

PROJETO FINAL EM GEOFÍSICA II



MODELAGEM NUMÉRICA DA DENSIDADE EFETIVA DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO E GÁS

Aluna: Mariana Ferreira de Magalhães

Orientador : Dr. Jorge Leonardo Martins – Pesquisador Associado – ON/MCT

Co-Orientador: Dr. Alexandre Motta Borges – Pesquisador Associado – UFF

MODELAGEM NUMÉRICA DA DENSIDADE EFETIVA DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO E GÁS

MARIANA FERREIRA DE MAGALHÃES

SUBMETIDO AO CURSO DE GRADUAÇÃO EM GEOFÍSICA DO
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL
FLUMINENSE COMO REQUISITO OBRIGATÓRIO DA DISCIPLINA
PROJETO FINAL EM GEOFÍSICA II

ÁREA DE CONCENTRAÇÃO: GEOFÍSICA APLICADA

ORIENTADORES: JORGE LEONARDO MARTINS (COGE-ON/MCT)
ALEXANDRE MOTTA BORGES (UFF)

APROVADA POR:

Dr. JORGE LEONARDO MARTINS, COGE-ON/MCT

Dr. ALEXANDRE MOTTA BORGES, UFF

Dra. ELIANE ALVES DA COSTA, UFF

Dr. CLEVERSON GUIZAN SILVA, UFF

Dr. VICTOR TOCANTINS, PETROBRAS

RIO DE JANEIRO – RJ – BRASIL
JULHO DE 2009

FICHA CATALOGRÁFICA:

Magalhães, Mariana Ferreira.

Modelagem Numérica da Densidade Efetiva de Reservatórios de Petróleo e Gás

X, 60p.

Projeto Final 2, (Bacharelado em Geofísica) – Universidade Federal Fluminense – UFF – Faculdade de Geofísica, 2009.

Orientadores: Jorge Leonardo Martins, ON/MCT
Alexandre Motta Borges, UFF

1- Bacia de Campos, 2- Arenito Namorado, 3- Bacia de Campo, 4- Perfilagem.

- Monografia. I. Martins, J.L. e Borges, A.M. (Orient.). II. Universidade Federal Fluminense. Faculdade de Geofísica. III. Título.

Resumo

Estudamos um modelo físico geral para prever a densidade das rochas sedimentares. O modelo considera duas parcelas: a da rocha matriz e do espaço poroso. A rocha matriz pode ser formada por grãos minerais, argila e matéria orgânica, o espaço poroso fluido pode conter várias fases. Testes numéricos utilizando os modelos mono e bimineralicos mostram que a porosidade e a saturação de fluidos tem sua contribuição na diminuição da densidade efetiva, sendo este último contribuindo de forma bastante suave se comparado com o aumento da porosidade. Mesmo em um grau moderado, a argilosidade é um parâmetro relevante sobre a dependência da densidade da rocha. Os resultados mostram que a estimativa do volume do mineral é obrigatória para a plausível predição da densidade real de rochas clásticas.

Abstract

We study a general physical model for predicting bulk density of sedimentary rocks. The model considers two portions: the rock matrix and the pore space. The rock matrix may be formed by mineral grains, clay minerals and organic matter; the pore space may contain several fluid phases. Numerical tests using models for mono- and biminerals show that porosity and fluid saturation has contribution in reducing the effective density, the latter contributing fairly mild compared to the increase in porosity. Even in a moderate extent, shaliness is a relevant parameter on the rock density dependence. The outcomes show that mineral volume estimation is mandatory for plausible prediction of bulk density of actual clastic rocks.

“E apliquei o meu coração a esquadrihar, e a informar-me com sabedoria de tudo quanto sucede debaixo do céu; esta enfadonha ocupação deu Deus aos filhos dos homens, para nela os exercitar. Atentei para todas as obras que se fazem debaixo do sol, e eis que tudo era vaidade e aflição de espírito. Aquilo que é torto não se pode endireitar; aquilo que falta não se pode calcular. Falei eu com o meu coração, dizendo: Eis que eu me engrandeci, e sobrepujei em sabedoria a todos os que houve antes de mim em Jerusalém; e o meu coração contemplou abundantemente a sabedoria e o conhecimento. E apliquei o meu coração a conhecer a sabedoria e a conhecer os desvarios e as loucuras, e vim a saber que também isto era aflição de espírito. Porque na muita sabedoria há muito enfado; e o que aumenta em conhecimento, aumenta em dor.”
(ECCLESIASTES 1:13-18, Bíblia Sagrada.)

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus por ter me dado forças e discernimento em minha nova etapa, aos meus pais, meus amigos e ao Fernando por colocar um sorriso em meu rosto todos os dias.

Ao meu orientador Jorge Leonardo Martins por todo apoio, paciência e confiança e ao meu co-orientador Alexandre Motta Borges por sua compreensão.

A FAPERJ (proc.E-26/100.172/2008) e ao CNPq (proc.n^o101583/2009-5) pelo suporte financeiro através de uma bolsa de IC.

A todos os docentes e servidores da Faculdade de Geofísica da UFF, por toda a colaboração durante este período de graduação.

E, por fim, agradeço a professora Eliane Alves e aos professores Cleverson Guizan e Victor Tocantins por estarem presentes em minha banca. Ao Felipe e Victor Hugo por toda a convivência, parceria, amizade e cumplicidade durante nosso período de graduação e ao Ricardo Teixeira que me ajudou na organização deste trabalho. A todos, desejo muita saúde, prosperidade e sucesso!

SUMÁRIO

Resumo.....	IV
Abstract.....	V
Agradecimentos.....	VII
1 - Introdução.....	1
2 - Objetivos.....	3
3 - Perfilagem Geofísica de Poços.....	4
3.1- Breve Histórico.....	5
3.2- O perfil de densidades.....	7
3.2.1-O perfil de densidades neutrônicas.....	12
3.3- O perfil de raios gama.....	15
3.4- O perfil de indução (ILD).....	23
4 - A Bacia de Campos.....	25
4.1- Contexto histórico.....	25
4 4.2-O Campo de Namorado.....	27
4.3- Descrição do poço NA04.....	30
5 - O modelo para a densidade efetiva.....	32
5.1-O modelo físico.....	32
5.2- Arenitos limpos monomineralógicos.....	34
5.3- Arenitos argilosos monomineralógicos.....	35
5.4- Arenitos limpos bimineralógicos.....	36
5.5- Arenitos argilosos bimineralógicos.....	37
6- Correlação do modelo para a densidade efetiva.....	38
6.1- Os perfis do Poço NA-04.....	39
6.2- Descrição dos litotipos.....	42
6.3- Calibração do modelo para a densidade efetiva..	43
6.3.1- Primeiro procedimento: escolha dos volumes percentuais.....	43
6.3.2- Segundo procedimento: cálculo dos valores percentuais.....	46
7- Conclusões.....	50
8- Referências bibliográficas.....	51

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Reprodução do primeiro perfil geofísico (à esquerda) e foto do equipamento utilizado (à direita). Extraído de Hallenburg (1988).

Figura 2: Exemplos de perfis GR, Caliper, NPHI e de Densidade. Fonte: Aula do José Eduardo Ferreira de Jesus (Engenheiro de Petróleo-Petrobrás S.A.)

Figura 3: Uma visão esquemática da determinação da densidade por uso da dispersão de raios gama. No exemplo superior, um experimento é idealizado com um material muito fino. Já no segundo exemplo a espessura é levemente aumentada. No esquema inferior, a distância entre a fonte e o detector é especificada (Ellis, 1987).

Figura 4: Dispositivo de medição de densidade em uma situação de perfilagem de poço, separado da parede do mesmo por uma espessa camada de lama de perfuração (Ellis, 1987).

Figura 5: Representação de um aparelho quantificador de nêutrons equipado com dois detectores (Ellis, 1987).

Figura 6: Representa um perfil de raios gama. Fonte:Aula do José Eduardo Ferreira de Jesus (Engenheiro de Petróleo-Petrobrás S.A.).

Figura 7: Detector cintilante associado com um fotomultiplicador (Extraído de Ellis, 1987).

Figura 8: O percurso de uma partícula de raio gama de 4.44 MeV a qual é emitida da litologia em estudo e detectada por um dispositivo de NaI em um furo de poço (Ellis, 1987).

Figura 9: Comparação da ferramenta GR, SP e Caliper em zonas de folhelhos (Ellis, 1987).

Figura 10: Uma série de perfis mostrando o efeito do feldspato em um perfil GR e um perfil espectral (Ellis, 1987).

Figura 11: Localização da Bacia de Campos. Extraído de Cruz (2003).

Figura 12: Foto das plataformas PNA-1 à esquerda e PNA-2 à direita. Fonte: Petrobras.

Figura 13: Coluna cronoestratigráfica esquemática para o campo de Namorado. LS: limite de seqüências; TMB: trato de mar baixo e TT: trato transgressivo. Extraído de Faria et al. (2001).

Figura 14: Modelo paleogeográfico proposto para a área do campo de Namorado. Observa-se o aumento da paleobatimetria, evidenciado pela retrogradação de fácies. Modificado de Souza Jr. (1997).

Figura 15: Perfis geofísicos do Poço NA04 com algumas litologias correspondentes. Extraído de Cruz (2003).

Figura 16: Seção Geológica da Bacia de Campos, representando sucessões turbidíticas (corpos arenosos) entre as margas (Formação Lagoa Feia). Modificado de Brun & Walker (1995).

Figura 17: Perfis geofísicos no Campo de Namorado. (a) Caliper; (b) Raios gama; (c) Resistividade; (d) Densidade. O intervalo do arenito Namorado, entre 3075 e 3110m, está destacado nos perfis.

Figura 18: Intervalo do arenito Namorado. (a) perfil de densidade; (b) argilosidade e o perfil de raios gama; (c) porosidade efetiva e porosidade total. A argilosidade foi estimada usando a fórmula empírica de Larionov (1969) para sedimentos não-consolidados.

Figura 19: Comparação entre os perfis geofísicos de poço com testemunhos. Extraído de Cruz (2003).

Figura 20: Correlação entre o modelo físico (*rosa*) e as leituras de densidade (*azul*) no intervalo o arenito Namorado, Figura 18. Dados utilizados no modelo físico: (a) arenito limpo, monominerálico, um fluido; (b) arenito argiloso, monominerálico, um fluido; (c) arenito argiloso, monominerálico, dois fluidos; (d) arenito argiloso, biminerálico, dois fluidos; (e) arenito argiloso biminerálico, duas argilas, dois fluidos.

Figura 21: Volumes percentuais do fluido, quartzo, feldspato e argila, no intervalo sedimentar do reservatório Namorado.

Figura 22: No painel (a) temos o perfil do poço Namorado (*azul*) e a aplicação do modelo (*vermelho*). No painel (b) temos a reprodução dos volumes percentuais da Fig. 21, incluindo o perfil sônico (*rosa*). A cor vermelha representa a argilosidade e as cores preta e azul representam o volume percentual de feldspato e quartzo, respectivamente. No painel (c) temos as estimativas das

porosidades efetiva e total (**azul** e **rosa**, respectivamente), o perfil de porosidade de nêutrons e o volume percentual de fluido calculado (**vermelho** e preto, respectivamente).

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Litologia, geometria do poço e lama de perfuração. Extraído de Adriano(2007).

Tabela 2: Resistividades médias de algumas rochas (Fernandes, 1984).

1 - INTRODUÇÃO

O desenvolvimento de um campo de petróleo e gás visa fundamentalmente aumentar a produção de hidrocarbonetos. Para atingir esse objetivo, é mandatória a caracterização das propriedades físicas do reservatório. A eficiência dos resultados obtidos nesta fase se revela pela minimização das incertezas na locação de poços produtores adicionais conduzindo a um aumento na produção é executada principalmente através de perfis geofísicos de poços (Ellis, 1987). Cada perfil geofísico representa uma curva contendo anomalias associadas à medida efetuada pela ferramenta de perfilagem. Embora constituam medidas que atendam às necessidades de caracterização dos sedimentos, a interpretação e o processamento dos perfis fornecem propriedades físicas adicionais, relevantes ao desenvolvimento do campo. Por exemplo, a partir dos perfis sônicos (DTp) e de densidade (RHOB), é possível construir o perfil de impedância acústica, que tem aplicação direta na calibração de dados sísmicos usando sismogramas sintéticos (Yilmaz, 1987). Outro exemplo, é o perfil de raios gama (GR) que auxilia na interpretação das zonas sedimentares selantes e porosas. Adicionalmente, a partir do uso de uma relação empírica apropriada, o processamento do perfil GR permite estimar o percentual volumétrico de argila (i.e., argilosidade) dos sedimentos (Larionov, 1969). Dewan (1983) apresenta com detalhes alguns modelos empíricos utilizados na prática para extração de propriedades físicas a partir do processamento de perfis geofísicos. De uma forma geral, o modelo físico adotado no processamento dos perfis é o resultado de uma investigação empírica. Numa primeira fase, amostras de rochas são submetidas a um processo de aquisição de dados. O conjunto de medidas efetuadas experimentalmente em laboratório é então analisado através de um estudo de tendências, a fim de se estabelecer os principais parâmetros que afetam a propriedade física sob investigação. Dessa forma, o modelo empírico resultante passa a ser utilizado no processamento do perfil geofísico correspondente para extração de parâmetros físicos das formações. Neste trabalho, utilizamos um modelo físico para descrever a variação da densidade efetiva (b) de rochas sedimentares porosas. Na verdade,

investigamos uma generalização empírica comumente adotada experimentalmente para extração de porosidade de reservatórios a partir do processamento do perfil geofísico de densidade. Essa generalização empírica mostra explicitamente a dependência com os seguintes parâmetros (Wyllie et al., 1958): (1) composição mineralógica; (2) porosidade total e efetiva; e (3) saturação de fluidos. Na matriz da rocha, consideramos os grãos minerais e as argilas integrando a composição mineralógica, além de um termo que incorpora a provável presença de matéria orgânica. Os testes revelam que o modelo físico adotado é capaz de descrever a densidade efetiva dentro do intervalo observado para rochas sedimentares, i.e., $2.0 \text{ g/cm}^3 \leq \rho_b \leq 3.0 \text{ g/cm}^3$ (Schön, 1996).

2 - OBJETIVOS

Modelos físico-matemáticos são necessários na prática para descrever propriedades físicas do material sob investigação, de uma forma geral, o modelo físico adotado no processamento dos perfis é o resultado de uma investigação empírica. Neste trabalho estudamos um modelo físico geral para descrever a variação da densidade efetiva de rochas sedimentares porosas, pois dentre as propriedades físicas que podem aumentar a informação acerca do reservatório está a densidade efetiva. O modelo possibilita a simulação numérica de rochas sedimentares mono e poliminerálicas, argilosas ou não, presença de qualquer tipo de fluido no espaço poroso e incorpora também a possível presença da matéria orgânica. Assim, efetuamos neste projeto um exercício de correlação do modelo físico para a densidade efetiva com dados de um perfil de densidades registrado no intervalo sedimentar correspondente à Formação Macaé superior, bacia de Campos.

3 - PERFILAGEM GEOFÍSICA DE POÇOS

Chamamos perfilagem geofísica ao processo de aquisição de dados físicos em rochas ao longo de um poço, em geral, para fins de exploração de petróleo e gás. O resultado da perfilagem geofísica é chamado de perfil geofísico, que representa a distribuição da propriedade física das rochas atravessadas pelo poço. O perfil geofísico é obtido a partir de ferramentas especialmente desenhadas, que são introduzidas no poço para registros da propriedade física associada à ferramenta de perfilagem. Os registros desses valores de propriedade física são armazenados em arquivos digitais para posterior processamento e interpretação. Originalmente, o perfil geofísico é também conhecido por perfil elétrico, embora outras propriedades físicas de rochas, além da resistividade elétrica, sejam objeto de medição. De fato, cada ferramenta de perfilagem é desenhada a partir do entendimento de um fenômeno físico associado à propriedade física da rocha que se deseja medir.

Portanto, perfis geofísicos representam o registro de propriedades físicas de rochas em função da profundidade. Neles as rochas são distinguidas em função de suas propriedades físicas, isto é, elétricas, acústicas, radioativas, etc. Quando se pensa em perfilagem na indústria do petróleo, não se imagina a importância do uso desta ferramenta na obtenção de informações de natureza geológica. Para entender tal importância, basta verificar algumas vantagens na utilização de perfis geofísicos (Nery,1990):

- a) as profundidades nos perfis geofísicos são precisas, com erros admitidos de 0.05%;
- b) cada descida da ferramenta pode ser realizada em um tempo relativamente curto, uma vez que a velocidade varia de 30 a 75 metros por minuto;
- c) registro de 9 a 24 propriedades em uma só descida de sonda;

- d) amostragens de detalhe, a depender do tipo de perfil (1 amostra por 6" ou 1 amostra por 1");
- e) o fator humano é praticamente eliminado, uma vez que o aparelho registra as propriedades das rochas *in situ*. Já o geólogo, registra manualmente no perfil geológico uma propriedade que ele supõe ser referente à profundidade da broca. Muitas vezes ocorrem desmoronamentos e as amostras analisadas pertencem a intervalos muito acima das profundidades realmente indicadas;
- f) custo reduzido quando comparado a uma testemunhagem contínua.

Apesar dessas vantagens, é necessário dizer que em nenhum momento, deve se desprezar a rocha em detrimento do perfil. O ideal é conjugar as amostragens direta (uso de testemunhos) e indireta (uso de perfis geofísicos), mesmo considerando que estas operações são bastante onerosas e demoradas.

3.1 Breve Histórico

A perfilagem geofísica de poços iniciou-se por volta de 1869 quando Lord Kelvin, famoso por estudos de temperatura, perfilou um poço para água, utilizando uma ferramenta com um termômetro acoplado (Hallenburg, 1988). A utilização desta importante ferramenta permaneceu restrita a estudos acadêmicos, até que, em 1927, os irmãos Conrad e Marcel Schlumberger decidiram aplicar o método de eletrorresistividade de superfície em um poço do campo de óleo de Pechelbronn na França. A reprodução da perfilagem, bem como uma fotografia do equipamento utilizado pelos irmãos Schlumberger estão ilustradas na Figura 1 a seguir. A partir desse, que foi o primeiro perfil elétrico realizado em um poço, a indústria da perfilagem começou a expandir e os seus serviços se tornaram mais confiáveis e necessários para fins de minimização de incertezas.

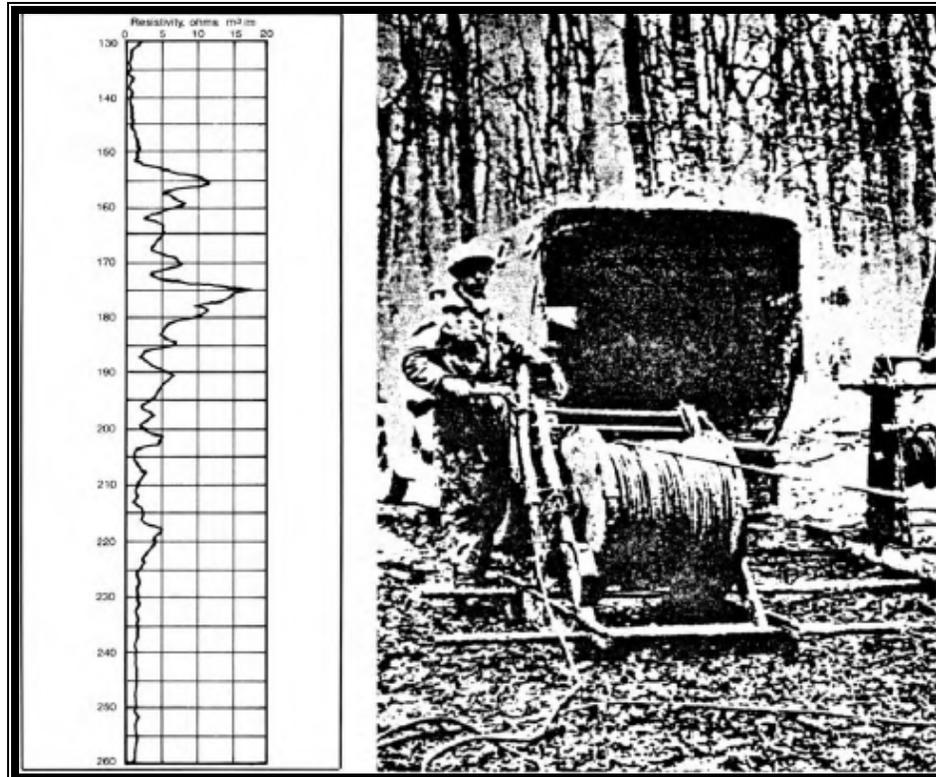


Figura1: Reprodução do primeiro perfil geofísico (à esquerda) e foto do equipamento utilizado (à direita). Extraído de Hallenborg (1988).

Propriedades radioativas também são objeto de perfilagem, como as radiações naturais gama. Nesse caso, o primeiro perfil de raios gama foi feito em 1938, enquanto que o perfil de indução foi introduzido em 1949. Outro perfil radioativo é o chamado perfil “neutrão” que teve início em 1950, acrescentando um novo método para registrar a porosidade das formações rochosas. Quanto aos perfis acústicos, eles datam de 1956 e se tornaram rapidamente a melhor forma de quantificar a porosidade e estimar propriedades elásticas em rochas. O perfil de densidade, iniciado em 1962, foi muito bem aceito devido ao alto grau de precisão das medidas efetuadas.

No Brasil, a perfilagem geofísica de poços teve seu início na década de 1940, seguindo a tendência mundial de avaliar reservatórios de hidrocarbonetos por meio de métodos geofísicos. Todas as aquisições de propriedades elétricas, acústicas e radioativas eram registradas de forma analógica e reproduzidas em filmes e cópias em papel. Em função do incremento da atividade exploratória no país nas décadas de 70 e 80, houve a necessidade de adquirir unidades

informatizadas que permitissem o registro digital dos dados e a utilização conjunta de ferramentas. Dessa forma, as operações de campo se tornaram mais rápidas e eficientes, com uma única aquisição de dados (isto é, a ferramenta é introduzida no poço apenas uma vez), de todos os perfis constantes do conjunto básico empregado pela Petrobrás (Rodríguez et al., 1998).

Para se obter o registro das propriedades elétricas, acústicas e radioativas das rochas são necessários instrumentos especiais, no caso, sensores, que registram as propriedades e as enviam para a superfície onde são armazenadas. Essas respostas chegam à superfície por meio dos condutores internos do cabo, para processamento dentro da unidade ou do caminhão laboratório. Nessa última etapa, os dados provenientes das sondas são medidos e transformados por uma série de complexos circuitos elétricos-eletrônicos, gerando o perfil geofísico (Schlumberger, 1987). Neste trabalho, utilizamos os perfis geofísicos descritos a seguir para investigar a densidade efetiva de rochas sedimentares.

3.2 O perfil de densidade

A ferramenta que mede as densidades consiste em detectar os raios gama defletidos pelos elétrons orbitais dos elementos componentes das rochas, após terem sido emitidos por uma fonte colimada situada dentro do poço.

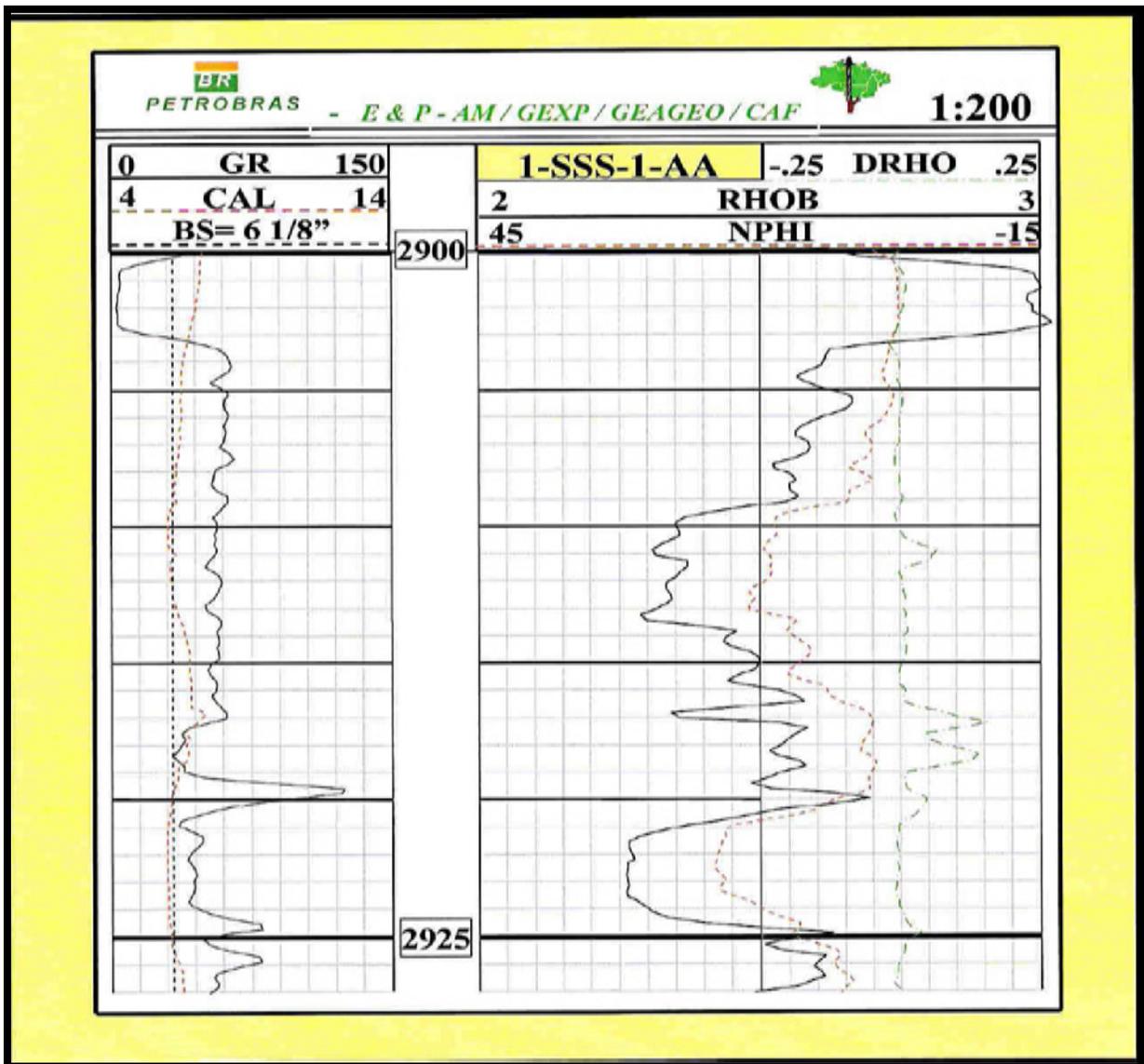


Figura 2: Exemplos de perfis GR, Caliper, NPHI e de densidade. Fonte: Aula do José Eduardo Ferreira de Jesus (Engenheiro de Petróleo-Petrobrás S.A.)

A transmissão de raios gama pode estar relacionada à densidade de elétrons se a interação predominante for o Espalhamento Compton. Entretanto, medições de transporte de raios gama através de uma formação litológica podem ser utilizadas para a determinação de densidades das entidades rochosas. Com algumas informações do material em estudo (litologia e fluidos contidos nos poros das rochas), a porosidade pode ser determinada utilizando fórmulas oriundas de modelos efetivos. É evidente que o grande interesse de se determinar a densidade do material em questão é proveniente da relação íntima desta grandeza com a

porosidade das litologias, fazendo com que horizontes de rochas reservatório (arenitos) e geradoras ou selantes (folhelhos) sejam determinados com um pouco mais de facilidade.

A equação básica que relaciona a densidade volumétrica de um material poroso com o perfil de densidades RHOB (ρ_B) é:

$$\rho_b = \phi_t \cdot \rho_f + (1 - \phi_t) \cdot \rho_{ma}, \quad (1)$$

onde ρ_f representa a densidade do fluido contido na rocha porosa, ρ_{ma} é a densidade média da matriz da rocha e ϕ_t denota porosidade total. Na interpretação do perfil de densidades para fins de estimativa de porosidade total, a utilização da equação (1) implica no prévio conhecimento da densidade média da matriz da rocha. Para litologias encontradas em bacias sedimentares, valores práticos estão entre 2.65 e 2.87 g/cm³, dependendo da litologia em questão. Para a fase fluida, $\rho_f \approx 1,10$ g/cm³, que é a densidade aproximada da lama de perfuração.

As ferramentas para a medição de densidade usando raios gama foram desenvolvidas através da evolução da geofísica de petróleo. Os primeiros eram muito simples. Consistiam em uma simples transmissão de raios gama monoenergética dentro de uma câmara e, gradativamente, eram medidos por um detector. Os atuais são muito mais sofisticados, sendo utilizados diretamente na perfuração de poço contendo fonte, barreiras e um detector de raios gama. Observando a figura abaixo, percebe-se que os raios são transmitidos sem muita dispersão, como indicado no primeiro exemplo. Conforme a espessura da amostra cresce, a intensidade dos raios gama diminui, obedecendo a uma atenuação exponencial, que é acompanhada por um acréscimo de energia de baixa amplitude. No exemplo final o detector é blindado, não entrando em contato com a amostra. Nenhuma fonte de raios gama consegue atingir o detector. Entretanto, o nível de dispersão de raios gama ainda variará espontaneamente com a densidade do material.

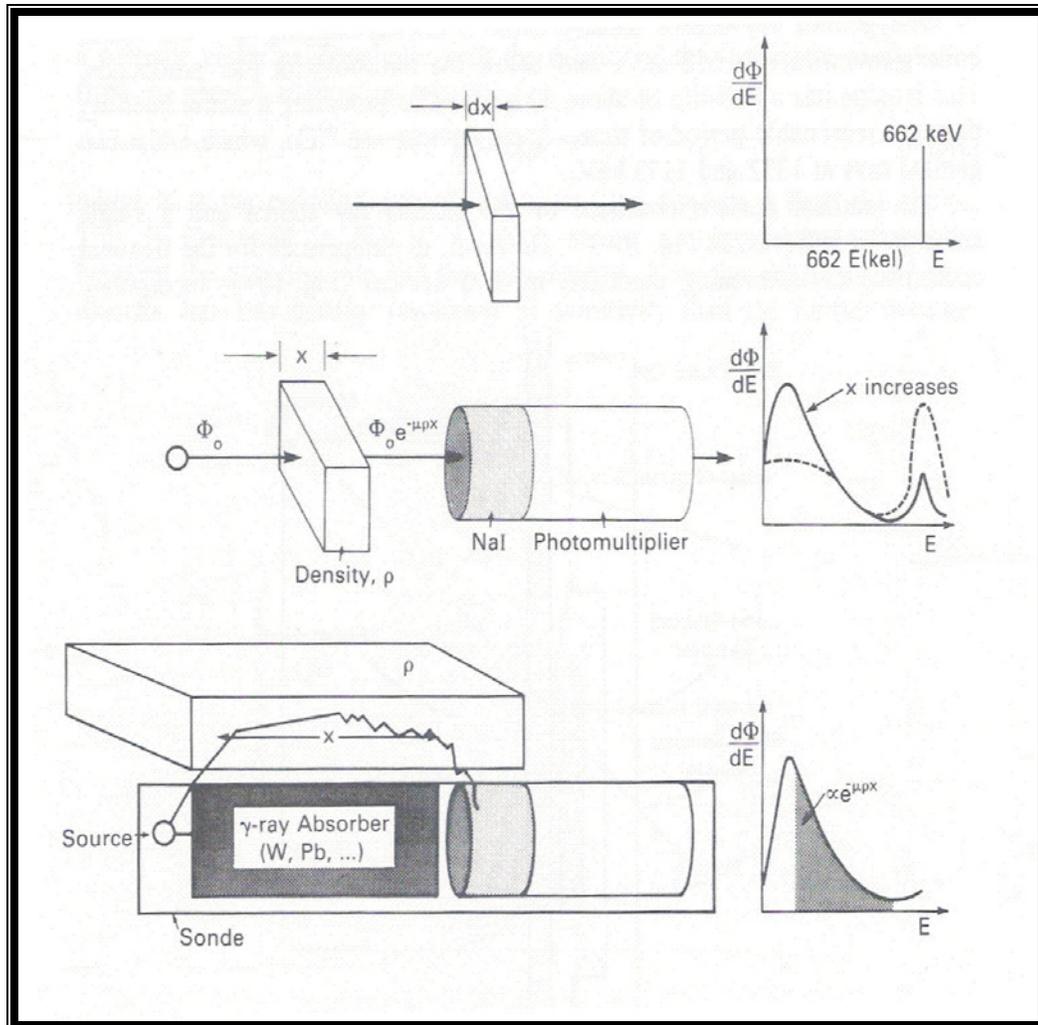


Figura 3: Uma visão esquemática da determinação da densidade por uso da dispersão de raios gama. No exemplo superior, um experimento é idealizado com um material muito fino. Já no segundo exemplo a espessura é levemente aumentada. No esquema inferior, a distância entre a fonte e o detector é especificada (Ellis, 1987).

A fonte de raios gama normalmente utilizada em perfis de densidade é o Cs^{137} , o qual emite raios gama a 662 KeV, bem abaixo do limite para a produção em pares. Outros aparelhos usam o Co^{60} , que emite raios gama a 1332 e 1173 KeV. Dispositivos mais recentes consistem em fontes de raios gama e detectores simplificados. Entretanto, para compensar a ocorrência de interferência da lama de perfuração, estes aparelhos podem apresentar dois detectores geralmente ambos de NaI (iodeto de sódio) em uma câmara que os isola da radiação direta da fonte. O componente completo ainda conta com a ajuda de um braço hidráulico. Este dispositivo também viabiliza a medição do diâmetro do poço utilizado. A

figura mostra o esquema da ferramenta para medidas de densidade de formações rochosas.

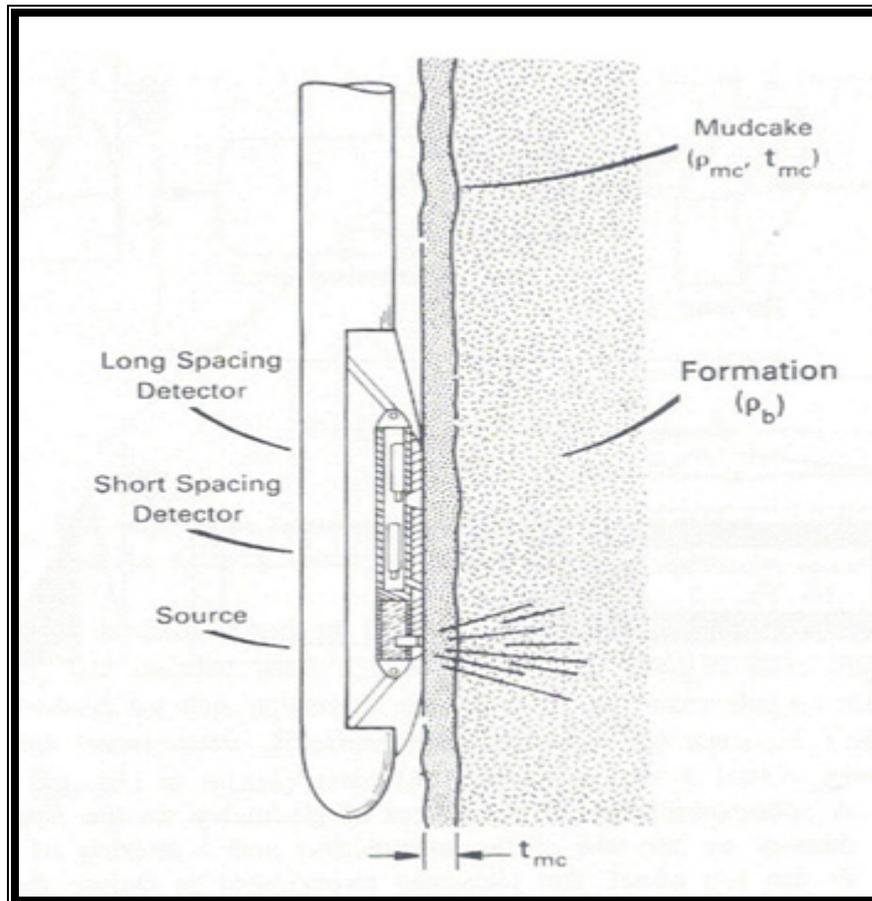


Figura 4: Dispositivo de medição de densidade em uma situação de perfilagem de poço, separado da parede do mesmo por uma espessa camada de lama de perfuração(Ellis,1987).

O valor de ρ_b no perfil corresponde à soma de todas as partes que compõem a formação, isto é, é uma função da matriz, porosidade e densidade dos fluidos presentes nos poros. Este perfil é muito utilizado para a determinação de minerais evaporíticos, zonas de gás, determinar a densidade de hidrocarbonetos e avaliar reservatórios areno-argilosos e litologias mais complexas. A profundidade de investigação da sonda gradativamente diminui, à medida que aumenta a densidade da rocha (Asquith & Gibson, 1982).

3.2.1 – O perfil de densidades neutrônicas

O uso do bombardeamento de nêutrons para sondar formações rochosas tem uma vasta história na perfilagem de poços. A aplicação inicial foi à determinação de porosidade de litologias. Assim como as ferramentas de perfilagem que detectam nêutrons de diversos tipos de energia para a determinação da porosidade de litologias, existem outras ferramentas que usam os nêutrons para analisar a taxa de absorção destas partículas a fim de fornecer uma limitada análise química da formação em estudo. A chave para a compreensão dos resultados destas ferramentas está nas interações exploradas. As interações dos nêutrons são muito mais complexas que as dos raios gama. Para simplificar, existem dois tipos de interações: O espalhamento de nêutrons e a absorção destas mesmas partículas. Diferente das fontes de raios gama, que são provenientes de ocorrências naturais e facilmente produzem isótopos, as fontes de nêutrons utilizadas na perfilagem de poços são o resultado de reações nucleares deliberadas. O índice de reação de nêutrons está ligado, principalmente, a dois parâmetros. O primeiro é a densidade (n° atômico/volume) e o segundo é a velocidade. Sabendo que fontes de nêutrons quase nunca são encontradas na natureza, é importante discutir como criá-las. Existem dois tipos na perfilagem de poços que utilizam fontes de nêutrons. As primeiras são chamadas de químicas, ou encapsuladas e as demais utilizam fontes de aceleração.

As vantagens da perfilagem geofísica de poços usando fontes de nêutrons são grandes. A primeira é a alta energia produzida pelos nêutrons. Eles são emitidos em 14.1 MeV, que é a energia útil para a produção de outras reações na formação rochosa. Outra vantagem é que a fonte deste tipo de reação pode ser controlada, onde o usuário pode manipular a reação conforme a necessidade. Os nêutrons produzidos são detectados em dois processos. Primeiro, eles reagem como um material no qual partículas carregadas são produzidas. Depois estas partículas ionizadas são detectadas através da sua capacidade de ionização.

A maioria dos detectores de nêutrons consiste em um material alvo para a conversão. Para a perfilagem de poços, até o momento, a detecção de nêutrons

termiais e epitermais é o maior interesse, já que são de baixa energia. Para sua medição, os nêutrons são emitidos de um ponto para outro, através da formação rochosa. As propriedades da litologia são os principais fatores que determinam o processo de transporte de nêutrons da formação. Elas influenciam na distribuição espacial e de energia da população de nêutrons e, conseqüentemente, o índice de contagem de qualquer detector. Os parâmetros físicos que influenciam na medição de nêutrons estão listados no quadro abaixo:

<u>Litologia:</u>	
. Porosidade	
. Matriz	
. Fluido Contido nos Poros	
. Salinidade do Fluido	
. Temperatura	
. Pressão	
<u>. Geometria do Poço:</u>	
. Diâmetro	
. Forma do poço	
. Espessura da lama de perfuração	
. Espaçamento entre a ferramenta e a parede do poço	
<u>. Lama de perfuração</u>	
. Densidade	
. Teor de sólidos	
. Tipo de fluido	
. Salinidade	
. Temperatura	
. Pressão	

Tabela 1: Litologia, geometria do poço e lama de perfuração. Extraído de Adriano(2007).

Um dos primeiros dispositivos capaz de quantificar nêutrons consistia em um detector epidermal de apenas um braço fixado mecanicamente à parede do poço. Este aparelho tinha a vantagem de reduzir os efeitos do tamanho do poço mas era vulnerável à presença da lama de perfuração entre o dispositivo e a parede do poço. A solução encontrada foi adicionar um segundo detector termal. O primeiro, próximo a fonte, tinha a finalidade de reduzir os efeitos das dimensões do poço e o detector mais distante é responsável pela divisão dos índices quantificados.

Embora a detecção termal de nêutrons seja usada, ambas as formas possuem suas vantagens e limitações.

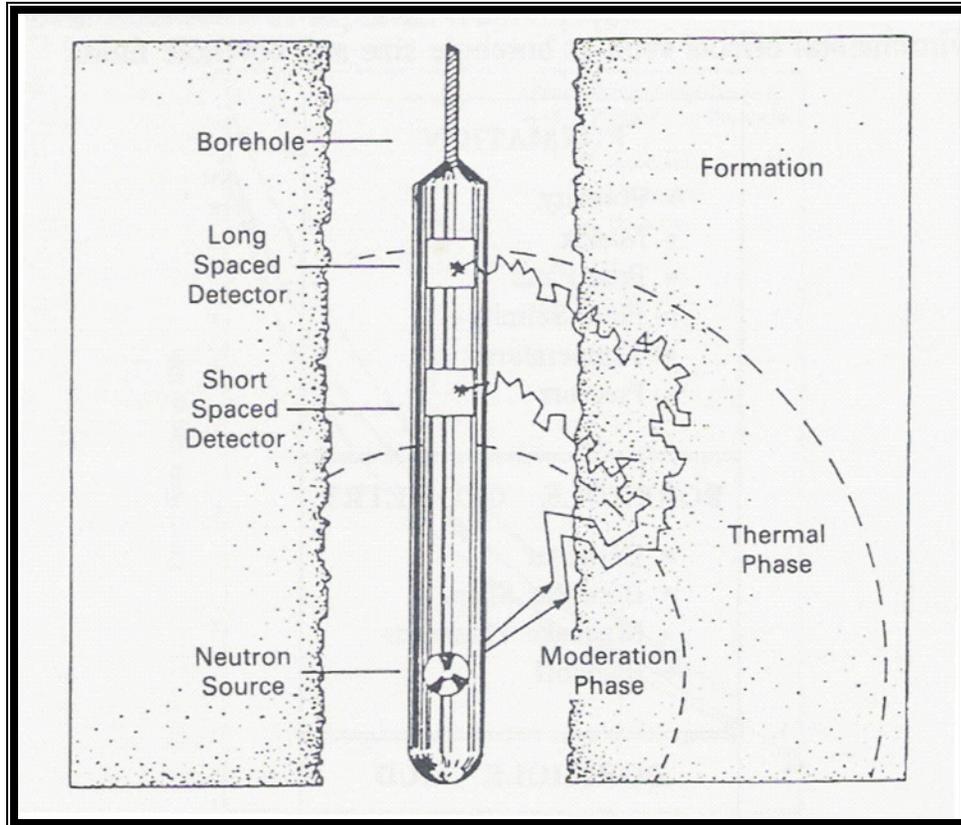


Figura 5: Representação de um aparelho quantificador de nêutrons equipado com dois detectores (Ellis, 1987).

Ferramentas modernas para a densidade de nêutrons epitermais e termais, precisam de correções para minimizar os efeitos externos que geralmente são específicos para cada tipo de ferramenta. Uma das características do perfil de densidade de nêutrons é indicar altos valores de porosidade total para zonas de folhelhos. Esta incoerência ocorre devido à leitura acarretada por elementos traço com grande poder de absorção. Entretanto, mesmo sem estes efeitos externos, argilas e folhelhos apresentam problemas para a interpretação da densidade neutrônica devido à presença de hidroxilas nas estruturas dos argilominerais pertencentes aos folhelhos. Isso é chamado de Efeito do Folhelho. Adicionalmente, é necessário saber a matriz da rocha para converter a medição

aparente de densidade de nêutrons em uma estimativa real. Portanto, sem as correções destinadas a reduzir os efeitos da matriz, os valores do perfil de densidades ficam comprometidos.

Ferramentas de densidade de nêutrons também são calibradas em zonas que contém gás. Nestes horizontes, com menos que o esperado para densidades de hidrogênio, um erro acabará sendo resultado devido à baixa densidade registrada. Isto ocorre porque a substituição dos líquidos nos poros pelo gás resulta em uma pequena influência na re-compactação da formação rochosa por um gás muito menos denso, diminuindo drasticamente a densidade. Vale lembrar que o decréscimo da porosidade aparente de uma litologia é em função da porosidade efetiva, saturação de água, densidade do gás envolvido e das características da litologia em estudo.

3.3 O perfil de raios gama

O perfil de raios gama (*gamma ray*) consiste em um cintilômetro destinado a detectar e medir a radioatividade natural emitida pelas rochas. Esta radioatividade é principalmente emitida pelas argilas existentes no meio poroso e nos constituintes de folhelhos.

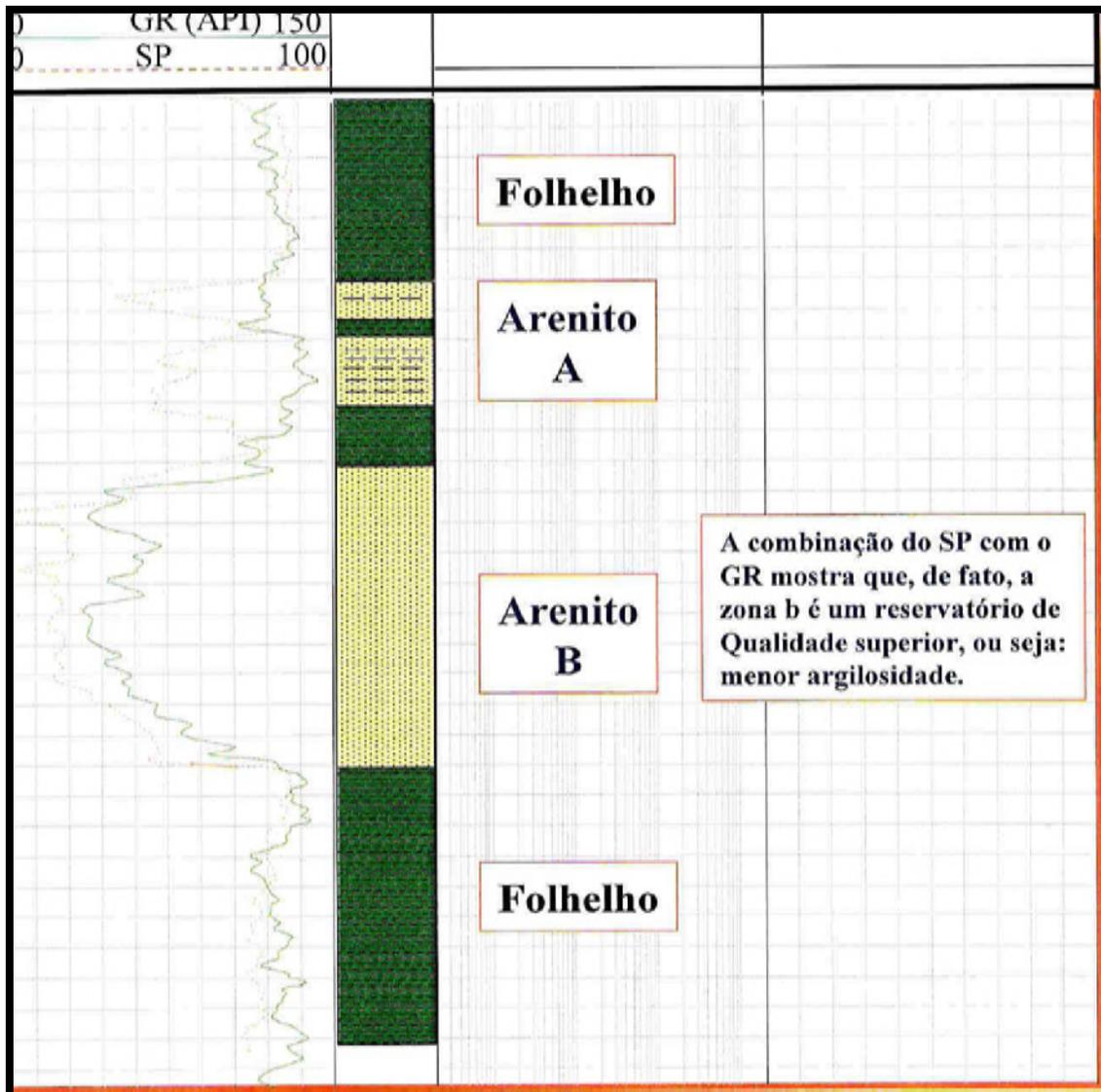


Figura 6: Representa um perfil de raios gama. Fonte:Aula do José Eduardo Ferreira de Jesus (Engenheiro de Petróleo-Petrobrás S.A.)

O estudo da matriz da rocha sempre foi um desafio para geólogos e geofísicos de petróleo. Métodos elétricos, embora tradicionalmente utilizados para obter informações sobre fluidos em rochas, não são apropriados para a determinação de propriedades da matriz. Portanto, outros métodos são utilizados para o estudo do arcabouço de uma rocha, como, por exemplo, métodos nucleares.

Medições nucleares aplicadas em perfilagem de poços respondem diversas questões sobre as formações rochosas e em menor grau, sobre fluidos possivelmente presentes. No início do estudo de materiais radioativos, três tipos

de radiação foram identificadas e nomeadas como α , β e γ . O primeiro tipo consiste de átomos de He (hélio) que dispersam elétrons. As partículas foram idealizadas como pacotes de radiação eletromagnéticas referidas também como *fótons*. Com esta descoberta, a quantificação desta energia liberada foi batizada como “*Mediação do Montante de energia transportada*”. A unidade escolhida foi o *elétron-volt (ev)*, a qual é equivalente a energia cinética adquirida por um elétron acelerado através de um potencial elétrico de 1 volt. As partículas α e β rapidamente perdem energia para elétrons durante a sua passagem através de qualquer meio material. Isto quer dizer que estas partículas possuem baixo poder penetrativo, não tendo importância vital para a perfilagem geofísica de poços. Já as partículas γ são extremamente penetrativas, sendo o grande alvo de estudo da perfilagem geofísica de poços usando o perfil de raios gama.

O decaimento radiativo é uma propriedade do núcleo que consiste na transição de um estado energético superior para um inferior, espontaneamente. Isto ocorre com a liberação das partículas α , β e γ mencionadas anteriormente. A meia-vida de um determinado átomo nada mais é que o tempo necessário para que esta transição de estado energético seja completada.

Para a compreensão do perfil de raios gama, existem três tipos fundamentais de interações a considerar. O primeiro é denominado como efeito fotoelétrico, o segundo é chamado de Espalhamento Compton e o último de Produção de Pares. A probabilidade de uma interação acontecer irá depender do número atômico do material e da energia do raio gama. O efeito fotoelétrico resulta da interação de raios gama com átomos do material em questão. Neste processo os raios gama incidentes desaparecem e transferem energia para elétrons nas redondezas. Já o Espalhamento Compton envolve interações de raios gama e elétrons individuais. Este é o processo no qual apenas uma parte dos raios gama é doada para o elétron. Esta interação é de vital importância para o estudo da perfilagem geofísica de poços já que é utilizada como uma técnica de medição envolvendo detectores. Por fim, o terceiro tipo de interação a considerar, envolvendo raios gama, é a Produção de Pares. Igualmente ao efeito fotoelétrico, esta interação é associada à

absorção de energia. Neste caso, os raios gama interagem com o campo elétrico do núcleo se esta energia for superior a 1,022 MeV.

Todos os tipos de detectores de raios gama exploram um ou mais dos três tipos de interações descritas acima. A primeira variedade, o contador de gases ionizáveis, é um descendente direto de um dos primeiros dispositivos para detecção de radiação nuclear. O segundo e mais comum na perfilagem geofísica de poços, é o detector de raios cintilantes. O último foi empregado a pouco tempo na perfilagem geofísica de poços e é denominado como detector de partículas em estado sólido.

O perfil GR mais comum utiliza um detector composto por um cristal cintilante. Quando as partículas viajam no interior do cristal, elas cedem sua energia para um montante de elétrons subordinados a átomos impuros. Quando isto ocorre, uma luz visível é emitida e esta é detectada por um tubo fotomultiplicador combinado com um cristal. Assim, esta luz é transformada em um pulso elétrico. A figura abaixo representa o mecanismo em questão:

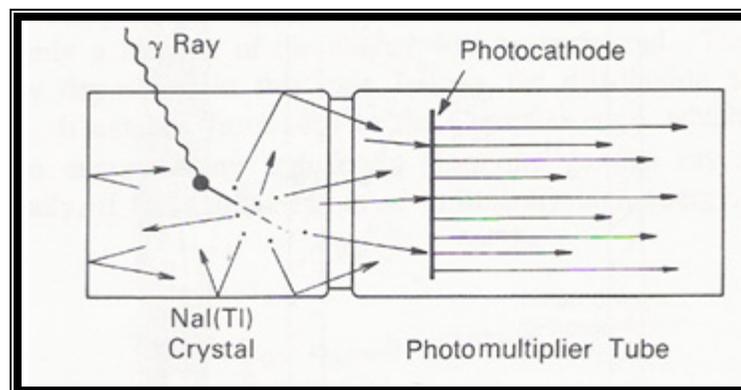


Figura 7: Detector cintilante associado com um fotomultiplicador (Extraído de Ellis, 1987).

O sucesso deste tipo de detector está diretamente ligado ao tamanho, à densidade e à média do número atômico dos íons em questão. No caso da perfilagem de poços, algumas dificuldades podem acontecer influenciando negativamente na precisão do trabalho. Na figura 8, é ilustrada uma ferramenta

projetada para detectar raios gama. Consiste em quantificar energias provenientes de compostos de carbono e oxigênio em um furo de sondagem.

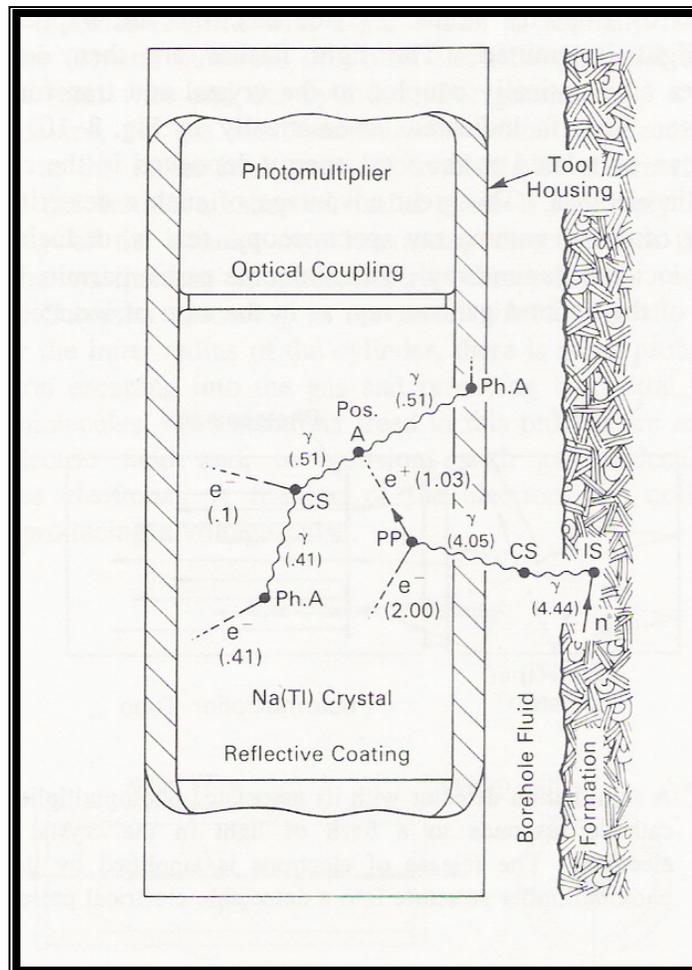


Figura 8: O percurso de uma partícula de raio gama de 4.44 MeV a qual é emitida da litologia em estudo e detectada por um dispositivo de NaI em um furo de poço (Ellis, 1987).

A perfilagem de raios gama foi introduzida no mercado no final da década de trinta como o primeiro método não elétrico para perfilagem geofísica de poços. Rapidamente constatou-se sua eficiência na identificação de formações de conteúdo argiloso (xistos, folhelhos) e de formações limpas (arenitos). Existem dois tipos de ferramentas utilizadas na perfilagem geofísica de poços para a determinação da radiação de um pacote rochoso. O perfil GR é composto por um detector de raios gama para medir a radioatividade total de uma determinada

formação rochosa. Já a ferramenta de gama espectral também quantifica as concentrações de radioisótopos, dando maior precisão para os estudos. Embora o perfil GR seja importante para uma análise tradicional de formações argilosas, a interpretação destes perfis é imprecisa. Por exemplo, materiais radioativos em formações arenosas provocam altas amplitudes no perfil GR, interferindo negativamente na interpretação final. A figura 9 ilustra a comparação de um perfil GR com um de SP (potencial espontâneo) em zonas predominantemente compostas por folhelhos e arenitos.

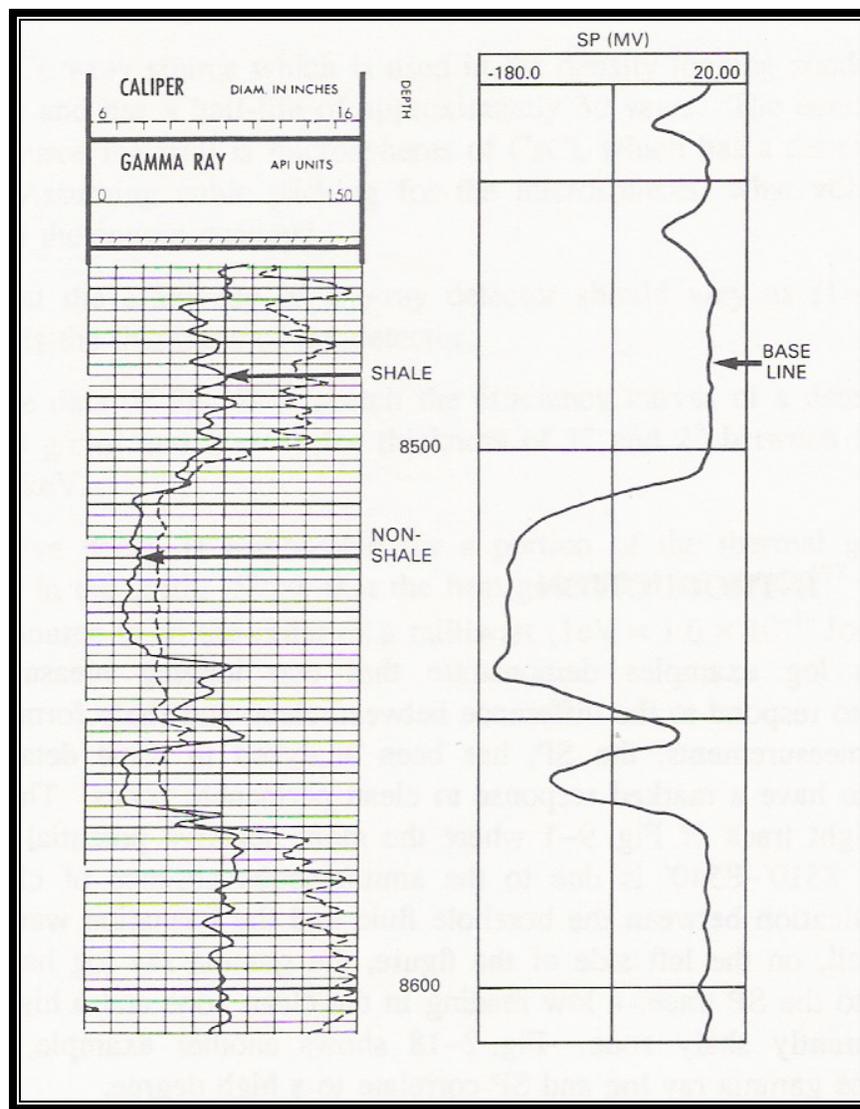


Figura 9: Comparação da ferramenta GR, SP e caliper em zonas de folhelhos (Ellis, 1987).

Outra informação importante é a identificação e quantificação dos principais isótopos radioativos existentes na crosta terrestre. O potássio (K), o Tório (Th) e o Urânio (U) são os mais relevantes sendo o principal alvo de estudo da perfilagem geofísica de poços usando o perfil GR. Em um pacote rochoso, a maior fonte de radiação certamente é proveniente do potássio (K) que está diretamente relacionado a argilominerais oriundos da alteração de plagioclásios e feldspatos potássicos. Isto quer dizer que folhelhos tendem a apresentar altos valores de GR enquanto arenitos ricos em quartzo (SiO_2) tendem a apresentar baixos valores de GR. Conseqüentemente, a principal utilidade do perfil GR certamente é distinguir pacotes xistosos de arenitos tentando sempre correlacionar resultados de diferentes poços de uma mesma bacia ou até mesmo de bacias diferentes, dependendo do alvo de estudo desejado. Em contrapartida, a principal dificuldade da interpretação de medidas de GR é a falta de padrões. Devido ao fato de diferentes litologias apresentarem mesmos valores de GR e até mesmo existirem folhelhos não radioativos, a perfilagem espectral de raios gama pode mostrar algumas anomalias de determinadas formações como altos valores de U, K e Th. Este espectro permite quantificar a intensidade de cada isótopo no sinal recebido pelos detectores de raios gama, garantindo maior resolução e facilidade na interpretação destes dados. Na prática, os resultados dessa interpretação auxiliam na classificação de diferentes tipos de argilas utilizando gráficos específicos.

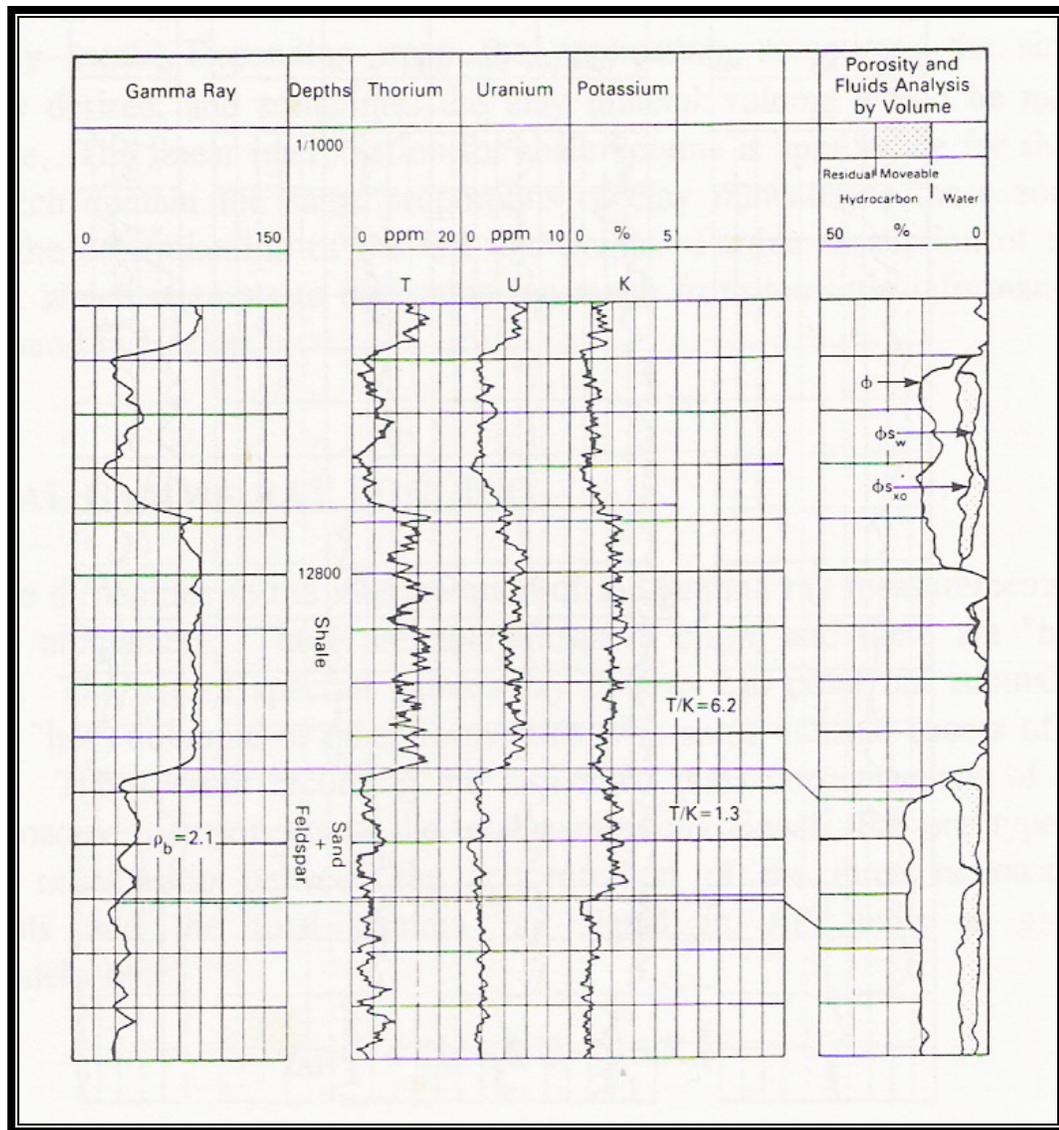


Figura 10: Uma série de perfis mostrando o efeito do feldspato em um perfil GR e um perfil espectral (Ellis, 1987).

Por fim, uma questão importante é quanto à profundidade de penetração da ferramenta GR no interior de uma formação rochosa. Considerando métodos empíricos, constatou-se que a profundidade de penetração para registro de perfil GR no interior das formações rochosas depende diretamente da composição litológica estudada, bem como a densidade dos raios gama liberados por ela. Estes estudos mostram que a média de profundidade de investigação está em torno de 12cm, podendo chegar a 20cm em casos extremos.

3.4 O perfil de indução (ILD)

O perfil de indução fornece a leitura aproximada da resistividade da rocha através da medição de campos elétricos e magnéticos induzidos nas rochas. O princípio de funcionamento consiste de um transmissor-oscilador que propaga um campo magnético, o qual induz uma corrente nas formações. A corrente, por sua vez, gera um campo magnético que é detectado por uma bobina receptora acoplada a um amplificador. O sinal detectado pela bobina receptora é proporcional à condutividade da formação (Souza,1985).

As principais vantagens da sua utilização sobre o método de perfilagem elétrica convencional são:

- a) é o único perfil que mede resistividade capaz de ser registrado em poços perfurados com fluidos não condutivos (ar ou óleo);
- b) possui dispositivo focalizador que aumenta a profundidade de investigação, minimizando a influência dos fluidos sobre a resistividade medida.

A unidade de medida da resistividade é expressa em Ohm por metro quadrado por metro, ou simplesmente Ohm.m.

Os perfis de resistividade podem ser utilizados para correlações geológicas e, quando possível (camadas bastante espessas), para a determinação da resistividade verdadeira das rochas. O principal problema encontrado nestes perfis está relacionado diretamente com a diferença que existe entre o diâmetro das sondas e o diâmetro dos poços. Um significativo volume de lama influencia, predominantemente, a leitura final da resistividade afastando-a cada vez mais dos valores reais desejados para a realização dos cálculos petrofísicos quantitativos (Nery,1990).

ROCHA OU SOLO	Resistividade (ohm.m)
Granito	de 3×10^2 a $> 10^3$
Diabásio	de 20 a 2×10^4
Sienito	de 10^2 a 10^5
Folhelho	de 10 a 10^4
Calcário	de 50 a 5×10^5
Areia	de 1 a 5×10^3
Silte	de 20 a $1,5 \times 10^3$
Argila	de 5 a $1,5 \times 10^3$

Tabela 2 – Resistividades médias de algumas rochas (Fernandes, 1984).

4 – A BACIA DE CAMPOS

A Bacia de Campos está localizada na porção sudeste do Brasil, ao longo da costa norte do Estado do Rio de Janeiro, possuindo uma área de 100 mil Km², até a lâmina d'água de 3000 m (Rangel & Martins, 1998). Após 25 anos de exploração, a Bacia de Campos tornou-se a mais importante província de hidrocarbonetos do Brasil, respondendo por cerca de 80% das reservas explotáveis totais e 70% da produção total do país (Cruz, 2003). Como outras bacias da costa leste brasileira, a Bacia de Campos é uma típica bacia de margem divergente, tendo sua origem relacionada ao rompimento do supercontinente Gondwana e à conseqüente formação do Oceano Atlântico. Nesta bacia, a interligação das rochas geradoras e das rochas reservatórios pós-evaporíticas está relacionada à tectônica profunda associada à fase *rift* e à movimentação adiastrófica associada à halocinese. A migração do hidrocarboneto é facilitada pela criação de “janelas” nos evaporitos. Estes últimos são os maiores reservatórios de petróleo da Bacia de Campos (Dias *et al.* 1990). O Membro Outeiro da Formação Macaé reúne, além de calcilito creme, marga cinza-clara e folhelhos cinza, arenitos turbidíticos informalmente conhecidos como arenito Namorado, que por vezes ocorrem em camadas isoladas ou confinados em calhas deposicionais que subsidiram diferencialmente em resposta à halocinese (Rangel *et al.* 1994).

4.1 Contexto Histórico

Há cerca de 130 milhões de anos, a separação dos continentes sul-americano e africano começou a definir os limites atuais da costa brasileira. Como resultado desse afastamento, surgiu uma grande bacia, denominada Bacia Atlântica, que ainda hoje continua se expandindo a uma taxa de, aproximadamente, dois centímetros por ano. No início da separação, formaram-se localmente junto ao limite dos novos continentes, bacias sedimentares, como as de Pelotas, Campos e

Espírito Santo (no lado oriental do Brasil) e Cuanza, Gabão e Cabinda (no lado ocidental da África), entre outras.

A Bacia de Campos, hoje, é a região sedimentar que se localiza na extensão do Estado do Espírito Santo, nas imediações da cidade de Vitória até Arraial do Cabo, este já localizado no norte fluminense. Dentre as bacias costeiras brasileiras, a Bacia de Campos é a geologicamente e geofisicamente mais conhecida, devido à perfuração de milhares de poços. Esta província petrolífera é a principal área de produção e extração de petróleo e seus derivados no Brasil, possuindo atualmente trinta plataformas responsáveis por toda a produção da região, sendo 14 fixas e 16 flutuantes. Tais plataformas englobam 628 poços exploratórios e 537 poços de desenvolvimento que estão ligados a uma verdadeira teia de 1300 km de dutos submarinos e 2500 km de linhas flexíveis (Fonte:Petrobras).

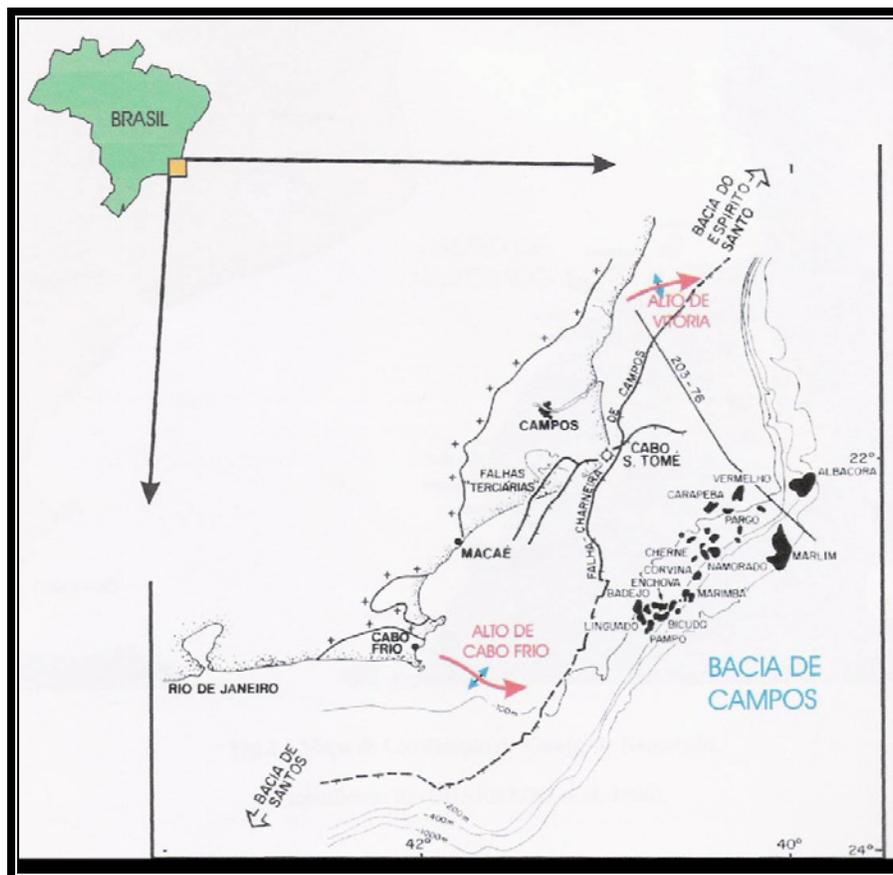


Figura 11: Localização da Bacia de Campos. Extraído de Cruz (2003).

No entanto, em termos de potencial petrolífero, esta bacia se destaca devido às características singulares na sua evolução tectono-sedimentar. Alguns fatores de destaque são: baixo grau de afinamento crustal, reativação das fontes de sedimentos, intensa tectônica adiastrófica, variações globais do nível do mar no Neocretáceo e Terciário que proporcionaram a acumulação de enorme volume de hidrocarbonetos.

4.2 O campo de Namorado

O Campo de Namorado possui área de lavra de aproximadamente 20 km². Situa-se à 80 km da costa entre as cotas batimétricas de 140 a 250 m na porção Central/Norte da Bacia de Campos na margem continental brasileira, junto ao Estado do Rio de Janeiro, entre as latitudes 21^o e 23^o S. O campo foi descoberto em 1975, com a perfuração do poço 1-RJS-19 em lâmina d'água de 166m. A sua localização foi baseada em interpretação sísmica de um alto estrutural junto ao intervalo superior de uma espessa seção carbonática Albo-Turoniana, definida por Schaller (1973) de Formação Macaé. Esse poço apresenta algumas particularidades pioneiras na exploração de óleo na Bacia de Campos. Foi o primeiro a encontrar óleo em arenitos turbidíticos (o prospecto era em carbonatos), constituindo-se no primeiro campo gigante das bacias sedimentares brasileiras. As profundidades onde são encontrados os reservatórios variam entre 2940 e 3300 m. O somatório das espessuras na região central do campo está entre 150 e 200 m.

Conforme Menezes (1986), o volume de rocha reservatório com hidrocarbonetos está em torno de $702100 \times 10^6 \text{ m}^3$, o volume de óleo provado é de $106 \times 10^6 \text{ m}^3$ STD, com o fator de recuperação estimado em torno de 40%, isto é, um volume recuperável de $42 \times 10^6 \text{ m}^3$. A produção foi iniciada em junho de 1979. Para a exploração desse campo foram instaladas duas plataformas, PNA-1 e PNA-2, ambas ainda em atividade (Figura 12). O desenvolvimento do campo teve início em dezembro de 1982 com a perfuração do poço 7-NA-7-RJS. O óleo é de 28^o

API e possui viscosidade próxima a 1 centipoise. A coluna máxima de óleo é de cerca de 160 m e o *netpay* médio, por poço, é de 60 m. Em média, a porosidade é de 26%, a saturação de óleo 75%, a permeabilidade é de 400 mD e o índice de produtividade, normalmente, é maior que 50 m³/d/Kgf/cm².



Figura 12: Foto das plataformas PNA-1 à esquerda e PNA-2 à direita. Fonte: Petrobras.

Segundo Bacoccoli et al.(1980), o reservatório do Arenito de Namorado é encontrado no topo da formação Macaé, imediatamente acima dos carbonatos. A Formação Macaé superior teve sua sedimentação iniciada no final do Albiano e finalizada no Santoniano. É composta por uma seqüência de sedimentos clásticos/químicos (conglomerados, arenitos, folhelhos, margas e diamictitos), de caráter geral transgressivos. Como limites possui na base a Formação Macaé inferior de idade Albiana, composta de sedimentação rasa e predominantemente química. As sucessões de eventos predominantemente turbidíticos indicam a presença de cinco seqüências deposicionais de 4ª ordem inseridas em duas seqüências deposicionais de 3ª ordem (Mitchum & Van Wagoner,1991). Do ponto de vista deposicional, pode-se agrupar as cinco seqüências em três unidades de reservatórios distintas.

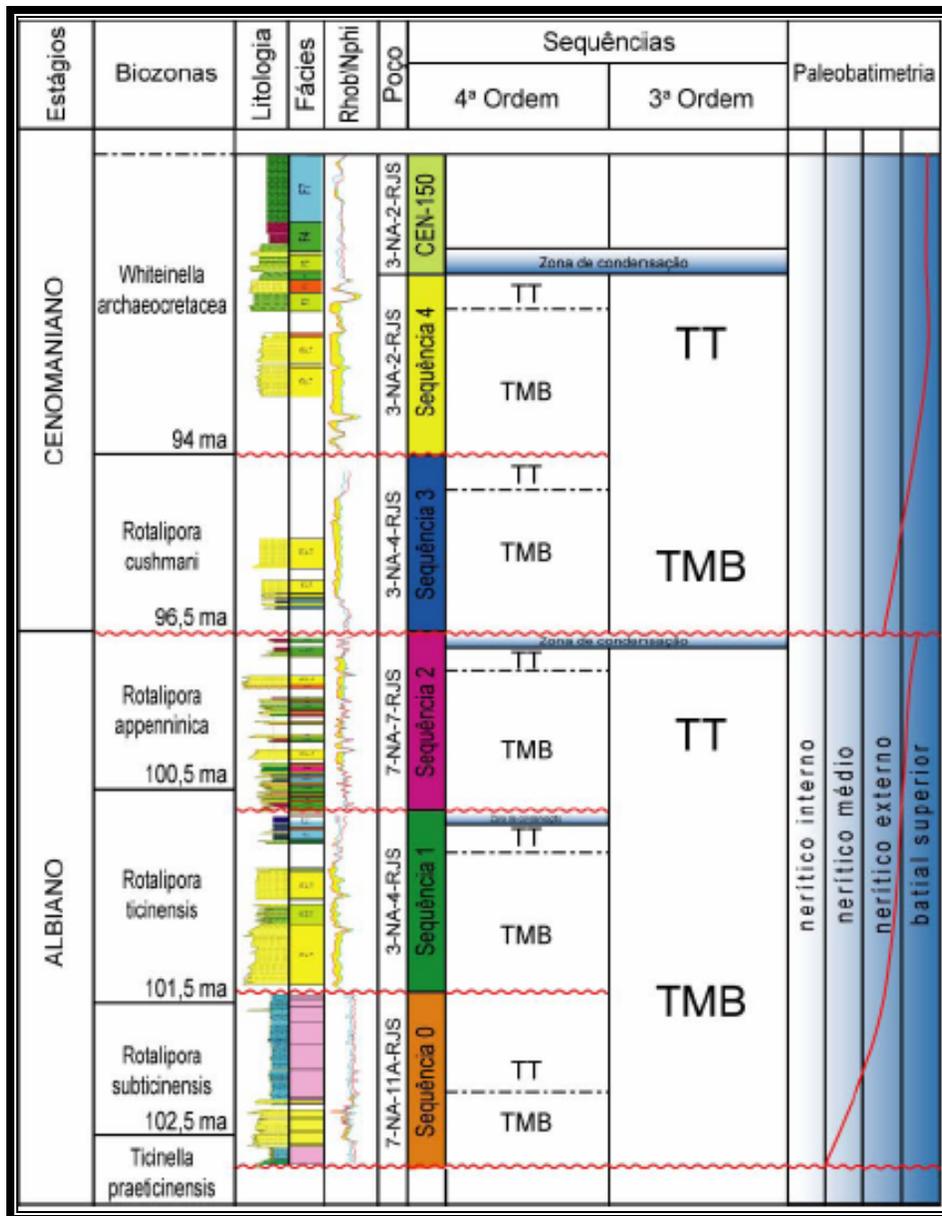


Figura 13: Coluna cronoestratigráfica esquemática para o campo de Namorado. LS: limite de seqüências; TMB: trato de mar baixo e TT: trato transgressivo. Extraído de Faria et al.(2001).

Souza Jr. (1997) reconhece no campo de Namorado três sistemas de deposição: 1) sistemas de canais, composto em sua maioria por depósitos turbidíticos ligados a correntes de alta densidade; 2) sistema canal-dique marginal, que corresponde à fase final inicial de abandono onde predominam as alternâncias de areia fina e lamitos com raras intercalações de fluxos de detritos e escorregamentos, e 3) o

sistema argilo-margoso que representa a sedimentação hemipelágica da bacia (Figura 14).

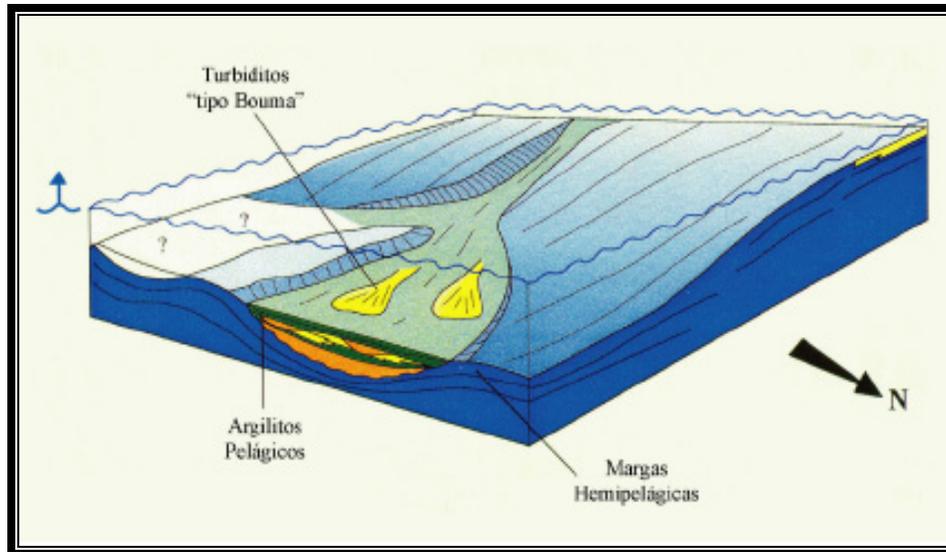


Figura 14: Modelo paleogeográfico proposto para a área do campo de Namorado. Observa-se o aumento da paleobatimetria, evidenciado pela retrogradação de fácies. Modificado de Souza Jr. (1997).

4.3 Descrição do poço NA04

No presente trabalho, utilizamos os perfis geofísicos do poço NA04 como dados para a correlação de um modelo físico-matemático para a densidade efetiva de sedimentos clásticos. A seguir mostramos os perfis geofísicos do poço, com as litologias correspondentes. Mais adiante apresentamos nosso modelo físico-matemático para a densidade efetiva.

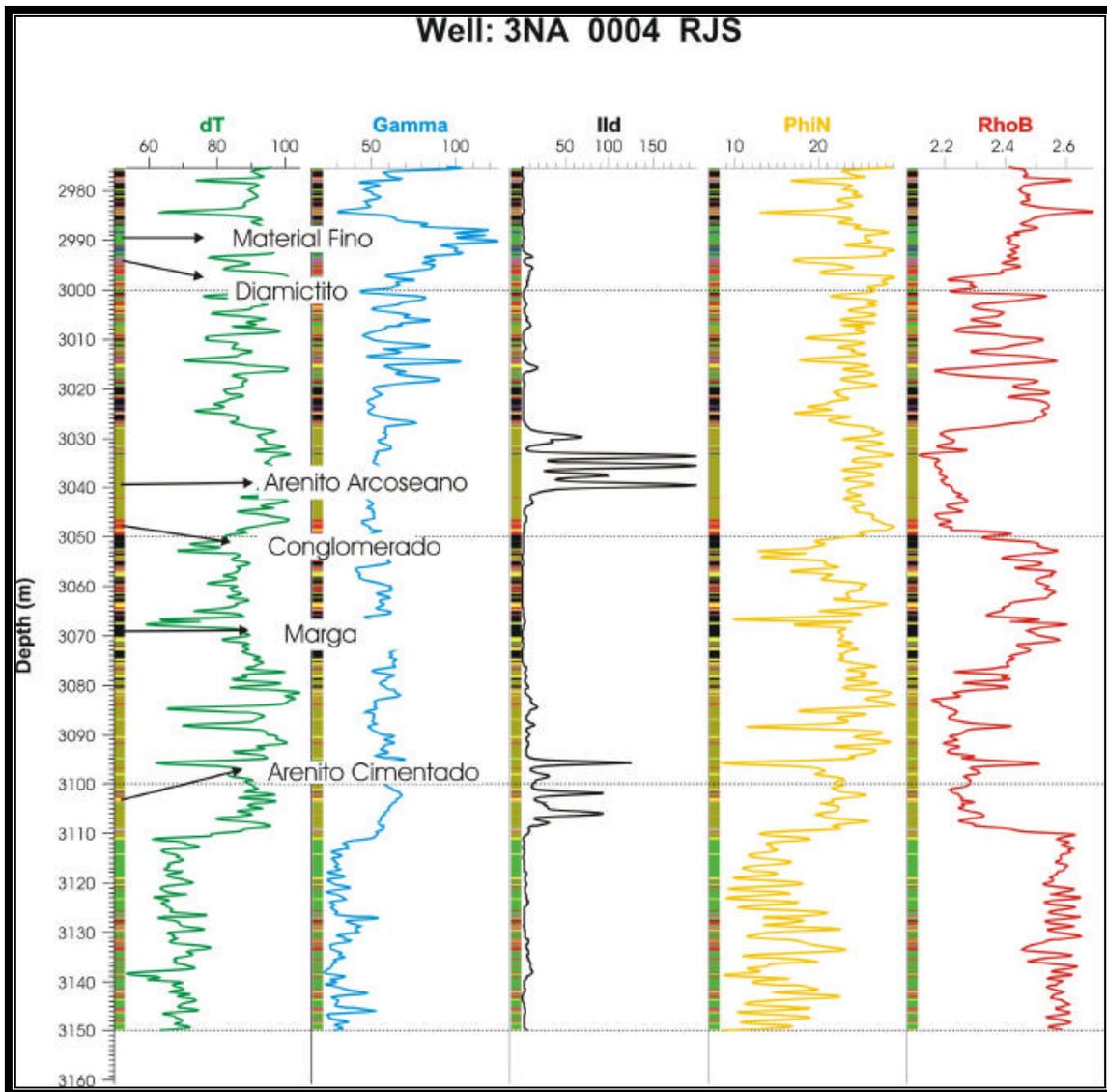


Figura 15: Perfis geofísicos do Poço NA04 com algumas litologias correspondentes. Extraído de Cruz (2003).

No presente trabalho estudamos o intervalo do reservatório Namorado entre 3075 e 3110 m, onde observamos a presença de fluidos (informação obtida através da correlação entre os perfis DT, GR, ILD, PHIN e RHOB) que neste caso, representam os hidrocarbonetos. A descrição e a interpretação dos perfis será explicado no capítulo 6.

5 O MODELO PARA A DENSIDADE EFETIVA

5.1 O modelo físico

O modelo físico proposto a seguir para a densidade efetiva (ρ_b) de meios porosos incorpora as contribuições individuais dos principais componentes sólidos e fluidos da rocha. Assumimos grãos minerais, (i.e., feldspato, quartzo, calcita e dolomita), argilas e matéria orgânica constituindo a porção sólida da rocha; água, óleo e gás como os componentes fluidos (Wyllie et al., 1958). A densidade efetiva (ρ_b) pode ser então expressa por:

$$\rho_b = \bar{\rho}_{ma} + \bar{\rho}_{clay} + \bar{\rho}_{mo} + \bar{\rho}_f, \quad (1)$$

em que $\bar{\rho}_{ma}$ é a densidade média dos componentes sólidos (grãos minerais e cimento, principalmente), $\bar{\rho}_{clay}$ é a densidade média dos componentes argilosos, $\bar{\rho}_{mo}$ é a densidade média dos componentes orgânicos e $\bar{\rho}_f$ é a densidade média dos componentes fluidos. Assim a soma ($\bar{\rho}_{ma} + \bar{\rho}_{clay} + \bar{\rho}_{mo}$) e o termo $\bar{\rho}_f$ representam a contribuição dos componentes sólidos e fluidos, respectivamente. Na equação anterior, $\bar{\rho}_{ma}$ é dada por:

$$\bar{\rho}_{ma} = \sum_{i=1}^{n_{ma}} (1 - V_{clay,t} - V_{mo,t} - \phi_e) V_{ma,i} \rho_{ma,i}, \quad (2)$$

em que ϕ_e denota a densidade efetiva. Os parâmetros $V_{ma,i}$ e $\rho_{ma,i}$ são a fração volumétrica e a densidade do i -ésimo componente mineralógico ($i= 1,2,\dots,n_{ma}$). O total da fração volumétrica de argila e de matéria orgânica, $V_{clay,t}$ e $V_{mo,t}$, respectivamente, são relacionados por

$$V_{clay,t} = \sum_{j=1}^{n_{clay}} V_{clay,j} . \quad (3)$$

O termo $V_{clay,j}$ é a fração volumétrica do j -ésimo componente argiloso ($j = 1, 2, \dots, n_{clay}$), e

$$V_{mo,t} = \sum_{k=1}^{n_{mo}} V_{mo,k} , \quad (4)$$

para $V_{mo,k}$ representando a fração volumétrica do k -ésimo componente orgânico ($k = 1, 2, \dots, n_{mo}$). Expressamos a contribuição total da densidade das argilas que compõem a rocha, $\bar{\rho}_{clay}$ por:

$$\bar{\rho}_{clay} = \sum_{j=1}^{n_{clay}} V_{clay,j} \rho_{clay,j} , \quad (5)$$

enquanto a relação para $\bar{\rho}_{mo}$, que denota a contribuição total da densidade dos componentes orgânicos presentes na rocha, é dada por

$$\bar{\rho}_{mo} = \sum_{k=1}^{n_{mo}} V_{mo,k} \rho_{mo,k} . \quad (6)$$

Por sua vez, a contribuição total da densidade dos fluidos contidos nos espaços porosos da rocha, $\bar{\rho}_f$, tem o seguinte relacionamento:

$$\bar{\rho}_f = \phi_e \sum_{n=1}^{n_f} S_{f,n} \rho_{f,n} , \quad (7)$$

em que $S_{f,n}$ e $\rho_{f,n}$ denotam a saturação e a densidade, respectivamente, da n -ésima ($n= 1, 2, \dots, n_f$) fase fluida.

O modelo expresso na equação 1 permite calcular a densidade efetiva de rochas porosas clásticas, mono- ou poliminerálicas. Argilosidade e saturação de fluidos são parâmetros adicionais que podem ser incorporados na determinação da densidade efetiva. Descrevemos a seguir alguns modelos práticos para a densidade efetiva considerando rochas reservatórios de petróleo e gás mono e biminerálicas.

5.2 Arenitos limpos monomineralógicos

Seja um arenito limpo, livre de matéria orgânica, e com 100% de saturação de água: $V_{clay,t} = V_{mo,t} = 0$, $S_w = 1$ e $\Phi_e \equiv \Phi_t$. A equação 1 então se reduz a

$$\rho_b = (1 - \phi_t)\rho_{ma} + \phi_t\rho_w, \quad (8)$$

em que ρ_{ma} e ρ_w denotam as densidades do grão mineral predominante no arcabouço da rocha e da água contida nos poros da rocha, respectivamente. A equação 8 é comumente utilizada como modelo para estimativa da porosidade total a partir do perfil de densidade que está em concordância com (Dewan, 1983),

$$\phi_t = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_w}. \quad (9)$$

Os registros efetuados pela ferramenta de perfilagem são representados por ρ_b , ao passo que $\rho_w \approx 1.10 \text{ g/cm}^3$ é a densidade da lama de perfuração. Para sedimentos clásticos, $\rho_{ma} = \rho_{qtz} = 2.65 \text{ g/cm}^3$ (i.e., a densidade do quartzo).

Quando duas fases fluidas estão presentes (por exemplo, água e óleo), obtemos o seguinte modelo para a densidade efetiva:

$$\rho_b = (1 - \phi_t) \rho_{ma} + \phi_t (S_w \rho_w + S_o \rho_o), \quad (10)$$

em que S_w e $S_o = 1 - S_w$ são as saturações de água e de óleo, respectivamente.

5.3 Arenitos argilosos monomineralógicos

Para o caso de um arenito argiloso ($V_{clay,t} = V_{clay}$), livre de matéria orgânica ($V_{mo,t} = 0$) e com 100% de saturação de água ($S_w = 1$), obtemos

$$\rho_b = (1 - V_{clay} - \phi_e) \rho_{ma} + V_{clay} \rho_{clay} + \phi_e \rho_w, \quad (11)$$

em que devemos considerar a porosidade efetiva ϕ_e , pois estamos assumindo que os minerais de argila obstruem as conexões entre os poros (Dewan, 1983). Como a argilosidade V_{clay} pode ser estimada experimentalmente (Larionov, 1969), obtemos a seguinte relação:

$$\phi_e = \phi_t - V_{clay} \frac{\rho_{ma} - \rho_{clay}}{\rho_{ma} - \rho_w}, \quad (12)$$

que é comumente aplicada para avaliação da porosidade efetiva a partir do perfil de densidade. Neste caso, ρ_{clay} denota a densidade no ponto de folhelho. Dewan (1983) define o “ponto de folhelho” como sendo a densidade no ponto de maior amplitude do perfil GR (*gamma ray*) no intervalo sedimentar sob investigação.

Semelhantemente, para as mesmas condições acima, mas assumindo saturação com duas fases fluidas, i.e., saturação de água S_w e de óleo S_o , a densidade efetiva pode ser descrita por

$$\rho_b = (1 - V_{clay} - \phi_e) \rho_{ma} + V_{clay} \rho_{clay} + \phi_e (S_w \rho_w + S_o \rho_o). \quad (13)$$

5.4 Arenitos limpos bimineralógicos

O procedimento para obtenção do modelo para a densidade efetiva para um arenito limpo bimineralógico requer o conhecimento dos grãos minerais predominantes no arcabouço e suas respectivas frações volumétricas. Assim, $V_{ma,i}$ e as densidades $\rho_{ma,i}$ precisam ser conhecidas a priori. Assumindo o arcabouço composto predominantemente por quartzo e feldspato limpo com saturação de água S_w , a equação 1 fornece:

$$\rho_b = (1 - \phi_t) V_{qtz} \rho_{qtz} + (1 - \Phi_t) V_{fpt} \rho_{fpt} + \phi_t S_w \rho_w; \quad (14)$$

em que $\rho_{qtz} = 2.65 \text{ g/cm}^3$ e $\rho_{fpt} = 2.55 \text{ g/cm}^3$ representam as densidades do quartzo e feldspato. Note que as frações volumétricas V_{qtz} e V_{fpt} refletem os pesos das contribuições de cada grão mineral que integra o arcabouço.

Por outro lado, se além da água também considerarmos o óleo preenchendo os poros da rocha, o modelo para a densidade efetiva evolui para

$$\rho_b = (1 - \phi_t)V_{qtz}\rho_{qtz} + (1 - \Phi_t)V_{fpt}\rho_{fpt} + \phi_t(S_w\rho_w + S_o\rho_o). \quad (15)$$

5.5 Arenitos argilosos bimineralógicos

Consideremos um arenito bimineralico (quartzo e feldspato) com argila preenchendo uma porção da matriz. Se apenas água satura os poros,

$$\rho_b = (1 - V_{clay} - \phi_e)V_{qtz}\rho_{qtz} + (1 - V_{clay} - \phi_e)V_{fpt}\rho_{fpt} + V_{clay}\rho_{clay} + \phi_e S_w\rho_w, \quad (16)$$

em que V_{clay} e ρ_{clay} denotam a fração volumétrica e a densidade da argila. Em geral, ocorre predominância do argilomineral illita em rochas sedimentares clásticas, i.e., $\rho_{clay} = 2.79 \text{ g/cm}^3$ (Katahara, 1996).

Podemos ainda incorporar o óleo como outra fase fluida presente na rocha. Nesse caso, obtemos

$$\rho_b = (1 - V_{clay} - \phi_e)V_{qtz}\rho_{qtz} + (1 - V_{clay} - \phi_e)V_{fpt}\rho_{fpt} + V_{clay}\rho_{clay} + \phi_e(S_w\rho_w + S_o\rho_o). \quad (17)$$

6 - CORRELAÇÃO DO MODELO PARA A DENSIDADE EFETIVA

Num perfil geofísico existem vários marcos elétricos, que podem ser correlacionados poço a poço, correspondendo cada marco a um pulso sedimentar. A assinatura do sistema turbidítico Namorado é representada na base dos perfis de poço por um contraste da densidade (RHOB) e radioatividade (GR), compatível com o contato entre as areias turbidíticas e os carbonatos de talude do sistema sedimentar anterior, como pode ser visto na Figura 16. O topo da sequência turbidítica é bem marcado no perfil de raios gama, pelo registro de um forte pico de radioatividade para o corpo argiloso do final desta sequência, representando um corpo silte-argiloso da superfície de inundação máxima (Marco Azul). Na parte central do reservatório de Namorado encontramos uma maior espessura sedimentar, predominando as frações arenosas. Lateralmente à região central do reservatório, ocorre uma maior intercalação das frações mais finas e um afinamento das camadas, diminuindo a resolução geofísica para estes pacotes.

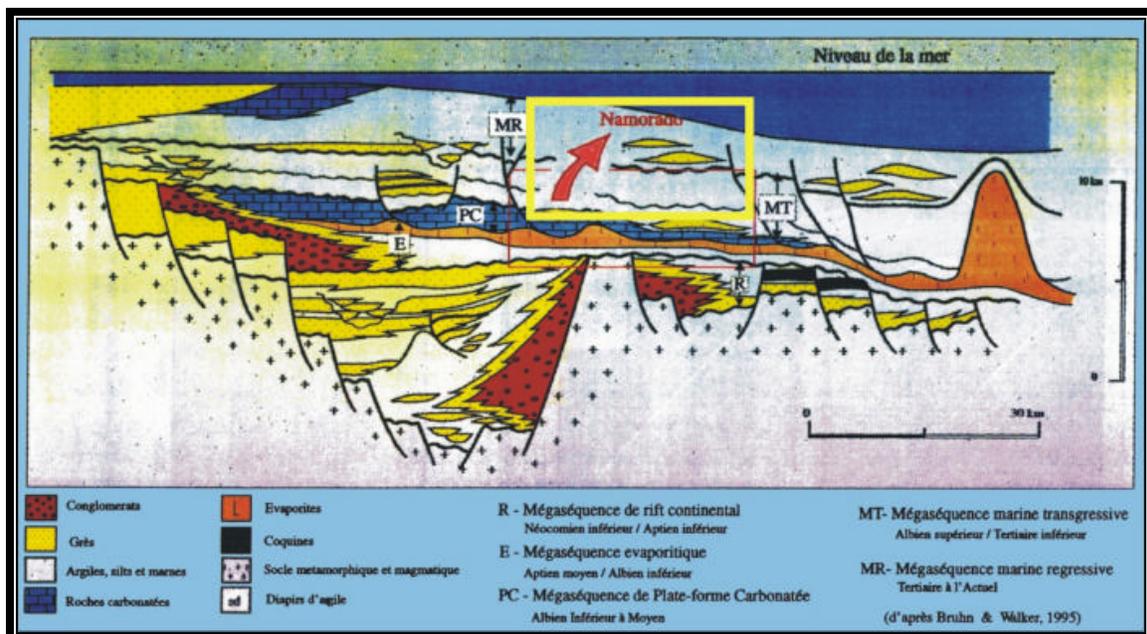


Figura 16: Seção Geológica da Bacia de Campos, representando sucessões turbidíticas (corpos arenosos) entre as margas (Formação Lagoa Feia). Extraído de Cruz (2003).

6.1 Os perfis do poço NA04

A seguir, apresentaremos um exemplo de correlação do nosso modelo físico para a densidade efetiva com um perfil geofísico correspondente sobre o reservatório Namorado. Os perfis geofísicos do poço NA04 são mostrados na Figura 17, e serão os nossos dados para o exemplo de correlação mencionado.

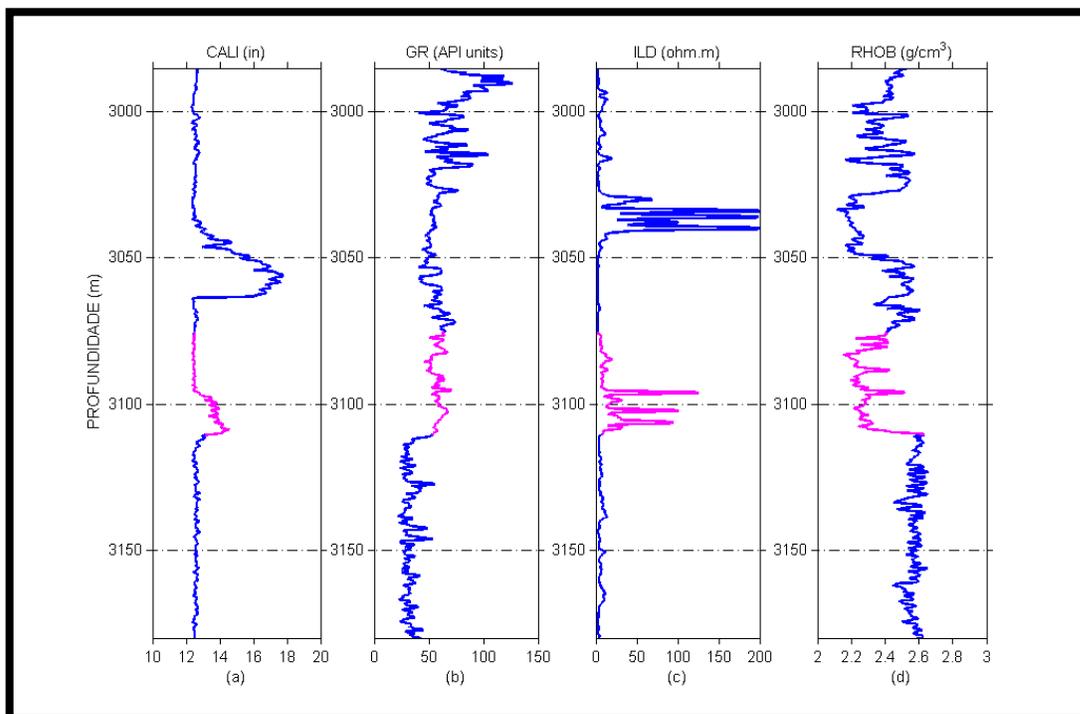


Figura 17: Perfis geofísicos no Campo de Namorado. (a) Caliper; (b) Raios gama; (c) Resistividade; (d) Densidade. O intervalo do arenito Namorado, entre 3075 e 3110 m, está destacado nos perfis.

Na Figura 17, observamos a variação do diâmetro do poço (perfil CALIPER), a litologia e a argilosidade (perfil GR), a variação da resistividade (perfil ILD) e da densidade (perfil RHOB) na formação Macaé superior, onde se insere o reservatório Namorado. No intervalo do arenito sob investigação o perfil CALIPER indica que ocorreu um pequeno arrombamento, mas este não foi suficiente para interferir nos registros da ferramenta de densidade. Por sua vez, o perfil de resistividades, no mesmo intervalo revela a presença de fluidos que, neste caso, representam hidrocarbonetos. Além de utilizarmos o perfil GR para identificação das litologias, o utilizamos também para a estimativa da argilosidade. Na figura

abaixo ampliamos o intervalo do arenito Namorado sob investigação. O perfil de densidade foi utilizado para estimativa da porosidade total e efetiva. O perfil GR foi utilizado para estimativa da argilosidade. As relações para estimativa dessas quantidades são expressas a seguir.

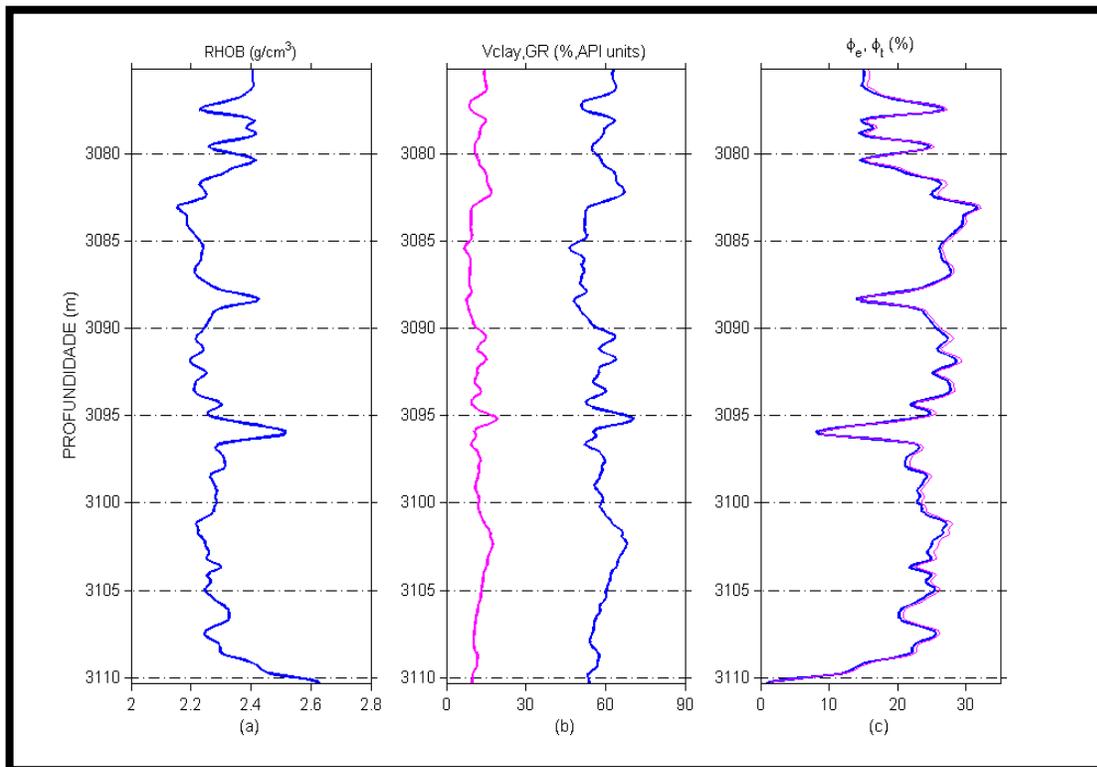


Figura 18: Intervalo do arenito Namorado. (a) perfil de densidade; (b) argilosidade e o perfil de raios gama; (c) porosidade efetiva e porosidade total. A argilosidade foi estimada usando a fórmula empírica de Larionov (1969) para sedimentos não-consolidados.

Para a estimativa da argilosidade V_{clay} , utilizamos expressão de Larionov (1969) para sedimentos recentes (que é o caso do arenito Namorado):

$$V_{clay} = 0.083 [2^{(3.70 \text{ IGR})} - 1], \quad (1)$$

onde IGR é o índice de raio gama expresso é por:

$$\text{IGR} = (\text{GR}_{\text{perfil}} - \text{GR}_{\text{min}}) / (\text{GR}_{\text{máx}} - \text{GR}_{\text{min}}). \quad (2)$$

Os parâmetros da equação anterior denotam: $\text{GR}_{\text{perfil}}$ é a medida de GR no perfil; GR_{min} é a medida do valor mínimo de GR no intervalo sob investigação

(geralmente um arenito), e $GR_{m\acute{a}x}$ é a medida do valor máximo de GR no intervalo sob investigação (geralmente no “ponto de folhelho”). Na prática podemos adotar $GR_{min} = 20$ unidades API e $GR_{m\acute{a}x} = 120$ unidades API.

Para a estimativa da porosidade total e da porosidade efetiva utilizamos as relações (9) e (12), respectivamente reescritas a seguir:

$$\phi_t = (\rho_{ma} - \rho_b) / (\rho_{ma} - \rho_w), \quad (3)$$

e

$$\phi_e = \phi_t - V_{clay} (\rho_{ma} - \rho_{sh}) / (\rho_{ma} - \rho_w). \quad (4)$$

Todos os parâmetros das equações anteriores foram definidos no capítulo anterior.

6.2 Descrição dos litotipos

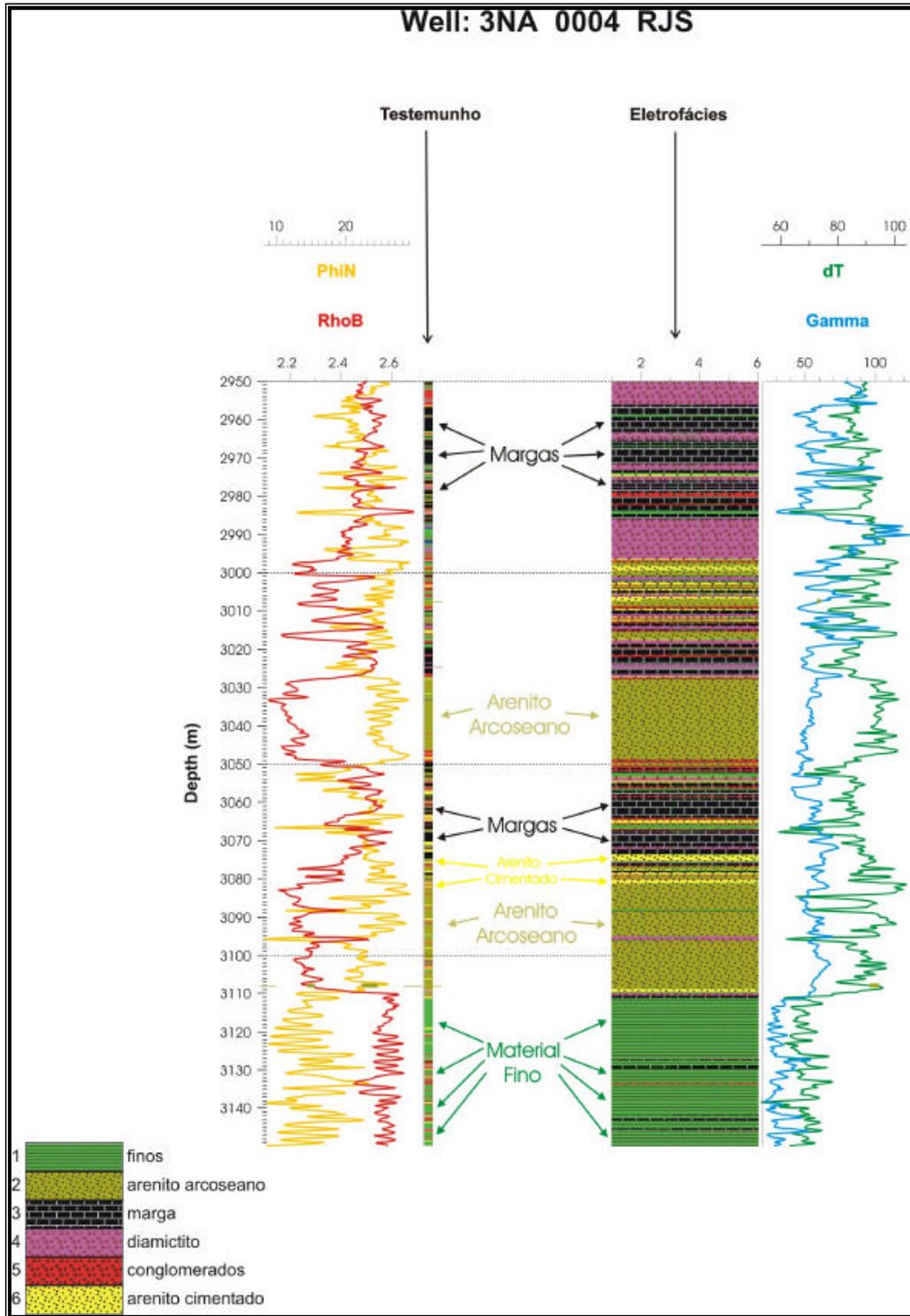


Figura 19: Comparação entre os perfis geofísicos de poço com testemunhos. Extraído de Cruz (2003).

Observando a litologia na figura anterior, notamos que o topo da seqüência turbidítica é bem marcado pelo perfil de raios gama devido ao registro de um forte pico da radiotividade. No intervalo estudado vemos que o perfil GR cai e o de densidade RHOB sobe representando um marco estratigráfico onde encontramos arenito cimentado e arcoseano. O poço NA04 é formado por material fino com pequenas laminações de marga e conglomerado. Esse material é seguido de arenito arcoseano com finas camadas de diamictito e arenito cimentado. Analisando os perfis de baixo para cima, margas e arenito arcoseano também fazem parte desse poço com intercalações de diamictito, contendo pequenas laminações de arenito cimentado.

6.3 Calibração do modelo para a densidade efetiva

Nessa seção apresentamos os dois procedimentos que utilizamos para correlacionar nosso modelo para a densidade efetiva de rochas com os registros do perfil RHOB. O primeiro procedimento consistiu numa estimativa dos volumes percentuais para os parâmetros do modelo. No segundo procedimento, esses volumes foram calculados através de uma técnica de balanço de massas utilizando perfis adicionais (Nery, 1990).

6.3.1 Primeiro procedimento: escolha dos volumes percentuais

Para correlacionar o modelo físico com o perfil de densidade (RHOB), reconstruímos esse perfil a partir das informações de porosidade e de argilosidade mostradas na Figura 18. A densidade apresenta-se relativamente baixa, atestando uma alta porosidade deste arenito, favorecendo a acumulação de hidrocarboneto nesse intervalo. A reconstrução do perfil de densidade, para determinadas situações (composição mineralógica e presença de fluidos) é mostrada na Figura 19.

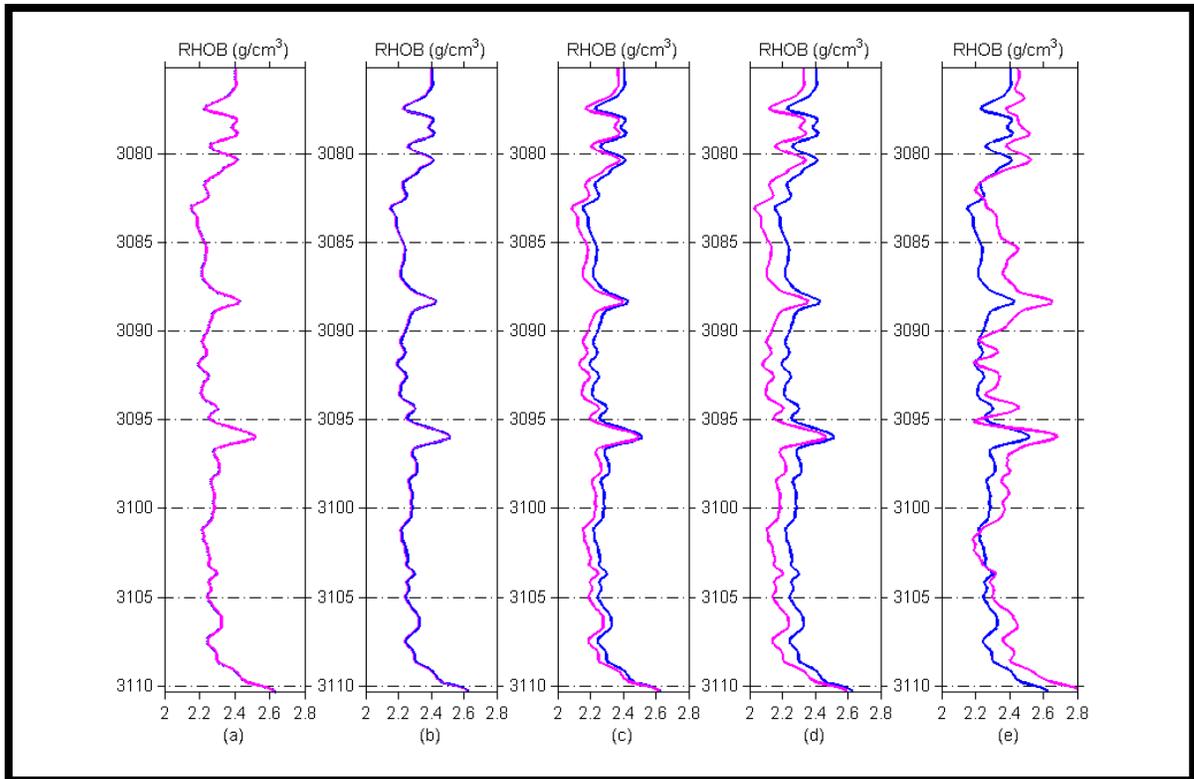


Figura 20: Correlação entre o modelo físico (rosa) e as leituras de densidade (azul) no intervalo o arenito Namorado, Figura 17. Dados utilizados no modelo físico: (a) arenito limpo, monominerálico, um fluido; (b) arenito argiloso, monominerálico, um fluido; (c) arenito argiloso, monominerálico, dois fluidos; (d) arenito argiloso, biminerálico, dois fluidos; (e) arenito argiloso biminerálico, duas argilas, dois fluidos.

Considerando os perfis da Fig. 20, adotamos os seguintes valores:

(a) Para arenito limpo monominerálico com um fluido;

$$\rho_b = (1 - \phi_t) \rho_{ma} + \phi_t \rho_w.$$

Utilizamos a saturação do fluido (salmoura) de 100%.

(b) Para arenito argiloso monominerálico com um fluido;

$$\rho_b = (1 - V_{clay} - \phi_e) \rho_{ma} + V_{clay} \rho_{clay} + \phi_e \rho_w.$$

Adotamos a saturação do fluido (salmoura) de 100%.

Observamos que apenas utilizando um fluido, e sendo este arenito monominerálico independente da sua argilosidade, o nosso modelo para a densidade se correlaciona de forma plausível às medidas do perfil de densidade efetuadas no poço NA04. Os parâmetros das equações anteriores estão definidos no capítulo anterior.

(c) Para arenito argiloso monominerálico com dois fluidos;

$$\rho_b = (1 - V_{clay} - \phi_e) \rho_{ma} + V_{clay} \rho_{clay} + \phi_e (S_w \rho_w + S_o \rho_o).$$

Estimamos em torno de 90% a saturação do óleo, e de 10%, a saturação de gás. Adotamos também as seguintes densidades: $\rho_{\text{óleo}} = 0.985 \text{ g/cm}^3$ e $\rho_{\text{gás}} = 0.150 \text{ g/cm}^3$. Os parâmetros da equação anterior também estão definidos no capítulo anterior.

(d) Para arenito argiloso biminerálico com dois fluidos;

$$\rho_b = (1 - V_{clay} - \phi_e) V_{qtz} \rho_{qtz} + (1 - V_{clay} - \phi_e) V_{fpt} \rho_{fpt} + \\ + V_{clay} \rho_{clay} + \phi_e (S_w \rho_w + S_o \rho_o).$$

Estimamos a saturação de óleo e a fração volumétrica de quartzo em 75%, e as respectivas densidades adotadas anteriormente. Adicionalmente, assumimos a saturação de gás e a fração volumétrica de feldspato em 25%, com suas respectivas densidades, $\rho_{\text{gás}} = 0.150 \text{ g/cm}^3$ e $\rho_{\text{feld}} = 2.54 \text{ g/cm}^3$. Logo, assumimos quartzo e feldspato como os componentes mineralógicos

predominantes na matriz do arenito. Vide capítulo anterior para os valores dos demais parâmetros.

(e) Para arenito argiloso bimineralico com dois fluidos e duas argilas;

$$\rho_b = (1 - V_{clay} - \phi_e) V_{qtz} \rho_{qtz} + (1 - V_{clay} - \phi_e) V_{fpt} \rho_{fpt} + V_{clay} \rho_{clay} + V_{clay} \rho_{clay} + \phi_e (S_w \rho_w + S_o \rho_o).$$

Estimamos a saturação de óleo e a fração volumétrica de quartzo em 75%, com suas respectivas densidades já citadas anteriormente. Adicionalmente, adotamos a saturação de gás e fração volumétrica de feldspato em 25%, com suas respectivas densidades. Escolhemos como sendo de 15% e 4%, respectivamente, a fração volumétrica de caolinita e clorita com suas densidades: $\rho_{cao} = 2.52 \text{ g/cm}^3$ e $\rho_{clo} = 2.69 \text{ g/cm}^3$. Os demais parâmetros da equação acima podem ser encontrados no capítulo anterior.

6.3.2 Segundo procedimento: cálculo dos valores percentuais

O cálculo dos valores percentuais dos principais componentes de uma rocha sedimentar pode ser estimado a partir da solução do sistema de equações a seguir (Nery, 1990):

$$\begin{aligned} \Delta t_i &= \phi \Delta t_f + \Delta t_{qtz} V_{qtz} + \Delta t_{felds} V_{felds} + \Delta t_{clay} V_{clay} \\ \rho_{bi} &= \rho_f \phi + \rho_{qtz} V_{qtz} + \rho_{felds} V_{felds} + \rho_{clay} V_{clay} \\ \phi_{N,i} &= \phi_{N,f} \phi + \phi_{N,qtz} V_{qtz} + \phi_{N,felds} V_{felds} + \phi_{N,clay} V_{clay} \\ 1 &= \phi + V_{qtz} + V_{felds} + V_{clay} \end{aligned}$$

onde assumimos o quartzo (*qtz*) e o feldspato (*felds*) como os grãos minerais predominantes na matriz rochosa. Em relação à argila (*clay*), extraímos do próprio perfil de densidades (ρ_b) no ponto de folhelho, possuindo

valor de 2.56 g/cm^3 . No sistema de equações acima, Δt e ϕ_N representam os registros dos perfis sônico e de porosidade de nêutrons.

O sistema de equações anterior pode ser reescrito na forma matricial como a seguir:

$$\begin{pmatrix} \Delta t_i \\ \rho_{bi} \\ \phi_{N,i} \\ 1 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \Delta t_f & \Delta t_{qtz} & \Delta t_{felds} & \Delta t_{clay} \\ \rho_f & \rho_{qtz} & \rho_{felds} & \rho_{clay} \\ \phi_{N,f} & \phi_{N,qtz} & \phi_{N,felds} & \phi_{N,clay} \\ 1 & 1 & 1 & 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \phi \\ V_{qtz} \\ V_{felds} \\ V_{clay} \end{pmatrix}$$

Dessa forma, para cada amostra i dos perfis sônico, densidade e porosidade de nêutrons, o sistema é resolvido para as incógnitas ϕ , V_{qtz} , V_{felds} e V_{clay} . Os valores da matriz do sistema de equações acima são extraídos de uma tabela (vide sítio: www.schlumberger.com), pois são para uma litologia pura.

Resolvendo a forma matricial acima, usando os perfis correspondentes do poço NA04, construímos os seguintes perfis para os volumes percentuais de fluido, quartzo, feldspato. Estimamos o perfil de argilosidade utilizando a fórmula (1) deste capítulo.

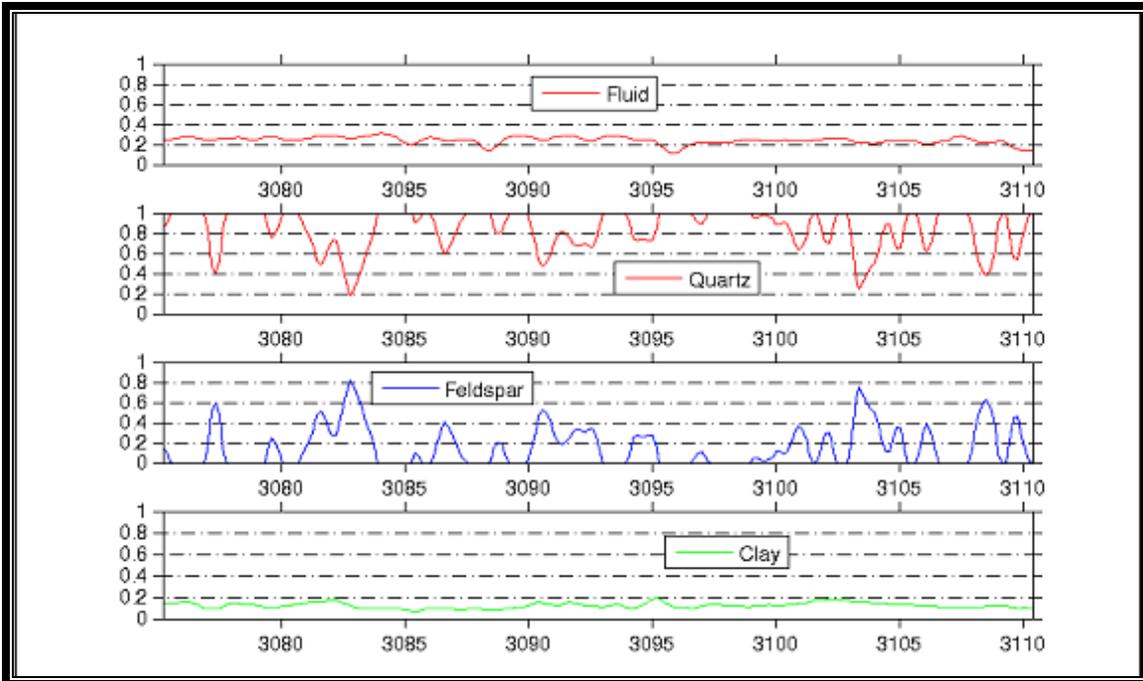


Figura 21: Volumes percentuais do fluido, quartzo, feldspato e argila, no intervalo sedimentar do reservatório Namorado.

O resultado da correlação do nosso modelo para a densidade efetiva com as densidades do perfil RHOB, está representado no primeiro painel da Fig. 22. Podemos observar um ajuste muito bom do modelo para a densidade com as medidas do perfil, produzindo erros absolutos da ordem de 6%. No painel central da Fig. 22, podemos observar uma boa correlação entre os volumes percentuais calculados para os componentes das rochas sedimentares e a variação da argilosidade e do perfil sônico no intervalo sob investigação. Por exemplo: na profundidade de 3085m, o volume percentual de feldspato (preto) é nulo, enquanto o volume percentual de quartzo (azul) atinge seu valor máximo. Neste mesmo ponto, a argilosidade (vermelho) diminui ligeiramente provocando uma abrupta diminuição do perfil sônico (rosa), isto é, aumento da velocidade compressional.

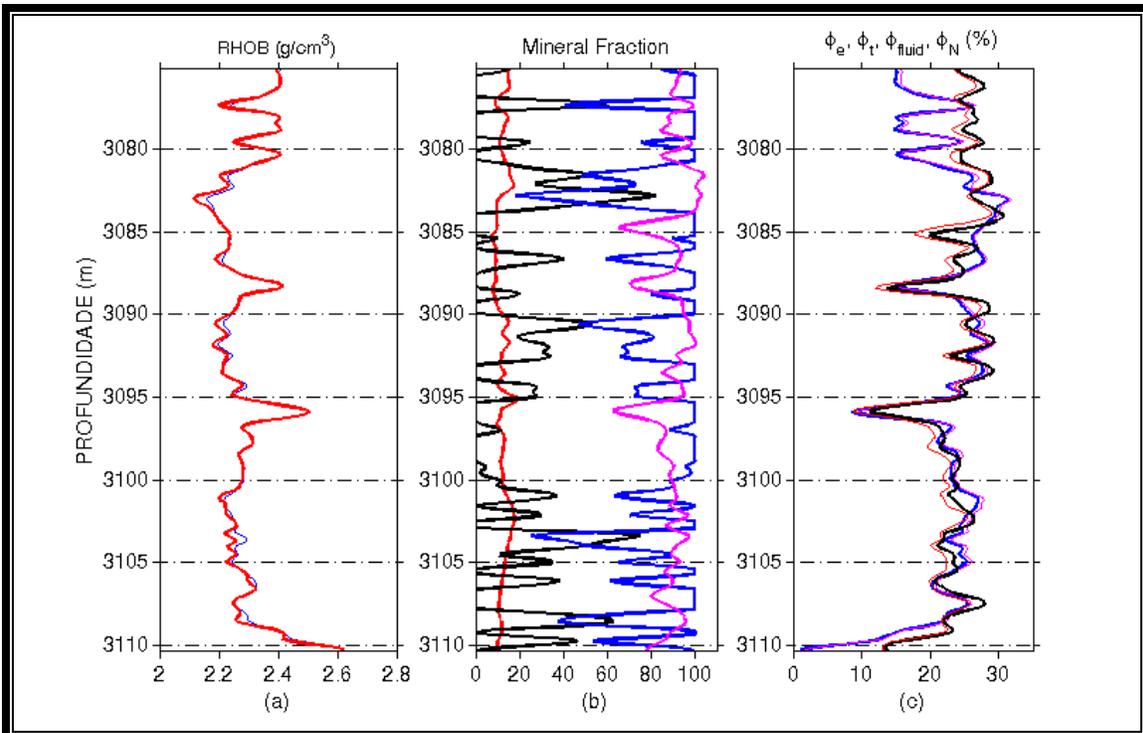


Figura 22: No painel (a) temos o perfil do poço Namorado (azul) e a aplicação do modelo (vermelho). No painel (b) temos a reprodução dos volumes percentuais da Fig. 21, incluindo o perfil sônico (rosa). A cor vermelha representa a argilosidade e as cores preta e azul representam o volume percentual de feldspato e quartzo, respectivamente. No painel (c) temos as estimativas das porosidades efetiva e total (azul e rosa, respectivamente), o perfil de porosidade de nêutrons e o volume percentual de fluido calculado (vermelho e preto, respectivamente).

7 – CONCLUSÃO

As simulações numéricas para a densidade efetiva de arenito mono- e bimineralizados confirmam a dependência da densidade efetiva com a composição mineralógica, porosidade e saturação dos fluidos. Na composição mineralógica da matriz, incorporamos a contribuição dos grãos minerais, das argilas e da matéria orgânica possivelmente compondo a rocha. Os resultados numéricos destacam a influência da argilosidade, que, mesmo se apresentando em frações volumétricas baixas, provocam um aumento marcante na densidade efetiva da rocha. Destacamos a importância da estimativa da argilosidade na avaliação de formações produtoras de petróleo e gás, pois sabemos que as argilas tendem a obstruir as conexões entre os espaços porosos onde os fluidos ficam armazenados. Neste trabalho reconstruímos os perfis geofísicos de densidade a partir da escolha dos volumes percentuais, adotando valores para os parâmetros. Usando um procedimento mais rigoroso, calculamos os valores percentuais dos principais componentes da rocha sedimentar. O resultado mostrou um ajuste plausível entre o modelo e os dados observados, apresentando resíduos absolutos insignificantes. Finalmente podemos concluir que os modelos utilizados são capazes de prever a densidade efetiva de rochas sedimentares dentro dos intervalos observados em situações reais.

8 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Adriano, B. L., 2007, Estimativa de Argilosidade e Porosidade no Reservatório Namorado a partir de Perfilagem Geofísica de Poços, 56p.

Asquith, G.& Gibson, C. Basic well log analysis for geologists. Oklahoma: AAPG, 1982(216p).

Bacoccoli, G.; Moraes, R.G.&Campos, O.A.J. 1980. 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 Memoir 30, p. 329-338.

BUENO, G.V. Diacronismo de eventos no rifte Sul-Atlântico. Boletim de Geociências da Petrobras. Petrobras, Rio de Janeiro, 12 (2): 203-229, maio/nov. 2004.

Cruz, M. M. 2003. Aplicação de Perfilagem Geofísica e sísmica na caracterização da faciologia do reservatório de namorado 121p.

DIAS, J.L. et al. Aspectos da Evolução Tectono-Sedimentar e a Ocorrência de Hidrocarbonetos na Bacia de Campos. In: Gabaglia, G.P.R. & Milani, E.J. (coord.). Origem e Evolução de Bacias Sedimentares. Petrobras, 1990. p. 333-360.

Dewan, J.T., 1983, Essentials of modern open-hole log interpretation, Penn Well Books, 3612p.

Ellis, Darwin V., 1987. Well Logging for Earth Scientists. Elsevier Science Publishing Co., Inc. New York. USA. ISBN 0-444-01180-3 520p.

Faria, R.T.; Santos, M.S. & Paraizo, P.L.B. 2001. Estudo Completo de caracterização Geológica e Simulação de Fluxo para o Campo de Namorado. Relatório Final do Projeto 60.02.24 Petrobras/CENPES/PDEP/TR, Rio de Janeiro, 81 p.

Fernandes, C.E. de, 1984. Fundamentos de Prospecção Geofísica. Ed. Interciência, Rio de Janeiro-RJ, 190p.

Hallenburg, J.K. Geophysical Logging for Mineral and Engineering Applications. Tulsa, Oklahoma, Pennwell Books.

Katahara, K.W., 1996, Clay Mineral Elastic Properties, SEG Annual Meeting, Rock Physics, RP 1.4; 1691-1694.

Larionov, W. W., 1969, Borehole Radiometry, Nedra, Moscow.

Menezes, S.X. & Correa, A.C.T. 1986. Estudo de Argilosidade e Densidade de Matriz em Reservatórios Turbidíticos do Campo de Namorado. Anais... I Seminário de Técnicas de Operações Geológicas. V.II, Natal-RN, Petrobras, Relatório Interno.

Mitchum Jr., R.M. & Van Wagoner, J.C. 1991. High-Frequency Sequences and Their Stacking Patterns: Sequence-Stratigraphic Evidence of High-Frequency Eustatic Cycles. Sedimentary Geology, v.70, p. 131-160.

Nery, G.G.1990. Perfilagem Geofísica em Poço Aberto. Salvador, BA, 231p.

RANGEL, H.D., MARTINS, F.A.L., ESTEVES, F.R. & FEIJÓ, F.J. Bacia de Campos. Boletim de Geociências da Petrobras. Petrobras, Rio de Janeiro, 8 (1): 203-217, jan./mar. 1994.

Rodríguez, M.R.; Beer, R.; Adams, T.; Beneduzi, C.F. 1988. Aplicação de novas tecnologias de perfilagem na avaliação de reservatórios brasileiros. In: Searching for oil and gás in the land of giants. Rio de Janeiro, Schlumberger Edição especial sobre o Brasil, 43-56.

Schaller, H. 1973. Estratigrafia da Bacia de Campos. In: 2^o Congresso Brasileiro de Petróleo. Rio de Janeiro, 1982. Anais... Rio de Janeiro, IBP, trabalho n^o 18.

Schlumberger 1987. Log interpretation-principles/applications. N.Y., Schlumberger Ltd. 198p.

Souza Jr., O.G. 1997. Stratigraphie Séquentielle et Modélisation Probabiliste des Reservoirs d'un Cône Sous-Marin Profond (Champ de Namorado, Brésil). Integration des Données Géologiques et Géophysiques. Ph.D. Thèse, Université Pierre et Marie Curie, 215 p.

Souza, O.R. 1985. Perfilagem elétrica de poços. II Curso sobre as águas subterrâneas 69p.

Wyllie, M.R.J., Gregory, A.R., and Gardner, L.W., 1958, An experimental investigation of factors affecting elastic wave velocities in porous media: Geophysics, 23, 459-493.