



Universidade do Estado do Rio de Janeiro

Centro de Tecnologia e Ciências

Faculdade de Geologia

Leonardo Simões Pimentel

**Estimativa do recurso contingente dos folhelhos oleígenos
da Formação Tremembé, Bacia de Taubaté, na região de
Tremembé – Pindamonhangaba, SP**

Rio de Janeiro

2012

Leonardo Simões Pimentel

**Estimativa do recurso contingente dos folhelhos oleígenos da
Formação Tremembé, Bacia de Taubaté, na região de Tremembé –
Pindamonhangaba, SP**

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

Orientador: Prof. Dr. Sérgio Bergamaschi

Coorientador: Prof. Dr. Hernani Aquini Fernandes Chaves

Rio de Janeiro

2012

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

P644 Pimentel, Leonardo Simões.
Estimativa do recurso contingente dos folhelhos
oleígenos da Formação Tremembé, Bacia de Taubaté,
na região de Tremembé - Pindamonhagaba, SP /
Leonardo Simões Pimentel. – 2012.
75 f. il.

Orientador: Sérgio Bergamaschi.
Dissertação (Mestrado) – Universidade do Estado do
Rio de Janeiro, Faculdade de Geologia.
Bibliografia

1. Geologia econômica – Taubaté (SP) - Teses. 2.
Xistos betuminoso – Métodos de simulação - Taubaté
(SP) - Teses. 3. Método de Monte Carlo – Teses. I.
Bergamaschi, Sérgio. II. Universidade do Estado do Rio
de Janeiro. Faculdade de Geologia. III. Título.

CDU 553(816.1)

Autorizo, apenas para fins acadêmicos e científicos, a reprodução total ou parcial desta
tese.

Assinatura

Data

Leonardo Simões Pimentel

**Estimativa do recurso contingente dos folhelhos oleíferos da
Formação Tremembé, Bacia de Taubaté, na região de Tremembé –
Pindamonhangaba, SP**

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

Aprovado em 29 de junho de 2012.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Sérgio Bergamaschi (Orientador)
Faculdade de Geologia da UERJ

Prof. Dr. Hernani Aquini Fernandes Chaves (Coorientador)
Faculdade de Geologia da UERJ

Prof. Dr. Egberto Pereira
Faculdade de Geologia da UERJ

Dr. Salvador José Chrispim
Petróleo Brasileiro S.A

Rio de Janeiro
2012

AGRADECIMENTOS

O autor deseja expressar aqui os mais sinceros agradecimentos às inúmeras pessoas e instituições, pelo grande apoio recebido, tornando possível a realização deste trabalho.

Ao meu orientador Prof. Dr. Sergio Bergamaschi pelo grande auxílio recebido para a concretização deste trabalho e, principalmente, pelo apoio no momento de mudança e desenvolvimento do projeto, ao co-orientador Prof. Dr. Hernani Aquini Fernandes Chaves pelas críticas construtivas e essenciais para a conclusão do mesmo.

Ao Prof. Dr. Claudio de Morisson Valeriano pela compreensão e todo auxílio prestado na primeira etapa desta jornada.

À Vale Óleo & Gás, nas pessoas de Felix Gonçalves e Ricardo Bedregal pela oportunidade de desenvolver este trabalho e, particularmente, pela cessão do Software @Risk (Palisade Inc.), utilizado no desenvolvimento desta dissertação.

Às demais pessoas que direta ou indiretamente colaboraram para a realização desta dissertação.

Finalmente, um agradecimento muito especial à Danielle, esposa, amiga e companheira, pelo todo grande apoio nos bons e maus momentos ao longo destes últimos anos.

RESUMO

PIMENTEL, Leonardo Simões. *Estimativa do volume de recurso contingente dos folhelhos oleígenos da Formação Tremembé, Bacia de Taubaté, na região de Tremembé-Pindamonhangaba, SP*. 2012. 81 f. Dissertação (Mestrado em Geologia) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.

Esta dissertação tem como objetivo apresentar uma estimativa preliminar do volume de recurso contingente não-convencionais de folhelhos oleígenos (*oil shale*) na Formação Tremembé através de métodos probabilísticos aplicados à informações compiladas de bibliografias existentes sobre a bacia. Como base para esta estimativa utilizou-se informações obtidas através de sísmica 2D, poços existentes na área e perfis geoquímicos. Através da interpretação dos mesmos foram gerados os valores de *inputs* para os parâmetros utilizados no cálculo, como: espessura econômica, densidade do minério e valor de Ensaio Fisher (Litros de óleo por tonelada de rocha). Para a análise foi construída uma planilha Excel no qual já descrito cada parâmetro do cálculo. Foi utilizado o software @Risk, da Palisade Inc., que é capaz de atribuir distribuições estatísticas a parâmetros utilizados no cálculo obtendo, a partir do método Monte Carlo, distribuições dos possíveis resultados. A metodologia apresentada se demonstra mais adequada ao caso em estudo que o método determinístico, devido a restrição e ausência da precisão dos dados o que aumentaria as incertezas e as chances de erro no cálculo do volume, podendo impossibilitar uma avaliação, no caso do segundo. A metodologia probabilística ao mesmo tempo em que permite uma avaliação preliminar na ausência de dados precisos, ela gera cenários probabilísticos de resultados, possibilitando a antecipação da tomada de decisões em um projeto, permitindo sua continuação ou abandono.

Palavras-chave: Avaliação de recurso. Recurso não convencional. Xisto betuminoso. Folhelho oleígeno. Estimativa probabilística.

ABSTRACT

This paper aims to present a preliminary estimate of the volume of unconventional resource (oil shale) in Tremembé Formation, with probabilistic methods applied to previous studies in the basin. The estimate was based on 2D seismic, well and geochemical profiles. The interpretation of these values were generated for the input parameters used in the calculation, such as economic thickness, density and value of the Fisher Assay (liters of oil per tonne of rock). The analysis was done in Excel with a description of each parameter used. The plug-in software @ Risk (Palisade Inc.) was used, enabling statistical distributions and the use of Monte Carlo simulation in the estimate. The methodology proved to be more appropriate to the case study than to the deterministic method, due to restriction and lack of accurate data which would increase the uncertainties and the chances of error in calculating the volume, allowing a preliminary assessment generating distributions probabilistic results, enabling the anticipation of the decision-making process.

Keywords: Resource evaluation. Unconventional Resource. Oil shale. Probabilistic estimation.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Localização da Bacia de Taubaté e área de estudo entre os municípios de Pindamonhangaba e Tremembé.....	13
Figura 2 – Mapa geológico da Bacia de Taubaté (modificado de Riccomini, 1989).	15
Figura 3 – O condicionamento da morfologia através das antigas estruturas pré-cambrianas (Pimentel, 2009).....	16
Figura 4 – Figura 4 - Gráben de Taubaté entre as escarpas das serras da Mantiqueira e do Mar (imagem SRTM), em vermelho os limites da Bacia de Taubaté (ANP). (Pimentel, 2009).....	17
Figura 5 – Mapa do arcabouço da bacia de Taubaté (adaptado de Fernandes, 1993).....	18
Figura 6 – Forças atuantes ao longo da evolução tectono-sedimentar da Bacia de Taubaté (Riccomini, 1989).	20
Figura 7 - Evolução sedimentar das Formações Resende e Tremembé; S – subsidência, I – largura (Riccomini, 1989).	22
Figura 8 – Carta estratigráfica para o segmento central do RCSB. (Riccomini, 1989).....	23
Figura 9 – Representação Gráfica da Classificação de Recursos sugerida pela SPE-PRMS (2007).	27
Tabela 1 - Terminologia Recomendada pelo SPE-PRMS (Texeira, 2011).....	29
Figura 10 – Composição geral do minério utilizado para extração de óleo em retorta <i>oil shale</i> , segundo Altun et al (2006).....	35
Figura 11 – Classificação do folhelho oleífero (<i>oil shale</i>) (Hutton, 1987).....	37

Figura 12 – Produção de hidrocarbonetos através da industrialização de folhelho oleígenos em milhões de toneladas por metro de 1880 até 2000 nos principais produtores: Estônia, Rússia, Reino Unido, Brasil, China e Alemanha (Dyni, 2006).....	40
Figura 13 – Distribuição de parte das sondagens citados por Castro e Silva (1952) e os testemunhos perfurados pela FGEL-UERJ: concentração das sondagens na área de maior teor de óleo constatado dentro da área gerada para a estimativa de reserva (polígono amarelo).....	47
Figura 14 – Correlação preliminar entre as sondagens 6, 7, 9 e 10 (Castro e Silva, 1952): Maiores valores do teor de óleo relativo a presença do folhelho papiráceo (verde escuro) e menores valores (zero) relacionado a camada de argila esmectítica (verde claro).....	48
Figura 15 – Correlação litológica e geoquímica entre os testemunhos PND-01-SP e TMB-SP demonstrando a continuidade lateral dentro da área de estudo - em destaque em vermelho os principais pontos de correlação (Pimentel, 2009).	49
Figura 16 – Perfil geoquímico da sondagem TMB-SP (1 e 2) (Freitas, 2007).....	51
Figura 17 – Perfil da sondagem nº 42 do extinto CNP, Olaria Couto-Tremembé-SP (Fernandes,1993).....	52
Figura 18 – Seção sísmica I presente na região de Tremembé-Pindamonhangaba (Fernandes,1993).....	54
Figura 19 – Correlação do Poço Termas (região de Quiririm-Taubaté) com a seção sísmica B permitindo verificar que as unidades C e D são formadas principalmente por folhelhos e lamitos, enquanto a unidade B é formada por intercalações de folhelho e arenitos (adaptado de Fernandes, 1993).....	55
Figura 20 – Gráfico ilustrando a relação entre o rendimento de óleo e a densidade dos folhelhos da Formação Green River e sua variação de acordo com a concentração de matéria orgânica (Johnson <i>et al</i> 2010).....	57
Tabela 2 - Relação entre densidade e teor de óleo constatada entre amostras da Formação Irati (adaptado de Padula, 1969).....	58

Figura 21 – Gráfico do @Risk mostrando a distribuição obtida para a espessura econômica do folhelho oleígeno da Formação Tremembé (em metros).....	63
Figura 22 - Gráfico do @Risk mostrando a distribuição obtida para a densidade do folhelho oleígeno da Formação Tremembé (em quilograma por metro cúbico).	63
Figura 23 – Gráfico do @Risk mostrando a distribuição obtida para o Ensaio Fisher (rendimento de produção de óleo) do folhelho oleígeno da Formação Tremembé (em litros por tonelada).	64
Figura 24 – Gráfico do @Risk mostrando a distribuição obtida para a reserva de rocha (folhelho oleígeno) estimada para a área estudada.	66
Figura 25 - Gráfico do @Risk mostrando a distribuição final do volume de óleo recuperável para os folhelhos oleígenos entre os municípios de Tremembé e Pindamonhangaba em uma área de 30 km².....	66

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

COT%	Carbono Orgânico Total
CNP	Conselho Nacional do Petróleo
FGEL/UERJ	Faculdade de Geologia da Universidade do Rio de Janeiro
IH	Índice de hidrogênio
mgHC/gCOT	Miligrama de hidrocarboneto por grama de Carbono Orgânico Total
MMbbl	Milhões de barris de óleo
MMbbl/km ²	Milhões de barris de óleo por quilômetro quadrado
P1	Percentil 1
P10	Percentil 10
P90	Percentil 90
P99	Percentil 99
Kg/m ³	Quilograma por metro cúbico
Km ²	Quilômetro quadrado
RCSB	Rifte Continental do Sudeste Brasileiro
Ton	Toneladas

SUMARIO

	INTRODUÇÃO.....	11
1	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	15
1.1	Bacia de Taubaté.....	15
1.1.1	<u>Aspectos gerais.....</u>	15
1.1.2	<u>Arcabouço Estrutural.....</u>	16
1.1.3	<u>Evolução tectono-estratigráfica.....</u>	19
1.1.4	<u>Formação Tremembé.....</u>	23
1.1.5	<u>Histórico exploratório do folhelho oleífero na Bacia de Taubaté.....</u>	24
1.2	Classificação e categorização de recurso.....	26
1.3	Abordagem determinística e probabilística.....	31
1.3.1	<u>Métodos Determinísticos.....</u>	31
1.3.2	<u>Métodos Probabilísticos.....</u>	31
1.3.2.1	Simulação de Monte Carlo.....	32
2	JAZIDAS NÃO-CONVENCIONAIS DE FOLHELHO OLEÍGENOS.....	34
2.1	Definição e caracterização.....	34
2.2	Distribuição de reservas no Brasil e no mundo.....	39
2.2.1	<u>Reservas e recursos no mundo.....</u>	39
2.2.2	<u>Reservas e recursos no Brasil.....</u>	41
2.3	Tecnologia aplicada e exploração.....	42
2.4	Implicações ambientais e sociais.....	43
3.	METODOLOGIA.....	44
3.1	Levantamento bibliográfico e correlação dos dados existentes na bacia.	44
3.1.1	<u>Continuidade das camadas.....</u>	44
3.1.2	<u>Informações sobre a espessura.....</u>	49
3.1.3	<u>Valores de ensaio de produção de óleo.....</u>	56
3.1.4	<u>Densidade da rocha.....</u>	56
3.2	Estimativa de recurso contingente.....	58

4	RESULTADOS OBTIDOS.....	61
4.1	Avaliação das distribuições das simulações.....	61
4.2	Apresentação dos resultados.....	65
5	CONCLUSÕES E COMENTÁRIOS GERAIS.....	67
	REFERÊNCIAS.....	69

	ANEXO A – Perfil de sondagens e seus respectivos gráficos de teores de óleo utilizados por Castro e Silva (1952) para a cubagem dos folhelhos oleígenos da formação Tremembé.....	74
	ANEXO B – Perfil do folhelho oleígeno e gráfico do teor de óleo nas camadas descrito entre Quiririm e Roseira por Campos (1952).	75

INTRODUÇÃO

A Formação Tremembé, na Bacia de Taubaté, desde o século XIX, é estudada e reconhecida como uma importante ocorrência de folhelhos oleígenos. Alguns trabalhos técnicos e científicos foram realizados na bacia possibilitando um estágio embrionário para o que hoje é o Petrosix (Petrobras) na Bacia do Paraná. Com o advento da exploração de folhelhos betuminosos na Bacia do Paraná, a realização de pesquisas desse minério no Vale do Paraíba perdeu a prioridade.

Entretanto, apesar de estudos desenvolvidos viabilizarem a exploração na Bacia do Paraná, ainda há carência de dados e informações precisas que permitam chegar ao volume e potencial deste recurso na Formação Tremembé. Especificamente na região central da Bacia de Taubaté, a existência de altíssimos valores de matéria orgânica, presença de pacotes contínuos e de espessuras e profundidades similares ou melhores que as encontradas na Formação Irati, além da localização da ocorrência deste minério entre as duas maiores metrópoles do País (São Paulo e Rio de Janeiro) indica a necessidade de estudos para o conhecimento detalhado da extensão e volume deste recurso.

Objetivo

O Principal objetivo desta dissertação é estimar, preliminarmente, através de método probabilístico, um volume de recurso contingente para o folhelho oleígeno (*oil shale*) da Fm. Tremembé, na Bacia de Taubaté, em uma área determinada, sendo auxiliado através de informações encontradas em bibliografia e dados interpretados através de sondagens realizadas pela Faculdade de Geologia da UERJ na Bacia de Taubaté.

Outros objetivos são: (a) Correlacionar as sondagens perfuradas pela FGEL- UERJ com as existentes na bibliografia visando uma possível identificação da extensão do intervalo de maior valor de matéria orgânica e (b) dissertar sobre a viabilidade deste recurso e suas possíveis implicações ambientais.

O uso de metodologia probabilística, nesse estudo, torna-se interessante e indicado em casos preliminares à fase exploratória quando a ausência de dados pode aumentar as incertezas e a chance de erro no momento do cálculo de

volume. A aplicação deste método possibilita visualizar as vantagens de uma abordagem probabilística em relação a uma abordagem estritamente determinística, onde os esforços podem ser poupados mediante a possibilidade de conhecer os riscos e probabilidades antes mesmo do fim do projeto, permitindo antecipar decisões.

Área de estudo

A região escolhida situa-se na porção leste do estado de São Paulo, no Vale do Paraíba, na parte central da Bacia de Taubaté, precisamente entre os municípios de Pindamonhangaba e Tremembé. O polígono-foco para avaliação possui uma forma retangular e apresenta ao todo uma área com aproximadamente 30 km² (figura 1).

A principal via de acesso para a área é a rodovia Presidente Dutra (BR-116) para chegar aos municípios citados. A partir destes municípios as vias que cortam a área são as Rodovias Francisco Alves Monteiro (SP-170) e a estrada municipal Tremembé - Padre Eterno.

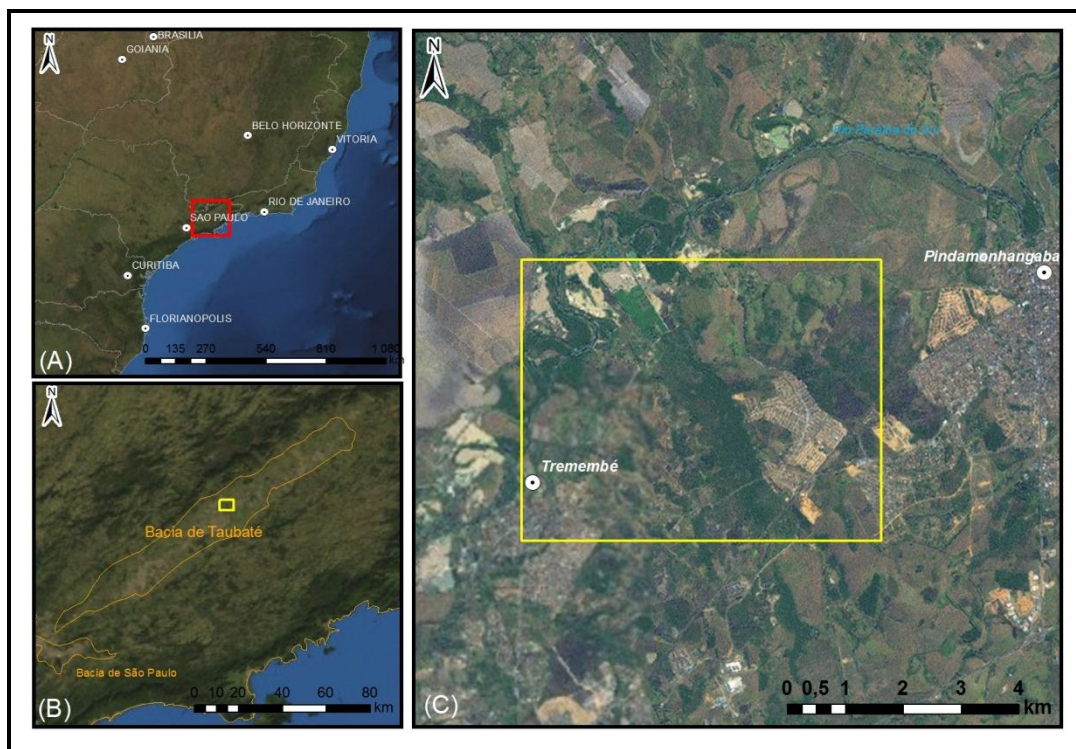


Figura 1 - Localização da Bacia de Taubaté (A), região de estudo na bacia (B) e a área em foco utilizada para estimativa do recurso entre os municípios de Pindamonhangaba e Tremembé (C).

Métodos de Trabalho

O principal motivo para utilização do método probabilístico foi obter uma visão ampla das chances para cada valor do volume do recurso na área de interesse.

Para esta dissertação, as fases de elaboração podem ser resumidas em:

- a) Levantamento dos dados públicos existentes e disponíveis sobre a Bacia de Taubaté e, principalmente, sobre a Formação Tremembé no que se refere à sua avaliação econômica (dados geofísicos, sondagens e mapeamento geológico);
- b) Pesquisa bibliográfica às técnicas e conceitos de exploração de reservas e recursos de folhelhos oleíferos;
- c) Análise de dados das sondagens PND-1-SP e TMB-SP (1 e 2) perfuradas pela FGEL/UERJ;
- d) Interpretação dos dados compilados para estabelecer os parâmetros de entrada (*input*) da simulação Monte Carlo em planilha Excel através do plugin *@Risk* da Palisade Inc.;
- e) Obtenção do volume recuperável do recurso dentro das distribuições probabilísticas (P90, P50, P10, moda, média e mediana) e sua respectiva curva de distribuição.

1 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

1.1 Bacia de Taubaté

1.1.1 Aspectos gerais

A Bacia de Taubaté é uma bacia assimétrica continental de idade paleogênica de forma alongada e orientada pelas principais estruturas do embasamento. Localiza-se a leste do estado de São Paulo estendendo-se desde o município de São Paulo até Queluz (figura 2), encaixada entre as Serras do Mar e da Mantiqueira. Ocupando uma área de aproximadamente 2.400 km², a bacia apresenta 170 quilômetros de comprimento e uma largura entre 10 a 25 quilômetros, sendo alongada na direção NE-SW, segundo as orientações das estruturas pré-cambrianas (FERNANDES, 1993), com uma profundidade máxima de aproximadamente 800 m. Ela se enquadra no conjunto de bacias tafrogênicas de idade cenozóica reconhecido por Riccomini (1989) como o Rifte Continental do Sudeste Brasileiro (doravante RCSB).

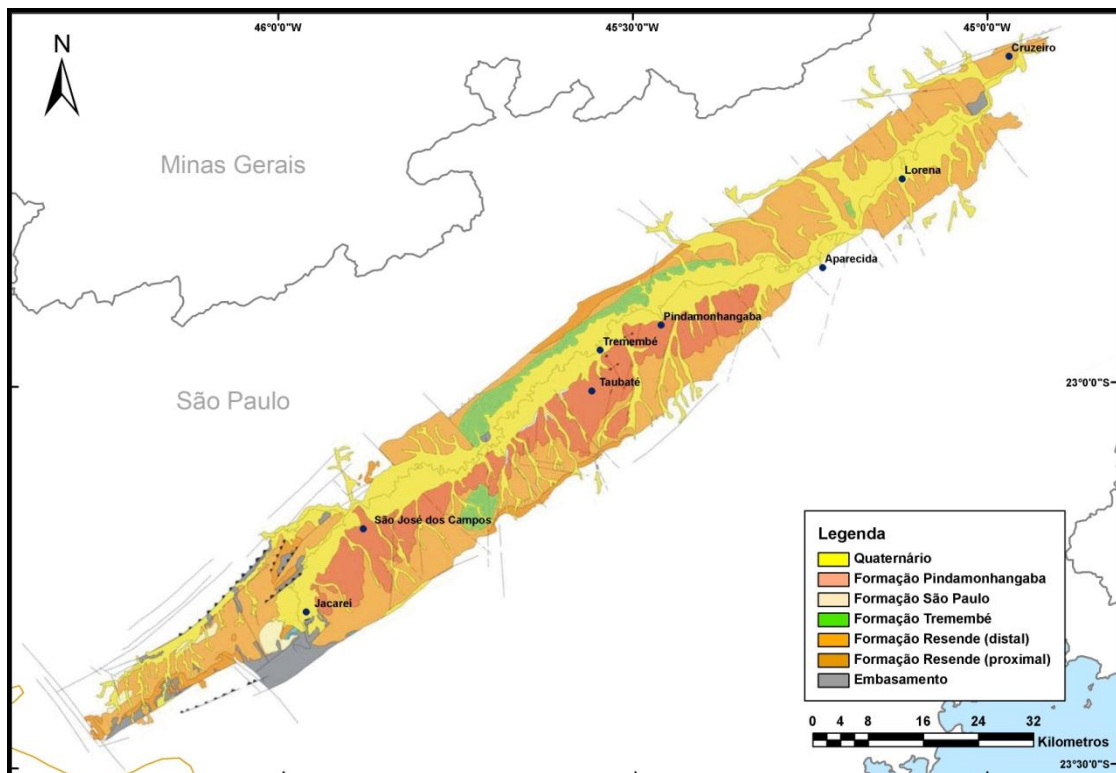


Figura 2 - Mapa geológico da bacia de Taubaté
 Fonte: modificado de RICCOMINI, 1989

1.1.2 Arcabouço estrutural

A região em que se enquadra a bacia em estudo possui um arcabouço intimamente ligado a depressões tectônicas ao longo da Faixa Móvel da Ribeira. Tal cinturão forma o embasamento da bacia apresentando rochas cristalinas como milonitos, milonitos-gnássico e blastomilonitos de idade Neoproterozóica originadas do Ciclo Brasileiro quando foram formadas as antigas zonas de cisalhamento de direção ENE a E-W que, segundo Riccomini (1989), são as principais balizadoras dos limites da bacia (figura 3). Além das rochas metamórficas, há manifestações de corpos ígneos como intrusões de rochas básicas de idade Jurássica Superior e alcalinas de idade Cretácica-Terciária, ambas associadas à abertura do Oceano Atlântico.

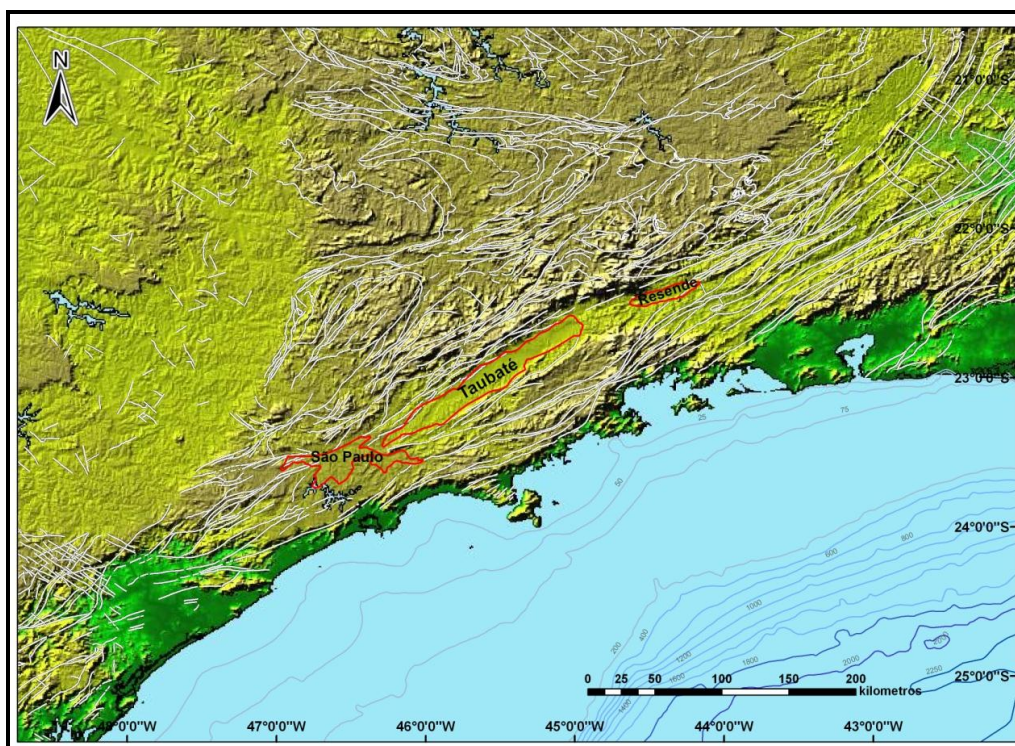


Figura 3 - O condicionamento da morfologia através das antigas estruturas pré-cambrianas.

Fonte: PIMENTEL, 2009

O Gráben de Taubaté é fortemente assimétrico apresentando sua borda falhada no sopé da Serra da Mantiqueira (escarpas de 1000m -1500m) (ZALÁN e OLIVEIRA, 2005). A borda meridional da entidade maior do rifte é assumida no limite com a Serra do Mar (escarpas de 400m – 500m), também por falha (ZALÁN e OLIVEIRA, 2005) (figura 4).

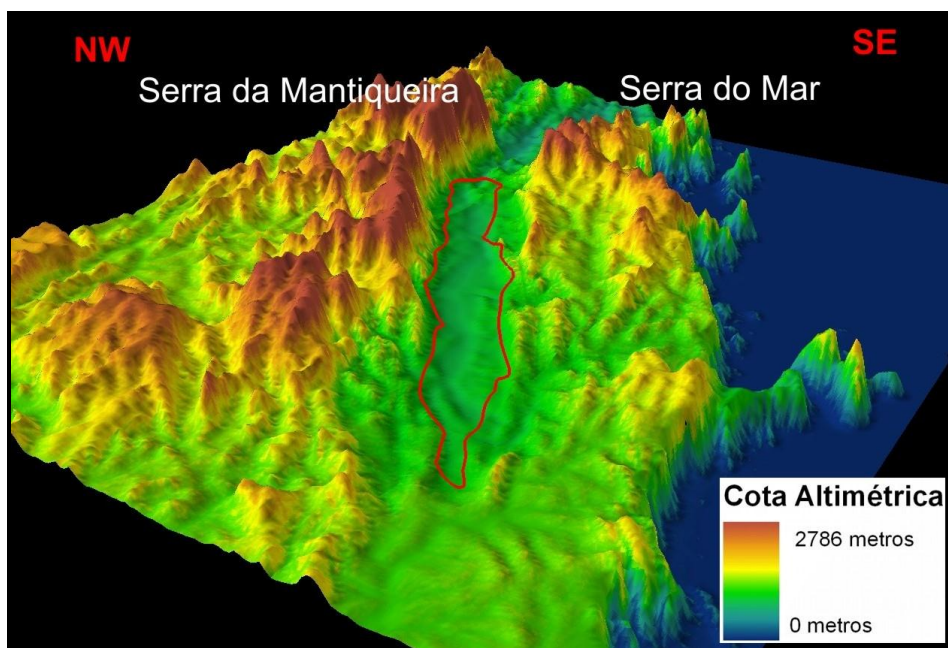


Figura 4 - Gráben de Taubaté entre as escarpas das serras da Mantiqueira e do Mar (imagem SRTM), em vermelho os limites da Bacia de Taubaté (ANP).
Fonte: PIMENTEL, 2009

Na busca para uma maior compreensão do arcabouço estrutural foram levantados dados de sísmica de reflexão, gravimetria e aeromagnetometria com o intuito de visualizar o arcabouço estrutural e obter maior entendimento da evolução tectônica da bacia, bem como seu potencial petrolífero (ABREU, 1998; FERNANDES, 1993; MARQUES, 1990; MOLINARI, 2003).

Através de dados gravimétricos, Fernandes (1993) concluiu que a Bacia de Taubaté se enquadra como uma bacia tipo rifte, apresentando um embasamento compartimentado, caracterizado por inversões de depocentros associados por falhas mestras, tanto nas bordas SE e NW (figura 5). Através desta variação de depocentros se sobressaem duas feições elevadas que são as principais estruturas responsáveis pela compartimentação da bacia, são as zonas de transferência de Caçapava e Pindamonhangaba (altos estruturais), ambos localizados na região das cidades homônimas, sendo que o primeiro se diferencia em ser o único a expor o embasamento no centro da bacia. Com tal compartimentação foram gerados três depocentros, reconhecido por Fernandes (1993) por compartimento de São José dos Campos, Taubaté e Aparecida, onde os dois últimos são os mais significativos na bacia.

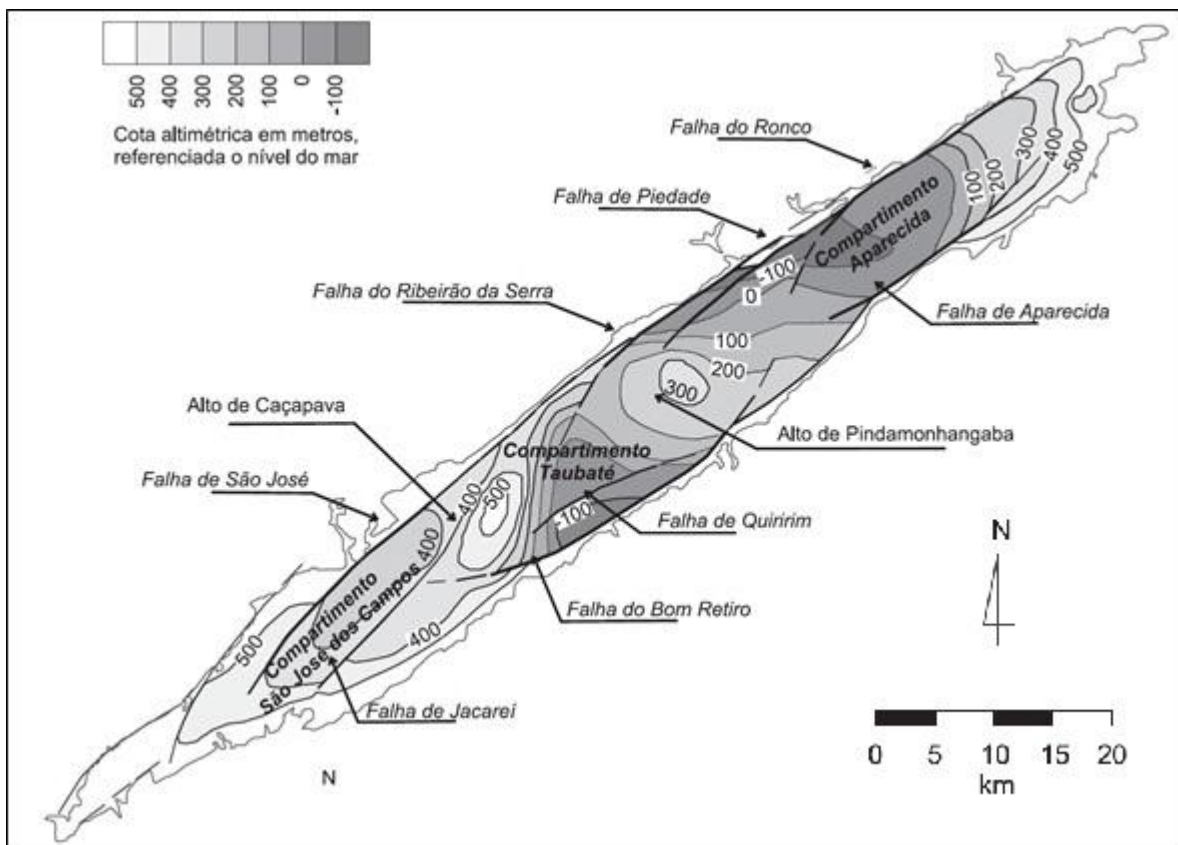


Figura 5 - Mapa do arcabouço da bacia de Taubaté baseado em dados gravimétricos e sísmicos. Fonte: FERNANDES, 1993

1.1.3 Evolução tectono-estratigráfica

Ao longo dos anos foram realizados inúmeros trabalhos sobre a origem e evolução das bacias continentais do Sudeste Brasileiro, a procura do melhor entendimento para a formação das depressões tectônicas e das grandes escarpas formadas ao longo dos sistemas de riftes instalados nesta região do país.

Segundo Almeida (1976), a origem para as bacias do RCSB está ligada ao soerguimento da Serra do Mar, ocorrido através de fenômenos térmicos, formando um megaplano (Planalto Atlântico), sendo estes também responsáveis pelas ocorrências de rochas alcalinas da região. O autor comparou a origem das bacias tafrogênicas com os exemplos de grábens citados por Illies (1970), sugerindo a formação através de um mecanismo de fluxo gravitacional em direção à margem continental devido à proximidade dos grábens do RCSB e a Bacia de Santos, porém o autor não explora a própria origem e as tensões que atuaram para queda dos blocos.

Riccomini (1989) postula uma origem relacionada ao campo de esforços extensionais na direção NNW-SSE, como consequência do basculamento termomecânico da Bacia de Santos, reativando antigas zonas de cisalhamento brasileiras por falhas lítricas, com caimento para o lado atlântico, provocando o emborcamento de blocos no sentido NNW, limitados por falhas. Após esse evento inicial, prosseguiram três fases subsequentes em uma alternância entre transcorrência sinistral e dextral, e consequentemente, de esforços trativos para compreensivos que, respectivamente, estaria ligado a alternâncias entre as taxas de abertura da cadeia meso-oceânica e a subducção da placa de Nazca sob a placa Sul Americana. Segundo este autor, a deriva da placa Sul-Americana para oeste, em relação às antigas estruturas do sistema de riftes no sudeste, seria responsável pela transcorrência dextral e a taxa de abertura do Atlântico excedendo a subducção da placa de Nazca proporcionaria a transcorrência sinistral (figura 6).

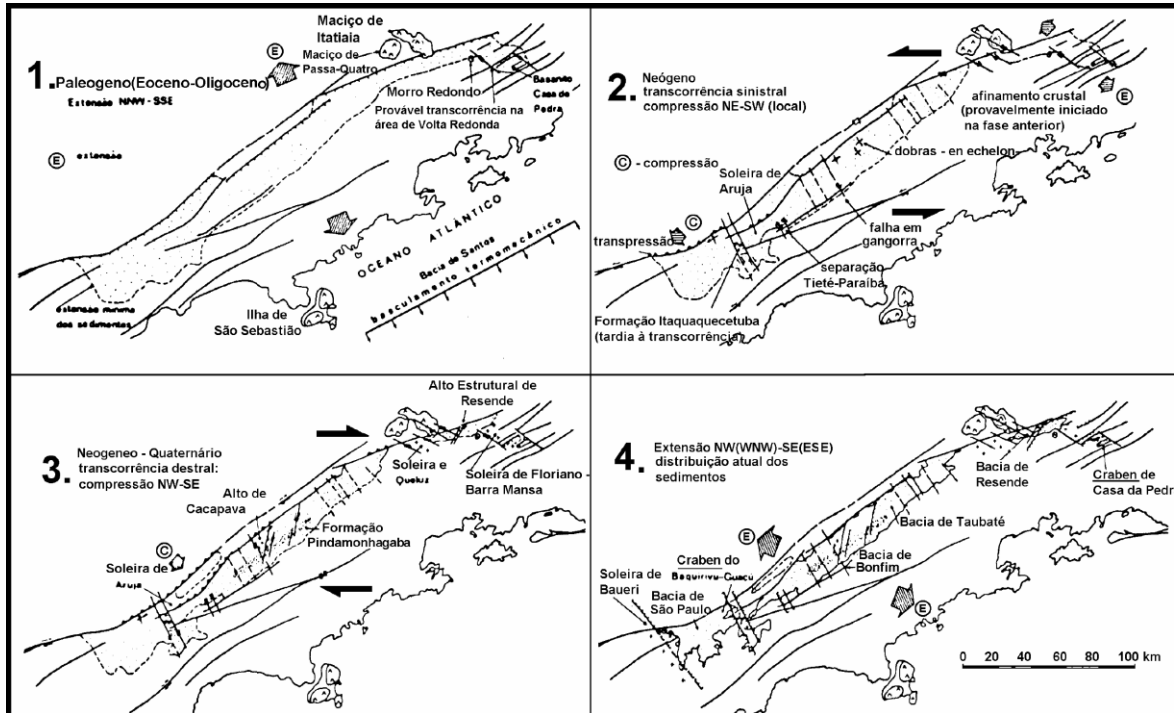


Figura 6 - Forças atuantes ao longo da evolução tectono-sedimentar da Bacia de Taubaté.
Fonte: RICCOMINI, 1989

Fernandes (1993) e Zalán e Oliveira (2005) concordam ao dissertar que as bacias tafrogênicas formaram-se a partir de um colapso extensional dos blocos crustais causado por falhas ao longo das antigas zonas de cisalhamento pré-cambrianas. Tal afirmação se baseia na existência de um interrelacionamento entre a gênese de um imenso planalto maciço cujo flanco leste (Serra do Mar) era provavelmente abrupto com um grande desnível de 3000m, o qual se tornou instável gravitacionalmente à medida que a subsidência da Bacia de Santos progredia (ZALÁN e OLIVEIRA, 2005), resultando em um desconfinamento lateral do maciço, e, conseqüentemente, ocasionando a queda de blocos do Planalto Atlântico.

Neste processo a força gravitacional seria a força motriz, que induziria a tensão σ_1 na vertical. A falta de um anteparo lateral, provocada pela escarpa formada pela falha de Santos, implicaria no aumento da tensão deviatórica, que faria com que o círculo de Mohr atingisse o envelope de ruptura, movimentando os blocos do maciço delimitados pelas discontinuidades pré-cambrianas (FERNANDES, 1993).

Em estudos anteriores, o pacote sedimentar foi subdividido em duas formações, a Formação Caçapava (CARNEIRO et al., 1976) associada a depósitos fluviais, e a Formação Tremembé (ALMEIDA, 1958), referente aos pelitos lacustres.

Com a evolução no conhecimento da bacia, surgiram novas propostas estratigráficas (CAMPANHA, 1994; RICCOMINI, 1989). Segundo Riccomini (1989), o preenchimento da bacia pode ser dividido em duas fases tectônicas: a primeira ocorre concomitantemente com a formação de um hemi-gráben na região de Taubaté no Eoceno-Oligoceno. Constitui-se de um preenchimento vulcano-sedimentar, nomeado como Grupo Taubaté, onde são englobados os leques aluviais e lamitos arenosos associados à abertura do rifte, além da instalação de um sistema lacustre que se expandiu até um máximo transgressivo marcado por camadas de folhelhos betuminosos, depósitos de inunditos e argilitos maciços floclados nas bordas do lago, relativos às cheias episódicas, que se intercalam a folhelhos betuminosos no centro. A segunda fase, posterior à tectônica diastrófica, se caracteriza com a deposição dos sedimentos fluviais da Formação Pindamonhangaba e depósitos aluviais e coluviais.

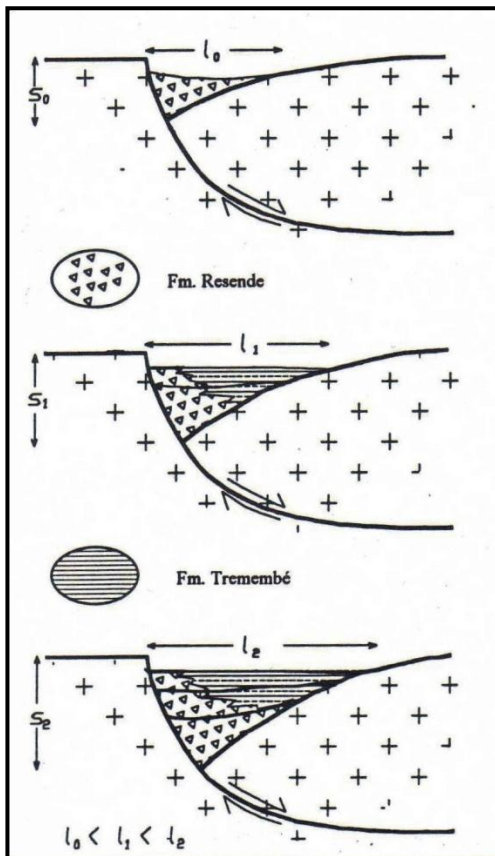
Dentro do Grupo Taubaté, Riccomini (1989) nomeou três formações distintas: Formação Resende, Tremembé e São Paulo.

A Formação Resende é formada por sistema de leques aluviais associados à planície fluvial de rios entrelaçados. Sua fácies proximal é composta por conglomerados polímiticos, interdigitados com arenitos e lamitos arenosos de leques aluviais, provenientes de corridas de lama. Nas porções distais consiste em sedimentos formados em ambiente de planície aluvial, caracterizados por arenitos intercalados com lamitos.

A Formação Tremembé apresenta-se como a unidade mais significativa da porção central da bacia. Esta formação foi depositada em ambiente lacustre do tipo *playa-lake*. A passagem do sistema de leques aluviais (Formação Resende) para o lacustre (Formação Tremembé) ocorre transicionalmente, pois a implantação da condição lacustre está ligada à evolução da bacia, que agora estaria mais larga, decorrência do incremento da subsidência do hemi-gráben (figura 7), talvez aliado a uma fase de calma (RICCOMINI, 1989). Ela é composta por argilitos; dolomitos tabulares; ritmitos; arenitos e granodecrescência

de areia média até silte; e arenitos grossos. Essa formação será relatada com maiores detalhes doravante.

A Formação São Paulo compreende um sistema fluvial meandrante, sendo caracterizada por fácies sedimentares composta por arenitos grossos, conglomeráticos, com abundante estratificação cruzada, siltitos e argilitos laminados e arenitos médios e grossos gradando para sedimentos mais finos, sendo esta restrita à porção sudoeste da Bacia de Taubaté.



Sobrepostos em discordância ao Grupo Taubaté, ocorrem os sedimentos da Formação Pindamonhangaba (ver figura 8). Depositada no Mioceno, esta formação corresponde aos depósitos de sistema fluvial meandrante, bem desenvolvidos na porção central da Bacia de Taubaté (região entre São José dos Campos e Pindamonhangaba), aflorante numa faixa alongada situada ao sul do Rio Paraíba do Sul.

Figura 7: Evolução sedimentar da Formação Resende e Tremembé; S – subsidência, l – largura.
Fonte: RICCOMINI, 1989

Por fim, ocorrem os sedimentos aluviais e coluviais quaternários posicionados ao longo das drenagens principais dos rios da região.

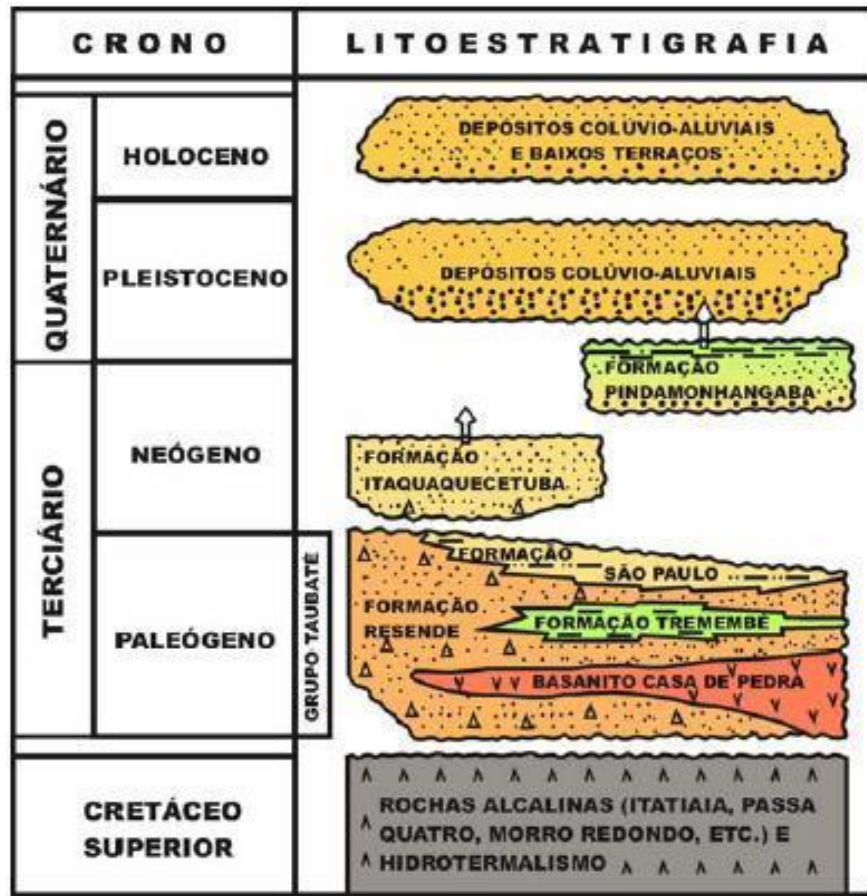


Figura 8 - Carta estratigráfica para o segmento central do RCSB. A ocorrência da formação *Basanito Casa de Pedra* (derrame akaramítica) está restrito a Bacia de Volta Redonda.
 Fonte: RICCOMINI, 1989

1.1.4 Formação Tremembé

A Formação Tremembé, originalmente definida por Almeida (1958), corresponde, na concepção atual (RICCOMINI, 1989), a um sistema lacustre do tipo *Playa-Lake*, de idade oligocênica, desenvolvido na porção central da Bacia de Taubaté e, de forma mais restrita, na Bacia de São Paulo. Contudo, há indícios dessa ocorrência também na porção leste da Bacia de Resende, como indicam amostras de calha de argilitos maciços em poços para água (SANSON, 2004 apud TORRES RIBEIRO, 2004).

Esta formação sempre despertou interesse acadêmico e econômico na qual resultaram inúmeros estudos dos mais variados (paleontológicos, estratigráficos e econômicos). Tal formação é amplamente conhecida pelo seu rico e diversificado

conteúdo fóssilífero (mamíferos, peixes, aves, icnofósseis, palinóforos, microfósseis, etc.), destacando-se por possuir a maior concentração de fósseis do Terciário inferior do Brasil.

Segundo a carta estratigráfica de Riccomini (1989), ver figura 8, a Formação Tremembé está posicionada estratigraficamente na porção intermediária do Grupo Taubaté, depositada em concordância sobre e interdigitada lateralmente com os depósitos de leques aluviais eocênicos da Formação Resende. 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, como foi observada em alguns afloramentos na rodovia SP-103, próximo à cidade de Pindamonhangaba, por Torres-Ribeiro (2004).

De forma generalizada, a Formação Tremembé possui uma variedade de fácies e litologia apresentando-se através da observação de pacotes de rochas de geometria tabular constituída por argilitos maciços, folhelhos papiráceos e pirobetuminosos, ritmitos (intercalação de marga/calcário e folhelho), arenitos de grosso a médios e calcários (SAAD, 1990 apud TORRES-RIBEIRO 2004).

1.1.5 Histórico exploratório do folhelho oleígeno na Bacia de Taubaté

O conhecimento sobre os folhelhos oleígenos da Formação Tremembé na Bacia de Taubaté são reportados e explorados desde o final do século XIX, onde entre os anos de 1881 e 1897, a Cia. Óleos Minerais de Taubaté já extraía, através de galerias subterrâneas na região de Tremembé, os tais folhelhos ou “Xisto”, como é popularmente conhecido, para produção de óleo para utilização na iluminação do município de Taubaté. Além desta, uma segunda usina de retortagem paralelamente produzia óleo em Pindamonhangaba, a Companhia Industrial de Rochas Betuminosas (CIRB).

O Estudo destes órgãos com o viés exploratório para a produção de petróleo surgiu devido a necessidade de outra fonte complementar de petróleo já que o cenário na época era de grande déficit na produção, pois somente 5% do consumo nacional eram produzidos no país, e este relacionado somente ao campo de Lobato

no Recôncavo Baiano, sendo o restante, e grande parte, importada, causando um grande déficit comercial no país (FONSECA, 1952).

Os principais trabalhos que citam cubagem dos folhelhos oleígenos na Bacia de Taubaté são Castro e Silva (1952) e Campos (1952). Estes autores descrevem seus estudos feitos sobre o teor de óleo em perfis estratigráficos visando sua cubagem e determinação da posição vertical e extensão da coluna economicamente explorável. No cenário da época, acreditava-se em escassez de reservas petrolíferas convencionais no território brasileiro, o que impulsionou uma avaliação ampla de outras opções para se obter petróleo, principalmente, através dos recursos de folhelhos oleígenos existentes e mapeados no Brasil.

Em meados de 1949, o Conselho Nacional do Petróleo (CNP), hoje extinto, iniciou uma campanha exploratória com a perfuração de sondagens ao longo da Bacia de Taubaté buscando a compreensão detalhada dos folhelhos oleígenos na Formação Tremembé junto com o seu potencial para produção de óleo através de retortagem (CAMPOS, 1952).

Contudo, a apresentação de resultados econômicos insatisfatórios através dos testes realizados com os folhelhos, unido ao sucesso exploratório na Bacia do Recôncavo e o início da operação da Refinaria Landulfo Alves, em Mataripe (BA), estimularam a definição política energética do governo, que privilegiou a exploração convencional do hidrocarboneto, fato que culminou com a criação da Petrobras em 1953 (SANTOS e MATAI, 2010).

No ano seguinte, em 1954, foi criada a Superintendência de Industrialização do Xisto (SIX) para dar continuidade e desenvolver um processo com maior viabilidade técnica e econômica para produção de óleo a partir das reservas dos folhelhos oleígenos no Brasil, visando à estratégia de minimizar a dependência externa que não parou com o aumento da produção.

Vários estudos foram realizados pelos técnicos da SIX e os resultados obtidos apontaram para o fato de que os folhelhos da Formação Irati, na Bacia do Paraná, eram mais adequados do que os da Formação Tremembé na Bacia de Taubaté, para dar início à industrialização. Em 1967, tendo em vista o estágio da pesquisa do processo de produção e industrialização do folhelho, o processo Petrosix, a Petrobrás aprovou a construção de uma usina protótipo (Unidade Protótipo do Irati - UPI), para industrializar o folhelho da Formação Irati, no município de São Mateus do

Sul (PR). Os resultados positivos no desenvolvimento do processo Petrosix e a primeira crise do petróleo, em 1973, levaram a Petrobras, a elaborar, em 1977, um projeto, através do qual seriam construídas vinte retortas para produzir 50.000 barris diários de óleo de folhelho oleígenos a partir dos folhelhos da Formação Irati em São Mateus do Sul (SANTOS e MATAI, 2010).

Desde então, os projetos para exploração e pesquisas na região da Bacia de Taubaté foram abandonados, não permitindo um conhecimento mais detalhado de seu potencial.

1.2 Classificação e categorização de recurso

A distinção de uma descoberta de acumulação mineral em reserva ou recurso está estritamente ligada a sua chance de comercialização. De forma direta, defini-se que recursos e reservas minerais são baseados exclusivamente na viabilidade econômica do bem mineral. Com isso, as reservas fazem parte dos recursos que são viáveis economicamente no momento de sua determinação. Caso os parâmetros econômicos sejam alterados, as reservas minerais podem voltar à classe de recursos minerais até que retornem as condições favoráveis, ou então permanecerá como recursos geológicos. Isso pode ocorrer devido à variação do valor/teor do minério ou inovações tecnológicas que permitam diminuir o custo de sua extração (MELO, 2004).

No setor petrolífero, sistema de classificação de recursos mais adotado é o sugerido pela *Society of Petroleum Engineers* (SPE-PRMS, 2007), como ilustrado na figura 9, onde, na tabela, as acumulações de hidrocarbonetos são classificadas como projetos que evoluem segundo a sua chance de comercialização, que aumenta verticalmente para cima conforme o seu desenvolvimento podendo atingir o status de comercialmente produtor. Além do eixo vertical, concomitantemente, ele é categorizado horizontalmente conforme o grau de incerteza geológica, indicando a variação nas quantidades estimadas como potencialmente recuperáveis por projeto.

Seguindo a classificação vertical, o volume total de petróleo *in-situ* pode ser classificado como descoberto e não descoberto. Para ser enquadrado como descoberto, o recurso deve ter sido testado por um ou mais poços exploratórios que

demonstrem, através de testes e amostras, a existência de quantidade significativa de hidrocarbonetos em seus reservatórios.

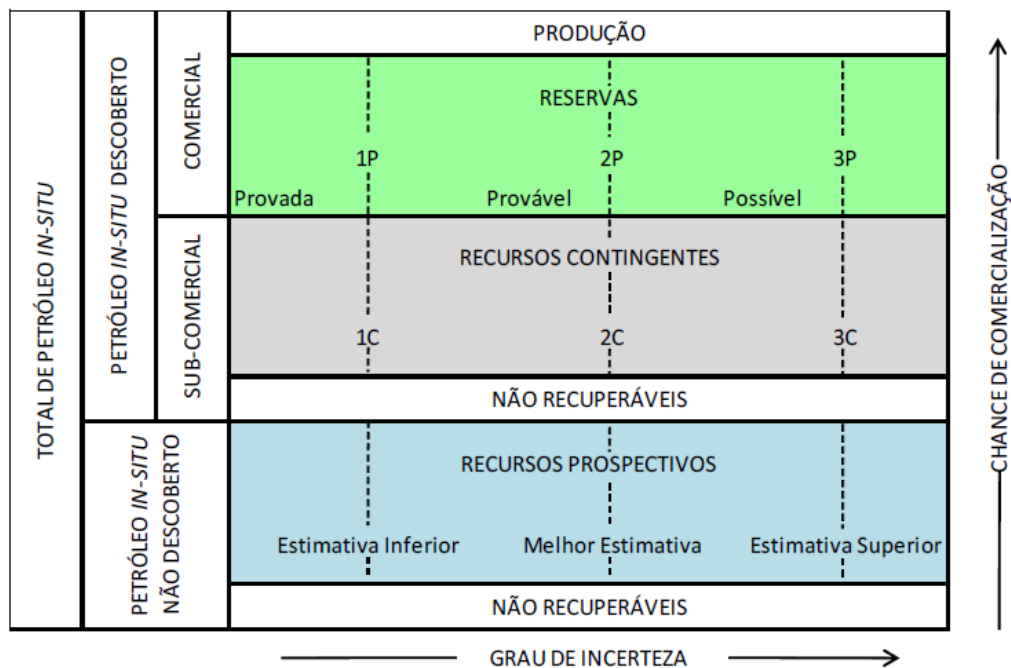


Figura 9 - Representação Gráfica da Classificação de Recursos sugerida pela SPE-PRMS.

Fonte: Adaptado de SPE-PRMS 2007.

Após a descoberta, a acumulação pode ser subdividida em duas categorias: comercial ou sub-comercial. Na primeira os recursos são classificados na categoria de reservas podendo chegar à produção, já o segundo se mantém como recurso contingentes e recursos descobertos não recuperáveis.

Os recursos contingentes são as acumulações descobertas com potencialidade para ser recuperável, mas cujos projetos não são considerados viáveis o suficiente para o desenvolvimento comercial, devido a uma ou mais contingências. Como exemplo, estão incluídos nesta categoria os projetos para os quais não há mercados viáveis, ausência de tecnologia para sua recuperação ou recursos cuja análise ainda não é suficiente para avaliar sua comercialidade.

O petróleo *in-situ* não descoberto pertence à categoria com potencialidade para ser recuperável e outra não recuperável.

Parte dos recursos, descobertos ou não, considerados não recuperáveis podem se tornar recuperáveis em outro cenário, basta haver mudanças comerciais ou um desenvolvimento tecnológico necessário, mas a parte remanescente pode nunca ser recuperada devido às restrições físicas e químicas do reservatório.

Segundo a SPE, em relação à categorização horizontal, os volumes recuperáveis ou com potencialidade para tal, podem ser representados por cenários determinísticos ou por distribuições de probabilísticas.

Quando o grau de incerteza for representado por uma distribuição de probabilidade, devem ser fornecidos os seguintes valores (SPE-PRMS, 2007):

- Estimativa inferior: deve haver pelo menos 90% de probabilidade (P90) de que a quantidade realmente recuperada seja igual ou exceda essa estimativa;
- Estimativa mediana: deve haver pelo menos 50% de probabilidade (P50) de que a quantidade realmente recuperada seja igual ou exceda essa estimativa;
- Estimativa superior: deve haver pelo menos 10% de probabilidade (P10) de que a quantidade realmente recuperada seja igual ou exceda essa estimativa.

Os métodos determinísticos também devem fornecer as três estimativas: inferior; melhor e superior - porém estas serão baseadas em avaliações qualitativas das incertezas.

Essa mesma abordagem de incertezas deve ser aplicada a reservas, recursos contingentes e recursos prospectivos. Apesar de haver um alto risco de que recursos

sub-comerciais e recursos não descobertos não sejam desenvolvidos, é útil considerar a variação nas quantidades potencialmente recuperáveis.

O uso de uma terminologia consistente promove clareza nos resultados de avaliação de recursos. A tabela 1 resume a nomenclatura proposta pelo SPE-PRMS (2007):

Tabela 1 - Terminologia Recomendada pelo SPE-PRMS

Estimativa	Probabilidade da quantidade real ser maior ou igual à estimativa	Terminologia Probabilística	TERMINOLOGIA RECOMENDADA PELO PRMS		
				Para Reservas	Para Recursos Contingentes
Inferior	90%	P90	1P	Reserva Provada	1C
Melhor	50%	P50	2P	Reserva Provada + Provável	2C
Superior	10%	P10	3P	Reserva Provada + Provável + Possível	3C

Fonte: TEXEIRA, 2011

Segundo a ANP, as categorias de reservas são classificadas de acordo com as descrições abaixo (ANP, 2000):

- Reservas Provadas: Reservas de petróleo e gás natural que, com base na análise de dados geológicos e de engenharia, se estima recuperar comercialmente de reservatórios descobertos e avaliados, com elevado grau de certeza, e cuja estimativa considere as condições econômicas vigentes, os métodos operacionais usualmente viáveis e os regulamentos instituídos pela legislação petrolífera e tributária brasileiras.
- Reservas Prováveis: Reservas de petróleo e gás natural cuja análise dos dados geológicos e de engenharia indica uma maior incerteza na sua recuperação quando comparada à estimativa de reservas provadas.
- Reservas Possíveis: Reservas de petróleo e gás natural cuja análise dos dados geológicos e de engenharia indica uma maior incerteza na sua recuperação quando comparada com a estimativa de reservas prováveis.

Com a obtenção de dados adicionais do projeto, o grau de incerteza diminui e com isso parte das reservas avaliadas como possíveis e prováveis pode ser recategorizada para prováveis e provadas.

A SPE-PRMS (2007) ressalta que recursos não-convencionais requerem avaliações diferenciadas para alguns parâmetros, mas que sua intenção é que as definições de recursos, em conjunto com o sistema de classificação, sejam apropriadas para todos os tipos de acumulações de hidrocarbonetos, independente das suas características *in place*, método de extração aplicado ou grau de processamento requerido.

Usualmente a avaliação de um depósito não-convencional como os que serão reportados nesse trabalho compreende elementos econômicos e tecnológicos, que somados às perspectivas futuras de exploração e do uso do recurso, torna a tarefa de quantificação ainda mais complexa. Dessa forma, a adição das dimensões econômicas e tecnológicas introduz o conceito de reserva na avaliação do recurso, que é a parcela identificada do recurso que pode ser econômica e legalmente extraída na época de sua determinação, como citado anteriormente.

Avanços tecnológicos, projeções de produção e de demandas futuras são parâmetros que estão em constantes mudanças, o que impossibilita uma definição para recursos, reservas ou produção econômica de energéticos por uma simples medida ou um valor unitário. O grau de incerteza associado à quantificação de um recurso mineral é grande quando a avaliação do seu potencial é determinado a partir do nível de conhecimento geológico sobre o recurso. Essa incerteza, normalmente, é expressa como parte dos recursos totais que são enquadrados como não conhecidos.

Para o caso não-convencional, essa fração de desconhecido é muito grande, indicando que a incerteza no valor dos recursos totais é muito elevada. Esse desconhecimento do total de recursos não-convencional pode ser atribuído à baixa demanda pelo recurso, que não incentiva o conhecimento de novos depósitos, e também à grande quantidade de recursos concorrentes existentes no mundo, no caso, o petróleo por meio convencional (SANTOS, 2010).

A maioria dos depósitos não-convencionais de folhelho oleífero conhecidos, levando em considerações as condições comerciais atuais e tecnologias existentes, não apresenta um atrativo econômico, exceto as jazidas localizadas em países com carência de recurso energético, como exemplo a Estônia. Vale ressaltar que tal situação deve-se também ao fato de as tecnologias comerciais existentes para a sua exploração e produção serem de capital intensivo (SANTOS, 2010).

1.3 Abordagem determinística e probabilística

1.3.1 Métodos Determinísticos

Os procedimentos determinísticos definem-se como aqueles que fazem uso da melhor estimativa do valor de cada parâmetro de entrada no cálculo de hidrocarboneto inicialmente *in situ* (recurso) e/ou reserva e usam classificação das quantidades calculadas como provada, provável e/ou possível, baseada em julgamentos de profissionais e/ou classificação de reservas corporativa ou organizacional (CRONQUIST, 2001 apud MELO, 2004).

Assim, no método de estimação determinístico utiliza-se a melhor estimativa de recursos mínimos, médios e máximos baseada em dados geológicos, de engenharia e econômicos conhecidos (SPE/WPC, 1997).

1.3.2 Métodos Probabilísticos

Os procedimentos probabilísticos são aqueles que envolvem o uso de um intervalo ou função de distribuição de probabilidade para cada parâmetro de entrada e de um intervalo ou função de densidade de probabilidade para a quantidade de hidrocarboneto inicialmente *in situ* ou recuperável. A classificação probabilística é baseada na função complementar da função de probabilidade acumulada, chamada curva de expectativa. Tal função tem em seu eixo vertical os correspondentes valores de probabilidade do valor de recursos/reservas respectivo de ser maior ou igual. Portanto, dessa curva é chamado ao valor de reservas para o qual se tem a probabilidade noventa (P90), como reservas provadas, aquele associado à probabilidade cinquenta (P50) é classificado como reservas prováveis e aquele associado ao percentual dez (P10), como reservas possíveis (CRONQUIST, 2001 apud MELO, 2004).

Os resultados da análise probabilística dependem da distribuição dos parâmetros de entrada. Tais distribuições são estabelecidas subjetivamente pelos técnicos responsáveis (geologia e/ou engenharia).

A estimação probabilística de reservas pode gerar diferenças de até 15% comparadas aos resultados que se obteria avaliando deterministicamente as reservas provadas (CARTER E MORALES, 1998 apud TEIXEIRA, 2011).

O objeto da presente pesquisa é por natureza baseado em incerteza, seja pela imprecisão do dado ou pela ausência complementar. Com isso, acredita-se que a melhor forma de estimação de recursos deve ser sempre expressa como uma faixa de valores. Esta é uma das vantagens dos métodos probabilísticos: o acesso ao um resultado amplo deixando de apresentar uma aparente (falsa) exatidão que é demonstrada através dos métodos determinísticos, permitindo, assim, a transparência das incertezas, facilitando e possibilitando a antecipação da decisão a ser tomada no nível seguinte do projeto.

Na literatura existem diversos métodos probabilísticos citados em utilização no setor petrolífero. Neste trabalho o método escolhido foi a simulação de Monte Carlo.

1.3.2.1 Simulação de Monte Carlo

A simulação de Monte Carlo é, em geral, um procedimento computacional que nos permite simular sistemas físicos, matemáticos, químicos, biológicos ou de outras áreas da ciência que tenham leis capazes de serem traduzidas numa linguagem matemática (GAVANCHO, 2002 apud TEIXEIRA, 2011).

Tal simulação é utilizada para descrever qualquer técnica que se aproxima de soluções de problemas quantitativos, através de amostragem estatística. A simulação de Monte Carlo representa explicitamente as incertezas de um problema, especificando variáveis de entrada com uma distribuição aleatória (JONES, 2009).

A solução de um problema é obtida através da simulação de modelos com base em variáveis aleatórias, geradas por criadores de números aleatórios, para criar um grande conjunto de resultados estocásticos. A principal intenção da simulação de Monte Carlo é a de que, havendo uma equação descritiva que determine o comportamento do sistema para o qual se busca uma solução, os possíveis caminhos que esse sistema pode percorrer são simulados diversas vezes, cada simulação sendo igualmente provável, utilizando dados aleatórios de variáveis de entrada. Para cada realização, um único valor é retirado e usado como amostra

aleatória dos possíveis valores que o resultado pode assumir, para criar um conjunto grande de resultados independentes. Ao repetir esse procedimento um grande número de simulações se obtém a distribuição dos valores do resultado, assim como a média e outras medidas que sugerem o comportamento probabilístico do resultado. (JONES, 2009).

Para realizar uma simulação é necessária que uma função de densidade de probabilidade (modelo) possa ser encontrada para descrever o sistema (CAMPONOGARA, 2004 apud JONES, 2009). Também é necessário gerar números pseudo-aleatórios, através de um algoritmo que produza uma serie grande desses números, para serem utilizados na grande quantidade de simulações necessárias.

2 JAZIDAS NÃO-CONVENCIONAIS DE FOLHELHOS OLEÍGENOS

2.1 Definição e caracterização

O folhelho oleígeno é conhecido comumente de forma incorreta no Brasil como “xisto betuminoso”. Este termo é aplicado a todas as rochas sedimentares laminadas ricas em matéria orgânica utilizadas diretamente como combustível para geração de calor e energia elétrica ou em processos térmicos para produção de hidrocarbonetos. Em grande parte da literatura encontramos também o termo generalista em inglês *oil shale* que, ao traduzirmos, não é utilizado corretamente se considerarmos características litológicas para todo o minério que se enquadra, mas sim levando em consideração seu potencial gerador de hidrocarboneto pelos processos térmicos, apesar da predominância de folhelhos no Brasil e outros países.

Gavin (1924 apud DYNI, 2006) é sucinto ao descrever o *oil shale* como uma rocha compacta laminar com mais de 33% de material inorgânico, da qual é possível extrair certa quantidade de material orgânico quando submetida a processos térmicos de extração ou solubilização por solventes.

Kök (2001) define *oil shale* como uma rocha compacta de origem sedimentar contendo mais de 33% de cinza onde a matéria orgânica, que se apresenta majoritariamente, está presente na forma de querogênio e outra fração minoritária seria fração solvente, o betume.

Litologicamente, Altun et al. (2006) descrevem o *oil shale* abrangendo uma ampla gama de rochas como folhelhos, margas e carbonatos que formam uma mistura de matéria orgânica e inorgânica. A composição geral do *oil shale*, descrito por ele é informado na figura 10. A natureza e extensão da matéria inorgânica dependem, principalmente, das condições e características da rocha. Por exemplo, como citado, são enquadrados como *oil shales* tanto os folhelhos que em sua composição são formados principalmente por argila como também outros similares ao famoso *oil shale* da formação Green River, no oeste dos Estados Unidos que é composto principalmente por carbonato em associação com quartzo, feldspato e ilita.

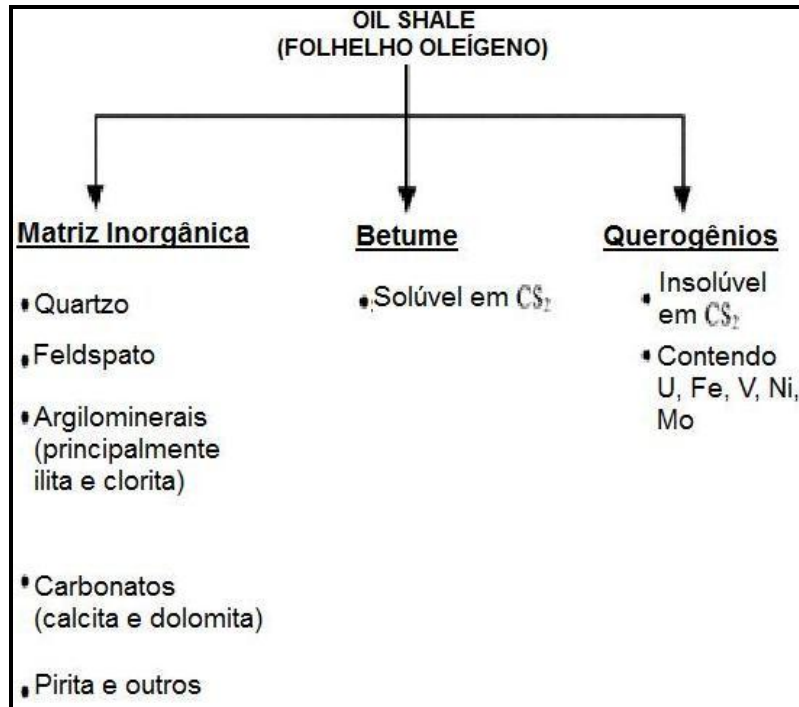


Figura 10 - Composição geral do minério utilizado para extração de óleo em retorta *oil shale*.

Fonte: Modificado de ALTUN et al.,2006

Para este trabalho será utilizado o termo folhelho oleífero doravante para todo o tipo de minério que se permite a utilização e na classificação citada pelos autores anteriormente (*oil shale*).

De forma geral, os principais depósitos de folhelho oleífero situam-se em profundidades menores que 1000 metros e estão distribuídos em camadas de espessuras variadas com teores de querogênio, também, variados.

Ao longo dos anos o folhelho oleífero tem recebido inúmeros nomes sendo muitos ainda utilizados para determinados tipos. Recentemente, diversas tentativas têm sido realizadas sistematicamente para classificá-los: baseado no ambiente deposicional, na petrografia da matéria orgânica e outros.

Como citado anteriormente, o querogênio predomina na composição da matéria orgânica do folhelho oleífero, com isso é importante lembrar que o tipo de querogênio varia de acordo com o ambiente deposicional o que torna a matéria orgânica mais propensa à geração de óleo ou gás.

Através de ensaios de pirólise é possível obter índices de hidrogênio (IH) e índice de oxigênio (IO), na qual são correlacionáveis respectivamente às razões H/C

e O/C obtidas através de análises elementares, refletindo 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 apud FREITAS, 2007). 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 apud FREITAS, 2007).

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. Estes são os mais comuns nos principais depósitos de folhelhos oleígenos, sendo característico pela alta taxa de H/C, não tão alta como o tipo I, e baixa taxa de O/C. O tipo II é baseado, principalmente, em matéria orgânica marinha formada em ambiente redutor. O enxofre é encontrado em quantidade substancial associado ao betume e geralmente em maior quantidade que no tipo I e III.

Já os do tipo I, geralmente de origem lacustre, possuem valores mais altos de IH (>600-700mgHC/gCOT) (LISBOA, 2006). No ponto de vista teórico, o folhelho oleígeno que apresenta na matéria orgânica o querogênio do tipo I ou I-II fornece o melhor rendimento para geração de óleo e são os depósitos mais promissores para sua industrialização em retortagem.

Hutton (1987) classificou os folhelhos oleígenos através da petrografia orgânica por ser possível identificá-los facilmente e com precisão além de permitir agrupá-los em sua maioria sem ter um grande número de grupos. A classificação foi baseada na terminologia já usada nos estudos de carvão e rochas geradoras. Através de dos macerais alginitas, telalginita e lamalginita, ele caracterizou sete tipos de folhelho oleígenos: *Cannel Coal*, Torbanita, Lamosita Tipo-Rundle, Tipo Green River, Lamosita, Marinita, Tasmanita e Kuckersita (figura 11). Ele ainda afirma que a classificação estende-se às rochas geradoras de hidrocarbonetos porque a maioria desta também é composta por macerais do grupo da Lipitinita.

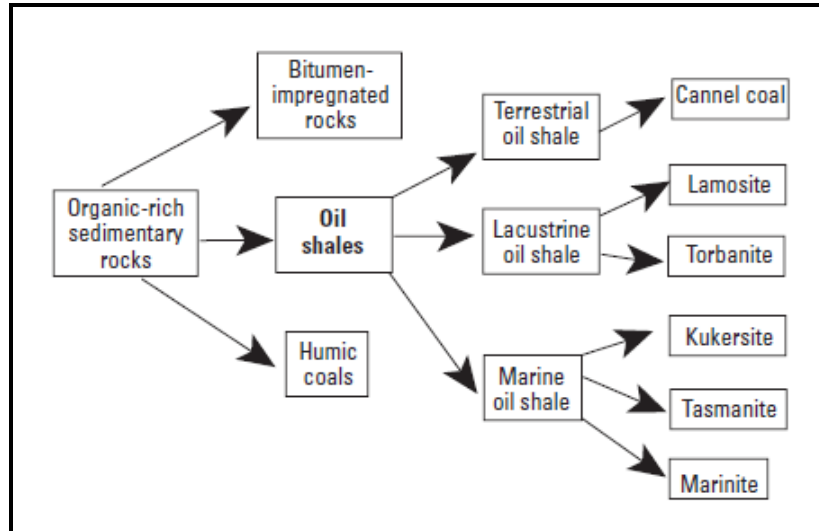


Figura 11 - Classificação do folhelho oleífero (*oil shale*).
 Fonte: HUTTON, 1987.

A existência de determinados elementos na matriz mineral do folhelho oleífero, principalmente aqueles com baixos teores de material orgânico, faz com que sua exploração se viabilize economicamente, uma vez que, após o processamento da rocha para a extração de óleo, ainda podem ser produzidos vários outros subprodutos como: enxofre, amônia, cimento, tijolos e outros.

O fator calorífero é considerado outra característica importante para qualificar e definir como um recurso energético (SANTOS, 2010). Este é extremamente útil para determinar sua qualidade para utilização direta em geração de energia elétrica (termoelétricas), como exemplo da Estônia onde o folhelho oleífero foi utilizado para geração de 95% da geração de energia elétrica no país em 2005 (ESTONIAN ENERGY REPORT, 2007).

Embora o valor de aquecimento seja uma importante informação, não é ele que fornece a informação da quantidade de óleo ou gás que pode ser gerado pelo aquecimento da rocha. Esta informação só é possível através de ensaios em laboratório onde a rocha é colocada sob a ação de calor e sem a presença de oxigênio, condição esta que possibilita a quebra das moléculas maiores em menores, pela quebra do querogênio.

Nesta caracterização, o teor de óleo em uma camada de folhelho oleífero pode ser medida por amostras em laboratório através de retortagem. Este é o mais

comum tipo de análise atualmente para avaliação deste minério. O método comumente utilizado nos países pioneiros em produção de óleo por folhelho oleígenos e bastante utilizado em pesquisas nos EUA é o Ensaio Fisher, primeiramente desenvolvido na Alemanha, então adaptado pelo *U.S. Bureau of Mines* para análises dos folhelhos oleígenos da Formação Green River no oeste dos EUA (STANFIELD e FROST, 1949 apud DYNI, 2006). Alguns laboratórios adaptam o método do Ensaio Fisher para uma melhor avaliação de acordo com o tipo de folhelho oleígeno e processamento.

Basicamente, este ensaio consiste no aquecimento de uma amostra de 100 gramas pulverizado em 8 mesh em uma pequena retorta de alumínio que alcança temperatura de até 500°C a uma taxa de 12°C durante um período de 40 minutos. Os vapores destilados de óleo, gás e água atravessam um condensador arrefecido com água fria em tubo graduado, onde o óleo e a água são separados por centrifugação. A quantidade demonstrada no final são as percentagens do peso do óleo, água, resíduos e mais as perdas em gases por diferença da massa do folhelho (DYNI, 2006)

2.2 Distribuição de Recursos no Brasil e no mundo

2.2.1 Reservas e recursos no mundo

No que tange à quantidade, os recursos de folhelho oleígenos encontram-se espalhados nos cinco continentes. Os países que se destacam, em quantidade de recursos, são: Canadá, Estônia, China, Rússia, Austrália, Brasil, Estados Unidos, Jordânia, Zaire, Marrocos e Itália. As dimensões desses depósitos abrangem, desde pequenos acúmulos, sem valor econômico algum, até depósitos gigantescos, como o da Formação Green River, cujas estimativas indicam a existência de 213 bilhões de toneladas de óleo de folhelho oleígeno *in place*, ou seja, cerca de 1,5 trilhões de barris de óleo equivalentes (DYNI, 2006).

Estudo sobre o potencial do folhelho oleígeno na União Européia, publicado pelo Parlamento Europeu em 2005, expõem que as estimativas disponíveis indicam que em todo o mundo os recursos de óleo, *in situ*, são da ordem de 500 bilhões de toneladas de folhelho oleígeno ou, aproximadamente, 3,2 trilhões de barris de óleo equivalentes. Ainda, segundo o mesmo estudo, estes recursos estão distribuídos em aproximadamente 600 depósitos espalhados em cerca de 30 países, sendo que os USA, a Rússia e o Brasil são detentores dos maiores depósitos e, juntos, totalizam, em media, mais de 80% dos recursos mundiais de óleo de folhelho oleígeno (WEC 2004; European Parliament 2005 apud SANTOS, 2010)

Dyni (2005) compilou informações de diversas bibliografias chegando a uma ordem de recurso mundial de folhelho oleígeno de cerca de 409 bilhões de toneladas, convertendo em aproximadamente 2,9 trilhões de barris.

A produção industrial de óleo a partir do folhelho oleígeno não ocorre em todos os países que apresentam o recurso. A produção alcançou o ápice na década de 80 do século passado quando alcançou o patamar de 47 milhões de toneladas mineradas (figura 12), sendo grande parte deste na Estônia onde era a principal fonte energética

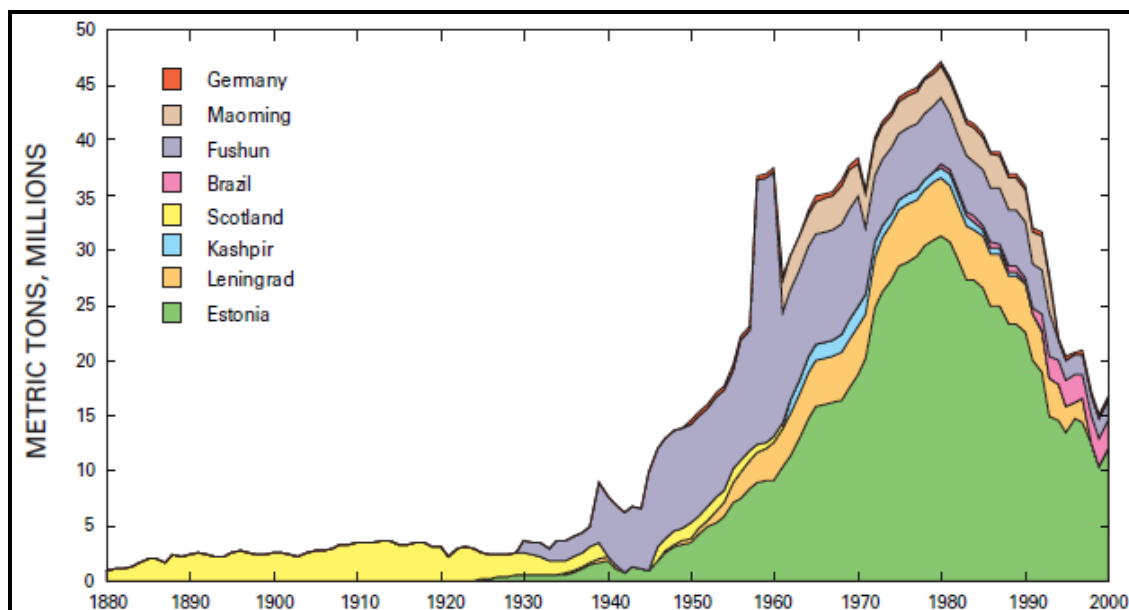


Figura 12 - Produção de hidrocarbonetos através da industrialização de folhelho oleígenos em milhões de toneladas por metro de 1880 até 2000 nos principais produtores: Estônia (verde), Rússia (azul e laranja), Reino Unido (amarelo), Brasil (rosa), China (roxo e cinza) e Alemanha (vermelho).

Fonte: DYNI, 2006.

2.2.2 Reservas e recursos no Brasil

Há ocorrência de folhelhos oleígenos em várias partes do Brasil, citadas em mais de 319 ocorrências para as quais houve referência em bibliografia, podendo muitas destas se estender a mesma formação geológica. Destas localidades, as mais significativas são as Formações Irati, Tremembé e Maraú (COSTA NETO, 1980).

Segundo a Petrobras (2009 apud SANTOS 2010), as principais áreas com recursos já classificados como reservas localizam-se nos Estados de São Paulo, Paraná, Santa Catarina, Rio Grande do Sul, Mato Grosso do Sul e Goiás. Juntas essa áreas representam 700 milhões de barris de óleo, 9 milhões de toneladas de gás liquefeito (GLP), 25 bilhões de metros cúbicos de gás de folhelho e 18 milhões de toneladas de enxofre. Tal produção, convertida para barris de óleo equivalentes (BOE), totalizam 889,1 milhões (SANTOS, 2010). Estudos simplificados, realizados nas décadas de 70 e 80, indicavam que os recursos totais de folhelho oleígeno, no território nacional, totalizam valores próximos a 800 bilhões de barris de óleo (BARROS e RAMOS, 1982 apud SANTOS, 2010).

Atualmente são processadas na planta industrial da Petrobras em São Mateus do Sul (PR), diariamente, 7.800 toneladas de folhelho oleígeno, resultando em, aproximadamente, 4.000 barris de óleo combustível, 90 toneladas de nafta industrial, 120 toneladas de gás combustível, 45 toneladas de gás liquefeito, 75 toneladas de enxofre, entre outros produtos e subprodutos (PETROBRAS, 2009 apud SANTOS e MATAI, 2010).

Desde o início da operação do Projeto SIX, através do tempo ocorreram melhorias tecnológicas com intuito de aumentar a eficiência energética global do sistema produtivo de óleo e aproveitar da melhor maneira os seus rejeitos através de sua comercialização como subprodutos. Os resultados apresentados ultimamente têm sido satisfatórios, tendo a eficiência energética global passado dos 35%, a cerca de 50%, resultando em consideráveis reduções nos custos de produção.

Quanto aos rejeitos, os estudos realizados com foco no uso multipurpose do folhelho têm demonstrado que: as cinzas do folhelho oleígeno podem ser utilizadas como insumo industrial para produção de cimento; os finos provenientes do tratamento do minério servem como insumo energético com aproveitamento por

combustão direta; parte do folhelho oleígeno retortado pode ser utilizada como matéria-prima para a indústria de cerâmica vermelha. Recentemente, estudos têm demonstrado a utilização da cal oriundo da retortagem do folhelho oleígeno e da água amoniacal como insumo para a agricultura (SANTOS e MATAI, 2010).

2.3 Tecnologia aplicada e exploração

Por ser um recurso não-convencional espera-se um processo de extração mais complexo que para um convencional. Neste processo, o aproveitamento dos recursos de folhelhos oleígenos inicia-se pela etapa de mineração que podem ser realizada por dois métodos: céu aberto (*open-pit*) ou subterrânea. A escolha do método está relacionada diretamente a espessura do capeamento (*overburden*) e às próprias características da camada do folhelho como: continuidade ou presença de água. Independentemente do método de mineração, o objetivo é a extração do recurso e sua fragmentação para que possa ser transportado até a unidade de tratamento do minério e, posteriormente, ao processamento térmico para obtenção do óleo e demais produtos.

Como em outros recursos minerais, a extração subterrânea é realizada de forma similar para os folhelhos oleígenos, na qual é indicada para depósitos mais profundos e que possua escarpas laterais para acesso (EHINOLA et al., 2005).

Na etapa térmica, a retortagem em superfície é usualmente utilizada, onde o processo é similar ao da pirólise. Todo este processo ocorre através do aquecimento da rocha em temperaturas próximas de 500°C, na ausência de oxigênio. Tendo-se como resultado final óleo, gás, água e outros sólidos de rejeito.

Atualmente, no Brasil, pode-se constatar que a tecnologia desenvolvida pela Petrobras (Projeto Six) envolvendo mineração a céu aberto e retortagem de superfície, está plenamente desenvolvida e pode ser classificada como uma tecnologia em estágio comercial, sendo referência mundial.

Além deste exemplo, o folhelho oleígeno pode ser retortado tanto por tecnologias de superfície, citado anteriormente, quanto *in situ*. A diferença entre a retortagem de superfície e a *in situ* reside no fato de que, enquanto na retortagem de superfície o folhelho é extraído para depois ser retortado, no caso da *in situ*, a

retortagem ocorre no local onde está a rocha, sem a necessidade de extraí-la para a produção de óleo. Esta última é mais apropriada para depósitos profundos, ricos em óleo, em que a rocha apresente permeabilidade, ou em depósitos que permitam o escoamento do óleo por meio de fraturas na rocha.

Na retortagem *in situ*, o princípio básico é o aquecimento da rocha no local, por condução, à temperaturas da ordem 370°C, temperatura suficiente para promover a quebra do querogênio para gerar o óleo e possibilitar o seu bombeamento para a superfície onde será hidrogenado e enviado para refino.

Quanto à viabilidade ambiental, há consenso entre os especialistas de que esta tecnologia causará menores efeitos sobre o meio ambiente, principalmente, sobre o meio ambiente físico, uma vez que a tecnologia praticamente elimina os impactos devido à atividade de mineração e a disposição do rejeito do folhelho retortado.

2.4 Implicações ambientais e sociais

A exploração de folhelho oleífero tem inúmeros impactos ambientais, variando com a forma de ocorrência do depósito, tendo como consequência sua exploração (extração do minério). Como relatado anteriormente, em um depósito próximo à superfície, a escolha da mina tipo *open-pit* seria a técnica mais apropriada. Esta técnica traz todos os impactos que uma mina a céu aberto poderia trazer como: consumo de grande quantidade de água, poluição sonora, visual, rejeitos e, no caso da utilização dos folhelhos oleíferos da retorta: poluição termal, emissão de CO₂ e efluente como a água de retortagem.

Além dos impactos ambientais, em áreas onde a principal atividade econômica é a agrícola, existe o impacto social que surge da mesma forma com a implantação da mineração em superfície que é a remoção de um solo fértil e o comprometimento daquele espaço pela instalação da lavra afetando as atividades agrícolas na região através de desapropriações (EHINOLA et al., 2005).

3. METODOLOGIA

3.1 Levantamento bibliográfico e correlação dos dados existentes na bacia

Para execução da presente dissertação, foram utilizados principalmente dados obtidos através do levantamento bibliográfico realizado nos sites de periódicos da Capes e Petrobras, nas bibliotecas da UERJ, UFRJ e, principalmente, na biblioteca do Projeto Xisto Química (Instituto de Química/UFRJ). Essa etapa teve como finalidade coletar a maior variedade e quantidade de informações de caráter regional e/ou local a respeito dos folhelhos da Formação Tremembé, na Bacia de Taubaté, principalmente, valores e critérios utilizados em trabalhos pretéritos na investigação do seu potencial oleífero.

Além da pesquisa bibliográfica foram utilizados os dados de geoquímica adquiridos através da análise de dois furos de sondagem rasos perfurados na região, pela Faculdade de Geologia da UERJ (FGEL-UERJ), nomeados como TMB-SP (1 e 2) e PND-1-SP, utilizados em descrições litológicas e geoquímicas, por Freitas (2007) e Pimentel (2009), respectivamente.

A maior quantidade de informações existentes em bibliografia sobre a bacia se concentra, em grande parte, em teses e dissertações acadêmicas; o que permite compreender a evolução tectono-estratigráfica da bacia e o paleoambiente em que foram depositados os folhelhos foco deste estudo. Tais informações são relevantes para a compreensão do potencial gerador (quantidade de matéria orgânica), sua extensão e continuidade ao longo da bacia.

Para obtenção dos parâmetros de entrada para a estimativa do volume de óleo recuperável, o principal objetivo desta dissertação, foi consultado dados diversos como mapas geológicos, perfis sísmicos, testemunhos, dados geoquímicos, entre outros.

3.1.1 Continuidade das camadas

Descrições da forma e extensão dos folhelhos oleíferos da Formação Tremembé foram descritas para o trabalho de cubagem em Castro e Silva (1952) e Campos (1952), além de ser apresentada uma ampla pesquisa sobre o potencial dos

folhelhos capitulando sobre a campanha exploratória, extensão da jazida, volume, indicação de projetos de lavra e usina de retortagem adequada ao tipo do folhelho encontrado no Vale do Paraíba.

Castro e Silva (1952) relata um esforço exploratório conduzido a partir de dados obtidos em 26 sondagens rasas com profundidades que não excederam a 30,60 metros, distribuídos ao longo da Bacia de Taubaté, precisamente entre os municípios de Guaratinguetá e Caçapava. Destas sondagens foram coletados um total de 884 amostras que, após o envio para análises em retortas pilotos na França, Reino Unido e EUA, permitiu a identificação de intervalos com maiores e menores teores em óleo. A discriminação das camadas do folhelho ao longo de cada testemunho baseia-se através de um gráfico de percentagem (%) do teor de óleo na rocha (anexo 1).

Castro e Silva (1952) não detalha de forma clara a metodologia utilizada para obter tal gráfico. Da mesma forma, não apresenta outro critério, além do teor de óleo, para distinção e delimitação das camadas que são apresentadas em espessuras variadas em todas as sondagens.

O principal objetivo era cubar e ter o conhecimento da quantidade de óleo recuperável em cada camada e suas respectivas características físicas, para o seu maior aproveitamento. Com isso, não foi dada devida importância a uma caracterização faciológica, se resumindo a uma descrição generalizada e não individualizada, o que dificulta a retratação particular e pontual das sondagens, o que posteriormente facilitaria a amarração entre elas e contribuiria para uma compreensão maior da continuidade das camadas ao longo da área.

Neste mesmo trabalho, foi concluído que a riqueza do querogênio apresenta uma variação mediana ao longo da mesma camada (horizontalmente) e fortemente variável entre elas (verticalmente). Castro e Silva (1952) identificou que a região de maior riqueza oleígena está no município de Tremembé, estando, em seguida, o município de Pindamonhangaba. Não ocasionalmente, na área entre estes dois municípios, está concentrada grande parte dos testemunhos relatados pelo autor: 17 das 26 sondagens (ver figura 13).

Em uma descrição resumida, Castro e Silva (1952), cita três cores predominantes nas rochas das sondagens: a) azul-viva - material denominado com “estéril”, devido aos baixíssimos teor de óleo; b) verde - correlacionado aos folhelhos

que por sua vez apresentavam valores de óleo mediano, principalmente os de tonalidades mais escuras e os c) pardo-acinzentado - ligados aos de maiores valores de teor de óleo. Este último, segundo ressalta o autor, apresentado sempre com xistosidade acentuada (característica papiráceas) e com grande presença de carapaças (ostracóides). Tais descrições, como as cores, também são semelhantes com as fácies relatadas por Freitas (2007) e Pimentel (2009) nos poços PND-1-SP e TM-SP (1 e 2), sendo elas correlacionadas com as citadas, respectivamente, à argila esmectítica, folhelho e folhelho papiráceo. Apesar destas características identificadas em todos os testemunhos, não foi amarrado pontos de correlação entre as sondagens pelo autor, que sugere pacotes lacunares do folhelho em diferentes cotas.

Campos (1952) disserta sobre o estudo realizado pelo CNP, no final da década de 40 do século passado, que resultou em maior número de sondagens ao longo da bacia, permitindo identificar a presença da Formação Tremembé entre os municípios de Quiririm e Roseira, em uma extensão aproximada de 42 km e largura variável de 5 a 10 km, em uma área na ordem de 200 a 250 km². Além da verificação de sua extensão, tal trabalho permitiu concluir uma continuidade lateral das camadas com características idênticas principalmente do papiráceo, além de relatar, através da percepção na correlação dos poços, uma suave movimentação durante o Terciário, o que contraria Castro e Silva (1952) que defende uma distribuição plurilacunar formando camadas lenticulares do folhelho, inviabilizando sua exploração. Apesar de Castro e Silva (1952) descrever uma suave inclinação nas camadas, suas análises não levaram em consideração a tectônica Terciária (CAMPOS 1952; RICCOMINI 1989) e a diferença de cota encontrada nas sondagens anteriores para as camadas do folhelho papiráceo que são os mais comuns na região, que o conduziu naturalmente a uma conclusão errônea de distribuição de lentes dessas camadas a profundidades diferentes (CAMPOS, 1952).

Apesar da discordância quanto à continuidade lateral, Campos (1952), através da análise dos perfis de teor de óleo, corroborou com Castro e Silva (1952), ao concluir que a riqueza do querogênio apresenta variação mediana horizontalmente, sendo fortemente variável entre elas verticalmente.

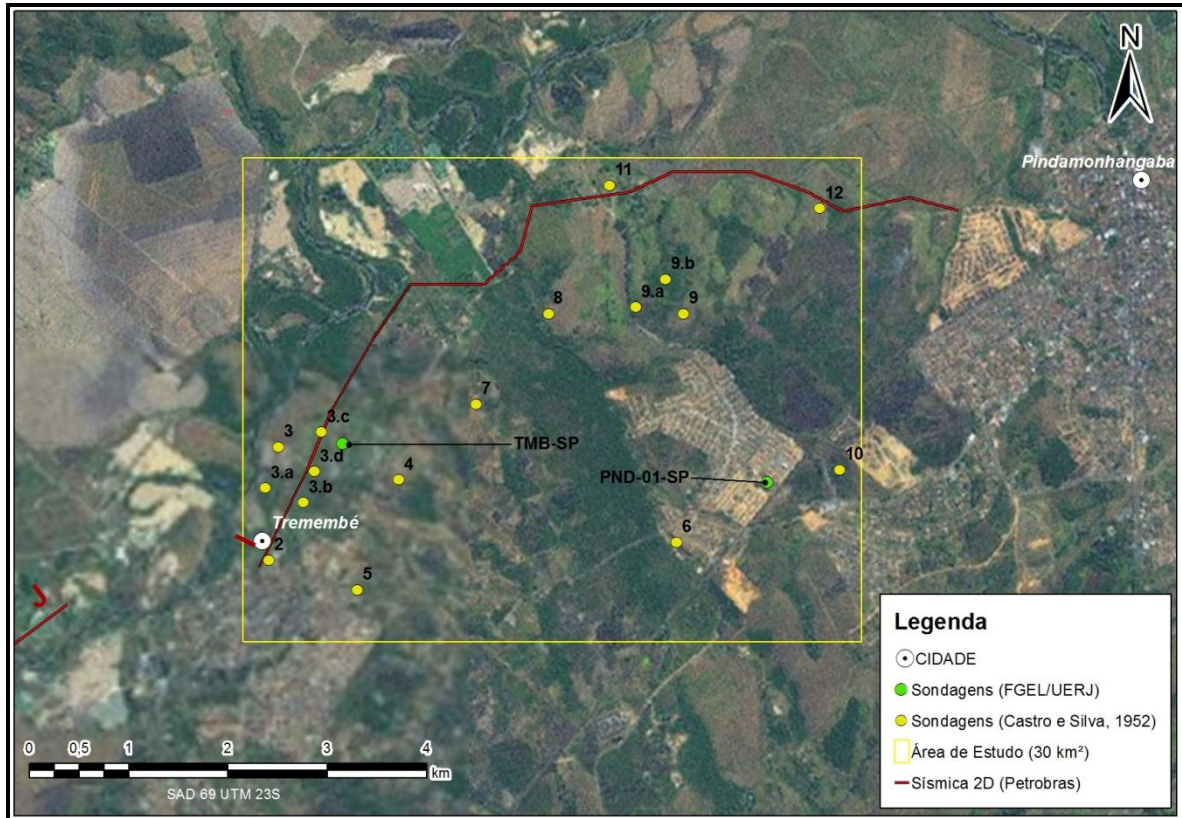


Figura 13 - Distribuição de parte das sondagens citados por Castro e Silva (1952) e os testemunhos perfurados pela FGEL-UERJ: concentração das sondagens na área de maior teor de óleo constatado dentro da área gerada para a estimativa de reserva (polígono amarelo).

Mesmo considerando-se a ausência de uma descrição de fácies detalhada nas sondagens relatadas em Castro e Silva (1952), uma correlação preliminar foi sugerida nesta dissertação envolvendo um pequeno grupo destas sondagens e também sondagens mais recentes executadas pela FGEL-UERJ todas localizadas na área de estudo. Como já citado, foi levado em consideração a movimentação do Terciário e a baixa variabilidade horizontal do teor de óleo, que apesar de diferença de cota altimétrica, permite-se, utilizando somente as informações dos gráficos de teor de óleo (%), deduzir uma correlação e continuidade lateral das camadas principalmente entre as sondagens 6, 7, 9, 10 e PND-1-SP (ver figura 14). As duas camadas de maior teor de óleo identificadas apresentam-se posicionadas logo abaixo de camadas com teores de óleo extremamente baixos em todas as sondagens citadas, o que é similar aos testemunhos descritos por Freitas (2007) e Pimentel (2009), onde camadas com maior concentração de matéria orgânica, agrupando a papirácea, posicionam-se na base da camada de argila esmectítica, que tem como característica geoquímica insignificantes teores de carbono orgânico

total (COT%). Apesar da similaridade, nesta dissertação preferiu-se não utilizar este dado para conclusão mais detalhada, pois para correlações mais precisas seriam necessários outras informações complementares para delimitar pontos exatos de amarração. Com isso, essa informação será utilizada como indicativo da continuidade horizontal da riqueza de teor oleígeno na área.

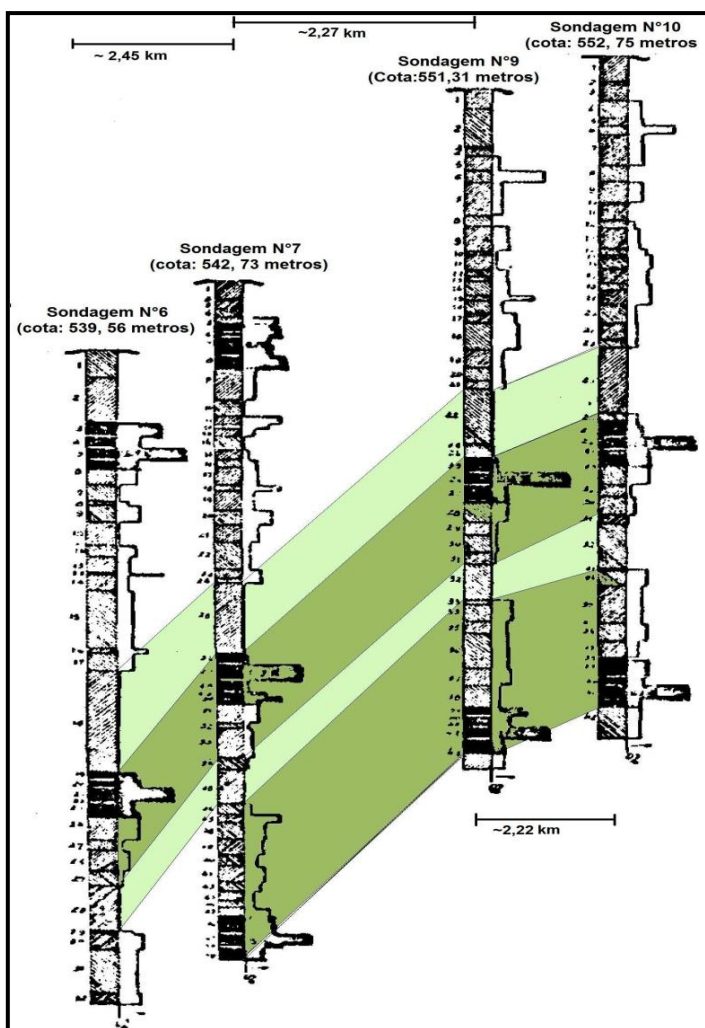


Figura 14 - Uma correlação preliminar entre as sondagens 6, 7, 9 e 10: Maiores valores do teor de óleo relativo a presença do folhelho papiráceo (verde escuro) e menores valores (zero) relacionado a camada de argila esmectítica (verde claro).
Fonte: CASTRO E SILVA, 1952.

Outra constatação de continuidade lateral nesta área foi mencionado por Pimentel (2009) através da correlação dos testemunhos TMB-SP (1 e 2) e PND-1-SP (locados a uma distância aproximada de 4,3 km entre lados opostos na área) por descrição fáciosológica e perfil geoquímico utilizando dados de carbono orgânico total (COT%) (figura 15)

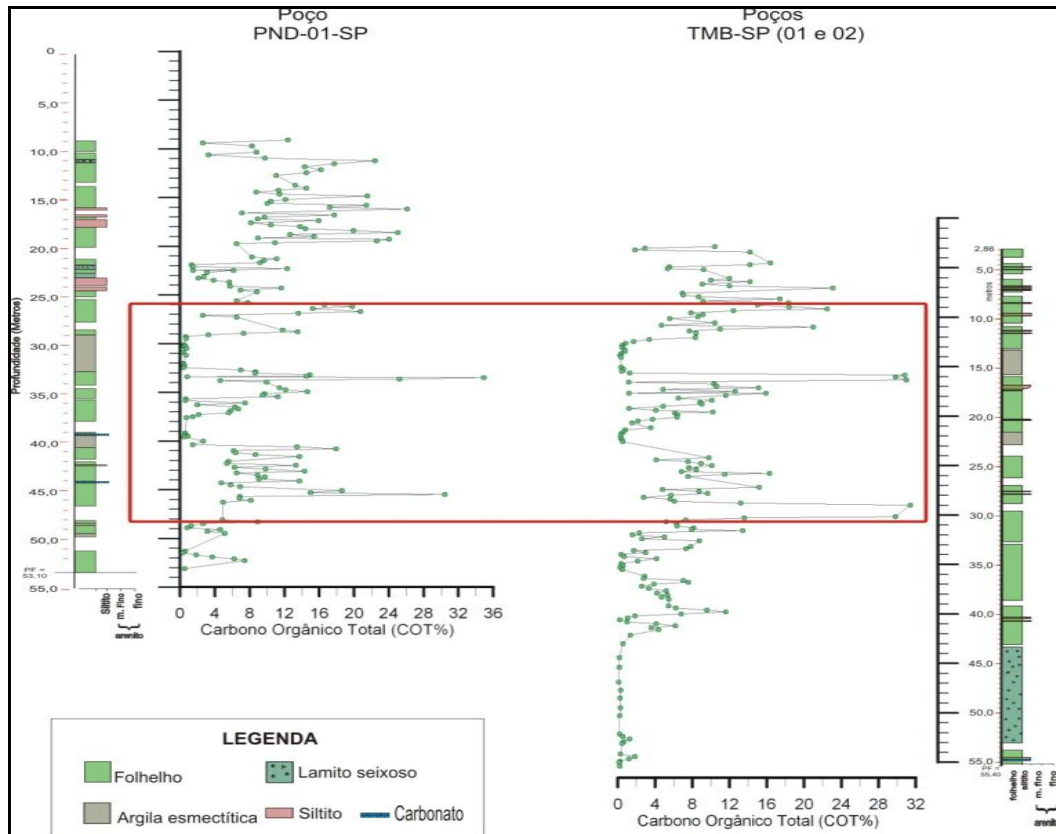


Figura 15 - Correlação litológica e geoquímica entre os testemunhos PND-01-SP e TMB-SP demonstrando a continuidade lateral dentro da área de estudo - em destaque em vermelho os principais pontos de correlação.

Fonte: PIMENTEL, 2009.

3.1.2 Informações sobre a espessura

A definição da espessura da camada de interesse econômico na Formação Tremembé é de grande importância devida sua influência direta no cálculo do volume de rocha e, conseqüentemente, no volume de óleo. Para se estimar um provável trecho economicamente viável foram utilizadas informações de análise geoquímica e descrições de fácies.

Na bibliografia, apesar da grande variação vertical de teor de óleo observada, Campos (1952) ressalta uma zona contínua de camadas, totalizando 35 metros, onde contem grande parte das camadas com maior percentagem de teor de óleo, concentrando todo interesse econômico, segundo o autor. Nesta zona identificada como de maior interesse, são classificados nove pacotes econômicos levando como critério o percentual em óleo, suas particularidades litológicas e sua espessura.

Dentro desta faixa estão distribuídas cinco camadas de folhelho papiráceo com altíssimos valores de óleo, algo bem característico e comum em toda a região, como já citado, sendo a primeira e a quinta camada os pontos limítrofes do trecho econômico citado.

Além disto, Campos (1952) percebeu através das colunas de testemunhos que o depósito da Formação Tremembé já foi bem mais espesso. É descrito uma erosão que elimina grande parte do folhelho, inclusive boa parte da coluna de interesse econômico. Essa erosão em algumas partes, segundo o autor, chegou até a quinta camada papirácea, erodindo assim todo o trecho de maior interesse.

A percepção da continuidade das camadas papiráceas e conhecimento de suas altitudes permitiram a construção de um mapa estrutural do topo da camada econômica informando que esta camada pode se encontrar no Vale do Paraíba entre as cotas altimétricas de 500,45 metros a 549,82 metros.

Nos resultados da análise quimioestratigráfica do poço TMB-SP (1 e 2) realizado por Freitas (2007) foi identificado cinco níveis com concentrações bastante elevadas de COT, levando como critério teores acima de 20%. Desses cinco níveis, dois se destacam por apresentarem teores superiores a 30% que quando comparado aos dados de pirólise *Rock-Eval*, são os intervalos que oferecem maior atratividade quanto ao seu potencial gerador, já que representam valores de S2 que excedem a 100mg HC/g de rocha, além de valores de IH sempre superiores a 600. Através destes perfis é possível identificar dois pacotes de folhelhos contínuos dentro de valores de COT e S2 superiores a 5% e 50 mg HC/g Rocha, respectivamente, que se destacam por variar sutilmente tais valores ao longo dos dois trechos e por apresentarem picos de COT conseqüentes ao folhelho papiráceo (figura 16).

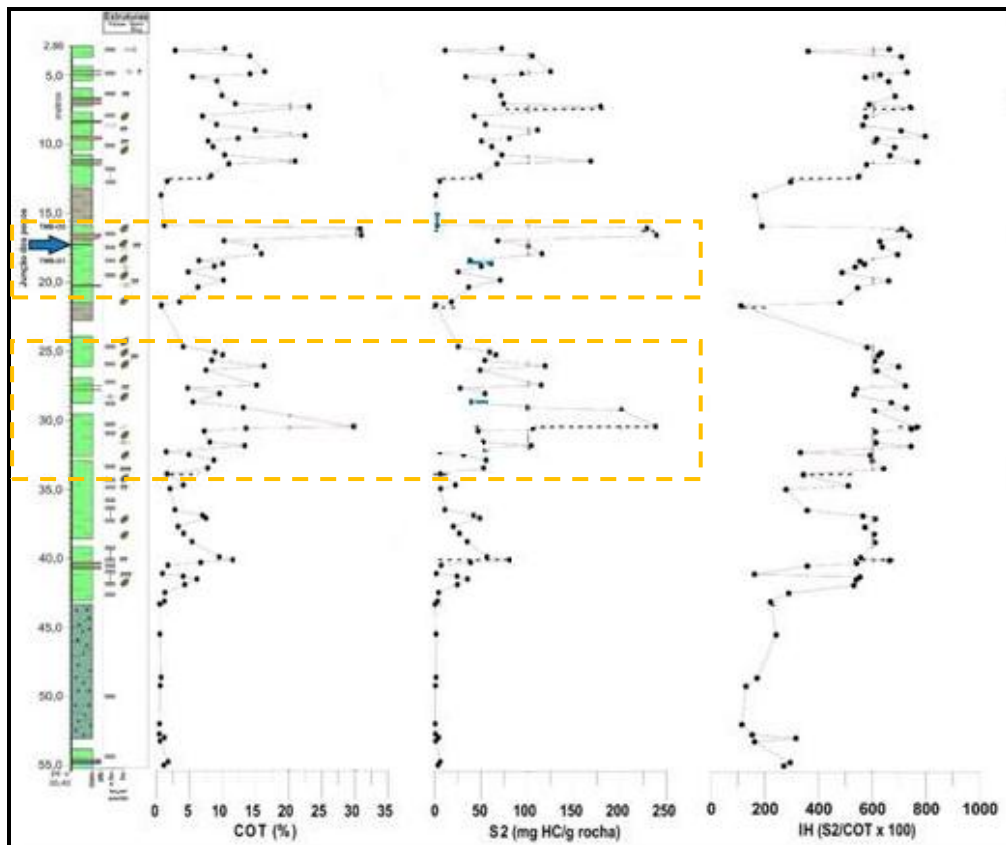


Figura 16 - Perfil geoquímico da sondagem TMB-SP (1 e 2) com destaque em pontilhado laranja para os intervalos identificado de folhelho mais contínuo com maiores valores >5% COT% e S2 >50mg HC/g Rocha, além dos dois pico de COT% em ambos os intervalos: Trechos com 5 e 10 metros, do topo para base, com a presença de folhelhos de alta concentração de matéria orgânica (folhelho papiráceo).

Fonte: modificado de FREITAS, 2007.

Da mesma forma que destaca o potencial destas duas camadas com picos de COT, Freitas (2007) ressalva que ambos os intervalos são delgados apresentando espessura, totalizando as duas camadas, de aproximadamente 4,0 metros, o que poderia penalizar um projeto de produção industrial, por uma possível insuficiência de volume de rocha.

Riccomini (1989) apresenta uma seção-tipo para a Formação Tremembé, originada da descrição da sondagem nº 42 do extinto CNP, onde pode ser observada a grande presença de lamitos em sua base e no topo a predominância de folhelhos com alguns depósitos grosseiros. Esta sondagem está locada na região do município de Tremembé, apresentando um perfil de 200 metros onde

cerca de 60% de todo o trecho corresponde a folhelhos e siltito, o que corresponde a um total de aproximadamente 65 metros, como demonstrado na figura 17.

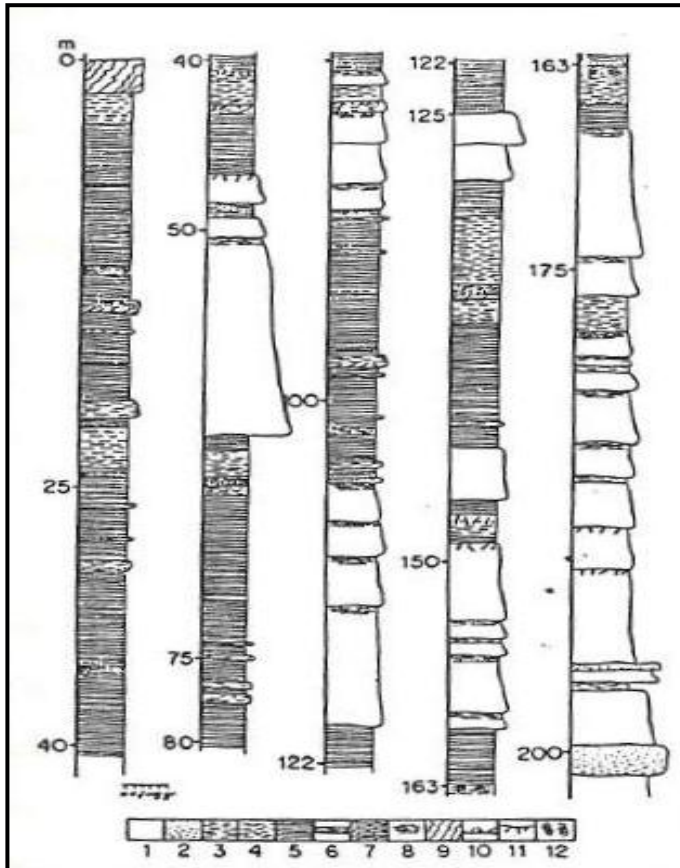


Figura 17 - Perfil da sondagem nº 42 do extinto CNP, Olaria Couto-Tremembé-SP. 1) lamitos; 2) areias grossas; 3) siltitos; 4) argilitos; 5) folhelhos; 6) folhelhos papiráceo; 7) dolomitos; 8) calcretes calcíticos (caliche); 9) cobertura colúvio-aluvial; 10) estruturas flame; 11) gretas de contração (ressecamento); 12) bioturbação.

Fonte: FERNANDES, 1993.

Outra forma de estipular o pacote sedimentar dos folhelhos na Formação Tremembé é através de dados indiretos como sísmica.

Fernandes (1993) interpretou 178 quilômetros de linhas sísmicas adquirida pela PETROBRAS em 1988 totalizando 10 seções sísmicas nomeadas de A a K, onde o autor propôs uma possível divisão da coluna sedimentar da Bacia de Taubaté em cinco unidades sísmicas. Estas unidades, designadas como A, B, C, D e E, constituem conjuntos de refletores, internamente, com características semelhantes entre si.

Desta forma, este autor divide o pacote sedimentar em unidades sísmicas baseado em variações verticais de refletores sísmicos com o termo *unidade sísmica* adotado como unidade fundamental de mapeamento sísmico, em detrimento do termo sequência sísmica ou sísmosequência, termo comumente utilizado.

Em sua interpretação, Fernandes (1993), definiu as unidades em termos do intervalo em milissegundos (tempo duplo) representado nas seções sísmicas. Isto se deve à ausência da conversão de tempo- profundidade. Para uma relação simples, o autor utilizou a velocidade média de 2000 metros/segundo, que é aproximadamente, a velocidade utilizada para a seção sedimentar durante o processamento sísmico, o que nos fornece uma relação de 1 segundo equivale a 1000 metros, ou 100 milissegundos igual a 100 metros.

A seção sísmica I (figura 18) corta a área de estudo na direção NE-SW, como ilustrado na fig. 13, demonstrando uma parte da bacia onde, além do embasamento, Fernandes (1993) interpretou três unidades sísmicas: B, C e D.

A unidade sísmica B foi caracterizada por apresentar sismofacies sub-paralela a caótica, podendo ser associada a um sistema flúvio ou flúvio-lacustre, apresentando uma espessura média de 200 milissegundos.

A unidade sísmica C é representada, na região e em todas as seções sísmica da bacia, por um conjunto de refletores que apresentam uma excelente continuidade lateral, com refletores fortes e bem marcados.

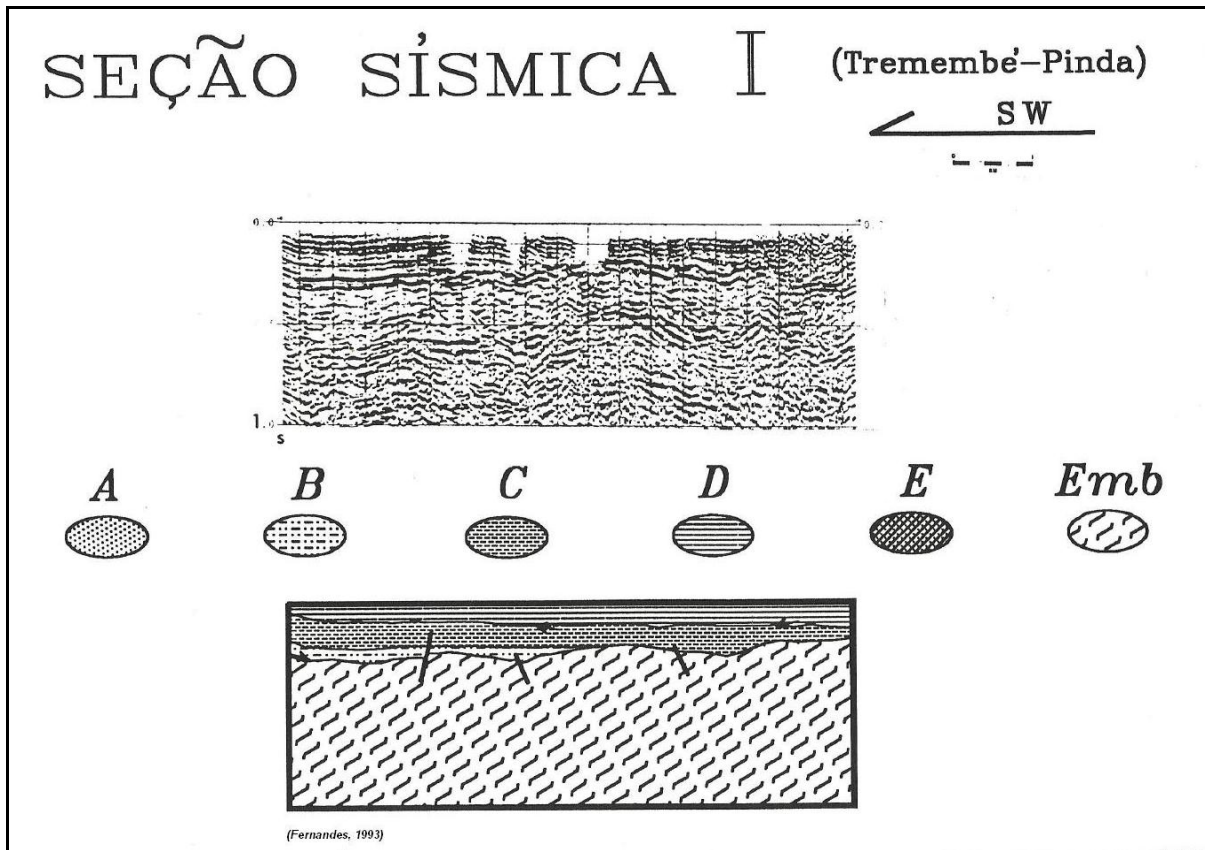


Figura 18 - Seção sísmica I presente na região de Tremembé-Pindamonhangaba: identificação das unidades sísmicas B, C (Folhelhos) e D (intercalações de arenito com folhelhos).
Fonte: FERNANDES, 1993

Sua forma externa é de um lençol ondulado e internamente suas sismofácies variam de paralelas levemente descontínuas, com uma espessura que pode variar entre 50 a 200 milissegundos. Estas sismofácies são características de processos de suspensão, que levaria a formação de folhelhos, como descritos por diversos autores (ALMEIDA, 1958; SUGUIO, 1969); (RICCOMINI, 1989 apud FERNANDES, 1993), nas porções centrais da Bacia de Taubaté. Esta interpretação é corroborada por dados de descrição litológica de um poço perfurado na cidade de Taubaté (Poço Termas) (Figura 19) onde, apesar da descontinuidade da amostragem, fica patente a existência de um espesso pacote de folhelho e lamitos nas unidades C e D.

A unidade sísmica D fora descrita com uma forma de lençol, por vezes ondulado, sendo seu limite inferior representado por uma concordância de estratos com a unidade C. Além destas características, apresenta em suas sismofácies paralela em sua predominância, o que levou a crer que o ambiente deposicional para esta unidade variou muito pouco, na passagem da unidade C para a unidade D.

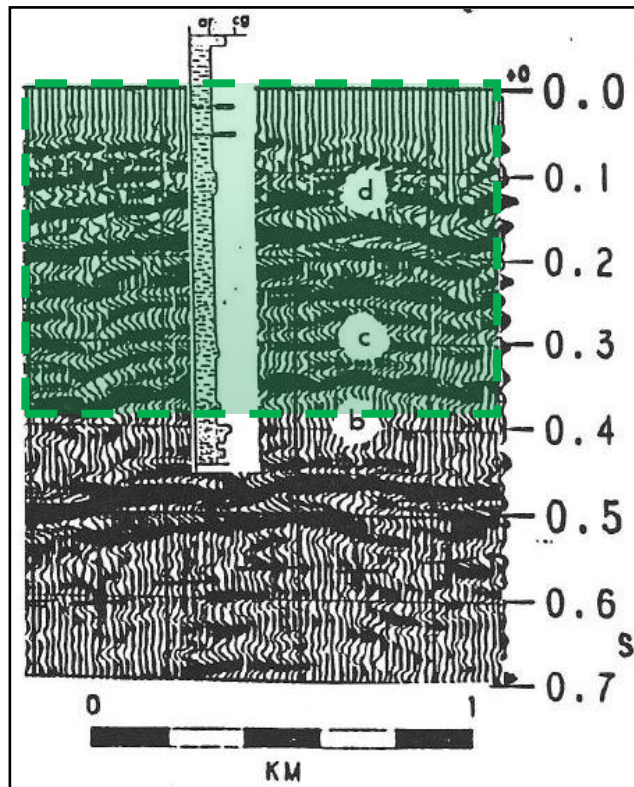


Figura 19 - Correlação do Poço Termas (região de Quiririm-Taubaté) com a seção sísmica B permitindo verificar que as unidades C e D são formadas principalmente por folhelhos e lamitos, enquanto a unidade B é formada por intercalações de folhelho e arenitos: Correlação com os folhelhos da Formação Tremembé (polígono verde pontilhado).
Fonte: adaptado de FERNANDES, 1993.

A unidade sísmica D fora descrita com uma forma de lençol, por vezes ondulado, sendo seu limite inferior representado por uma concordância de estratos com a unidade C. Além destas características, apresenta em suas sismofácies paralela em sua predominância, o que levou a crer que o ambiente depocisional para esta unidade variou muito pouco, na passagem da unidade C para a unidade D.

A partir da determinação de cada unidade sísmica, estas foram rastreadas pelo autor em todas as linhas sísmicas na bacia, resultando, posteriormente, em mapas de isopácas para cada unidade, onde a unidade C e D podem ser enquadradas como Formação Tremembé demonstrando na área de estudo uma espessura variando entre 100 a 200 milissegundos e 200 a 250 milissegundos, respectivamente. O que sugere para a Formação Tremembé uma espessura máxima de aproximadamente 350 a 400 metros.

Apesar da ausência de um poço que atravesse toda a bacia testemunhando toda a Formação Tremembé, principalmente o trecho com os folhelhos mais ricos, a

análise destes dados permitiu conhecer as possibilidades mínimas e máximas da espessura do folhelho na formação.

3.1.3 Valores de ensaio de produção de óleo

A informação sobre o rendimento de produção foi extraída de trabalhos anteriores, como citado anteriormente, sendo este o principal fator a ser considerado para viabilidade econômica para extração de um folhelho.

Esses valores são obtidos através do Ensaio Fisher que pelo rendimento de pirólise informa, em percentagem, a quantidade de óleo, água de retortagem, resíduo, gases e perdas, além da possibilidade de se ter uma medida em escala industrial do volume de óleo por volume de rocha retortada (litros de óleo por tonelada de rocha).

Costa Neto (1980) reuniu todos os dados da literatura que tratam de ensaios feitos sobre os folhelhos oleígenos brasileiros. Apesar de grande maioria ter sido realizado com amostras espaçadas, alguns dados são extremamente relevantes, sendo o principal dado para cubagem destas ocorrências, principalmente aquele relatado sobre os folhelhos da Formação Tremembé.

Os resultados de Ensaio Fisher em média para os folhelhos da Fm. Tremembé são da ordem de 140 litros de óleo por tonelada de rocha (Litros/Ton), sendo precisamente para a região entre Taubaté-Tremembé e na localidade da Fazenda Mombaça (Pindamonhangaba) os valores de 154 litros/Ton e 120 litros/Ton, respectivamente, segundo Costa Neto (1980).

3.1.4 Densidade da rocha

O conhecimento da densidade do folhelho oleígeno a ser retortado é de grande importância por este ser um fator que afeta diretamente o cálculo do volume de rocha e, conseqüentemente, o volume de óleo.

Johnson et al. (2010) em relatório de avaliação dos folhelhos oleígenos da Formação Green River no Colorado, EUA, ressaltam uma relação entre a densidade da rocha e matéria orgânica quando ele consegue demonstrar em gráfico, através de

uma função, a relação entre a densidade e o rendimento em óleo do folhelho oleífero, onde o eixo das ordenadas e abcissas são as densidades amostradas e seu rendimento em galão de óleo por tonelada mostra uma curva demonstrando sua relação (ver figura 20).

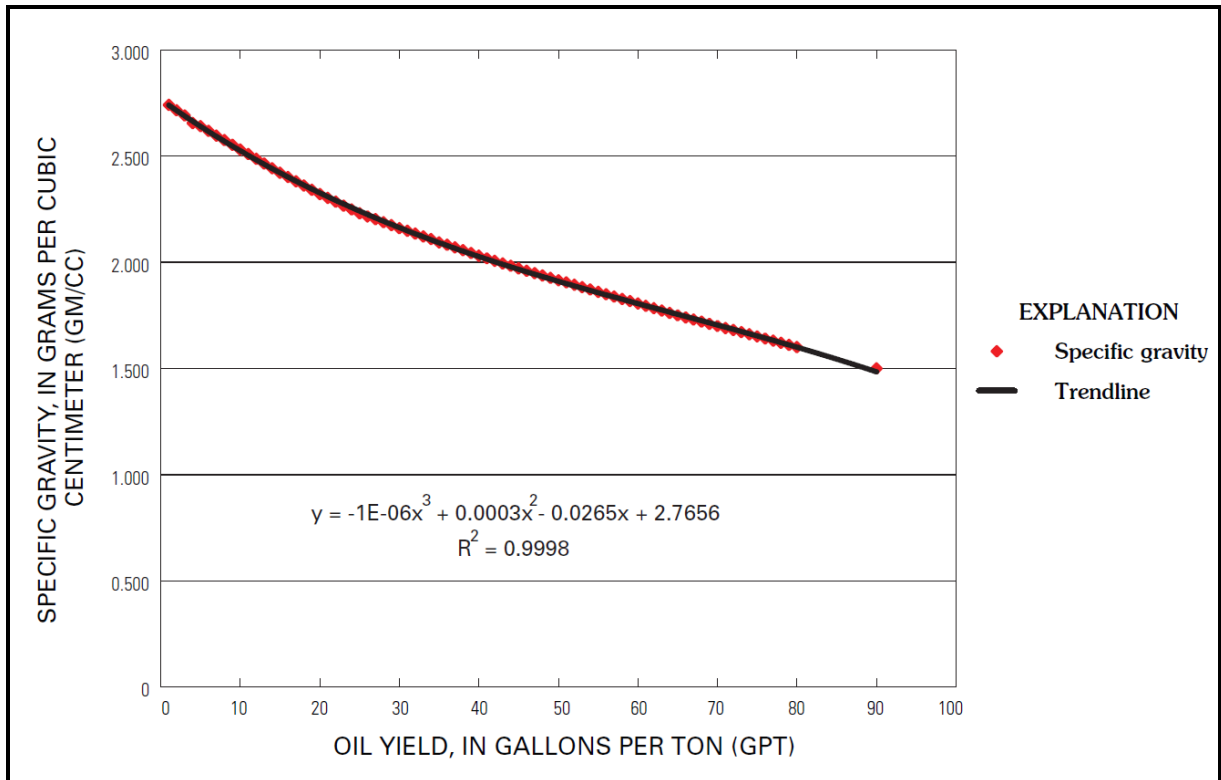


Figura 20 - Gráfico ilustrando a relação entre o rendimento de óleo e a densidade dos folhelhos da Formação Green River e sua variação de acordo com a concentração de matéria orgânica. Fonte: JOHNSON et al. 2010.

Padula (1969) já havia descrito essa relação através de análise em amostras dos folhelhos da Formação Irati (tabela 2). O autor descreve uma relação não muito precisa, mas ressalta o perceptível decréscimo de densidade em amostras com maior rendimento de produção oleígena.

Nos folhelhos da Formação Tremembé, Castro e Silva (1952) cita três densidades diferentes: 1.521, 1.414 e 1.400 kg/m³, apresentando valores diferentes do utilizado por Campos (1952) para a mesma formação: 1.600 kg/m³. A bibliografia demonstra que os valores podem variar cerca de 200 kg/m³ ou mais de acordo com o local de amostragem da Fm. Tremembé, o que pode estar relacionado a locais mais ricos em querogênio ou não.

Visando abranger os valores possíveis, neste trabalho serão considerados os valores medidos para Formação Tremembé e valores correspondentes ao teor de óleo em rochas análogas, mediante a relação entre densidade e rendimento, como já citado.

Tabela 2: Relação entre densidade e teor de óleo constatado entre amostras da Formação Irati

Local	Amostra	Densidade (kg/m ³)	Teor de óleo (%)
São Mateus - PR	I	2.095	6,43
	II	1.805	11,8
	III	2.231	4,64
Lages - SC	IV	2.160	5,54
	V	2.290	4,05
	VI	2.240	4,22
Papanduva - SC	VII	1.920	10,23
	VIII	2.453	3,92
	IX	2.052	5,42
Ribeirão Claro - SP	X	2.229	6,17
São Gabriel - RS	XI	2.051	7,61
	XII	2.051	6,82
	XIII	2.051	7,68

Fonte: adaptado de PADULA, 1969.

3.2 Estimativa de recurso contingente

Nesta dissertação o objetivo principal é realizar uma avaliação econômica preliminar a partir de dados de bibliografia para valores de entrada para o cálculo da estimativa do recurso. Este cálculo foi similar ao adotado por Ehinola et al. (2005) para avaliação dos depósitos de folhelhos oleígenos do Cretáceo Médio na Bacia de Abakaliki, Nigéria, onde o volume de rocha (folhelho oleígeno) foi calculado utilizando a seguinte expressão:

$$V_r = A \times H \times D \quad \text{(fórmula 1)}$$

Onde:

Vr – Volume de rocha (toneladas)

A – Área (metros quadrados)

H – Espessura econômica do folhelho oleífero (metros)

D - Densidade do folhelho (quilograma/metros cúbicos)

Utilizando-se o resultado da fórmula (1), pode-se obter o volume recuperável de óleo aplicando-se o valor de Ensaio Fisher.

$$\mathbf{Vre = Vr \times EF} \qquad \mathbf{(fórmula 2)}$$

Onde:

Vre - Volume de óleo recuperável estimado

EF – Valor de Ensaio Fisher (litros/tonelada)

Para este cálculo, foi utilizado o MS Excel junto ao aplicativo @Risk, da Palisade Inc., que permite atribuir em uma célula da planilha, utilizada para cada fator e produto, não só um valor, mas uma distribuição estatística de valores de entrada na expressão e rodar simulações pelo método Monte Carlo.

De forma breve, a Simulação Monte Carlo neste cálculo consiste em selecionar, de cada distribuição estabelecida na planilha Excel, um número aleatório pertencente à distribuição, numa frequência compatível com a sua forma. A cada iteração (nova seleção de valores), são calculados e armazenados os resultados das operações previstas na planilha, de modo que tais resultados possam também ser expressos em termos de distribuições.

Construído a planilha, carregado todos os parâmetros de entrada e configuradas as devidas distribuições estatísticas, iniciou-se a simulação Monte Carlo com 10.000 iterações.

Foram considerados como parâmetros de entrada (*inputs*): área (metro quadrado), espessura econômica (metros), densidade da rocha (quilograma/metro cúbico) e o valor do Ensaio Fisher (litros/tonelada).

Para cada *input*, com exceção da área que foi atribuído um valor determinístico, foi atribuído valor do percentil 90 (P90) e percentil 10 (P10) a partir da interpretação dos dados obtidos na compilação bibliográfica, onde tais valores

correspondem, respectivamente, ao pior e melhor cenário possível para aquele parâmetro.

Como resultados (*outputs*) são apresentados: o volume do minério (folhelho oleífero) estimado em toneladas e o volume recuperável de óleo em barris estimado (milhões de barris).

Nesta distribuição foi utilizada uma distribuição de lognormal devido o resultado da expressão ser a multiplicação dos fatores (parâmetros). A escolha é devido a distribuição de valores formados pelo produto de variáveis aleatórias geralmente assumir uma distribuição lognormal (JONES, 2009).

4 RESULTADOS OBTIDOS

Com os dados obtidos na compilação bibliográfica e os resultados da simulação Monte Carlo, de acordo com os procedimentos discutidos no Capítulo 4, foi possível chegar a uma estimativa probabilística do volume de rocha econômica (folhelho oleígeno) na Formação Tremembé e do volume recuperável de óleo estimado para tal volume.

4.1 Avaliação das distribuições da simulação

Cada parâmetro de entrada foi estimado por uma distribuição estatística lognormal, no qual os valores de *input* foram os percentis 90 e 10.

Para preencher o fator espessura foram atribuídos os valores de 15 e 65 metros para P90 e P10, respectivamente (figura 21). A escolha destes valores foi baseada na avaliação dos dados, onde o segundo valor corresponde à maior espessura econômica possível no folhelho oleígeno. Tal valor foi deduzido através da observação do poço n° 42 perfurado pelo CNP (ver figura 17) que demonstrou cerca de 65 metros de folhelho ao longo dos 200 metros de testemunho dentro da Formação Tremembé. Para avaliação desta dissertação, acredita-se que o melhor cenário possível, dentro do observado, seria o aproveitamento econômico para produção de óleo de todos os pacotes de folhelho existente na Formação Tremembé observado.

Para o pior cenário (P90), utilizou-se como base o perfil geoquímico dos poços PND-1-SP e TMB-SP (1 e 2) para selecionar o trecho de maior interesse econômico, na qual os principais critérios foram os valores de COT e potencial gerador (S2), utilizando como *cut-off* valores acima de 5% e 50 mg HC/g rocha, respectivamente. Com isso, foram totalizados 15 metros de folhelho oleígeno, onde se encontram os dois pacotes do folhelho papiráceo observado nos citados poços (ver figura 16).

Na distribuição lognormal, esses valores apresentaram-se também coerentes quando demonstrados os valores respectivos de P99 e P01. No primeiro o valor aproximado de 4 metros é semelhante ao observado por Freitas (2007) na soma dos intervalos com maior atratividade exploratória, após análises geoquímicas. Já o Percentil 01 atingiu um valor aproximado de 330 metros, o que poderia ser

considerado o limite permitido por ser próxima a espessura máxima possível caso grande parte da Formação Tremembé fosse constituída por folhelho oleígeno, já que tal formação é a única na bacia com depósitos lacustres de folhelhos e composta por estes em sua grande parte, onde há trechos em que a formação apresenta cerca de 400 metros no total, como sugerido em interpretações de seções sísmicas regionais na bacia.

Para densidade dos folhelhos foram utilizados os valores informados por Castro e Silva (1952), além de valores de densidades de folhelhos análogos da Formação Irati, obtidos na literatura. No percentil 90 o valor de 1.400 kg/m^3 foi utilizado por ser o menor valor descrito para os folhelhos da Fm. Tremembé, sendo o mesmo utilizado por Castro e Silva (1952) em sua avaliação. A utilização de um análogo para o P10 é devido ao grupo de valores existentes para a Fm. Tremembé serem bastante próximos (1.400 , 1.414 e 1521 kg/m^3) não permitindo uma abrangência maior na distribuição além do desconhecimento do local preciso da amostragem. Na presença de incerteza a escolha de um valor maior para o percentil 10 aumentaria o *range* da distribuição, permitindo agrupar outros valores que poderiam existir descartando o risco de não serem considerados no cálculo. Com isso, utilizou-se o valor de 1805 kg/m^3 correspondente a densidade encontrada em amostras da Fm. Irati com teores de óleo de 11%, segundo Padula (1964) como demonstrado na tabela 2 (pág. 46). Nos testemunhos citados por Castro e Silva (1952), presentes na área de estudo, a maior média de teor de óleo foi de 11, 23%, o que permitiu uma analogia ao valor utilizado para a Formação Irati, já que é demonstrada uma relação entre teor de matéria orgânica e densidade da rocha (JOHNSON et al., 2010; PADULA, 1964). Na distribuição, os valores de densidades escolhidos para o *input* resultaram em pontos máximos e mínimos adequados ao parâmetro, apresentando-se como $2301,37 \text{ kg/m}^3$ e $1130,78 \text{ kg/m}^3$, respectivamente, sendo considerados possíveis para o tipo de rocha (ver figura 22).

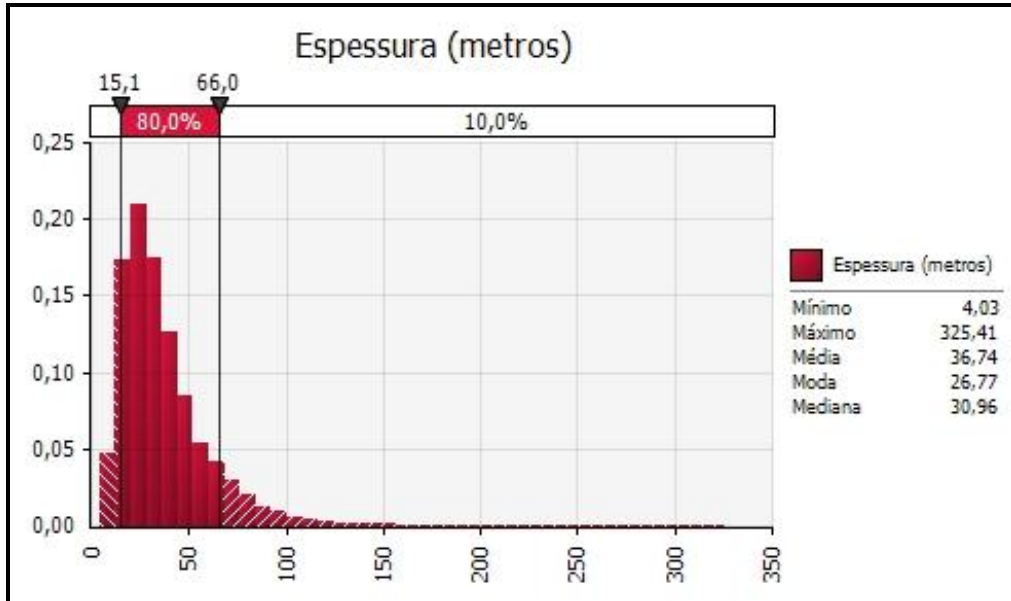


Figura 21 - Gráfico do @Risk mostrando a distribuição obtida para a espessura econômica do folhelho oleígeno da Formação Tremembé (em metros).

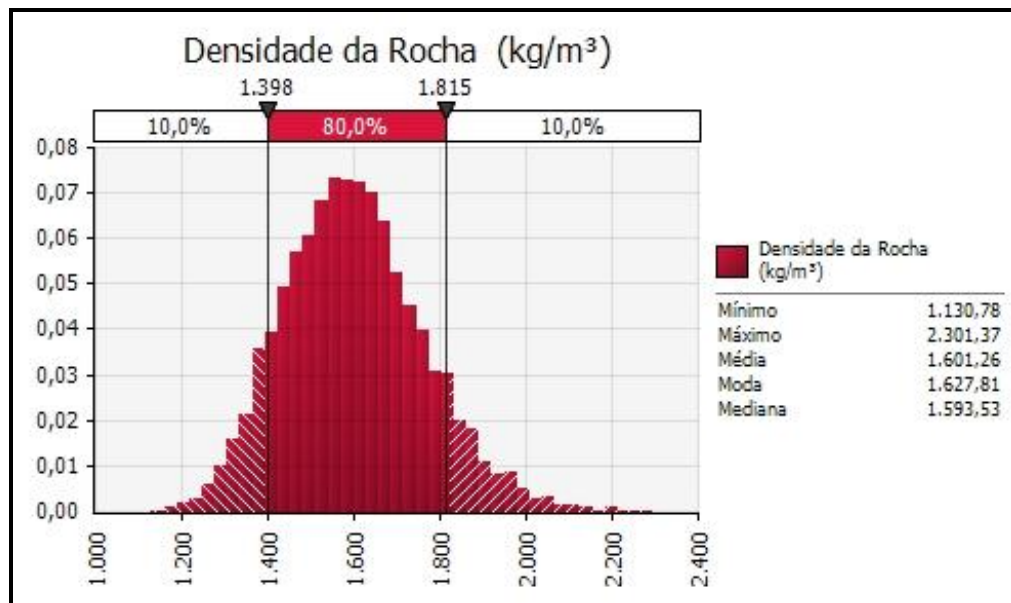


Figura 22 - Gráfico do @Risk mostrando a distribuição obtida para a densidade do folhelho oleígeno da Formação Tremembé (em quilograma por metro cúbico).

Para o parâmetro de Ensaio Fisher, os valores utilizados basearam-se nas informações compiladas por Costa Neto (1980), como citados anteriormente no capítulo 4.

Com isso, o valor adotado para P90 foi de 120 litros por tonelada. Tal valor corresponde ao rendimento para os folhelhos presente na Fazenda Mombaça, que está localizada dentro dos limites da área de estudo.

Para P10 foi utilizado o valor de 154 litros por toneladas (Litros/Ton). Este é o maior valor de rendimento reportado em literatura para os folhelhos oleígenos no Vale do Paraíba, precisamente na região entre Tremembé e Taubaté.

Em uma distribuição lognormal, o valor mais utilizado para representação deste parâmetro é a moda, por ser o valor de maior frequência na amostra. Com isso, os dados de *input* se demonstram válidos por apresentar na moda o valor de 137,54 Litros/Ton. que nesta distribuição está próximo ao valor da média e mediana (136,69 Litros/Ton. e 136,05 Litros/Ton., respectivamente). Estes valores são convergentes ao valor médio de 140 Litros/Ton citados na literatura para os folhelhos do Vale do Paraíba (figura 23).

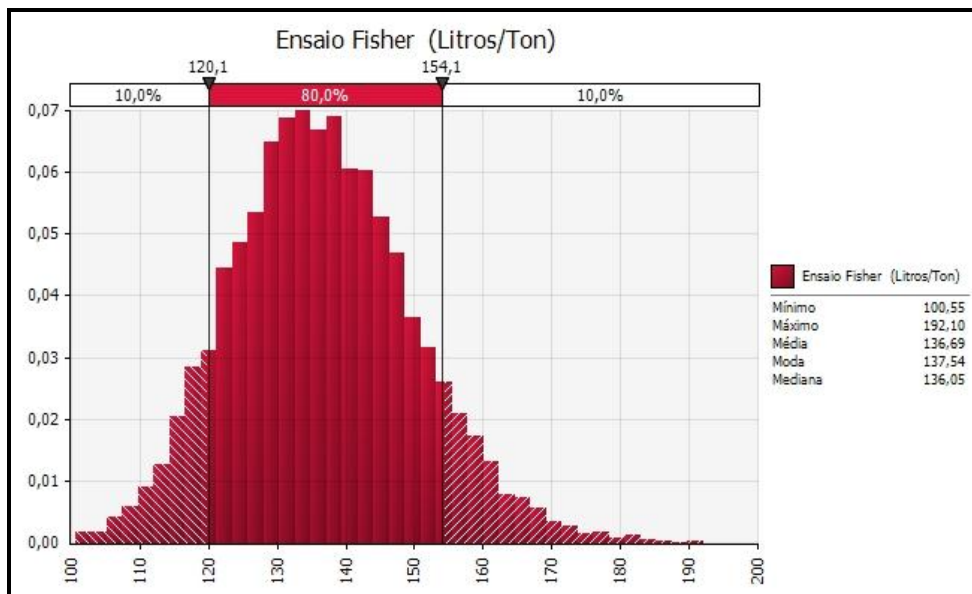


Figura 23 - Gráfico do @Risk mostrando a distribuição obtida para o Ensaio Fisher (rendimento de produção de óleo) do folhelho oleígeno da Formação Tremembé (em litros por tonelada).

4.2 Apresentação dos resultados

Através da simulação Monte Carlo obteve-se os resultados da estimativa de reserva de rocha e, conseqüentemente, o volume de óleo recuperável através desta. Toda a distribuição deste são *outputs* calculados através das formulas descritas no capítulo 4.

Para o volume de rocha economicamente viável, o gráfico de distribuição lognormal (figura 24) resultou uma probabilidade de 90% para um volume de 710 milhões de toneladas e com uma probabilidade de 10% para 3,18 bilhões de toneladas de folhelho oleígeno. Além destes valores, o gráfico demonstra a moda com uma freqüência relativa de aproximadamente de 20% do volume de rocha com valor estimado de 1,16 bilhão de toneladas.

Para o volume recuperável de óleo, os resultados aqui obtidos, quando comparados aos já divulgados na literatura, apontam para um quadro atrativo com relação ao aproveitamento econômico de alguns intervalos da Formação Tremembé.

A distribuição lognormal resultante da simulação pelo método Monte Carlo demonstrou um valor para uma média de aproximadamente 1.524,74 milhão de barris de óleo, onde se estima um percentil 90 no valor de 606 milhões de barris de óleo dentro da área de estudo (30km²), de acordo com a interpretação dos dados utilizados (ver figura 25). Com o cenário conservador (P90) permite-se deduzir uma média aproximada de 20,2 milhões de barris por quilômetro quadrado (MMbbl/km²). Este novo valor é próximo de outro já apresentado em trabalhos recentemente, como Duarte (2012) que descreve um volume de óleo recuperável para uma área de 1km² em torno das sondagens PND-1-SP e TMB-SP próximo a 26 e 30 milhões de barris, respectivamente. Este valor apontado por Duarte (2012) foi calculado através de métodos determinísticos a partir da soma das medianas dos teores de S₁ e S₂ (valores obtidos por Pirólise Rock Eval) de amostras de maiores teores de COT de cada sondagem. Levando em consideração a incerteza de alguns dados, principalmente da utilização de uma densidade análoga bem maior, adotada no cálculo por Duarte (2012), o volume calculado diretamente através de dados de pirólise na área não apresentou grandes variações do apresentado neste trabalho para uma probabilidade de 90% baseado na simulação Monte Carlo. Campos (1952) apresentou em seu trabalho um volume, para a região entre Quiririm e Roseira, em

uma área de aproximadamente 200 km², o valor de 3.998 MMbbl, resultante da soma do volume calculado das nove camadas mais ricas em teor de óleo (ver anexo 2) identificado por ele nesta área. Este volume resultaria em uma média de 19,9 MMbbl/km². Tal valor também demonstra uma grande paridade com o P90 apresentado nesta dissertação.

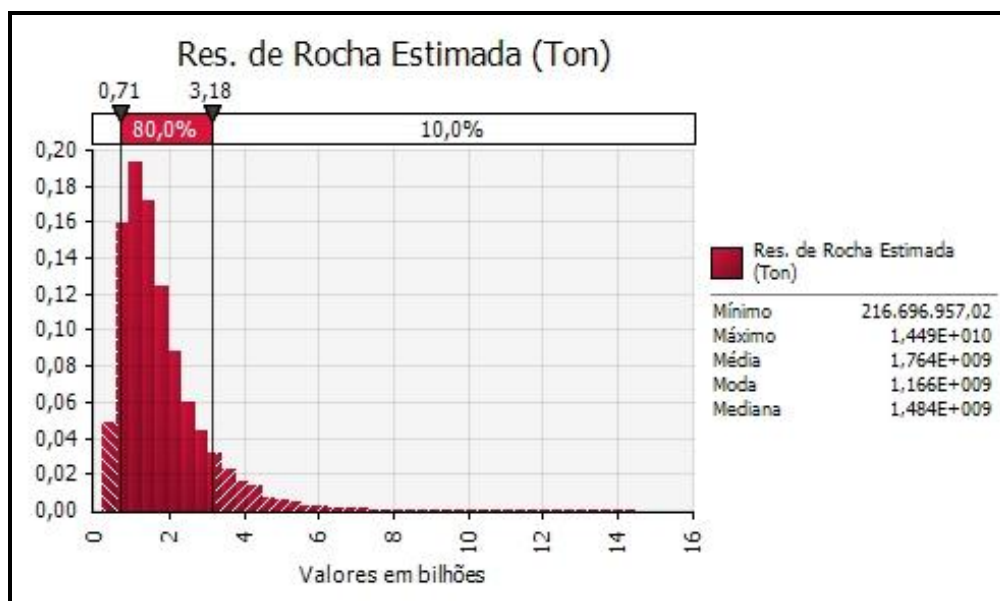


Figura 24 - Gráfico do @Risk mostrando a distribuição obtida para a reserva de rocha (folhelho oleígeno) estimada para a área estudada.

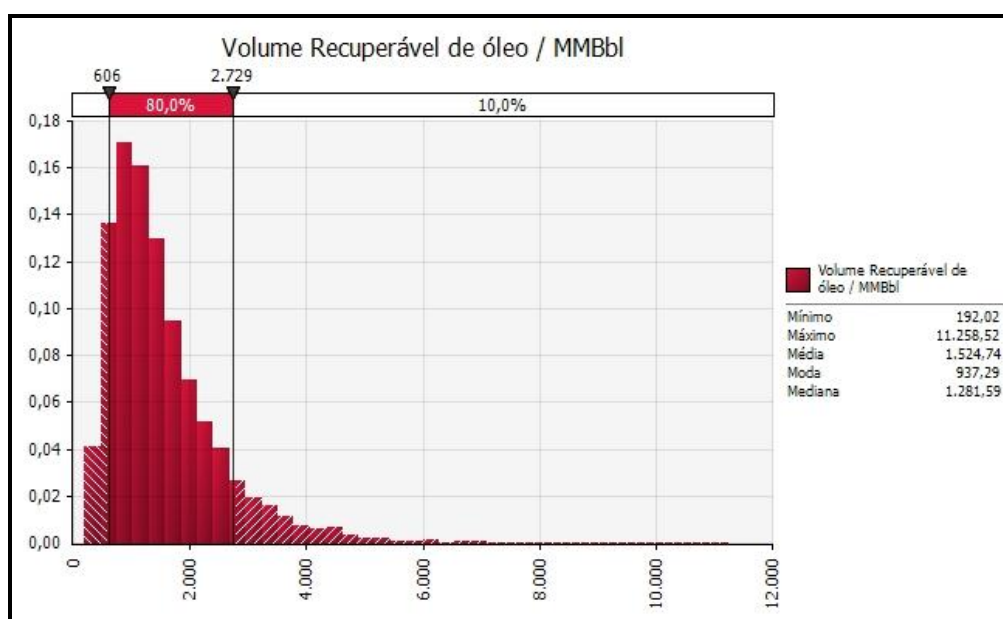


Figura 25 - Gráfico do @Risk mostrando a distribuição final do volume de óleo recuperável para os folhelhos oleígenos entre os municípios de Tremembé e Pindamonhangaba em uma área de 30 km².

5 CONCLUSÕES E COMENTARIOS FINAIS

A integração dos dados e os resultados obtidos durante o desenvolvimento da dissertação ora concluída, possibilita destacar:

- No tocante a correlação de sondagens existentes na área do estudo, pode ser considerada satisfatória entre os testemunhos recentes perfurados pela FGEL/UERJ e os citados na bibliografia por Castro e Silva (1952), demonstrando a validade da utilização do segundo como base para observação da continuidade lateral do teor de matéria orgânica em camadas de distintas áreas, apesar da ausência de descrições individualizadas detalhadas.
- Através da correlação dos dados foi observada uma possível zona de interesse econômico com alto valor de matéria orgânica bem próxima a superfície (10 a 15 metros) na área foco do estudo. Esta constatação permite deduzir que para este caso, a mineração de superfície (*open pit*) é a mais indicada, devido a pequena espessura de capeamento (*overburden*) a ser removível, o que demonstra uma vantagem econômica, porém um método de grande impacto ambiental e visual, podendo trazer maiores consequências devido a proximidade com o Rio Paraíba do Sul, como o risco de despejos de efluentes contaminado em um dos principais rios da região. A tecnologia de extração *in situ* seria uma opção relevante, pois causaria menores efeitos sobre o meio ambiente, principalmente, sobre o meio ambiente físico, uma vez que a tecnologia praticamente elimina os impactos devido à atividade de mineração e a disposição do rejeito do folhelho retornado.
- Com relação ao volume de óleo recuperável esperado na região em estudo, a metodologia utilizada, através da Simulação Monte Carlo, sugere volumes significativos. Os resultados aqui obtidos, quando comparados aos já divulgados na literatura, apontam para um quadro atrativo com relação ao aproveitamento econômico de alguns intervalos da Formação Tremembé. Como citado ao longo da dissertação, a presença de incertezas devido a ausência de informações detalhadas e precisas não permite uma avaliação de maior acurácia. Com isso, através da probabilidade, este trabalho consegue informar um volume de óleo recuperável para

cenários diversos (probabilidade), entre o mais conservador e o mais otimista, como 606 e 2.729 milhões de barris de óleo recuperável, consecutivamente, sendo o valor estimado e apropriado para tomada de decisões o de 1.524,74 MMbbl, correspondente ao valor da média, como especificado anteriormente. A convergência dos valores médios do volume de óleo por quilômetro quadrado, apresentado neste trabalho com os citados em bibliografia, sugere que o volume preciso para este recurso se encontra dentro da distribuição probabilística citada nesta dissertação.

- Com relação a metodologia, a abordagem probabilística apresentou-se adequada ao que foi proposto neste trabalho, onde a dificuldade de acesso e ausência de dados de maiores precisões dificultaria qualquer tipo de avaliação preliminar de um recurso. A demonstração de cenários probabilísticos, invés de um único valor (determinístico), leva em conta as incertezas no momento do cálculo do volume, além de permitir considerar valores que poderiam ser essenciais para validação ou não de um projeto. Com a informação apresentada pela simulação, se torna possível uma antecipação na decisão da continuidade em etapa seguinte de um projeto exploratório e/ou de desenvolvimento, possibilitando ganhos em tempo e capital.
- O grande valor resultante da relação P10/P90 aqui apresentado demonstra o alto grau de incerteza, contudo a utilização de maiores informações e dados mais precisos como: aumento do número de sondagens profundas testemunhando toda a Fm. Tremembé; maior número de análises de rendimento de produção de óleo (Ensaio Fisher) das camadas com maior teor de matéria orgânica; detalhamento da ocorrência do folhelho oleífero através do mapeamento em maior escala do topo e base do trecho de maior teor oleífero; densidade precisa do folhelho de cada trecho identificado como econômico entre outros dados permitiriam uma certeza nos *inputs* utilizado na simulação, tendo como consequência uma diferença menor entre os valores máximo e mínimo (menor grau de incerteza), possibilitando mitigar os riscos e, conseqüentemente, uma melhor estimativa do volume preciso do recurso.

REFERÊNCIAS

ABREU, P.M. *Análise e interpretação de dados gravimétricos da bacia de Taubaté*. 1998. 155 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Geologia) - Departamento de Geologia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 1998.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO (Brasil). *Portaria ANP nº 9 de 21 de Janeiro de 2000*. Disponível em:
<[http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg/folder_portarias_anp/portarias_anp_tec/2000/janeiro/panp%209%20%202000.xml?f=templates\\$fn=default.htm&sync=1&vid=anp:10.1048/enu.>](http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg/folder_portarias_anp/portarias_anp_tec/2000/janeiro/panp%209%20%202000.xml?f=templates$fn=default.htm&sync=1&vid=anp:10.1048/enu.>) Acesso em: 12 maio 2012

ALMEIDA, F. F. M. Vale do Paraíba. In: RELATÓRIO Anual do Diretor. Rio de Janeiro: DNPM/DGM, 1958. Boletim 139, p. 90-91.

ALMEIDA, F.F.M. The System of Continental rifts Bordering the Santos Basin, Brazil. *Anais da Academia Brasileira de Ciências*, v. 48, p. 15-26. 1976. Suplemento.

ALMEIDA, F.F.M.de, CARNEIRO, C.D.R. Origem e evolução da Serra do Mar. *Rev. Bras. Geoc.*, Curitiba, v. 28, p.135-150. 1998.

ALTUN, N. E.; HICYILMAZ, C.; HWANG, J.-Y.; SUAT BAĞCI, A.; KÖK., M. V.; Oil shales in the world and Turkey; reserves, current situation and future prospects: A review. *Oil Shale*, [S. l.], v. 23, n. 3, p. 211–227. 2006.

CAMPOS, J.M. Os depósitos de folhelho betuminoso da Bacia do Paraíba e o problema de sua mineração. I. A jazida da pirobetuminosa do Vale do Paraíba. *Eng., Mineração, Met.* [S. l.], v.16, n. 96, p. 417-21. 1952.

CASTRO E SILVA, E. M. *Xisto oleígenos do Vale do Paraíba do Sul e sua industrialização*. Rio de Janeiro: Graf. Almeida Marques, 1952. 137 p.

CAMPANHA, V.A. *A arquitetura deposicional da bacia sedimentar de Taubaté,SP, como subsídio à delimitação das zonas de produção mineral*. 1994. 193 f. Tese (Doutorado em Geologia) - Instituto de Geociências e Ciências Exatas, Universidade Estadual de São Paulo, Rio Claro, 1994.

CARNEIRO, J. T. G. *Avaliação Geo-Econômica de Campos Marginais Oferecidos pela ANP na Bacia do Recôncavo, Bahia, na Sétima Rodada de Licitações (2005)*. 2007. 133 f. Dissertação (Mestrado) – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

CARTER, P.J.; MORALES, E. Probabilistic Addition of Gas Reserves Within a Major Gas Project. In: SPE ASIA PACIFIC OIL AND GAS CONFERENCE AND EXHIBITION, 1998, Perth, Australia. Paper SPE50113, Perth: SPE, 1998.

COIMBRA, A.M. e RICCOMINI, C. Considerações paleoambientais sobre as ocorrências de caliche nas Bacias de Curitiba (PR), Taubaté (SP) e Resende (RJ). *Rev. Bras. Geociências*, Curitiba, v. 57, n. 4, p. 517-518. Resumo das comunicações.

CRONQUIST, C. *Estimation and Classification of Reserves of Crude Oil, Natural Gas, and Condensate*. Richardson: SPE, 2001. 432 p.

DYNI, J.R. *Geology and resources of some world oil-shale deposits*. Washington: USGS, 2006. 42 p. U.S. Geological Survey Scientific Investigations Report 2005-5294.

DUARTE, F. S. *Avaliação do Potencial gerador da Formação Tremembé, Bacia de Taubaté, área de Pindamonhangaba e Moreira César, SP*. 2012. 108 f. Dissertação (Mestrado em Geologia) - Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012

EHINOLA, O. A.; SONIBARE, O.O.; AKANBI, O.A. Economic Evaluation, Recovery Techniques and environmental implications of the oil shale deposit in the Abakaliki Anticlinorium, Southeastern Nigeria. *Oil shale*, [S. l.], v. 22, n. 1, p. 5-19. 2005.

ESPISTALIÉ, J. DEROO, G., MARQUIS F.. La pyrolyse Rock-Eval et ses applications première/deuxième partie. *Revue de l'Institut Français du Pétrole*, Paris, v. 40, n. 56, p. 563-579, Sept./Oct., 1985.

ESTONIAN energy in figures 2005. Estonia: Ministry of Economics Affairs and Communications, 2006. Disponível em: < <http://www.mkm.ee/overview/> > . Acesso em: 03 maio 2012

FERNANDES, F.L. *Arcabouço estrutural e evolução da bacia de Taubaté – SP*. 1993. 147 f. Dissertação (Mestrado em Geologia) - Departamento de Geologia, Universidade Federal de Ouro Preto, Ouro Preto, 1993.

FONSECA, G. R. As possibilidades em petróleo de xisto do vale do Paraíba. *Ver. Club. Rng.*, [S.l.], v. 25, n. 188, p. 92-96. 1952.

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 f. Dissertação (Mestrado em Geologia) - Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

GAVANCHO, K.Y.S. *Seleção de Carteiras de Projetos de Produção de Petróleo e Gás por Algoritmos Genéticos*. 2002. Tese (Doutorado) – Departamento de Engenharia Elétrica, PUC-Rio, Rio de Janeiro, 2002.

GAVIN, M.J. *Oil shale, an historical, technical, and economic study*. Washington: Govt. Print. Off., 1924. 201 p. (U.S. Bureau of Mines Bulletin 210).

HULTON, A. C. Petrographic classification of oil shales. *Int. J. Coal Geol.*, [S. l.], v. 8, n. 3. p. 203–231. 1987.

JOHNSON, R. C. et al. Assessment of in-place oil shale resources in the Eocene Green River Formation, Uinta Basin, Utah and Colorado. In: JOHNSON, R. C. (Ed.). *Oil Shale Resources of the Uinta Basin, Utah and Colorado*. Washington: USGS, 2010. 153 p. U.S. Geological Survey Digital Data Series DDS–69–BB, Chp. 1.

JONES, C. M. *Aplicação do conceito de área exaurida à região de água rasa da bacia petrolífera de Campos, utilizando ferramentas de modelagem do processo exploratório*. 2009. 141 f. Dissertação (Mestrado) - Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009.

KÖK, M. V. et al. Thermal and geochemical investigation of Seyitömer oil shale. *Thermochim. Acta.* v. 371, n. 1–2. p. 111–119. 2001

LISBOA, A. C. *Caracterização Geoquímica Orgânica dos Folhelhos neo-Permianos da Formação Irati-Borda da Bacia do Paraná, São Paulo*. 2006. 153 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006.

MARQUES, A. Evolução Tectono-Sedimentar e Perspectivas Exploratórias da Bacia de Taubaté, São Paulo, Brasil. *Bol. Geoc. Petrobrás*, Rio de Janeiro, v. 4, n. 3, p. 253-262. 1990.

MELO, L. C. *Modelagem da Evolução e Projeção de Volume de Óleo Recuperável cumulado: Metodologia e Aplicação*. 2004. 81 f. Dissertação (Mestrado) – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004.

MOLINARI, L. *Interpretação sismoestratigráfica da bacia de Taubaté-SP*. 2003. 68 p. Monografia Final de Conclusão de Curso. - Departamento de Geologia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2003.

NETO, C.C. Xisto oleígenos: matéria prima que o Brasil tem. *Rev. Química Nova*. São Paulo, v. 3, n. 2, p. 64-103, abr. 1980.

PADULA, V.T. Oil shale of Permian Irati Formation, Brazil: *Bulletin American Association Petroleum Geologists*, Tulsa, v. 53, p. 591–602. 1969.

PIMENTEL, L. S. *Análise Químioestratigráfica na Formação Tremembé com base em dados de COT, Enxofre (S), e Resíduo insolúvel (R.I), em poços perfurados na Bacia do Tremembé*. 2009. 49 f. Monografia de Graduação - 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 f. Tese (Doutorado) - Instituto de Geociências, Universidade de São Paulo, São Paulo, 1989.

RICCOMINI, C. et al. Argilominerais do paleolago Tremembé e sistemas deposicionais relacionados (Paleógeno, Rift Continental do Sudeste do Brasil). *Rev. Bras. Geoc.*, Curitiba, v. 26, p. 167-180.1996.

RICCOMINI, C.; SANT'ANNA, L.G.; FERRERI, A.L. Evolução Geológica do Rift Continental do Sudeste do Brasil. In: MANTESO-NETO, V. et al. *Geologia do Continente Sul-Americano: Evolução da Obra de Fernando Marques de Almeida*. São Paulo: Beca, 2004. p. 384-405.

SAAD, A.R. *Potencial econômico da Bacia de Taubaté (Cenozóico do Estado de São Paulo, Brasil) nas regiões de Jacareí, Taubaté, Tremembé e Pindamonhangaba*. 1991. 173 f. Tese (Doutorado) - Instituto de Geociências e Ciências Exatas, Universidade Estadual de São Paulo, Rio Claro, 1991.

SANTOS, M. M. *Xisto: Um estudo de viabilidade econômica para o Brasil*. 2010. 218 f. Tese (Doutorado) - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2010.

SANTOS, M. M.; MATAI, P.H.L.S. A importância da industrialização do xisto brasileiro frente ao cenário energético mundial. *Esc. Minas*, Ouro Preto, v. 63, n. 4, p. 673-678, out. dez. 2010.

SANSON, M.R.S. *Análise Estratigráfica da Formação Resende: case de estudo de uma seqüência rifte na bacia de Resende, RJ*. 2004. 55 f. Monografia Final de Conclusão de Curso - Departamento de Geologia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004.

SPE/WPC/AAPG/SPEE Petroleum Resources Management System. Texas: SPE, 2007.

STANFIELD, K.E.; FROST, I.C. *Method of assaying oil shale by a modified Fischer retort*. Washington: U.S. Bureau of Mines, 1949. 13 p. U.S. Bureau of Mines Report of Investigations 4477.

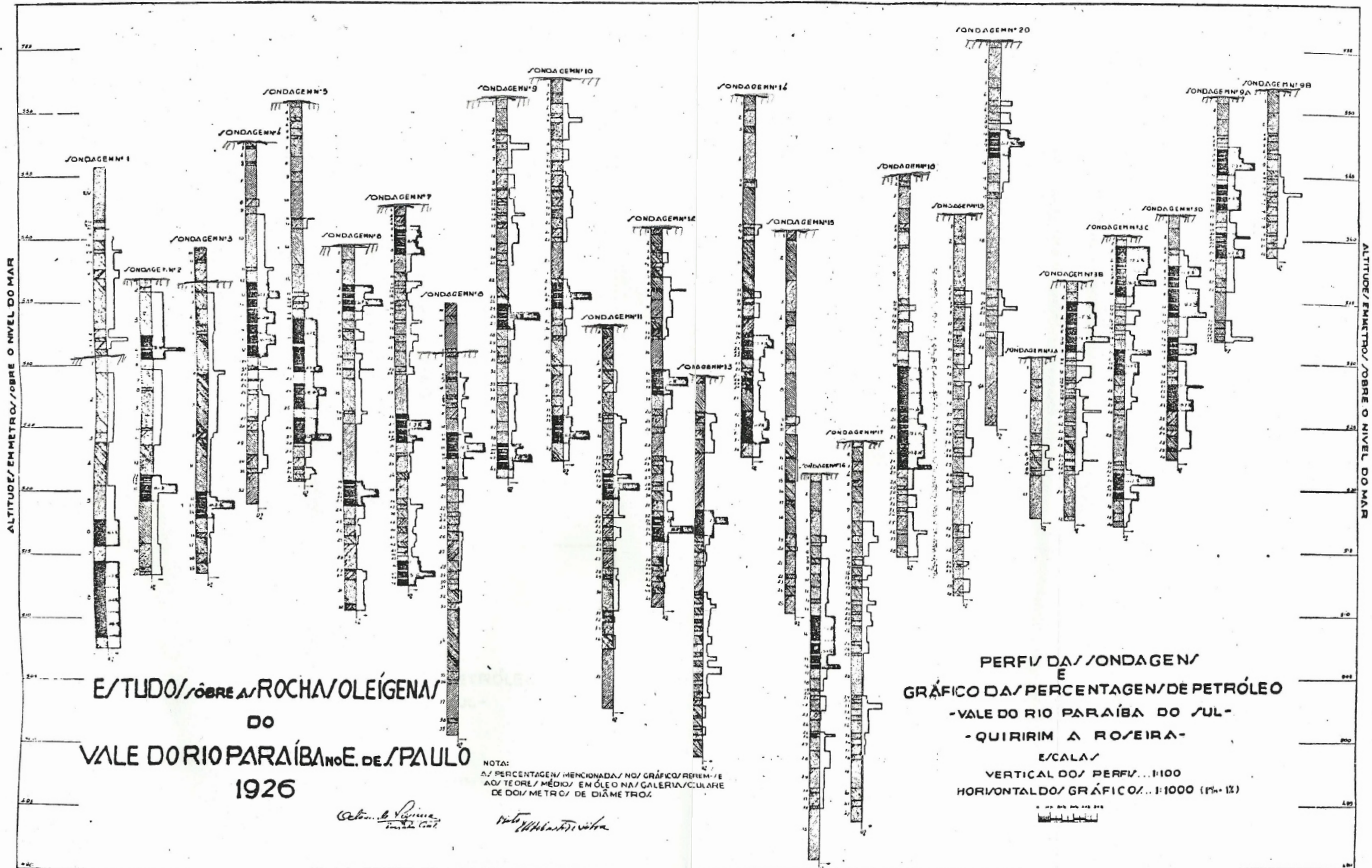
SUGUIU, K. *Geologia Sedimentar*. São Paulo: Edgard Blucher, 2003. 400 p.

TISSOT, B.P.; WELTE, D.H. *Petroleum Formation and Occurrence*. Berlin: Springer-Verlag, 1978. 699 p.

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

TEXEIRA, A. E. *Metodologia para avaliação probabilística de reservas de óleo e gás*. 2011. 102 f. Dissertação (Mestrado) - Departamento de Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011.

ZALÁN, P.V. e OLIVEIRA, J.A. B. 2005. Origem e evolução estrutural do Sistema de Riftes Cenozóicos do Sudeste do Brasil. *Boletim. Geoci. Petrobrás*, Rio de Janeiro, v. 13, n. 2, p. 269-300, maio/nov. 2005.



ANEXO B – Perfil do folhelho oleífero e gráfico do teor de óleo nas camadas descritas entre Quirim e Roseira por Campos (1952): as nove camadas econômicas estão identificadas de A a I

