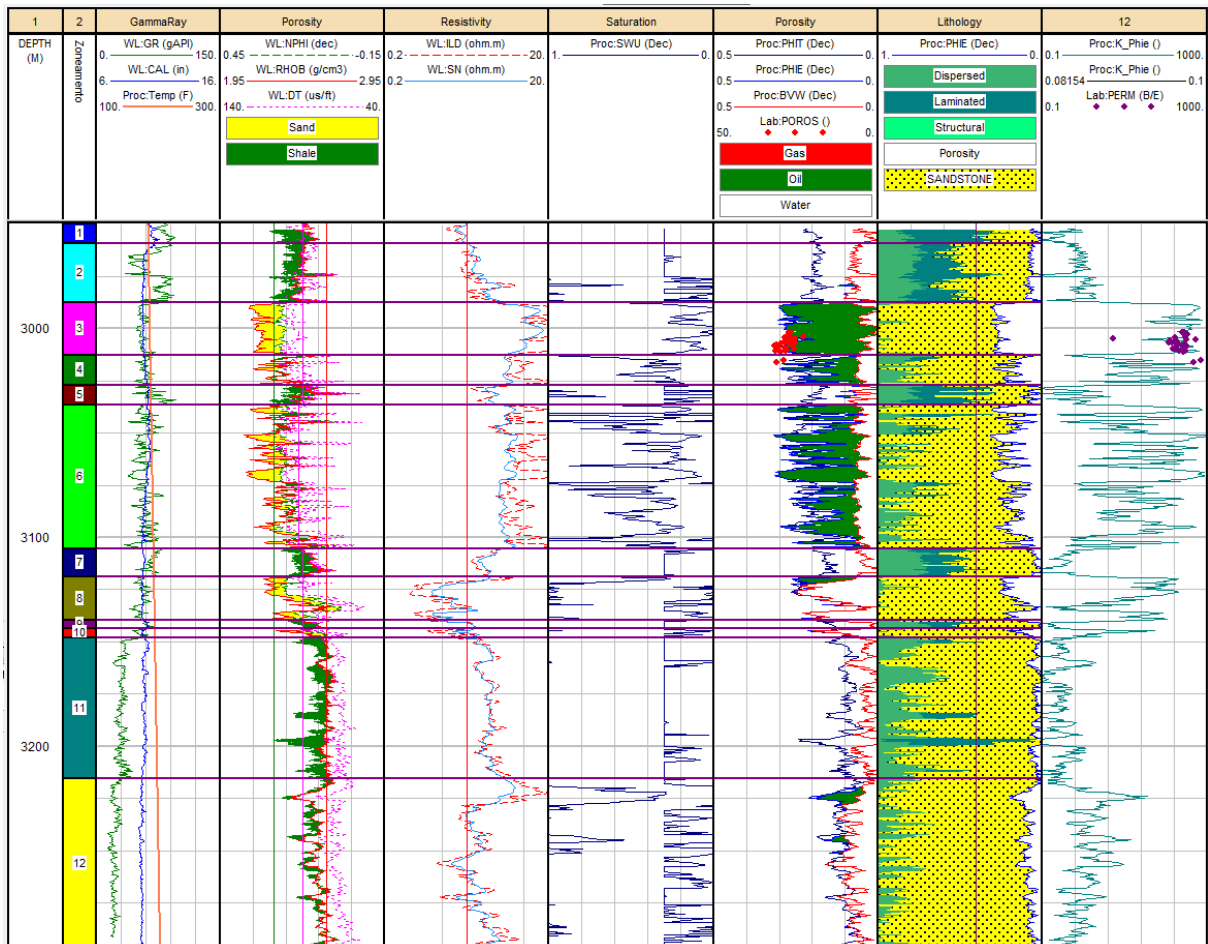


Figura 22 – Poço NA_01. *Track* 1: Profundidade (m). *Track* 2: Zoneamento. *Track* 3: Curvas de Raios Gama (GR), Cáliper (Cal) e Temperatura (Temp). *Track* 4: Curvas de Porosidade Neutrônica (NPHI), Densidade (RHOB) e Sônico (DT). *Track* 5: Resistividades ILD (profunda) e SN (rasa). *Track* 6: Saturação de água (SWU). *Track* 7: Curva de Porosidade Efetiva (PHIE) e Total (PHIE), Volume total de água (BVW), dados laboratoriais de porosidade em vermelho (POROS). *Track* 8: Zona com a quantidade presente de poros, argila (dispersa, laminar e estrutural) e arenito. *Track* 8: Permeabilidade (K_PHIE) calculada em função das amostras pontuais em roxo (PERM).

Para a totalização dos resultados, foram utilizados os seguintes valores de limite
(*cutoff*): $Vsh = 30\%$, $\phi_s = 9\%$, $Sw = 55\%$

	(m)					Médias					
	Topo	Base	Gross	Net-pay	N/G	Phi	SW	Vcl	Phi*H	PhiSo*H	Vcl*H
Zona 1	2950.00	2959.30	9.30	0.00	0.000	---	---	---	---	---	---
Zona 2	2959.30	2987.60	28.30	0.80	0.028	0.192	0.446	0.323	0.15	0.08	0.26
Zona 3	2987.60	3013.00	25.40	24.80	0.976	0.275	0.108	0.035	6.83	6.09	0.88
Zona 4	3013.00	3027.10	14.10	13.45	0.954	0.239	0.226	0.189	3.22	2.49	2.55
Zona 5	3027.10	3036.60	9.50	0.35	0.037	0.215	0.354	0.322	0.08	0.05	0.11
Zona 6	3036.60	3105.30	68.70	58.95	0.858	0.239	0.243	0.109	14.11	10.68	6.43
Zona 7	3105.30	3118.90	13.60	0.20	0.015	0.204	0.440	0.294	0.04	0.02	0.06
Zona 8	3118.90	3139.90	21.00	2.15	0.102	0.245	0.339	0.088	0.53	0.35	0.19
Zona 9	3139.90	3143.80	3.90	0.00	0.000	---	---	---	---	---	---
Zona 10	3143.80	3147.90	4.10	0.00	0.000	---	---	---	---	---	---
Zona 11	3147.90	3215.20	67.30	0.00	0.000	---	---	---	---	---	---
Zona 12	3215.20	3300.00	84.80	6.20	0.073	0.154	0.358	0.034	0.95	0.61	0.21
Todo o poço	2950.00	3300.00	350.00	106.90	0.305	0.242	0.214	0.100	25.91	20.38	10.69

Figura 23 – Tabela da totalização dos dados obtidos. *Gross*: Espessura total do reservatório. *Net-pay* : Soma das espessuras produtoras do reservatório.

6- Conclusões

O exercício prático, aliado à revisão bibliográfica agiu com êxito na busca de um melhor entendimento dos procedimentos de perfilagem e análise de reservatórios, assim como dos seus obstáculos e limitações.

Com o objetivo de tirar informações da suíte básica de perfis através do cálculo e estimação de outras curvas, o fluxo de trabalho se mostrou eficiente, correspondendo com a realidade e mostrando semelhança com trabalhos anteriores sobre o Campo de Namorado.

Alguns problemas foram encontrados, principalmente ao tentar usar a mesma metodologia para cálculo em arenitos e folhelhos, como por exemplo, o volume de argila e a permeabilidade. Porém, após alguns ajustes e adaptações à metodologia, o modelo se tornou adequado.

Após a conclusão do trabalho e totalização dos resultados, constatou-se que os reservatórios foram claramente encontrados, suas características foram bem definidas e as amostras concordaram com as curvas estimadas, levando a crer que o fluxo de trabalho foi apropriado, e o objetivo, alcançado.

Espera-se que este mesmo desenvolvimento seja aplicável em outros locais com as mesmas características do Campo de Namorado sem nenhum problema, e em outros cenários distintos com os ajustes necessários para tal.

7- Anexos

A mesma metodologia explicitada acima foi utilizada para o restante dos poços. Estão contidos neste tópico os resultados obtidos.

7.1 –Poço NA_02



Figura 24 – Poço NA_02. *Track 1*: Profundidade (m). *Track 2*: Zoneamento. *Track 3*: Curvas de Raios Gama (GR), Cáliper (Cal) e Temperatura (Temp). *Track 4*: Curvas de Porosidade Neutrônica (NPHI), Densidade (RHOB) e Sônico (DT). *Track 5*: Resistividades ILD (profunda) e SN (rasa). *Track 6*: Saturação de água (SWU). *Track 7*: Curva de Porosidade Efetiva (PHIE) e Total (PHIE), Volume total de água (BVW), dados laboratoriais de porosidade em vermelho (POROS). *Track 8*: Zona com a quantidade presente de poros, argila (dispersa, laminar e estrutural) e arenito. *Track 8*: Permeabilidade (K_PHIE) calculada em função das amostras pontuais em roxo (PERM).

	(m)				N/G	Médias			Phi*H	PhiSo*H
	Topo	Base	Gross	Net-pay		Phi	SW	Vcl		
Zona 1	2940.00	3025.90	85.90	3.50	0.041	0.228	0.368	0.255	0.80	0.50
Zona 2	3025.90	3056.50	30.60	27.15	0.887	0.289	0.100	0.055	7.84	7.05
Zona 3	3056.50	3071.70	15.20	11.35	0.747	0.259	0.203	0.170	2.94	2.34
Zona 4	3071.70	3079.10	7.40	0.05	0.007	0.167	0.291	0.279	0.01	0.01
Zona 5	3079.10	3087.50	8.40	3.55	0.423	0.203	0.243	0.165	0.72	0.55
Zona 6	3087.50	3122.40	34.90	29.75	0.852	0.266	0.176	0.141	7.93	6.53
Zona 7	3122.40	3134.90	12.50	2.55	0.204	0.194	0.614	0.255	0.49	0.19
Zona 8	3134.90	3155.00	20.10	11.70	0.582	0.268	0.779	0.171	3.13	0.69
Zona 9	3155.00	3300.00	145.00	0.00	0.000	---	---	---	---	---
Todo o poço	2940.00	3300.00	360.00	89.60	0.249	0.266	0.251	0.131	23.86	17.87

Figura 25 – Tabela da totalização dos dados obtidos. *Gross*: Espessura total do reservatório. *Net-pay* : Soma das espessuras produtoras do reservatório.

7.2 – Poço NA_04

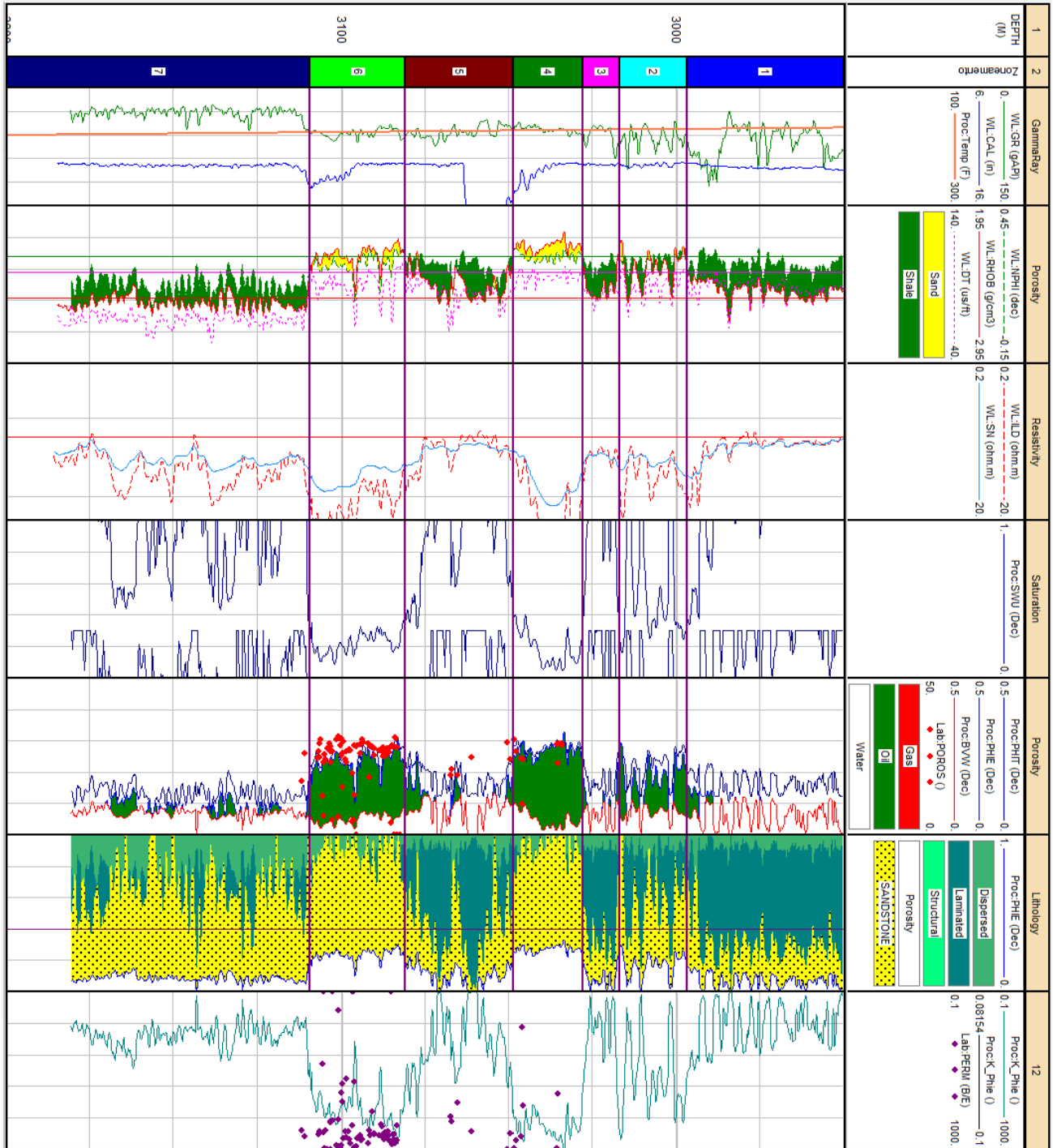


Figura 26 – Poço NA_04. Track 1: Profundidade (m). Track 2: Zoneamento. Track 3: Curvas de Raios Gama (GR), Cáliper (Cal) e Temperatura (Temp). Track 4: Curvas de Porosidade Neutrônica (NPHI), Densidade (RHOB) e Sônico (DT). Track 5: Resistividades ILD (profunda) e SN (rasa). Track 6: Saturação de água (SWU). Track 7: Curva de Porosidade Efetiva (PHIE) e Total (PHIE), Volume total de água (BVW), dados laboratoriais de porosidade em vermelho (POROS). Track 8: Zona com a

quantidade presente de poros, argila (dispersa, laminar e estrutural) e arenito. Track 8: Permeabilidade (K_PHIE) calculada em função das amostras pontuais em roxo (PERM).

	(m)					Médias				
	Topo	Base	Gross	Net-pay	N/G	Phi	SW	Vcl	Phi*H	PhiSo*H
Zona 1	2950.00	2996.90	46.90	1.10	0.023	0.148	0.286	0.251	0.16	0.12
Zona 2	2996.90	3017.20	20.30	5.45	0.268	0.245	0.199	0.158	1.33	1.07
Zona 3	3017.20	3028.00	10.80	0.35	0.032	0.224	0.303	0.252	0.08	0.05
Zona 4	3028.00	3048.80	20.80	20.70	0.995	0.271	0.131	0.080	5.61	4.88
Zona 5	3048.80	3081.20	32.40	3.80	0.117	0.172	0.489	0.185	0.65	0.33
Zona 6	3081.20	3109.40	28.20	26.65	0.945	0.235	0.152	0.093	6.27	5.32
Zona 7	3109.40	3200.00	90.60	12.35	0.136	0.110	0.438	0.156	1.35	0.76
Todo o poço	2950.00	3200.00	250.00	70.40	0.282	0.220	0.190	0.113	15.47	12.53

Figura 27 – Tabela da totalização dos dados obtidos. *Gross*: Espessura total do reservatório. *Net-pay* : Soma das espessuras produtoras do reservatório.

7.3 – Poço NA_07

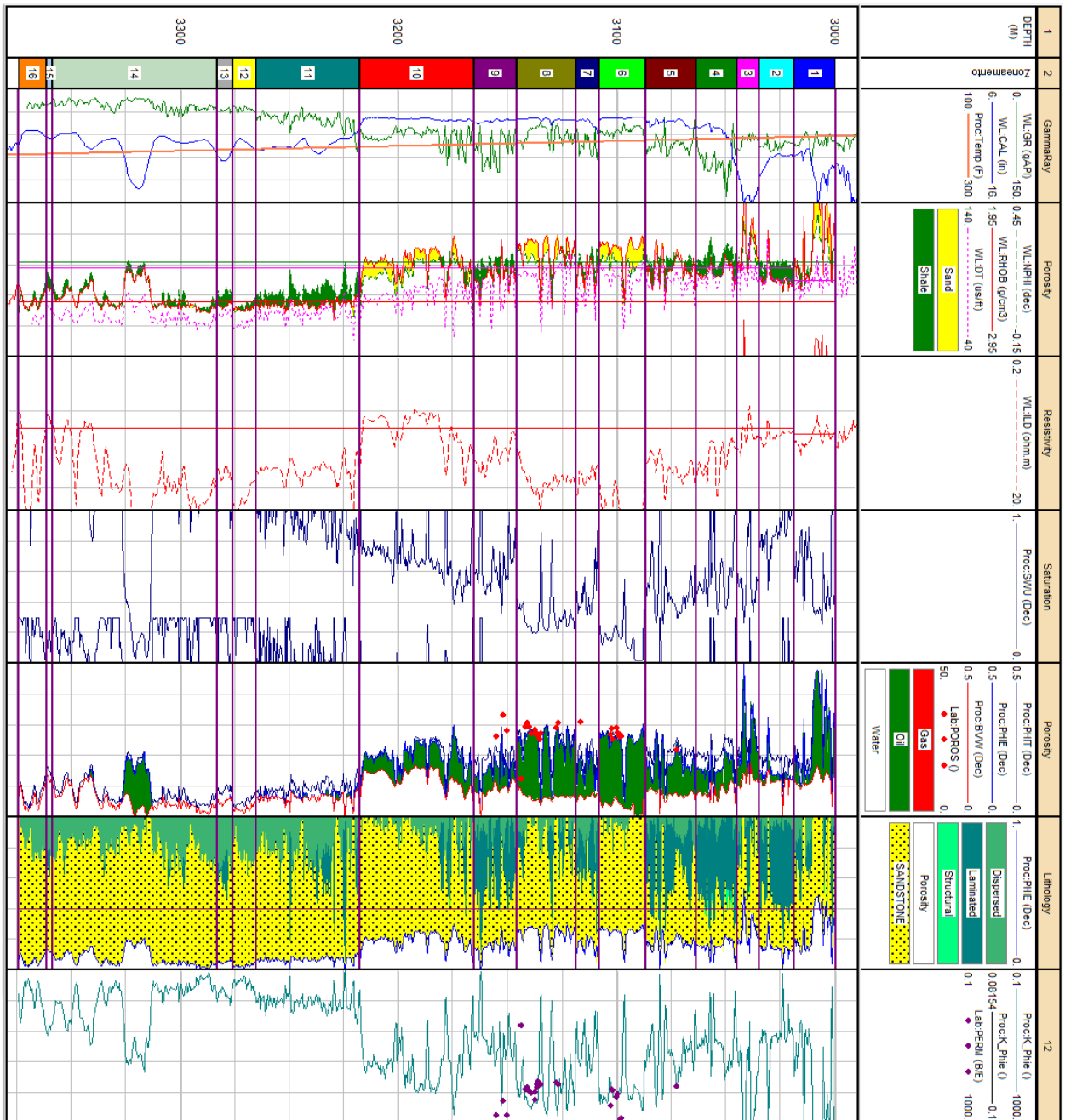


Figura 28 – Poço NA_07. *Track 1:* Profundidade (m). *Track 2:* Zoneamento. *Track 3:* Curvas de Raios Gama (GR), Cáliper (Cal) e Temperatura (Temp). *Track 4:* Curvas de Porosidade Neutrônica (NPHI), Densidade (RHOB) e Sônico (DT). *Track 5:* Resistividades ILD (profunda) e SN (rasa). *Track 6:* Saturação de água (SWU). *Track 7:* Curva de Porosidade Efetiva (PHIE) e Total (PHIE), Volume total de água (BVW), dados laboratoriais de porosidade em vermelho (POROS). *Track 8:* Zona com a quantidade presente de poros, argila (dispersa, laminar e estrutural) e arenito. *Track 8:* Permeabilidade (K_PHIE) calculada em função das amostras pontuais em roxo (PERM).

	(m)					Médias				
	Topo	Base	Gross	Net-pay	N/G	Phi	SW	Vcl	Phi*H	PhiSo*H
Zona 1	3000.00	3018.90	18.90	10.70	0.566	0.344	0.354	0.057	3.68	2.38
Zona 2	3018.90	3034.80	15.90	0.85	0.053	0.264	0.508	0.095	0.22	0.11
Zona 3	3034.80	3045.30	10.50	6.35	0.605	0.301	0.347	0.126	1.91	1.25
Zona 4	3045.30	3063.90	18.60	0.00	0.000	---	---	---	---	---
Zona 5	3063.90	3086.90	23.00	5.80	0.252	0.225	0.195	0.184	1.31	1.05
Zona 6	3086.90	3108.60	21.70	20.45	0.942	0.251	0.109	0.047	5.13	4.57
Zona 7	3108.60	3119.10	10.50	1.10	0.105	0.214	0.148	0.239	0.24	0.20
Zona 8	3119.10	3146.00	26.90	18.95	0.704	0.259	0.186	0.105	4.91	4.00
Zona 9	3146.00	3165.50	19.50	1.80	0.092	0.193	0.323	0.226	0.35	0.24
Zona 10	3165.50	3218.10	52.60	44.00	0.837	0.206	0.613	0.082	9.04	3.50
Zona 11	3218.10	3265.60	47.50	0.70	0.015	0.095	0.520	0.188	0.07	0.03
Zona 12	3265.60	3276.30	10.70	0.00	0.000	---	---	---	---	---
Zona 13	3276.30	3283.30	7.00	0.00	0.000	---	---	---	---	---
Zona 14	3283.30	3359.10	75.80	24.25	0.320	0.143	0.399	0.132	3.47	2.08
Zona 15	3359.10	3361.90	2.80	1.20	0.429	0.119	0.790	0.247	0.14	0.03
Zona 16	3361.90	3374.50	12.60	1.35	0.107	0.103	0.878	0.125	0.14	0.02
Todo o poço	3000.00	3374.50	374.50	137.50	0.367	0.223	0.364	0.099	30.61	19.45

Figura 29 – Tabela da totalização dos dados obtidos. *Gross*: Espessura total do reservatório. *Net-pay* : Soma das espessuras produtoras do reservatório.

7.4 – Poço NA_11A

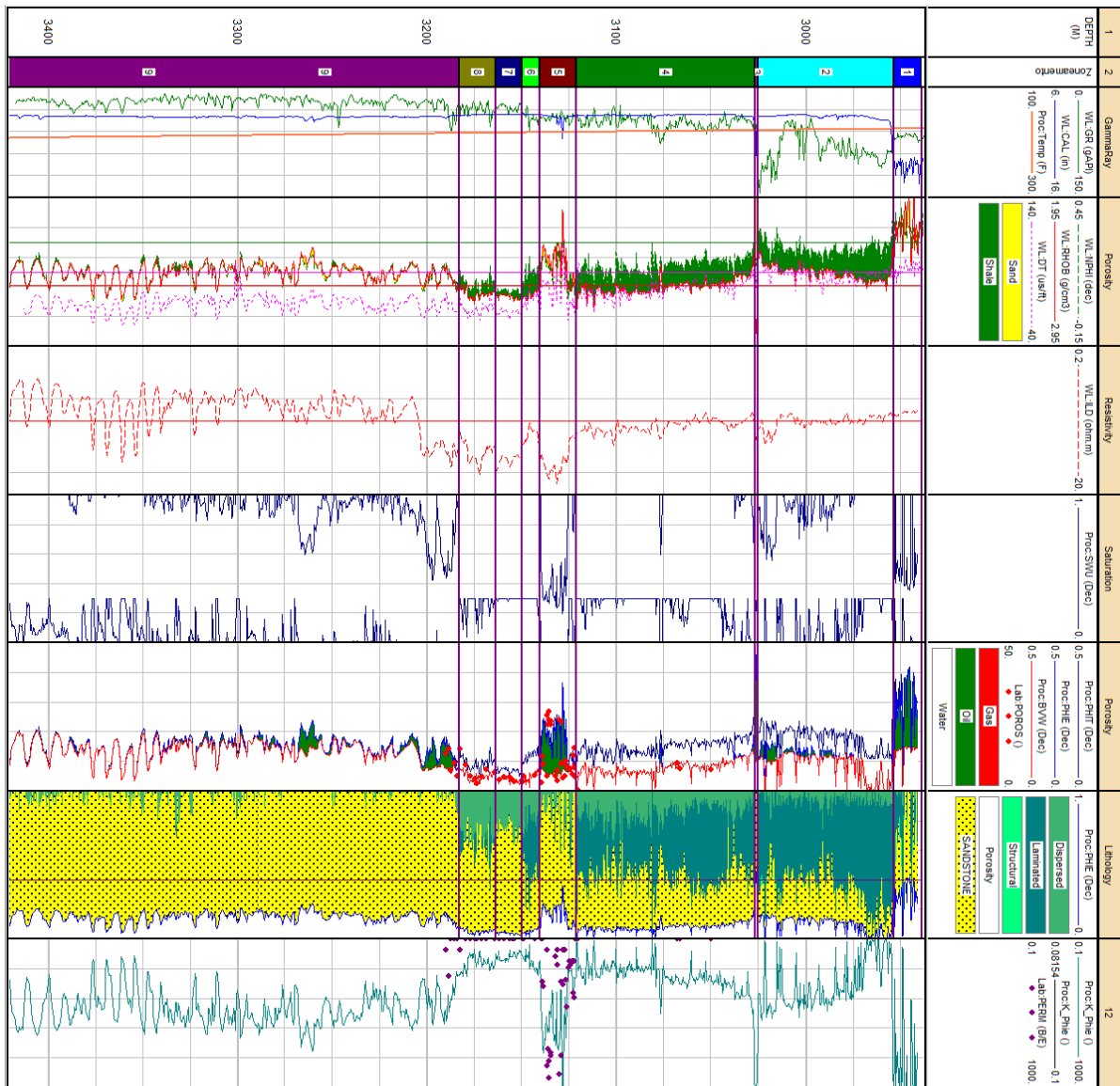


Figura 30 – Poço NA_11A. *Track 1:* Profundidade (m). *Track 2:* Zoneamento. *Track 3:* Curvas de Raios Gama (GR), Cáliper (Cal) e Temperatura (Temp). *Track 4:* Curvas de Porosidade Neutrônica (NPHI), Densidade (RHOB) e Sônico (DT). *Track 5:* Resistividades ILD (profunda) e SN (rasa). *Track 6:* Saturação de água (SWU). *Track 7:* Curva de Porosidade Efetiva (PHIE) e Total (PHIE), Volume total de água (BVW), dados laboratoriais de porosidade em vermelho (POROS). *Track 8:* Zona com a quantidade presente de poros, argila (dispersa, laminar e estrutural) e arenito. *Track 8:* Permeabilidade (K_PHIE) calculada em função das amostras pontuais em roxo (PERM).

	(m)				N/G	Médias				
	Topo	Base	Gross	Net-pay		Phi	SW	Vcl	Phi*H	PhiSo*H
Zona 1	2939.30	2954.00	14.70	7.20	0.490	0.353	0.378	0.083	2.54	1.58
Zona 2	2954.00	3025.20	71.20	0.00	0.000	---	---	---	---	---
Zona 3	3025.20	3027.00	1.80	1.70	0.944	0.372	0.270	0.013	0.63	0.46
Zona 4	3027.00	3121.30	94.30	0.20	0.002	0.091	0.803	0.261	0.02	0.00
Zona 5	3121.30	3140.60	19.30	13.70	0.710	0.184	0.277	0.099	2.52	1.82
Zona 6	3140.60	3150.20	9.60	0.00	0.000	---	---	---	---	---
Zona 7	3150.20	3163.80	13.60	0.00	0.000	---	---	---	---	---
Zona 8	3163.80	3183.20	19.40	0.00	0.000	---	---	---	---	---
Zona 9	3183.20	3421.90	238.70	218.50	0.915	0.154	0.909	0.023	33.71	3.05
Todo o poço	2939.30	3421.90	482.60	218.50	0.500	0.163	0.825	0.029	39.42	6.92

Figura 31 – Tabela da totalização dos dados obtidos. *Gross*: Espessura total do reservatório. *Net-pay* : Soma das espessuras produtoras do reservatório.

8- Bibliografia

ASQUITH, G. B., *Log evaluation of shaly sandstones: a practical guide. Series #31.* AAPG. Tulsa, Oklahoma, 1992. p.5-15.

BARBOZA, E. G., Análise Estratigráfica do Campo de Namorado (Bacia de Campos) com base na interpretação sísmica tridimensional. Tese de doutorado - Universidade Federal do Rio Grande do Sul, UFRGS, 2005. p.54

BARBOZA, E.G., TOMAZELLI, L.J., VIANA, A.R., Análise preliminar da geometria deposicional dos Tubiditos do Campo de Namorado, Bacia de Campos, RJ. ABPG, Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, 2, Anais, v. 1, Rio de Janeiro, 2003.

BARBOZA, E. G., Análise Estratigráfica do Campo de Namorado (Bacia de Campos) com base na interpretação sísmica tridimensional. Tese de Doutorado – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, UFRGS, 2005.

BATES, R. L. & JACKSON, J.A. (1980). – Glossary of Geology. American Geol. Institute, Falls Church, Virginia.

CRUZ, M. M., Aplicação de Perfilagem Geofísica e Sísmica na Caracterização da Faciologia do Reservatório de Namorado. Tese de Mestrado - Universidade Federal Fluminense, UFF, 2003. p. 30.

DARLING, T., *Well logging and formation evaluation.* Gulf Professional Publishing, 2005, Cap 1.

IP HELP MANUAL, *Interactive Petrophysics 4.0 User Manual*, 2001, Senergy Software Ltd.

LIMA, F. M., Análise Estratigráficas dos Reservatórios Turbidíticos do Campo de Namorado. Tese de Mestrado, Universidade Estadual Paulista, 2004.

LIMA, K. T. P. de. Utilização de Métodos Sísmicos, Perfilagem e Testemunho de Poços para Caracterização dos Turbiditos da Formação Urucutuca na Bacia de Almada (BA). Tese de Doutorado. Universidade Estadual do Norte Fluminense, UENF, 2006. p. 58.

MENESES S. X. & ADAMS T. 1990. Ocorrência de resistividades anômalas no Campo de Namorado, Bacia de Campos. Boletim de Geociências da PETROBRAS, Rio de Janeiro, 4(2): 183-188.

NERY, G. G., Perfilagem Geofísica, HYDROLOG Serviços de Perfilagem Ltda, 2004.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A., Sigeo, BDGEOL (Base de dados da Geologia), *Recuperação de informações do Campo de Namorado – Bacia de Campos* (Documentação interna), Rio de Janeiro, Brasil, 1976.

PONTE, F. B., Fluxo de Trabalho para Mapeamento de Litofácies com Aplicação no Campo de Namorado, Bacia de Campos, Rio de Janeiro. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, UFRRJ, 2010. p. 19

RANGEL, H. D. & MARTINS, C. C. Principais compartimentos exploratórios, Bacia de Campos. Schlumberger Rio de Janeiro, 1998. p. 32-40.

RANGEL, H.D., MARTINS, F.A., ESTEVES, F.R. & FEIJÓ, F.J., Bacia de Campos. Boletim de Geociências da Petrobras, 8(1), 1994. p. 203-217.

SACCO, T., SUSLICK, S. B., VIDAL, A. C., Modelagem Geológica 3D do Campo de Namorado Utilizando Dados de Perfilagem de Poços Verticais. Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás, 4, Campinas, SP, 2007. p.3.

SERRA, O. & L., *Well Logging – Data Acquisition and Applications*. Ed. Serralog, Méry Corbon, França, 2004. cap. 1, 10, 26, 31.

VIDAL, A. C., SANCEVERO, S. S., REMACRE, A. Z. & COSTANZO, C. P., Modelagem geostatística 3D da impedância acústica para a caracterização do campo de namorado. Revista Brasileira de Geofísica. vol.25, n.3, 2007. p. 3.

WINTER, W. R., JAHNERT, R. J., FRANÇA, A. B., Bacia de Campos. Boletim de Geociências da PETROBRAS, Rio de Janeiro, 15(2), 2007.

ZEMBRUSCKI, S.G.; CHANG, H.K. 1989. “Gradiente geotérmico das bacias sedimentares brasileiras.” Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, 3(3): 215-227.