



ANA JULIA MAGNUS DE ASSIS

**CARACTERÍSTICAS LITOLÓGICAS INTERPRETADAS A PARTIR DE
PERFIS GEOFÍSICOS DE POÇOS**

PORTO ALEGRE

2015

ANA JULIA MAGNUS DE ASSIS

**CARACTERÍSTICAS LITOLÓGICAS INTERPRETADAS A PARTIR DE
PERFIS GEOFÍSICOS DE POÇOS**

Trabalho de conclusão do curso de Geologia do Instituto de Geociências da Universidade do Rio Grande do Sul. Apresentado na forma de monografia, junto à disciplina Projeto Temático em Geologia III, como requisito parcial para a obtenção de grau de Bacharel em Geologia.

Orientadores: Prof. Dr. Luiz Fernando De Ros
Prof^a. Dra. Mara Abel

PORTO ALEGRE

2015

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL

Reitor: Carlos Alexandre Netto

Vice-Reitor: Rui Vicente Oppermann

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

Diretor: André Sampaio Mexias

Vice-Diretor: Nelson Luiz Sambaqui Gruber

Assis, Ana Julia Magnus de

Características litológicas interpretadas a partir de perfis geofísicos de poços . / Ana Julia Magnus de Assis. - Porto Alegre: IGEO/UFRGS, 2015.

[123 f.] il.

Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso).- Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Graduação em Geologia. Instituto de Geociências. Porto Alegre, RS - BR, 2015.

Orientador(es):Luiz Fernando De Ros
Coorientador(es):Mara Abel

1. Perfilagem geofísica 2. Interpretação 3. Litologia 4. Software I.
Título.

CDU 55

Catálogo na Publicação

Biblioteca Instituto de Geociências - UFRGS

Miriam Alves

CRB 10/1947

Universidade Federal do Rio Grande do Sul - Campus do Vale Av. Bento Gonçalves, 9500 - Porto Alegre - RS - Brasil

CEP: 91501-970 / Caixa Postal: 15001.

Fone: +55 51 3308-6329 Fax: +55 51 3308-6337

E-mail: bibgeo@ufrgs.br

AGRADECIMENTOS

À minha mãe, Noeli Magnus, pois sem ela nada disso seria possível.

Aos meus orientadores Mara e De Ros, pela contribuição imprescindível ao desenvolvimento deste trabalho.

Ao meu namorado, Gonzalo, pelo apoio e motivação.

Ao Vinicius Graciolli e Bruno Zanette pelo auxílio na parte de análise de sistemas.

Aos meus professores de Ensino Fundamental, Médio e da UFRGS, que desempenharam excepcionalmente seu papel na minha aprendizagem ao longo de 16 anos.

Aos meus colegas e ex-colegas de faculdade, Laís Gabrielli, Carrel Kifumbi, Yolanda Caliman, Bruna Bonfim, Rafaela Kunrath, Nicoli Gerhard, Franciele Andres, Manoela Portella, Ana Júlia Gehlen, Débora Baú, Alice Dutra, Maurício Ericksson, Manuela Yebra, Awilsa Carvalho, Sabrina, Argos, Pâmela Costa, Jonatas Avelino, Alexandre Baumhardt, Mateus Generoso e Glauber Giuliani pela amizade compartilhada em diferentes momentos do curso. Sucesso a todos!

RESUMO

Este estudo aborda os diferentes tipos de registros gerados por ferramentas de perfilagem geofísica e seu uso para a interpretação de litologias em poços de sondagem. A perfilagem geofísica é o principal método para a caracterização de litologias e dos fluidos presentes em subsuperfície. Os perfis geofísicos são representações gráficas das variações das propriedades mineralógicas, físicas ou químicas das rochas com a profundidade, medidas por sensores de deslocamento contínuo dentro dos poços. A partir dos sinais medidos, são interpretadas propriedades petrofísicas, tais como a porosidade, permeabilidade e densidade, como também a composição mineralógica, litológica e dos fluidos. Usualmente, uma combinação de diversos perfis, tais como os de resistividade, raios gama, neutrônico e de densidade, é utilizada para deduzir as características das rochas em subsuperfície, mas a confirmação do que foi inferido só é possível através da análise de amostras das rochas obtidas por testemunhagem ou outros métodos. Neste estudo, a caracterização litológica de tipos variados de rochas sedimentares foi analisada em relação às assinaturas características dos perfis geofísicos convencionalmente utilizados (Raios Gama, Neutrônico, Densidade, Resistividade e Sônico). Suítes de perfis geofísicos e descrições de testemunhos de treze poços das bacias de Sergipe–Alagoas e de Campos foram padronizadas e formalizadas através da aplicação do software Strataledge®, que permite descrições sistemáticas de testemunhos. As análises e a comparação entre os dados de perfis e as litologias possibilitaram o reconhecimento de diversos padrões de assinaturas desses perfis, bem como o comportamento geral dos padrões com a mudança litológica. Parâmetros estatísticos, como a mediana e o intervalo de valores numéricos mais comuns dos perfis para cada litologia, foram calculados e representados graficamente. Concluiu-se que, para cada litologia, as respostas dos perfis variam de acordo com a porosidade, fraturamento, fluidos e diagênese, e que a combinação de perfis aumenta substancialmente a precisão da identificação litológica.

Palavras-Chave: Perfilagem geofísica. Interpretação. Poços de sondagem. Software. Litologia.

ABSTRACT

This study deals with the different types of records generated by geophysical log tools and their use for the interpretation of lithologies in drilling wells. Geophysical logging is the main method for the characterization of the lithologies and the fluids occurring in subsurface. Geophysical logs are graphical representations of the variation of mineralogical, physical or chemical properties of rocks according to depth measured by sensors moved continuously along the wells. The measured signals that reflect the petrophysical properties, like porosity, permeability and density are interpreted, as well as mineralogical, lithologic and fluids composition. Usually, a combination of several logs, as resistivity, gamma rays, neutrons and density logs allow deducing the characteristics of subsurface rocks, but the confirmation of the interpretation is only possible through analyses of the rocks obtained through coring or other methods. In this study, the lithologic characterization of several sedimentary rock types was analyzed in relation to the characteristic signatures of the commonly used geophysical logs (Gamma Rays, Neutrons, Density, Resistivity, Sonic). Sets of geophysical logs from 13 wells from the Sergipe-Alagoas and Campos basins were standardized and formalized through the use of the Strataledge® software, which allows systematic description of the cores. The analysis and comparison of the data logs and lithologies enabled the recognition of various signature standards of these logs, as well as the general behavior patterns with the lithological change. Statistical parameters, such as the median and the range of the most common numerical values of logs for each lithology, were calculated and plotted. We could conclude that, for each lithology, the responses of the logs vary depending on the porosity, fracture, fluids and diagenesis, and logs combination substantially increases the accuracy of lithological identification.

Key-words: Geophysical logging. Interpretation. Drilling wells. Software. Lithology.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1: Correlação de perfis gama de um afloramento apenas com informações de perfil; interpretação dos perfis com informações obtidas no próprio afloramento (adaptado de Slatt <i>et al.</i> , 1992)	19
Figura 2: Carta estratigráfica da Bacia de Sergipe-Alagoas (extraída de Campos Neto <i>et al.</i> , 2007)	20
Figura 3: Carta estratigráfica da Bacia de Campos. (Winter <i>et al.</i> , 2007)	23
Figura 4: Os elementos da perfilagem de poço: sonda em subsuperfície, cabo de perfilagem e unidade de perfilagem em superfície (Ellis & Singer, 2008)	25
Figura 5: Perfil de raio gama e as respectivas litologias interpretadas	27
Figura 6: Valores de radioatividade comuns para algumas rochas (adaptado de Schlumberger, 1972)	28
Figura 7: Perfil de raios gama em uma seção do Pensilvaniano-Mississipiano do poço #9 no Kansas oriental; (adaptado de Doveton, 1994)	30
Figura 8: Perfis de raios gama e caliper variando com a profundidade (adaptado de Ellis & Singer, 2008)	31
Figura 9: Ilustração esquemática de uma ferramenta de perfilagem neutrônica genérica (adaptado de Ellis & Singer, 2008)	32
Figura 10: Espectro de emissão dos raios gama de captura para alguns elementos comuns às rochas sedimentares	34
Figura 11: Perfil neutrônico do Grupo Cidade do Kansas do Pensilvaniano no poço #14, sudoeste do Kansas (adaptado de Doveton, 1994)	36
Figura 12: Ferramenta de perfilagem sônica padrão (adaptado de Ellis & Singer, 2008)	39

Figura 13: Velocidades sônicas em diferentes litologias em subsuperfície (adaptado de Schlumberger, 1989; Ellis & Singer, 2008). V_{ma} é a velocidade sônica e ΔT_{ma} é o tempo de trânsito da onda sísmica em relação à distância percorrida	40
Figura 14: Variação média do tempo de trânsito em minerais e fluido, medidos em laboratório (adaptado de Schlumberger, 1989; Ellis & Singer, 2008)	41
Figura 15: Ferramenta para perfilagem de densidade e perfil derivado dela, indicando possíveis litologias interpretadas (adaptado de Dobrin, 1981)	42
Figura 16: Valores comuns de densidade total para minerais e fluidos de formações; (adaptado de Schlumberger, 1989)	44
Figura 17: Perfil de densidade de formação de uma seção da Formação Wellington do Permiano Inferior no poço #16, no Kansas central;	45
Figura 18: Representação esquemática de diferentes disposições de eletrodos e geração de perfis elétricos de resistividade	48
Figura 19: Resistividades aproximadas de diferentes litologias e fluidos que podem ser encontrados em formações sedimentares (adaptado de Schlumberger, 1989; Ellis & Singer, 2008)	50
Figura 20: Identificação de litologias através da junção de perfis calibrados de densidade e de raios gama (adaptado de Tixier & Alger, 1970)	53
Figura 21: Combinação de perfis de porosidade (densidade e neutrônico) e de raios gama de uma sucessão do Pré-Cambriano ao Siluriano no poço #17, nordeste do Kansas (adaptado de Doveton, 1994)	54
Figura 22: imagem dos perfis geofísicos utilizados no poço Sirirzinho 1 com suas respectivas descrições litológicas na profundidade correspondente (retirado de Strataledge®)	59
Figura 23: Valores de perfis destoantes dos valores mais comuns para o poço Sirirzinho 1	61
Figura 24: perfis utilizados no poço Sirirzinho 2 e litologias associadas (retirado de Strataledge®)	62
Figura 25: os cinco perfis utilizados no poço Sirirzinho 3 e litologias correspondentes (retirado de Strataledge®)	65

Figura 26: Junção dos cinco perfis geofísicos para descrever uma sequência de rochas predominantemente carbonáticas no poço Carmópolis 1. NPHI = neutrônico; DTC = sônico; HDRS/HMRS = resistividade; RHOB = densidade; GR = raios gama (retirado de Strataledge®)	68
Figura 27: Junção dos cinco perfis geofísicos para descrever uma sequência de rochas predominantemente carbonáticas no poço Carmópolis 1. NPHI = neutrônico; DTC = sônico; HDRS/HMRS = resistividade; RHOB = densidade; GR = raios gama (retirado de Strataledge®)	69
Figura 28: Valores de perfis destoantes dos valores mais comuns para o poço Carmópolis 1	71
Figura 29: Perfis de resistividade, densidade e raios gama utilizados na leitura de litologias do poço Carmópolis 2 (retirado de Strataledge®)	72
Figura 30: Valores de perfis destoantes dos valores mais comuns para o poço Carmópolis 2	76
Figura 31: os quatro perfis utilizados no Poço Carmópolis 3 e litologias associadas (retirado de Strataledge®)	77
Figura 32: apresentação das respostas integradas dos cinco perfis geofísicos utilizados e as litologias descritas, distinguindo basicamente arenitos de folhelhos (retirado de Strataledge®)	79
Figura 33: Valores de perfis destoantes dos valores mais comuns para o poço Furado 1	80
Figura 34: perfis utilizados no poço Castanhal 1 e litologias associadas (retirado Strataledge®)	81
Figura 35: visão geral dos cinco perfis utilizados e respectivas litologias para o poço 4-RJS-42-RJ do Campo de Namorado (retirado de Strataledge®)	83
Figura 36: visão geral dos cinco perfis utilizados e respectivas litologias para o poço 1-RJ-19-RJS do Campo de Namorado (retirado de Strataledge®)	85
Figura 37: os cinco perfis geofísicos utilizados para análise do poço 3-NA-1A-RJS e litologias siliciclásticas associadas (retirado de Strataledge®)	87
Figura 38: perfis utilizados para análise do poço 3-NA-04-RJS e litologias associadas (retirado de Strataledge®)	89
Figura 39: perfis e litologias de parte do poço 4-RJS-234-RJS (retirado de Strataledge®)	92

Figura 40: perfis e litologias de parte do poço 4-RJS-234-RJS (retirado de Strataledge®)	92
Figura 41: Gráfico de raios gama para rochas com óleo (gerado por Matlab)	94
Figura 42: Gráfico do perfil sônico para todas as litologias com óleo (gerado por Matlab)	95
Figura 43: valores de raios gama e resistividade para fácies arenito, coerentes com os valores na literatura (retirado de Strataledge®)	97
Figura 44: perfil de raios gama (GR) respondendo adequadamente quando passa de rochas argilosas a arenitos. Aumento da densidade na fácies arenito pode estar relacionado à presença de cimentação nessa fácies (retirado de Strataledge®)	98
Figura 45: perfil de raios gama respondendo corretamente e conforme o esperado na diferenciação de folhelhos e arenitos. Visível aumento nos valores de raios gama nas fácies correspondentes a folhelho (retirado de Strataledge®)	98
Figura 46: perfil de raios gama para arenito e folhelho	99
Figura 47: comportamento do perfil de raios gama para fácies carbonática contendo lama siliciclástica (retirado de Strataledge®)	99
Figura 48: perfil de densidade (RHOB) mostrando o valor aproximado de 2,4g/cm ³ , compatível com o valor de densidade bruta dos arenitos, na literatura (retirado de Strataledge®)	100
Figura 49: expressivo aumento nos valores de resistividade da fácies arenito (retirado de Strataledge®)	101
Figura 50: assinatura do perfil sônico para fácies arenito com óleo (retirado de Strataledge®)	101
Figura 51: assinatura dos perfis ILD, RHOB e GR para fácies carbonáticas (retirado de Strataledge®)	102
Figura 52: perfil sônico (DT) analisado em conjunto com o perfil de resistividade (ILD) na fácies dolomito (retirado de Strataledge®)	102
Figura 53: perfis de densidade (RHOB) e neutrônico (NPHI) para a fácies marga (retirado de Strataledge®)	103
Figura 54: assinaturas dos perfis de densidade (RHOB) e raios gama (GR) para diferentes litologias (retirado de Strataledge®)	104
Figura 55: perfis de resistividade, densidade e raios gama para diferentes litologias (retirado de Strataledge®)	104

Figura 56: distinção entre halita, anidrita e folhelho para os perfis ILD, DT, GR e RHOB (retirado de Strataledge®)	105
Figura 57: valores de raios gama na fácies <i>floatstone</i> (retirado de Strataledge®)	106
Figura 58: perfil de raio gama anormalmente alto para rochas carbonáticas (retirado de Strataledge®)	106
Figura 59: representação dos valores de raio gama para diferentes rochas carbonáticas (adaptado de Lucia, 1999)	107
Figura 60: diferentes perfis mostrando leituras não condizentes com a literatura para a fácies arenito, onde apenas varia o nível de hidrocarbonetos (retirado de Strataledge®)	108
Figura 61: a fácies arenito não está representada com mudanças significativas nos perfis (retirado de Strataledge®)	108

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Valores encontrados do perfil DT, NPHI e RHOB para litologias com óleo do poço Siririzinho 1	60
Tabela 2: Valores encontrados do perfil DT, NPHI e RHOB para litologias sem óleo do poço Siririzinho 1	60
Tabela 3: Valores de raios gama para todas as litologias do poço Siririzinho 1	60
Tabela 4: Valores encontrados do perfil DT, NPHI e RHOB para litologias com óleo do poço Siririzinho 2	63
Tabela 5: Valores encontrados do perfil DT, NPHI e RHOB para litologias sem óleo do poço Siririzinho 2	63
Tabela 6: Valores de raios gama para todas as litologias do poço Siririzinho 2	64
Tabela 7: Valores encontrados do perfil DT, NPHI, RHOB e ILD para litologias com óleo do poço Siririzinho 3	66
Tabela 8: Valores encontrados do perfil DT, NPHI, RHOB e ILD para litologias sem óleo do poço Siririzinho 3	66
Tabela 9: Valores de raios gama para todas as litologias do poço Siririzinho 3	66
Tabela 10: Valores encontrados do perfil DT, NPHI, RHOB e ILD para litologias sem óleo no poço Carmópolis 1	70
Tabela 11: Valores de raios gama para todas as litologias do poço Carmópolis 1	70
Tabela 12: Valores encontrados do perfil RHOB e ILD para litologias com óleo do poço Carmópolis 2	73
Tabela 13: Valores encontrados do perfil RHOB e ILD para litologias sem óleo do poço Carmópolis 2	74
Tabela 14: Valores de raios gama para todas as litologias do poço Carmópolis 2	75
Tabela 15: Valores encontrados do perfil DT, NPHI e RHOB para litologias com óleo do poço Carmópolis 3	78
Tabela 16: Valores encontrados do perfil DT, NPHI e RHOB para litologias sem óleo do poço Carmópolis 3	78
Tabela 17: Valores de raios gama para todas as litologias do poço Carmópolis 3	78
Tabela 18: Valores encontrados do perfil DT, NPHI, RHOB e ILD para litologias sem óleo do poço Furado 1	80
Tabela 19: Valores de raios gama para todas as litologias do poço Furado 1	80

Tabela 20: Valores encontrados do perfil DT, NPHI, RHOB e ILD para litologias sem óleo do poço Castanhal 1	82
Tabela 21: Valores de raios gama para todas as litologias do poço Castanhal 1	82
Tabela 22: Valores encontrados do perfil DT, NPHI, RHOB e ILD para litologias com óleo do poço 4-RJS-42-RJS	84
Tabela 23: Valores encontrados do perfil DT, NPHI, RHOB e ILD para litologias sem óleo do poço 4-RJS-42-RJS	84
Tabela 24: Valores de raios gama para todas as litologias do poço 4-RJS-42-RJS	84
Tabela 25: Valores encontrados do perfil DT, NPHI, RHOB e ILD para litologias com óleo do poço 1-RJ-19-RJS	86
Tabela 26: Valores encontrados do perfil DT, NPHI, RHOB e ILD para litologias sem	
Tabela 27: óleo do poço 1-RJ-19-RJS	86
Valores de raios gama para todas as litologias do poço 1-RJ-19-RJS	86
Tabela 28: Valores encontrados do perfil DT, NPHI, RHOB e ILD para litologias com óleo do poço 3-NA-1A-RJS	87
Tabela 29: Valores de raios gama para todas as litologias do poço 3-NA-1A-RJS	88
Tabela 30: Valores encontrados do perfil DT, NPHI, RHOB e ILD para litologias com óleo do poço 3-NA-04-RJS	90
Tabela 31: Valores encontrados do perfil DT, NPHI, RHOB e ILD para litologias sem óleo do poço 3-NA-04-RJS	90
Tabela 32: Valores de raios gama para todas as litologias do poço 3-NA-04-RJS.	91
Tabela 33: Valores encontrados do perfil DT, NPHI, RHOB e ILD para litologias com óleo do poço 4-RJS-234-RJS	93
Tabela 34: Valores encontrados do perfil DT, NPHI, RHOB e ILD para litologias sem óleo do poço 4-RJS-234-RJS	93
Tabela 35: Valores de raios gama do poço 4-RJS-234-RJS	93

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANP – Agência Nacional do Petróleo

API – *American Petroleum Institute*

EUA – Estados Unidos da América

FMS – *Formation Micro-Scanning*

LAS – *Log ASCII Standard*

RJ – Rio de Janeiro

LISTA DE SÍMBOLOS

® - *Registered sign*

KCl – Cloreto de potássio

MeV – Mega elétrons-volt

eV – Elétron-volt

°C – Grau *Celsius*

Ra - Rádio

Pu - Plutônio

Am – Amerício

Be – Berílio

Z – Número atômico

H – Hidrogênio

B – Boro

C – Carbono

N – Nitrogênio

O – Oxigênio

Na – Sódio

Mg – Magnésio

Al – Alumínio

Si - Silício

S - Enxofre

Cl - Cloro

K – Potássio

Ca – Cálcio

Fe – Ferro

Cd – Cádmi

% - Por cento

NaCl – Cloreto de sódio

Ba – Bário

Kppm – Quilo partes por milhão

g/cm³ - Gramas por centímetro cúbico

m - metro

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	PROBLEMA, PREMISSAS E TÉCNICAS DE SOLUÇÃO	15
1.2	RELEVÂNCIA DE ADEQUAÇÃO DAS TÉCNICAS	16
1.3	OBJETIVOS	16
2	ESTADO DA ARTE	17
3	SITUAÇÃO GEOLÓGICA	19
3.1	BACIA DE SERGIPE-ALAGOAS	20
3.2	BACIA DE CAMPOS	21
4	MATERIAIS E MÉTODOS	24
4.1	PERFIS GEOFÍSICOS	24
4.1.1	Raios Gama (GR)	27
4.1.2	Neutrônico (NPHI)	31
4.1.3	Sônico (DT)	38
4.1.4	Densidade (RHOB)	41
4.1.5	Resistividade (ILD)	46
4.1.6	Combinação de Perfis	51
4.2	AJUSTE DE PROFUNDIDADE	55
4.3	INTERPRETAÇÃO DE PERFIS	55
4.4	CALIBRAÇÃO DE PERFIS	56
4.5	COMPARAÇÃO E PADRONIZAÇÃO DOS DADOS	56
5	RESULTADOS	58
5.1	BASE DE DADOS	58
5.2	POÇOS DA BACIA DE SERGIPE-ALAGOAS	58
5.3	POÇOS DA BACIA DE CAMPOS	83
6	DISCUSSÃO	96
7	CONCLUSÕES	109
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	111
	APÊNDICES	113

1. INTRODUÇÃO

1.1. PROBLEMAS, PREMISSAS E TÉCNICAS DE SOLUÇÃO

Desde que os perfis geofísicos foram introduzidos na indústria de exploração mineral, há mais de 80 anos, muitos novos métodos de perfilagem, bem como de interpretação dos dados, foram desenvolvidos. O alcance das ferramentas de perfilagem se expandiu, principalmente com o uso de ferramentas de perfilagem nucleares, cujas assinaturas de perfis passaram a refletir de forma mais direta tanto a composição quanto a geoquímica das rochas. (Doveton, 1994).

Os perfis geofísicos fornecem dados cruciais sobre formações em subsuperfície, através da medição de propriedades físicas das rochas. No entanto, eles possuem algumas limitações, tais como baixo raio de visão lateral, diferentes métodos de medição empregados e heterogeneidade das formações, o que dificulta a interpretação.

A leitura das rochas a partir dos perfis geofísicos é baseada na inferência. Muitas vezes, um conhecimento geral da estratigrafia da sucessão perfilada é necessário para fazer uma interpretação mais precisa, quando não se tem amostragem das rochas.

Outra dificuldade encontrada é que a maior parte da bibliografia sobre análise de perfis foca em propriedades de rochas-reservatórios, e não nas aplicações geológicas gerais que a perfilagem pode proporcionar. Além disso, muitos textos sobre perfilagem possuem bons exemplos geológicos, mas por razões de confidencialidade, ocultam informações ou não podem ser citados.

Através do presente estudo, pretendeu-se analisar dados de perfis geofísicos de poços em conjunto com descrições das litologias sedimentares que correspondam a intervalos perfilados, objetivando reconhecer padrões de assinaturas de perfis para cada litologia. Isso permitirá a extrapolação de litologias para intervalos não amostrados, com base apenas nas assinaturas dos perfis. Para esse propósito, foram utilizadas descrições de poços e arquivos em formato *Log ASCII Standard* (LAS) de perfis geofísicos das bacias brasileiras de Sergipe-

Alagoas, e de Campos (RJ), mais especificamente do Campo Namorado, além de casos de interpretação litológica de perfis da literatura.

1.2. RELEVÂNCIA E ADEQUAÇÃO DAS TÉCNICAS

As medições de perfis geofísicos são feitas para determinar o valor de algum parâmetro das litologias perfuradas. No entanto, os parâmetros que frequentemente interessam na caracterização de litologias em subsuperfície (por exemplo, a porosidade) não podem ser medidos diretamente, mas são obtidos de forma indireta, através do processamento dos dados obtidos na perfilagem e sua posterior interpretação.

Como a perfilagem por si só pode caracterizar incorretamente as litologias em subsuperfície, é necessária uma análise integrada dos perfis geofísicos de poços com descrições de amostras das rochas perfuradas. Através dessa integração, é possível reconhecer os padrões de comportamento dos perfis para cada litologia amostrada, fornecendo uma base para interpretações sobre intervalos com dados de perfis, mas sem amostragem das rochas perfuradas.

1.3. OBJETIVOS

O principal objetivo da pesquisa é apresentar uma metodologia de análise e interpretação litológica a partir de perfis geofísicos, com fundamento geológico. Para isso, foram analisados cinco tipos de perfis geofísicos em combinação com descrições de testemunhos de diferentes rochas sedimentares das bacias brasileiras citadas anteriormente.

A calibração dos perfis de poços permitirá estender a caracterização litológica para poços sem testemunhagem ou amostragem lateral, de forma a apoiar estudos sistemáticos de sucessões sedimentares.

2. ESTADO DA ARTE

A técnica de prospecção geofísica conhecida como “perfilagem de poço” foi inventada em 1927, tendo seus primeiros registros obtidos por H. Doll, os irmãos Schlumberger e outros, em um campo de óleo na Alsácia, região da França. Inicialmente, ela era usada para correlacionar padrões similares de condutividade elétrica de um poço a outro, muitas vezes a grandes distâncias. Com o tempo, sua aplicação começou a ser direcionada para a avaliação quantitativa de formações contendo hidrocarbonetos, embora seja relevante para uma série de outros estudos, tais como mapeamento estrutural, prospecção mineral e identificação sedimentológica.

Com o surgimento da perfilagem de poços, tornou-se necessária a transformação dos dados registrados para propriedades petrofísicas que caracterizassem as formações analisadas em subsuperfície. A forma encontrada foi a interpretação, ou avaliação de formações, que requer a integração dos conhecimentos geológicos com as respostas dos perfis elétricos para extrair o máximo de informações petrofísicas e litológicas das formações em subsuperfície (Ellis & Singer, 2008).

Existem centenas de artigos descrevendo os vários métodos de perfilagem, sua aplicação e interpretação. A maioria deles utiliza uma combinação entre dois ou mais perfis para a interpretação completa das litologias, como por exemplo, os perfis de raios gama, neutrônico e de densidade.

Uma demonstração dos erros e limitações do uso de um único tipo de perfil foi o estudo executado por Bristow e Williamson (1998) para analisar as fácies, correlacioná-las e interpretar os ambientes deposicionais de arenitos do Mar do Norte utilizando exclusivamente perfis de raios gama espectral. Foram analisados perfis de trinta poços, aplicando-se a metodologia de Myers e Bristow (1989) e os resultados mostraram que havia muita variação entre os poços para se avaliar corretamente o ambiente deposicional e as litofácies com base apenas nos perfis de raios gama. Essas diferenças foram atribuídas a mudanças no ambiente de perfilagem, principalmente características da lama de perfuração e qualidade dos furos de sondagem. A influência do ambiente, segundo sugerem os autores, poderia

ser testada comparando-se a composição química dos testemunhos com as respostas de raios gama.

Lovell *et al.* (1998) examinaram o processo de calibração e integração da interpretação de perfis com a descrição de testemunhos. Foram analisadas litologias da crosta oceânica do Rifte de Costa Rica, interpretadas com base na descrição de testemunhos recuperados, em comparação com as produzidas com base nas variações de textura obtidas pela ferramenta de Micro-escaneamento de Formação (FMS), juntamente com perfis de raios gama, resistividade e sônico. Como foi demonstrado, havia diferenças significativas entre uma interpretação e outra. A conclusão foi de que a amostragem dos testemunhos foi tendenciosa, possivelmente pela amostragem preferencial de algumas litologias e recuperação incompleta, o que não correspondia a toda a área analisada. O modelo que mais se aproximava da realidade era o que integrava os diferentes perfis geofísicos e o imageamento por FMS.

Atualmente, sabe-se que a interpretação de perfis elétricos geofísicos é apenas uma parte do processo de caracterização de formações em subsuperfície. É necessário analisar, sempre que possível, amostras obtidas por testemunhagem, amostragem lateral ou outros métodos para se verificar a correção das interpretações. A caracterização de litologias é um processo demorado, que demanda cuidados tanto na aquisição, quanto no processamento e interpretação dos dados obtidos pelas ferramentas de perfilagem.

A Figura 1 ilustra uma correlação entre perfis gama de afloramento, que também pode ser aplicada para perfis de poço, nos casos em que não há amostragem. O estudo foi feito em afloramentos do Pensilvaniano do Estado do Arkansas (EUA) verificando-se a relação entre granulometria e respostas de raios gama. (Slatt *et al.*,1992). A gama espectrometria em subsuperfície melhora a interpretação e correlação de dados de poços quando a variação lateral das fácies é maior que o espaçamento entre os poços.

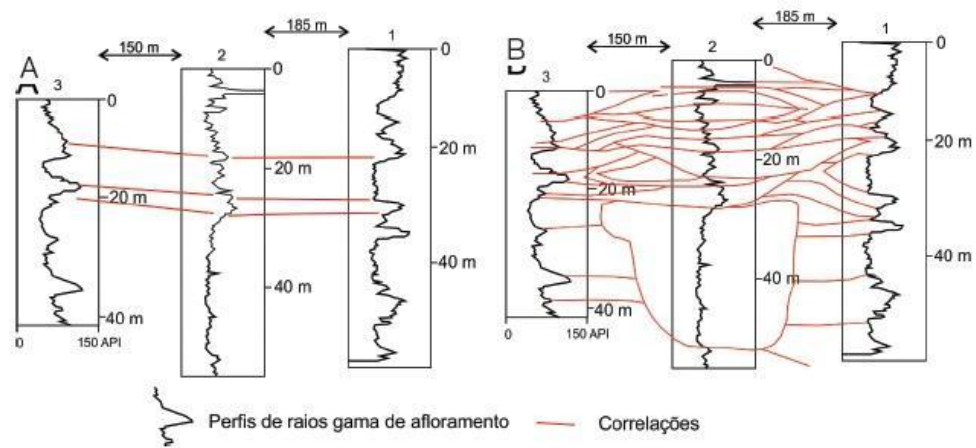


Fig. 1: (A) Correlação de perfis de raios gama espectral de um afloramento apenas com informações de perfil; (B) Interpretação dos perfis com informações obtidas no afloramento. (adaptado de Slatt *et al.*, 1992).

3. SITUAÇÃO GEOLÓGICA

3.1. BACIA DE SERGIPE-ALAGOAS

A bacia de Sergipe-Alagoas ocupa uma faixa alongada na costa leste brasileira, sendo limitada a nordeste com a bacia Pernambuco-Paraíba pelo Alto de Maragogi, e a sudoeste com a Bacia do Jacuípe pelo sistema de falhas Vaza Barris. (Feijó, 1994). Segundo Mohriak (2003), é representada como um rifte assimétrico, alongado na direção NNE/SSW entre os paralelos 9° e 11° Sul. Sua carta estratigráfica mais recente, apresentada na Figura 2, foi proposta por Campos Neto *et al.*, em 2007.

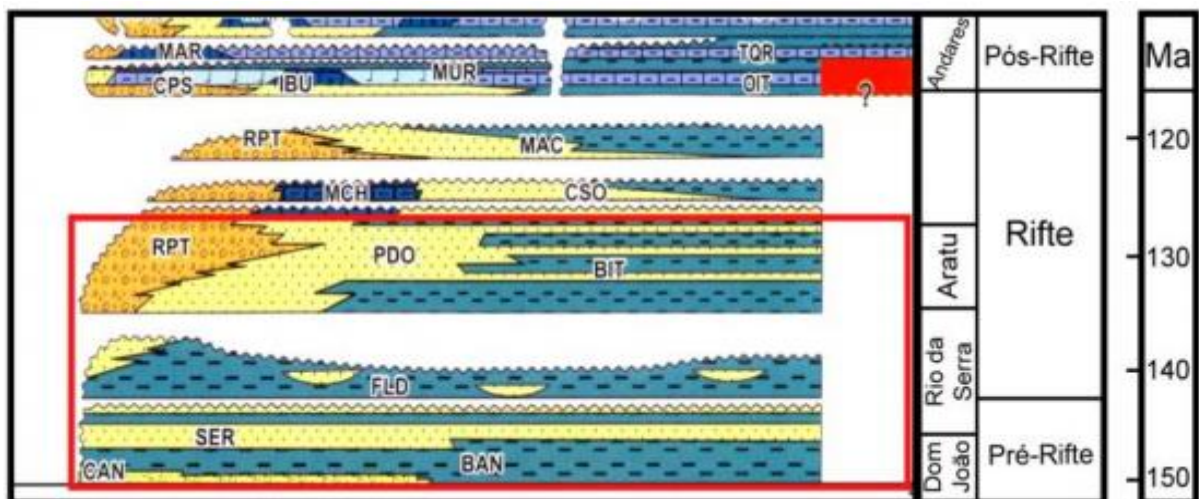


Fig. 2: Carta estratigráfica da Bacia de Sergipe-Alagoas (extraída de Campos Neto *et al.*, 2007)

O embasamento sob a bacia Sergipe-Alagoas é formado por rochas metamórficas proterozóicas de baixo grau dos grupos Miaba e Vaza Barris, e ainda por rochas graníticas do batólito Alagoas-Pernambuco, também do Proterozóico. (Feijó, 1994). Essas rochas pré-cambrianas estão localmente cobertas por sequências sedimentares intracratônicas paleozóicas (Souza *et al.*, 1995). A carta estratigráfica da bacia foi organizada por Schaller (1969), que descreveu as diferentes formações sedimentares nela contidas, entre elas a Formação Barra de Itiúba e a Formação Muribeca, analisadas neste trabalho.

A Formação Barra de Itiúba é constituída por uma sucessão de folhelhos cinza esverdeados, com intercalações delgadas de arenito muito fino cinza esbranquiçado, e calcilito acastanhado. (Feijó, 1994). As rochas dessa formação foram depositadas por deltas, em ambiente lacustre. A idade eocretácea é interpretada a partir da presença de ostracodes não-marinhos.

A Formação Muribeca é composta por clásticos grossos, evaporitos e carbonatos de baixa energia presentes no bloco alto da Linha de Charneira Alagoas (Feijó, 1994) que retratam a deposição em ambiente transicional para marinho restrito, caracterizando planícies de *sabkha*. Nessa formação, podem ser distinguidos três membros: (1) Membro Carmópolis, formado por conglomerados policompostos cinzas acastanhados e filarenitos médios a grossos; (2) Membro Ibura, com uma variada suíte evaporítica associada a calcarenitos e calcirruditos de origem algálica; e (3) Membro Oiteirinhos, contendo calcilitos maciços e laminados, folhelhos e siltitos. (Feijó, 1994). A datação por meio de palinóforos e microforaminíferos determinou uma idade Neo-aptiana para essa formação. (Koutsoukos, 1989).

3.2. BACIA DE CAMPOS

A Bacia de Campos é uma bacia *offshore* de margem passiva localizada no sudeste do Brasil, e separada da Bacia do Espírito Santo, ao norte, pelo Alto de Vitória, e da Bacia de Santos, ao sul, pelo Alto de Cabo Frio. (Prochnow *et al.*, 2006). A margem ocidental é definida pela Falha de Campos, orientada paralelamente à faixa costeira da Serra do Mar. (Guardado *et al.*, 1990).

A bacia se originou durante a dispersão do Supercontinente Gondwana, com a separação das placas da África e da América do Sul, e abertura do Oceano Atlântico Sul. Seu preenchimento ocorreu por três mega-sequências tectono-estratigráficas: não marinha, transicional e marinha. (Dias *et al.*, 1990). A mega-sequência não marinha (fase rifte) contém as principais rochas geradoras de hidrocarbonetos, os lutitos lacustres do Cretáceo Inferior da Formação Lagoa Feia. (Pereira *et al.*, 1984). A mega-sequência transicional contém um pacote siliciclástico

e carbonático (os reservatórios “pré-sal”) coberto por evaporitos do Aptiano. Já a mega-sequência marinha compreende uma unidade carbonática sobreposta por uma espessa sequência siliciclástica do Cretáceo Superior-Terciário e por sedimentos Quaternários. (Prochnow *et al.*, 2006).

Os principais reservatórios de óleo da Bacia de Campos são arenitos turbidíticos feldspáticos. O “Arenito Namorado” é um desses reservatórios, consistindo de uma espessa sequência de arenitos com cimentação parcial por calcita (Souza & Silva, 1998), depositados na seção superior da Formação Macaé.

A Formação Macaé é uma sequência carbonática depositada durante o Albiano-Cenomaniano, composta por calcarenitos de rampa rasa, e por margas e calcilitos de talude. O Arenito Namorado é composto principalmente de arenitos médios a muito finos, maciços. Estruturas sedimentares são raras, mas ocasionalmente uma gradação normal pode ser observada. O processo de fluidização é identificado por estruturas de prato e pilar. Raramente, camadas individuais apresentam *ripples* no topo. A espessura média das camadas é de um metro, mas muitas camadas podem estar amalgamadas, resultando em intervalos de mais de dez metros de espessura. (Souza & Silva, 1998).

A carta estratigráfica mais recente da Bacia de Campos foi proposta por Winter *et al.* (2007). Nessa nova proposta, a Formação Macaé foi elevada a Grupo, e os membros componentes da mesma foram elevados à Formação, conforme ilustrado na Figura 3.

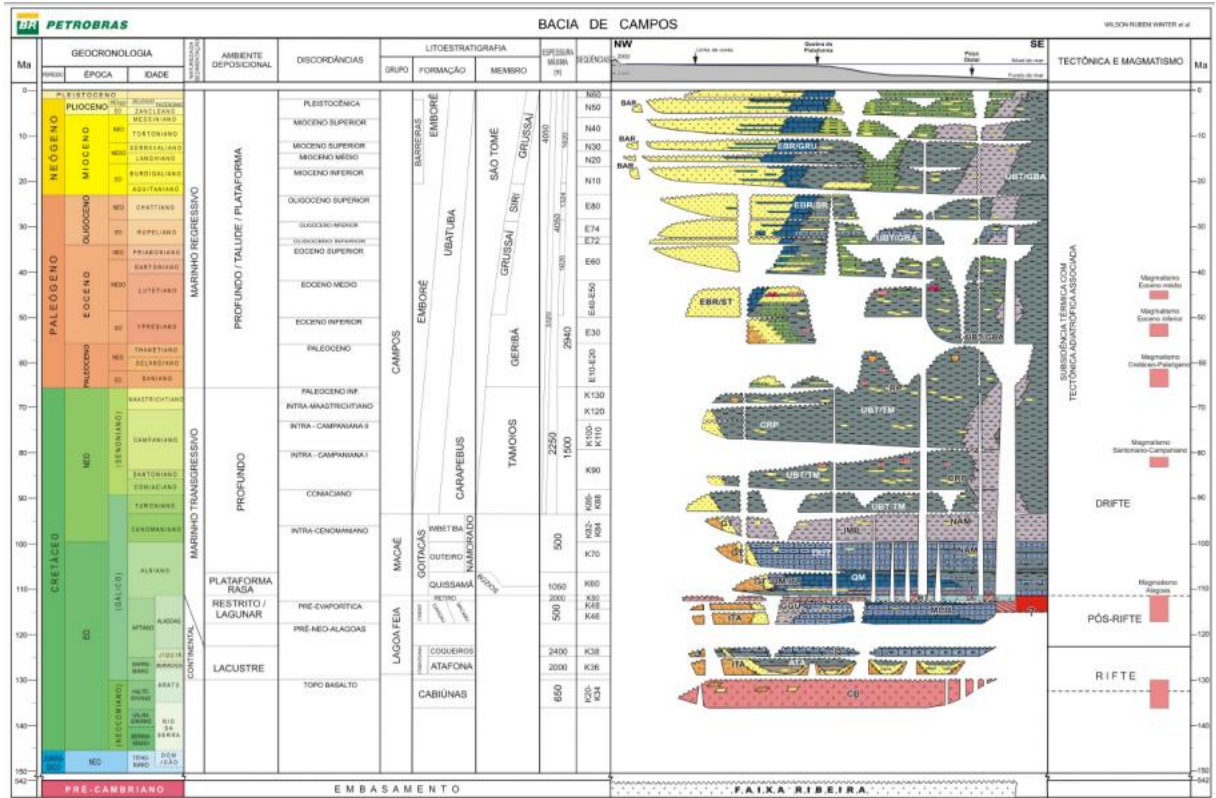


Fig. 3: Carta estratigráfica da Bacia de Campos. (Extraído de Winter *et al.*, 2007).

4. MATERIAIS E MÉTODOS

A execução do presente trabalho envolveu as seguintes atividades:

1) Caracterização dos tipos de perfis geofísicos convencionais, apresentados neste capítulo, e suas possíveis interpretações litológicas com base na literatura.

2) Análise integrada dos dados de perfis de poços das bacias de Sergipe-Alagoas e de Campos, e das descrições de amostras correspondentes a intervalos perfilados, com o auxílio do software Strataledge®¹. Na bacia de Sergipe-Alagoas, as formações analisadas foram a Barra de Itiúba, presente no Campo de Furado, e a formação Muribeca, nos campos de Carmópolis, Castanhal e Siririzinho. Na bacia de Campos, foram analisadas litologias da Formação Macaé, no Campo de Namorado.

3) Calibração dos perfis, ou seja, reconhecimento de padrões de assinaturas nos perfis que correspondem às litologias sedimentares descritas, para possibilitar futuras interpretações litológicas com base nessas assinaturas.

4) Registro dos perfis e descrições, para padronização e melhor visualização dos dados, no software para descrição de testemunhos Strataledge®.

O método do ajuste de profundidade foi citado neste trabalho por ser necessário antes da integração entre perfis geofísicos e descrições de testemunhos. Entretanto, não foi aplicado, pois os dados de perfis e descrições utilizados já estavam com as profundidades ajustadas.

4.1. PERFIS GEOFÍSICOS

Os perfis geofísicos representam registros visuais, em relação à profundidade, de uma ou mais propriedades das rochas perfuradas em subsuperfície. Tais perfis são denominados de maneira geral de perfis elétricos, independentemente do processo de medição físico empregado.

O processo de perfilagem envolve certo número de elementos, que estão ilustrados esquematicamente na Figura 4. A sonda é o dispositivo responsável pela medição das propriedades das rochas em subsuperfície, enquanto o cabo (em

¹ Strataledge é marca registrada de Endeeper. (www.endeeper.com/products)

inglês, “*wireline*”) é o que transmite as informações em profundidade até a unidade de perfilagem na superfície. (Ellis & Singer, 2008). Os três parâmetros geológicos fundamentais – composição, textura e estrutura – podem ser inferidos com base na resposta dos sensores de perfilagem. (Schlumberger, 1989).

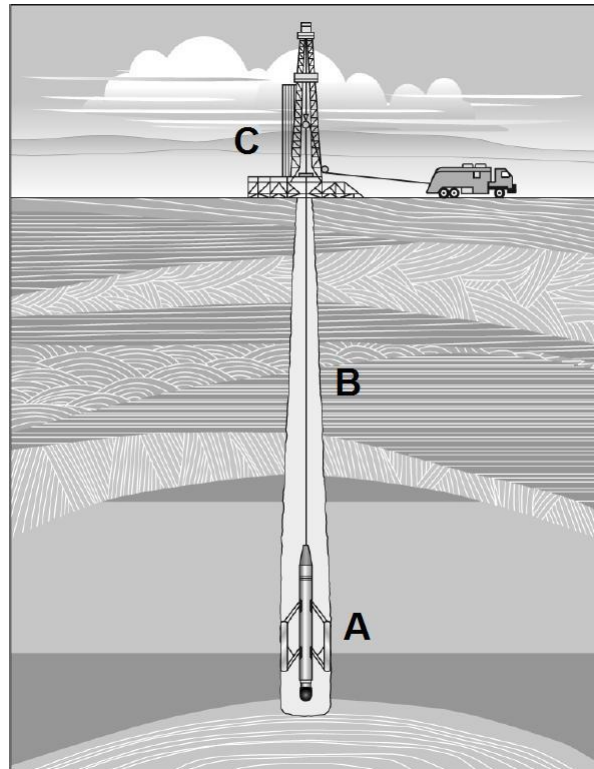


Fig. 4: Os elementos da perfilagem de poço: (A) sonda em subsuperfície, (B) cabo de perfilagem e (C) unidade de perfilagem em superfície (extraído de Ellis & Singer, 2008).

Atualmente, há mais de cinquenta tipos de ferramentas de perfilagem para as mais variadas funções e necessidades de informações. Algumas delas são dispositivos de medição passivos, outras exercem alguma influência na formação (Ellis & Singer, 2008).

A composição de uma rocha é expressa em termos de mineralogia ou de elementos químicos. A mineralogia fornece as propriedades petrofísicas, como dureza, densidade e resistividade. Alguns sensores de perfilagem medem a concentração em elementos, enquanto outros respondem dependendo da porcentagem e distribuição dos minerais na rocha. (Schlumberger, 1989).

A textura está relacionada aos aspectos geométricos dos constituintes da rocha, como seleção, empacotamento, forma, e arranjo (fábrica) dos grãos, arranjo do cimento e da matriz, e contatos grão-grão, grão-matriz e grão-cimento.

Propriedades petrofísicas da rocha, como porosidade e permeabilidade, dependem principalmente da textura. (Schlumberger, 1989).

Enquanto as texturas mostram as relações de grão em grão na rocha, estruturas sedimentares refletem as condições do tempo de deposição, como energia e tipo de corrente. Estas constituem um elemento importante da fácies de uma unidade sedimentar e ajudam a definir o ambiente deposicional das formações em análise. (Schlumberger, 1989).

Existem vários tipos de perfis elétricos, com o intuito de medir diferentes propriedades da rocha ou do poço de perfuração. Entre eles, os mais representativos para caracterizar litologias são os de raios gama, neutrônico, sônico, de densidade e de eletrorresistividade. O perfil caliper, embora bastante utilizado em perfilagem de poços, mede o diâmetro do furo de sondagem e mostra as zonas em que a rocha foi danificada durante a perfuração, ocorrendo seu colapso ou desmoronamento. Normalmente isso ocorre em folhelhos finos, e essa possibilidade poderia ser checada analisando-se o perfil de raio gama. (Doveton, 1994). Entretanto, como essas medidas não refletem as propriedades físicas da rocha, não serão foco de estudo neste trabalho.

4.1.1. Raios Gama (GR)

O perfil de raios gama mede a radioatividade total emitida das formações geológicas em análise, devido à presença de isótopos instáveis em alguns minerais e fluidos (principalmente em rochas como folhelhos, ricas em argilominerais). É muito utilizado na identificação de litologias (Figura 5), distinguindo especialmente materiais argilosos de não argilosos.

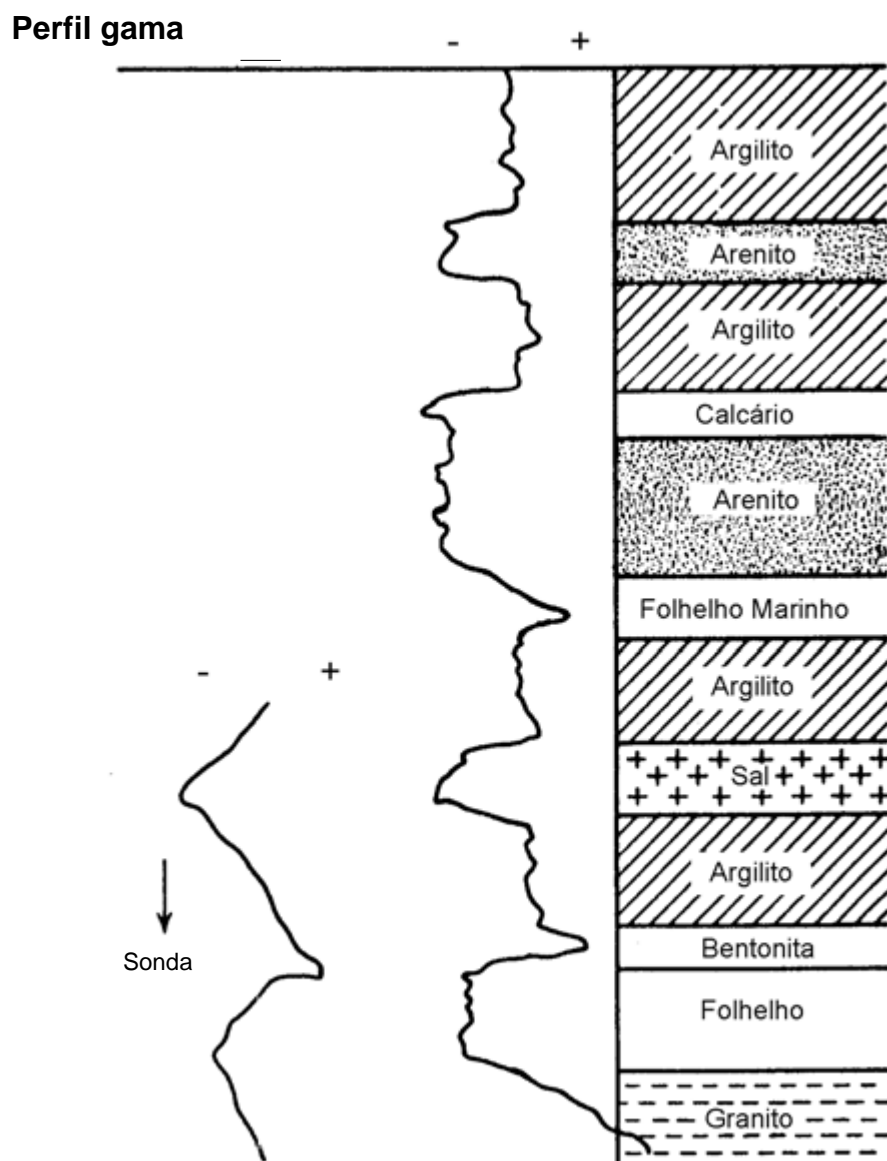


Fig. 5: Perfil de raio gama e respectivas litologias interpretadas. (Adaptado de Dobrin, 1981).

Os isótopos instáveis de elementos decaem continuamente para formas mais estáveis e emitem radiação de vários tipos. Embora muitos isótopos radioativos sejam conhecidos, só três tipos ocorrem em abundância significativa na natureza: as séries de urânio, tório, e o isótopo potássio-40. (Doveton, 1994).

Os raios gama têm penetrações maiores que os raios alfa ou beta, e podem ser medidos por contadores simples. Os primeiros detectores em sondas de perfilagem foram os contadores Geiger, mas eles foram substituídos por cintilômetros em ferramentas mais modernas. (Doveton, 1994).

A sonda que detecta a radioatividade das formações consiste em um detector (cintilômetro ou contador Geiger) e um amplificador. A escala de medida do perfil é em unidades do Instituto do Petróleo Americano (API), aceitas como o padrão de referência internacional. O padrão API é definido pelo teste de calibração primária da Universidade de Houston, onde um calibrador de cimento radioativo recebe um valor de duzentas unidades de API e é concebido originalmente para que um folhelho intra-continental típico deva registrar cerca de cem unidades de API.

A Figura 6 exemplifica valores de raios gama (em API) para algumas rochas, no entanto esses valores podem apresentar ampla variação.

Rocha	Valor API
Carvão	0
Halita	0
Gipsita	0
Anidrita	0
Calcário	5 – 10
Dolomito	10 - 20
Arenito limpo	10 – 30
Arenito argiloso	30 - 45
Folhelho	40 – 140
Silvita (KCl)	~500

Fig. 6: Valores de radioatividade comuns para algumas rochas (modificado de Schlumberger, 1972).

Na maioria dos estudos geológicos estratigráficos e de petróleo, o perfil de raio gama é usado tanto para diferenciar as formações argilosas das não argilosas,

quanto para avaliar o teor de argilas em diferentes rochas. Arenitos, calcários e dolomitos típicos têm concentrações relativamente baixas de isótopos radioativos se comparados a folhelhos, embora haja exceções. A maioria dos carbonatos mostram níveis muito baixos de radioatividade, a menos que contenham folhelho disseminado ou tenham sido mineralizados por soluções portadoras de urânio. Ortoquartzitos simples também mostram valores baixos, embora as leituras relativamente altas possam derivar de uma quantidade significativa de folhelho, feldspato, mica ou minerais pesados, como o zircão.

Os mais altos níveis de radiação em folhelhos são causados pela absorção de tório por minerais argilosos, conteúdo de potássio em argilominerais (principalmente illita), e urânio fixado por matéria orgânica associada. A radiação gama em arenitos, quando houver, pode ser atribuída aos argilominerais, feldspatos potássicos, micas ou minerais pesados. Em carbonatos, zonas radioativas geralmente são ou horizontes argilosos, ou níveis de mineralização de urânio, ou ainda argilas disseminadas na rocha por processos diagenéticos ou precipitadas dentro de sistemas de fraturas. (Doveton, 1994).

O exemplo de perfil de raio gama da Figura 7 da seção Pensilvaniano-Mississipiano mostra respostas típicas de raio gama para tipos de rochas sedimentares comuns. Os calcários do Mississipiano com chert têm baixos valores de radiação característicos de carbonatos não alterados. Os calcários argilosos mostram leituras mais altas, causadas pelo conteúdo de folhelho. Os mais altos valores em arenitos do Pensilvaniano podem ser atribuídos ao conteúdo de micas. (Doveton, 1994).

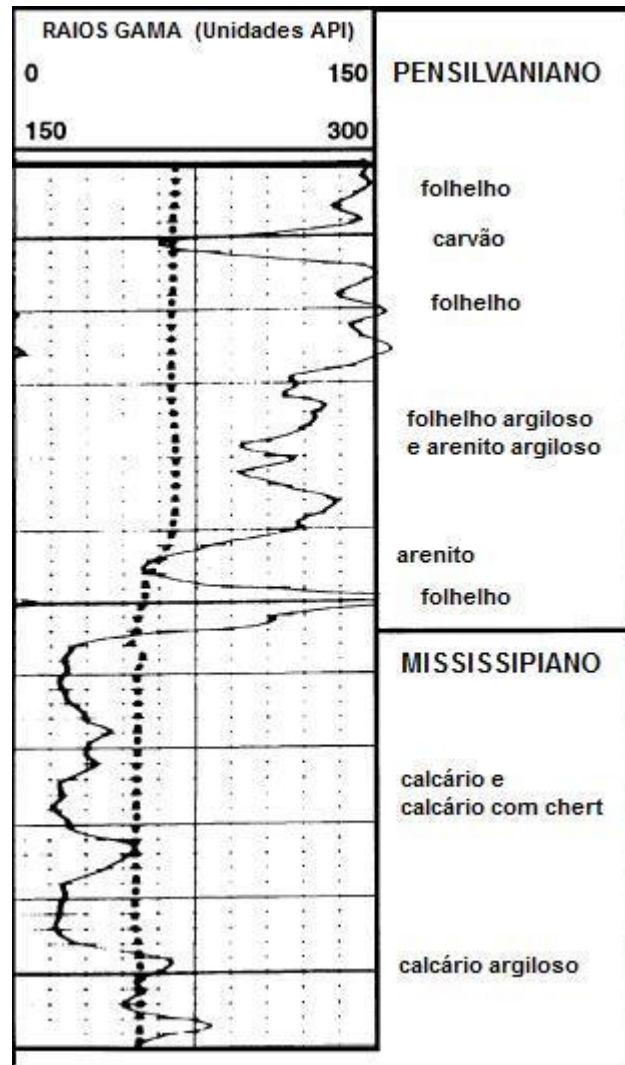


Fig. 7: Perfil de raios gama em uma seção do Pensilvaniano-Mississipiano do poço #9 no Kansas oriental; (adaptado de Doveton, 1994).

Na Figura 8, o perfil calíper (tracejado) e raio gama (linha) são mostrados para a mesma seção de um poço. Em seções “limpas”, ou seja, sem argilominerais, a leitura de raio gama é da ordem de 15 a 30 unidades API, enquanto as seções com folhelho chegam a 75 unidades API. O perfil calíper, nesse exemplo, tem quase o mesmo comportamento do perfil de raio gama, devido ao fato de as seções com folhelho serem mais facilmente desagregadas do que as seções “limpas”, com arenito, aumentando o tamanho do furo de sondagem. (Ellis & Singer, 2008).

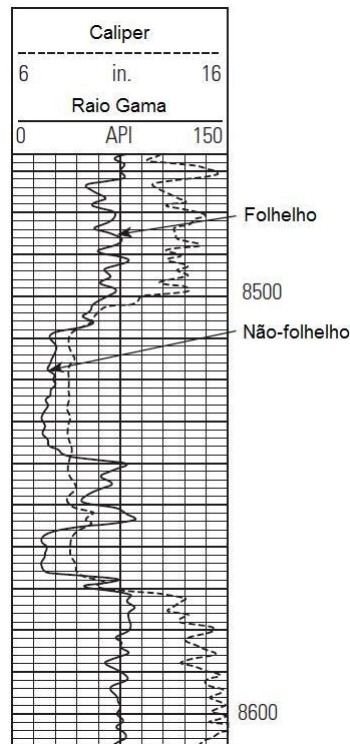


Fig. 8: Perfis de raios gama e caliper variando com a profundidade (adaptado de Ellis & Singer, 2008).

4.1.2. Neutrônico (NPHI)

Segundo Heisenberg (1932), os nêutrons são partículas não ionizantes ou destituídas de carga elétrica. Por consequência, podem penetrar profundamente na matéria, interagindo com os núcleos dos elementos que compõem as rochas.

Os nêutrons se classificam, de acordo com seu nível energético, em rápidos (energia maior que 0,1MeV), epitermais (energia entre 0,1 e 0,025eV) e termiais (energia cinética média na ordem de 0,025eV a 20°C, em equilíbrio com o meio). Ao longo de sua trajetória desde a fonte, eles podem se chocar com núcleos de elementos químicos em repouso, adquirindo uma nova trajetória e colocando esses núcleos em movimento também. Essa interação pode se dar por absorção ou captura (incorporação a um núcleo, liberando energia na forma de raios gama, quando o nêutron atinge a mesma velocidade e energia termal do meio), espalhamento elástico (quando transfere parte de sua energia cinética para o núcleo atingido e muda de direção) e espalhamento inelástico (a energia cinética não é

totalmente conservada, pois o núcleo atingido se torna excitado internamente e parte da energia desloca o centro de massa do conjunto).

O princípio da ferramenta de perfilagem neutrônica (Figura 9) utilizada em geofísica é produzir uma agitação artificial pelo bombardeio dirigido de nêutrons rápidos para dentro das formações. Em seguida, medir a quantidade de raios gama de captura defletidos pela interação dos nêutrons com núcleos de elementos químicos, através de um ou até quatro detectores. Quanto mais densa for a formação geológica em subsuperfície, mais núcleos ela vai possuir e, conseqüentemente, uma maior quantidade de raios gama de espalhamento será detectada.

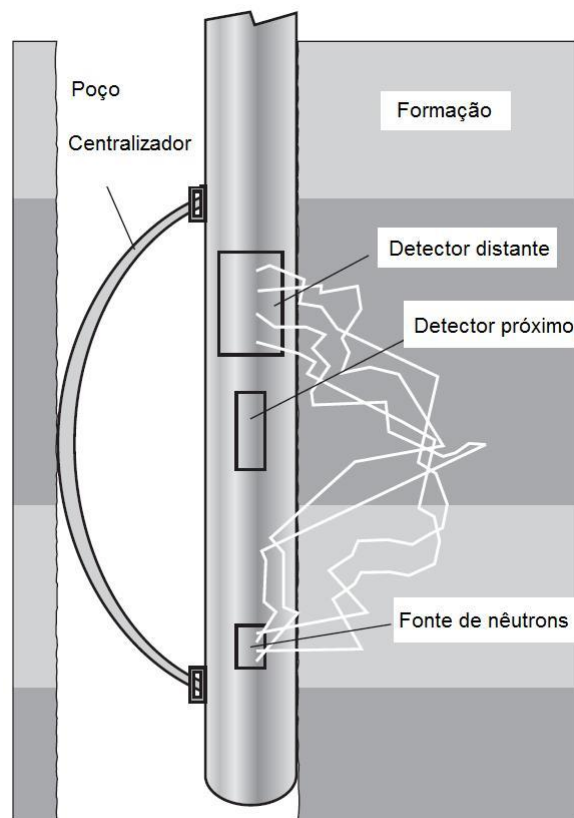


Fig. 9: Ilustração esquemática de uma ferramenta de perfilagem neutrônica genérica (adaptado de Ellis & Singer, 2008).

A fonte radioativa de nêutrons resulta da junção de um material radioativo (rádio, plutônio ou amerício) em contato com um elemento que tenha nêutrons fracamente unidos, como o berílio. As partículas alfa produzidas pelo Ra, Pu ou Am colidindo com os núcleos de Be o fazem expulsar nêutrons. Quanto maior a energia

das partículas alfa, maior a energia dos nêutrons expulsos. Eventualmente, essas fontes podem emitir um resíduo de raios gama de baixa energia, o que não causa danos significativos na interpretação final do perfil.

Os raios gama de captura produzidos da interação entre os nêutrons rápidos e os núcleos dos elementos nas formações sedimentares deixam o local onde se originaram e atravessam as rochas com a velocidade da luz. A exemplo dos nêutrons rápidos, eles também interagem com os átomos das formações e são absorvidos por meio do efeito fotoelétrico. Caso haja um detector localizado a certa distância da fonte, dentro da zona de termalização, ele mostrará uma contagem de raios gama proporcional ao número de nêutrons termais espalhados ao redor do detector. Raios gama produzidos a uma grande distância dos detectores são absorvidos fotoeletricamente pelas rochas e não participam da contagem final. Em consequência disso, a escolha da distância entre a fonte e o detector deve ser adequada para a resolução da porosidade, em função de uma melhor contagem.

Em relação ao nível energético, existem diferenças entre os raios gama naturais e os induzidos pelo processo de bombardeamento de nêutrons. Raios gama naturais têm energia da ordem de 0,5 - 2,0 MeV, enquanto que os induzidos variam entre 2 e 8 MeV (Figura 10).

Número atômico (Z)	Símbolo do elemento químico	Raio gama de captura (MeV)
1	H	2,23
4	Be	-
5	B	-
6	C	4,05 – 4,95
7	N	-
8	O	6,09
11	Na	-
12	Mg	3,92 – 8,16
13	Al	3,02 – 7,72
14	Si	4,95 – 6,4
16	S	4,84 – 5,43
17	Cl	7,42 – 7,77
19	K	-
20	Ca	5,89 – 6,42
26	Fe	-
48	Cd	-

Fig. 10: Espectro de emissão dos raios gama de captura para alguns elementos comuns às rochas sedimentares.

Os átomos de hidrogênio são os que mais influenciam no espalhamento e perda de energia dos nêutrons (a perda chega a 100% devido à igualdade de massa entre o núcleo de hidrogênio e o nêutron). Isso independe do local onde os núcleos estejam alojados, seja em moléculas de óleo, gás, água porosa, água adsorvida aos argilominerais ou água de cristalização.

As respostas das ferramentas neutrônicas, portanto, refletem principalmente a quantidade de hidrogênio existente nas formações, incluindo os átomos quimicamente combinados em minerais da matriz das rochas. Na maior parte das vezes, a leitura de nêutrons depende do índice de hidrogênio, que é proporcional à quantidade de átomos de H por unidade de volume. Alguns sais, como o cloreto de sódio (NaCl) dissolvido, reduzem esse índice. Já os hidrocarbonetos líquidos possuem índices próximos aos da água. O gás geralmente tem uma concentração de hidrogênio consideravelmente menor, que varia com a temperatura e pressão,

provocando leituras de porosidade muito baixas no perfil neutrônico. Folhelhos em geral têm alto índice de hidrogênio.

A população termal de nêutrons dentro das rochas é função das fases de amortecimento energético dos nêutrons (ou espalhamento) e termalização (quando os nêutrons atingem um nível energético igual ao do meio ambiente – ou seja, 0,025eV – e esse nível não varia mais). Dessa forma, qualquer elemento do meio que afete uma dessas fases afeta também a distribuição espacial final dos nêutrons, e conseqüentemente o índice de hidrogênio ou porosidade calculada pelo perfil.

O poder de amortecimento ou espalhamento de uma rocha é exercido, preferencialmente, pelo elemento hidrogênio. Por outro lado, a fase de termalização pode ser afetada pela presença de elementos absorvedores que compõem a matriz da rocha e pela concentração daqueles elementos com maiores probabilidades de capturar nêutrons termais (como Cd, B, Cl e Ba). Na prática, a concentração desses elementos de alto poder de captura é mínima, principalmente quando se trata de rochas com porosidades maiores que 10-15%. Em baixas porosidades, quando a maioria dos absorvedores é constituída pelos elementos matriciais (por escassez do próprio hidrogênio), as diferenças entre arenitos (Si) e carbonatos (Ca, Mg) podem ser significativas.

A presença dos absorvedores nas rochas proporciona um efeito de importância vital na interpretação dos perfis neutrônicos, que é a redução da população termal a qualquer distância da fonte, pois eles atuam espalhando e absorvendo os nêutrons. Um dos elementos absorvedores de grande importância nesse aspecto é o cloro (cerca de cem vezes mais absorvedor do que o hidrogênio), de modo que sua presença nas águas porosas pode reduzir a densidade de nêutrons termais. Caso não se leve em consideração a concentração de cloro e demais absorvedores na água de formação, a redução na contagem final desses nêutrons pode ser interpretada como uma alta porosidade.

Experimentos de laboratório demonstraram que o efeito dos absorvedores somente deve ser considerado quando as porosidades forem superiores a 30% e a concentração de NaCl nas águas maior do que 50Kppm. Esses efeitos ambientais podem ser corrigidos com o uso de cartas específicas distribuídas pelas empresas de perfilagem.

Os perfis neutrônicos modernos fornecem medições diretamente em unidades de porosidade de calcário equivalente (ou porosidade do arenito em áreas clásticas).

A escala apropriada a ser usada está relacionada à natureza da litologia da formação, por causa das leves diferenças na absorção de nêutrons por diferentes minerais matriciais. (Doveton, 1994).

A Figura 11 mostra um exemplo de perfil neutrônico compensado do Pensilvaniano de um poço no sudoeste do Kansas, em unidades equivalentes do calcário. Os folhelhos marinhos têm altos valores de “porosidade” neutrônica, devido ao conteúdo de água intersticial. A variabilidade alta na porosidade dentro dos calcários diferencia duas fácies. Intervalos de baixa porosidade correspondem a *wackestones*, e contrastam com a alta porosidade dos *grainstones* oolíticos. (Doveton, 1994).

Em seus estudos, Watney (1985) concluiu que os *wackestones* mais profundos, com menor valor de porosidade, representam sedimentos micríticos de mar aberto que foram depositados em uma ampla plataforma. O intervalo de alta porosidade nos *wackestones* superiores foi formado em bancos de oolitos em um estágio posterior de regressão marinha.

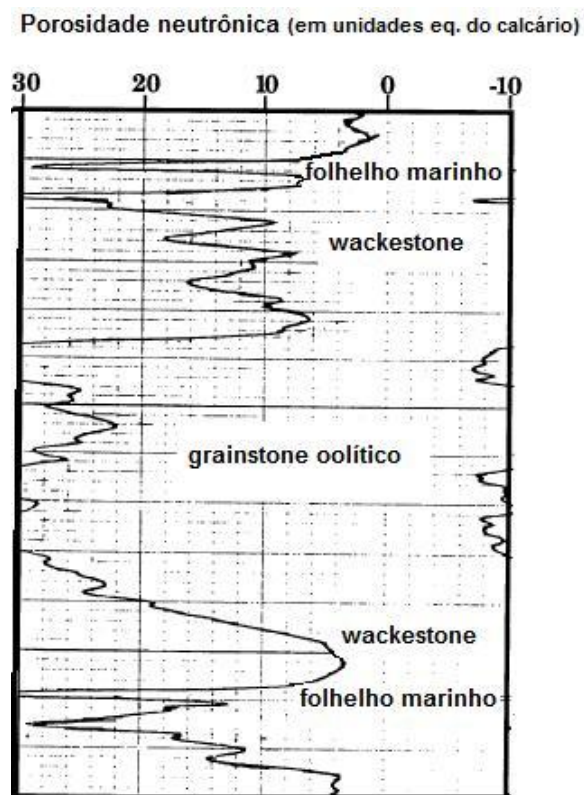


Fig. 11: Perfil neutrônico do Grupo Cidade do Kansas do Pensilvaniano no poço #14, sudoeste do Kansas (adaptado de Doveton, 1994).

O método de perfilagem neutrônica é muito utilizado para estimar a porosidade das rochas, verificar litologias e identificar zonas portadoras de hidrocarbonetos leves ou gás (quando combinado com outro perfil de porosidade ou análise de testemunho). Além disso, pode determinar a quantidade de hidrogênio e de fluidos que preenchem os poros das rochas.

Para melhores resultados em relação à litologia, informações adicionais de porosidade através de outros métodos são necessárias, como leituras de perfis sônicos ou de densidade. O método de perfilagem neutrônica utilizado sozinho produz muita incerteza na interpretação.

4.1.3. Sônico (DT)

A ferramenta de perfilagem sônica (Figura 12) mede a diferença nos tempos de trânsito de uma onda mecânica através das rochas. O perfil sônico gerado é um registro da profundidade *versus* tempo necessário para que uma onda sonora atravesse 1ft (um pé) de formação. É muito utilizado para estimativa de porosidade, correlação poço a poço, estimativas do grau de compactação das rochas ou das constantes elásticas, detecção de fraturas e apoio à sísmica para elaboração de sismogramas.

A ferramenta consiste de um transmissor de ondas sísmicas sonoras que se propagam pela lama e pelas rochas até atingir um receptor. (Schlumberger, 1989). Para diminuir a influência dos ruídos (irregularidades das paredes, lama de perfuração, etc.) são usados até dois receptores.

A determinação da porosidade se dá pela seguinte fórmula:

$$\varphi = \Delta t - \Delta t_m / \Delta t_f - \Delta t_m$$

Onde :

Δt – tempo de trânsito na formação;

Δt_f – tempo de trânsito no fluido;

Δt_m – tempo de trânsito na matriz.

Ou:

$$\Delta t = 1 / V_r = \varphi / V_f + (1 - \varphi) / V_m$$

Sendo:

V_r – medida da velocidade de formação;

V_f – medida da velocidade no fluido;

V_m – medida da velocidade na matriz.

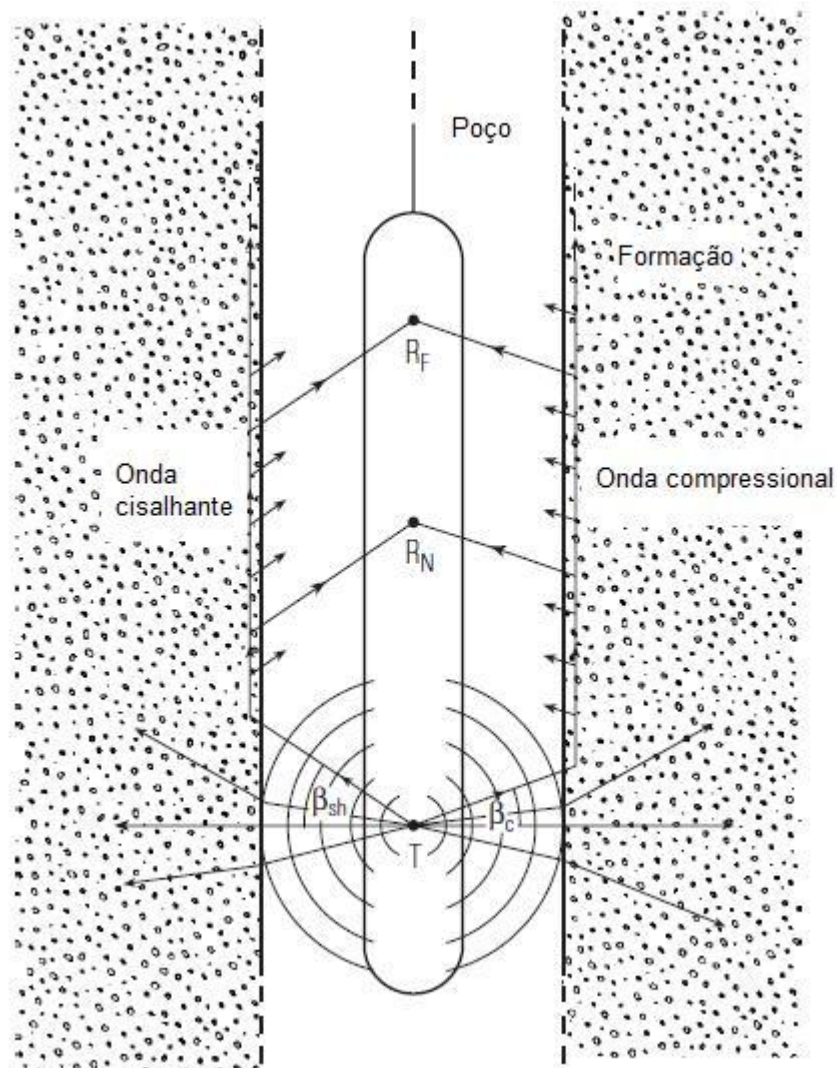


Fig. 12: Ferramenta de perfilagem sônica padrão (adaptado de Ellis & Singer, 2008). T é o transmissor; Rf e Rn representam os receptores.

A propagação do som em um poço é um fenômeno complexo, governado pelas propriedades mecânicas de vários domínios acústicos separados. Isso inclui a formação geológica em análise, a coluna de fluido do poço e a própria ferramenta de perfilagem. (Schlumberger, 1989).

O som emitido pelo transmissor colide com a parede do poço, estabelecendo ondas compressivas e elásticas dentro da formação, ondas de superfície ao longo da parede do poço, e ondas dirigidas dentro da coluna de fluido. No caso da perfilagem de poço, a parede do furo de sondagem, o acamamento da formação, a rugosidade do poço e as fraturas podem representar descontinuidades acústicas significantes. (Schlumberger, 1989).

Há evidências de que o tempo de trânsito da onda elástica pode ser útil na identificação do fluido. Observações em laboratório sugerem que a saturação de hidrocarbonetos diminui a velocidade da onda compressional através da rocha porosa e aumenta a velocidade da onda elástica. (Schlumberger, 1989).

As velocidades sônicas mais comuns em litologias de formações estão entre 6.000 e 23.000 pés/s. Em formações sedimentares, a velocidade do som depende de muitos parâmetros, principalmente do material da matriz da rocha e da distribuição da porosidade.

As médias de valores da velocidade sônica e do tempo de trânsito para algumas litologias estão listadas na Figura 13. Os valores listados são para rochas não porosas, pois a porosidade diminui a velocidade do som através do material rochoso e, conseqüentemente, aumenta o tempo de trânsito nesse intervalo. (Schlumberger, 1989).

Velocidades sônicas em formações		
	V_{ma} (pés/s)	ΔT_{ma} (μs/pé)
Arenito	18.000 – 19.500	36,0 – 55,5
Folhelho	7.000 – 17.000	37,25 – 83,0
Calcário	21.000 – 23.000	43,5 – 51,0
Dolomito	23.000	43,5
Anidrita	20.000	42,0 – 50,0
Halita	15.000	39,5 – 42,0
Gipsita	19.000	34,0

Fig. 13: Velocidades sônicas em diferentes litologias em subsuperfície (adaptado de Schlumberger, 1989; Ellis & Singer, 2008). V_{ma} é a velocidade sônica e ΔT_{ma} é o tempo de trânsito da onda sísmica em relação à distância percorrida.

Os tempos de trânsito para os minerais podem ser medidos em laboratório, e os valores para alguns minerais e fluidos são mostrados na Figura 14.

Mineral	ΔT_{ma} ($\mu s/pé$)
Quartzo	55,5
Calcita	47,5
Dolomita	43,5
Fluido	
Água doce a 25°C	147,5
Petróleo	23,5 – 26,0

Fig. 14: Variação média do tempo de trânsito em minerais e fluido, medidos em laboratório (adaptado de Schlumberger, 1989; Ellis & Singer, 2008).

4.1.4. Densidade (RHOB)

A ferramenta de densidade (Figura 15) detecta os raios gama defletidos pelos elétrons orbitais dos elementos componentes das rochas, após esses raios (de média energia) terem sido emitidos para dentro das formações por uma fonte radioativa e colimada na parede do poço. Em cada colisão com um elétron da formação o raio gama perde parte de sua energia para o elétron e continua sua trajetória com energia reduzida (interação chamada de espalhamento Compton). Os raios gama espalhados chegam ao detector, a uma distância fixa da origem, e são então contados indicando a densidade da formação. (Schlumberger, 1989). A utilização de dois detectores, segundo Doveton (1994), fornece uma estimativa mais precisa da densidade real das rochas, pois compensa fatores ambientais do poço.

O número de colisões no espalhamento Compton está diretamente relacionado ao número de elétrons na formação. Em consequência disso, a resposta da ferramenta depende essencialmente da densidade de elétrons na formação, que por sua vez depende indiretamente da densidade do material da matriz da rocha, porosidade da formação e densidade dos fluidos que preenchem os poros. (Schlumberger, 1989).

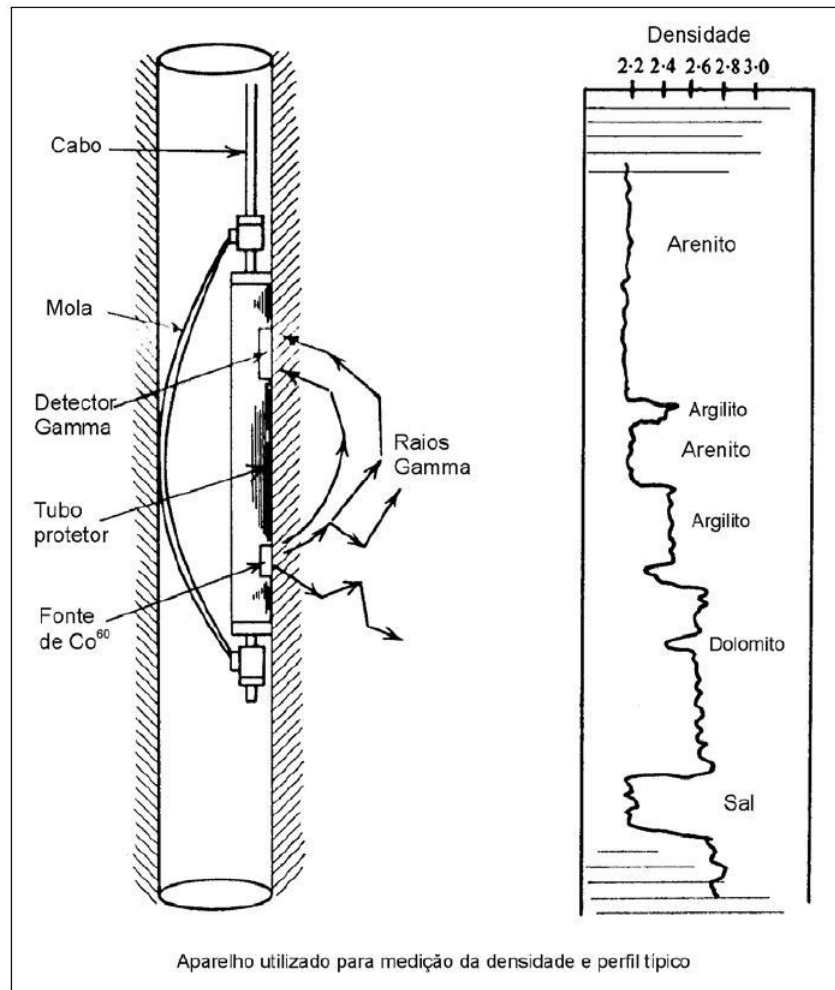


Fig. 15: Ferramenta para perfilagem de densidade e perfil derivado dela, indicando possíveis litologias interpretadas (adaptado de Dobrin, 1981).

Além da densidade das camadas, é possível identificar através desse método as zonas de gás, os minerais em evaporitos, avaliar litologias complexas e calcular a porosidade da rocha. Os valores de densidade obtidos, em gramas por centímetro cúbico (g/cm^3), correlacionam-se com a porosidade através da seguinte fórmula:

$$\varphi = (\sigma_{ma} - \sigma_b) / (\sigma_{ma} - \sigma_f)$$

Onde:

φ - porosidade;

σ_{ma} - densidade da rocha;

σ_f - densidade do fluido;

σ_b – densidade total.

A baixa densidade de alguns gases residuais influencia fortemente na leitura da densidade, sugerindo uma porosidade aparente maior. (Doveton, 1994).

Em algumas sucessões sedimentares, o perfil de densidade por si só é um útil indicador da litologia, onde os tipos de rochas de interesse têm densidades distintas. Por exemplo, as densidades relativamente baixas de camadas de carvão fazem com que elas sejam identificadas rapidamente. A interpretação geológica é particularmente facilitada porque a maioria das densidades dos minerais está listada na literatura.

Os valores mais comuns de densidade para alguns minerais, líquidos e misturas que podem estar em formações sedimentares são mostrados na Figura 16.

Composto	Fórmula	Densidade real (σ_b) em g/cm³
Anidrita	CaSO ₄	2,96
Barita	BaSO ₄	4,5
Calcita	CaCO ₃	2,71
Carnalita	KCl-MgCl ₂ -6H ₂ O	1,61
Coríndon	Al ₂ O ₃	3,97
Dolomita	CaCO ₃ MgCO ₃	2,85
Gipsita	CaSO ₄ -2H ₂ O	2,32
Halita	NaCl	2,165
Hematita	Fe ₂ O ₃	5,21
Ilmenita	FeO-TiO ₂	4,7
Magnesita	MgCO ₃	3,037
Magnetita	Fe ₃ O ₄	5,18
Pirita	FeS ₂	5,0
Quartzo	SiO ₂	2,654
Silvita	KCl	1,984
Antracito	-	1,4 – 1,8
Carvão betuminoso	-	1,2 – 1,5
Folhelhos	-	2,65
Arenitos	-	2,35
Água doce	H ₂ O	1,0
Água salgada	200.000 ppm	1,146
Óleo	n(CH ₂)	0,85
Metano	CH ₄	0,000656
Gás natural	C _{1,1} H _{4,2}	0,00063

Fig. 16: Valores comuns de densidade total para minerais e fluidos de formações; (modificado de Schlumberger, 1989).

A Figura 17 apresenta um perfil de densidade para parte de uma seção da Formação *Wellington* no Kansas central perfilada e testemunhada pela Comissão de Energia Atômica. A halita, de densidade aparente igual a $2,03 \text{ g/cm}^3$ contrasta com as anidritas sobrejacentes ($2,96 \text{ g/cm}^3$) e folhelhos interacamadados (em torno de $2,5 \text{ g/cm}^3$). As densidades de minerais específicos podem ser obtidas de tabelas padrão. No entanto, a densidade do folhelho varia com a composição e compactação, e é lida diretamente do perfil de densidade. (Doveton, 1994).

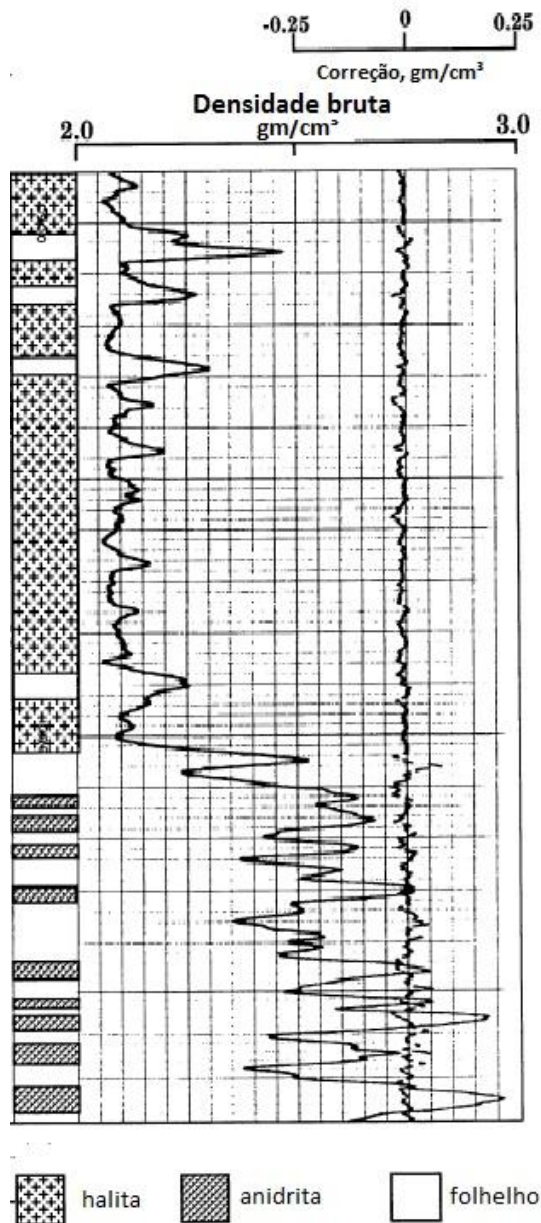


Fig. 17: Perfil de densidade de formação de uma seção da Formação *Wellington* do Permiano Inferior no poço #16, no Kansas central. (Adaptado de Doveton, 1994).

4.1.5. Resistividade (ILD)

A resistividade é a habilidade que uma rocha ou outro material possui de impedir a passagem de corrente elétrica. Esse parâmetro decresce com o aumento da porosidade (segundo o gráfico de Pickett, 1973) e é medido em ohm-m (ohm-metro), pois se baseia na Lei de Ohm, que rege o fluxo de corrente elétrica.

$$V = I r$$

Onde:

V = diferença de potencial (em volts);

I = corrente (em amperes);

r = resistência (em ohms).

A resistência de qualquer material varia de acordo com seu tamanho e forma. A resistividade (R) se relaciona com a resistência através da fórmula:

$$R = \frac{r A}{L}$$

Onde:

A = área da seção transversal (em metros quadrados);

L = comprimento do resistor (em metros).

A resistividade de formações sedimentares varia dependendo dos tipos de componentes da rocha e suas geometrias. Os principais fatores que controlam esse parâmetro são: a salinidade da água de formação, o volume de porosidade saturado em água, a geometria dos poros, a temperatura da zona perfilada e a morfologia e tipos de minerais argilosos. (Doveton, 1994).

Minerais comumente associados em reservatórios, como quartzo, calcita e dolomita, têm resistividades maiores que 100 milhões ohm-metros, podendo ser considerados isolantes. O mesmo vale para hidrocarbonetos no espaço poroso. (Doveton, 1994).

A condutividade elétrica é o inverso da resistividade, e é expressa em mhos por metro (mho/m). Os minerais mais comuns em rochas sedimentares (silicatos, óxidos e carbonatos) são praticamente não condutores. No entanto, a maioria dessas rochas tem porosidade e contém água com vários sais dissolvidos. Em solução, esses sais dissociam-se em cátions e ânions, que tendem a se mover em um campo elétrico provocando uma corrente de fluxo nos sedimentos, o que diminui consideravelmente a resistividade. (Schlumberger, 1989).

Ao contrário de arenitos e calcários, argilas e folhelhos são normalmente condutores, devido ao eletrólito que contêm e de um processo de troca de íons onde eles se movimentam, sob influência de um campo elétrico, na superfície de partículas argilosas. A avaliação de formações argilosas torna-se complexa pelo fato de que todas as medições de perfilagem elétrica são influenciadas por folhelhos, sendo necessárias correções. (Schlumberger, 1989).

Em rochas ígneas e metamórficas, a eventual presença de minerais metálicos (geralmente disseminados), tais como pirita, calcopirita, grafita, magnetita e galena, contribui para a condutividade da rocha. Assim como nas rochas sedimentares, a água intersticial é sempre um fator controlador.

Para medir a resistividade utilizam-se dois eletrodos de corrente e de potencial (arranjo normal), ou um eletrodo simples (não muito usado) ou três eletrodos (arranjo lateral). Todo o arranjo de eletrodos (Figura 18) é expandido ao redor de um ponto fixo central. Quanto maior o espaçamento entre eles, maior a profundidade de investigação. As fontes elétricas emitem uma corrente de baixa frequência (100kHz ou menos) e intensidade constante que passa pelas rochas em subsuperfície e retorna aos eletrodos como uma diferença de potencial, que pode então ser medida e comparada com a corrente elétrica injetada inicialmente.

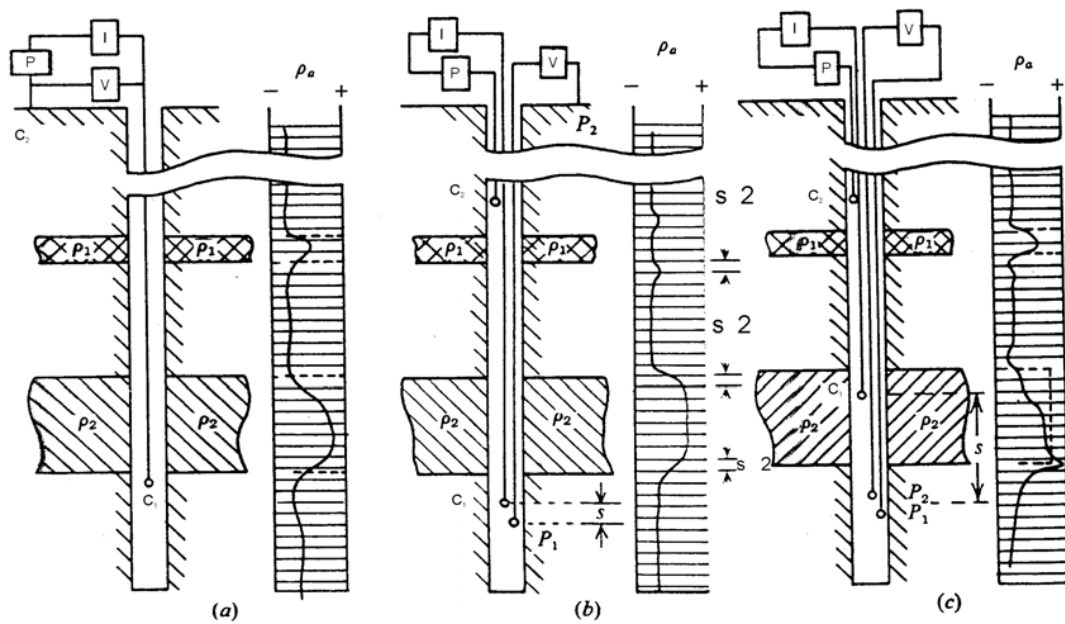


Fig. 18: Representação esquemática de diferentes disposições de eletrodos e geração de perfis elétricos de resistividade. P= fonte; I = corrente transmitida; V = diferença de potencial; s= eletrodos; (a) um eletrodo, (b) dois eletrodos (normal), (c) três eletrodos (lateral). (Adaptado de Telford *et al.*, 1990).

Três equações são usadas para relacionar a resistividade das rochas, a resistividade do fluido nos poros da rocha, a porosidade e a quantidade de água preenchendo os espaços porosos. Estas são modificações da fórmula empírica de Archie (1942):

$$\rho_e = a \phi^{-m} s^{-n} \rho_w$$

Onde:

ρ_e - resistividade eletrolítica;

ϕ - volume poroso fracional (porosidade);

s - fração de poros que contém água;

ρ_w - resistividade da água;

n - aproximadamente igual a 2 (expoente de saturação);

a - constante = $0.5 \leq a \leq 2.5$;

m - fator de cimentação = $1.3 \leq m \leq 2.5$.

A primeira equação expressa a resistividade da água em volume (se todos os poros fossem preenchidos com água) (ρ_0), e a resistividade da água contida nos poros (ρ_w), em termos do fator de resistividade de formação (F):

$$F = \rho_0 / \rho_w$$

Archie mostrou que o fator de formação (F) é uma função da porosidade e, em menor grau, da permeabilidade da amostra. A segunda relação é:

$$F = 1 / \varphi^m$$

Uma forma alternativa dessa expressão é a chamada fórmula de Humble, aplicada a rochas granulares:

$$F = 0.62 \varphi^{-2.15}$$

Se os poros da rocha são completamente preenchidos por água, mas contêm frações de gás e/ou óleo, a resistividade efetiva é maior que ρ_0 . A terceira equação empírica considera a saturação de água da rocha (S_w):

$$S_w = (\rho_0 / \rho_t)^{1/n}$$

Onde:

ρ_t é a resistividade real da amostra, derivada da correção da resistividade aparente ρ_a ;

n é o expoente de saturação, que assume valores entre 1.5 e 3, tendo um valor aproximadamente igual a 2.

A Figura 19 mostra valores comuns de resistividade elétrica para diferentes tipos de fluidos e litologias. A resistividade da água do mar é considerada para uma temperatura de 15°C e concentração de NaCl próxima a 200kppm.

Tipo de material geológico	Resistividade elétrica ($\Omega\cdot m$)
Água do mar	~ 0
Água superficial	10 - 30
Água subterrânea	50 - 100
Areia e cascalho seco	1.000 – 10.000
Areia e cascalho saturados com água doce	50 - 500
Areia e cascalho saturados com água salgada	0,5 – 10
Conglomerados	10 – 10.000
Argilas/Folhelhos	2 – 20
Margas	20 – 100
Calcários	300 – 10.000
Mármore	$5 \times 10^7 - 10^9$
Gás	50
Óleo	40
Areia com óleo	5 – 1.000
Calcário impermeável	1.000
Petróleo	2×10^{14}

Fig. 19: Resistividades aproximadas de diferentes litologias e fluidos que podem ser encontrados em formações sedimentares (adaptado de Schlumberger, 1989; Ellis & Singer, 2008).

4.1.6. COMBINAÇÃO DE PERFIS

O perfil de raios gama permite uma distinção básica de folhelhos e não-folhelhos, mas geralmente não diagnostica o tipo de rocha em uma reserva de hidrocarbonetos ou formações aquíferas, por exemplo. Perfis neutrônicos e de densidade são usados para avaliar a porosidade das rochas, mas são afetados também por características moderadoras de nêutrons e densidades dos minerais de formação. Sobrepondo os dois perfis em uma escala de referência comum, uma porosidade volumétrica verdadeira pode ser estimada e a litologia da formação em análise pode ser interpretada. A escala de porcentagem de porosidade equivalente do calcário é a referência mais usada, porque o calcário é intermediário em suas propriedades neutrônicas e de densidade (está entre o arenito e o dolomito). Os perfis sônico e de resistividade, quando analisados em conjunto, identificam com mais precisão litologias, fraturas, porosidade e zonas com hidrocarbonetos.

O método da combinação ou sobreposição de perfis fornece uma validação adicional tanto de litologias simples quanto de resolução de ambiguidades na interpretação de litologias complexas, com diversos minerais distintos e mudanças composicionais com a profundidade. Diferentes rochas podem ser reconhecidas pelas separações entre as curvas.

Quando os perfis neutrônico e de densidade são sobrepostos em uma escala comum, a distância relativa entre as duas curvas é diagnóstica de mudanças na composição litológica com a profundidade. As propriedades de perfilagem de minerais comuns em reservatórios (quartzo, calcita e dolomita) são bem conhecidas e restritas a curtos intervalos de variação. No entanto, os folhelhos são um caso especial, por conta de suas misturas altamente variáveis de argilominerais e silte. Os valores de densidade e nêutron para folhelhos são também fortemente influenciados pelo seu grau de compactação. Essa variabilidade só não representa um problema maior, porque os folhelhos mostram características consistentes e distintivas que permitem com que eles sejam facilmente reconhecidos em perfis geofísicos. (Doveton, 1994).

Folhelhos mostram leituras altas de raios gama e nêutrons, e uma leitura moderada de densidade. Calcários geralmente têm um baixo valor de raio gama, e uma resposta de nêutron e densidade coincidentes, por causa da calibração comum

assumida para a escala de porosidade do calcário. Dolomitos têm um valor de raio gama baixo, relativamente alta densidade (porque a densidade do grão de dolomita é maior que a de calcita) e alta leitura neutrônica (em relação à calcita). Arenitos têm um valor de raio gama baixo, densidade relativamente baixa (porque a densidade do grão de quartzo é menor do que a do grão de calcita) e relativamente baixa leitura neutrônica. (Doveton, 1994).

As Figuras 20 e 21 mostram exemplos de junção de perfis geofísicos para identificação de litologias. Na Figura 21 a combinação de perfis é usada em uma sequência paleozóica de diferentes litologias no norte do Kansas. Nota-se que os cherts mostram assinaturas de perfis praticamente iguais às dos arenitos, isso porque os perfis neutrônico e de densidade respondem genericamente para “sílica” ao invés da espécie mineral silicosa.

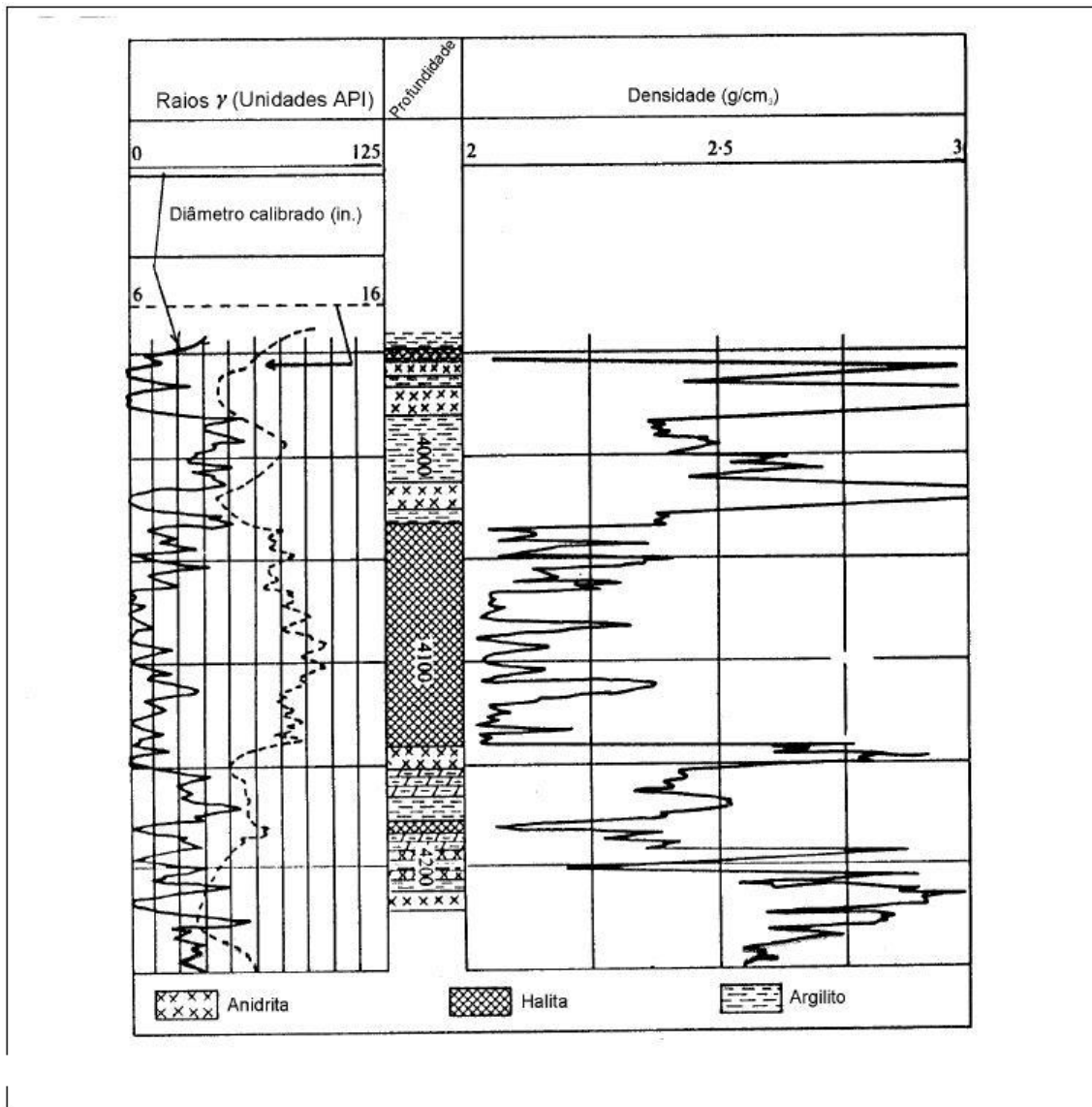


Fig. 20: Identificação de litologias através da junção de perfis calibrados de densidade e de raios gama (adaptado de Tixier & Alger, 1970).

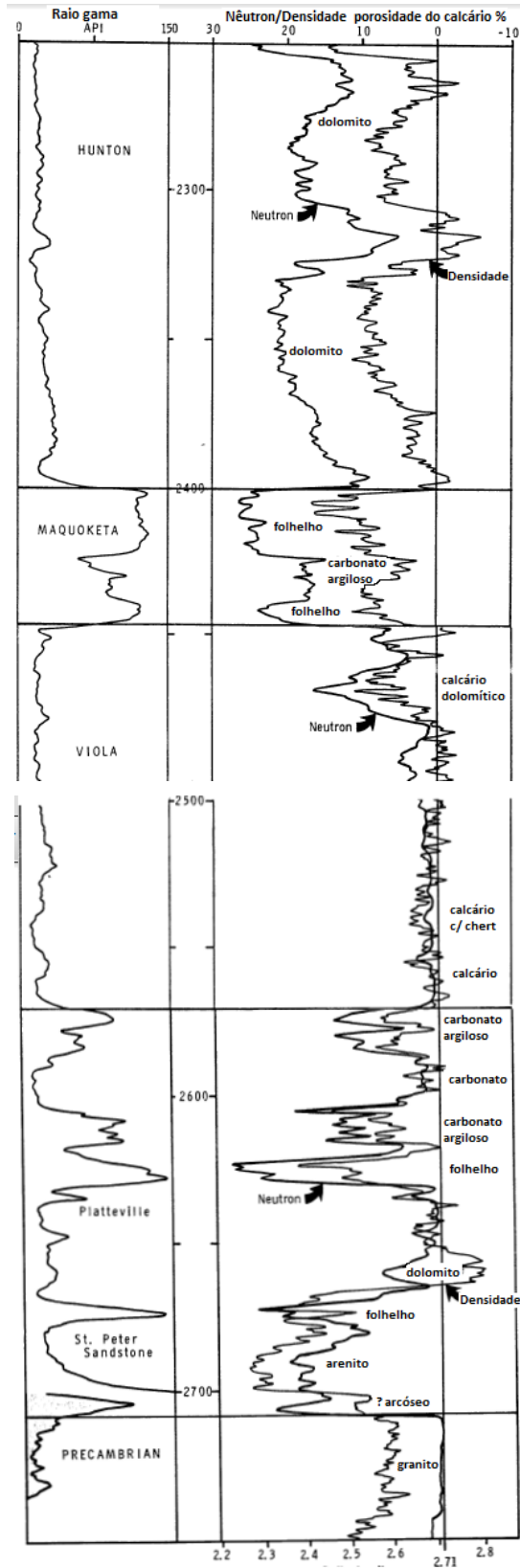


Fig. 21: Combinação de perfis de porosidade (densidade e neutrônico) e de raios gama de uma sucessão do Pré-Cambriano ao Siluriano no poço #17, nordeste do Kansas (adaptado de Doveton, 1994).

4.2. AJUSTE DE PROFUNDIDADE

O ajuste de profundidade entre testemunhos e perfis é necessário na maioria das vezes, devido às diferenças entre as profundidades registradas quando da amostragem dos testemunhos e as profundidades corrigidas dos perfis. Após o ajuste, certifica-se que as profundidades correspondam aos mesmos volumes de rochas.

A maneira mais correta de se fazer o ajuste é através da comparação numérica entre um perfil de raio gama do testemunho, ou *coregamma*, e o perfil de raio gama do poço. Para tanto, é feita uma interpolação ou utilização do método de mínimos quadrados, que costumam apresentar melhores resultados, principalmente se a perfilagem de raios gama utilizada for a espectral.

A outra maneira de se fazer o ajuste de profundidade entre perfis e testemunhos é a mais antiga, mas ainda utilizada em empresas e universidades, que não faz uso do perfil de testemunho. Nesse caso, é feita uma comparação visual entre a descrição litológica do testemunho e o perfil do poço, na tentativa de combinar descontinuidades visíveis com mudanças abruptas nas assinaturas de perfis. O perfil mais significativo para fazer essa comparação é o de raios gama. Por ser uma comparação mais abstrata e mais sujeita a erros, é necessário identificar as fácies e associações de fácies no testemunho, para poder distingui-las no perfil. É comum a utilização de um *datum* presente em ambos, para facilitar a identificação de padrões.

4.3. INTERPRETAÇÃO DE PERFIS

A interpretação de perfis é o processo pelo qual parâmetros mensuráveis ou propriedades físicas das rochas são obtidos pelas ferramentas de perfilagem e convertidos em atributos geológicos como porosidade, saturação de hidrocarbonetos, permeabilidade e litologia. Essa conversão muitas vezes é dificultada pelo processo de perfuração em si. Na perfuração de uma formação, os

fluidos nos poros da rocha em torno do furo podem ser deslocados ou contaminados pela invasão do fluido de perfuração. Ocasionalmente, a rocha pode ser alterada pelos procedimentos de perfuração. (Schlumberger, 1989).

Uma interpretação adequada requer a resposta física da ferramenta de perfilagem, conhecimento geológico e informações ou medições auxiliares para extrair o máximo de informação petrofísica das formações em subsuperfície. (Ellis & Singer, 2008). A verificação da correção das interpretações depende, entretanto, da disponibilidade de amostras das rochas perfuradas, na forma de testemunhos de sondagem, amostras laterais ou de calha.

4.4. CALIBRAÇÃO DOS PERFIS

A calibração de perfis é a técnica que permite a extrapolação de informações de um perfil geofísico para uma área maior, sem amostragem, através do reconhecimento de assinaturas semelhantes em outros perfis. A calibração é feita primeiramente entre perfis geofísicos e descrições de testemunho pertencentes a um mesmo poço, observando-se o comportamento do traço dos perfis para cada litologia. Em seguida, é feita uma análise dos demais perfis que não possuem amostragem e inferidas suas litologias pelo reconhecimento de padrões semelhantes de assinatura dos perfis.

Essa técnica é o que permite interpretar, por exemplo, os principais horizontes estratigráficos e estruturas geológicas (como falhas), para depois fazer a correlação entre os perfis.

4.5. COMPARAÇÃO E PADRONIZAÇÃO DOS DADOS

A comparação entre as descrições litológicas e o que foi interpretado através dos perfis foi padronizada através do uso do software Strataledge®. O software oferece a padronização da terminologia de descrição estratigráfica de unidades

litológicas, estruturas sedimentares e secundárias, e características petrológicas, o que permite o posterior processamento e correlação, em diversos tipos de estudos.

5. RESULTADOS

5.1. BASE DE DADOS

Foram analisados dados de oito poços, da Bacia de Sergipe-Alagoas, e de cinco poços do Campo de Namorado, da Bacia de Campos (RJ), com descrições e imagens dos testemunhos, e suítes de perfis geofísicos convencionais. Os dados relativos aos poços da Bacia de Sergipe-Alagoas foram cedidos pela Petrobras, sendo os nomes desses poços codificados neste trabalho segundo os campos de produção onde os poços estão localizados. Os dados da bacia de Campos, do Campo Namorado, são da Agência Nacional do Petróleo (ANP) e puderam ser divulgados integralmente.

Foi utilizado um método automático para ter acesso a todos os valores de perfis para as litologias dos poços analisados, diferenciando cada litologia com relação à presença ou não de hidrocarbonetos, após a comparação visual entre litologias e perfis geofísicos. Dessa forma, foram gerados gráficos (Apêndice A) do tipo *boxplot*, utilizando o software Matlab®. Cada gráfico mostra um perfil geofísico e os valores de litologias com óleo ou sem óleo, separadamente, para esse perfil, representando a área de maior concentração de valores (os percentis 25 e 75, mais a mediana), o intervalo de valores não discrepantes e também os pontos que tiveram valores atípicos para cada litologia.

5.1.1. POÇOS DA BACIA DE SERGIPE-ALAGOAS

a) Siririzinho 1

A Figura 22 mostra os perfis utilizados para este poço, juntamente com suas litologias para posterior análise e interpretação. O perfil de resistividade não apresentou valores visíveis na escala da seção.

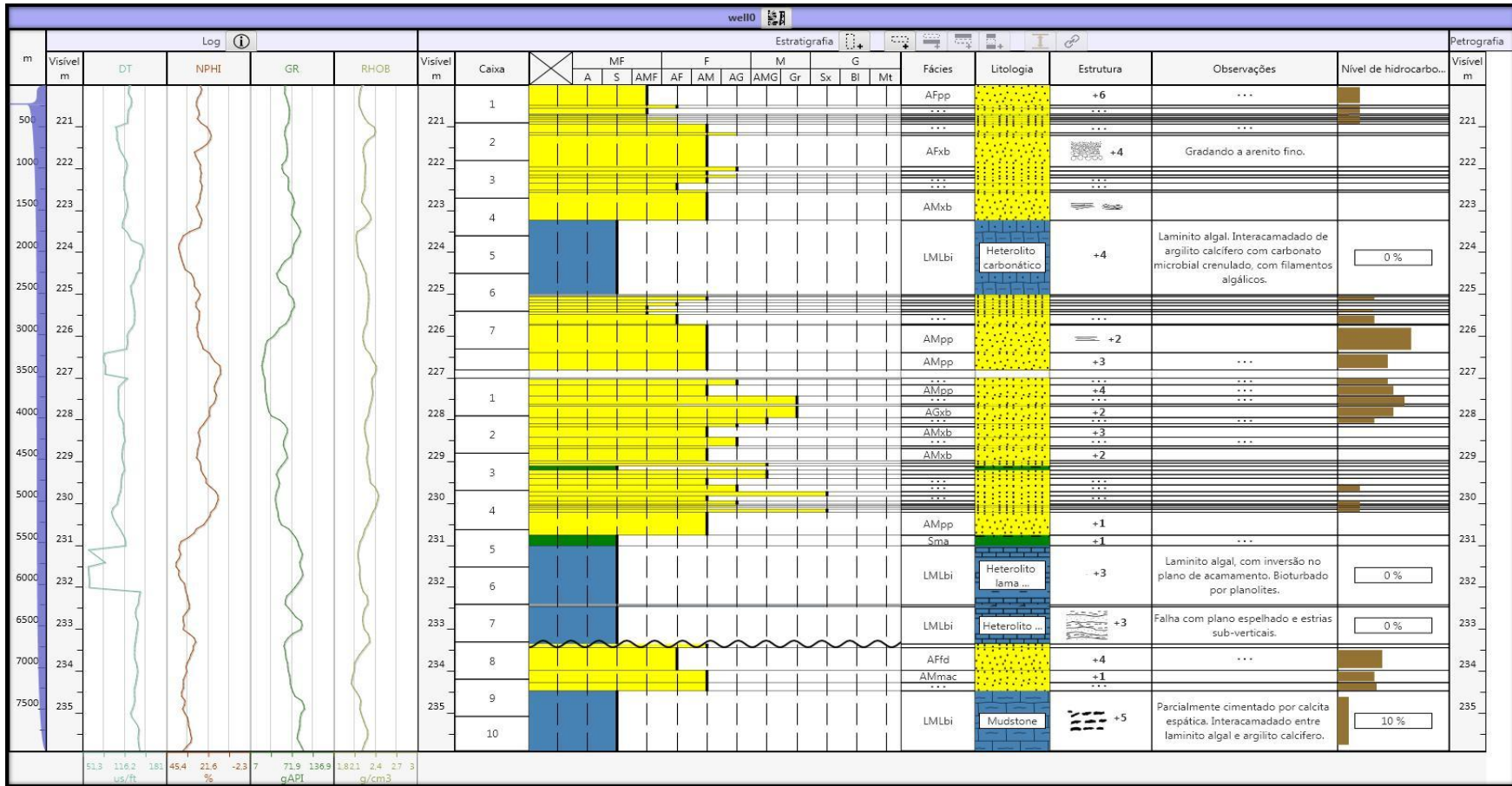


Fig. 22: Imagem dos perfis geofísicos utilizados, com suas respectivas descrições litológicas na profundidade correspondente (retirado de Strataledge®).

Com base na análise dos perfis integrada com as descrições de testemunho correspondentes, chegou-se aos seguintes valores para este poço, explicitados nas Tabelas 1, 2 e 3.

Tabela 1: Valores encontrados do perfil DT, NPHI e RHOB para litologias com óleo.

Litologia com óleo	Sônico ($\mu\text{s}/\text{pé}$)		Neutrônico (%)		Densidade (g/cm^3)	
	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.
Arenito	103,88	135,51	17,68	35,97	2,04	2,40
Heterolito areia/silte	120,4	120,4	28,00	28,00	2,23	2,23
Mudstone	126,78	137,66	31,32	35,21	2,17	2,27

Tabela 2: Valores encontrados do perfil DT, NPHI e RHOB para litologias sem óleo.

Litologia sem óleo	Sônico ($\mu\text{s}/\text{pé}$)		Neutrônico (%)		Densidade (g/cm^3)	
	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.
Arenito	96,79	115,5	20,19	27,05	2,19	2,38
Siltito	115,2	116,63	25,93	37,28	2,16	2,29
Heterolito carbonático	132,86	138,09	30,34	40,14	2,10	2,22
Brecha carbonática	133,04	133,04	32,64	32,64	2,23	2,23

Tabela 3: Valores de raios gama para todas as litologias do poço Siririzinho 1.

Litologia	Raios Gama (API)	
	Mín.	Máx.
Arenito	25,88	75,04
Heterolito areia/silte	67,29	67,29
Siltito	49,89	80,27
Heterolito carbonático	49,42	88,35
Brecha carbonática	66,59	66,59
Mudstone	79,47	90,65

A Figura 23 mostra os valores destoantes nos quatro perfis geofísicos utilizados para as litologias interpretadas do poço Siririzinho 1.

Perfil geofísico	Litologia	Intervalo	Valor destoante	Interpretação
RHOB (g/cm³)	Arenito com óleo	2,04 – 2,40	-	Quanto maior a densidade, mais óleo havia. Valores próximos de 2,40 quando a rocha era compacta e cimentada
NPHI (% calcário)	Arenito com óleo	17,68 – 35,97	15,21	Diminui em camada de arenito compacto e cimentado
	Arenito sem óleo	20,19 – 27,05	29,67	Presença de fragmentos carbonosos (ausentes nas demais camadas de arenito)
GR (gAPI)	Arenito	25,88 – 75,04	80,00	Observa-se aumento de até 5 API quando há intraclastos argilosos
DT (μs/pé)	Heterolito carbonático	132,86 – 138,09	60,7	Anomalia negativa, provavelmente devido à presença de falhamento

Fig. 23: Valores de perfis destoantes dos valores mais comuns para o poço Siririzinho 1.

b) Siririzinho 2

A Figura 24 mostra os perfis utilizados para este poço, juntamente com suas litologias para posterior análise e interpretação. Não foram observados valores destoantes para este poço.

Com base na análise dos perfis integrada com as descrições de testemunho correspondentes, chegou-se aos seguintes valores para este poço, explicitados nas Tabelas 4, 5 e 6.

Tabela 4: Valores encontrados do perfil DT, NPHI e RHOB para litologias com óleo.

Litologia com óleo	Sônico ($\mu\text{s}/\text{pé}$)		Neutrônico (%)		Densidade (g/cm^3)	
	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.
Arenito	99,41	138,93	11,48	35,98	2,13	2,56
Conglomerado	104,64	110,42	25,48	27,64	2,18	2,23
Heterolito areia/silte	137,90	149,94	34,62	46,53	2,07	2,25
Heterolito argila/silte	127,36	131,66	36,50	39,62	2,10	2,12
Heterolito lama siliciclástica/carbonato	119,89	150,94	27,36	43,95	2,03	2,39

Tabela 5: Valores encontrados do perfil DT, NPHI e RHOB para litologias sem óleo.

Litologia sem óleo	Sônico ($\mu\text{s}/\text{pé}$)		Neutrônico (%)		Densidade (g/cm^3)	
	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.
Arenito	92,85	138,72	15,92	35,25	2,19	2,44
Argilito	127,10	145,15	31,91	33,15	2,24	2,27
Folhelho	117,96	118,27	35,33	36,58	2,18	2,20
Anidrita	119,49	141,54	28,21	34,80	2,16	2,35
Heterolito areia/silte/argila	105,03	136,68	29,37	34,86	2,18	2,26
Heterolito areia/silte	124,25	135,32	28,36	31,77	2,23	2,30
Heterolito argila/silte	126,15	126,75	38,93	41,52	2,13	2,19
Heterolito lama siliciclástica/carbonato	128,53	142,29	28,05	35,58	2,17	2,29

Tabela 6: Valores de raios gama para todas as litologias do poço Sirirzinho 2.

Litologia	Raios Gama (API)	
	Mín.	Máx.
Arenito	60,62	90,45
Conglomerado	50,83	58,72
Argilito	99,94	104,18
Folhelho	105,24	107,50
Anidrita	50,13	109,29
Heterolito areia/silte/argila	85,60	89,74
Heterolito areia/silte	79,78	89,74
Heterolito argila/silte	76,31	99,47
Heterolito lama siliciclástica/carbonato	63,98	90,33

c) Sirirzinho 3

A Figura 25 mostra os perfis utilizados para este poço, juntamente com suas litologias para posterior análise e interpretação. Não foram observados valores destoantes para este poço.

Litologia

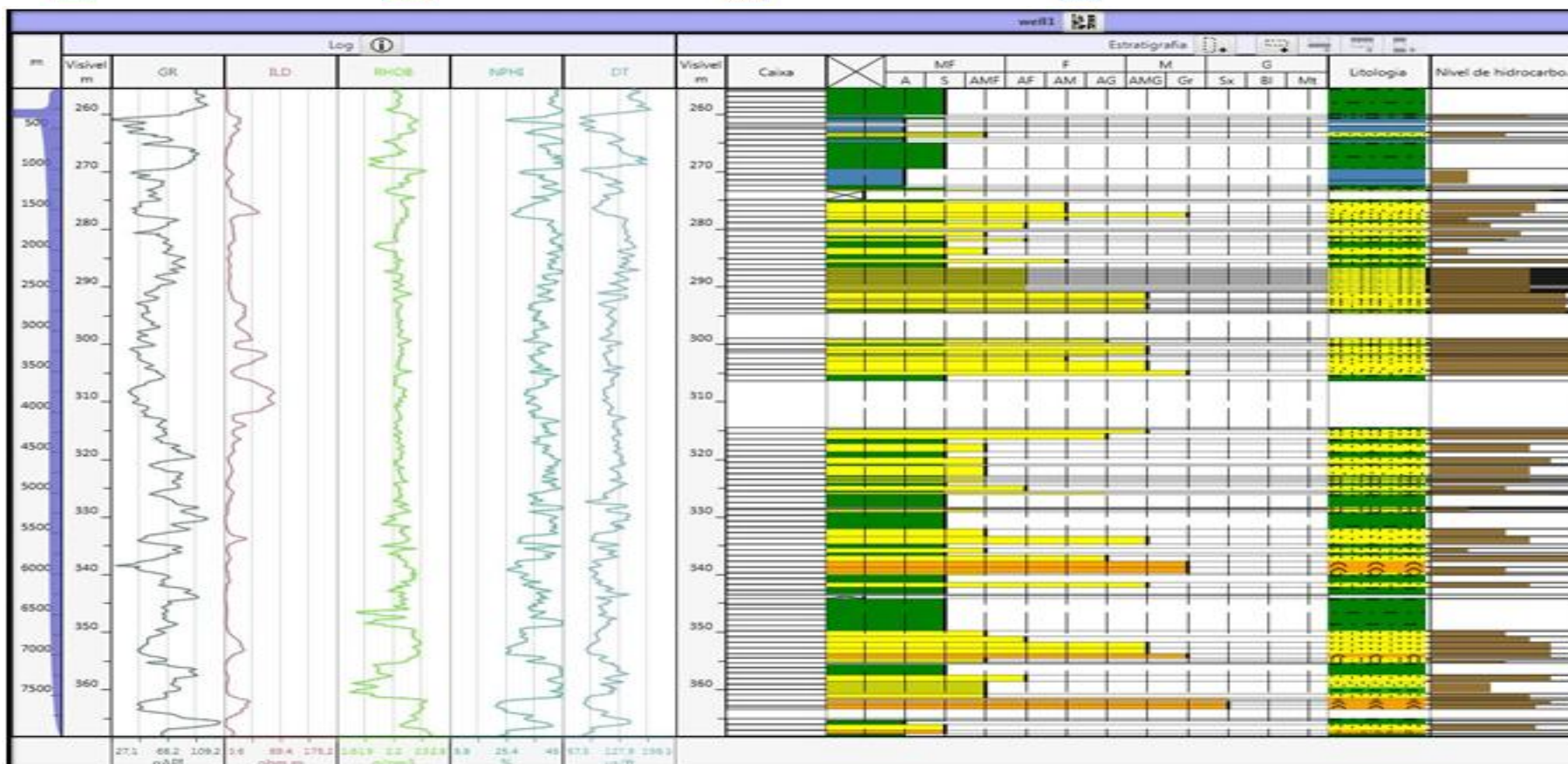
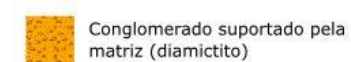


Fig. 25: Os cinco perfis utilizados e litologias correspondentes (retirado de Strataledge®).

Tabela 7: Valores encontrados do perfil DT, NPHI, RHOB e ILD para litologias com óleo.

Litologia com óleo	Sônico ($\mu\text{s}/\text{pé}$)		Neutrônico (%)		Densidade (g/cm^3)		Resistividade (ohm-m)	
	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.
Calcário	78,45	82,66	33,20	39,07	2,35	2,36	15,52	15,52
Calcilutito	81,51	130,32	30,00	44,36	2,23	2,53	6,96	19,67
Heterolito areia/argila	119,82	122,87	31,86	38,28	2,23	2,45	12,52	25,35
Arenito	86,79	133,19	25,63	43,76	2,21	2,41	14,07	18,23
Conglomerado	90,13	96,18	25,77	30,39	2,30	2,36	6,20	13,05

Tabela 8: Valores encontrados do perfil DT, NPHI, RHOB e ILD para litologias sem óleo.

Litologia sem óleo	Sônico ($\mu\text{s}/\text{pé}$)		Neutrônico (%)		Densidade (g/cm^3)		Resistividade (ohm-m)	
	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.
Siltito	101,75	165,17	31,94	44,64	1,77	2,31	4,17	15,52
Folhelho	131,74	132,40	42,68	44,81	2,17	2,24	12,70	13,05

Tabela 9: Valores de raios gama para todas as litologias do poço Sirirzinho 3.

Litologia	Raios Gama (API)	
	Mín.	Máx.
Siltito	64,36	96,65
Calcário	53,41	68,30
Calcilutito	39,07	64,79
Heterolito areia/argila	50,97	59,22
Folhelho	69,22	69,73
Arenito	41,75	73,34
Conglomerado	29,72	47,16

d) Carmópolis 1:

As Figura 26 e 27 mostram os perfis utilizados para o poço Carmópolis 1, juntamente com suas litologias para posterior análise e interpretação. Neste poço há o predomínio de diferentes fácies carbonáticas.

Litologia



Heterolito carbonático



Marga



Mudstone



Packstone



Dolomito



Floatstone



Wackestone



Siltito

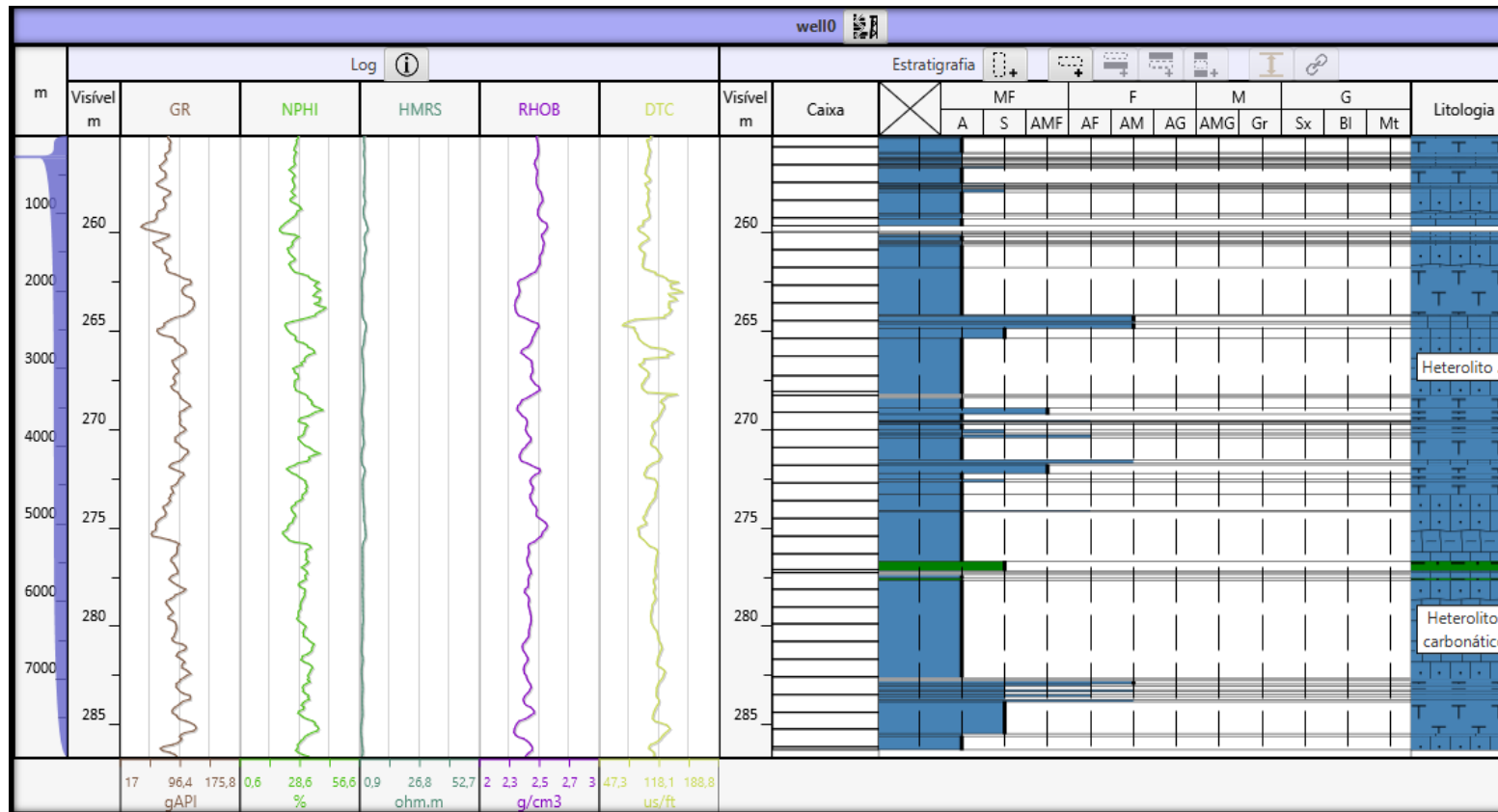


Fig. 26: Junção dos cinco perfis geofísicos para descrever uma sequência de rochas predominantemente carbonáticas. NPHI = neutrônico; DTC = sônico; HDRS/HMRS = resistividade; RHOB = densidade; GR = raios gama (retirado de Strataledge®).

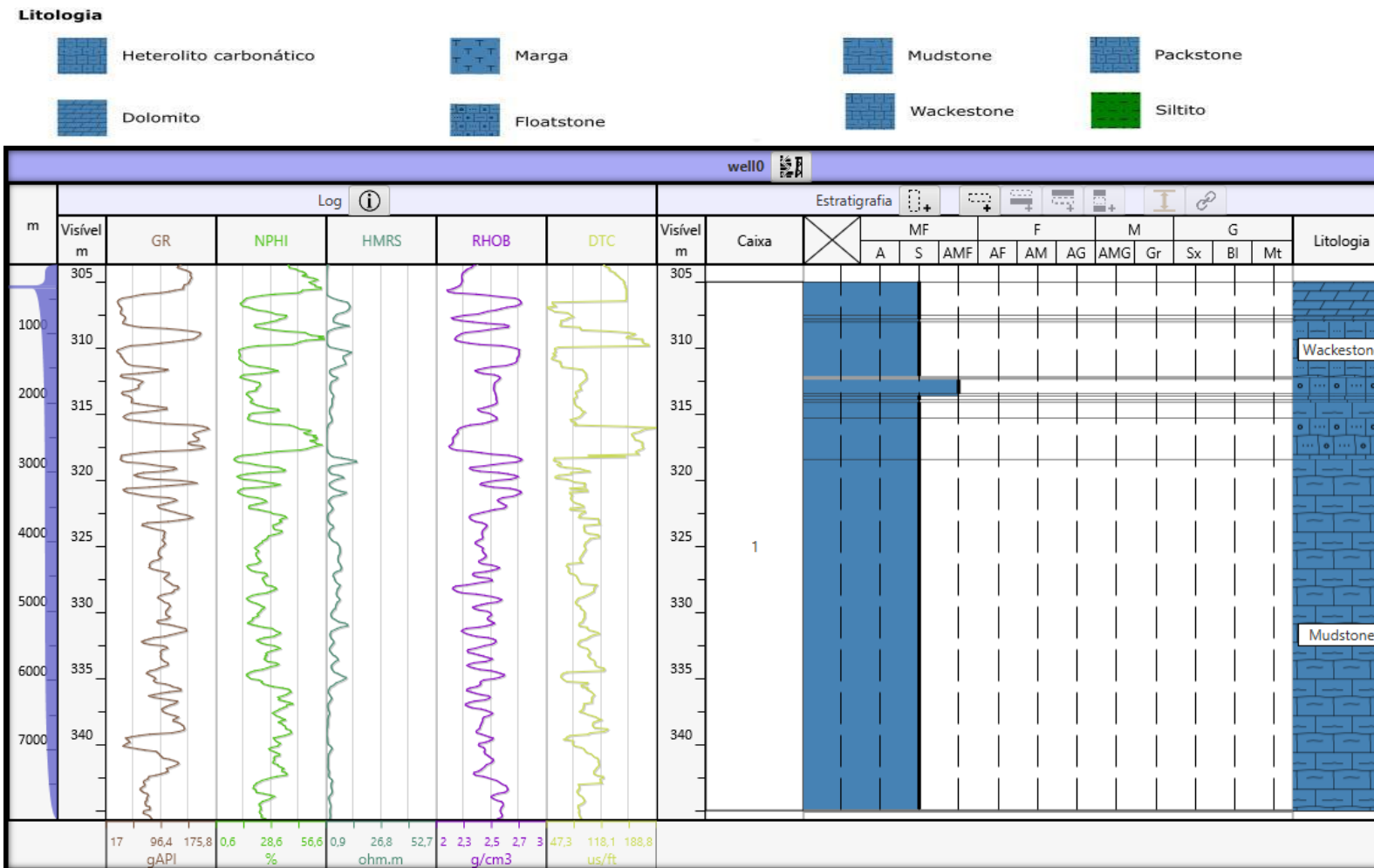


Fig. 27: Junção dos cinco perfis geofísicos para descrever uma sequência de rochas predominantemente carbonáticas. NPHI = neutrônico; DTC = sônico; HDRS/HMRS = resistividade; RHOB = densidade; GR = raios gama (retirado de Strataledge®).

Tabela 10: Valores encontrados do perfil DT, NPHI, RHOB e ILD para litologias sem óleo.

Litologia sem óleo	Sônico ($\mu\text{s}/\text{pé}$)		Neutrônico (%)		Densidade (g/cm^3)		Resistividade (ohm-m)	
	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.
Heterolito carbonático	88,32	133,94	18,75	35,21	2,37	2,55	1,76	4,24
Mudstone	58,36	124,26	12,53	38,78	2,18	2,67	1,44	15,06
Marga	95,30	144,96	23,18	40,59	2,34	2,51	1,59	3,03
Packstone	88,29	123,85	21,53	35,54	2,39	2,49	1,79	3,3
Floatstone	90,28	188,81	17,39	54,30	2,16	2,55	0,99	3,45
Wackestone	57,67	178,03	12,03	55,52	2,21	2,72	1,07	12,75
Dolomito	47,31	149,69	13,15	14,58	2,74	2,76	0,96	11,96
Siltito	112,89	112,89	29,26	31,43	2,42	2,44	2,02	2,05

Tabela 11: Valores de raios gama para todas as litologias do poço Carmópolis 1.

Litologia	Raios Gama (API)	
	Mín.	Máx.
Heterolito carbonático	41,58	147
Mudstone	61,84	104,02
Marga	62,07	108,85
Packstone	72,96	86,34
Floatstone	39,29	68,10
Wackestone	37,90	82,74
Dolomito	33,28	41,55
Siltito	81,39	92,04

A Figura 28 mostra os valores destoantes no perfil de raios gama para as litologias interpretadas do poço Carmópolis 1.

Perfil geofísico	Litologia	Intervalo	Valor destoante	Interpretação
GR (gAPI)	Mudstone	61,84 – 104,02	47	Ocorre uma diminuição brusca na profundidade 259.5m, devido provavelmente à presença de fragmentos de carvão
	Marga	62,07 – 108,85	117,24	Maior argilosidade
	Floatstone	39,29 – 68,10	165	Minerais pesados (pirita)
	Wackestone	37,90 - 82,74	152,83	Provavelmente devido à grande quantidade de matriz micrítica argilosa

Fig. 28: Valores de perfis destoantes dos valores mais comuns para o poço Carmópolis 1.

e) Carmópolis 2

A Figura 29 mostra os perfis utilizados para este poço, juntamente com suas litologias para posterior análise e interpretação. Neste poço há uma grande variedade de litologias sedimentares.

Litologia

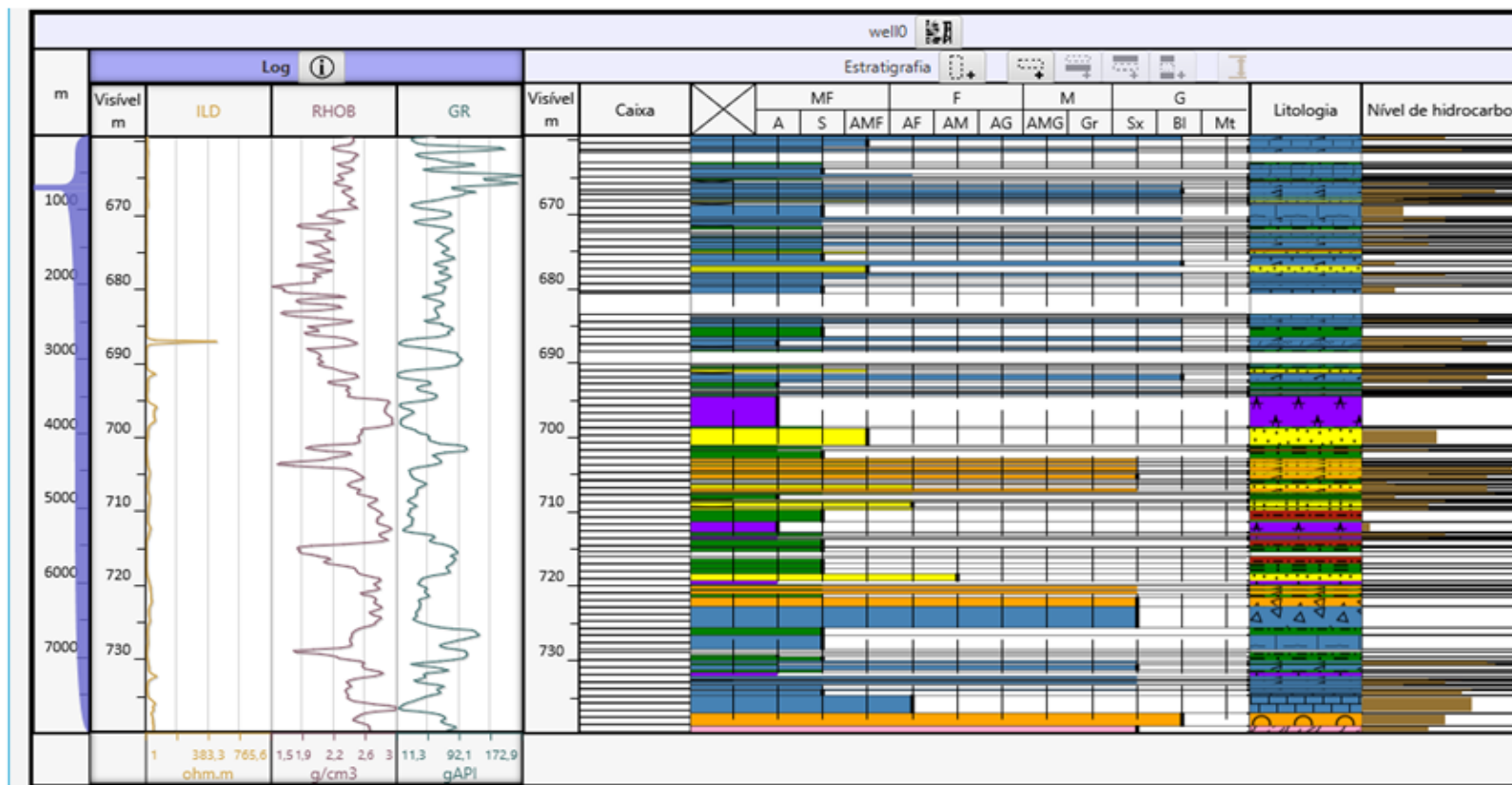
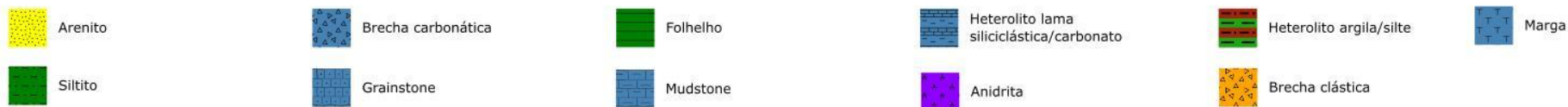


Fig. 29: Perfis de resistividade, densidade e raios gama utilizados na leitura de litologias do poço Carmópolis 2 (retirado de Strataledge®).

Tabela 12: Valores encontrados do perfil RHOB e ILD para litologias com óleo.

Litologia com óleo	Densidade (g/cm ³)		Resistividade (ohm- m)	
	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.
Mudstone	2,05	2,52	3,43	8,93
Brecha carbonática	1,50	2,53	2,52	35,75
Heterolito lama siliciclástica/carbonato	1,64	2,45	2,24	11,19
Siltito	2,07	2,19	2,92	2,95
Heterolito carbonático	2,36	2,36	4,41	4,41
Boundstone	2,23	2,52	25,53	428,54
Arenito	2,33	2,70	7,85	42,58
Heterolito argila/silte	2,00	2,16	4,34	18,49
Packstone	2,23	2,23	6,35	6,35
Folhelho	2,61	2,75	21,58	22,46
Brecha clástica	2,10	2,60	13,13	20,95
Conglomerado	2,48	2,57	33,78	42,26

Tabela 13: Valores encontrados do perfil RHOB e ILD para litologias sem óleo.

Litologia com óleo	Densidade (g/cm ³)		Resistividade (ohm- m)	
	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.
Mudstone	1,91	2,53	4,07	10,47
Brecha carbonática	2,13	2,43	3,48	24,02
Grainstone	2,23	2,47	7,18	8,03
Heterolito lama siliciclástica/carbonato	1,50	2,30	2,46	9,94
Siltito	1,81	2,48	2,25	8,32
Heterolito carbonático	1,80	2,48	2,88	8,21
Boundstone	2,32	2,48	6,65	7,33
Arenito	2,07	2,18	2,44	2,51
Heterolito argila/silte	2,00	2,82	2,51	14,25
Heterolito areia siliciclástica/carbonato	2,00	2,24	2,52	3,15
Heterolito areia/silte	2,00	2,22	3,13	3,41
Marga	1,80	2,43	2,88	6,75
Folhelho	1,97	2,49	4,51	11,64
Anidrita	2,78	2,94	8,55	63,36
Brecha clástica	1,57	1,61	7,74	8,78
Calcário	2,44	3,00	19,01	53,01

Tabela 14: Valores de raios gama para todas as litologias do poço Carmópolis 2.

Litologia	Raios Gama (API)	
	Mín.	Máx.
Mudstone	31,05	81,00
Brecha carbonática	11,28	73,63
Grainstone	33,03	46,76
Heterolito lama siliciclástica/carbonato	54,51	149,49
Siltito	73,38	145,70
Heterolito carbonático	34,40	76,80
Boundstone	45,64	45,64
Arenito	15,18	52,78
Heterolito argila/silte	25,42	101,38
Heterolito areia siliciclástica/carbonato	69,40	85,23
Heterolito areia/silte	65,78	76,05
Marga	56,41	65,16
Packstone	39,92	39,92
Folhelho	35,89	99,54
Anidrita	15,26	29,84
Brecha clástica	27,17	61,01
Calcário	13,84	18,94
Conglomerado	68,51	73,51

A Figura 30 mostra os valores destoantes encontrados nos perfis de raios gama para as litologias interpretadas do poço Carmópolis 2.

Perfil geofísico	Litologia	Intervalo	Valor destoante	Interpretação
GR (gAPI)	Mudstone	31,05 – 81,00	127,15	Devido à proximidade com uma fácies heterolito lama/carbonato
			124,78	Devido à proximidade de fragmentos carbonosos
	Brecha carbonática	11,28 – 73,63	78,49	Proximidade com uma fácies heterolito lama/carbonato
			83,27	Próxima de fragmentos carbonosos
			112,13	Com hidrocarbonetos
			80,96	Com fragmentos de siltito
	Grainstone	33,03 – 46,76	172,88	Fragmentos carbonosos
	Heterolito lama siliciclástica/carbonato	54,51 – 149,49	42,63	Proximidade com camada de arenito
	Siltito	73,38 – 145,70	68,55	Próximo de arenitos (camada de siltito muito fina, com cerca de 10cm)
			64,04	Próximo a rochas carbonáticas
	Heterolito carbonático	34,40 – 76,80	153,87	Próximo de fragmentos carbonosos
	Boundstone	45,64	152,37	Próximo a siltitos e fragmentos carbonosos
	Arenito	15,18 – 52,78	68,55	Próximo a siltito
			72,79	Próximo a heterolito argila/silte
	Anidrita	15,26 – 29,84	59,67	Proximidade com heterolito argila/silte

Fig. 30: Valores de perfis destoantes dos valores mais comuns para o poço Carmópolis 2.

f) Carmópolis 3

A Figura 31 ilustra os perfis utilizados neste poço, juntamente com suas litologias para posterior análise e interpretação. Não foram encontrados valores destoando do padrão para as litologias correspondentes.

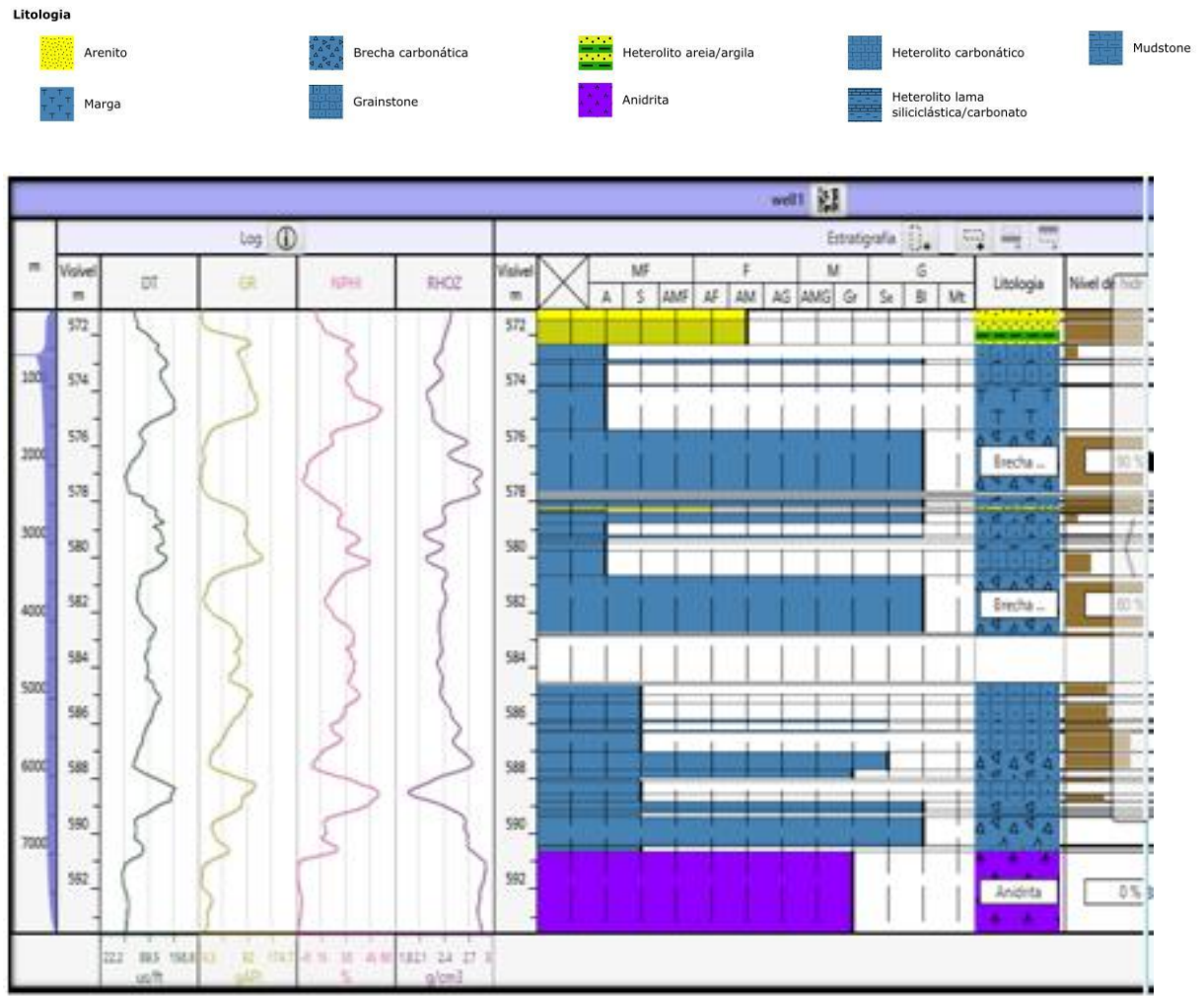


Fig. 31: Os quatro perfis utilizados e litologias associadas (retirado de Strataledge®).

Tabela 15: Valores encontrados do perfil DT, NPHI e RHOB para litologias com óleo.

Litologia com óleo	Sônico ($\mu\text{s}/\text{pé}$)		Neutrônico (%)		Densidade (g/cm^3)	
	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.
Arenito	68,87	70,96	11,05	11,81	2,51	2,51
Heterolito areia/argila	72,67	95,68	13,98	30,65	2,42	2,42
Heterolito carbonático	78,73	112,39	27,03	44,05	2,21	2,21
Brecha carbonática	56,53	96,21	3,24	29,37	2,37	2,37

Tabela 16: Valores encontrados do perfil DT, NPHI e RHOB para litologias sem óleo.

Litologia sem óleo	Sônico ($\mu\text{s}/\text{pé}$)		Neutrônico (%)		Densidade (g/cm^3)	
	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.
Heterolito carbonático	103,95	111,32	30,03	30,03	2,35	2,40
Brecha carbonática	69,67	113,30	16,31	16,31	2,31	2,73
Marga	114,54	123,72	48,93	48,93	2,22	2,31
Anidrita	52,67	60,54	0,07	0,07	2,84	2,94

Tabela 17: Valores de raios gama para todas as litologias do poço Carmópolis 3.

Litologia	Raios Gama (API)	
	Mín.	Máx.
Arenito	13,96	14,37
Heterolito areia/argila	15,99	92,73
Heterolito carbonático	42,88	114,90
Brecha carbonática	12,18	83,09
Marga	99,46	107,59
Anidrita	13,76	31,46

Tabela 18: Valores encontrados do perfil DT, NPHI, RHOB e ILD para litologias sem óleo.

Litologia sem óleo	Sônico ($\mu\text{s}/\text{pé}$)		Neutrônico (%)		Densidade (g/cm^3)		Resistividade ($\text{ohm}\cdot\text{m}$)	
	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.
Arenito	61,32	80,82	5,92	22,68	1,41	2,64	0,64	2,44
Heterolito areia/argila	66,95	68,09	12,18	13,06	2,33	2,36	0,99	1,14
Folhelho	64,95	82,55	10,55	25,81	2,58	2,65	2,44	5,88
Siltito	66,84	77,27	20,62	24,29	2,61	2,62	3,44	4,39

Tabela 19: Valores de raios gama para todas as litologias do poço Furado 1.

Litologia	Raios Gama (API)	
	Mín.	Máx.
Arenito	38,89	91,39
Heterolito areia/argila	63,64	82,26
Folhelho	102,46	137,25
Siltito	108,10	112,20

A Figura 33 mostra os valores destoantes encontrados nos perfis de raios gama e resistividade para as litologias interpretadas do poço Furado 1.

Perfil geofísico	Litologia	Intervalo	Valor destoante	Interpretação
GR (gAPI)	Arenito	38,89 – 91,39	102,78	Lâminas de folhelho
ILD ($\text{ohm}\cdot\text{m}$)	Arenito	0,64 – 2,44	7,87	Provavelmente por possuir menos porosidade devido à cimentação

Fig. 33: Valores de perfis destoantes dos valores mais comuns para o poço Furado 1.

h) Castanhal 1

A Figura 34 ilustra os perfis utilizados neste poço, juntamente com suas litologias para posterior análise e interpretação. Há uma grande variedade de fácies evaporíticas neste poço.

Litologia

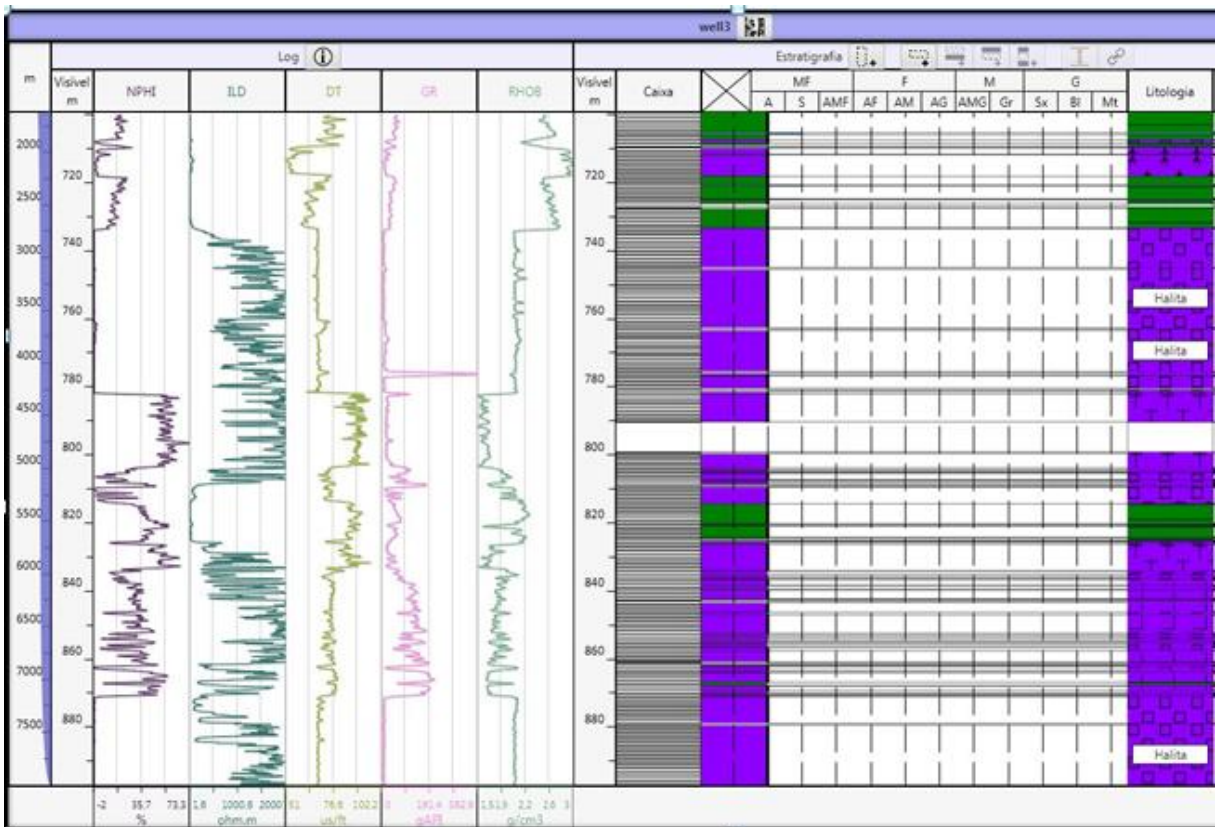


Fig. 34: Perfis utilizados e litologias associadas (retirado de Strataledge®).

Tabela 20: Valores encontrados do perfil DT, NPHI, RHOB e ILD para litologias sem óleo.

Litologia sem óleo	Sônico ($\mu\text{s}/\text{pé}$)		Neutrônico (%)		Densidade (g/cm^3)		Resistividade (ohm-m)	
	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.
Folhelho	57,66	88,77	9,74	48,74	2,09	2,72	4,57	54,44
Calcilutito	72,97	78,23	15,06	16,94	2,68	2,69	7,40	8,15
Halita	65,67	77,05	-1,81	32,70	1,89	2,31	9,15	2.000,00
Anidrita	51,19	65,50	-0,04	9,94	2,80	2,98	4,89	80,13
Carnalita	69,26	77,00	-1,95	39,59	1,67	2,04	388,66	2.000,00
Taquihidrita	72,90	95,31	20,46	65,11	1,53	1,85	295,50	2.000,00
Silvinita	69,87	74,35	23,17	38,94	1,69	1,89	148,68	797,26

Tabela 21: Valores de raios gama para todas as litologias do poço Castanhal 1.

Litologia	Raios Gama (API)	
	Mín.	Máx.
Folhelho	28,03	76,26
Calcilutito	45,46	47,51
Halita	5,23	82,40
Anidrita	9,77	34,43
Carnalita	78,11	382,85
Taquihidrita	18,97	85,17
Silvinita	28,03	76,26

5.1.2. POÇOS DA BACIA DE CAMPOS

a) 4-RJS-42-RJS

A Figura 35 ilustra os perfis utilizados neste poço, juntamente com suas litologias para posterior análise e interpretação. Não foram observados valores de perfis destoando do padrão.

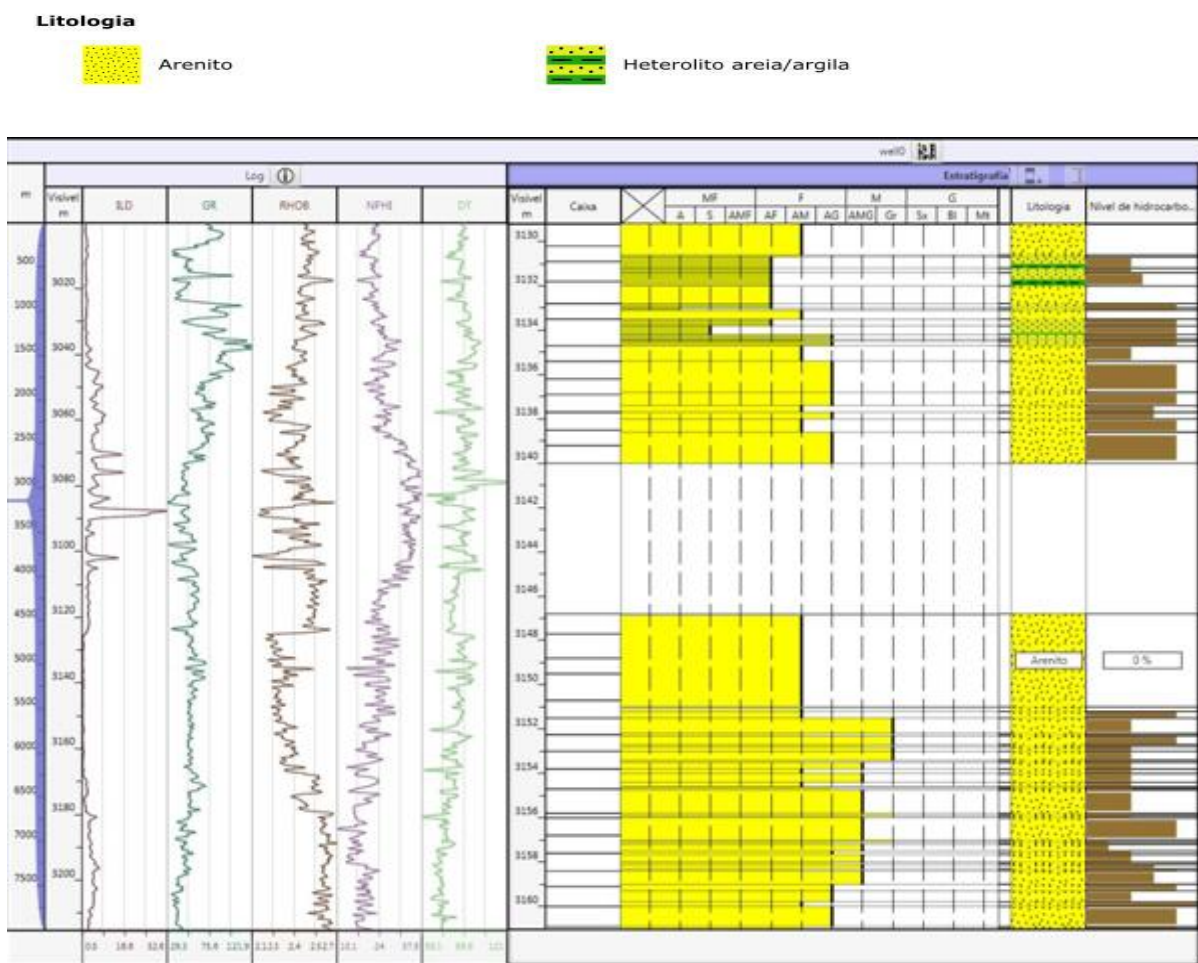


Fig. 35: Visão geral dos cinco perfis utilizados e respectivas litologias para o poço 4-RJS-42-RJ do Campo de Namorado (retirado de Strataledge®).

Tabela 22: Valores encontrados do perfil DT, NPHI, RHOB e ILD para litologias com óleo.

Litologia com óleo	Sônico ($\mu\text{s}/\text{pé}$)		Neutrônico (%)		Densidade (g/cm^3)		Resistividade (ohm-m)	
	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.
Arenito	63,90	94,98	13,85	27,59	2,28	2,52	0,56	15,27
Heterolito areia/argila	78,31	96,02	23,48	28,82	2,23	2,32	0,52	2,17

Tabela 23: Valores encontrados do perfil DT, NPHI, RHOB e ILD para litologias sem óleo.

Litologia com óleo	Sônico ($\mu\text{s}/\text{pé}$)		Neutrônico (%)		Densidade (g/cm^3)		Resistividade (ohm-m)	
	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.
Arenito	80,19	90,39	18,41	29,09	2,26	2,41	0,56	3,01

Tabela 24: Valores de raios gama para todas as litologias do poço 4-RJS-42-RJS.

Litologia	Raios Gama (API)	
	Mín.	Máx.
Arenito	48,88	70,06
Heterolito areia/argila	58,95	70,4

b) 1-RJ-19-RJS

A Figura 36 ilustra os perfis utilizados neste poço, juntamente com suas litologias para posterior análise e interpretação. O perfil de resistividade (ILD) quase não aparece por conter valores muito baixos, próximos de zero. Não foram observados valores de perfis destoando do padrão.

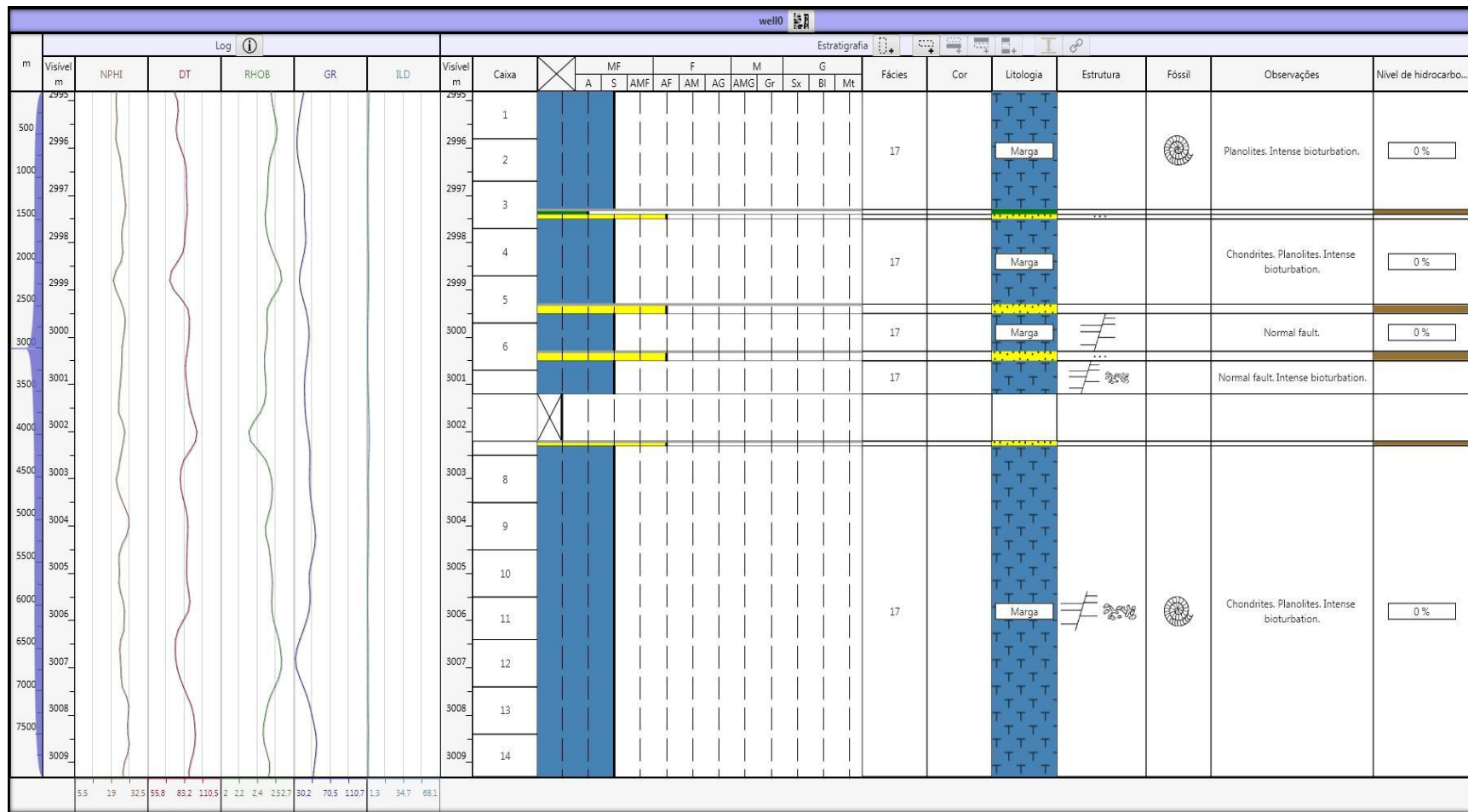


Fig. 36: Visão geral dos cinco perfis utilizados e respectivas litologias para o poço 1-RJ-19-RJS do Campo de Namorado (retirado de Strataledge®).

Tabela 25: Valores encontrados do perfil DT, NPHI, RHOB e ILD para litologias com óleo.

Litologia com óleo	Sônico ($\mu\text{s}/\text{pé}$)		Neutrônico (%)		Densidade (g/cm^3)		Resistividade (ohm-m)	
	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.
Folhelho	84,98	84,98	23,96	23,96	2,42	2,42	1,99	1,99
Arenito	83,78	87,38	22,74	24,02	2,37	2,44	1,73	2,90

Tabela 26: Valores encontrados do perfil DT, NPHI, RHOB e ILD para litologias sem óleo.

Litologia sem óleo	Sônico ($\mu\text{s}/\text{pé}$)		Neutrônico (%)		Densidade (g/cm^3)		Resistividade (ohm-m)	
	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.
Marga	72,06	91,23	19,66	25,43	2,41	2,56	1,66	2,73
Arenito	84,18	84,18	23,19	23,19	2,42	2,42	2,05	2,05

Tabela 27: Valores de raios gama para todas as litologias do poço 1-RJ-19-RJS.

Litologia	Raios Gama (API)	
	Mín.	Máx.
Marga	31,63	54,87
Folhelho	41,45	41,45
Arenito	42,11	47,54

c) 3-NA-1A-RJS

A Figura 37 ilustra os perfis utilizados neste poço, juntamente com suas litologias para posterior análise e interpretação. Não foram observados valores de perfis destoando do padrão.

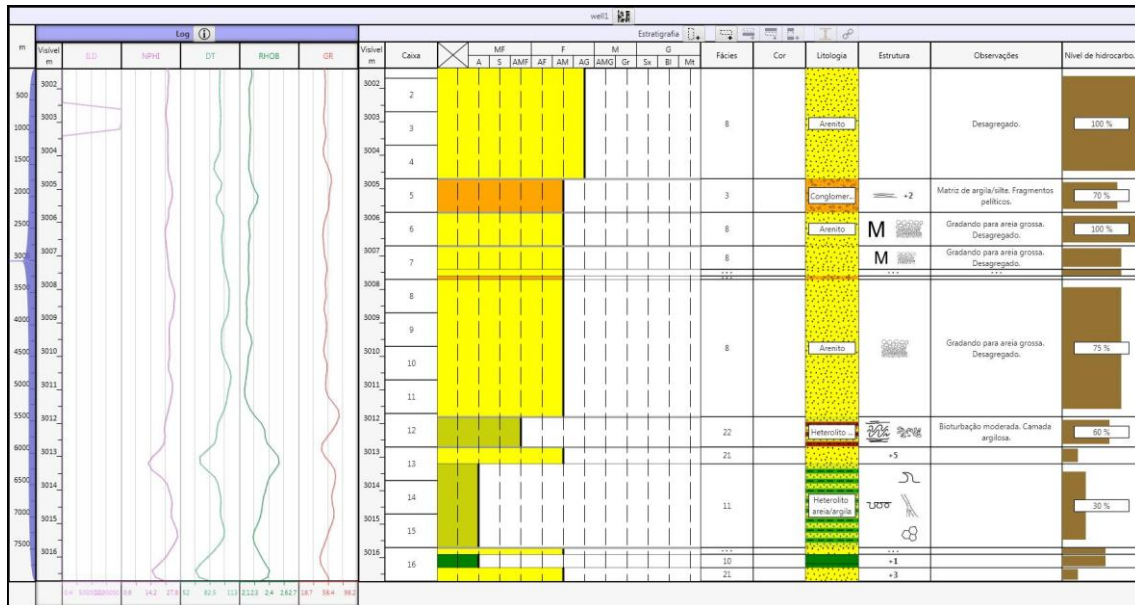


Fig. 37: Os cinco perfis geofísicos utilizados para análise do poço 3-NA-1A-RJS e litologias siliciclásticas associadas (retirado de Strataledge®).

Tabela 28: Valores encontrados do perfil DT, NPHI, RHOB e ILD para litologias com óleo.

Litologia com óleo	Sônico ($\mu\text{s}/\text{pé}$)		Neutrônico (%)		Densidade (g/cm^3)		Resistividade (ohm-m)	
	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.
Arenito	70,88	103,92	12,89	25,16	2,15	2,53	7,84	1.000.000
Diamictito	88,77	100,86	22,34	23,71	2,20	2,30	9,02	26,39
Heterolito areia/silte	86,86	90,45	20,16	20,67	2,33	2,40	6,75	9,48
Heterolito areia/argila	87,06	96,48	18,79	26,40	2,24	2,42	6,32	9,83
Folhelho	67,45	79,88	14,66	21,03	2,33	2,42	9,98	12,84

Tabela 29: Valores de raios gama para todas as litologias do poço 3-NA-1A-RJS.

Litologia	Raios Gama (API)	
	Mín.	Máx.
Arenito	46,97	62,30
Diamictito	53,79	62,30
Heterolito areia/silte	50,25	72,70
Heterolito areia/argila	53,09	67,77
Folhelho	46,97	52,56

d) 3-NA-04-RJS

A Figura 38 ilustra os perfis utilizados neste poço, juntamente com suas litologias para posterior análise e interpretação. Não foram observados valores de perfis destoando do padrão.

Litologia



Arenito



Brecha carbonática

Heterolito lama
siliciclástica/carbonato

Heterolito argila/silte



Heterolito areia/silte/argila



Marga



Heterolito areia/argila

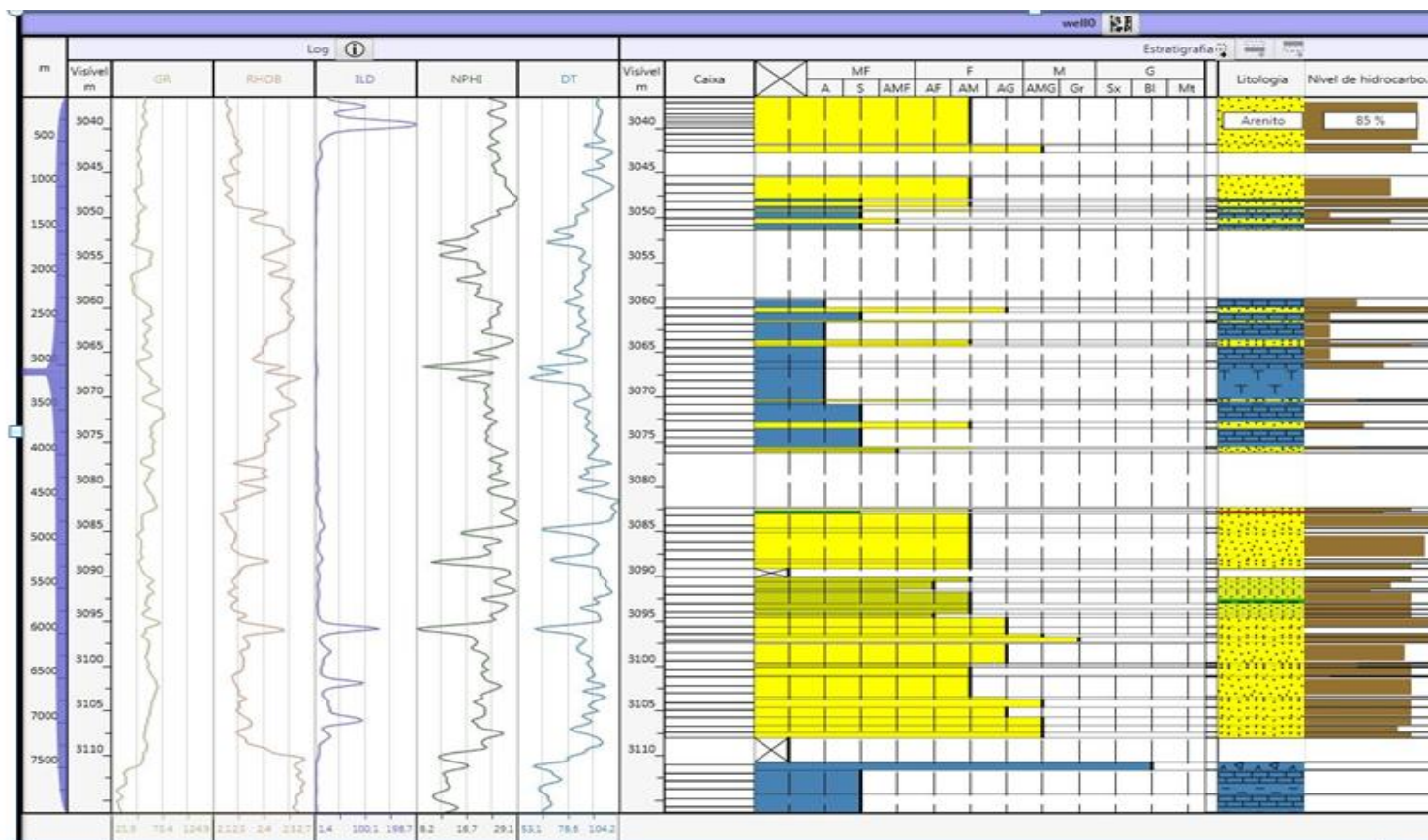
Heterolito areia
siliciclástica/carbonato

Fig. 38: Perfis utilizados para análise do poço 3-NA-04-RJS e litologias associadas (retirado de Strataledge®).

Tabela 30: Valores encontrados do perfil DT, NPHI, RHOB e ILD para litologias com óleo.

Litologia com óleo	Sônico ($\mu\text{s}/\text{pé}$)		Neutrônico (%)		Densidade (g/cm^3)		Resistividade ($\text{ohm}\cdot\text{m}$)	
	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.
Arenito	79,48	100,93	18,98	27,97	2,16	2,56	1,65	94,13
Heterolito lama siliciclástica/carbonato	73,01	89,19	19,99	28,98	2,22	2,56	1,56	3,45
Heterolito areia siliciclástica/carbonato	63,00	63,00	25,51	12,50	2,40	2,51	3,23	4,59
Heterolito argila/silte	101,58	102,74	9,71	25,78	2,15	2,17	11,20	11,51
Heterolito areia/argila	84,97	100,16	21,82	28,55	2,20	2,29	5,96	8,47

Tabela 31: Valores encontrados do perfil DT, NPHI, RHOB e ILD para litologias sem óleo.

Litologia sem óleo	Sônico ($\mu\text{s}/\text{pé}$)		Neutrônico (%)		Densidade (g/cm^3)		Resistividade ($\text{ohm}\cdot\text{m}$)	
	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.
Arenito	64,36	102,28	8,23	26,50	2,18	2,51	2,19	198,91
Heterolito lama siliciclástica/carbonato	63,69	93,39	11,73	25,72	2,27	2,62	1,75	4,26
Marga	59,11	89,21	16,95	23,98	2,47	2,60	1,83	4,43
Heterolito areia/silte/argila	90,69	91,30	26,62	26,87	2,40	2,41	4,20	5,16
Brecha carbonática	60,93	62,34	18,74	18,88	2,57	2,58	3,13	3,18

Tabela 32: Valores de raios gama para todas as litologias do poço 3-NA-04-RJS.

Litologia	Raios Gama (API)	
	Mín.	Máx.
Arenito	46,25	69,86
Heterolito lama siliciclástica/carbonato	26,52	73,98
Heterolito areia siliciclástica/carbonato	48	50,41
Marga	52,91	69,47
Heterolito areia/silte/argila	63,79	63,95
Heterolito argila/silte	53,69	56,68
Heterolito areia/argila	54,21	63,15
Brecha carbonática	45,56	49,82

e) 4-RJS-234-RJS

As Figuras 39 e 40 mostram os perfis utilizados neste poço, juntamente com suas litologias para posterior análise e interpretação. Não foram observados valores de perfis destoando do padrão.

Litologia

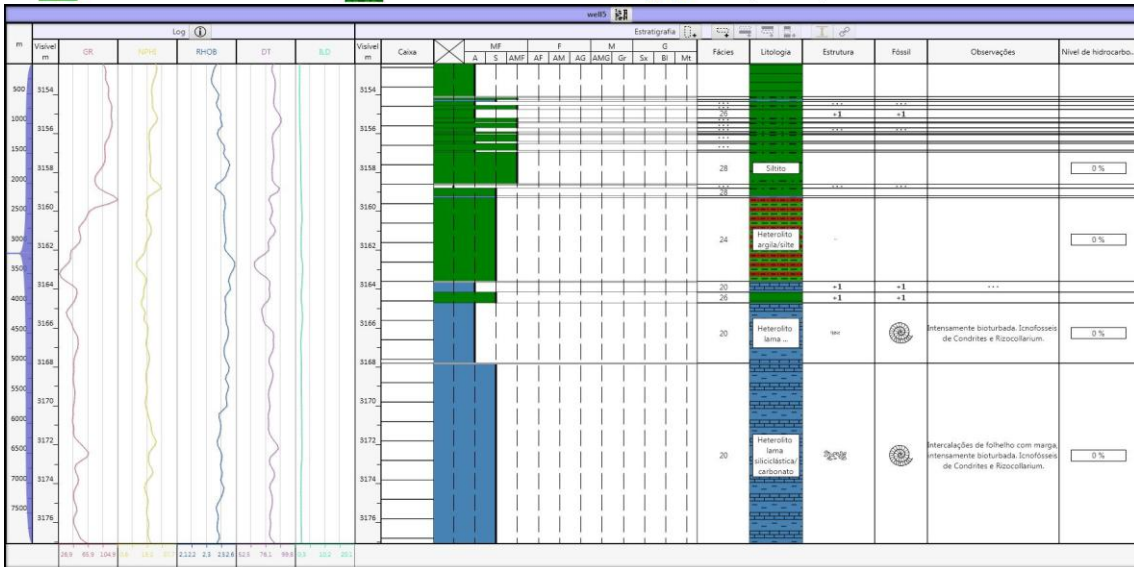


Fig. 39: Perfis e litologias de parte do poço RJS-234-RJS (retirado de Strataledge®).

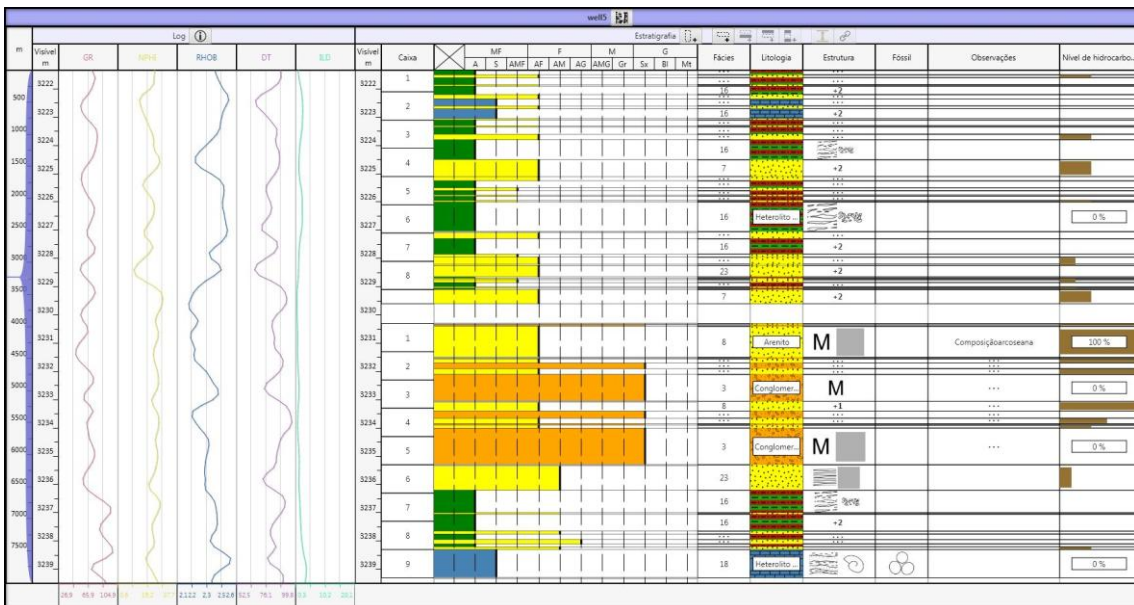


Fig. 40: Perfis e litologias de parte do poço RJS-234-RJS (retirado de Strataledge®).

Tabela 33: Valores encontrados do perfil DT, NPHI, RHOB e ILD para litologias com óleo.

Litologia com óleo	Sônico ($\mu\text{s}/\text{pé}$)		Neutrônico (%)		Densidade (g/cm^3)		Resistividade (ohm-m)	
	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.
Arenito	68,97	96,68	10,44	28,52	2,20	2,48	0,61	1,84

Tabela 34: Valores encontrados do perfil DT, NPHI, RHOB e ILD para litologias sem óleo.

Litologia sem óleo	Sônico ($\mu\text{s}/\text{pé}$)		Neutrônico (%)		Densidade (g/cm^3)		Resistividade (ohm-m)	
	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.
Folhelho	73,94	88,14	15,20	27,45	2,39	2,52	1,54	2,19
Siltito	79,75	88,16	19,94	24,48	2,43	2,54	1,56	2,18
Marga	78,23	82,11	18,69	22,07	2,43	2,50	1,59	2,21
Heterolito argila/silte	66,84	91,30	12,12	26,81	2,26	2,58	0,77	2,59
Heterolito lama siliciclástica/carbonato	67,76	82,18	14,03	24,35	2,41	2,55	1,97	3,79
Arenito	66,93	84,72	10,44	22,76	2,34	2,53	1,12	2,57
Diamictito	74,71	90,41	21,65	25,97	2,23	2,44	0,96	1,39

Tabela 35: Valores de raios gama para todas as litologias do poço 4-RJS-234-RJS.

Litologia	Raios Gama (API)	
	Mín.	Máx.
Folhelho	47,50	96,95
Siltito	74,47	99,27
Marga	95,37	104,94
Heterolito argila/silte	27,98	104,94
Heterolito lama siliciclástica/carbonato	36,68	98,01
Arenito	49,18	96,77
Diamictito	60,10	74,01

Com a observação dos valores mínimos e máximos de cada litologia, em relação aos perfis, e a obtenção de todos os valores por método automático, foi possível gerar gráficos do tipo *boxplot* no software Matlab para cada perfil, mostrando valores mínimos e máximos, percentis, mediana, e valores atípicos para todas as litologias, com óleo e sem óleo. Os gráficos mais representativos são os mostrados na Figura 41 e 42. No Apêndice A é possível visualizar todos os gráficos gerados.

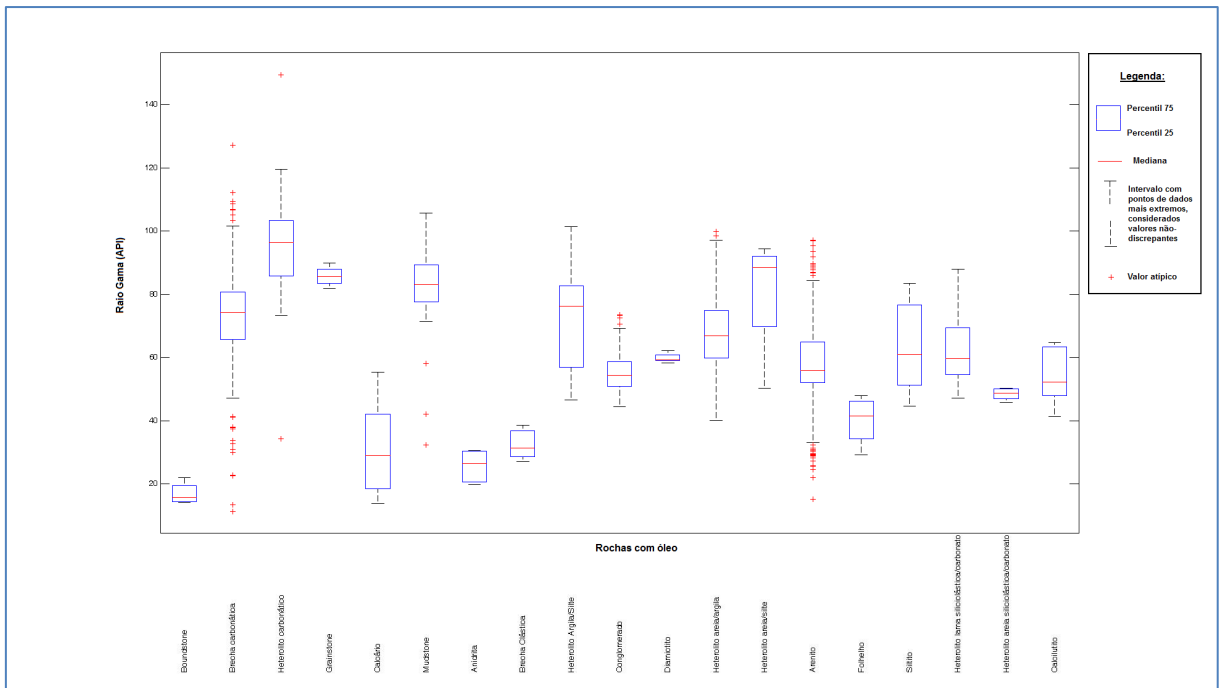


Fig. 41: Gráfico de raios gama para rochas com óleo (gerado por Matlab).

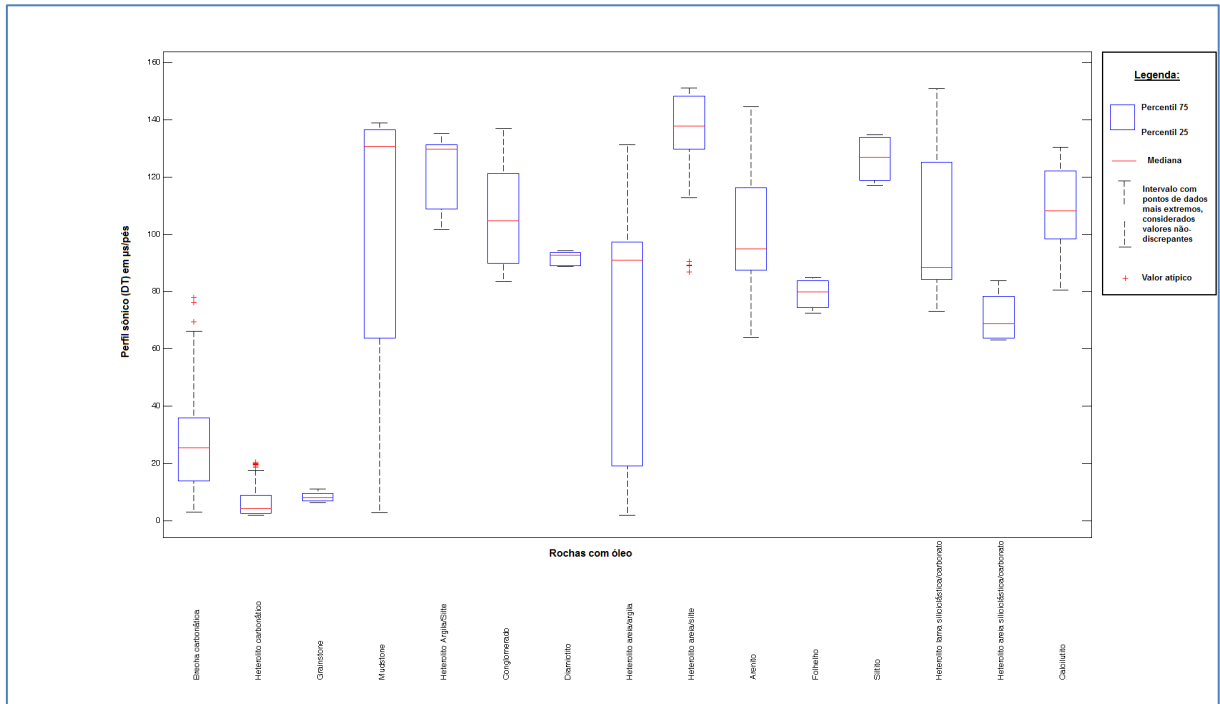


Fig. 42: Gráfico do perfil sônico para todas as litologias com óleo (gerado por Matlab).

Com os gráficos é possível visualizar com mais clareza os intervalos de valores de um mesmo perfil que se repetem para diferentes litologias.

6. DISCUSSÃO

Conforme análises feitas nos 13 poços correspondentes às Bacias de Sergipe-Alagoas e de Campos, observaram-se diversos padrões de assinaturas para os diferentes perfis geofísicos. A maioria dessas assinaturas corresponde ao que está exposto na literatura. No entanto, foram identificadas algumas inconsistências, bem como limitações, que dificultaram a correta interpretação dos perfis.

Neste capítulo serão discutidas algumas mudanças representativas de litologias dos poços analisados, em conjunto com exemplos retirados da bibliografia para uma breve comparação. Também serão discutidas, além dos padrões gerais de correspondência entre o que está descrito na literatura e o que foi interpretado a partir das observações dos perfis, as limitações do método de integração entre perfis geofísicos e interpretação litológica para rochas sedimentares, apresentado neste trabalho.

Exemplo 1: A Figura 43 mostra as respostas de raio gama (GR) e resistividade (ILD) para arenitos. Os valores de raio gama se aproximam de 25 unidades API, e os de resistividade chegam a 200 ohm-metro para uma fácies arenito sem hidrocarbonetos. Na literatura, os valores de radioatividade para arenitos limpos, sem argilominerais, costuma estar entre 10 e 30 API (conforme mostrado na Tabela 1, adaptada de Schlumberger). Já os valores de resistividade para arenitos podem variar de 0,5 a 10.000 ohm-m, dependendo da quantidade de água intersticial presente nessas fácies.

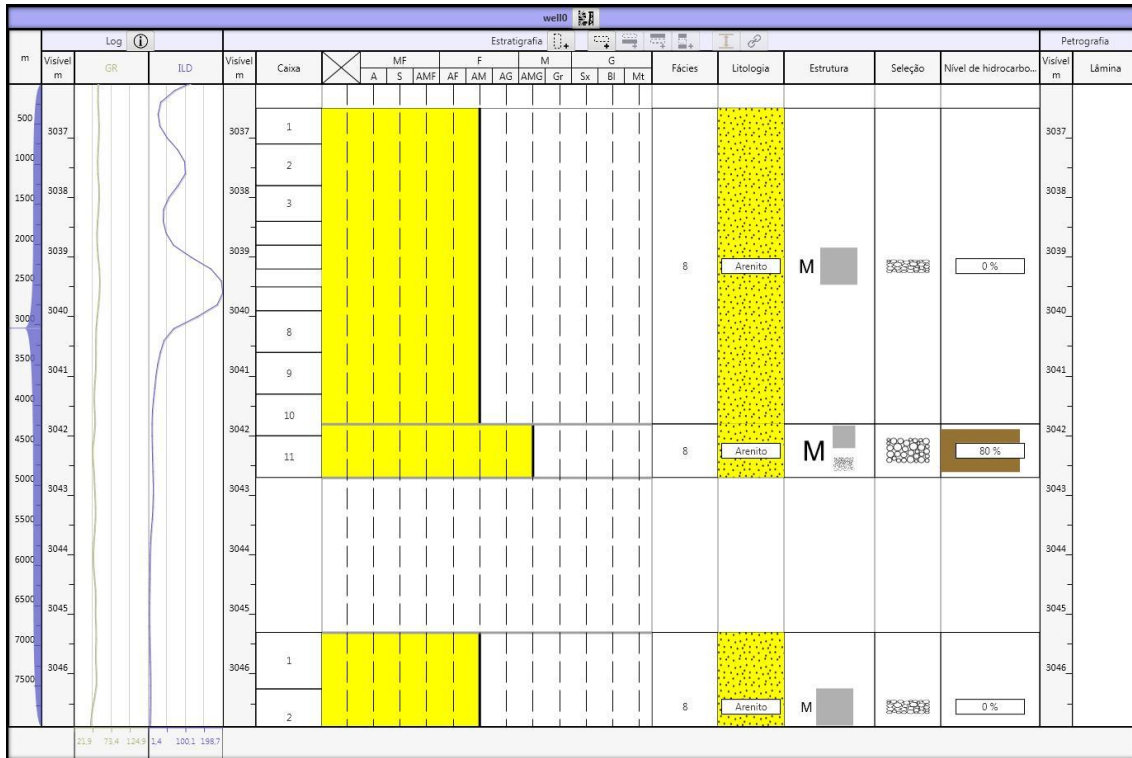


Fig. 43: Valores de raios gama e resistividade para fácies arenito, coerentes com os valores na literatura (retirado de Strataledge®).

Exemplo 2: A Figura 44 ilustra valores para perfis de raios gama, densidade, neutrônico e sônico variando com a profundidade devido a uma mudança de litologia. Observa-se uma visível diminuição na radioatividade de fácies heterolíticas argilosas para arenitos com óleo. De acordo com a literatura, o perfil de raios gama reflete valores mais elevados na presença de rochas com argilosidade. O aumento da densidade com a profundidade pode estar relacionado à presença de cimentação na fácies arenito. Segundo Doveton (1994), arenitos apresentam baixos valores no perfil neutrônico, em relação a outras rochas, explicando a redução nesse perfil.

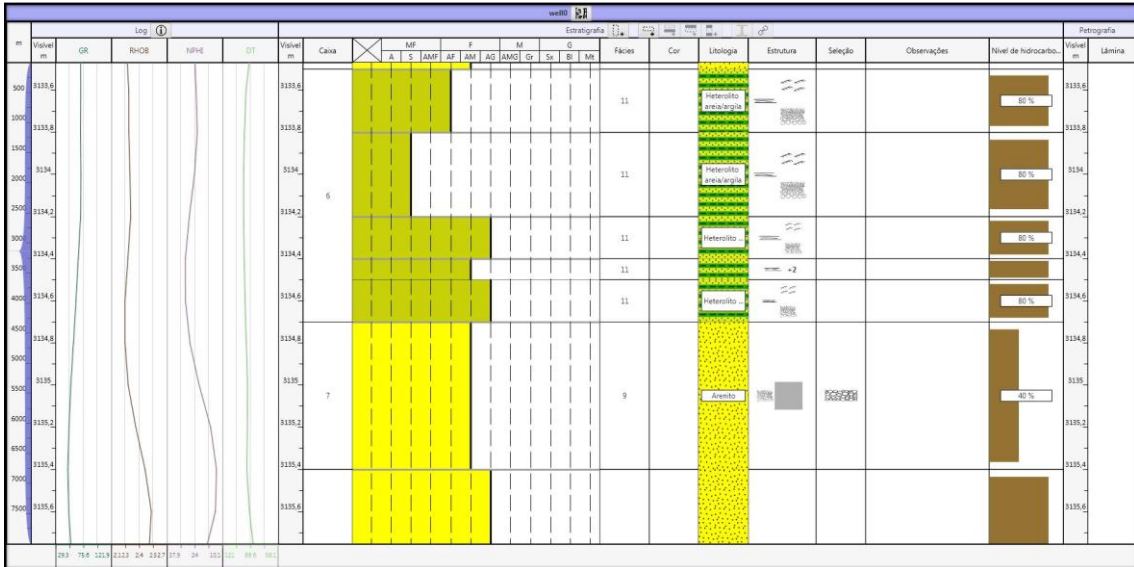


Fig. 44: Perfil de raios gama (GR) respondendo adequadamente quando passa de rochas argilosas a arenitos. Aumento da densidade na fácies arenito pode estar relacionado à presença de cimentação nessa fácies (retirado de Strataledge®).

Exemplo 3: A Figura 45 mostra basicamente a diferença na resposta de raios gama para arenitos e folhelhos, que pode ser comparada com a Figura 46, retirada da literatura. A segunda ilustra valores aproximados para arenitos (em torno de 50 API), em comparação com folhelhos (cerca de 100 API).

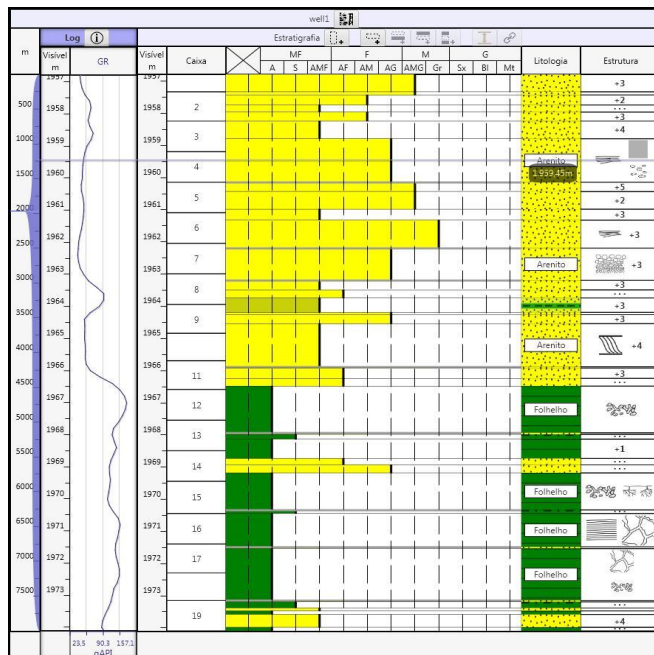


Fig. 45: Perfil de raios gama respondendo corretamente e conforme o esperado na diferenciação de folhelhos e arenitos. Visível aumento nos valores de raios gama nas fácies correspondentes a folhelho (retirado de Strataledge®).

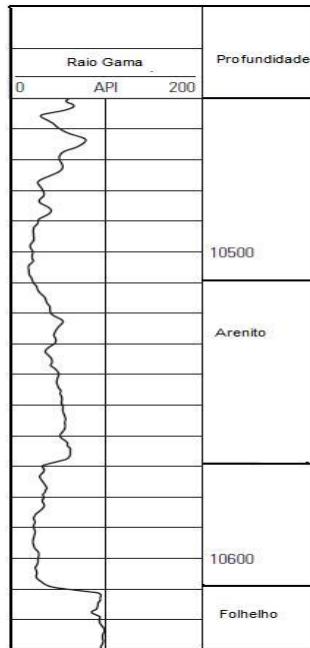


Fig. 46: Perfil de raios gama para arenito e folhelho (adaptado de Ellis, 2008).

Exemplo 4: Na Figura 47 há um aumento considerável dos valores de raios gama com a passagem de uma litologia carbonática para um heterolito carbonático contendo lama siliciclástica, o que é coerente com a literatura (se a argilosidade aumenta, a radioatividade também aumenta).

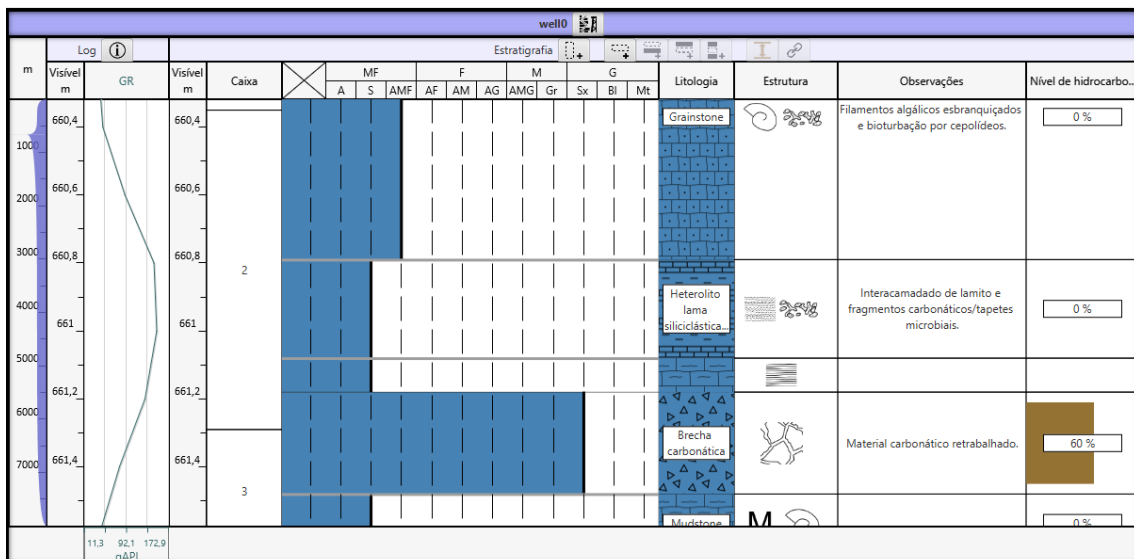


Fig. 47: comportamento do perfil de raios gama para fácies carbonática contendo lama siliciclástica (retirado de Strataledge®).

Exemplo 5: A Figura 48 mostra o perfil de densidade respondendo corretamente à fácies arenito, pois de acordo com Schlumberger (1989), a densidade real de arenitos costuma ser em torno de 2,35 g/cm³.

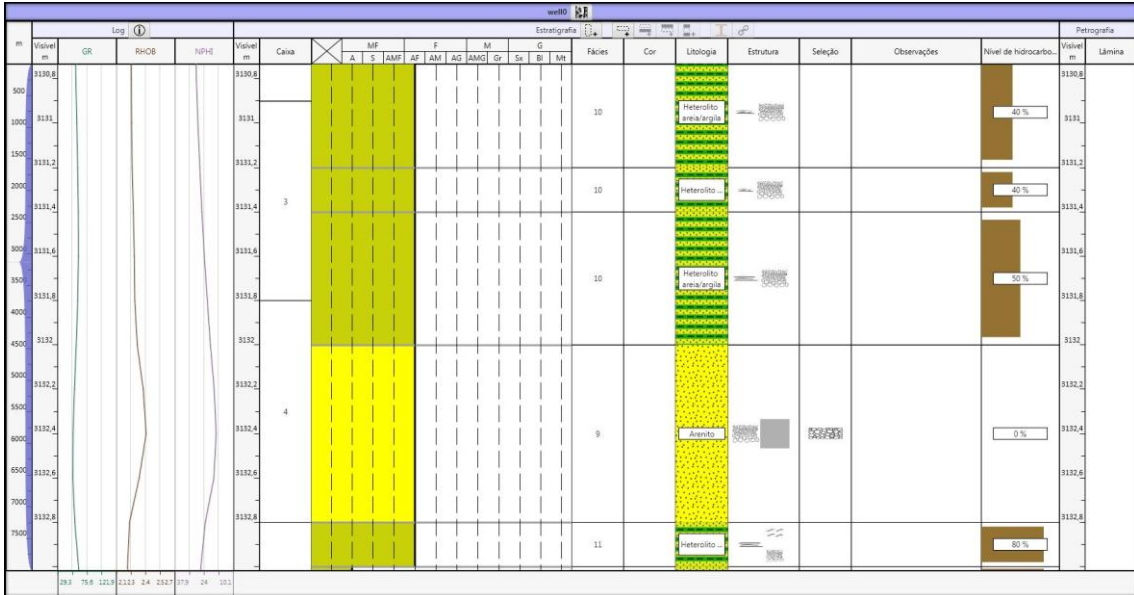


Fig. 48: Perfil de densidade (RHOB) mostrando o valor aproximado de 2,4g/cm³, compatível com o valor de densidade bruta dos arenitos, na literatura (retirado de Strataledge®).

Exemplo 6: As Figuras 49, 50 e 51 ilustram o comportamento dos perfis de resistividade, sônico e resistividade combinado com densidade, respectivamente, na presença de hidrocarbonetos. Na Figura 49, observa-se um aumento significativo na resposta do perfil de resistividade (ILD), mostrando valores de até 10⁶ohm-m, o que pode ser explicado devido à grande quantidade de óleo na fácies arenito.

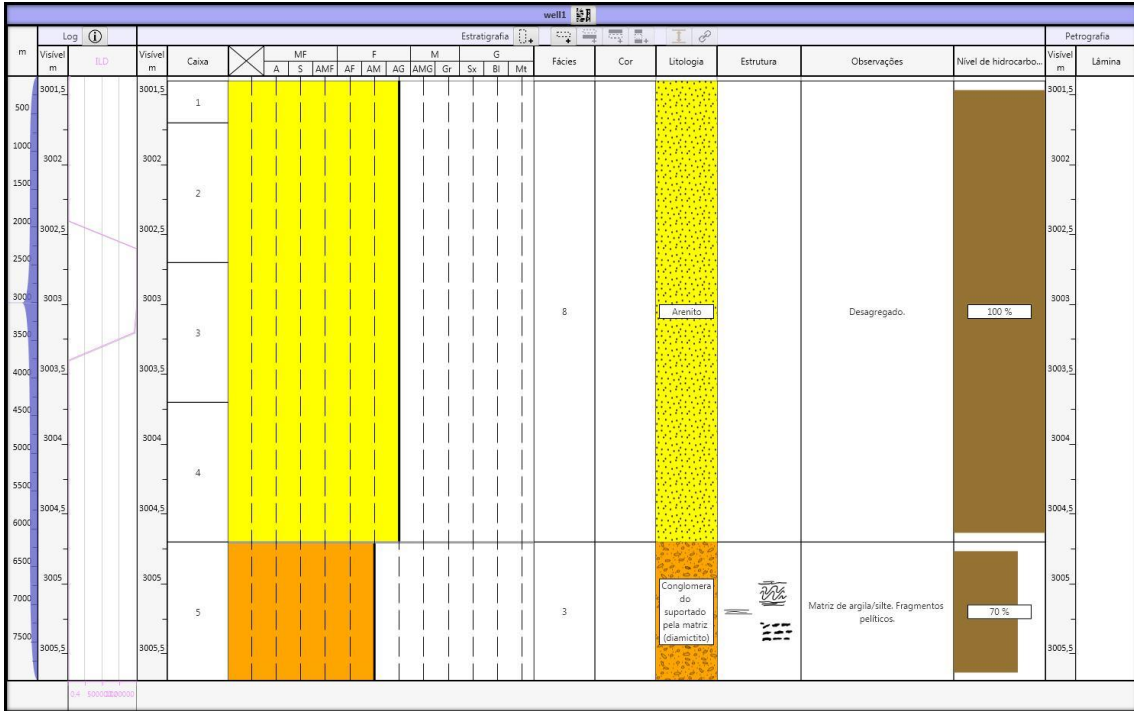


Fig. 49: Expressivo aumento nos valores de resistividade da fácies arenito (retirado de Strataledge®).

A resposta do perfil sônico (DT) na Figura 50 equivale ao esperado, já que há um aumento na porcentagem de hidrocarbonetos do arenito médio ao arenito grosso. Logo, o tempo de trânsito da onda acústica diminui, pois a velocidade do som aumenta.

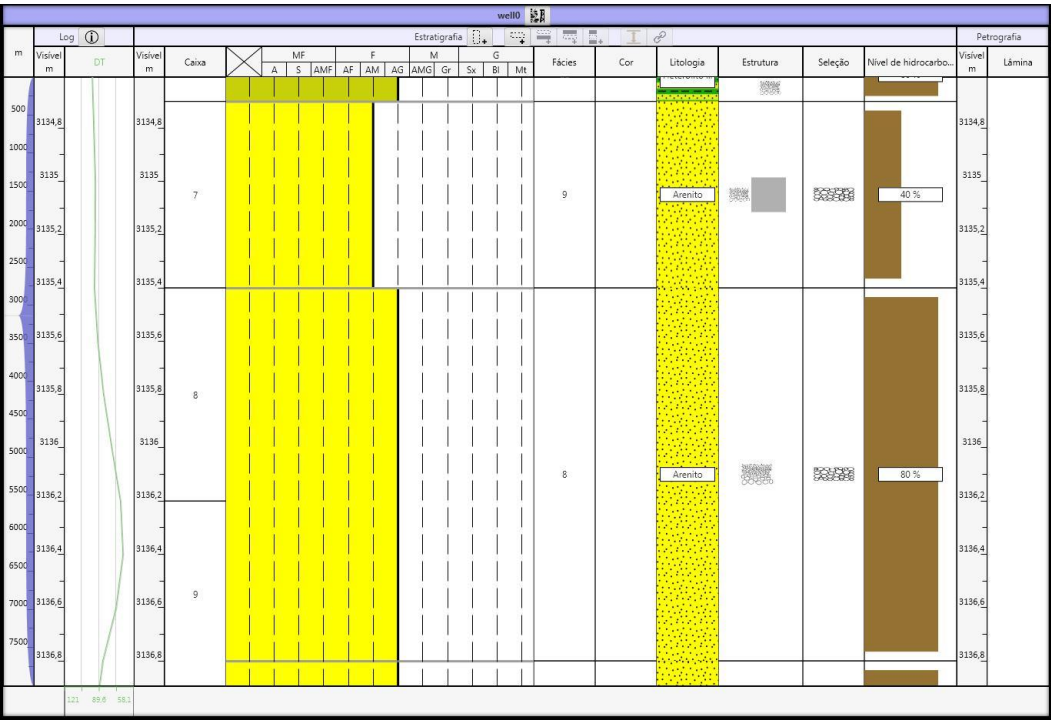


Fig. 50: Assinatura do perfil sônico para fácies arenito com óleo (retirado de Strataledge®).

Na Figura 51 há um expressivo aumento na resistividade e densidade da fácies *boundstone*, devido provavelmente ao aumento na quantidade de hidrocarbonetos.

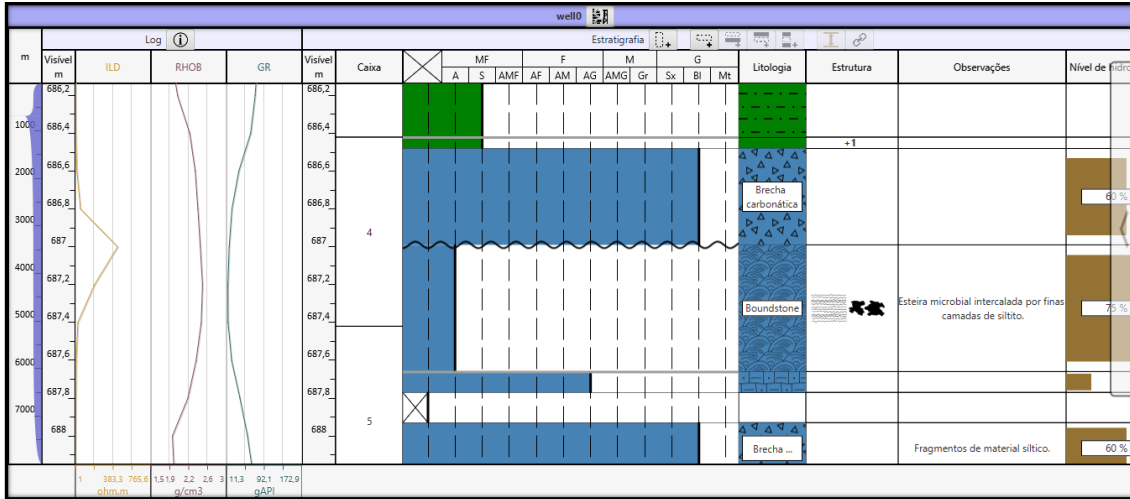


Fig. 51: Assinatura dos perfis ILD, RHOB e GR para fácies carbonáticas (retirado de Strataledge®).

Exemplo 7: na Figura 52 observa-se um aumento relativo na resistividade da fácies dolomito, o que pode ser explicado pela capacidade isolante dos carbonatos. A resposta do perfil sônico (próxima de 47 μ s/pés) está coerente com os valores normalmente encontrados para dolomitos na literatura.

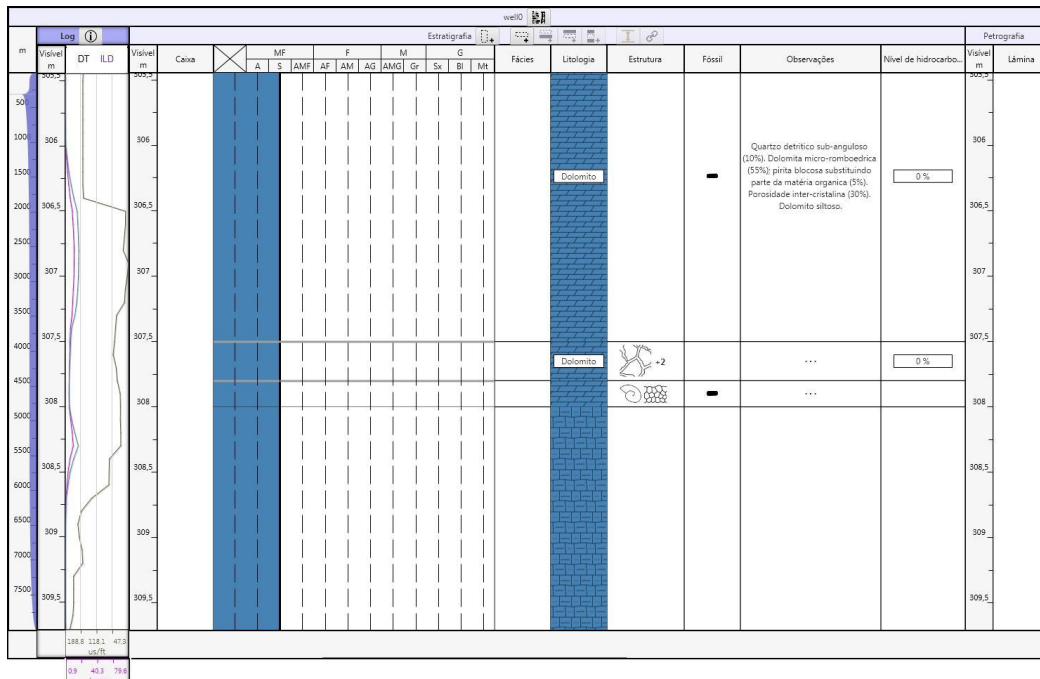


Fig. 52: perfil sônico (DT) analisado em conjunto com o perfil de resistividade (ILD) na fácies dolomito (retirado de Strataledge®).

Exemplo 8: A Figura 53 exemplifica o método da sobreposição de perfis para analisar a litologia. Observa-se que as curvas do perfil neutrônico e de densidade, em porosidade equivalente do calcário (%), estão muito próximas, o que normalmente indica a presença de rocha carbonática.

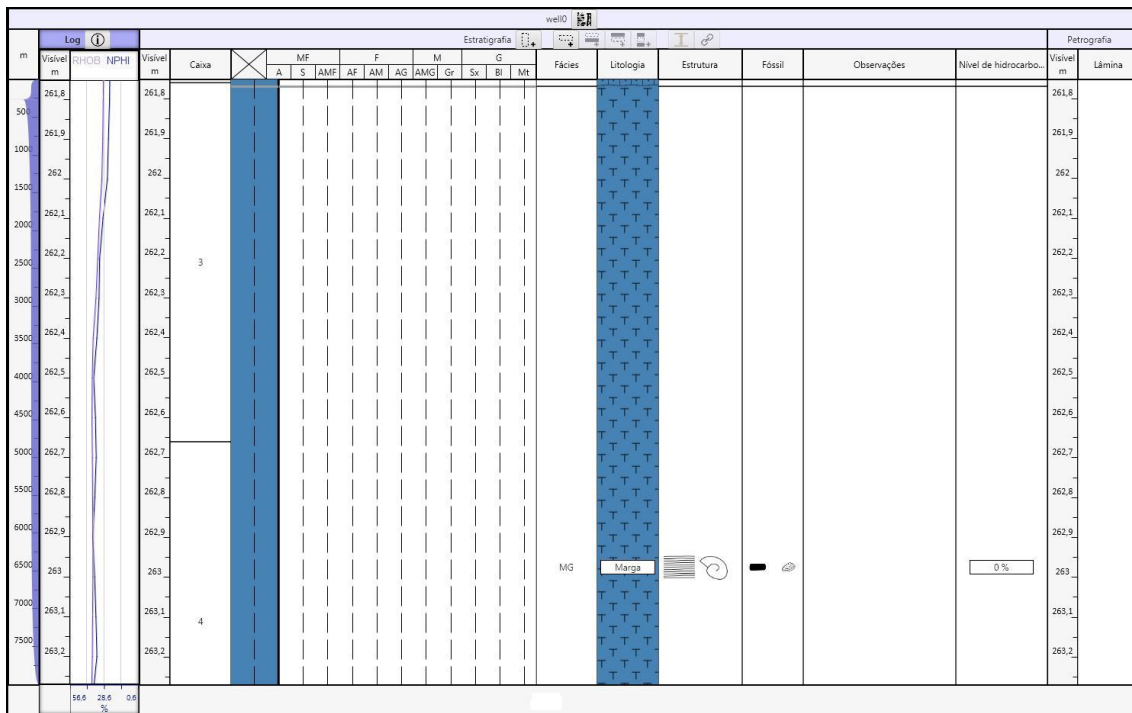


Fig. 53: Perfis de densidade (RHOB) e neutrônico (NPHI) para a fácies marga (retirado de Strataledge®).

Exemplo 9: A Figura 54 mostra a diminuição relativa da densidade com a presença de brechas clásticas, provavelmente devido à abertura de espaços vazios. Os valores de raios gama também diminuem, em comparação com siltitos e argilas, o que corresponde ao esperado.

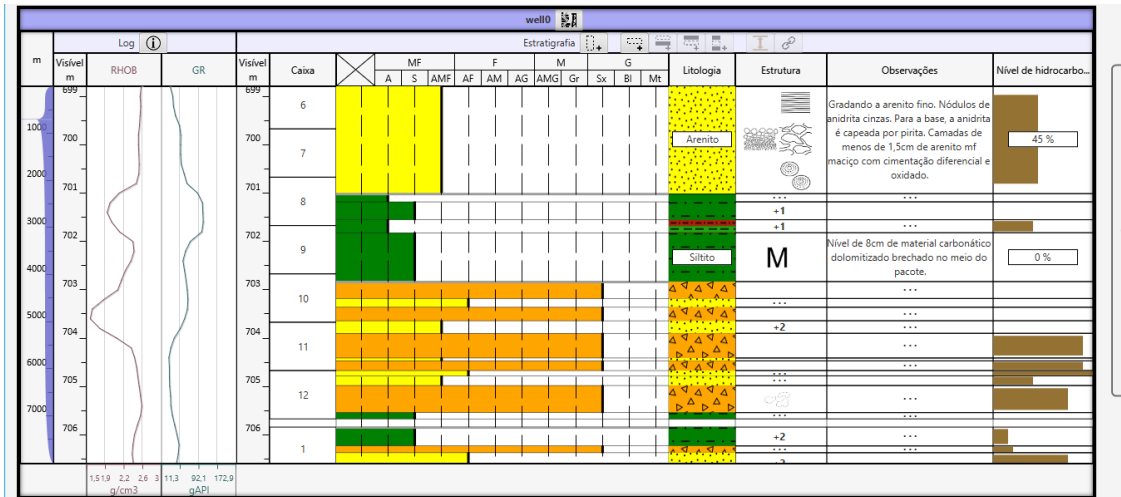


Fig. 54: Assinaturas dos perfis de densidade (RHOB) e raios gama (GR) para diferentes litologias (retirado de Strataledge®).

Exemplo 10: As Figuras 55 e 56 ilustram o comportamento de diferentes perfis para rochas evaporíticas. Na primeira há um visível aumento de densidade e diminuição de raios gama na fácies anidrita, em conformidade com a resposta dos evaporitos para esses perfis na literatura.

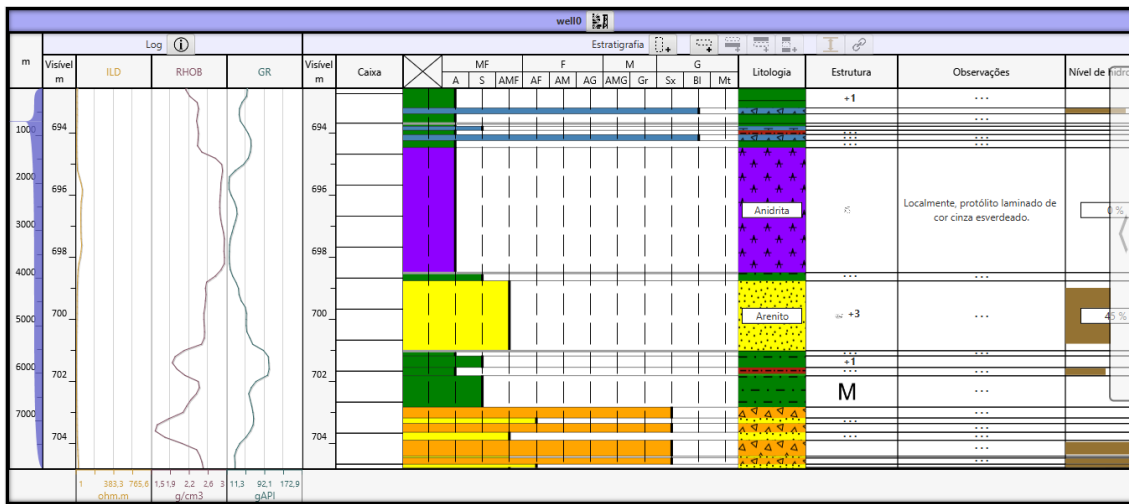


Fig. 55: Perfis de resistividade, densidade e raios gama para diferentes litologias (retirado de Strataledge®).

A Figura 56 ilustra o comportamento dos perfis de resistividade, sônico, raios gama e densidade diante de uma fácies evaporítica. Observa-se que a resistividade aumenta consideravelmente; os perfis sônico e de densidade permanecem praticamente constantes, devido ao fato de se tratar de uma mesma litologia; a resposta de raios gama é baixa para as fácies evaporíticas, mostrando que

praticamente não há argilominerais ou isótopos radioativos nela, e aumenta na camada de folhelho, conforme o esperado. O pico de raios gama após a profundidade de 775m corresponde a uma camada de folhelho que não está muito visível, devido à escala.

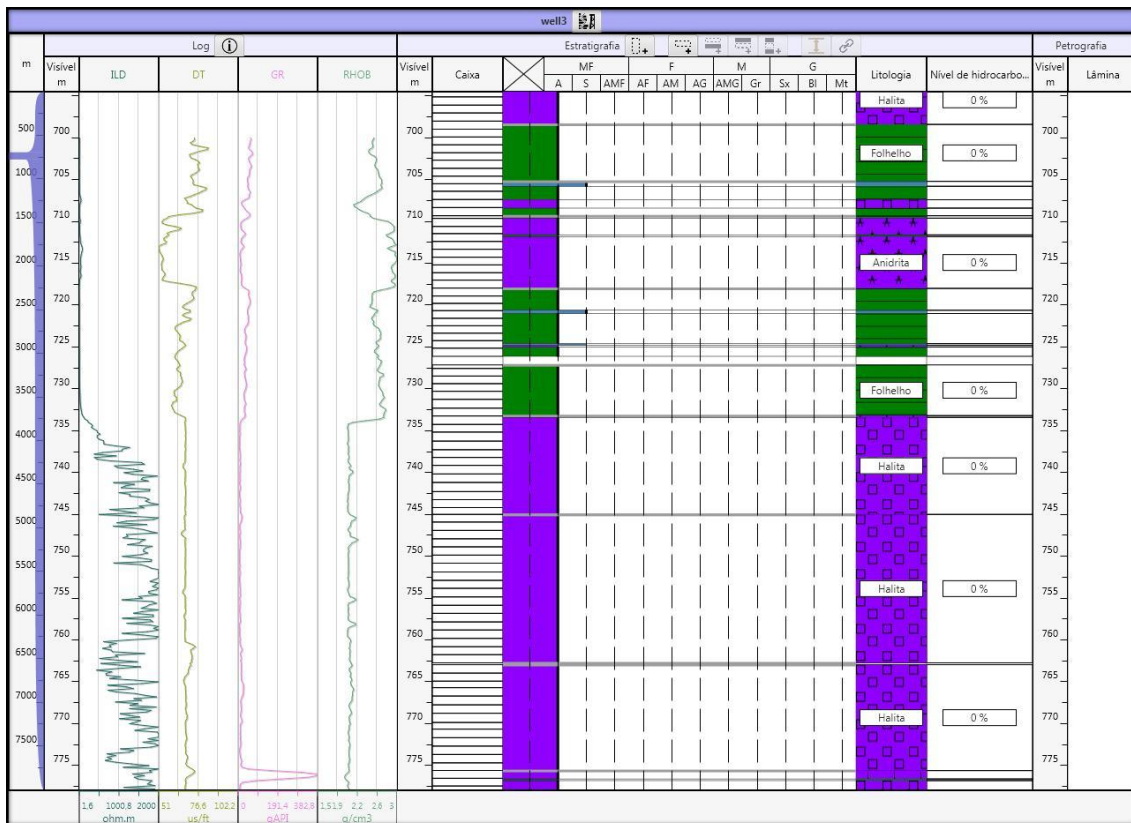


Fig. 56: Distinção entre halita, anidrita e folhelho para os perfis ILD, DT, GR e RHOB (retirado de Strataledge®).

Os exemplos a seguir se referem às inconsistências encontradas ao longo da análise dos poços, em comparação com a bibliografia. Isso mostra que há certa margem de erro na interpretação de litologias.

Exemplo 11: na Figura 57, aparecem valores de raio gama anormalmente altos para rochas carbonáticas, que segundo a descrição, não possuem quantidade significativa de micas, minerais pesados ou argilominerais.

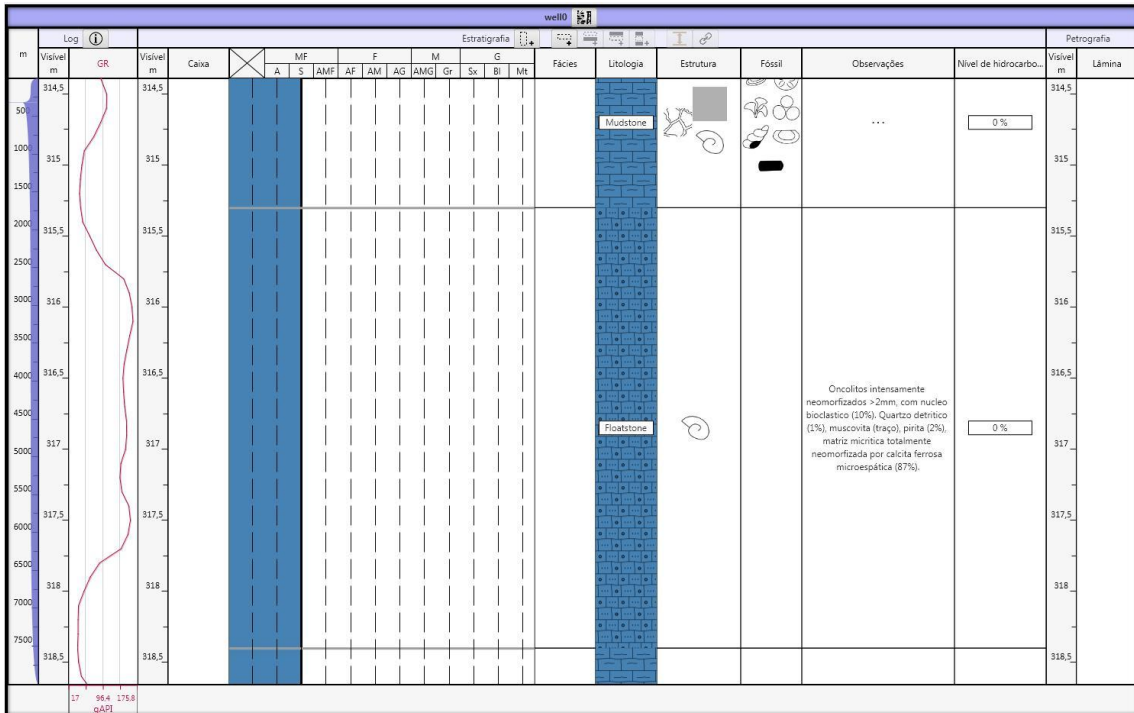


Fig. 57: Valores de raios gama na fácies floatstone (retirado de Strataledge®).

Exemplo 12: Na Figura 58, há uma anomalia positiva no perfil de raios gama para as fácies heterolito carbonático (mudstone e esteiras microbiais) e grainstone, ambas sem argilominerais. Os valores altos de raio gama correspondem a rochas como folhelhos ou siltitos. Uma hipótese seria a presença de fragmentos carbonosos, ricos em matéria orgânica, nessas fácies.

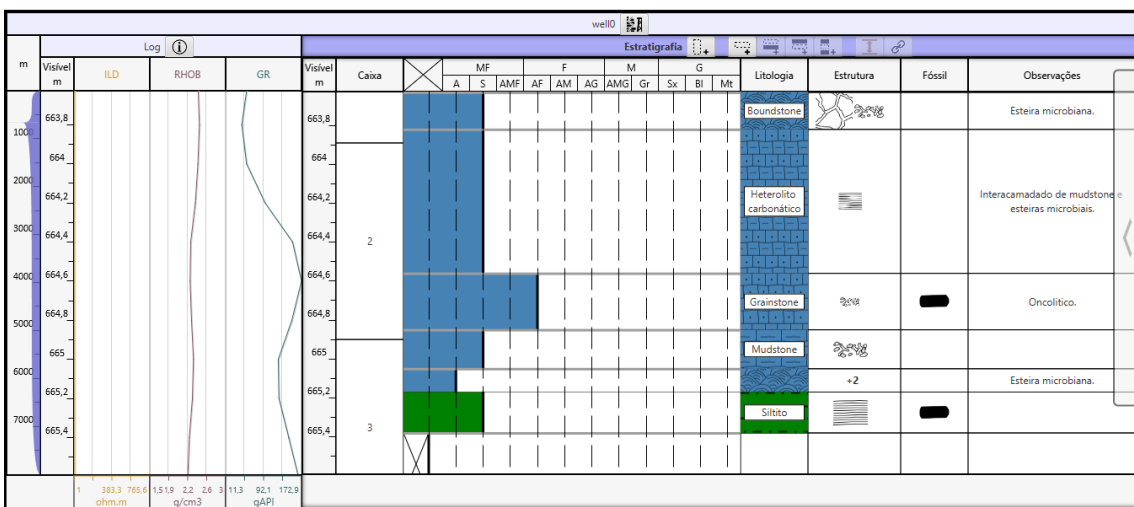


Fig. 58: Perfil de raio gama anormalmente alto para rochas carbonáticas (retirado de Strataledge®).

A Figura 59 pode ser utilizada na comparação com valores reais de raios gama para mudstone e grainstone.

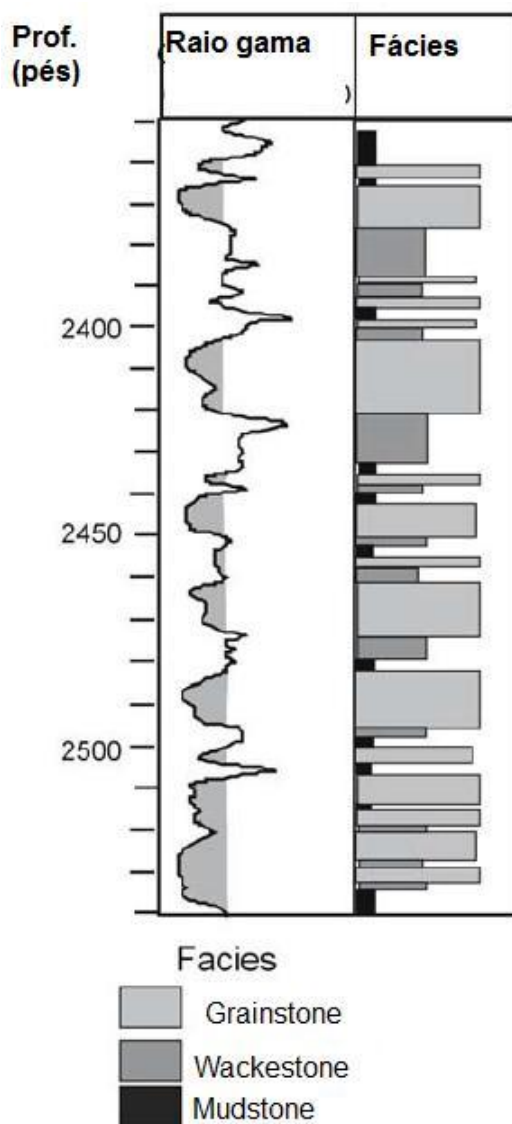


Fig. 59: Representação dos valores de raio gama para diferentes rochas carbonáticas (adaptado de Lucia, 1999).

Exemplo 13: A Figura 60 mostra o comportamento dos perfis de densidade, resistividade, neutrônico e sônico na ausência de hidrocarbonetos em uma mesma fácies (arenito). De acordo com a literatura, o comportamento desses perfis deveria ser inverso.

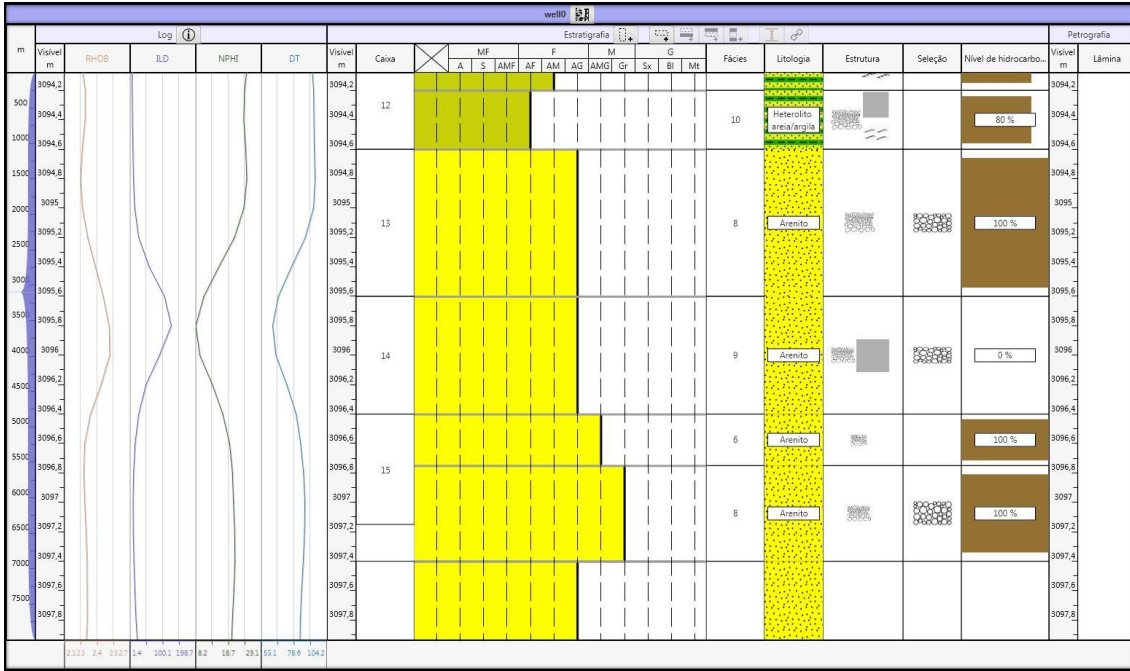


Fig. 60: Diferentes perfis mostrando leituras não condizentes com a literatura para a fácies arenito, onde apenas varia o nível de hidrocarbonetos (retirado de Strataledge®).

Exemplo 14: Uma das limitações desse estudo está exemplificada na Figura 61. Devido ao intervalo de aquisição do perfil (normalmente de 20 em 20cm), algumas litologias não são representadas por mudanças de assinatura do perfil, como ocorre na camada de arenito, profundidade 1968 m.

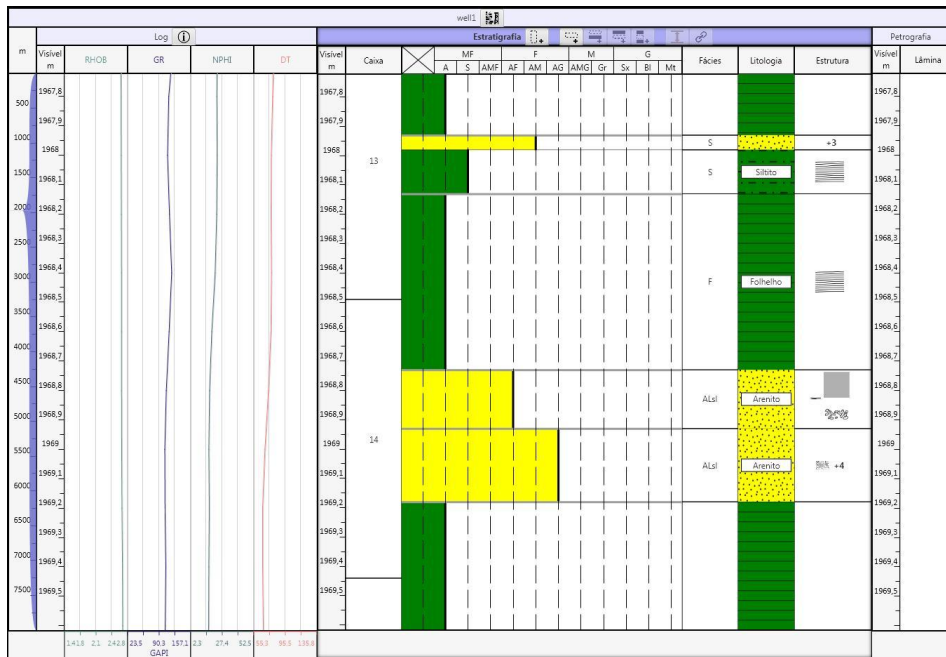


Fig. 61: A fácies arenito não está representada com mudanças significativas nos perfis (retirado de Strataledge®).

7. CONCLUSÕES

Após as análises e comparações entre os dados de perfis e as litologias correspondentes, neste estudo, algumas considerações finais foram feitas.

- 1) Em geral, o perfil neutrônico aumenta com a presença de rochas carbonáticas (indo até em torno de 40% de porosidade equivalente do calcário).
- 2) Na maior parte das vezes, a presença de hidrocarbonetos faz aumentar a densidade e diminuir a porosidade neutrônica.
- 3) Valores de raios gama aumentam na presença de intraclastos argilosos, e em geral são maiores em siltitos, folhelhos e rochas carbonáticas lamosas do que em arenitos.
- 4) Arenitos normalmente são melhores condutores de corrente elétrica e de ondas acústicas do que folhelhos.
- 5) O tempo de trânsito das ondas acústicas em geral aumenta com a presença de hidrocarbonetos. O mesmo ocorre com as rochas carbonáticas, que apresentam menor velocidade sônica que arenitos e siltitos.
- 6) Anomalias negativas significativas no perfil sônico podem ocorrer na presença de uma falha.
- 7) A resposta de qualquer perfil pode mudar mesmo se tratando da mesma litologia, devido a heterogeneidades das fácies.

Em relação às litologias, folhelhos e siltitos mostraram normalmente valores entre 90 e 100 API para raios gama, enquanto a média dos arenitos e conglomerados ficou entre 70 e 90 API, dos dolomitos entre 30-50 API, e os evaporitos ficaram com os valores mais baixos, entre 10-30 API. Todos independentemente da presença ou não de hidrocarbonetos.

Arenitos apresentaram valores sônicos entre 70-130 $\mu\text{s}/\text{pés}$, com óleo, e até 115 $\mu\text{s}/\text{pés}$ sem óleo; porosidade neutrônica entre 10 e 35%, com óleo, e de 20-30% sem óleo; densidade entre 2,00 e 2,70 g/cm^3 para ambos os casos; e resistividade entre 10 e 55 ohm-m com óleo e mais baixos na ausência de óleo.

Folhelhos mostraram valores sônicos médios entre 110-130 $\mu\text{s/pés}$; porosidade neutrônica entre 35-45%; densidade entre 2,10 – 2,25 g/cm^3 ; resistividade entre 10-15 ohm-m.

Evaporitos mostraram tempos de trânsito da onda sônica entre 50-150 $\mu\text{s/pés}$; porosidade neutrônica entre 0,1-35%; densidades entre 2,70 – 3,00 g/cm^3 ; resistividades entre 10-70 ohm-m.

Rochas carbonáticas mostraram valores sônicos entre 70-130 $\mu\text{s/pés}$ com óleo e 120-140 $\mu\text{s/pés}$ sem óleo; porosidades neutrônicas entre 30-40% com óleo e 30-55% sem óleo; densidade de 2,20-2,60 g/cm^3 com óleo e entre 2,10 e 2,30 g/cm^3 sem óleo; resistividades entre 10-25 ohm-m.

O presente estudo mostrou que é possível estimar valores de perfis para as litologias consideradas, pois os perfis apresentam certas tendências de responder às mudanças nas propriedades da rocha. No entanto deve-se considerar certa margem de erro pela influência de outros fatores, tais como porosidade, falhamento, quantidade de hidrocarbonetos, teor de argilominerais, cimentação e compactação da rocha, que interferem nas leituras dos diferentes perfis.

Os valores que as litologias mostraram para cada perfil geofísico serviram de embasamento para comparações utilizando cálculos simples, como mediana, intervalos de maior concentração de pontos, bem como valores que diferiram muito do padrão. Esses valores podem ser explicados pela heterogeneidade das formações e presença de fatores que influenciam as leituras, citados anteriormente.

A perfilagem geofísica é um dos métodos mais importantes como ferramenta exploratória de geólogos para avaliação de formações em subsuperfície, tanto no âmbito qualitativo (evidências visuais) quanto no âmbito quantitativo (cálculos numéricos). Além disso, considerando-se os altos custos de uma perfuração, torna-se mais viável e necessária a interpretação de perfis com base na observação de padrões de assinaturas dos mesmos. O intuito é poder extrapolar os dados mostrados em geofísica para locais perfilados da mesma área de estudo, que não estejam amostrados, inferindo assim suas litologias sem a necessidade de furos de sondagem.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Bristow, C.S. & Williamson, B.J. 1998. Spectral gamma ray logs: core to log calibration, facies analysis and correlation problems in the Southern North Sea. *In: Harvey, P.K. & Lovell, M.A. (eds). Core-Log Integration*. London, Geological Society, p. 1-7.
- Campos Neto, O.P., Souza Lima, W., Cruz, F.E.G. 2007. Bacia de Sergipe Alagoas. *Boletim de Geociências da Petrobras (Cartas Estratigráficas)*, 15(2): 405-415.
- Dias, J.L., Scarton, J.C., Esteves, F.R., Carminatti, M. & Guardado, L.R. 1990. Aspectos da evolução tectono-sedimentar e a ocorrência de hidrocarbonetos na Bacia de Campos. *In: Raja Gabaglia, G.P. & Milani, E.J. (eds). Origem e evolução das bacias sedimentares*. PETROBRAS, p. 333-360.
- Dobrin, M.B. 1981. *Introduction to Geophysical Prospecting*. International Student Edition, 630p.
- Doveton, J.H. 1994. *Geological log interpretation*. Lawrence, University of Kansas, 169p.
- Ellis, D.V., Case, C.R. & Chiaramonte, J.M. 2003. Porosity from Neutron Logs I: measurement. *Petrophysics*, vol. 44, nº 6, p. 383-395.
- Ellis, D.V., Case, C.R. & Chiaramonte, J.M. 2004. Porosity from Neutron Logs II: interpretation. *Petrophysics*, vol. 45, nº 1, p. 73-86.
- Ellis, D.V. & Singer, J.M. 2008. *Well Logging for Earth Scientists*. The Netherlands, Springer, 692p.
- Feijó, F.J. 1994. Bacia de Sergipe–Alagoas. *Boletim de Geociências da PETROBRAS*, 8(1): 149-161.
- Guardado, L.R., Gamboa, L.A.P., & Lucchesi, C.F. 1990. Petroleum geology of the Campos Basin, Brazil, a model for a producing Atlantic type basin. *In: Edwards, J.D. & Santogrossi, P.A. (eds). Divergent/passive margin basins*. AAPG Memoir, p.3-79.
- Koutsoukos, E.A.M. 1989. *Mid- to late Cretaceous microbiostratigraphy, palaeoecology and palaeogeography of the Sergipe Basin, Northeastern Brazil*. Plymouth. Unpublished PhD Thesis, Polytechnic South West.
- Lovell, M.A., Harvey, P.K., Jackson, P.D., Brewer, T.S. & Williams, C.G. 1998. Interpretation of core and log data - integration or calibration? *In: Harvey, P.K. & Lovell, M.A. (eds). Core-Log Integration*. London, Geological Society, p. 39-51.
- Lucia, F.J. 1999. *Carbonate reservoir characterization*. New York, Springer-Verlag, 226p.
- Mohriak, W.U. 2003. Bacias Sedimentares da Margem Continental Brasileira. *In: Bizzi, L.A., Schobbenhaus, C., Vidotti, R.M. & Gonçalves, J.H. (eds). Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil*. CPRM, p. 87-94.

- Myers, K.J. & Bristow, C.S. 1989. Detailed sedimentology and gamma-ray log characteristics of a Namurian deltaic succession II: Gamma-ray logging. *In: Whateley, M.K.G. & Pickering, K.T. (eds). Deltas: sites and traps for fossil fuels.* London, Geological Society, p. 81-88.
- Pereira, M.J., Trindade, L.A.F. & Gaglianone, P.C. 1984. Origem e evolução das acumulações de hidrocarbonetos na Bacia de Campos. *In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 1984, Rio de Janeiro. Anais do XXXIII Congresso Brasileiro de Geologia, Rio de Janeiro, p. 4763-4777.*
- Pickett, G.R. 1973. Pattern recognition as a means of formation evaluation. *Log Analyst*, vol. 14, nº 4, p. 3-11.
- Prochnow, E.A., Remus, M.V.D., Ketzer, J.M., Gouvea Jr., J.C.R., Schiffer, R.S. & De Ros, L.F. 2006. Organic - inorganic interactions in oilfield sandstones: examples from turbidite reservoirs in the Campos Basin, offshore eastern Brazil. *Journal of Petroleum Geology*, 29: 361-380.
- Schaller, H. 1969. Revisão estratigráfica da Bacia Sergipe-Alagoas. *Boletim Técnico da Petrobras*, 12(1): 21-86.
- Schlumberger Ltd. 1972. *Log Interpretation Volume 1: Principles.* Houston, Schlumberger Limited, 113p.
- Schlumberger Ltd. 1989. *Log Interpretation Principles/Applications.* Houston, Schlumberger Educational Services, p. 1-1 through 13-19.
- Slatt, R.M., Jordan, D.W., D'Agostino, A.E. & Gillespie, R.H. 1992. Outcrop gamma-ray logging to improve understanding of subsurface well log correlations. *In: Griffiths, C.M. & Worthington, P.F. (eds). Geological applications of wireline logs II.* London, Geological Society, p. 3-19.
- Souza, R.S., De Ros, L.F. & Morad, S. 1995. Dolomite diagenesis and porosity preservation in lithic reservoirs: Carmópolis Member, Sergipe-Alagoas Basin, Northeastern Brazil. *AAPG Bulletin*, 79(5): 725-748.
- Souza, R.S. & Silva, C.M.A. 1998. Origin and timing of carbonate cementation of the Namorado Sandstone (Cretaceous), Albacora Field, Brazil: implications for oil recovery. *In: Morad, S. (ed). Carbonate Cementation in Sandstones.* International Association of Sedimentologists, Special Publications nº 26, 309-325.
- Telford, W.M., Geldart, L.P., Sheriff, R.E. & Keys, D.A. 1990. *Applied Geophysics.* Cambridge, Cambridge University, 770p.
- Tixier, M.P. & Alger, R.P. 1970. Log evaluation of nonmetallic mineral deposits. *Geophysics*, vol. 35, nº 1, p. 124-142.
- Winter, W.R., Jahnert, R.J & França, A.B. 2007. Bacia de Campos. *Boletim de Geociências da Petrobras*, vol. 15, nº 2, p. 511-529.

APÊNDICES

Apêndice A – Gráficos do tipo *boxplot* para cada perfil, mostrando as litologias (com óleo e sem óleo)

