



Universidade do Estado do Rio de Janeiro

Centro de Tecnologia e Ciências

Faculdade de Geologia

Katharine Sandler Klein

**Análise petrofísica da área nordeste do campo de Peregrino, Bacia de
Campos - Brasil**

Rio de Janeiro

2016

Katharine Sandler Klein

Análise petrofísica da área nordeste do campo de Peregrino, Bacia de Campos - Brasil

Dissertação apresentada, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre, ao Programa de Pós-Graduação em Geociências, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Área de concentração: Análise de Bacias.

Orientador: Prof. Dr. Sergio Bergamaschi

Rio de Janeiro

2016

CATALOGAÇÃO NA FONTE
UERJ / REDE SIRIUS / BIBLIOTECA CTC/C

K641 Klein, Katharine Sandler.
Análise petrofísica da área nordeste do campo de Peregrino, Bacia de Campos – RJ. / Katharine Sandler Klein. – 2016.
88 f. : il.

Orientador: Sergio Bergamashi.
Dissertação (Mestrado) – Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Faculdade de Geologia.

1. Petrofísica – Campos, Bacia de (RJ) – Teses. 2. Facies (Geologia) – Campos, Bacia de (RJ) – Teses. 3. Geologia Estrutural – Campos, Bacia de (RJ) – Cretáceo – Teses. 4. Sedimentação e depósitos – Campos, Bacia de (RJ) – Cretáceo – Teses. 5. Geoquímica – Campos, Bacia de (RJ) – Cretáceo – Teses. I. Bergamaschi, Sergio. II. Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Faculdade de Geologia. III. Título.

CDU 552.12(815.3)

Bibliotecária responsável: Fernanda Logo / CRB-7: 5265

Autorizo, apenas para fins acadêmicos e científicos, a reprodução total ou parcial desta dissertação, desde que citada a fonte.

Assinatura

Data

Katharine Sandler Klein

Análise petrofísica da área nordeste do campo de Peregrino, Bacia de Campos - Brasil

Dissertação apresentada, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre, ao Programa de Pós-Graduação em Geociências, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Área de concentração: Análise de Bacias.

Aprovada em 14 de Abril de 2016.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Sergio Bergamaschi.

Faculdade de Geologia - UERJ

Prof. Dr. Marcus Vinicius Berao Ade

Faculdade de Geologia - UERJ

Prof. Dr. Aristides Orlandi Neto

Petrofísico - Schlumberger

Rio de Janeiro

2016

DEDICATÓRIA

Ao meu filho Lorenzo, razão da minha vida.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus e aos meus guias espirituais por alcançar mais esta etapa em minha vida.

Agradeço à concessionária do Campo estudado, assim como seus parceiros, a qual prestou todo o suporte necessário ao desenvolvimento desse trabalho. À Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), pela autorização de uso dos dados públicos apresentados neste trabalho.

Agradeço em especial ao meu orientador Sergio Bergamaschi, por todo apoio durante todo este curso de mestrado e por todas as sugestões e discussões que enriqueceram esta tese e o meu conhecimento sobre o assunto abordado, assim como agradeço também a todos os mestres e doutores do curso de Pós Graduação em Análise de Bacias e Faixas Móveis (PPGABFM – UERJ).

Agradeço à Aristides Orlandi Neto pela orientação, revisão e sugestões que enriqueceram esta dissertação, que me ajudaram a crescer meu conhecimento em petrofísica.

Agradeço também à Mauro Ribeiro e Marie Kjølleberg por toda a ajuda dispensada. E também aos meus colegas de trabalho pelo apoio diário.

A minha mãe Maria, minha tia Marlene, meus suportes para realizar meus sonhos.

E ao meu amado marido Miguel, por toda força e incentivo, mas principalmente por acreditar em mim.

É melhor estar vagamente certo do que precisamente errado.

A. Fylling

RESUMO

KLEIN, Katharine Sandler. **Análise petrofísica da área nordeste do campo de Peregrino, Bacia de Campos – Brasil**. 2016. 88 f. Dissertação (Mestrado em Geociências) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2016.

O presente trabalho tem como objetivo identificar eletrofacies baseadas nos perfis de perfilagens na área nordeste do campo de Peregrino, Bacia de Campos, Brasil. Este campo é composto por arenitos cretácicos da Formação Carapebus (Cretáceo Superior) depositados em grande maioria diretamente sobre o Gp. Macaé por fluxos de gravitacionais (turbidez e detritos) em ambiente marinho distal. As características destas areias variam substancialmente ao longo do strike do campo, desde camadas decamétricas de arenitos limpos com alta porosidade e permeabilidade até regiões com camadas delgadas e altamente bioturbadas. Foram disponibilizados para este trabalho os dados de perfilagem durante a perfuração de onze poços horizontais, dados de perfilagem a cabo, dados de testemunho e algumas análises de laboratório, além dos dados de teste de produção de um poço de exploração EXP-1-RJS. Oito poços horizontais estão em produção, três destes poços horizontais foram abandonados e o poço de exploração foi perfurado pela Petrobras sendo o pioneiro no campo. O fluxo de trabalho consistiu na identificação e caracterização destas eletrofacies baseadas nos perfis e calibrados com os dados de perfilagem e laboratório do poço exploratório. Concluindo possíveis modelos geológicos para o campo de Peregrino.

Palavras-chave: Bacia de Campos. Petrofísica. Análise de facies petrofísicas. Campo de Peregrino. Formação Carapebus.

ABSTRACT

KLEIN, Katharine Sandler. **Petrophysical analysis of the northeast area of Peregrino oil field, Campos Basin – Brazil**. 2016. 88 f. Dissertação (mestrado em Geociências) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2016.

The present work aims to identify electrofacies based on profile profiles in the northeast area of the Peregrino field, Campos Basin, Brazil. This oil field is located of Cretaceous sandstones of the Carapebus Formation (Upper Cretaceous) deposited in great majority directly on the Gp. Macaé by gravitational flows (turbidity and debris) in distal marine environment. The characteristics of these sands vary substantially throughout the strike of the field, from hardened layers of clean sandstones with high porosity and permeability with thin layers and highly bioturbated. The material available was logging while drilling of eleven horizontal wells, wireline data and some laboratory analyzes, as well as production test data from an exploration well, were available for this work, EXP-1-RJS. Eight horizontal wells are in production, three of these horizontal wells were abandoned and the exploration well was drilled by Petrobras being the first well in the field. The workflow consisted in the identification and characterization of these electrofacies based on the profiles and calibrated with the data of profiling and laboratory of the exploratory well. Concluding possible geological models for the Peregrino oil field..

Keywords: Campos Basin. Petrophysics. Petrophysical facies. Carapebus formation. Peregrino oil field.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 –	Carta Estratigráfica da Bacia de Campos.....	18
Figura 2 –	Hosts e Garbens.....	19
Figura 3 –	Relação entre profundidade de perfuração e densidade de dados adquiridos em corridas de perfilagem.....	24
Figura 4 –	Ábaco de referência entre velocidade de perfuração e intervalos de amostragem.....	24
Figura 5 –	Diferença entre perfis de perfilagem a cabo.....	25
Figura 6 –	Esquema de leituras de Resistividade dependendo da profundidade de investigação e a quantidade de fluidos nos poros da formação.....	25
Figura 7 –	Medições convencionais mais comuns.....	26
Figura 8 –	Esquema de aquisição de dados de resistividade.....	27
Figura 9 –	Efeito da inclinação do poço na resposta da ferramenta de resistividade.....	27
Figura 10 –	Relação entre as condições do poço e os esforços que atuam no campo.	28
Figura 11 –	Diferença entre a densidade lida pela ferramenta e a densidade da formação com incerteza de 0,015g/cc.....	29
Figura 12 –	Histograma dos dados de densidade medida e densidade corrigida de todos os poços da área nordeste de Pegrino.....	30
Tabela 1 –	Estatística dos dados de densidade medida e corrigida do perfil de densidade dos poços da área nordeste do campo de Peregrino.....	30
Figura 13 –	Layout exemplificando a diferença entre as densidades original e corrigida.....	32
Figura 14 –	Histograma com os dados de densidade corrigida apenas nos intervalos considerados de boa qualidade.....	33
Tabela 2 –	Valores estatísticos dos dados de densidade corrigida apenas nos intervalos considerados de boa qualidade.....	33
Figura 15 –	Histograma dos dados de resistividade dos poços da área nordeste do campo de Peregrino.....	34
Figura 16 –	Volume de hidrocarbonato in place.....	35
Figura 17 –	Esquema de profundidade de investigação e resolução vertical das	

	principais ferramentas de perfilagem.....	38
Figura 18 –	Ambiente de perfilagem.....	38
Figura 19 –	Definição de precisão e exatidão.....	39
Figura 20 –	Esquema de duas corridas de ferramentas ilustrando a diferença entre ruído e erro sistemático.....	40
Figura 21 –	Localização esquemática dos poços disponíveis para análise.....	41
Figura 22 –	Esquema ilustrado de invasão pela profundidade de investigação.....	42
Tabela 3 –	Valores médios de cada perfil das classificações definidas dos poços...	43
Figura 23 –	Valores comuns de Raios Gama de algumas litologias.....	44
Figura 24 –	Medições médias do perfil densidade nas formações mais comuns encontradas na indústria de petróleo.....	45
Figura 25 –	Medições médias do perfil fator fotoelétrico nas formações mais comuns encontradas na indústria de petróleo.....	46
Figura 26 –	Resposta típica de algumas formações do perfil Neutrão.....	47
Figura 27 –	Ambiente de perfilagem.....	51
Figura 28 –	Curvas de perfilagem a cabo e dados de petrofísica básica através de testemunho do poço de exploração EXP-1-RJS.....	50
Tabela 4 –	Resultado do teste de difração de Raio X nas amostras de testemunho do poço EXP-1-RJS.....	51
Figura 29 –	Detalhe da zona testemunhada do poço exploratório EXP-1-RJs com os resultados das mineralogia pela técnica XRD.....	52
Figura 30 –	Intervalo de valores comumente encontrados do perfil raios gama nas litologias mais comuns.....	52
Figura 31 –	Interpretação combinada dos perfis de densidade e neutrão.....	54
Figura 32 –	Ilustração esquemática do comportamento das curvas de resistividade...	55
Figura 33 –	Resposta dos perfis de raios gama e resistividades em formações areia e argila.....	56
Figura 34 –	Perfilagem do poço produtor horizontal W4.....	57
Figura 35 –	Localização esquemática dos poços disponíveis para análise.....	59
Figura 36 –	Localização esquemática dos poços disponíveis par análise.....	60
Figura 37 –	Poço exploratório EXP-1-RJS.....	62
Figura 38 –	Detalhe do ajuste de profundidade do testemunho em relação ao poço..	63
Tabela 5 –	Valores médios por classificação proposta neste trabalho dos dados de	

	permeabilidade e porosidade dos plugues retirados no testemunho do poço EXP-1-RJS.....	64
Figura 39 –	Fotos de detalhe do testemunho do arenito A1.....	65
Figura 40 –	Análise granulométrica em quatro profundidades na primeira zona classificada como arenito A1.....	66
Figura 41 –	Foto de detalhe do testemunho do poço exploratório EXP-1-RJS na porção classificada como arenito A2.....	66
Figura 42 –	Foto do testemunho do poço EXP-1-RJS na porção classificada como arenito A2.....	67
Figura 43 –	Foto do testemunho do poço EXP-1-RJS na porção classificada como arenito argiloso ou siltoso.....	67
Figura 44 –	Foto do testemunho do poço EXP-1-RJS na porção classificada como arenito argiloso ou siltito.....	68
Figura 45 –	Foto do testemunho do poço EXP-1-RJS na porção classificada como não reservatório.....	68
Tabela 6 –	Resumo dos resultados dos testes de produção do poço EXP-1-RJS....	70
Figura 46 –	Intervalos de testes de formação do poço exploratório EXP-1-RJS.....	70
Tabela 7 –	Resultado dos pontos de pressão do poço exploratório EXP-1-RJS.....	71
Gráfico 1 –	Gradiente por profundidade.....	72
Figura 47 –	Detalhe do testemunho do poço EXP-1-RJS com a identificação do contato óleo água.....	72
Figura 48 –	Contato óleo água do poço exploratório EXP-1-RJS.....	73
Figura 49 –	Cenários possíveis em turbiditos de águas profundas.....	75
Figura 50 –	Contribuição da pesquisa em águas profundas feitas durante os últimos 50 anos.....	76
Figura 51 –	Relações entre os modelos de fáceis verticais.....	77
Figura 52 –	Posição do Campo de Peregrino em relação à “Falha de Campos”.....	78
Figura 53 –	Esquema de sistema de turbiditos em águas profundas.....	79
Figura 54 –	Esquema de arquitetura de reservatórios.....	79
Tabela 8 –	Levantamento dos dados de cada classe proposta neste trabalho.....	81
Figura 55 –	Campo de Peregrino, Bacia de Campos.....	81
Figura 56 –	Esquema espacial dos poços em análise conforme a classificação proposta.....	82

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

A	Área do reservatório
ANP	Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
API	<i>American Petroleum Institute gravity unity</i> / unidade de densidade
B	Mobilidade do <i>cátion</i>
BHA	<i>Bottom Hole Assemble</i>
CNL	<i>Compensated Neutron Logging</i> / Perfil Neutrão
DEN	Perfil Densidade
DNS	<i>Density Neutron Separation</i> / Separação dos perfis densidade e Neutrão
ESP	<i>Electric Submersible Pump</i> / Bomba elétrica submersível
Fm.	Formação
GL	<i>Ground level</i> / Nível do terreno
Gp.	Grupo
GR	Raios Gama
h	Espessura do reservatório
HC	Hidrocarboneto
HCIP	HidroCarboneto <i>in Place</i>
K	Potássio
KCl	Cloreto de potássio
Kv/Kh	Permeabilidade vertical por Permeabilidade horizontal
LWD	<i>Logging While Drilling</i> / Perfilagem durante a perfuração
m	Parâmetro de Cimentação
Ma.	Milhões de Anos
Mb.	Membro
MDRT	<i>Measurement Depth Rotary Table</i> / Profundidade medida em referência a mesa rotativa
MSL	<i>Mean sea level</i> / Média do nível do mar
n	Expoente de saturação
NE	Nordeste
NEU	Perfil Neutrão
NtG	<i>Net to Gross</i>

OBM	<i>Oil based mud</i> / Lama de perfuração a base de óleo
Pe	Fator Foto Eletrico
PEF	Fator Foto Eletrico
Q10	Quartil mínimo
Q50	Quartil médio
Q90	Quartil máximo
Qv	<i>Cation Exchange Capacity</i>
RM	Resistividade da lama
RMC	Resistividade do reboco
RMF	Resistividade do filtrado da lama
ROP	<i>Rate of Perforation</i> / Traxa de perfuração
RT	<i>Rotary Table</i> / Mesa Rotativa
RT	Resistividade Verdadeira
RW	Resistivdade da água de formação
RXO	Resistividade da zona lavada
SHmax	<i>Shear Maximum</i> / Esforço Cortante Máximo
Shmin	<i>Shear Minimum</i> / Esforço Cortante Mínimo
SO	Saturação do óleo
Sw	<i>Water Saturation</i> / Saturação de água
SW	Sudeste
SXO	Saturação de água da zona lavada
TBT	<i>True bed thickness</i> / Espessura verdadeira da camada
TD	<i>Total Depth</i> / Profundidade Total
Th	Tório
TVD	<i>True Vertical Depth</i> / Profundidade Real Verticalizada
TVDSS	<i>True Vertical Depth SubSea</i> / Profundidade vertical ao nível do mar
TVT	<i>True Vertical Thickness</i> / Espessura Vertical da camada
U	Urânio
WBM	<i>Water based mud</i> / Lama de perfuração a base de água
WL	<i>Wireline</i> / Perfilagem a cabo
XRD	Difração de Raio X

LISTA DE SÍMBOLOS

%	Porcentagem
ϕ	Porosidade da Formação
Barns/gram	<i>Barn</i> por grama
cm ² /meq	Centímetro quadrado por miliequivalente
Co	Cobalto
cp	<i>centipoise</i>
Cs	Césio
eV	<i>Elétrons-volt</i>
ft	<i>foot</i>
g/cc	Gramas por centímetro cúbico
gapi	Unidade de raios gama
km	Quilômetros
km ²	Quilômetros quadrados
m	Metros
m ³	Metros cúbicos
m ³ /d	Metros cúbicos por dia
Ma	Milhões de anos
mD	<i>MiliDarcy</i>
meq/ml	Miliequivalente por mililitro
Mev	Mega de <i>electrons-volt</i>
Ohm.m	<i>Ohm</i> por metro

SUMÁRIO

	INTRODUÇÃO	15
1	OBJETIVOS	16
2	ASPECTOS GEOLÓGICOS	18
2.1	Geologia Regional da Bacia de Campos	18
2.2	Evolução tectono-sedimentar	18
3	DADOS DISPONÍVEIS PARA ESTUDO	23
3.1	Preparação dos dados da área nordeste do campo de Peregrino	23
3.2	Geologia do Reservatório	35
4	PETROFÍSICA	36
4.1	Incerteza básicas de Petrofísica	37
4.2	Perfil de Perfilagem	38
5	INTERPRETAÇÃO DOS DADOS DE PERFILAGEM	42
5.1	Análise de Perfis	44
5.1.1	<u>Perfil Raios Gama (GR)</u>	44
5.1.2	<u>Perfil Densidade (DEN) e Fator FotoElétrico (PEF)</u>	45
5.1.3	<u>Perfil Neutrão (NEU)</u>	47
5.1.4	<u>Perfil de Resistividade (RES)</u>	49
5.2	Análise baseada na combinação dos perfis e dados de poço exploratório	50
6	POÇO EXPLORATÓRIO EXP-1-RJS	62
6.1	Considerações Gerais	62
6.2	Análise dos testemunhos do poço EXP-1-RJS	63
6.3	Análise do teste de produção do poço EXP-1-RJS	70
6.4	Análise petrofísica do poço EXP-1-RJS	72
7	FACIES EM TURBIDITOS	75
7.1	Considerações Gerais	75
7.2	Modelo deposicional de Peregrino	78
7.3	Correlação de dados dos poços horizontais e poço exploratório EXP-1-RJS ...	81
	CONSIDERAÇÕES FINAIS	84
	REFERÊNCIAS	85

INTRODUÇÃO

Entre a aquisição de um bloco de exploração até a produção de seu primeiro óleo comercial existe um complexo processo de estudo, tomada de decisão baseado nos dados adquiridos, tecnologia utilizada, balanço econômico e expertise humana. Os processos de prospecção de reserva são processos longos que chegam a levar em média uma década ou mais dependendo da complexidade do projeto, e usualmente são baseados na sísmica e perfuração de poços de exploração, avaliação de resultados, algumas vezes sendo necessários testes de produção de longos períodos, desenvolvimento de projeto, culminando com a construção das unidades de produção.

Estas complexidades muitas vezes vão além da tecnologia disponível atualmente, e envolvem em adição, e principalmente, a complexidade geológica do reservatório, que nem sempre é completamente compreendida nos estágios iniciais desta cadeia descrita.

A indústria do petróleo gera milhões de dólares em lucro, mas também pode gerar uma quantia similar em prejuízos, fracassos e principalmente acidente, que são impossíveis de serem estimados em termos de valor monetário para famílias atingidas e para o planeta. Sendo esta análise um fator crucial para mitigar erros e aumentar a chance de acertos.

Entretanto, como a base de toda esta indústria é a natureza e a mãe terra, que produziu e armazenou estas reservas energéticas em processos complexos de temperatura, pressão, sincronismo de fatos e ao longo de milhões de anos, cabe ao homem entender esta complexidade de eventos e arquitetura dos reservatórios a fim de aumentar as chances de sucesso e é claro, aumentar o percentual de recuperação destes recursos, que atualmente ainda é em torno de 30%.

A estratégia de produção, consistindo na alocação dos poços de produção e de injeção para suporte de pressão, assim como as vazões de produção, utilização de químicos, acidificação, polímeros e outros recursos deve ser analisada com cautela e simulada a exaustão considerando todas as incertezas que afetam tal reservatório.

Grupos de geofísicos, geólogos, petrofísicos, engenheiros de reservatório, engenheiros de perfuração, engenheiros de completação, engenheiros de produção devem trabalhar em conjunto, respeitando cada um de seus pontos de vista e suas limitações a fim de aumentar as chances de sucesso neste negócio altamente arriscado.

1 OBJETIVO

O objetivo deste trabalho é o estudo das características petrofísicas dos reservatórios da área nordeste do campo de Peregrino, Bacia de Campos, Brasil. Este campo já está em produção por uma parceria de empresas multinacionais e nacional desde 2012. O primeiro poço de exploração foi perfurado em Julho de 1994 pela Petrobras. Este poço está situado a 30 km no sentido sudeste do campo de Guarajuba com objetivo inicial nas formações Lagoa Feia e Macaé. No entanto, a sua descoberta mais significativa foi em reservatório mais jovem, inserido no Membro Carapebus da Formação Campos. Imediatamente após a descoberta, neste poço foram realizadas várias análises petrofísicas assim como testes de produção em diferentes zonas descobertas, porém os resultados foram considerados inconclusivos e o potencial da área ficou incerto. A área foi devolvida a ANP no final dos anos 90 antes da quebra do monopólio do setor de petróleo.

Apenas em 2001 foi perfurado um segundo poço de exploração por uma empresa internacional, que adquiriu a área na segunda rodada de licitações da ANP em 2000, declarando assim oficialmente a descoberta do campo de Peregrino à ANP. Outros cinco poços de avaliação foram perfurados pelo consórcio, a fim de avaliar melhor a extensão do reservatório, culminando com a entrega do plano de desenvolvimento para a ANP em 2007. Iniciou-se a seguir a fase de construção das unidades de produção e a perfuração dos poços de produção e injeção. Atualmente foram mais de 30 poços de produção e mais de cinco poços de injeção perfurados no campo para produção da parte principal do campo de Peregrino.

Conforme a produção do campo foi sendo monitorada e conferida com os modelos inicialmente proposto observou-se uma discrepância dos volumes de produção assim como as medidas de vazão e pressão dos poços com os resultados simulados pelos modelos, gerando uma lacuna de conhecimento na área nordeste do campo, que atualmente possui oito poços horizontais em produção. A proposta deste trabalho é uma avaliação detalhada dos dados disponíveis, gentilmente cedidos pela empresa concessionária, a fim de entender e levantar possíveis explicações no âmbito da qualidade das rochas. Não será abordado neste trabalho o conceito do modelo geológico assim como não serão questionadas as incertezas e falhas com relação aos equipamentos de produção como qualidade do *gravel packs*, eficiência das bombas ESP (*electric submersible pump*) ou equipamentos de completação.

2 ASPECTOS GEOLÓGICOS

2.1 Geologia Regional da Bacia de Campos

A área sedimentar da Bacia de Campos é delimitada ao norte pelo Alto de Vitória, que a separa da bacia sedimentar do Espírito Santo, e ao sul, pelo Arco de Cabo Frio, que a limita da Bacia de Santos (Rangel *et al.*, 1994). A oeste, um sistema de falhas SW-NE põe sedimentos em contato com o embasamento cristalino e, a leste, a 100-150 km, a bacia está limitada pelo talude continental. Silva (1987) atribui à bacia uma área de quase 100.000 km², sendo a área da parte terrestre bem menor, chegando a possuir apenas 600 km². Apresenta lâmina d'água com profundidade de cerca de 3400 metros e espessuras sedimentares máximas entre 6.000 e 8.000 metros.

2.2 Evolução tectono-sedimentar

A origem e evolução da Bacia de Campos, cuja carta estratigráfica encontra-se na Figura 3-1, estão relacionadas ao processo de abertura do Atlântico Sul, como resultado de esforços tectônicos que provocaram a fragmentação do paleocontinente Gondwana.

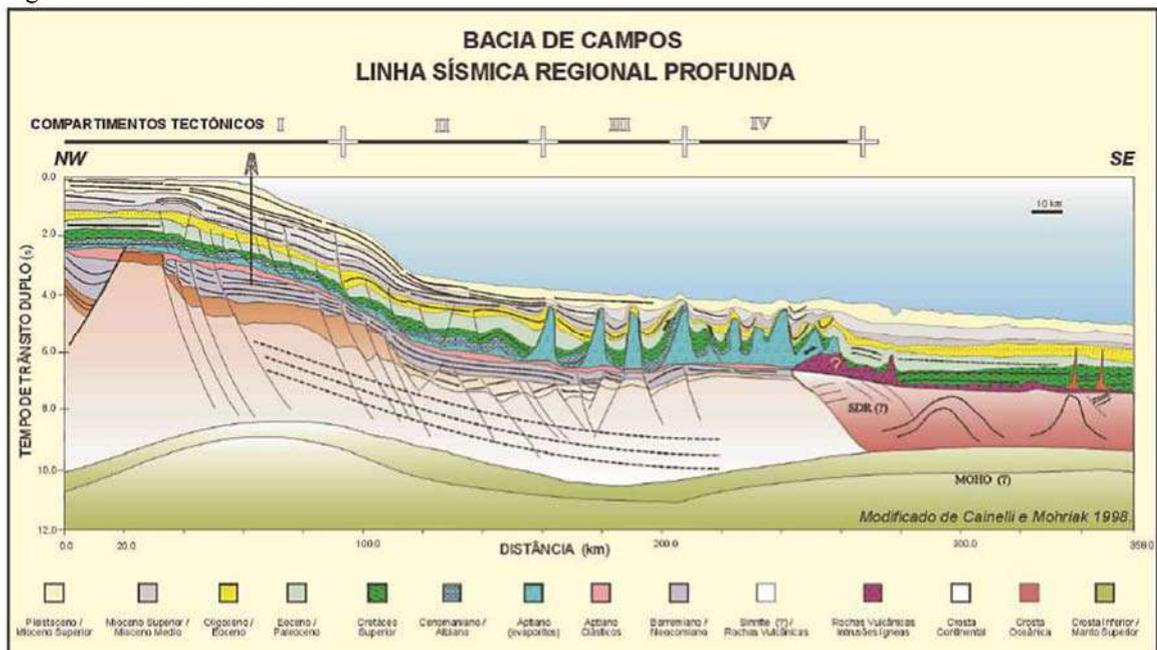
Em 2007 Winter *et al.* atualizaram a carta crono-litoestratigráfica da bacia de Campos (Figura 1) que absorveu inúmeras informações desde a última proposta (Feijo *et al.*, 1994).

Segundo a classificação de bacias de Klemme (1980, *apud* Bruhn, 1990), a bacia de Campos pode ser classificada em dois tipos, de acordo com a sua evolução: Tipo III, durante a fase rifte, que evolui para o Tipo V, margem continental passiva.

A partir da reativação de antigas linhas de fraqueza das rochas cristalinas do Escudo Pré-Cambriano no Mesozoico ocorreu a tafrogenia que culminou na separação entre os continentes da América do Sul e da África. Na bacia de Campos, tal movimentação formou uma alternância de *horsts* e *grabens* (Corvina-Parati, São João da Barra e São Tomé, descritos por Rangel & Martins (1998)), condicionados a dois sistemas de alinhamentos estruturais regionais (um sistema NE-SW mais marcante e outro NW-SE mais sutil), pertencentes ao embasamento, os quais afetaram também os pacotes sedimentares até idades mais recentes. O magmatismo e a halocinese também se fazem presentes na história da bacia (Figura 2).

A carta litoestratigráfica da bacia de Campos de Winter *et al.* (2007) demonstra a subdivisão tectono-sedimentar da bacia em três fases: Rifte, Pós-Rifte e Drifte.

Figura 2 – Hosts e Garbens



Notas: Falhamentos reativos, diápiros de sal e magmatismo representativo na Bacia de Campos.
Fonte: Modificado de CAINELLI & MOHRIAK, 1998.

A fase rift foi marcada pela distensão e pelo afinamento crustal, derrames basálticos intercalados com rochas vulcanoclásticas e sedimentares da Formação Cabiúnas (Rangel *et al.*, 1994). Datações realizadas nos basaltos e rochas vulcanoclásticas presentes indicam idades entre 130 a 120 Ma (Dias *et al.*, 1990 *apud* Milani *et al.*, 2000). Esta sequência vulcânica é sobreposta por rochas clásticas da base do Grupo Lagoa Feia.

O Grupo Lagoa Feia compreende litologias oriundas de ambientes continentais, lacustres, lagunares e marinhos restritos, representados por sedimentos clásticos, carbonáticos na porção inferior e evaporíticos na superior, depositados em ambiente costeiro entre 130 e 110Ma.

A fase Drift é marcada por condições tectônicas mais estáveis e pode ser dividida em duas fases segundo o nível do mar. Neste período estabeleceram-se inicialmente condições marinhas com circulação restrita em clima quente, no qual se desenvolveram amplas plataformas carbonáticas do Grupo Macaé entre 110 e 95Ma. O grupo consiste em carbonatos clásticos e oolíticos (Mb. Quissamã) em sua porção inferior. Já a parte superior inclui calcilutitos, margas e folhelhos (Mb. Outeiro), além de arenitos turbidíticos (Mb. Namorado). Finalmente, conglomerados e arenitos pobremente selecionados (Mb. Goitacás) constituem suas porções mais proximais (Milani *et al.*, 2000).

A partir do Cenomaniano a bacia é tomada por um ambiente marinho franco, com ampla circulação, que resultou em sedimentação marinha predominantemente siliciclástica (Grupo Campos) que, segundo Chang *et al.* (1988; *apud* Bruhn, 1990), fazem parte da “Megassequência Marinha Transgressiva” da Bacia de Campos. A transição para mar aberto se faz notar por estes espessos pacotes de folhelhos frequentemente visitados por turbiditos da Formação Carapebus, alvo de avaliação do presente trabalho.

O tipo de deformação ocorrido ao longo da margem brasileira está diretamente relacionado à gravidade. A camada de sal (Mb. Retiro da Fm. Lagoa Feia), dúctil, criou um nível de desarmonia reológica comparado com os sedimentos adjacentes.

O Grupo Campos é formado também por sedimentos com maior influência transicional e continental, como arenitos e calcarenitos da Formação Emborê e folhelhos, siltitos e dolomitos erráticos da Formação Ubatuba, cujas idades vão do Neo-Cretáceo ao Recente, além de depósitos mio-pliocênicos da Formação Barreiras e sedimentos quaternários da planície campista, que englobam desde continentais até marinhos transgressivos (Caetano, 2003).

Segundo Oreiro (2001), a evolução tectono-sedimentar da Bacia de Campos pode ser dividida em três fases, a partir do magmatismo referente à Formação Cabiúnas. Primeiramente, a partir do Eocretáceo tem-se a fase Rift, em que foi formado um sistema de *rift valleys* alongado na direção S/SW – N/NE, com sedimentação continental siliciclástica e carbonática da porção inferior da Formação Lagoa Feia em ambiente lacustre tectonicamente controlado. A seguir, verifica-se a Fase Transicional, no intervalo Aptiano-Eoalbio, que constitui a seção evaporítica da parte superior da Formação Lagoa Feia. Por fim, do Albiano até o holoceno

encontra-se a Fase Drift, caracterizada pela deposição de uma megassequência marinha, compreendendo a Formação Macaé e o Grupo Campos.

3 DADOS DISPONÍVEIS PARA ESTUDO

3.1 Preparação dos dados da área nordeste do campo de Peregrino

Foram disponibilizados para este trabalho os dados de perfilagem LWD (*logging while drilling*) de onze poços horizontais, dados de perfilagem a cabo (*wireline*), dados de testemunho e algumas análises de laboratório, além dos dados de teste de produção de um poço de exploração EXP-1-RJS. Oito poços horizontais estão em produção, três destes poços horizontais foram abandonados e o poço de exploração foi perfurado pela Petrobras sendo o pioneiro no campo.

Deve-se ter em mente três considerações ou premissas importantes quando iniciamos a análise de perfis, são elas:

- a) datação da aquisição dos dados e velocidade de aquisição;
- b) zona invadida e zona não invadida versus tempo de aquisição dos dados após a perfuração;
- c) integridade da formação.

A indústria do petróleo, como todas as indústrias que trabalham com tecnologia do mundo, evolui a cada ano. Apesar de alguns princípios físicos mantivessem os mesmos (Raios Gama, por exemplo), a tecnologia de aquisição, sensores, armazenamento dos dados e a própria tecnologia da ferramenta mudou muito, diminuindo algumas interferências externas.

Sabe-se que os dados adquiridos até meados de 2010 provenientes de ferramentas durante a perfuração (LWD) sofrem muitos ruídos, pois o ambiente de aquisição do dado é muito hostil devido a própria atividade de perfuração do poço, ao arraste da calha para a superfície pela lama de perfuração, sem contar as constantes variações dos parâmetros de perfuração para maximizar a taxa de perfuração do poço. A aquisição destes dados sofre diretamente com a taxa de perfuração (ROP – *rate of perforation*), sendo assim, os trechos perfurados com ROP maiores possuem uma taxa menor de dados, o que torna a interpretação mais incerta, principalmente quando se verificam mudanças litológicas mais frequentes. Na Figura 3 ilustra-se de forma clara a relação entre a velocidade de perfuração e a quantidade de aquisição de dados e, conseqüentemente, o impacto gerado na interpretação. Caso tenhamos um reservatório como o ilustrado na Figura 3, uma intercalação com areia, folhelho, areia e carbonato, se o ROP for compatível com a complexidade do reservatório, será possível ver as

mudanças litológicas, porém conforme esta taxa aumentar, os dados estarão cada vez mais espaçados, causando problemas e aumentando a incerteza na interpretação litológica do reservatório.

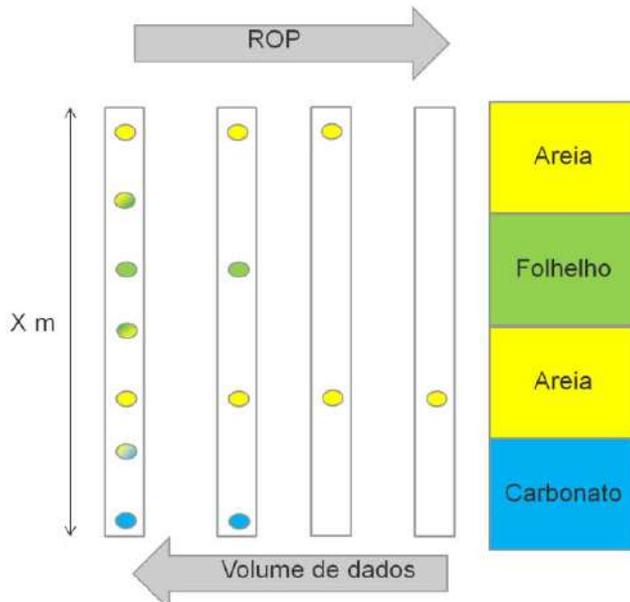
Na Figura 4 temos o exemplo de um ábaco de uma companhia de serviço de uma determinada ferramenta LWD, a qual define por meio de gráficos o número de amostras por metro dependendo da velocidade de perfuração e do intervalo de aquisição de dados por segundos. Este intervalo de aquisição de dados é definido pela operadora que faz um balanço entre estas duas variáveis. Caso uma operadora decida que pagará pela taxa de aquisição a cada 30 segundos e sua exigência é de 2 amostras por metro, o time de perfuração poderá atingir até 60 metros por hora; no entanto, se ele passar deste limite, reduzirá a resolução do perfil. Na zona de interesse como reservatório, poderá ser decidido por uma redução do ROP para 12 metros por hora o que aumentará para 10 pontos amostrados por metro e, conseqüentemente, aumentando em muito a resolução do perfil. Esta decisão deve ser em acordo com os objetivos de cada intervalo perfurado e é claro impacta no custo do poço já que uma telemetria mais frequente é mais onerosa financeiramente que uma menor.

Em contrapartida os dados adquiridos por LWD são adquiridos pouquíssimo tempo após a perfuração do poço já que as ferramentas são parte do BHA (*Bottom Hole Assemble*), sendo assim elas possuem uma certa vantagem com relação as ferramentas de perfilagem a cabo que apenas são medidas após alguns dias da perfuração, conseqüentemente a zona invadida e por maior que as profundidades de invasão possam ser, elas acabaram lendo mais características do filtrado do que as de LWD. A Figura 6 ilustra as diferentes leituras da ferramenta de resistividade em relação ao tipo de fluido encontrado dos poros da formação.

E como última consideração, deve-se sempre verificar a integridade do poço, isto é, o caliper.

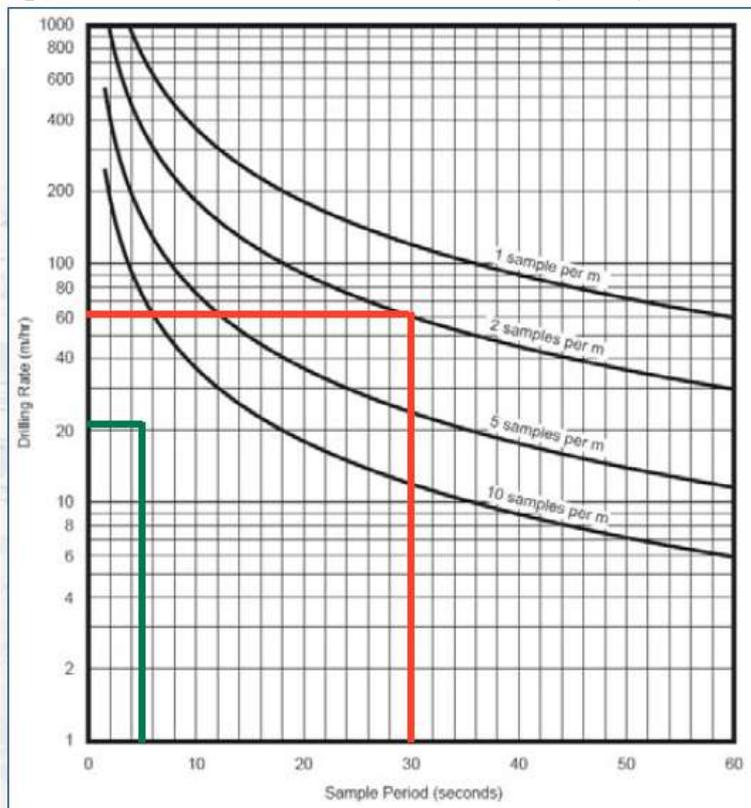
É importante para o intérprete considerar a resolução que ele possui do perfil pois em alguns casos os dados serão a média dos valores de duas camadas completamente diferentes, sendo assim, os valores serão errados em sua essência, mas se bem entendidos em suas limitações são possíveis de serem calibrados e corrigidos, evitando assim falsas litologias. Na Figura 5 temos a comparação entre um perfil detalhado e um perfil padrão de perfilagem onde observamos a diferença de resolução entre as duas corridas.

Figura 3 – Relação entre profundidade de perfuração e densidade de dados adquiridos em corridas de perfilagem



Legenda: ROP: *Rate of Perforation*, velocidade de perfuração.
Fonte: A autora, 2016.

Figura 4 – Ábaco de referência entre velocidade de perfuração e intervalos de amostragem

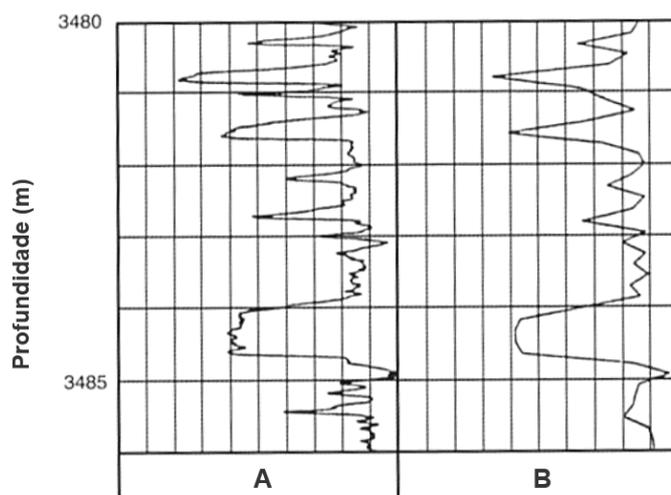


Legenda: Drilling Rate: Velocidade de perfuração em metros por hora; Sample Period: Tempo de amostragem em segundo.

Nota: Destacado em vermelho, percebemos que numa velocidade de perfuração de 60m/hr para se obter duas amostras por metro será necessário que o tempo de amostragem tenha que ser de 30 segundos.

Fonte: Schlumberger, modificado pela autora. Disponível em: www.glossary.oilfield.slb.com. Acessado em 8 de Fevereiro de 2016.

Figura 5 – Diferença entre perfis de perfilagem a cabo

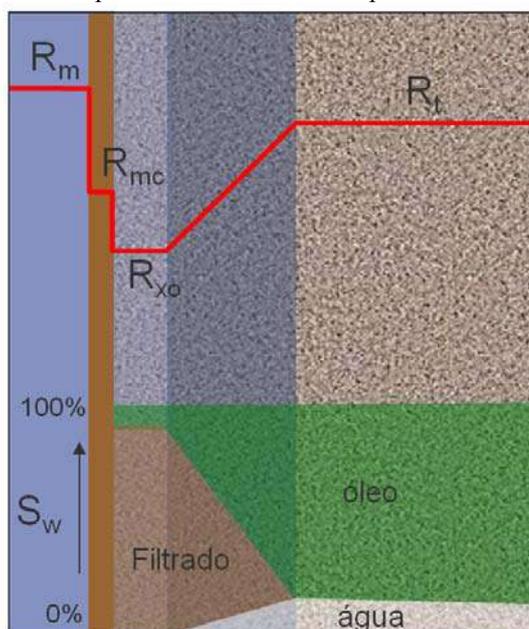


Legenda: A - amostragem detalhada; B - amostragem padrão.

Nota: A esquerda temos a amostragem padrão com 6" (15cm) e a direita um perfil de perfilagem detalhada com amostragem de 1,2" (3cm).

Fonte: RIDER, M. & KENNEDY, M. 2011.

Figura 6 – Esquema de leituras de Resistividade dependendo da profundidade de investigação e a quantidade de fluidos nos poros da formação.



Legenda: RM: Resistividade da lama de perfuração; RMC: Resistividade do reboco (mud cake); RXO: Resistividade da zona invadida; RT: Resistividade da formação; SW: Saturação da água na formação.

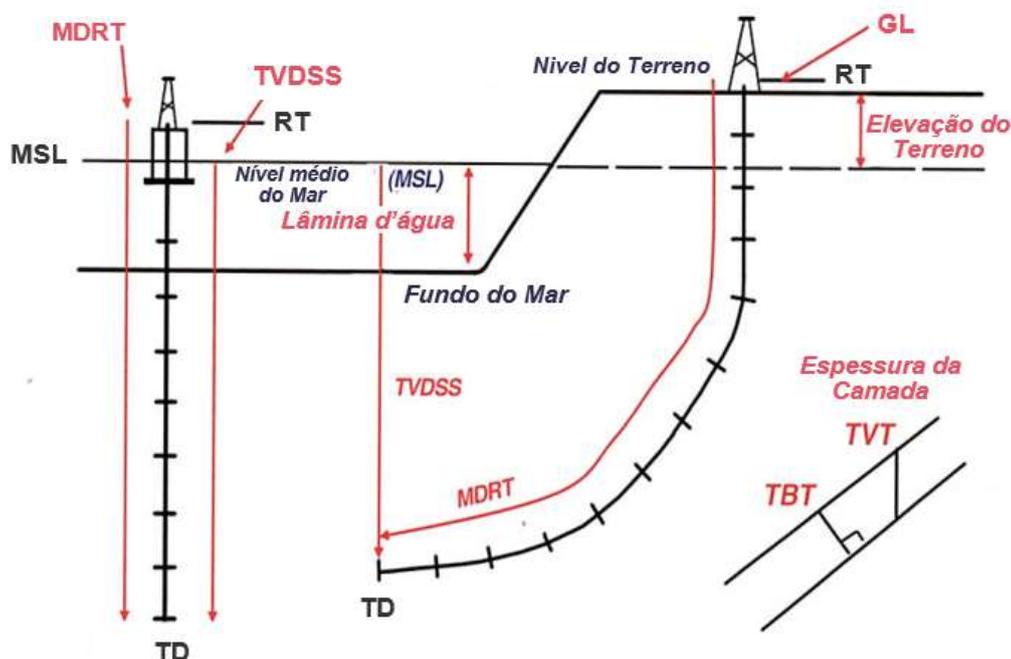
Fonte: A autora, 2016.

Os dados provenientes dos poços horizontais além de terem sido adquiridos com ROP altos, outro fator que deve ser levado em conta na interpretação e análise é o ângulo de aquisição que são em média 90 graus. Deve-se ter claramente em mente a diferença entre as medições verticais e as medições direcionais. Na Figura 7 ilustra-se as diferentes medidas de

profundidade que são possíveis de se encontrar um cabeçalho. É importante observar exatamente o que está se lendo a fim de evitar interpretações e cálculo de mergulhos e inclinação de camadas.

Todas as ferramentas são afetadas de uma maneira ou outra pela inclinação da ferramenta, e é dever do intérprete saber exatamente o que está lendo no perfil; no entanto, a ferramenta de resistividade por ser a que possui maior profundidade de investigação é particularmente a mais complicada de ser analisada num poço horizontal, e atualmente a resistividade é a ferramenta mais usada para o cálculo de saturação de água dos reservatórios, mesmo já existindo outras no mercado como Ressonância Magnética e Sigma, ela continua sendo largamente utilizada devido ao baixo custo e também por sua tecnologia ser ordinária, o que afeta minimamente a operação de perfuração, comparada às outras tecnologias. As Figuras 8 e 9 ilustram bem o impacto na leitura das resistividades das camadas considerando a mudança de inclinação do poço.

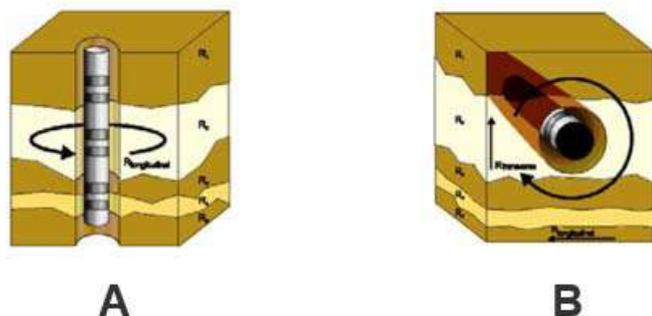
Figura 7 – Medições convencionais mais comuns.



Legenda: RT: mesa rotativa; GL: nível do terreno; SL: nível do mar; MSL: média do nível do mar; TVD: profundidade vertical; TVDSS: profundidade vertical ao nível do mar; MDRT: profundidade medida em referência a mesa rotativa; TD: profundidade total; TBT: espessura verdadeira da camada; TVT: espessura vertical verdadeira da camada.

Fonte: RIDER, M. & KENNEDY, M., 2011.

Figura 8 – Esquema de aquisição de dados de resistividade.

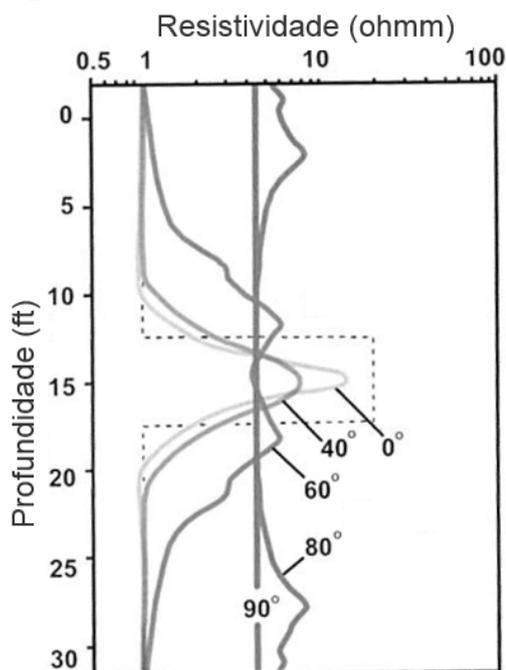


Legenda: A – Esquema de aquisição em um poço Vertical; B - Esquema de aquisição de um poço horizontal.

Nota: Repare como as medições das resistividades transversais e longitudinais são diferentes nos dois casos devido a mudança da direção da aquisição.

Fonte: Schlumberger. Disponível em: www.glossary.oilfield.slb.com. Acessado em 8 de Fevereiro de 2016.

Figura 9 – Efeito da inclinação do poço na resposta da ferramenta de resistividade.



Legenda: Log depth: profundidade medida em metros; Dip angle: ângulo de inclinação do poço.

Nota: Repare que quanto maior o ângulo de inclinação do poço, mais amplo será o sinal. O exemplo usa uma camada com espessura vertical de 1,5m (5ft) e resistividade verdadeira (RT) igual a 20ohmm.

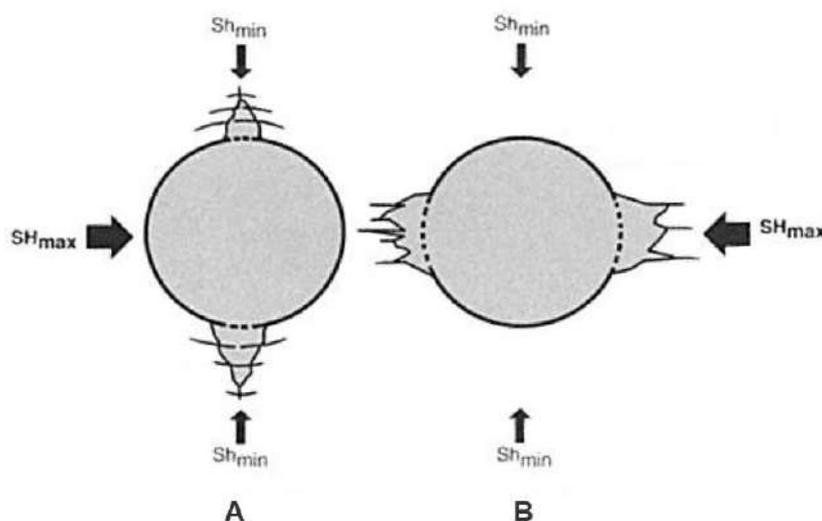
Fonte: RIDER, M. & KENNEDY, M., 2011.

É extremamente difícil corrigir e adquirir a verdadeira medida de resistividade de uma camada de interesse quando ela está sendo perfurada ao longo desta. Ferramentas de geodirecionamento utilizam a diferença entre a medição das profundidades de investigação simulando através de um modelo pré-definido a proximidade e o afastamento de uma camada condutiva. No entanto, é importante ressaltar que este resultado é baseado em simulações e

modelos, e cabe ao grupo de decisões contrabalançar os resultados das simulações com a sísmica e o modelo geológico considerado. Neste trabalho não abordarei as questões relacionadas com o geodirecionamento e sim apenas a utilização da medição de resistividade para fins de cálculo de saturação e caracterização de litologia e/ou acamamento.

Os dados mais importantes para este trabalho são os dados de perfil de densidade, neutrão, raios gama e resistividade. Estas medidas serão utilizadas para caracterizar as zonas do intervalo de interesse de produção. A primeira análise de qualidade dos dados foi a observação do caliper, isto é, a ferramenta que mediu o diâmetro do poço. Este dado é extrema importância para avaliar a qualidade do dado adquirido uma vez que um poço arrombado oferecerá uma medição que não será de interesse para a análise petrofísica. Infelizmente os dados fornecidos foram a média do diâmetro do poço, algumas ferramentas de caliper, tanto *wireline* quanto LWD, informam o valor do raio ou o diâmetro em duas direções ou em quadrantes. Esta informação pode ser utilizada para a análise das geopressões do reservatório como apresentado na Figura 10.

Figura 10 – Relação entre as condições do poço e os esforços que atuam no campo.



Legenda: A- *Breakout*; B- Fraturamento.

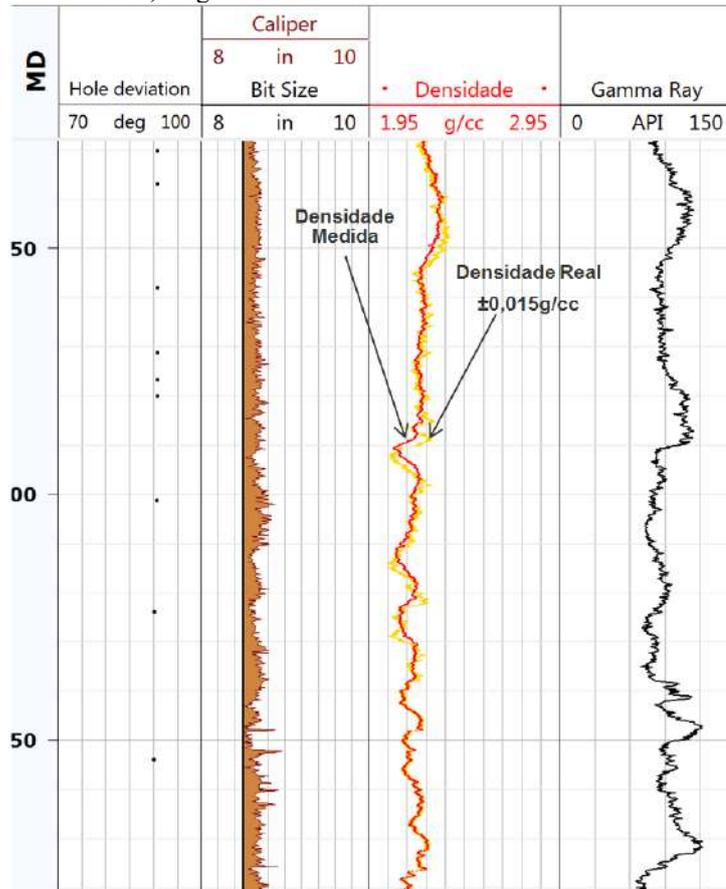
Nota: À direita observamos um arrombamento no poço na direção do menor esforço. Já à esquerda observamos um fraturamento induzido pela perfuração do poço.

Fonte: RIDER, M. & KENNEDY, M., 2011.

Normalmente as empresas prestadoras de serviço de perfilagem já entregam os dados com correção do caliper. No entanto, esta correção nem sempre é eficiente e pode gerar interpretações equivocadas. O intérprete não deve ignorar nenhum dado, seja ele bom ou ruim, entretanto, deve-se dar pesos de confiabilidade a cada medição e considerar outras fontes de informação para completar sua interpretação.

Os dados de densidade foram reavaliados considerando arrombamento ou não do poço, entrada de camadas litológicas, redução dos efeitos de borda que são caracterizados pelos *polarizations horns* (picos falsos de altos valores) nas resistividades. Na Figura 11 ilustra esta diferença em um dos poços avaliados.

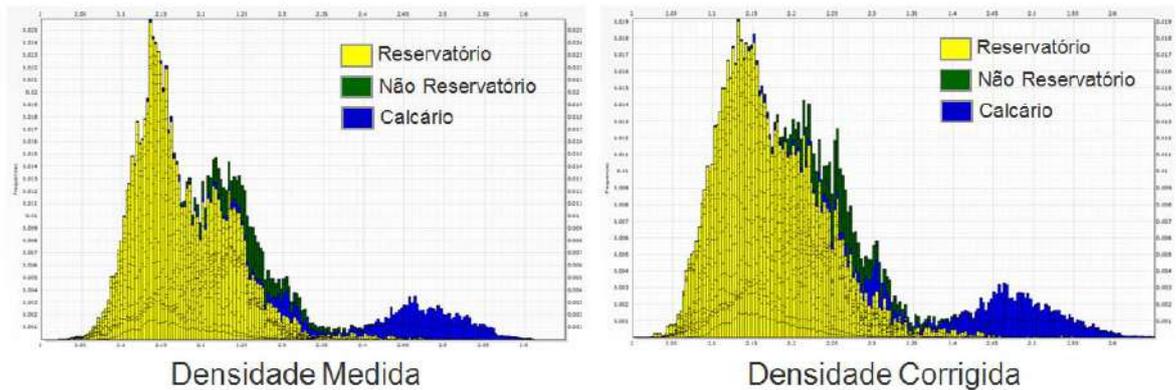
Figura 11 – Diferença entre a densidade lida pela ferramenta e a densidade da formação com incerteza de 0,015g/cc.



Fonte: A autora, 2016.

De uma forma geral, este primeiro trabalho de filtragem e calibração apenas da curva de densidade forneceu os resultados apresentados na Figura 12 e Tabela 1.

Figura 12 – Histograma dos dados de densidade medida e densidade corrigida de todos os poços da área nordeste de Pegrino.



Fonte: A autora, 2016.

Tabela 1 – Estatística dos dados de densidade medida e corrigida do perfil de densidade dos poços da área nordeste do campo de Pegrino.

		Média Aritmética	Mediana Q50	Q10	Q90
Densidade Medida	Reservatório	2,167	2,159	2,108	2,237
	Não reservatório	2,267	2,264	2,197	2,343
	Calcário	2,483	2,487	2,427	2,549
Densidade Corrigida	Reservatório	2,166	2,159	2,106	2,235
	Não reservatório	2,271	2,269	2,200	2,349
	Calcário	2,497	2,496	2,434	2,575

Fonte: A autora, 2016.

O principal ganho observado nesta primeira correção é a distribuição de valores de densidade na área considerada reservatório onde a distribuição inicialmente bimodal torna-se modal. A Mediana permanece a mesma e a média aritmética muito próxima. Os limites de mínimo e máximo também são pouco modificados. Estes resultados mostram uma melhor distribuição dos dados de densidade na zona de interesse e poderão ser melhor trabalhados para cálculos importantes como de porosidade e permeabilidade.

Os dados também foram classificados em seis categorias conforme o nível de confiabilidade e manipulação do dado. As categorias estão listadas abaixo:

- a) categoria 0: qualidade ruim - dados que estão num intervalo de arrombamento, ou intervalo onde a leitura não é considerável confiável;
- b) categoria 1: qualidade boa - dados em condições boas de aquisição;

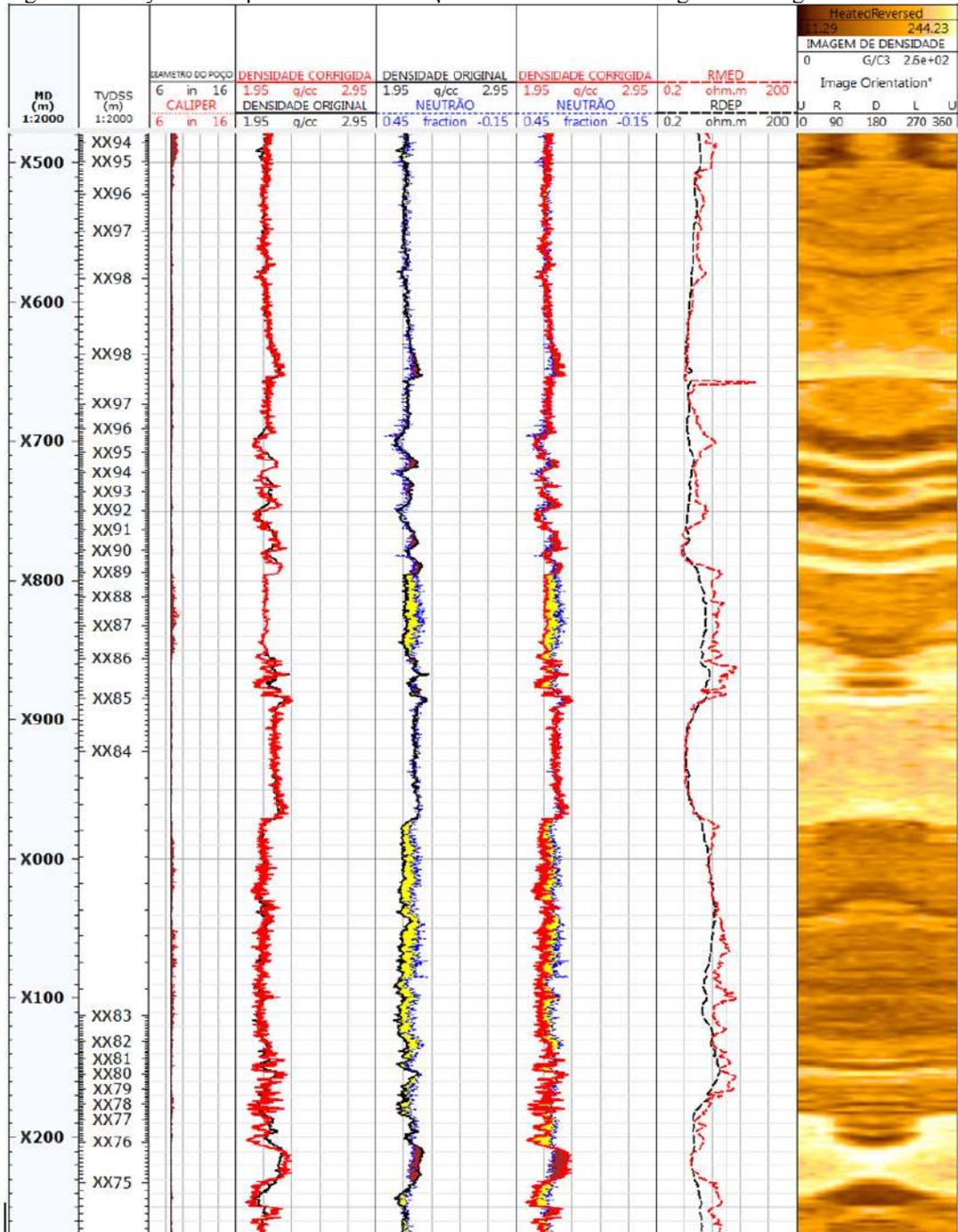
- c) categoria 2: dado manipulado - dados que sofreram algum tipo de correção na interpretação;
- d) categoria 3: efeito de borda - dados com efeito de borda e também dados que foram manipulados e corrigido. Esta correção é feita tentando reduzir a quantidade de dados que são na verdade média entre duas camadas. A Figura 13 ilustra bem a diferença entre a densidade original, isto é aquela que é a média lida nos 16 setores da ferramenta e a densidade corrigida que considera a leitura de cada setor individualmente e considerando as camadas escolhe qual dos setores mediu o valor mais representativo da camada para análises petrofísicas;
- e) categoria 4: cimentação - camadas de cimentação;
- f) categoria 5: dado questionável - dados onde os resultados são questionáveis não necessariamente pelo arrombamento do poço, mas por alguma mudança dos parâmetros de perfuração ou dados em tempo real que foram utilizados a fim de evitar intervalos sem qualquer avaliação petrofísica.

No histograma da Figura 14 vemos a distribuição dos dados de densidade apenas nos intervalos onde é considerado confiável a leitura. Na Tabela 2 são apresentados os valores estatísticos apenas destes dados.

Observa pelos números apresentados que independente da diferença de eventos geológicos que resultaram no reservatório estudado, todas possuem valores muito próximos de densidade mostrando um reservatório ao primeiro momento uniforme, isto é, com possíveis valores de porosidade e permeabilidade parecidos.

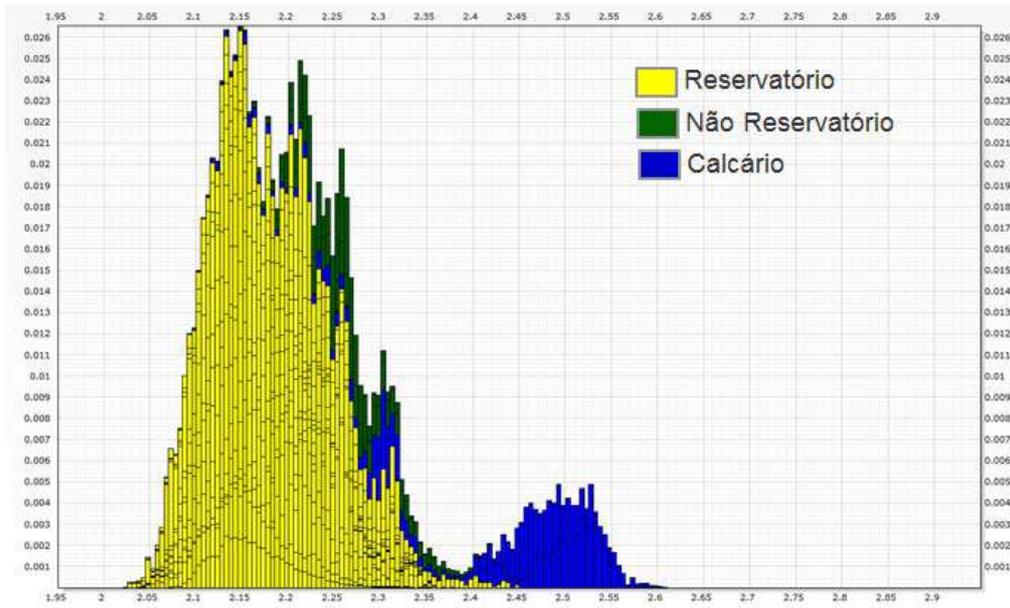
A mesma análise foi feita para os dados de resistividade que impactam diretamente no valor da saturação de água do reservatório. A Figura 15 mostra a direita o histograma mostrando apenas os dados dos intervalos considerados de boa qualidade, isto é, com valores anteriormente classificados como 1, e a esquerda, vemos o histograma dos valores de resistividade profunda de todos os dados, não levando em consideração a qualidade destes. Vemos que os resultados são relativamente similares, e isto se deve ao fato da profundidade de investigação da ferramenta de resistividade ser profunda e por isso pouco afetada pela qualidade da parede do poço, reboco ou invasão. No entanto, em poços horizontais esta medida é afetada sensivelmente em leituras onde a mudança litológica acontece em alto ângulo de inclinação.

Figura 13 – Layout exemplificando a diferença entre as densidades original e corrigida.



Fonte: A autora, 2016.

Figura 14 – Histograma com os dados de densidade corrigida apenas nos intervalos considerados de boa qualidade.



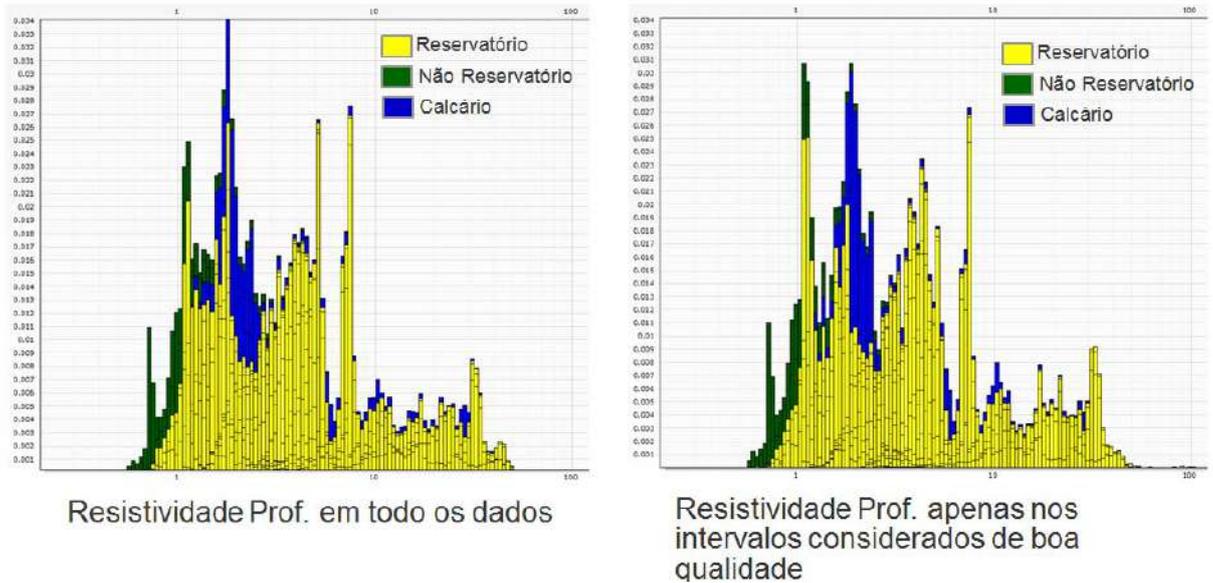
Fonte: A autora, 2016.

Tabela 2 – Valores estatísticos dos dados de densidade corrigida apenas nos intervalos considerados de boa qualidade.

		Média Aritmética	Mediana Q50	Q10	Q90
Densidade Corrigida Qualidade 1	Reservatório	2,167	2,160	2,109	2,233
	Não reservatório	2,270	2,269	2,203	2,344
	Calcário	2,489	2,497	2,448	2,541

Fonte: A autora, 2016.

Figura 15 - Histograma dos dados de resistividade dos poços da área nordeste do campo de peregrino.



Nota: O histograma a esquerda considerada todos os valores medidos e o da direita apenas os intervalos considerados de boa qualidade durante a aquisição.

Fonte: A autora, 2016.

3.2 Geologia do Reservatório

A área de estudo está localizada na parte sul da Bacia de Campos, aproximadamente 85 km a sudeste da linha de costa, próxima à cidade de Cabo Frio (RJ), na margem leste do Alto Estrutural de Cabo Frio. Atualmente possui lâmina d'água entre 95 e 135m de profundidade.

O campo de Peregrino é composto por arenitos cretácicos da Formação Carapebus (Cretáceo Superior) depositados em grande maioria diretamente sobre o Gp. Macaé por fluxos de gravitacionais (turbidez e detritos) em ambiente marinho distal. O preenchimento ocorreu em diferentes fases de erosão e deposição.

As características do Fm. Carapebus variam substancialmente ao longo do *strike* do campo, desde camadas decamétricas de arenitos limpos com alta porosidade e permeabilidade até regiões com camadas delgadas e altamente bioturbadas.

O reservatório é selado por folhelhos do Mb. Tamoios.

4 PETROFÍSICA

Petrofísica é o estudo onde se define as propriedades físicas de rochas e seus constituintes, assim como dos seus espaços porosos e fluidos intersticiais. A importância da petrofísica pode ser simplificada observando a equação do cálculo do volume de hidrocarboneto *in place*:

$$HCIP = A * h * (NtG) * \phi * (1 - Sw) \quad (1)$$

Onde:

HCIP é o volume de hidrocarboneto *in place*;

A é a área do reservatório, determinada pelos geofísicos e geólogos, baseado principalmente nas superfícies sísmicas;

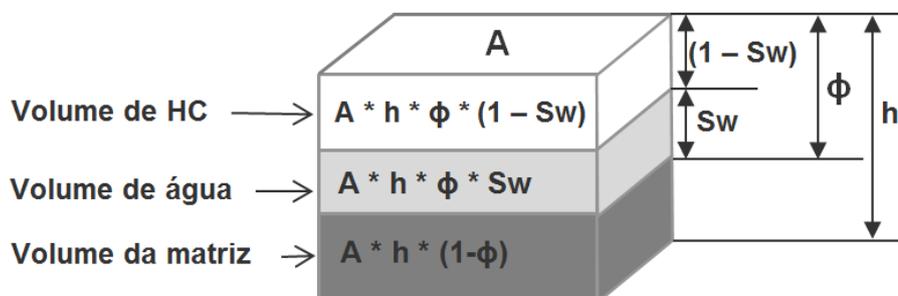
h é a espessura do reservatório, determinado pelos petrofísicos e geólogos baseado nos perfis de poços;

NtG é a razão *Net to Gross*, isto é a fração do reservatório que consiste de rochas porosas, por exemplo arenitos e carbonatos, excluindo a porção argilosa. Esta razão é definida pelos petrofísicos através dos perfis e de testemunhos;

ϕ é a porosidade do reservatório, isto é a fração do volume total da rocha que consiste no espaço dos poros (Volume de vazios / volume da rocha), determinado pelos petrofísicos através de perfis e testemunhos;

Sw é a saturação da água, isto é, a fração de poros que contem água, determinado pelos petrofísicos através de perfis.

Figura 16 – Volume de hidrocarbonato *in place*.



Fonte: GLOVER, P., 2000.

Observando a Equação 1 concluímos que quatro das cinco variáveis são determinadas pela petrofísica, sendo duas, determinadas exclusivamente através do conhecimento petrofísico

da rocha. Outra importante consideração são os meios pelos quais os petrofísicos utilizam para a estimativa destes importantes valores.

Os geofísicos baseiam suas análises em linhas sísmicas, onde o conhecimento físico de acústica é primordial. A matemática da descrição da refração pela lei de Snell deve ser usada considerando a interface de camadas geológicas, assim como a capacidade de eliminação de ruídos dos equipamentos de aquisição e escolha adequada do processamento são essenciais para a clareza e veracidade do resultado da linha sísmica que será a base de interpretação geológica.

Os geólogos baseiam seus modelos conceituais na história do planeta, eventos mapeados ao longo do globo terrestre, fazendo correlações com o que se encontra a milhares de quilômetros abaixo da superfície da Terra com afloramentos. Seu entendimento com relação à cronografia dos fatos, limitações e possíveis cenários, é fundamental para as interpretações do que é visualizado nas linhas sísmicas.

E os petrofísicos? Eles se baseiam em que medidas para o cálculo de propriedades de rochas economicamente difíceis de serem amostradas e as vezes impossíveis.

Basicamente são duas as possibilidades de adquirir estes dados, por perfis de poço e por amostras de rochas (testemunhos, amostras laterais e até mesmo amostras de calha). Outra possível alternativa é a analogia com rochas de afloramentos, considerando as litologias e é claro as situações a que esta rocha foi submetida com altas pressões, altas temperaturas e esforços de tectonismos.

4.1 Incerteza básicas de Petrofísica

Um dos erros mais comuns na indústria do petróleo é o conceito de interpretação petrofísica. Isto porque o petrofísico está impossibilitado de fazer uma medição direta das propriedades tão importantes para os engenheiros de reservatório e geólogos. Todos os valores petrofísicos da rocha reservatório, ou de qualquer outra rocha em análise, é estimada indiretamente. Isto é, os valores de porosidade, saturação, volume de argila, permeabilidade e etc são valores estimados baseados em relações matemáticas, incluindo medições de perfis e valores de parâmetros. É essencial entender o que cada número realmente significa e qual a incerteza ligada a ela. Nunca se deve seguir regras fixas e relações diretas onde a natureza das duas coisas relacionadas são absolutamente diferentes. Saturação de água em uma rocha é o percentual de água ocupada nos vazios desta, a leitura de resistividade de um perfil é a medição

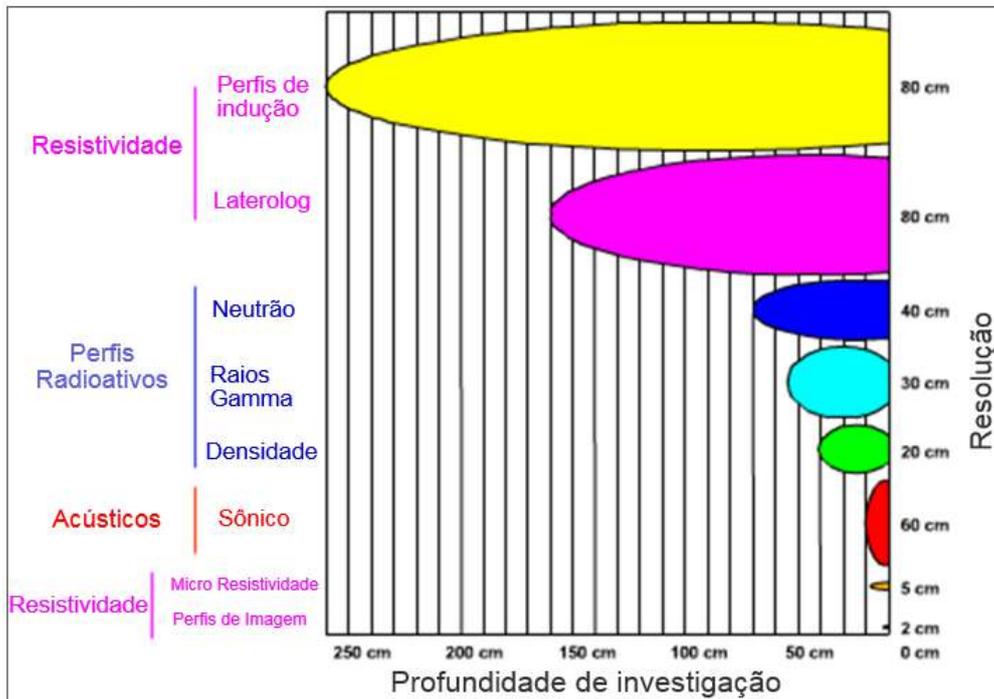
da corrente elétrica que atravessa determinada parte da rocha. A famosa equação de Archie nada mais é do que uma expressão matemática onde os parâmetros são a resistividade da água, a resistividade medida pelo perfil, a porosidade estimada da rocha, um valor estimado do parâmetro de cimentação (m) e um valor estimado expoente de saturação (n). Sendo que estes parâmetros são estimados baseados de forma empírica. Outras equações apenas para a estimativa de saturação de água como *Waxman-Smits*, aplicadas em reservatórios com alta volume de argila estrutural ou laminada, também possuem incerteza em seus parâmetros Q_v (*Cation Exchange Capacity*, em meq/ml) ou B (mobilidade do cátion, mho cm²/meq) das argilas são valores estimados a partir de análises laboratoriais, medição de perfis e expressões matemáticas.

Concluindo: deve-se ter em mente sempre que os valores petrofísicos, isto é, os valores das propriedades das rochas são valores estimados e os erros devem ser entendidos e considerados na avaliação.

4.2 Perfil de Perfilagem

Não é objetivo deste trabalho descrever cada perfil de poço utilizado nas avaliações petrofísicas que serão avaliadas, no entanto, é de importância o entendimento de como os perfis funcionam de uma maneira geral e quais são as incertezas destes valores que as empresas de serviço entregam de forma tão bonita e colorida para os profissionais. Por trás de cada ponto medido há uma infinidade de conceitos que o intérprete deve ter em mente, principalmente o princípio físico básico de cada ferramenta, sua calibração, resolução vertical e a profundidade de investigação possível. A Figura 17 resume a profundidade de investigação e resolução vertical das principais ferramentas usadas atualmente no mercado. A Figura 18 ilustra o ambiente em torno do poço, preenchido por lama de perfuração, formação do *mudcake*, área invadida pelo filtrado da lama (*Flushed zone*), área intermediária (*Invaded zone*) onde encontra-se filtrado da lama e fluidos do reservatório e finalmente a zona virgem (*Virgin zone*) que consiste apenas em fluidos do reservatório.

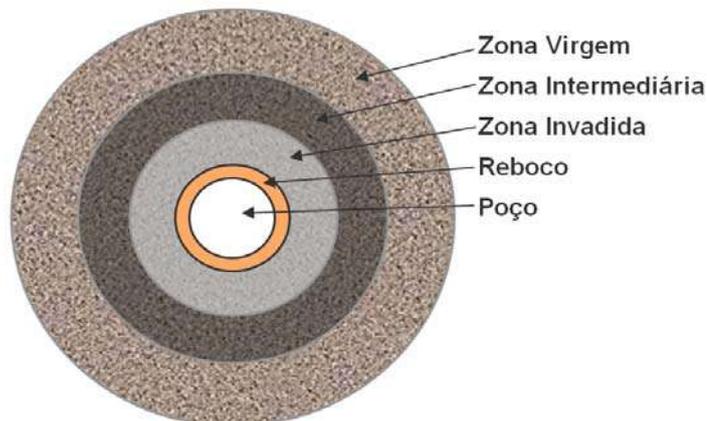
Figura 17 – Esquema de profundidade de investigação e resolução vertical das principais ferramentas de perfilagem.



Nota: Valores comparativos.

Fonte: Schlumberger, modificado pela autora. Disponível em: www.glossary.oilfield.slb.com. Acessado em 8 de Fevereiro de 2016.

Figura 18 – Ambiente de perfilagem.



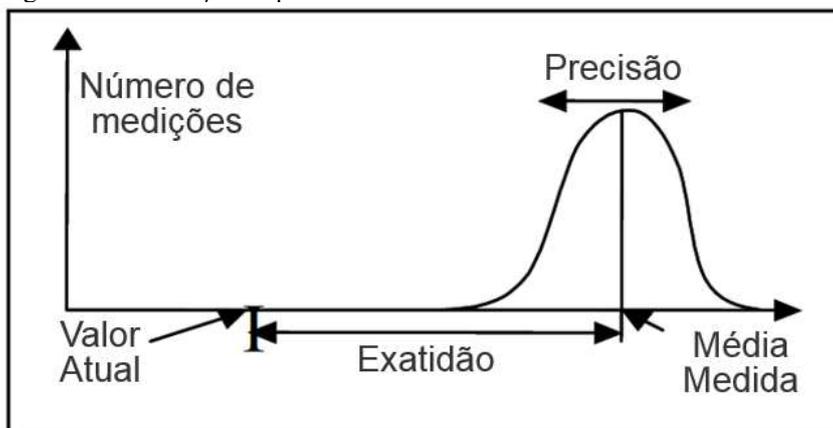
Fonte: Schlumberger, modificado pela autora. Disponível em: www.glossary.oilfield.slb.com. Acessado em 8 de Fevereiro de 2016.

Observa-se assim que cada ferramenta possui resolução vertical e profundidade de investigação diferentes e baseado no conhecimento do ambiente de aquisição destes dados, cada ferramenta será capaz de medir apenas uma zona ou algumas zonas ao redor do poço. Saber exatamente o que a ferramenta está medindo é fundamental para poder interpretar de maneira correta a medição. Algumas companhias de serviço oferecem dados já previamente calibrados com relação ao caliper, isto é, ao formato do poço, mitigando possíveis arrombamentos, e

leituras de filtrado. O intérprete deve ter cautela e saber exatamente o que está sendo recebido para aplicar ou não fatores de correções, além disso é necessário saber exatamente o que considerar como *input* em determinadas fórmulas matemáticas, algumas expressões comumente encontradas na literatura já consideram valores de certas correções sem seus parâmetros. Mesmo ferramentas que conseguem medir dentro da área virgem têm seus valores contribuídos pelas zonas invadidas e de transição. Sendo assim, fica claro a necessidade de informação sobre o fluido de perfuração. Lamas sintéticas são resistivas, enquanto lamas de perfuração com base água são condutivas. A lama de perfuração será, assim como os fluidos do reservatório, lida pelas ferramentas e devem ser consideradas para utilização de calibrações corretas e entendimento do reservatório.

Além dos erros já intrínsecos ao ambiente de medição, resolução vertical e profundidade de investigação, ainda deve-se considerar erros randômicos e sistemáticos nas leituras de perfilagem. O histograma da Figura 19 esquematiza os conceitos que devem precisão e exatidão. Considerando que o valor que é entregue como final é a média medida.

Figura 19 – Definição de precisão e exatidão.



Fonte: FYLLING, A., 2002 modificado pela autora.

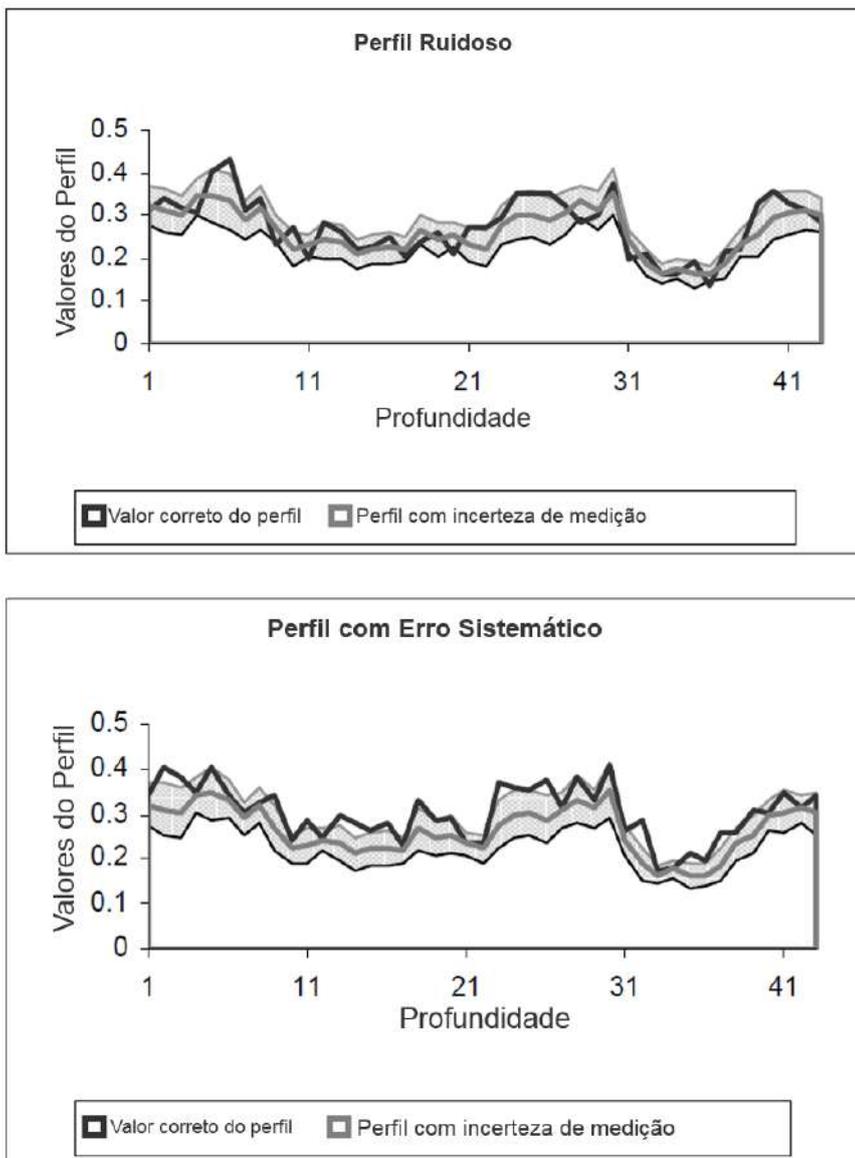
Toda ferramenta de qualquer companhia de serviço possui uma incerteza de leitura e esta deve ser informada ao cliente. Por exemplo, a maioria das ferramentas de densidade possuem incerteza de 0.015g/cc. Ilustrando: em determinado ponto a ferramenta de densidade mediu 2.15g/cc, com uma incerteza de 0.015g/cc, espera-se que o valor real esteja entre 2.135 g/cc e 2.165g/cc. Na Figura 20 mais uma vez tenta-se ilustrar o impacto destes erros. Na primeira corrida realmente existe um erro randômico provocado pelo ruído ou por um erro intrínseco da ferramenta, porém, o valor médio está correto, o que torna a corrida confiável. No entanto, na segunda corrida verifica-se uma diferença entre o valor real, que nem sempre se encontra dentro do limite de incerteza da perfilagem, evidenciando um erro sistemático e, sendo

assim, é considerado um dado questionável, aumento ainda mais o erro no resultado final dos cálculos petrofísicos.

Theys (1999) enumera as principais fontes de erros e incertezas nas medições de perfisagens:

- a) sensor - equipamento - modelo pré-definido - processamento/limitação das correções;
- b) sensor - equipamento - software - erro humano;
- c) condições desfavoráveis de perfilagem.

Figura 20 – Esquema de duas corridas de ferramentas ilustrando a diferença entre ruído e erro sistemático.

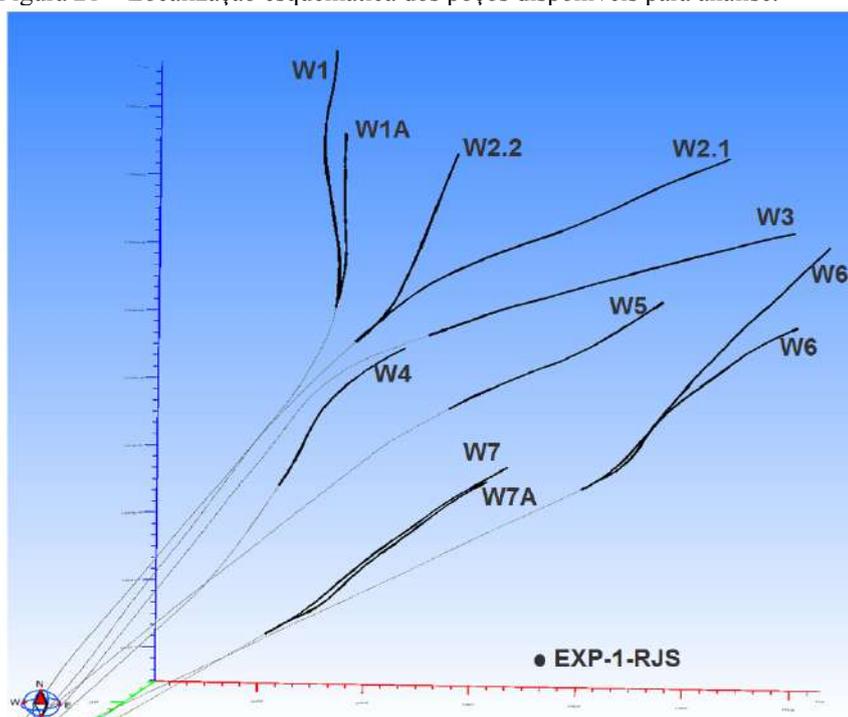


Fonte: FYLLING, A., 2002 modificado pela autora.

5 INTERPRETAÇÃO DOS DADOS DE PERFILAGEM

Uma vez os dados avaliados e preparados para o trabalho, iniciou-se a análise dos mesmos. Na Figura 21 temos uma visão espacial dos poços de produção que estão sendo trabalhados.

Figura 21 – Localização esquemática dos poços disponíveis para análise.



Nota: Em negrito as zonas de interesse.

Fonte: A autora, 2016.

Considerando-se as respostas dos perfis de Raios Gama, Densidade, Neutrão, Resistividade, Fator fotoelétrico e separação entre a Densidade e Neutrão calculado pela equação 2, foram classificados inicialmente em 20 categorias que depois foram agrupadas em seis classificações sumarizadas na Tabela 3. Os valores listados nesta tabela não devem ser considerados absolutos e muito menos *cut-offs* para classificação. Os desvios padrões, variâncias e outros valores estatísticos não foram listados e devem ser levados em conta a fim de classificar de maneira matemática estas classes propostas.

$$DNS = \left(\frac{2.65 - DEN}{2.65 - 0.95} \right) - NEU \quad (2)$$

Onde:

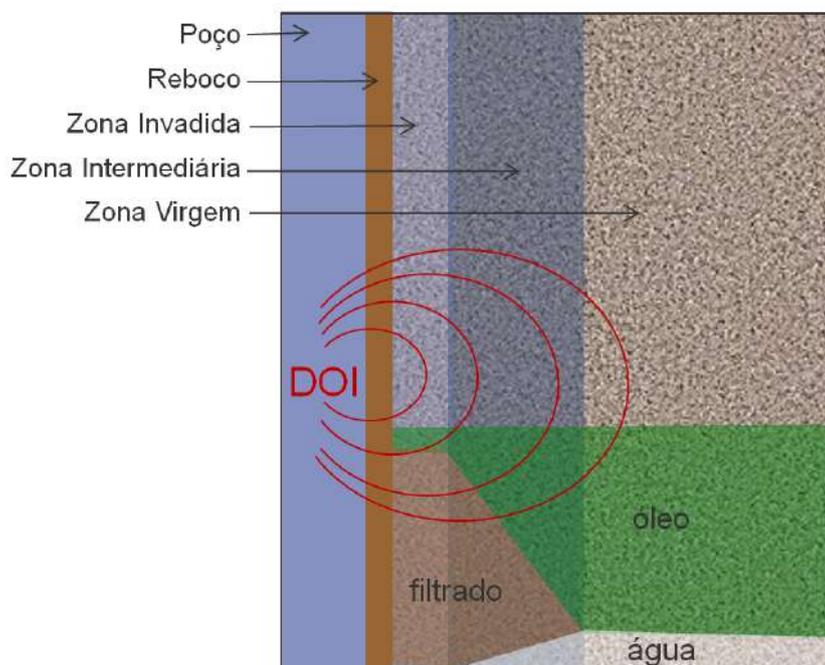
DNS é separação Densidade Neutrão, *Density Neutron Separation*

DEN é a leitura do perfil de densidade já corrigido anteriormente

NEU é a leitura do perfil Neutrão

Nesta equação foi considerada a densidade da matriz como 2.65 g/cc que na literatura é o valor da matriz de quartzo, a densidade do fluido foi estimada em 0.95 g/cc. Sabemos que o perfil de densidade fará uma leitura da matriz como dos fluidos contido espaço poroso (Figura 22). A distância de investigação da ferramenta de densidade é baixa, em torno de 10 a 15 centímetros. Sendo assim, parte desta leitura se dará na zona invadida, na zona intermediária e uma pequena parte na zona virgem. Considerando que a leitura foi feita por uma ferramenta de LWD poucos minutos após a perfuração, acreditamos que não houve tempo insuficiente para que o filtrado invadisse completamente a formação, ainda mais considerando que este reservatório é de óleo pesado, com cerca de 14°API e alta viscosidade. Sendo o valor de densidade da água de 1g/cc e de um óleo pesado 0.90 g/cc, foi estimado que a média dos fluidos ocupados seja 0.95g/cc. Não será abordado aqui a molhabilidade e nem a questão da Saturação irreduzível ou capilaridade da rocha, que também afetaria de maneira significativa a leitura. Neste sentido, uma análise do perfil de invasão do filtrado da lama de perfuração seria necessário e isso não é coberto neste trabalho.

Figura 22 – Esquema ilustrado de invasão pela profundidade de investigação.



Fonte: A autora, 2016.

Tabela 3 – Valores médios de cada perfil das classificações definidas dos poços.

Classes	Gamma Ray (gapi)	Densidade (g/cc)	Neutrão (fraction)	PEF (b/elec)	DNS	Resistividade (ohmm)
Arenito 1	64	2,16	0,26	2,42	0,024	Acima de 5ohmm
Arenito 2	71	2,15	0,28	2,59	0,008	Em torno de 3ohmm
Arenito Argiloso ou Siltito	79	2,19	0,30	2,69	-0,029	Em torno de 2ohmm
Não reservatório	97	2,27	0,28	2,87	-0,057	1ohmm
Cimentação	76	2,30	0,22	3,01	-0,015	> 10 ohmm
Formação Macaé	69	2,48	0,23	4,00	-0,134	> 10 ohmm

Fonte: A autora, 2016.

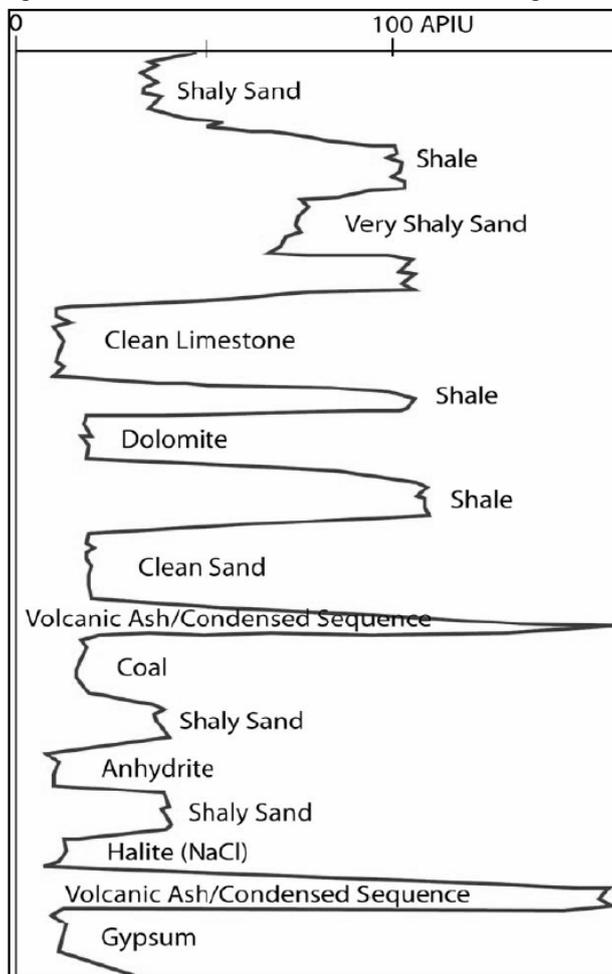
5.1 Análise de Perfis

5.1.1 Perfil Raios Gama (GR)

Raios gama (GR) é a medida da radioatividade natural da rocha, relacionada aos elementos Potássio (^{40}K), Tório (^{238}Th) e Urânio (^{232}U). A Resolução da ferramenta é em torno de 40 centímetros e a profundidade de investigação de aproximadamente 10 centímetros. Isto é claro depende de cada companhia de serviço, mas estes são os valores médios. É uma excelente ferramenta para identificação de areia/folhelho, porém não deve ser absoluta, outros perfis devem ser avaliados em conjunto. Argilas possuem minerais de alta reatividade (Tório e Potássio) e conseqüentemente possuem leituras altas de GR. Já areias são constituídas de elementos de baixa radiatividade e então baixas medições de GR. Areias com mica, que possuem potássio em sua composição, afetam a leitura de GR mas seus valores são muito mais baixos geralmente quando comparados a folhelhos. Algumas lamas de perfuração possuem elementos radioativos em sua composição, como lamas com KCl, e isso deve ser levado em conta na hora da interpretação. Alguns reservatórios são constituídos de areias com feldspatos (Urânio) e isso afeta a leitura da ferramenta. A fim de solucionar esta questão há na indústria uma ferramenta de raios gama espectral que dá a leitura dos três componentes separadamente,

mas não é em questão a curva usada para este trabalho. Na Figura 23, há valores comuns de raios gama de algumas litologias.

Figura 23 – Valores comuns de Raios Gama de algumas litologias.



Fonte: SHELL, 2007.

5.1.2 Perfil Densidade (DEN) e Fator FotoElétrico (PEF)

O Perfil de Densidade (DEN) mede a densidade eletrônica da rocha. A ferramenta de DEN possui uma fonte radioativa (^{60}Co ou ^{137}Cs) que bombardeia a formação com raios gama que colidem com os elétrons da formação. Esta colisão produz duas interações:

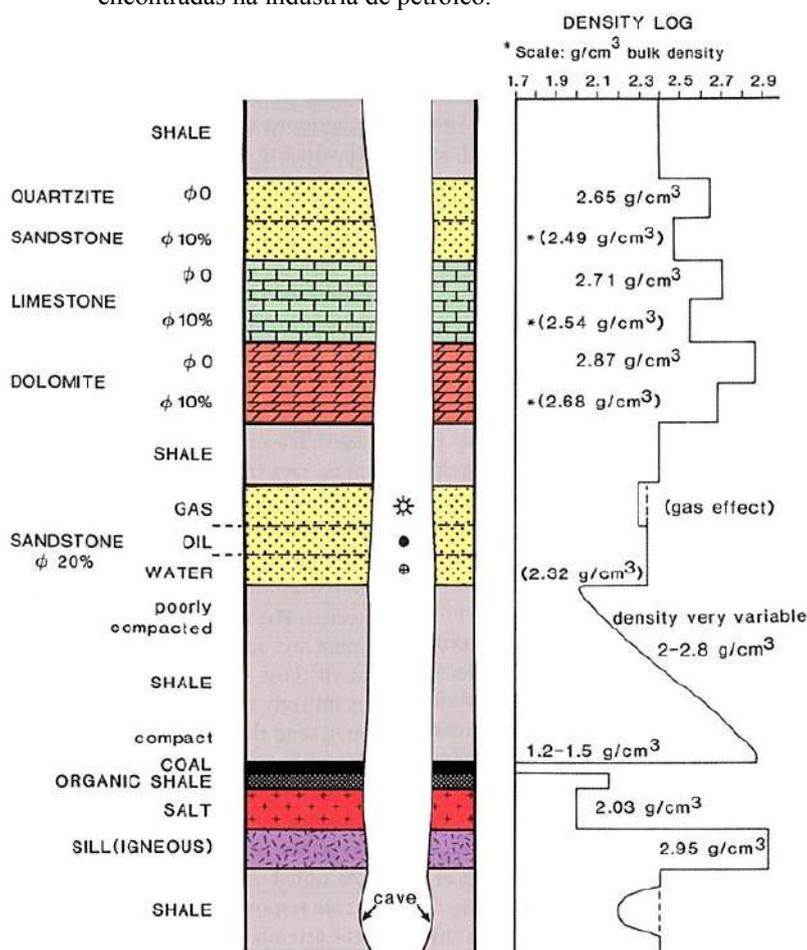
Efeito Compton: ocorre quando os raios gama incidentes colidem com os elétrons da formação e vão perdendo energia. A Ferramenta lê, através de dois detectores, um próximo (aproximadamente 1 pé) e outro mais distante (dois pés) da fonte, a intensidade de energia do feixe de raios gama recebidos e relaciona com a densidade eletrônica da formação. Quanto

maior a dissipação de energia em relação à quantidade emitida, maior será a densidade eletrônica da formação. Esta densidade está relacionada com a densidade real.

Efeito Fotoelétrico: ocorre quando o raio gama incidente apresenta baixo nível de energia (devido ao efeito Compton) e é absorvido pelo átomo durante a colisão. Esta interação constitui a base do perfil litológico ou fator fotoelétrico (PEF), pois este fenômeno depende do elemento que participa nesta interação. Uma vez que os fluidos têm números atômicos muito baixos, eles têm muito pouca influência no PEF, o que define esta ferramenta como uma medida das propriedades da matriz da rocha majoritariamente, diferente de DEN que sofre influência dos fluidos. Estas duas medidas possuem resolução vertical baixa e baixa profundidade de investigação (10 a 15 centímetros), então, obviamente, suas medidas são na zona invadida e são altamente afetadas pelas condições da parede do poço.

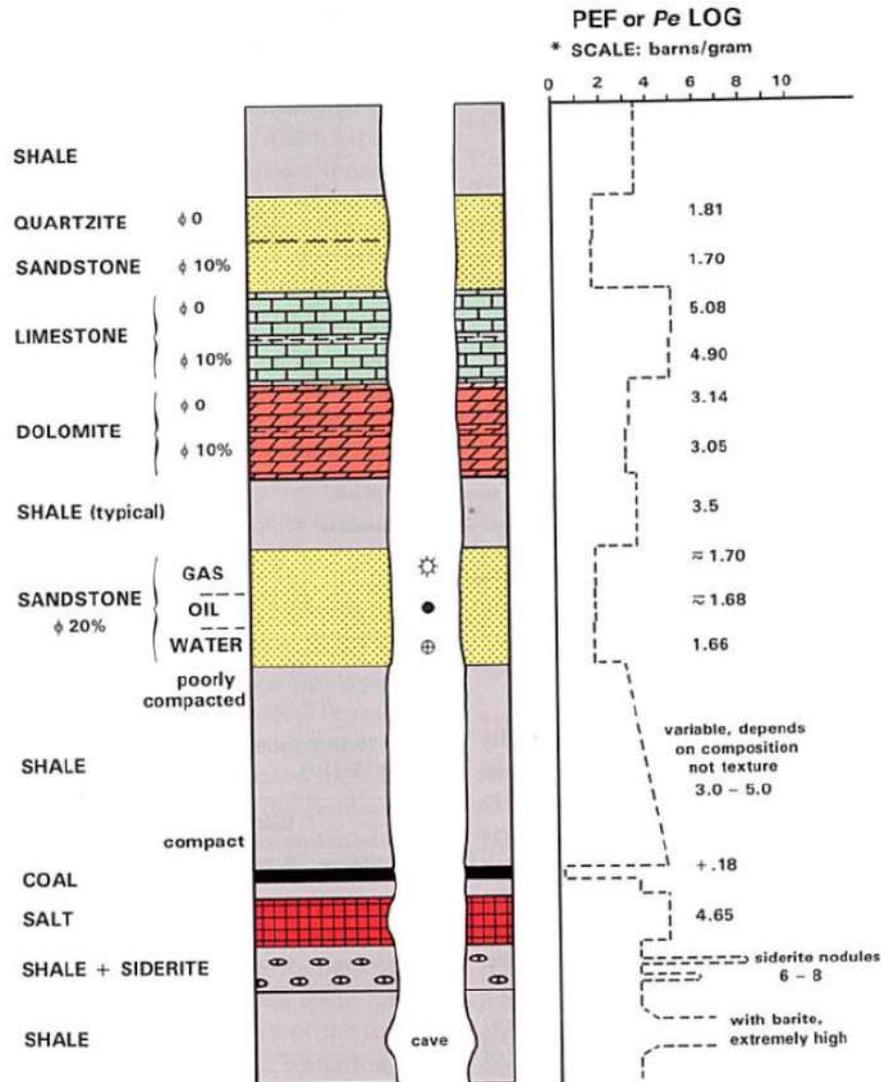
Na Figura 24 há a relação de algumas litologias e seus valores médios de densidade. Na Figura 25 encontram-se os valores médios das formações mais comuns.

Figura 24 – Medições médias do perfil densidade nas formações mais comuns encontradas na indústria de petróleo.



Fonte: RIDER, M. & KENNEDY, M., 2011

Figura 25 – Medições médias do perfil fator fotoelétrico nas formações mais comuns encontradas na indústria de petróleo.



Fonte: RIDER, M. & KENNEDY, M., 2011.

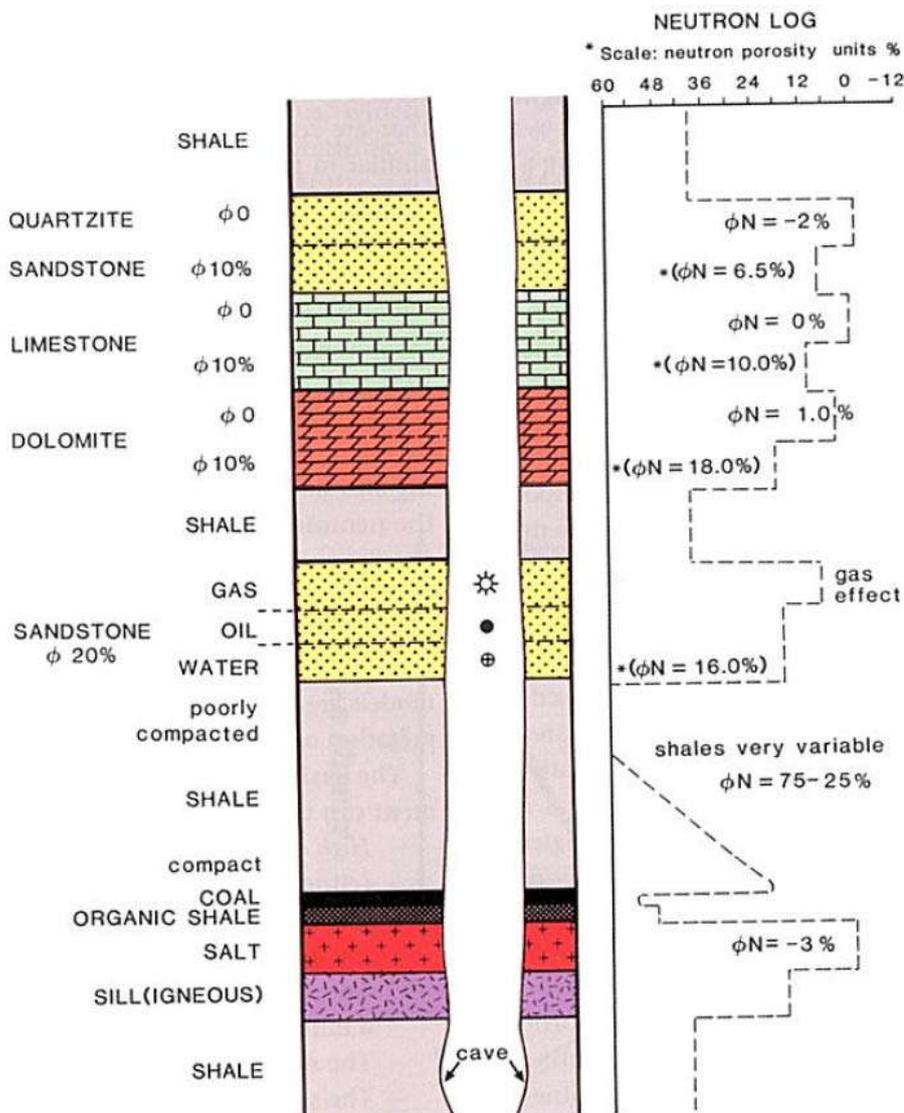
5.1.3 Perfil Neutrão (NEU)

O princípio da ferramenta Neutrão (CNL – *Compensated Neutron Logging*) é a emissão contínua de nêutrons de alta energia (4Mev), através de uma fonte radioativa. Esses nêutrons se chocam com os núcleos dos átomos da formação e vão perdendo parte de sua energia a cada colisão. A quantidade de energia perdida será proporcional à massa do núcleo com o qual se choca e será maior quando o choque ocorrer com átomo de hidrogênio, pois este possui massa atômica praticamente igual à do nêutron. Desta forma, a velocidade da perda de energia é proporcional à quantidade de hidrogênio da formação. À medida que perdem energia, os

nêutrons mudam de estágio, passando por energias eptermal (aproximadamente entre 0,4 e 10eV) e termal (0.025eV), quando então se dispersam sem perder mais energia. A ferramenta mede a quantidade de nêutrons termais, que é inversamente proporcional à concentração de hidrogênio na rocha, o que corresponde ao espaço poroso preenchido por líquidos em formações não argilosas, uma vez que o óleo e a água possuem aproximadamente a mesma quantidade de hidrogênio por unidade de volume.

A Figura 26 ilustra as respostas típicas do perfil neutrão em algumas formações.

Figura 26 – Resposta típica de algumas formações do perfil Neutrão.



Fonte: RIDER, M. & KENNEDY, M., 2011.