



Roberto Amorim Juncken

**INTERPRETAÇÃO GEOLÓGICA DE PERFIS GEOFÍSICOS DE UM
POÇO DE SONDAGEM NO DELTA DO RIO PARAÍBA DO SUL (RJ)**

Trabalho de Conclusão de Curso
(Geologia)

UFRJ
Rio de Janeiro
2013



UFRJ

Roberto Amorim Juncken

**INTERPRETAÇÃO GEOLÓGICA DE PERFIS GEOFÍSICOS DE UM
POÇO DE SONDAGEM NO DELTA DO RIO PARAÍBA DO SUL (RJ)**

Trabalho Final do Curso de Graduação em Geologia do Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, apresentado como requisito necessário para obtenção do grau de Geólogo.

Orientadores:

Leonardo Borghi
Luiz Gustavo Pipa

Rio de Janeiro
Fevereiro 2013

Roberto, Amorim Juncken

Interpretação geológica de perfis geofísicos de um poço de sondagem no delta do rio Paraíba do Sul (RJ) / Roberto Amorim Juncken - - Rio de Janeiro: UFRJ / IGeo, 2013.

xiv, 30 p. : il.; 30cm

Trabalho Final de Curso (Bacharelado em Geologia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências, Departamento de Geologia, 2010.

Orientadores: Leonardo Borghi, Luiz Gustavo Pipa

1. Geologia. 2. Paleontologia e Estratigrafia – Trabalho de Conclusão de Curso. I. Leonardo, Borghi. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências, Departamento de Geologia. III. Interpretação geológica de perfis geofísicos de um poço de sondagem no delta do rio Paraíba do Sul (RJ)

Roberto Amorim Juncken

INTERPRETAÇÃO GEOLÓGICA DE PERFIS GEOFÍSICOS DE UM POÇO DE
SONDAGEM NO DELTA DO RIO PARAÍBA DO SUL (RJ)

Trabalho Final do Curso de Graduação em
Geologia do Instituto de Geociências,
Universidade Federal do Rio de Janeiro –
UFRJ, apresentado como requisito
necessário para obtenção do grau de
Bacharel em Geologia.

Orientadores:

Leonardo Borghi
Luiz Gustavo Pipa

Aprovada em: 22.02.2013

Por:

Orientador: Leonardo Borghi (UFRJ)

Luiz Gustavo Pipa (Chevron)

Nikolai Ojevan Presto (Chevron)

UFRJ
Rio de Janeiro
2013

“Mas é claro que o sol vai voltar amanhã
mais uma vez, eu sei
Escuridão já vi pior, de endoidecer gente sã
Espera que o sol já vem.

Nunca deixe que lhe digam que não vale a
pena
Acreditar nos sonhos que se tem
Ou que seus planos nunca vão dar certo
Ou que você nunca vai ser alguém
Tem gente que machuca os outros
Tem gente que não sabe amar

Mas eu sei que um dia a gente aprende
Se você quiser alguém em quem confiar
Confie em si mesmo
Quem acredita sempre alcança...”

Renato Russo

Agradecimentos

Aos meus pais, Roberto e Elisa, e à minha irmã, Marcela, por estarem ao meu lado me motivando a buscar meus sonhos com determinação durante toda essa longa caminhada que foi dura, cheia de dificuldades, e terem me dado o mínimo necessário para que eu pudesse chegar aonde estou hoje. Pela educação dada e pelos ensinamentos severos em relação ao meu caráter que, hoje, fazem de mim uma pessoa diferenciada das demais na sociedade.

Aos meus ex-companheiros de trabalho e amigos da Chevron, Luiz Gustavo Pipa e Nikolai Presto por todos os ensinamentos de petrofísica e sísmica; pelas orientações de como ter postura tanto na vida acadêmica quanto no ambiente corporativo e; pelas “brincas de sonda” que me davam após as 18h com o intuito de me corrigir que foram fundamentais para meu aprendizado.

Ao meu professor orientador, Leonardo Borghi, quem me deu orientações baseados em suas frases filosóficas as quais foram muito úteis na minha vida acadêmica, e diferenciais para a minha formação profissional.

Ao professor Aristóteles pelo seu companheirismo e dedicação ao próximo, que me ajudou com os processos de antecipação da colação de grau, e também em alguns momentos difíceis.

Ao Departamento de Geologia, e ao secretário de graduação, Wal, pela ajuda no decorrer do curso de graduação em Geologia.

Resumo

JUNCKEN, Roberto Amorim. **Interpretação geológica de perfis geofísicos de um poço de sondagem no delta do rio Paraíba do Sul (RJ)**. Rio de Janeiro, 2013. xiv, 30 f. Trabalho Final de Curso (Bacharelado em Geologia) – Departamento de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

O objetivo deste estudo foi realizar a interpretação litológica de uma sequência estratigráfica no delta do Rio Paraíba do Sul, localizado próximo a cidade de Campos dos Goytacazes (RJ), com base em perfis geofísicos de poços. A finalidade do trabalho foi a construção de um perfil composto com curvas de raios gama, potencial espontâneo e resistividade para serem analisadas e comparadas às interpretações mais precisas de testemunhos de sondagem, evidenciando a confiabilidade da ferramenta e sua utilidade para a avaliação de formações, no mercado de petróleo.

Palavras-chave: Petrofísica; delta do rio Paraíba do Sul; Estratigrafia.

Abstract

JUNCKEN, Roberto Amorim. **Geological interpretation of well-logs on Paraíba do Sul delta (RJ)**. 2013. xiv, 30 f. Trabalho Final de Curso (Bacharelado em Geologia) – Departamento de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

The objective of this study is to do a geological interpretation of a stratigraphic sequence in Paraíba do Sul delta, located near to Campos dos Goytacazes city (RJ), based on well-logging. Well log analysis aimed to identify lithology based on a log acquired in a stratigraphic well in the delta of the Rio Paraíba do Sul, near Lagoa Feia (RJ). The purpose of this study was the construction of a composite log with Gamma Ray, Spontaneous Potential and Resistivity curves to be analysed and compared to core interpretations, evidencing tool confiability and its utility for formation evaluation, in petroleum industry.

Key-Words: Petrophysics; Rio Paraíba do Sul delta; Stratigraphy.

Lista de figuras

Figura 1 – Figura 1: Imagem de satélite do Google Earth 2013 mostrando a planície costeira do Rio Paraíba do Sul

Figura 2 – Mapa de localização da área do poço (P) e vias de acesso. (Fonte: DNIT/2009, escala original 1:500.000).

Figura 3 – Dados de um dos poços no formato inicial TXT

Figura 4 Ferramenta de Perfilagem LWD PowerPulse 950 da Schlumberger cujos serviços principais são fornecer dados em tempo real, geodirecionamento e inclinação. (Fonte: Schlumberger, acessado em 16/02/2013)

Figura 5 – Ferramenta de perfilagem multifuncional (Raios Gama, Densidade, Neutron, Resistividade, Caliper) (Fonte: Schlumberger, acessado em 16/02/2013)

Figura 6 – Interpretação prévia de um Perfil de Raios Gama (Fonte: Spec2000, acessado em 16/02/2013)

Figura 7 – Perfil Raios Gama interpretado com Linhas base de folhelho e areia limpa traçados (Fonte: Lemos, R.M.T , Introdução a Petrofísica para Análise de Perfis de Poços Abertos, curso patrocinado pela ABGP em Maio de 2009)

Figura 8 – Perfil de Resistividade Rasa (LLS) e profunda (LLD) em escala logarítmica mostrados na Pista 2 do perfil composto. (Fonte: USGS, acessado em 16/02/2013)

Figura 9 – Perfil Sônico (DT) interpretado na Pista 2, curvas em azul. Intervalos com DT maior A, B e C são correlacionáveis com os arenitos vistos no Perfil Raios Gama (RG) presente na Pista 1. (Fonte: Spec2000, acessado em 16/02/2013)

Figura 10 – Domínios tectono-magmáticos do Estado do Rio de Janeiro, potenciais áreas fontes para os sedimentos do delta do rio Paraíba do Sul. (Fonte: Projeto Levantamentos Geológicos Básicos do Brasil. CPRM, 2006).

Figura 11 – Janela de importação de texto selecionando campos do tipo “largura fixa” no Microsoft Excel

Figura 12 – Valores mensurados das curvas separados coluna por coluna em cada corrida de perfilagem

Figura 13 – Curvas carregadas nas pistas pelo software Geolog. Pista 1: Measure Depth; Pista 2: Raios Gama; Pista 3: Potencial Espontâneo; Pista 4 Resistividade (rasa e profunda); Pista 5: Perfil Estratigráfico

Figura 14 – O arenito no intervalo de 30 a 39m de profundidade é caracterizado pelos valores de GR baixos (típico de arenitos), assim como os valores de SP. As curvas de Resistividade (rasa e profunda) estão separadas, o que é indicativo de invasão pela lama de perfuração (possível em rochas com porosidade).

Figura 15 – A descrição de testemunhos comprova que se trata de arenitos fino, angulosos com presença de conchas do tamanho grânulo a seixo, confirmando o fato do GR e SP baixos e das curvas Res(16N) e Res(64N) separadas.

Figura 16 – LBA estipulada no perfil de raios gama em 62 API

Figura 17 – Pico no GR, valores de SP altos e curvas de Res(16N) e Res(64N) bem próximas ou invertidas são padrões típicos de material com conteúdo argiloso elevado (folhelhos). Devido a interação da lama com os folhelhos, a resistividade rasa aumentou, se tornando maior que a resistividade da zona virgem.

Figura 18 – A descrição de testemunhos comprova que se trata de um pacote de folhelho, como mencionado anteriormente. É um argilito siltico, rico em detritos vegetais e fragmento de lenho, com $V_{sh} = 80\%$

Figura 19 – LBF estipulada no perfil GR em 200 API.

Figura 20 – GR cresce relativamente, a medida que o SP também cresce e Res(16N) e Res(64N) estão altos e invertidos. Padrões de curva intermediários que podem indicar a existência de siltito. Os dados de testemunhos confirmam a descrição como um argilito arenoso (AMF,inf, angulosa, quartzo e muscovita) com presença de níveis ricos em detritos vegetais

Figura 21 – Curvas de resistividade (16N) e (64N) apresentam-se sobrepostas devido à presença de óxido de ferro nessas areias grosseiras. O óxido de ferro impede a percolação da lama de perfuração.

Lista de tabelas

Tabela 1 – Tabela com características dos elementos K, U e Th.

Sumário

Agradecimentos	viii
Resumo	ix
<i>Abstract</i>	x
Lista de figuras	xi
Lista de tabelas	xiv
1 INTRODUÇÃO.....	1
2 MATERIAL E MÉTODO	2
2.1 Localização, acessos e material.....	3
2.2 Embasamento teórico.....	6
2.2.1 Raios Gama	8
2.2.2 Potencial Espontâneo.....	12
2.2.3 Resistividade	13
2.2.4 Sônico.....	14
3 CONTEXTO GEOLÓGICO.....	17
4 RESULTADOS.....	20
4.1 Processamento dos dados	20
4.2 Caracterização dos arenitos	22
4.3 Caracterização dos folhelhos	25
4.4 Caracterização dos siltitos	28
4.5 Caracterização do caso especial do arenito com óxido de ferro	29
5 CONCLUSÃO.....	31
Referências Bibliográficas.....	32
Apêndice A – Perfilagem de Densidade.....	33
Apêndice A – Perfilagem Neutrão	34

1 INTRODUÇÃO

A fase exploratória da indústria do petróleo é caracterizada pela redução de custos e aumento da precisão em seus métodos exploratórios. As mudanças nas ciências geologia e geofísica de petróleo, assim como as inovações em aquisição e processamento de dados, contribuíram para o sucesso exploratório de hidrocarbonetos nos últimos trinta anos.

Não obstante os avançados métodos geofísicos e geológicos atuais possam sugerir as mais promissoras das locações, é somente a perfuração do poço que revelará se os prognósticos serão ou não confirmados. Faz-se necessário identificar os vários tipos de rochas perfuradas com a finalidade da constatação de hidrocarbonetos nas camadas atravessadas e avaliar o significado comercial destas. O avanço das técnicas de perfilagem geofísica de poços é um fator essencial para o aumento da precisão na *avaliação de formações* e, conseqüentemente, para o aumento da confiabilidade na fase exploratória.

Quando pensamos em *avaliação de formações* estamos interessados em conhecer as propriedades da rocha reservatório (como composição litológica, porosidade e/ou se há presença de hidrocarbonetos. A *avaliação de formações*, possui uma seqüência de procedimentos inerentes às fases exploratória e explotatória.

Na fase Exploratória ou Geológica as avaliações ocorrem *durante a execução da operação de perfuração* pela análise e estudo dos fragmentos das rochas triturados pela broca (amostras de calha), testemunhos, ocorrência de extravasão (“kicks”) de água, gás ou petróleo, pelas anomalias em detectores de gás ou pelos atuais procedimentos de perfilagem geofísica realizada durante a própria operação de perfuração (*Measure While Drilling - MWD*). Após a perfuração, antes de o poço ser revestido ou completado, as avaliações de formação são realizadas pela análise e estudo da perfilagem geofísica elétrica, acústica e/ou radioativa, em poço aberto, pelos testes de formação (também denominados de testes por tubulação ou completação provisória), e pelos testes de formação a cabo ou das amostragens laterais.

Dentre todos os Sistemas Depositionais, o estudo dos sistemas flúvio-deltaicos são de extrema importância para a fase de exploração de hidrocarbonetos pois eles representam 80% das reservas na bacia de Campos, que dentro do cenário exploratório brasileiro possui 85% das reservas e 77% da produção nacional segundo a BP Statistical Review of World Energy.

O delta do rio Paraíba do Sul é um tipo exemplo de delta dominado por ondas

(Bacoccoli, 1971) e seus estudos foram aprofundados por diversos autores nos últimos anos com a intenção de entender melhor a evolução deste sistema deltaico.

Visto que os perfis geofísicos constituem-se na mais importante ferramenta exploratória dos geólogos e engenheiros de reservatório pelo fato de proporcionarem padrões para correlação entre poços vizinhos, confecção de mapas geológicos e definição da geometria dos corpos e ambientes de sedimentação, o objetivo deste trabalho é dando continuidade às pesquisas de Bitencourt (2006) e Pipa (2010) sobre o rio Paraíba do Sul, caracterizando arenitos e folhelhos da sequência estratigráfica de um poço perfurado no delta do rio Paraíba do Sul com base na interpretação de perfis geofísicos.

2 MATERIAL E MÉTODO

2.1 Localização, acessos e material

Localizada na região nordeste do Estado do Rio de Janeiro próxima às cidades de Campos dos Goytacazes e São João da Barra (Figura 1), a planície costeira do rio Paraíba do Sul consiste em cordões arenosos de um delta atualmente dominado por ondas (Bacoccoli, 1971) com área de 3000 km² e extensões máximas de 120 km de comprimento na direção N-S e 60 Km de largura na direção E-W, segundo Martin *et al.* (1984).

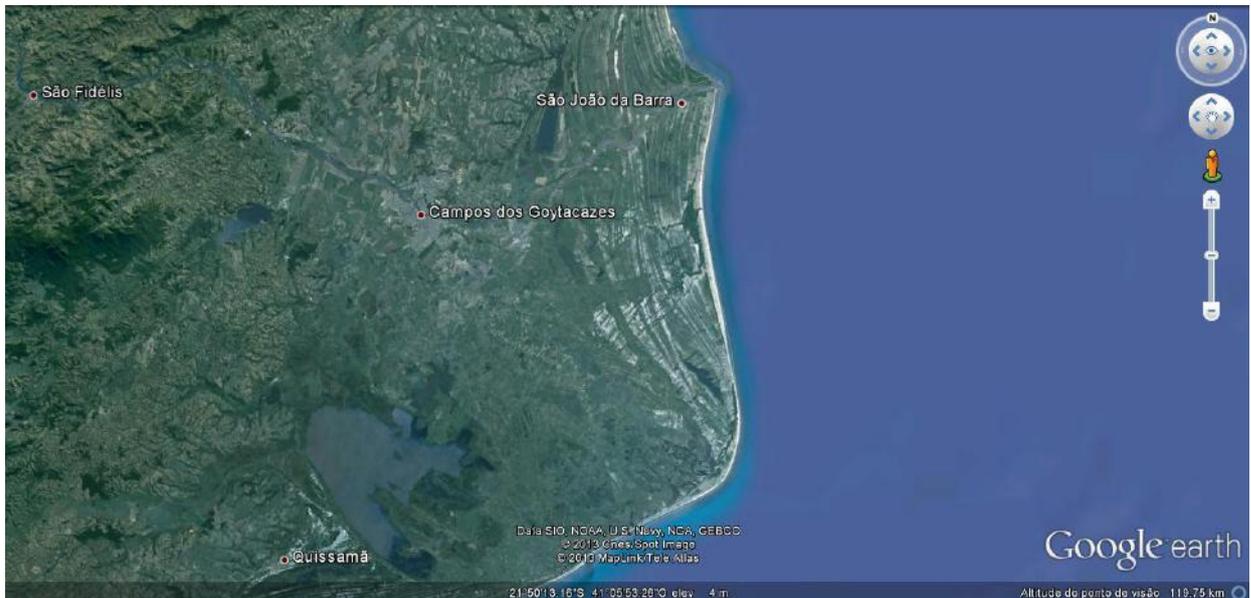


Figura 1: Imagem de satélite do Google Earth© 2013 mostrando a planície costeira do Rio Paraíba do Sul

A principal via de acesso do Rio de Janeiro para a área estudada é a rodovia BR-101, que liga a cidade do Rio de Janeiro à cidade de Campos dos Goytacazes, além da estrada secundária RJ-216 e RJ-196 que permitem o acesso mais próximo possível do poço (Figura 2).



Figura 2: Mapa de localização da área do poço (P) e vias de acesso. (Fonte: DNIT/2009, escala original 1:500.000).

O poço estudado e recuperado foi através de convênio firmado entre a Petrobrás / FINEP e a Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), no qual foi cedido o dado do campo denominado Ponto do Coqueiro, situado em Campos dos Goytacazes no Estado do Rio de Janeiro. O dado original consistia em três arquivos com os seguintes nomes:

- CGZ_02_RJ_09-06-05_15-26_9310A2_.10_0.30_178.00_PROC.txt;
- CGZ_02_RJ_09-06-05_14 -56_9043A_.02_1.09_178.58_PROC.txt e
- CGZ_02_RJ_09-06-05_14-23_9511A_.02_0.88_179.52_PROC.txt

Todos os três arquivos são apresentados em formato TXT, no qual foi visualizado no aplicativo Wordpad do Windows (Figura 3).

```

CGZ_02_RJ_09-06-05_14-23_9511A_02.088_179.52_PROC - Bloco de notas
Arquivo  Editar  Formatar  Exibir  Ajuda
~Version Information
VERS.                2.0:  CWLS LOG ASCII STANDARD -VERSION 2.0
WRAP.                YES:  MULTIPLE LINES PER DEPTH STEP
~WELL INFORMATION BLOCK
#MNEM.UNIT          DATA                                DESCRIPTION OF
MNEMONIC
#-----
STRT.M             0.880                                :START DEPTH
STOP.M             179.520                              :STOP DEPTH
STEP.M             0.020                                :STEP   UP_HOLE
NULL.              -999.25                              :NULL VALUE
COMP.              TRIMASSELA                          :COMPANY
WELL.              CGZ_02_RJ                           :WELL
FLD.               PONTO DO COQUEIRO                    :FIELD
LOC.               CAMPOS DO GOYTACAZES                 :LOCATION
CNTY.              RJ                                  :COUNTY
STAT.              RJ                                  :STATE
SRVC.              27                                  :SERVICE COMPANY
DATE.              09/06/05                            :LOG DATE
UWI.               :                                  :UNIQUE WELL ID
LIC.               :                                  :LICENSE NUMBER
~Curve Information Block
#MNEM.UNIT          API CODE          Curve Description
#-----
DEPT                .M                00 001 00 00          : 1  DEPTH
GAM(NAT)            .API-GR           00 310 00 00          : 2
(NAT)
COND                .MMHO/M           00 000 00 00          : 3
COND
RES                 .OHM-M            00 000 00 00          : 4
RES
TEMP                .DEG F            00 660 00 00          : 5
TEMP
AP-COND             .MMHO/M           00 000 00 00          : 6
COND
TEMP                .CPS             00 660 00 00          : 7
TEMP
AP-COND             .CPS             00 000 00 00          : 8
COND
TENSION             .POUNDS           00 000 00 00          : 9
TENSION
TIME                .MINUTES          00 000 00 00          : 10
TIME
~Parameter Information Block
#MNEM.UNIT          Information      Description

```

Figura 3: Exemplo de dados de um dos poços no formato inicial TXT

As representações de well-log são comumente geradas como impressões longas (Figura 4). Representações modernas de well-log são fornecidas por empresas de serviços como arquivos digitais organizados de forma sistemática para incluir variáveis ambientais de poço e medições. O formato padrão digital é conhecido como LAS, ou Log-ASCII Standard, enquanto algumas empresas de serviço fazem uso de formatos binários mais descritivos como LIS ou DLIS (Schlumberger). Formatos digitais de medições de registro são hoje amplamente aceito pelas companhias de petróleo de fácil acesso e distribuição através de bases de dados internas.

2.2 Embasamento teórico

As rochas podem ser identificadas em função de suas propriedades elétricas (condutividade elétrica, polarização induzida, constante dielétrica ou potencial eletroquímico natural), acústicas (velocidade de propagação ou tempo de trânsito de ondas elásticas compressionais ou cisalhantes), radioativas (radioatividade natural ou induzida), mecânicas e térmicas.

A Perfilagem Geofísica de Poços é o registro dessas propriedades físicas das rochas por meio de modernas ferramentas de perfilagem (ou sondas) descidas no poço (Figura 5 e Figura 6). Os perfis funcionam como um elo de ligação entre as informações provenientes das outras fontes (amostragem de calha, testemunhos, etc). Sua vantagem é conseguir quantificar as propriedades físicas de uma maneira objetiva e contínua. São também o referencial de profundidade para toda operação e/ou intervenção a ser realizada no poço.

Há dois tipos de aquisição quando se fala em perfilagem de poço aberto: A Perfilagem a Cabo (Wireline), que consiste corrida da ferramenta para aquisição dos parâmetros petrofísicos após a perfuração do poço. Com o desenvolvimento das tecnologias foi desenvolvida a perfilagem LWD (Logging While Drilling). O LWD consiste em realizar os registros das propriedades físicas da formação durante a perfuração ou logo após esta. Isso permite antecipar eventos importantes durante a perfuração de um poço, tais como pontos de parada para coleta de testemunhos, descida de revestimento, antecipar identificação de zonas de interesse em hidrocarbonetos e determinar propriedades dos fluidos presentes na rocha.

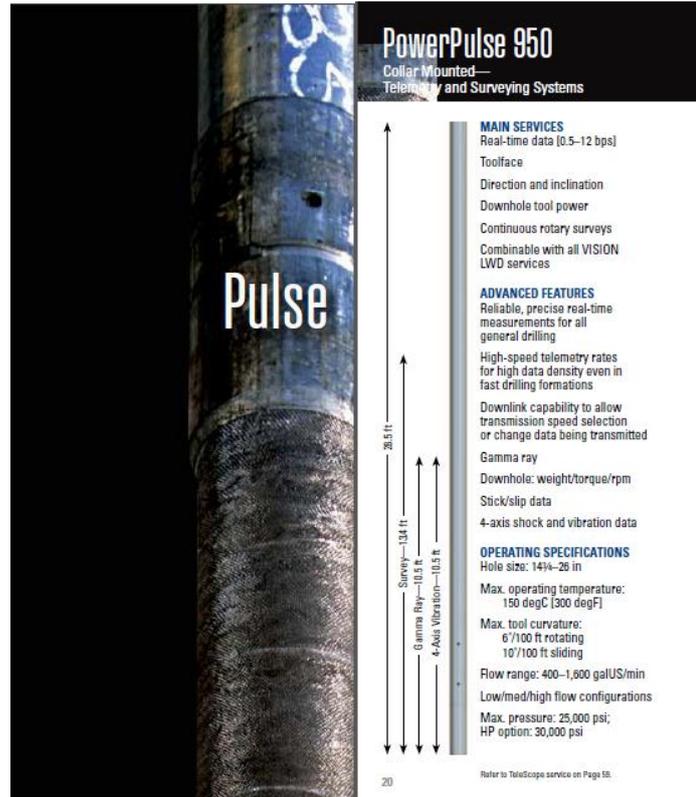


Figura 4: Ferramenta de Perfilagem LWD PowerPulse 950 da Schlumberger cujos serviços principais são fornecer dados em tempo real, geodirecionamento e inclinação. (Fonte: Schlumberger, acessado em 16/02/2013)



Figura 5: Ferramenta de perfilagem multifuncional (Raios Gama, Densidade, Neutron, Resistividade, Caliper) (Fonte: Schlumberger, acessado em 16/02/2013).

2.2.1 RAIOS GAMA

A perfilagem de raios gama convencional (RG) ou *Gamma Ray (GR)* é uma ferramenta muito utilizada pela indústria de petróleo. Uma das principais aplicações do Raio Gama (RG) é quantificar a presença de argiloidade nas rochas pela medição da emissão natural de partículas- γ da formação. Outras aplicações importantes são identificação de litologia (Folhelhos e Não Folhelhos), correlação entre poços, identificação dos argilominerais, identificação de ambientes marinhos e continentais e identificação de rochas geradoras de hidrocarbonetos.

As formações podem possuir diversos elementos radioativos em seus componentes sólidos e fluidos. Além de partículas- α , partículas- β e neutrinos, os raios gama são liberados espontaneamente pelos materiais rochosos radioativos. Os Raios Gama são preferidos nas operações de perfilagem por possuírem carga elétrica nula e raio de penetração mais profundo, quando comparados às partículas- α e partículas- β .

Os Raios Gama são fótons que não possuem massa nem carga elétrica, portanto são portadores de energia puros. Sua energia intrínseca é dada pela equação de Planck,

$$E = \hbar \cdot \nu$$

Onde \hbar é a constante de Planck e ν é a frequência.

As operações de perfilagem de poços medem a atividade de Raios Gama especificamente dentro do espectro energético de Tório (Th), Urânio (U) e Potássio (K). Os detectores consistem em cintilômetros sensíveis à luz que “contam” o número de raios gama por unidade de tempo para uma “janela” energética específica. A contagem de raios gama que incidem sobre o detector por unidade de tempo é chamada de “contagem de taxa” (*count rate*) (Verdin, 2010). Há duas possibilidades de aquisição de medidas: a primeira é o Raio Gama Convencional, no qual é medido o espectro energético combinado de Th, U e K (que é usado na perfilagem de Raios Gama convencional). O segundo mede a contagem de Raios Gama separadamente para os espectros de Th, U e K, dando origem a três perfis de poços diferentes que são comumente chamados de perfilagem Raio Gama espectral.

As “taxas de contagem “ de raios gama são transformadas em unidades normalizadas, designadas como unidades gAPI (norma do Instituto de Petróleo Americano), que se estendem no intervalo entre 0 e não mais que 250 na maioria dos casos práticos (Figura 6).

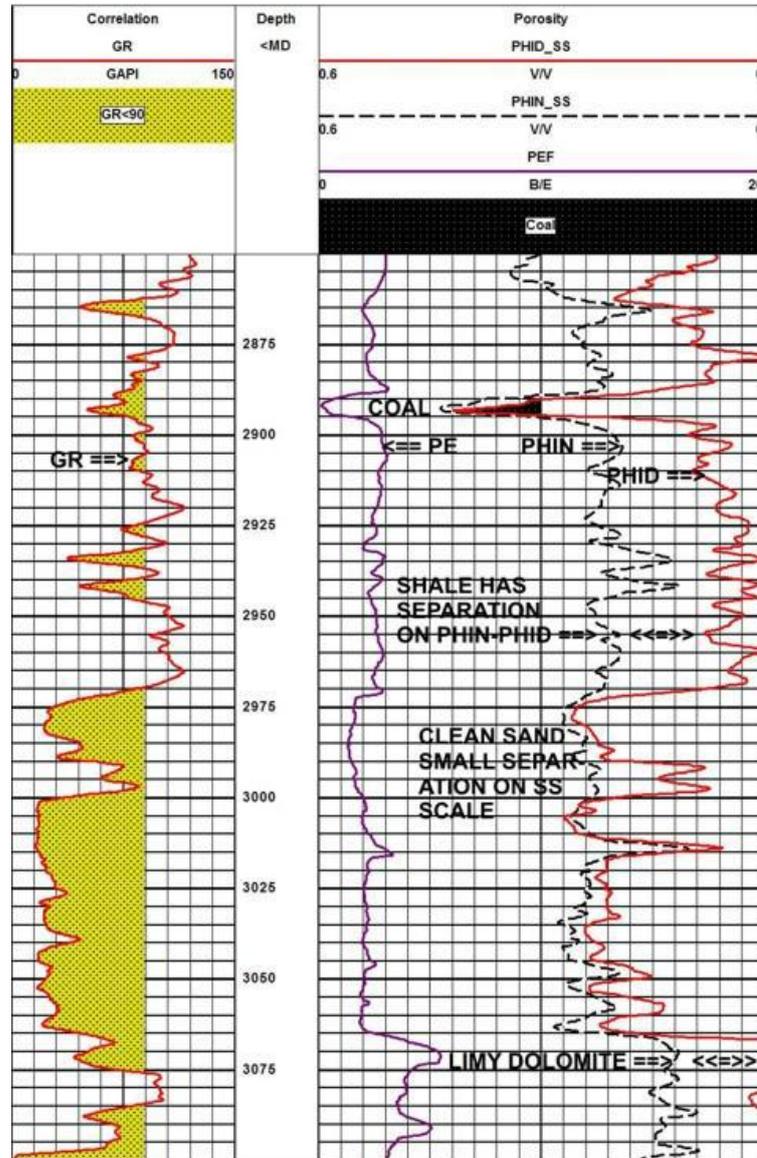


Figura 6: Interpretação prévia de um Perfil de Raios Gama (Fonte: Spec2000, acessado em 16/02/2013)

O API realizou análise em 200 amostras de folhelho para estabelecer a concentração de radioisótopos, para a calibração das ferramentas de Raios Gama, mostrando o seguinte resultado, modificado de Keys, 1989 :

Tabela 1: Tabela com características dos elementos K^{40} , U^{238} e Th^{232}

Elemento	Energia do pico principal (MeV)	Fótons/segundo
Potássio (K^{40})	1,46	3,4
Urânio (U^{238})	1,76	$2,8 \times 10^4$
Tório (Th^{232})	2,62	$1,0 \times 10^4$

As rochas podem ser divididas, de acordo com sua radioatividade natural, em três grupos distintos:

- Rochas altamente radioativas – folhelhos/argilas de águas profundas (formados por lamas de radiolários e globigerinas), folhelhos pretos betuminosos, evaporitos potássicos (carnalita, silvinita, taquidrita etc) e algumas rochas ígneas/metamórficas.
- Rochas medianamente radioativas – folhelhos e arenitos argilosos de águas rasas, e carbonatos e dolomitos argilosos.
- Rochas de baixas radioatividades – grande maioria de carvões e evaporitos não potássicos (halita, anidrita, gipsita etc).

As argilas e/ou folhelhos são os elementos mais naturalmente radioativos entre as rochas sedimentares, devido a habilidade em reter íons metálicos, dentre eles Urânio e o Tório. Nos folhelhos, a radioatividade torna-se significativa porque são ricos em matéria orgânica (existe uma tendência dos microorganismos concentrarem elementos radioativos em seus corpos, retirando-os da água do mar) e têm grande capacidade de realizar trocas iônicas com as soluções intersticiais do meio ambiente onde foram depositados.

Por essa razão, dentre todas as rochas sedimentares os folhelhos estão entre as que possuem os valores de radioatividade mais altos (os folhelhos são inferiores apenas aos evaporitos potássicos)

Já os carbonatos possuem os menores valores de radioatividade, já que consistem em matéria esquelética da vida marinha. Os dolomitos, por sua vez, são mineralizados pela percolação de fluidos, podendo ser contaminados por elementos radioativos. Dessa forma, os dolomitos apresentam valores de radioatividade um pouco superiores aos carbonatos. E os

arenitos apresentam os maiores valores de radioatividade dentre as rochas reservatório por terem mais chances de se contaminarem com argila.

Vale ressaltar, entretanto, que estes são considerações lógicas para condições ideais. Anormalidades podem ocorrer, com frequência, em função do ambiente deposicional das rochas sedimentares.

Problemas de interpretação surgem quando ocorrem naturalmente grãos de minerais que não são relativos a argilas e compreendem grandes concentrações volumétricas de Th, U, ou K. O caso de arenitos arcóseos é um exemplo em que a sua composição feldspática inclui concentrações anormalmente elevadas de K, devido à rápida deposição de rochas em proximidade com o protólito ígneo. Alguns evaporitos podem incluir concentrações anormalmente grandes de K. Há também casos de grãos ricos em Tório em arenitos originados de batólitos e depositado próximo à sua rocha fonte. Areias ricas em Urânio também podem ocorrer na presença de carvão ou de outros materiais orgânicos. A única maneira de evitar essas condições potencialmente prejudiciais na interpretação de raios-gama registros como representante do teor de argila por unidade de volume é a aquisição de dados por perfilagem de Raios Gama Espectral em vez da perfilagem Raios Gama Convencional.

Correções ambientais de perfilagem Raios Gama são importantes quando comparadas as medidas em vários poços de um mesmo campo petrolífero. Se as correções ambientais não forem aplicadas, ao correlacionar os poços a variação nas leituras de Raios Gama pode ser interpretada erroneamente como variações do conteúdo de argila quando, na verdade, pode ser causado por variações de diâmetro do poço, peso de lama, etc. Dentre as correções ambientais destacam-se: Diâmetro do poço, peso da lama (especialmente a presença de barita), temperatura, presença de potássio na lama, centralização da ferramenta.

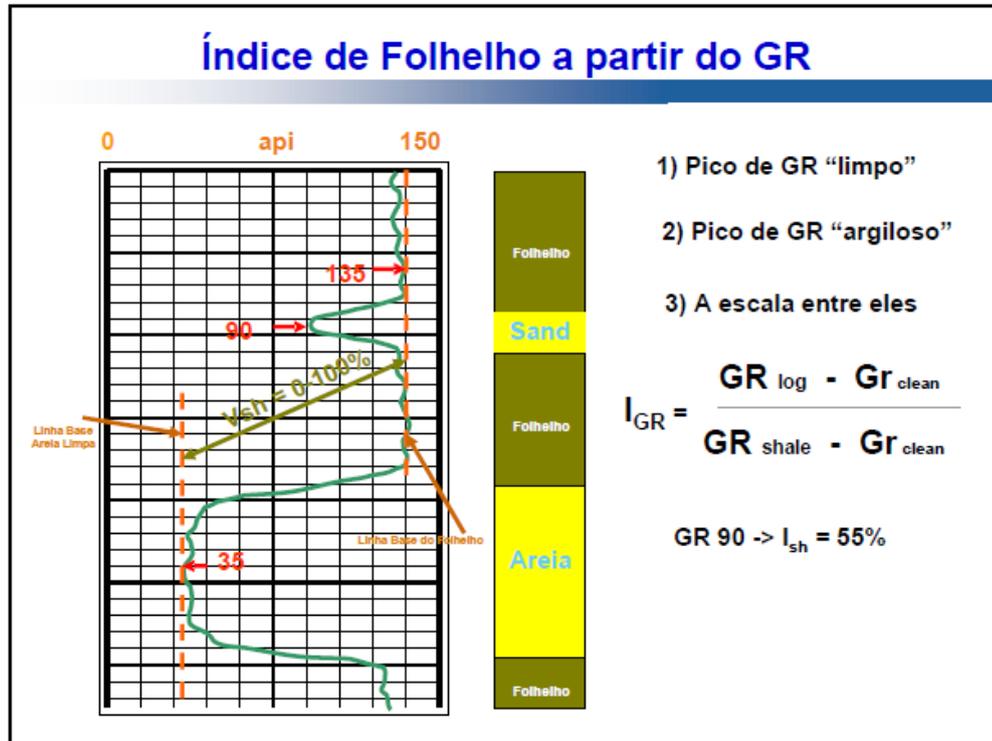


Figura 7: Perfil Raios Gama interpretado com Linhas base de folhelho e areia limpa traçados (Fonte: Lemos, R.M.T , Introdução a Petrofísica para Análise de Perfis de Poços Abertos, curso patrocinado pela ABGP em Maio de 2009)

2.2.2 POTENCIAL ESPONTÂNEO

É a medida de diferenças no potencial elétrico entre um eletrodo fixo na superfície e um eletrodo móvel dentro do poço (instalado no final da ferramenta). A medida de SP é adquirida com um voltímetro o qual está ligado a dois conectores. Medidas de Potencial Espontâneo originam-se a partir da diferença de concentração de sal entre a lama de perfuração e água conata. A presença de qualquer lama à base de óleo ou hidrocarbonetos formações portadores de suprime medições SP. Um voltímetro registra a ddp entre o eletrodo de superfície e o eletrodo da ferramenta em “milivolts” (mV).

Representa variações naturais que se desenvolvem entre zonas com diferentes permeabilidades dentro do poço. Este fenômeno só ocorre após a abertura do poço e a presença do fluido de perfuração. A partir do contato entre estas duas soluções são

então gerados potenciais naturais. O poço necessita estar preenchido por uma solução condutiva (lama de perfuração).

A condutividade é detectável na rocha reservatório e é de origem eletrolítica. O dispositivo usado para a decomposição mediante a corrente elétrica de corpos ionizados denominados eletrólitos, ou seja, transforma energia elétrica em energia química. É o resultado da presença de água ou a combinação de água e hidrocarboneto no espaço poroso. A condutividade real dependerá da resistividade da água e da sua quantidade nos poros. Também dependerá: Litologia, Textura (tamanho dos grãos, tipo de porosidade, etc), Conteúdo de argila, Temperatura. A escala no perfil aparece em mV e é variável (dependerá das condições do poço). Ela é formatada durante a perfilagem, a partir da zona de interesse.

São correções ambientais do SP o diâmetro do poço, presença de tubulações eletricamente carregadas, variações do nível de água da zona vadosa, temperatura.

As principais Aplicações do SP são indicar folhelho ou não folhelho, calcular índice do volume de folhelho, detecção de camadas permeáveis, Localização de topo e base de camadas (permite correlação), pode ser considerado como um indicador binário (SIM – com permeabilidade; NÃO – sem permeabilidade). **Folhelhos são indicados por alta voltagem e Areia limpa por baixa voltagem.** Quando o SP não é semelhante ao GR, optamos pelo GR por ser o melhor indicador. Não se obtém bons valores quando usa-se lama base óleo. Não fornece valores quantitativos de permeabilidade ou porosidade. É possível quantificar a resistividade da água de formação (R_w), desde que haja pelo menos uma zona de saturação total de água ($S_w = 100\%$)

2.2.3 RESISTIVIDADE

Mede a resistividade elétrica da formação penetrada pelo poço usando uma fonte de excitação ativa. As ferramentas de Resistividade Elétrica foram desenvolvidas para analisar as formações em diversos raios de investigação. As medidas de resistividade Micro-log (Microperfil), por exemplo, servem para analisar o “mudcake” e a “flushed zone”(zona invadida), enquanto a Resistividade Profunda serve para analisar as zonas intermediárias e virgens. Os perfis de Resistividade permitem a análise em até cinco níveis de profundidade diferentes, sendo que neste trabalho foram utilizadas apenas duas (rasa e profunda). A unidade de medida é Ohm·m ou $\Omega\cdot m$. Dependendo da temperatura e concentração de NaCl, a Resistividade Elétrica da água pode flutuar entre 0.0001 e 10000 Ohm.m. Por outro lado, a

Resistividade dos hidrocarbonetos, quartzo, ou calcita são maiores que 10^7 Ohm.m. A variação dos valores de Resistividade elétrica de materiais em subsuperfície é tão grande que, no perfil composto, costuma ser exibidos em escala logarítmica (Figura 8). A escala de 0.2 a 2000 é comumente utilizada na indústria de petróleo, porém neste trabalho a escala variou de 2 a 200 pelo fato de ser um poço raso em terra, onde as resistividades não variam muito. O objetivo principal da ferramenta de Resistividade é denunciar a presença de hidrocarbonetos nas formações porosas e permeáveis. É fundamental para o cálculo do volume de hidrocarbonetos no reservatório.

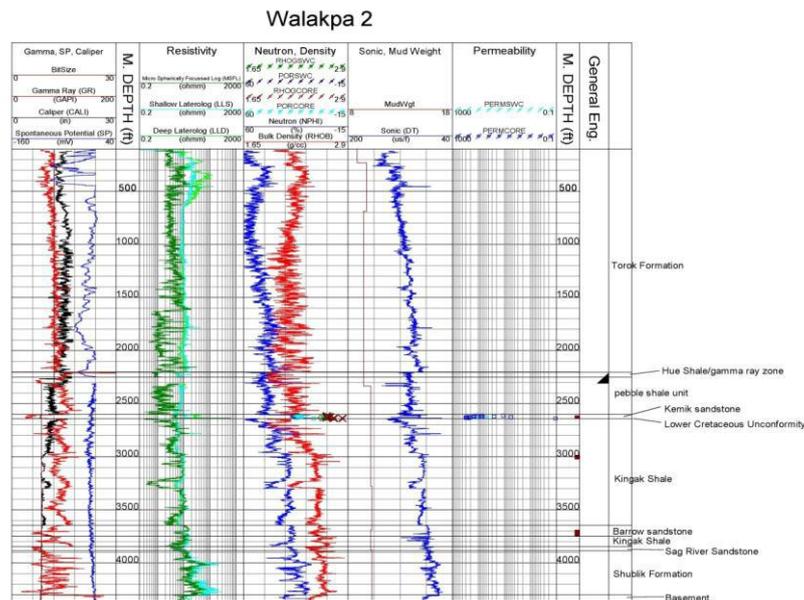


Figura 8: Perfil de Resistividade Rasa (LLS) e profunda (LLD) em escala logarítmica mostrados na Pista 2 do perfil composto. (Fonte: USGS, acessado em 16/02/2013)

2.2.4 SÔNICO

Medidas sônicas de poço são utilizadas para avaliar propriedades elásticas e mecânicas das formações rochosas. Em alguns casos, as medidas do Sônico podem também ser usadas para quantificar porosidade interconectada, presença de fraturas e/ou diagnosticar material inconsolidado quando associados aos perfis de porosidade Densidade-Neutron.

O sônico é muito utilizado em carbonatos para diagnosticar se seus poros estão interconectados. Poros interconectados refletem um tempo de trânsito maior.

A ferramenta Sônica emite uma onda acústica dentro do poço, a qual propaga adentro das rochas como ondas compressoriais (P) e cisalhantes (S). As propriedades mecânicas e

elásticas das formações são estimadas indiretamente pelas velocidades de propagação compressional e cisalhante. A Unidade fundamental medida é o Tempo de transito, visível no perfil em $\mu\text{s}/\text{m}$ (Figura 9).

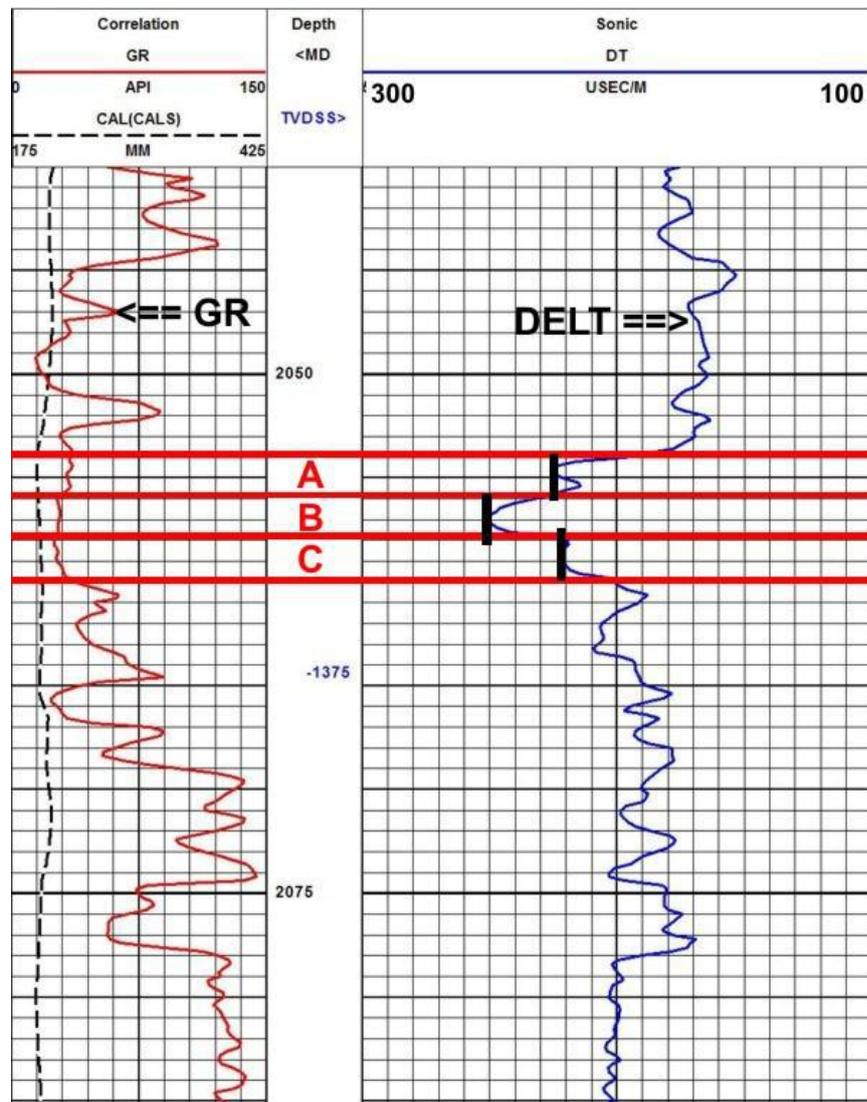


Figura 9: Perfil Sônico (DT) interpretado na Pista 2, curvas em azul. Intervalos com DT maior A, B e C são correlacionáveis com os arenitos vistos no Perfil Raios Gama (RG) presente na Pista 1. (Fonte: Spec2000, acessado em 16/02/2013)

As medidas sísmicas são realizadas numa variação de frequência de 2 a 150 Hz, medidas sônicas de 1 a 15 KHz e medidas ultrassônicas em MHz. A variação da frequência pode causar diferenças no volume de investigação detectada .

Ondas compressoriais (acústicas) viajam pelas rochas através de mecanismos de estresses longitudinais de compressão e dilatação, enquanto as ondas cisalhantes se propagam por estresses cisalhantes perpendiculares à direção de propagação. Materiais sólidos suportam a propagação de ambas as ondas, ondas-P e ondas-S, enquanto os fluidos suportam apenas a propagação de ondas compressoriais (Ondas-P). É a combinação das velocidades compressional e cisalhante que nos permite diagnosticar e quantificar o efeito dos componentes sólidos e fluidos nas rochas.

A porosidade Sônica pode ser calculada segundo a Equação de Wyllie:

$$\Delta t = \phi S \cdot \Delta t_f + (1 - \phi S) \cdot \Delta t_m,$$

Onde Δt é o “tempo de trânsito” (em $\mu s \cdot ft^{-1}$) dado pelo primeiro tempo de chegada. Essa equação funciona bem em carbonatos e clásticos consolidados, em baixas porosidades ($\phi < 15\%$), essa equação pode ser alterada para o caso de compactação imperfeita:

$$\phi S = \frac{\Delta t - \Delta t_m}{\Delta t_f - \Delta t_m} \cdot \frac{1}{C_p},$$

Onde C_p é o *coeficiente de compactação*. Comumente as velocidades das ondas nos arenitos são inferiores às velocidades nos folhelhos. Mas essa regra pode mudar dependendo do grau de compactação dos arenitos.

$VP_{sands} < VP_{shales}$

Outra forma de calcular a porosidade com base nas medidas do Sônico é a Formula Raymer-Gardner-Hunt simplificada:

$$\phi = C \cdot \frac{\Delta t - \Delta t_m}{\Delta t},$$

Onde C é uma constante.

3 CONTEXTO GEOLÓGICO

O Estado do Rio de Janeiro, situado na Região Sudeste do País, está geotectonicamente contido na Província Mantiqueira, uma das províncias estruturais definidas por Almeida *et al.* (1981). Essa entidade foi uma das províncias afetadas pelo Ciclo Orogênico Brasileiro (Neoproterozóico/Cambriano) na América do Sul.

A Faixa Ribeira data do Neoproterozóico segundo Almeida *et al.* (1973) e é onde o Estado do Rio de Janeiro está localizado. Portanto, o estudo da evolução tectono-metamórfica da “Faixa” Ribeira auxilia a entender a compartimentação tectônica dos terrenos que compõem a geologia do estado do Rio de Janeiro. Esta evolução orogênica, considerada por Heilbron *et al.* (1999) como a mais nova no cenário das colagens brasileiras/pan-africanas do segmento crustal considerado, foi responsável pela deformação, metamorfismo, magmatismo e articulação dos diversos terrenos.

O arcabouço tectônico regional do Estado do Rio de Janeiro é composto por três Domínios tectono-magmáticos: Domínio Juiz de Fora / Paraíba do Sul; Domínio Serra do Mar e; Domínio Região dos Lagos (além das coberturas Fanerozóicas/Cenozóicas (CPRM, 2006).

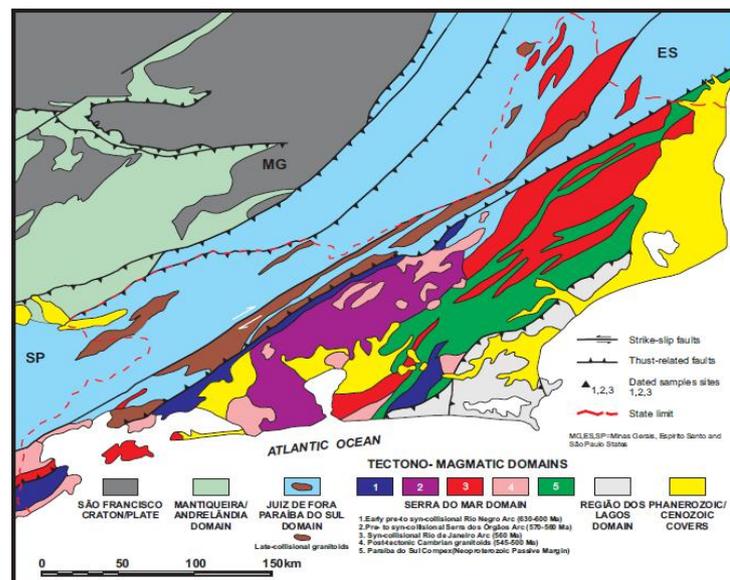


Figura 10: Domínios tectono-magmáticos do Estado do Rio de Janeiro, potenciais áreas fontes para os sedimentos do delta do rio Paraíba do Sul. (Fonte: Projeto Levantamentos Geológicos Básicos do Brasil. CPRM, 2006).

O domínio Juiz de Fora/ Paraíba do Sul é constituído por gnaisses kinzigíticos, xistos, quartzitos e mármore do Complexo Paraíba do Sul, metamorfizados nas fácies anfíbolito e granulito, intercalados tectonicamente em rochas paleoproterozóicas representadas por ortogranulitos e ortognaisses tonalíticos do Complexo Juiz de Fora, e ortognaisses graníticos a granodioríticos da Suíte Quirino. O delta está inserido na bacia de Campos, tendo por embasamento o domínio Juiz de Fora/ Paraíba do Sul.

Segundo Martin *et al.* (1997) a planície costeira do rio Paraíba do Sul é constituída por depósitos quaternários formados por sedimentos marinhos (terraços marinhos pleistocênicos e holocênicos), fluviais e lagunares. Os terraços marinhos pleistocênicos são caracterizados por sedimentos arenosos de cor branca nas camadas mais superficiais, podendo apresentar-se acastanhados em profundidade, devido à impregnação de ácido húmico. Enquanto os terraços marinhos holocênicos apesar de também serem constituídos por sedimentos arenosos, apresentam uma grande quantidade de conchas e não se encontram impregnados por ácidos húmicos. Esses terraços holocênicos são mais expressivos nas adjacências da atual desembocadura do rio Paraíba do Sul, estendendo para sul até a região do Cabo de São Tomé.

No caso do rio Paraíba do Sul, o sentido preferencial da deriva litorânea é S – N, atuante provavelmente durante a construção dos terraços marinhos pleistocênicos e holocênicos. Este fato é conflitante com as idéias de Dias e Gorini (1980) e Dias (1981) que atribuem à deriva litorânea um sentido inverso do aqui citado. Isso se deve ao fato de os autores terem dado importância demais aos ventos NE que, embora predominem durante todo o ano, são os mais fracos, com força inferior a 4 na escala de Beaufort (Araújo e Beurlen, 1975) e sendo, dessa forma, inapropriados para gerar ondas capazes de exercer trabalho geomórfico significativo (Davies, 1972).

A Formação Barreiras é a unidade que se estende ao longo do litoral brasileiro, desde o Rio de Janeiro até o Amapá, recobrendo depósitos sedimentares mesozóicos de diversas bacias costeiras. Este é o substrato sobre o qual se desenvolve a maior parte do Quaternário costeiro no Brasil, é uma outra importante fonte de sedimentos para o delta do rio Paraíba do Sul (Bezerra et al, 2006). No Mioceno inferior e parte do Mioceno Médio, nas porções proximais a Fm. Barreiras se caracteriza por sedimentos siliciclásticos ferruginosos Barreiras. Já no Mioceno médio, andar Serravaliano, e porção inferior do Mioceno superior, aparece como arenitos conglomeráticos e lamias costeiras.

Martin *et al.* (1984a), através de estudos geológicos em detalhe e datações por radio carbono, propõe um modelo de evolução baseado em quatro fases:

- **Primeira fase:** há cerca de 120.000 anos AP, o ambiente sedimentar seria caracterizado por um período de mar alto, durante o máximo da penúltima transgressão marinha, com afogamento dos vales entalhados nos sedimentos da Formação Barreiras, assim como nas rochas do embasamento cristalino pré-cambriano, causando o desenvolvimento de numerosas lagunas;
- **Segunda fase:** o nível do mar teria começado a baixar, com conseqüente formação de terraços arenosos recobertos por cordões litorâneos; à medida que ocorria o abaixamento do nível relativo do mar, instalava-se uma rede hidrográfica sobre a planície costeira, escavando vales, alguns deles profundos;
- **Terceira Fase:** Essa fase se caracteriza pela subida rápida do nível do mar, a partir de 18.000 anos AP (máximo da última glaciação quaternária), provocando a destruição de quase toda a planície costeira pleistocênica. A partir de 7.000 anos AP, deu-se início à formação da planície costeira holocênica, pelo assoreamento parcial de uma vasta paleolaguna;
- **Quarta fase:** 5.100 anos AP, o nível relativo do mar abaixou e associado ao retrabalhamento das areias por correntes de deriva litorânea, ocorrendo dessa maneira a construção dos terraços marinhos holocênicos. Associado a este rebaixamento do nível do mar, teria ocorrido o influxo de sedimentos fluviais para dentro da paleolaguna, provocando a formação de um extenso delta na planície, contribuindo para o processo de assoreamento desta paleolaguna.

4 RESULTADOS

4.1 Processamento dos dados

Após a análise dos dados, foi possível perceber que o software utilizado pela Chevron para interpretação de perfis de poços, o Geolog, não carrega dados no formato TXT. Para processar esses dados e solucionar o imprevisto, os dados em TXT foram arrastados para dentro do software Microsoft Excel. Para que funcione, é preciso que o arquivo de texto seja importado com o campo do tipo “largura fixa”, conforme a figura 11.

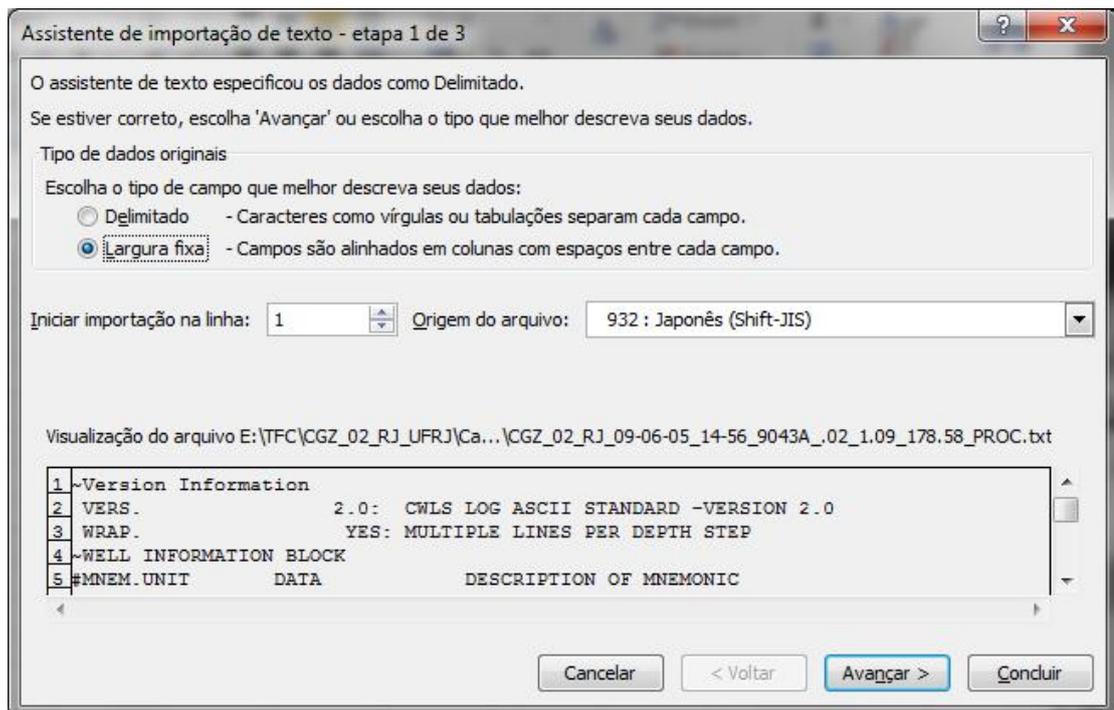


Figura 11: Janela de importação de texto selecionando campos do tipo “largura fixa” no Microsoft Excel

Após essa etapa, foram identificados os 14 parâmetros presentes nos dados, tais como Gamma Ray, Depth, Temperature, Resistivity, etc. Os valores respectivos à esses parâmetros foram separados coluna por coluna (Figura 12). Essa separação viabiliza a leitura do arquivo no software Geolog. Após essa etapa, os dados foram convertidos para o formato LAS, que é executável no Geolog

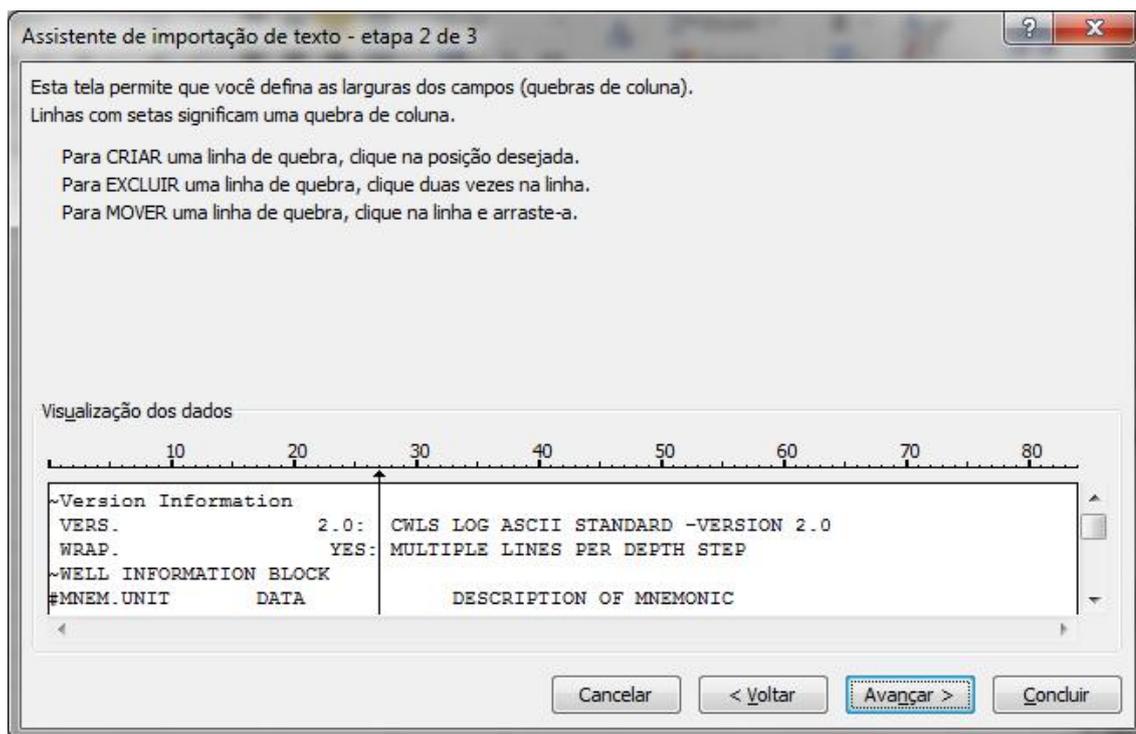


Figura 12: Valores mensurados das curvas separados coluna por coluna em cada corrida de perfilagem

O dado foi carregado no Geolog, um novo poço foi criado e foram carregadas curva por curva. O Track1 foi criado com valores de Profundidade, valores de Raios Gama no Track 2, Potencial Espontâneo no Track 3 e Resistividade no Track 4. O resultado foi a criação de um perfil composto (Apêndice A) com as curvas geradas, assim como na Figura 13 associados ao perfil estratigráfico (Track5) feito a partir da descrição sedimentológica dos testemunhos em laboratório, a fim de compará-los às curvas dos perfis geofísicos.

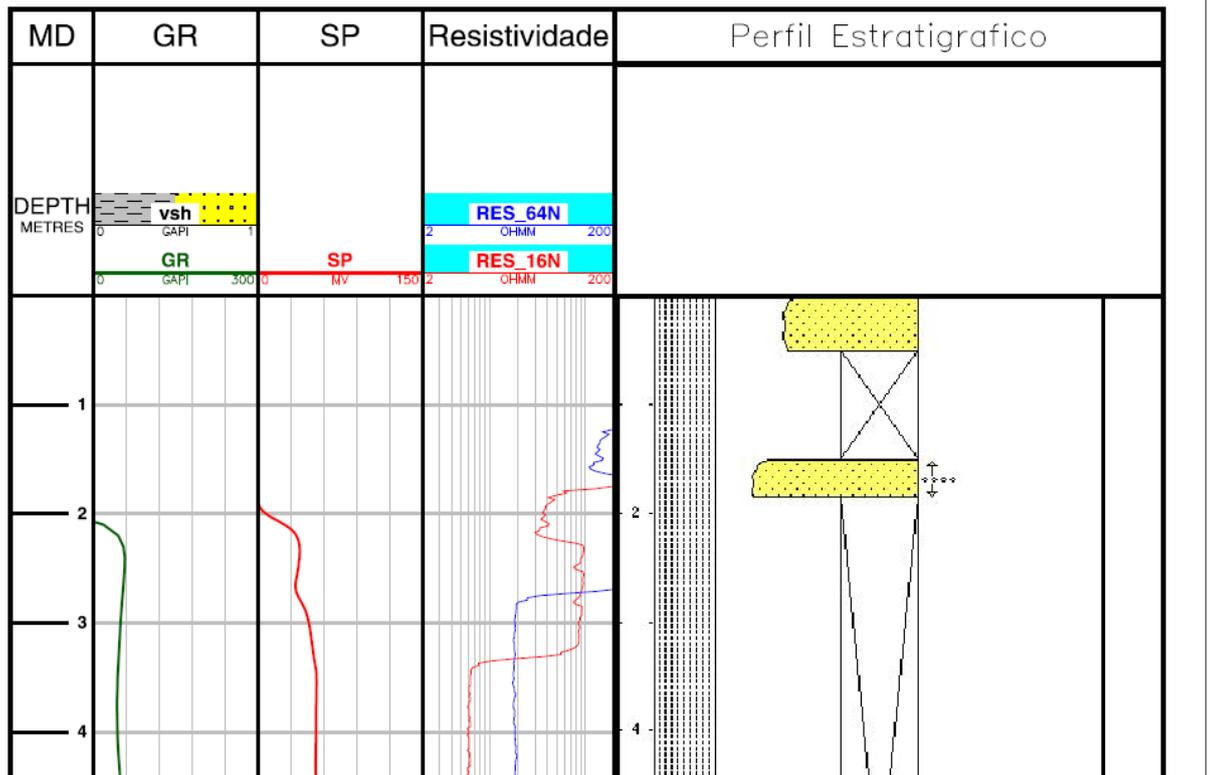


Figura 13: Curvas carregadas nas pistas pelo software Geolog. Pista 1: Measure Depth; Pista 2: Raios Gama; Pista 3: Potencial Espontâneo; Pista 4 Resistividade (rasa e profunda); Pista 5: Perfil Estratigráfico

4.2 Caracterização dos arenitos

Os arenitos em perfis elétricos são caracterizados pela sua diminuição do valor de Raios Gama, valores de Potencial Espontâneo baixos (comparado aos folhelhos) e aumento dos valores de resistividade.

Por convenção os arenitos possuem valores de raios gama baixos, da ordem de 30 API, mas é possível encontrar áreas na Bacia de Campos com arenitos de até 60 API, por exemplo. Logo, não há valores limites universais para mudança de litologia nos perfis elétricos, visto que estes podem ser diferentes dependendo da geologia regional e condições específicas de cada área (Figura 14).

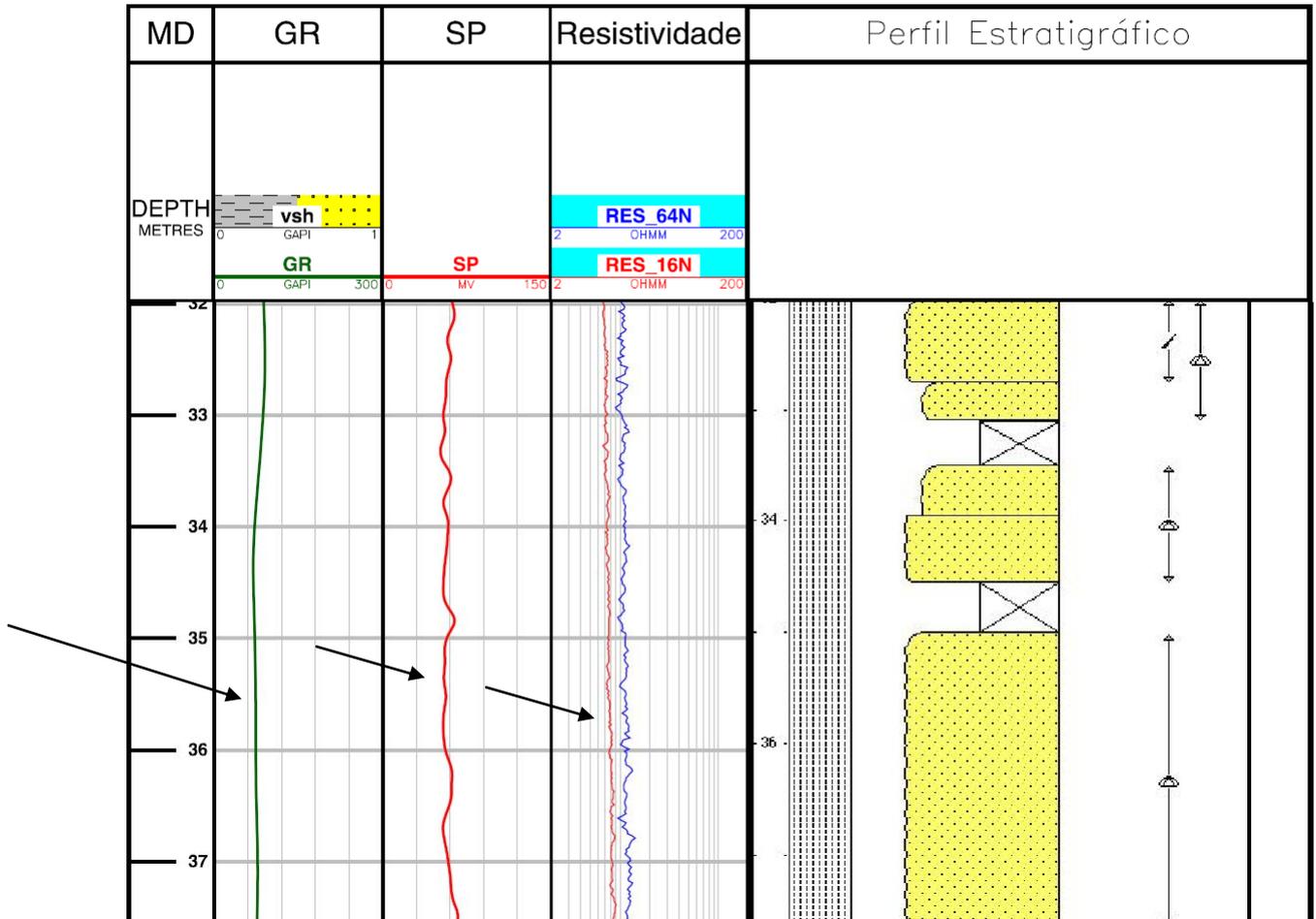


Figura 14: O arenito no intervalo de 30 a 39m de profundidade é caracterizado pelos valores de GR baixos (típico de arenitos), assim como os valores de SP. As curvas de Resistividade (rasa e profunda) estão separadas, o que é indicativo de invasão pela lama de perfuração (possível em rochas com porosidade).



Figura 15: A descrição de testemunhos comprova que se trata de arenitos fino, angulosos com presença de conchas do tamanho grânulo a seixo, confirmando o fato do GR e SP baixos e das curvas Res(16N) e Res(64N) separadas.

Para a interpretação quantitativa da argilosidade nas areias é traçada a Linha de Base das Areias (LBA) que é a média de todos os valores mínimos das areias, o que chamamos de “areias limpas”. O valor de LBA será o nosso GRmínimo. No caso, o valor mínimo recuperado foi de 62 API.

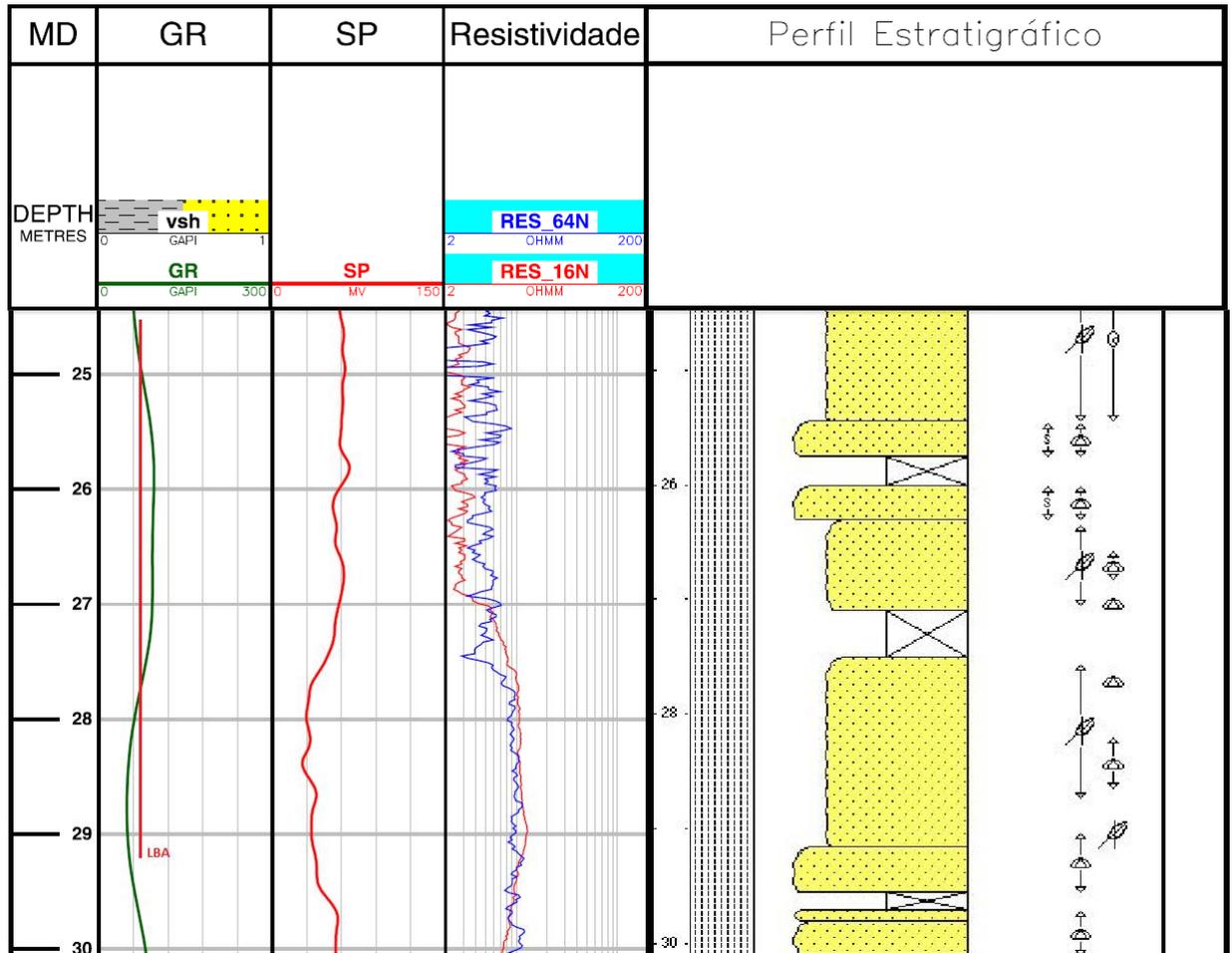


Figura 16: LBA estipulada no perfil de raios gama em 62 API

4.3 Caracterização dos folhelhos

Os folhelhos em perfis elétricos são caracterizados por valores de raios gama altos, valores de potencial espontâneo um pouco mais elevados que os dos arenitos e valores de resistividade baixos (Figura 17).

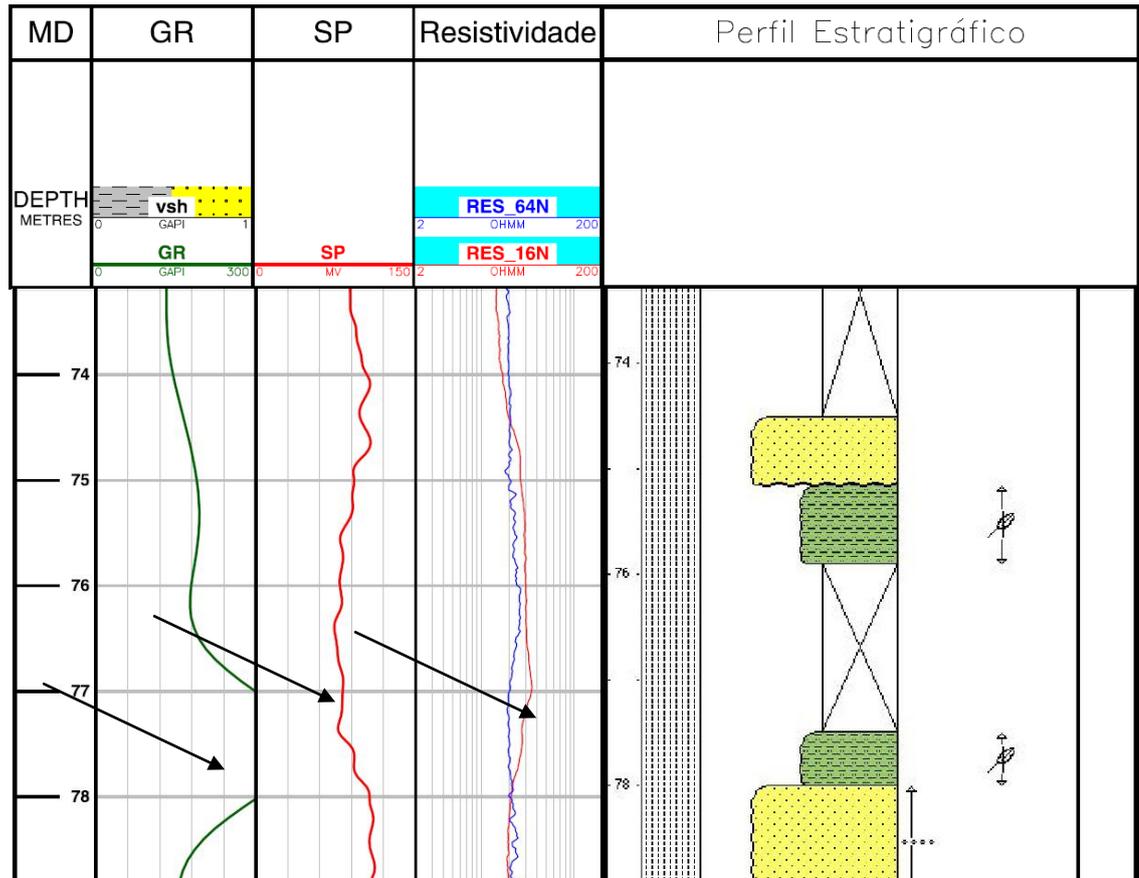


Figura 17: Pico no GR, valores de SP altos e curvas de Res(16N) e Res(64N) bem próximas ou invertidas são padrões típicos de material com conteúdo argiloso elevado (folhelhos). Devido a interação da lama com os folhelhos, a resistividade rasa aumentou, se tornando maior que a resistividade da zona virgem.



Figura 18: A descrição de testemunhos comprova que se trata de um pacote de folhelho, como mencionado anteriormente. É um argilito síltico, rico em detritos vegetais e fragmento de lenho, com Vsh = 80%

4.4 Cálculo do Vsh no arenito da profundidade de 42m

Com os valores de GR_{máx} e GR_{mín} é possível quantificar a argilosidade de uma rocha (Vsh), que é dada de acordo com a fórmula abaixo:

$$VSh_{00} = \frac{GR_{Lido} - GR_{Mínimo}}{GR_{Máx} - GR_{Mínimo}}$$

$$VSh_{42} = \frac{120 - 62}{200 - 62} = 0,42 \text{ ou } 42\%$$

De acordo com as informações de testemunho na profundidade testada, o valor de Vsh local é de 40%, o que está de acordo com a quantificação do Vsh pelo perfil GR.

4.5 Caracterização dos siltitos

Os siltitos são rochas que apresentam valores intermediários de raios gama, entre os valores baixos dos arenitos e altos dos folhelhos. Entretanto, através das ferramentas de perfilagem é difícil classificar uma rocha como siltito, pois não existe um valor que limite essas transições intermediárias. A classificação dos siltitos provém de uma dedução lógica a partir do conhecimento dos valores de folhelhos e arenitos do determinado poço, com auxílio de informações de testemunhos, amostras de calha e dados de poços vizinhos (Figura 20).

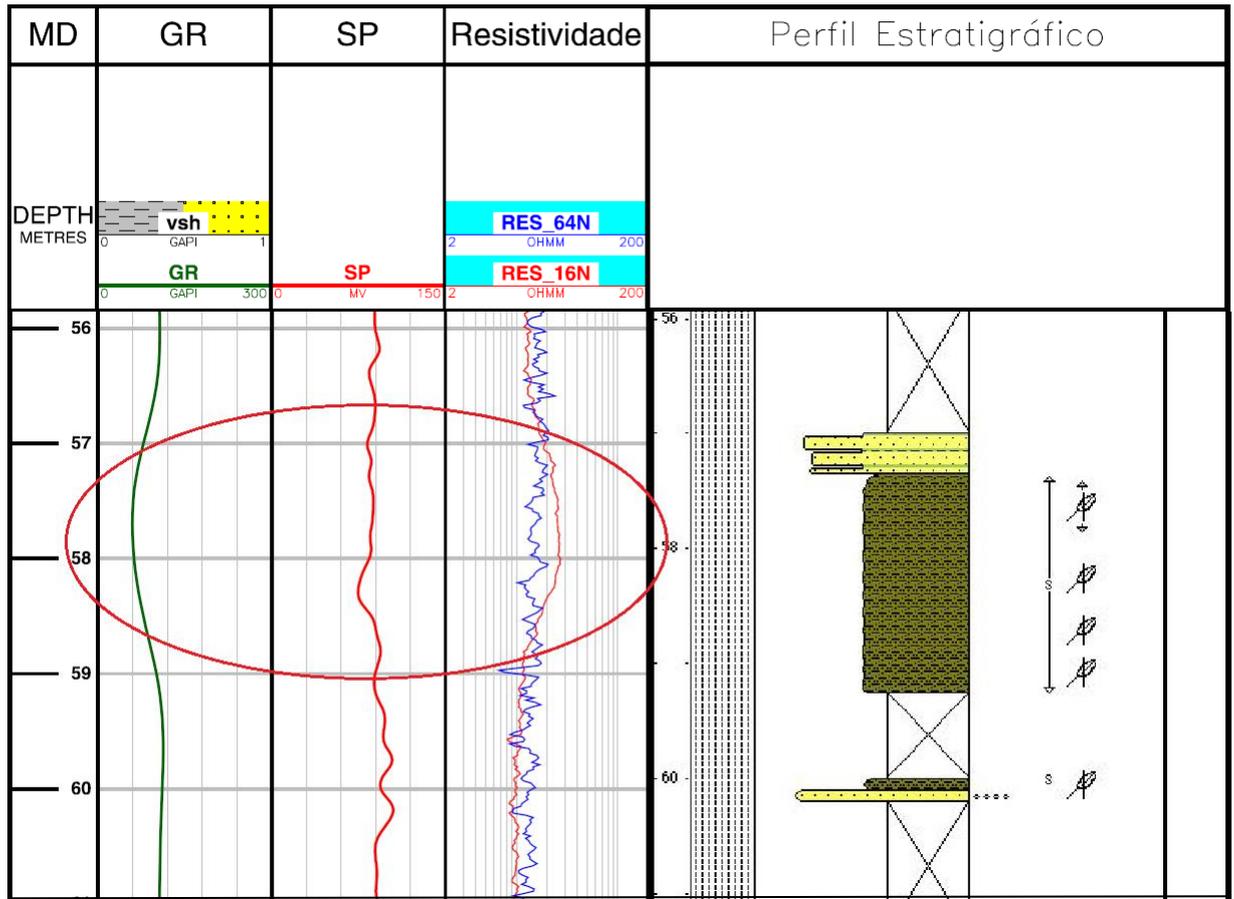


Figura 20: GR cresce relativamente, a medida que o SP também cresce e Res(16N) e Res(64N) estão altos e invertidos. Padrões de curva intermediários que podem indicar a existência de siltito. Os dados de testemunhos confirmam a descrição como um argilito arenoso (AMF,inf, angulosa, quartzo e muscovita) com presença de níveis ricos em detritos vegetais.

4.6 Caracterização do caso especial do arenito com óxido de ferro

O pacote de arenito de 111m a 116m de profundidade, segundo a descrição de testemunho, são arenitos grossos (AG) e arenitos muito grossos (AMG), com presença de grânulos e seixos em níveis, e Vsh = 5% apenas. Com essa descrição, as curvas de Res(16N) e Res(64N) provavelmente deveriam apresentar-se separadas, pela invasão da lama de perfuração. Entretanto, sabe-se que essas areias apresentam-se bastante oxidadas, isso faz com que o

arenito seja selado e impede a percolação da lama, e as curvas de resistividade apresentam-se juntas (Figura 21).

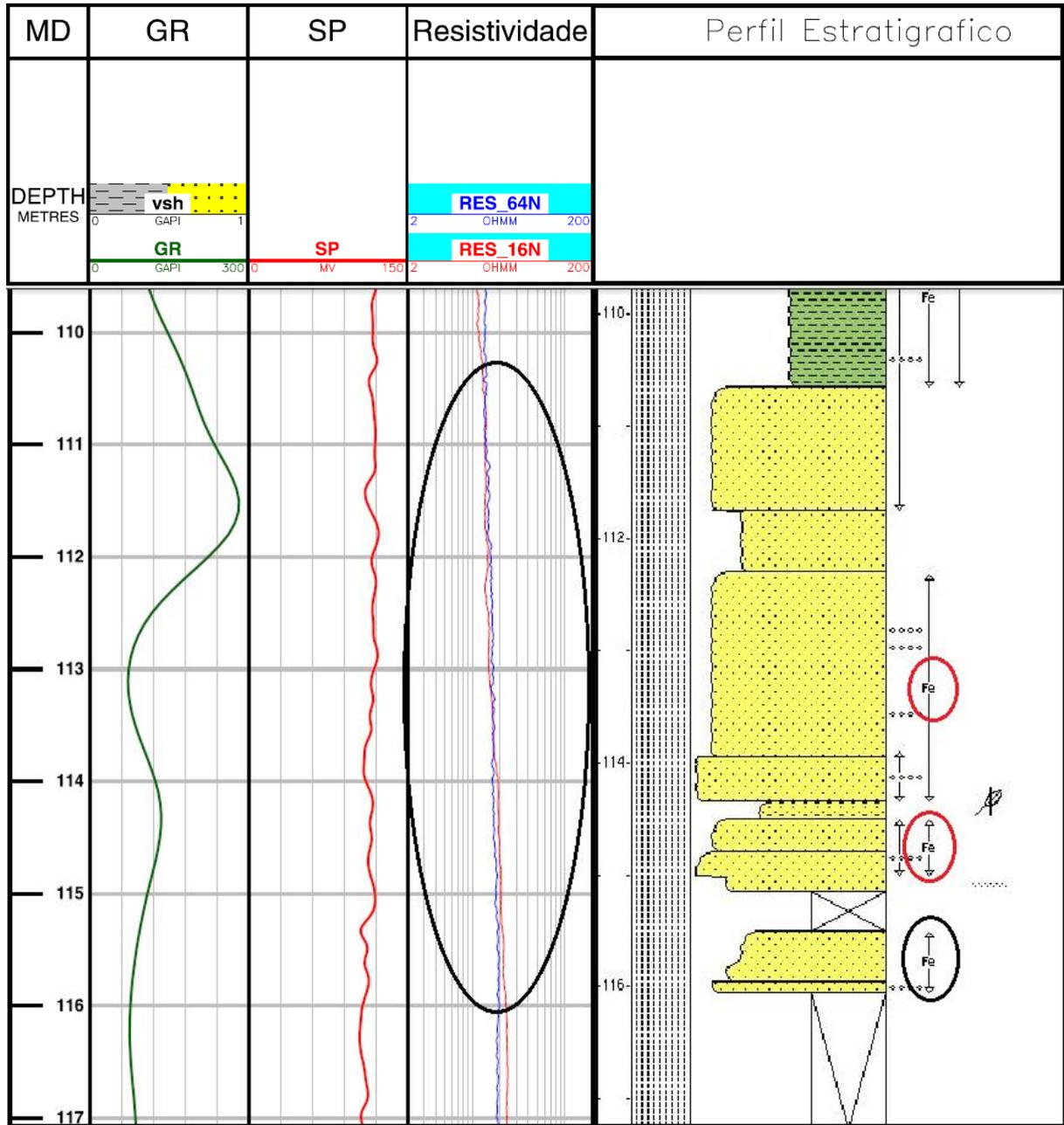


Figura 21: Curvas de resistividade (16N) e (64N) apresentam-se sobrepostas devido à presença de óxido de ferro nessas areias grosseiras. O óxido de ferro impede a percolação da lama de perfuração.

5 CONCLUSÕES

Foi possível perceber que os valores de raios gama estavam altos pelo fato de os arenitos Bacia de Campos serem arcóseos (grande quantidade de K-feldspato). Essa grande quantidade de Potássio (K) nos sedimentos podem fazer com que as leituras de raios gama se tornem inseguras. As empresas de petróleo que operam na Bacia de Campos, sabendo desta peculiaridade, interpretam com mais confiança a litologia e presença de hidrocarbonetos pela disposição dos padrões de curvas de Densidade-Neutrão (Apêndices A e B).

A perfilagem geofísica de poços tem a resolução horizontal excelente para a etapa de exploração de petróleo. Entretanto não possui a mesma precisão que uma avaliação de formação em escala menor, como descrição de testemunhos, mudlog e plugs (e porque é a rocha real), mas, mesmo assim, apresenta alta confiabilidade através de análises quantitativas (i.e.: cálculo de Vsh) e qualitativas (i.e.: interpretação litológica).

A interpretação litológica é bastante útil na avaliação de formações, pois separa com autoridade os folhelhos dos arenitos, visto que essas rochas clásticas se encontram em valores opostos de GR e SP.

O Vsh calculado na profundidade 42m foi de 42%, ao passo que nas descrições de testemunhos em laboratório o valor descrito foi de 40% para o mesmo intervalo, mostrando a proximidade e confiabilidade da interpretação de perfis geofísicos de poços.

A partir da comparação de perfis elétricos e descrição de testemunhos é visível que os perfis de raios gama, resistividade e potencial espontâneo apresentam grande confiabilidade na separação folhelhos-arenitos, e confiabilidade moderada em outras rochas, como siltes.

É importante lembrar que toda essa interpretação geológica e quantificação de parâmetros como Vsh foi realizada apenas com os três perfis citados. No mercado de petróleo há uma diversidade de perfis geofísicos com funções diferentes e mais modernos, dando ainda mais confiabilidade a essa etapa de *avaliação de formações*. Sendo assim, a perfilagem geofísica de poços é uma excelente ferramenta para avaliar formações na etapa de Exploração de petróleo, apresentando uma relação custo-benefício muito elevada, sendo o principal método exploratório utilizado pelas empresas de petróleo.

Referências bibliográficas

ARAÚJO, M.B. e BEURLEN, G. **1975**. Projeto Rio Paraiha do Sul - Sedimentação deltaica holocênica. Petrobrás: RPBa. Direx n. **1649**. Dexpro/Divex, **2** vols., Rio de Janeiro.

BACOCOLI, G. 1971. Os deltas marinhos holocênicos brasileiros: Uma tentativa de classificação. *Boletim Técnico da Petrobrás*, 14:5-38.

DAVIES, J.L. **1972**. Geographical variation in coastal development. *In*: K.M. Clayton (ed.), *Geomorphology Text 4*, Longmann Group Ltd., New York. 204 p.

DIAS, G.T.M. e GORINI, M.A. **1980**. A Baixada Campista: estudo morfológico dos ambientes litorâneos. *Anais do XXXI Congr. Bras. Geol.*, Camboriú (SC), 1:588-602.

DIAS, G.T.M. **1981**. O complexo deltaico do rio Paraíba. IV Simpósio do Quaternário no Brasil (CTCQ;SBG), Rio de Janeiro, Publ. Esp. n. **2:58-79**.

HEILBRON, M.; VALERIANO, C.M.; TUPINAMBÁ, M.; ALMEIDA, J.C.H. 1999. An evolutionary tectonic model for the central segment of Ribeira Belt: from the Transamazonian collage to Gondwana amalgamation. *In*: SBG, SIMPÓSIO NACIONAL DE ESTUDOS TECTÔNICOS, 7, Lençóis. *Anais*, 58-61.

LEMONS, R.M.T 2009. Introdução a Petrofísica para Análise de Perfis de Poços Abertos, curso patrocinado pela ABGP em Maio de 2009

MARTIN, L.; SUGUIO, K.; FLEXOR, J.-M.; DOMINGUEZ, J.M.L.; AZEVEDO, A.E.G. 1984. Evolução da planície costeira do rio Paraíba do Sul (RJ) durante o Quaternário: influência das variações do nível do mar. *In*: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 33, Rio de Janeiro, 1984. *Resumos expandidos*, Rio de Janeiro, SBG, v.1, p.84-97.

MARTIN, L.; SUGUIO, K.; FLEXOR, J.-M.; DOMINGUEZ, J.M.L. 1997. Geologia do Quaternário costeiro do litoral norte do estado do Rio de Janeiro e do Espírito Santo. Belo Horizonte, CPRM/FAPESP, 101p.

VERDÍN, C.T. 2010. Integrated Geological - Petrophysical Interpretation of Well Logs. Curso ministrado na Universidade do Texas, Austin, em 25/08/2010

APÊNDICE A - PERFILAGEM DE DENSIDADE

Medições de densidade de poços são adquiridas com uma fonte radioativa de Cs137, que emite um "bombardeio" de raios gama em uma banda energética estreita em torno de 0,66 MeV. Os raios gamas tem por objetivo atingir a formação de rocha que envolve o furo de sondagem, e dirigida para um par de cintiladores NaI (ou fotomultiplicadores) que funcionam como detectores e são separados por uma distância fixa de menos de um metro de distância a partir da origem. A fonte e os detectores são montados sobre uma plataforma rígida que é pressionada contra a parede da perfuração por meio de um braço mecânico (que também é utilizado para medir o calibre). Os cintiladores NaI contam o número de raios gama por unidade de tempo que os impactam (gamma-ray taxa de contagem) pouco depois de ser liberado pela fonte radioativa Cs137. No momento da detecção dos fotomultiplicadores NaI, a taxa de contagem de raios gama é menor do que o emitido pela fonte de Cs137 radioativo e a sua energia é muito mais baixa do que a sua energia inicial de 0,66 Mev. A taxa de contagem de raios gama nos detectores NaI é utilizada para quantificar a densidade e fator fotoelétrico (PEF). Outra característica importante da fonte radioativa Cs137 é que a sua meia-vida é cerca de 30 anos. Esta propriedade faz com que seja possível obter uma "corrente" de raios gama estável ao longo de períodos de tempo relativamente longos para operações confiáveis de perfilagem.

Os detectores são classificados como de espaçamento curto e longo (SS e LS, respectivamente) dependendo da sua distância a partir da fonte radioativa no "pad" da ferramenta. A taxa de contagem de raios gama medido pelos detectores depende das propriedades de absorção de energia das rochas que eles incidiram. Para o caso específico de uma fonte radioativa Cs137, os raios gama interagem com elétrons por meio da dispersão de Compton (Efeito Compton) e absorção fotoelétrica (Efeito Fotoelétrico). Quando a energia do raio gama de entrada for maior do que a energia nuclear de ligação dos elétrons, a interação do raio gama de entrada com os resultados de elétrons resultará tanto na perda de energia e deflexão do raio gama impactante juntamente com a ejeção de elétrons para fora de suas órbitas. Esta interação de raios gama é referida como a dispersão de Compton. Por outro lado, quando a energia do raio gama de entrada é igual ou menor do que a energia de ligação atômica do elétron, então o raio gama será completamente absorvido pelo elétron resultando assim em uma energia cinética de elétrons adicional. Esta interação de raios gama é referida

como absorção fotoelétrica. Toda interação de raios gama com uma "nuvem" de elétrons por meio do espalhamento Compton resulta na perda de energia diferencial suportado pelos raios gama. A redução da taxa de contagem é devido à absorção de alguns dos raios gama emitidos pela fonte Cs137, quando estão sujeitos a interação fotoelétrica.

Os raios gama detectados pela ferramenta de densidade mede energias tanto do espalhamento do Efeito Compton quanto das faixas de energias do Efeito Fotoelétrico. A taxa de contagem de raios gama, no caso do Efeito Compton, é usado para calcular a densidade eletrônica, enquanto a taxa de contagem dos raios gama, no caso da energia fotoelétrica, é usada para calcular o fator fotoelétrico (PEF, unidade de medidas em barns/elétron, ou b/e). A energia de absorção do Efeito Compton depende do número de elétrons por unidade de volume (densidade eletrônica, ρ_e) pelo impacto dos átomos, enquanto a absorção fotoelétrica depende apenas do número de elétrons (número atômico, Z). A relação entre densidade eletrônica e densidade é dada por:

$$\rho_e = 2 \cdot \frac{Z}{A} \cdot \rho,$$

Onde A é a massa atômica e ρ é a densidade. Para rochas comuns, a razão Z/A é aproximadamente constante e igual a 0,5, no qual a densidade eletrônica se torna uma aproximação muito boa para a densidade. Na maioria dos casos, a formula empírica a seguir é usada para relacionar a densidade eletrônica e densidade:

$$\rho = 1.0704 \cdot \rho_e - 0.1883$$

Mesmo que o cálculo da densidade eletrônica e do PEF seja possível com apenas um detector simples, a confiabilidade e acurácia de tal aquisição é geralmente baixa na presença de “mudcake”, lamas com barita e rugosidade de poço. Um sistema de dois detectores é preferível para compensar esses efeitos na aquisição das taxas de contagem de raios gama.

Dentre os principais usos da ferramenta densidade encontram-se: cálculo de porosidade, identificação litológica, detecção de gás, estimativa de propriedades mecânicas e cálculo de Vsh em conjunto com Neutrão.

Os problemas ambientais mais comuns que precisam ser relevados são: poços rugosos ou com arrombamentos que não permitam um bom contato da ferramenta (fonte/detectores) com a parede do poço (perfil de calíper), rebocos espessos que aumentem a distância à parede do poço (leitura rasa) e, rebocos densos, que é o caso da utilização de baritina.

APÊNDICE B - PERFILAGEM NEUTRÃO

A perfilagem neutrão é adquirida com uma fonte ativa de nêutrons. Esta fonte pode ser química ou baseada em uma miniatura de acelerador de partículas. As fontes de Amerício-Berílio (AmBe) são as mais utilizadas para a aquisição da perfilagem neutrão. A fonte de AmBe libera nêutrons com energias em torno de 4,5 MeV. Por outro lado, as fontes de nêutrons baseada em miniatura de acelerador de partículas, também chamadas de “*minitrons*”, aceleram átomos de hidrogênio a partir de um campo magnético variável até que eles alcancem altas velocidades e sejam subsequentemente impactados em um alvo de átomos de hidrogênio. Um subproduto desse impacto é o “burst” de nêutrons com energias em uma faixa estreita de 14 MeV. Em ambos os casos, o “burst” de nêutrons é direcionado às formações. Por causa de sua energia relativamente alta, fontes de *minitron* são comumente usadas em operações para monitoramento de produção de fluidos. A interação dos nêutrons com as formações rochosas resultarão na perda de suas energias iniciais e, eventualmente, de suas absorções completas.

Além da fonte de nêutrons, a ferramenta também inclui um grupo de detectores de hélio (geralmente dois detectores) que contam o impacto dos nêutrons por unidade de tempo (taxa de contagem de nêutrons) após serem liberados pela fonte. Os detectores tem a capacidade de contar nêutrons em faixas energéticas separadas para análises subsequentes. Usualmente duas faixas de energia neutrônica são consideradas pelas ferramentas de Neutrão, uma faixa baixa ou de *energia termal*, e uma faixa alta ou de *energia epitermal*. A contagem do neutrão termal é usada para avaliar o índice de hidrogênio de uma formação.

Os principais usos do Neutrão são: quantificar porosidade, identificar litologia, fazer estimativa do conteúdo de argila e realizar a detecção de gás.