

1 INTRODUÇÃO

O processo de exploração comercial de petróleo começou em 1859, na Pensilvânia, Estados Unidos, logo após a descoberta do Cel. Edwin L. Drake, com um poço de apenas 21 metros de profundidade. Descobriu-se que a destilação do petróleo resultava em produtos que substituíam o querosene obtido do carvão e do óleo de baleia, muito utilizados para iluminação na época (THOMAS, 2001).

No Brasil, as pesquisas relacionadas ao petróleo começaram em Alagoas em 1891. No entanto, o primeiro poço brasileiro com o objetivo de encontrar petróleo, foi perfurado somente em 1897, por Eugênio Ferreira Camargo, no estado de São Paulo. Este poço atingiu profundidade final de 488 metros. Alguns anos depois vários poços foram perfurados em diferentes estados, todos sem sucesso (THOMAS, 2001).

Em 1941, foi descoberto o primeiro campo comercial, em Candeias, BA. Em 1953, foi criada a PETROBRAS (Petróleo Brasileiro S.A), que iniciou a partida decisiva nas pesquisas do petróleo brasileiro (THOMAS, 2001). Atualmente a maior área marítima produtora de petróleo encontra-se no Rio de Janeiro e a terrestre no Rio Grande do Norte.

Na Indústria do petróleo existem diversas etapas para transformar o petróleo em produtos que possam ser diretamente utilizados pela sociedade. No atual contexto econômico mundial, com desenvolvimento de novas tecnologias e uma demanda cada vez maior de petróleo, as reservas não convencionais tem se apresentado cada vez mais consideráveis na produção mundial de petróleo e gás.

Os Folhelhos betuminosos (*Oil Shale*) são importantes perspectivas de hidrocarbonetos economicamente viáveis não convencionais, com intensa atividade realizada em regiões como Estados Unidos e Canadá. No Brasil este modelo é aplicado no projeto Petrosix da Petrobras, no município de São Mateus do Sul no Estado do Paraná com a Exploração de folhelhos betuminosos da Formação Irati (Permiano da Bacia do Paraná).

Nos depósitos cenozóicos da Bacia de Taubaté são encontrados folhelhos betuminosos (oleígenos) pertencentes à Formação Tremembé, de idade oligocênica, que durante alguns anos na década de 50 foram investigados com relação ao seu aproveitamento econômico através da extração industrial do óleo nele contido.

Entretanto, em função da ausência de um modelo geológico para estes *plays* não convencionais e o pouco conhecimento sobre a evolução tectono-sedimentar da bacia, além

dos aspectos tecnológicos e conjunturais da época, esse aproveitamento industrial foi considerado inviável do ponto de vista econômico.

Sendo assim o Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia de Óleo e Gás- Jazidas Não Convencionais (INOG) (CNPq/FAPERJ/UERJ) tem trabalhado no desenvolvimento de pesquisas científicas e na obtenção de novos dados exploratórios na Bacia de Taubaté, a fim de contribuir para uma reavaliação do potencial econômico desse recurso. Nesse sentido, estudos faciológicos, petrofísicos e quimioestratigráficos assumem grande importância.

Esta dissertação apresenta uma abordagem integrada de perfilagem de poço com geoquímica orgânica da Formação Tremembé, Oligoceno da Bacia de Taubaté, com base nos dados geoquímicos de teores de Carbono Orgânico Total (COT), Resíduo Insolúvel (RI) e os dados provenientes de pirólise do poço MOR-1-SP. Com relação aos dados petrofísicos foram utilizados os de Raios Gama (GR), Resistividade (Res), Potencial espontâneo (SP) e Sônico. Esses dados foram obtidos a partir de amostras selecionadas dos poços MOR-1-SP, RO-1-SP e QUIRI-1-SP, resultantes de perfilagem a cabo e testemunhagem contínua ao longo da sucessão de folhelhos da Formação Tremembé. Estas perfurações foram realizadas pela sonda Mach 920, pertencente à Faculdade de Geologia da UERJ. As perfilagens, por sua vez, foram executadas pelo mestrando José Luna, do Departamento de Geologia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), sob a supervisão do Prof. Fábio Perosi (UFRJ). O equipamento de perfilagem utilizado, pertencente ao Departamento de Geologia da UFRJ foi fabricado pela empresa Robertson Geologging Ltda.

2 OBJETIVOS E METODOLOGIA

Ao contrário dos prospectos de hidrocarbonetos convencionais, os folhelhos oleíferos (*oil shale*) servem como rocha fonte, selo e reservatório. A ausência de um modelo preciso petrofísico para estes recursos não convencionais faz com que as previsões de produtividade econômica não sejam precisas.

Esta dissertação apresenta uma abordagem integrada de dados petrofísicos com dados geoquímicos de testemunhos contínuos de rochas de três poços perfurados na Bacia de Taubaté. A perfilagem de poço apresenta uma importância significativa, não só pela correlação de poços, mas também como um auxílio na própria descrição dos testemunhos, à medida que se têm o conhecimento das propriedades físicas das rochas.

Um dos principais objetivos da perfilagem de poço é caracterizar o reservatório *in situ*. A testemunhagem contínua é um processo bastante oneroso e na maior parte das vezes, apenas intervalos (essencialmente aqueles de interesse econômico) de alguns poços são amostrados. Isto faz com que a caracterização estrutural de um reservatório seja subsidiada através da soma entre diferentes técnicas de obtenção de dados, poucas vezes disponíveis para um mesmo poço ou intervalo de amostragem.

A identificação de litofácies a partir de dados de perfis permite um nível de detalhamento diferenciado ao do testemunho. Isto ocorre porque, nos testemunhos, as litofácies são identificadas e classificadas com base em características medidas em pequena escala e em escalas microscópicas (Coll et al., 1999). No entanto, os diferentes tipos de perfis vêm conquistando espaço cada vez maior, com ênfase aos perfis resistivos e acústicos, que muitas vezes substituem os testemunhos, tendo em vista que o contraste elétrico ou acústico entre diferentes litologias pode ser mais significativo que a percepção destas litologias ao olho humano.

O objetivo geral desta dissertação é o entendimento da importância da utilização da perfilagem de poço no auxílio à descrição de testemunhos, a partir da aplicação da correlação rocha x perfil, através do uso dos perfis de poços com os dados geoquímicos obtidos, através de sondagens realizadas pela Faculdade de Geologia da UERJ na Bacia de Taubaté. Pretende-se assim caracterizar intervalos interessantes para a produção de óleo.

Diversos trabalhos têm buscado entender a relação entre o condicionamento estrutural e processos sedimentares responsáveis pela configuração dos ciclos de alta frequência no

intervalo de folhelhos da Formação Tremembé, Bacia de Taubaté, com base nos dados de carbono orgânico total, enxofre total e resíduo insolúvel. Dentro deste contexto a integração dos dados de perfis dos poços visa caracterizar as assinaturas petrofísicas dos intervalos potenciais geradores das diferentes unidades quimioestratigráficas identificadas.

A abordagem desta dissertação faz uso da relevância de um método pouco explorado nos estudos sedimentológicos e estratigráficos de detalhe nos depósitos da Formação Tremembé encontrada na literatura. As análises petrofísica somadas com os registros de dados geoquímicos contribuem efetivamente na caracterização de propriedades geradoras e selantes da rocha.

As análises aqui empregadas buscam uma articulação entre essas duas ferramentas para a identificação de intervalos potenciais e a correlação estratigráfica baseando se pelo princípio de continuidade lateral das camadas. Assim fornecerem subsídios necessários para a elaboração de modelos geológicos 2D das camadas ideais para aplicação na exploração dos folhelhos oleígenos promovendo uma metodologia que envolva as técnicas disponíveis para a identificação das eletrofácies em outros poços disponíveis na Bacia de Taubaté.

Para a realização deste trabalho, foram utilizados os princípios e as aplicações de perfilagem de poço, que têm se mostrado uma poderosa ferramenta para estudos de geologia de poço, por permitir uma caracterização detalhada dos intervalos perfilados.

As seguintes etapas fazem parte da metodologia adotada:

2.1 Revisão bibliográfica

A pesquisa bibliográfica foi feita em base de dados digital e em bibliotecas, com o objetivo de atualizar os conhecimentos científicos geológicos, geoquímicos e geofísicos da Bacia de Taubaté, em caráter temático, conceitual e metodológico.

2.2 Aquisição dos dados

A aquisição dos dados neste trabalho vai ser tratada como duas etapas distintas. A primeira trata-se de como os dados de perfis de poços são registrados. A segunda está relacionada com todos os dados geoquímicos, que foram adquiridos previamente, através de

amostras de testemunhos realizados pela perfuração de poços com uma sonda rotativa Mach 920, pertencente à Faculdade de Geologia da UERJ. As amostras foram preparadas no Laboratório de Geologia de Preparação de Amostras (LGPA) da Faculdade de Geologia e a partir do equipamento LECO SC-632, obtivemos os teores de Carbono Orgânico Total (COT), Enxofre Total. Os dados provenientes da interpretação da pirólise Rock- Eval do poço MOR-1-SP foram extraídos da dissertação de Duarte (2012).

2.3 Preparação e Processamento dos dados

Os dados brutos de perfis, como são adquiridos no poço, necessitam de um tratamento anterior para que possam ser utilizados em uma interpretação geológica segura. Os dados são processados por softwares, que retiram dos dados brutos os ruídos com a aplicação de filtros e interpola intervalos quando não há dados. Além dessas correções, o aplicativo gera um arquivo no formato dos perfis. Com relação à seleção e organização das amostras a serem analisadas em termos geoquímicos, tais dados foram correlacionados a dados gerais já disponíveis para essas áreas, e permitiram uma caracterização mais detalhada de alguns intervalos estratigráficos específicos dentro dos pelitos da Formação Tremembé, em particular, no que se refere aos horizontes que apresentam um incremento relativo nos teores de carbono orgânico total (COT).

2.4 Interpretações dos Dados

Os perfis foram interpretados a partir do mapeamento de sucessões litológicas com base na definição de fácies, que é um conjunto de feições que caracteriza uma rocha sedimentar, sejam elas a cor, granulação, estruturas internas, geometria deposicional, espessura, fósseis ou paleocorrentes (DELLA FÁVERA, 2001).

Foi adotada uma abordagem integrada dos dados petrofísicos e registro de dados geoquímicos. Através de uma combinação de análise geoquímica e técnicas de interpretação de perfis foi possível fazer uma associação de assinaturas petrofísicas com os intervalos descritos como ideais para produção econômica de folhelhos oleígenos, mais especificamente

complexos interpretados por Duarte (2012), a partir das análises Geoquímica (COT e pirólise Rock – Eval) dos testemunhos do Poço MOR-1-SP.

Para se chegar a um modelo de eletrofácies, foi necessária a extrapolação da interpretação do conjunto de perfis, adotando uma abordagem supervisionada de modo a honrar os dados geológicos diretos (testemunhos e geoquímicos) para cada poço correspondente. A partir disto, obtém-se como resposta um modelo, onde cada pico deste modelo corresponde a uma eletrofácies. A partir de um conjunto de informações diretas, foi proposto neste trabalho uma caracterização dos intervalos estudados e suas fácies baseadas em informações diretas de poço, de forma que sejam mais adequadas à implementação de modelos integrados, através da aplicação de perfilagem geofísica. Este modelo tem aplicação direta no entendimento do ambiente deposicional do lago Tremembé.

3 ASPECTOS GERAIS

3.1 Área de Estudo

A Bacia de Taubaté está localizada na porção leste do Estado de São Paulo, entre as cidades de Queluz e Itaquaquetuba. Trata-se de uma bacia sedimentar terciária a qual se enquadra no conjunto de bacias tafrogênicas de idade cenozoica reconhecido por Riccomini (1989). Situadas no Sudeste Brasileiro, a evolução dessa bacia está estreitamente relacionada ao colapso extensional de blocos crustais, movimentados ao longo das discontinuidades do embasamento cristalino (FERNANDES, 1993) no Cinturão Ribeira, na qual cada fase da evolução tectono-estratigráfica foi caracterizada por distintos sistemas deposicionais, tais como leques aluviais, depósitos fluviais e lacustres.

Ocupando uma área de aproximadamente 2.400 km², a bacia possui 170 quilômetros de comprimento e uma largura entre 10 a 25 quilômetros, sendo alongada na direção NE-SW, segundo as orientações das estruturas (FERNANDES, 1993), com uma profundidade máxima de aproximadamente 800 m. Sobre seus depósitos localizam-se as cidades de Jacareí, São José dos Campos, Taubaté, Tremembé e Pindamonhangaba, entre outras (Figura 1).

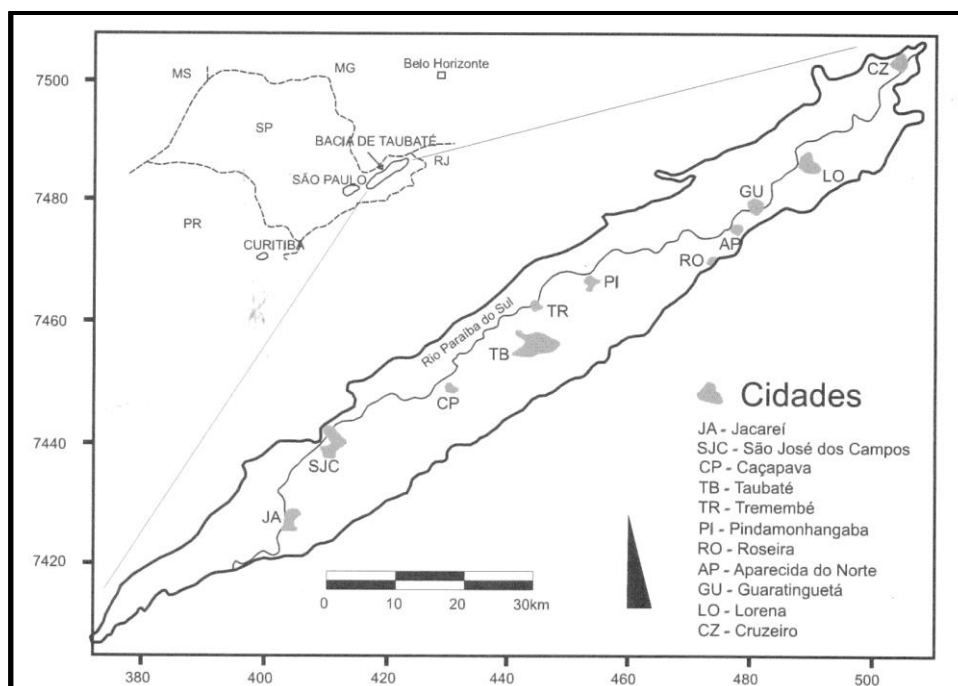


Figura 1 - Mapa de localização da Bacia de Taubaté
Fonte: CARVALHO, 2010.

Pertencente ao “Rifte Continental do Sudeste do Brasil - RCSB” (RICCOMINI, 1989), cuja evolução está intimamente relacionada com a abertura do oceano Atlântico Sul, a Bacia de Taubaté é a que contém o mais espesso registro sedimentar aluvial-lacustre do Oligoceno, quando comparado com as bacias menores que compõem este Sistema de Riftes. O seu subsolo já foi intensamente perfurado por poços de prospecção hídrica e pontualmente por poucas perfurações mais profundas para avaliação do potencial de folhelhos betuminosos, pela Petrobras na década de 1960. Entre os métodos de investigação indiretos, geofísicos, que indicam a profundidade da bacia destacam-se a gravimetria realizada no passado e a sísmica realizada pela Petrobras na década de 1980 (Figura 2).

A Formação Tremembé, datada do final do Oligoceno, é identificada como um pacote rochoso composto predominantemente por rochas microclásticas (argilitos, siltitos e folhelhos) aceitas como o registro de um sistema lacustre, ora do tipo *playa lake*, segundo Riccomini (1989) e Sant’Anna (1999), ora como um sistema lacustre fechado, oligomítico e eutrófico, depositado em clima semi-árido (TORRES-RIBEIRO, 2004).

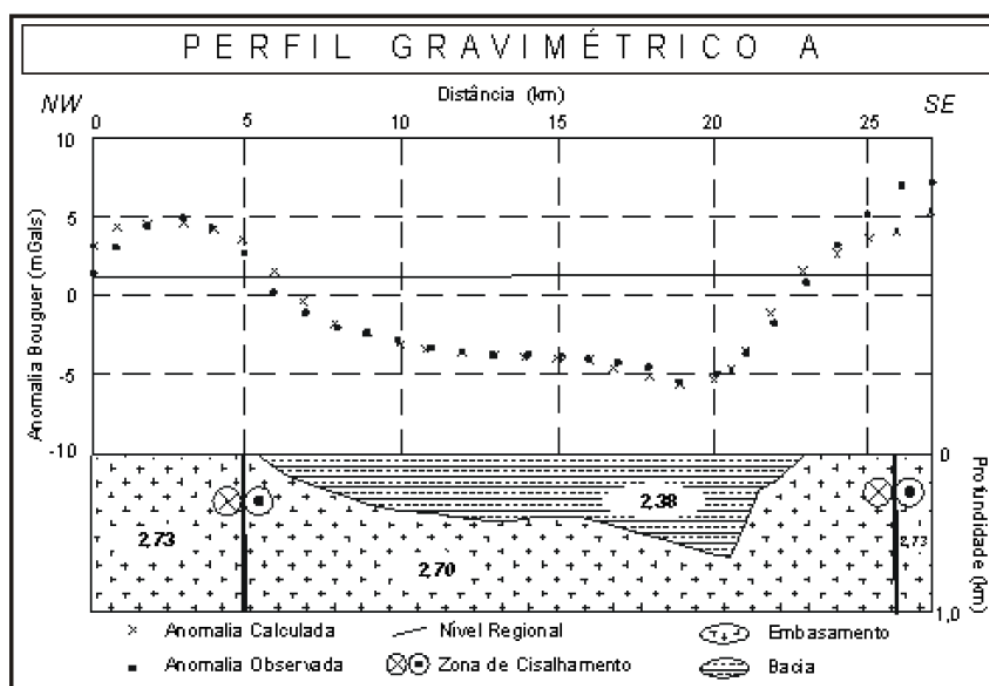


Figura 2 - Perfil gravimétrico modelado (região de Taubaté).
Fonte: FERNANDES, 1993.

Portanto, em sub-superfície na Bacia de Taubaté estão registrados importantes eventos geológicos no Oligoceno que podem também ser constatados, através dos poucos afloramentos. Durante muito tempo a estimativa de profundidade foi baseada nos dados

gravimétricos e algumas modelagens geofísicas, bem como a estratigrafia construída com base em dados de afloramentos e poucas perfurações de poços de difícil calibração com a sísmica (Figura 3) , o que permitiu assim a interpretação de um arcabouço litoestratigráfico pouco dinâmico para uma bacia rifte.

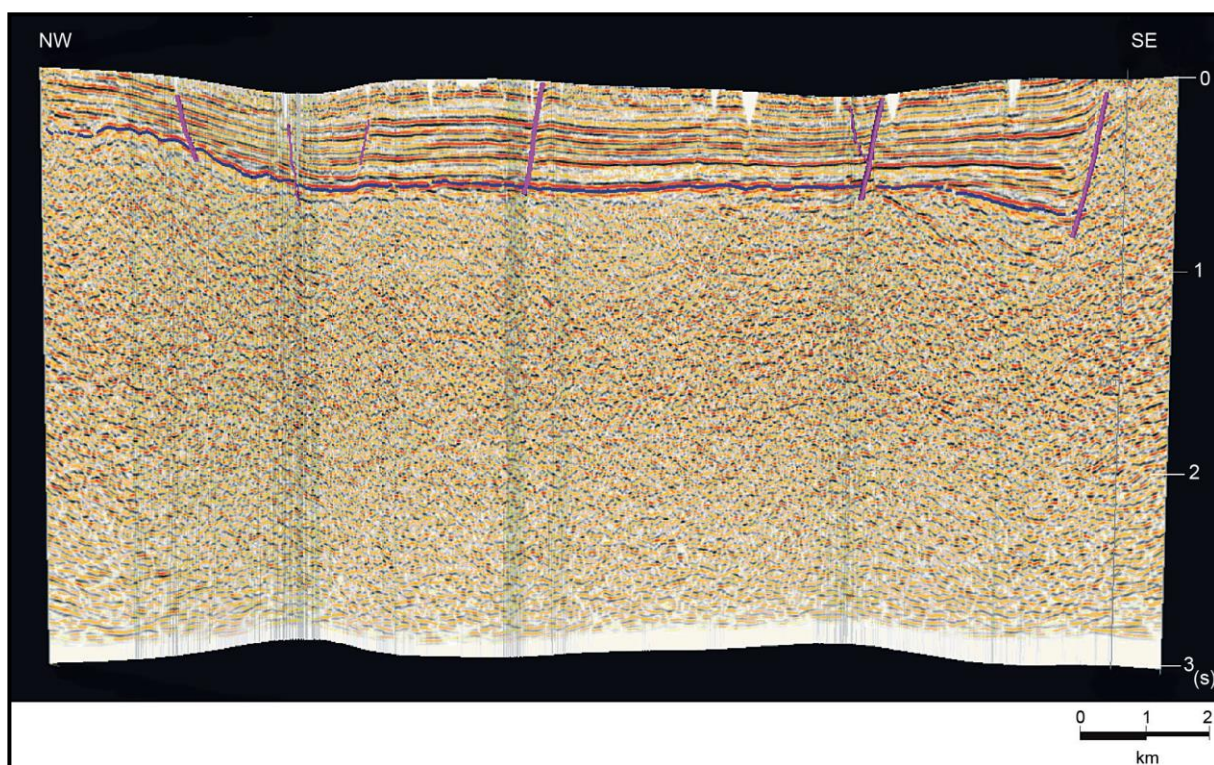


Figura 3 - Seção sísmica *dip* no compartimento Taubaté.
Fonte: FERNANDES, 1993.

As perfurações rotativas com recuperação de testemunho foram efetuadas nos municípios de Quiririm, Moreira Cesar e Roseira no Estado de São Paulo. A operação foi executada pela Faculdade de Geologia da UERJ, utilizando uma sonda rotativa do modelo Mach 920, e a perfilagem foi executada pelo Departamento de Geologia da UFRJ.

3.2 Evolução Tectono-Estratigráfica

Diversos autores publicaram sobre a origem e evolução das bacias continentais do Sudeste Brasileiro, esta dissertação irá abordar mais precisamente o Rife do Paraíba do Sul

de acordo com Riccomini (1989) e Zalán e Oliveira (2005) (Figura 4), no aspecto relacionado à Bacia de Taubaté.

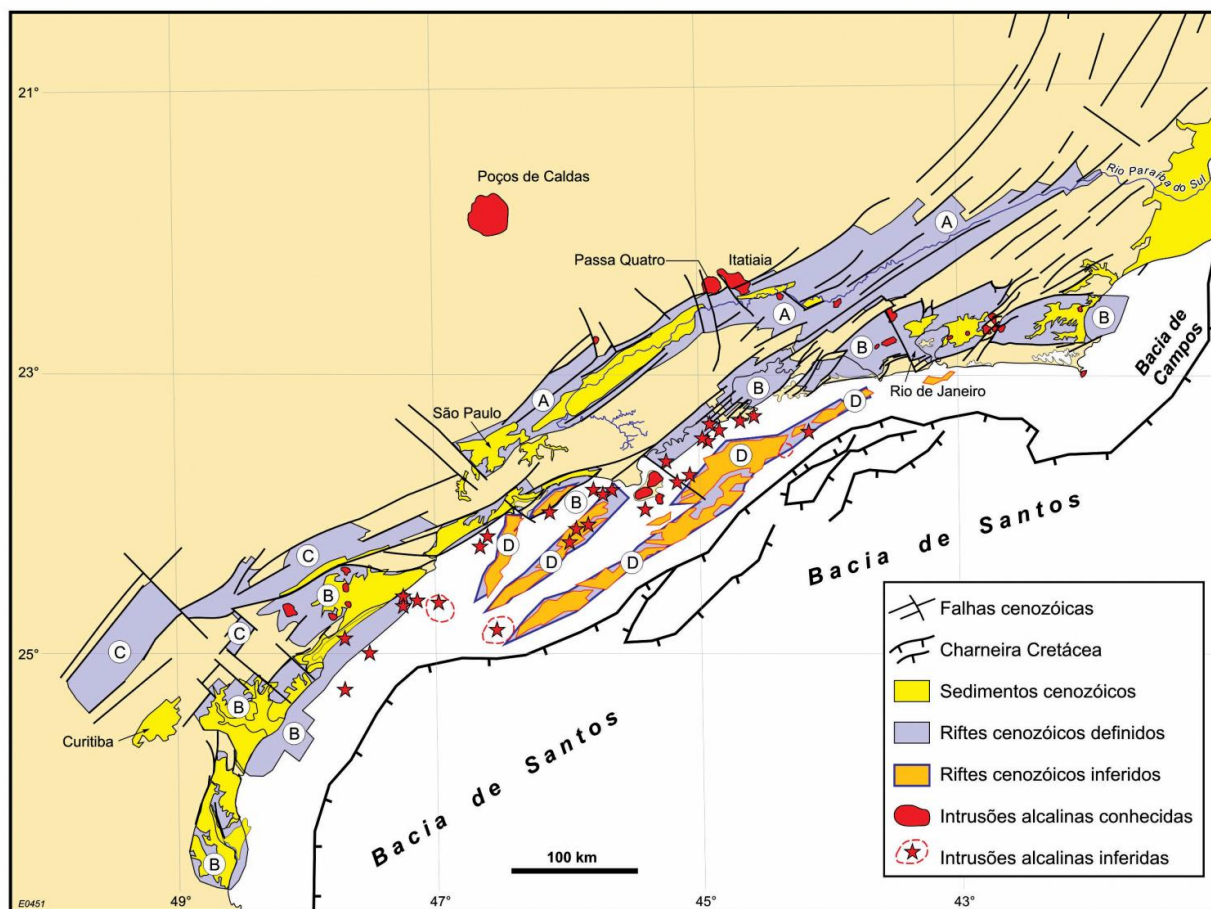


Figura 4 - Mapa de distribuição dos quatro riftes do SRCSB: (A) Paraíba do Sul, (B) Litorâneo, (C) Ribeira, e (D) Marítimo; de suas falhas limitantes, preenchimentos sedimentares, intrusões/ lavas alcalinas, charneira cretácea das bacias de Santos/Campos e o Rio e o Rio Paraíba do Sul.

Fonte: ZALÁN E OLIVEIRA, 2005.

Ambos os autores concordam que a tectônica implantada foi do tipo rifte, com a formação de grabens e semi-grabens separados por zonas de transferência ou de acomodação, com depocentros invertidos e leques aluviais associados às falhas. As zonas de transferência, representadas pela Falha de São José e pelos altos de Caçapava e de Pindamonhangaba, subdividiram a bacia em quatro compartimentos. De oeste para leste, o Rifte do Paraíba do Sul engloba os grábens de São Paulo, Taubaté, Resende-Volta Redonda e do Baixo Paraíba do Sul, este contendo o restante do curso retilíneo e encaixado do rio homônimo até São Fidélis (Figura 5).

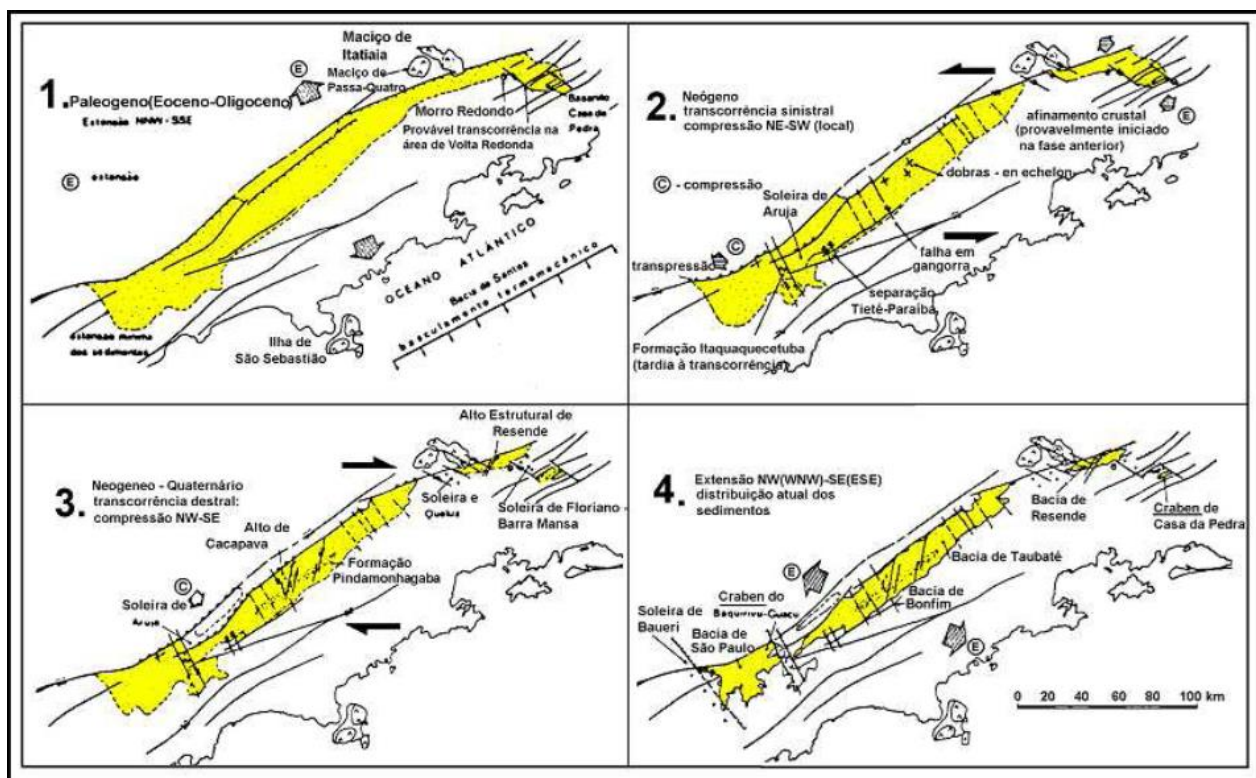


Figura 5 - Fases de evolução tectônica do Rift Continental do Sudeste do Brasil
 Fonte: RICCOMINI, 1989.

Segundo Zalán e Oliveira (2005), o Gráben de Taubaté é fortemente assimétrico, apresentando sua borda falhada no pé da Serra da Mantiqueira (escarpas de 1.000 m – 1.500 m). A borda meridional da entidade maior do rifte é assumida no limite com a Serra do Mar (escarpas de 400 m - 500 m), também por falha (Figura 6).

Para Riccomini (1989) o preenchimento da bacia pode ser dividido em duas fases: a primeira, sintectônica, com a deposição dos sedimentos do Grupo Taubaté; e a segunda, posterior à tectônica diastrófica, com a deposição da Formação Pindamonhangaba e depósitos aluviais e coluviais quaternários. Depositado durante o Paleógeno, o Grupo Taubaté é subdividido nas formações Resende, Tremembé e São Paulo. A Formação Resende é constituída por um sistema de leques aluviais associados à sedimentação fluvial de rios entrelaçados. As fácies proximais são compostas por conglomerados polímiticos, interdigitados com arenitos e lamitos arenosos, oriundos de corridas de lama. Nas porções distais predominam os sedimentos formados em ambiente de planície aluvial, que correspondem a arenitos intercalados com lamitos.

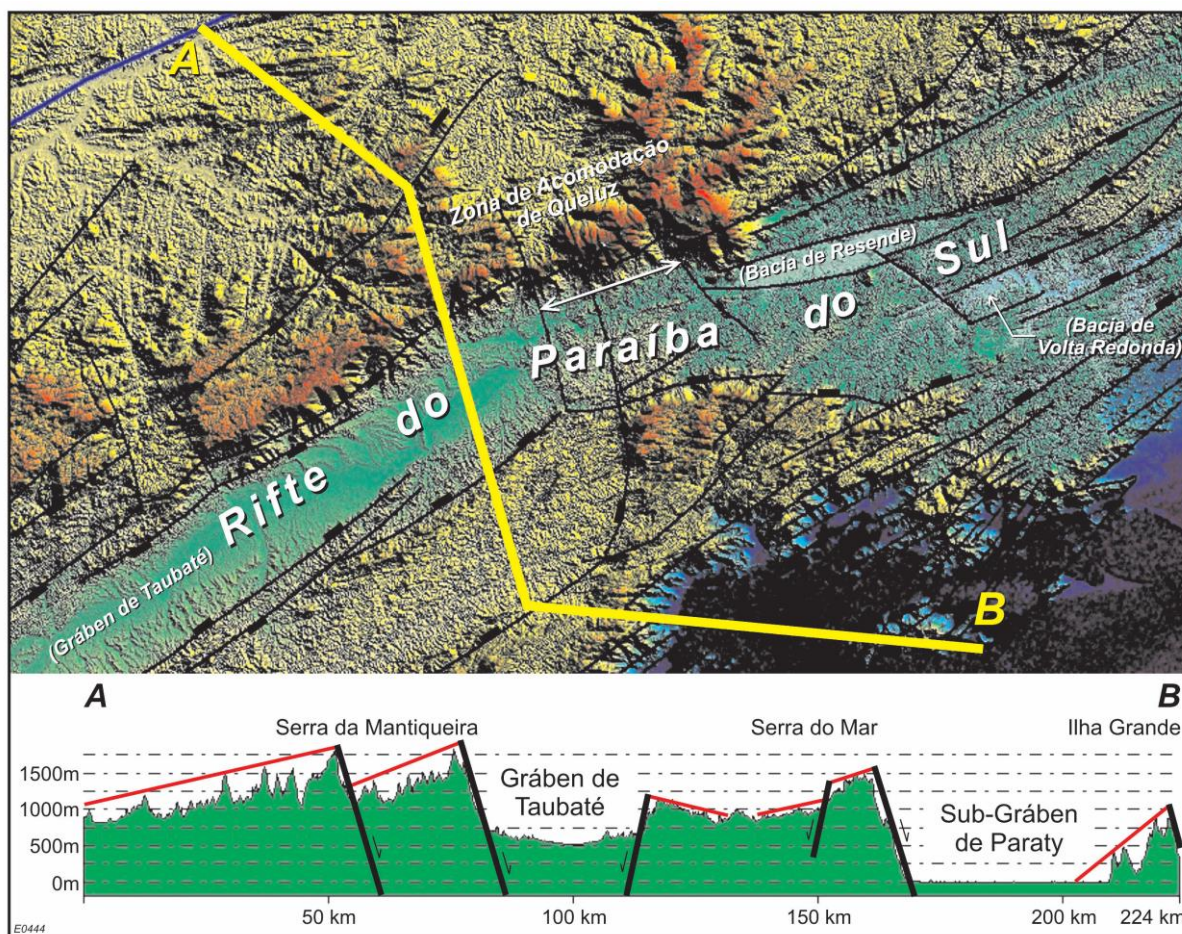


Figura 6 - Perfil morfo-estrutural do Rift do Paraíba do Sul.
 Fonte: ZALÁN E OLIVEIRA, 2005.

Na concepção de Riccomini (1989) (Figura 7), a Formação Tremembé é formada por depósitos lacustres do tipo *playa-lake*, interdigita-se lateral e verticalmente com os sedimentos da Formação Resende, e constitui a unidade mais significativa da porção central da bacia. Segundo Riccomini (1989), baseado na análise de fácies e sistemas deposicionais, a Formação Tremembé apresenta as fácies argilito verde maciço, dolomitos tabulares, ritmitos formados pela alternância de folhelhos e margas, arenitos com estratificação cruzada sigmoidal e granodecrescência de areia média até silte e arenitos grossos arcoseanos.

A Formação São Paulo compreende depósitos de um sistema fluvial meandrante, sendo as principais fácies compostas por arenitos grossos a conglomeráticos, com abundante estratificação cruzada; siltitos, argilitos laminados e arenitos médios e grossos gradando para sedimentos mais finos. Na Bacia de Taubaté, a ocorrência desta formação está restrita à porção sudoeste.

Sobreposto ao Grupo Taubaté, ocorrem os sedimentos da Formação Pindamonhangaba que, depositados no Neoterciário, correspondem aos depósitos de um sistema fluvial

meandrante. Os depósitos quaternários, apesar da grande extensão areal, apresentam pouca espessura, inferiores a 30m.

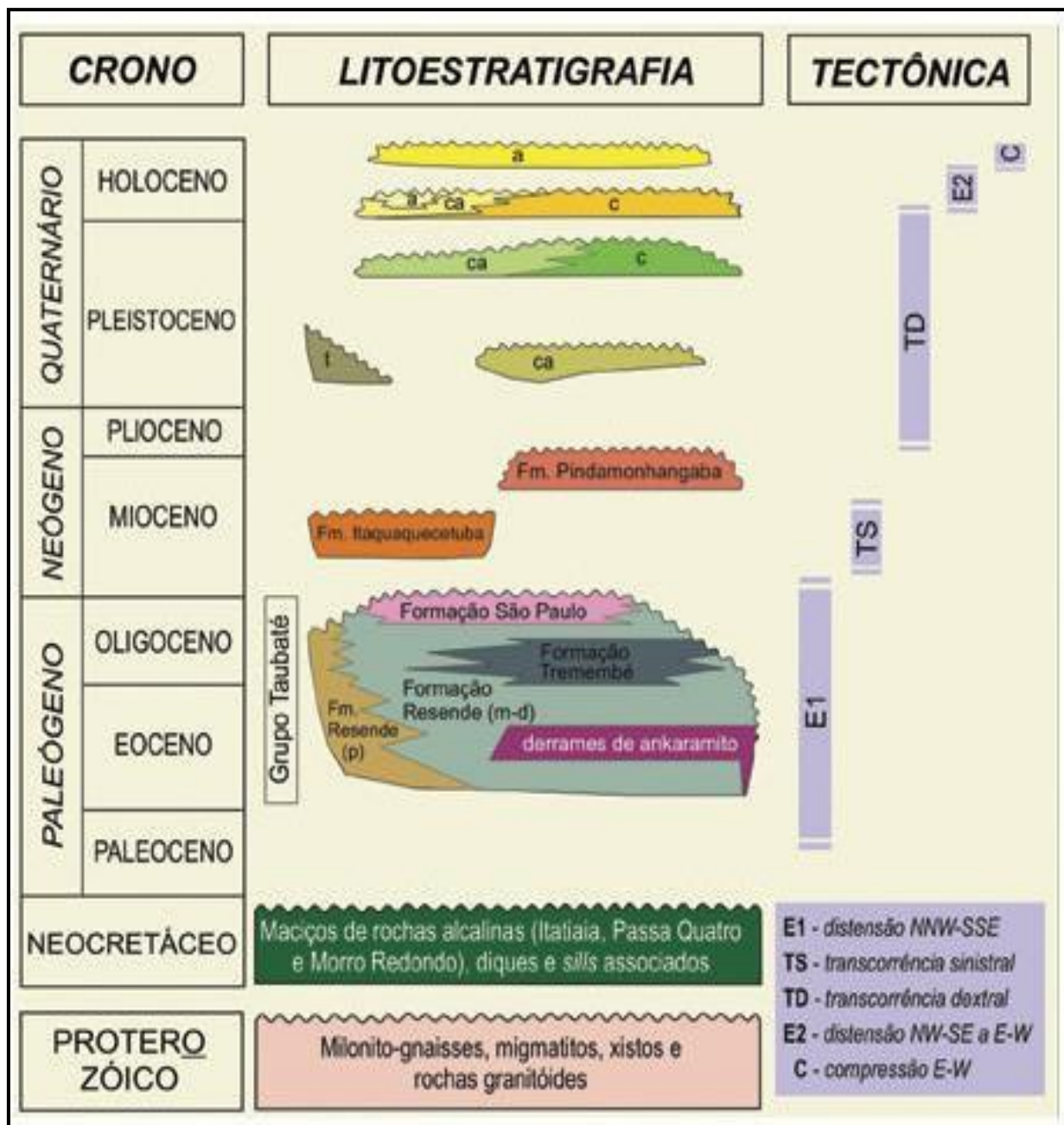


Figura 7 - Coluna estratigráfica para o seguimento Central do RCSB.
Fonte: RICCOMINI et al., 2004.

3.3 Formação Tremembé

Como mencionado anteriormente, na concepção de Riccomini (1989) a formação Tremembé corresponde a um sistema lacustre do tipo 'playa-lake', de idade oligocênica, e está estratigraficamente situada na porção intermediária do Grupo Taubaté, posicionando-se em concordância sobre a Formação Resende e também interdigitada lateralmente com os depósitos de leques aluviais eocênicos da Formação Resende (Figura 8). Seu limite superior é discordante erosivo também com a Formação Resende, sugerindo a progradação dos leques aluviais colmatando o lago. Entretanto, em campo, é possível constatar o contato superior (erosivo) apenas com a Formação Pindamonhangaba.

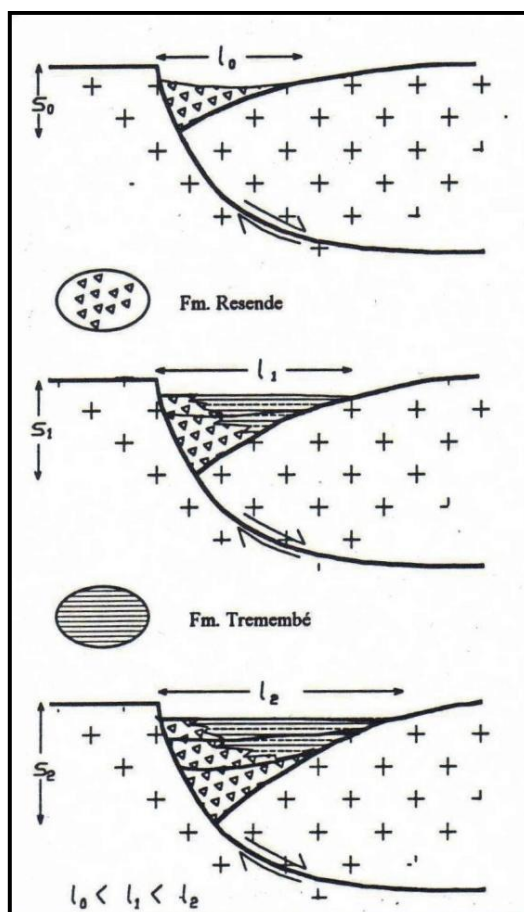


Figura 8 - Evolução sedimentar da Formação Resende e Tremembé; S -subsidência, I – largura
Fonte: RICCOMINI, 1989

Riccomini (1989) reconheceu cinco litofácies principais na Formação Tremembé:

- fácies de argilitos verdes maciços, freqüentemente fossilíferos (presença de moldes de ostracodes e restos de aves) e, localmente, com gretas de contração e concreções carbonáticas de dimensões até dessimétricas;
- fácies de dolomitos com textura microesparítica, coloração verde acinzentada a branca, restrita a porção central da Bacia de Taubaté, onde ocorrem como camadas tabulares e contínuas, de espessuras decimétricas, intercaladas nos argilitos maciços;
- fácies de ritmitos formados pela alternância de lâminas ou camadas centimétricas de folhelhos e margas. Os folhelhos são de cor castanha a cinza escuro, laminados, localizadamente papiráceos, fossilíferos (presença de restos de peixes, coprólitos e impressões de plantas) e pirobetuminosos. As margas, por sua vez, são ricas em ostracodes;
- fácies de arenitos com estratificação cruzada sigmoidal, granodecrescência ascendente de areia média, ocasionalmente areia grossa ou grânulos, até silte, forma de lobos, presença de laminações cavalgantes (*climbing ripples*), estando bem desenvolvida unicamente na borda norte da Bacia de Taubaté;
- fácies de arenitos grossos, arcoseanos, conglomeráticos, localmente conglomerados polimíticos. Desenvolvem-se como camadas tabulares de grande persistência lateral, espessuras decimétricas a métricas e base erosiva. Apresentam gradação normal de arenitos grossos com seixos de argila na base, até arenitos finos quartzosos, com laminação cavalgantes (*climbing ripples*); para o topo ocorrem siltitos bioturbados e argilitos com gretas de contração. Estes sedimentos intercalam-se nos argilitos verdes maciços na porção central da Bacia de Taubaté.

Segundo Melo et al. (1985) o desenvolvimento do paleolago Tremembé está associado ao barramento tectônico da drenagem, propiciando a deposição de sedimentos finos na parte central e grossos relacionados a leques aluviais nas bordas, principalmente na noroeste. Para Sant'Anna (1999), as esmectitas, que perfazem a maior parte dos argilominerais da Formação Tremembé teriam origem em paleossolos gerados a partir do intemperismo das rochas do embasamento no Eoceno inferior a médio, quando as condições climáticas tendiam à aridez. Ainda durante o Eoceno superior e Oligoceno essas condições climáticas se mantiveram, possibilitando o desenvolvimento dos leques aluviais associados a planícies de rios

entrelaçados e do sistema lacustre do tipo *playa lake* e a geração de rochas carbonáticas (calcretes e dolomitos) (Figura 9).

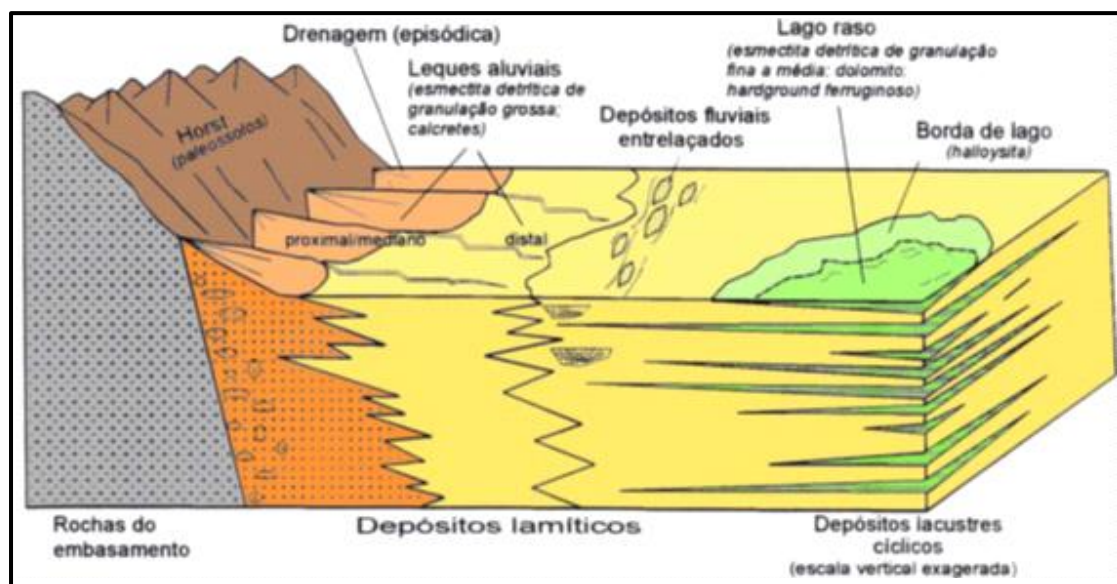


Figura 9 – Modelo deposicional proposto por Sant'Anna (1999).
Fonte: RICCOMINI et al.,2004.

De acordo com Torres-Ribeiro (2004), a Formação Tremembé depositou-se em um lago estratificado devido à salinidade, onde o fundo era normalmente anóxico, intercalado, porém, com fases oxidantes/suboxidantes, que propiciavam o desenvolvimento de esteiras algálicas e a bioturbação por anelídeos (*Planolites*). (Figura 10)

A partir da associação faciológica, este autor observou que havia grande flutuação do lago, ora mais fundo, ora mais raso, com lâmina d'água pequena e consequente aumento da salinidade. Este rebaixamento propiciava o aumento da concentração de carbonato de cálcio na água, observada através da grande concentração de ostracodes formando ostracoditos. Torres-Ribeiro (2004) classificou o lago Tremembé como um sistema lacustre fechado, oligomítico e eutrófico, depositado em clima semi-árido, diferente, em parte, daqueles propostos por Riccomini et al. (1987), Riccomini (1989) e Sant'Anna (1999). Ao contrário dos modelos propostos por esses autores, Torres-Ribeiro (2004) não interpreta a Formação Tremembé como o registro de um *playa-lake*, pois não são encontradas camadas de evaporito. Camadas de calcilutito (sua microfácies M5), interpretadas como “caliche”, são pouco expressivas e foram interpretadas como de origem microbiana subaquosa ou pedogenética (cf. Torres-Ribeiro, 2004) (Figura 10 e Tabela 1).

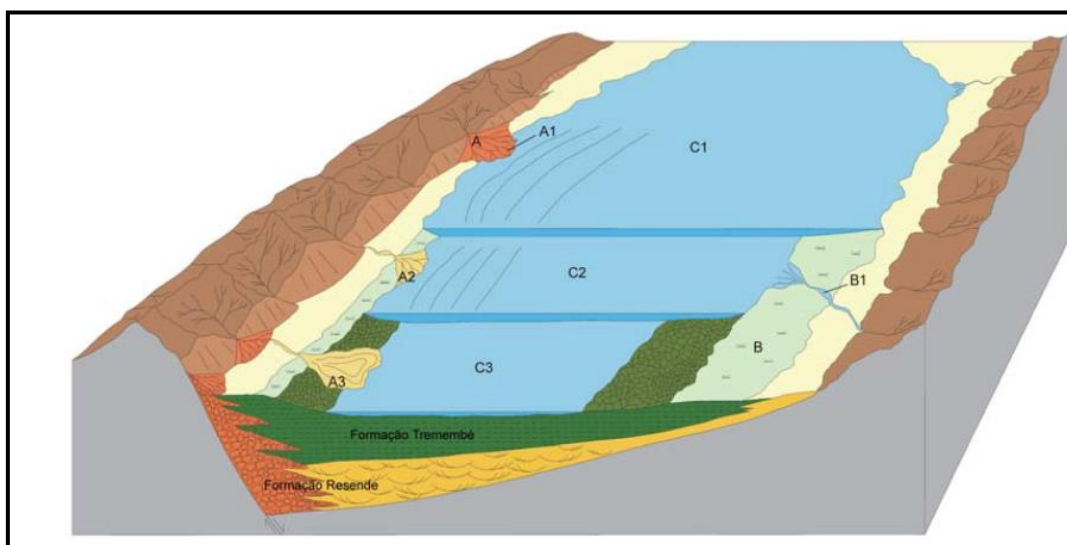


Figura 10 - Modelo deposicional proposto para a Formação Tremembé por Torres-Ribeiro (2004): leques aluviais da Formação Resende (A), com leque deltaico (A1) e lobos deltaicos distais (A2); planície lamosa/paludal (B) com canais rasos (B1) e lago com nível d'água variável, ora recobrando a planície lamosa ora expondo o substrato, onde se desenvolvem gretas-de-contração. Eventuais fluxos gravitacionais distais recobriam essa planície exposta.

Fonte: TORRES-RIBEIRO, 2004.

Tabela 1- Síntese das fácies e microfácies terrígenas definidas para a Formação Tremembé.

| Fácies | Microfácies | Diagnose | Interpretação | |
|----------------|-------------|---------------------------------|---|---|
| Macroclásticas | Am | --- | Arenitos finos e médios, com estrutura maciça. Pode conter intraclastos de argila. | Depósitos gravitacionais coesivos (pseudoplásticos) arenosos (<i>sand debris</i>), associados a fluxos turbulentos |
| | Al | --- | Arenitos grossos a médios com laminação horizontal. Pode conter intraclastos de argila. | Baixa taxa de sedimentos em suspensão com predominância de tração e ressuspensão. |
| | Ac(c) | --- | Arenitos finos a médios, com laminação cruzada cavalgante (<i>climbing ripple</i>). Pode conter intraclastos de argila. | Migração e cavalgamento subaquoso de ondulações de areia como carga de fundo; fluxos trativos/suspensivos (regime de fluxo inferior). |
| | Ac | --- | Arenito grosso a muito grosso, mal selecionado, com estratificação cruzada de porte pequeno. Pode conter intraclastos de argila. | Migração subaquosa de megaondulações de areia de porte pequeno, como carga de fundo, por correntes trativas em regime de fluxo inferior. |
| | Ab | --- | <i>Grainstone</i> fossilífero/calcarenito grosso, bem selecionado, bioclástico, composto por valvas de ostracode. Podem ocorrer camadas finas de argila maciça e laminada intercalada. | Acumulação, por decantação, de valvas de ostracode e de argila. Fraca tração subaquosa. |
| Microclásticas | Ml | M ₁ / M ₂ | Folhelhos e argilitos laminados. Petrograficamente identificam-se 3 microfácies: M ₁ (argilitos finamente laminados), M ₂ (argilito laminados, cujas lâminas apresentam variação da quantidade da matéria orgânica) e M ₃ (folhelhos laminados, cujas lâminas contínuas e enrugadas são frequentemente compostas por matéria orgânica algal) | Decantação de argilas e de matéria orgânica algal e vegetal terrestre em ambiente subaquoso redutor (anóxico/subóxico) (<i>microfácies M₁</i>), ora com maior aporte de microclásticos, via eventuais fluxos hipopícnais (<i>microfácies M₂</i>). |
| | | M ₃ | Desenvolvimento de esteiras microbianas | |
| | Mf | M ₄ | Folhelho preto, extremamente fissil (papiroáceos), em camadas tabulares de porte médio, com contatos nítidos. Não são observadas bioturbações. | Desenvolvimento de esteiras microbianas intercaladas com decantação de argilas associadas a fluxos hipopícnais distais. |
| | Mp | M ₅ | Argilitos e argilitos calcíferos e calcilitos esbranquiçados; maciços, brechados ou bioturbados. | Pedogeneização |
| | Mv | --- | Argilito de cores avermelhadas, laminado, maciço ou mosqueado (bioturbado). | Decantação de argilas em ambiente subaquoso de baixa energia e oxidante associados à parte fina de fluxos gravitacionais. |

Fonte: TORRES-RIBEIRO, 2004.

Diversos trabalhos enfatizam a Formação Tremembé pelo seu rico jazigo fossilífero de vertebrados e plantas, os quais já foram explorados para extração de óleo nos meados da década de 50. Os sedimentos enfeixados na Formação Tremembé contêm argilominerais esmectíticos, com aproveitamento industrial, sendo seus principais depósitos explorados economicamente já há algumas décadas. Estas argilas são empregadas no descoramento de óleos vegetais, na recuperação de óleos lubrificantes, em fundição e como agente higroscópico em fertilizantes.

Apesar de não constituir nenhum sistema petrolífero convencional, o estudo de suas rochas pode auxiliar a caracterização faciológica de potenciais rochas geradoras, sobretudo para analogia com sistemas petrolíferos não convencionais, no que se diz respeito aos folhelhos oleígenos (*Oil Shale*).

4 AQUISIÇÃO DOS DADOS

Os dados utilizados nesta dissertação se referem a testemunhos de três sondagens rotativas rasas (cerca de 60 m de profundidade) que foram realizadas junto ao depocentro e a borda leste da Bacia de Taubaté, em local previamente definido em levantamentos de campos realizados por pesquisadores e mestrandos da Faculdade de Geologia da UERJ. A área para a realização da sondagem rasa foi escolhida com base na análise do arcabouço estrutural da bacia. Essas sondagens (QUIRI-1-SP, MOR-1-SP e RO-1-SP) foram realizadas, respectivamente, nas proximidades dos municípios de Quiririm-SP, Moreira Cesar-SP e Roseira-SP (Figura 11).

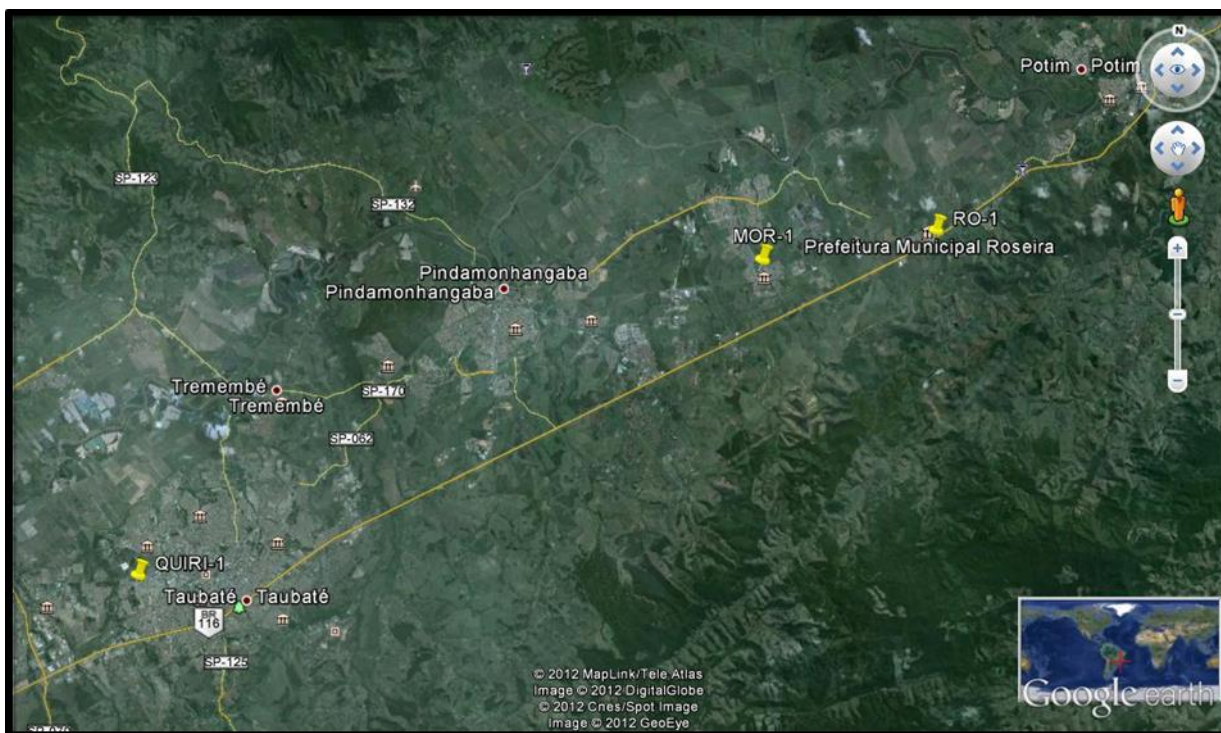


Figura 11 - Foto de Satélite mostrando a localização dos Poços.
Fonte: Google Earth, 2012.

Para a realização dos trabalhos de perfuração foi utilizada uma sonda rotativa com barrilete de 1,5 metros e diâmetro de 100 mm do modelo Mach 920 e a recuperação dos testemunhos mostrou-se plenamente satisfatória para este tipo de pesquisa (Figura 12).



Figura 12 - Sonda Rotativa Mach 920 na perfuração do poço MOR-1-SP.
Fonte: BERGAMASCHI, 2012

A operação de sondagem foi realizada por uma equipe contratada pela UERJ, com avanço de dois metros seguidos de manobra para retirada do testemunho. O barrilete era sacado do poço e apoiado no plano inclinado na lateral da plataforma e o testemunho era retirado manualmente (Figura 13). Os testemunhos retirados foram acondicionados em caixas plásticas com capacidade para 4 metros e limpos sendo armazenados no Laboratório Geológico de Preparação de Amostras da FGEL-UERJ (LGPA).



Figura 13 - Retirada de testemunho no poço MOR-1-SP.
Fonte: CREMONINI, 2012.

Após o término das perfurações, foram corridas, pelo mestrando José Luna (UFRJ), ferramentas a cabo (fabricados pela empresa Robertson Geologging). Deve ser destacado que essas ferramentas têm um padrão diferenciado em relação àquelas utilizadas atualmente na indústria do petróleo *offshore* no Brasil, com tecnologia relativamente antiga, mas que vem demonstrando a sua qualidade em aquisições na área de prospecção *onshore*; incluindo-se, inclusive, reservatórios não convencionais.

A aquisição dos dados neste trabalho será tratada em duas etapas distintas. Na primeira serão abordados os dados petrofísicos obtidos através da perfilagem de poço. A segunda relaciona-se com todos os dados de geoquímica de poço, desde a preparação das amostras até as análises geoquímicas e estratigráficas.

4.1 Perfilagem Geofísica de Poço

Os sensores de perfilagem transmitem dados (elétricos, acústicos, radioativos, térmicos, geométricos etc.), recolhidos através do cabo ao longo do poço, para instrumentos computadorizados de controle e de registro operados por pessoal técnico especializado.

O registro contínuo, em função da profundidade, das características petrofísicas ou geométricas das formações geológicas atravessadas pelo poço, é chamado de PERFIL. O termo eletrofácies foi proposto inicialmente por Serra (1986), onde foi elaborada uma classificação de “fácies” através de um conjunto de perfis e sua correlação física com a rocha (Figura 14). Em inglês, utiliza-se o termo "*wireline log*", pois a ferramenta liga-se ao registrador por um cabo elétrico que transmite o dado, não importando se estamos medindo raio gama, sônico ou resistividade.

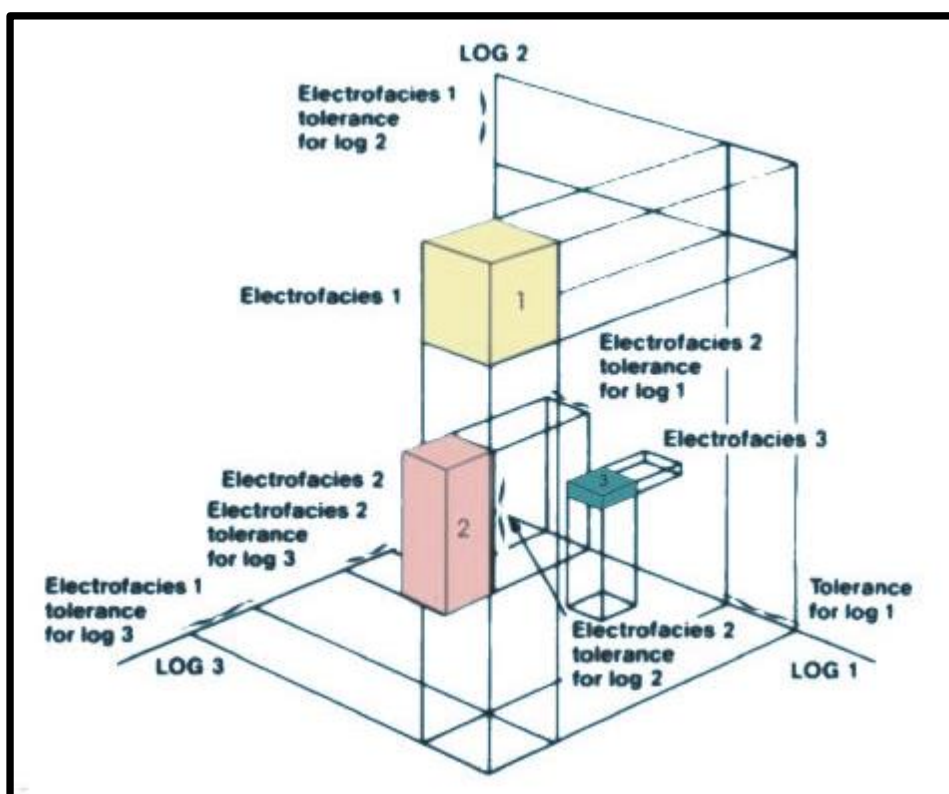


Figura 14- Modelo de Eletrofácies
Fonte: Modificado de SERRA, 1986.

Nesta dissertação, foram definidas eletrofácies a partir da interpretação da função dos perfis e correlação com os testemunhos e dados geoquímicos disponíveis. Cada modelo de eletrofácies gerado neste trabalho baseia-se num conjunto de perfis de poço amarrado aos testemunhos, permitindo uma extrapolação da interpretação para os outros poços.

Os dados utilizados neste estudo são compostos por três poços com a suíte de curvas: Gama Ray (GR); Resistividade; Potencial Espontâneo (SP) e Sônico (DT) no formato padrão LAS. Os métodos usados na perfilagem serão descritos sucintamente a seguir, tomando-se como base os conceitos estabelecidos em Schlumberger (1960):

- **Potencial Espontâneo – SP:** Este perfil mede a diferença de potencial entre dois eletrodos, um na superfície e outro dentro do poço. Permite detectar as camadas permoporosas, calcular a argilosidade das rochas e auxiliar na correlação de informações com poços vizinhos. São utilizados eletrodos, cabos condutores e milivoltímetro. O perfil de Potencial Espontâneo nada mais é do que o registro de pequenas diferenças de potencial (milivolt) desenvolvidas em um poço, ao nível dos contatos entre o filtrado e as águas das formações (Figura 15). Processos eletrocinéticos e eletroquímicos definem a força eletromotriz geradora da curva do SP. O primeiro deles é o potencial de eletrofiltração ou eletrocinético (E_k) que ocorre quando um eletrólito se movimenta através de um meio permeável. O filtrado da lama é forçado a penetrar nas formações, devido ao diferencial de pressão em relação à pressão dos fluidos pressurizados dentro das camadas. Igual tipo de movimento também ocorre quando a camada produz continuamente água para dentro do poço, por excesso de pressão em seus poros, em relação ao peso da coluna de lama. Considerando-se as pequenas profundidades envolvidas nos poços para a água, este potencial pode ser desprezível. Entretanto, na indústria do petróleo, ou mesmo naqueles poços bastante profundos para água quando a pressão hidrostática atinge altos valores, o potencial eletrocinético torna-se relevante. A segunda, e mais importante, fonte de potencial espontâneo natural é o eletroquímico produzido pela junção de diferentes soluções dentro de um poço. Esta junção é formada em um poço de acordo com o seguinte elo: lama - filtrado / filtrado - água de formação / água de formação - folhelho / folhelho - lama. A atividade química do filtrado é bastante semelhante a da lama, por ser

aquele um produto desta e, por consequência, qualquer potencial desenvolvido através dele e da lama, i.é., na interface lama / reboco, tem pequeno valor quantitativo e pode ser desprezado. O potencial eletroquímico gerado no elo água de formação - folhelho é denominado de potencial de membrana (E_m) e o gerado no elo filtrado - água da formação é denominado de potencial de junção líquida (E_j).

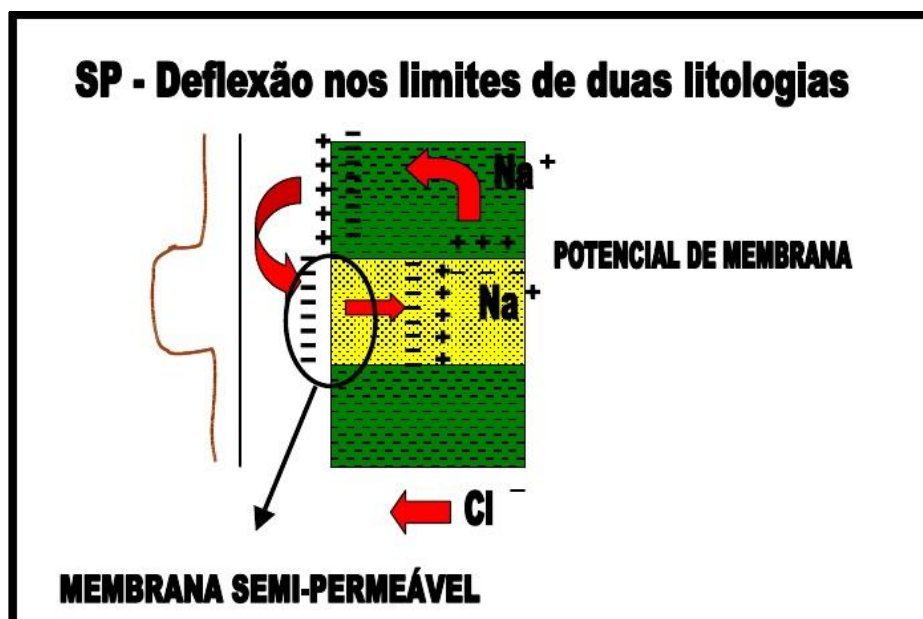


Figura 15 - Deflexão da curva de SP diante das litologias permeáveis.
Fonte: SCHLUMBERGER, 1960

- **Raios Gama:** A investigação radiométrica se baseia na emissão de partículas α (prótons), β (elétrons) e γ (raios gama) derivada de elementos instáveis que emitem radioatividade através do decaimento radioativo. São eles o Urânio (na forma de seus isótopos U234, U235 e U238), o Tório (Th232) e o Potássio K40. Esses elementos são os principais responsáveis pela radioatividade natural terrestre. Das três radiações naturais apenas a Gama, devido à sua alta capacidade de penetração em materiais densos, é detectada pelos equipamentos convencionais de perfilagem radioativa. A amplitude de um pulso radioativo, proveniente das rochas, atravessando a lama do poço até ser medido pelo detector de radiação, é função da energia (ou velocidade) do fóton que nele penetra. A intensidade, ou a quantidade da radiação, está relacionada com o número de fótons detectados por unidade de tempo. Uma das formas de detecção da radiatividade é a cintilometria, que se baseia no fenômeno físico,

em que as partículas radioativas, ao passar por um cristal sintético (iodeto de sódio ativado por Tálcio, por exemplo), emitem uma cintilação (fótons de luz) que, embora imperceptíveis aos nossos olhos, é detectado por uma célula fotoelétrica que a transforma em impulsos elétricos, que são amplificados por um fotomultiplicador, registrados num amperímetro e convertidos em choques por segundo (cps) (Figuras 16 e 17). Os cintilômetros (contagem total), portáteis ou não, e, os gamaespectrômetros (além da contagem total, discriminam os elementos radioativos) se baseiam nesses princípios. Seus principais usos são o cálculo percentual da argilosidade, a identificação de mineralizações radioativas, variação granulométricas das camadas, e correlação entre poços.

O perfil GR é básico e indispensável em qualquer programa de perfuração de poço exploratório e explotatório. A curva de GR é sempre registrada no primeiro *track*, com escala linear que pode variar desde 0-150 a 0-300 unidades API (American Petroleum Institute), conforme a área pesquisada.

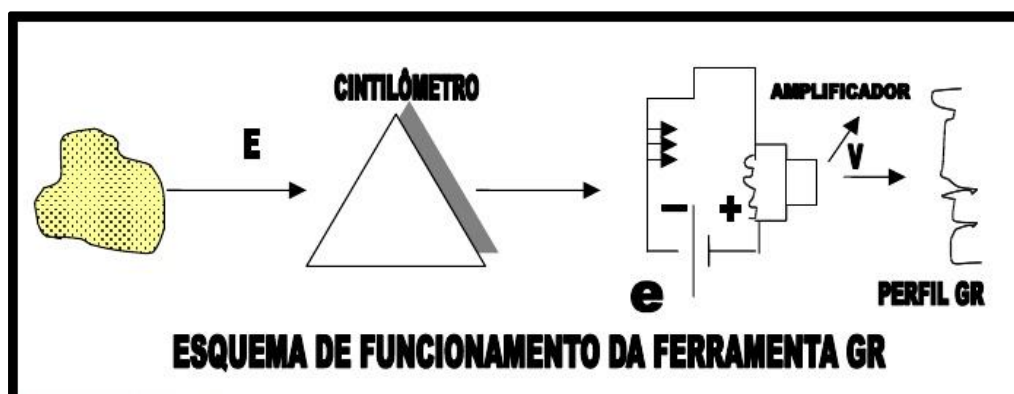


Figura 16 - Princípio da ferramenta de raios gama, onde a radioatividade natural passa por um cintilômetro capaz de emitir fóton, que é detectado por um fotomultiplicador produzindo um impulso elétrico e transformado em uma curva.

Fonte: SCHLUMBERGER, 1960.

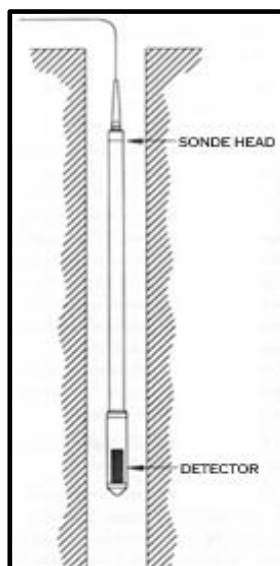


Figura 17 - Desenho esquemático da Ferramenta de Raios Gama.
Fonte: Robertson Geologging.

- **Resistividade** - As ferramentas de resistividade a cabo possuem eletrodos, os quais interagem com a parede do poço. Os sistemas de perfilagem que utilizam eletrodos necessitam de um meio relativamente condutivo (lama) para proporcionar um razoável acoplamento elétrico entre os eletrodos e as rochas. Eles não podem ser usados em poços perfurados com lama muito condutiva (salgada – situação em que o sistema entra em curto-circuito) ou isolante (base de óleo, gás, ar ou água muito doce situação na qual as correntes não penetram nas rochas). Sabe-se que o campo elétrico sofre distorções, na dependência do contraste resistividade lama/rochas.

Os perfis de resistividade são fundamentais na avaliação de formações, pois possuem as seguintes aplicações:

- Determinação da resistividade da formação (R_t);
- Identificação de zonas de hidrocarbonetos e contatos entre fluidos;
- Cálculo de saturação de água.

Apresenta-se abaixo uma descrição sucinta dos tipos de ferramentas de resistividade separadas em dois grupos, de acordo com seus princípios de funcionamento: Resistividade Elétrica e Indução. Neste trabalho apenas as ferramentas de resistividade elétrica foi utilizada.

- **Resistividade Elétrica** - As ferramentas a cabo de resistividade elétrica possuem eletrodos microresistivos arranjados em patins, os quais são pressionados contra a parede do poço (Figura 18). As ferramentas a cabo são descidas no poço com os patins fechados. Ao iniciar a perfilagem, os patins são pressionados contra a parede do poço. A corrente elétrica é forçada na rocha através dos eletrodos, e os sensores medem a corrente após ela interagir com a formação. Quanto maior o espaçamento entre os eletrodos, mais profunda é a investigação da ferramenta (Figura 19).

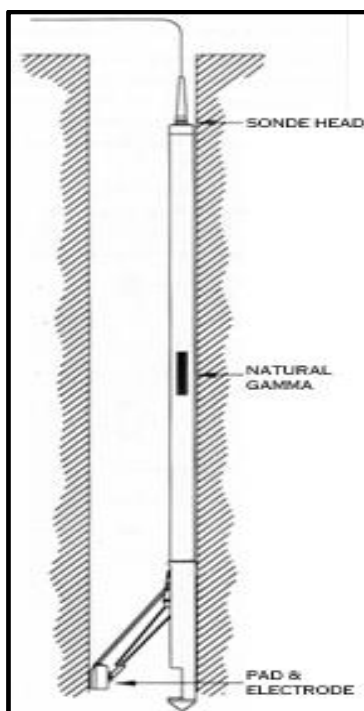


Figura 18 - Desenho esquemático da ferramenta a cabo de Resistividade elétrica.
Fonte: Robertson Geologging

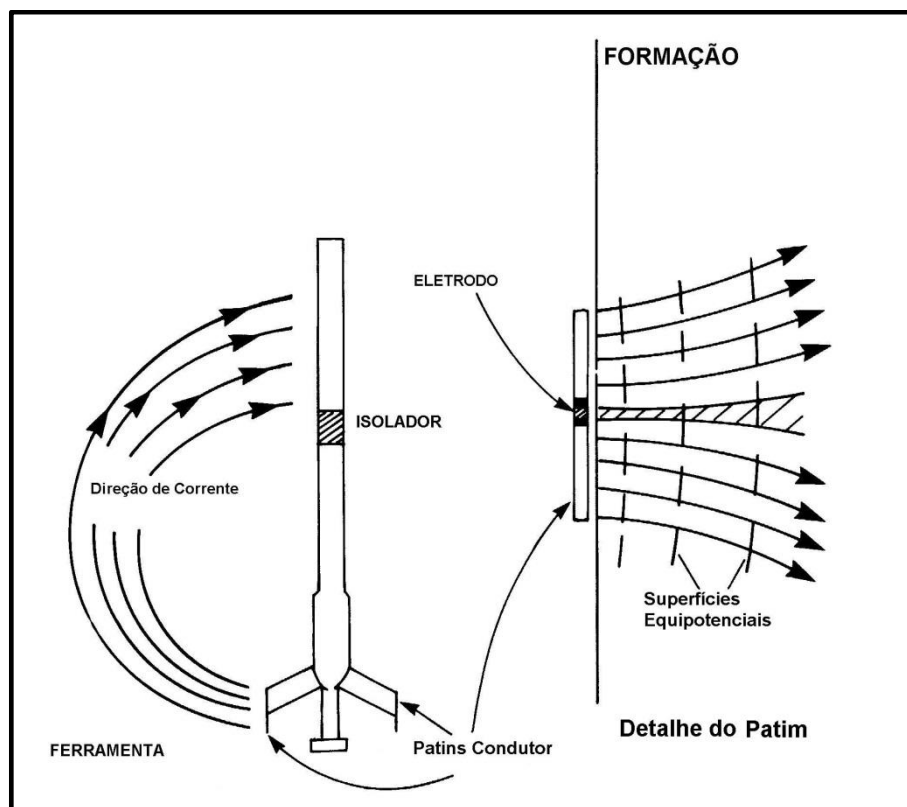


Figura 19 - Princípio básico das ferramentas a cabo de resistividade elétrica de poço. As correntes elétricas passam através dos eletrodos dos patins para dentro da formação. A medida atual é gravada em detector remoto.
Fonte: SCHLUMBERGER, 1960.

- **Indução Elétrica** – Foi introduzido na indústria de petróleo o perfil de indução, cujo princípio físico tem por base o acoplamento eletromagnético (indutivo) entre os sensores e as rochas, princípio este capaz de minimizar o efeito da lama/poço. Por outro lado, o campo eletromagnético não é distorcido, penetrando, indistintamente, no meio lama e rochas independentes do contraste resistivo. Simplificadamente, uma ferramenta de indução (vide Figura 20) se compõe de duas bobinas. Uma primária (transmissora) usada para energizar as rochas circunvizinhas ao poço e uma secundária (receptora) para detectar os sinais provenientes do poço/rochas. A bobina transmissora é alimentada por uma corrente alternada, de intensidade e frequência (20KHz) constantes. O campo magnético primário (emitido pela bobina transmissora) tem um formato toroidal e flui coaxialmente ao poço (perpendicularmente ao eixo da bobina), varrendo as rochas defronte a ela. Ao penetrar nas rochas, este campo primário induz nos fluidos condutores que existem dentro dos poros uma corrente elétrica que, por sua vez, desenvolve seu próprio campo magnético secundário. A intensidade deste campo secundário é diretamente proporcional à

condutividade elétrica das rochas. Quanto menor a condutividade da rocha, menor o campo secundário criado, e vice-versa. É esse campo secundário que nos interessa medir. Seus principais usos são as diferenciações litológicas e o cálculo da resistividade das rochas (R_0).

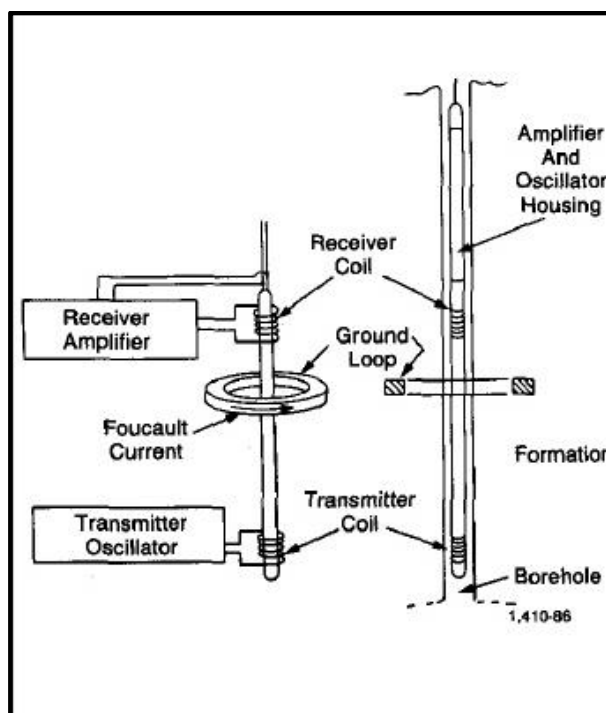


Figura 20 - Sistema básico de indução com duas bobinas.
Fonte: SCHLUMBERGER, 1960

- **Sônico:** Os perfis acústicos de poço são baseados na tecnologia desenvolvida primeiramente nos anos 60 (ZEMANEK et al., 1970). Nestas ferramentas, que são bem centralizadas no poço, possuem um transdutor giratório que emite e grava as ondas sonoras que são refletidas pela parede do poço (Figura 21). A amplitude acústica e o tempo de trânsito são gravados e processados como curvas. O perfil Sônico ou acústico foi desenvolvido, inicialmente, com o intuito de prestar apoio à pesquisa sísmica exploratória. O perfil sônico consiste no registro do menor tempo decorrido entre o momento em que um pulso sonoro compressional é emitido por um transmissor, até sua chegada a dois receptores vizinhos e distintos. A diferença entre os dois tempos de chegada ou de trânsito (transmissor – receptor e transmissor – receptor distante) é chamada de Dt. Ambos os receptores encontram-se posicionados no mesmo mandril em que se encontra o transmissor, a uma distância fisicamente

calculada de um pé (30 cm). O tempo de trânsito Dt , que é registrado segundo convenção do API (American Petroleum Institute) em microssegundos/pé (mS/pé), guarda uma relação direta com a porosidade da rocha. Quanto maior o Dt , maior a separação entre os grãos, portanto, maior a porosidade. Eventualmente, tempos elevados podem representar fraturas, desmoronamentos ou presença de gás no poço. Seus principais usos são o cálculo das porosidades total e efetiva das rochas e o cálculo da velocidade compressional.

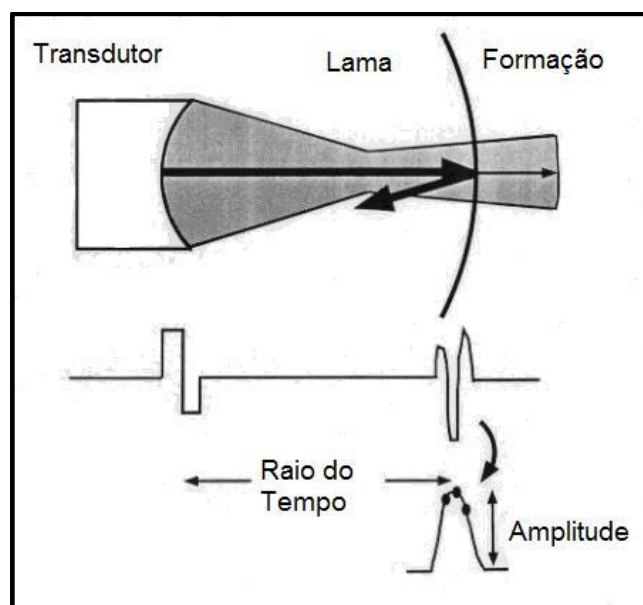


Figura 21 - Ilustração esquemática dos princípios básicos do funcionamento dos sensores de imagens acústicas de poço. Um transdutor giratório emite e grava pulso sonoro. A primeira-chegada das amplitudes e o tempo de trânsito são gravados e plotados em perfis.
Fonte: SCHLUMBERGER, 1960

4.2 Geoquímica Orgânica

A geoquímica orgânica tem desempenhado um importante papel no estudo e avaliação do potencial petrolífero de bacias sedimentares, auxiliando na identificação de rochas geradoras e petróleo, na caracterização do grau de evolução térmica, na reconstrução da história de geração e migração.

Neste tópico, apresenta-se um resumo dos fundamentos da caracterização de rochas geradoras e petróleo, com ênfase nas técnicas analíticas e ferramentas usadas nessa dissertação. Esse resumo servirá de base para a discussão dos resultados em capítulos posteriores e a associação com os dados da perfilagem.

O método principal de trabalho consiste na determinação dos teores de Carbono Orgânico Total (COT), Enxofre total e resíduo insolúvel. Os teores de COT em particular representam elementos estratigráficos importantes, já que em seções lacustres como aquela dos folhelhos da Formação Tremembé, os níveis com incrementos de COT coincidem com intervalos representativos de nível de maior anoxia da lâmina d'água na bacia. Assim, os níveis com teores elevados de COT associam-se a litologias finas, com colorações escuras (sedimentação disóxica / anóxica), indicando as condições mais propícias para a preservação de matéria orgânica.

Além disso, as tendências assinaladas nas curvas de COT também podem, em geral, auxiliar na identificação de ciclos sedimentares de raseamento ou aprofundamento da lâmina d'água, contribuindo tanto para o entendimento da evolução deposicional como para a interpretação das respostas dos perfis de poços.

Carbono Orgânico Total - O teor de carbono orgânico reflete a quantidade de matéria orgânica presente na rocha sedimentar. Esta, por sua vez, é o resultado final da interação entre fatores como a quantidade de biomassa disponível para acumulação, a taxa de sedimentação no sítio deposicional, e o grau de preservação da biomassa durante a deposição e a diagênese precoce (TISSOT E WELTE, 1984). Posteriormente, o valor de COT é ainda influenciado pelo soterramento sedimentar e as reações responsáveis pela transformação da matéria orgânica em petróleo, diminuindo progressivamente ao longo da metagênese e catagênese (Tissot & Welte, 1984). De modo geral, é aceito que as rochas sedimentares devem apresentar valores de COT maiores que 1% para serem consideradas como rochas potencialmente geradoras de petróleo (PETERS E CASSA, 1994).

Os teores de Carbono Orgânico Total, Enxofre Total e Resíduo Insolúvel de cada amostra analisadas nesse estudo foram determinados pelos equipamentos LECO SC 444 e LECO SC-632, instalado no LGPA (Figura 22).

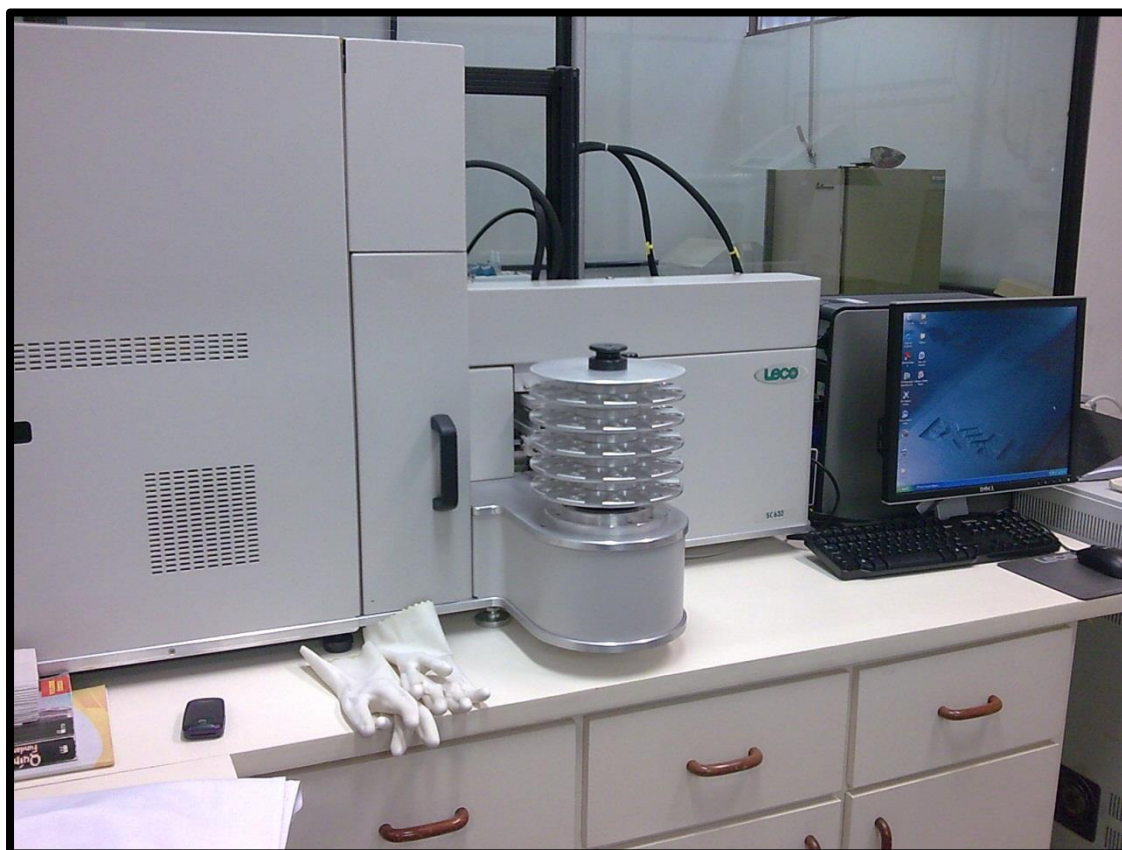


Figura 22 - Equipamento LECO SC-632 utilizado nas análises geoquímicas.
Fonte: BERGAMASCHI, 2012

A quantificação do conteúdo de carbono orgânico total da rocha é obtida pelo emprego de um analisador de carbono elementar, que converte o CO_2 , proveniente da combustão da matéria orgânica total, em medida de carbono orgânico. A eliminação de carbonatos da amostra é realizada para evitar a contaminação com CO_2 da fração inicial e se constitui na fase mais importante anterior ao procedimento analítico.

Primeiramente, foram coletadas amostras a cada 20 cm nos testemunhos de cada poço aqui estudado, as amostras foram pulverizada e peneirada a 0,177 mm (80 mesh), sendo posteriormente pesado cerca de 0,25 gramas da amostra em cadinho poroso de porcelana. A amostra devidamente pesada foi acidificada com ácido clorídrico (HCl) 6N, a quente, durante aproximadamente 1 hora, para eliminação completa dos carbonatos.

Após este procedimento, as amostras foram lavadas durante 4 horas com água quente para eliminação total dos cloretos. Em seguida, a amostra é seca em estufa em temperatura em torno de 80°C , sendo novamente pesada.

Por último, é calculada a quantidade de carbonatos eliminados e resíduo insolúvel (RI), que são determinados através das fórmulas:

$$\text{RI (\%)} = (\text{massa do insolúvel} \times 100) / \text{massa inicial da amostra} \quad (1)$$

$$\text{Carbonatos (\%)} = 100 - \text{RI} \quad (2)$$

Os dados geoquímicos obtidos através da pirólise de Rock-Eval foram extraídos de Duarte (2012). A referida autora analisou amostras do poço MOR-1-SP utilizando técnicas analíticas que consistem na simulação em laboratório do processo natural de craqueamento da matéria orgânica (querogênio) envolvendo temperaturas experimentais consideravelmente superiores do que aquelas normalmente registradas em subsuperfície na bacia, tornando possível desta maneira, a ocorrência das reações termoquímicas num curto espaço de tempo.

Tal análise de pirólise Rock-Eval foi realizada no Laboratório de Estratigrafia Química e Geoquímica Orgânica Faculdade de Geologia/UERJ (LGQM).

Pirólise de Rock-Eval – Na pirólise Rock-Eval, simula-se em condições de laboratório o processo natural de meta/catagênese da matéria orgânica e a geração do petróleo. Pequenas amostras de rocha são aquecidas em um micro-forno com atmosfera inerte para que não ocorra combustão. As taxas de aquecimento e temperaturas usadas na pirólise (25°C/min e até 600°C, respectivamente) são várias ordens de grandeza maiores do que as que controlam o processo de geração na natureza (da ordem de alguns °C/M.a), a fim de compensar o pouco tempo da análise (da ordem de 30 min) (ESPITALIÉ et al., 1985). Durante o processo de aquecimento, são liberados, sucessivamente, os hidrocarbonetos livres porventura existentes na amostra e o gás carbônico gerado pelo craqueamento térmico do querogênio (matéria orgânica insolúvel presente nas rochas sedimentares). Estes gases são registrados por uma unidade analógico-digital sob a forma de um pirograma, no qual podem ser observados os três picos (denominados de S1, S2 e S3) usados nos estudos geoquímicos (Figura 23). O pico S1 equivale à quantidade (em mgHC/g Rocha) de hidrocarbonetos livres (betume), que podem ser extraídos normalmente por solventes orgânicos. O pico S2 corresponde à quantidade (também em mg HC/g Rocha) de hidrocarbonetos liberados pelo craqueamento térmico do querogênio, sendo denominado de potencial gerador e

correspondendo à quantidade de petróleo que a rocha analisada teria condição de produzir caso submetida às condições de soterramento adequadas. Finalmente, o pico S3 representa a quantidade de dióxido de carbono (CO₂) liberado pelo craqueamento térmico do querogênio (em mg CO₂/gRocha) (ESPITALIÉ et al., 1985). Como a conversão do querogênio em petróleo ocasiona uma progressiva redução do potencial gerador (S2) acompanhada por um aumento progressivo da quantidade de hidrocarbonetos livres (S1), usa-se a relação S1/S1+S2 (denominada índice de produção ou IP), como um indicador do avanço do processo de geração e do nível de maturação da rocha geradora (ESPITALIÉ et al., 1985). A temperatura (em °C) em que ocorre o máximo de geração de hidrocarbonetos pelo craqueamento do querogênio é denominada de Tmax e também reflete o grau de evolução térmica da matéria orgânica, sendo usada como parâmetro de maturação. De modo geral, as rochas termicamente imaturas apresentam valores de Tmax < 435-440°C e de IP < 0,1 enquanto aquelas que alcançaram o pico de geração apresentam valores de Tmax entre 445-450°C e de IP da ordem 0,4. Uma vez que os picos S2 e S3 refletem, respectivamente, a quantidade de hidrogênio e oxigênio presentes na matéria orgânica, ESPITALIÉ et al., (1985) propuseram os índices de hidrogênio (IH, obtido a partir da razão S2/COT e expresso em mgHC/gCOT) e de oxigênio (IO, calculado pela razão S3/COT e expresso em mgCO₂/gCOT). Estes índices, que são correlacionáveis respectivamente às razões H/C e O/C obtidas através de análises elementares, refletem a interação entre a natureza da matéria orgânica e seu grau de preservação. De um modo geral, a matéria orgânica de origem terrestre é pobre em hidrogênio e rica em oxigênio, enquanto a matéria orgânica de origem algálica é rica em hidrogênio (TISSOT E WELTE, 1984). Quando submetidas a condições oxidantes durante ou logo após a deposição, a biomassa pode ser alterada, empobrecendo a matéria orgânica em hidrogênio. Os três tipos básicos de querogênio podem ser identificados com a integração de dados de IH e IO em diagramas do tipo van Krevelen (ESPITALIÉ et al., 1985). Os querogênios do tipo III, de origem essencialmente terrestre, caracterizam-se geralmente por baixos valores de IH (<300mgHC/gCOT) e altos de IO (>100- 200mgCO₂/gCOT). Os querogênios do tipo II, derivados predominantemente de biomassa marinha, apresentam valores de IH entre 400-700mgHC/gCOT, enquanto os querogênios do tipo I, geralmente de origem lacustre, possuem valores mais altos de IH (>600-700mgHC/gCOT). Ambos (tipos I e II) apresentam baixos valores de IO (<100mgCO₂/gCOT). Estes valores se referem apenas a rochas geradoras imaturas, uma vez que com o avanço do processo de maturação, os valores de IH e IO tendem a diminuir, aproximando-se de zero.

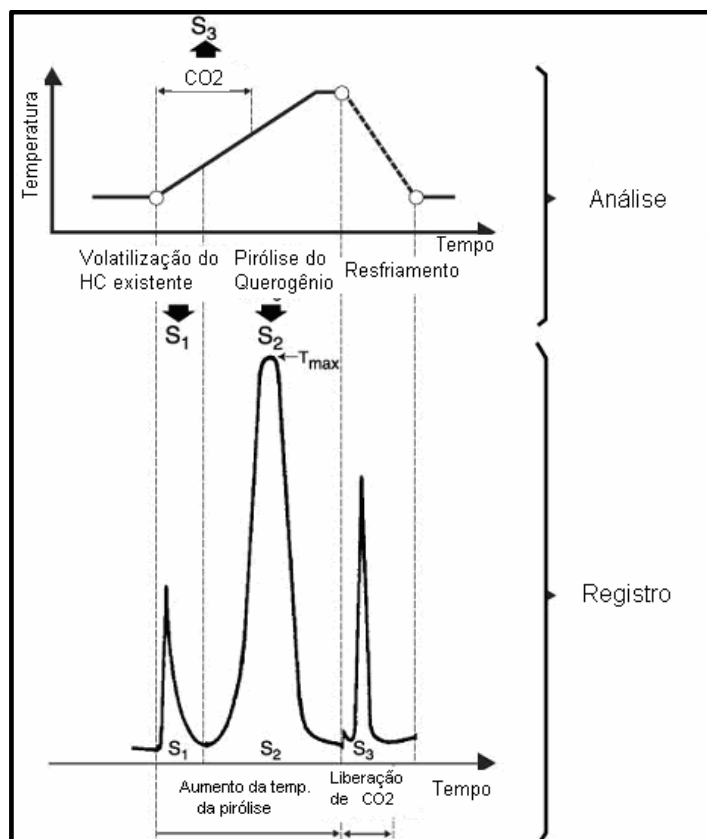


Figura 23 - Ciclo de Análise e exemplo de registro obtido como resultado da Pirólise Rock- Eval.
Fonte: Modificado de TISSOT E WELTE, 1984.

A integração dos dados geoquímicos, previamente gerados, com os dados petrofísicos provenientes das perfilagens, serão apresentados a partir da geração de perfis compostos, tabelas e gráficos. Essa integração se fará a partir do processamento dos dados e serão realizadas correções, quando necessárias.

Para obtenção dos parâmetros de entrada para a definição das eletrofácies foram utilizadas as interpretações prévias dos dados de geoquímicos do poço MOR-1-SP realizados por Duarte (2012), assim como, as descrições dos testemunhos.

5 PROCESSAMENTO DOS DADOS

O processamento dos dados de perfilagem deste trabalho teve como principal objetivo corrigir problemas, aprimorar e realçar as feições. No caso de ferramentas a cabo, todos os dados adquiridos foram transmitidos em tempo real e armazenados no sistema de superfície. Acabada a corrida os dados foram disponíveis para serem processados. O processamento dos dados é normalmente feito por empresas de serviços, em Workstation, usando softwares especialmente desenvolvidos para o tratamento de perfis de poço. Nos dados de perfis utilizados nessa dissertação o software utilizado na aquisição foi o Microllogger da Robertson Geologging, que pode ser encontrado no site do fabricante (<http://www.geologging.com>).

Após a disponibilidade dos dados dos perfis, gentilmente cedida pelo Departamento de Geologia da UFRJ, no formato LAS, os mesmos foram trabalhados em uma Workstation da companhia Baker Hughes, utilizando o *software WellCAD*, o qual combina mecanismos abrangentes de edição gráfica e ferramentas de processamento de dados, com uma excelente capacidade técnica de edição, de exibição e análise de dados. O mesmo incorpora todos os recursos e ferramentas necessárias para importar, editar, processar e exibir os dados dos Poços estudados nessa dissertação.

As etapas de processamento envolveram as correções de profundidades que foram aplicadas. A profundidade é uma medida muito importante que afeta a validade das medições feitas com ferramentas de perfilagem. Como a medida de profundidade proveniente da perfilagem a cabo é mais precisa do que a medidas de profundidade extraída dos testemunhos, os dados de geoquímicas foram ajustados de modo a correlacionar com os dados dos perfis. No Caso do poço RO-1-SP foi aplicado um shift de -0.82 m e no poço MOR-1-SP um *shift* de -2,97 m. O poço QUIRI-1 não foi aplicado nenhum ajuste de profundidade tendo em vista que os dados do testemunho e geoquímica não estavam disponível até o fechamento desta dissertação. As escalas dos perfis foram ajustadas de modo que todos os dados válidos estejam incluídos, os valores extremos inválidos foram descartados. Essas escalas podem ser linear, logarítmica ou uma função, dependendo do tipo da curva.

Os dados são às vezes filtrados durante o processamento dos arquivos, a fim de diminuir o nível de ruídos, principalmente em dados registrados com ferramentas não centralizadas. Em geral, todos os dados adquiridos contêm um determinado nível de ruídos. Este pode ser descrito como a variação dos dados em relação ao valor verdadeiro, ou um

distúrbio essencialmente aleatório ou contínuo que reduz a claridade do sinal. A fonte deste ruído pode ser decorrente da eletrônica da ferramenta, colimação do detector, da formação ou do ambiente de aquisição. Filtrar, frequentemente rejeita dados calculando a média, assim como a criação de dados pela interpolação ou pequeno deslocamento da profundidade.

A interpolação é o processo de criar dados novos baseados nos dados existentes, em intervalos onde não há dados. A interpolação é aplicada geralmente em qualquer eixo, seja vertical ou horizontal.

É importante ressaltar que no processamento, a aplicação do filtro deve ser coerente com o tipo de medida. Existem tipos particulares de filtros para cada tipo de medição.

Com relação aos dados de geoquímica, os processamentos de tais amostras foram encaminhados para análise dos teores de COT junto ao equipamento LECO. Os resultados que foram obtidos são apresentados sob a forma de tabelas, figuras e gráficos. Para a elaboração dos mesmos, foram utilizados os seguintes softwares: Excel, Grapher, Coreldraw. O processamento desses dados consistiu da integração dos dados geoquímicos de carbono orgânico total, enxofre total, resíduo insolúvel integração com os dados geofísicos assim gerados com os dados estratigráficos disponíveis para as localidades, a partir da geração de perfis compostos integrando os perfis sedimentológicos das localidades, as descrições faciológicas e os dados geoquímicos gerados. Essa integração se fará a partir dos perfis editadas nos programas WellCAD e Earth Vision.

Utilizando a fórmula mencionada no capítulo anterior ($\text{Carbonatos (\%)} = 100 - \text{RI}$), gerou-se uma curva calculada em porcentagem, utilizando-a para determinar a separação entre os grupos em estudo. Este valor serviu como referencial da interface de separação de fácies.

Os registros de raios gama foram utilizados para calcular o volume de argila (V_{sh}). O volume de argila expressada nesta dissertação é chamado V_{shale} .

O cálculo do índice de raios gama é o primeiro passo necessário para determinar o V_{shale} (V_{sh}). O registro de raios gama (GR_{log}) tem várias respostas não-lineares empíricos, bem como um linear, para se chegar a um resultado coerente, foi necessário aplicar a fórmula linear a seguir.

$$V_{sh} = I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (3)$$

As respostas da equação linear também foram utilizadas para determinar a separação entre os grupos em estudo. Este valor serviu como referencial da interface de separação das fácies.

Os dados de pirólise Rock-Eval utilizados nesta dissertação foram extraídos dos testemunhos dos poços MOR-1-SP, utilizados em descrições litológicas e geoquímicas por Duarte (2012) e foram fundamentais para associação dos perfis com os intervalos com potencial gerador de óleo.

6 INTEGRAÇÃO E INTERPRETAÇÃO DOS DADOS

Neste capítulo será descrito como foi realizada a interpretação dos perfis integrados e a caracterização e identificação de feições geológicas. Na prática foram analisados um conjunto de dados de poço (Gr - radioatividade, dT – sônico, resistividade, potencial espontâneo, COT, RI, % de Carbonatos e Volume de argila -Vshale), para a identificação de feições observadas tais como: limites de estratos, fácies, entre outras características geológicas.

Com as descrições e análises geoquímicas dos testemunhos realizadas, foi possível determinar fácies características e, assim, comparar com as assinaturas da perfilagem geofísica de poço. Como mencionado no capítulo 4, o termo eletrofácies foi proposto inicialmente por Serra (1986), onde foi elaborada uma classificação de “fácies” através de um conjunto de perfis e sua correlação física com a rocha.

Nesta dissertação, foram definidas eletrofácies a partir da interpretação dos perfis geofísicos e correlação com os testemunhos disponíveis e dados geoquímicos. Cada modelo de eletrofácies gerado neste trabalho baseia-se num conjunto de perfis de poço amarrado aos testemunhos, permitindo uma extrapolação da interpretação para os outros poços. O método de correlação de poço aplicado neste trabalho é um método usual, consistindo na identificação das assinaturas dos perfis de poço através da observação dos trechos diferenciados nestes perfis, identificando quebras e tendências. Após isto, observa-se um zoneamento de cada poço, tentando correlacionar respostas de perfis similares entre os poços lateralmente estudados. Ocasionalmente, os eventos geológicos associados a estas características do perfil são de caráter regional e auxiliam na definição do modelo geológico. A técnica de correlação de poço foi utilizada para amarrar e nivelar os poços de acordo com os eventos deposicionais, sendo esta técnica aplicada na correlação lateral de “marcos estratigráficos” correlacionando os poços entre o topo e a base.

Primeiramente, foram feitas as associações das fácies descrita por Duarte (2012) do poço MOR-1-SP, mais especificamente nos intervalos que representam os folhelhos oleígenos, com as assinaturas dos perfis. Sendo assim definidas as eletrofácies correspondentes, a interpretação foi feita individualmente entre cada poço e na sequência feita uma correlação com os testemunhos disponíveis. Nenhuma técnica usada isoladamente pode fornecer evidências inequívocas sobre as características dos sedimentos. Algumas respondem

à litologia, à porosidade e densidade, outras ao fluido encontrado nos poros (Ayres Neto, 1998).

Foi proposto através de análises de testemunhos e do próprio resultado inicial das eletrofácies, COT e análise da pirólise, o agrupamento de algumas litologias no mesmo pacote, trabalhando com rochas que podem ser potencialmente geradoras e as rochas não interessantes para este fim (arenitos, diamictitos, siltitos, material fino), separadas de acordo com suas características petrofísicas, geoquímicas e a sua frequência no testemunho.

São apresentados também dados estatísticos, correlacionáveis em função das variáveis estudadas, (Vshale e % de carbonatos) associados aos dados de pirólise nos folhelhos da Formação Tremembé no poço MOR-1-SP.

A partir destas informações, os dados foram interpretados de forma a iniciar a formulação de uma eletrofácies, ou seja, correlacionam-se os dados dos perfis obtidos com os dados reais de poços (principais litologias extraídas dos testemunhos e os dados geoquímicos correspondentes). Através do conhecimento do intérprete, obteve-se como resposta, um perfil geofísico de poço com algumas litologias correspondentes.

A correlação dos dados obtidos do poço MOR-1-SP contribuiu para a caracterização dos intervalos potenciais para a exploração económica do óleo contido nos folhelhos betuminosos da Formação Tremembé. Ciclos métricos também foram reconhecidos, representando variações sedimentológicas e geoquímicas de grande importância para interpretação paleoambiental da unidade.

Com base em dados geoquímicos orgânicos, os intervalos mais atraentes para a exploração de óleo de folhelhos são as unidades quimioestratigráfica determinada por Duarte (2012) como V e VI apresentando a média dos teores de COT, S, IH, S2 mais elevadas. Os valores médios de S2 foram de 73 e 110 mg HC/g respectivamente. Já os valores de IH médios obtidos nessas duas unidades com maior potencial gerador foram, respectivamente, 619 e 680 mg HC/g COT.

6.1 Poço MOR-1-SP

A integração da descrição geológica dos testemunhos e dos perfis petrofísicos e geoquímicos permitiu o estabelecimento de alguns padrões ou assinaturas geofísicas para as

principais fácies ocorrentes: Este fato pode ser visualizado pela relação entre os perfis corridos no poço MOR-01-SP e seus dados geoquímicos e testemunhos.

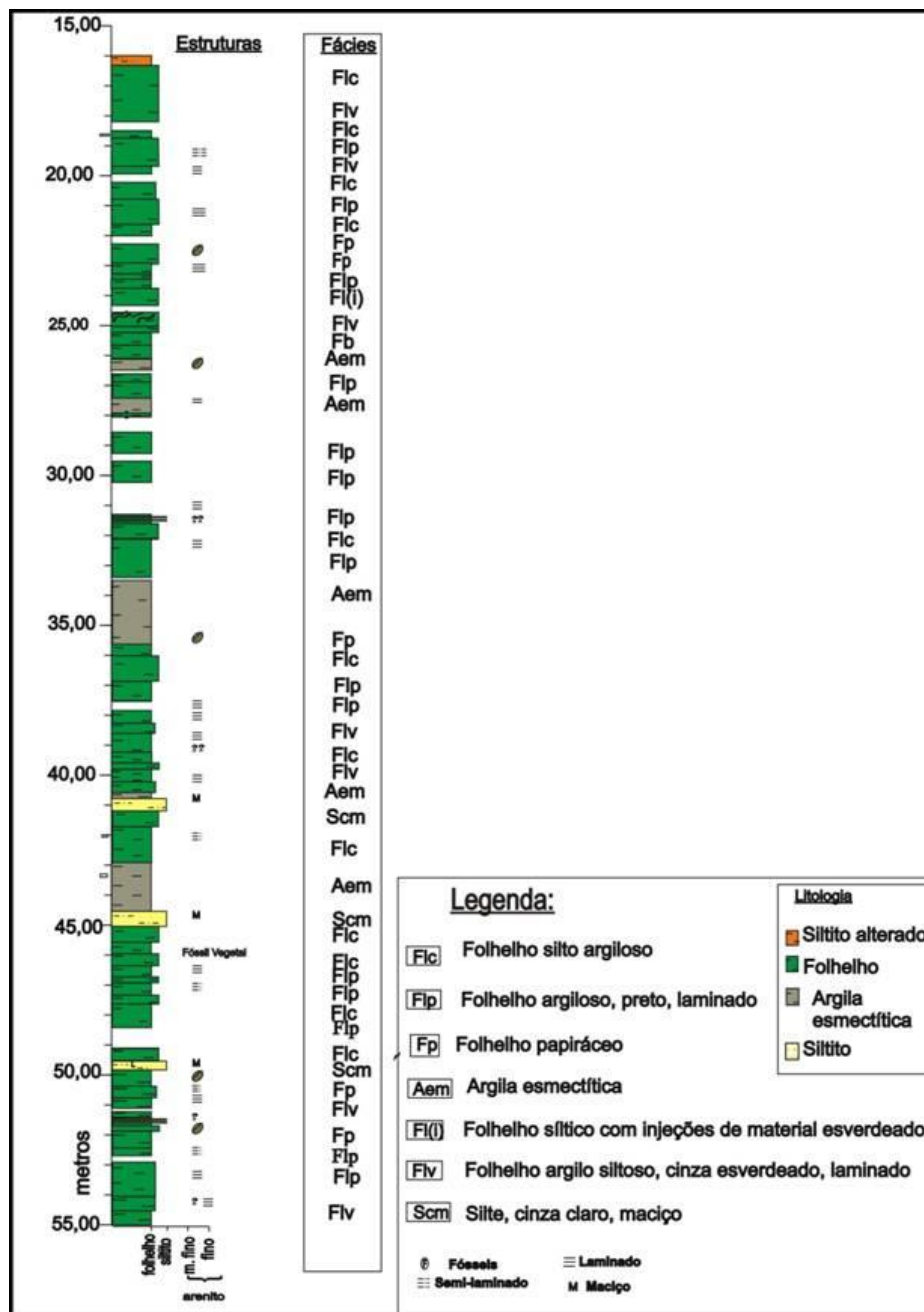


Figura 24 - Descrição Faciológica do Testemunho do Poço MOR-1-SP.
Fonte: DUARTE, 2012.

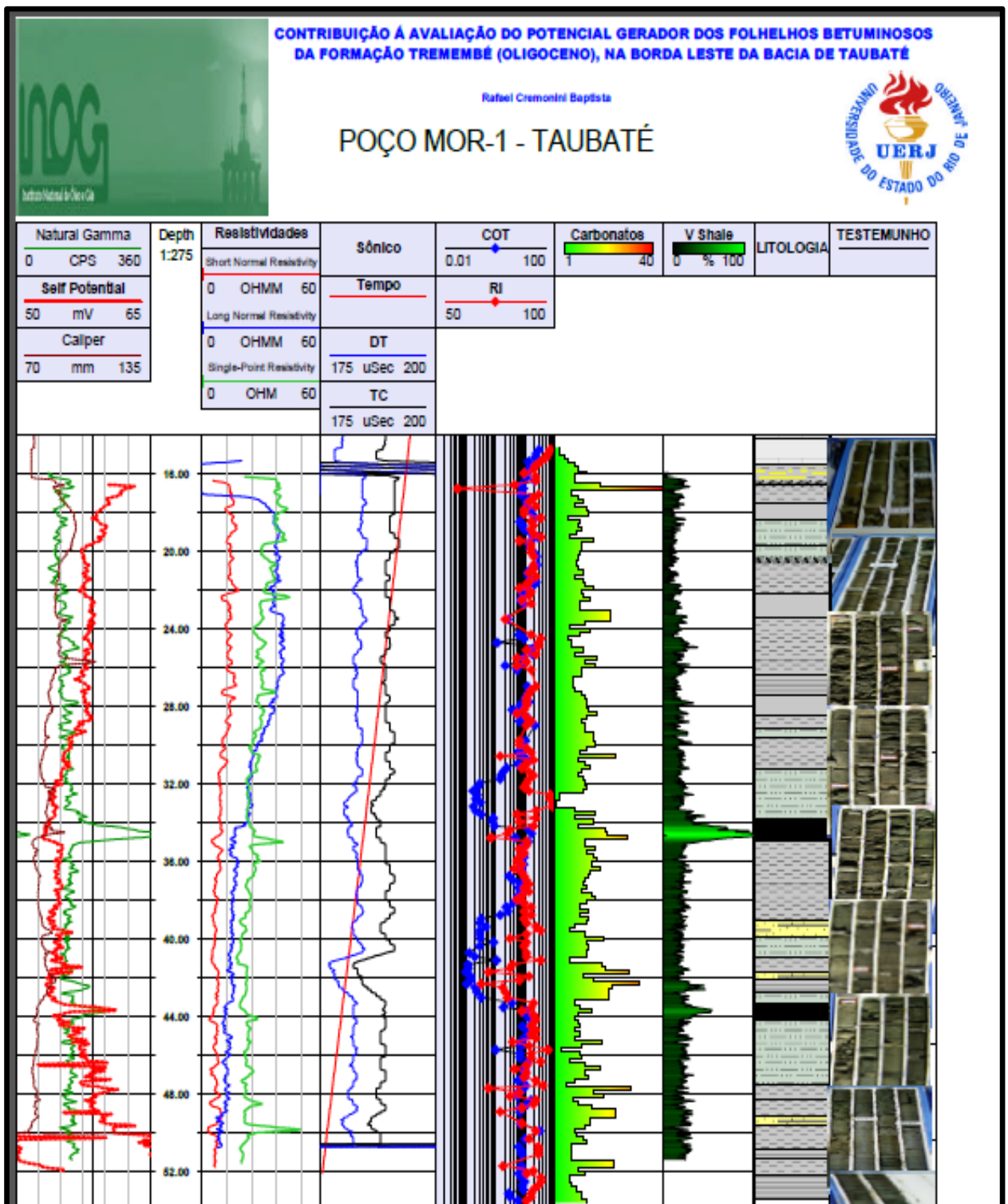


Figura 25 - Perfil Integrado do Poço MOR-1-SP.
Fonte: CREMONINI, 2012

6.2 Poço RO-1-SP

Através da integração dos dados das descrições de testemunhos com os dados dos perfis elétricos, foi verificado que quase todos os perfis elétricos possuem coerência com as litologias, não apresentando grandes anomalias que pudessem falsear suas interpretações. Este fato pode ser visualizado pela relação entre os perfis corridos no poço RO-01-SP com os dados geoquímicos e seus testemunhos.

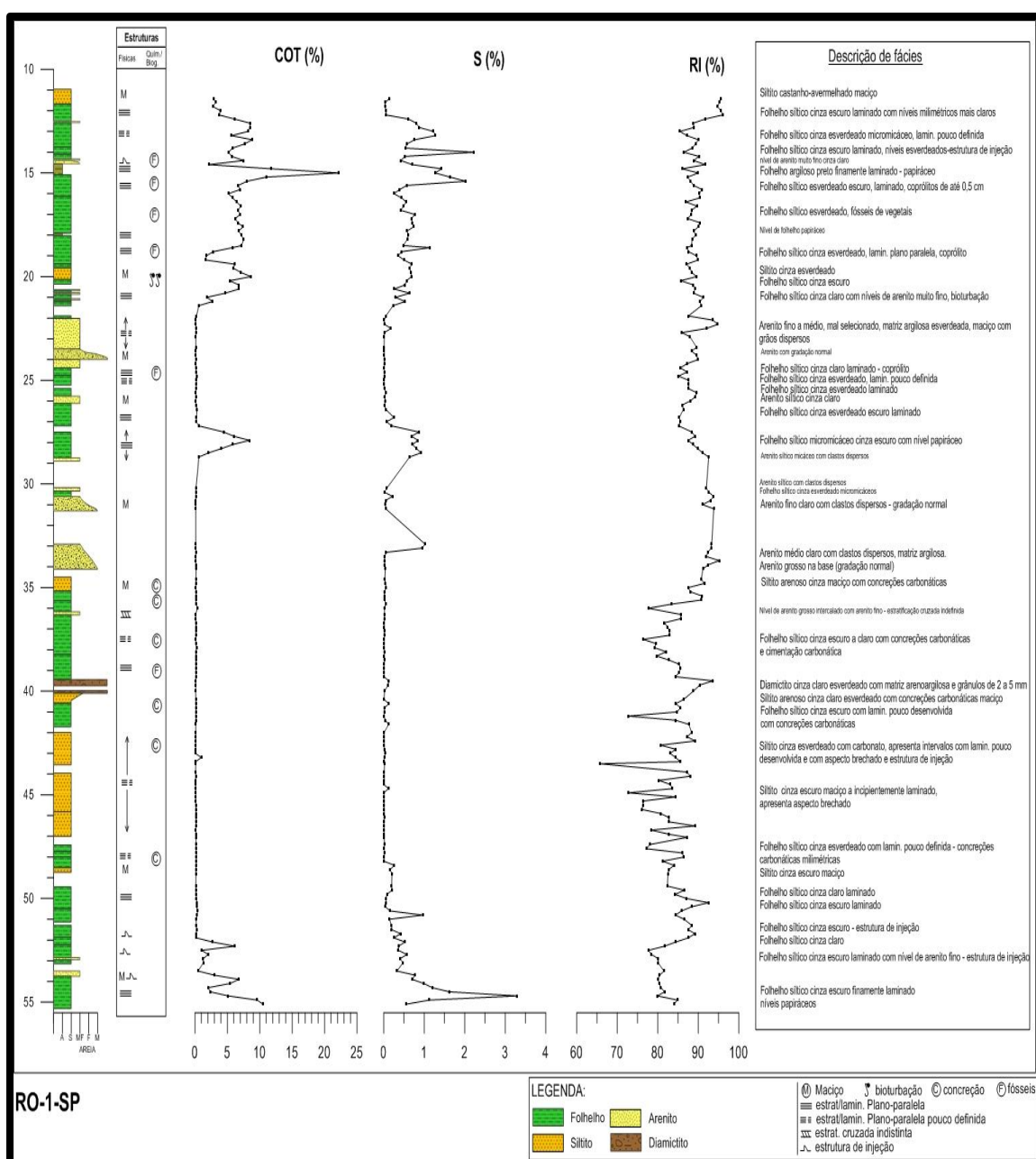


Figura 26 - Descrição Faciológica do Testemunho do Poço RO-1-SP.

Fonte: CREMONINI, 2012

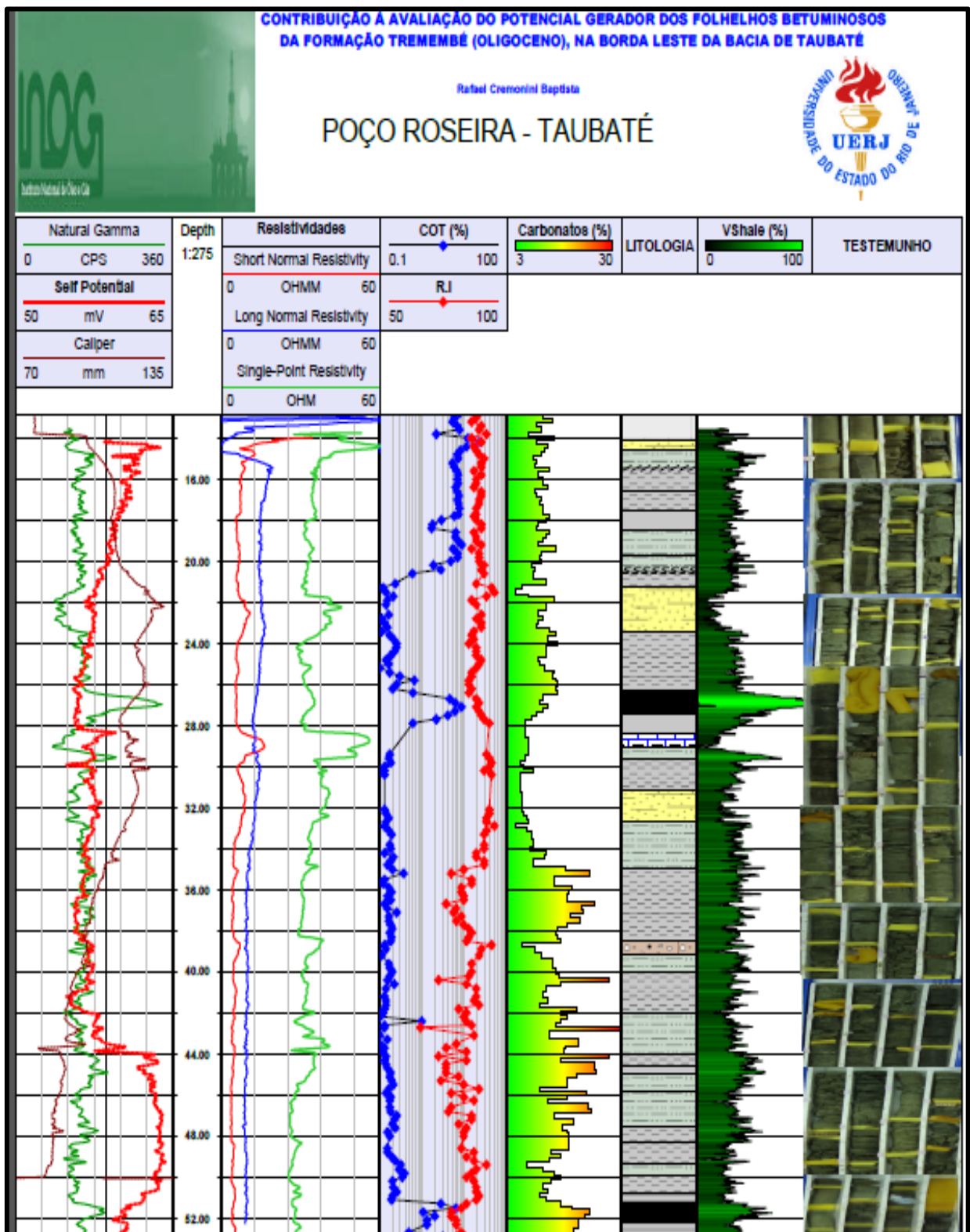


Figura 27 - Perfil Integrado do Poço RO-1-SP.
Fonte: CREMONINI, 2012

7 RESULTADOS OBTIDOS

Para se obter a característica principal das unidades geológica foi gerado uma separação entre os intervalos dos perfis, representando cada tipo de eletrofácies associados aos testemunhos e dados geoquímicos. A partir das interpretações realizadas no poço foram descritas as seguintes unidades (em ordem de representatividade e importância):

- **Folhelho Betuminoso** – rico em matéria orgânica apresentando altos valores de carbono orgânico total (COT), as anomalias petrofísicas mais marcantes foram observadas nos perfis de raios gama os quais ficaram com valores superiores a 200 cps, os valores de resistividade desses folhelhos mantiveram se relativamente mais baixo em comparação as outras litologias da sucessão de fácies estudadas. O método Linear para a obtenção de argilosidade (Vsh) foi o que gerou a curva mais representativa. Já o registro sônico nesta litologia apresentou um comportamento bem homogêneo, não sendo observada uma variação significativa. Em alguns níveis é observado variação na cor, ocorrendo níveis mais escuros, possivelmente com maior teor de Matéria Orgânica. Em alguns níveis o folhelho se apresenta papiráceo, preto, laminado com presença de ostracodes e concreções de CaCO_3 .

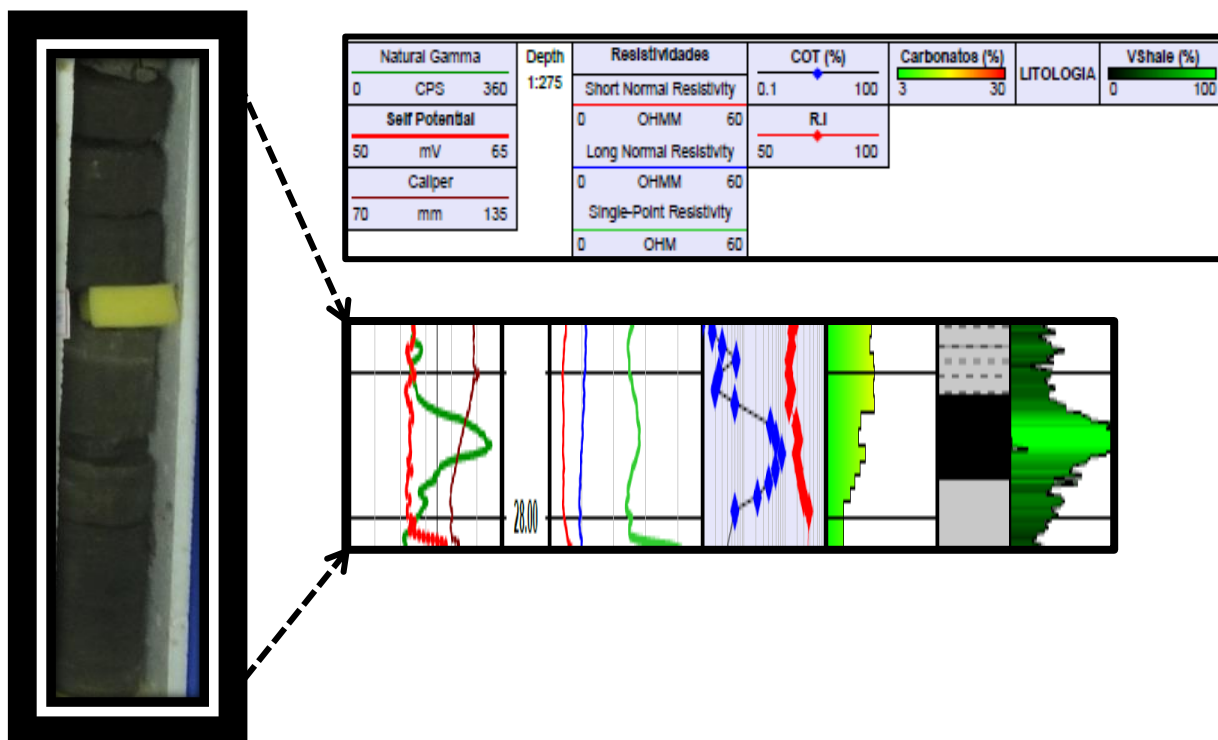


Figura 28 - Folhelho betuminoso papiráceo e Sua resposta petrofísica e geoquímica no perfil.
Fonte: CREMONINI, 2012.

Segundo Duarte (2012), o índice de hidrogênio apresenta valores entre 510 e 800 mg HC/g COT nessa litologia. O valor médio de IH é de 680 mg HC/g COT. A partir do gráfico de Van Krevelen, nota-se que a unidade provavelmente é constituída predominantemente por matéria orgânica do tipo I. O gráfico de S2 versus COT mostra teores de S2 acima de 30, com valores médios da ordem de 110 mg HC/g Rocha, indicativo de um excelente potencial para essa unidade (o maior entre as unidades analisadas).

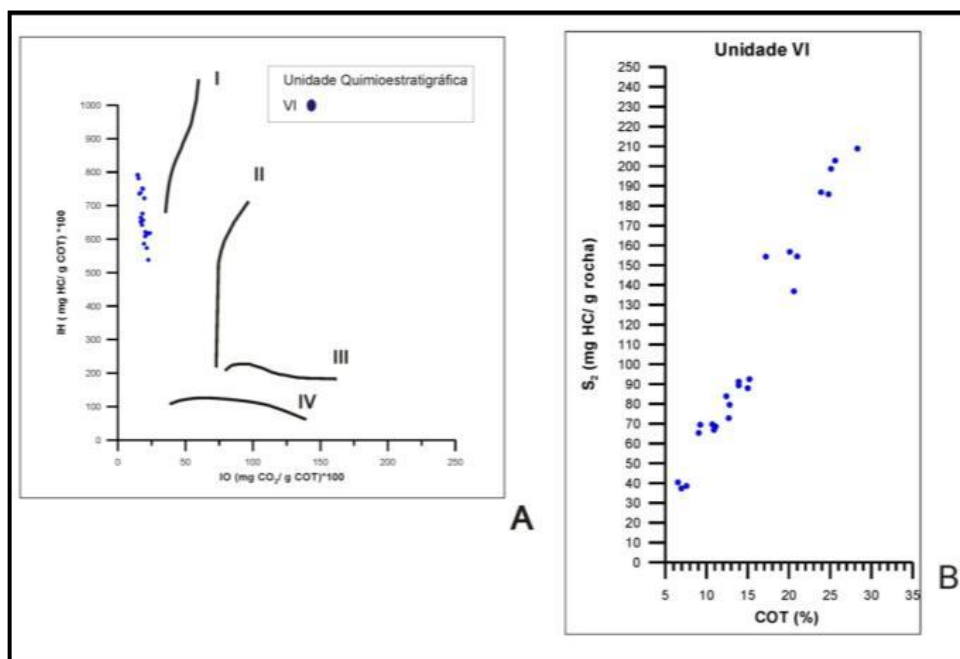


Figura 29 - Diagrama de Van Krevelen e Gráfico COT vs S2 – Folhelho Betuminoso.
Fonte: DUARTE, 2012

- Folhelho Silto-Argiloso** – Em alguns intervalos este folhelho apresenta-se papiráceo com presença de ostracodes em outros níveis observou uma laminação por vezes “grossa” incipiente, apresenta uma menor quantidade de matéria orgânica em comparação ao folhelho anterior, os teores de carbono orgânico total (COT) apresentam uma média de 9%, com pico mínimo de 2,71 % e um valor máximo anômalo de 31,10%. São encontrados concreções de CaCO_3 e bioturbações. Os valores de raios gamas apresentaram-se mais baixos do que no folhelho pirobetuminoso e Resistividade e Sônico relativamente mais altos.

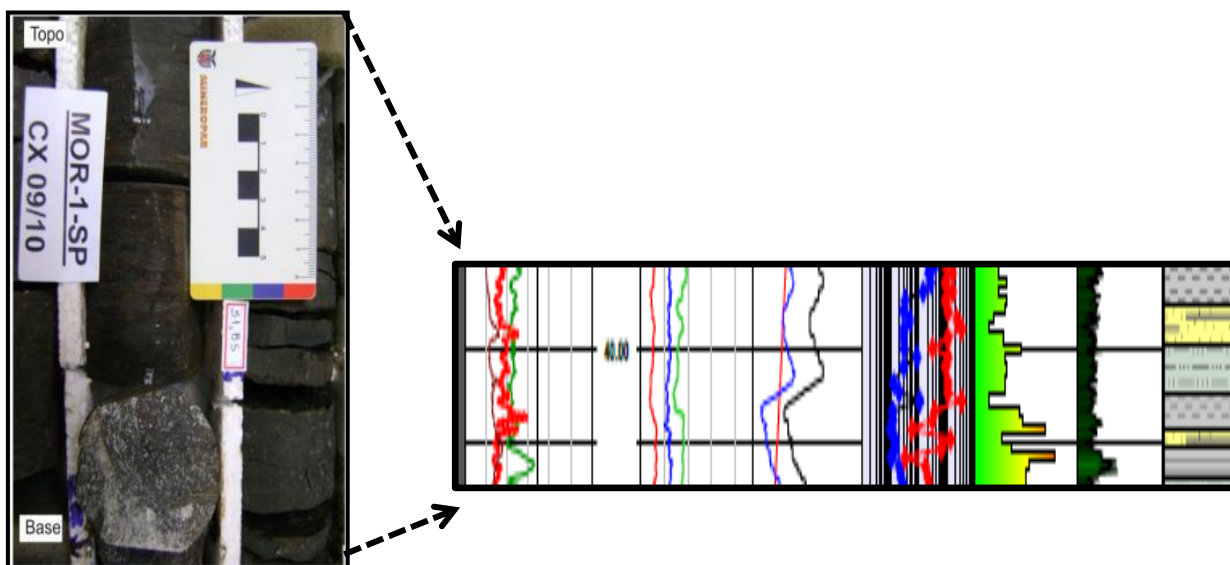


Figura 30 - Folhelho Silto-Argiloso e sua resposta petrofísica e geoquímica no perfil.
Fonte: CREMONINI, 2012

Duarte (2012) constatou que o índice de hidrogênio desta unidade litológica varia entre 500 e 800, com teor médio de 593 mg HC/g COT, sendo a matéria orgânica classificada como do tipo I e predominantemente do tipo II. Analisando o gráfico de S2 versus COT é possível notar que os teores de S2 são superiores a 30 mg HC/g Rocha, à exceção de uma amostra com valor em torno de 12 mg HC/g Rocha. Os valores médios de S2 de 56 mg HC/g Rocha (com mediana de 44 HC/g Rocha). Constata-se uma correlação linear positiva entre os teores de COT e os teores de S2, mostrando que quanto maior o teor de carbono orgânico maior é o potencial gerador.

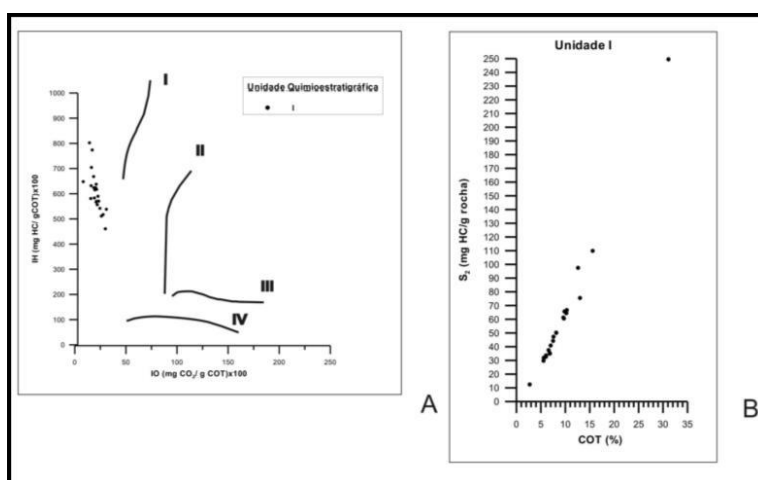


Figura 31 - Diagrama de Van Krevelen e Gráfico COT vs S2 - Folhelho Silto-Argiloso.
Fonte: DUARTE, 2012

- **Siltito Maciço** – ocasionalmente encontrasse gretas de contração preenchidas por argila, arenito fino e ostracodes dispersos, e predominância de concreções de CaCO_3 irregulares (calcretes). É verificada teores de carbono orgânico de 3 a 16,20 %, apresentando média de 7%. Os valores de raios gama apresentam-se baixos com valores inferiores a 140 cps e resistividade mais alta em relação às outras litologias. A curva de sônico apresenta um ligeiro incremento.

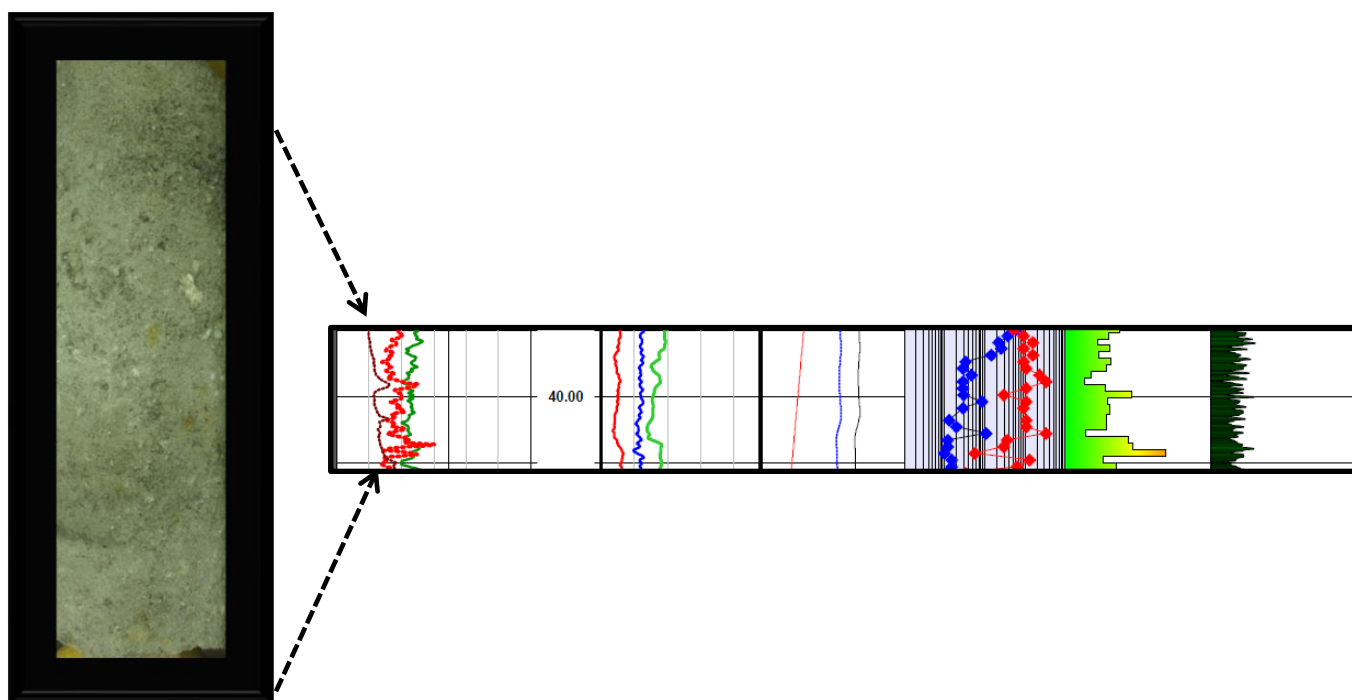


Figura 32 - Siltito Maciço Argiloso e sua resposta petrofísica e geoquímica no perfil.
Fonte: CREMONINI, 2012.

De acordo com Duarte (2012), o índice de hidrogênio para o siltito maciço varia de 500 a 770, com média de 629 mg HC/g COT, com a matéria orgânica podendo ser classificada como do tipo I e II. O gráfico de S2 versus COT apresenta teores superiores a 10 chegando a 120 mg HC/ g Rocha. O valor médio de S2 na unidade situa-se em torno de 50 mg HC/ g Rocha.

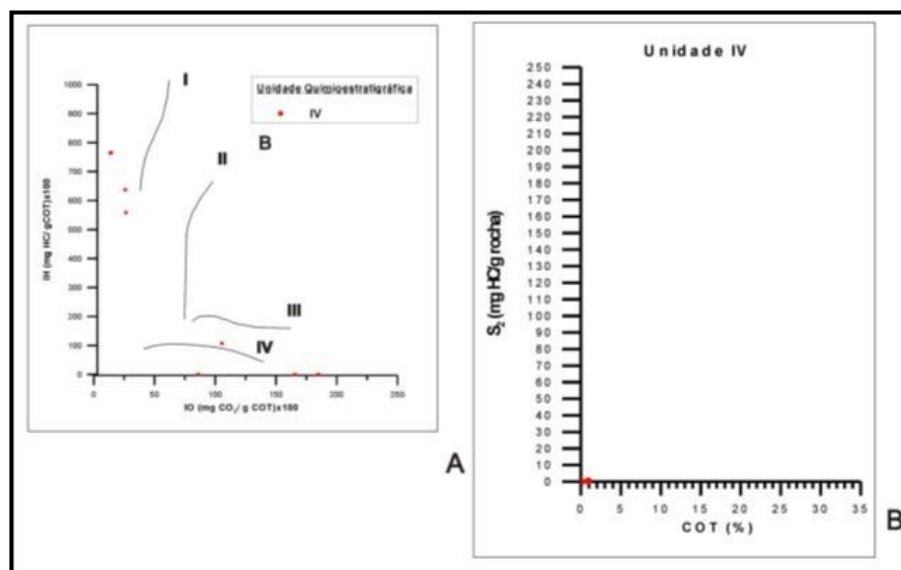


Figura 33 - Diagrama de Van Krevelen e Gráfico COT vs S2 - Siltito Maciço.
Fonte: DUARTE, 2012.

- Argilito Esmectítico** - Esta litologia é caracterizada por apresentar baixo teor de matéria orgânica, os valores de COT são muito baixos (teores máximos de 0,33%). Os teores de RI, por sua vez, variam entre 69% e 90%, indicando intercalações entre camadas de folhelho e siltitos, com presença de material carbonático em alguns níveis observa-se concreções de CaCO_3 (calcretes). Os valores de Raios Gama apresentam-se relativamente altos, entretanto mais baixo que dos folhelhos anteriormente descritos. A elevada radioatividade foi creditada ao incremento U proveniente de lixiviação de possíveis enxurradas. Por vezes a concentração do mineral de argila esmectita também contribui para estes valores de Raios Gama tendo em vista que as mesmas são ricas em K. Os valores de resistividade apresentam-se pouco variáveis em relação a outras fácies. A curva de sônico teve pouca expressividade, tendo em vista que também a mesma teve variação não muito significativa.

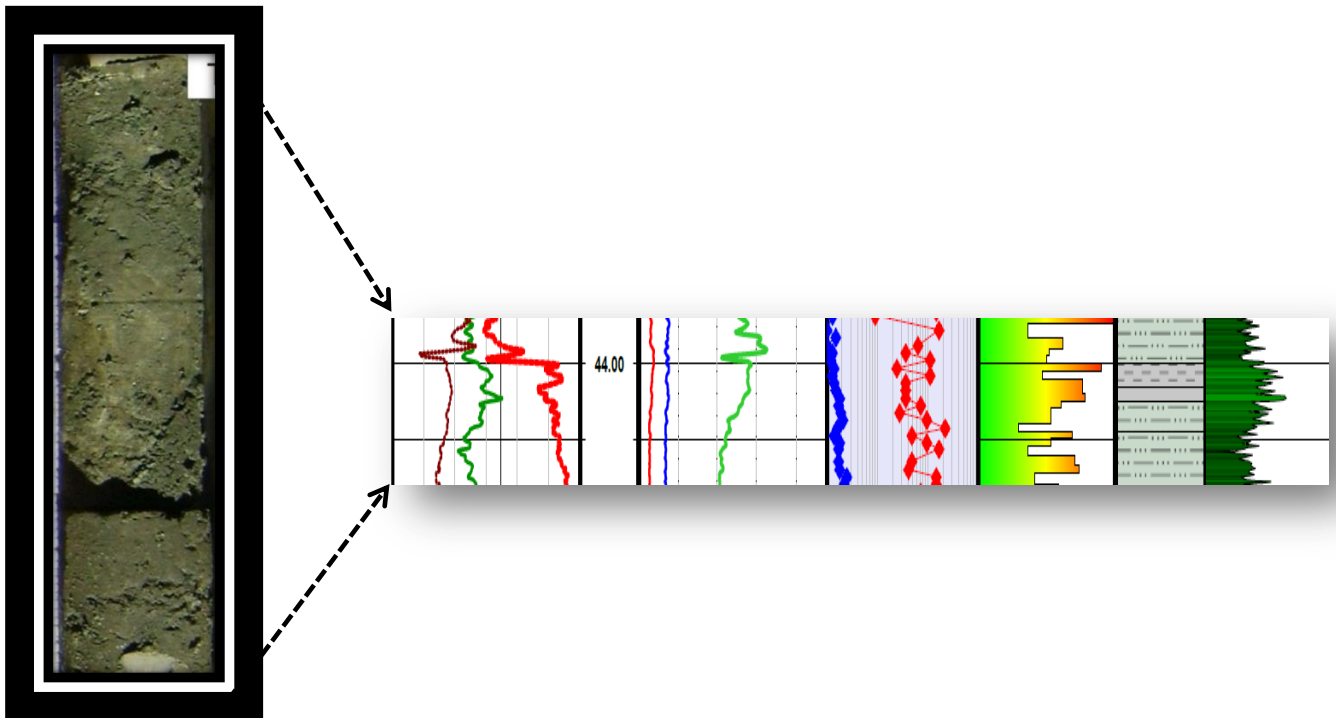


Figura 34 - Argilito – Esmectítico e sua resposta petrofísica e geoquímica no perfil. Fonte: CREMONINI, 2012.

Para Duarte (2012) o argilito esmectito apresenta o índice de hidrogênio com valores aproximados de 100 mg HC/g COT como mostra o gráfico de Van Krevelen, classificando a matéria orgânica como do tipo III. Analisando o gráfico de S₂ versus COT, é possível notar que os teores de S₂ encontram-se relativamente baixos quando comparados às demais unidades.

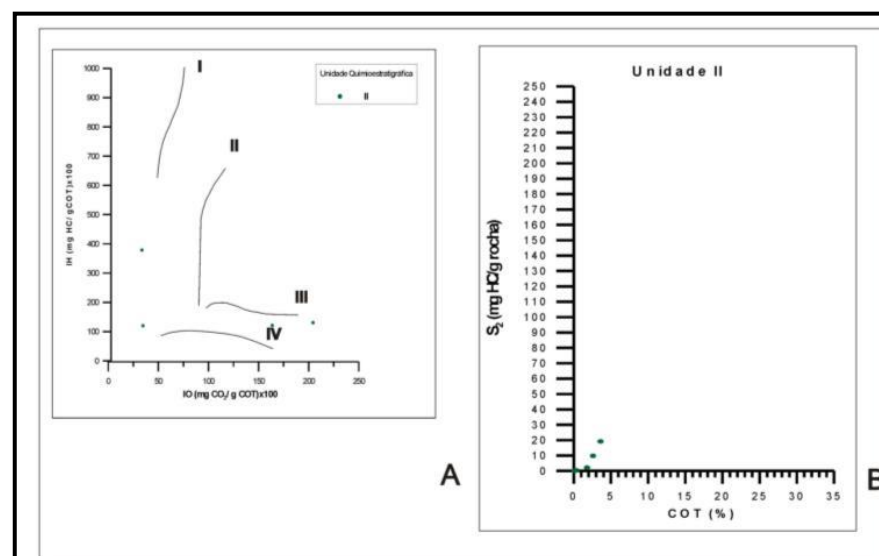


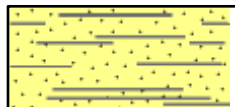
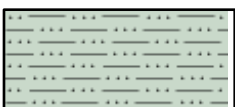


Figura 35 - Diagrama de Van Krevelen e Gráfico COT vs S₂ - Argilito Esmectítico. Fonte: DUARTE, 2012.

8 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS OBTIDOS

A integração dos dados petrofísicos e geoquímicos dos poços RO-1-SP e MOR-1-SP permitiu o estabelecimento de alguns padrões ou assinaturas geofísicas para as principais fácies ocorrentes, sendo gerado um modelo de eletrofácies para os respectivos dados. Verificou-se com esta interpretação que o perfil de eletrofácies obtido, representa satisfatoriamente as informações do testemunho, indicando uma coerência para todo o perfil, sendo este testemunhado ou não. Abaixo segue a tabela gerada com uma separação entre as principais litologias da Formação Tremembé.

Tabela 2 - Tabela das principais eletrofácies dos Poços RO-1-SP e MOR-1-SP.

| Litologia | Legenda | Raios Gamma | Resistividade | Sônico |
|-------------------------|---|-------------------------------|--------------------|------------|
| Folhelho Betuminoso |  | Alto (> 200 CPS) | Baixo(< 20 ohm) | ~130 uSec |
| Folhelho Silto-Argiloso |  | Moderado (140 < Fsa <180 CPS) | Baixo(< 20 ohm) | ~130 uSec |
| Siltito Maciço |  | Baixos (< 140CPS) | Alta (> 30 ohm) | ~135 uSec |
| Argilito Esmectito |  | Altos (150 < ; <220 CPS) | Moderada (>20 ohm) | ~ 127 uSec |

Fonte: CREMONINI, 2012.

Com as eletrofácies definidas foi possível uma extrapolação da interpretação para os outros poços. Como mencionado no capítulo 2, o método de correlação de poço aplicado neste trabalho é um método usual, consistindo na identificação das assinaturas dos perfis de poço através da observação dos trechos diferenciados nestes perfis, identificando quebras e tendências típicas. Observa-se um zoneamento de cada poço, tentando correlacionar respostas de perfis similares entre os poços lateralmente estudados.

A técnica de correlação de poço foi utilizada para amarrar e nivelar os poços de acordo com os eventos deposicionais, mais especificamente nas condições extremamente anóxicas do

fundo do lago com águas de afinidades alcalinas, permitiram o depósito de folhelhos betuminosos pretos ricos em matéria orgânica.

As correlações aqui propostas foram efetuadas utilizando os perfis de Raios Gamma tendo em vistas que esses perfis apresentaram assinaturas bem representativas, ocorrendo uma repetição destas assinaturas nos outros poços aqui estudado, possibilitando assim uma boa correlação entre estes.

Além dos Poços RO-1-SP e MOR-1-SP, os quais possuem uma suíte de dados tantos petrofísicos quanto geoquímicos, foi analisado o poço QUIRI-1-SP, também recentemente perfurado pela Faculdade de Geologia da UERJ. Para este último poço, no entanto, os dados Geoquímicos não estavam disponíveis até o fechamento desta dissertação. Adicionalmente, os três poços anteriormente citados foram correlacionados com o poço perfurado pelo Laboratório de Geologia Marinha da Universidade Federal Fluminense (LAGEMAR-UFF) (aqui referido como “poço UFF”), na cidade de Taubaté. Os dados de perfilagem referentes ao poço UFF foram extraídos do estudo de Penha (2005).

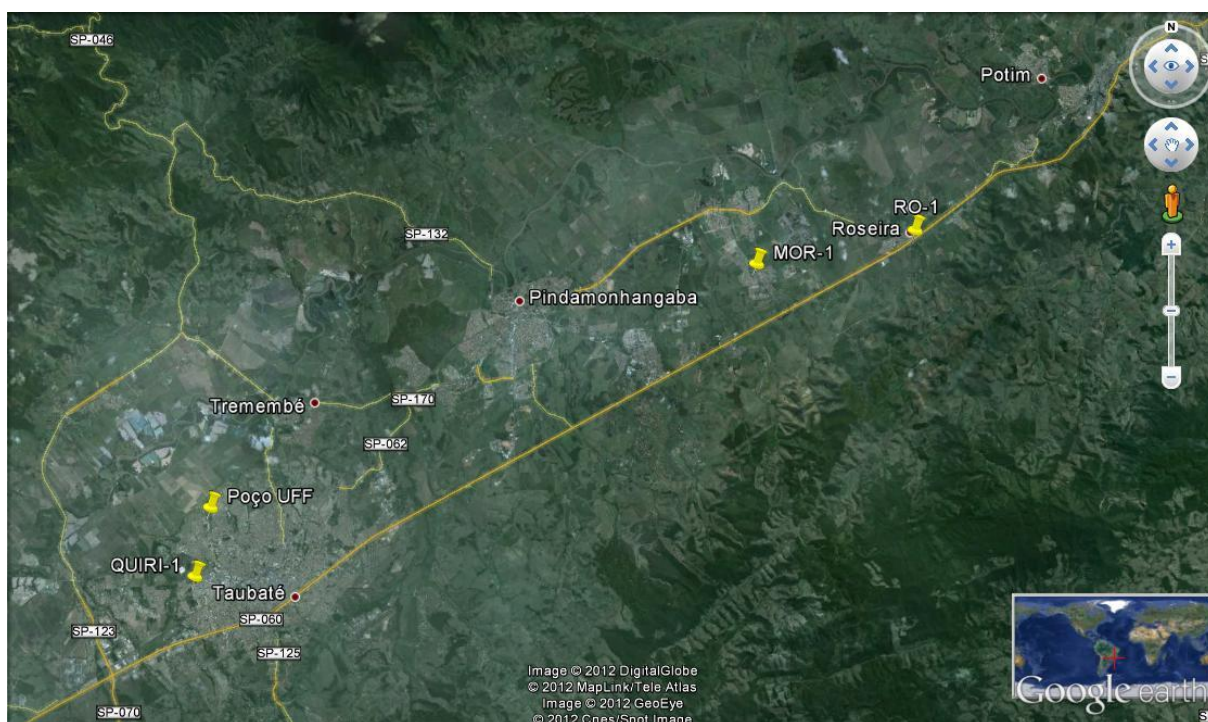


Figura 36 - Localização dos Poços Correlacionados
Fonte: Google Earth, 2012

A arquitetura para a realização da correlação estratigráfica com os 4 perfis, é formada por 2 (duas) camadas de folhelho betuminoso, utilizando como padrão o perfil de poço de

radioatividade (Raios Gama), o qual foi auxiliado pelo Volume de Argila (Vsh), onde foi adotado para o preenchimento das eletrofácies correspondentes a cada poço.

Assume-se que foram efetuadas as correlações ambientais e que as amostras dos perfis correspondam ao mesmo ponto mensurado em profundidade e cada intervalo produzirá exatamente nas profundidades de topo e base correspondente à existência dos Folhelhos betuminosos. Foram correlacionados somente os folhelhos betuminosos tendo em vista que os mesmos representam a sucessão mais interessante do ponto de vista econômico e estão associados a um ambiente anóxico e de baixa energia, que indicam variações eventuais da lâmina d'água desse paleolago durante o Oligoceno.

Inicialmente, para aplicar o método de correlação das eletrofácies, foram analisados os Poços MOR-1-SP e RO-1-SP, devido à aproximação entre eles. Uma análise preliminar dos dados indicaram que a variável radioatividade é uma boa ferramenta para caracterização dos folhelhos betuminosos, pois os mesmos são ricos em matéria orgânica, ou seja, com alta concentração de minerais radioativos.

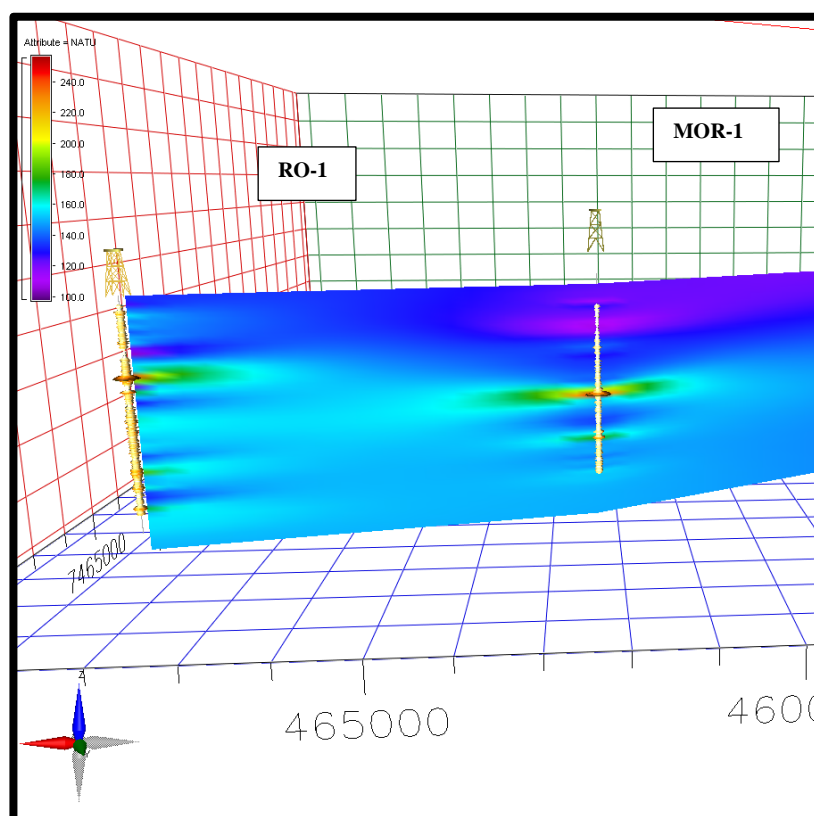


Figura 37 - Correlação lateral das amplitudes dos valores de Raios Gama entre os poços RO-1-SP e MOR-1-SP, correspondente às fácies dos Folhelhos Betuminosos.
Fonte: CREMONINI, 2012

Como resultado visível do modelo de Raios Gama, obteve-se um perfil de eletrofácies com os pacotes de Folhelhos Betuminosos entre os poços RO-1-SP e MOR-1-SP (Figura 38).

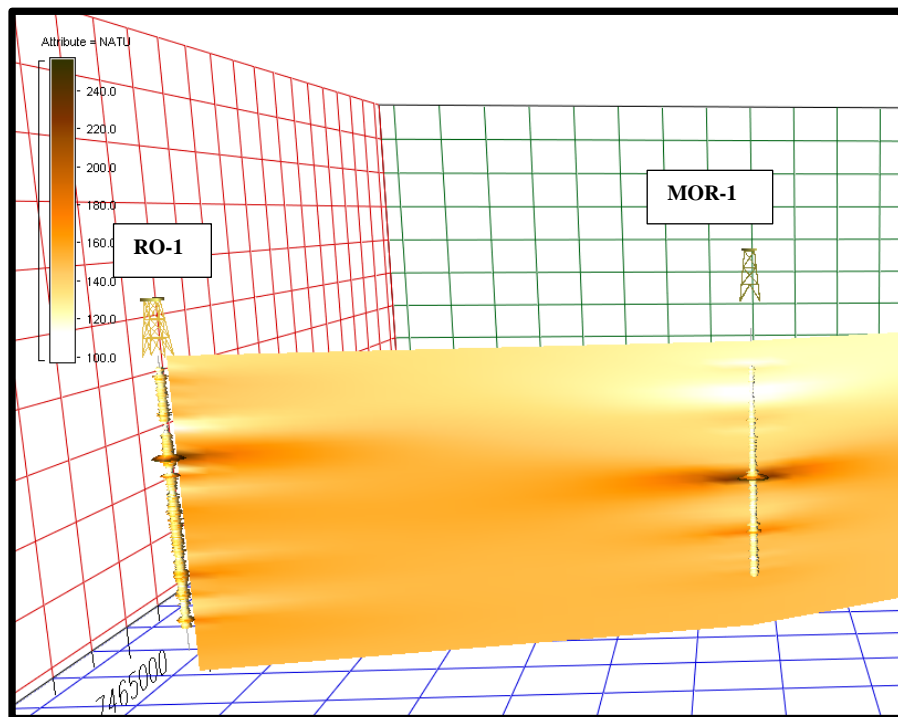


Figura 38 – Modelo de Eletrofácies de Raios Gamas dos Poços RO-1-SP e MOR-1-SP.
Fonte: CREMONINI, 2012.

Após ter obtido um modelo de Raios Gama, fez-se uma correlação das camadas de folhelhos betuminosos entre os poços RO-1-SP e MOR-1-SP (Figura 39), correlacionando os picos e as eletrofácies correspondentes.

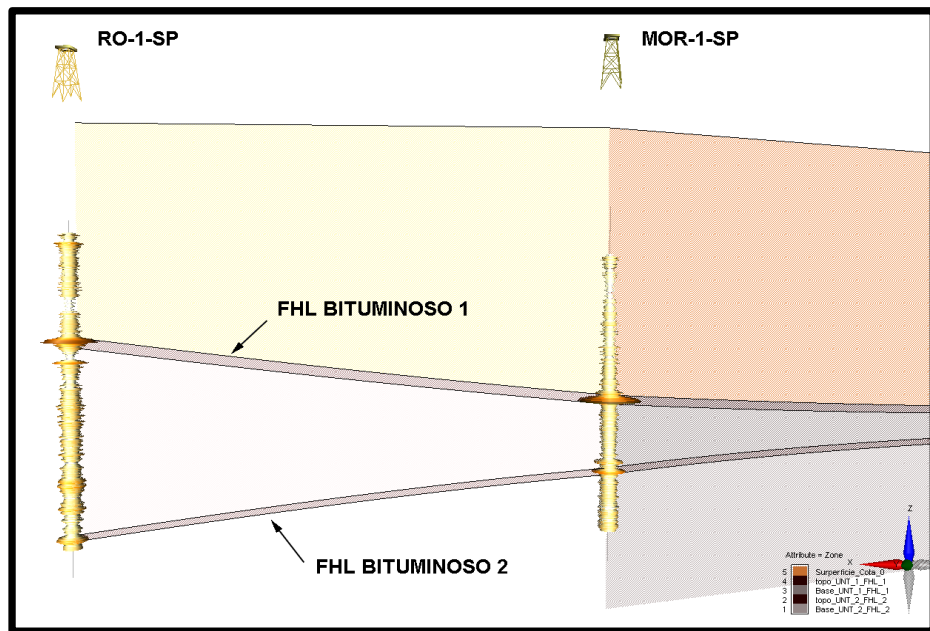


Figura 39 - Correlação entre as eletrofácies de Raios Gama dos poços RO-1-SP e MOR-1 SP
 Fonte: CREMONINI, 2012.

Por fim, transportamos essa interpretação para outros poços onde se aplicou este modelo para os poços QUIRI-1-SP e o poço da UFF (Penha, 2005), para obter uma eletrofaciologia das camadas de folhelho betuminoso tendo em vista que os mesmos apresentam testemunho, entretanto não foram acessados neste estudo, utilizando como a definição de eletrofácies, correspondendo ao folhelho betuminoso conforme se demonstra nos perfis abaixo.

8.1 Poço QUIRI-1-SP

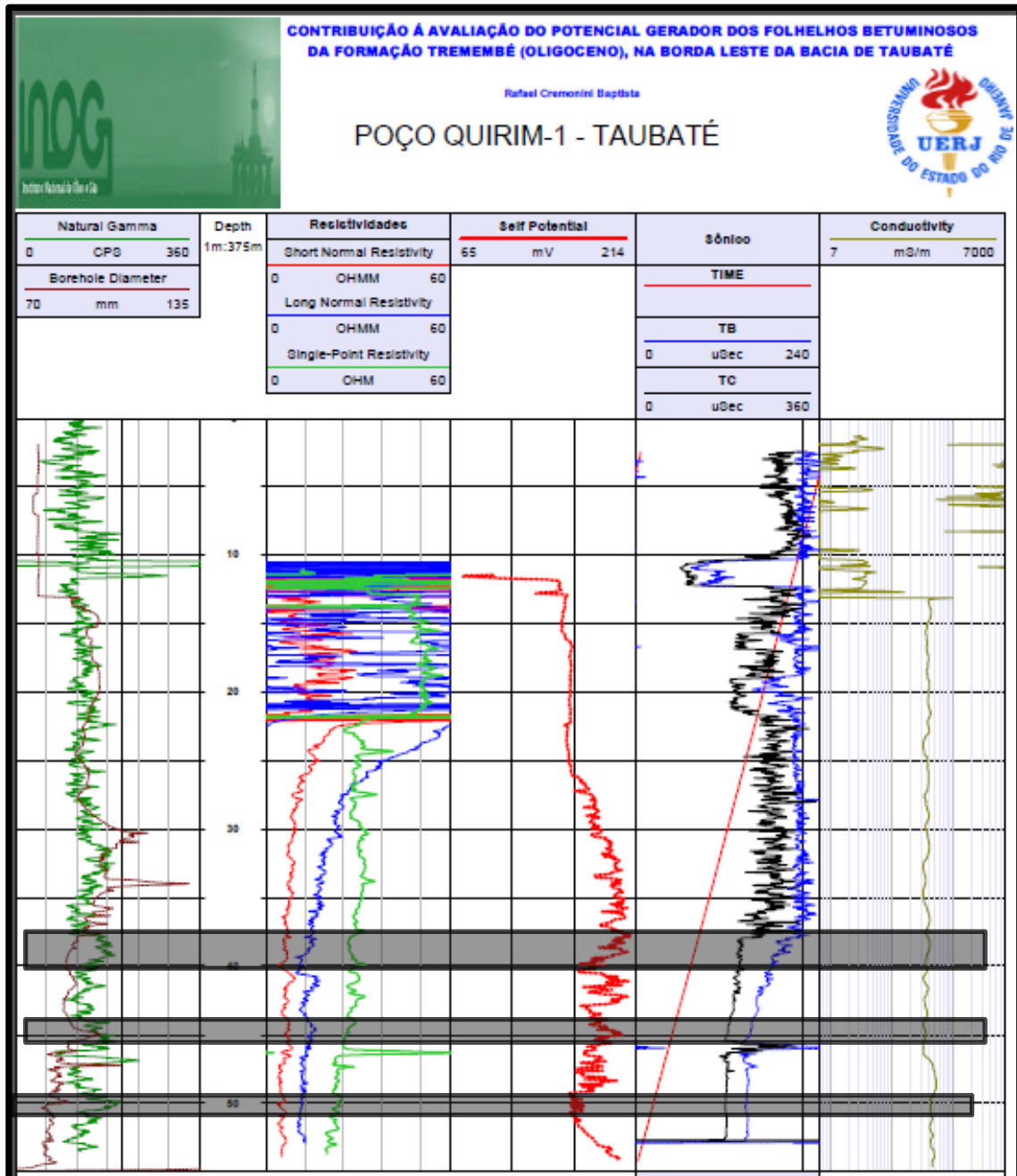
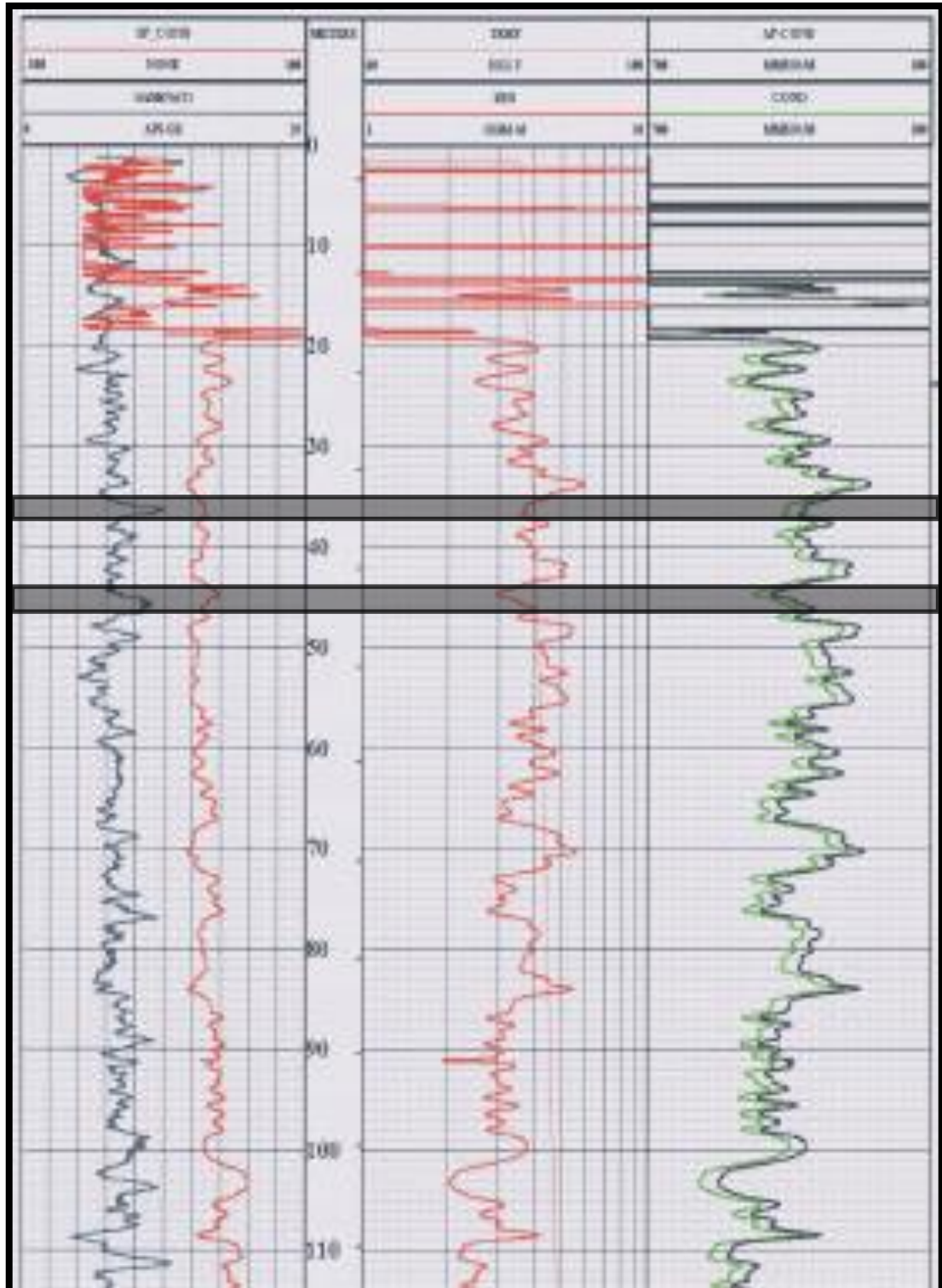


Figura 40 - Perfil do Poço QUIRI -1- Eletrofácies do Folhelho Betuminosos.
Fonte: CREMONINI, 2012.

8.2 Poço UFF



Folhelho
Betuminoso

Figura 41 - Perfil elétrico do Poço da UFF - Eletrofácies do Folhelho Betuminoso
Fonte: PENHA, 2005.

Na Tabela 3, é mostrado o resultado da correlação realizada, através dos perfis de Raios Gama no perímetro delimitado pelos quatro poços representados as duas camadas de folhelhos betuminosos em cada poço, mostrando as profundidades de topo e base de cada uma das camadas e o datum do poço de correlação.

Tabela 3 - Correlação Topo e Base dos Folhelhos Betuminosos

| POÇO | Longitude | Latitude | Folhelho Betuminoso 1 | | Folhelho Betuminoso 2 | |
|-------------------|---------------|----------------|-----------------------|-------|-----------------------|-------|
| | | | TOPO | BASE | TOPO | BASE |
| RO-1-SP | 468680.00 m E | 7467271.00 m S | 26.32 | 27.42 | 51.32 | 52.12 |
| MOR-1-SP | 462282.00 m E | 7465904.00 m S | 33.94 | 35.06 | 43.29 | 44.14 |
| QUIRI-1-SP | 439608.00 m E | 7453253.00 m S | 37.2 | 39.04 | 46.48 | 47.28 |
| UFF | 440216.00 m E | 7456024.00 m S | 36.2 | 38.4 | 45.1 | 47.5 |

Fonte: CREMONINI, 2012

Em seguida, correlacionaram-se os quatro poços selecionados RO-1-SP, MOR-1-SP, QUIRI-1 e UFF, lateralmente, a partir dos marcos estratigráfico do perfil de radioatividade (Gr), utilizando o método pico a pico, referido anteriormente neste trabalho. Este resultado foi gerado a partir de semelhanças nos registros das curvas, separando as camadas de folhelhos betuminosos 1 e 2, sendo bem representada no modelo interpretado da correlação das eletrofácies entre os poços RO-1-SP e MOR-1-SP.

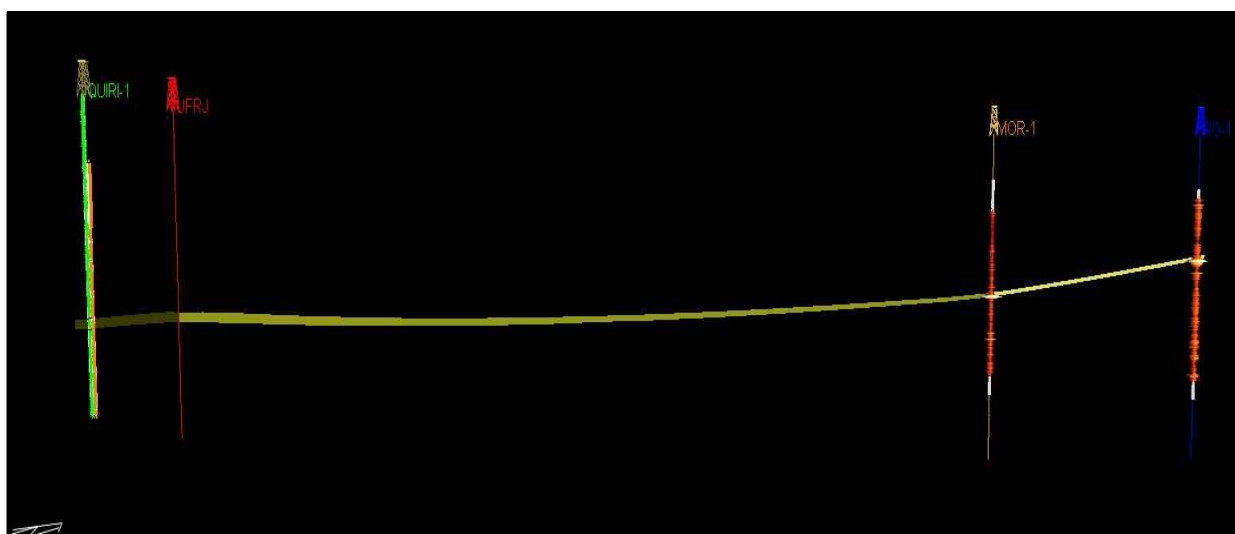


Figura 42 - Correlação lateral do Folhelho Betuminoso 1 entre os 4 poços.
Fonte: CREMONINI, 2012.

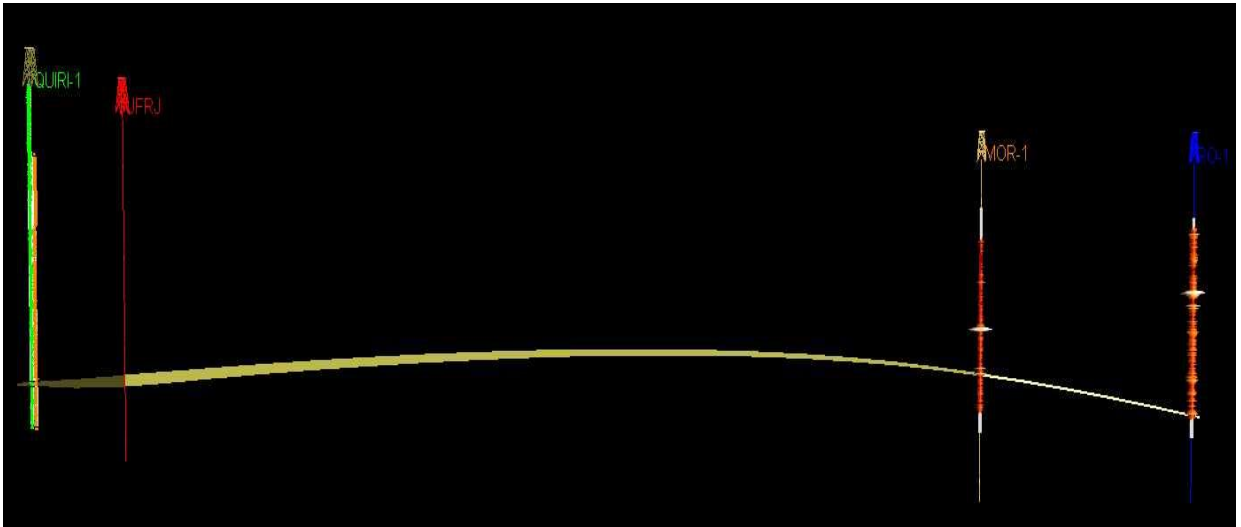


Figura 43 - Correlação lateral do Folhelho Betuminoso 2 entre os 4 poços.
Fonte: CREMONINI, 2012.

Esta correlação foi gerada no software Earth Vision, a partir da similaridade entre as eletrofácies lateralmente, respeitando os limites representados pelos marcos estratigráficos, correlacionados manualmente entre os poços analisados.

Para facilitar a visualização das camadas de folhelhos betuminosos, é conveniente trabalhar com um modelo 3D, pois a visualização dos dados em 3D permite uma melhor compreensão das formas da camada, bem como aplicar outras técnicas mais robustas para facilitar a visualização e interpretação (Figuras 44-45). Como os dados 3D estão formatados como um conjunto 2D, necessitou-se integrá-los para transformar-se em um volume 3D.

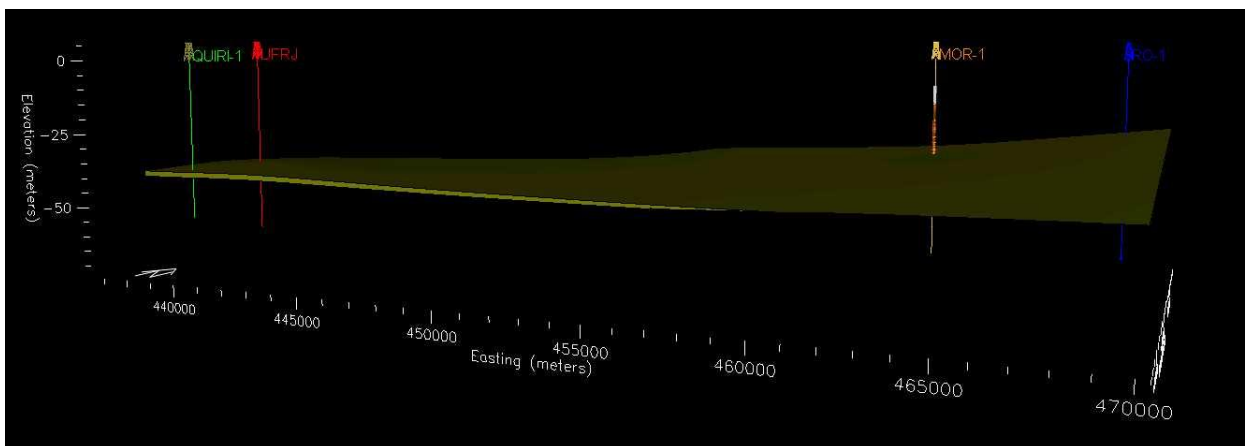


Figura 44 - Modelo 3 D da camada do Folhelho Betuminoso 1.
Fonte: CREMONINI, 2012.

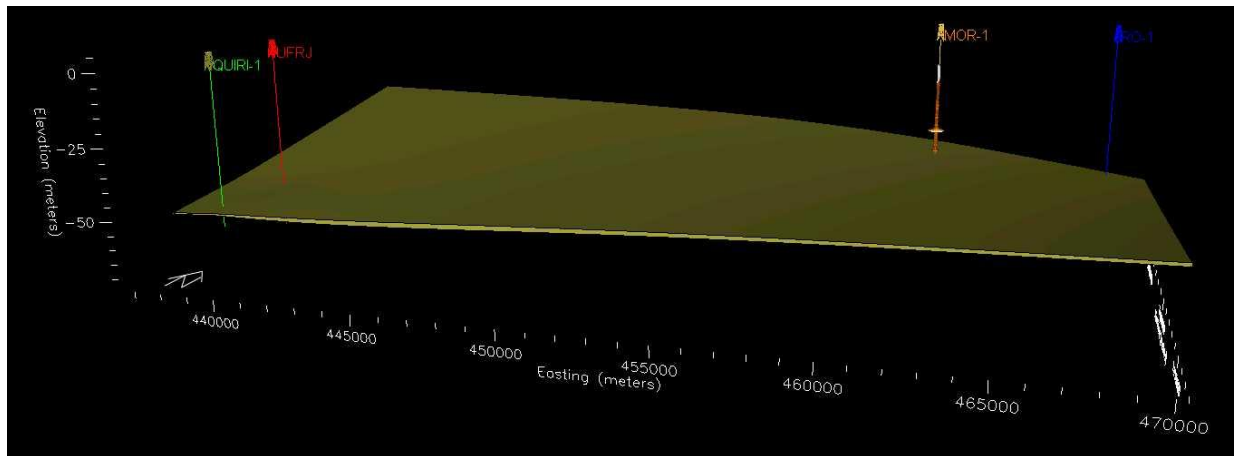


Figura 45 - Modelo 3 D da camada do Folhelho Betuminoso 2.
Fonte: CREMONINI, 2012.

Como último resultado deste trabalho, foi proposta uma seção modelo entre os 4 poços, sendo RO-1-SP e MOR-1-SP localizados na borda leste da bacia de Taubaté e os poços QUIRI-1 e UFF situados no depocentro da bacia. Esta seção (Figura 46) é composta pela correlação lateral das eletrofácies obtidas neste trabalho, como resultado de uma análise entre o marcos estratigráficos destes poços.

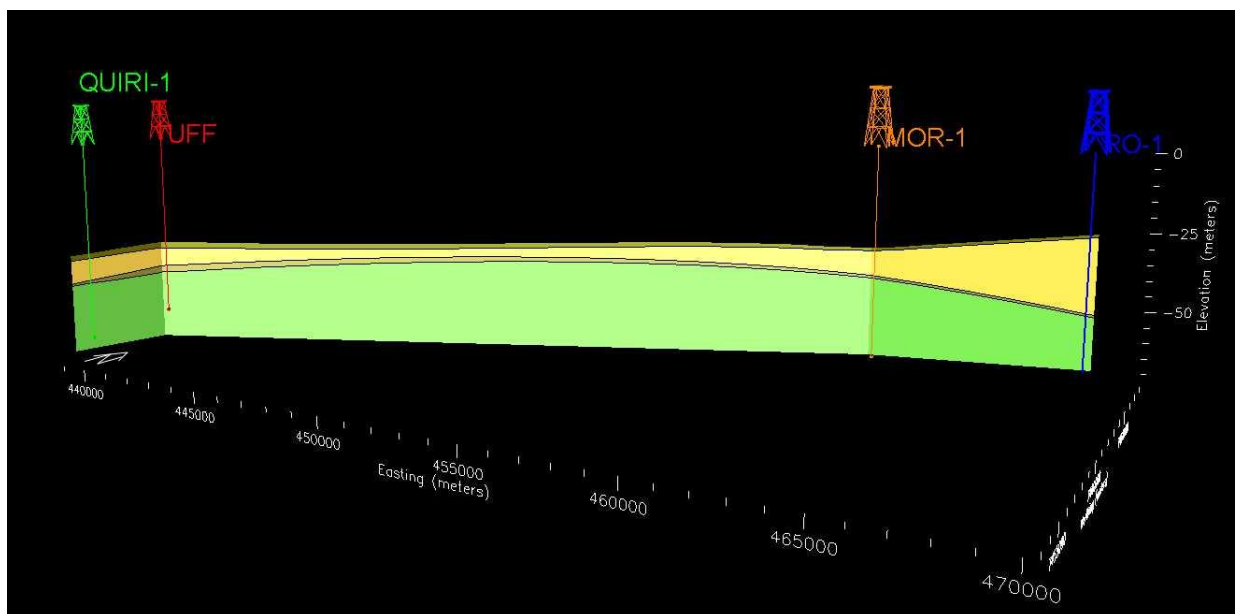


Figura 46 - Seção Geológica Modelada dos Folhelhos Betuminosos, representando a distribuição lateral das eletrofácies identificadas nesta dissertação.
Fonte: CREMONINI, 2012.

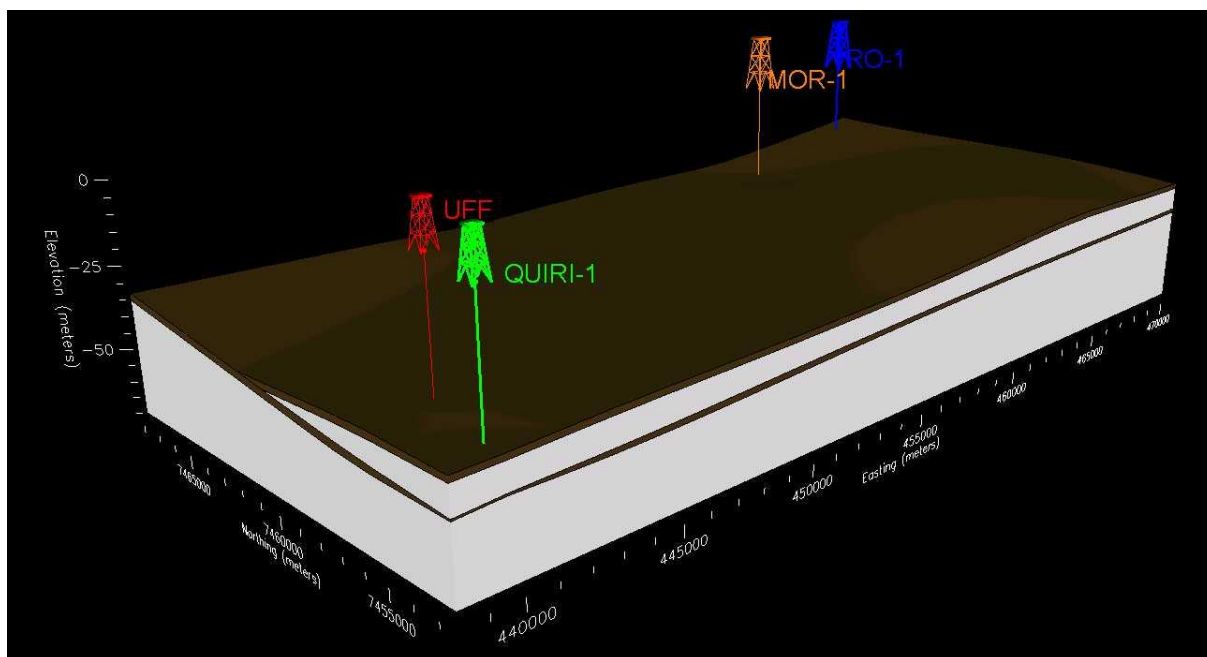


Figura 47 - Modelo Geológico 3D dos Folhelhos Betuminosos da Formação Tremembé, representando a distribuição lateral das eletrofácies identificadas para esta litologia neste trabalho.

Fonte: CREMONINI, 2012.

8.3 IMPLICAÇÕES EXPLORATÓRIAS

Os resultados obtidos neste trabalho são bastante promissores, apontando para a possibilidade de aplicação desta técnica a perfis de outros poços disponíveis na Bacia de Taubaté, onde certamente será de grande utilidade para a avaliação da formação Tremembé, proporcionando informações que contribuem de forma significativa para um entendimento do ambiente deposicional, tendo em vista que Lagos de origem tectônica não deve ser tratado como “pequenos oceanos” (SCHOLZ et al., 1988). O conceito de lagos, normalmente usados no estudo de bacias marinhas é dificultado pelas diferentes taxas de mudança nos fatores que controlam o desenvolvimento das sequências desses ambientes.

A quantidade de matéria orgânica preservada num sistema lacustre é basicamente o resultado do balanço entre a biomassa produzida dentro do lago (autóctone) e/ou trazida de sua área de drenagem (alóctone) e a quantidade de biomassa alterada e reciclada na coluna d’água e nos sedimentos. O ciclo do carbono nos sistemas lacustres na verdade é muito

complexo, envolvendo a interação entre diversas formas de carbono orgânico e inorgânico particulado e dissolvido. O tipo de matéria orgânica preservada nos depósitos lacustres é controlado por diversos fatores tais como o clima, tamanho e profundidade do lago e topografia de sua área de drenagem (KELTS, 1988).

Nesse estudo foram evidenciados os folhelhos betuminosos, primeiramente pelo sua importância do ponto de vista econômico e segundo por estarem associados a condições extremamente anóxicas do fundo do lago e relacionados à subida do nível d'água do lago.

Vale ressaltar que as variações da lâmina d'água no paleolago possivelmente estão intimamente relacionadas à tectônica e também aos ciclos de Milankovitch através de mudanças climáticas no decorrer da Época oligocênica.

Os lagos são modelos de ambientes muito especiais, cuja compreensão dos processos que controlam a formação das rochas lacustres com potencial petrolífero, ainda está em continuo processo evolutivo. No futuro, modelos matemáticos, sedimentológicos, estratigráficos e geoquímicos, certamente mais desenvolvidos, ajudarão no entendimento do processo lacustre sobre a formação de rochas geradoras de petróleo (PAZ E ROSSETTI 2001, 2005).

Nos poços QUIRI-1-SP e UFF, localizados mais próximos ao depocentro da Bacia, os folhelhos betuminosos apresentam-se mais bem representados. Devido a não apresentar tanta influência de estruturas como falhas, foi possível chegar a esta análise através da correlação lateral entre os marcos estratigráficos e posteriormente na correlação das eletrofácies entre os mesmos, evidenciando um pacote mais espesso, com um menor afinamento lateral e relativamente mais profundo como ilustra a figura 48.

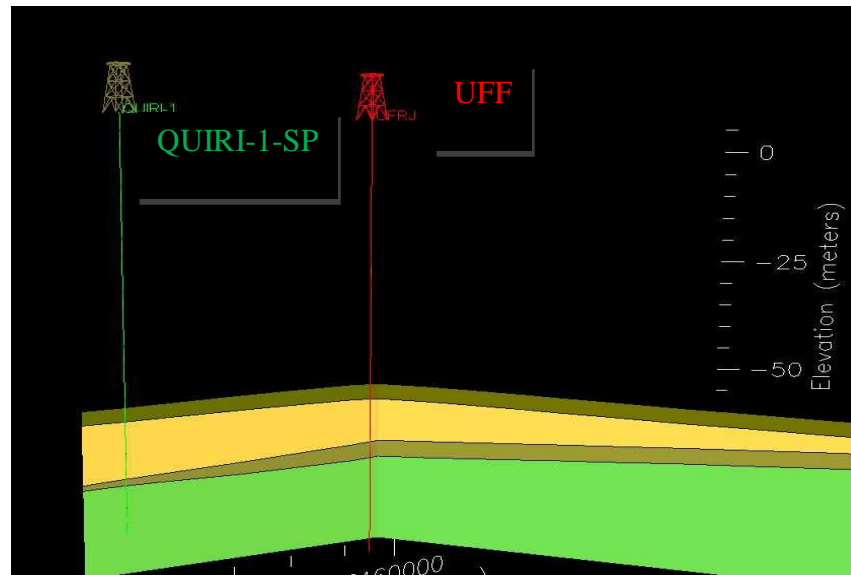


Figura 48 - Camadas de Folhelhos Betuminosos mais espessas.
Fonte: CREMONINI, 2012.

Os poços RO-1-SP e MOR-1-SP apresentaram as camadas de folhelhos betuminosas mais finas e mais rasas em comparação aos outros dois poços, possivelmente relacionado a fatores tectônicos, tendo em vista o posicionamento dos mesmos próximos à borda leste da Bacia de Taubaté.

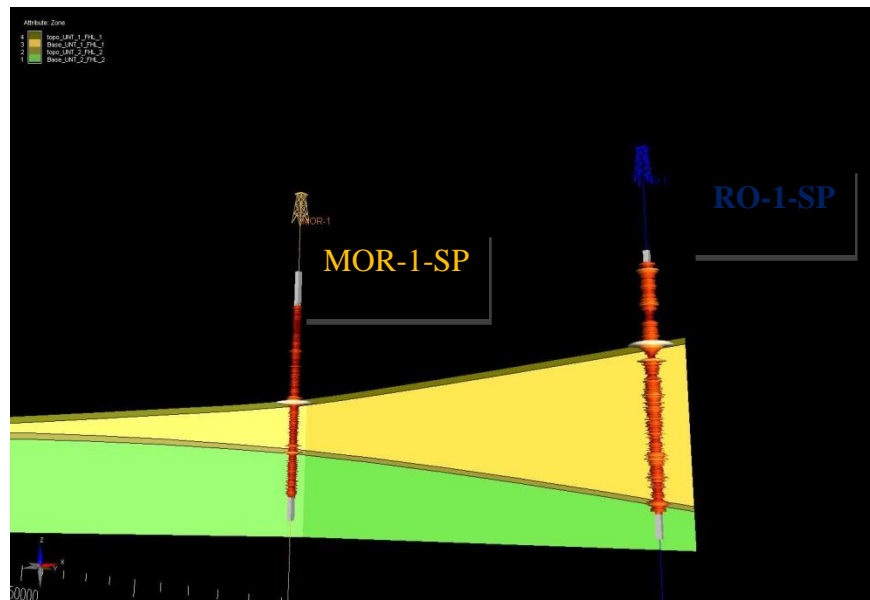


Figura 49 - Camadas de Folhelhos Betuminosos mais finas.
Fonte: CREMONINI, 2012.

Devido a seu menor tamanho, os lagos são mais suscetíveis à mudanças ambientais do que as bacias marinhas, e acabam apresentando variações mais bruscas. Conforme Soreghan & Cohen (1996), fatores tectônicos e climáticos, por exemplo, podem afetar drasticamente os sistemas deposicionais.

A correlação estratigráfica dos poços RO-1 e MOR-, tendo como *Datum* o Folhelho 1 (Figura. 50), mostra um nítido espessamento de seção em direção ao poço RO-1, situado em posição mais proximal. Em adição, deve ser destacado que no poço RO-1 estão registradas fácies de alta energia na borda do lago, tais como diamictitos e arenitos imaturos de fluxos torrenciais, além de fácies evidenciando exposição subaérea e pedogênese. Este espessamento de seção junto à borda do lago, associado a este contexto de fácies, evidencia provavelmente a ação de atividade tectônica ativa durante a sedimentação nesse domínio.

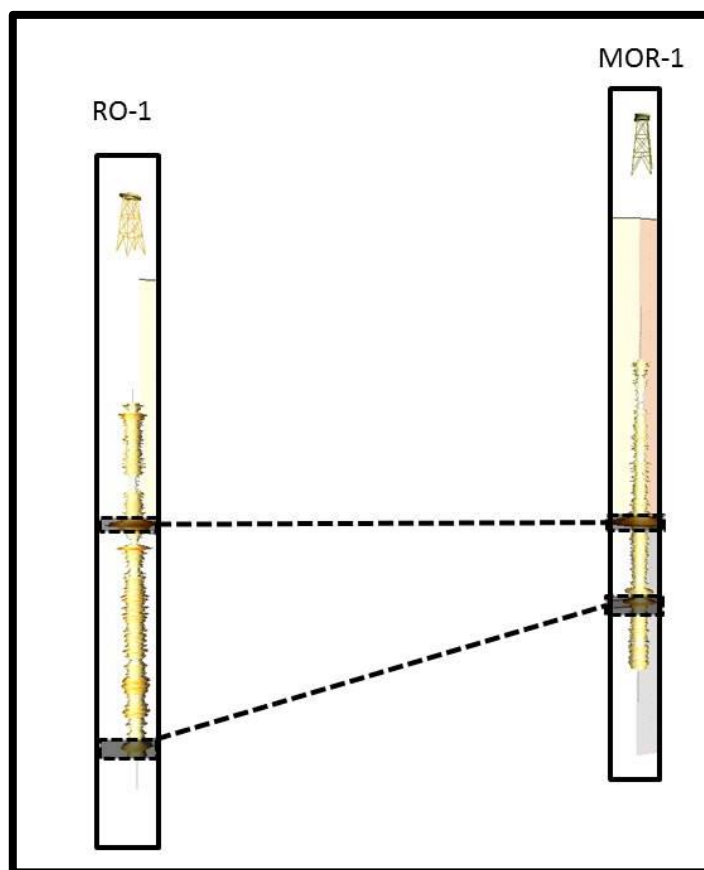


Figura 50 - Correlação estratigráfica entre os poços RO-1 e MOR-1 com destaque para as camadas de folhelhos betuminosos 1 e 2. Datum Folhelho Betuminoso 1.
Fonte: CREMONINI, 2012.

Sendo assim recomenda-se uma análise de outros poços, tendo em vista que números maiores de dados de poços permitem uma comparação mais conclusiva. Poucos poços perfurados até o momento não permitem uma amostragem estatística confiável.

Diante dos preços atuais do petróleo e dos avanços na tecnologia de perfuração e completção, sugere-se novos estudos relacionados à aplicação de tecnologias que busquem o aproveitamento econômico desta reserva.

A melhor solução tecnológica para a produção dos folhelhos Betuminosos da Formação Tremembé ainda não está definida. Entretanto, novas tecnologias, como as de poços horizontais, sendo um injetor de calor a temperaturas suficiente para liberação do óleo nele contido e outro poço sobrejacente para a produção, associado a fraturamento hidráulico (Figura. 50), vêm sendo aplicadas com grande êxito na América do Norte.

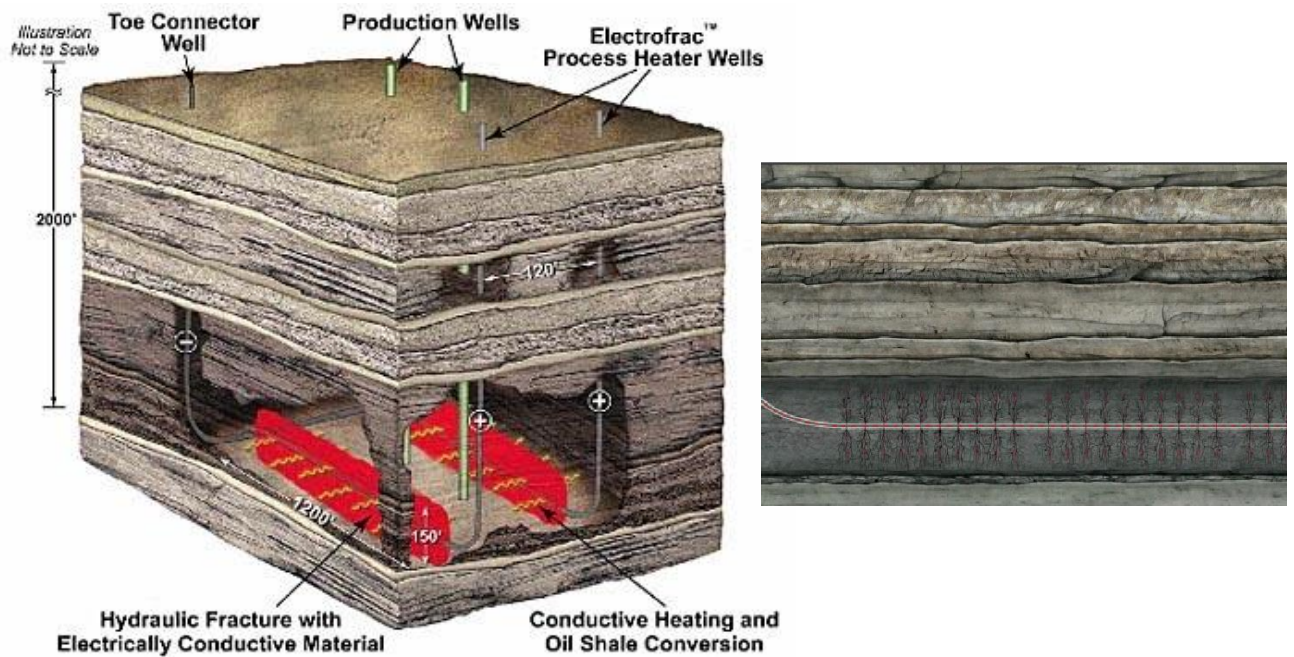


Figura 51 - Desenho esquemático da tecnologia de produção de Folhelhos Betuminosos.
Fonte: Shale_GlobalResource_OilField.

9 CONCLUSÕES

A utilização de perfis de poços vem demonstrando ser bastante útil na investigação de pacotes sedimentares em reservatórios não convencionais. Os perfis podem fornecer informações de detalhe para a interpretação sedimentar, constituindo-se em elementos-chave para realçar a compreensão de reservatórios não convencionais e das seqüências associadas. Foram definidas e caracterizadas espacialmente as eletrofácies da Formação Tremembé da Bacia de Taubaté, apresentando propriedades petrofísicas diversas, onde foram agrupadas as fácies sedimentares em quatro eletrofácies, representadas pela correlação entre os dados de testemunhos e geoquímicos.

A metodologia adotada mostrou-se adequada para caracterizar os folhelhos betuminosos da Formação Tremembé, através de técnicas que integram a descrição de testemunhos, quantificação e integração de dados de perfis geofísicos de poços e dados geoquímicos. A aplicação desta metodologia permitiu gerar um modelo geológico, apresentando resultados significativos, acrescentando informações promissoras ao quadro evolutivo local da Formação Tremembé.

Observou-se ainda que os perfis de Raios Gama são bons indicadores para a caracterização das fácies presentes nos poços estudados, entretanto se faz necessário a combinação dos perfis com os dados geoquímicos, mais precisamente os dados de COT, S, IH, S2 para uma caracterização realística das eletrofácies.

A partir da integração dos dados geoquímicos e de perfis geofísicos, foi possível correlacionar as eletrofácies entre os poços numa seção modelo. A partir de continuidade lateral das eletrofácies, foi possível rastrear os dois intervalos de folhelhos com altos teores de COT, S, IH, S2, considerados os mais importantes do ponto de vista econômico.

Os resultados obtidos neste trabalho são bastante promissores, apontando para a possibilidade de aplicação desta técnica a outros poços da Bacia de Taubaté, fornecendo subsídios relevantes para a determinação da evolução sedimentar e para a avaliação do aproveitamento econômico dos folhelhos betuminosos da bacia.

Por fim, esta ferramenta mostra ser muito eficiente para obtenção de eletrofácies, e que os modelos de fácies permitem entender a gênese e as propriedades do sistema deposicional, tornando possível prever a distribuição espacial e qualitativa dos folhelhos betuminosos, cumprindo o objetivo através da transformação de dados geológicos em

modelos possibilitando uma caracterização de áreas semelhantes já identificados em outras bacias sedimentares brasileiras.

REFERÊNCIAS

ALMEIDA, F. F. M.. *Origem e Evolução da Plataforma Brasileira*. Rio de Janeiro: DGM/DNPM, 1967. 36 p. Boletim, 241.

ALMEIDA, F. F. M. The System of Continental rifts Bordering the Santos Basin, Brazil. Rio de Janeiro, *An Acad. Bras. Ciênc.*, n. 48, p. 15-26. 1976. Suplemento.

AL-QAHTANI, F. A. *Porosity distribution prediction using artificial neural networks*. 2000. 63 f. Tese (Doutorado) - College of Engineering and Mineral Resources, West Virginia University, Virginia, 2000

AYRES NETO, A. *Relationships Between Physical Properties and Sedimentological Parameters of Near Surface Marine Sediments and their Applicability in the Solution of Engineering and Environmental Problems*. 1998. 126 p. Tese (Doutorado). Christian Albrechts Universität , Kiel, 1998.

BAKER HUGHES. *Especificações Técnicas das Ferramentas de Perfilagens*. Disponível em <<http://www.bakerhughes.com>> Acesso em: 20 maio 2012.

CARVALHO A. M. A.; VIDAL, A. C.; KIANG, C. H. Delimitação do Embasamento da Bacia de Taubaté. *Geol. USP, Sér. Cient.*, São Paulo, v. 11, n. 1, p. 19-32, abr. 2010.

COLL, C.; JING, X. D.; MUGGERIDGE, A. H. Integration of core and log information to improve the representation of small/medium-scale heterogeneity. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 1999, Houston. *Trabalho apresentado...* Houston: SPE, 1999. SPE 56804.

DELLA FAVERA, J. C. *Fundamentos da Estratigrafia Moderna*. Rio de Janeiro: EdUERJ, 2001. 263p.

DUARTE, F. S. *Avaliação do potencial gerador da formação Tremembé, bacia de Taubaté, área de Pindamonhangaba e Moreira César, SP*. 2012. 122 f. Dissertação (Mestrado em Geologia) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.

ESPITALIÉ, J.; DEROO, G.; MARQUIS F. La pyrolyse Rock-Eval et ses applications première/deuxième partie. *Revue de l'Institute Français du Pétrole*, Rueil-Malmaison , v. 40, n. 56, p. 563-579, 1985.

FERNANDES, F. L.. *Compartimentação Tectônica e Evolução da Bacia de Taubaté*. 1993. 145 p. Dissertação (Mestrado) - Escola de Minas, Universidade Federal de Ouro Preto, Ouro Preto, 1993.

FERNANDES, F. L.; CHANG, H. K. Modelagem gravimétrica da Bacia de Taubaté – Vale do Rio Paraíba do Sul, leste do Estado de São Paulo. *Revista Brasileira de Geofísica*, Rio de Janeiro, v. 19, n. 2, p. 131-144, 2001.

FREITAS, M. S. *Estratigrafia de Alta Resolução e Geoquímica Orgânica da Formação Tremembé, Terciário da Bacia de Taubaté, Região de Taubaté – Tremembé – SP*. 2007. 80 p. Dissertação (Mestrado em Geologia) - Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

KELTS, K. Environments of deposition of lacustrine source rocks: an introduction. In: FLEET A.J.; KELTS, K.; TALBOT, M.R. (Ed.). *Lacustrine petroleum source rocks*. Oxford: Blackwell Scientific Publications, 1988. p. 3-26. (Geological Society Special Publication, n. 40).

MELO, M. S. de; RICCOMINI, C.; CAMPANHA, G. A. C.; MIOTO, J. A.; ALMEIDA, F. F. M.; HASUI, Y.; PONÇANO, W. L.; GIMENEZ, A. F.. *Estudos geológico-tectônicos na Bacia de Resende (RJ) e sedimentos terciários da área de Volta Redonda (RJ) e Bacia de Taubaté (área de Cruzeiro, SP)*. São Paulo: IPT, 1983. 2 v.

PENHA, L. L. *Correlação rocha-perfil em testemunho contínuo da Bacia de Taubaté*. 2005. 68p. Monografia (Graduação em Geologia) - Departamento de Geologia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2005.

PETERS, K. E.; Cassa, M. R.. *Applied Source Rock Geochemistry*. Tulsa: AAPG 1994. p. 93-120. (AAPG Memoir, n.60)

PIMENTEL, L.S.. *Análise Químioestratigráfica do Intervalo Pirobetuminoso da Formação Tremembé da Bacia de Taubaté –SP*. 2009. 48p. Monografia (Graduação em Geologia) - Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009.

RICCOMINI, C. *O Rift Continental do Sudeste do Brasil*. 1989. 256 p. Tese (Doutorado) - Instituto de Geociências, Universidade de São Paulo, São Paulo. 1989.

RICCOMINI, C.; SANT'ANNA, L. G.; COIMBRA, A. M. Argilominerais do Paleolago Tremembé e Sistemas Depositionais Relacionados. *Rev. Bras. Geoc.*, São Paulo, v. 26, n. 3, p. 169-82. 1996.

RICCOMINI, C.; SANT'ANNA, L. G.; FERRARI, A. L. Evolução Geológica do Rift Continental do Sudeste do Brasil. In: MANTESO-NETO, V.; BARTORELLI, A., CARNEIRO, C. D. R.; BRITO-NEVES. B. B. (Org.) *Geologia do Continente Sul-Americano: evolução da obra de Fernando Flávio Marques de Almeida*. São Paulo: Beca, p. 383-405. 2004.

ROBERTSON GEOLOGGING LIMITED. *Serviços de Perfilagem*, 2012. Disponível em: <<http://www.geologging.com>> Acesso em: 09 de julho de 2012

RODRIGUES, R.; PEREIRA, E.; BERGAMASCHI, S.. Organic geochemical characterization of Frasnian petroleum source rocks of Brazilian Paleozoic Basins, In: PANKHURST, R. J.; VEIGA, G. D. (Ed.). *GONDWANA*, 12, Mendoza, 2005. *Abstracts...* Córdoba: Academia Nacional de Ciências, 2005. p. 314.

SANT'ANNA, L. G. *Geologia, mineralogia e gênese das esmectitas dos depósitos aleogênicos do Rift Continental do Sudeste do Brasil*. 1999. 293 p. Tese (Doutorado) - Instituto de Geociências, Universidade de São Paulo, São Paulo, 1999.

SCHLUMBERGER LIMITED. *Introduction to Schlumberger Well Logging*. [S. l.]: Schlumberger Well Surveying Corporation, 1960.

SERRA, O. *Sedimentary Environments from Wireline Logs*. [S. l.]: Schlumberger Limited, 1989. 243 p.

SOREGHAN, M.; COHEN, A. S. Textural and compositional variability across littoral segments of Lake Tanganyika: The effect of asymmetric basin structure on sedimentation in large rift lakes. *AAPG Bulletin*, Tulsa, v.80, n.3, p.382-409. 1996.

THOMAS, J. E. (Ed.). *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. Rio de Janeiro: Interciência, 2001.

TISSOT, B.P.; WELTE, D.H. *Petroleum Formation and Occurrence*. 2. ed. Berlin: Springer-Verlag, 1984.

TORRES-RIBEIRO, M. *Fácies microclásticas de um sistema lacustre oligocênico do sudeste do Brasil (Formação Tremembé, bacia de Taubaté)*. 2004. 122p. Dissertação (Mestrado) - Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004.

TORRES-RIBEIRO, M.; BORGHI, L. O uso de microfácies sedimentares na caracterização e potenciais rochas geradoras de um sistema lacustre paleogênico na Bacia de Taubaté. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETROLEO E GAS, 4. 2007, Campinas. *Proceedings...* Campinas: ABPG, 2007.

ZALAN, P. V.; OLIVEIRA, J A. B. Origem e evolução estrutural do Sistema de Riftes Cenozóicos do Sudeste do Brasil. *Bol. Geoci. Petrobras*, Rio de Janeiro, v. 13, n. 2, p. 269-300. 2005.

ZALAN, P. V. A Tectônica Transcorrente na Exploração de Petróleo: uma revisão. *Rev. Bras. Geoc.*, São Paulo, v. 16, n. 3, p. 245-257. 1986.

ZEMANEK, J.; GLENN, E. E.; NORTON, L. J.; CALDELL, R. L. Formation 1970 evaluation by inspection with the borehole televiewer. *Geophysics*, [S. l.], v. 35, p. 254-269. 1970.