UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
CURSO DE GRADUAÇÃO EM GEOFÍSICA

GEO213 – TRABALHO DE GRADUAÇÃO

DETERMINAÇÃO DE PARÂMETROS PETROFÍSICOS COM PROGRAMAS INTERATIVOS QUE USAM PERFIS GEOFÍSICOS DE POÇOS

ANDERSON NOGUEIRA MENDES

SALVADOR – BAHIA
FEVEREIRO 09 2007

Determinação de Parâmetros Petrofísicos com Programas Interativos que usam perfis Geofísicos de Poços

por

Anderson Nogueira Mendes

GEO213 – TRABALHO DE GRADUAÇÃO

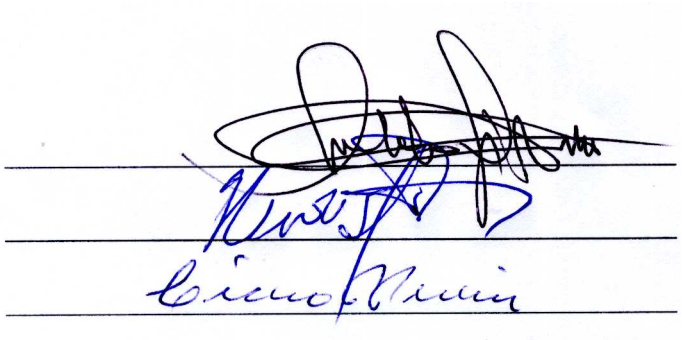
Departamento de Geologia e Geofísica Aplicada

do

Instituto de Geociências

da

Universidade Federal da Bahia



Comissão Examinadora

Mc. Geraldo Girão Nery - Orientador

Dr. Hédison K. Sato

Geól. Cícero da Paixão Pereira

Data da aprovação: 09/02/2007

Dedico a Aline ...

RESUMO

Arenitos turbidíticos, ocorrentes no Campo de Namorado e que constituem os principais reservatórios de hidrocarbonetos daquele campo, serão avaliados, petrofisicamente, neste trabalho. A análise petrofísica, baseada na caracterização de seus parâmetros: espessura, densidade, conteúdo de argila, saturação, constantes elásticas, entre outros, possibilita uma aplicação importante na avaliação de poços em "Campos Maduros", do tipo campo Escola de Namorado e contribui ainda mais, em caráter científico, para a etapa de exploração da Indústria Petrolífera. O Campo Escola de Namorado, localizado na parte central da Bacia de Campos, a 70 km da costa, entre as cotas batimétricas de 150 a 250 m, está entre os maiores produtores de petróleo da margem continental do Brasil. Por estas razões, e introduzindo-se novas metodologias, os registros de alguns de seus poços foram utilizados usando-se o programa "Interactive Petrophysics", da Schlumberger, através de correlações entre os perfis de Raios Gama (GR), Sônico (DT), Resistividade (ILD), Densidade (RHOB) e Neutrônico (NPHI) para a determinação de parâmetros petrofísicos acima mencionados.

ABSTRACT

Turbiditic sandstones, the main hydrocarbon reservoirs in the northwest portion of the Namorado Field, are characterized by some petrophysical parameters such as: thickness, density, clay content, water saturation, elastic constants, among others, in order to make possible such application in the evaluation of "Mature Fields" at present stage of exploration of the oil industry. The Namorado Field is located in the central part of the Campos Basin, approximately 70km off coast and between 150-250m bathymetric depths. It is one of the the most producing oil field of the brazilian continental margin. This study was accomplished by the Schlumberger methodology introduced in a program named "Interactive Petrophysics", using acquisition data logs Gamma Ray (GR), Sonic (DT), Resistivity (ILD), Density (RHOB) and Neutron (NPHI) for the determination of those petrophysics parameters.

ÍNDICE

RESUMO iii

ABSTRACT iv

ÍNDICE v

ÍNDICE DE TABELAS vii

ÍNDICE DE FIGURAS viii

INTRODUÇÃO 1

CAPÍTULO 1 Geologia Regional 3

CAPÍTULO 2 Teoria - Perfilagem de Poços 5

2.1 Histórico 5

2.2 Tipos de Perfis Geofísicos 6

2.2.1 Perfil de Raios Gama (GR) 6

2.2.2 Perfil de Indução (ILD) 7

2.2.3 Perfil Sônico (DT) 7

2.2.4 Perfil de Densidade (RHOB) 8

2.2.5 Perfil Neutrônico (NPHI) 8

2.3 Uso Dos Perfis como Ferramentas Geofísicas 9

2.3.1 Resistividade de uma Rocha contendo Óleo (Rt) 9

2.3.2 Porosidade (ϕ) 10

2.3.3 Conteúdo de Argila ou Argilosidade (VCL) 10

2.3.4 Saturação de Fluido (Sw) 11

2.4 Velocidade das Ondas P e S 12

2.5 Constantes Elásticas (ν) e (G) 12

2.5.1 Coeficiente de Poisson (ν) 13

2.5.2 Módulo de Cisalhamento ou de Rigidez (G) 13

CAPÍTULO 3 Metodologia dos Parâmetros Petrofísicos 15

3.1 Parâmetros Petrofísicos: Métodos 15

3.1.1 Determinação da Argilosidade a partir de seus Indicadores 15

3.1.2 Determinação da Porosidade Efetiva e Total 16

3.1.3 Determinação da Saturação de Água 17
3.1.4 Uso dos Perfis para Descrição Litológica 17
3.1.5 Determinação das Velocidades das Ondas P e S das Rochas 18
3.1.6 Velocidade Compressional (Vp) 18
3.1.7 Velocidade Cisalhante (Vs) 18
3.2 Determinação das Constantes Elásticas 19
3.2.1 Determinação do Coeficiente de Poisson (ν) 19
3.2.2 Determinação do Módulo de Rigidez (G) 19
3.3 Determinação da Densidade a partir da Velocidade (Vp) 20

CAPÍTULO 4 Análise dos Resultados 21
4.1 Poço NA01A (figuras 4.1 a 4.9) 21
4.1.1 Curva da Argilosidade 21
4.1.2 Análise da Porosidade e Saturação de Fluido 24
4.1.3 Análise das Velocidades das Ondas P e S e das Constantes Elásticas . 26
4.1.4 Parâmetros de Corte e Net Pay 28
4.2 Poço NA07 (figuras 4.10 a 4.18) 32
4.2.1 Curva da Argilosidade 32
4.2.2 Análise da Porosidade e Saturação de Fluido 34
4.2.3 Análise das Velocidades das Ondas P e S e das Constantes Elásticas . 36
4.2.4 Parâmetros de Corte e Net Pay 38
4.3 Poço NA12 (figuras 4.19 a 4.27) 42
4.3.1 Curva da Argilosidade 42
4.3.2 Análise da Porosidade e Saturação de Fluido 44
4.3.3 Análise das Velocidades das Ondas P e S e das Constantes Elásticas . 46
4.3.4 Parâmetros de Corte e Net Pay 48
4.4 Poço RJS 019 (figuras 4.28 a 4.36) 52
4.4.1 Curva da Argilosidade 52
4.4.2 Análise da Porosidade e Saturação de Fluido 54
4.4.3 Análise das Velocidades das Ondas P e S e das Constantes Elásticas . 56
4.4.4 Parâmetros de Corte e Net Pay 58

CAPÍTULO 5 Conclusões 62

Agradecimentos 64

Referências Bibliográficas 65

ÍNDICE DE TABELAS

3.1 Constantes específicas da equação 3.9 para cada litologia 18

4.1 Parâmetros de corte específicos do poço NA01A 28
4.2 Parâmetros de corte específicos do poço NA07 38
4.3 Parâmetros de corte específicos do poço NA12 48
4.4 Parâmetros de corte específicos do poço NA12 58

ÍNDICE DE FIGURAS

1.1 Mapa de localização da bacia de Campos com os principais campos de petróleo, além do campo de Namorado (em vermelho)(Guardado et al., 1990). 4
1.2 Mapa de localização dos poços utilizados no presente trabalho (campo de Namorado) (Guardado et al., 1990). 4

2.1 Exemplos de coeficiente de Poisson para várias litologias (modificado de Bourbié et al. (1985)) 13

4.1 Determinação do ponto de folhelho a partir das curvas de RHOB × NPHI para o poço NA01A 22
4.2 Perfil composto com as duas curvas de Argilosidade do Poço NA01A (VCLGR = VCLCLAVIER) 23
4.3 Gráfico para o ajuste da Densidade da matriz do Poço NA01A 24
4.4 Perfil de Porosidade, litologia e Saturação de Fluido do Poço NA01A, com as curvas de aquisição NPHI, RHOB e ILD. 25
4.5 Perfil das Velocidades das Ondas P e S e das Constantes Elásticas do Poço NA01A (o valor de G está em $10^{10}\ g/cm.s^2$) (Densidade = densidade calculada a partir da equação 3.13) 27
4.6 Determinação das Saturações de corte e irredutível do poço NA01A 29
4.7 Cálculo do Volume de folhelho de corte do poço NA01A 29
4.8 Cálculo da Porosidade de corte do poço NA01A 30
4.9 Perfil do Net Pay do Poço NA01A 31
4.10 Determinação do ponto de folhelho a partir das curvas de RHOB × NPHI para o poço NA07 32
4.11 Perfil composto com as duas curvas de Argilosidade do Poço NA07 ($VCLGR = VCLCLAVIER$) 33
4.12 Gráfico para o ajuste da densidade da matriz (ρm) do Poço NA07 34
4.13 Perfil de Porosidade, Litologia e Saturação de Fluido do Poço NA07, com as curvas de aquisição NPHI, RHOB e ILD. 35
4.14 Perfil das Velocidades das Ondas P e S e das Constantes Elásticas do Poço NA07 (o valor de G está em $10^{10}\ g/cm.s^2$) (Densidade = densidade calculada a partir da equação 3.13) 37
4.15 Determinação das Saturações de corte e irredutível do poço NA07 39
4.16 Cálculo do Volume de folhelho de corte do poço NA07 39
4.17 Cálculo da Porosidade de corte do poço NA07 40

4.18 Perfil de Net Pay do Poço NA07 41
4.19 Determinação do ponto de folhelho a partir das curvas de RHOB × NPHI para o poço NA12 42
4.20 Perfil de Argilosidade do Poço NA12 (VCLGR = VCLCLAVIER 43
4.21 Gráfico para o ajuste da densidade da matriz (ρm) do Poço NA12 44
4.22 Perfil de Porosidade, Litologia e Saturação de Fluido do Poço NA12 45
4.23 Perfil das Velocidades das Ondas P e S e das Constantes Elásticas do Poço NA12 (o valor de G está em 10^{10} $g/cm.s^2$) (Densidade = densidade calculada a partir da equação 3.13) 47
4.24 Determinação das Saturações de corte e irredutível do poço NA12 49
4.25 Cálculo do Volume de folhelho de corte do poço NA12 49
4.26 Cálculo da Porosidade de corte do poço NA12 50
4.27 Perfil de Net Pay do Poço NA12 51
4.28 Determinação do ponto de folhelho a partir das curvas de RHOB × NPHI para o poço RJS019 52
4.29 Perfil de Argilosidade do Poço RJS019 (VCLGR = VCLCLAVIER) 53
4.30 Gráfico para o ajuste da densidade da matriz (ρm) do Poço RJS019 54
4.31 Perfil de Porosidade e Saturação de Fluido do Poço RJS019 55
4.32 Perfil das Velocidades das Ondas P e S e das Constantes Elásticas do Poço RJS019 (o valor de G está em 10^{10} g/cm.s^2) (Densidade = densidade calculada a partir da equação 3.13) 57
4.33 Cálculo da Saturação de corte do poço RJS019 59
4.34 Cálculo do Volume de folhelho de corte do poço RJS019 59
4.35 Cálculo da Porosidade de corte do poço RJS019 60
4.36 Perfil de Net Pay do Poço RJS019 61

INTRODUÇÃO

Para o estudo das bacias sedimentares brasileiras, é necessário buscar novos conhecimentos e metodologias, no campo das geociências, no intuito de avaliar potencialmente um sistema de acumulações de fluidos dentro destas bacias. A perfuração de poços é uma etapa importante para a exploração de hidrocarbonetos, no intuito de revelar ou descobrir possíveis acumulações identificadas em um prospecto exploratório. Entre as demais etapas deste tipo de prospecto, destaca-se a perfilagem geofísica de poços que visa identificar as rochas e os fluidos usando ferramentas específicas que registram suas propriedades petrofísicas em função da profundidade, passíveis de análise em conjunto com testemunhos, amostras de calha, entre outros.

Na avaliação dos perfis geofísicos, as rochas são diagnosticadas em função de suas propriedades elétricas, radioativas, acústicas, mecânicas, térmicas etc, pelo uso de um ou mais sensores em deslocamento contínuo dentro de um poço (Nery, 1990). Vale ressaltar que, o uso das ferramentas de perfilagem auxilia na obtenção de informações bastante detalhadas, no sentido de identificar e compreender as litologias e seus comportamentos estruturais e estratigráficos em subsuperfície.

A interpretação dos poços neste presente estudo é baseada no registro das curvas GR, ILD, DT, RHOB e NPHI, por suas respectivas ferramentas de Raios Gama, Indução, Sônico, Densidade e Neutrônico compensados. A partir destes dados, serão avaliados alguns parâmetros petrofísicos, com o uso de diversas equações empíricas, de largo uso na indústria.

O objetivo deste trabalho visa caractericar petrofísicamente as rochas a partir da combinação dos perfis utilizados para classificá-las de acordo com (a) o seu conteúdo de argila ou argilosidade, com o uso dos indicadores de Raios Gama e da relação entre as ferramentas de Densidade e Neutrônica; (b) para determinar as porosidades total e efetiva das camadas, com o uso conjunto de RHOB e NPHI; (c) para estabelecer as proporções de fluido dentro das rochas e (d) para calcular algumas constantes elásticas a partir das velocidades compressionais e cisalhantes, utilizando-se também do perfil Sônico.

Além disso, no intuito de avaliar a potencialidade dos reservatórios, serão calculados alguns parâmetros de corte (Net Pays) tais como a saturação, o volume de folhelho e a porosidade mínima e estabelecer limites de comercialidade dos poços.

Neste trabalho, foram utilizados os poços NA01A, NA07, NA12 e RJS019 do campo de Namorado, na bacia de Campos - RJ. O material destes poços corresponde ao conjunto de

arquivos, com extensão .LAS, que pertencem ao CD "Escola de Namorado", fornecidos pela ANP. Nele estão também alguns dados de análise seqüencial de testemunhos (ANASETE) das rochas dos poços, em grande parte dos arquivos. Vale ressaltar que o números de poços ficou reduzido devido à ausência das leituras do perfil Sônico, o que requer dados de orientação e desvio vertical, para que se possa efetivamente calcular as espessuras das camadas e não aquelas obervadas nos perfis.

Todos os resultados e figuras aqui apresentados foram gerados utilizando-se do programa *Interactive Petrophysics*^{TM} 3.2.24, desenvolvido pela PGL (*Production Geosciencie Ltd*), comercializado atualmente pela Schlumberger Information Solutions (SIS), licenciado junto ao CPGG/UFBA (Centro de Pesquisa em Geologia e Geofísica Aplicada) além do software Microsoft EXCEL 2003.

CAPÍTULO 1

Geologia Regional

O Campo Escola de Namorado, localizado entre as cotas batimétricas de 150 a 250m, está entre os maiores produtores de petróleo da margem continental do Brasil. Este pertence à porção centro-norte do *trend* de acumulações petrolíferas da Bacia de Campos. Sua descoberta, em meados da década de 70, ocorreu por ocasião da perfuração do poço Pioneiro RJS-019 (Lima, 2004).

Os reservatórios do campo de Namorado classificam-se como arenitos turbidíticos denominados de "Arenito Namorado", ocorrendo em camadas isoladas ou em calhas deposicionais, durante o período Albiano-Cenomaniano.

A Bacia de Campos localiza-se na parte sudeste do Brasil, limitando-se entre o Alto da Vitória, ao norte, no estado do Espírito Santo e o Alto de Cabo Frio, ao sul, no estado do Rio de Janeiro, sendo uma das áreas mais petrolífera da costa marginal brasileira (figuras 1.1 e 1.2) (Guardado et al., 1990). O presente campo apresenta uma área de aproximadamente 10000km^2, com uma lâmina d'água de 2000m (Lima, 2004) e caracteriza-se como uma bacia de margem continental passiva.

Estratigraficamente a bacia é composta por rochas basálticas eocretáceas, correspondentes ao embasamento e designada Formação Cabiúnas. A Formação Lagoa Feia é composta por conglomerados, arenitos, carbonatos e folhelhos de idade Barremiana, depositados durante a fase rift.

Mais tarde, no Albiano-Turoniano, foram depositadas rochas clásticas e carbonáticas, denominada de Formação Macaé e, finalmente, o Grupo Campos, onde estão englobadas a Formação Carapebus, composta de arenitos finos e grosseiros, resultantes de correntes de turbidez, a Formação Ubatuba com folhelhos e margas e a Formação Emboré caracterizada pela presença de arenitos e carbonatos impuros.

Segundo a evolução geotectônica e estrutural da margem continental brasileira a bacia de Campos está relacionada ao processo de separação das placas Africana e Sul-americana, a partir do super continente Gondwana (Lima, 2004), onde é limitada por altos e baixos estruturais, além de domos salinos, os quais controlam a distribuição das rochas sedimentares.

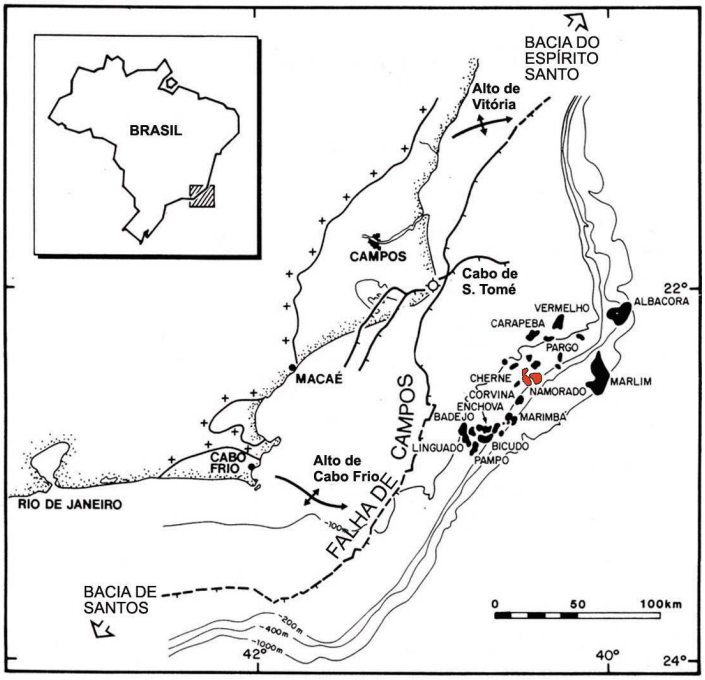


Figura 1.1: Mapa de localização da bacia de Campos com os principais campos de petróleo, além do campo de Namorado (em vermelho)(Guardado et al., 1990).

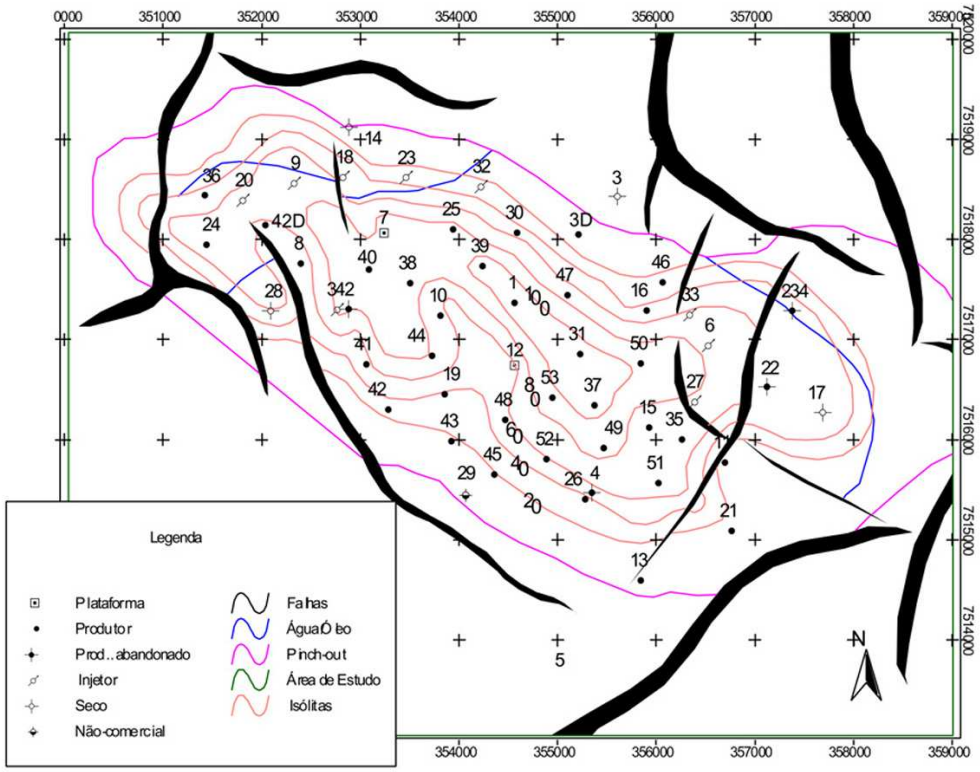


Figura 1.2: Mapa de localização dos poços utilizados no presente trabalho (campo de Namorado) (Guardado et al., 1990).

CAPÍTULO 2

Teoria - Perfilagem de Poços

A perfuração de poços é uma etapa importante para a exploração de hidrocarbonetos, no intuito de revelar ou descobrir possíveis acumulações previstas em um prospecto exploratório. Entre as etapas deste tipo de prospecto, destaca-se a perfilagem geofísica de poços que visa identificar as rochas usando ferramentas específicas que registram suas propriedades petrofísicas em função da profundidade, passíveis de análise em conjunto com testemunhos, amostras de calha e parâmetros da perfuração.

Na avaliação dos perfis geofísicos, as rochas são diagnosticadas em função de suas propriedades elétricas, radioativas, acústicas, mecânicas, térmicas etc, pelo uso de um ou mais sensores em deslocamento contínuo dentro de um poço (Nery, 1990). Vale ressaltar que, no campo da geologia, o uso das ferramentas de perfilagem auxilia na obtenção de informações bastante detalhadas, no sentido de identificar e compreender as litologias e seus comportamentos estruturais e estratigráficos, em subsuperfície.

O uso da técnica da perfilagem permite estabelecer algumas vantagens necessárias para que um intérprete determine, através de cálculos quantitativos, a potencialidade de um poço, tais como (Nery, 1990): as profundidades são precisas; a descida dos sensores é efetuada num período de tempo relativamente curto; substituem os poucos dados registrados por um geólogo no poço; elimina-se o fator humano, devido aos sensores registrarem as propriedades petrofísicas das rochas "in loco"; e, finalmente, maior detalhe e menor custo, em relação à análise de testemunhagem contínua.

2.1 Histórico

Devido ao grande avanço das pesquisas para a exploração de petróleo, a perfilagem passou a ser uma necessidade após a descoberta em 1859, pelo Coronel Drake. A idéia inicial dos irmãos Schlumberger, em descer em um poço o mesmo sistema de sensores que usavam na eletrorresistividade de superfície, deu origem a perfilagem geofísica, tornando-se uma das aplicações mais importante para o desenvolvimento tecnológico e industrial da exploração do petróleo.

No Brasil, a utilização dos perfis geofísicos começou na década de 40 do século passado, de forma analógica, para a avaliação de reservatórios com hidrocarbonetos. Hoje, devido à demanda de novas informações e com a evolução da indústria petrolífera, sensores modernos e supercomputadores melhoraram a quantidade e qualidade dos dados de poços a serem interpretados reduzindo, cada vez mais, o tempo das operações de perfuração e uma melhor caracterização de reservatórios.

2.2 Tipos de Perfis Geofísicos

Como dito anteriormente, os perfis geofísicos são registros em função da profundidade, de um determinado poço, de suas propriedades elétricas, acústicas, radioativas etc. Os sensores ou sondas emitem sinais, sejam elétricos, acústicos ou radioatividade, que atravessam os alvos (as rochas) e recebem sinais que correspondem às respostas das rochas e seus respectivos parâmetros petrofísicos.

Neste trabalho, foram utilizados cinco tipos de perfis geofísicos, corridos no campo escola de Namorado (bacia de Campos - RJ), os quais são: perfis de Raios Gama (GR), Sônico (DT), de Resistividade (ILD), de Densidade (RHOB) e Neutrônico (PHID), que serão descritos a seguir, obedecendo a nomenclatura da empresa de perfilagem executora dos serviços.

2.2.1 Perfil de Raios Gama (GR)

A radioatividade é o decaimento espontâneo (desintegração) de um núcleo atômico instável acompanhado pela emissão de partículas e/ou radiação eletromagnética. Os perfis de Raios Gama têm como princípio, medir a radioatividade natural das rochas emitida pelos isótopos do Urânio (U), Tório (Th) o e Potássio (K^{40}), através de equipamentos sensíveis a esta propriedade, sendo um dos perfis mais utilizados pelo intérprete, pois permite diferenciar camadas argilosas das demais litologias.

As argilas são rochas ricas naturalmente em minerais radioativos (K-feldspatos) portadores do isótopo do potássio (K^{40}), um dos mais abundante entre os elementos radioativos existentes na crosta. A unidade padrão, de medida dos perfis de Raios Gama é a unidade ou grau API (UAPI ou GAPI), estabelecido pelo *American Petroleum Institute*, que é a representação de 1/200 das medidas da radioatividade em camadas artificialmente radioativadas, com quantidades conhecidas dos elementos U, Th e K^{40}.

2.2.2 Perfil de Indução (ILD)

Os perfis de indução são úteis para casos em que os perfis elétricos convencionais sejam limitados, uma vez que as ferramentas galvânicas necessitam de meios condutivos para funcionar segundo seus princípios ferramentais.

Esta ferramenta tem como princípio básico um par de bobinas (transmissora e receptora), onde se emite uma corrente alternada (transmissora) produzindo um campo magnético primário, que induz uma corrente nas camadas gerando um campo secundário. Este sinal secundário, oriundo das rochas, é captado pela bobina receptora e é proporcional à condutividade de cada formação (Souza, 1985).

Uma das limitações de seu uso é a aplicação de lamas muito salgadas, pois a salinidade está diretamente relacionada à condutividade do meio, ou quando a invasão da lama é muito profunda, devido a sua influência na resistividade verdadeira da camada. Entretanto, graças a sua profundidade de investigação, o perfil de indução permite minimizar o efeito dos fluidos invasores e identificar as resistividades verdadeiras da formação. A unidade de medida de resistividade, desta ferramenta, é expressa por Ohm.m.

2.2.3 Perfil Sônico (DT)

A ferramenta que mede as propriedades acústicas das rochas, num poço, é o Sônico. O som viaja através das rochas com uma velocidade que varia de acordo com o meio. Assim, o registro do menor tempo de trânsito nas rochas, em um espaço fixo e definido na ferramenta, mostra uma correlação entre as várias propriedades mecânicas das mesmas.

Segundo Wyllie et al. (1956), existe uma relação direta entre o tempo de trânsito e a porosidade das rochas, principalmente nas rochas sedimentares, estabelecidos pela seguinte equação ponderada volumetricamente:

$$\Delta t = \phi \Delta t_f + (1 - \phi)\Delta t_m \,, \tag{2.1}$$

onde:

Δt_m = Tempo de Trânsito da matriz
Δt_f = Tempo de Trânsito do fluido
Δt = Tempo de Trânsito a registrar
ϕ = Porosidade.

Vale salientar que esta equação deve ser usada somente nas rochas sedimentares. Alguns efeitos são capazes de influenciar na medida dos perfis, tais como a argilosidade e a presença de hidrocarboneto, devido atenuação da velocidade do som nas camadas, com um conseqüente aumento no tempo registrado.

Outro dado importante, em relação ao perfil Sônico, é a sua utilização na determinação das constantes elásticas. Esta medida é baseada na velocidade das ondas compressionais que, por sua vez, é uma função de alguns parâmetros petrofísicos dinâmicos importantes tais como, razão de Poisson, módulo de cisalhamento, módulo de Young, etc. Estes tipos de informação tem uso consagrado na sísmica de superfície e na engenharia de perfuração de poços.

2.2.4 Perfil de Densidade (RHOB)

Este perfil mede continuamente as variações de densidade das rochas em função da profundidade. Seu princípio é baseado em uma fonte que emite um feixe monoenergético de raios gama que se chocam com os átomos do meio, de acordo com o princípio físico do espalhamento Compton, quando então os raios gama sofrem dispersão e são captados pelos sensores de modo volumetricamente proporcional a densidade eletrônica da rocha (ρe). Por sua vez, ρe é diretamente proporcional a densidade da rocha. Este efeito pode ser expresso pela seguinte relação:

$$\rho_B = (1 - \phi)\rho_m + \phi\rho_f \ , \tag{2.2}$$

onde:

ϕ = porosidade (volume de vazios)
ρ_m = densidade da matriz (volume de sólidos) da rocha
ρ_f = densidade do fluido da rocha
ρ_B = densidade da rocha (RHOB) a registrar.

Alguns fatores podem influenciar a leitura de RHOB, devido às interações entre os raios gama e os átomos da formação, tais como a lama (reboco) e os hidrocarbonetos, por não se saber, a priori, a proporção de fluido nas formações e a argilosidade. Apesar dessas influências, o perfil de Densidade tem uma aplicação muito grande na perfilagem no cálculo da porosidade e na identificação de zonas de gás (juntamente com o perfil Neutrônico).

2.2.5 Perfil Neutrônico (NPHI)

A grande diferença de medida deste tipo de perfil com o de Densidade, também radioativo, é o uso do bombardeamento nas rochas por nêutrons de alta energia e não de raios gama, como naquele. O perfil neutrônico tem como função medir a porosidade das rochas, por meio das respostas diretas do teor de hidrogênio das formações. Isto porque os nêutrons ao colidirem com os átomos das rochas perdem mais energia com aqueles átomos que têm praticamente o mesmo tamanho, no caso o hidrogênio.

Após esta perda, eles que saem rápidos da fonte, desaceleram, perdem energia a cada

choque, passam a ter energia epitermal e finalmente a termal do meio. A distância entre a fonte e o detector indica o tipo de ferramenta. Quanto mais próximo da fonte, a captação é de nêutrons epitermais. Quanto mais afastado, nêutrons termais. Em ambos os casos suas populações dependem do tipo de elementos interporosos capazes de absorvê-los ou liberá-los menos energeticamente para a detecção.

As medidas da porosidade neutrônica são realizadas em função da porosidade da rocha e possuem uma grande vantagem por não serem influenciados pelo revestimento do poço, sendo, por isso, utilizados também em poços revestidos.

Não podemos deixar de ressaltar que, para uma boa leitura da porosidade das formações, é preciso destacar o efeito da lama de perfuração que, quanto maior for o diâmetro do poço, maior será a quantidade de lama e, por sua vez, maior quantidade de hidrogênio e menor a resposta das camadas; o efeito da presença de gás, que significa uma menor quantidade de hidrogênio nas rochas; e também do efeito da argilosidade, a qual possui uma razoável quantidade de água, dando uma maior porosidade do que as rochas arenosas ou qualquer rocha que não contenha argila.

Por fim, as aplicações do uso do perfil neutrônico são: porosidade das rochas em poços abertos e revestidos, a detecção de hidrocarbonetos leves, juntamente com a Densidade, e identificação litológica.

2.3 Uso Dos Perfis como Ferramentas Geofísicas

A partir dos registros dos perfis acima descritos, é possível se determinar parâmetros petrofísicos associados a cada litologia analisada. O presente estudo mostra como se pode avaliar, com o uso de um conjunto mínimo de perfis, os seguintes parâmetros: resistividade da rocha com ou sem óleo, volume de argila, porosidade total e efetiva, saturação em água, além das constantes elásticas, como a relação de Poisson e o módulo de rigidez. Com tais resultados pode-se estabelecer ou não a comercialidade dos poços perfurados.

2.3.1 Resistividade de uma Rocha contendo Óleo (Rt)

Segundo Archie (1942), as rochas permoporosas, consideradas reservatórios, normalmente são saturadas por fluidos podendo ser óleo, gás e/ou água. A resistividade da rocha contendo água + óleo (Rt) é inversamente proporcional à quantidade de água existente na rocha (Sw) e a sua porosidade (ϕ) e diretamente proporcional a qualidade da sua água interporosa, definida por sua resistividade (Rw). A obtenção da resistividade verdadeira da formação pode ser obtida pela indução (ILD), desde que o poço tenha sido perfurado com fluidos de perfuração (lama) pouco condutiva (à base de água doce, gás ou óleo).

2.3.2 Porosidade (ϕ)

A relação entre o volume de espaços vazios e o volume total da rocha é denominada de porosidade (ϕ). Sua medida depende de fatores que envolvam volumes, como o volume total, o volume da parte sólida e o volume de vazios e pode ser caracterizada pelos espaços vazios interligando grãos e/ou fraturas nas rochas.

Há dois tipos de porosidade presente nas rochas sedimentares: a porosidade primária que é adquirida pela rocha durante a sua deposição como, por exemplo, a dos arenitos; e a porosidade secundária, como sendo resultado de processos diagenéticos causados por aberturas por dissolução ou fraturamento nas rochas, a porosidade predominante nos calcáreos.

Outro parâmetro a ser observado é a porosidade efetiva, que é a razão somente do volume dos vazios interconectados e o volume total da rocha, ou seja, os espaços onde é possível a passagem de fluxo de fluido (Oliveira, 2005). Em termos de viabilidade econômica para atividade da indústria petrolífera, a porosidade efetiva tem sua fundamental importância devido a possível retirada do hidrocarboneto, sem levar em conta o óleo residual nos poros não conectados.

2.3.3 Conteúdo de Argila ou Argilosidade (VCL)

A argila é classificada texturalmente como uma fração granulométrica fina das rochas sedimentares, menor que 0,004 mm. O conteúdo de argila, ou argilosidade, é um termo empregado para representar a quantidade de minerais de argila presente nas rochas.

Na perfilagem geofísica, o conteúdo de argila é um dos fatores mais importantes que influenciam nas medições das ferramentas como no Densidade (a densidade do folhelho é muito próxima da densidade da matriz). No perfil Neutrônico, o conteúdo de argila é evidenciado nos altos valores de porosidade medido nas camadas argilosas, pelo fato da alta concentração de água adsorvida nos poros, característica das argilas, seja somada com o alto teor de água livre (Nery, 1990).

Existem vários indicadores que podem quantificar a argilosidade nas camadas. Um deles é obtido linearmente pelo uso dos Raios Gama (GR). Outros autores desenvolveram métodos não lineares, através de experimentos em laboratório, também com base no perfil de Raios Gama, tais como: Clavier, Larionov, Asquith etc. Além disso, outro importante indicador é obtido através da relação entre os perfis de Densidade e Neutrônico, onde comparam-se as influências dos minerais de argila em ambas as ferramentas.

2.3.4 Saturação de Fluido (Sw)

A saturação de um fluido (Sf) qualquer em uma rocha é dada pela relação existente entre o volume de fluido (Vf) pelo volume total da rocha (Vt), ou seja, é a fração de fluido que ocupa os espaços vazios da rocha, expresso por:

$$Sf = \frac{Vf}{Vt}. \tag{2.3}$$

Numa rocha analisada, o fluido a ser considerado é a água de formação que coexiste com o óleo, o ponto de partida para a caracterização de reservatório através da Lei de Archie (1942), que estabelece uma relação entre a resistividade verdadeira da formação, a porosidade, a geometria dos grãos, etc, para as rochas isentas de argila.

A equação da Lei de Archie, modificada por Winsauer et al. (1956), que é expressa por:

$$Sw^n = \frac{aRw}{\phi^m R_t}\,, \tag{2.4}$$

onde:

Sw = saturação de água
Rw = resistividade da água da formação
ϕ = porosidade
Rt = resistividade verdadeira da formação ou resistividade da rocha com óleo
a = tortuosidade
n = expoente de saturação da rocha
m = fator de cimentação da rocha.

É importante se determinar a saturação de água de uma formação, pois, em uma interpretação quantitativa, se a saturação da mesma não for igual a 100% (Sw $<$ 1), é porque existe a possibilidade de que o fluido (Sf) seja hidrocarboneto, coexistindo com a água interesticial sendo:

$$Sw = (1 - Shc). \tag{2.5}$$

Outro fator importante é a quantidade de água que fica contida no reservatório e não pode ser retirada, devido à forças capilares, sendo denominada de saturação de água irredutível (Swirr), ou seja, uma fração da água que é adsorvida aos grãos da rocha ou presa pelas "gargantas" dos poros. Este fator depende da geometria do poro, porosidade, conectividade entre os grãos (Rabelo, 2004). Por exemplo, por ser muito fina, as camadas mais argilosas possuem uma boa conectividade entre seus grãos e grande facilidade em apresentar estas forças capilares aumentando assim a saturação de água irredutível numa determinada formação.

2.4 Velocidade das Ondas P e S

A medida das propriedades Acústicas dinâmicas das rochas tem como principio as vibrações causadas pelas ondas elásticas compressionais e transversais, através do meio (camada) e seus respectivos fluidos presentes. A onda sonora propaga-se com velocidades diferentes e é influenciada de acordo com as características texturais das camadas.

São dois os tipos de ondas elásticas principais que podem atravessar os corpos: A onda primária ou compressional (P), cujas partículas oscilam na mesma direção da propagação da onda em sua passagem; e a onda secundária, transversal ou cisalhante (S), onde as partículas oscilam na direção perpendicular à propagação da onda. É importante destacar que as ondas cisalhantes não se propagam nos fluidos (líquidos e gases), por isso a chegada da onda P será a primeira a ser registrada nos sônicos em relação à chegada da onda S.

O estudo da propagação destas ondas é de fundamental importância para outras áreas além da petrofísica, como o processamento sísmico, pois, permite caracterizar e distinguir as litologias e determinar as constantes elásticas dos materiais (Oliveira, 2005). As velocidades das ondas compressionais e transversais podem ser representadas em função das constantes da Lamé (λ e μ) e da densidade das rochas (ρ), pelas seguinte equações:

$$Vp = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}}\,, \tag{2.6}$$

$$Vs = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}}. \tag{2.7}$$

Além da velocidade das ondas P e S serem elevadas para rochas mais densas, devido ao fato que as constantes elásticas também serem dependentes da densidade, alguns fatores podem influenciar na propagação das ondas P e S, tais como: porosidade, conteúdo fluido, fraturas, estado de tensões, cimentação, grau de compactação, etc (Oliveira, 2005).

2.5 Constantes Elásticas (ν) e (G)

Para se obter informações de cada litologia durante o processo de perfuração é necessário o estudo e a compreensão das características mecânicas dos mesmos. As relações entre as tensões aplicadas e suas deformações, i.é., as chamadas constantes elásticas, podem avaliadas de duas maneiras distintas: estáticas, adquiridas através de experimentos em laboratório; e dinâmicas, obtidas por meio do registro do perfil Sônico, a partir da propagação de ondas elásticas num meio, e do Densidade.

Devido estas constantes elásticas serem determinadas a partir dos perfis, seus valores contínuos são medidos “in situ” em toda profundidade perfilada.

As relações que governam as definições destes parâmetros mecânicos são obtidas inicialmente pela razão Vp/Vs, pois, as ondas compressionais e cisalhantes possuem dados sobre as formações e podem caracterizar um reservatório quaisquer (Vasquez, 2000).

2.5.1 Coeficiente de Poisson (ν)

A relação Vp/Vs permite determinar dinamicamente o coeficiente de Poisson cuja sua definição estática é dada pela razão entre a deformação lateral e a deformação longitudinal de um corpo.

O cálculo do coeficiente de Poisson requer medidas simultâneas das velocidades das ondas P e S. Um estudo realizado por Bourbié et al. (1985) (figura 2.1) mostra diferentes valores Poisson para vários tipos de rocha, entre 0 e 0,5 (valor adimensional por causa de Vp e Vs), onde os maiores valores do respectivo coeficiente (ou a razão Vp/Vs) correspondem à sedimentos inconsolidados (> 0,35), pois, os valores de Vp e Vs são muito influenciados pela porosidade e, consequentemente, pela quantidade de fluidos nas rochas (Spizzirri, 1998). O interesse em medir os valores de Vp e Vs, ou a razão de Poisson, é graças ao fato de que é possível distinguir as litologias, bem como arenitos com gás e folhelhos (Picket, 1963).

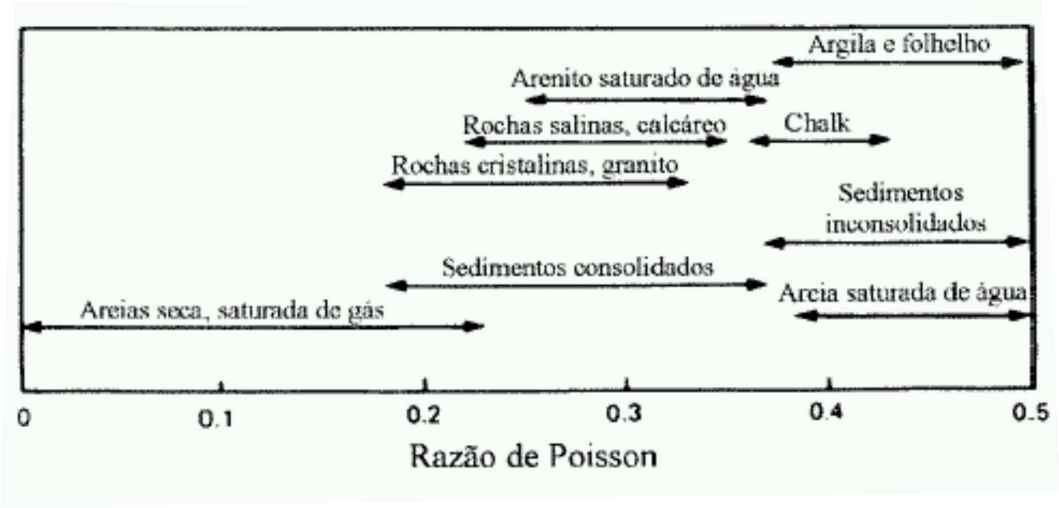


Figura 2.1: Exemplos de coeficiente de Poisson para várias litologias (modificado de Bourbié et al. (1985))

2.5.2 Módulo de Cisalhamento ou de Rigidez (G)

Os corpos sólidos resistem às tensões de cisalhamento, o que não acontece com os fluidos, como os líquidos e os gases. A relação entre a tensão aplicada a um corpo e a sua deformação por cisalhamento é classificada por módulo de Cisalhamento ou Rigidez da rocha, representado pela letra G.

Nos líquidos e nos gases, a resistência ao cisalhamento é nula, $G = 0$. Isto faz com que, quanto maior for a saturação de fluidos nas rochas, maior será a sua influência na determinação do módulo de rigidez da rocha. Em geral, as rochas sedimentares permoporosas, por apresentarem uma relação inversamente proporcional com a porosidade e a saturação de fluido, mostram menores valores de G.

CAPÍTULO 3

Metodologia dos Parâmetros Petrofísicos

Neste capítulo, serão abordados os métodos aplicados para a determinação dos parâmetros petrofísicos e seus resultados inferidos a partir combinação das ferramentas acima descritas.

A metodologia usada no presente trabalho obedece aquela descrita no programa Interativo da Schlumberger (Interactive Petrophysics) onde o analista escolhe, a tempo real todos os seus parâmetros, dando um caráter mais dinâmico as suas interpretações.

3.1 Parâmetros Petrofísicos: Métodos

3.1.1 Determinação da Argilosidade a partir de seus Indicadores

Os valores da argilosidade, o qual são comumente utilizados na técnica da perfilagem, foram calculados inicialmente utilizando o índice de Raios Gama (IGR) através da seguinte equação linear:

$$IGR = \frac{GRlido - GRmax}{GRmax - GRmin}, \tag{3.1}$$

onde, $GRlido$ é o valor lido no perfil para cada intervalo de profundidade, $GRmin$ é o menor valor registrado e $GRmax$ corresponde a média dos valores máximos lidos no perfil ou os valores referente à linha base dos folhelhos. Vale salientar que devem ser desprezados alguns picos de máximos, devido a algumas anomalias localizadas (mineralizações associadas) e mínimos de $GRlido$ dado a possibilidade de litologia diferente da analisada (Nery, 1990).

A partir daí, foi utilizado método não linear, desenvolvido por Clavier et al. (1984), para estimar a argilosidade propriamente dita, usando o valor do Índice de Raios Gama (IGR) do método linear, através da seguinte equação:

$$VCLGR = 1,7 - \sqrt{3,38 - (IGR + 0,7)^2}. \tag{3.2}$$

A curva da argilosidade, calculada com as equações 3.1 e 3.2, com a escolha de um $GRmax$ como sendo uma média dos máximos observados, favorece o aparecimento de alguns intervalos com valores acima de 1,0 (100%), os quais devem ser desprezados e considerados como sendo igual a unidade. Além disso, qualquer curva de argilosidade, calculada a partir do

GR, considera somente a radioatividade natural emitida pelos minerais de argila, portadores dos elementos U, Th e, principalmente, K^{40}.

Foi gerada também uma outra curva, para fins comparativos, de argilosidade, a partir da relação entre os perfis de Densidade e Neutrônico ($VCLND$), já que alguns efeitos, como zonas de gás, são descartados pelo GR. O principio deste indicador é baseado no cálculo do teor de argila por um método gráfico de $\phi N \times \phi D$, onde os pontos devem se localizar entre a linha "limpa" (sem argilosidade) e o ponto de folhelho. A equação que mede tal conteúdo de argila é expressa da seguinte maneira:

$$VCLND = \frac{\phi N - \phi D}{\phi NSH - \phi DSH}\,, \tag{3.3}$$

onde:

ϕN = porosidade do Neutrônico
ϕD = porosodade do Densidade, (equação 2.2)
ϕNSH = porosidade do Neutrônico lida defronte as camadas espessas de Folhelho
ϕDSH = porosidade do Densidade lida defronte as camadas espessas de Folhelho.

3.1.2 Determinação da Porosidade Efetiva e Total

O cálculo da porosidade é baseado em expressões empíricas utilizando a relação entre os perfis de Densidade e Neutrônico, após a obtenção do valor da argilosidade do item anterior. A porosidade efetiva (ϕe) foi calculada segundo a análise do gráfico de $\phi N \times \phi D$, onde:

$$\phi e = \frac{\phi D.\phi NCL - \phi N.\phi DCL}{\phi NCL - \phi DCL}\,, \tag{3.4}$$

onde:
ϕD = porosidade do Densidade (equação 2.2)
ϕN = porosidade do Neutrônico
ϕNSH = porosidade do Neutrônico lida defronte as camadas espessas de Folhelho
ϕDSH = porosidade do Densidade lida defronte as camadas espessas de Folhelho.

No ponto do folhelho (ϕNCL, ρBCL), $\phi e = 0$ significa que a argilosidade é igual a 100%.

Por sua vez, a porosidade total foi estimada a partir da porosidade efetiva considerando o volume de argila de cada litologia segundo a seguinte equação:

$$\phi t = \phi e + VCLND.\phi tCL\,, \tag{3.5}$$

onde:
ϕe = porosidade efetiva
VCL = volume de argila (equação 3.3)
ϕtCL = porosidade total do folhelho (= ϕNCL).

3.1.3 Determinação da Saturação de Água

A saturação de água (SwU ou Sw) foi calculada utilizando a equação 2.4, de Archie, apresentada no capítulo anterior, onde seus parâmetros $a = 1$, $n = 2$ e $m = 2$ são os valores teóricos da equação citada. Os valores de Rt foram extraídos diretamente da ferramenta de indução de cada poço. A porosidade escolhida é a porosidade total da relação entre os perfis NPHI e RHOB.

O valor da resistividade da água (Rw) foi calculado a partir da curva do perfil de ILD defronte uma linha base com valor mínimo (Rwaminimo). Um dado importante para uma melhor aproximação da quantidade de água existente nas camadas é o volume total de água (BVW = $Bulk\ Volume\ Water$), que é o produto entre a porosidade efetiva das camadas e a saturação de água presente nas rochas. Isto auxilia na produção dos poços relacionando a quantidade de água e a quantidade óleo presente nas litologias permoporosas.

3.1.4 Uso dos Perfis para Descrição Litológica

Nos poços estudados, foram realizadas descrições das possíveis litologias baseadas nas proporções entre os volumes de silte, areia e argila, de acordo com os parâmetros petrofísicos determinados anteriomente.

O volume de folhelho foi admitido com base na curva $VWCL$ ("$Volume\ Wet\ Clay$"), definida com base no gráfico Densidade-Neutrônico de cada intervalo analisado. O volume de silte (VSI) tem sua definição com base no cálculo da porosidade efetiva de acordo com a seguinte expressão:

$$VSI = \frac{1 - \phi e}{\phi max - VCLND}\,, \tag{3.6}$$

onde: ϕe = porosidade efetiva
ϕmax = porosidade máxima obtida no gráfico $\rho B \times \phi N$
$VCLND$ = volume de argila.

Já para o volume de areia, foi considerado o volume total da matriz da rocha resultante da proporção entre os volumes de silte, areia e argila. Então, sendo esta porção de sólidos 100% e tendo especificado os volumes de silte e argila das profundidades medidas, a relação para o volume de areia (VSAND) foi dada conforme a seguinte expressão:

$$VSAND = 1 - VSI - VCL\,, \tag{3.7}$$

onde:
VSI = Volume de Silte (equação 3.6)
VCL = Volume de Argila.

Vale ressaltar que, em comparação com os dados do ANASETE da Petrobrás, há uma

boa correlação entre estes volumes de silte, areia e argila calculados por modelo matemáticos e os dados analisados das amostras coletadas.

3.1.5 Determinação das Velocidades das Ondas P e S das Rochas

3.1.6 Velocidade Compressional (Vp)

Como foi definido no Capítulo 2 deste trabalho, o perfil Sônico mede o menor tempo de trânsito das rochas (DT). Sendo a velocidade compressional dos corpos inversamente proporcional ao tempo, a velocidade da onda P foi determinada invertendo-se os valores de DT pela relação:

$$Vp = \frac{304,8}{\Delta t}\,, \tag{3.8}$$

onde $\Delta tlido$ é o dado lido no perfil Sônico e o número $304,8$ corresponde à conversão de unidades de μ s/pé, para Km/s. É claro que, os fatores que influenciam as leituras da ferramenta sônica permanecem ao serem obtidos os dados de Vp, devido somente ser registrada a primeira chegada da onda elástica aos sensores.

3.1.7 Velocidade Cisalhante (Vs)

A onda S foi determinada também através do perfil sônico, inicialmente, a partir do resultado da onda P e utilizando o modelo empírico de Greenberg e Castagna (1992) para vários tipos de litológicos. A expressão obtida é da seguinte maneira:

$$Vs = a(Vp)^2 + b(Vp) + c\,, \tag{3.9}$$

onde as constantes "a", "b" e "c" são específicas para os diversos minerais, como mostra a tabela abaixo:

Litologias	a	b	c
Siltito	0,00	0,787	-0,860
Folhelho	0,00	0,77	-0,867
Arenito	0,00	0,804	-0,856

Tabela 3.1: Constantes específicas da equação 3.9 para cada litologia

Então, foram estimados os resultados da onda S para as proporções de silte, areia e argila classificadas anteriormente nos perfis e feito uma média ponderada entre estes dados e a quantidade de cada constituinte, representado pela seguinte equação:

$$Vs = (VsSI)(VSI) + (VsCL).(VCL) + (VsSAND)(VSAND)\,, \tag{3.10}$$

onde:
$VsSI$ = velocidade da onda S nos siltitos
VSI = volume de silte
$VsCL$ = velocidade da onda S nos folhelhos
VCL = volume de argila
$VsSAND$ = velocidade da onda S nos arenitos
$VSAND$ = volume de areia.

3.2 Determinação das Constantes Elásticas

3.2.1 Determinação do Coeficiente de Poisson (ν)

A partir dos valores da velocidade da onda Compressional (Vp), obtidos pelo Sônico e dos dados obtidos da velocidade da onda cisalhante (Vs), pela lei das misturas de Greenberg e Castagna (1992), apresentadas pela equação (3.10), foram obtidos os valores da razão de Poisson para poço estudado.

A expressão do coeficiente de Poisson é:

$$\nu = \frac{0,5(\frac{Vp}{Vs})^2 - 1}{(\frac{Vp}{Vs})^2 - 1}. \tag{3.11}$$

Desta forma, foi possível realizar curvas com os valores do coeficiente de Poisson, para cada intervalo de medida nos poços, em função da profundidade perfilada, auxiliando na distinção entre as litologias.

3.2.2 Determinação do Módulo de Rigidez (G)

Com os valores da densidade total da rocha (ρB) e da velocidade da onda cisalhante (Vs), obtidos através das ferramentas de densidade e sônica, pode-se determinar o módulo de Cisalhamento ou Rigidez (G), onde:

$$G = \rho B(Vs)^2 \times a\,, \tag{3.12}$$

Sendo $a = 1 \times 10^{10}\ g/cm.s^{\,2}$.

Vale ressaltar que, para o cálculo do Módulo de Cisalhamento, foi considerado um meio homogêneo e isotrópico, o que não acontece para as presentes litologias.

3.3 Determinação da Densidade a partir da Velocidade (Vp)

Segundo Gardner et al. (1974), há uma relação empírica, para vários tipos de rocha, onde a densidade cresce com a velocidade compressional (Vp) de acordo com:

$$\rho = a(Vp)^b \,, \tag{3.13}$$

onde $a = 0.31$ para valores em g/cm^3 e Vp em m/s e $b = 0,25$. É importante destacar que os valores que afetam a velocidade compressional também serão responsáveis pelas influências nos dados da própria densidade, como por exemplo a porosidade das rochas. Este procedimento é igual na indústria do petróleo quando não se dispõe do perfil de Densidade (poços antigos).

CAPÍTULO 4

Análise dos Resultados

Neste capítulo, serão abordados os resultados a partir da integração das ferramentas e seus parâmetros petrofísicos, para a caracterização dos poços do Campo de Namorado, segundo as expressões empríricas de alguns autores, descritos anteriormente.

4.1 Poço NA01A (figuras 4.1 a 4.9)

4.1.1 Curva da Argilosidade

As curvas de argilosidade (4^a faixa da figura 4.2) do poço NA01A, distinguiram os intervalos entre as camadas mais argilosas daquelas menos argilosas. Os valores da argilosidade, obtidos pela equação (3.2) de Clavier mostram, como se esperava, uma esma tendência em relação à quantidade de argila calculada pelo GR. Nos intervalos menos argilosos, os valores de GR oscilam entre 25 - 60 GAPI enquanto que a curva da argilosidade apresenta intervalos entre 10% e 50%.

De acordo com os dados de ANASETE, os intervalos mais limpos correspondem a areias compostas basicamente de quartzo e k-feldspato onde estes últimos, por terem na sua composição o K^{40}, são os responsáveis pelo aumento da argilosidade por este método.

Os valores calculados pela curva de argilosidade da relação de Neutrônico $\times$ Densidade (VCLND), também possibilitam diferenciar as camadas mais argilosas das menos argilosas. A partir da análise gráfica de $\phi N \times \rho B$, foi estabelecido o ponto de folhelho (ϕN,ρB) = (0,18 , 2,61) para o uso da equação 3.3 (figura 4.1), foram identificadas algumas zonas de hidrocarbonetos leves (gás, representada pela cor vermelha na 4^a faixa da figura 4.4).

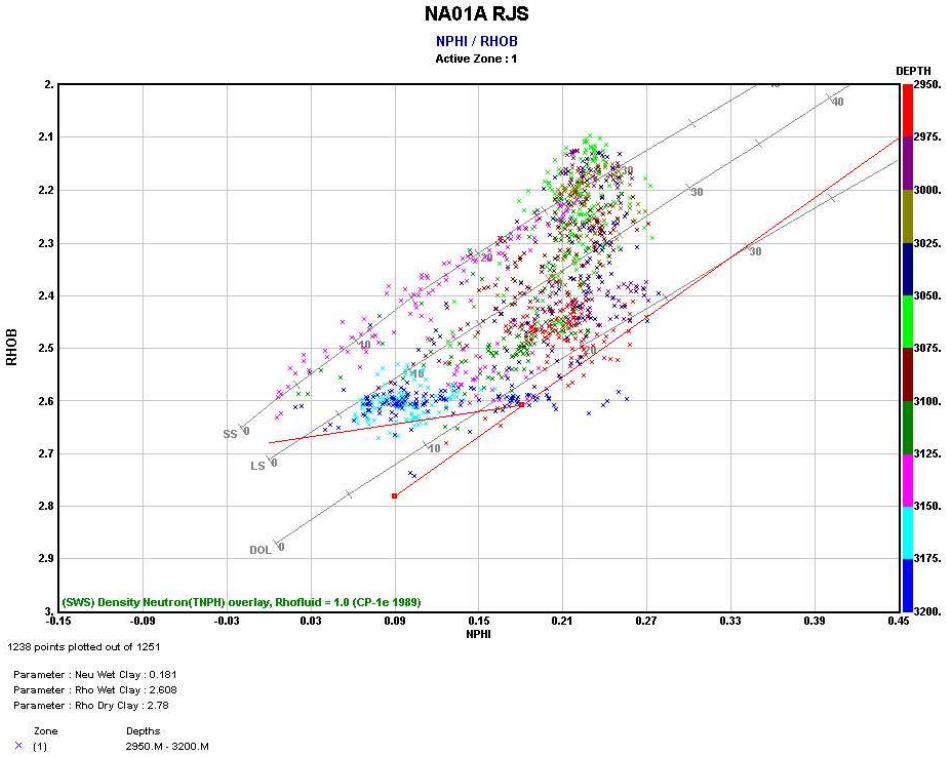


Figura 4.1: Determinação do ponto de folhelho a partir das curvas de RHOB × NPHI para o poço NA01A

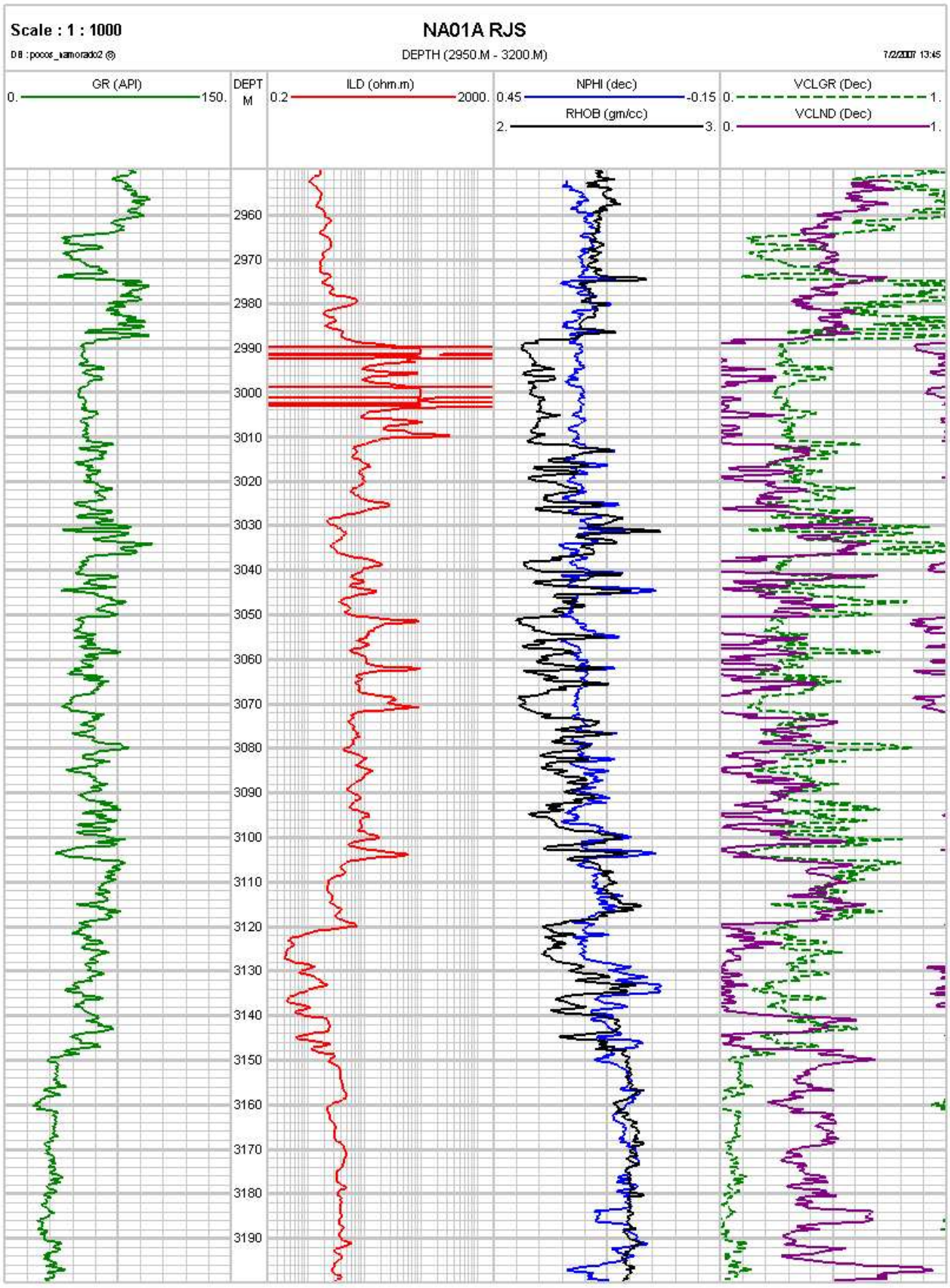


Figura 4.2: Perfil composto com as duas curvas de Argilosidade do Poço NA01A (VCLGR = VCLCLAVIER)

4.1.2 Análise da Porosidade e Saturação de Fluido

Na figura 4.4, estão relacionados a curva de porosidade, de saturação de fluido e as possíveis litologias para o poço NA01A. Inicialmente, foi determinada a densidade da matriz (ρm) para o poço NA01A, onde foram utilizados os registros da Densidade (RHOB) e da Condutividade (1/ILD), sendo seu valor igual a $2,68\ g/cm^3$ (figura 4.3).

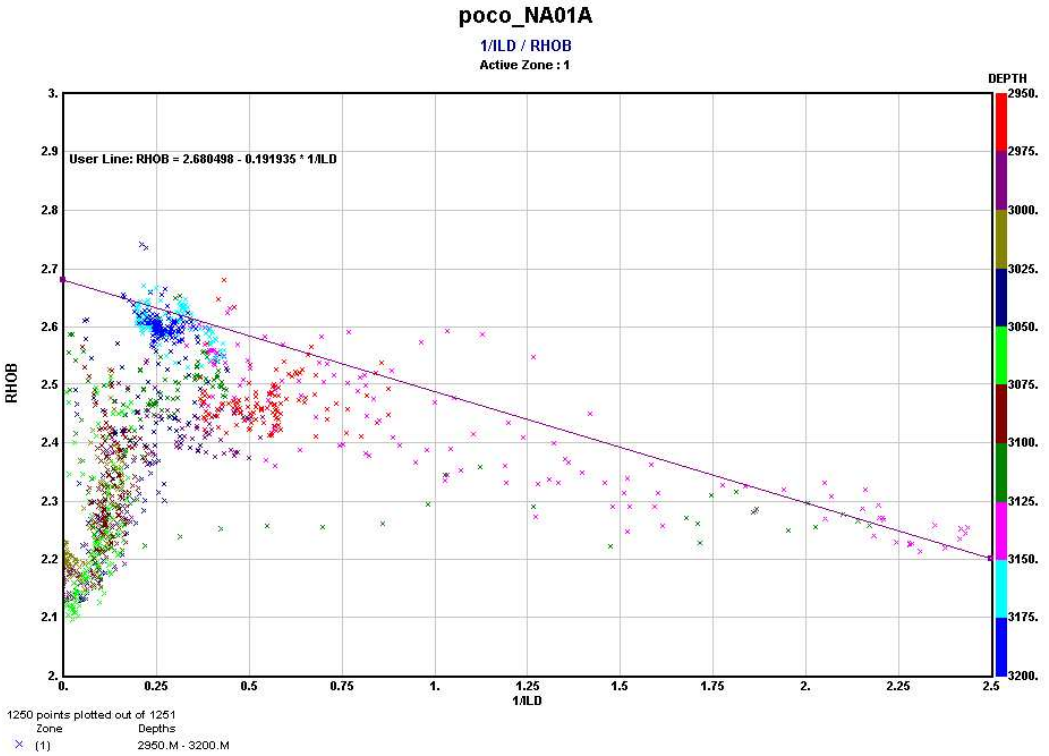


Figura 4.3: Gráfico para o ajuste da Densidade da matriz do Poço NA01A

Com tal valor, foram calculadas as porosidades total e efetiva que variam entre 4 a 31%, tendo uma média de 15%. O que podemos observar, em relação a estes dados, é que as relações empíricas utilizadas teriam melhores resultados se as camadas fossem somente saturadas 100% em água, o que não acontece, pois alguns intervalos contêm óleo, água e gás. Estes valores são considerados coerentes, de acordo com as limitações aqui empregadas.

Consequentemente, os valores estimados para a porosidade total seguem o mesmo raciocínio visto que, sua determinação foi baseada a partir da porosidade efetiva, pela equação (3.4), entre 5,5% a 32%. Além disso, como existe uma relação entre a porosidade total e o volume de argila das rochas, podemos inferir que seus dados também sofrem as mesmas influências pertencentes ao cálculo da argilosidade das camadas.

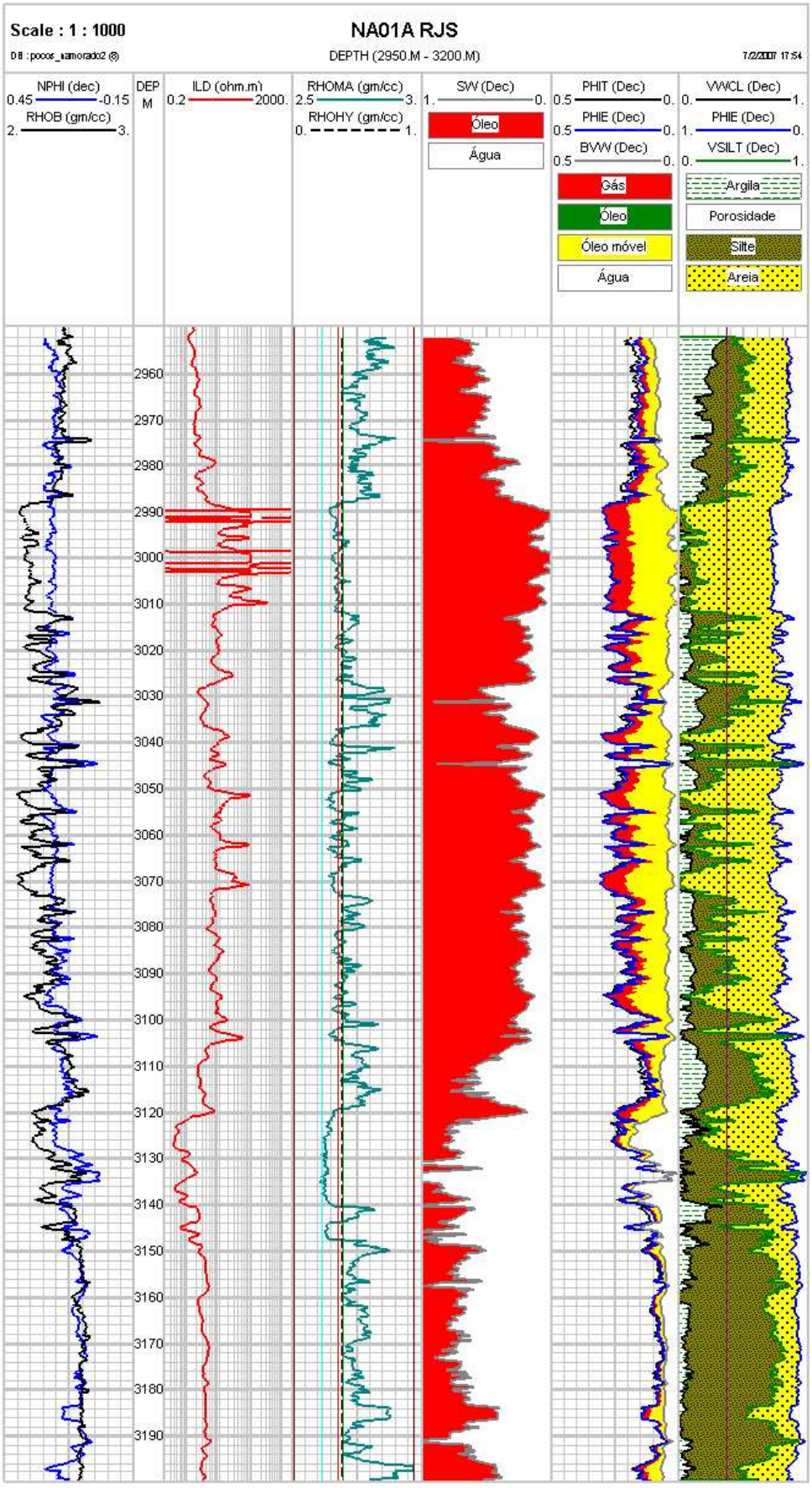


Figura 4.4: Perfil de Porosidade, litologia e Saturação de Fluido do Poço NA01A, com as curvas de aquisição NPHI, RHOB e ILD.

Para a análise da saturação de fluido foram observadas, inicalmente, diferenças de valores de Rt ao longo das camadas, constatando-se que intervalos com maiores de resistividade pertenciam às camadas menos argilosas. Então, com os dados da porosidade efetiva, que identificavam possíveis zonas de hidrocarbonetos, foram estipuladas, através da equação (2.4) de Archie, as proporções de saturação de fluido (figura 4.4, 4^a faixa).

Os resultados mostram uma maior saturação de água nas camadas com maior argilosidade, apresentando intervalos com até Sw $\cong 1,0$ (100%), isto porque, a argila possui uma maior quantidade de água (livre e/ou adsorvida) em seus poros. No intervalos das camadas menos argilosas, a saturação de água varia entre quase zero até 47,6%, A medida que, a proporção de areia aumenta nas camadas, ocorre uma diminuição nas saturações de água e, conseqüentemente, um aumento proporcional na saturação de óleo neste intervalos.

Os volumes das litologias apresentadas na figuras 4.4 e 4.5, (silte, argila e areia), foram calculadas através das equações (3.2), (3.6) e (3.7). De maneira geral, os resultados destas curvas apresentam os volumes de argila variando entre 0 e 80%; os volumes de silte, entre 0 e 89% aproximadamente e os volumes de areia, entre 0 e 70%.

4.1.3 Análise das Velocidades das Ondas P e S e das Constantes Elásticas

Os resultados das velocidades das ondas obtidos a partir das equações (3.8) e (3.10) estão entre 2,7 e 5,86km/s para a onda P e entre 0,9 e 3,74km/s para a onda S. O que se pode analisar na figura 4.5 é que a velocidade das ondas P, para as camadas com maior proporção de silte (possivelmente com menor proporção de areia) são maiores devido à porção de silte ser inversamente proporcional à porosidade efetiva das camadas, ou seja, por ser o silte uma fração fina de granulometria, faz com que seus grãos apresentem um alto valor de VCL que é usado na equação 3.5 para corrigir a porosidade. A onda S, por sua vez, também apresenta maiores valores para os intervalos com maior proporção de silte, pois sofre influência da saturação de fluido.

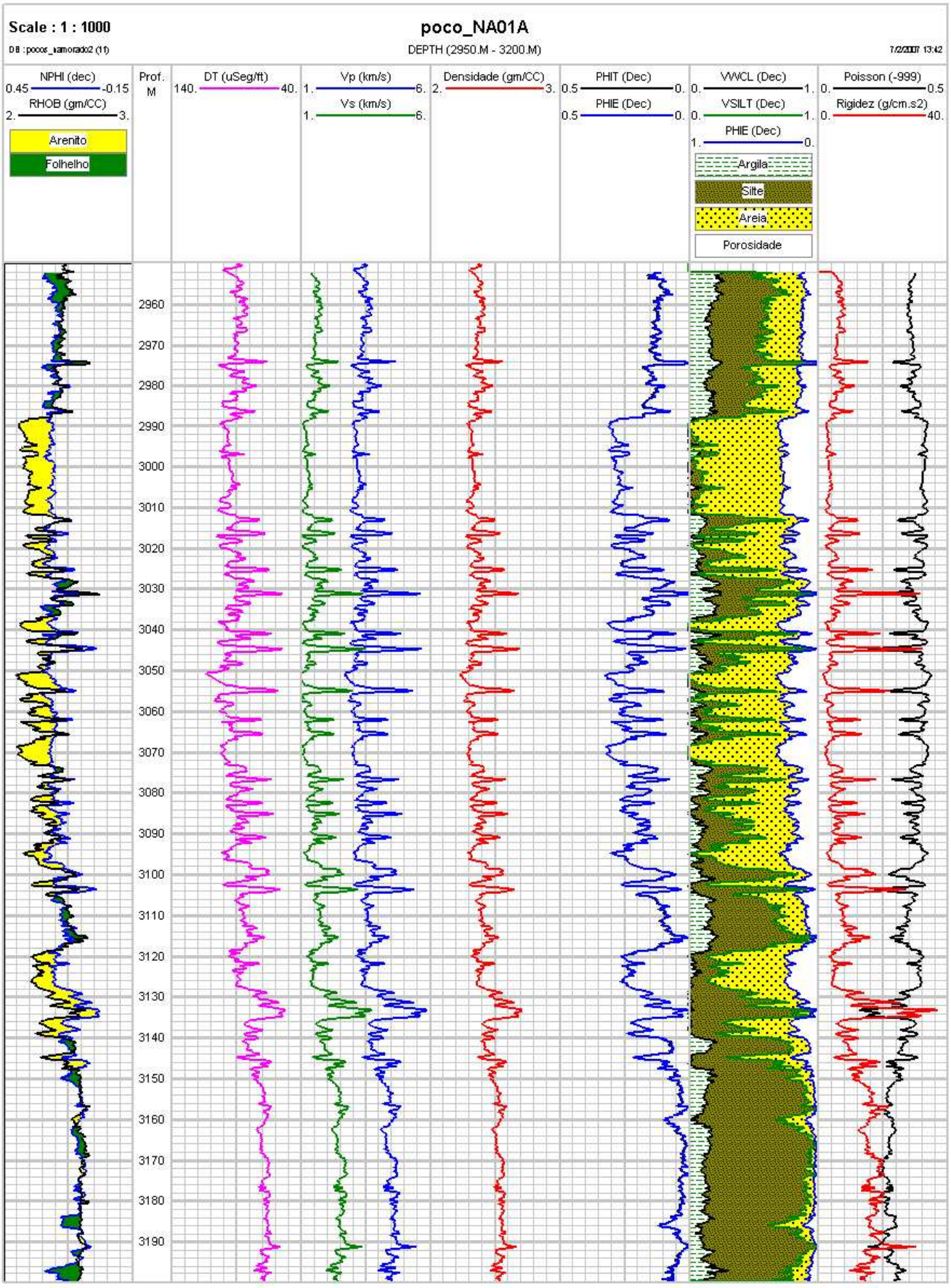


Figura 4.5: Perfil das Velocidades das Ondas P e S e das Constantes Elásticas do Poço NA01A (o valor de G está em 10^{10} $g/cm.s^2$) (Densidade = densidade calculada a partir da equação 3.13)

Os resultados do coeficiente de Poisson, calculados a partir de Vp e Vs, mostram seus maiores valores para os intervalos com maior proporção de areia, devido aos menores resultados das ondas P e S e pelo fato da maior relação de Vp/Vs, mostrando que a porosidade influencia no valor da velocidade da onda P, por causa da maior proporção de fluido nestas camadas e na onda S, pela menor quantidade de matriz nestas litologias, já que esta onda não se propaga nos fluidos.

A curva do módulo de cisalhamento tem o efeito inverso do coeficiente de Poisson, pois, é baseado na Vs e na densidade, conseqüentemente, na porosidade. Podemos observar que, o aumento da porosidade, aumenta a saturação de fluido nestas profundidades. O aumento de saturação de fluido faz com que haja diminuição da resistência ao cisalhamento, ocorrendo uma diminuição do módulo de cisalhamento nestes intervalos.

4.1.4 Parâmetros de Corte e Net Pay

Para se estimar os volumes de hidrocarboneto no referente poço, torna-se necessário estabelecer alguns parâmetros de corte ("cut off") para avaliar as condições de viabilidade econômica dos potenciais reservatórios encontrados. Eles são: Sw, Vclav e ϕe.

A saturação de corte foi determinada pela figura 4.6 (ILD $\times$ Sw), onde determinou-se também a saturação de água irredutível para o poço, que é de 6,5 %. O volume de argila máximo para a produção de hidrocarboneto, foi encontrado a partir da relação entre Vclav (volume de silte + argila) $\times$ Sw (figura 4.7) . A porosidade mínima para produção de hidrocarboneto foi calculada pelo gráfico de $\phi e \times$ Vclav (figura 4.8). A tabela abaixo mostra os parâmetros de corte referentes ao poço NA01.

Poço NA01A	Parâmetros de Corte
$Swcorte$	50%
$Vclavcorte$	36%
$\phi ecorte$	13%

Tabela 4.1: Parâmetros de corte específicos do poço NA01A

Foi estipulado o "Net Pay" dos reservatórios do poço NA01A, a partir do ajuste destes parâmetros de corte nos perfis de porosidade efetiva (ϕe), de saturação de água (Sw) e do volume de argila + silte (Vclav), sendo que, de um total de 129,20m de rocha permoporosa encontrou-se 112m de rocha efetivamente capaz de produzir HC para o poço NA01A, como mostra a figura 4.9:

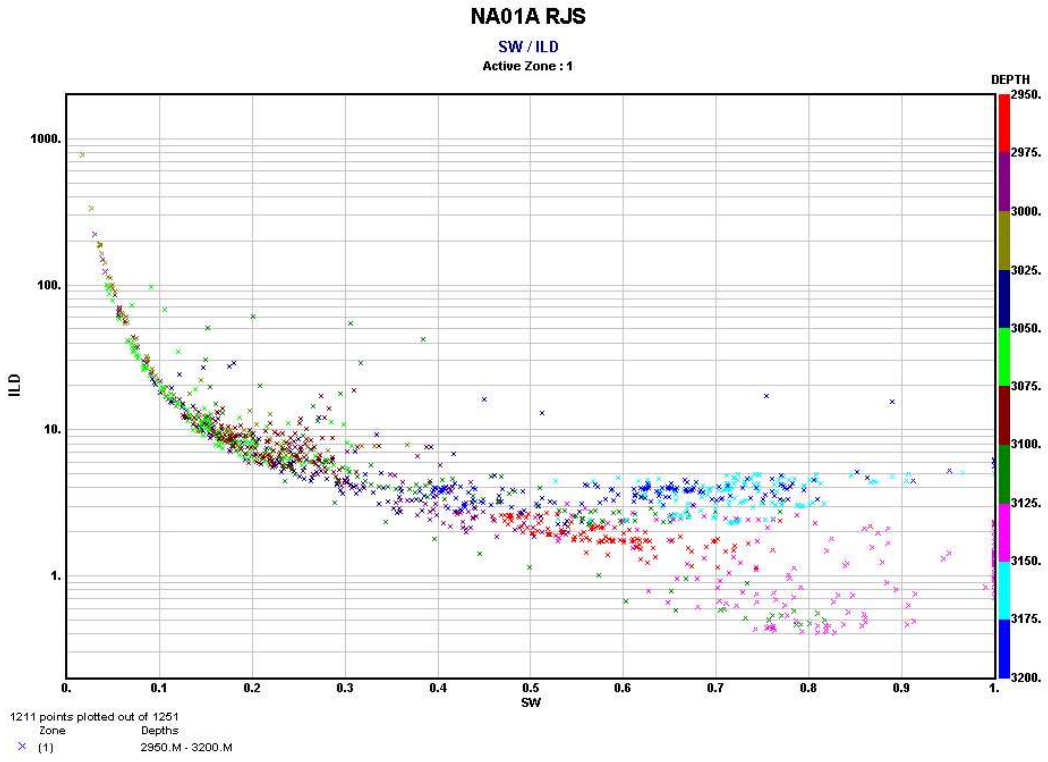


Figura 4.6: Determinação das Saturações de corte e irredutível do poço NA01A

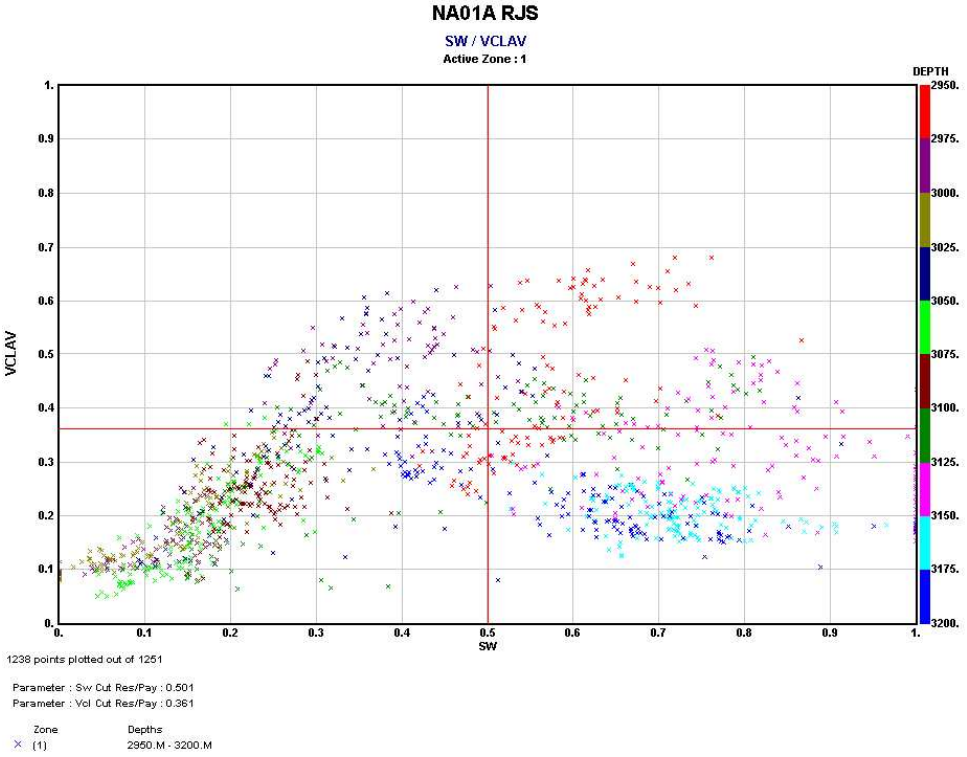


Figura 4.7: Cálculo do Volume de folhelho de corte do poço NA01A

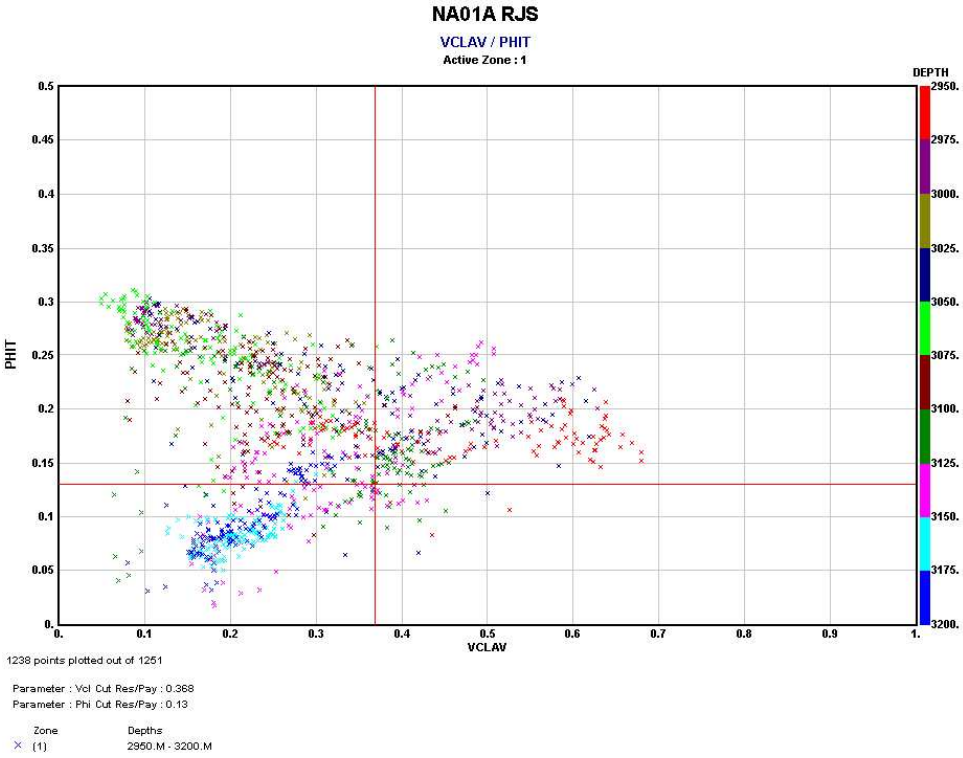


Figura 4.8: Cálculo da Porosidade de corte do poço NA01A

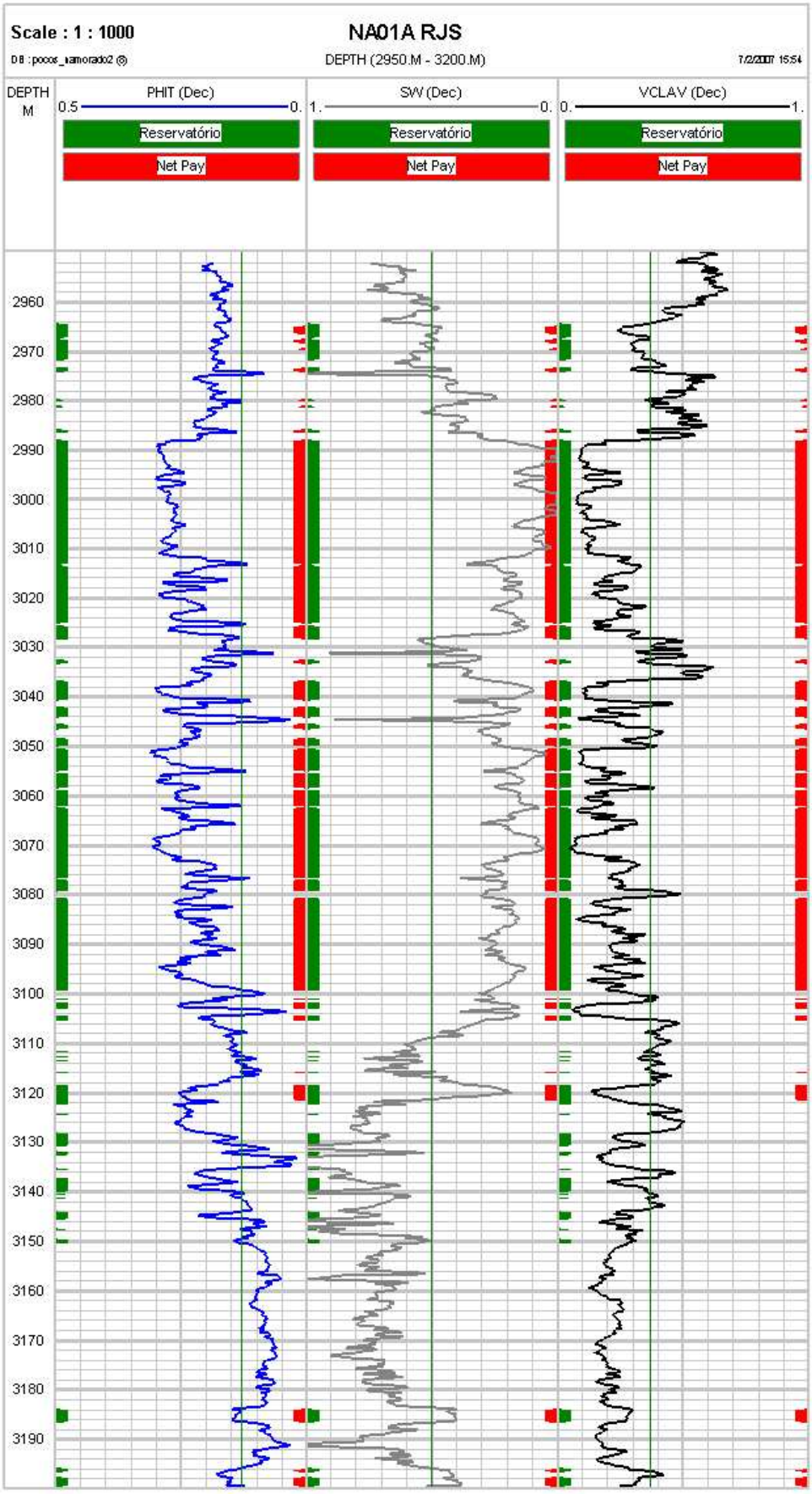


Figura 4.9: Perfil do Net Pay do Poço NA01A

4.2 Poço NA07 (figuras 4.10 a 4.18)

4.2.1 Curva da Argilosidade

Para o poço NA07, a curva de argilosidade do GR, a partir da equação (3.3) de Clavier, segue a mesma tendência da curva gerada pelo próprio perfil, já que, este último é responsável pela medição da radioatividade natural das argilas nas camadas estudadas. Os intervalos menos argilosos correspondem, para os valores de GR entre 25 - 65 GAPI, sendo os valores da referente curva de VCLGR entre 5,5% - 53% (figura 4.11).

O ponto de folhelho, da análise de $\phi N \times \rho B$ (equação 3.3), foi (ϕN,ρB) = (0,20 , 2,63), onde também foram determinados alguns intervalos negativos de VCLND correspondendo à possíveis zonas com gás, principal fator responsável por influenciar nos valores da argilosidade obtida por estes indicadores (figura 4.10).

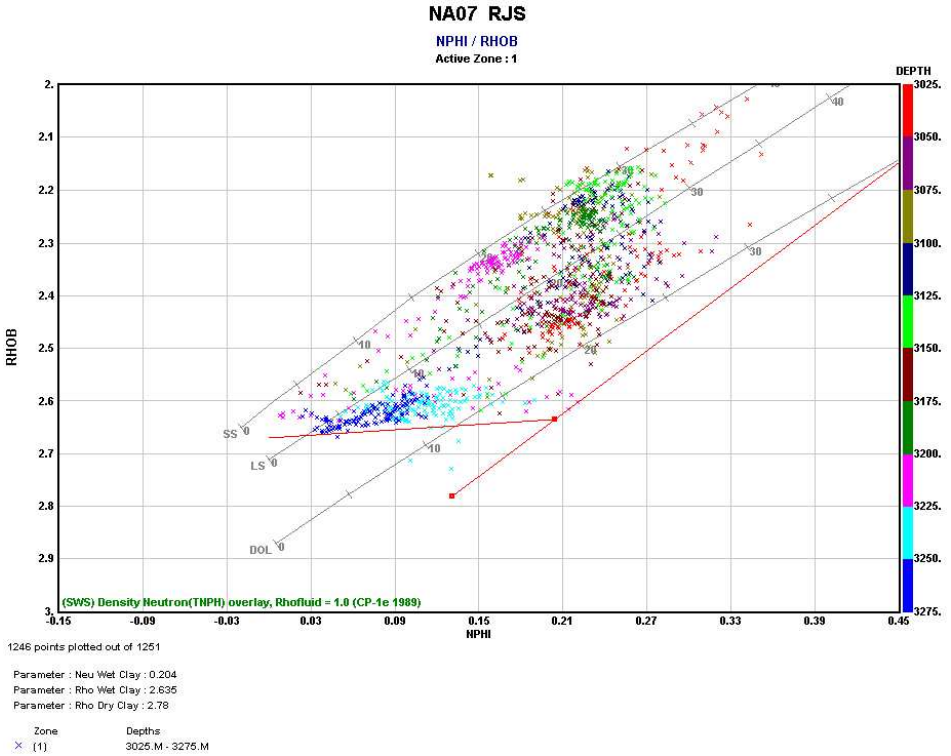


Figura 4.10: Determinação do ponto de folhelho a partir das curvas de RHOB × NPHI para o poço NA07

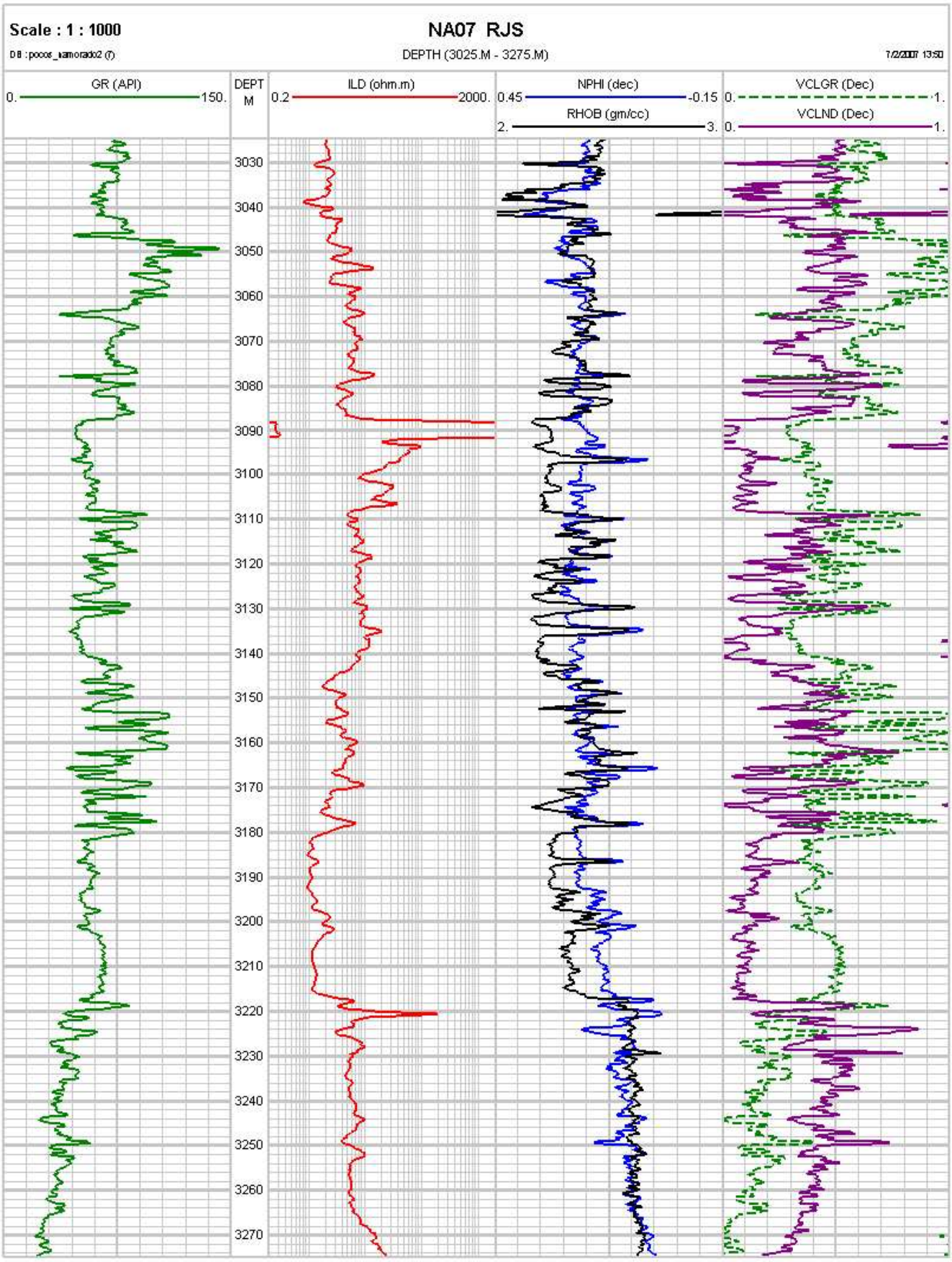


Figura 4.11: Perfil composto com as duas curvas de Argilosidade do Poço NA07 ($VCLGR = VCLCLAVIER$)

4.2.2 Análise da Porosidade e Saturação de Fluido

Para análise da porosidade e saturação do poço NA07, foi ajustada a densidade da matriz, por meio do gráfico de RHOB × CILD (1/ILD) (figura 4.12), para aproximadamente 2,67 g/cm^3 e foi estipulado um valor médio da densidade do hidrocarboneto para 0,4 g/cm^3.

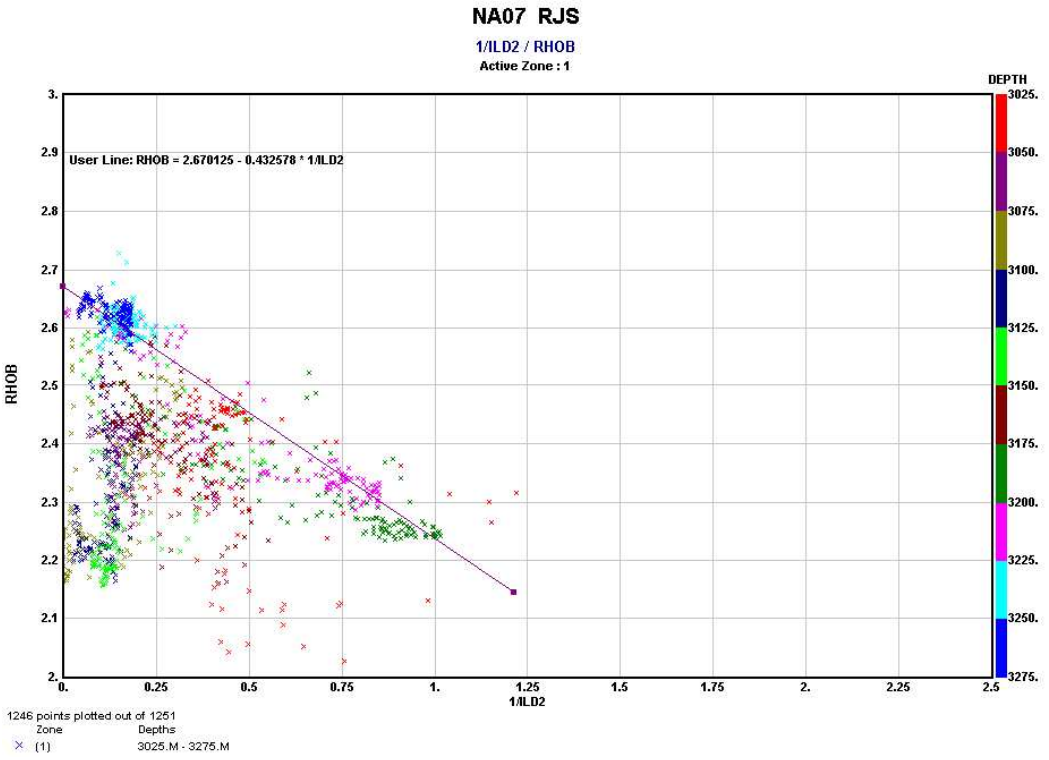


Figura 4.12: Gráfico para o ajuste da densidade da matriz (ρm) do Poço NA07

Em seguida, foram determinados os valores da porosidade efetiva a partir da equação (3.4) sendo entre 1,5 a 40%, numa média de 13%. As expressões usadas para este cálculo da porosidade efetiva consideram as rochas 100% saturadas em água, valor estimado devido às limitações aqui empregadas. Apesar deste fator limitante, seus resultados são razoáveis.

Obtida a porosidade efetiva, foi determinada a porosidade total com a equação (3.5), com seus valores variando entre 2 a 40%, numa média de 13,5%. Pode-se verificar uma pequena diferença entre as porosidades efetiva e total, ao longo do poço, devido ao fato da pequena proporção de argila existente nas suas respectivas camadas.

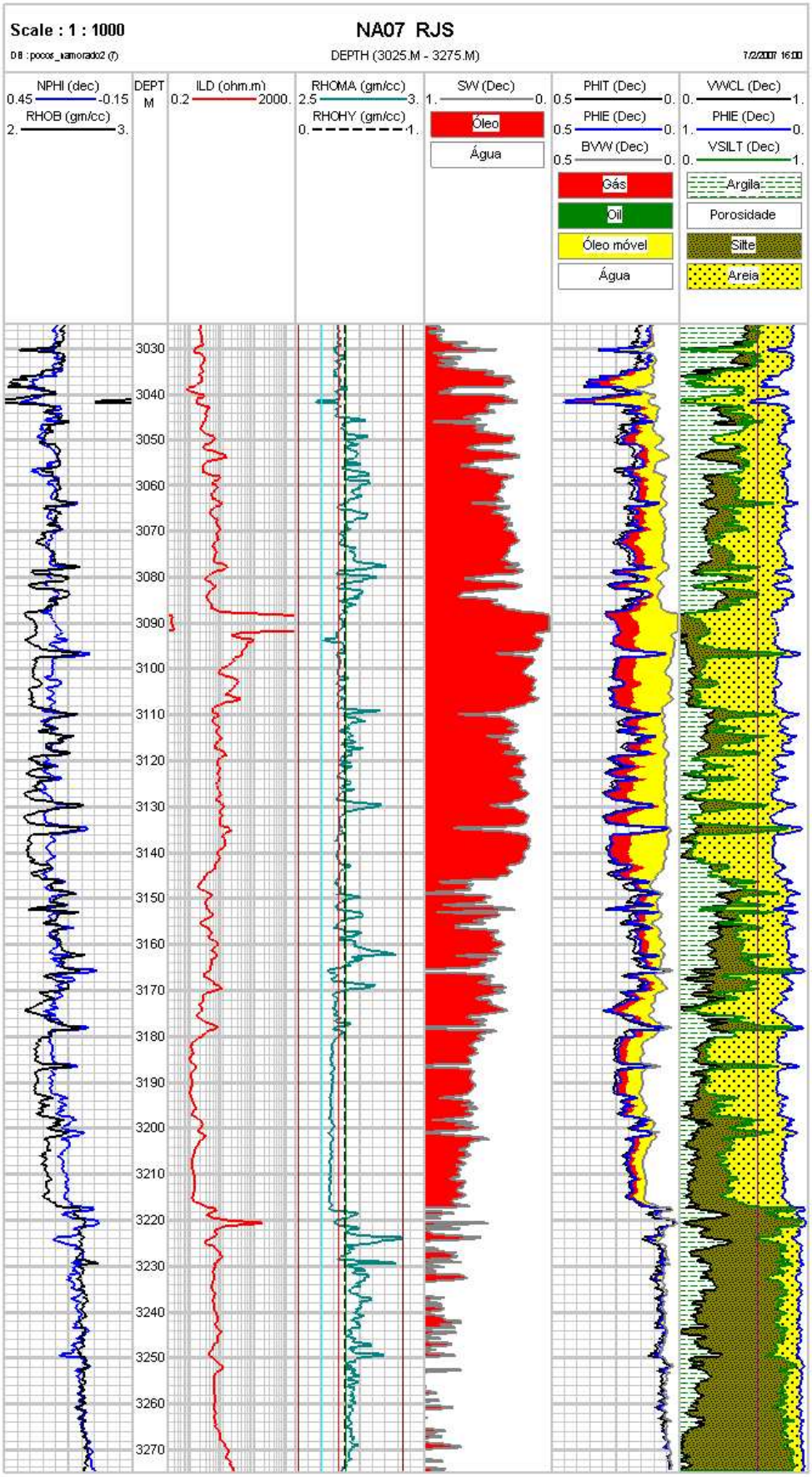


Figura 4.13: Perfil de Porosidade, Litologia e Saturação de Fluido do Poço NA07, com as curvas de aquisição NPHI, RHOB e ILD.

A proporção de fluido característica deste poço (figura 4.13) foi determinada também com o uso das leituras de ILD, considerado como de Rt. Com os resultados da porosidade efetiva, foram estipuladas as saturações de água e, consequentemente, de óleo (equação 2.4, de Archie). Uma maior saturação de água foi encontrada nas zonas mais argilosas, semelhante ao poço NA01A, fazendo a mesma consideração com o percentual de argila das litologias.

Pode-se observar também pequenos intervalos argilosos, entre 3088 e $3092m$, com saturação de água igual a zero, sendo considerado com uma saturação de água irredutível, cujo óleo residual não pode ser retirado das rochas com procedimentos usuais. Nas camadas com menor argilosidade, as saturações de água atingem até aproximadamente 61%, sendo que, com o aumento da fração de areia nas camadas, a proporção de água diminui, aumentando, conseqüentemente, a saturação de óleo nestas profundidades.

A partir das curvas de porosidade efetiva e total, também foram estipuladas as proporções de areia, silte e argila das camadas do poço NA07, como mostra a figura 4.13. Estes volumes foram calculados pelas equações 3.2, 3.6 e 3.7, tendo seus resultados variando entre 0 a 73,6% de argila; 0 a 92,5% de silte e; 0 a 68,7% de areia.

4.2.3 Análise das Velocidades das Ondas P e S e das Constantes Elásticas

Foram determinados os valores da velocidade da onda P, com o uso da equação 3.8, expressos entre 2,56 e 6,05km/s. Numa observação mais qualitativa na figura 4.14, para as camadas com maior volume de silte, semelhante ao poço NA01, são registradas as maiores velocidades da onda P, onde, por este material possuir menor porosidade e menor saturação de fluido, faz com que os valores da velocidade da onda P sejam aumentados.

A velocidade da onda S ao longo das camadas, como mostra a mesma figura, foi obtida pela equação 3.9, que considera a influência das proporções de silte, areia e argila das camadas. Seus valores estão entre 0,78 e 3,87km/s sendo também relacionados seus maiores valores com a maior proporção de silte devido à sua baixa porosidade e, conseqüentemente, maior quantidade de matriz.

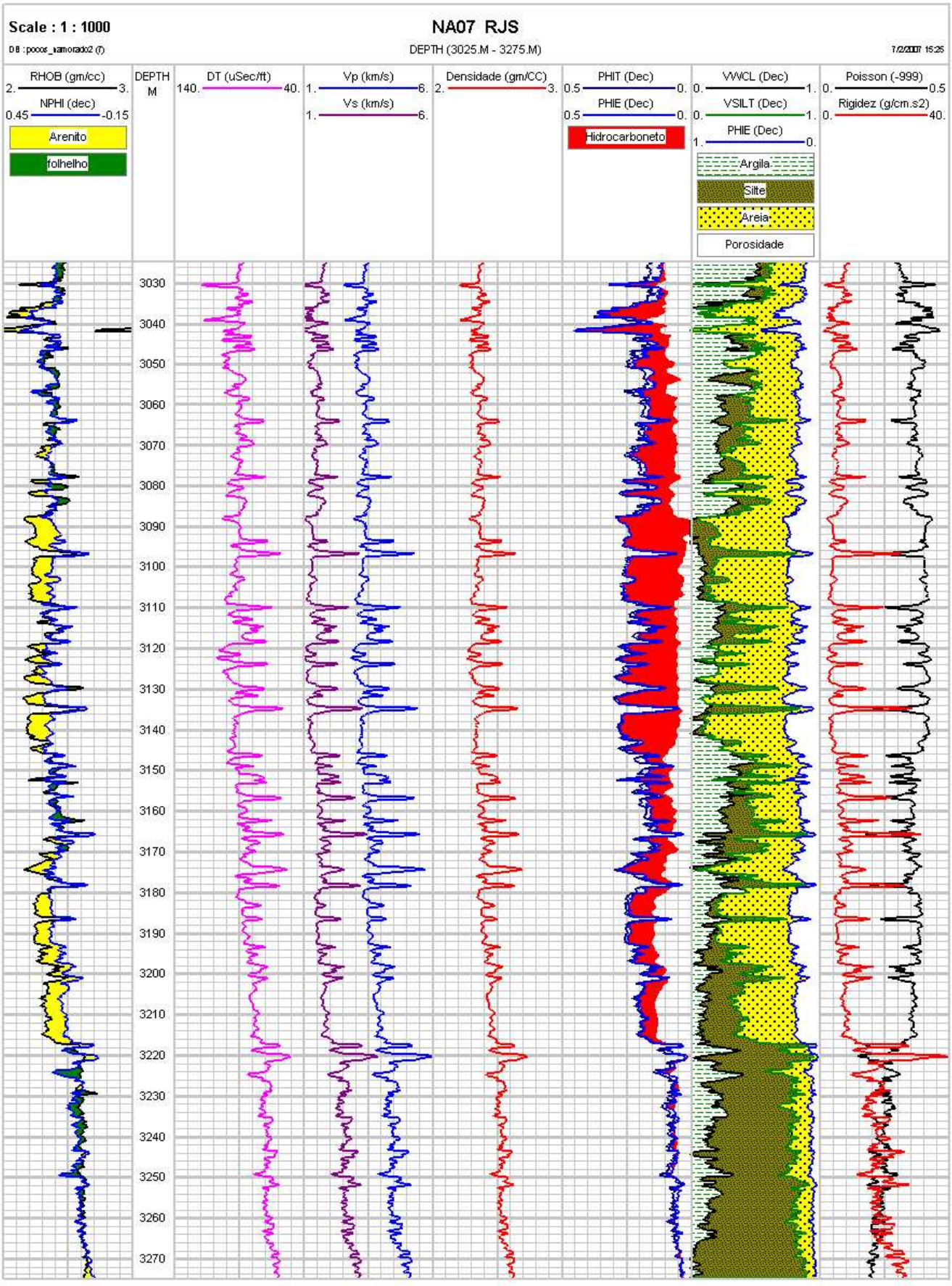


Figura 4.14: Perfil das Velocidades das Ondas P e S e das Constantes Elásticas do Poço NA07 (o valor de G está em 10^{10} $g/cm.s^2$) (Densidade = densidade calculada a partir da equação 3.13)

Com os resultados das velocidades das ondas P e S obtidos como também a razão de Vp/Vs, foram calculados os valores da constante de Poisson no poço NA07 (figura 4.14). Constatou-se também, em analogia ao poço NA01A, que seus maiores resultados são também apresentados para os intervalos, com as maiores proporções de areia por causa do maior valor da razão Vp/Vs mostrando que, quanto menor for o valores de Vp e de Vs, maior será a constante de Poisson. Consequentemente, o módulo de Rigidez sofrerá o efeito contrário ao de Poisson, pois nestes intervalos, por terem maior quantidade de fluido (óleo+água) menos resistência ao cisalhamento foi observada, evidenciado por um menor registro de G nestas profundidades.

4.2.4 Parâmetros de Corte e Net Pay

Tendo estimado os volumes de hidrocarboneto, no poço, e a porosidade efetiva foram determinados os parâmetros de corte visando avaliar a potencialidade de seus reservatórios, em igual procedimento usado no poço NA01A.

Determinou-se a saturação de corte do poço NA07 a partir do gráfico de Rt × Sw, onde foi obtido também a saturação de água irredutível, sendo de 5,1% (figura 4.15). Também obteve-se o volume de argila máximo através do gráfico Vclav (vsilt+Vwcl) × Sw (figura 4.16). A porosidade mínima para a produção de hidrocarboneto foi definida pela relação ϕe × Vclav (figura 4.17). A tabela abaixo mostra os resultados dos parâmetros de corte do poço NA07:

Poço NA07	Parâmetros de Corte
$Swcorte$	41%
$Vclavcorte$	30%
$\phi ecorte$	12%

Tabela 4.2: Parâmetros de corte específicos do poço NA07

A partir destes valores, então foi calculado o "Net Pay" para os reservatórios do poço NA07, onde foram ajustados nos perfis de porosidade efetiva (ϕe), de saturação de água (Sw) e do volume de argila + silte (Vclav), sendo que, de um total de 38,6m de rocha resevatório encontrou-se 36,8m de rocha efetivamente capaz de produzir HC para o poço NA07 de acordo com a figura 4.18:

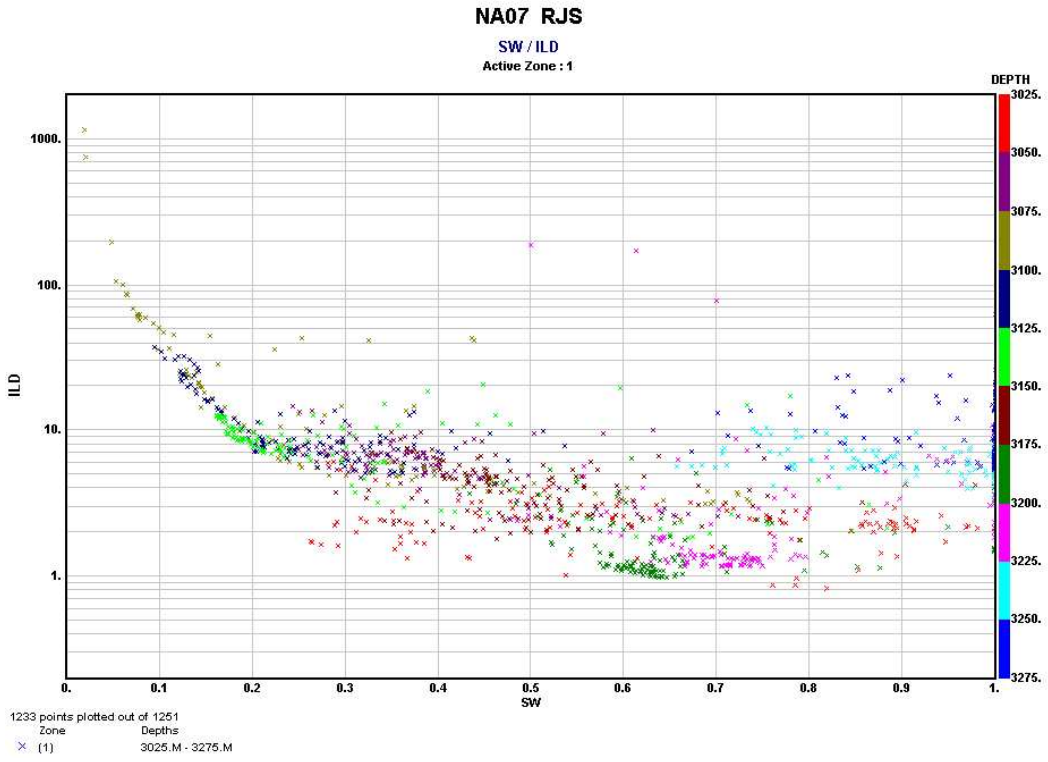


Figura 4.15: Determinação das Saturações de corte e irredutível do poço NA07

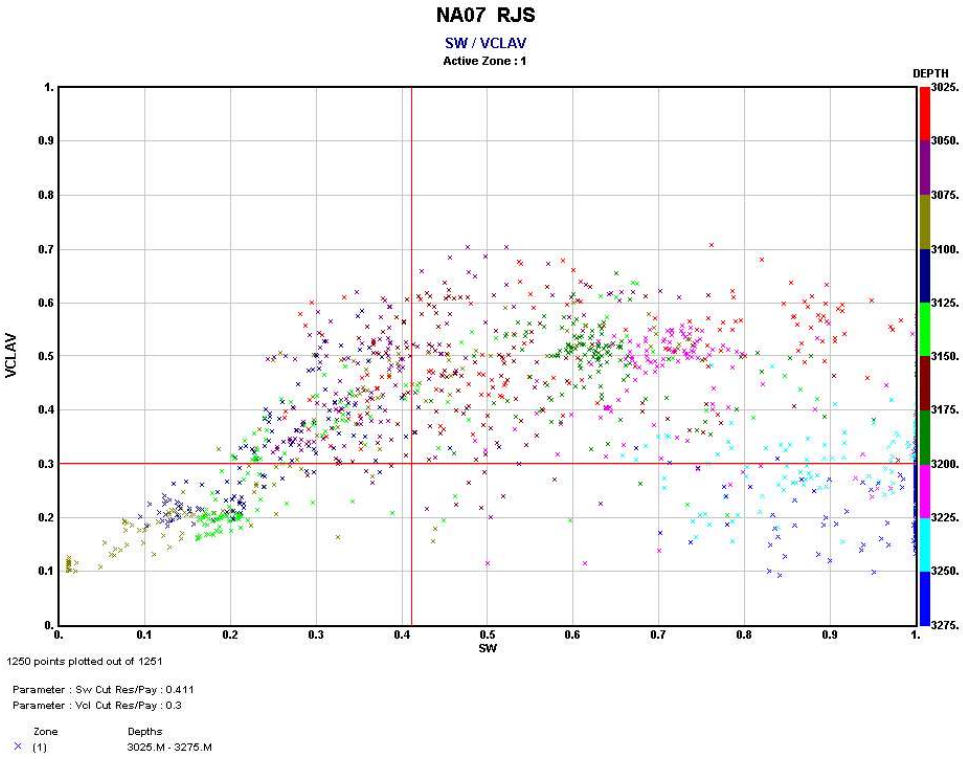


Figura 4.16: Cálculo do Volume de folhelho de corte do poço NA07

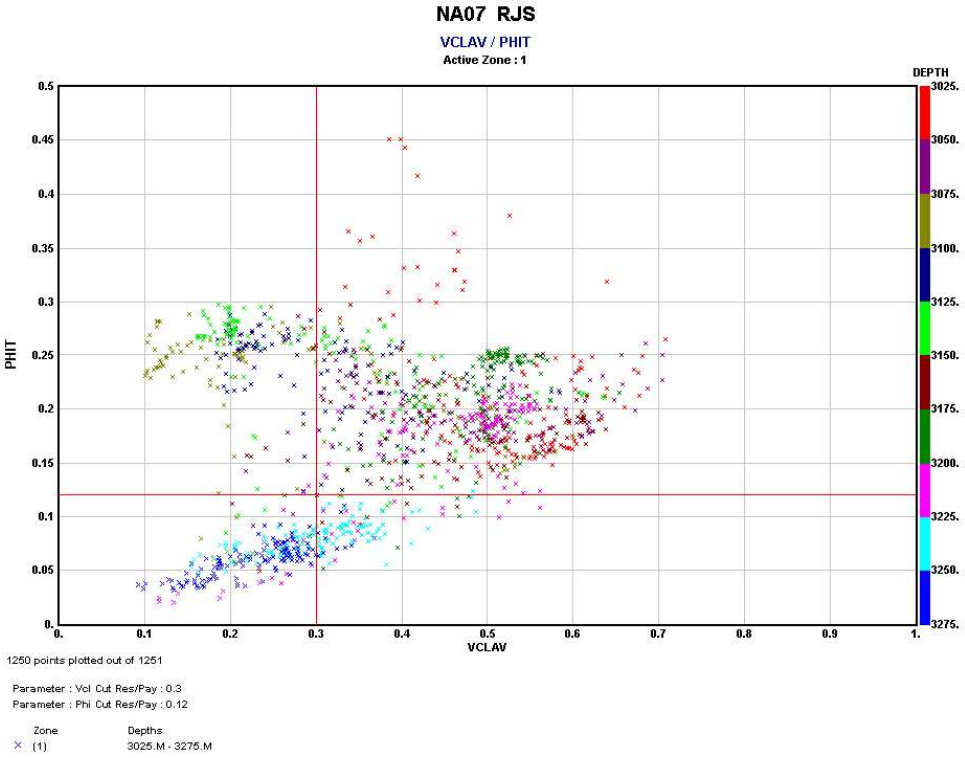


Figura 4.17: Cálculo da Porosidade de corte do poço NA07

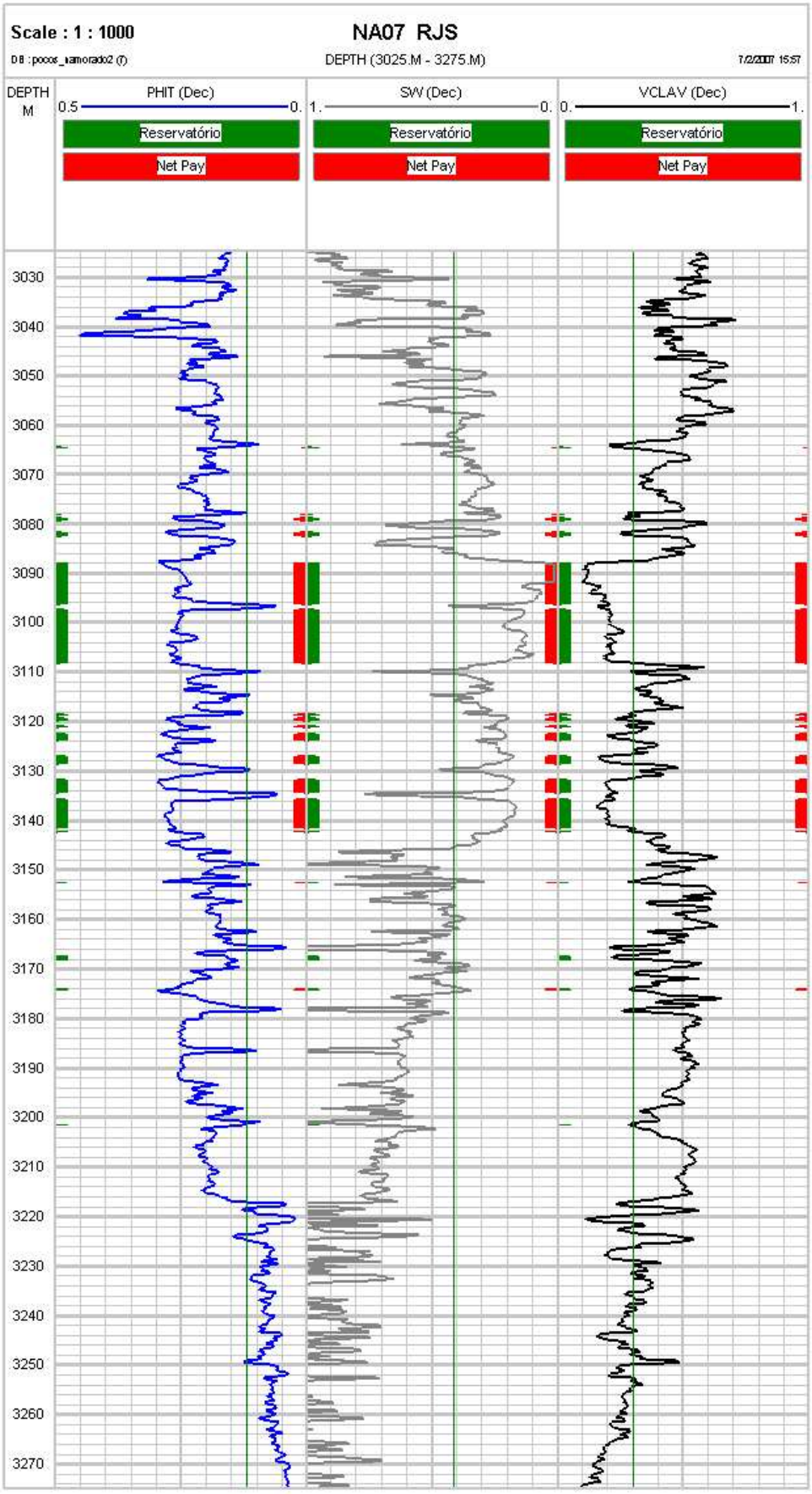


Figura 4.18: Perfil de Net Pay do Poço NA07

4.3 Poço NA12 (figuras 4.19 a 4.27)

4.3.1 Curva da Argilosidade

Através da equação (3.2) do Clavier e fazendo a mesma análise dos poços anteriores, observa-se a mesma tendência comparada com as leituras da ferramenta de Raios Gama. Nos intervalos menos argilosos, os valores de VCLGR situam-se entre 34 e 95 GAPI e a curva de argilosidade entre 11,4 - 55.5%. Em comparação aos outros dois poços, NA01A e NA07, analisados, os valores da curva de argilosidade deste poço foram mais elevados, o que se pode inferir num conteúdo maior de argila neste poço.

Os resultados obtidos da curva de argilosidade, usando a relação de RHOB × NPHI, confirma-se as diferenças de argilosidade entre as camadas. Com a análise gráfica de $\rho B \times \phi N$ (equação 3.3), foi estipulado o ponto de folhelho (ϕN, ρB) = (0,19 , 2,60) (figura 4.19) mas, como podemos observar na figura 4.20 e utilizando esta relação como indicador, não foram apresentados intervalos com valores negativos de argilosidade, a exemplo do VCLCLAVIER (= VCLGR na figura 4.19) .

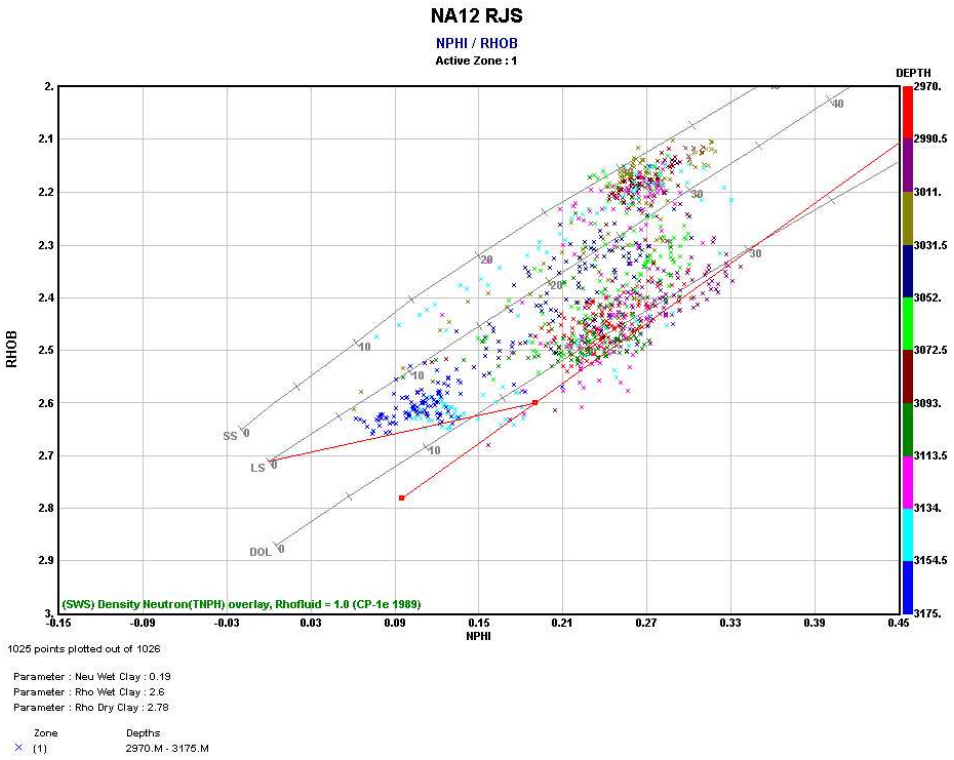


Figura 4.19: Determinação do ponto de folhelho a partir das curvas de RHOB × NPHI para o poço NA12

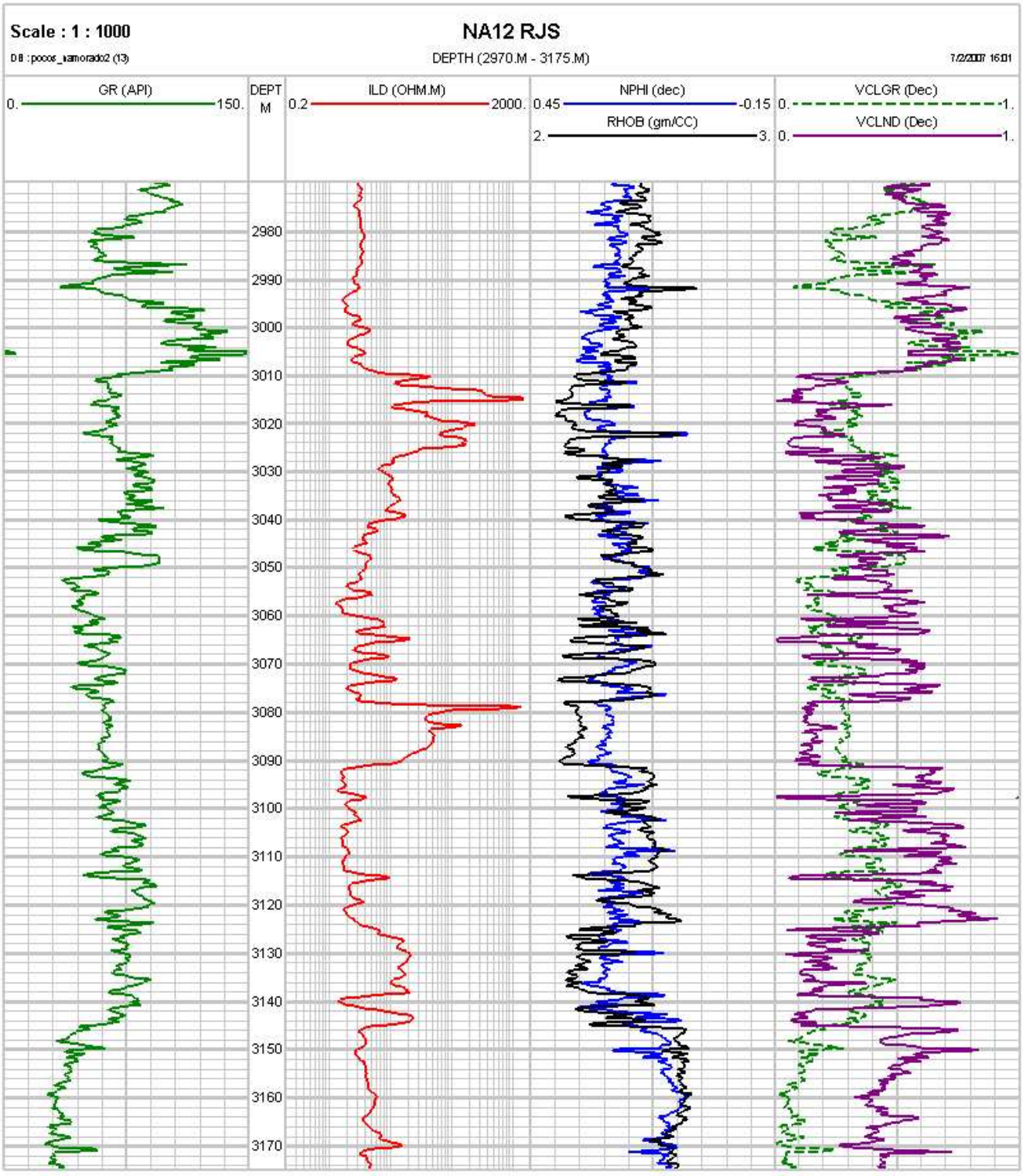


Figura 4.20: Perfil de Argilosidade do Poço NA12 (VCLGR = VCLCLAVIER

4.3.2 Análise da Porosidade e Saturação de Fluido

Utilizando-se do mesmo procedimento dos poços anteriores, foi inicialmente ajustada à densidade da matriz deste poço usando o gráfico de RHOB × CILD e obtendo seu valor igual a 2,71 g/cm3, como mostra a figura 4.21:

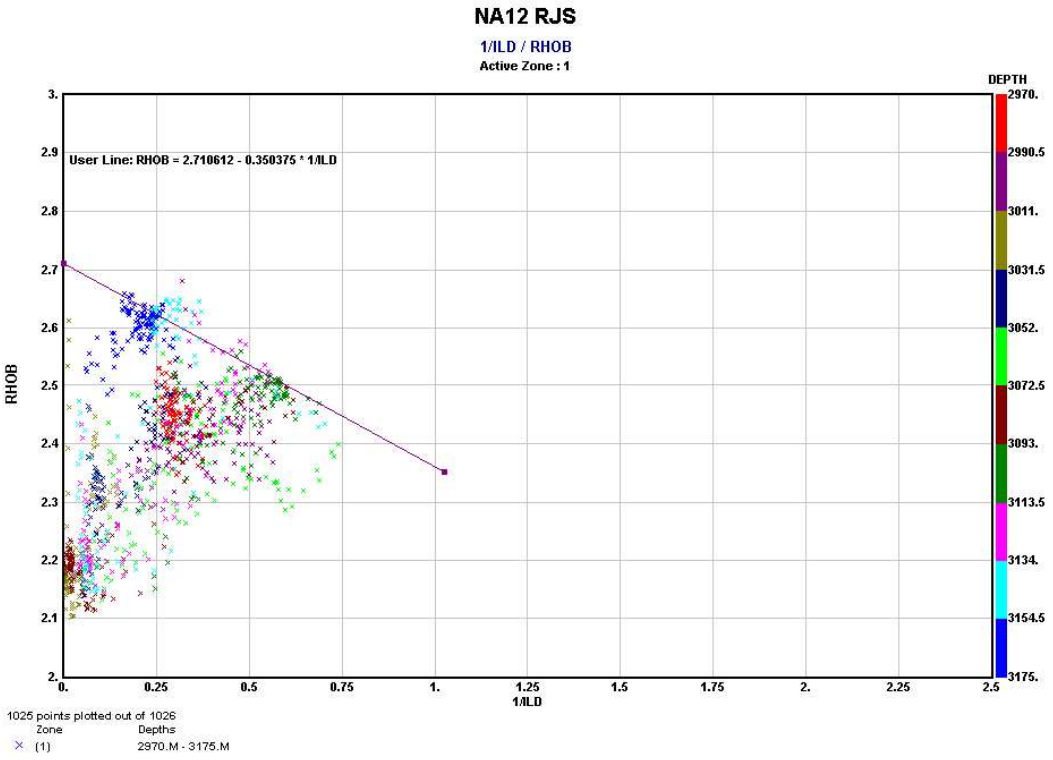


Figura 4.21: Gráfico para o ajuste da densidade da matriz (ρm) do Poço NA12

Foram determinados os valores de porosidade efetiva a partir deste tipo de ajuste e através do ponto de folhelho, sendo seus resultados avaliados entre 5,1% a 32,5%, numa média de 15,8%. Como a equação utilizada também considera a rocha com 100% de saturação em água, logo estes valores podem ser estimativas. Tendo obtidos estes valores, foram então calculados os valores da porosidade total, a partir da equação 3.5, pertencendo entre 5,7% a 33,5%, com uma média de aproximadamente 18%. É importante observar que, neste poço, uma maior diferença entre os valores de porosidade efetiva e total nos intervalos com maior teor de argila, devido para o cálculo deste último ser levado em consideração o percentual deste material ao longo das camadas.

A figura 4.22 mostra os resultados dos valores de porosidade efetiva e total para cada profundidade medida deste poço.

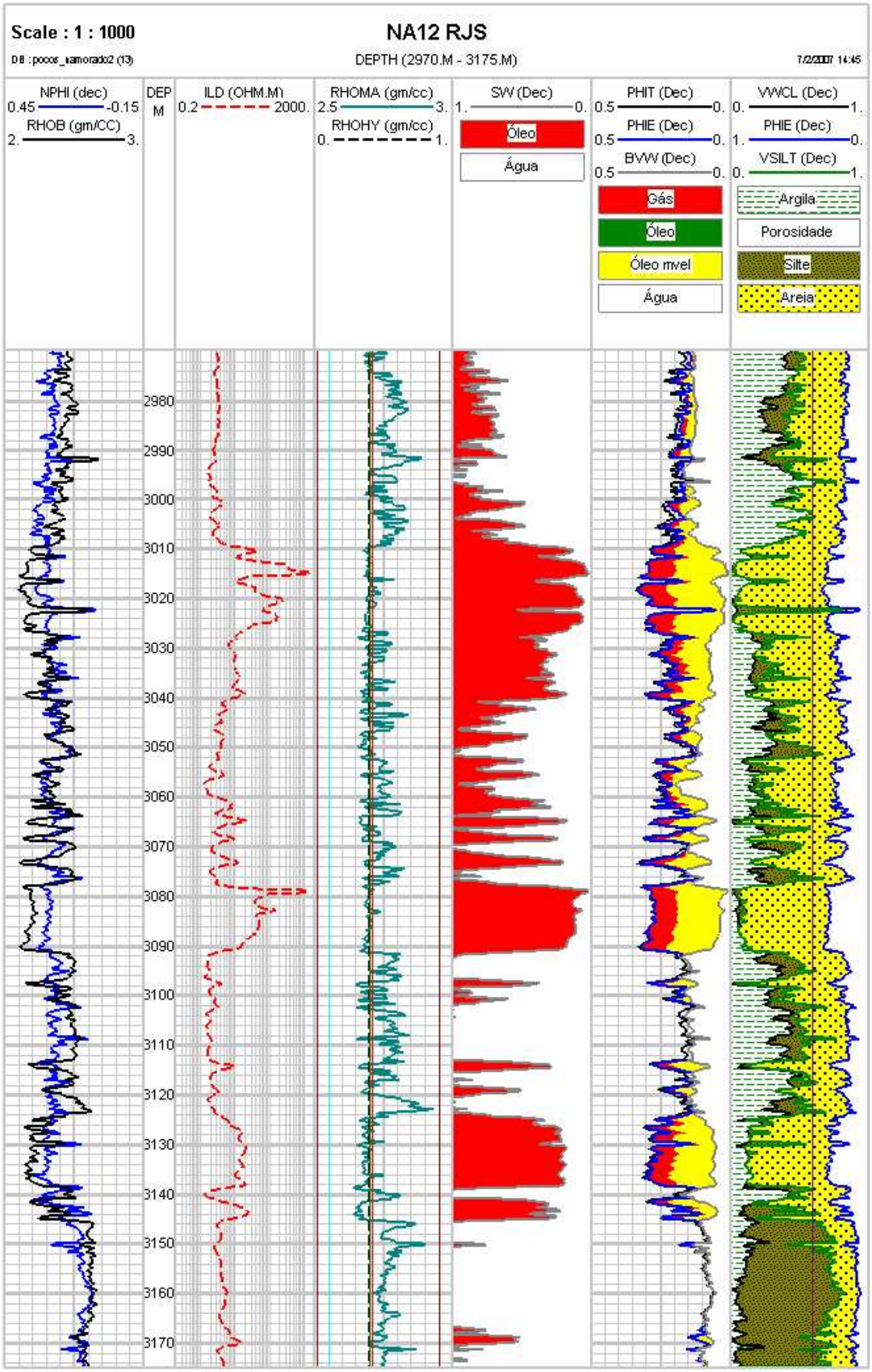


Figura 4.22: Perfil de Porosidade, Litologia e Saturação de Fluido do Poço NA12

No poço NA12 foram estimados as proporções de saturação de fluido ao longo das litologias utilizando-se a equação 2.4 de Archie. Constatou-se os valores de saturação de água próximo de 100% (Sw = 1) nos intervalos mais argilosos, onde predomina a cor verde, na primeira faixa da figura 4.22 , e tendo nos intervalos menos argilosos seus valores, 2,8% e 45% . Por meio da relação entre saturação de óleo e água (equação 2.5), foram estimadas para os intervalos menos argilosos, as proporções de saturação de óleo entre 55% e 97,2%. O que se pode observar é a influência da porosidade efetiva para o aumento ou diminuição destas saturações como sendo um fator limitante para uma maior acumulação de óleo e /ou água.

As litologias deste poço são semelhantes as dos poços NA01A e NA07. Através do cálculo destes percentuais pelas equações 3.3, 3.6 e 3.7, foram constatadas as seguintes proporções: 0 - 70% para o volume de argila; 0 - 80% para o volume de silte e; 5,6 - 69,7% de areia.

4.3.3 Análise das Velocidades das Ondas P e S e das Constantes Elásticas

A exemplo dos poços NA01A e NA07, e a partir da equação 3.8, foram obtidos valores para a velocidade da onda P, na ordem de 2,5 a 5,06km/s aproximadamente. Assim como foram observados nos poços anteriores, também no poço NA12, os seus maiores resultados correspondem aos intervalos com maior proporção de silte.

Por sua vez, os valores da velocidade da onda S foram calculados a partir da soma das influências nas porções de silte, areia e argila, pela equação 3.10, apresentando seus valores mínimos e máximos entre 0,8 e 2,97km/s. Na curva gerada a partir deste parâmetro, pode-se analisar que, nos intervalos mais siltosos, há um aumento na velocidade da onda S (figura 4.23), devido a maior proporção de matriz da rocha. Nas camadas mais arenosas houve um decréscimo dos valores da onda S sendo, portanto, a porosidade um fator responsável pela atenuação da onda S.

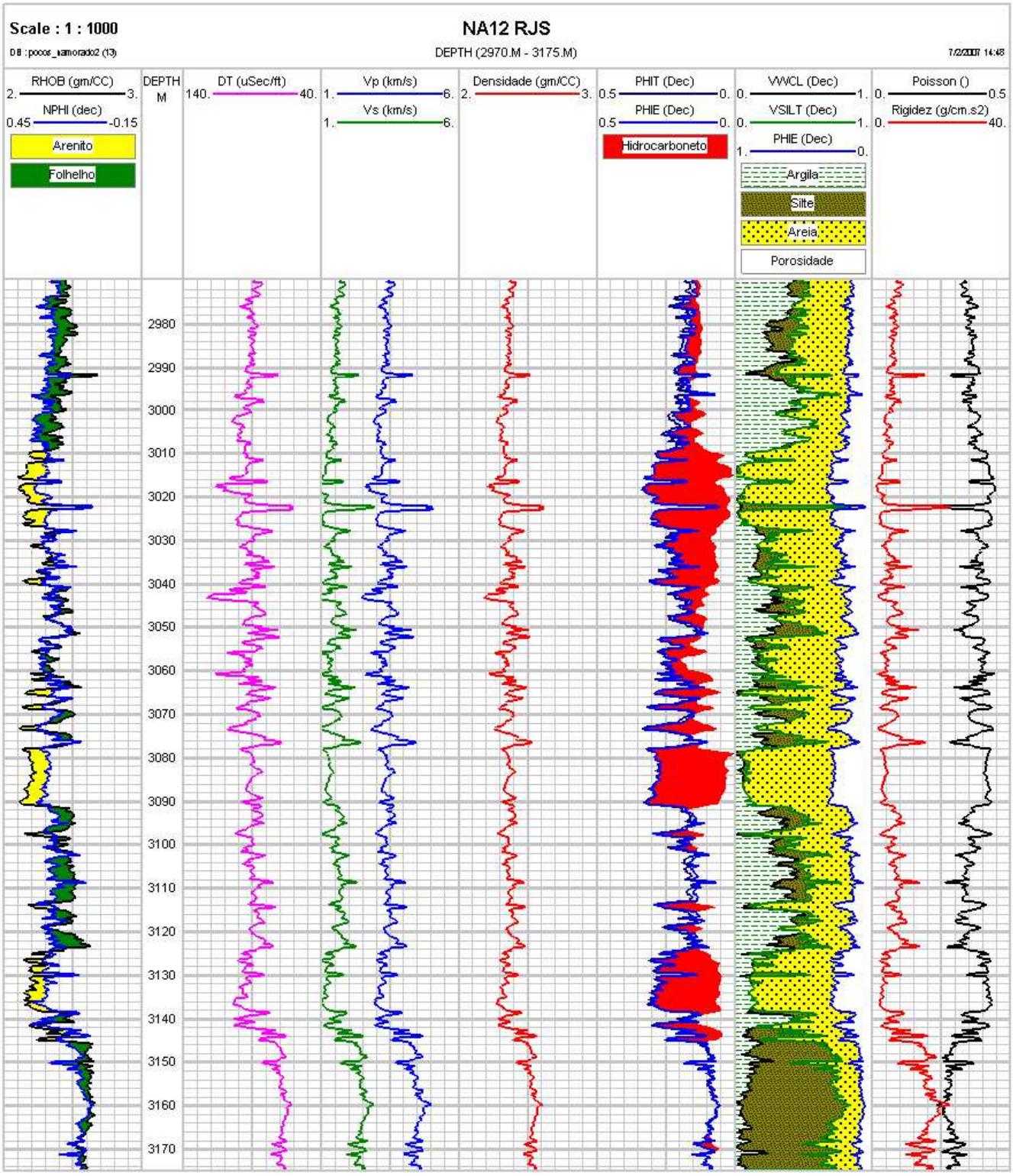


Figura 4.23: Perfil das Velocidades das Ondas P e S e das Constantes Elásticas do Poço NA12 (o valor de G está em 10^{10} $g/cm.s^2$) (Densidade = densidade calculada a partir da equação 3.13)

Em seguida, estas ondas foram relacionadas (Vp/Vs) para a obtenção do coeficiente de Poisson, através da equação 3.11. Seus maiores resultados pertencem aos intervalos mais arenosos devido a uma alta relação entre as velocidades das ondas P e S. Em relação ao módulo de Cisalhamento ocorre um aumento baseado nos altos valores de Vs, já que possui maior proporção de matriz e, consequentemente, menor proporção de fluido. Na figura 4.23 os intervalos que correspondem a estes altos valores de módulo Cisalhamento são os que possuem maior proporção de silte.

4.3.4 Parâmetros de Corte e Net Pay

A partir da análise das proporções de saturação de fluidos no poço NA12 (água+óleo) foram determinados os seguintes parâmetros de corte: Saturação de corte (Swcorte) (figura 4.24), volume de folhelho de corte (Vclavcorte) (figura 4.25) e porosidade de corte (ϕecorte) (figura 4.26).

No poço NA12, a saturação de corte foi obtida pelo gráfico entre Rt $\times$ Sw (figura 4.24) onde determinou a saturação de água irredutível, cujo valor corresponde a 4,0%. O volume máximo de argila, ou volume de argila de corte foi analisado a partir do gráfico de Vclav $\times$ Sw (figura 4.25). E em seguida, foram obtidas as porosidades de corte pela relação entre ϕe $\times$ Vclav (figura 4.26). A tabela abaixo mostra os parâmetros de corte do poço NA12.

Poço NA12	Parâmetros de Corte
$Swcorte$	50%
$Vclavcorte$	37%
$\phi ecorte$	15%

Tabela 4.3: Parâmetros de corte específicos do poço NA12

Com a obtenção destes dados, foi estimado o Net Pay dos reservatórios do poço NA12, onde foram ajustados nas curvas de porosidade efetiva (ϕe), de saturação de água (Sw) e de volume de fohelho (Vclav), sendo que, de um total de 108,8m de rocha permoporosa encontrou-se 71,0m de rocha efetivamente capaz de produzir HC para o poço NA12 conforme a figura 4.27.

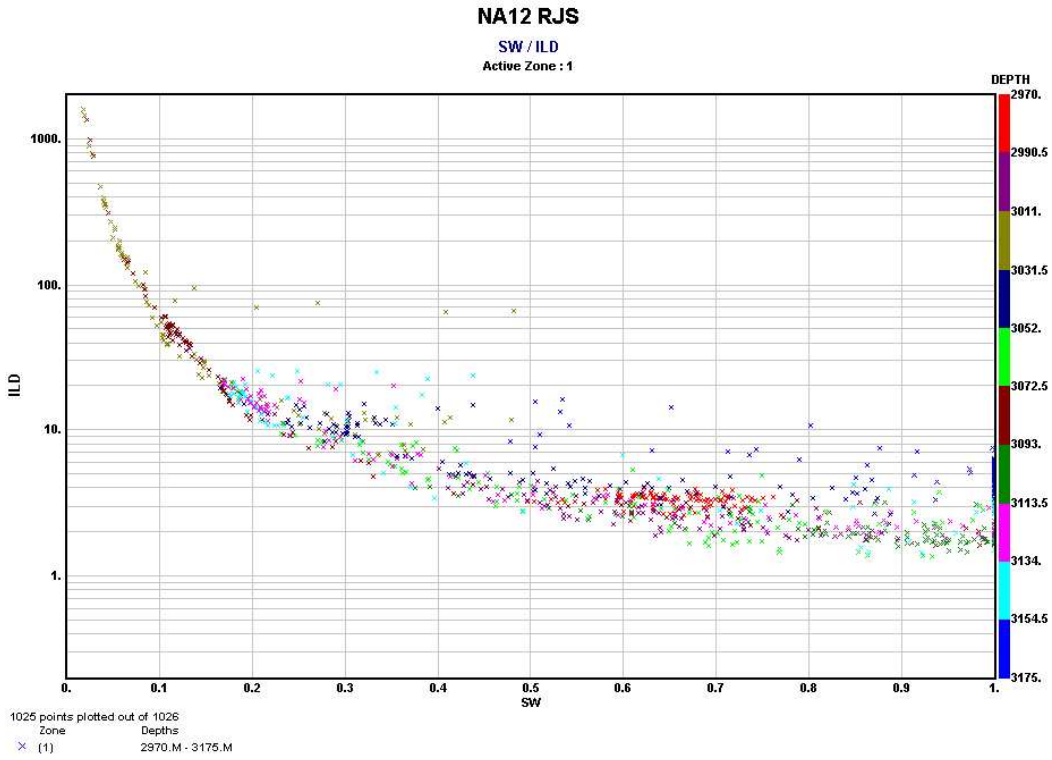


Figura 4.24: Determinação das Saturações de corte e irredutível do poço NA12

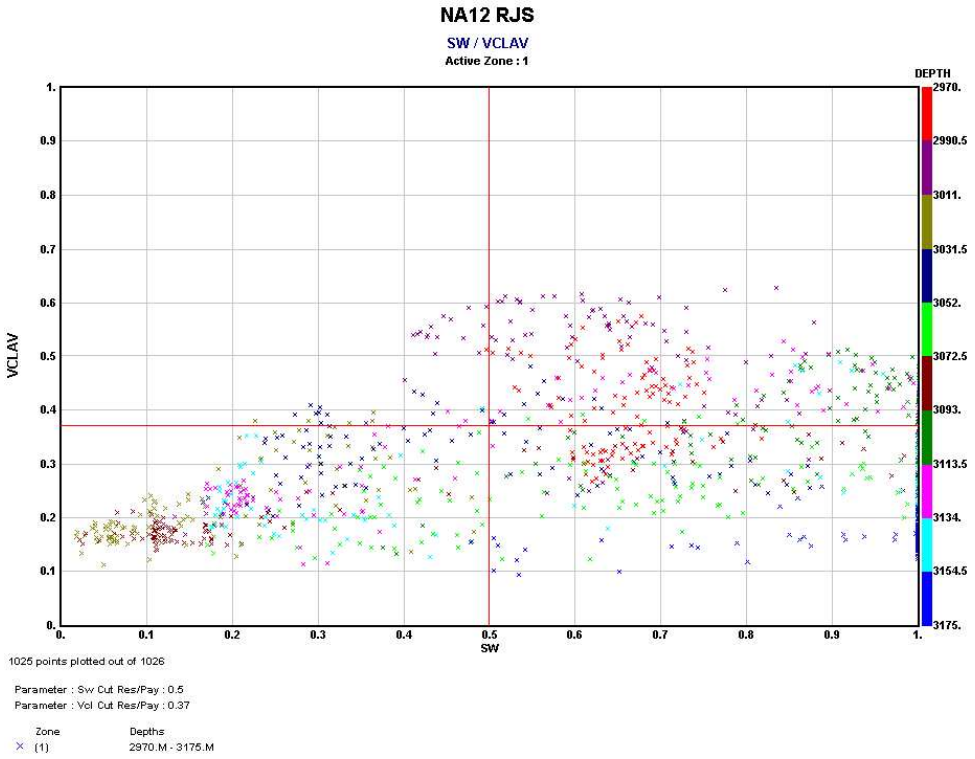


Figura 4.25: Cálculo do Volume de folhelho de corte do poço NA12

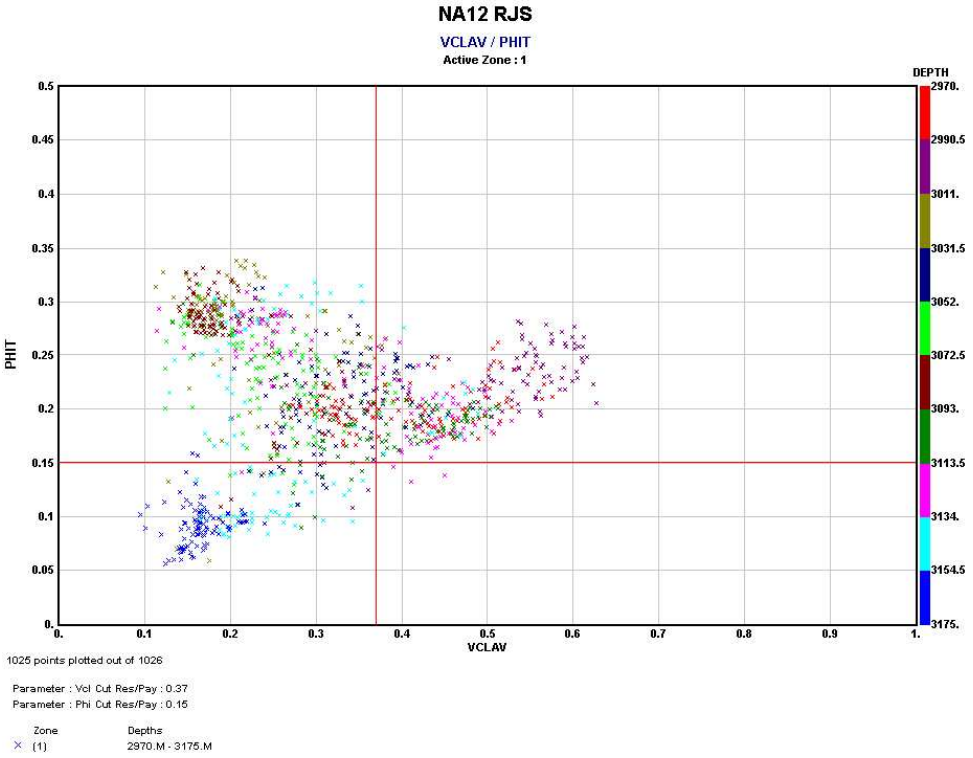


Figura 4.26: Cálculo da Porosidade de corte do poço NA12

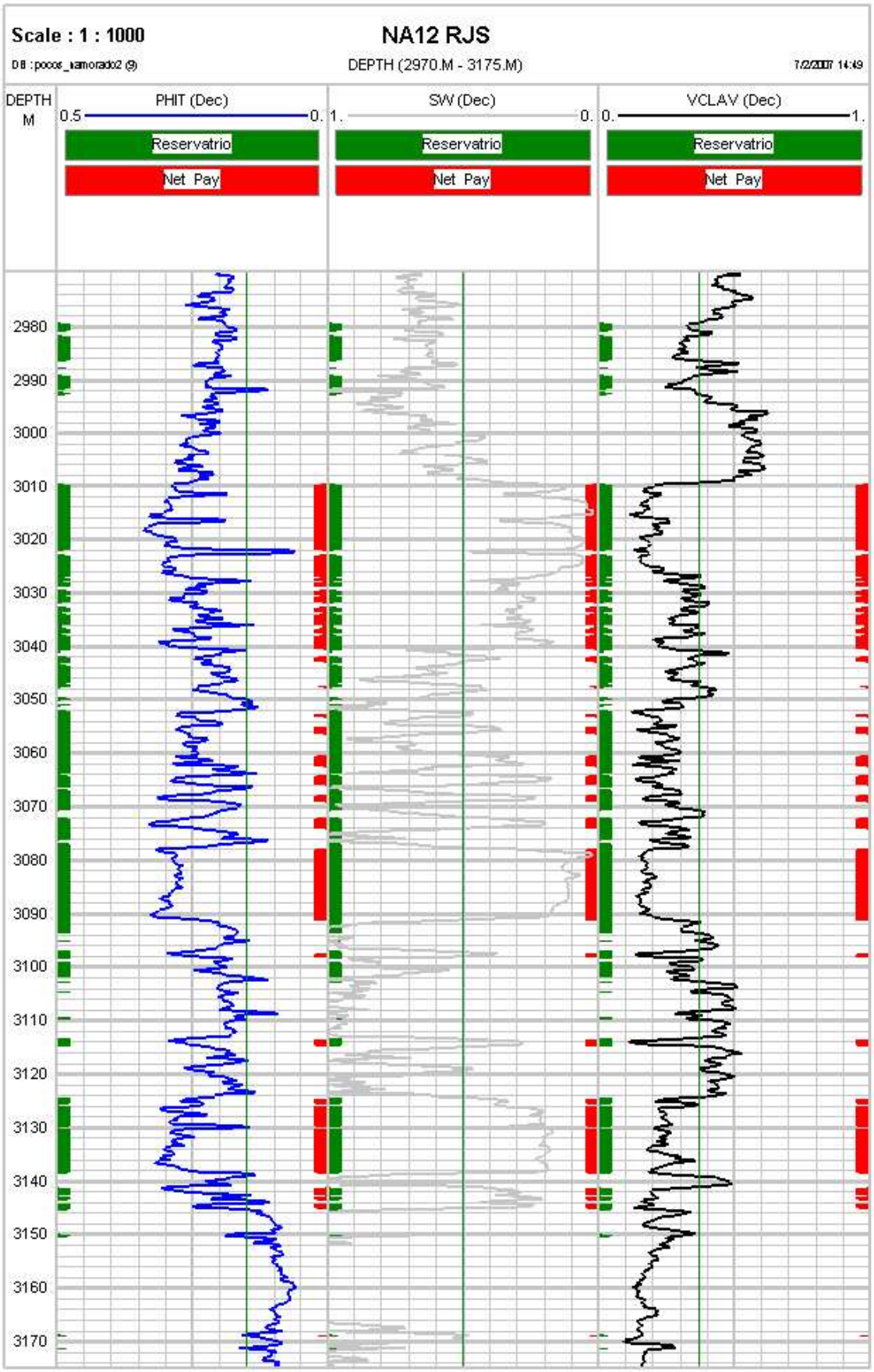


Figura 4.27: Perfil de Net Pay do Poço NA12

4.4 Poço RJS 019 (figuras 4.28 a 4.36)

4.4.1 Curva da Argilosidade

Perfis estudados de acordo com o mesmo processo de análise dos outros três poços, O poço RJS 019, descobridor do Campo de Namorado, apresenta uma curva de argilosidade semelhante aos demais, onde pode-se diferenciar as camadas pelo seu conteúdo de argila.

Também foi utilizada a relação das ferramentas de Neutrônico e de Densidade, para se observar as diferenças de argilosidade ao longo das camadas perfiladas. Seguindo o mesmo procedimento dos poços NA01A, NA07 e NA12, foi determinado o ponto de folhelho deste poço, onde (ϕN, ρB) = (0,218 , 2,56) (figura 4.28). Foram encontrados alguns valores negativos da referente curva de VClND que correspondem à possíveis zonas de hidrocarbonetos leves (gás). Entretanto, no intervalo entre 3094,6 - 3120m de profundidade não foi possível complementar a curva de VCLND por falta de leitura da ferramenta Neutrônica neste intervalo, prejudicando um possível cálculo da argilosidade no mesmo (figura 4.29).

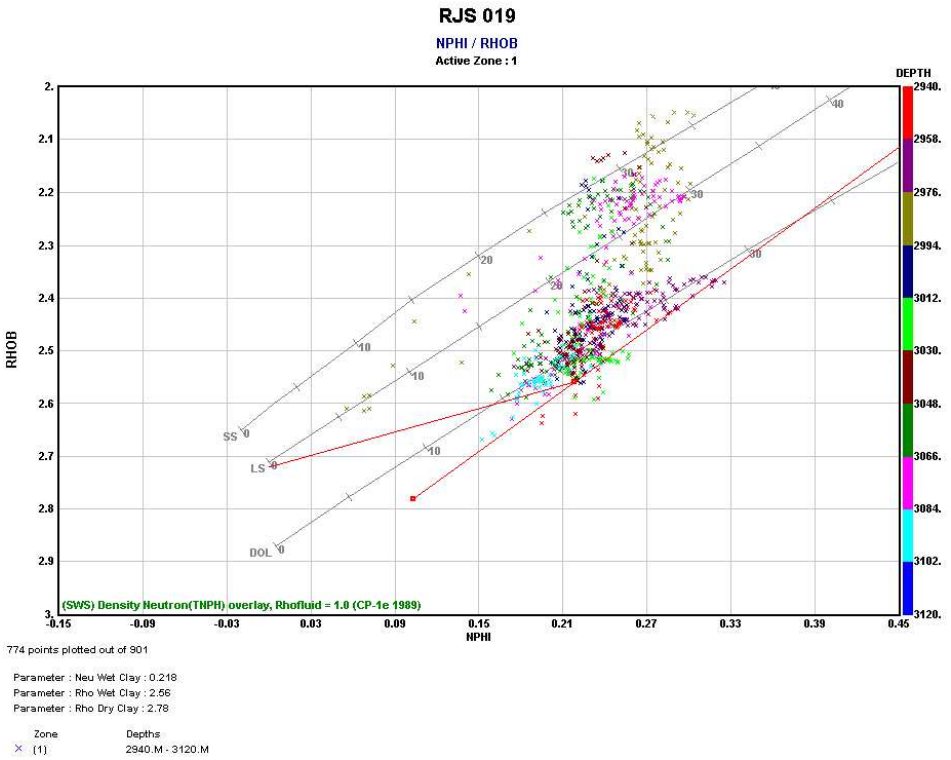


Figura 4.28: Determinação do ponto de folhelho a partir das curvas de RHOB × NPHI para o poço RJS019

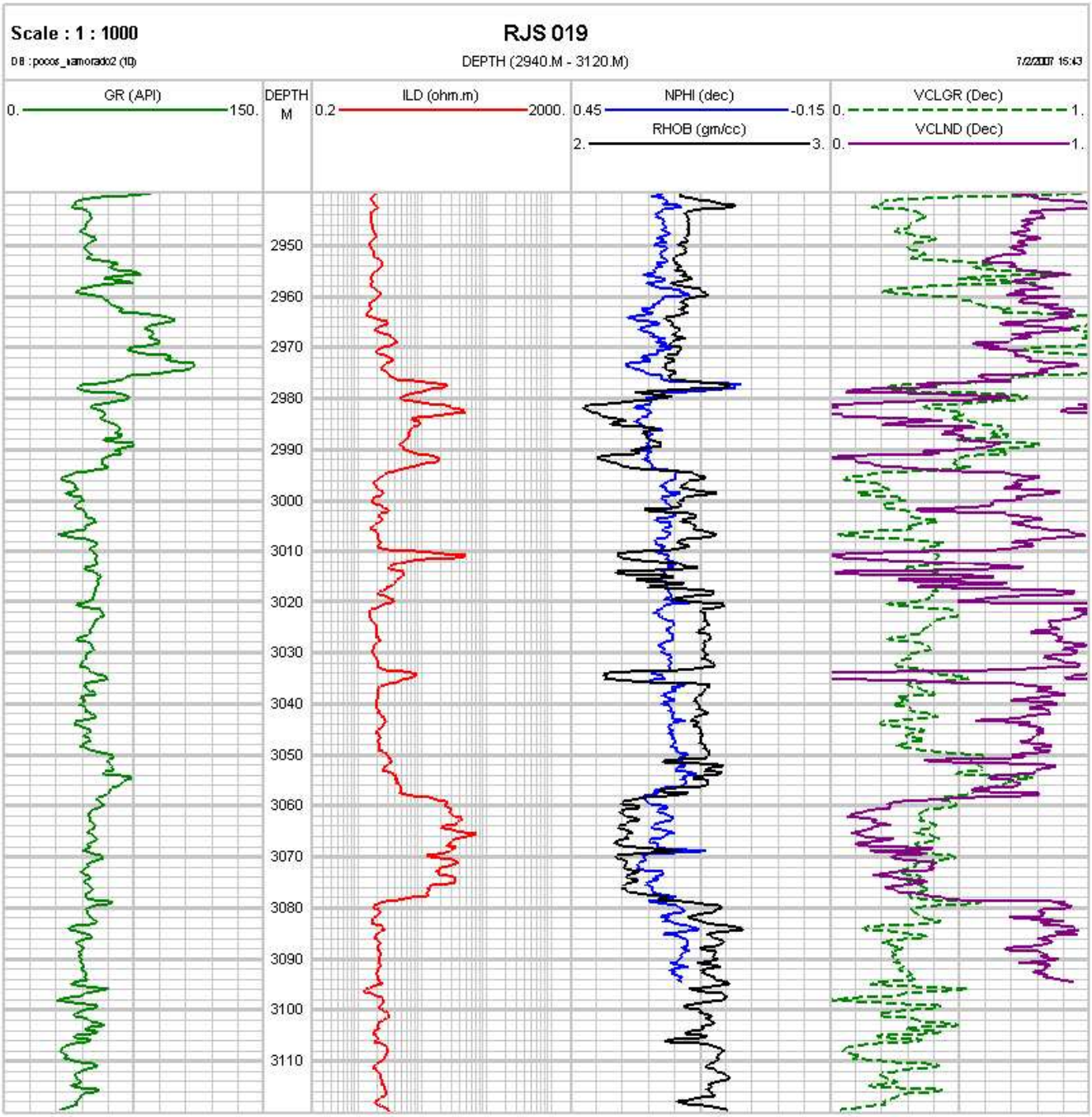


Figura 4.29: Perfil de Argilosidade do Poço RJS019 (VCLGR = VCLCLAVIER)

4.4.2 Análise da Porosidade e Saturação de Fluido

Para a determinação da porosidade e saturação de fluido do poço, fez necessário o mesmo ajuste da densidade da matriz para o poço RJS 019, por meio do uso do gráfico entre as curvas de RHOB e de condutividade (1/ILD), sendo seu valor igual a 2,72 g/cm^3, como mostra a figura 4.30:

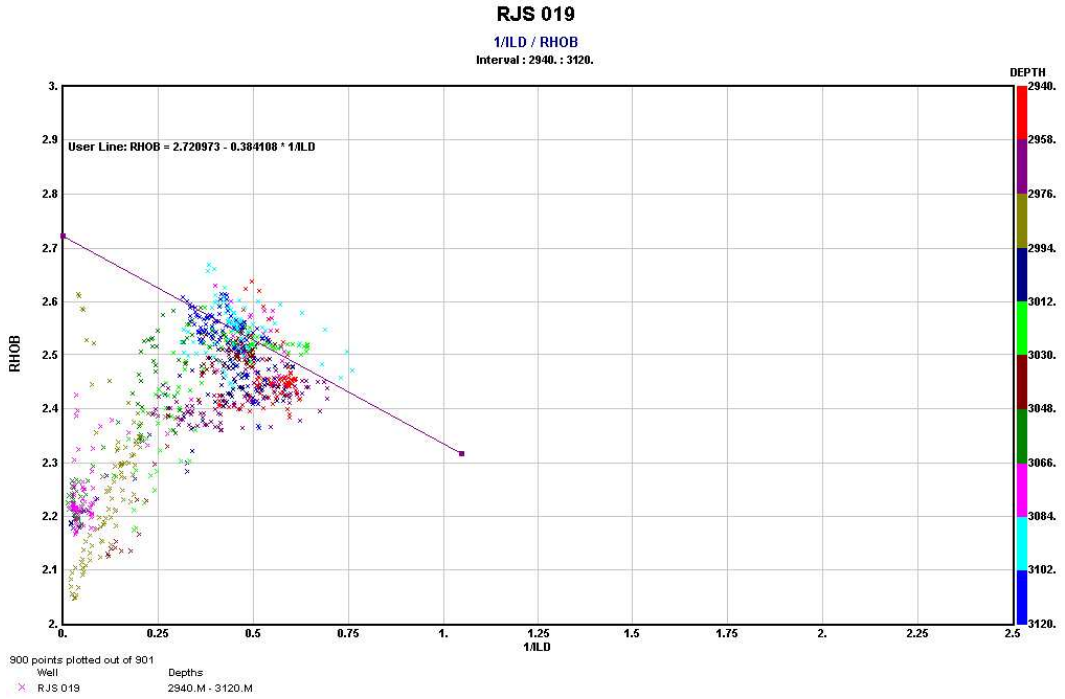


Figura 4.30: Gráfico para o ajuste da densidade da matriz (ρm) do Poço RJS019

A partir desse dado, foram calculados os valores da porosidade efetiva que variam entre 5,1 e 32,5% , com uma média de 15,3%. Estes valores podem sofrer variações, devido a equação empírica 3.4 considerar somente que as rochas estão saturadas 100% em água, o que não acontece com este poço em questão, mas, estes valores são considerados confiáveis.

Com a obtenção da porosidade efetiva, calculou-se a porosidade total das camadas, através da equação 3.5, sendo que seus resultados variam entre 5,9 e 32,5% tendo uma média de 16%. Como podemos analisar, apesar de haver uma pequena diferença entre as porosidades efetiva e total, nota-se que, em alguns intervalos, ao serem relativamente altos os valores de volume de argila, ocorre uma diferença maior entre as porosidades efetiva e total das rochas atravessadas ao longo do poço RJS 019 (figura 4.31).

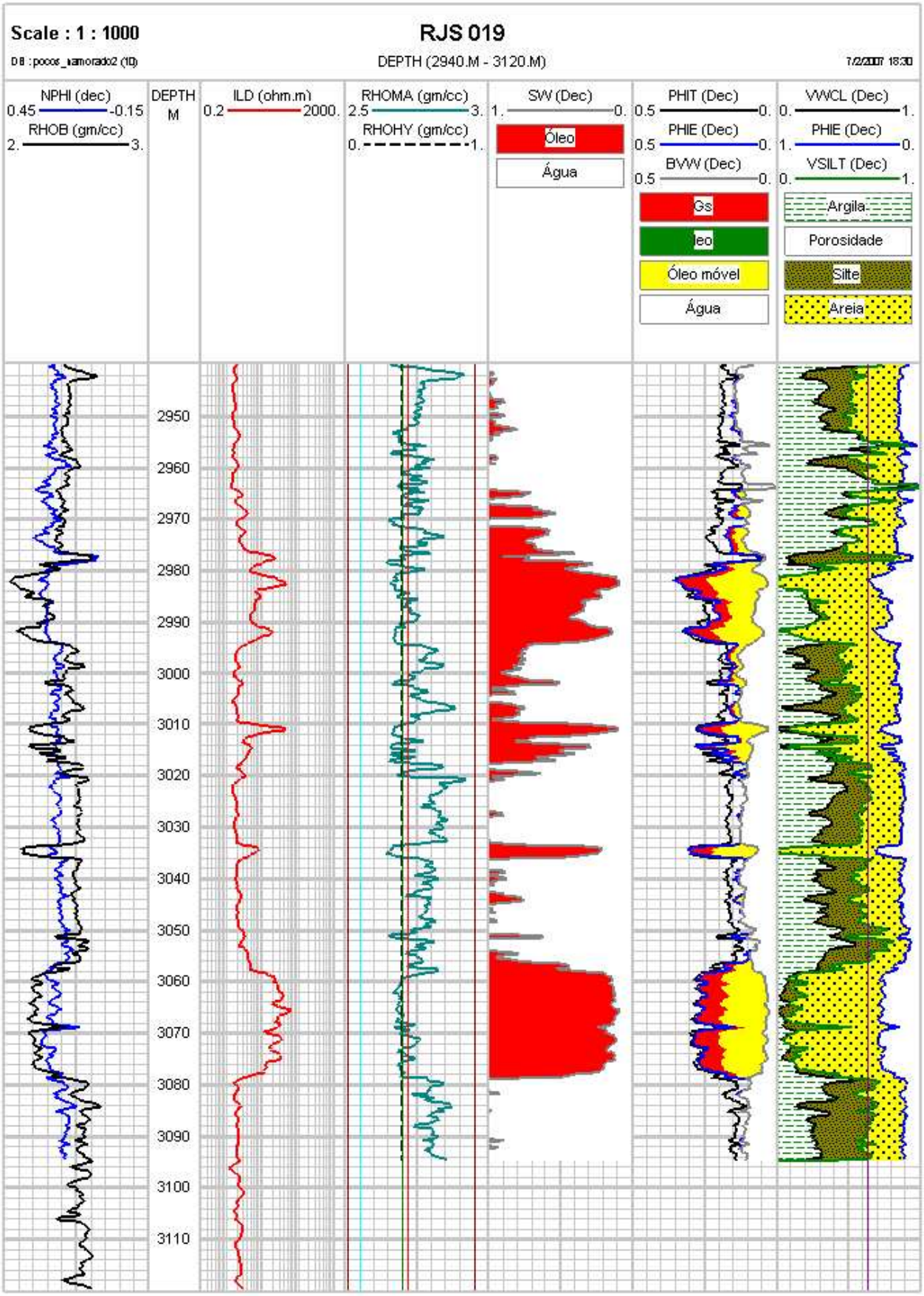


Figura 4.31: Perfil de Porosidade e Saturação de Fluido do Poço RJS019

Como nos outros poços, a saturação de fluido também foi determinada pela equação 2.4 de Archie e podemos perceber saturações de água próxima de 100% (Sw = 1) em alguns intervalos com alto conteúdo de argila. Nestes intervalos, devido aos baixos valores de porosidade, é possível que esta saturação seja a da água considerada irredutível. Nos intervalos com maior porosidade foram estimadas as saturações de hidrocarbonetos, que variam entre 57,3 e 87,3% (figura 4.31). Vale ressaltar que, a medida que a proporção de areia aumenta nas camadas, aumenta a porosidade efetiva e, conseqüentemente, há uma aumento da saturação de óleo nestas camadas.

Analisando as possíveis litologias na figura acima, foi estimada as proporções de silte, areia e argila para o poço RJS019, variando entre 0 e 100%. Os percentuais para cada litologia calculados pelas equações 3.3, 3.6 e 3.7 são respectivamente: 0 a 80% de silte; 0 a 81% de argila e; 3,5 a 70% de areia.

4.4.3 Análise das Velocidades das Ondas P e S e das Constantes Elásticas

Foram também obtidos os valores para a velocidade da onda P no poço RJS019, variando entre 2,76 a 5,46km/s aproximadamente. Utilizando-se neste poço da mesma observação feita nos poços NA01A, NA07 e NA12, os seus maiores resultados estão relacionados aos intervalos com maior percentual de silte.

Através da soma das influências das porções de silte, areia e argila, pela equação 3.10, por sua vez, foram determinados os valores da onda S, apresentando seus valores entre 0,93 e 3,29km/s aproximadamente. No perfil gerado a partir destes valores, pode-se analisar que, nos intervalos com maior proporção de silte, há um aumento na velocidade da onda S, por causa de uma maior proporção de matriz da rocha e, consequentemente, por uma baixa porosidade. Portanto, a porosidade um fator responsável pela atenuação da onda S (figura 4.32).

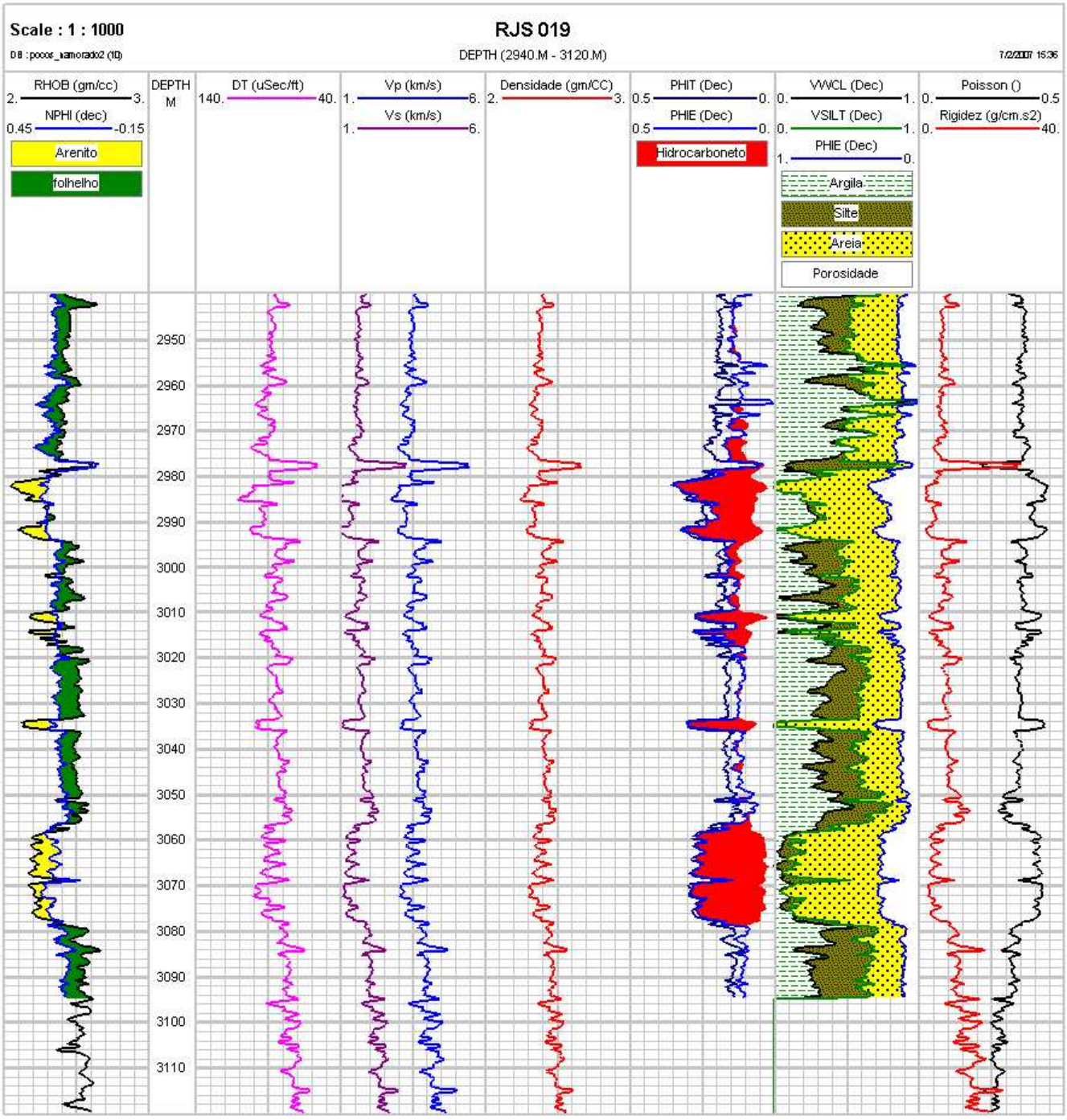


Figura 4.32: Perfil das Velocidades das Ondas P e S e das Constantes Elásticas do Poço RJS019 (o valor de G está em 10^{10} g/cm.s^2) (Densidade = densidade calculada a partir da equação 3.13)

Tendo os resultados destes dois parâmetros, estas ondas foram relacionadas (Vp/Vs) para o cálculo do coeficiente de Poisson, através da equação 3.11, mostrando, a partir da curva gerada, seus maiores valores correspondem aos intervalos com maior volume de areia devido a uma alta razão entre as velocidades compressional e cisalhante. Em relação ao módulo de Cisalhamento, assim como nas análises anteriores, houve um aumento de seus valores devido aos altos valores de Vs nas camadas com maior percentual de silte.

4.4.4 Parâmetros de Corte e Net Pay

Após a análise da saturação de fluidos no poço RJS019 (água+óleo) foram determinados os seguintes parâmetros de corte: Saturação de corte (Swcorte), volume de folhelho de corte (VCLcorte) e porosidade de corte ($\phi ecorte$).

No poço RJS019, a saturação de corte foi determinada pelo gráfico entre Rt × Sw (figura 4.33)onde foi obtida a saturação de água irredutível, cujo valor corresponde a 6,0%. O volume máximo de argila, ou volume de argila de corte foi analisado pelo gráfico entre ϕe × Vclav (figura 4.34). E em seguida, foram obtida a porosidade de corte pela relação entre ϕe × Vclav (figura 4.35). A tabela abaixo mostra os parâmetros de corte do poço RJS019.

Poço RJS019	Parâmetros de Corte
$Swcorte$	50%
$Vclavcorte$	55%
$\phi ecorte$	13%

Tabela 4.4: Parâmetros de corte específicos do poço NA12

Com a obtenção destes dados, foi obtido o Net Pay dos reservatórios do poço RJS019, onde foram ajustados nas curvas de porosidade efetiva (ϕe), de saturação de água (Sw) e de volume de fohelho+silte (Vclav), sendo que, de um total de 43,0m de rocha permoporosa encontrou-se 43,0m de rocha efetivamente capaz de produzir HC para o poço NA01A conforme a figura 4.36:

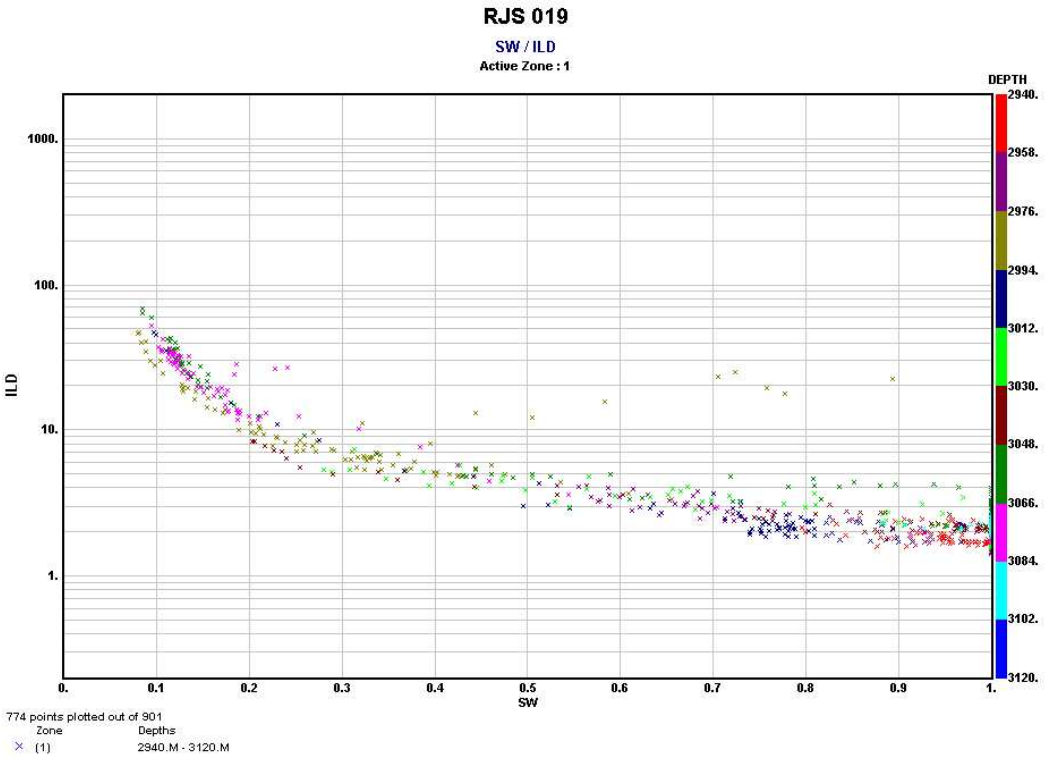


Figura 4.33: Cálculo da Saturação de corte do poço RJS019

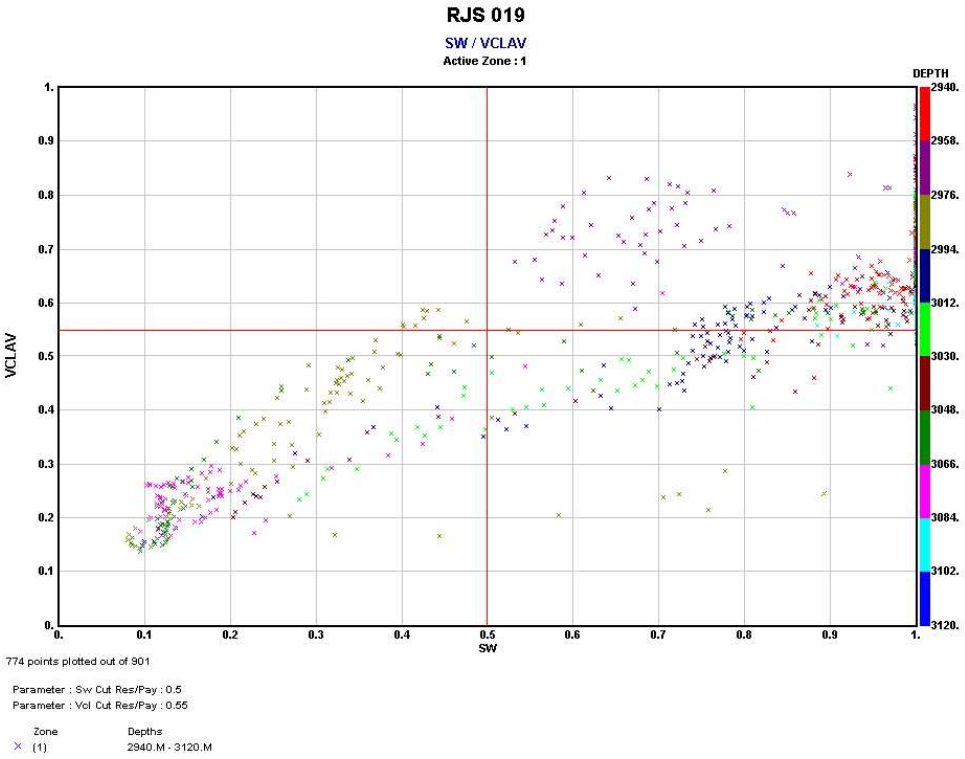


Figura 4.34: Cálculo do Volume de folhelho de corte do poço RJS019

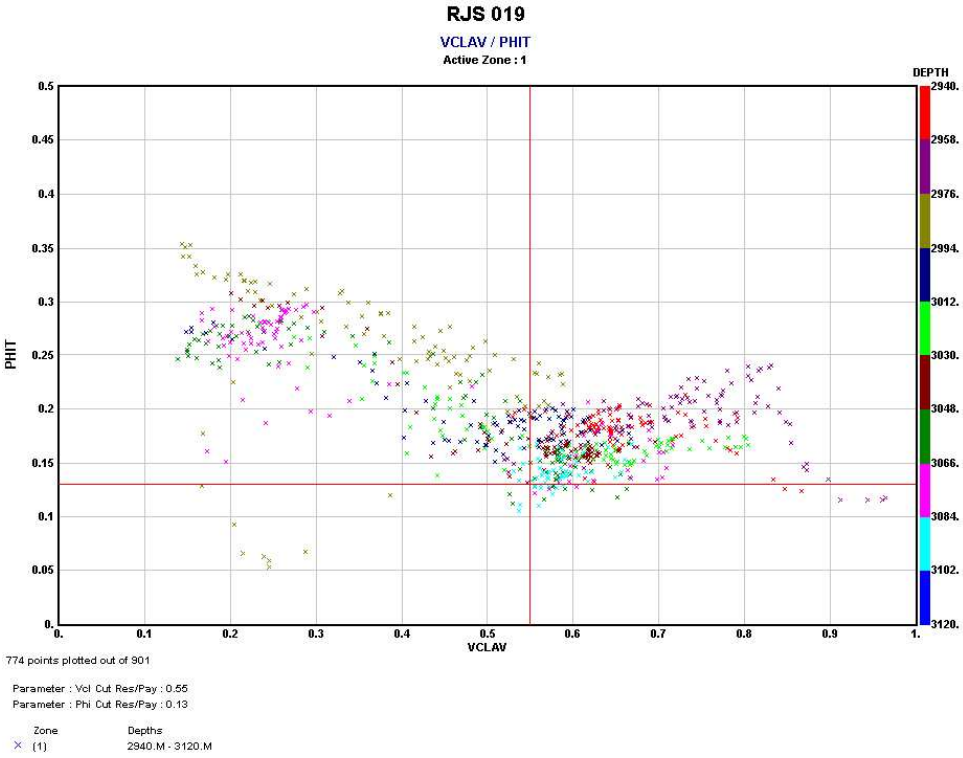


Figura 4.35: Cálculo da Porosidade de corte do poço RJS019

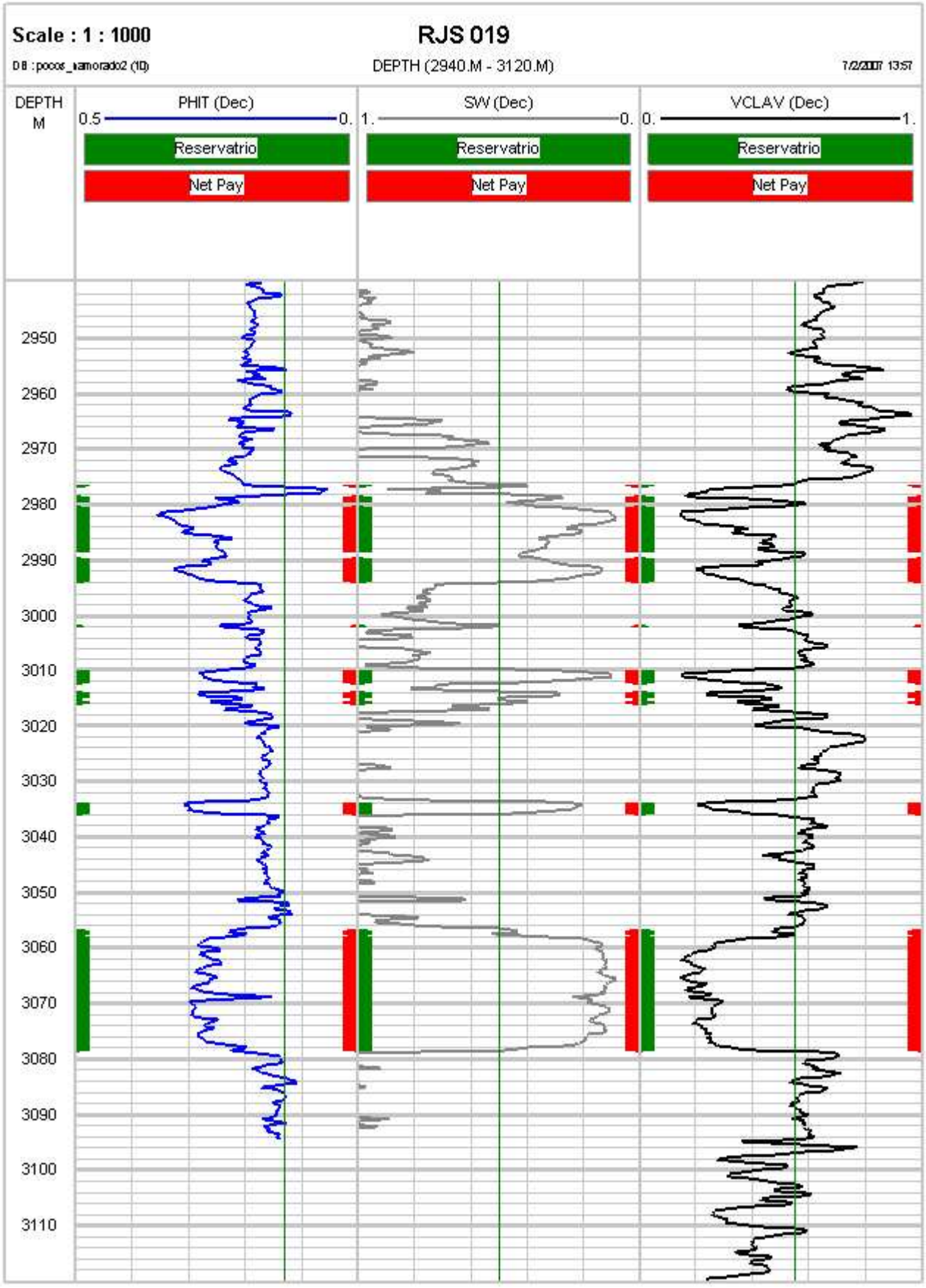


Figura 4.36: Perfil de Net Pay do Poço RJS019

CAPÍTULO 5

Conclusões

Nos quatro poços estudados do Campo de Namorado, na Bacia de Campos, foi possível aplicar a técnica da perfilagem geofísica, com o uso de um programa interativo, para determinar os diversos parâmetros petrofísicos através de equações empíricas de diversos autores.

Utilizando os indicadores de argilosidade, a partir dos perfis de Raios Gama e pela relação entre as ferramentas Neutrônica e de Densidade, foi possível identificar o conteúdo de argila das camadas perfiladas, além de estabelecer, com análise gráfica, alguns fatores que podem influenciar nas suas leituras como, por exemplo, a influência de prováveis zonas de hidrocarbonetos leves (gás), diminuindo os valores da referente curva de argilosidade nos poços.

Outro dado importante para este tipo de estudo, usando-se de programas interativos, foi a obtenção do ponto de folhelho para cada poço, a fim de se determinar as porosidades efetiva e total, além das proporções entre os fluidos identificados (óleo, água e/ou gás) e as proporções de areia, silte e argila ao longo das camadas. Para a finalidade deste trabalho, não foi necessário uma saturação mais sofisticada do que a do Archie (equação empírica para rochas sem argilosidade).

Gráficos como os das figuras 4.3, e similares, mostraram as suas utilidades como indicadores de possíveis variações faciológicas ao determinarem valores de $\rho m = 2{,}67$ g/cm^3 (poço NA01A), na direção centro-sul do campo, para 2,72 g/cm^3 (poço RJS019), que podem ser interpretados como um aumento na quantidade de carbonato nas camadas do arenito Namorado.

Por sua vez, a partir do Sônico permite fazer uma análise sobre o comportamento mecânico das rochas através das curvas das velocidades das ondas P e S nas camadas, sendo estimadas suas constantes elásticas, como o coeficiente de Poisson e o módulo de Rigidez, onde pode-se caracterizar ainda mais as rochas pela a influência da quantidade de matriz das camadas e, conseqüentemente pela proporção de fluido dentro delas. Vale ressaltar que a determinação destas constante elásticas tem uma aplicação muito importante na engenharia de perfuração, na geotecnia, na geofísica etc, na obtenção da resistência das rochas sob diversos tipos de pressões.

Através do estudo dos gráficos dos parâmetros de corte como a porosidade, a saturação e o volume de folhelho de corte , foi possível determinar o "Net Pay" das camadas permoporosas para cada poço, ou seja fornecer uma estimativa das suas potencialidades econômicas.

Agradecimentos

A Deus, por todas as oportunidades.

A minha família, pelos primeiros ensinamentos e lições de vida.

A minha namorada Larissa, que sempre me apoiou, com amor e carinho, em todos os momentos de minha trajetória.

A Schlumberger, pelo suporte deste trabalho, com o seu software Interactive Petrophysics^{TM}, especialmente ao Júlio Kosaka de Oliveira.

Aos professores do CPGG eplos seus ensinamentos, ao longo do curso.

Aos funcionários: Ana D'Ó, Joaquim, Lene, Tiago, com seu apoio nas horas de aperto.

Aos amigos da faculdade como Satinho, Cunha, Idney, Núbia, Joelson, Silmara e tantos outros que me apoiaram ao longo do curso.

Referências Bibliográficas

Archie, G. E. (1942) The Electrical Resistivity Log as an aid in determining some reservoir characteristics profundidade, vol. 146.

Bourbié, T.; Coussy, O. e B., Z. (1985) Acoustics of porous media, Éditions Technip, Paris.

Clavier, C.; Coates, G. e Dumanoir, J. (1984) Theoretical and experimental bases for the dual water model for the interpretation of shaly sands, Soc. Pet. Eng., **4**:153 – 168.

Gardner, F. L. G.; Gardner, W. L. e Gregory, R. A. (1974) Formation velocity and density - the diagnostic basics for stratigrafic traps Geophysics, vol. 39.

Greenberg, M. L. e Castagna, J. P. (1992) Shear-Wave velocity Estimation in Porous Rocks: Theoretical Formulation, Preliminary Verification and Applications, vol. 40 (2).

Guardado, L. R.; L.A.P e Lucchesi, C. (1990) Petroleum geology of the campos basin, brazil, a model for prodJ.D. and Santogrossi, P.A. (Editors) AAPG Memoir, OK, US

Lima, F. M. (2004) Análise Estratigráfica dos Reservatórios Turbidíticos do Campo de Namorado, Dissertação de mestrado, Universidade Estadual Paulista, Rio Claro - SP, Brasil.

Nery, G. G. (1990) Apostila sobre Perfilagem Geofísica de Poços.

Oliveira, J. K. (2005) Influência da porosidade efetiva e da argilosidade nas velocidades de ondas p no arenito namorado.

Picket, G. R. (1963) Acoustic character logs and their applications in formation evaluations, J. Pet. Tech., **15**.

Rabelo, S. K. L. (2004) Estudo sobre a viabilidade do cálculo da porosidade com base em um conjunto reduzido de perfise sua aplicação na bacia de almada - ba.

Souza, O. R. (1985) Perfilagem geofísica de poços. ii curso sobre águas subterrâneas.

Spizzirri, M. T. A. (1998) Relações entre Atributos Sísmicos e Parâmetros Petrofísicos na Formação Açu, Dissert. de mestrado, Universidade de Campinas, Campinas, Brasil.

Vasquez, G. F. (2000) Comportamento viscoelástico do arenito namorado e suas relações com atributos faciológicos.

Winsauer, W. O.; Shearin, J. e Masson, P. H. (1956) Resistivity of brine saturated sands in relation to pore system, Bull Am. Assoc. Pet. Geol., **36**:253 – 277.

Wyllie, M.; Gregory, A. R. e Gardner, G. H. F. (1956) Elastics wave velocities in heterogeneous and porous media, Geophys, **21**.