

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS - DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA
GRADUAÇÃO EM GEOFÍSICA

YAN ARAUJO BORGES

**MÉTODO DE INVERSÃO MINERALÓGICA A PARTIR DE PERFIS GEOFÍSICOS
DE POÇOS DO CAMPO DE NAMORADO, BACIA DE CAMPOS**

NITERÓI - RJ
Junho de 2012

YAN ARAUJO BORGES

**MÉTODO DE INVERSÃO MINERALÓGICA A PARTIR DE PERFIS GEOFÍSICOS
DE POÇOS DO CAMPO DE NAMORADO, BACIA DE CAMPOS**

**Trabalho de conclusão de curso
submetido ao Programa de Graduação
em Geofísica da Universidade Federal
Fluminense como requisito parcial para
obtenção do título de Graduado. Área de
concentração: Geofísica de Exploração.**

**Orientador: Prof. Dr. Jorge Leonardo Martins
Pesquisador Associado – ON/MCTI**

**Niterói - RJ
Junho de 2012**

YAN ARAUJO BORGES

**MÉTODO DE INVERSÃO MINERALÓGICA A PARTIR DE PERFIS GEOFÍSICOS
DE POÇOS DO CAMPO DE NAMORADO, BACIA DE CAMPOS**

**Trabalho de conclusão de curso
submetido ao Programa de Graduação
em Geofísica da Universidade Federal
Fluminense como requisito parcial para
obtenção do título de Graduado. Área de
concentração: Geofísica de Exploração.**

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. Jorge Leonardo Martins, ON

Prof. Dr. Marco Antonio Cetale Santos, UFF

Prof. Dr. Rogério de Araujo Santos, UFF

**Niterói-RJ
Junho de 2012**

Agradecimentos

A toda minha família, em especial ao meu pai, minha mãe e meu irmão, que me apoiaram durante toda minha vida. Sou grato eternamente por ter pais que lutaram para que eu pudesse ter condições de focar minha vida apenas ao estudo e à minha carreira. Sabemos que a educação no nosso país é de acesso a poucos, por isso espero um dia retribuir os sacrifícios que fizeram para que eu esteja onde estou.

Ao meu orientador, Jorge Leonardo Martins, que mesmo não lecionando no curso, foi um verdadeiro professor ao longo destes anos, despertando meu interesse por diversas áreas da geofísica e compartilhando seu conhecimento.

Aos professores e funcionários do LAGEMAR, por estarem sempre dispostos a ajudar, mesmo sobre assuntos extra-classe e por colaborarem para que o nosso curso se torne cada dia melhor.

A todos meus colegas e amigos que fiz durante este período. São tantos que seria injusto citar nomes, eu acabaria esquecendo alguém. Compartilhamos, sobretudo, alegrias, mas soubemos ajudar uns aos outros nos momentos de tristeza e nos “perrengues”. Neste ambiente vivi momentos que jamais esquecerei, e tenho certeza que levarei muitos amigos para o resto da vida. Mesmo que as circunstâncias do mundo do trabalho separem muitos de nós, sempre nos lembraremos de tudo que passamos aqui, ficou marcado.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	xii
LISTA DE TABELAS	ix
RESUMO.....	x
ABSTRACT	xi
1 Introdução	1
2 Área de Estudo	3
2.1 Bacia de Campos	3
2.2 Formação Macaé	4
2.3 Campo de Namorado	6
3 Propriedades das Rochas	7
3.1 Composição Mineralógica	7
3.1.1 Quartzo	8
3.1.2 Feldspato	9
3.1.3 Calcita	9
3.1.4 Argilominerais	10
3.1.4.1 Importância da Argilosidade	11
3.2 Porosidade	13
3.3 Permeabilidade	14
3.4 Densidade	15
4 Perfilagem Geofísica de Poço	16
4.1 Perfil Sônico	17
4.2 Perfil de Raios Gama Naturais	18
4.3 Perfil de Densidade	19
4.4 Perfil de Porosidade Neutrônica	20
5 Dados	22
5.1 Perfis Geofísicos de Poço	22
5.2 Análise Sequencial de Testemunhos	29
6 Metodologia	36
6.1 Modelo Conceitual de Rocha	36
6.2 Lei das Misturas	37

6.3 Cálculo Matricial	38
7 Resultados	41
8 Conclusões	60
9 Referências Bibliográficas	62

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Mapa de Localização da Bacia de Campos. Modificado de IBP, 2009 ..3	3
Figura 2.2 – Carta Estratigráfica da Bacia de Campos. Formação Macaé destacada. Fonte: ANP.....5	5
Figura 2.3 – Localização do Campo de Namorado. As setas indicam os limites da Bacia de Campos.Fonte: Barboza <i>et al.</i> , 20046	6
Figura 3.1 – Distribuição dos poros de uma rocha sedimentar. Mesmo com cerca de 20% de poros preenchidos por petróleo e água, apenas 4,2% é recuperável. Fonte: Alves <i>et al.</i> (1986). 14	14
Figura 4.1 – Questões levantadas por diferentes profissionais a partir dos dados de perfis geofísicos de poços. Fonte: Schlumberger, 1996..... 17	17
Figura 4.2 – Ilustração da ferramenta usada para o Perfil Sônico. Fonte Ellis & Singer, 2007..... 18	18
Figura 4.3 – Ilustração da ferramenta de medição de Raios Gama Naturais. Modificado de Halliburton Sperry-Sun Dual Gamma Ray®. 19	19
Figura 4.4 – Ilustração da ferramenta de medição de Densidade. Fonte: Ellis & Singer, 2007.....20	20
Figura 4.5 – Ilustração da ferramenta de medição de Porosidade Neutrônica. Fonte Ellis & Singer, 2007.....21	21
Figura 5.1 – Mapa Estrutural do Campo de Namorado, na Bacia de Campos. Os poços que utilizaremos estão marcados em amarelo. Modificado de Augusto, 2009..... 22	22
Figura 5.2 – Perfis Geofísicos do Poço NA01..... 23	23
Figura 5.3 – Perfis Geofísicos do Poço NA02..... 24	24
Figura 5.4 – Perfis Geofísicos do Poço NA04..... 25	25
Figura 5.5 – Perfis Geofísicos do Poço NA07..... 26	26
Figura 5.6 – Perfis Geofísicos do Poço RJS019..... 27	27
Figura 5.7 – Perfis Geofísicos do Poço RJS042.. 28	28
Figura 5.8 – Colunas litológicas e testemunhos (numerados). Referente aos poços NA01, NA02, NA04, RJS019 e RJS042..... 30	30
Figura 5.9 – Testemunhos do poço NA07 (numerados)..... 31	31
Figura 6.1 – Modelo conceitual de Rocha. Modificado de Schön (1996) e Borges & Martins (2011). 36	36

Figura 7.1 – Perfil de Percentual Volumétrico de cada constituinte e perfis geofísicos referentes ao poço NA01... ..	42
Figura 7.2 – Perfil de Percentual Volumétrico de cada constituinte e perfis geofísicos referentes ao poço NA02... ..	43
Figura 7.3 – Perfil de Percentual Volumétrico de cada constituinte e perfis geofísicos referentes ao poço NA04... ..	44
Figura 7.4 – Perfil de Percentual Volumétrico de cada constituinte e perfis geofísicos referentes ao poço NA07... ..	45
Figura 7.5 – Perfil de Percentual Volumétrico de cada constituinte e perfis geofísicos referentes ao poço RJS019.....	46
Figura 7.6 – Perfil de Percentual Volumétrico de cada constituinte e perfis geofísicos referentes ao poço RJS042.....	47
Figura 7.7 – Perfil de Percentual Volumétrico calculado e comparado à Coluna Litológica do poço NA01... ..	49
Figura 7.8 – Perfil de Percentual Volumétrico calculado e comparado à Coluna Litológica do poço NA02... ..	50
Figura 7.9 – Perfil de Percentual Volumétrico calculado e comparado à Coluna Litológica do poço NA04... ..	51
Figura 7.10 – Perfil de Percentual Volumétrico calculado e comparado às fácies dos testemunhos do poço NA07.....	52
Figura 7.11 – Perfil de Percentual Volumétrico calculado e comparado à Coluna Litológica do RJS019... ..	53
Figura 7.12 – Perfil de Percentual Volumétrico calculado e comparado à Coluna Litológica do poço RJS042.....	54
Figura 7.13 – Mapa do Campo de Namorado com o perfil A-B traçado para a correlação de poços. Modificado de Augusto, 2009.....	57
Figura 7.14 – Correlação das Colunas Litológicas de acordo com o Perfil A-B.... ..	58
Figura 7.15 – Correlação dos Perfis de Percentuais Volumétricos de acordo com o Perfil A-B.....	59

LISTA DE TABELAS

Tabela 5.1 – Descrições e constituintes principais das fácies dos testemunhos do poço NA01.....	32
Tabela 5.2 – Descrições e constituintes principais das fácies dos testemunhos do poço NA02.....	32
Tabela 5.3 – Descrições e constituintes principais das fácies dos testemunhos do poço NA04.....	33
Tabela 5.4 – Descrições e constituintes principais das fácies dos testemunhos do poço NA07.....	33
Tabela 5.5 – Descrições e constituintes principais das fácies dos testemunhos do poço RJS019.....	35
Tabela 5.6 – Descrições e constituintes principais das fácies dos testemunhos do poço RJS042.....	35
Tabela 6.1 – Respostas médias de cada ferramenta para cada constituinte da formação retiradas de Schlumberger (2009), com exceção dos itens marcados com *	39

RESUMO

Na fase de desenvolvimento de um reservatório de petróleo e gás, a caracterização petrofísica das formações sedimentares que compõem os reservatórios auxilia diversos profissionais da área na importante tarefa de maximizar a produção de hidrocarbonetos. O objetivo maior é a minimização dos custos das operações de produção. Nesse contexto, os registros obtidos com as ferramentas de perfilagem geofísica de poços são utilizados para a avaliação das formações geológicas. No presente projeto, abordaremos uma metodologia para estimativa da composição mineralógica de formações sedimentares a partir de perfis geofísicos de poços. Aplicaremos tal metodologia à Formação Macaé superior, dentro da qual se insere o reservatório Namorado localizado na Bacia de Campos, litoral norte do Estado do Rio de Janeiro e litoral sul do Estado do Espírito Santo (Winter *et al.*, 2007; Bacoccoli *et al.*, 1980). Usaremos alguns dos perfis geofísicos do conjunto de dados “Campo Escola Namorado”, cedido pela ANP às instituições brasileiras de ensino e pesquisa. Além dos perfis geofísicos, usaremos também as descrições de fácies de testemunhos extraídos dos poços, realizadas pela Petrobras, também contidas no conjunto de dados “Campo Escola Namorado”. Estas são fundamentais para avaliação das formações sob investigação, uma vez que o algoritmo de inversão para a estimativa da composição mineralógica requer a definição dos principais constituintes litológicos, o que pode ser feito a partir destas descrições.

Palavras-chave: perfilagem geofísica de poços, mineralogia, litologia, reservatórios de hidrocarbonetos

ABSTRACT

In the development phase of an oil and gas reservoir, petrophysical characterization of sedimentary formations that compose the reservoirs assists many professionals in the important task of maximizing the production of hydrocarbons. The ultimate goal is to minimize costs of production operations. In this context, the records obtained with the tools of geophysical well logging are used for the assessment of geological formations. In this project, we discuss a methodology to estimate the mineral composition of sedimentary formations from geophysical well logs. We will apply this methodology to the upper part of the Macaé Formation, which the Namorado reservoir is inserted, located in the Campos Basin, northern coast of Rio de Janeiro State and the southern coast of Espírito Santo State (Winter *et al.*, 2007; Bacoccoli *et al.*, 1980). We will use some of the geophysical well logs from the data set "Campo Escola Namorado", given by ANP to education and research institutes. In addition to the geophysical logs, we will also use the descriptions of facies of core samples extracted from the boreholes, conducted by Petrobras, also contained in the data set "Campo Escola Namorado". These are essential for evaluation of the formations being investigated, since the inversion algorithm for estimating the mineralogical composition requires the definition of the major lithological constituents, which may be made from these descriptions.

Keywords: geophysical well logging, mineralogy, lithology, hydrocarbons reservoirs

1 INTRODUÇÃO

A exploração e produção de reservatórios de hidrocarbonetos sempre foi uma área de estudo dotada de incertezas. Os processos e eventos geológicos que propiciam a formação destes reservatórios possuem um nível de complexidade tão alto que até mesmo nos dias atuais, com tantas tecnologias e recursos avançados, existem casos em que o mais experiente grupo de profissionais terá dúvidas sobre o que estão lidando.

Com o esgotamento das reservas pioneiras e de fácil produção que marcaram o início da indústria petrolífera, tornou-se necessário a busca por novas fontes deste recurso em áreas cada vez mais complexas, uma vez que a demanda pelos hidrocarbonetos aumenta ano após ano. Assim, com as empresas do ramo interessadas no lucro que a produção de hidrocarbonetos pode gerar, investiu-se largamente em novas tecnologias e em pesquisas voltadas para esta área. A partir de então, os métodos geofísicos ganharam uma grande importância, sendo hoje responsáveis por diversas etapas para a exploração e produção de óleo e gás em todo o planeta.

A união dos dados adquiridos por estes métodos, somado ao conhecimento e à experiência dos profissionais da área faz com que seja possível a diminuição das incertezas e que a tarefa seja concluída com sucesso. Dentre os métodos geofísicos, destacamos a perfilagem geofísica de poços, método pelo qual, segundo Nery (1990), é possível identificar as rochas da formação geológica a partir de suas propriedades elétricas, acústicas, radioativas, etc. A perfilagem, executada durante a perfuração, permite a avaliação das formações no que diz respeito à porosidade, permeabilidade, conteúdo de hidrocarbonetos, litologia, entre outros.

Desta maneira, é possível observar que este método geofísico é de suma importância nesta última fase de prospecção, fornecendo dados para geofísicos, geólogos, engenheiros de perfuração, engenheiros de reservatório, engenheiros de produção, etc. Cada um destes profissionais extrai dos perfis geofísicos informações de acordo com sua área de interesse. Geofísicos e geólogos, de um modo geral, procuram traçar correlações estratigráficas com a sísmica de reflexão, checando se topos e bases das principais fácies sedimentares estão de acordo. Além disso, eles são responsáveis por determinar se o ambiente é adequado para formação de

hidrocarbonetos, se há evidências deste recurso, de que tipo ele é, e se está disponível em quantidades comerciais (Schlumberger, 1996).

A respeito das diversas variáveis que afetam as medidas das ferramentas de perfilagem, evidenciamos a composição mineralógica e, por consequência, a litologia das formações. A partir destas informações é possível caracterizar o reservatório sob diversos aspectos.

Propomos neste trabalho uma metodologia para que seja feita uma Inversão Mineralógica a partir de dados de perfis de poços do Campo de Namorado, na Bacia de Campos. Com o auxílio de testemunhos retirados dos poços no mesmo intervalo, faremos suposições a respeito do conteúdo mineralógico, coletaremos as propriedades geofísicas de cada constituinte, elaboraremos um modelo de rocha sedimentar para as imediações do poço e executaremos um *script* computacional que calculará o percentual volumétrico de cada constituinte da formação em questão.

O objetivo deste projeto é verificar a eficácia de nossa metodologia, fazendo a análise da mineralogia calculada e identificando intervalos coerentes com o que foi interpretado através dos testemunhos. Assim, poderemos definir se o método é adequado para a estimativa da composição mineralógica dos intervalos não testemunhados deste campo petrolífero.

2 ÁREA DE ESTUDO

2.1 Bacia de Campos

A Bacia de Campos fica localizada na região sudeste do Brasil, abrangendo áreas do litoral norte do Estado do Rio de Janeiro e do litoral sul do Estado do Espírito Santo (Figura 2.1). Ostentando uma área de cerca de 120.000 km² até a batimetria de 3500m (Bizzi *et al.*, 2003) e mais de 1600 poços perfurados (Winter *et al.*, 2007), esta bacia sedimentar corresponde a mais de 80% da produção de hidrocarbonetos nacionais (IBP, 2009).

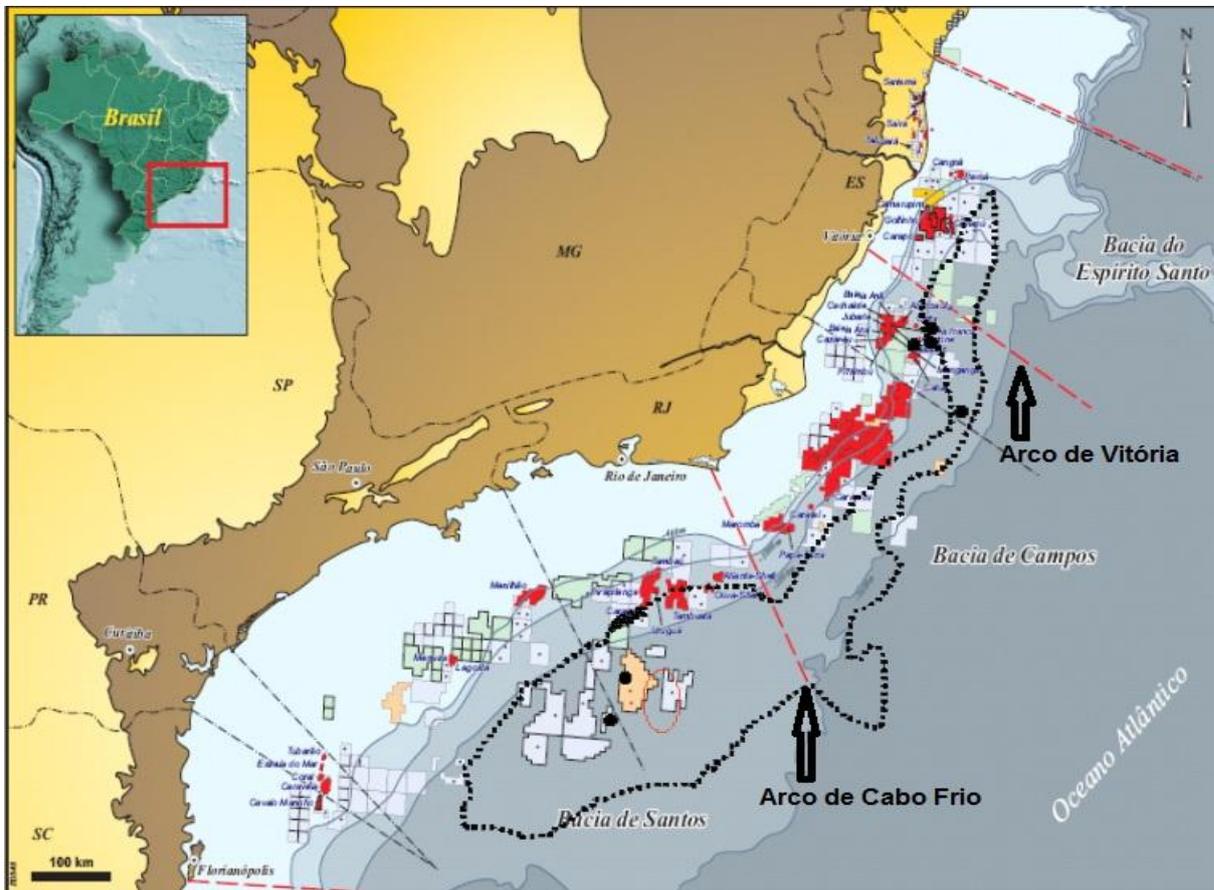


Figura 2.1 – Mapa de Localização da Bacia de Campos. Modificado de IBP (2009)

A bacia é limitada ao sul pelo Arco de Cabo Frio e ao norte pelo Arco de Vitória, posicionando-a entre às bacias de Santos e do Espírito Santo, fazendo parte das chamadas Bacias da Margem Continental Brasileira. Sendo assim, a Bacia de Campos compartilha uma evolução tectono-sedimentar com o restante das bacias

marginais pelo fato de possuírem sua gênese atrelada à separação dos continentes Sul Americano e Africano a partir da ruptura do supercontinente Gondwana, que teve seus processos iniciados no período Jurássico (Souza-Lima & Junior, 2003).

2.2 Formação Macaé

A megassequência de deposição marinha pós-rifte e drifte formou o que Schaller (1982) definiu como Formação Macaé, também denominada, mais recentemente, de Grupo Macaé, segundo Winter *et al.* (2007). Esta formação é caracterizada por carbonatos de águas rasas (calcirruditos, calcarenitos, calcisiltitos e calcilutitos) de idade Albiana em sua parte inferior e por sedimentos clásticos/químicos (arenitos, conglomerados, folhelhos, diamictitos e margas) de idade Albiana e Cenomaniana em sua parte superior, estes representando o ápice da transgressão marinha (Barboza, 2005) (Figura 2.2). Segundo Bacoccoli *et al.* (1980), nesta parte superior, diretamente acima dos carbonatos, encontra-se o Reservatório Namorado, foco principal de estudo neste projeto.

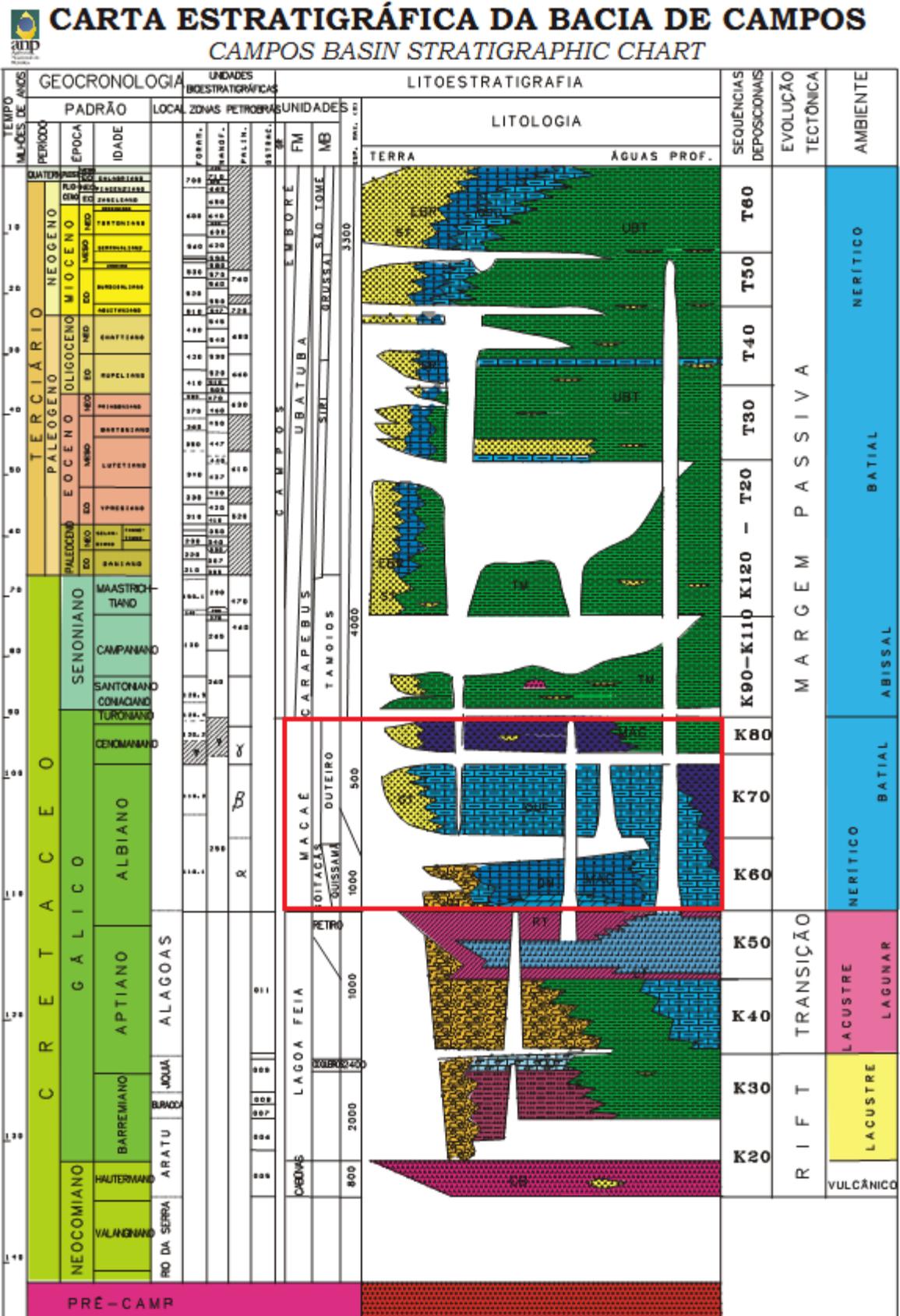


Figura 2.2 – Carta Estratigráfica da Bacia de Campos. Formação Macaé destacada. Fonte: ANP

2.2 Campo de Namorado

O Campo de Namorado foi descoberto em 1975 através do poço 1-RJS-19, em lamina d'água de 166m (Barboza *et al.*, 2004), a 80 km da costa (Figura 2.3). O reservatório é composto por arenitos turbidíticos de idade Albiana Superior a Cenomaniano Médio/Superior, e foi a primeira descoberta de acumulação de hidrocarbonetos encontrada neste tipo de rocha. Os limites do reservatório encontram-se entre 2900 e 3400 metros de profundidade, tendo o óleo sido encontrado entre 2980 e 3080m (Barboza *et al.*, 2004).

Os depósitos turbidíticos foram interpretados a partir de seções sísmicas e de amostras de calha e testemunhos (Johann, 1997 & Souza Jr., 1997) que evidenciaram a gênese dos reservatórios como resultado de coalescência de canais e lobos, sendo o óleo trapeado em uma área que se comportava como um baixo. Segundo Bacoccoli *et al.* (1980), isto se deve à atividade tectônica controlada pela movimentação de sal no período Cretáceo Superior o que deu ao reservatório uma forma de um domo alongado e uma falha parcial causada pelo alto estrutural.

É comum encontrar na literatura a menção ao Reservatório Namorado como Arenito Namorado, denominado desta maneira pela Petrobras por se tratar de um reservatório pioneiro de arenitos turbidíticos arcoseanos (ricos em feldspatos potássicos).

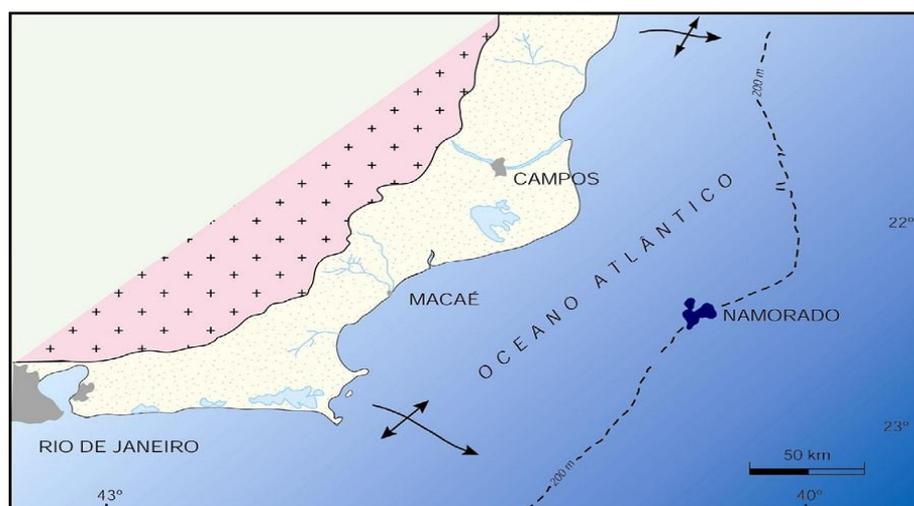


Figura 2.3 – Localização do Campo de Namorado. As setas indicam os limites da Bacia de Campos. Fonte: Barboza *et al.*, 2004

3 PROPRIEDADES DAS ROCHAS

As rochas que constituem nosso planeta possuem inúmeras propriedades que podem ser separadas e definidas levando-se em conta diferentes aspectos. Tendo como base o fato de que uma rocha é uma aglomeração sólida de diferentes minerais, podemos afirmar que sua composição mineralógica é a principal propriedade para sua classificação. Diretamente associada a isso, teremos diversas outras características agregadas: textura, cor, composição química, densidade, tamanho dos grãos, forma, entre outras.

Considerando que uma rocha pode ser constituída de muitos minerais, suas propriedades irão variar de acordo com as características destes minerais. A variabilidade pode ainda depender de fatores como: gênese, ambiente de deposição sedimentar, atividades tectônicas, etc. Logo, podemos concluir que há uma infinidade de tipos de rochas com diferentes propriedades.

Os métodos geofísicos, neste contexto, fazem medidas da rocha como um todo, obtendo propriedades físicas variadas direta ou indiretamente, como por exemplo: impedância acústica, elasticidade, resistividade elétrica, susceptibilidade magnética, radioatividade, entre outras.

Restringindo nosso espaço amostral para rochas reservatórios sedimentares, já que nossa área de estudo possui tal definição geológica, e levando em conta nossos objetivos e o método geofísico no qual iremos nos respaldar, a perfilagem de poços, é de suma importância a definição de algumas propriedades: composição mineralógica, densidade, porosidade e permeabilidade.

3.1 Composição Mineralógica

Os minerais que compõem as rochas são elementos ou compostos químicos formados por processos geológicos inorgânicos, podendo ter origem terrestre ou extraterrestre (Teixeira *et al.*, 2000). Suas características estão condicionadas aos seus constituintes químicos e ao seu ambiente de formação (temperatura e pressão). Desta forma, minerais formados em superfície apresentam propriedades

geralmente diferentes daqueles formados no interior do planeta. Logo, com toda essa gama de variáveis, cada mineral se torna único, recebendo um nome próprio.

As rochas sedimentares são formadas por diversos fatores. Processos diagenéticos (compactação, dissolução, cimentação, recristalização), juntamente com a disponibilidade de minerais provenientes de processos químicos e físicos (intemperismo, por exemplo) serão alguns dos fatores preponderantes para a geração de uma determinada rocha sedimentar. Segundo Suguio (2003) mais de 150 espécies de minerais já foram encontrados em rochas sedimentares. Entretanto, grande parte deste número está relacionado a minerais agregados de forma acidental e sua presença na natureza é pouco notável. Assim, as rochas sedimentares são compostas por apenas 20 tipos de minerais, em 99% dos casos conhecidos (Krynine, 1948).

Visando nossa metodologia e considerando que nossa área de estudo é composta por rochas arenosas, rochas calcárias e rochas argilosas, é importante dissertar sobre quatro minerais: quartzo, feldspato, calcita e argilominerais. Estes minerais são alguns dos 20 tipos de minerais mais abundantes, conforme citado no parágrafo anterior. Além disso, veremos a seguir que estes também são os constituintes majoritários das rochas em questão, destacando-se o quartzo e feldspato para rochas arenosas, a calcita para as rochas calcárias e os argilominerais para as rochas argilosas. Os argilominerais, apesar de escrito na forma plural e de representarem um grande número de minerais, serão considerados como um único constituinte por razões a serem explicadas mais adiante.

3.1.1 Quartzo

O quartzo é, na maioria das vezes, proveniente de intemperismo e erosão de rochas sedimentares, ígneas ou metamórficas. Minerais com essa característica são chamados de *terrígenos*. Sua composição química é única: dióxido de silício (SiO_2), ou simplesmente sílica. É um dos minerais mais estáveis e abundantes na crosta terrestre, apresentando valores de disponibilidade variando entre 35 a 50% (Suguio, 2003), sendo originado a partir do retrabalhamento de arenitos antigos e de calcários arenosos.

Em arenitos, o quartzo é homogeneamente distribuído. Em lamitos, é concentrado em manchas ou em certos níveis. Já nos calcários, costuma estar disseminado ou também disposto em níveis.

3.1.2 Feldspato

Assim como o quartzo, o feldspato faz parte dos minerais *terrígenos*. É mais comumente proveniente de rochas ígneas, mas também está presente em rochas sedimentares. Segundo Kauffman & Van Dik (1994), o grupo dos feldspatos é responsável por 60% da composição da crosta terrestre, compondo de 5 a 15% de rochas terrígenas (Uhlein *et al.*, 1991). Sua composição química é bastante complexa, fazendo com que exista uma separação dos tipos de feldspato em dois grupos: potássicos e plagioclásios. Os feldspatos potássicos são compostos por: Ortoclásio (KAlSi_3O_8), Sanidina (KAlSi_3O_8) e Microlinio (KAlSi_3O_8). Já o grupo dos plagioclásios é formado por: Albita ($\text{NaAlSi}_3\text{O}_8$), Oligoclásio, Andesina, Labradorita, Bytownita e Anortita ($\text{CaAl}_2\text{Si}_2\text{O}_8$).

Dentre todos estes tipos, aplicaremos as propriedades do Ortoclásio, uma vez que é o tipo de feldspato mais comumente encontrado, principalmente em gnaisses e granitos. Além disso, conforme citação anterior, as rochas arenosas das quais iremos tratar são ricas em feldspato potássico, por isso são denominadas de arenitos arcoseanos.

3.1.3 Calcita

A calcita faz parte dos minerais químicos, que são formados pela precipitação a partir de soluções aquosas presentes no interior de uma bacia deposicional ou de maneira orgânica sob a forma de carapaças e esqueletos de animais marinhos. Segundo Suguio (2003), estes minerais correspondem a cerca de 20 a 40% das colunas estratigráficas, sendo representados por carbonatos em 70 a 85% dos casos. A calcita, composta quimicamente por CaCO_3 , é o principal constituinte das rochas calcárias, sendo responsável de $\frac{2}{3}$ a $\frac{3}{4}$ da composição destas rochas, seguida pela dolomita ($\frac{1}{3}$ a $\frac{1}{4}$), aragonita, siderita e ankerita.

Sendo assim, optamos por usar as propriedades deste mineral, que dentre os carbonatos é o mais abundante, além de ser importante constituinte das rochas calcárias e margas (Machado *et al.*, 2003) identificadas na área de estudo.

3.1.4 Argilominerais

É comum encontrarmos na literatura de geologia e geofísica a distinção entre os termos argila e minerais de argila (argilominerais). Chama-se de argila todas as partículas de granulação fina, com diâmetro inferior a 0,004mm (Wentworth, 1922) ou a 0,002mm, segundo diversos outros autores.

Devido à variabilidade genética dos argilominerais, o que será explicado a seguir, nem todos esses minerais fazem parte dos sedimentos finos e sua identificação possui um alto nível de dificuldade, fazendo-se necessário o uso de diversas técnicas para este objetivo. Com o desenvolvimento de pesquisas para a exploração e produção de hidrocarbonetos, o estudo de argilominerais tornou-se essencial, uma vez que determinados tipos destes minerais são indicadores de horizontes ou áreas de potencial econômico, além do fato de que 50% a 60% das rochas sedimentares (principais rochas reservatório) contêm argilominerais (Suguio, 2003).

O intemperismo, seja químico, físico ou biológico, atua diretamente nas rochas ígneas e metamórficas que podemos observar na superfície terrestre. Uma vez que estas rochas foram formadas em condições físico-químicas diferentes, ocorre um desequilíbrio ao estarem em contato com água, ar, ou qualquer outro fator que não está presente em subsuperfície, causando o detrimento destas rochas e a formação de argilominerais, que após um longo período de tempo irão fazer parte das rochas sedimentares.

Segundo Suguio (2003), os argilominerais são formados por processos intempéricos que alteram os silicatos de alumínio presentes em minerais primários, dando origem a argilominerais autigênicos, através da hidrólise total, que pode ocorrer tanto na área fonte como nos ambientes de sedimentação, ou através da hidrólise parcial, no interior dos minerais primários (Douchafour, 1964).

Nas rochas sedimentares, Milliot (1970) definiu três processos principais para a gênese dos argilominerais: herança detritica, herança por deformação e

autigênese. A herança detrítica se refere à fração detrítica da rocha, herdada das áreas-fonte antigas. A herança por deformação compreende os minerais da fração detrítica que sofreram alguma mudança no ambiente de deposição. Já a autigênese é resultado da percolação de fluidos intersticiais nos produtos da intemperização. Alguns autores defendem a origem exclusivamente detrítica, por considerarem a autigênese um fenômeno muito raro.

Logo, podemos observar que um único ambiente deposicional pode conter argilominerais provenientes de diversos processos, fazendo com que uma rocha possa ser composta por vários argilominerais, gerando, conseqüentemente, uma variabilidade enorme de propriedades físicas. Assim, não é possível determinar argilominerais característicos de apenas um ambiente específico. Contudo, a caulinita é facilmente encontrada em ambientes fluviais de climas tropicais úmidos, enquanto a esmectita é mais comumente formada em ambientes mal drenados e a glauconita é característica de ambientes marinhos.

No ambiente marinho, onde nosso reservatório se encontra, é frequente a presença de esmectita, illita, clorita e paligorskita, além da já mencionada glauconita, devido à alcalinidade e grandes quantidades de cálcio dissolvido neste ambiente.

Segundo Weaver (1960) e Burst (1969), o grau de diagênese dos argilominerais poderia ser usado como índice do grau de avanço no processo de gênese de petróleo, isto é, quando ocorre teor suficiente de matéria orgânica de qualidade adequada. Desta maneira, as rochas com porcentagens relativamente altas de illita-esmectita, onde a illita apresenta razão de média a alta, teriam sofrido diagênese suficiente para a geração do petróleo.

3.1.4.1 Importância da Argilosidade

Os argilominerais podem ser usados para interpretação e entendimento de diversos aspectos, como: tectônica, fonte de sedimentos, idade, fronteiras de deposição, fácies sedimentares, ambientes, zoneamento, correlação e metamorfismo (Weaver, 1960). No âmbito da exploração de hidrocarbonetos, suas aplicações se dão principalmente para delimitação e localização de arenitos e determinação de porosidade e permeabilidade. O entendimento dos efeitos destes

minerais na litologia e suas condições em grandes profundidades, juntamente com outros fatores, podem prover informações importantes sobre a migração dos fluidos.

O folhelho, uma rocha sedimentar rica em argilominerais e presente na área de estudo, possui uma grande influência no cálculo da estimativa das reservas. Esta rocha, presente no Campo de Namorado como selante, trapeando os hidrocarbonetos, também pode aparecer como geradora ou reservatório em outros locais, fazendo com que seu estudo seja de extrema importância para a indústria do petróleo. Além do folhelho, veremos que há grande quantidade de margas no local de estudo, uma rocha sedimentar calcária, mas que contém de 35 a 60% de argilominerais (LNEG, 2010)

Os argilominerais presentes em grandes quantidades no folhelho e nas margas, mas em menor quantidade em outras rochas sedimentares complicam a determinação da porosidade e permeabilidade de um reservatório. Um profissional da área que não possua conhecimentos específicos sobre os minerais de argila corre sério risco de prejudicar a permeabilidade de um *play* ao introduzir fluidos impróprios (Ellis & Singer, 2007).

A argilosidade das rochas presente nas formações sedimentares tem um impacto em todos os perfis de poço que serão considerados neste trabalho. O conjunto destes minerais se diferencia fortemente de qualquer outro mineral. Sabendo-se que um dos métodos para identificação dos minerais de argila, o uso de Raio X (mais comum), não está presente nas ferramentas de perfilagem, é importante destacar as propriedades dos argilominerais que alteram cada perfil. No entanto, esta tarefa se torna quase impossível pelo fato das formulas químicas de cada mineral não possuir um padrão específico. Isto se deve à facilidade com que os componentes podem ser substituídos através de reações químicas nas rochas.

Desta maneira, a caracterização e a identificação dos minerais de argila que compõem as rochas sedimentares em questão tornam-se extremamente dificultadas. Com isso, neste trabalho, usaremos apenas as propriedades da illita para quantificar todo o volume de argilominerais. Decidimos por este mineral uma vez que, segundo Ellis & Singer (2007), a illita é um dos argilominerais mais comuns em qualquer reservatório de hidrocarbonetos, e também, segundo Weaver (1960), está comumente presente em arenitos.

3.2 Porosidade

A porosidade, representada comumente pela letra grega ϕ , é definida pela porcentagem de espaços de uma rocha não preenchidos por materiais sólidos, ou seja, preenchidos por óleo, gás, água, ou uma mistura destes fluidos. Estes espaços podem ter sido formados durante a deposição (porosidade primária) ou através de processos de dissolução e fraturas (porosidade secundária).

A porosidade primária tende a diminuir com o soterramento, devido à compactação mecânica e à diagênese, podendo ser inter ou intragranular. Este tipo de porosidade é comum em arenitos. Já a porosidade secundária, mais comum em reservatórios carbonáticos, pode ser responsável pela criação de poros, através das fraturas, ou pela diminuição dos poros, através da dissolução. Rochas reservatórios ígneas, metamórficas e folhelhos apresentam porosidade quase que exclusivamente devido às fraturas.

A porosidade, seja primária ou secundária, depende de fatores como: grãos (tamanho, seleção, arredondamento), processos diagenéticos, profundidade e pressão (arranjo geométrico, compactação e cimentação). Além disso, a porosidade de um mesmo reservatório pode variar tanto lateralmente quanto verticalmente.

Porém, não só a existência de poros em uma rocha é suficiente, é necessário também haver conectividade entre eles, de forma a permitir o fluxo das reservas (Figura 3.1). Para denominar estes poros conectados, criou-se o termo porosidade efetiva. Uma excelente rocha reservatório possui valores de porosidade próximos a 20% ou mais, enquanto que rochas com valores entre 0 e 5% são classificadas como insignificantes, entre 5 e 10% são pobres, entre 10 e 15% regulares e entre 15 e 20% são boas.

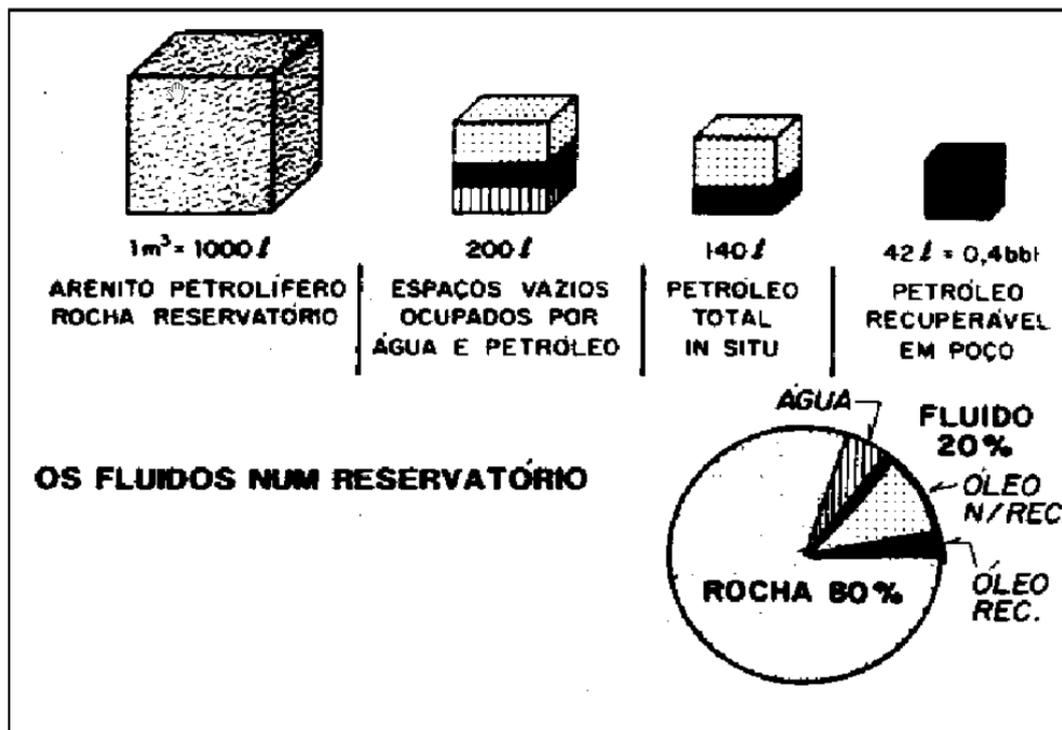


Figura 3.1 – Distribuição dos poros de uma rocha sedimentar. Mesmo com cerca de 20% de poros preenchidos por petróleo e água, apenas 4,2% é recuperável. Fonte: Alves(1986).

É possível determinar os valores de porosidade através de testemunhos e perfis de poço. Porém, os testemunhos são apenas uma pequena parte do reservatório e os perfis de poço farão medidas apenas para as formações ao redor do poço, com pouca penetração. Assim, os estudos de porosidade de um reservatório vão muito além da simples medição para que a caracterização seja feita da forma mais precisa possível.

3.3 Permeabilidade

A permeabilidade é a capacidade da rocha em transmitir os fluidos e apesar da sua conhecida dificuldade de medição, seus valores são expressos em Darcys (D) ou miliDarcys (mD), em homenagem à Henry Darcy, um engenheiro francês que definiu a relação fundamental da permeabilidade como sendo:

$$k = -n \cdot \frac{u}{\nabla p} \quad (3.1)$$

Onde k é a permeabilidade, n é a viscosidade dinâmica do fluido, u é a taxa de fluxo por uma sessão de área e ∇p é a pressão do fluido.

Além de ser uma propriedade anisotrópica, a permeabilidade também varia de acordo com o fluido em questão, uma vez que é inversamente proporcional a viscosidade do fluido. Sendo assim, um determinado nível de permeabilidade pode ser suficiente para a produção de gás, mas não para a produção de óleo.

Uma rocha com altos níveis de porosidade pode apresentar baixa permeabilidade e vice-versa. No entanto é comum que os níveis de permeabilidade sejam diretamente proporcionais à porosidade. Além da porosidade em si, a permeabilidade sofre influências de diversos fatores, como: tamanho do poro e distribuição, formato do poro, arranjo dos poros, tamanho dos grãos, compactação e cimentação. Geralmente, uma rocha com pouca permeabilidade pode ser tornar permeável através do fraturamento hidráulico, prática comum em reservatórios em folhelhos ou em rochas do embasamento.

3.4 Densidade

A densidade, geralmente representada pela letra grega ρ , é definida como sendo a razão entre a massa e o volume de um material (g/cm^3). Na geologia, segundo Schön (1996), existem quatro tipos de densidade: densidade da massa rochosa (*bulk density*, ρ_b), que é definida pela densidade média de um volume de rocha (incluindo os poros); a densidade individual de um componente da rocha (ρ), como por exemplo, a densidade do quartzo; densidade da matriz sólida, ou seja, a densidade de toda a rocha excluindo-se os poros; e a densidade do fluido que preenche os poros, como a água.

Neste projeto, estamos interessados nas densidades individuais de cada constituinte da rocha e na densidade do fluido presente nos poros. A densidade dos minerais é controlada pela sua composição química, estrutura e pela ligação interna dos elementos. Já a densidade do fluido presente nos poros depende, obviamente, do tipo de fluido ou da mistura de fluidos. As densidades destes fluidos dependem de sua composição química, temperatura e pressão. Acúmulos de gás possuem as densidades mais baixas, seguidas por óleos, água pura e soluções aquosas.

4 PERFILAGEM GEOFÍSICA DE POÇO

A Perfilagem Geofísica de Poço é um método aplicado durante ou depois da perfuração de um poço de exploração, seja de hidrocarbonetos ou de água. Consiste, basicamente, de uma sonda que percorre um intervalo da coluna perfurada, sendo esta dotada de diversas ferramentas para a medição de propriedades petrofísicas das rochas que constituem a parede do poço. Sua origem data de 1927, quando H. Doll e os irmãos Schlumberger utilizaram uma sonda rudimentar para realizar medidas de resistividade elétrica em um poço na cidade de Pechelbronn, na França (Ellis & Singer, 2007).

O objetivo da perfilagem é quantificar algumas propriedades físicas das rochas (elétricas, radioativas, acústicas, etc) para que um especialista interprete, caracterize e identifique as rochas de maior interesse para exploração. Além disso, o especialista também pode quantificar informações de porosidade e saturação, o que é essencial para a caracterização dos reservatórios.

Os perfis, juntamente com os testemunhos, são usados para construir modelos tanto estruturais quanto estratigráficos dos reservatórios. A partir do formato da curva dos perfis é possível indicar o possível ambiente deposicional das formações, em especial de arenitos. Por exemplo, um perfil de Raios Gama Naturais em forma de sino pode ser um indicador de um depósito de canal, enquanto a forma de um funil pode indicar um depósito de barras em pontal. Porém, como de costume em geofísica, não apenas esses dados são usados para fazer tais afirmações. Contudo, com outros dados indicando certo ambiente, os perfis podem ser úteis para correlacionar os ambientes deposicionais de outras partes do campo, ou em outras áreas próximas.

Como já mencionado no Capítulo 1, os dados da perfilagem geofísica são usados por diversos profissionais de exploração e produção de reservatórios. Na Figura 4.1 estão representadas algumas questões levantadas por estes profissionais a partir da perfilagem.

Questões levantadas por diferentes profissionais a partir da perfilagem geofísica de poço		
<p>- Geofísico</p> <p>Os topos das camadas estão onde foram previstas?</p> <p>As zonas potenciais são porosas como foram assumidas pelos dados sísmicos?</p> <p>O que uma seção sísmica sintética mostra?</p>	<p>- Engenheiro de Perfuração</p> <p>Qual é o volume do furo para cimentação?</p> <p>Há algum <i>keyseat</i> ou <i>doglegs</i> severas no poço?</p> <p>Onde é possível retirar uma amostra para testes?</p> <p>Onde é o melhor local para colocar um <i>whipstock</i>?</p>	<p>- Engenheiro de Produção</p> <p>Onde o poço deverá ser completado (em qual zona(s))?</p> <p>Que tipo de taxa de produção pode se esperar?</p> <p>Haverá produção de água?</p> <p>Como o poço deve ser completado?</p> <p>A potencial zona produtiva está hidráulicamente isolada?</p> <p>O poço requer algum estímulo para produzir?</p> <p>Que tipo de estímulo seria melhor?</p>
<p>- Geólogo</p> <p>A que profundidades estão os topos das formações?</p> <p>O ambiente é propício para acumulação de hidrocarbonetos?</p> <p>Há evidência de hidrocarbonetos neste poço?</p> <p>Que tipo de hidrocarbonetos?</p> <p>Os hidrocarbonetos estão presentes em quantidades comerciais?</p> <p>Quais são as reservas?</p> <p>A formação poderia ser comercial em um poço adjacente?</p>	<p>- Engenheiro de Reservatório</p> <p>Qual é a espessura da zona produtiva?</p> <p>Quão homogênea é a seção?</p> <p>Qual é o volume de hidrocarbonetos por metro cúbico?</p> <p>Haverá lucro líquido?</p> <p>Quanto tempo irá levar?</p>	

Figura 4.1 – Questões levantadas por diferentes profissionais a partir dos dados de perfis geofísicos de poços. Fonte: Schlumberger, 1996.

4.1 Perfil Sônico (Δt)

As ferramentas de perfilagem sônica funcionam através da propagação de ondas compressoriais em direção à parede do poço. Geralmente, a ferramenta contém um transmissor e dois receptores, tipicamente localizados a 3 e 5 pés de distância do transmissor (Ellis & Singer, 2007), como podemos ver na Figura 4.2. A diferença dos tempos de chegada das ondas acústicas entre os dois receptores é medida e dividida pela distância entre os receptores gerando um tempo de trânsito Δt , também chamado de vagarosidade (medido em $\mu\text{s}/\text{ft}$).

Uma vez que uma maior velocidade significa um menor Δt e que a velocidade das ondas acústicas varia de acordo com o meio, sendo mais rápida nos materiais sólidos do que nos fluidos, podemos, conseqüentemente, afirmar que uma formação rochosa que tenha seus poros saturados com algum tipo de fluido terá seu Δt maior

se comparado com uma formação com menor quantidade ou nenhuma presença de fluidos. Logo, o perfil sônico se mostra um importante parâmetro para a avaliação da porosidade das formações geológicas.

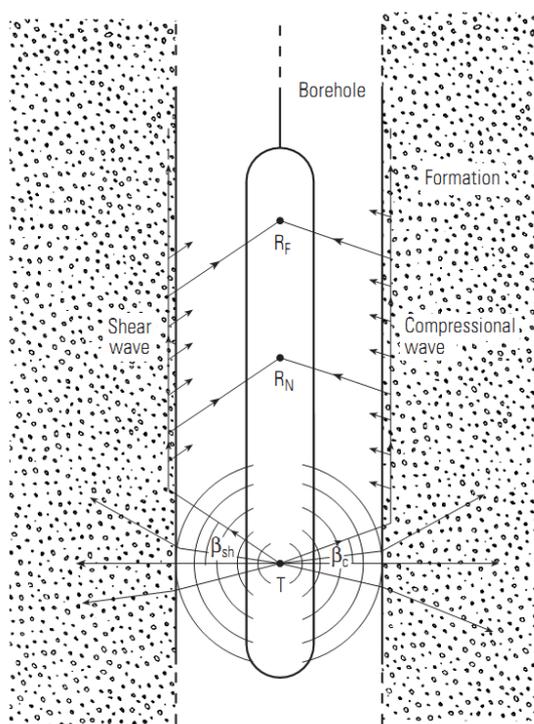


Figura 4.2 – Ilustração da ferramenta usada para o Perfil Sônico. Fonte: Ellis & Singer, 2007.

4.2 Perfil de Raios Gama Naturais (GR)

Como o próprio nome sugere, este perfil é composto pela radiação de raios gama naturais emitida pela formação sedimentar, sendo detectada por um sensor e sendo medida em graus API (Figura 4.3) . Esta radiação é gerada por isótopos radioativos dos elementos: Potássio (K^{40}), Tório (Th^{232}) e Urânio (U^{238}) e seus produtos de seus respectivos decaimentos. O potássio é a maior fonte da radioatividade, já que é um elemento relativamente comum na crosta terrestre. Por outro lado, Tório e Urânio são raros.

Os minerais de argila, que são formados durante a decomposição de rochas ígneas e são ricos em matéria orgânica possuem, de modo geral, uma capacidade de troca iônica alta. Assim, são capazes de reter minerais radioativos,

principalmente potássio. Desta maneira, um dos principais usos do perfil de Raios Gama Naturais é a distinção entre rochas argilosas de não argilosas.

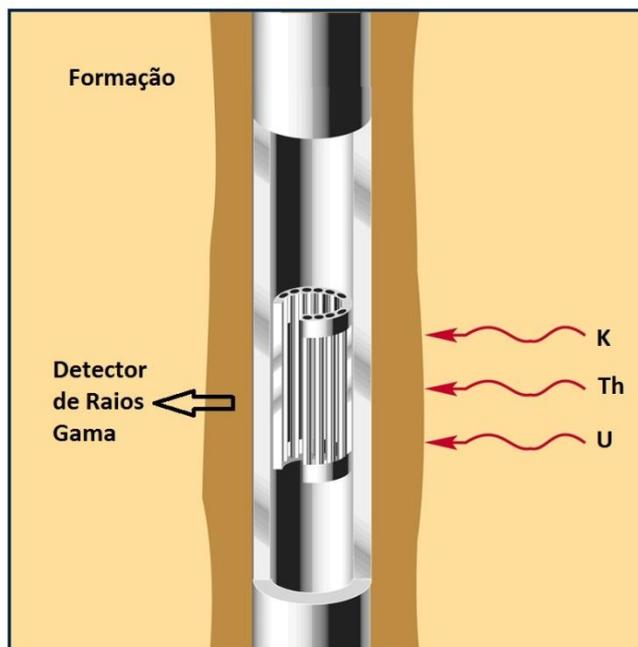


Figura 4.3 – Ilustração da ferramenta de medição de Raios Gama Naturais. Modificado de Halliburton Sperry-Sun Dual Gamma Ray®.

4.3 Perfil de Densidade (ρ_b)

O perfil de Densidade mede a densidade da massa rochosa (*bulk density*) e é obtido através de uma ferramenta (Figura 4.4) que emite um feixe monoenergético de raios gama de constante intensidade, que interage com os elétrons orbitais, perdendo parte de sua energia cinética em um processo chamado de Efeito Compton.

De acordo com o aumento da densidade eletrônica do meio, que é a quantidade de elétrons em razão do volume, os raios gama têm uma maior perda de energia, fazendo com que a intensidade do feixe inicial diminua. O módulo receptor da ferramenta registra de forma contínua as variações nessa intensidade, registrando, conseqüentemente, a densidade da formação (g/cm^3), uma vez que a densidade eletrônica é diretamente proporcional à densidade volumétrica. Assim,

quanto mais densa for a rocha em questão, menos intensidade de radiação será captada pelo receptor, e vice-versa. Por outro lado, como a porosidade da rocha, e seu nível de saturação de fluido altera a densidade da mesma, a medida de densidade declinará.

Além de fornecer dados em relação à porosidade e densidade da formação, estes dados também são usados para o cálculo de impedâncias acústicas das camadas adjacentes para a interpretação sísmica e para estimar a pressão de sobrecarga.

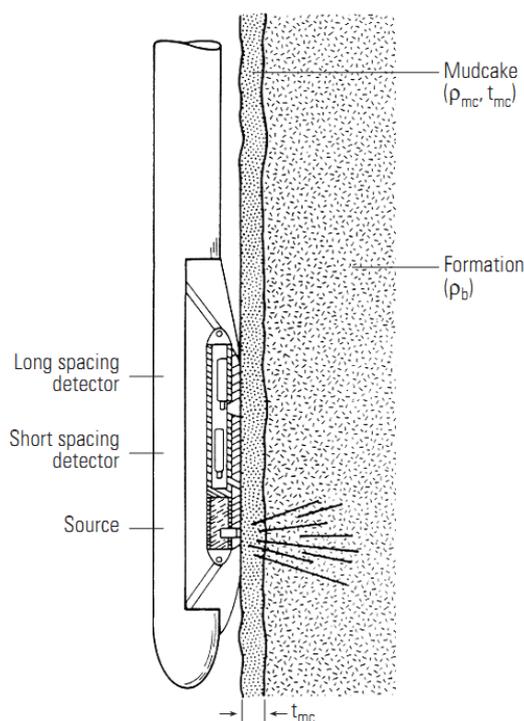


Figura 4.4 – Ilustração da ferramenta de medição de Densidade. Fonte Ellis & Singer, 2007.

4.4 Perfil de Porosidade Neutrônica (ϕ_n)

As ferramentas responsáveis pelas medidas do perfil de porosidade neutrônica consistem de uma fonte de nêutrons, que são partículas desprovidas de carga elétrica, e de um ou vários receptores (Figura 4.5). A radioatividade medida é induzida artificialmente, diferente do perfil de Raios Gama Naturais, visto anteriormente. Os nêutrons são bombardeados em direção às formações onde

colidem de forma elástica ou inelástica com os átomos que constituem os materiais da parede do poço, fazendo com que parte da energia inicial seja perdida, dependendo da massa do núcleo atômico que foi atingido.

O átomo de hidrogênio, presente na água e nos hidrocarbonetos que preenchem os poros das rochas, possui massa praticamente igual ao nêutron, gerando perdas maiores de energia, ou seja, melhores respostas obtidas pelo detector da ferramenta (medidas em %). Alguns tipos de óleo possuem a mesma concentração de átomos de hidrogênio que a água, gerando uma forte resposta no perfil Neutrônico. Em compensação, gás e condensados possuem menor concentração e conseqüente resposta mais fraca. Desta maneira, é possível identificar reservatórios de hidrocarbonetos leves combinando este perfil com o perfil de porosidade calculada a partir dos perfis Sônico e/ou de Densidade, já que estes últimos apresentam porosidades aumentadas nestas zonas. De mesmo modo, zonas com alto teor de argila (implicando alta adsorção de água) podem também ser identificadas, pois geram respostas fortes no perfil Neutrônico e fracas no perfil de Densidade.

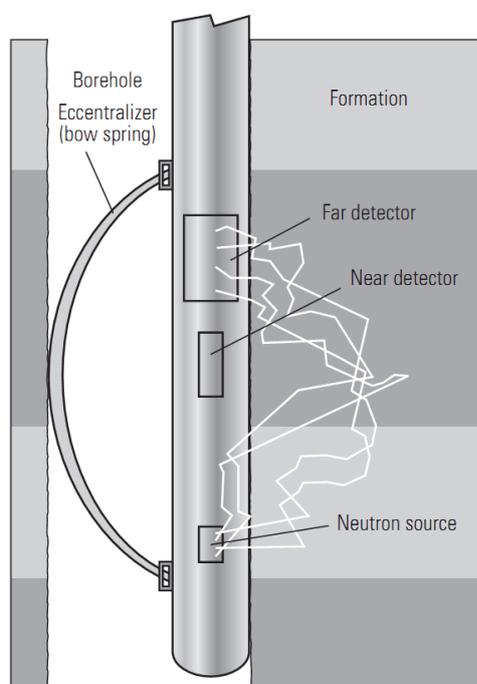


Figura 4.5 – Ilustração da ferramenta de medição de Porosidade Neutrônica. Fonte Ellis & Singer, 2007.

5 DADOS

Usaremos os dados, cedidos pela ANP, dos seguintes poços do Campo de Namorado, mostrados na Figura 5.1: NA01, NA02, NA07, NA04, RJS019 e RJS042. A escolha destes poços frente aos outros se deve ao fato destes serem os únicos a possuírem dados do Perfil Sônico disponíveis, o que é indispensável para este trabalho. Além disso, podemos observar que os poços escolhidos estão bem distribuídos por todo o reservatório, fazendo com que tenhamos uma boa quantidade de informações da área como um todo e não de apenas uma pequena parte.

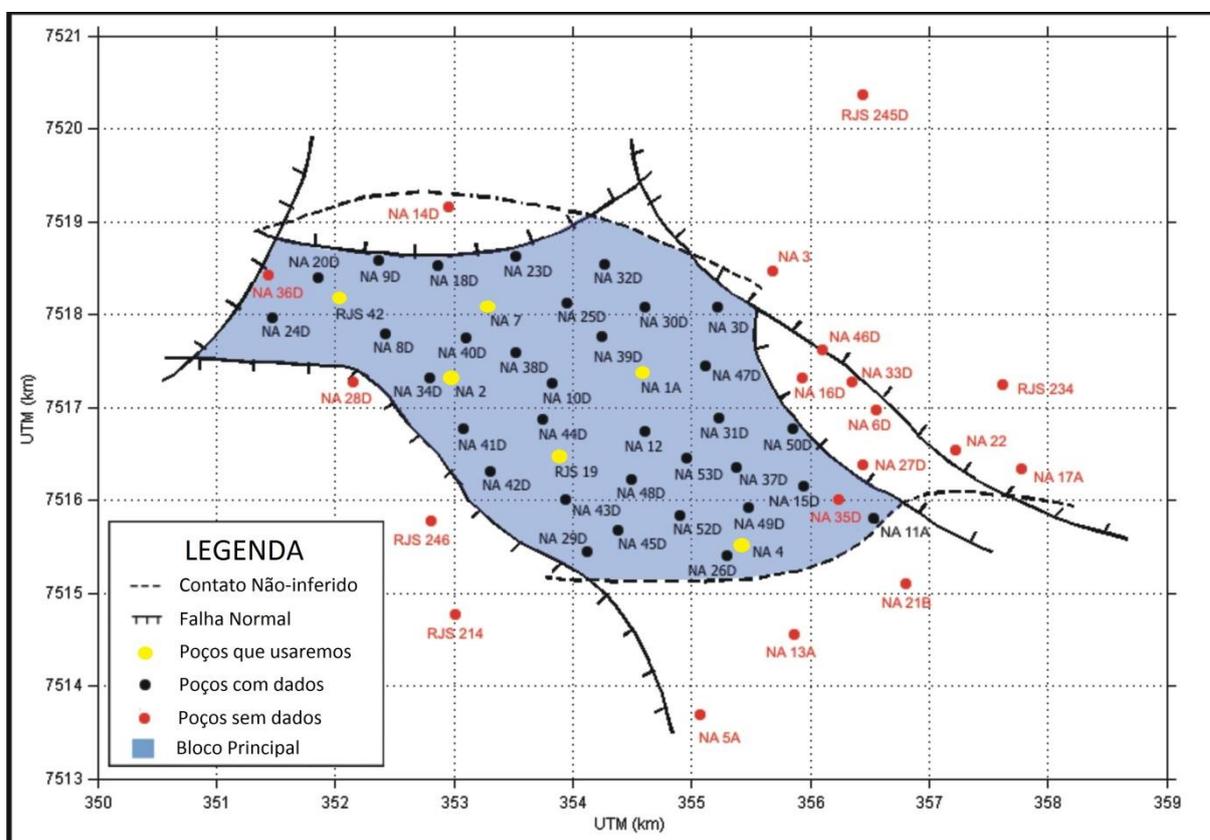


Figura 5.1 – Mapa Estrutural do Campo de Namorado, na Bacia de Campos. Os poços que utilizaremos estão marcados em amarelo. Modificado de Augusto, 2009.

5.1 Perfis Geofísicos de Poço

Para cada um dos poços, faremos uso dos perfis geofísicos citados no capítulo anterior. O registro das ferramentas foi feito entre 2950 e 3150m de

profundidade. Com o intuito de facilitar a visualização destes dados, plotamos os valores de cada poço como pode ser visto nas Figuras 5.2; 5.3; 5.4; 5.5; 5.6 e 5.7.

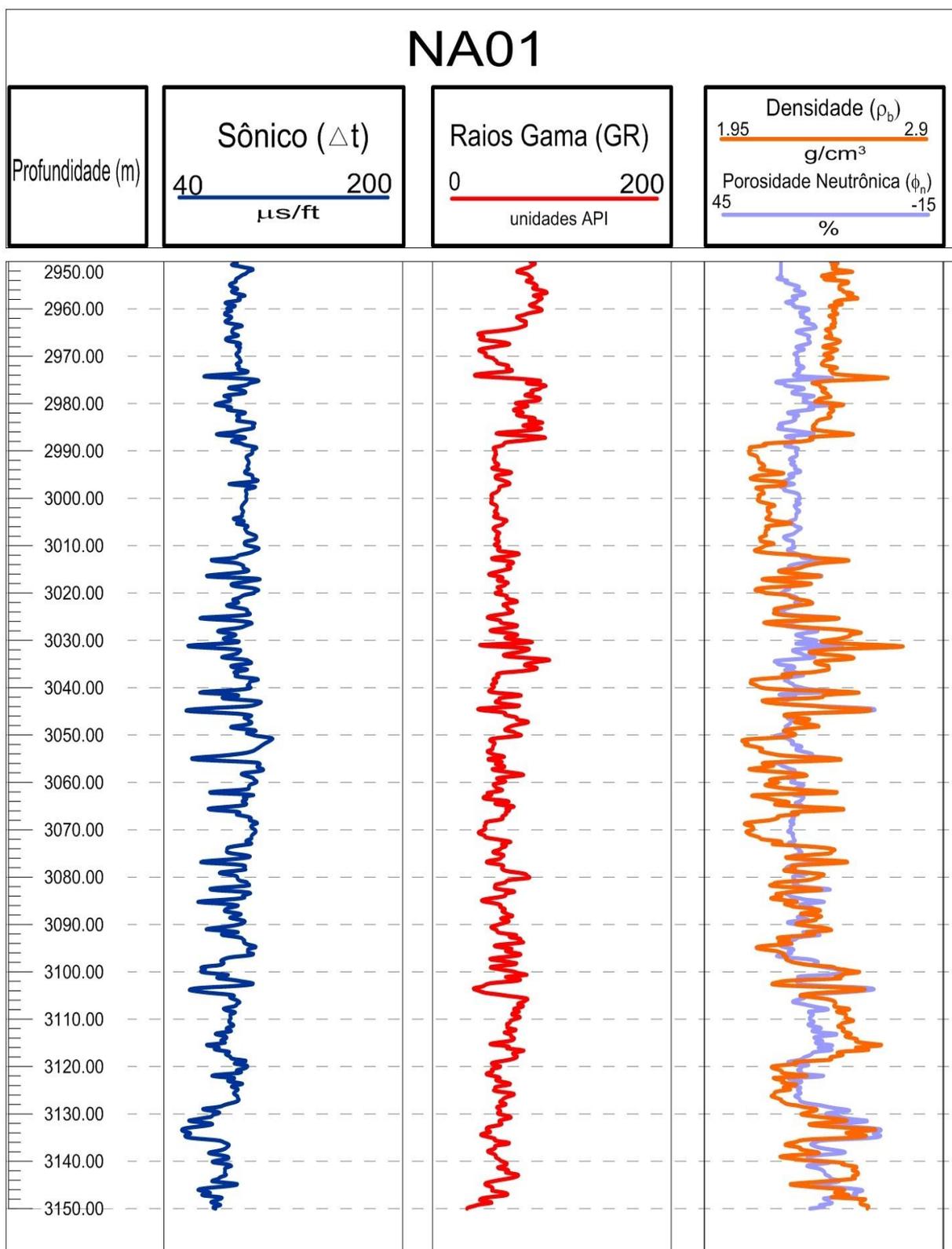


Figura 5.2 – Perfis Geofísicos do Poço NA01.

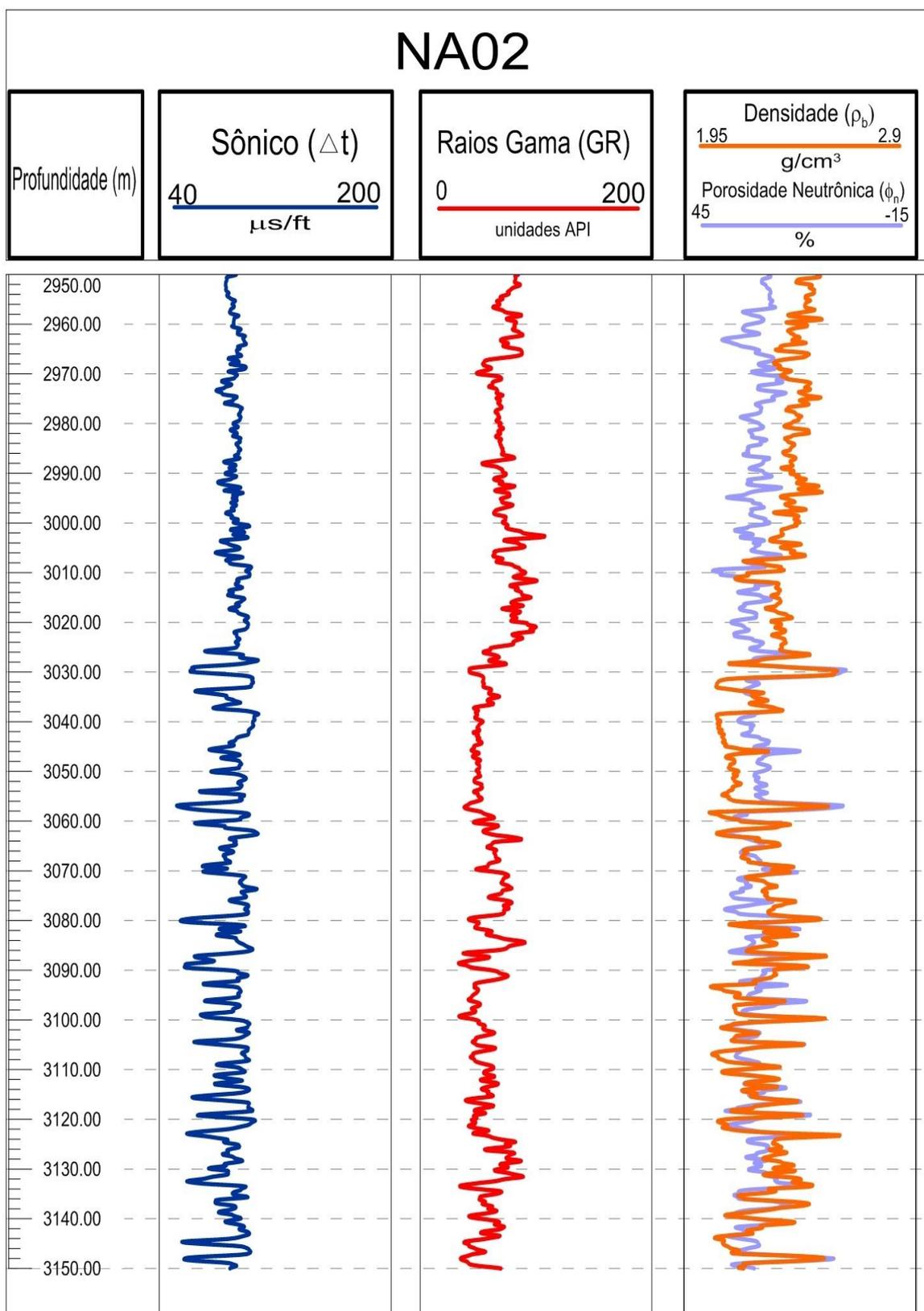


Figura 5.3 - Perfis Geofísicos do Poço NA02.

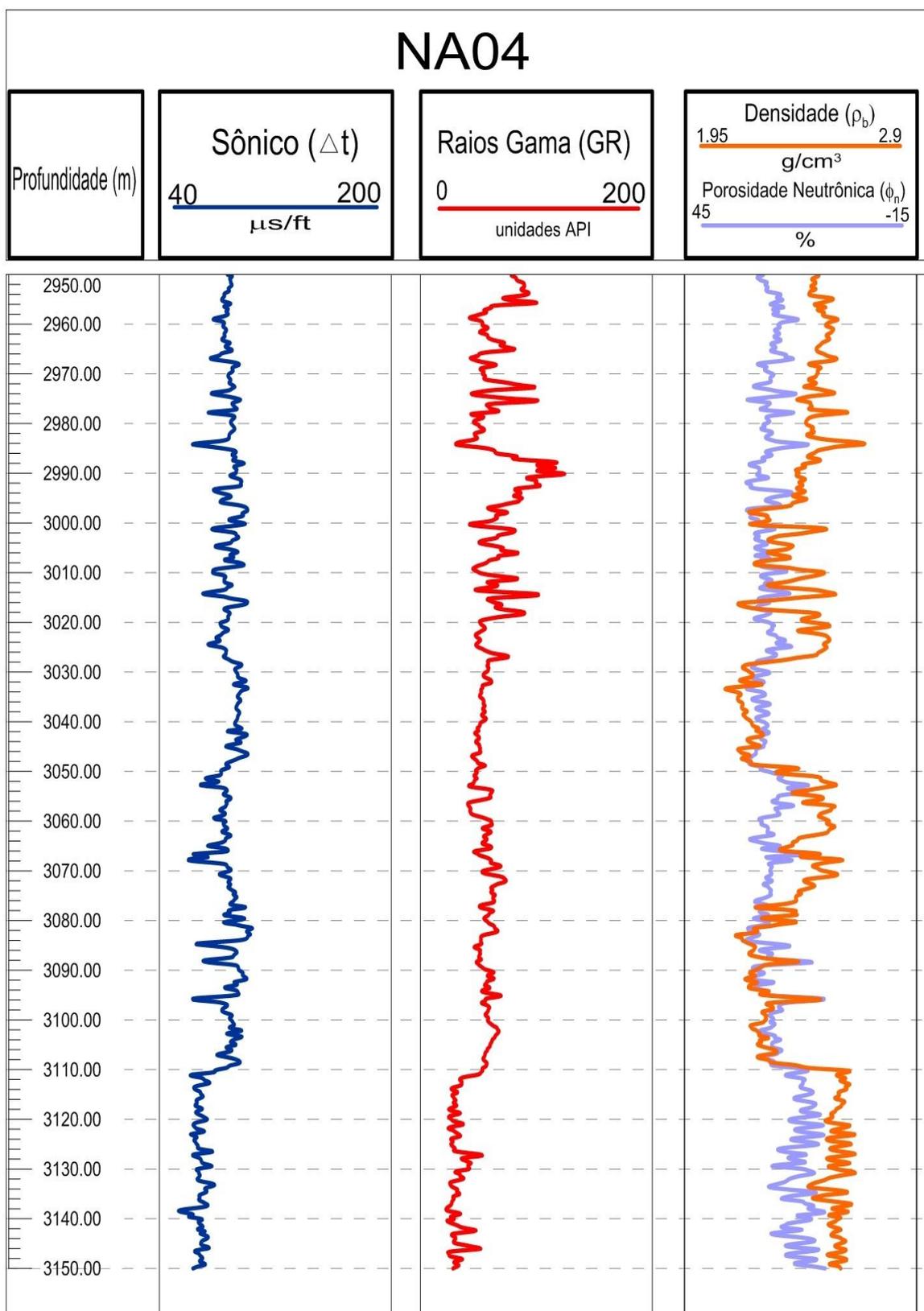


Figura 5.4 – Perfis Geofísicos do Poço NA04.

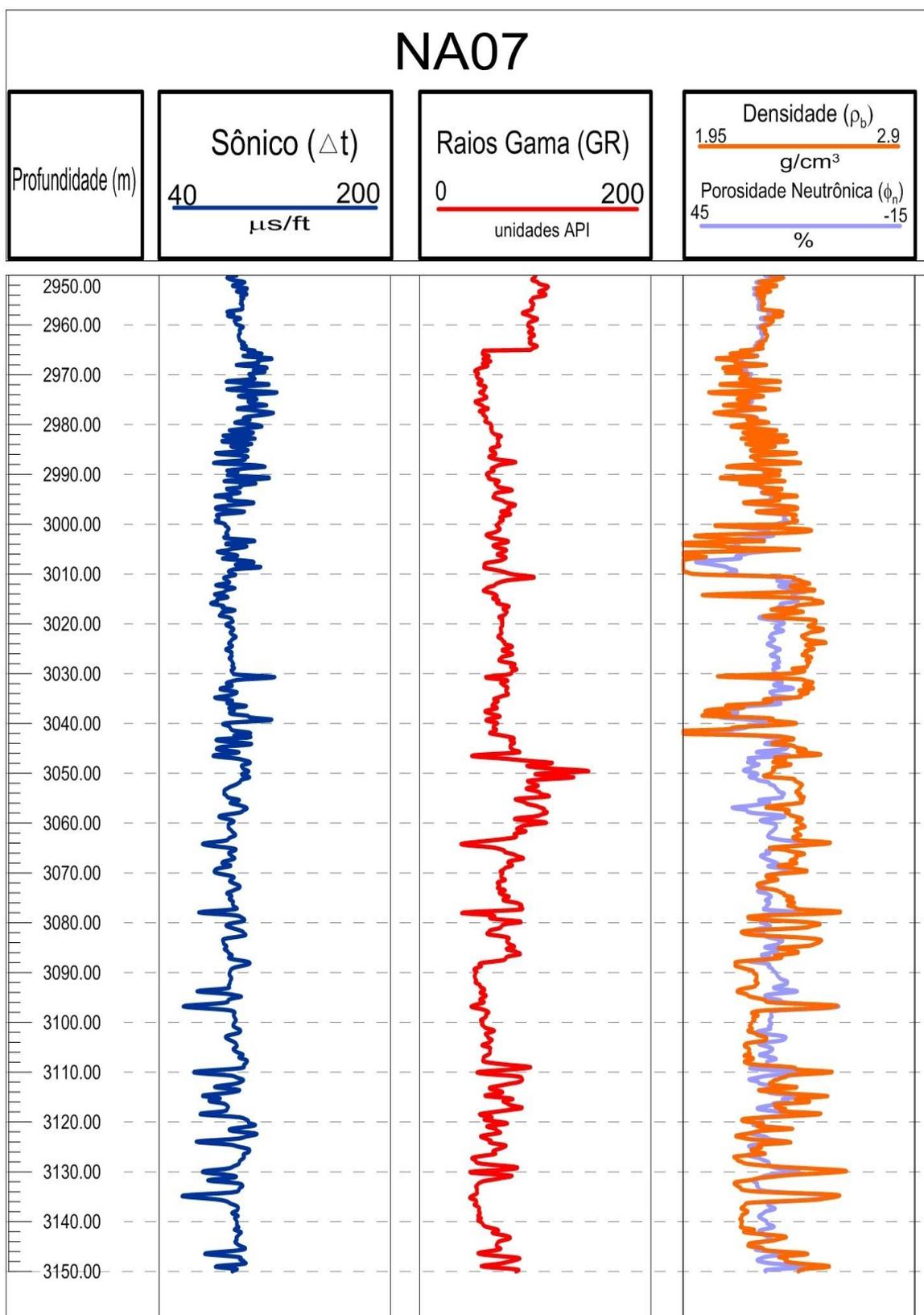


Figura 5.5 – Perfis Geofísicos do Poço NA07.

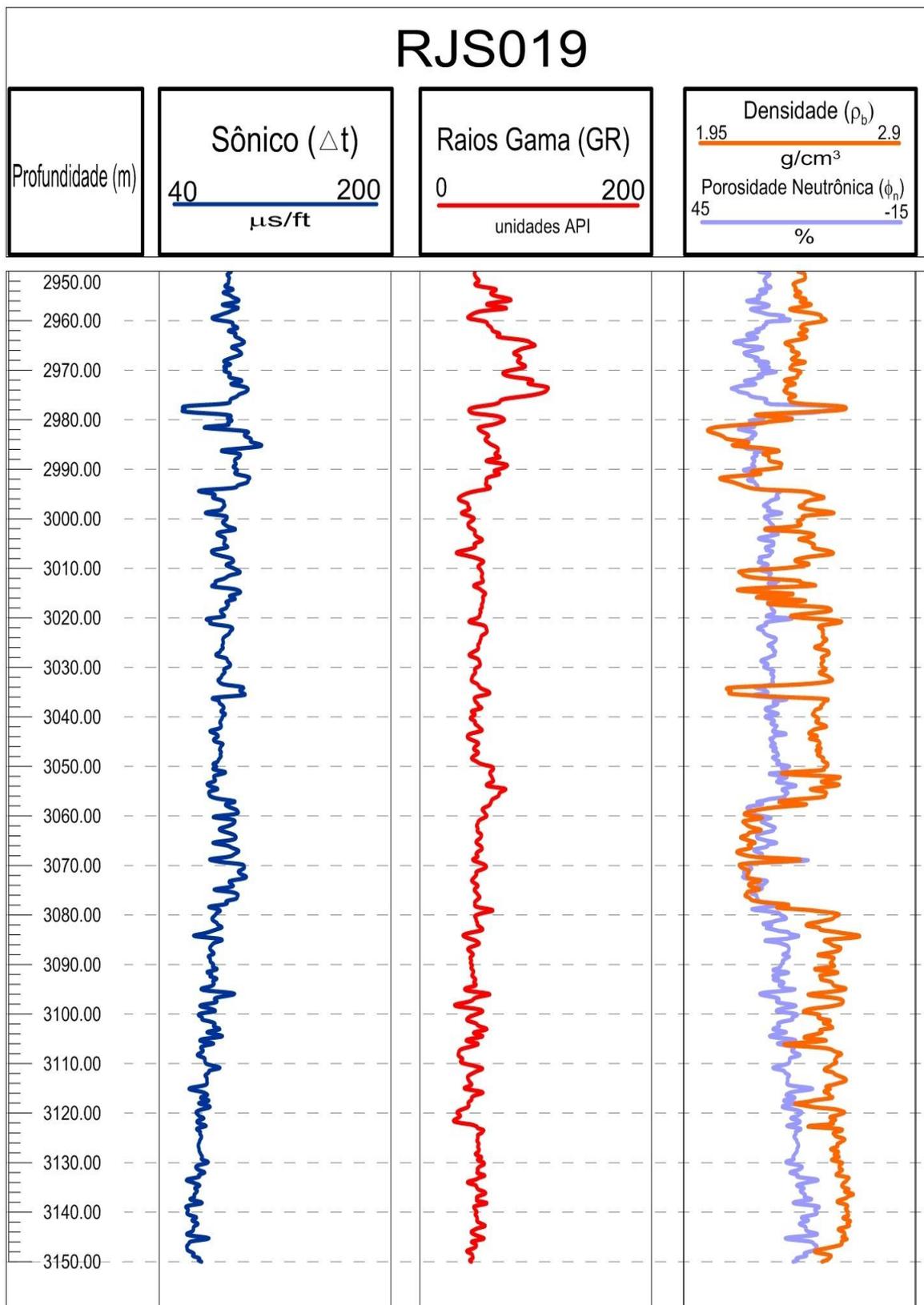


Figura 5.6 – Perfis Geofísicos do Poço RJS019.

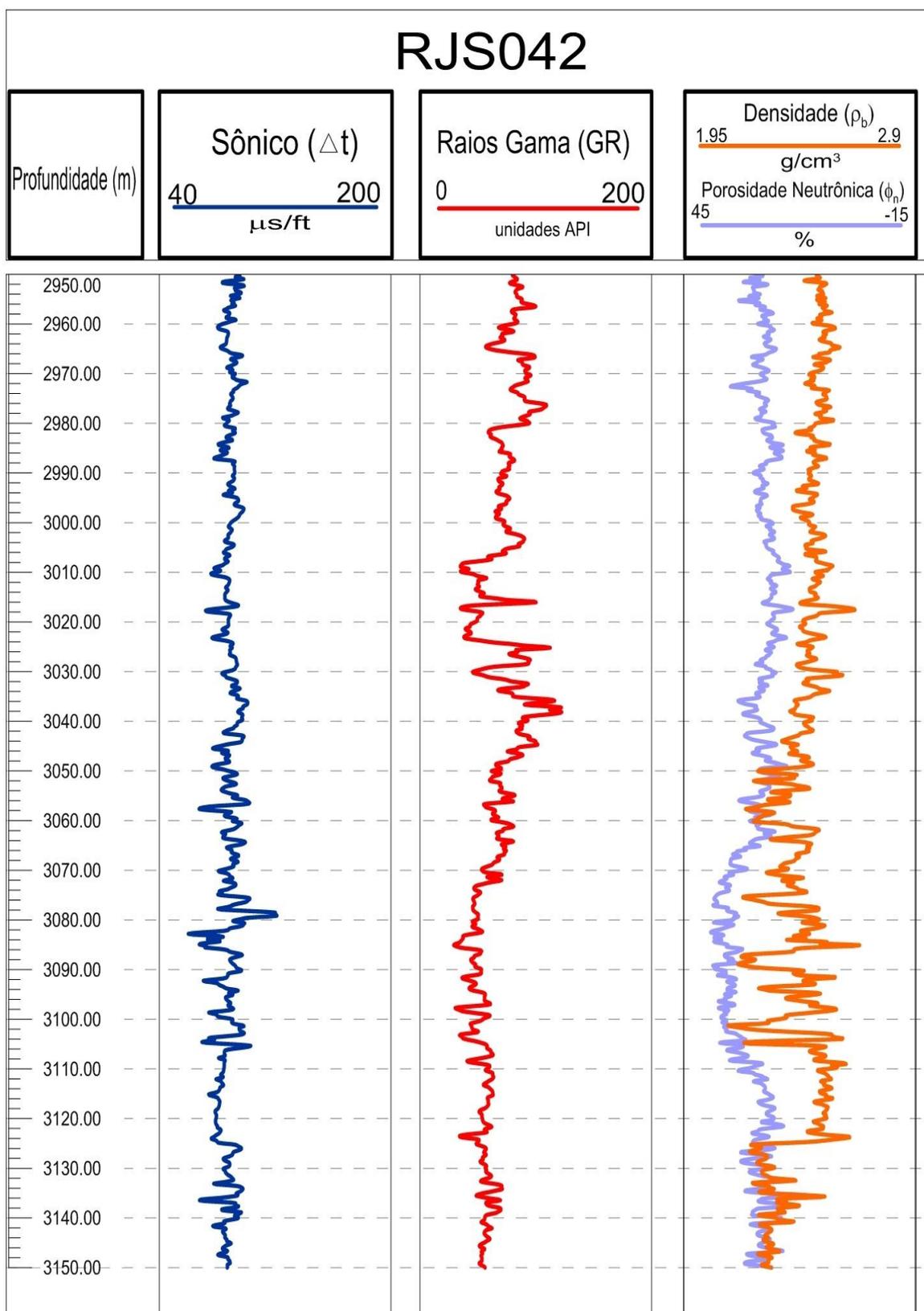


Figura 5.7 – Perfis Geofísicos do Poço RJS042.

5.2 Análise Sequencial de Testemunhos

Os testemunhos são fundamentais não só neste trabalho, mas como em qualquer outro que envolva o estudo de reservatórios. Suas informações são precisas e detalhadas e é a partir dos testemunhos que podemos fazer um bom uso da perfilagem geofísica de poço, correlacionando as fácies sedimentares e até calibrando as ferramentas com base nos testemunhos para que uma melhor interpretação seja feita. Porém, retirar testemunhos demanda mais tempo e recursos financeiros, da mesma forma que as amostras de calha (fragmentos de rocha triturados pela broca de perfuração), podem ser contaminadas por desmoronamentos e/ou alguns elementos da formação podem se dissolver na lama de perfuração, tornando as amostras incertas. Isto faz com que a perfilagem seja ainda mais importante.

A análise dos testemunhos e a confecção das colunas litológicas para os poços que iremos trabalhar foram realizadas pela Petrobras entre os anos de 1993 e 2000. A partir destes dados foi possível definir os principais constituintes das fácies, citados no Subcapítulo 3.1 e elaborar o modelo que fará parte da metodologia, explicada no próximo capítulo.

Na Figura 5.8 é possível observar as colunas litológicas de cada poço (exceto do poço NA07, não disponível) e seus respectivos testemunhos numerados. Para o poço NA07 temos apenas a análise de seus testemunhos (Figura 5.9). Cada testemunho apresenta-se expandido para a visualização das fácies sedimentares analisadas. Estas análises de fácies estão descritas nas Tabelas 5.1, 5.2, 5.3, 5.4, 5.5 e 5.6.

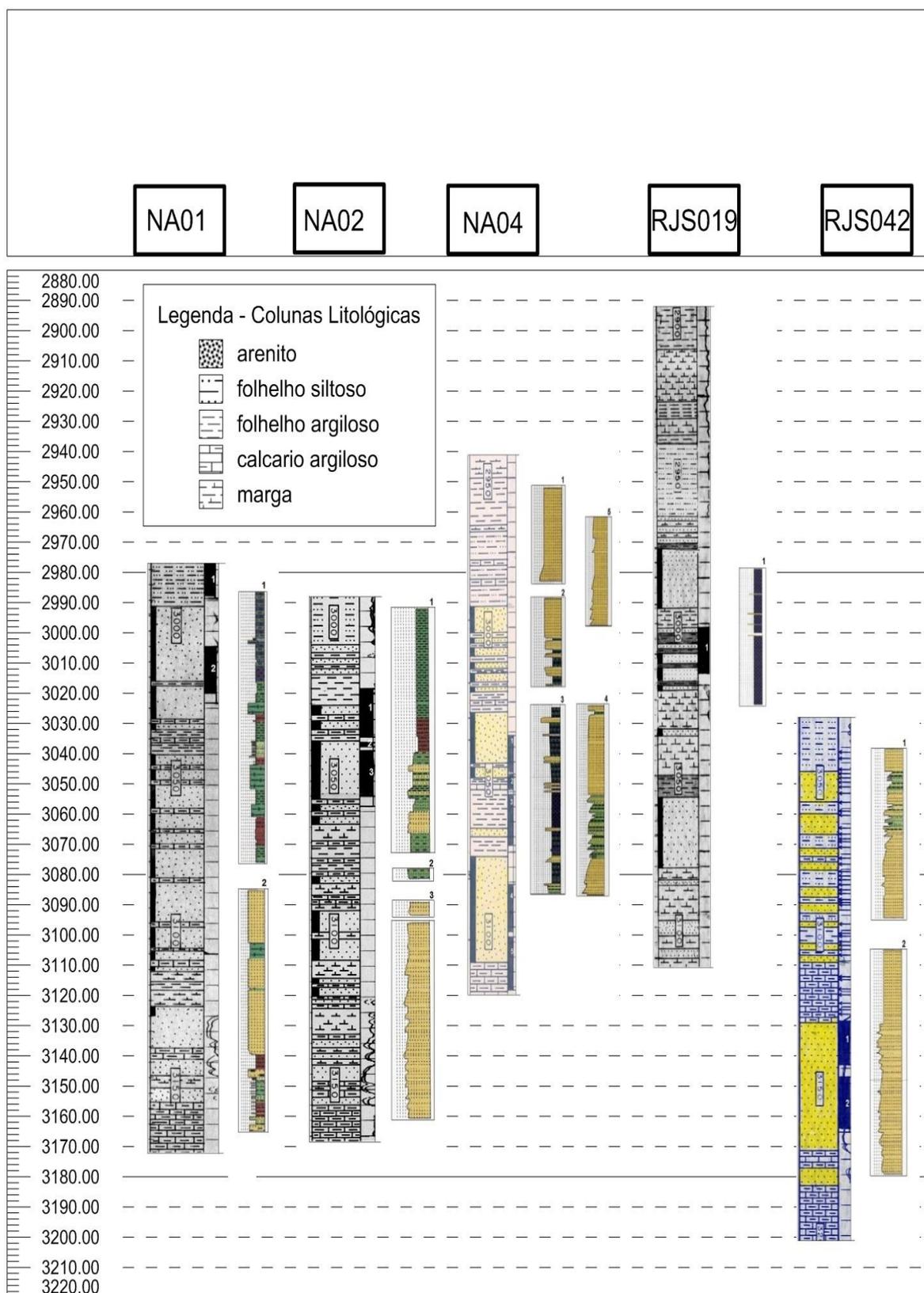


Figura 5.8 – Colunas litológicas e testemunhos (numerados). Referente aos poços NA01, NA02, NA04, RJS019 e RJS042.

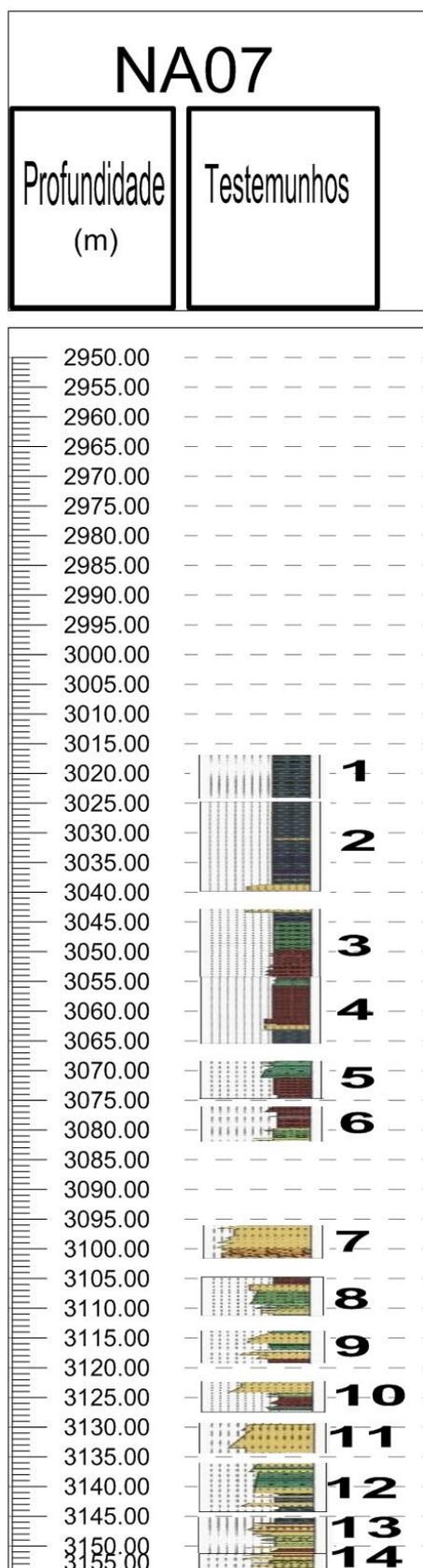


Figura 5.9 – Testemunhos do poço NA07 (numerados).

Tabela 5.1 – Descrições e constituintes principais das fácies dos testemunhos do poço NA01.

<i>Testemunho</i>	<i>Intervalo de Profundidade (m)</i>	<i>Descrição das Fácies</i>	<i>Constituintes Principais</i>
1	2971,0 – 2988,1	Folhelhos com níveis de marga bioturbados, diamictito areno lamoso, marga bioturbada, interlaminado siltito e folhelho bioturbado, siltito argiloso estratificado, arenito/folhelho interestratificado.	Quartzo, feldspato, argilominerais, calcita.
2	3005,0 – 3020,2	Arenito médio maciço gradado, diamictito areno lamoso, siltito argiloso/arenito deformado, arenito cimentado com intraclastos, arenito folhelho finamente estratificado, arenito/folhelho interestratificado.	Quartzo, feldspato, argilominerais.

Tabela 5.2 – Descrições e constituintes principais das fácies dos testemunhos do poço NA02.

<i>Testemunho</i>	<i>Intervalo de Profundidade (m)</i>	<i>Descrição das Fácies</i>	<i>Constituintes Principais</i>
1	3016,6 – 3031,8	Interlaminado siltito/folhelho deformado, folhelho radioativo, siltito argiloso estratificado, interlaminado arenoso bioturbado, arenito médio cimentado, arenito/folhelho interestratificado, arenito cimentado com deformação	Quartzo, feldspato, argilominerais
2	3035,0 - 3038,0	Interlaminado arenoso bioturbado	Quartzo, feldspato, argilominerais.
3	3041,8 – 3054,1	Arenito cimentado com deformação, arenito médio gradado, arenito médio cimentado	Quartzo, feldspato.

Tabela 5.3 – Descrições e constituintes principais das fácies dos testemunhos do poço NA04.

<i>Testemunho</i>	<i>Intervalo de Profundidade (m)</i>	<i>Descrição das Fácies</i>	<i>Constituintes Principais</i>
1	3036,5 – 3042,8	Arenito arcoseano bem selecionado	Quartzo, feldspato
2	3048,0 - 3053,9	Arenito arcoseano bem selecionado (topo); Inter laminado de siltito argiloso (base)	Quartzo, feldspato, argilominerais
3	3055.5 -3072.7	Intercalações de arenito arcoseano argiloso cimentado; interlaminacões de siltito argiloso e folhelho calcario bioturbado (contendo 35-50% de CaCO ₃)	Quartzo, feldspato, calcita, argilominerais
4	3086.5 -3100.8	Arenito arcoseano bem selecionado cimentado; intercalacões de folhelho	Quartzo, feldspato, argilominerais
5	3103.5 -3119.5	Arenito arcoseano bem selecionado cimentado (topo); Interlaminacões ritmicas de calcilito, marga e folhelho; conglomerado e brechas carbonáticas (base)	Quartzo, feldspato, calcita, argilominerais

Tabela 5.4 – Descrições e constituintes principais das fácies dos testemunhos do poço NA07.

<i>Testemunho</i>	<i>Intervalo de Profundidade (m)</i>	<i>Descrição das Fácies</i>	<i>Constituintes Principais</i>
1	3016,0– 3024,8	Intercalações de folhelho cinza escuro com marga cinza clara muito bioturbada	Argilominerais, calcita
2	3025 – 3039,7	Intercalações de folhelho cinza escuro com marga cinza clara muito bioturbada (topo), marga bioturbada (contendo 35-50% de CaCO ₃) e arenito glauconitico arcoseanos (base)	Quartzo, feldspato, argilominerais e calcita
3	3043 - 3055	Arenito glauconitico arcoseano, marga bioturbada e folhelho radioativo (topo), inter laminado siltito/folhelho deformado e siltito argiloso estratificado (base)	Quartzo, feldspato, argilominerais e calcita

4	3055 – 3064,7	Diamictito areno lamoso, interlaminado siltito/folhelho deformado e siltito argiloso estratificado (topo), arenito cimentado com deformação e intercalações arenito/marga	Quartzo, feldspato, argilominerais e calcita
5	3068 – 3074,2	Diamictito areno lamoso e siltito argiloso estratificado	Quartzo, feldspato, argilominerais e calcita
6	3075,8 – 3082,4	Siltito argiloso estratificado e arenito folhelho finamente interestratificados (topo), interlaminado arenoso bioturbado e arenito/folhelho interestratificado	Quartzo, feldspato, argilominerais
7	3096 - 3102	Arenito arcoseano amalgamado e conglomerados residuais	Quartzo, feldspato, argilominerais e calcita
8	3105 – 3110,9	Siltito argiloso estratificado, arenito cimentado com deformação, Interlaminado arenoso bioturbado e arenito folhelho finamente interestratificados	Quartzo, feldspato, argilominerais
9	3114 – 3118,9	Diamictito areno lamoso, arenito cimentado com deformação, arenito médio maciço gradado e siltito argiloso estratificado	Quartzo, feldspato, argilominerais e calcita
10	3123 – 3126,7	Arenito arcoseano amalgamado, arenito folhelho finamente interestratificados, siltito argiloso estratificado e diamictito areno lamoso	Quartzo, feldspato, argilominerais e calcita
11	3128,8 – 3134,2	Arenito médio cimentado e arenito médio maciço gradado	Quartzo, feldspato
12	3136,2 – 3144,4	Arenito médio maciço gradado e diamictito areno lamoso (topo), intercalações arenito/marga e arenito cimentado com intraclastos	Quartzo, feldspato, argilominerais e calcita

13	3145,2 - 3152	Intercalações arenito/marga, arenito médio maciço gradado, arenito cimentado com intraclastos, arenito médio laminado, arenito folhelho finamente interestratificados e siltito argiloso estratificado	Quartzo, feldspato, argilominerais e calcita
14	3152 – 3156,3	Arenito médio maciço gradado, siltito argiloso estratificado, arenito cimentado com intraclastos e arenito folhelho finamente interestratificados	Quartzo, feldspato, argilominerais e calcita

Tabela 5.5 – Descrições e constituintes principais das fácies dos testemunhos do poço RJS019.

<i>Testemunho</i>	<i>Intervalo de Profundidade (m)</i>	<i>Descrição das Fácies</i>	<i>Constituintes Principais</i>
1	3002,0–3015,4	Arenito maciço fino/médio e marga bioturbada siltica.	Quartzo, feldspato, argilominerais, calcita

Tabela 5.6 – Descrições e constituintes principais das fácies dos testemunhos do poço RJS042.

<i>Testemunho</i>	<i>Intervalo de Profundidade (m)</i>	<i>Descrição das Fácies</i>	<i>Constituintes Principais</i>
1	3129,3–3140,0	Arenito médio gradado, arenito/folhelho interestratificados, arenito médio cimentado, arenito/folhelho finamente estratificados	Quartzo, feldspato, argilominerais.
2	3146,8 – 3161,1	Arenito grosso amalgamado, arenito médio gradado, arenito médio cimentado.	Quartzo, feldspato.

6 METODOLOGIA

6.1 Modelo Conceitual de Rocha

Com as informações descritas nos capítulos anteriores e a definição dos principais constituintes minerais das formações sedimentares da área de estudo respaldada na descrição de fácies analisadas nos testemunhos, elaboramos um modelo conceitual para todas as rochas que compõem a parede de todos os poços (Figura 6.1).

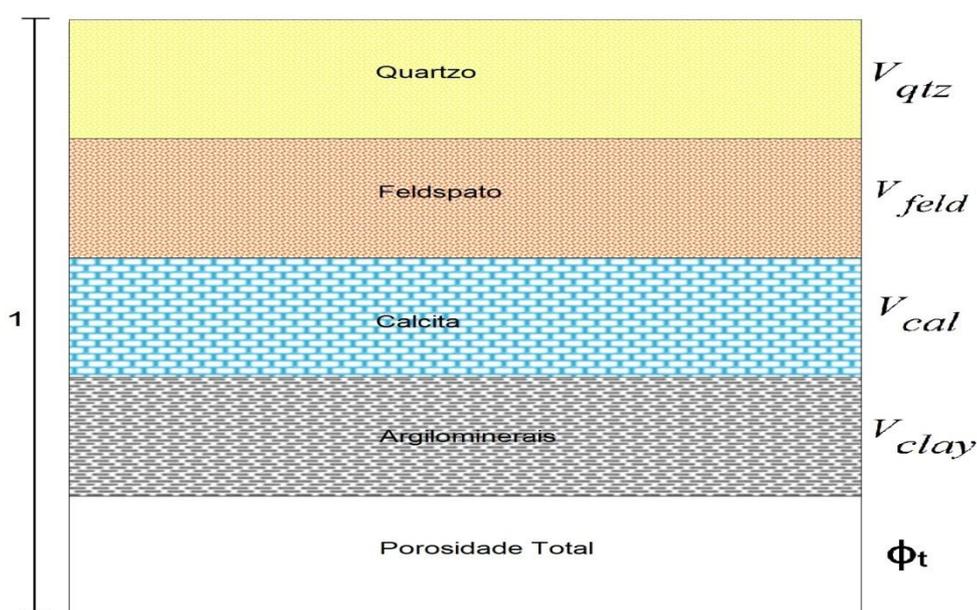


Figura 6.1 – Modelo conceitual de Rocha. Modificado de Schön (1996) e Borges & Martins (2011).

Os volumes de quartzo (V_{qtz}), feldspato (V_{feld}), calcita (V_{cal}) e argilominerais (V_{clay}) constituem a Matriz rochosa, ou seja, são os elementos sólidos da rocha (arcabouço, matriz e cimento). Complementando volumetricamente a formação, temos a porosidade total (ϕ_t), que representa a parte da rocha que pode ser preenchida por fluidos.

Considerando que a totalidade dos poros esteja 100% saturada por fluidos (seja lama de perfuração, gás, óleo ou uma mistura de dois ou mais destes), define-se então um novo componente, o volume de fluido (V_f). Logo, teremos a seguinte equação:

$$V_{qtz} + V_{feld} + V_{cal} + V_{clay} + V_f = 1 \quad (6.1)$$

6.2 Lei das Misturas

A Lei das Misturas diz que “em um sistema multicomposto cada componente contribui volumetricamente para as propriedades da mistura na razão da fração volumétrica de um dos componentes vezes a propriedade deste” (Dewan, 1983; Nery, 1990). Desta forma, um sistema que tenha uma propriedade física P_s , composto por dois elementos com a mesma propriedade física conhecidas, P_x e P_y , e com volumes V_x e $(1 - V_x)$, respectivamente, gerará a seguinte equação:

$$P_s = V_x \cdot P_x + (1 - V_x) \cdot P_y \quad (6.2)$$

Por exemplo, uma rocha com 70% de Sílica de densidade $2,65 \text{ g/cm}^3$ e 30% de Água de densidade $1,00 \text{ g/cm}^3$ terá a seguinte solução para a densidade da mistura D_m :

$$D_m = 0,7 \cdot 2,65 + 0,3 \cdot 1,00 = 2,155 \text{ g/cm}^3 \quad (6.3)$$

Seguindo o mesmo princípio e considerando a linearidade das propriedades, as respostas de cada ferramenta de perfilagem para cada profundidade i (ρ_{b_i} , ϕ_{n_i} , GR_i , Δt_i) serão resultado do somatório dos volumes de cada constituinte de nosso modelo rochoso ($V_{qtz}, V_{feld}, V_{cal}, V_{clay}, V_f$) vezes seus respectivos valores da propriedade que está sendo medida ($\rho_{qtz}, \rho_{feld}, \rho_{cal}, \rho_{clay}, \rho_f$; $\phi_{n_{qtz}}, \phi_{n_{feld}}, \phi_{n_{cal}}, \phi_{n_{clay}}, \phi_{n_f}$; $GR_{qtz}, GR_{feld}, GR_{cal}, GR_{clay}, GR_f$; $\Delta t_{qtz}, \Delta t_{feld}, \Delta t_{cal}, \Delta t_{clay}, \Delta t_f$). Organizando as equações juntamente com a equação 6.1, teremos:

$$\begin{aligned}
\rho_{b_i} &= V_{qtz} \cdot \rho_{qtz} + V_{feld} \cdot \rho_{feld} + V_{cal} \cdot \rho_{cal} + V_{clay} \cdot \rho_{clay} + V_f \cdot \rho_f \\
\phi_{n_i} &= V_{qtz} \cdot \phi_{n_{qtz}} + V_{feld} \cdot \phi_{n_{feld}} + V_{cal} \cdot \phi_{n_{cal}} + V_{clay} \cdot \phi_{n_{clay}} + V_f \cdot \phi_{n_f} \\
GR_i &= V_{qtz} \cdot GR_{qtz} + V_{feld} \cdot GR_{feld} + V_{cal} \cdot GR_{cal} + V_{clay} \cdot GR_{clay} + V_f \cdot GR_f \\
\Delta t_i &= V_{qtz} \cdot \Delta t_{qtz} + V_{feld} \cdot \Delta t_{feld} + V_{cal} \cdot \Delta t_{cal} + V_{clay} \cdot \Delta t_{clay} + V_f \cdot \Delta t_f \\
1 &= V_{qtz} + V_{feld} + V_{cal} + V_{clay} + V_f
\end{aligned} \tag{6.4}$$

6.3 Cálculo Matricial

Definidas as equações, podemos perceber que se trata de um sistema linear de cinco equações e cinco incógnitas ($V_{qtz}, V_{feld}, V_{cal}, V_{clay}, V_f$) que ficaria da seguinte maneira na forma matricial:

$$\begin{pmatrix}
\rho_{qtz} & \rho_{feld} & \rho_{cal} & \rho_{clay} & \rho_f \\
\phi_{n_{qtz}} & \phi_{n_{feld}} & \phi_{n_{cal}} & \phi_{n_{clay}} & \phi_{n_f} \\
GR_{qtz} & GR_{feld} & GR_{cal} & GR_{clay} & GR_f \\
\Delta t_{qtz} & \Delta t_{feld} & \Delta t_{cal} & \Delta t_{clay} & \Delta t_f \\
1 & 1 & 1 & 1 & 1
\end{pmatrix} \times \begin{pmatrix}
V_{qtz} \\
V_{feld} \\
V_{cal} \\
V_{clay} \\
V_f
\end{pmatrix} = \begin{pmatrix}
\rho_{b_i} \\
\phi_{n_i} \\
GR_i \\
\Delta t_i \\
1
\end{pmatrix} \tag{6.5}$$

Os valores médios das propriedades de cada constituinte ($\rho_{qtz}, \rho_{feld}, \rho_{cal}, \rho_{clay}, \rho_f; \phi_{n_{qtz}}, \phi_{n_{feld}}, \phi_{n_{cal}}, \phi_{n_{clay}}, \phi_{n_f}; GR_{qtz}, GR_{feld}, GR_{cal}, GR_{clay}, GR_f; \Delta t_{qtz}, \Delta t_{feld}, \Delta t_{cal}, \Delta t_{clay}, \Delta t_f$) foram separadamente obtidos em laboratório pelas próprias ferramentas de perfilagem e estão demonstrados na Tabela 6.1.

Tabela 6.1 – Respostas médias de cada ferramenta para cada constituinte da formação retiradas de Schlumberger (2009), com exceção dos itens marcados com *.

Constituinte da Rocha	ρ (g/cm³)	ϕ_n (%)	GR (unidades API)	Δt (μs/ft)
Quartzo (qtz)	2.64	-1.00	1.00*	56.00
Feldspato - Ortoclásio (feld)	2.52	-2.00	220.00	69.00
Calcita (cal)	2.71	0.20	1.00*	49.00
Argilominerais - Illita (clay)	2.52	20.00	250.00	86.00 *
Fluido (f)	1.10 *	100.00 *	0.00 *	185.00 *

Como podemos ver na Tabela 6.1, é necessário explicar os motivos que nos levaram a adotar alguns valores (marcados com *), seja pela falta da definição destes na referência bibliográfica ou por empirismo.

A ferramenta responsável pela medição da densidade é capaz de detectar, geralmente, apenas a porção rochosa que está contaminada pela lama de perfuração (zona lavada). Este fluido, responsável pela lubrificação e pela manutenção da pressão, são misturas de águas pura e salgada (NaCl dissolvido) que tem densidades entre 1.0g/cm³ e 1.10g/cm³ (Glover, 2000). Por considerarmos mais provável o uso de uma solução aquosa salgada (com maior densidade) do que o uso de água pura, usamos o valor de 1.10g/cm³ (ρ_f) para o fluido que preenche os poros rochosos.

Como o tipo de fluido definido possui alto índice de Hidrogênio, consideramos também que a resposta da ferramenta de perfilagem neutrônica teria sua resposta máxima neste constituinte, ou seja, 100.00%. A ferramenta de Raios Gama Naturais, como já dito no Capítulo 4, mede a radiação emitida por isótopos de Potássio, Tório e Urânio, assim, o fluido que definimos não influenciaria neste perfil, obtendo resposta mínima, 0.00 API. Da mesma forma, o quartzo e a calcita também não

teriam influência neste perfil. Então, com o único intuito de diferenciá-los do fluido, atribuímos os valores de 1.00 API para estes dois minerais.

A respeito do valor de Δt do fluido, Schlumberger (2009) define que a água pura possui um valor de 208 μ s/ft (microsegundos por pé), enquanto que uma solução aquosa contendo 20% de NaCl teria 181.8 μ s/ft e outra contendo 10% de NaCl teria 192.3 μ s/ft. Ao mesmo tempo, Schön (1996), define que a solução de 20% de NaCl teria densidade de 1.146g/cm³ e a de 10% teria 1.073. Assim, com base nestes dados, adotamos o valor de 185 μ s/ft empiricamente para Δt de um fluido com ρ igual a 1.10g/cm³.

Novamente, na publicação de Schlumberger (2009) não há citação do valor de tempo de trânsito (Δt) para nenhum mineral de argila, inclusive para a illita, apesar de este ser o argilomineral com o maior número de informações. Porém, segundo Nery (1990), os argilominerais afetam o perfil sônico aumentando o tempo de trânsito onde estão presentes. Isto se deve ao acúmulo de água intersticial nas rochas com alto teor de argila, como folhelhos e margas. A partir desta informação, coletamos valores médios do perfil sônico para intervalos com rochas argilosas presentes (tendo os testemunhos como referência) e de forma empírica definimos o valor de 86 μ s/ft.

Com as considerações supracitadas, os valores da tabela são então inseridos na equação 6.5. Teremos a seguinte expressão:

$$\begin{pmatrix} 2.64 & 2.52 & 2.71 & 2.52 & 1.10 \\ -1.00 & -2.00 & 0.20 & 20.00 & 100.00 \\ 1.00 & 220.00 & 1.00 & 250.00 & 0.00 \\ 56.00 & 69.00 & 49.00 & 86.00 & 185.00 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} V_{qtz} \\ V_{feld} \\ V_{cal} \\ V_{clay} \\ V_f \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \rho_{b_i} \\ \phi_{n_i} \\ GR_i \\ \Delta t_i \\ 1 \end{pmatrix} \quad (6.6)$$

Podemos ver que a equação matricial 6.6 é do tipo:

$$A \times X = Y \quad (6.7)$$

Logo,

$$X = A^{-1} \times Y \quad (6.8)$$

O vetor Y conterá as respostas das ferramentas, sendo substituído em cada profundidade i , que irá ser percorrida no intervalo entre 2950 e 3150m para cada poço. Para obtermos o vetor X, que armazenará os volumes percentuais de cada constituinte para as respectivas profundidades, elaboramos um *script* no software *MatLab* que executa o Método dos Mínimos Quadrados Não-negativos através da função *lsqnonneg*, que aplica a seguinte condição:

$$\min_X \|A \cdot X - Y\|_2^2, \text{ onde } X \geq 0 \quad (6.9)$$

Isto se faz necessário para eliminar a restrição dos valores negativos encontrados no Perfil de Porosidade Neutrônica, o que poderia acarretar em valores negativos para os volumes dos constituintes. Segundo Focus (1994), estes valores negativos de porosidade são efeitos causados pela presença de gás (*excavation effect*) nos poros da formação, o que contribui para uma queda no registro da ferramenta se comparado à água, uma vez que há bem menos átomos de hidrogênio no gás. O mesmo princípio é observado nos valores obtidos para o quartzo, feldspato e calcita (Tabela 6.1), que não possuem hidrogênio em sua composição química.

7 RESULTADOS

Ao fim dos cálculos e através de gráficos de *profundidade versus volumes percentuais*, podemos visualizar o percentual volumétrico individual de cada constituinte comparado aos perfis geofísicos de cada poço nas Figuras 7.1, 7.2, 7.3, 7.4, 7.5 e 7.6. Além disso, nas Figuras 7.7, 7.8, 7.9, 7.10, 7.11 e 7.12 são mostrados

os constituintes agregados (simbolizando a formação como um todo) comparados às colunas litológicas dos respectivos poços.

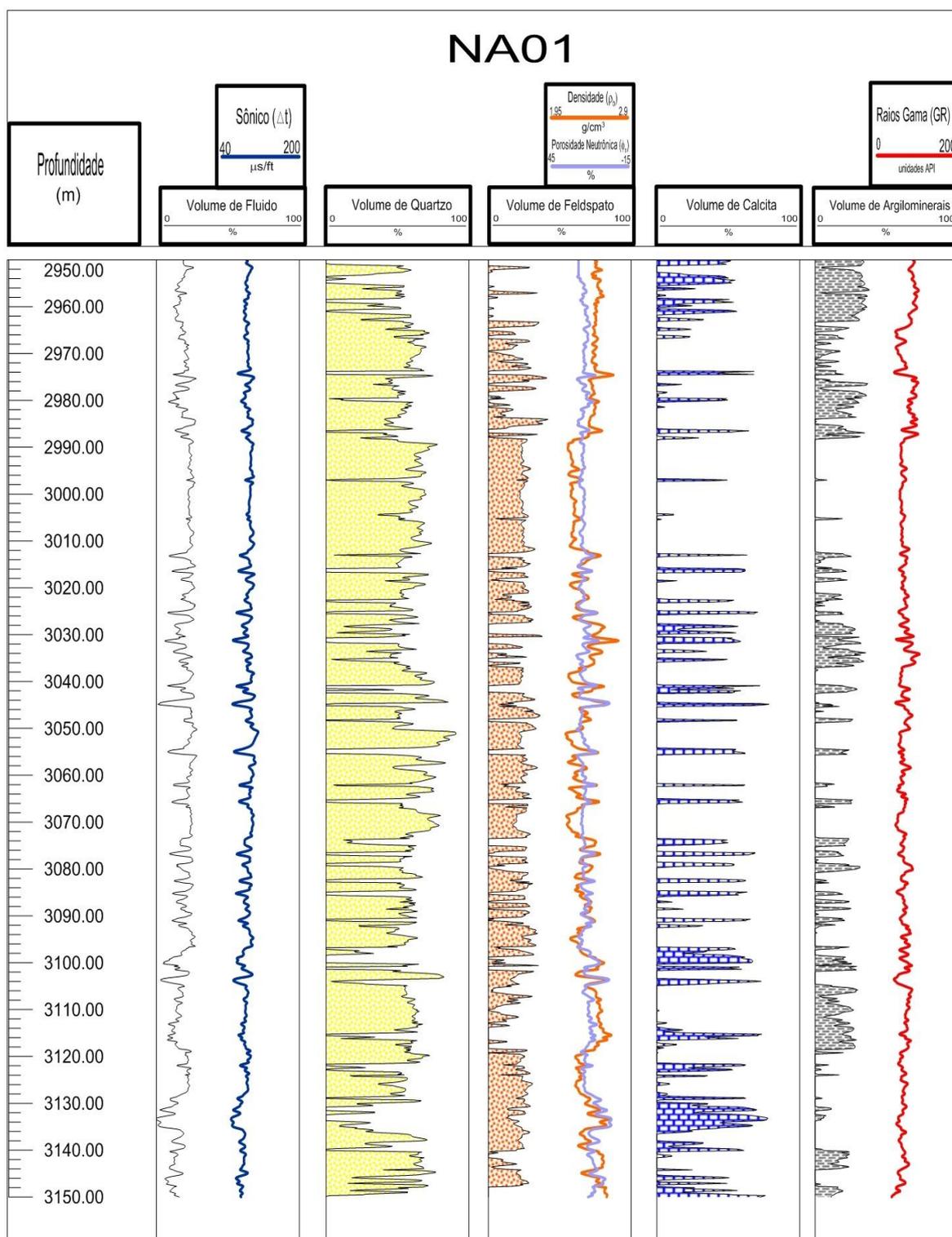


Figura 7.1 – Perfil de Percentual Volumétrico de cada constituinte e perfis geofísicos referentes ao poço NA01.

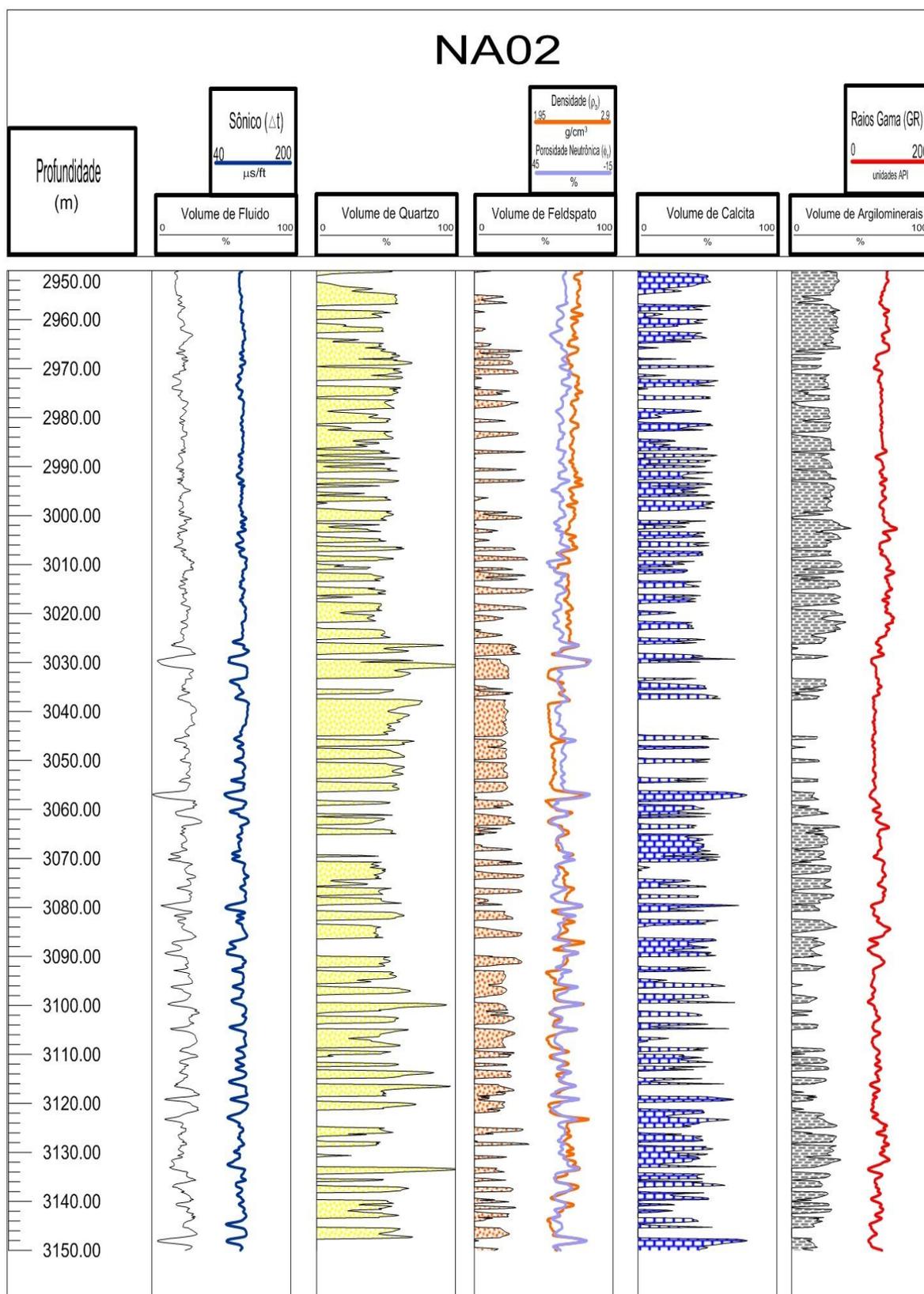


Figura 7.2 – Perfil de Percentual Volumétrico de cada constituinte e perfis geofísicos referentes ao poço NA02.

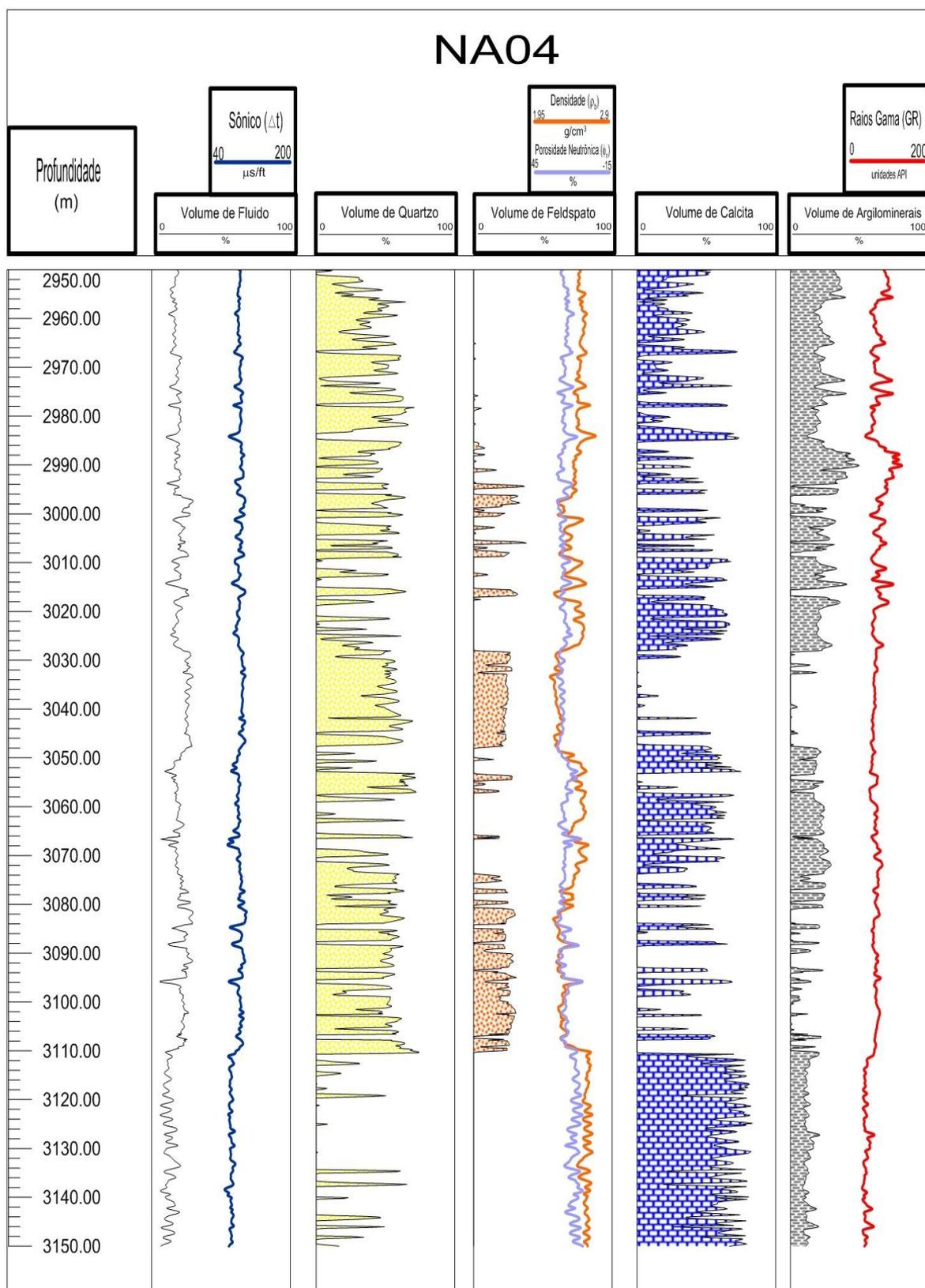


Figura 7.3 – Perfil de Percentual Volumétrico de cada constituinte e perfis geofísicos referentes ao poço NA04.

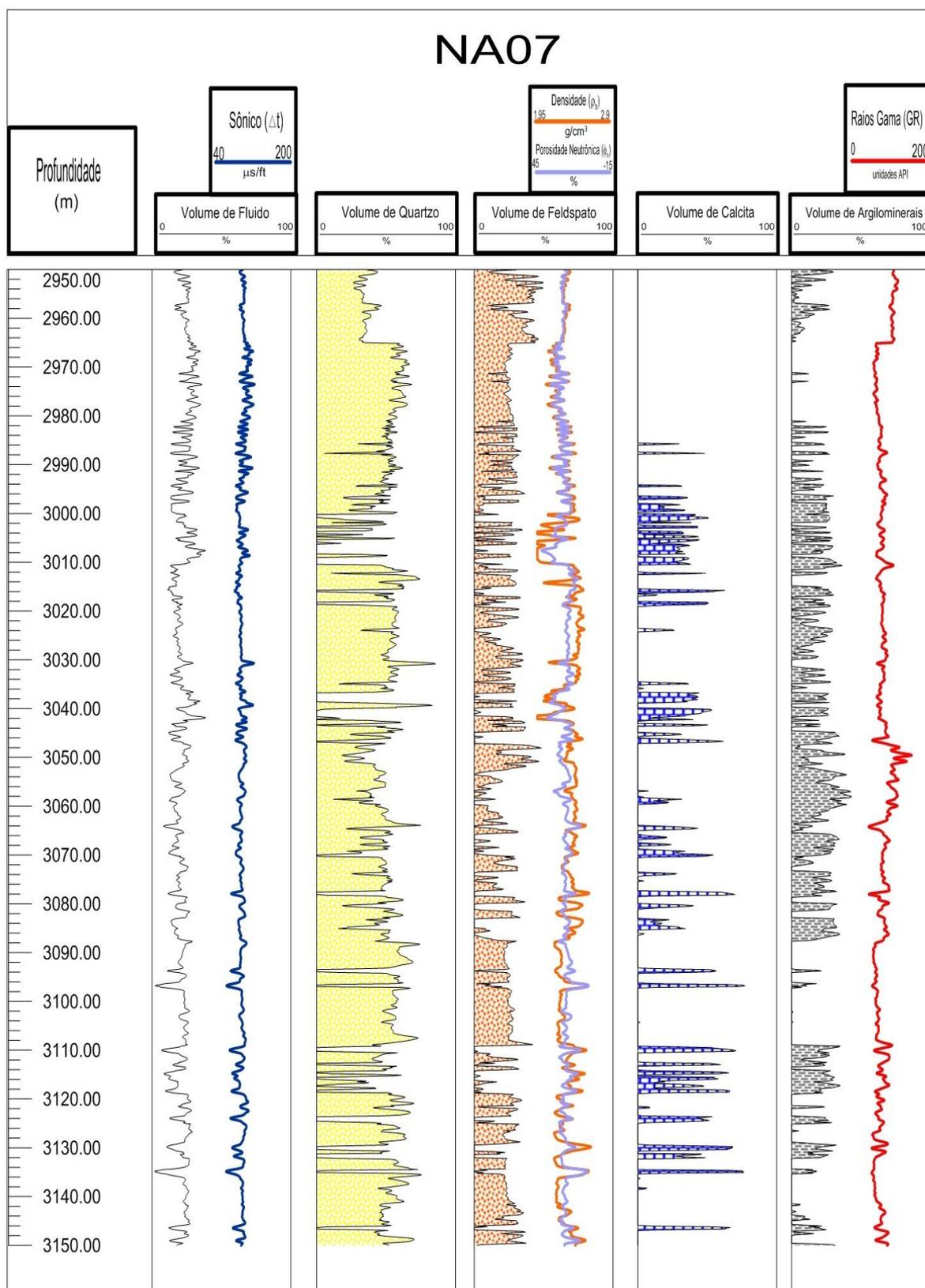


Figura 7.4 – Perfil de Percentual Volumétrico de cada constituinte e perfis geofísicos referentes ao poço NA07.

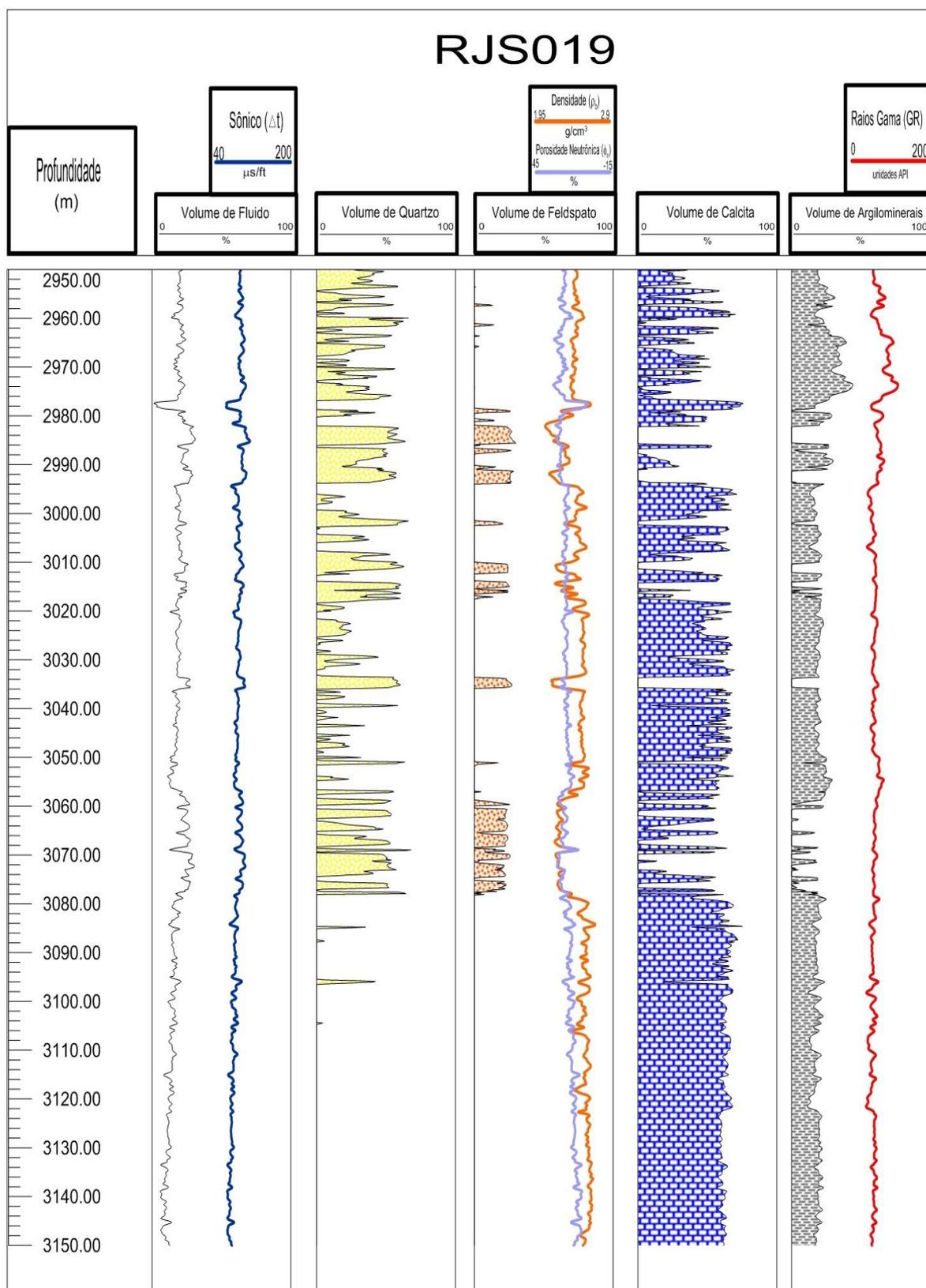


Figura 7.5 – Perfil de Percentual Volumétrico de cada constituinte e perfis geofísicos referentes ao poço RJS019.

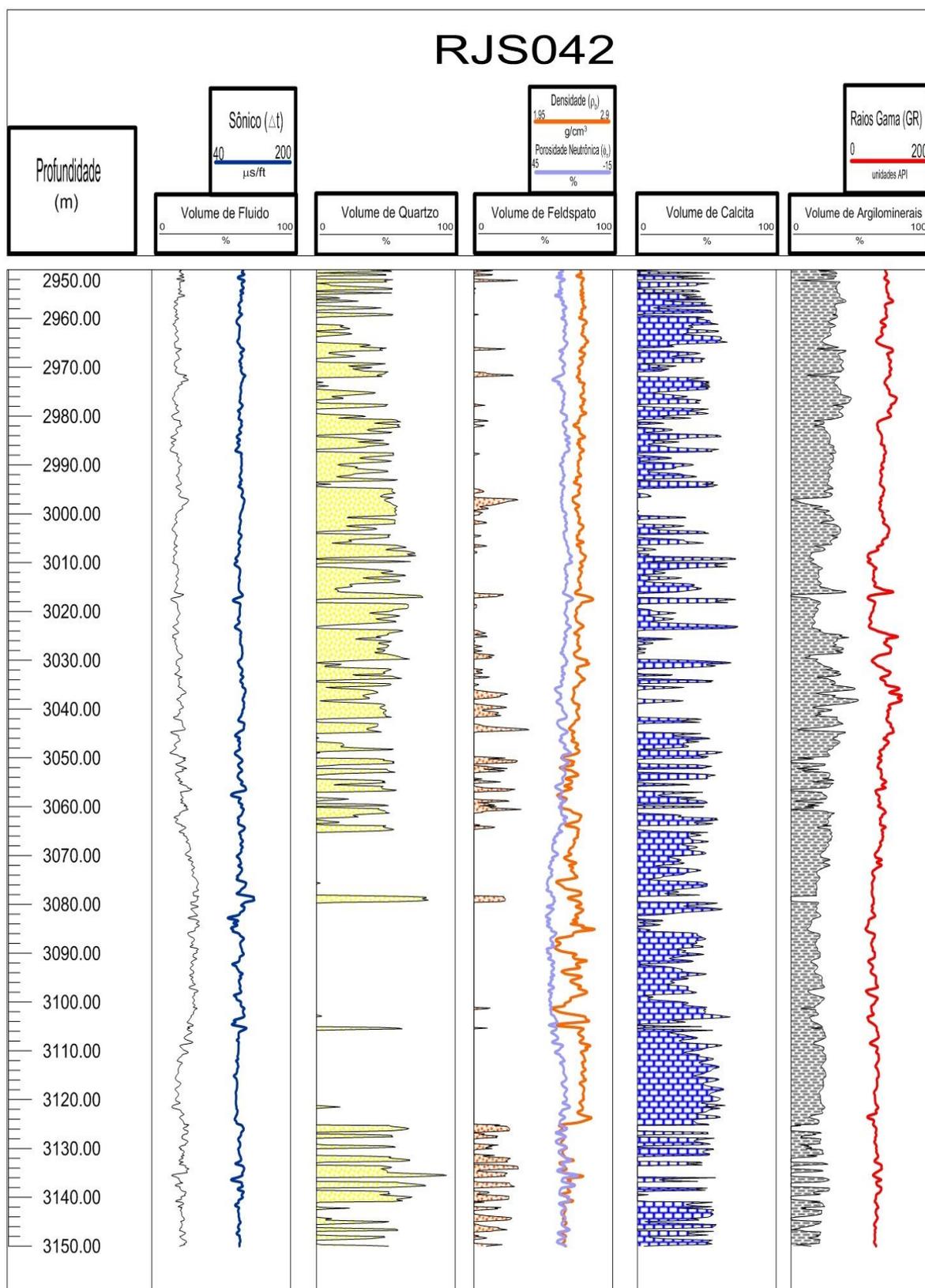


Figura 7.6 – Perfil de Percentual Volumétrico de cada constituinte e perfis geofísicos referentes ao poço RJS042.

Podemos notar em todos os poços que a curva do perfil sônico possui a mesma tendência do volume de fluido calculado. Isto se mostra coerente, uma vez que o perfil sônico possui como objetivo principal a identificação de zonas saturadas em fluido através da medição do tempo de transito (Δt), que é significativamente maior quando há fluido na formação.

O *crossplot* do perfil de densidade com o perfil de porosidade neutrônica é uma técnica conhecida por prover informações sobre a litologia e, conseqüentemente, sobre a mineralogia da formação. Ambos os perfis são capazes de medir a porosidade total, porém, devido a grande quantidade de água adsorvida em folhelhos, o perfil de porosidade neutrônica fará leituras de alta porosidade erroneamente (Nery, 1990), mesmo em folhelhos com baixíssima porosidade. O perfil de densidade, por sua vez, não é tão sensível a esta característica dos folhelhos, tornando-o mais preciso para identificar zonas com alta porosidade (baixos valores de ρ_b). Assim, zonas de reservatório apresentam a curva de ρ_b a esquerda da curva de ϕ_n e zonas de folhelho (ou outras rochas argilosas) apresentam a curva de ρ_b a direita da curva de ϕ_n . Podemos visualizar essas características em todos os poços, onde as zonas de reservatórios possuem grande quantidade de quartzo e feldspato (arenito arcoseanos reservatório) e as zonas de folhelho apresentam altos volumes de argilominerais e calcita (em margas) coerentes com o *crossplot*. Além disso, as rochas carbonáticas (ricas em calcita) são caracterizadas por altos valores de densidade (por serem pouco porosas) e baixíssimos valores de porosidade neutrônica (por não possuírem fluidos adsorvidos). Um exemplo claro desta constatação, que também é observada em todos os poços, está na parte inferior do poço RJS019 (Figura 7.5), onde o comportamento do *crossplot* é coerente com a alta porcentagem de calcita.

Por fim, o perfil de raios gama, sensível às zonas que contenham átomos radioativos (K, Th e U), o que geralmente caracteriza os argilominerais, apresenta uma curva com tendência compatível a esta afirmação. Em todos os poços podemos notar que onde foram medidos altos valores de GR, há grande volume de argilominerais. É importante ressaltar que em intervalos areníticos a leitura não é tão baixa como se esperaria devido ao feldspato potássico presente nesta formação.

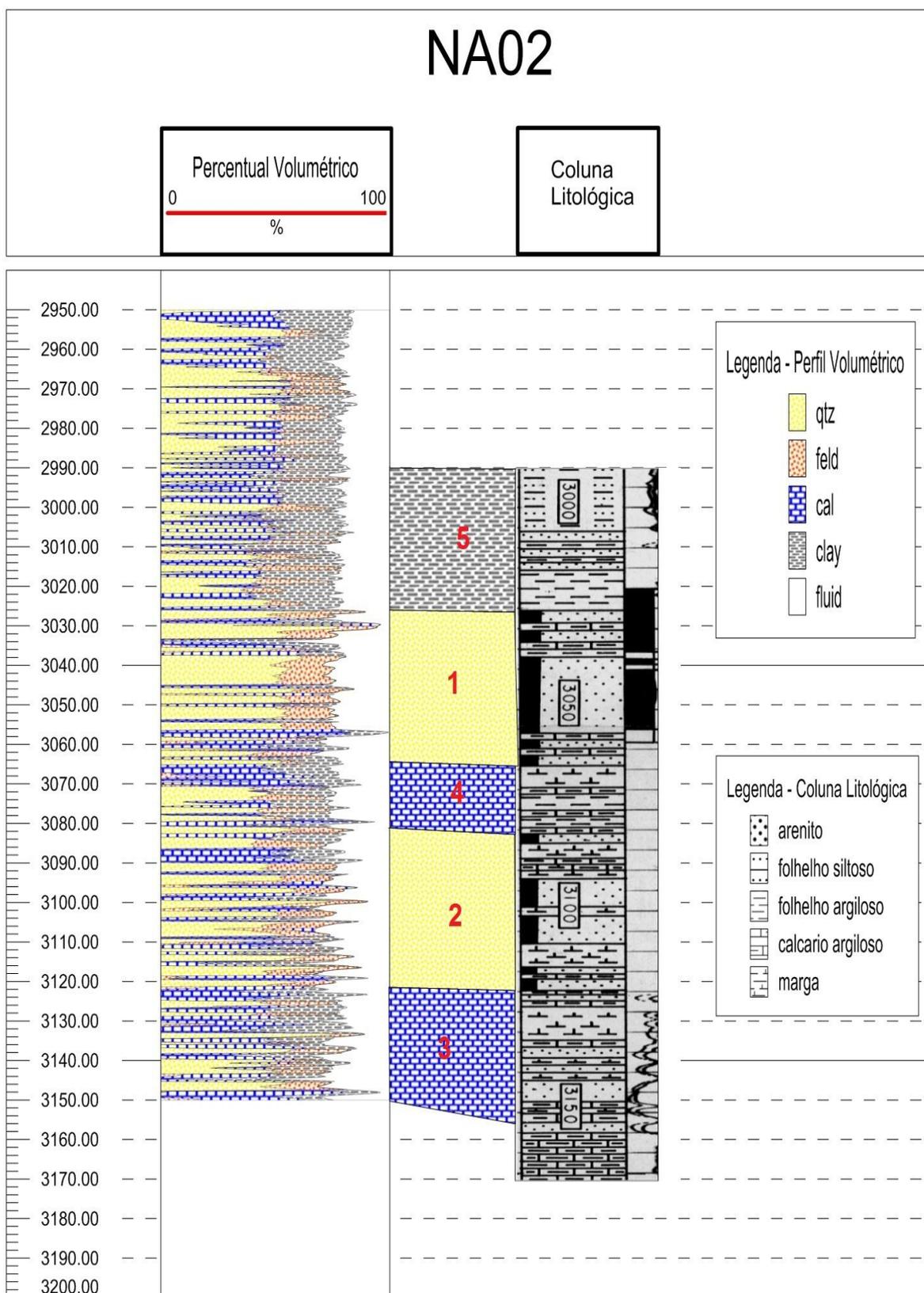


Figura 7.8 – Perfil de Percentual Volumétrico calculado e comparado à Coluna Litológica do poço NA02.

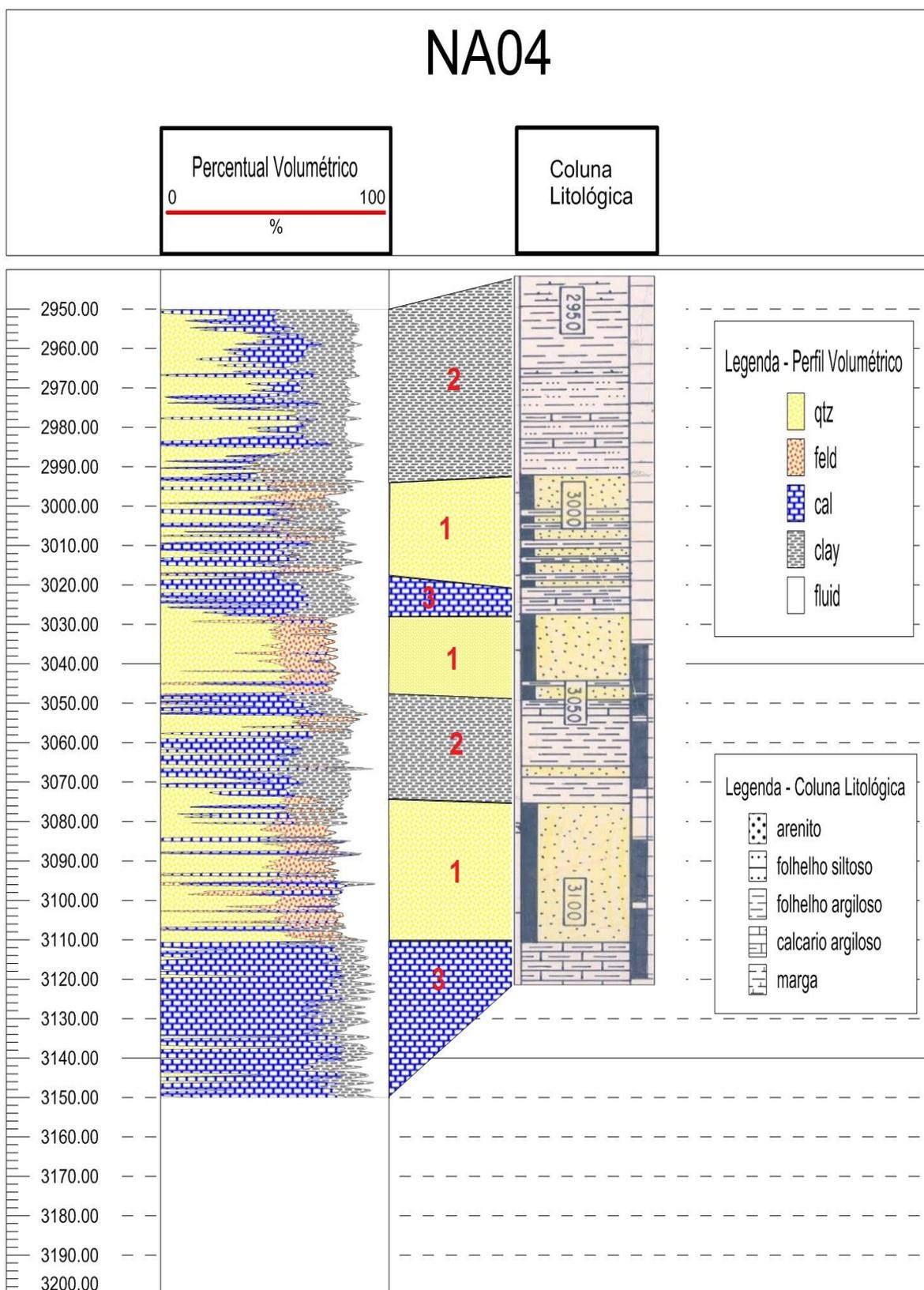


Figura 7.9 – Perfil de Percentual Volumétrico calculado e comparado à Coluna Litológica do poço NA04.

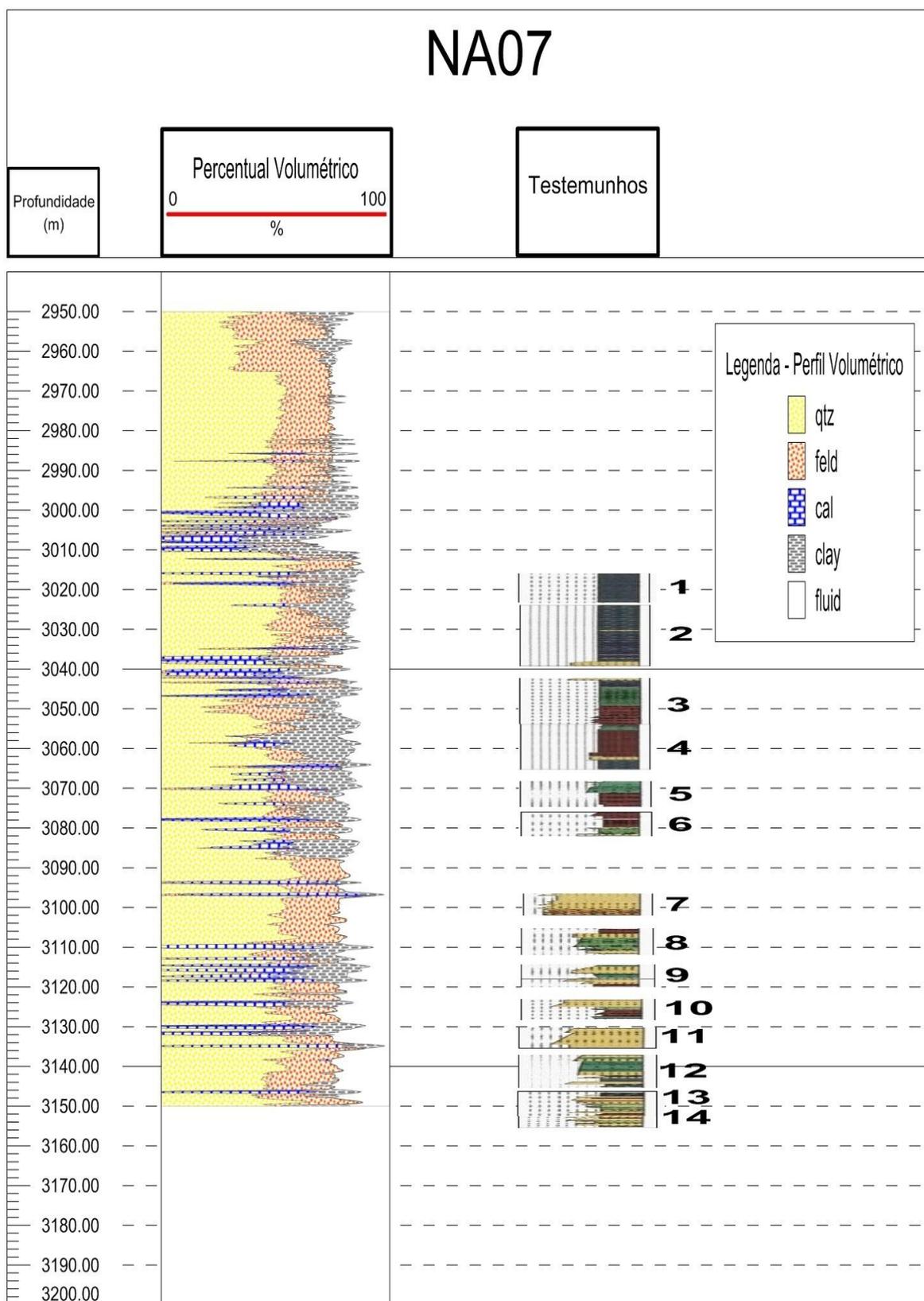


Figura 7.10 – Perfil de Percentual Volumétrico calculado e comparado às fácies dos testemunhos do poço NA07.

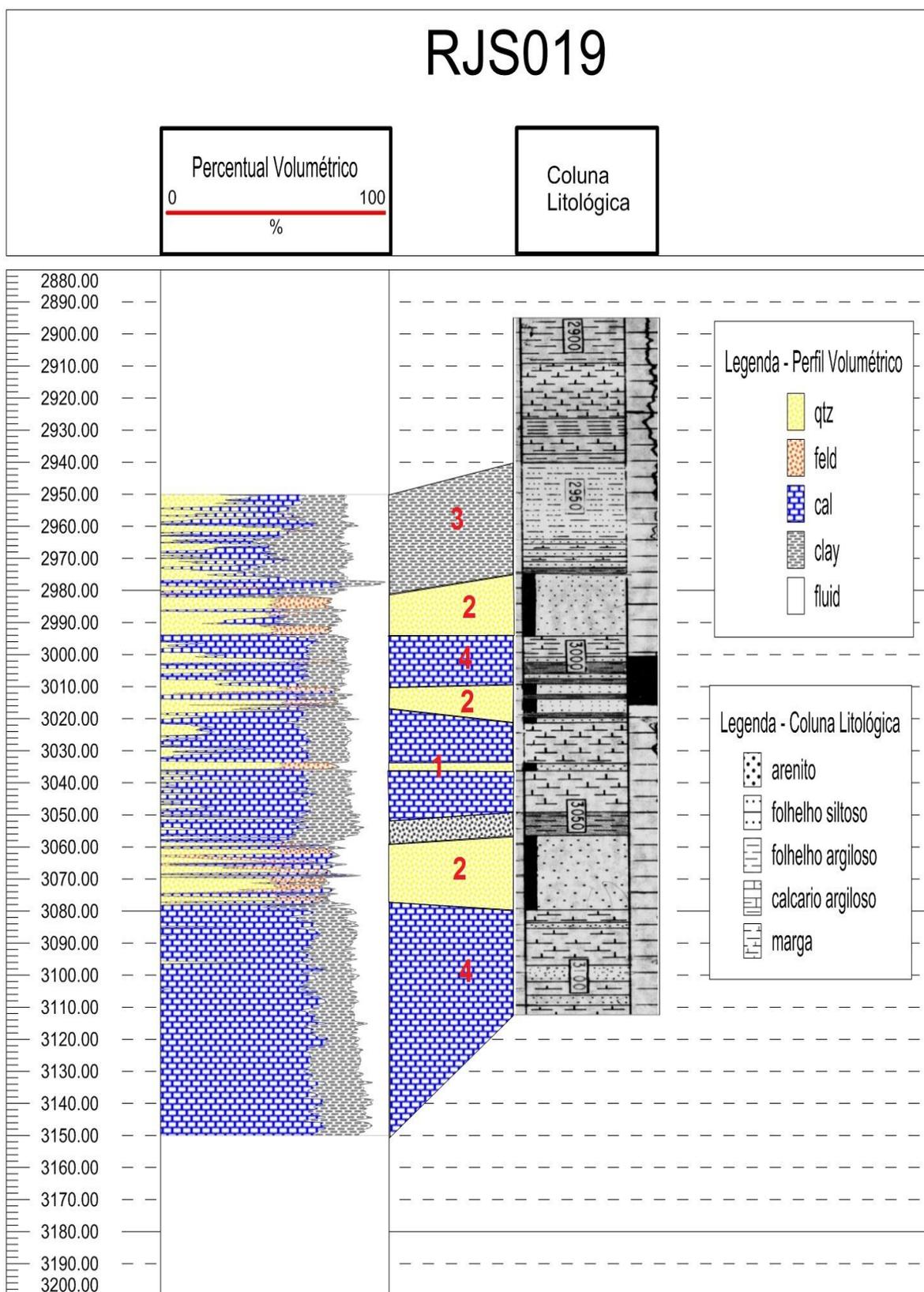


Figura 7.11 – Perfil de Percentual Volumétrico calculado e comparado à Coluna Litológica do poço RJS019.

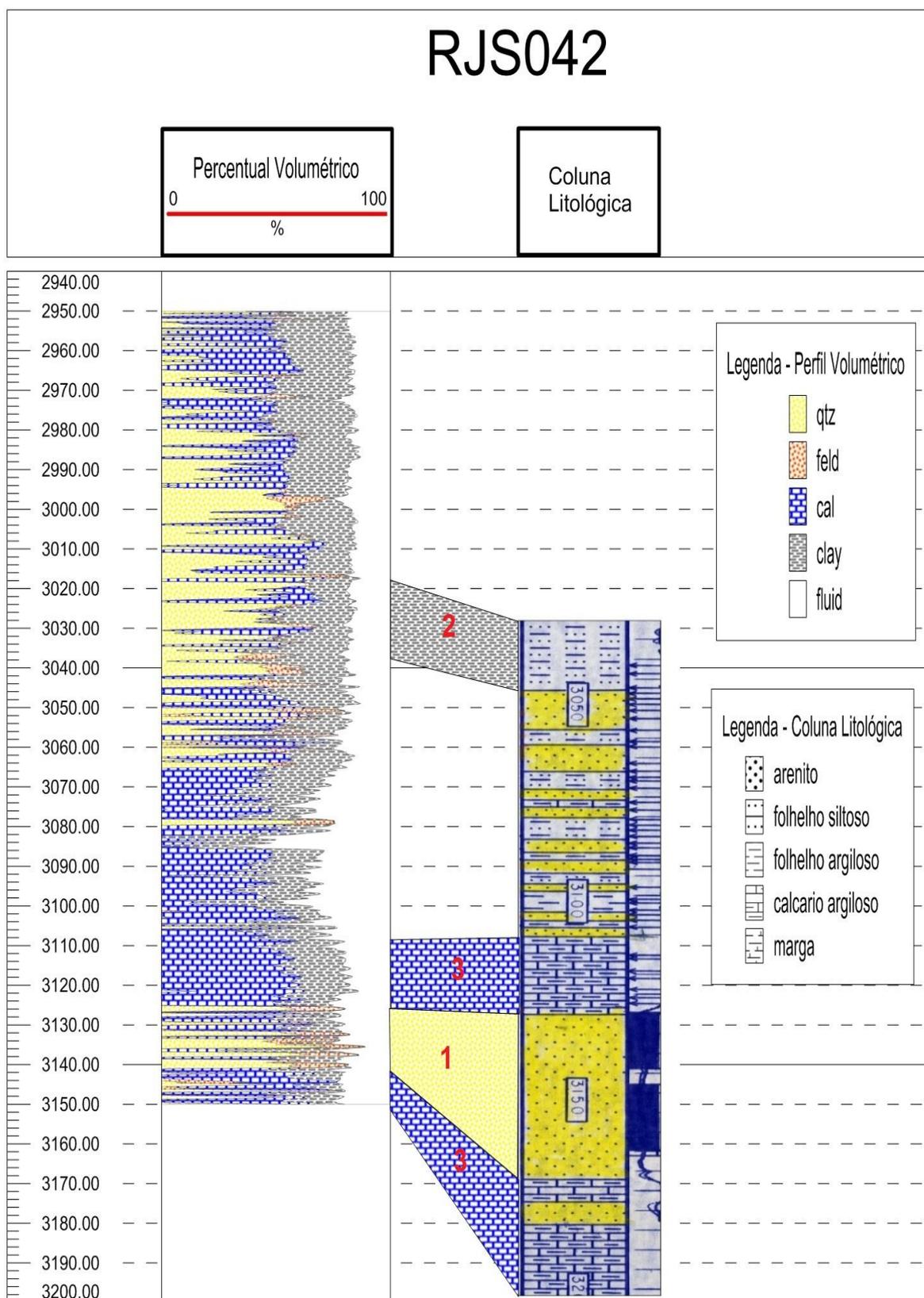


Figura 7.12 – Perfil de Percentual Volumétrico calculado e comparado à Coluna Litológica do poço RJS042.

No poço NA01 (Figura 7.7) podemos ver quatro pacotes de arenito bem definidos (identificados pelo número 1) pelo alto percentual de quartzo, feldspato e fluido, coerentes com o que foi interpretado na coluna litológica. Analogamente, temos dois intervalos de calcário argiloso (número 2) bem estimados, com grande quantidade de calcita e argilominerais e pouca quantidade de fluido, coerentes com a mineralogia deste tipo de rocha. No número 3 temos identificado um pacote de marga intercalada com folhelho e arenito, o que justifica a grande quantidade de argilominerais, calcita, quartzo e feldspato, mas pouco fluido. Por último, no número 4 podemos observar uma camada de folhelho siltoso, bem estimado pelo alto teor de argilominerais.

Seguindo a mesma análise, no poço NA02 (Figura 7.8) podemos notar dois pacotes de arenito intercalados com calcário (número 1) e com marga (número 2), ambos bem estimados no perfil volumétrico. No número 3 podemos ver uma camada de marga intercalada com arenito e calcário argiloso, também coerente com o que foi calculado. No número 4 temos camadas de calcário argiloso e marga, justificando a predominância de argilominerais e calcita neste intervalo. Já no número 5 encontra-se uma camada de folhelho siltoso e argiloso, intercalada por uma fina camada de arenito, ambas coerentes com o percentual volumétrico.

No poço NA04 (Figura 7.9) temos os intervalos areníticos marcados com o número 1 e os de folhelho argiloso com o número 2. Neste poço devemos destacar os dois intervalos de calcário (número 3), perfeitamente estimados pelo método aplicado, com altíssima porcentagem de calcita e argilominerais e pouco fluido detectado.

No poço NA07 (Figura 7.10), apesar da ausência da coluna litológica, a quantidade de testemunhos disponíveis nos permite verificar tranquilamente a eficácia do cálculo que realizamos. Na parte inferior notamos grande quantidade de quartzo e feldspato com intercalação de argilominerais e calcita, coerentes com os testemunhos (7, 8, 9, 10, 11, 12, 13 e 14) que indicam arenito intercalado com folhelho. Já na parte central, os testemunhos (1, 2, 3, 4, 5 e 6) são compostos predominantemente de folhelhos, margas e arenitos, o que está bem demonstrado através de boas quantidades de quartzo, argilominerais, calcita e feldspato no perfil de percentual volumétrico.

Ao observar o perfil volumétrico do poço RJS019 (Figura 7.11) podemos destacar a eficiência de nossa metodologia através da perfeita estimativa de uma fina camada de arenito entre dois pacotes de margas (número 1). Além disso, outros três intervalos de arenito também estão bem estimados (número 2), assim como uma camada de folhelho (número 3) e duas camadas de margas (número 4).

Já os resultados obtidos para o poço RJS042 (Figura 7.12) não demonstram o mesmo nível de eficácia dos outros poços. As camadas sedimentares não estão bem definidas, mas, é possível enxergar algumas tendências, como o pacote de arenito (número 1), de folhelho (número 2) e o de calcário argiloso (número 3). É possível que o pacote sedimentar entre 3050 e 3100m, que possui intercalações repetidas de camadas de arenito e folhelhos tenha causado respostas anômalas nas ferramentas de perfuração, gerando erros na estimativa dos constituintes mineralógicos.

Segundo Rabe (2003) os folhelhos comuns (siltosos ou argilosos), possuem de 0 a 20% de calcita ou dolomita em sua composição e de 0 a 20% de sílica amorfa (opala, calcedônia e quartzo), além da possível agregação de feldspatos de origem detritica. A opala e a calcedônia, por fazerem parte do grupo de minerais compostos basicamente por sílica, têm propriedades muito parecidas com as do quartzo (também do grupo da sílica), que usamos para o nosso cálculo. Estas considerações, somadas aos dados sobre composição das rochas sedimentares citados no Capítulo 3, explicam a grande quantidade de quartzo (principalmente) e feldspato mesmo em intervalos de rochas ricas em argilominerais e calcita (folhelhos, margas e calcários).

Uma vez que o intervalo de dados que usamos está inserido na parte superior da Formação Macaé (Tigre & Lucchesi, 1986), realizamos correlações entre poços. Para isto, traçamos um perfil A-B (Figura 7.13), de forma a coletar dados de quatro poços: NA04, RJS19, NA02 e RJS42. Em seguida, fizemos os gráficos de correlação entre as colunas litológicas (Figura 7.14) e entre os perfis de porcentagem volumétrica (Figura 7.15).

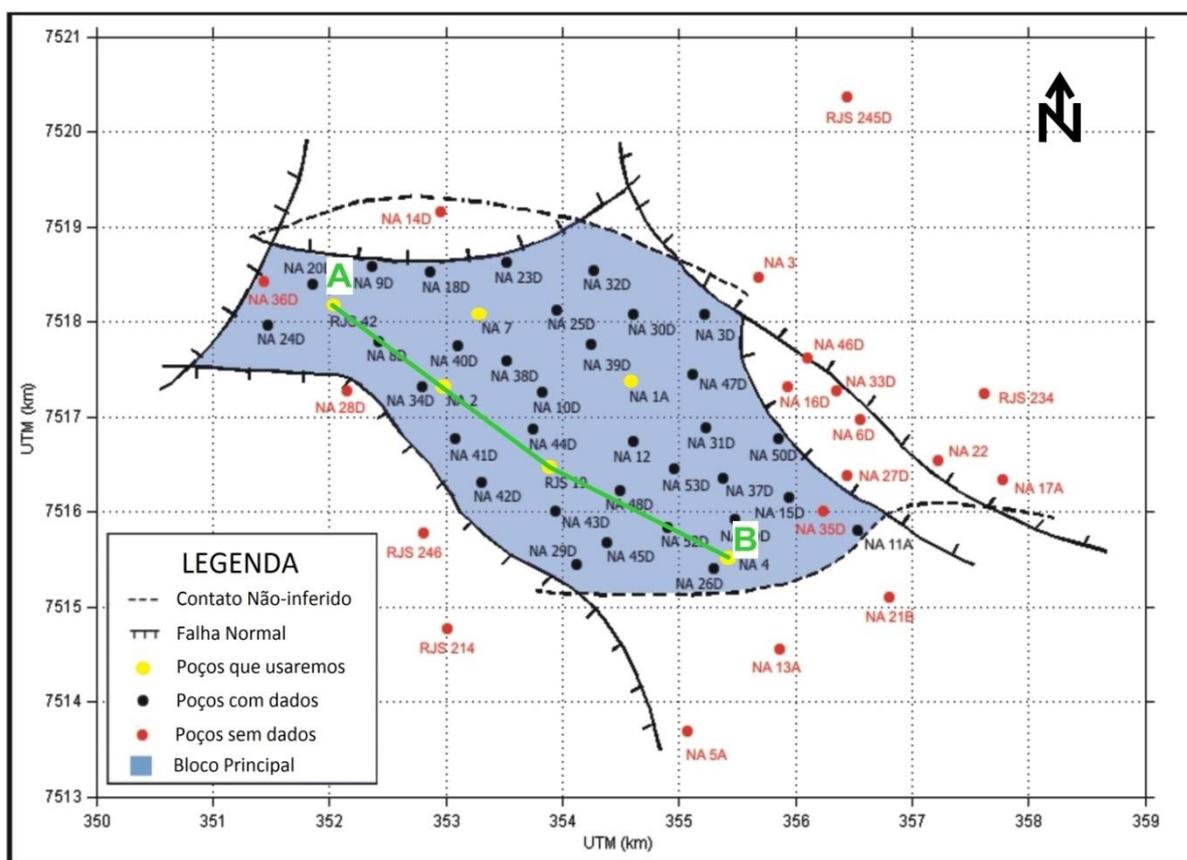


Figura 7.13 – Mapa do Campo de Namorado com o perfil A-B traçado para a correlação de poços. Modificado de Augusto, 2009.

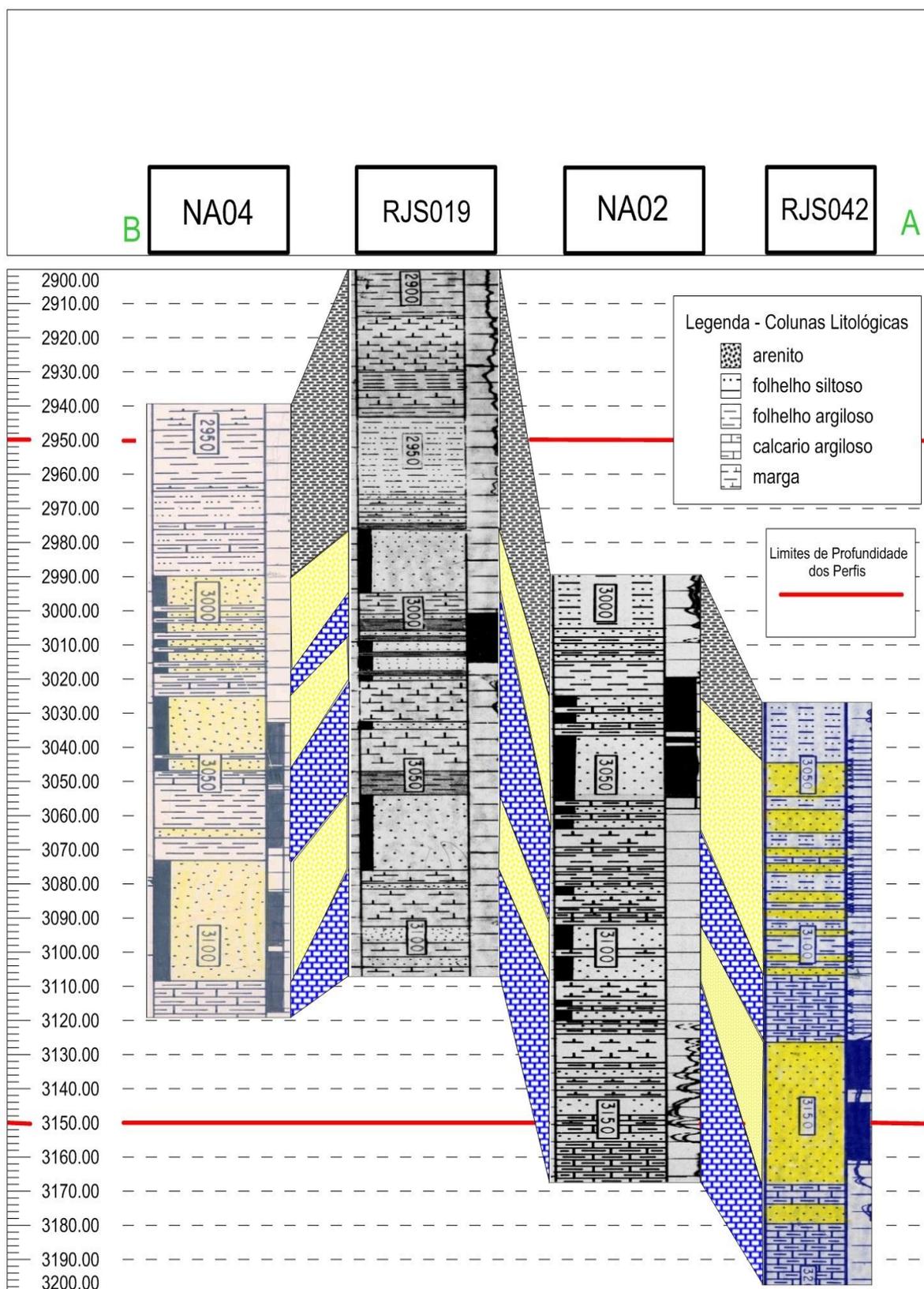


Figura 7.14 – Correlação das Colunas Litológicas de acordo com o Perfil A-B.

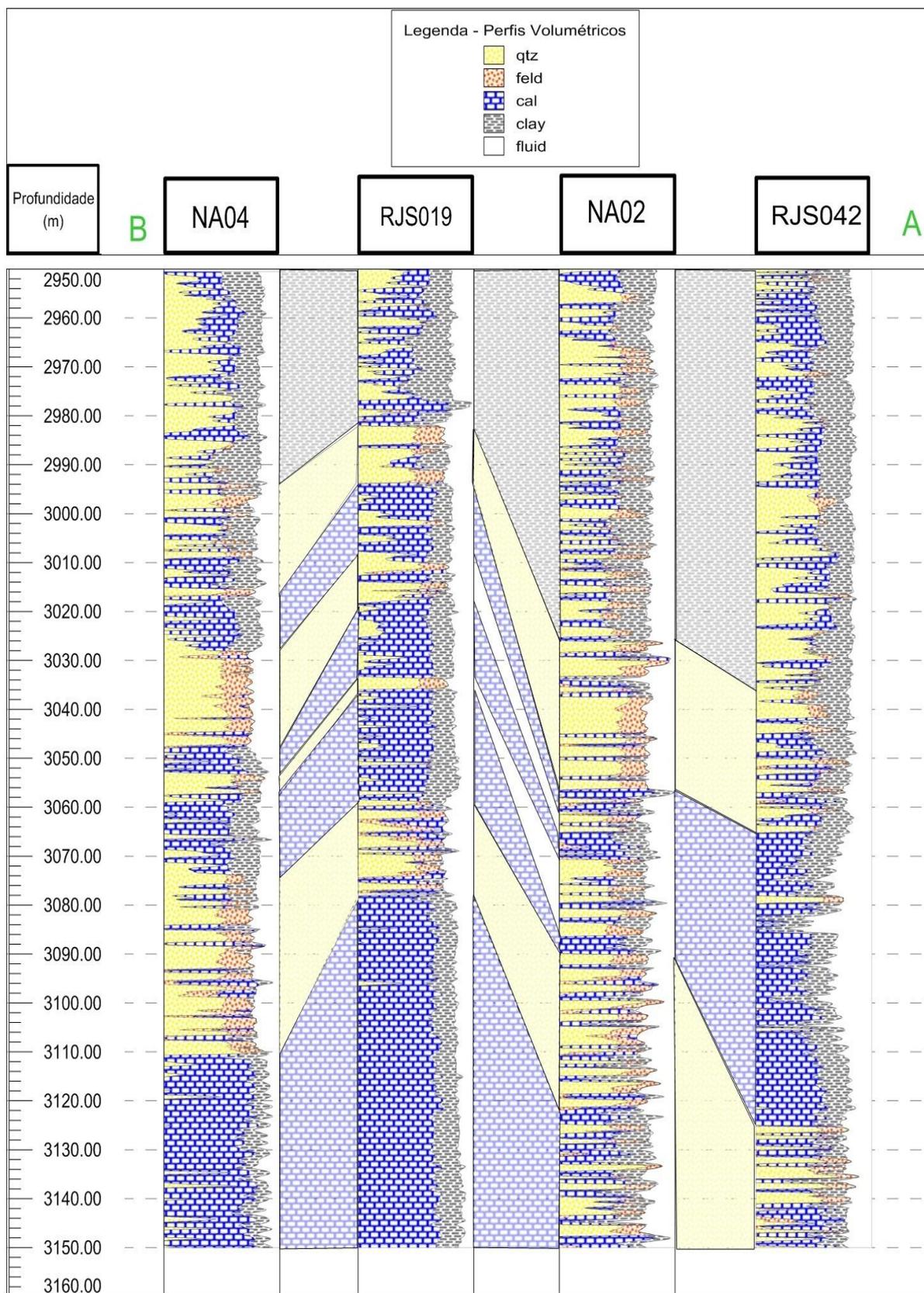


Figura 7.15 – Correlação dos Perfis de Percentuais Volumétricos de acordo com o Perfil A-B.

Analisando as Figuras 7.14 e 7.15 é possível notar que os perfis volumétricos seguem exatamente a mesma tendência das colunas litológicas. As camadas depositadas apresentam-se em diferentes profundidades para cada poço, ora sendo deslocadas para cima, ora deslocadas para baixo.

8 CONCLUSÕES

Obviamente, as rochas que compõem a parede dos poços não são só formadas por quartzo, feldspato, calcita, argilominerais e fluido. Elas são formadas também por componentes com propriedades físicas completamente diferentes em comparação com as que usamos neste projeto. Entretanto, ao analisar os testemunhos e pesquisando sobre geologia sedimentar, podemos dizer que não só as rochas presentes nesta área como qualquer outra em qualquer região do planeta teria, com certo nível de probabilidade, um ou mais destes quatro minerais em sua composição. Isto somado aos resultados obtidos com nosso método nos permite dizer que os constituintes que selecionamos são parâmetros razoáveis para o cálculo da estimativa do percentual volumétrico.

Como já citada no Capítulo 2, os minerais de argila têm uma particularidade em virtude de sua gênese, fazendo com que exista uma grande variedade destes minerais nas formações geológicas, cada um com diferentes propriedades físicas. Por isso, os valores utilizados para o cálculo de V_{clay} podem não terem sido os corretos, uma vez que a definição dos minerais argilosos que compõem efetivamente a formação é uma vertente da geologia bastante complexa e ampla. Porém, os resultados obtidos, mais uma vez, mostram que os valores que adotamos foram eficientes para caracterizar intervalos ricos em argilominerais.

Deve-se notar também que toda a extensão de dados que calculamos para todos os poços apresenta uma significativa porcentagem de volume de fluido, mesmo em sequencias sedimentares que não correspondem ao reservatório. Isto é causado pela influência da chamada “zona lavada”, parte da parede dos poços que são contaminadas fortemente pelo fluido de perfuração, não indicando, desta maneira, a presença de hidrocarbonetos. Porém, é notada o aumento do percentual

de fluido nas áreas de reservatório (arenitos), o que certamente indica a presença de hidrocarbonetos na formação.

É importante ressaltar que o modelo de rocha que usamos como embasamento para os cálculos é proveniente da interpretação dos dados dos testemunhos e assim, estaremos sujeito a erros ou simplesmente a visão particular do intérprete, já que não existe verdade absoluta quando se trata de interpretação. Portanto, a metodologia aplicada neste trabalho dependerá de avaliações feitas previamente por outros profissionais, fazendo-se necessárias modificações de acordo com as afirmações destes profissionais para cada área de estudo que se deseja investigar.

Com essas considerações finais, podemos dizer que o método de inversão mineralógica é bastante flexível, podendo ser adaptado para diferentes áreas, além de ser capaz de prover informações úteis para avaliar as formações sedimentares de um poço e estimar, com um bom nível de eficácia, a litologia dos intervalos não testemunhados. Esta metodologia aliada com outras ferramentas geofísicas, como a sísmica de reflexão, pode ser de grande ajuda para a caracterização de reservatórios e, conseqüentemente, para a redução dos custos operacionais e maximização dos lucros da produção.

9 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALVES, A. C. **Geologia do Petróleo**. Apostila, Natal, Petrobras/UFRN, 1986.

AUGUSTO, F. **Mapas de Amplitude Sísmica para incidência normal no reservatório Namorado, Bacia de Campos**. Tese de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Geofísica, Observatório Nacional, pp 5-40, 2009.

BACOCOLI, G., MORALES, R.G., CAMPOS, O.A.J. **The Namorado Oil Field: A Major Oil Discovery in the Campos Basin, Brazil**. In: Giant Oil and Gas Fields of the Decade: 1968-1978. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, p. 329-338. (AAPG Memoir 30), 1990.

BARBOZA, E.G. **Análise Estratigráfica do Campo de Namorado (Bacia de Campos) com base na Interpretação Sísmica Tridimensional**. Tese de Doutorado, Curso de Pós-graduação em Geociências, UFRGS, 230 p., 2005.

BARBOZA , E. G., TOMAZELLI , L. J., AYUP-ZOUAIN, R. N., ROSA, M. L. C. C. **Análise Faciológica e Modelo Depositional do Arenito Namorado, Bacia de Campos, RJ**. 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, IBP, Salvador, 2004.

BIZZI, L. A., SCHOBENHAUS, C., VIDOTTI , R. M., GONÇALVES , J. H. **Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil**. CPRM, Brasília, 2003.

BORGES, Y. A., MARTINS, J.L. **Mineralogical Analysis for a Well in the Namorado Reservoir**. 12th International Congress of the Brazilian Geophysical Society. Agosto, 2011.

BURST, J. F. **Diagenesis of Gulf Coast clayey sediments and its possible relation to petroleum migration**. AAPG Bulletin, January, v. 53 no. 1 p. 73-93, 1969

DEWAN, J. T. **Essentials of modern open-hole log interpretation**. PennWell Publishing Co., Tulsa, OK, 361 p., 1983.

DOUCHAFOUR, P. **Précis de Pedalogie** (2^a Edição). Paris: Masson & Cie, 1964.

ELLIS, D. V. & SINGER, J. M. **Well Logging For Earth Scientists**. Berlin: Springer, 2007.

FOCUS. **Neutron Porosity Logging Revisited**. Oil Field Review, Schlumberger, October, 1994.

GLOVER, P. **Chapter 13: The Formation Density Log**. Petrophysics MSc Course Notes, 2000.

IBP, **Informativo Sobre o Pré-Sal – Bacia de Campos**. Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, 2009. Disponível em: <http://www.ibp.org.br/main.asp?View=%7B58784FF7-BB06-46B8-8200-A72A1FA66ABD%7D&Team=%7BCFA331ED-C047-4441-8EEC-9467D2F58BE4%7D>. Acessado em: 22 de Março de 2012.

JOHANN. P.R.S. **Inversion sismostratigraphique et simulations stochastiques en 3D: réservoir turbiditique, offshore du Brésil**. Ph.D. Thèse Université Pierre et Marie Curie, 352 p, 1997.

KAUFFMAN, R.A., VAN DYK, D. **Feldspars: in Carr, D.D. and others, eds., Industrial minerals and rocks** (6th edition): Littleton, CO., Soc. for Mining, Metallurgy, and Exploration, Inc., p. 473-481, 1994.

KRYNINE, P. D. **The megascopic study and field classification of sedimentary rocks**. Jour. Geol., 56: 130-165, 1948.

LNEG. **Léxico de Termos Geológicos**. Laboratório Nacional de Energia e Geologia, Portugal, 2010. Disponível em: http://e-geo.ineti.pt/bds/lexico_geologico/termo.aspx?termo=marga

MACHADO, F.B.; MOREIRA, C.A.; ZANARDO, A; ANDRE, A.C.;GODOY, A.M.; FERREIRA, J. A.; GALEMBECK, T.; NARDY, A.J.R.; ARTUR, A.C.; OLIVEIRA, M.A.F.de. **Enciclopédia Multimídia de Minerais**. UNESP, 2003. Disponível em: <http://www.rc.unesp.br/museudpm>. Acessado em 25 de Abril de 2012.

MILLIOT, G. **Geology of Clays**. Paris: Masson & Cie, 1970.

NERY, G. G. **Perfilagem geofísica em poço aberto**. Apostila do Curso de Engenharia de Petróleo, Centro de Ensino da PETROBRAS, Salvador, 231 p., 1990. (Disponível em www.geraldogirao.com.br).

RABE, C. **Estudo experimental da interação folhelho-fluido através de ensaios de imersão**. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – PUC-Rio. Departamento de Engenharia Civil, 2003.

SCHALLER, H. **Estratigrafia da Bacia de Campos**. In: Congresso Brasileiro de Petróleo 2. Rio de Janeiro, 1982. Anais... Rio de Janeiro, IBP, trabalho nº 18, 1982.

SCHÖN, J.H. **Physical properties of rocks: Fundamentals and principles of petrophysics**. Handbook of Geophysical Exploration, Seismic Exploration. Pergamon, Vol. 18, 583 p., 1996.

SCHLUMBERGER. **Introduction to Openhole Logging**, 1996.

SCHLUMBERGER. **Log Interpretation Chartbook**, 2009.

SOUZA Jr., O.G. **Stratigraphie séquentielle et modélisation probabiliste des réservoirs d'un cône Sous-marin profond (Champ de Namorado, Brésil)**. Integration des données géologiques et géophysiques. Ph.D. Thèse, Université Pierre et Marie Curie, 215p., 1997.

SOUZA-LIMA, W., JUNIOR, G. P. H. **Bacias da Margem Continental**. Fundação Paleontológica Phoenix, Sergipe, Brasil, 2003.

SUGUIO, K. **Geologia Sedimentar**. São Paulo: Edgard Blücher. 2003.

TEIXEIRA, W.; TOLEDO, M. C. M. de; FAIRCHILD, T. R.; TAIOLI, F. (Orgs.) **Decifrando a Terra**. São Paulo: Oficina de Textos, 568 p., 2000.

TIGRE, C. A. & LUCCHESI, C. F. **Estado atual do desenvolvimento da Bacia de Campos e perspectivas**. In: Seminário de Geologia de Desenvolvimento e Reservatório, DEPEX-PETROBRAS, Rio de Janeiro, 1-12, 1986.

UHLEIN, A., SUCKAU, G. L., SANGLARD, J. C. D. **Sedimentologia e Petrologia Sedimentar**. Departamento de Geologia, UFMG, 1991.

WEAVER, C. E. **Possible uses of clay minerals in the search for oil.** Bulletin AAPG 44, 1505-18p., 1960.

WENTWORTH, C. K. **A scale of grade and class terms for clastic sediments.** J. Geology V. 30, 377-392p.,1922.

WINTER, W. R., JAHNERT, R. J., FRANÇA, A. B. **Boletim de Geociências Petrobras.** Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 511-529, maio/nov, 2007.