

Luiz Gustavo Baptista Madeira Pipa

**IDENTIFICAÇÃO LITOLÓGICA EM UM POÇO ESTRATIGRÁFICO NO
DELTA DO RIO PARAÍBA DO SUL, COM BASE EM PERFIS
ELÉTRICOS**

Trabalho de Conclusão de Curso
(Geologia)

UFRJ
Rio de Janeiro
2010



UFRJ

Luiz Gustavo Baptista Madeira Pipa

**IDENTIFICAÇÃO LITOLÓGICA EM UM POÇO ESTRATIGRÁFICO NO
DELTA DO RIO PARAÍBA DO SUL, COM BASE EM PERFIS
ELÉTRICOS**

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
Rose Mary Teixeira de Lemos

Rio de Janeiro

Abril 2010

Luiz Gustavo, Baptista Madeira Pipa

Identificação litológica em um poço estratigráfico no delta do rio Paraíba do Sul, com base em perfis elétricos / Luiz Gustavo Baptista Madeira Pipa - - Rio de Janeiro: UFRJ / IGeo, 2010.

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, Rose Mary Teixeira de Lemos

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. Identificação litológica em um poço estratigráfico no delta do rio Paraíba do Sul, com base em perfis elétricos.

Luiz Gustavo Baptista Madeira Pipa

IDENTIFICAÇÃO LITOLÓGICA EM UM POÇO ESTRATIGRÁFICO NO DELTA DO
RIO PARAÍBA DO SUL, COM BASE EM PERFIS ELÉTRICOS

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
Rose Mary Teixeira de Lemos

Aprovada em: 20.04.2010

Por:

Orientador: Leonardo Borghi (UFRJ)

Rose Mary Teixeira de Lemos (Anadarko)

Carlos Jorge de Abreu (UFRJ/UnB)

UFRJ
Rio de Janeiro
2010

“Os bons vi sempre passar
No mundo graves tormentos;
E para mais me espantar
Os maus vi sempre nadar
Em mar de contentamentos.”
Luís de Camões

Agradecimentos

A minha família, meu pai (*in memorian*), por me dar a educação e a força necessária durante a minha infância, a minha mãe por ter me guiado com a ausência do meu pai durante muitos anos, ao meu querido irmão João Paulo, por estar sempre ao meu lado, e principalmente a minha amada esposa Carolina por ter me dado toda a ajuda e força necessária para superarmos todos os percalços que nos foi impostos durante todos esses anos de faculdade com amor, dedicação e coragem para estar ao meu lado durante nossa caminhada. Aos meus filhos Lucas, Gabriel e Gustavo, pelo amor e paciência de ficar durante inúmeros dias sem ao menos ver o pai, devido ao número de horas que passei fora de casa estudando, trabalhando e “viajando” da minha casa até a faculdade e para o meu trabalho. Amo todos vocês e muito obrigado por tudo!

A minha orientadora / chefe / amiga Rose Lemos, por ter me ajudado tanto profissionalmente quanto pessoalmente por inúmeras vezes durante o último ano, sua ajuda e amizade foram fundamentais para que hoje possa estar trabalhando como geólogo em uma excelente empresa.

Ao meu orientador Leonardo Borghi, pela sua amizade e orientação acadêmica durante a minha caminhada desde o primeiro período até a conclusão do curso.

Ao professor Carlos Jorge Abreu, por ter fornecido o material de estudo através do projeto FINEP / CPETRO / UFRJ n° 65.2000.0038.00, intitulado “Análise integrada do sistema área fonte, *by-pass*, zona de acumulação do sistema turbidítico Almirante Câmara, Recente, Bacia de Campos”.

Ao Departamento de Geologia, e ao secretário de graduação, Wal, pela sua grande amizade e ajuda durante todo o decorrer do curso de Geologia.

Resumo

PIPA, Luiz Gustavo. **Identificação litológica em um poço estratigráfico no delta do rio Paraíba do Sul, com base em perfis elétricos**. Rio de Janeiro, 2010. 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 presente estudo teve como objetivo a identificação litológica com base em um perfil elétrico adquirido do poço estratigráfico no delta do rio Paraíba do Sul, próximo à Lagoa Feia (RJ). A finalidade do trabalho foi a construção de um perfil composto para comparar com o testemunho recuperado do poço, e completá-lo, em função do material ser inconsolidado e ter sido recuperado aproximadamente 75%.

A finalidade do trabalho é servir como um verdadeiro elo entre as informações provenientes das diversas outras fontes que foram descritas por Bitencourt (2006); apresentando como vantagem a possibilidade de quantificar as informações e o registro de várias propriedades físicas de uma forma objetiva e contínua, constituindo o referencial de profundidade para toda a operação e / ou intervenção a ser realizada no poço.

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

Abstract

PIPA, Luiz Gustavo. **Lithological identification in a stratigraphic well in the delta of the river Paraíba do Sul, based on electrical logs**. 2010. 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.

This study aimed to identify Lithology based on an electric 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 to construct a composite log to compare with the evidence recovered from the well, and complete it, that due to the material was unconsolidated; it presented only a ~75% recovery.

The purpose of the work is to serve as a true link between the information coming from various other sources that were described by Bitencourt (2006); presenting the advantage of the opportunity to quantify the information and the registration of various physical properties in an objective and continuous manner, constituting the reference depth for the entire operation and / or intervention to be held in the well.

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

Lista de figuras

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

Figura 2 – Software de visualização de arquivos em formato LAS, após a conversão e pronto para ser processado em softwares de interpretação. (Schlumberger – Toolbox – Infoview)

Figura 3 – Perfil composto com a curva de porosidade sônica carregada na coluna porosidade. Os valores a partir da profundidade de 25 metros não são mais computados pela ferramenta, e nos primeiros dez metros, os valores de porosidade são muito superiores a escala que tem seu limite a 340, o que nos dá como interpretação uma formação muito muito lenta. (Geo Suíte).

Figura 4 – Janela contendo todas as curvas disponíveis para serem carregadas, variadas opções de entrada de dados, como linear ou logarítmica e valores mínimos e máximos. (Geo Suíte – Curves – Curve Settings)

Figura 5 – Modelo de apresentação do perfil tipo “Wellsite Log”, contendo os limites das escalas de cada tipo de dado, e separado por colunas, sendo o primeiro linear, o segundo linear e o terceiro logarítmico.

Figura 6 – Interpretação básica de um perfil de Raios Gama.

Figura 7 – Domínios tectonos-magmáticos do Estado do Rio de Janeiro, potenciais áreas fontes para os sedimentos do delta do rio Paraíba do Sul. (CPRM, 2006).

Figura 8 – Visualização dos mnemônicos das curvas, o seu número e o que ela representa naquela corrida, com isso pode-se ver que a primeira coluna do dado abaixo refere-se a dept – profundidade, a segunda coluna do gama natural e a terceira do sônico.

Figura 9 – Visualização dos dados em Worpad seguindo a numeração da figura acima, cada coluna foi copiado e colocada na mesma ordem que os canais na planilha excel, para fins de preservação dos dados “raw” obtido pela ferramenta.

Figura 10 – Linha Base das Areias Limpas. (linha vertical vermelha).

Figura 11 – (a) Testemunho - Arenito muito fino inferior, bem selecionado, com marca de raiz ao longo das lâminas (escala natural) Profundidade 34.50 m.

(b) – Perfil Elétrico – Dentro do círculo vermelho, mesma profundidade que o testemunho, ratificando a confiabilidade do método para arenito, sem qualificar sua granulometria.

Figura 12 – (a) Testemunho - Arenito fino inferior, muito mal selecionado com grânulos ao longo das lâminas (b) – Perfil Elétrico circulado na mesma profundidade que o testemunho.

Figura 13 – Fotomicrografia (nicóis paralelos) de arenito a 107 m, exibindo a intensa presença de feldspato (microclina) com forma euédrica, o que explica o Raio Gama não ser tão limpo, tendo uma característica serrilhada.

Figura 14 – Fotomicrografia (nicóis paralelos) de arenito a 107 m, exibindo a intensa presença de feldspato (microclina) com forma euédrica, o que explica o Raio Gama não ser tão limpo, tendo uma característica serrilhada.

Figura 15 – Perfil composto com a linha base dos folhelhos demarcada. (linha vertical vermelha contínua).

Figura 16 – (a) Testemunho - Argilito variegado ao longo das lâminas. (b) – Perfil Elétrico – circulado na mesma profundidade, comprovando a confiabilidade da interpretação com base nos perfil elétrico.

Figura 17 – Testemunho e perfil composto com os intervalos de topo e base marcados com linha contínua preta.

Figura 18 – Testemunho e perfil composto com os intervalos de topo e base marcados com linha contínua preta.

Figura 19 – Testemunho e perfil composto com os intervalos de topo e base marcados com linha contínua preta. Intervalo de 50 a 85 metros.

Figura 20 – Testemunho e perfil composto com os intervalos de topo e base marcados com linha contínua preta. Intervalo de 50 a 85 metros.

Lista de tabelas

Tabela 1 – Curvas carregadas para interpretação litológica.

Sumário

Agradecimentos	viii
Resumo	ix
<i>Abstract</i>	x
Lista de figuras	xi
Lista de tabelas	xiii
1 INTRODUÇÃO.....	1
1 MATERIAL E MÉTODO	3
2.2 Embasamento Teórico	8
3 CONTEXTO GEOLÓGICO.....	16
RESULTADOS.....	19
CONCLUSÃO.....	27
Referências Bibliográficas.....	31
Apêndice A – Perfil Composto.....	33
Apêndice B – Cálculo da contração volumétrica.....	34
Apêndice C - Densidade.....	42

1 INTRODUÇÃO

Quando pensamos em identificação litológica com base em perfis elétricos, estamos interessados em conhecer as propriedades das rochas reservatório, para efeito de quantificação da reserva e do volume recuperável de hidrocarboneto. Uma propriedade de interesse é a composição litológica do reservatório, com especial atenção para a identificação de heterogeneidades, camadas cimentadas, presença de minerais que podem ocasionar algum dano ou que possam interferir negativamente nas fases posteriores de produção de hidrocarbonetos.

A porosidade da rocha é um parâmetro de importância fundamental para o conhecimento do volume ocupado por hidrocarbonetos, que é calculado a partir do conhecimento do volume poroso total e da saturação de cada componente do fluido.

A informação para determinar estas características provém de três fontes principais: coleta de amostra de calha a intervalos regulares, usualmente de 3m em 3m, tem como desvantagem a fraca amarração com a profundidade e a impossibilidade de identificar estruturas sedimentares e relações entre camadas adjacentes. Coleta de testemunhos, em seções contínuas de 9m ou 18m, que retorna um volume de rocha maior onde se pode observar a seqüência sedimentar, analisar propriedades petrofísicas e inferir ambientes de deposição, entre outras relações. Amostragem direta do fluido por meio de testes de formação para conhecimento das características de produção do reservatório. Registros de propriedades físicas das rochas e dos fluidos a partir de ferramentas descidas no poço. Estes registros são genericamente denominados perfis elétricos ou simplesmente perfis.

Tratando-se em ambientes, os de tipo flúvio-deltaicos formam potenciais rochas reservatórios, tendo em vista as ótimas condições de permoporosidade desses sedimentos ocasionados pelo retrabalhamento das ondas, das marés e, também, pela ação fluvial. Cordões

litorâneos são feições tipicamente costeiras em regiões de deltas retrabalhados por ondas (Della Fávera, 2001). Tal depósito é de suma importância, pois representa 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 estudo dos deltas marinhos brasileiros iniciou-se em 1955 por Lamego, mas seu grande progresso data da década de 70 para cá. Seu alvo de estudo foi o complexo deltáico do rio Paraíba do Sul, que se situa estratigraficamente no topo da bacia de Campos. Pesquisas recentes realizadas por Bacocoli (1971), Araújo *et al.* (1975), Dias e Gorini (1980), Dias (1981), Martin *et al.* (1984), Martin & Flexor (1986) e Silva *et al.* (2005) nos auxiliam a entender os fatores que influenciaram a evolução desse ambiente que representa a fase mais recente da história da sedimentação que teve início na região da desembocadura desse rio no quaternário superior; tais como a tectônica, o regime fluvial da desembocadura do rio, as flutuações do nível do mar no período quaternário, usando como meio o estudo das discordâncias entre os cordões arenosos holocênicos e pleistocênicos, arredondamento das areias e distribuição de minerais pesados.

Neste contexto, um dos objetivos foi a identificação litológica com base em um perfil elétrico adquirido do poço estratigráfico no delta do Rio Paraíba do Sul, próximo à Lagoa Feia (RJ). A finalidade do trabalho foi a construção de um perfil composto para comparar com o testemunho recuperado do poço, e completar as informações litológicas, que em função do material ser inconsolidado e ter apresentado baixa recuperação (~75%).

Além de servir como um verdadeiro elo entre as informações provenientes das diversas outras fontes que foram descritas por Bitencourt (2006). Apresentam como vantagem a possibilidade de quantificar as informações e o registro de forma indireta de várias propriedades físicas de uma forma objetiva e contínua, constituindo o referencial de profundidade para toda a operação e/ou intervenção a ser realizada no poço.

2 MATERIAL E MÉTODO

A planície costeira quaternária existente na desembocadura do rio Paraíba do Sul localiza-se na região nordeste do Estado do Rio de Janeiro, próximo a Cidade de Campos dos Goytacazes (Figura 1). Apresenta uma área de cerca de 3.000 km² e suas dimensões máximas são de 120 km na direção N-S e de 60 km na direção E-W segundo Martin *et al.* (1984). A principal via de acesso para a área de estudo corresponde à BR-101 no trecho que liga a cidade do Rio de Janeiro ao município de Campos dos Goytacazes, além de estradas secundárias que ligam os principais municípios e localidades da região.



Figura 1 – 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. Para o processamento em software de interpretação de perfis elétricos, é necessário inicialmente realizar uma conversão de formato txt para formato LAS (Log ASCII Standards). Esse formato foi criado pela Sociedade Canadense de Interpretação de Perfil e tem como característica principal ser compreensível tanto pela linguagem de máquina como pela linguagem humana. Os dados do tipo LAS, são dados mais simples, com menos flexibilidade que os demais formatos, pois seus resultados são exibidos em formato texto e não em canais, dificultando a análise dos dados.

Para a conversão do formato TXT para o formato LAS, foi necessário um aplicativo de licença grátis fornecido através do site da Schlumberger chamado Toolbox. Através do software LAS Certify, presente no aplicativo Toolbox, é possível fazer a conversão do formato TXT para LAS e testá-lo, garantindo dessa maneira a integridade da conversão e o certificando que nenhum dado foi perdido ou corrompido. Após a conversão, o dado foi visualizado em formato ASCII antes do processamento. Essa visualização é feita através do mesmo aplicativo Toolbox da Schlumberger, porém, com o software ASCII Infoview, foi verificado assim: a qualidade dos dados que estão contidos naquele arquivo, quantas ferramentas foram corridas, quantas curvas será possível carregar, e se elas apresentam algum erro, tais como escala, nome do campo e profundidade de início e fim.

O programa de perfilagem básico, executado na maioria das empresas, consiste em um perfil de litologia (GR, SP), perfil de resistividade ou um conjunto de perfis de resistividade com diferentes profundidades de investigação e pelo menos um perfil para porosidade.

```

ASCII InfoView [CGZ_02_RJ_09-06-05_15-26_9310A2_10_0.30_178.00_PROC]
File Edit View Window Help
Version Information
VERS. 2.0: CWLS LOG ASCII STANDARD -VERSION 2.0
WRAP. YES: MULTIPLE LINES PER DEPTH STEP
WELL INFORMATION BLOCK
#WELL UNIT DATA DESCRIPTION OF MNEMONIC
#-----
STEP.M 0.300 :START DEPTH
STOP.M 177.900 :STOP DEPTH
STEP.M 0.100 :STEP UP_HOLE
NULL. -999.25 :NULL VALUE
COMP. TRIMASSEIA :COMPANY
WELL. CEZ_02_RJ :WELL
FLD. PONTO DO COQUEIRO :FIELD
LOC. :LOCATION
CNTY. CAMPOS DO GOYTAZARES :COUNTY
STAT. RJ :STATE
SRVC. 27 :SERVICE COMPANY
DATE. 09/06/05 :LOG DATE
UWI. :UNIQUE WELL ID
LIC. :LICENSE NUMBER
Curve Information Block
#WELL UNIT API CODE Curve Description
#-----
DEPT .M 00 001 00 00 : 1 DEPTH
GAM(NAT) .API-GR 00 310 00 00 : 2 GAM(NAT)
DELTA.T .USEC/M 00 522 00 00 : 3 DELTA.T
TIME(N) .USEC 00 000 00 00 : 4 TIME(N)
TIME(F) .USEC 00 000 00 00 : 5 TIME(F)
AMP(N) .MV 00 000 00 00 : 6 AMP(N)
AMP(F) .MV 00 000 00 00 : 7 AMP(F)
GAIN(N) .CPS 00 000 00 00 : 8 GAIN(N)
GAIN(F) .CPS 00 000 00 00 : 9 GAIN(F)
FOR(SON) .PERCENT 00 890 00 00 : 10 FOR(SON)
BSC-DELT .USEC/M 00 520 00 00 : 11 BSC-DELT
FGAIN(N) .CPS 00 000 00 00 : 12 FGAIN(N)
TIME .MINUTES 00 000 00 00 : 13 TIME
Parameter Information Block
#WELL UNIT Information Description
#-----
FILE. PROCESSED :File Type
FIID. 9310A2 :File Identifier
VERS. 1.0 :System Version
SER. 1 :System Serial Number TRUK. 0.22255 :Truck Calibration Number
TOOL. 671 :Tool Serial Number

```

Figura 2 – Software de visualização de arquivos em formato LAS, após a conversão e pronto para ser processado em softwares de interpretação. (Schlumberger – Toolbox – Infoview)

Analisando os dados, constatou-se que não havia dados de Raios Gama espectral, de porosidade e de neutrão; e as curvas de sônico apresentavam valores muito superiores a 340 (super inconsolidados), como pode ser visto na figura abaixo.

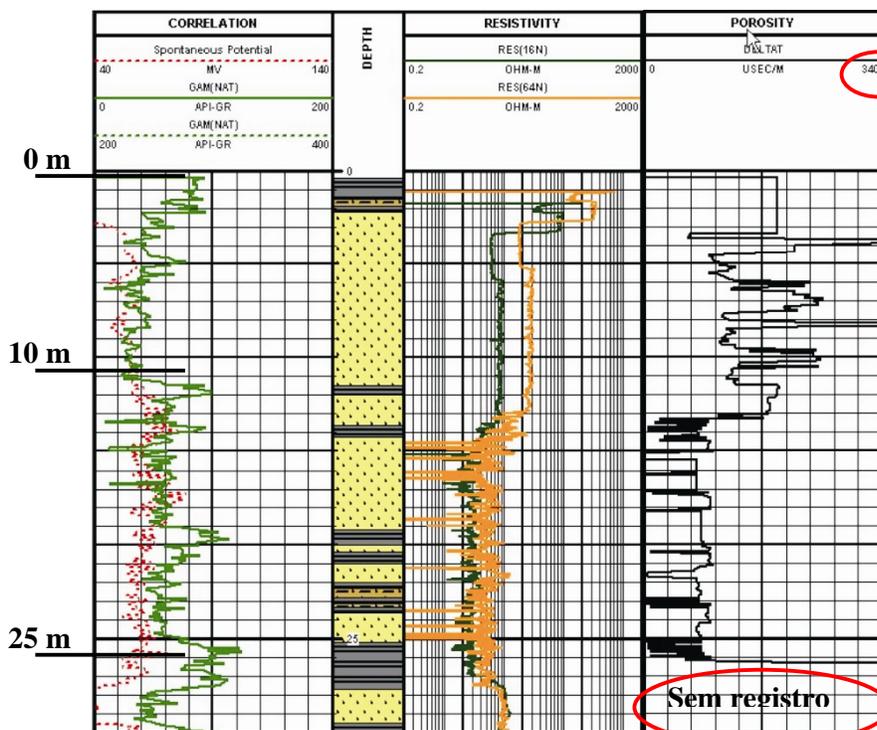


Figura 3 – Perfil composto com a curva de porosidade sônica carregada na coluna porosidade. Os valores a partir da profundidade de 25 metros não são mais computados pela ferramenta, e nos primeiros dez metros, os valores de porosidade são muito superiores a escala que tem seu limite a 340, o que nos dá como interpretação uma formação muito muito lenta. (Geo Suíte).

Após a conversão, a etapa seguinte foi inserir dentro do software de interpretação (da empresa SDC chamado de Geo Suíte versão 6.0), os dados em formato LAS. Dentro do software, foi preciso carregar quais as curvas a serem utilizadas para a interpretação geológica.

Todas as curvas que foram inseridas no perfil deverão tiveram suas propriedades editadas uma a uma, tais como: o formato da apresentação da curva se é logarítmico ou linear; os valores máximos e mínimos ideais para aquele tipo de curva e sua escala; se uma curva “backup” será necessária (quando ocorre “estouro” dos limites do perfil, e como esse “estouro” vai ser tratado no perfil); se o dado foi obtido em metros ou pés; qual a profundidade inicial e final; a cor da curva e seu formato (tracejada, contínua ou pontilhada) e em qual modelo de perfil ela será mais bem representada, e dentro desse modelo qual o melhor coluna para ser impressa a curva.

Nos dados obtidos as curvas carregadas foram as de: potencial espontâneo (SP), Raios Gama (GR) e resistividade rasa (shallow) e profunda (deep). Estas curvas foram carregadas no modelo chamado “Wellsite Log”, que apresenta como configuração inicial uma escala linear de Raios Gama e potencial espontâneo e uma escala logarítmica de resistividade, sobre a qual foram carregados os canais de número:

Tabela 01 – Curvas carregadas para interpretação litológica.

<u>Número da Curva</u>	<u>Nome da Curva</u>	<u>Característica</u>
2	RES (16N) CGZ_02_RJ	Restividade Rasa
3	RES (64N) CGZ_02_RJ	Resistividade Profunda
10	Spontaneous Potencial CGZ_02_RJ	Potencial Espontâneo
12	GAM(NAT) CGZ_02_RJ	Raios Gamma

Os números da curva, os seus nomes e seus mnemônicos são possíveis observar na janela “Curve Settings” do programa. Nos campos listados circulados abaixo, é onde fazemos as transformações necessárias para que o dado recuperado do campo seja visualizado corretamente no perfil composto.

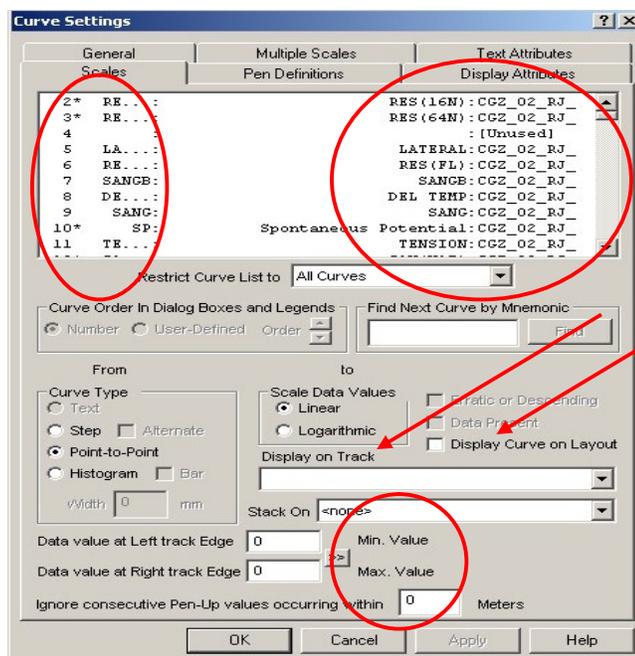


Figura 4 – Janela contendo todas as curvas disponíveis para serem carregadas, variadas opções de entrada de dados, como linear ou logarítmica e valores mínimos e máximos. (Geo Suíte – Curves – Curve Settings)

Na janela acima, o campo valor mínimo e máximo é onde determinamos os valores da escala que cada ferramenta lê. Esses valores são determinados de acordo com o dado adquirido em campo, e com a prática do intérprete. Display on track, é onde selecionamos aonde a curva vai ser colocada no template do programa, scale data values é onde determinamos o tipo de dado, se ele é linear e logaritmo e curve type, é como a curva vai ser desenhada no template.

CORRELATION			DEPTH	RESISTIVITY		
Spontaneous Potential				RES(16N)		
40	MV	140		0.2	OHM-M	2000
GAM(NAT)				RES(64N)		
0	API-GR	200		0.2	OHM-M	2000
GAM(NAT)						
200	API-GR	400				

Figura 5 – Modelo de apresentação do perfil tipo “Wellsite Log”, contendo os limites das escalas de cada tipo de dado, e separado por colunas, sendo o primeiro linear (GR e SP), o segundo linear (profundidade) e o terceiro logarítmico (Resistividade – deep e shallow).

2.2 Embasamento Teórico

2.2.1 HISTÓRIA DA PERFILAGEM

Baseado em Luthi (2001), a história da perfilagem, começa com o Professor Forbes do Observatório de Edimburgo, que foi provavelmente a primeira pessoa que efetuou medidas de perfilagem, quando, de 1837 até 1842, baixou sensores de temperatura em três eixos até 24 pés profundidade a fim de gravar variações da temperatura em função da profundidade e o tempo.

O começo da utilização comercial da perfilagem é atribuído inteiramente à iniciativa dos dois irmãos franceses; Conrad Schlumberger (1878-1936), físico que se graduou na Ecole Polytechnique France, e Marcel Schlumberger (1884-1953), um engenheiro da Ecole Centrale de Paris de acordo com Allaud & Martin (1977).

O primeiro registro de perfilagem foi realizado Henri Doll, que foi contratado com o intuito de desenvolver o equipamento e para conduzir a primeira operação em um poço de petróleo em Pechelbronn, Alsácia, onde existia uma pequena mais próspera indústria petroleira. Esse registro bem simples foi feito à mão, usando pontos de medida com espaçamento de um metro, mas, representou uma virada na exploração de petróleo na época, pois permitiu identificar as formações geológicas principais na área, tais como a parte superior de *Hydrobia Marl*, um marcador regional importante.

Posteriormente, perfilando poços próximos, perceberam claramente que o método poderia ser usado com a finalidade de correlação, pois possuía boa exatidão e grande acurácia e a custos mais baixos do que amostras de calha de acordo com Schlumberger *et al.* (1932). Além disso, a técnica mostrou potencial para detectar camadas de hidrocarboneto. As zonas de HC em Pechelbronn eram demasiadamente finas para que pudessem demonstrar a

excelente qualidade da perfilagem; mesmo assim os irmãos Schlumberger convenceram a Royal Dutch Shell, que a técnica era de confiança. Foi então necessária uma seção repetida, onde foi demonstrada a qualidade da nova técnica. Com a boa execução do trabalho, foi concedido a eles um contrato de perfilagem na Venezuela. Os irmãos Schlumberger foram ajudados indiretamente pela descoberta quase que por acaso do potencial espontâneo (SP). Uma tensão observada em dois dos elétrodos de resistividade quando nenhuma corrente externa era aplicada ao dispositivo. As duas medidas combinadas eram utilizadas para encontrar camadas permeáveis do hidrocarboneto, e a perfilagem propriamente dita transformou-se em uma ótima ferramenta, dando suporte a geólogos e geofísicos.

No início dos anos 30, juntamente com a fundação da Schlumberger em Houston, Texas, foram desenvolvidas as primeiras ferramentas para amostra lateral e perfuração, que foi introduzido por Sperry Sun e Schlumberger.

Para a investigação da geometria do poço foi usado o teleclinômetro e posteriormente o sistema de fotoclinômetro, pois era crucial encontrar as posições exatas dos poços desviados. Em 1938 a Well Survey Company, realizou a primeira perfilagem por Raio Gama em Oklahoma e comercializaram-no um ano mais tarde, em 1942, Schlumberger introduziu a primeira ferramenta dipométrica, inicialmente como uma ferramenta de anisotropia e a basearam em um princípio de potencial espontâneo com três braços. Foram substituídos dez anos mais tarde por dispositivos micro-elétricos focalizados. No início dos anos 1950 a Schlumberger desenvolveu diversas novas medidas elétricas tais como: o microlog, e trouxe uma versão adiantada do perfil de porosidade a partir do nêutron.

Nos meados dos anos 50, com os esforços por: Mobil e por Esso (então Magnólia e Humble) conduziram à introdução de uma medida acústica, inicialmente sem e posteriormente com compensação da perfuração. As medidas acústicas foram a primeira ferramenta a fornecer diretamente a medida relativa da porosidade F (ϕ), altamente

necessária para a avaliação apropriada de reservatórios do hidrocarboneto. Já em 1942, Gus Archie (1907-1978) da Shell, tinha proposto relacionamentos empíricos entre: a porosidade, a resistividade do fluido, a perfilagem da porosidade da rocha, e a saturação da água, o qual se manteve verdadeiro em uma grande variedade de tipos da rocha. Usando valores de resistividade, tornou-se possível determinar as saturações de fluidos, como foi advogado por proponentes adiantados da interpretação quantitativa das perfilagens.

O que era inicialmente utilizado apenas para a correlação e a posição geológica de zonas de hidrocarboneto foi lentamente substituído pela avaliação da formação, ou pela petrofísica. Nos anos 50, surgem: a primeira ferramenta da amostragem do fluido de formação, as primeiras cargas formatadas para perfurar, e os primeiros testes de ressonância magnética nuclear. Entrando nos anos 60 o registro da densidade e os dispositivos sofisticados de resistividade foram colocados para uso comercial. A Mobil lançou seu “*televiwer*” de perfuração, uma ferramenta ultra-sônica de perfuração-exploração, que passaria a ser a primeira medida da imagem real do aprofundamento do poço, que poderia ser usada nos poços de petróleo. Com isto, a maioria das técnicas de perfilagem básicas como conhecemos hoje já estavam sendo utilizadas.

Nos anos 1970, é marcado pelo desenvolvimento da eletrônica. A modelagem e o projeto da ferramenta eram feitos cada vez mais, com o auxílio das simulações de computador. Os sensores de *Downhole*, a transmissão, e a aquisição de superfície, tornaram-se pouco a pouco controlados por microprocessadores. A conversão analógico-digital substituiu os sensores. O processamento de dados transformou-se inteiramente em uma tarefa executada por computadores inclusive com a interpretação dos dados. Com a perfuração alcançando profundidades cada vez maiores, houve uma necessidade de que: os cabos de perfilagem, as taxas de transmissão de dados, as especificações da ferramenta e confiabilidade da ferramenta tivessem que se adaptar ao novo ambiente, e conseqüentemente os sistemas de

aquisição acompanharam essa evolução e se adaptaram aos grandes volumes de dados e informações.

Na década de 1980 todo o sistema foi transformado para um sistema digital, devido a necessidade do uso de um sistema digital, LWD (Logging While Drilling – Perfilando Enquanto Perfura-se), e isso foi impulsionado pelo crescente uso da perfuração direcional. Este desenvolvimento tinha partido nos anos 1960 com medidas de: desvio do poço, torque, peso da broca e nos parâmetros simples da formação. Foi feito inicialmente na modalidade estacionária sempre que a perfuração era parada, e então na modalidade de MWD (Measure While Drilling - Medindo Enquanto Perfura), de modo que os dados fossem emitidos à superfície por pulsos na lama, ou, no caso de perfuração com turbina, por um cabo. Teleco, Sperry Sun, e Anadrill (uma subsidiária da Schlumberger), introduziram o conceito de resistividade simples em LWD no princípio dos anos 1980. Os dados eram armazenados em uma memória na ferramenta no fundo do poço, e recuperados mais tarde quando chegasse à superfície. Na metade dos anos 80, com a necessidade de obter a informação próxima à broca, viu-se rapidamente nas ferramentas que permitiam avaliação da formação através de LWD.

Durante essa fase, ocorreu também uma forte aceleração da tecnologia de imageamento do poço, uma área de importância particular para geólogos. Essa imagem era captada através de um sistema micro-elétrico, um método de gravação da imagem da parede do poço, com numerosos pequenos sensores elétricos. O termo “imagem” foi logo aplicado para qualquer medida com duas variáveis independentes, tais como a profundidade/raio, a profundidade/azimute, ou profundidade/tempo. Expandindo-se para outras áreas como: medidas acústicas e nucleares. Este registro ajudou os geocientistas a entender melhor as complexidades das formações dos reservatórios.

No final da década de 1980 e com a maior utilização da perfuração direcional surgiu a necessidade de ferramentas que gerassem informações em tempo real. É nessa fase que a

Schlumberger oferece ao mercado uma ferramenta duplamente compensada, onde era combinável o raio gama, resistividade, densidade e neutrão.

Seus dados eram transmitidos a partir de pulsos na lama de perfuração, a qual se propagava no poço, desde o fundo até a superfície.

Essas novas ferramentas possibilitaram a capacidade de tomadas de decisões rápidas na perfuração e conseqüentemente a reduzir o desperdício de tempo e dinheiro, podendo a trajetória do poço ser ajustada em tempo real. Com o avanço das ferramentas em tempo real em LWD, houve um incremento e sofisticação na elaboração e execução de: poços desviados, alvos múltiplos, alcance estendidos e principalmente poços horizontais.

No início dos anos 1990, executou-se a primeira imagem elétrica de LWD usando os eletrodos no conjunto inferior do fundo do poço. A ressonância magnética, uma técnica um tanto dormente desde seu início pela Chevron nos anos 1950, tornou-se disponível como uma medida robusta de perfilagem a cabo. Ela foi desenvolvida primeira pela Numar, e posteriormente para Schlumberger. Medindo a distribuição de tamanho do poro, forneceu o volume do fluido pela pressão capilar – gerando um valor bastante procurado pelos petrofísicos - e uma estimativa da permeabilidade.

A história da perfilagem de poço descreve um início humilde e simples até o seu desenvolvimento sofisticado e de alta tecnologia. Atualmente as ferramentas nos permitem que o progresso na perfuração possa ser monitorado em superfície. A análise da formação pode ser feita em tempo real com técnicas analíticas avançadas. A estratificação da rocha pode ser visualizada nos monitores de superfície, e o fluido assim como amostras da rocha pode ser tomado precisamente nos locais de interesse. A perfilagem em todas as suas formas modernas contribui extremamente para aumentar a taxa de sucesso dos campos de óleo e gás.

2.2.2 PERFILAGEM DE RAIOS GAMA

O perfil de raio gama mede a radioatividade natural das rochas, o qual pode ser usado tanto em poço aberto, quanto revestido. Em poço aberto usa-se tanto em “wireline” (perfil a cabo) como em LWD, tendo como principais aplicações, a distinção entre rochas argilosas e demais camadas litológicas, correlação poço a poço, indicador do teor de argila das formações, cálculo das concentrações dos isótopos de ^{40}Th , ^{238}U e ^{40}K das formações.

As contagens de raios gama por unidade de tempo são transformadas em unidades normalizadas, designadas unidades gAPI (padrão do Instituto Americano de Petróleo) que abrange o intervalo entre 0 e não mais de 250, na maioria das situações práticas.

A razão pela qual utilizamos a contagem de raios gama nos espectros de energia do ^{40}Th , ^{238}U e ^{40}K é porque a meia vida desses elementos radioativos que ocorrem naturalmente é próxima à idade da terra. Segue abaixo informações mais completas sobre cada elemento presente na perfilagem por raios gama:

Isótopo ^{40}K : Ele constitui aproximadamente 0.012% presente na crosta; a meia vida deste decaimento é da ordem de 1.3 bilhões de anos. Sua concentração ocorre nos seguintes minerais: argila (illita, glauconita), micas, Feldspatos (ortoclásio), K Feldspatos e evaporitos – Silvita (KCl) e sulfetos.

Isótopo ^{232}Th : Sua meia vida é de 14 bilhões de anos. Está presente em minerais de rochas ígneas (monazita e zircão), possui alta taxa de insolubilidade e também em alguns arenitos.

Isótopo ^{238}U : Envolve uma série de decaimento mais complexo. Está presente em rochas vulcânicas alcalinas; tem solubilidade (em determinado pH e eH); precipitação em ambientes redutores, não oxidado e de natureza ácida; sedimentos de origem orgânica (folhelhos marinhos e carbonatos).

Estes elementos também ocorrem como impurezas na estrutura cristalina da maioria das argilas por isso, as contagens do raio gama podem ser correlacionadas com a presença e a concentração volumétrica de argila. Não quero dizer com isso, que as areias estão livres de ^{40}Th , ^{238}U e ^{40}K , tanto que perfis de raios gama adquiridos através de areias livres de argila são raramente nulos. O fato importante aqui é que a concentração volumétrica destes três elementos é normalmente maior nas argilas/folhelhos do que nas areias. As argilas: são o resultado de prolongados períodos de intemperismo, medidos geralmente em ciclos de tempo de centenas de milhões de anos. Assim, a composição química e a estrutura cristalina das argilas são adaptadas para resistir às grandes variações químicas e físicas associadas com os processos da Terra. Ao mesmo tempo, os únicos elementos radioativos que resistirão os mesmos longos ciclos de tempo são esses cujo meio é comparável à duração dos ciclos. Logo se usa o ^{40}Th , ^{238}U e ^{40}K , porque são os melhores elementos para a detecção e quantificação da presença de argilas.

Uma consideração importante na aquisição de raios gama é a velocidade de perfilagem. A probabilidade de um dado número de raios gama serem espontaneamente liberados por um elemento radioativo durante um dado período, é governada pela distribuição de Poisson. Por causa de limitações da ferramenta, as contagens de raio gama precisam exceder um ponto inicial de ruído para que a aquisição seja de confiança. Com tal fim, a distribuição de Poisson dita o tempo para que tal contagem seja alcançada. Este tempo limitará a velocidade de perfilagem. Perfilagens com velocidades maiores que as necessárias fará com que os perfis de raios gama exibam valores falsos e transições anormais entre camadas adjacentes.

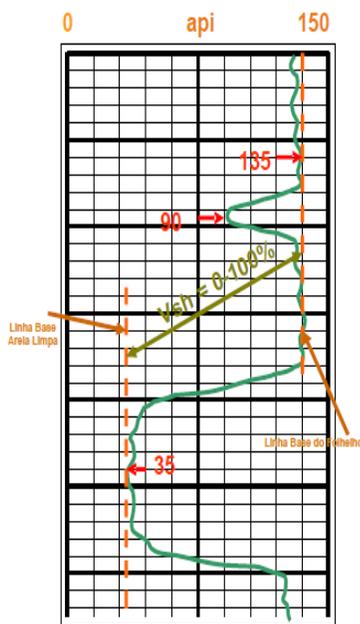
O problema de interpretação aparece, quando os minerais naturais da rocha que não são argilas incluem grandes concentrações volumétricas de qualquer um desses elementos ^{40}Th , ^{238}U e ^{40}K . O caso de areias arcossianas é um exemplo, onde sua composição feldspática

inclui altas concentrações de K devido a sua rápida deposição e soterramento. Similarmente, alguns evaporitos podem incluir concentrações anormalmente altas de K. Há igualmente casos de grãos ricos em tório em arenitos depositados e soterrados perto de batólitos. A única maneira de evitar potenciais condições prejudiciais na interpretação de perfis de raios gama como um índice representativo do conteúdo de argila por unidade de volume é adquirir perfis espectrais de raios gama ao invés de perfis padrão de raios gama.

O perfil de raios gama é um método amplamente utilizado para estudar algumas das características deposicionais de rochas sedimentares, incluindo as seqüências grânulo crescente e grânulo decrescente que marcam a evolução, a migração, e a acomodação do depósito sedimentar. Na maioria dos casos o perfil de raios gama se correlaciona com o tamanho de grão (maior o valor do raio gama quanto menor for o tamanho de partícula), a atenção deve ser exercitada para evitar os casos patológicos em que os grandes tamanhos de grão poderiam ter grandes quantidades de argila.

As medidas convencionais de Raios Gama são equivalentes a seguinte leitura:

$$GR = C_1Th + C_2U + C_3K$$



- 1) Perfil de GR “limpo”
- 2) Perfil de GR “argiloso”
- 3) A escala entre eles:

$$I_{GR} = GR_{log} - Gr_{clean}$$

$$GR_{shale} - Gr_{clean}$$

Figura 6 – Interpretação básica de um perfil de Raios Gama. (Modificado Baker Atkas, 2002).

3 CONTEXTO GEOLÓGICO

O arcabouço tectônico regional do sudeste brasileiro é composto por três domínios tectono-magmáticos. São eles os domínios Juiz de Fora / Paraíba do Sul, Serra do Mar, e Região dos Lagos, além da cobertura fanerozoica / cenozóica. São constituídos por ortognaisses, paragnaisses e metassedimentos variados como: xistos, quartzitos e mármore do Complexo Paraíba do Sul, metamorfizados na 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 (CPRM, 2006).

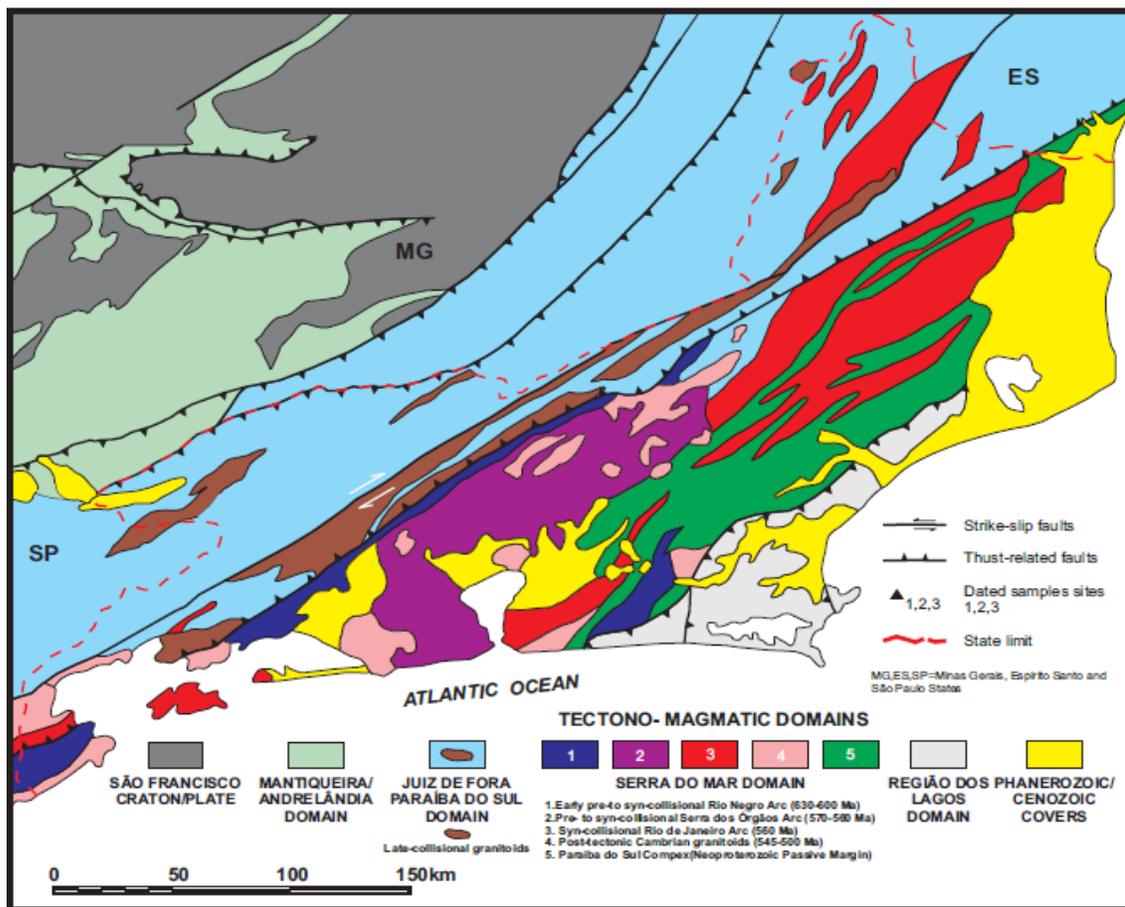


Figura 7 – Domínios tectono-magmáticos do Estado do Rio de Janeiro, potenciais áreas fontes para os sedimentos do delta do rio Paraíba do Sul. (CPRM, 2006).

A Formação Barreiras é a unidade que se estende ao longo do litoral brasileiro, desde o Rio de Janeiro até o estado do 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 Rio de Janeiro, através de estudos faciológicos em afloramentos no norte do estado, esses depósitos foram interpretados como sendo formados em ambiente fluvial entrelaçado, podendo variar de um modelo fluvial entrelaçado arenoso de alta energia, com fluxos gravitacionais associados, a um modelo fluvial entrelaçado dominado por cascalhos, com maior participação de fluxos gravitacionais (Morais, 2001). Martin *et al*. atribui aos depósitos da Formação Barreiras uma idade pliocênica.

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.

O estudo dos deltas marinhos brasileiros iniciou-se em 1955 por Lamego com o complexo deltáico do rio Paraíba do Sul. Através de estudos sedimentológicos de superfície e observações aéreas, foi possível para Lamego descrever quatro fases principais de progradação do delta. A primeira fase foi descrita como delta do tipo “Mississipi”, a segunda como delta do tipo “Ródano”, delta do “Paraíba” e delta de maré da “Lagoa Feia”.

Bacocoli (1971) descreveu o delta do Paraíba do Sul como destrutivo cuspidiforme, ou seja, da categoria dos deltas dominados pelas ondas, o que levou diversos autores (Dias &

Gorini, 1980; Martin *et al.*, 1984a; Silva, 1987) a contestar a descrição da primeira fase de Lamego como delta do tipo Mississipi.

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, seria caracterizada 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

Após a análise dos dados obtidos através do convênio da Petrobrás/FINEP com a UFRJ, foram gerados dois arquivos, um em formato Excel (CD – arquivo com muitas páginas para ser colocado no apêndice - 112), contendo os dados capturados pela ferramenta e organizado em colunas, de acordo com a profundidade, os valores de raios gama, os valores de potencial espontâneo e o perfil resistivo e o outro um perfil composto (Apêndice A). Para colocarmos os dados em uma planilha em formato Excel, utilizei os dados contidos antes de ele ser transformado em formato LAS, ou seja, ainda em formato TXT. Utilizando o aplicativo Wordpad, visualizei o conteúdo dos dados dos três arquivos, e copiei os canais que foram utilizados para interpretação dos dados e os copiei para o novo formato.

#	MNEM	UNIT	API CODE	Curve Description
1	DEPT	.M	00 001 00 00	: 1 DEPTH
2	GAM(NAT)	.API-GR	00 310 00 00	: 2 GAM(NAT)
3	DELTAT	.USEC/M	00 522 00 00	: 3 DELTAT
4	TIME(N)	.USEC	00 000 00 00	: 4 TIME(N)
5	TIME(F)	.USEC	00 000 00 00	: 5 TIME(F)
6	AMP(N)	.MV	00 000 00 00	: 6 AMP(N)
7	AMP(F)	.MV	00 000 00 00	: 7 AMP(F)
8	GAIN(N)	.CPS	00 000 00 00	: 8 GAIN(N)
9	GAIN(F)	.CPS	00 000 00 00	: 9 GAIN(F)
10	POR(SON)	.PERCENT	00 890 00 00	: 10 POR(SON)
11	BHC-DELT	.USEC/M	00 520 00 00	: 11 BHC-DELT
12	FGAIN(N)	.CPS	00 000 00 00	: 12 FGAIN(N)
13	TIME	.MINUTES	00 000 00 00	: 13 TIME

Figura 8 – Visualização dos mnemônicos das curvas, o seu número e o que ela representa naquela corrida, com isso pode-se ver que a primeira coluna do dado abaixo refere-se a dept – profundidade, a segunda coluna do gama natural e a terceira do sônico.

Depth	GAM(NAT)	DELTAT	TIME(N)	TIME(F)	AMP(N)	AMP(F)	GAIN(N)	GAIN(F)	POR(SON)	BHC-DELT	FGAIN(N)	TIME
0.300												
0.400	92.3	190.3	2200	2200	0.0	0.0	256	256	16.6	95	0.0	0.000000
0.500	82.9	190.3	2200	2200	0.0	0.0	256	256	16.6	95	0.0	0.000000
0.600	85.6	190.3	2200	2200	0.0	0.0	256	256	16.6	95	0.0	0.000000
0.700	83.0	190.3	2200	2200	0.0	0.0	256	256	16.6	95	0.0	0.000000
0.800	86.3	190.3	2200	2200	0.0	0.0	256	256	16.6	95	0.0	0.000000
0.900	86.6	190.3	2200	2200	0.0	0.0	256	256	16.6	95	0.0	0.000000
1.000	85.0	190.3	2200	2200	0.0	0.0	256	256	16.6	95	0.0	0.000000
1.100	75.2	190.3	2200	2200	0.0	0.0	256	256	16.6	95	0.0	0.000000
1.200	83.6	190.3	2200	2200	0.0	0.0	256	256	16.6	95	0.0	0.000000
1.300	80.6	190.3	2200	2200	0.0	0.0	256	256	16.6	95	0.0	0.000000
1.400	81.9	190.3	2200	2200	0.0	0.0	256	256	16.6	95	0.0	0.000000
1.500	81.9	190.3	2200	2200	0.0	0.0	256	256	16.6	95	0.0	0.000000
1.600	83.9	190.3	2200	2200	0.0	0.0	256	256	16.6	95	0.0	0.000000
1.700	86.1	190.3	2200	2200	0.0	0.0	256	256	16.6	95	0.0	0.000000
1.800	86.1	190.3	2200	456	0.0	2.3	256	256	16.6	-2766	0.1	3.0000
1.900	86.3	190.3	2200	2200	0.0	0.0	256	256	16.6	95	0.1	4.0000
2.000	71.0	190.3	2200	2200	0.0	0.0	256	256	16.6	95	0.1	4.0000

Figura 9 – Visualização dos dados em Wordpad seguindo a numeração da figura acima, cada coluna representa um canal da ferramenta que foi lido durante a perfilagem.

4.1 Caracterização dos arenitos

As principais características de arenitos em perfis elétricos são: diminuição do valor de raios gama, aumento dos valores de resistividade e valores mais baixos de potencial espontâneo em relação aos folhelhos.

Com base na teoria de avaliação de formação, os arenitos do poço estudado, foram caracterizados através de valores baixos de raios gama (inferiores a 65 API), valores altos de resistividade (superiores a 90 ohmm) e valores baixos de potencial espontâneo (inferiores a 60 Mv); os valores determinados como limites entre as litologias são baseados em literaturas universalmente aceitas (Verdín, 2008) e da experiência do intérprete.

Após a análise litológica do perfil elétrico, utilizando como critério o método descrito acima, o próximo passo foi a interpretação quantitativa definindo-se uma linha base de areia limpa. Esta linha representa a média dos valores mínimos dos arenitos. No perfil analisado, a LBA é da ordem de 29 API. Este valor é denominado GR Mínimo e é o valor representativo das areias puras no perfil analisado. Esse valor é utilizado para calcularmos a argilosidade da rocha. Com a LBA determinada, podemos nos utilizar de valores praticados pela literatura que auxiliam na distinção entre os diversos tipos de arenitos:

- arenito limpo 0 – 5% de Vsh
- arenito pouco argiloso 5 – 10% de Vsh
- arenito argiloso 10 – 25% de Vsh
- arenito muito argiloso 25 – 35% de Vsh

Valores acima de 35% de concentração de argila, já se consideram a rocha como um folhelho, que em petrofísica significa qualquer rocha argilosa.

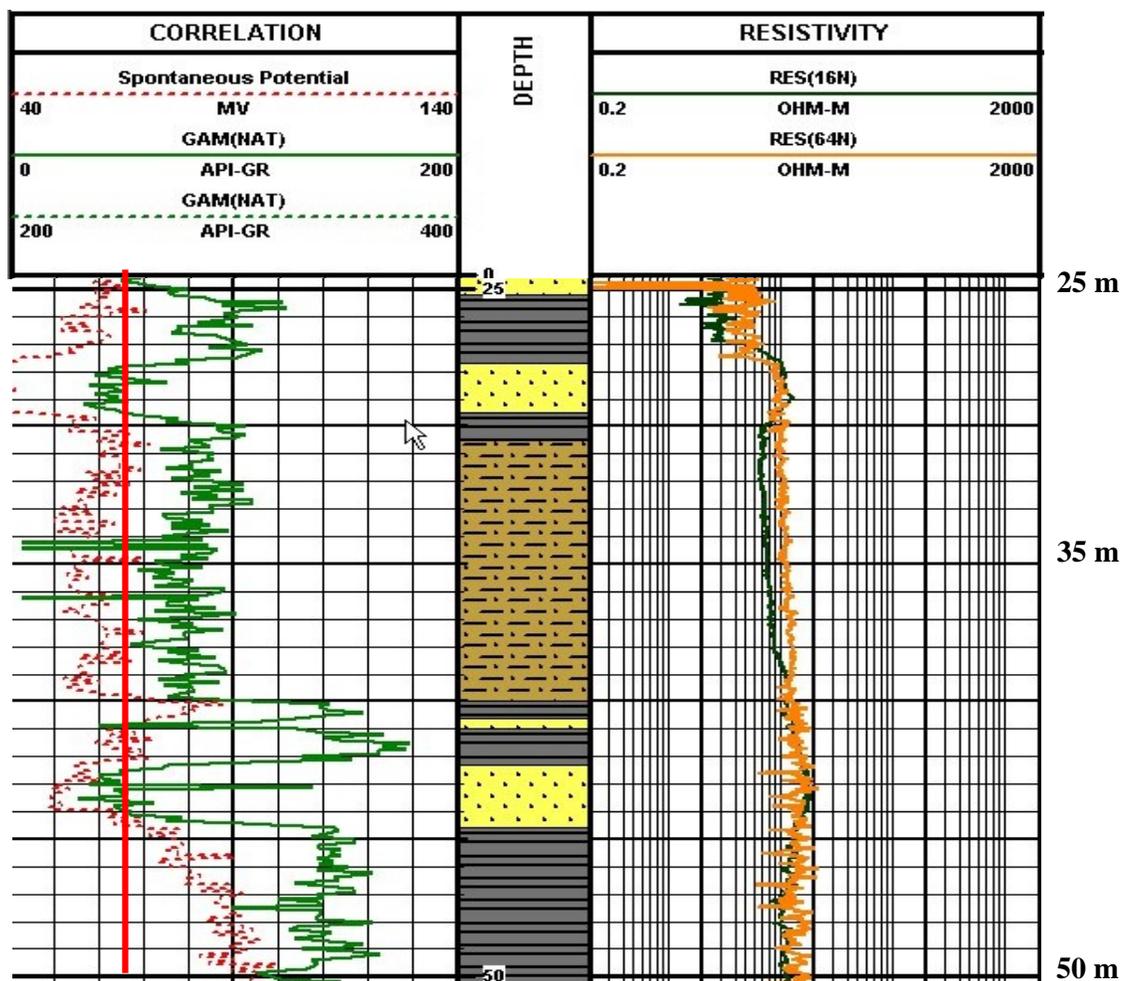


Figura 10 – Linha Base das Areias Limpas. (linha vertical vermelha contínua).

$$VSh_{00} = \frac{GRLido - GR \text{ M\u00ednimo}}{GRM\u00e1x - GR \text{ M\u00ednimo}}$$

$$VSh_{00} = \frac{GRLido - GR \text{ M\u00ednimo}}{GRM\u00e1x - GR \text{ M\u00ednimo}}$$

$$VSh_{34} = \frac{69 - 29}{150 - 29} = 0,33 \text{ ou } 33\%$$

$$VSh_{41} = \frac{57 - 29}{150 - 29} = 0,23 \text{ ou } 23\%$$

Atrav\u00e9s do c\u00e1lculo do valor da argilosidade no perfil de raios gama, foi poss\u00edvel recuperar um valor de 33%, o que descreve a rocha como um arenito muito argiloso, provando quantitativamente a an\u00e1lise qualitativa realizada atrav\u00e9s do perfil el\u00e9trico. Utilizando o testemunho do po\u00e7o, podemos aprimorar a descri\u00e7\u00e3o feita pelo perfil el\u00e9trico, caracterizando-a como um arenito muito fino inferior; j\u00e1 no segundo c\u00e1lculo percebemos que temos um intervalo descrito como arenito argiloso, o que corrobora a descri\u00e7\u00e3o do testemunho.

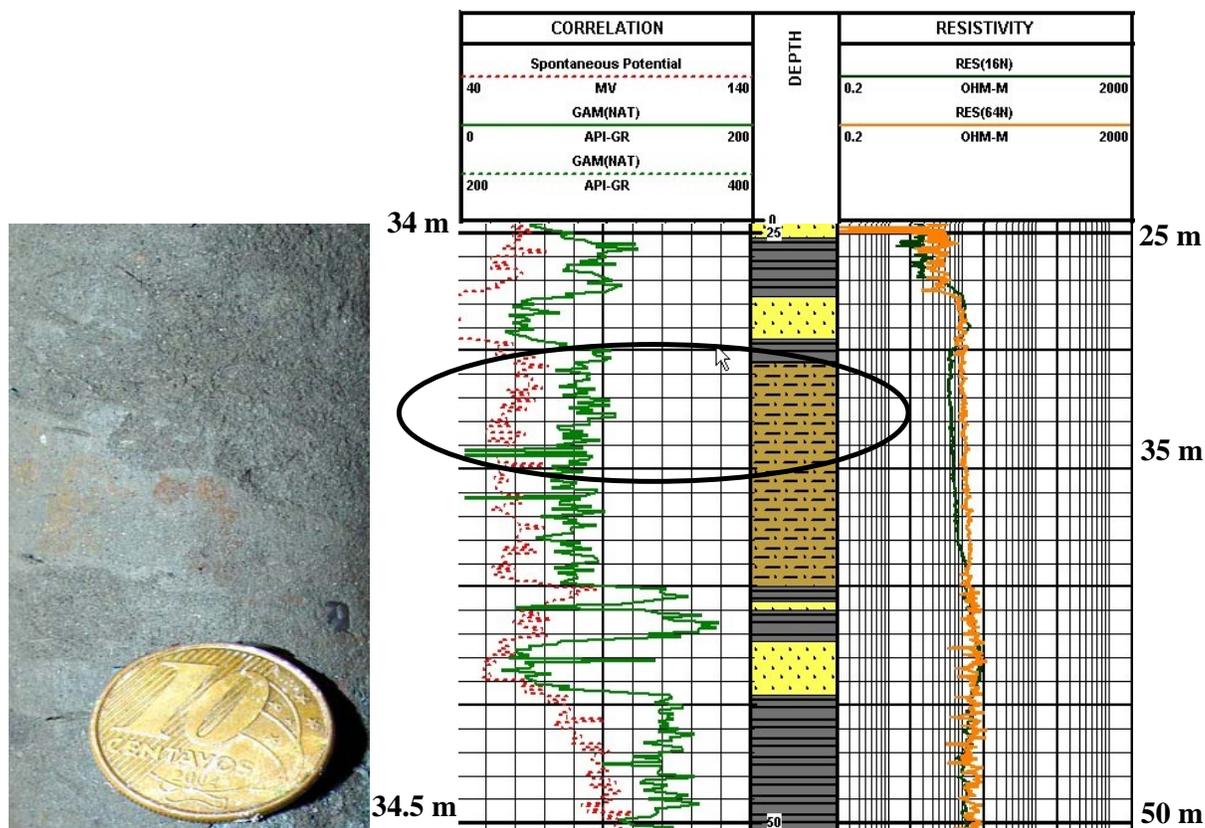


Figura 11 – (a) Testemunho - Arenito muito fino inferior, bem selecionado, com marca de raiz ao longo das lâminas (escala natural) Profundidade 34.50 m.

(b) – Perfil Elétrico – Dentro do círculo vermelho, mesma profundidade que o testemunho, ratificando a confiabilidade do método para arenito, sem qualificar sua granulometria.

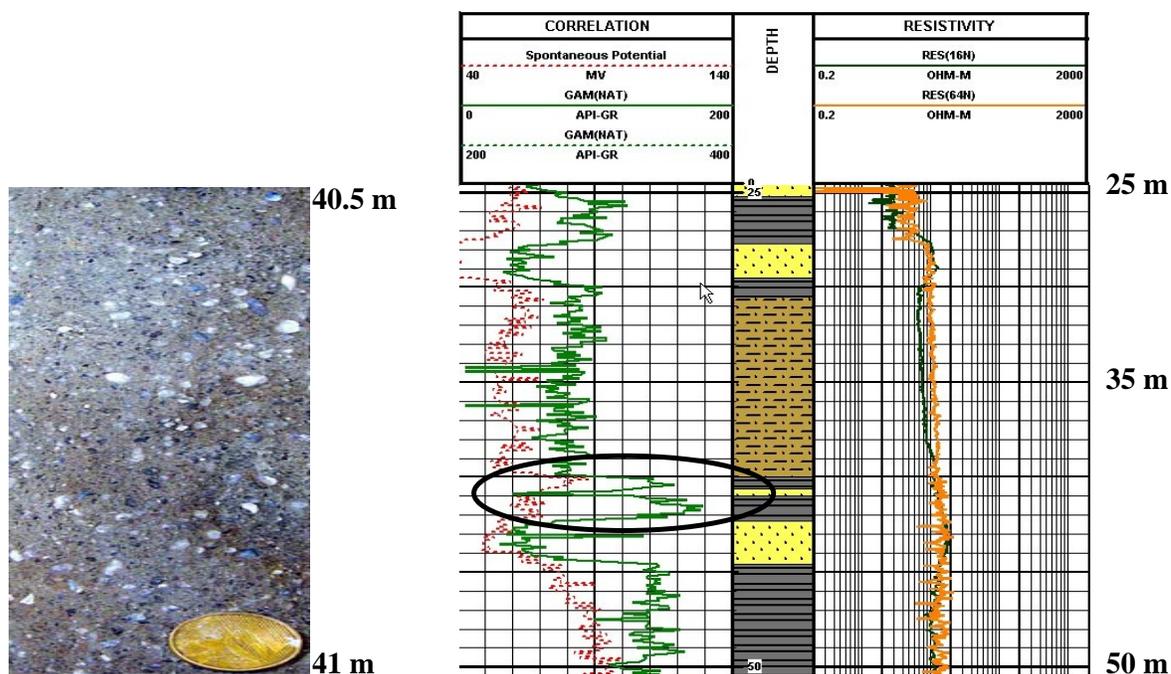


Figura 12 – (a) Testemunho - Arenito muito mal selecionado com grânulos ao longo das lâminas (b) – Perfil Elétrico circulado na mesma profundidade que o testemunho.

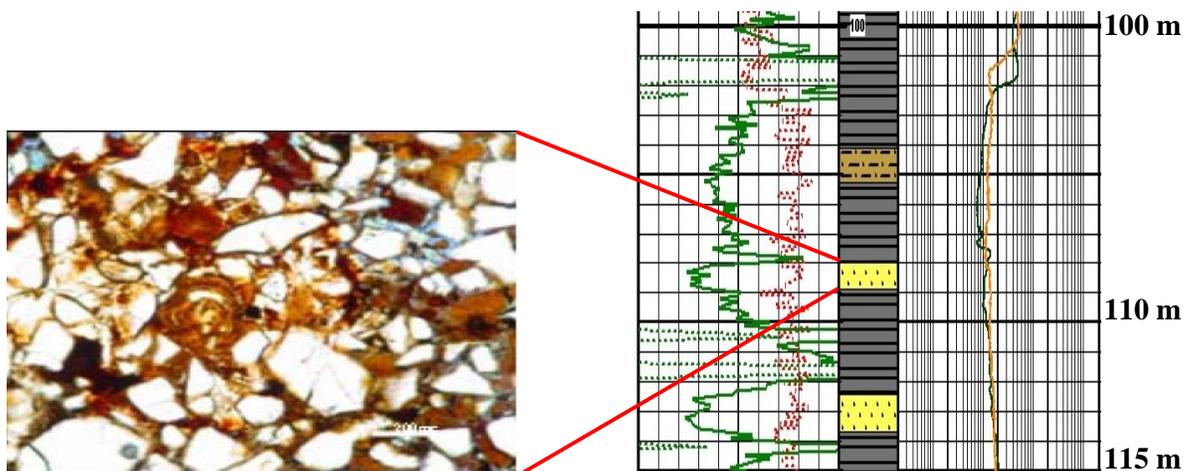


Figura 13 – Fotomicrografia (nicóis paralelos) de arenito a 107 m, exibindo a intensa presença de feldspato (microclina) com forma euédrica, o que explica o Raio Gama não ser tão limpo, tendo uma característica serrilhada.

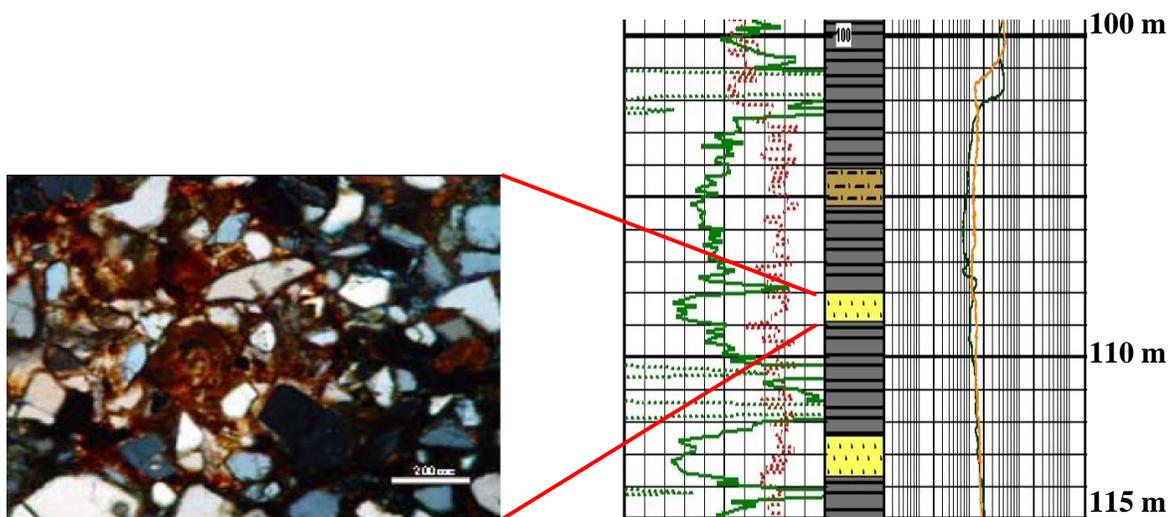


Figura 14 – Fotomicrografia (nicóis paralelos) de arenito a 107 m, exibindo a intensa presença de feldspato (microclina) com forma euédrica, o que explica o Raio Gama não ser tão limpo, tendo uma característica serrilhada.

4.2 Caracterização dos siltitos

As principais características dos siltitos em perfis elétricos em relação aos arenitos e folhelhos é que esse tipo de rocha apresenta valores intermediários de raios gama (entre 35 API e 80 API). Através das ferramentas de perfilagem, não é possível sua descrição, ficando a cargo da experiência do interprete em distinguir quando uma litologia deixa de ser uma areia e passa a ser silte.

Para essa interpretação, normalmente usamos como base: dados de outros poços para correlação, testemunhos, plugues e amostras de calhas. No perfil analisado, apesar de termos um testemunho recuperado do poço, o objetivo do trabalho não foi descrevê-lo e sim fazer uma outra abordagem através dos dados da perfilagem.

Para a determinação das camadas de silte, utilizei como critério, valores que com a minha experiência, não deveriam ser interpretados como arenitos, e sim uma rocha composicionalmente diferente. Pude perceber que tal diferença em relação aos demais tipos de litologias residia no fato de possuir um valor de raios gama ligeiramente maior que os arenitos (60 API) e inferior aos folhelhos (90 API).

Munido desse “intervalo” resolvi designar os intervalos que apresentavam essas características. Foi possível perceber que essa litologia interpretada como silte, era mais freqüente acima dos 40 metros de profundidade e mais raramente encontrada abaixo dos 100 metros.

4.3 Caracterização dos folhelhos

As principais características de folhelho em perfis elétricos são: aumento do valor de raios gama, diminuição dos valores de resistividade e modificação do padrão de apresentação dos perfis densidade e de nêutrons. Com base na teoria de avaliação de formação, os folhelhos do poço estudado, foram caracterizados através de valores altos de raios gama (95 API), valores baixos de resistividade (10).

Após a análise litológica do perfil elétrico, utilizando como critério o método descrito acima, o próximo passo é a interpretação quantitativa definindo-se uma linha base defronte aos folhelhos (LBF). Esta linha representa à média dos valores máximos dos folhelhos. No perfil analisado, a LBF é da ordem de 150 GAPI. Este valor é denominado GR Máximo e é o valor representativo dos folhelhos puros no perfil analisado. Esse valor é utilizado para calcularmos a argilosidade da rocha.

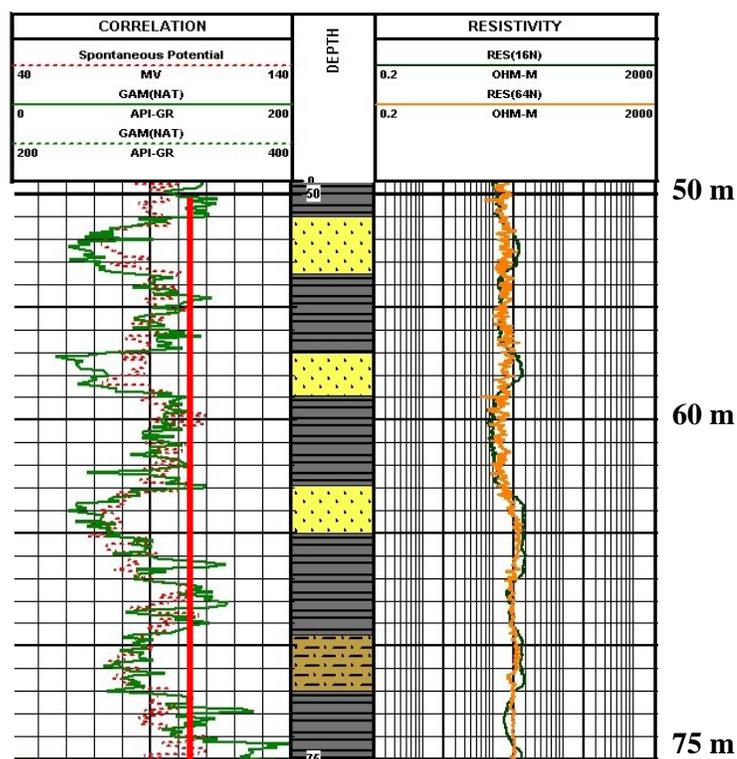


Figura 15 – Perfil composto com a linha base dos folhelhos demarcada. (linha vertical vermelha contínua).

A argilosidade (Vsh) altera o espaço poroso das rochas, diminuindo a sua permeabilidade absoluta influenciando no comportamento dos reservatórios. Uma classificação aceita universalmente em função do teor de argila propõe que folhelhos apresentem valores maiores que 35% de conteúdo de Vsh.

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

$$VSh_{110} = \frac{106.50 - 29}{150 - 29} = 0.64 \text{ ou } 64\%$$

Através do cálculo do valor da argilosidade no perfil de raios gama, foi possível recuperar um valor de 64%, o que descreve a rocha com um folhelho, provando quantitativamente a análise qualitativa realizada através do perfil elétrico. Utilizando o testemunho do poço, podemos aprimorar a descrição feita pelo perfil elétrico, caracterizando-a como um argilito.

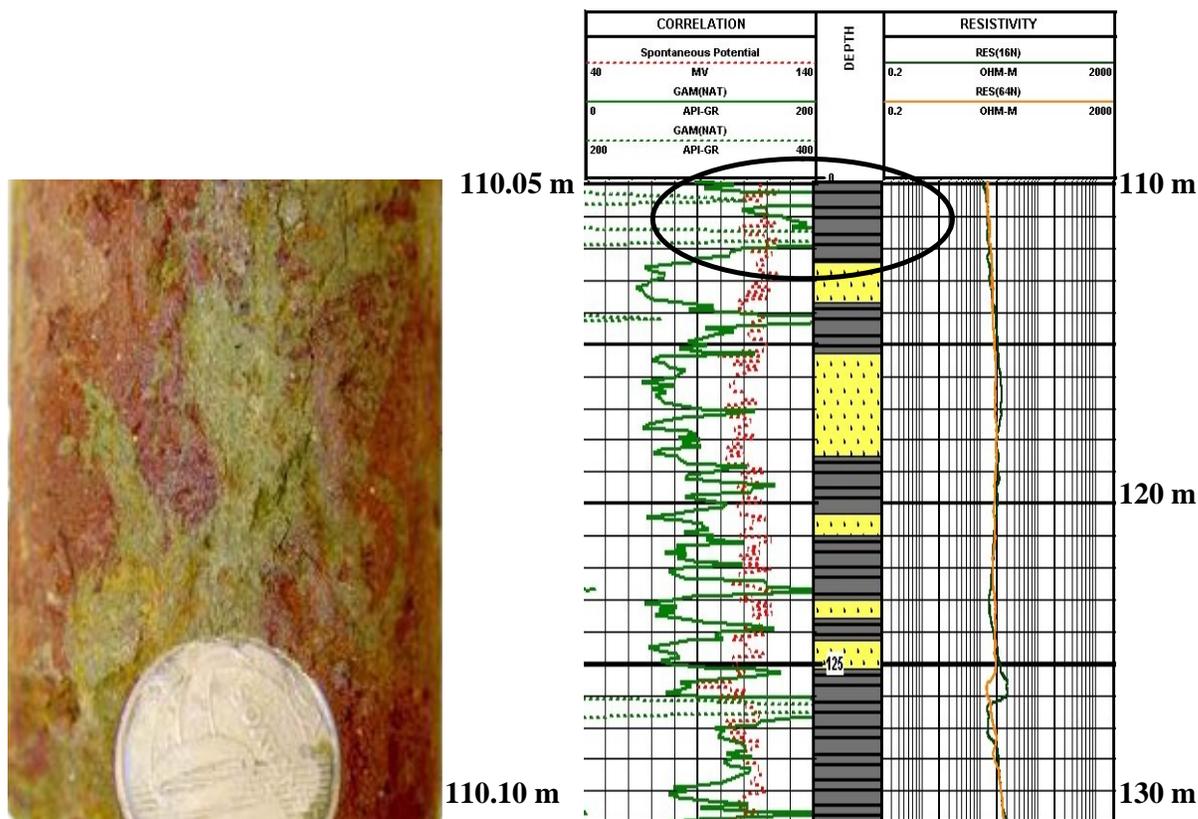


Figura 16 – (a) Testemunho - Argilito variegado ao longo das lâminas. (b) – Perfil Elétrico – circulado na mesma profundidade, comprovando a confiabilidade da interpretação com base nos perfil elétrico.

5 CONCLUSÕES

Através de análises quantitativas e qualitativas, foi possível perceber que a interpretação litológica com base em perfis elétricos, apresenta uma confiabilidade alta quando precisamos distinguir entre arenitos e folhelhos. Essas duas litologias representam os extremos das escalas de Raios Gama, e são facilmente detectáveis.

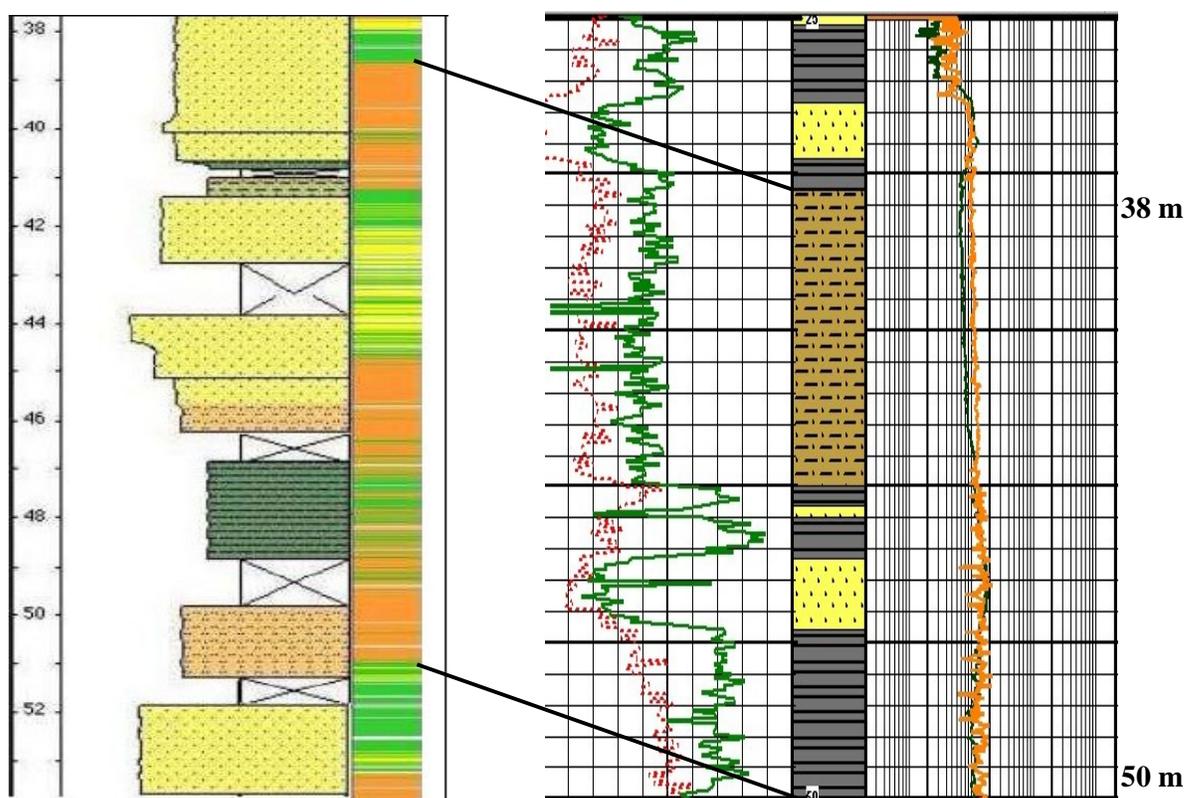


Figura 17 – Testemunho e perfil composto com os intervalos de topo e base marcados com linha contínua preta.

Através da comparação entre o testemunho e o perfil interpretado, os espaços antes não preenchidos devido a não recuperação, agora foram interpretados, e o perfil se encontra todo completo. Com relação a confiabilidade dos arenitos e folhelhos, foi possível verificar que eles tiveram a mesma interpretação das litologias descritas através do testemunho, o que dá confiabilidade ao método.

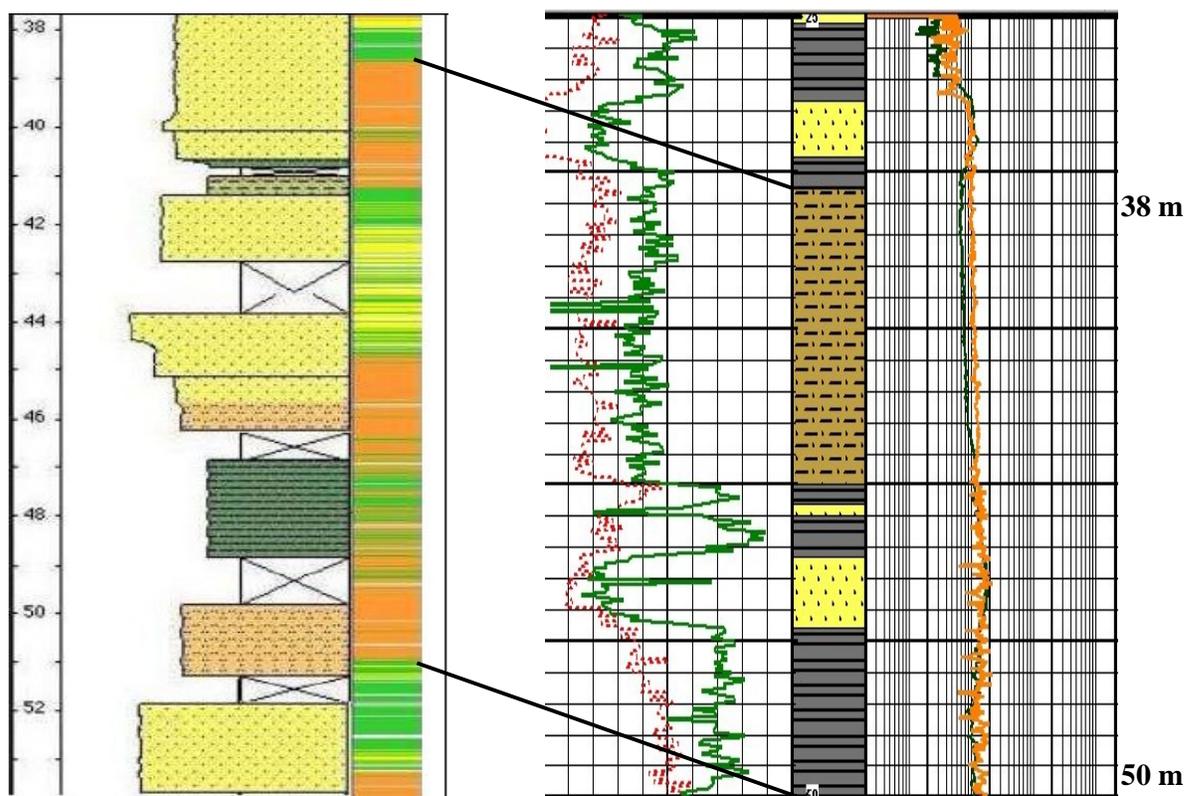


Figura 18 – Testemunho e perfil composto com os intervalos de topo e base marcados com linha contínua preta.

Usando o mesmo intervalo, podemos perceber uma litologia que não se encontrava nos extremos da escala de raios gama. Sua interpretação foi mais difícil, que as outras duas litologias. Ela foi designada de silte, pois apresentava valores medianos de raios gama e uma certa porosidade, quando visto o perfil de resistividade, concluindo assim que não poderia ser um folhelho, mas também não poderia ser um arenito devido aos altos valores de gama, portanto através da minha experiência como intérprete pude determinar que esta litologia corresponde a um silte, fato que é comprovado com o descrição do testemunho.

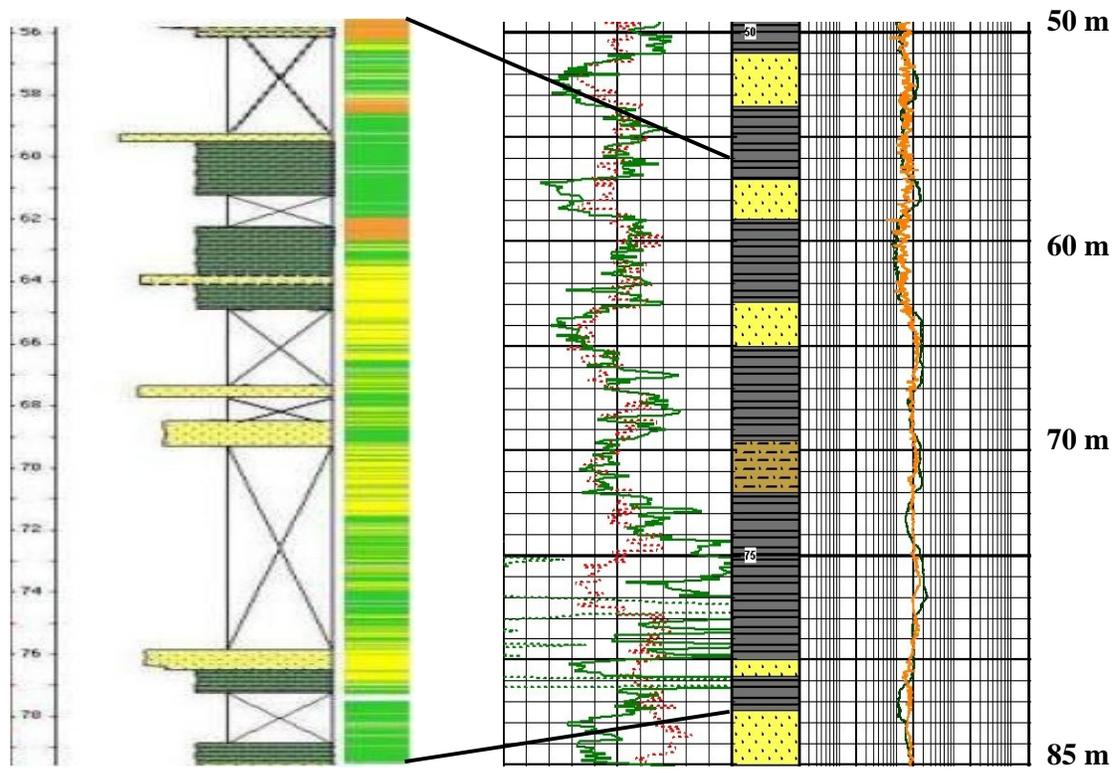


Figura 19 – Testemunho e perfil composto com os intervalos de topo e base marcados com linha contínua preta. Intervalo de 50 a 85 metros.

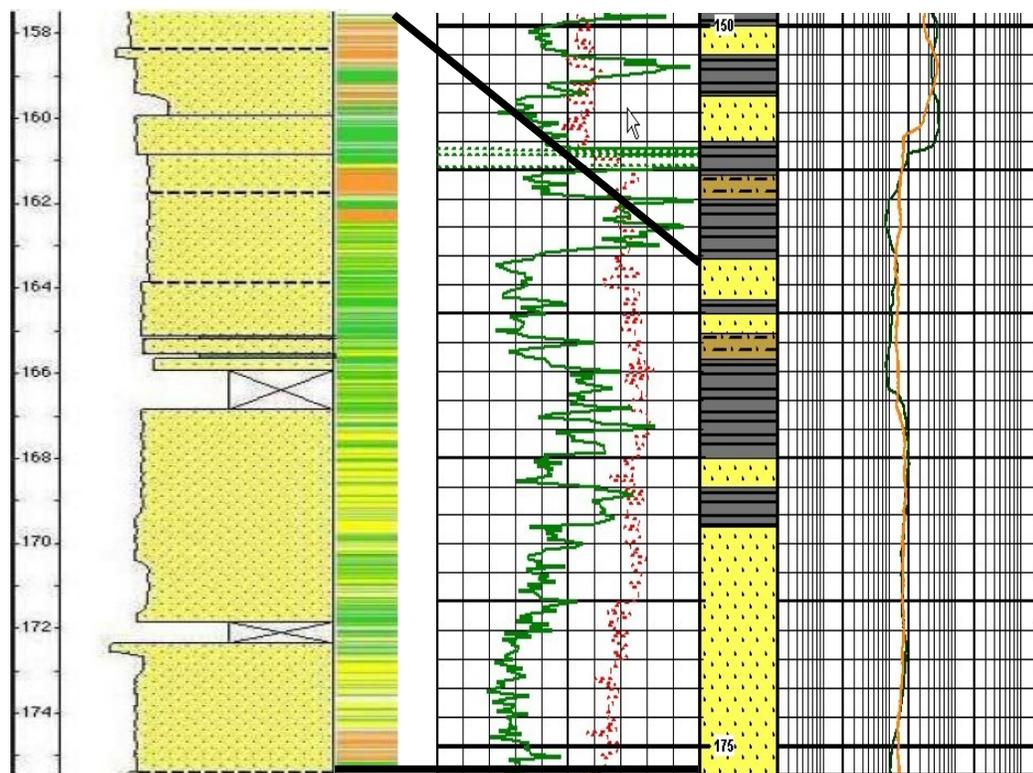


Figura 20 – Testemunho e perfil composto com os intervalos de topo e base marcados com linha contínua preta. Intervalo de 150 a 175 metros.

Como resultado final da análise, pode-se perceber uma grande coerência entre os perfis de potencial espontâneo, raios gama e resistividade. No intervalo entre 100 e 150 m foi possível visualizar quase que um espelho entre o testemunho e o perfil elétrico. Os valores de resistividade foram não variaram muito com a profundidade, fato que coloco como explicação que os sedimentos / rocha são inconsolidados, como podemos ver também na baixa profundidade em relação a outros perfis tomados em campo.

O que podemos concluir do método utilizado é que ele apresentou uma alta confiabilidade quando passamos por litologias “clássicas” e uma confiabilidade moderada quando passamos por litologias mais complexas para as ferramentas de raios gama (silte, pois a ferramenta de gama não diferencia silte, e sim folhelho de arenito).

Vale salientar que o custo x benefício de perfis elétricos torna o método indiscutivelmente uma excelente fonte para que um time de exploração comece a entender a formação que esta sendo estudada, pois a um valor muito inferior ao de recuperarmos um testemunho, além de termos todo o intervalo mapeado, sem lacunas (dependendo se a ferramenta não apresentou erros) o que aumenta ainda mais a sua aplicabilidade, pois como foi possível perceber nas figuras colocadas acima comparando os dois métodos, os valores encontrados pela descrição do testemunho estão muito próximos e em muitos casos idênticos a aqueles interpretados através do perfil elétrico, deixando apenas a desejar a granulometria seja dos arenitos (mais ou mais grosso) seja dos folhelhos (mais laminado ou mais argiloso), mas sendo uma ferramenta de excelente qualidade para caracterização litológica.

Referências bibliográficas

- Alves, E.C.; Gorini, M.A.; Rodrigues, P.C.H.; Silva, C.G. 1980. Estudo da sedimentação quaternária na região entre Rio Doce e Cabo Frio. *In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA*, 31, Camboriú, 1980. *Anais*, Camboriú, SBG, v.1, p.515-529.
- Bacoccoli, G. 1971. Os deltas marinhos holocênicos brasileiros. Uma tentativa de classificação. *Boletim Técnico da Petrobrás*, 14:5-38.
- Bastos, A.C. & Silva, C.G. 1996. Evidências de períodos erosivos cíclicos na planície de cristas de praia do rio Paraíba do Sul, RJ. *In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA*, 39, Salvador, 1996. *Anais*, Salvador, SBG, v.1, p.379-383.
- Della Piazza, H.. 1983. Discordância pré-Holocênica e sua importância no estudo de fundações da bacia de Campos - Brasil. *Boletim Técnico da Petrobrás*, 26:91-114.
- Dias, G.T.M.; Silva C.G.; Malschitzky, I.H.; Pirmez, C. 1984a. A planície deltaica do Rio Paraíba do Sul; seqüências sedimentares subsuperficiais. *In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA*, 33. Rio de Janeiro, 1984. *Anais... Resumos expandidos*, Rio de Janeiro, SBG, v4, p.1565 – 1576.
- Dias, G.T.M.; Silva, C.G.; Malschitzky, I.H.; Pirmez, C. 1984b. A frente deltaica do Rio Paraíba do Sul; fisiografia submarina e distribuição sedimentar. 1984a *In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA*, 33. Rio de Janeiro, 1984. *Anais... Resumos expandidos*, Rio de Janeiro, SBG, v1, p.83-84.
- Gonçalves, C.Z. 2005. *Proveniência e distribuição dos minerais pesados no complexo deltaico do rio Paraíba do Sul*. Programa de Pós-graduação em Geologia e Geofísica Marinha, Universidade Federal Fluminense, Dissertação de Mestrado, 113p.
- Gonçalves, C.Z. & Silva, C.G. 2005. *Proveniência e distribuição dos minerais pesados no complexo deltaico do rio Paraíba do Sul*. *In: SIMPOSIO DE GEOLOGIA DO SUDESTE*, 7, Niterói, 2005. *Resumos expandidos*, Niterói, SBG-RJ/ES. CD-ROM, 6p.
- Martin, L.; Suguio, K.; Flexor, J.-M.; Dominguez, J.M.L.; Azevedo, A.E.G. 1984a. 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.; Tessler, M.G.; Eichler, B.B. 1984b. Significado geológico das variações dos graus de arredondamento das areias holocênicas da planície costeira do Rio Paraíba do Sul, (RJ). *In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA*, 33, Rio de Janeiro. *Anais*, Rio de Janeiro, SBG, v.1, p.119-132.
- Martin, L.; Flexor, J.-M. 1984. Porque a planície costeira do rio Paraíba do Sul não pode ser denominada de “clássico delta dominado por ondas”. *In: SIMPÓSIO DE GEOLOGIA REGIONAL RJ-ES*, 1, Rio de Janeiro, 1987. *Anais*, Rio de Janeiro, SBG, p.70-84.

Martin, L.; Suguio, K.; Flexor, J.M. 1986. *As flutuações de nível do mar durante o quaternário superior e a evolução geológica de "Deltas" brasileiros*. São Paulo, Universidade de São Paulo, 186p. (Boletim IG-USP, Publicação Especial, n.15)

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.

Savage, K.M.; Cesero, P.; Potter, P.E. 1988. Mineralogic maturity of modern sand along a high-energy tropical coast: Baixada de Jacarepaguá, Rio de Janeiro, Brazil. *Journal of South American Earth-Sciences*, 1:317-328.

Silva, C.G. 1987. *Estudo da evolução geológica e geomorfologia da região da Lagoa Feia, RJ*. Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro. Dissertação de Mestrado, 160p.

Apêndice A – Perfil Composto

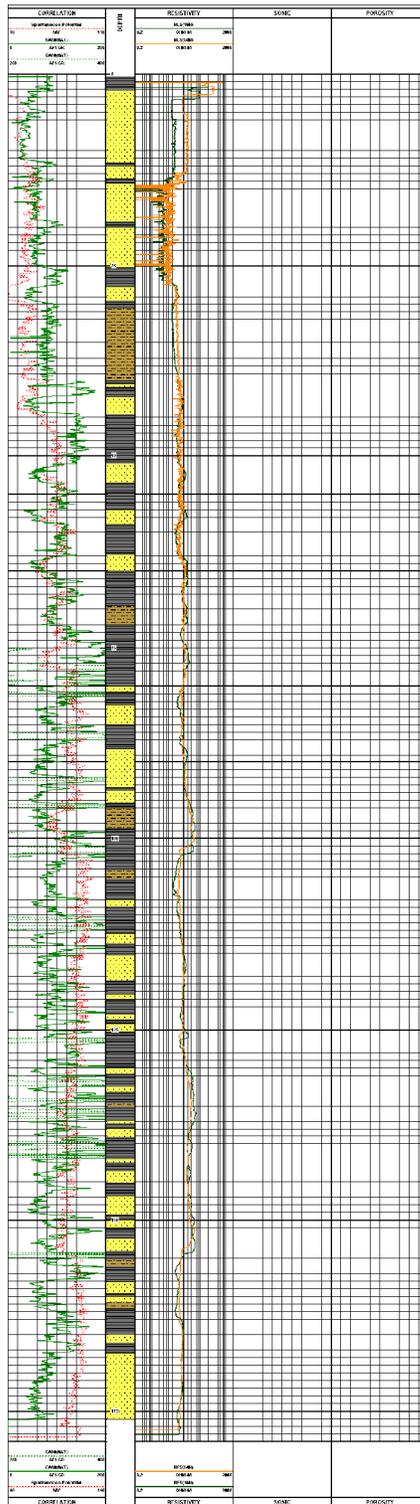


Figura 01 – Perfil Composto completo.

Apêndice B – Cálculo da Concentração Volumétrica de folhelho, Csh

A concentração volumétrica de argila/folhelho é definida como:

$$C_{sh} = V_{sh} = \frac{\text{volume de argila}}{\text{volume da rocha}}$$

$V_{sh} = C_{sh} = 1$ $\phi_t = \phi_{sh}$  (linha base do folhelho)

$V_{sh} = C_{sh} = 0$ $\phi_t = \phi_s$  (sem argila - areia limpa)

ϕ_s – Porosidade disponível ϕ_{sh} – Porosidade do folhelho

ϕ_t – Porosidade total

Na definição acima, o volume de folhelho inclui tanto o volume de sólidos associados com silte e argila quanto o volume poroso associado com seu componente de água irreduzível.

Em sistemas siliciclásticos, toda a porosidade disponível é interconectada por uma fase aquosa, mas somente uma fração dela está disponível para o deslocamento do fluido na presença dos gradientes de pressão. Tipicamente, ϕ_s será a porosidade disponível para o deslocamento fluido. Ao executar medidas de laboratório para porosidade baseadas em testemunhos, é importante compreender os princípios físicos das medidas, para avaliar se a porosidade medida do testemunho inclui a porosidade da areia limpa ou a porosidade do folhelho, ou se apresenta os dois. As discrepâncias entre valores calculados da porosidade e da porosidade do testemunho podem gerar dúvidas, quando os dois valores não são consistentes com a definição empregada nos cálculos executados com a perfilagem.

As determinações da concentração volumétrica de argila/folhelho somente podem ser executadas no testemunho com métodos infravermelhos de espectroscopia ou então de perfis com a análise mineral especializada baseada em espectroscopia de captura de nêutron. Procedimentos indiretos para calcular a concentração volumétrica são baseados nos valores

normalizados de raio gama, tipicamente chamados de “índice de folhelho.” A maioria dos livros de perfilagem, descreve a concentração volumétrica de folhelho como o “volume de folhelho” que não é um nome apropriado, segundo Verdín (2008). Ele sugere o uso de Csh ao invés de Vsh , para caracterizar a concentração volumétrica de folhelho, pois este é medido em unidades cúbicas de comprimento, não podendo ser adimensional.

O procedimento para o cálculo indireto da concentração volumétrica de folhelho a partir de perfis é a seguinte:

Primeiro computar o índice de folhelho Ish usando o neutrão ou perfil de raio gama:

- O mínimo de raio de gama ou do neutrão corresponde a uma areia limpa (livre de argila), portanto $Ish = 0$.
- O máximo de raio de gama ou do neutrão corresponde a um folhelho puro, portanto $Ish = 1$.
- Então compute Csh como uma função de Ish usando uma das seguintes fórmulas:
- Linear: $Csh = Ish$. Este cálculo é preciso para os casos de sistemas de folhelhos puros areias laminadas.
- Larionov I: $Csh = 0.083 (2^{3.7.Ish} - 1)$ para sedimentos clásticos terciários.
- Larionov II: $Csh = 0.33 (2^{2.Ish} - 1)$ Mesozóico e rochas antigas.
- Clavier: $Csh = 1.7 - \sqrt{3.38 - (Ish + 0.7)^2}$
- Stieber:

⇒ Fórmula principal para Mioceno do sul da Louisiana e Plioceno:

$$Csh = \frac{Ish}{3-2.Ish}$$

$$\Rightarrow \text{Variação 1: } Csh = \frac{Ish}{2-Ish}$$

$$\Rightarrow \text{Variação 2: } Csh = \frac{Ish}{4-3.Ish}$$

- Histograma cumulativo da função densidade (CDF)

Compare as medidas do testemunho usando um gráfico $C_{sh,core}$ x $C_{sh,log}$. Se os pontos não tiverem correlação, então modifique para γ_{min} , γ_{max} , ou a relação usada entre I_{sh} e C_{sh} .

- Se $C_{sh} = 1$, então $\phi_t = \phi_{sh}$.
- Se $C_{sh} = 0$, então $\phi_t = \phi_s$.
- A construção de um diagrama Thomas Stieber (ϕ e x C_{sh}) fornece uma avaliação do tipo de distribuição da argila em unidades de areia, e conseqüentemente os valores de cutt-off que deveram ser impostos para calcular as reservas de hidrocarbonetos.

Diagrama Thomas-Stieber

O diagrama de Thomas-Stieber é usado para diagnosticar a presença de argila/folhelho, laminar, dispersada, estrutural em rochas que tiverem origem em sistemas deposicionais siliciclásticos. É baseado em princípios simples que governam a mistura das proporções volumétricas de argila/folhelho e de areia para determinar os valores efetivos da concentração volumétrica de folhelho e da porosidade total. Um diagrama de Thomas-Stieber pode ser construído tanto com medidas de testemunho quanto com perfis calculados.

Os primeiros elementos conceituais do diagrama de Thomas-Stieber compreendem os casos limites de “folhelho puro” e “areia pura”. Estes componentes de limitação são associados com seus respectivos valores da porosidade total (porosidade da areia limpa e porosidade do folhelho respectivamente). Quando traçados em um gráfico de concentração volumétrica de folhelho C_{sh} x porosidade total (ϕ_t), os dois pontos que correspondem aos dois membros da extremidade descrevem dois do vértice de um triângulo preliminar. Neste caso, os ϕ_s e ϕ_{sh} são as porosidades da areia pura e do folhelho puro, respectivamente.

Os sistemas de folhelhos laminados consistem em alternações de camadas de areia pura e folhelho puro. Estes sistemas são tipicamente associados com rochas siliciclásticas não consolidadas e relativamente novas, que se submeteram a uma quantidade menor de diagênese após sedimentação e soterramento. A concentração volumétrica de folhelho em sistemas laminados é igual a concentração volumétrica de folhelhos laminados na mistura., Csh-lam. Conforme, a porosidade total correspondente da mistura é dada por:

$$\phi t = \text{Csh-lam} \cdot \phi \text{ sh} + (1 - \text{Csh-lam}) \cdot \phi \text{ s.}$$

A linha reta que conecta os **pivot points** (vértice) do triângulo preliminar define o **locus** de todas as (Csh, ϕt) possíveis variações da mistura.

Considere agora o caso de argila/folhelho dispersados. Em tal sistema, a argila/folhelho dispersada é disseminada no poro diferentemente de uma areia de areia pura; a argila/folhelho não ocupa o espaço da rocha tomada por grãos e tipicamente $\text{Csh} < \phi \text{ s}$. Esta é uma das muitas distribuições de argila/folhelho nos poros de rochas siliciclásticas, principalmente naquelas rochas que sofreram diagênese e cimentação. As argilas podem ser alocadas nos poros, tanto cercando grãos existentes (por exemplo, clorita) como “construindo ponte” entre grãos (por exemplo, illita e caulinita). As argilas podem se transformar de um tipo a outro dependendo da profundidade de soterramento (pressão da formação) e temperatura. Por causa disto, as argilas presentes em sistemas dispersos pode originar tanto processos exogênicos (mistura de grãos puros com argila durante sedimentação) quanto autigênicos (depois da sedimentação). Em todos os casos, recomenda-se estudar lâminas e imagens adquiridas com microscópios eletrônicos de varredura (MEV) para determinar o tipo de argila e sua distribuição espacial no poro em relação aos grãos. A determinação do tipo de argila pode fornecer informação valiosa sobre os processos diagenéticos sofridos pela rocha

após a sedimentação, e indiretamente fornecer informação sobre a produtividade dos fluidos dos poros.

Os sistemas dispersos de argila/folhelho raramente exibem baixos valores de concentração volumétrica da argila/folhelho. A areia mais pura possível nestes sistemas, raramente é mais pura que a areia pura em um sistema laminado. Do mesmo modo, comparado aos sistemas laminados, a porosidade da argila/folhelho em sistemas dispersados tende a ser muito mais baixo, por causa da precipitação da solução e sedimentação.

No caso de sistemas laminares de argila/folhelho, fazem parte da rocha tanto componentes sólidos quanto fluidos. Conforme, o relacionamento entre a porosidade da argila dispersada/sistemas e sua concentração volumétrica de argila/folhelho define uma linha (Csh, ϕ_t) no espaço do gráfico de Thomas-Stieber, e são dados por:

$$\phi_t = \phi_s - C_{sh} \cdot (1 - \phi_{sh}).$$

Baseado na definição da concentração volumétrica do folhelho, no caso limite de $C_{sh} = 1$ é óbvio que ϕ_s é nulo então $\phi_t = \phi_{sh}$. De outro lado, para o caso de $C_{sh} = 1$ a fórmula acima nos dá $\phi_t = \phi_s$.

No caso da argila/folhelho estruturais, todos os grãos foram transformados em argila através de processos autigênicos e devido à prolongada exposição da rocha a diagênese, à precipitação química, e/ou a condições extremas de temperatura e pressão. No caso de argila/folhelho estruturais é a mais rara entre os três sistemas. Do mesmo modo, que a porosidade do folhelho em sistemas estruturais é geralmente muito maior que a porosidade do folhelho associada com sistemas laminados ou dispersos. Porque a argila/folhelho é agora um componente exclusivo da porção sólida da rocha, o relacionamento entre a porosidade da argila/sistemas dispersos e de sua concentração volumétrica de argila/folhelho define uma linha (Csh, ϕ_t) no espaço no gráfico de Thomas-Stieber, e é dado por:

$$\phi_t = \phi_s + C_{sh} \cdot \phi_{sh}.$$

Novamente, baseado na definição da concentração volumétrica do folhelho, no caso limite de $C_{sh} = 1$ é óbvio que ϕ_s é nulo então $\phi_t = \phi_{sh}$. De outro lado, para o caso de $C_{sh} = 1$ a fórmula acima nos dá $\phi_t = \phi_s$.

As três linhas de segmentos descritos pelas equações acima define o vértice e os lados do triângulo de Thomas-Stieber. Este triângulo serve como um guia para diagnosticar variações da concentração de argila/folhelho que são combinações lineares das três modalidades básicas da concentração da argila/folhelho. Os sistemas complexos de argila/folhelho descreverão **loci** (C_{sh} , ϕ_t) no espaço dentro dos limites do triângulo. Seu comportamento específico indicará a posição e a influência da argila/folhelho em medidas de perfilagem e, finalmente, na estática e na dinâmica das propriedades petrofísicas das rochas consideradas no diagrama.

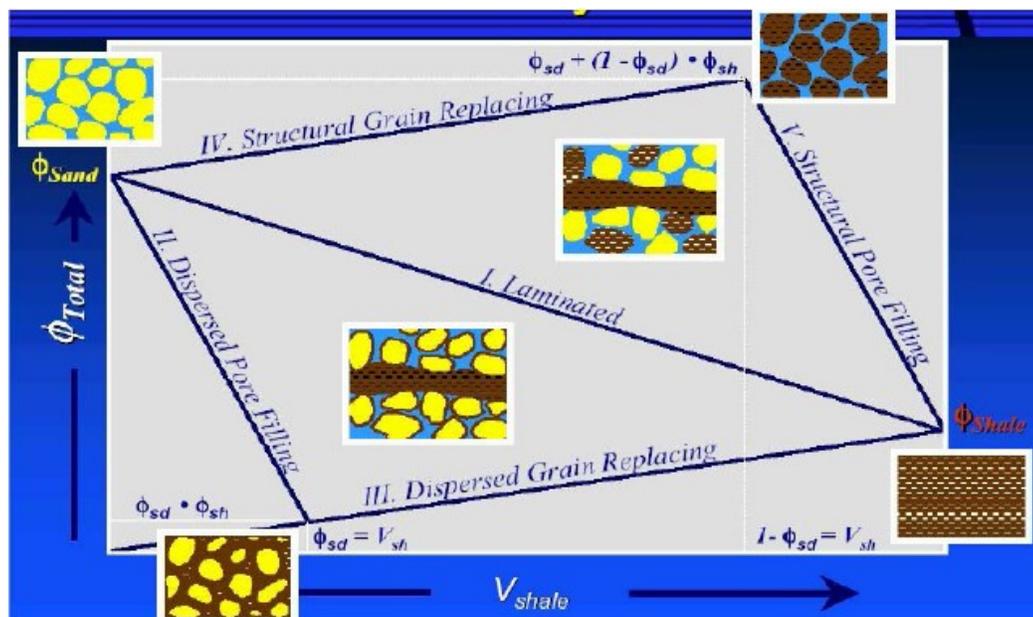


Figura 01 – Diagrama de Thomas Stieber. (Modificado de Baker Atlas, 2002).

É sugerido que o diagrama de Thomas-Stieber seja construído o mais cedo possível para a interpretação do ciclo. Um diagrama deve ser construído separadamente para cada formação a fim de se determinar possíveis **trends** locais. Sempre que possível estes **trends** devem ser correlacionados com a sua origem sedimentar e, portanto diagenese. Tal correlação

fornecerá diretrizes valiosas para compreender as propriedades da produção de fluido de unidades porosas e permeáveis.

Alternativamente, os diagramas de Thomas-Stieber podem ser construídos com valores de raio gama em vez dos valores de concentração volumétrica de argila/folhelho.

Procedimentos para interpretação de rochas sedimentares siliciclásticas

Para avaliar o tipo, a distribuição, e a concentração volumétrica de argila/folhelho em rochas sedimentares siliciclásticas, os seguintes procedimentos são recomendados quando estudamos medidas de perfilagens de diferentes campos de hidrocarbonetos:

- a) Verificar se os perfis de raio gama respondem verdadeiramente ao conteúdo de argila/folhelho.
- b) Avalie se os perfis de raio gama estão corrigidos para efeitos ambientais. Isto pode ser feito construindo um histograma de valores de perfis de raio gama para cada um dos poços e determinando o grau de compatibilidade (sobreposição) entre eles. Se os perfis não exibem histogramas compatíveis (ranges, modes, means, standard deviations, etc.) então será necessário “balancear” todos os registros antes de efetuar uma análise.
- c) Divida os perfis em segmentos de profundidade, que correspondem ao topo e base de formações, descritas pelo geólogo local. Esta segmentação permitirá aprofundar a análise e a interpretação do perfil nos vários poços que compartilham das mesmas condições de sedimentação, diagênese, e alteração da argila.
- d) Construa um histograma de perfil de raio gama dentro de uma formação e compare-o entre os vários poços. Esta comparação do histograma permitirá que o intérprete avalie a presença das populações distintas de areia e argila/folhelho (duas modalidades no histograma), assim como a presença de variações transitórias entre as duas populações. O

grau de mistura entre as duas populações deve ser associado com o ambiente sedimentar considerado, a posição espacial dos poços dentro daquela ambiente sedimentar, e o grau de diagênese e alteração da argila.

- e) Calcule o índice de folhelho, I_{sh} baseado no mínimo global e em valores máximos de perfis de raio gama adquiridos nos vários poços e através da mesma formação. Verifique a consistência entre I_{sh} e os valores de C_{sh} medidos em testemunhos (se disponível).
- f) Calcule a porosidade total e construa o diagrama de Thomas-Stieber. Avalie os tipos de distribuição da argila incluídos na formação da rocha e diferencie as diferentes profundidades no poço que exibem laminar, dispersado, e/ou na distribuição estrutural da argila/folhelho. Verifique esta avaliação com estudos geológicos sobre a origem sedimentar e diagênese.
- g) Avalie o tipo ou os tipos de argila dentro de cada distribuição da argila/folhelho diagnosticada no item anterior. Complemente a análise com a inspeção da lâmina e fotografias de MEV.
- h) Determine os **pivoting points** (vértice) do diagrama de Thomas-Stieber com as propriedades da areia pura e folhelho puro.
- i) Especialize os cálculos petrofísicos baseados na distribuição específica de argila/folhelho. Para sistemas laminares de folhelho/areia, considere os efeitos das medidas de anisotropia sempre que aplicável.

Apêndice C – Densidade

Consiste numa ferramenta capaz de detectar os raios gama defletidos pelo elétrons orbitais dos elementos componentes das rochas, após terem sido emitidos por uma fonte

colimada situada dentro do poço. Suas principais aplicações são: o cálculo da densidade das formações, auxílio no cálculo da porosidade, identificação da zonas de gás e apoio para o cálculo do sismograma sintético.

Quando uma formação (rocha) é bombardeada por raio gama (emissor da ferramenta) poderá ocorrer três tipos de reações totalmente diferentes:

1. Produção de pares
2. Efeito Compton
3. Efeito foto elétrico

Produção de Pares

A produção de pares ocorre somente quando fótons de energia igual ou superior a 1,02 MeV passam próximos a núcleos de elevado número atômico. Nesse caso, a radiação X interage com o núcleo e desaparece, dando origem a um par elétron-pósitron com energia cinética em diferente proporção. O pósitron e o elétron perderão sua energia cinética pela ionização (a remoção completa de um ou mais elétrons de valência) e excitação (é quando os elétrons são elevados a níveis de energia mais altos), ocorrendo a aniquilação de ambos, originando radiação gama. A criação de pares ocorre para altas energias e para elementos de grande número atômico. É proporcional à Z^2 .

$$\gamma = e^{-} + e^{+}$$

Aonde temos que e^{-} é o elétron, o e^{+} o pósitron e o γ é definido com radiações eletromagnéticas que acompanham transições nucleares.

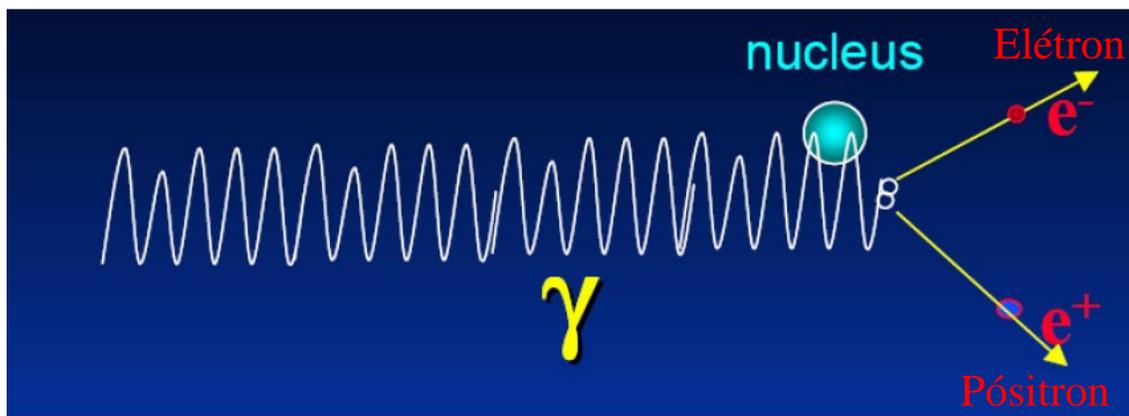


Figura 01 – Produção de Pares. (Modificado de Baker Hughes INTEQ, 2004).

Efeito Compton

Quando a energia da Radiação X aumenta o espalhamento Compton torna-se mais freqüente que o efeito fotoelétrico. O efeito Compton é a interação de um fóton de raio X ou de raio gama, quando ele interage com um elétron orbital (matéria) onde parte da energia do raio X incidente é transferida como energia cinética para o elétron e o restante é cedida para o fóton espalhado (ganha energia porém diminui o comprimento de onda), levando-se em consideração também a energia de ligação do elétron. O fóton espalhado terá uma energia menor e uma direção diferente da incidente. Espalhamento Inverso de Compton também existe, onde o fóton ganha energia (diminuindo o comprimento de onda) pela interação com a matéria. O comprimento de onda aumentado no total é denominado variação de Compton

O efeito é importante porque ele demonstra que a luz não pode ser explicada meramente como um fenômeno ondulatório. O espalhamento de Thomson, a clássica teoria de partículas carregadas espalhadas por uma onda eletromagnética, não pode explicar alguma variação no comprimento de onda. A luz deve agir como se ela consistisse de partículas como condição para explicar o espalhamento de Compton. O experimento de Compton convenceu

físicos que a luz pode agir como uma corrente de partículas cuja energia é proporcional à frequência.

A interação entre a alta energia dos fótons e elétrons resulta no elétron recebendo parte da energia (fazendo-o recuar), e um fóton contendo a energia restante sendo emitida numa direção diferente da original, sempre conservando o momentum total do sistema. Se o fóton ainda possui bastante energia, o processo pode ser repetido..

O espalhamento de Compton ocorre em todos os materiais e predominantemente com fótons de média-energia (entre 0.5 e 3.5 MeV). Ele é também observado com fótons de alta-energia; fótons de luz visível ou de frequências mais altas, por exemplo, possuem energia suficiente para expelir os elétrons saltados do átomo ([efeito Fotoelétrico](#)).

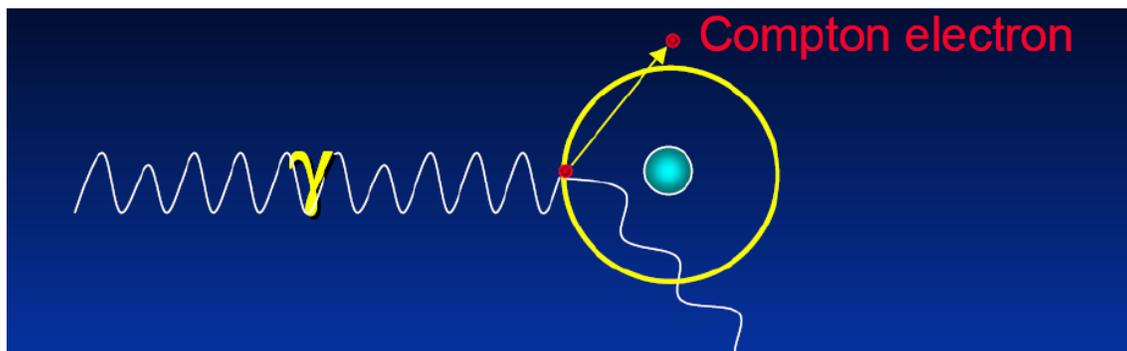


Figura 02 – Efeito Compton. . (Modificado de Baker Hughes INTEQ, 2004).

$$\eta e = N \cdot \frac{Z}{A} \rho$$

$$\rho e = 2 \cdot \frac{Z}{A} \rho$$

N = Número de Avogrado ($6,026 \times 10^{23}$)
 Z = Número atômico
 A = Massa atômica ρ
 ρ = densidade
 Para o uso da petrofísica podemos definir então como a densidade do elétron

Efeito Foto Elétrico

É a emissão de elétrons por um material, geralmente metálico, quando exposto a uma radiação eletromagnética (como a luz) de frequência suficientemente alta, que depende do material. Ele pode ser observado quando a luz incide numa placa de metal, literalmente arrancando elétrons da placa.

Os elétrons que giram à volta do núcleo são aí mantidos por forças de atração. Se a estes for fornecida energia suficiente, eles abandonarão as suas órbitas. O efeito fotoelétrico implica que, normalmente sobre metais, se faça incidir um feixe de radiação com energia superior à energia de remoção dos elétrons do metal, provocando a sua saída das órbitas: sem energia cinética (se a energia da radiação for igual à energia de remoção) ou com energia cinética, se a energia da radiação exceder a energia de remoção do elétrons.



Figura 03 – Efeito foto-elétrico. . (Modificado de Baker Hughes INTEQ, 2004).

Analisando o efeito fotoelétrico quantitativamente usando o método de Einstein, as seguintes equações equivalentes são usadas:

Energia do fóton = Energia necessária para remover um elétron + Energia cinética do elétron emitido. Algebricamente:

$$hf = \phi + E_{c_{\max}}, \text{ onde :}$$

- h é a constante de Planck,

- f é a frequência do foton incidente,
- $\phi = hf_0$, é a função trabalho, ou energia mínima exigida para remover um elétron de sua ligação atômica,
- $E_{c_{\max}} = \frac{1}{2}mv_m^2$ é a energia cinética máxima dos elétrons expelidos,
- f_0 é a frequência mínima para o efeito fotoelétrico ocorrer,
- m é a massa de repouso do elétron expelido, e
- v_m é a velocidade dos elétrons expelidos.

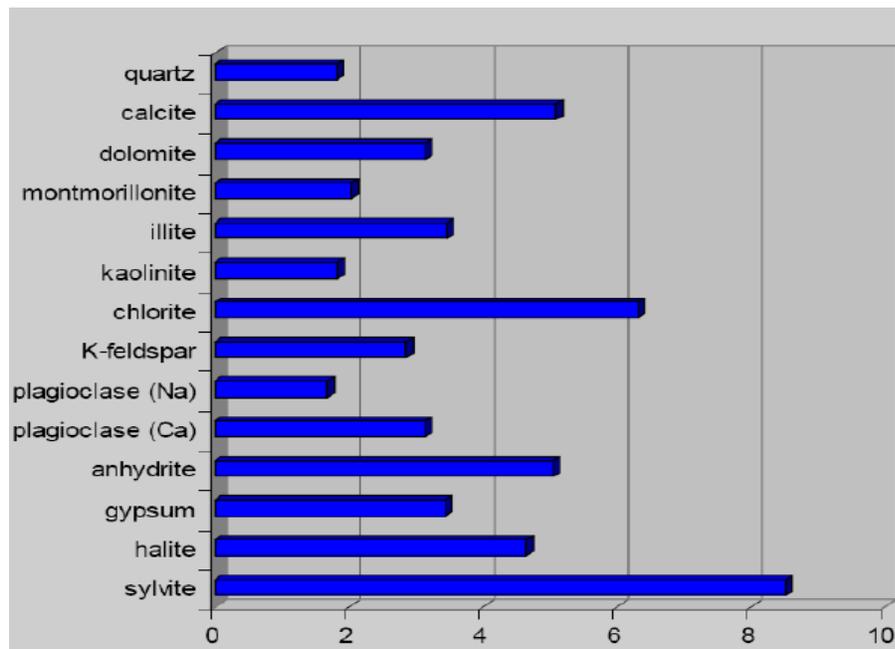


Figura 04 – Efeito fotoelétrico (Pe) dos minerais. (Modificado de Baker Hughes INTEQ, 2004).

Substance	ρ (g/cm ³)	ρ_e (g/cm ³)	Z/A	Pe (b/e)
quartz	2.654	2.650	0.499	1.806
calcite	2.710	2.708	0.500	5.084
dolomite	2.870	2.864	0.499	3.142
halite	2.165	2.074	0.479	4.65
gypsum	2.320	2.372	0.511	3.420
anhydrite	2.97	2.96	0.499	5.05
kaolinite	2.44	2.44	0.50	1.83
illite	2.64	2.63	0.499	3.45
barite	4.48	4.09	0.446	266.8
water (fresh)	1.000	1.110	0.555	0.358
oil	0.850	0.948	0.558	0.125

Figura 05 – Tabela com valores de densidade, densidade do elétron, razão Z/A e índice Pe. (Modificado de Baker Hughes INTEQ, 2004).

Para uma definição mais precisa sobre densidade, precisamos primeiro definir massa volumétrica, que consiste na propriedade da matéria correspondente à [massa](#) contida por unidade de [volume](#), ou seja, a proporção existente entre a massa de um [corpo](#) e seu volume. Desta forma pode-se dizer que a massa volumétrica mede o grau de concentração de massa em determinado volume.

Densidade é a relação entre a massa volumétrica da matéria em causa e a massa volumétrica da matéria de referência (a [água](#) é geralmente tomada como referência). É uma grandeza adimensional, devido ao quociente. Quando se diz que um corpo tem uma densidade de 5, quer dizer que tem uma massa volumétrica 5 vezes superior à da água (no caso dos sólidos e líquidos).



$$V_e = \frac{4}{3} \pi \cdot r^3$$

$$V_e = 1.083 \times 10^{21} \text{ m}^3$$

$$\text{Densidade} = \frac{\text{massa}}{\text{volume}}$$

$$\text{Densidade} = 5520$$

$$\text{kg} \cdot \text{m}^3$$

Figura 06 – Planeta Terra.

O que controla a densidade nos diversos tipos de minerais são: composição química, estrutura cristalina e ligações químicas (espaço interatômico), podemos citar como exemplo a forsterita e a fayalita .



$$\text{Densidade} = 4,393 \text{ g/cm}^3$$



Mesma estrutura cristalina, diferente composição química.

Figura 07 - Fayalita



$$\text{Densidade} = 3,213 \text{ g/cm}^3$$



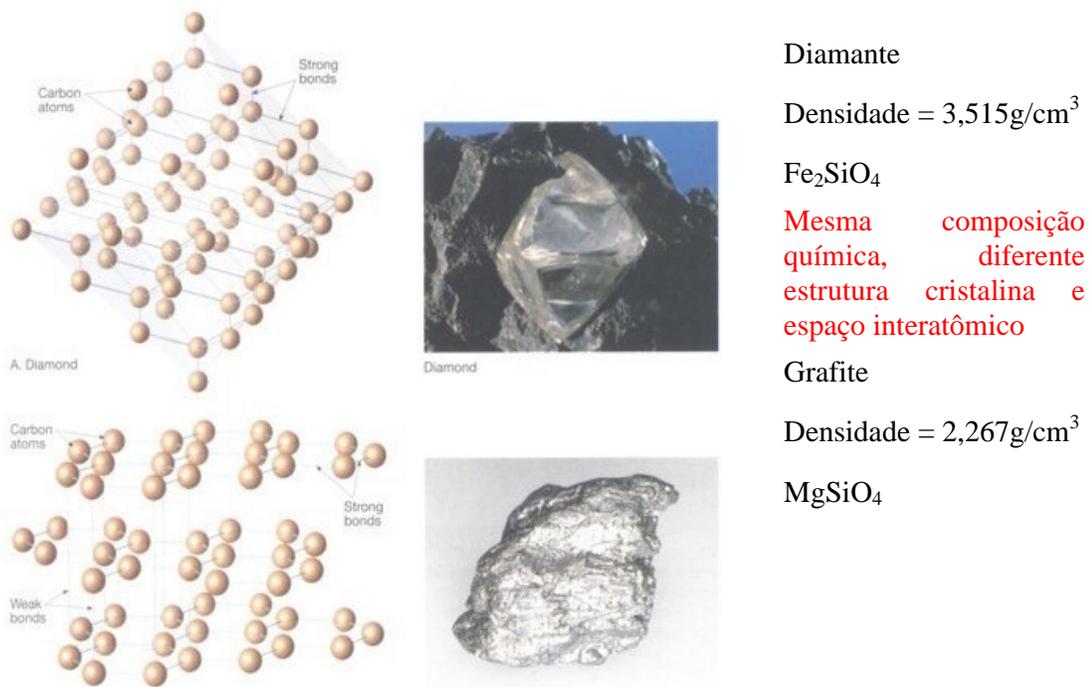


Figura 09 – Diamante e grafite

Em termos gerais o que controla a densidade da rocha é a composição mineralógica, a porosidade e a composição dos fluidos. Portanto a densidade diminui com o aumento da porosidade, enquanto a densidade dos poros da rocha aumenta com o aumento da saturação de água (quando comparado a uma rocha seca). Segue abaixo uma figura ilustrando as diversas densidades dos constituintes da rocha.

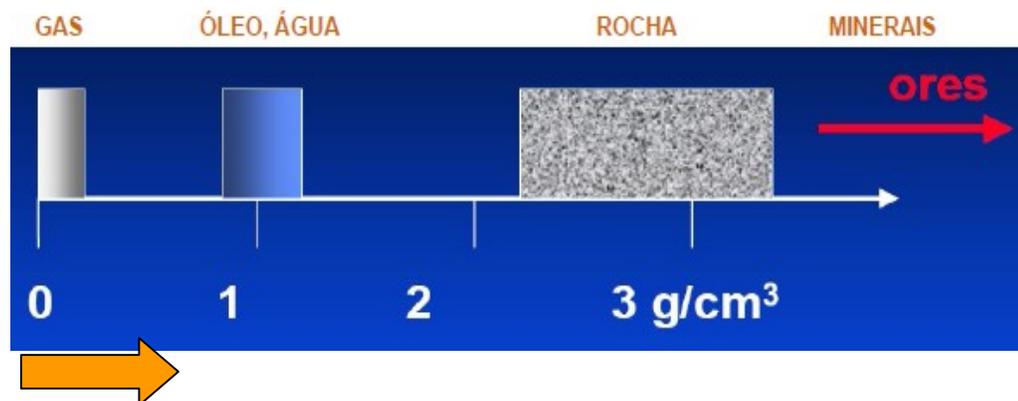


Figura 10 – Densidade dos constituintes da rocha

Rock constituent	density in g/cm ³
Quartz	2.65
Orthoclase	2.57
Muscovite	2.83
Biotite	2.90
Hornblende	3.08
Pyroxene	3.36
Calcite	2.71
Dolomite	2.87
Anhydrite	2.96
Halite	2.16
Illite	2.66
Montmorillonite	2.61
Chlorite	2.80
Fresh water	1.00
Salt water 200,000 ppm	1.15
Oil	0.85
Natural gas	0.0008 (increases with pressure)
Air (dry)	0.0012 (increases with pressure)

Figura 11 – Densidade dos constituintes das rocha

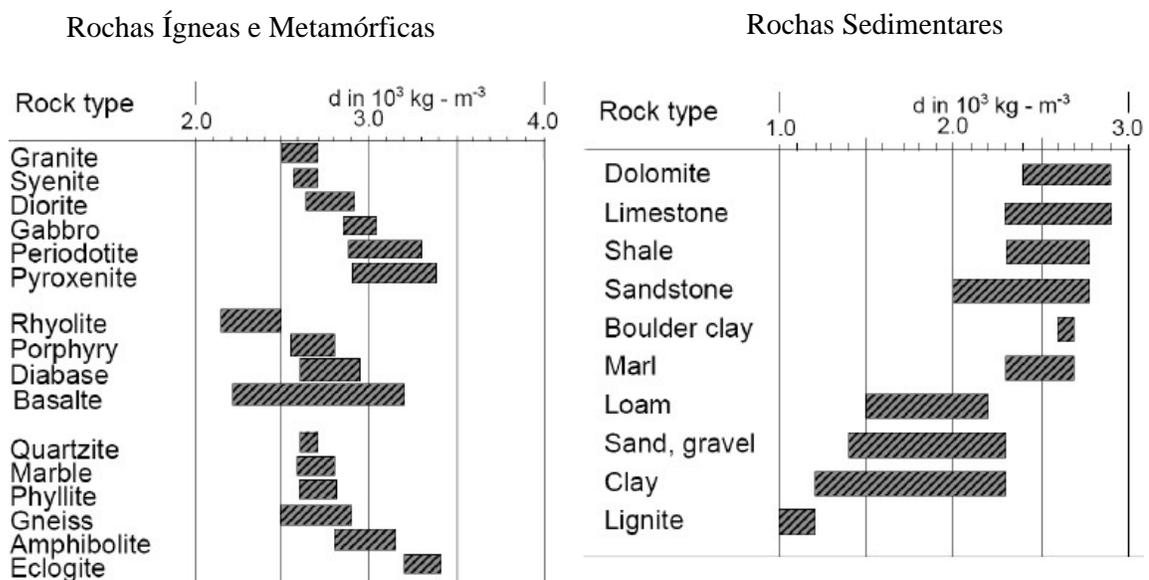


Figura 12 – Densidade das Rochas Magmáticas, Metamórficas e Sedimentares

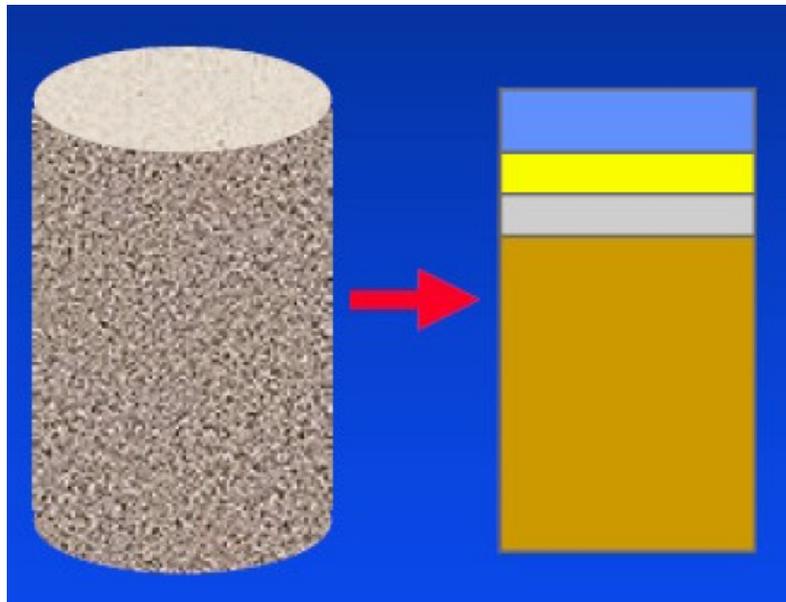


Figura 13 – Relação entre densidade, porosidade e saturação.

$$\sigma_{rocha} = (1 - \phi) \cdot \sigma_{matriz} + \phi \cdot \rho_{poro}$$

$$\sigma_{rocha} = (1 - \phi) \cdot \sigma_{matriz} + \phi \cdot (S_{\acute{a}gua} \cdot \rho_{\acute{a}gua} + S_{\acute{o}leo} \cdot \rho_{\acute{o}leo} + S_{g\acute{a}s} \cdot \rho_{g\acute{a}s})$$

Onde

$$S_{\acute{a}gua} + S_{\acute{o}leo} + S_{g\acute{a}s} = 1$$

Toda ferramenta de densidade até hoje mede a intensidade do Raio Gama que existe da fonte até a formação. Quanto maior o número de colisões entre os fótons e os elétrons, menor é a intensidade registrada no detector.

Como o número de colisões é proporcional ao número de elétrons, então quanto maior o número de elétrons, maior a densidade eletrônica destes e menor a intensidade dos Raios Gama detectados.

As medidas de densidade do poço são adquiridas com uma fonte radioativa, Cs^{137} , que emite um “bombardeamento” de raios gama em uma faixa de energia em torno de 0.66 MeV. Os raios gama são “colimados” em direção a formação, de encontro a um par de cintiladores de NaI (ou fotomultiplicadores) que funciona como detectores e são separados por uma

distância fixa de pelo menos um pé da fonte. A fonte e os detectores são montados em um pátim rígido que vai junto à parede do poço por meio de um braço mecânico (que também é usado para medir o calibre). Os cintiladores de NaI contam o número de raios gama por unidade de tempo que os atingem (taxa da contagem do raio gama), após serem liberados pela fonte radioativa de Cs^{137} . Na hora da detecção nos fotomultiplicadores, a taxa da contagem de raios gama é inferior a aquela liberada pela fonte, e sua energia é muito menor do que a energia inicial de 0.66 Mev. Essa taxa é usada para quantificar a densidade do mineral e o fator fotoelétrico (PEF). Outra característica importante da fonte radioativa, é que sua meia-vida é de aproximadamente 30 anos, o que torna possível assegurar um fluxo “estável” de raios gama durante longos períodos de tempo em operações de perfilagem.

Os detectores são rotulados como SS (Short Spare) e LS (Long Spare) dependendo da distância da fonte radioativa. A taxa de contagem dos raios gama medidos pelos detectores depende da capacidade de absorção de cada rocha. Para o caso específico de uma fonte radioativa de Cs^{137} , os raios gama interagem com os elétrons segundo a dispersão de Compton e a absorção fotoelétrica (a produção de par é insignificante por causa da energia relativamente baixa dos raios gama emitido pela fonte). Cada interação dos raios gama com uma “nuvem” de elétrons pela difusão de Compton resulta em uma perda diferencial de energia carregada pelos raios gama. A redução na taxa da contagem é devido à absorção de alguns dos raios gama original emitidos pela fonte Cs^{137} quando estão submetidos à interação fotoelétrica.

Os raios gama detectados pela ferramenta de densidade carregam energias tanto da dispersão de Compton quanto das faixas de energia fotoelétricas. A taxa de contagem dos raios gama na energia de difusão de Compton é usada para calcular a densidade do elétron, quando a taxa da contagem do raio gama na escala fotoelétrica da energia for usada para calcular o fator fotoelétrico (PEF, medido em unidades de barns/elétron, ou b/e). A energia de

absorção de Compton depende do número de elétrons por unidade de volume (densidade de elétron, ρ_e) dos átomos impactantes, visto que a absorção fotoelétrica depende unicamente do número de elétrons (número atômico, Z). A densidade eletrônica relaciona-se com a densidade da formação através da equação:

$$\eta_e = N \cdot \frac{Z}{A} \cdot \rho \quad e \quad \rho_e = 2 \cdot \frac{Z}{A} \cdot \rho$$

N = número de Avogadro ($6,026 \times 10^{23}$)
 Z = número atômico
 A = massa atômica ρ
 ρ = densidade

A densidade do elétron está relacionada ao número de elétron por molécula: $\sum Z$.

A densidade da rocha está relacionada a massa atômica da molécula: $\sum M$.

Para quase todos os minerais essa relação funciona e é praticamente constante:

$$\frac{\sum Z}{\sum M} \approx \frac{1}{2} \text{ . Na prática definimos a densidade do elétron como: } \rho_e = 2 \cdot \frac{Z}{A} \cdot \rho$$

$$\rho = \rho_e \left(2 \cdot \frac{\sum Z}{\sum M} \right) \text{ para } \frac{\sum Z}{\sum M} \approx 0,5 \text{ Então } \rho = \rho_e$$

Com exceção do hidrogênio, a maioria dos elementos químicos apresenta relação $Z/A = 0,5$.

Para ferramentas calibradas para (limestone) carbonatos saturados com água doce, a densidade aparente lida é:

$$\rho_a = 1,07 \rho_e - 0,1883$$

Em arenitos, calcários e dolomitos saturados de líquidos a ρ_a é praticamente igual a ρ_b .

Para formações de com gás é necessário fazer correções.

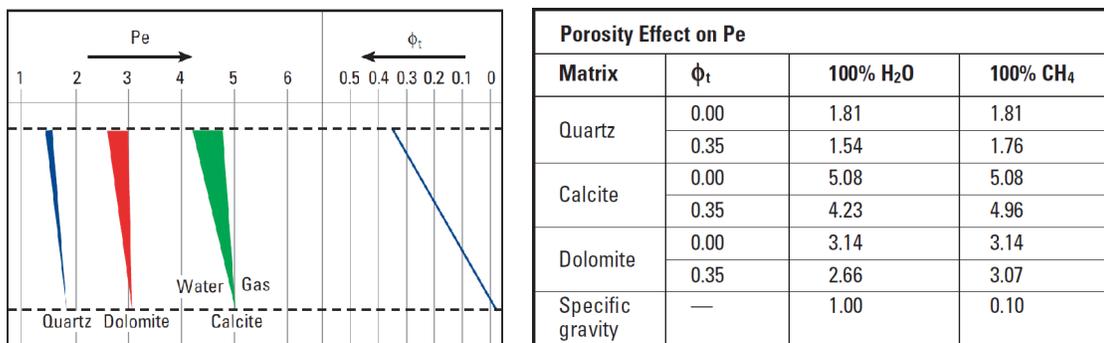


Figura 14 – Efeito da porosidade na cross-section do fator fotoelétrico.

Mesmo que o cálculo da densidade do elétron e PEF sejam possíveis com um único detector, a confiabilidade e a acurácia de tal sistema de aquisição são frequentemente piores na presença de reboco de lama, barita na lama e rugosidade do poço. Um sistema de duplo-detector é preferido por compensar os efeitos do reboco da lama e rugosidade do poço na aquisição da contagem dos raios gama. Em tal sistema, o valor da densidade do elétron é calculado a partir de dois contadores individuais de raios gama SS e LS calibrado via “spine”. O valor de PEF é calculado unicamente para contagem do raio gama medido no detector SS. A compensação pela presença de reboco de lama é efetuada com o gráfico de “spine-and-rib” que compensa a densidade, o ρ relatado pela companhia de perfilagem, e o tamanho da compensação da densidade, $\Delta\rho$.

A taxa da contagem segue uma lei exponencial dada por

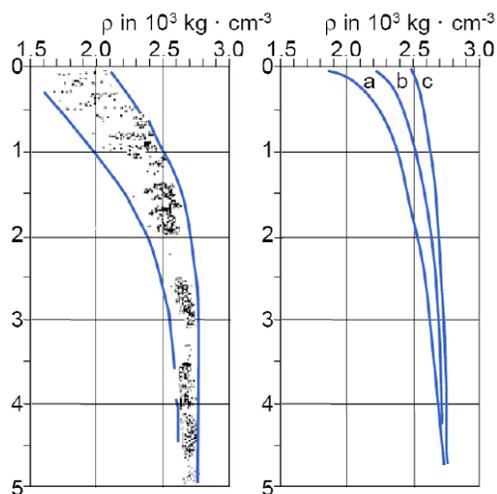
$$N_{\gamma} = N_{\gamma 0} \cdot \exp [- a (v) \cdot L],$$

Onde N_{γ} é a contagem de raios gama por unidade de tempo, $N_{\gamma 0}$ é a contagem do raio gama por unidade de tempo que emana da fonte radioativa, L é a distância efetiva da fonte radioativa ao sensor, e a é a constante que depende da capacidade de absorção do raio gama na média, e é referido como a energia de cross-section que indica a dependência desta função na energia, v . A energia de cross-section é uma função específica para a média direta com que o raio gama emitido viaja completamente e eventualmente possam ser absorvido.

Especificamente, a energia de absorção da média é uma função do número de elétrons por unidade de volume (dispersão de Compton) e o número de elétrons (absorção fotoelétrica).

A probabilidade de ter raios de $N\gamma$ alcançando o detector durante um período de tempo, Δt , segue uma distribuição de Poisson onde o desvio padrão da distribuição seja determinado por $N\gamma$. Esta distribuição das probabilidades coloca a mais importante restrição na velocidade da ferramenta que se move no poço enquanto está adquirindo as medidas. Quanto mais elevada à densidade da média, menor a contagem de raios gama detectados pelos sensores, e mais lenta a deverá ser a velocidade da ferramenta para assegurar uma medida de confiança.

As taxas de contagem de raios gama, que são medidos pelos sensores, são transformadas em valores de densidade de elétron, ρ_e (relativo ao a (v)), que por sua vez é usado para computar a densidade bulk. Similarmente, a taxa da contagem de raio gama com energias na escala fotoelétrica (medida com o detector SS) é usada para calcular o PEF.



- Esquerda – Areia e Siltitos
- Direita:
 - a: Rochas do Quaternário
 - b: Rochas do Cretáceo – Jurássico
 - c: Permiano

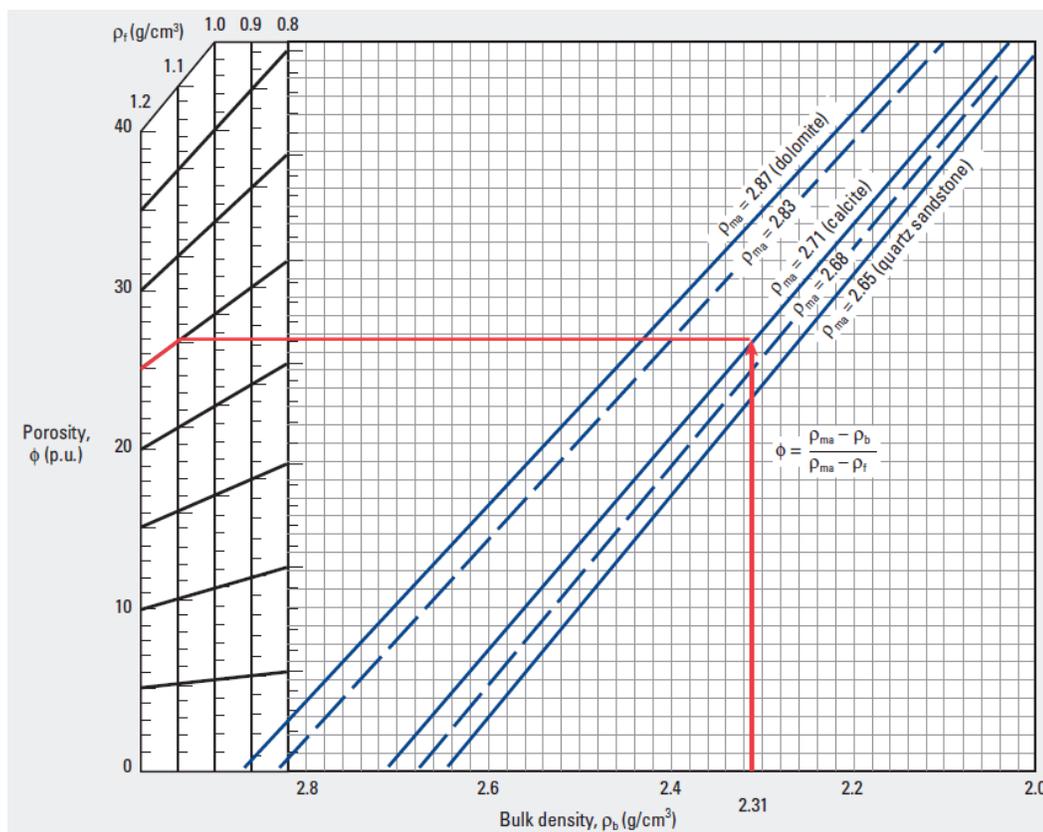


Figura 15 – Determinação da porosidade – poço aberto. (Modificado Schlumberger, 2009)

Correções Ambientais aplicadas aos perfis de densidade

As correções ambientais de perfis de densidade são necessárias devido à presença de reboco de lama. Essas correções são executadas em tempo real com o uso dos gráficos de correção “spine and rib” (os novos sistemas de correção são baseados nos procedimentos de avaliação inversos que confiam em gráficos de medição). As correções específicas são:

- Espessura do reboco de lama,
- Peso do reboco de lama (densidade), e,
- Temperatura.

As companhias de perfilagem relatam à medida corrigida da densidade e o tamanho e sinal da correção, ambos em unidades de gm/cm^3 ou kg/m^3 . Quando um perfil é efetuado,

conhecido por $\Delta\rho$, traçado ao lado do perfil de densidade. É importante inspecionar o perfil de $\Delta\rho$ antes de executar cálculos de porosidade com o perfil de densidade.

Exposição e interpretação de perfis de densidade

A interpretação de medidas de densidade é baseada no estudo do calibre, $\Delta\rho$, densidade, e dos perfis PEF. Perfis de densidade adquiridos com uma ferramenta de pátim, é imperativo que a forma do poço seja suficientemente constante. Rápidas variações no calibre tornarão o perfil de densidade inútil e não confiável. Além disso, é obrigatória a atenção ao valor específico de $\Delta\rho$ relatado pela companhia de perfilagem para avaliar o tamanho da correção aplicada à medida de densidade relatada e ao efeito correspondente na porosidade calculada.

Para uma aquisição de perfis de densidade, exige-se que a velocidade de perfilagem seja adequada para a escala de valores previstos da porosidade. Rochas de baixa-porosidade exibem valores relativamente grandes de densidade. Para este tipo de rochas, a taxa da contagem de raios gama tenderá a ser relativamente baixa. Assim, taxas aceitáveis de sinal-ruído para medidas de densidade confiáveis e exatas, exigirão uma relativa baixa velocidade de perfilagem.

As medidas de PEF tornam-se incertas na presença de barita na lama. Entretanto, quando a barita não está presente na lama de perfuração, perfis de PEF são extremamente úteis para diagnosticar o tipo de componentes sólidos na rocha. O diagnóstico de componentes sólidos na rocha é feito combinando com o perfil de densidade usando guias de resposta, ou “spines” para quartzo puro, calcita, e litologias dolomíticas de porosidade preenchida por água.

Podemos calcular a porosidade a partir da Densidade através da fórmula abaixo:

$\rho_b = \text{densidade total}$

$\rho_f = \text{densidade do fluido no poro}$

$\rho_{ma} = \text{densidade da matriz}$

$F = \text{porosidade (a partir da densidade)}$

$$\rho_b = \phi \rho_f + (1 - \phi) \rho_{ma}$$

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

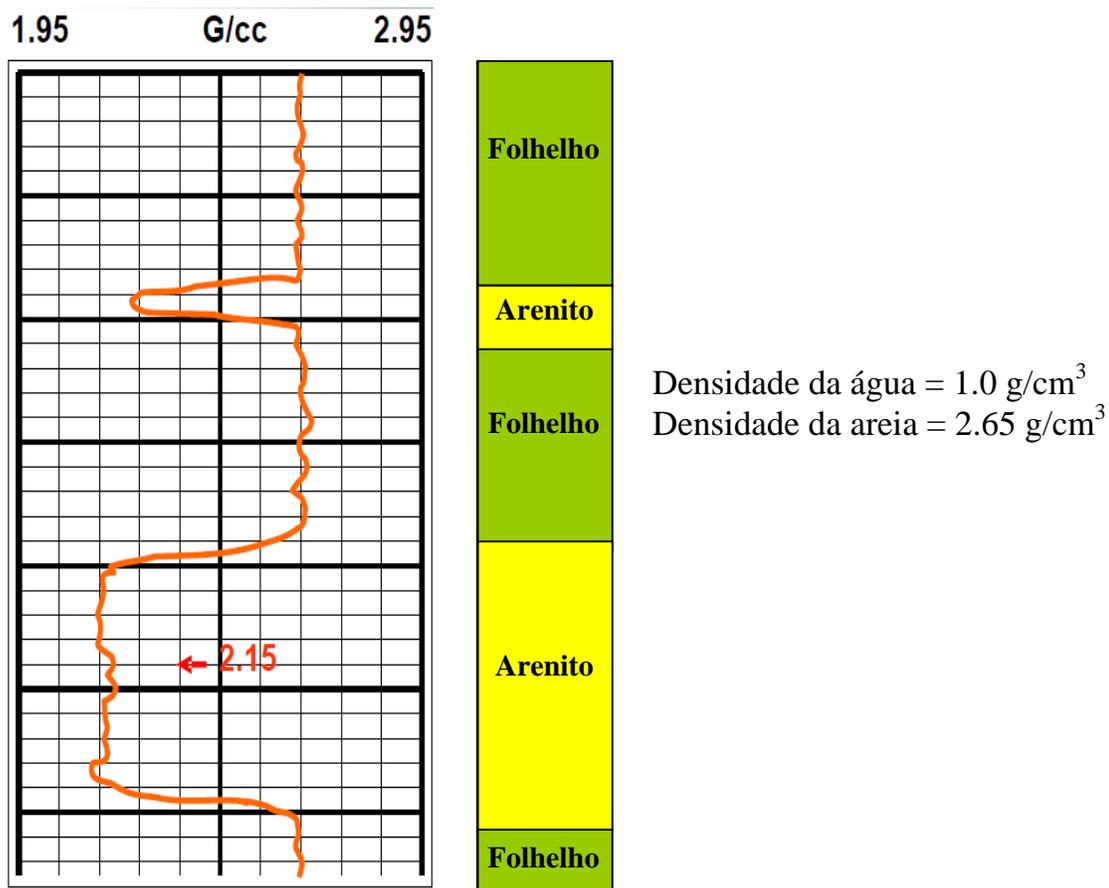


Figura 16 –Perfil de densidade. (Modificado de Baker Hugues INTEQ, 2006).

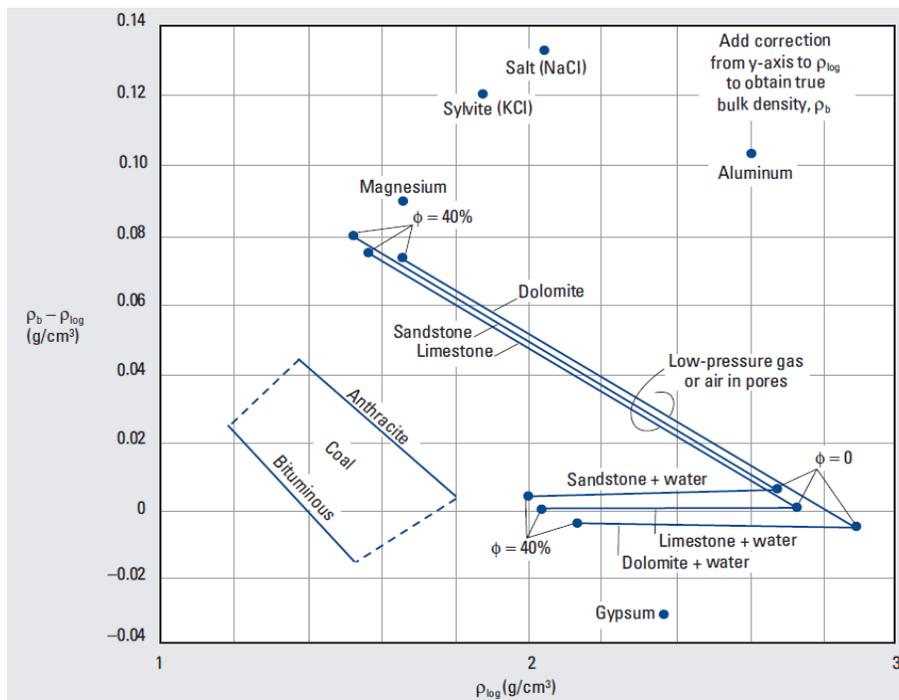


Figura 17 – Gráfico de densidade aparente pela densidade verdadeira do mineral. (Schlumberger – Log Interpretation Charts – 2009).

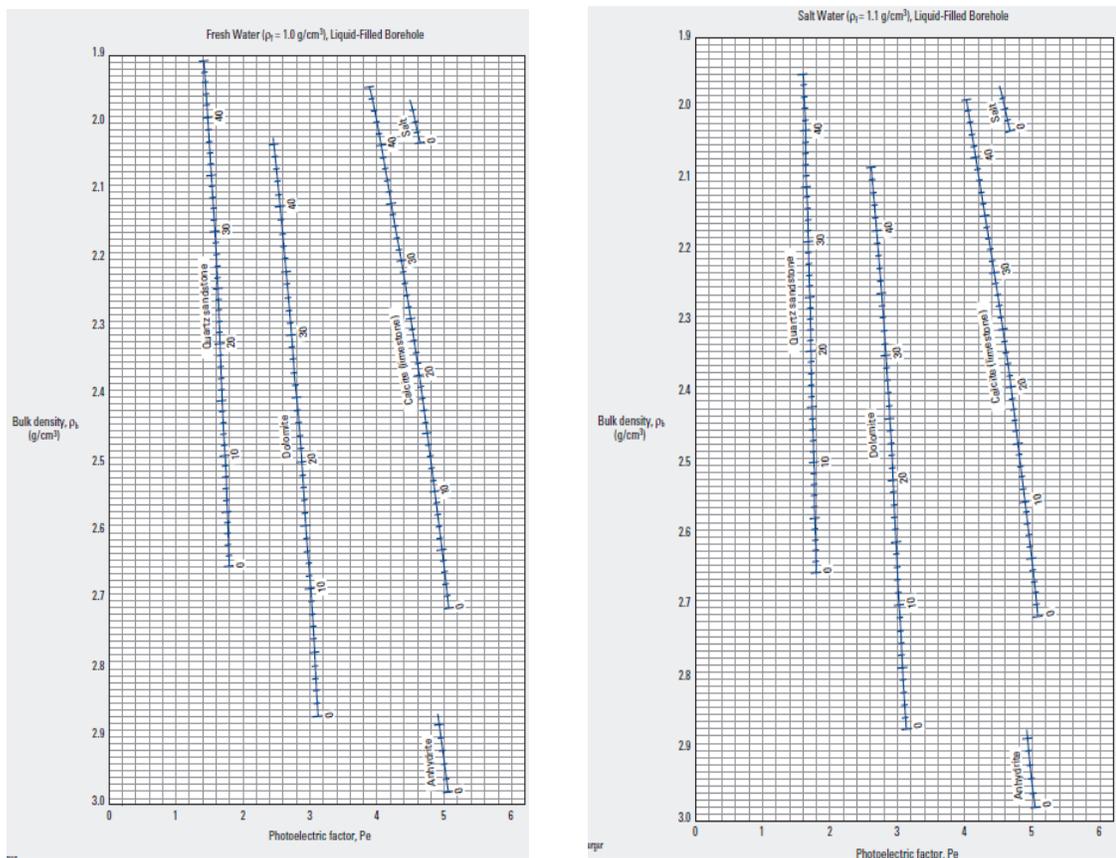


Figura 18 – Gráfico Pe x Densidade em água doce e salgada. (Schlumberger – Log Interpretation Charts – 2009)