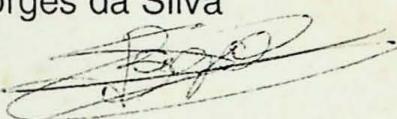


UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

ESTOCAGEM SUBTERRÂNEA DE GÁS NA BACIA DE TAUBATÉ

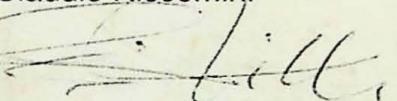
Tiago Borges da Silva

de acordo:



Orientador: Claudio Riccomini

de acordo:



Co-Orientador: Marcelo Monteiro da Rocha

de acordo:



MONOGRAFIA DE TRABALHO DE FORMATURA
(TF-2007/45)

São Paulo
2007

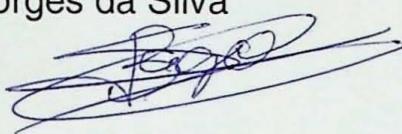
TF
S586
TB.e

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

ESTOCAGEM SUBTERRÂNEA DE GÁS NA BACIA DE TAUBATÉ

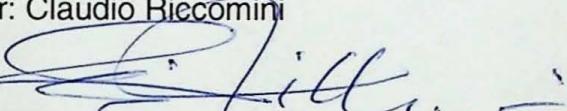
Tiago Borges da Silva

de acordo:



Orientador: Claudio Riccomini

de acordo:



Co-Orientador: Marcelo Monteiro da Rocha

de acordo:



MONOGRAFIA DE TRABALHO DE FORMATURA
(TF-2007/45)

DEDALUS - Acervo - IGC



30900024355

São Paulo
2007

"Há uma força motriz mais poderosa que o vapor, a eletricidade e a energia atômica: a vontade"
(Albert Einstein)

Aos meus pais, sempre.

Resumo

Nos últimos anos a matriz energética brasileira assistiu ao incremento na utilização do gás natural. A importação do produto da Bolívia, além de recentes descobertas, em áreas offshore e distantes dos centros consumidores, que contabilizam a maior porcentagem produtiva, requerem investimentos que viabilizem sua utilização.

Inserido neste contexto, estocagens subterrâneas de gás tornam-se uma boa alternativa, com o aproveitamento de possíveis excedentes, balizamento mercadológico e inserção conjunta a termelétricas. Somado a isso, a utilização de gases inertes para manter a pressão e trabalhabilidade do reservatório (*cushion gas*), ou mesmo o armazenamento de gases de efeito estufa, tornam-se assunto de importância ambiental de grande relevância no contexto do Protocolo de Kyoto, funcionando como um sistema de captura e seqüestro de carbono.

A Bacia de Taubaté, um *rift* cenozóico localizado no eixo entre as capitais paulista e fluminense, insere-se nesta temática da estocagem subterrânea de gás. Isto se dá tanto do ponto de vista logístico-econômico, quanto científico, com a definição de estruturas potencialmente favoráveis para esta finalidade e no estudo geológico de reservatórios análogos.

Testemunhos de sondagem revelaram pacotes de espessura métrica de arenitos grossos de origem fluvial (rocha reservatório) abaixo de folhelhos oligocênicos (rocha capeadora), que cobrem uma porção significativa da parte central da bacia. Todo este pacote sedimentar experimentou pelo menos quatro eventos deformacionais. O primeiro destes, relacionado à transcorrência sinistral, gerou dobras não-cilíndricas, cujos fechamentos ainda não foram estabelecidos e podem apresentar um quadro potencial como estruturas favoráveis para estocagem subterrânea de gás.

De modo a avaliar esta possibilidade, foram empregados dados de sondagem disponíveis, com amparo da análise estratigráfica e geoestatística, para definir a geometria destas estruturas e sua favorabilidade para estocagens de gás.

Seguindo as principais exigências de viabilização de estocagens, a estrutura modelada serve como análogo para possíveis empreendimentos a serem investigados ou mesmo como incentivo a estudos mais aprofundados na região.

Abstract

The Brazilian energetic matrix has observed the increase use of natural gas. The import of Bolivian product combined with the recent discoveries in offshore areas, far from the consumptions centers, which amounted to higher productive percentage require investments that make its use possible. In this context, underground gas storage becomes an alternative; with the use of possible excess, market delimitation and insertion with thermoelectrics. In addition, the use of inert gases to maintain the pressure and the workability of the storage (cushion gas), or the storage of greenhouse gases become of high environmental importance, relevant in the Kyoto Protocol context, working as a capturing and kidnapping system of carbon. Taubaté Basin, rift cenozoic, can be inserted in this subject. This is possible both from a logistic-economic point of view and a scientific one, with the definition of the potential structures to this objective and in the geologic studies of analog stores.

Core boreholes have revealed metric ply packages of thick sandstone of fluvial origin (reservoir rock) underneath oligocene shales (cap rock), which cover a significant portion of the central part of the basin. This sedimentary package has suffered at least four deforming events. The first one related to the left-lateral strike-slip has generated non-cylindrical folds, which closure has not being established and can present a potential portrayal as viable structures for underground gas storage. In order to evaluate this possibility, available sounding data were used with the help of both stratigraphic and geostatistic analysis to define the geometry of these structures and their viability as gas storage. Following the principal demands to these viability, the molded structure works as an analog, to future undertakings to be investigated or as an incentive to more detailed studies in the region.

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO.....	1
1.1	OBJETIVO.....	1
1.2	JUSTIFICATIVA	2
2	LOCALIZAÇÃO DA ÁREA.....	2
3	MATERIAIS E MÉTODOS.....	3
4	CONTEXTO GEOLÓGICO REGIONAL	4
4.1	O RIFT CONTINENTAL DO SUDESTE DO BRASIL.....	4
4.2	A BACIA DE TAUBATÉ	5
4.3	O GRUPO TAUBATÉ	7
5	EVOLUÇÃO GEOTECTÔNICA.....	10
6	PANORAMA DO GÁS NO BRASIL	12
7	ESTOCAGEM SUBTERRÂNEA DE GÁS	14
7.1	GENERALIDADES.....	15
7.2	ESTOCAGEM EM AQÜÍFEROS.....	16
7.2.1	Principais características.....	16
7.2.2	Impactos ambientais.....	18
8	SEQÜESTRO DE CARBONO E SUBSTITUIÇÃO DO GÁS BASE.....	20
9	ESTOCAGEM DE GÁS NA BACIA DE TAUBATÉ	23
9.1	UNIDADES LITOESTRATIGRÁFICAS	23
9.1.1	Formação Resende.....	24
9.1.2	Formação Tremembé	24
9.2	ANÁLISE GEOESTATÍSTICA	25
9.3	Evolução TECTÔNICA E FORMAÇÃO DE TAPAS	28
9.4	MODELAGEM E ESTIMATIVA DA ESTOCAGEM.....	32
10	CONCLUSÃO.....	36
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	37

Índice de figuras

Figura 01 – Mapa rodoviário com as principais vias de acesso à área de estudo delimitada na figura com tamanho aproximado.....	03
Figura 02 – Mapa geológico da Bacia de Taubaté, com a localização da área de estudos (modificado de Riccomini <i>et al.</i> 2004) - 1) embasamento pré-cambriano; 2) Formação Resende (sistema de leques aluviais proximais); 3) Formação Resende (sistema de leques aluviais medianos a distais associados a planície aluvial de rios entrelaçados); 4) Formação Tremembé; 5) Formação São Paulo; 6) Formação Pindamonhangaba; 7) sedimentos quaternários; 8) falhas cenozóicas, em parte reativadas do embasamento pré-cambriano; 9) eixos de dobras principais.....	05
Figura 03 - Mapa do arcabouço estrutural da Bacia de Taubaté. Fonte: modificado de Fernandes & Chang, 2003).....	06
Figura 04 - Seções geológicas da Bacia de Taubaté elaboradas a partir de dados sísmicos da Petrobras. Ver esquema no canto superior direito da figura para localização das seções na bacia. Seção A-B, porção nordeste do Compartimento São José dos Campos; seção C-D, parte central do Compartimento Taubaté; seção E-F, porção sudoeste do Compartimento Aparecida; seção GH, porção centro-nordeste do Compartimento Aparecida. Fonte: Riccomini <i>et al.</i> (2004).....	07
Figura 05 - Quadro litoestratigráfico e evolução tectono-sedimentar do RCSB. Fonte: modificado de Riccomini (1989), Salvador (1994) e Mancini (1995).....	08
Figura 06: Interpretação de origem transcorrente para a Bacia de Taubaté a partir da consideração de deslocamentos sinistrais para as falhas de borda. A presença de diversas fraturas (tracejadas) dispostas <i>en echelon</i> relativamente às grandes falhas, sugeririam, segundo o autor, origem por cisalhamento sinistral ao longo de falhas transcorrentes antigas reativadas no terciário. Fonte: Zalán (1986).....	11
Figura 07 – Reservas comprovadas de gás natural. Fonte: modificado de ANP/SDP; MME.....	15

Figura 08 – Desenho esquemático de armadilhas em aquíferos por falhamento ou dobra anticlinal.....	17
Figura 09 – Limite de fechamento da estrutura capeadora e interface água/gás.....	19
Figura 10 – Gráfico representativo da curva formada pelo CO ₂ quando submetido a altas pressões e temperaturas até atingir seu ponto crítico. Fonte: Oldenburg 2003.....	21
Figura 11 – Gráfico de variação da densidade e viscosidade do gás em relação à fração molar de CO ₂ - CH ₄ e a mudança de pressão. Fonte: Oldenburg 2003.....	22
Figura 12 - Planta de locação de sondagens na área em estudo.....	26
Figura 13 – Variograma experimental e modelo teórico esférico, ajustados a partir do quinto folhelho papiráceo.....	27
Figura 14 – Gráfico de dispersão com resultado de validação cruzada.....	27
Figura 15 – Planta de distribuição dos centros dos blocos com valores estimados a partir da interpolação por krigagem ordinária de blocos.....	28
Figura 16 – Modelo em planta onde aparecem altos e baixos estruturais na área em estudo. Notar o alinhamento entre os picos dos altos em orientação próxima a norte-sul, reflexo da direção de dobras do primeiro evento deformador e o padrão “domo-e-bacia” resultante de esforços posteriores.....	29
Figura 17 - Modelo em 3D do alvo selecionado (domo central) no interior da Bacia de Taubaté.....	30
Figura 18 – Modelo digital 3D do alvo selecionado. Nota-se na região central o domo com fechamento estrutural e outras duas elevações alinhadas a norte e sul com visualização completa de sua geometria limitada pela área investigada.....	31

Figura 19 – Planta com fechamento mínimo do alvo estudado e indicação do ponto de extravasamento.....	33
Figura 20 – Modelo tridimensional digital da base da camada guia e destaque no alvo com geometria em fechamento.....	34
Figura 21 – Mesmo modelo tridimensional observado em perspectiva a partir do quadrante SE.....	35

1 Introdução

Armazenagens subterrâneas, que permitem a estocagem de grandes volumes de gás, funcionam como um eficiente agente no processo de adequação no suprimento de gás natural em vários países onde este produto é utilizado em larga escala.

Somado às funções tradicionais, como evitar falhas no sistema de transporte e abastecimento, permitir um melhor planejamento e controle de sua distribuição, além de garantir o produto dos centros consumidores nos picos de maior demanda, estocagens subterrâneas de gás são utilizadas como uma forte ferramenta de negociação e balizamento de preços e margens de lucratividade, além de permitir o aumento da produção e o acréscimo da capacidade de fornecimento, aumentando a oferta.

A distância da fonte, principalmente no Brasil onde estão localizadas *offshore* ou em bases na Amazônia, são fortes condicionantes para a instalação destes projetos. A infraestrutura de transporte em longas distâncias, com uma carga próxima ao limite máximo, exige um suprimento de atenção constante, tornando o negócio de dutovias oneroso e com certos riscos técnicos e econômicos associados.

Estudos de inventários e viabilidades de reservatórios porosos propícios a armazenagens de gás, possuem grande similaridade aos de reservas de hidrocarbonetos, exigindo investimentos econômicos e técnicos de maneira multidisciplinar, com grande atuação no conhecimento geológico e comportamento do empreendimento.

Normalmente diversos alvos potenciais são pré-selecionados considerando-se o tipo de demanda e condicionantes geológicos (petrofísicos e estruturais), além de localização em relação ao mercado consumidor.

Estocagem em aquíferos é considerada a forma mais adequada para a bacia de Taubaté, visto as condições de sub-superfície da região e sua localização no eixo Rio - São Paulo, além da proximidade de grandes centros urbanos e industriais.

1.1 Objetivo

O presente estudo tem como objetivo central o estudo de estruturas anticlinais da porção central da Bacia de Taubaté com vistas ao seu aproveitamento para estocagem subterrânea de gás.

Como objetivos específicos, pretendem-se:

- elaborar mapa de contorno estrutural das camadas dobradas, com base em dados de sondagens, empregando-se como nível de referência uma camada de folhelho com grande persistência lateral;

- tentar estabelecer até qual profundidade as camadas encontram-se dobradas;
- verificar a existência de eventuais fechamentos e, no caso de envolverem pacotes arenosos, estimar o volume total do potencial reservatório;
- avaliar, à luz das principais exigências para estocagem subterrânea de gás, se os reservatórios por ventura delimitados são adequados para esta finalidade.

1.2 Justificativa

Embora sejam conhecidas há quase duas décadas, as dobras de expressão regional da porção central da Bacia de Taubaté ainda não foram objeto de estudos específicos voltados à definição em detalhe de seus arranjos espaciais e à verificação da existência de eventuais fechamentos e de reservatórios nos arenitos. Estes aspectos, salvo melhor juízo, compõem um tema de relevância científica, de interesse para a caracterização de potenciais reservatórios em bacias do tipo *rift* deformadas e também para o estabelecimento de modelos que podem ser utilizados como análogos para estruturas semelhantes em outras bacias.

O desenvolvimento do trabalho deverá permitir o treinamento do aluno, graduando em técnicas de geologia estrutural tradicionalmente empregadas na prospecção de recursos energéticos (petróleo e gás), mas com enfoque moderno na temática de estocagem de gás natural e de efeito-estufa.

Por estar situada no principal eixo econômico do país, a área de estudo representa um local ideal para reforçar a temática do estudo de reservatórios para estocagem subterrânea, como suporte ao crescimento de setores ligados à energia e gás natural no Brasil. O projeto alinha-se com a crescente busca de fontes limpas de energia, a redução de poluentes e o seqüestro de carbono, e apresenta importância estratégica e mercadológica para o desenvolvimento do país.

2 Localização da Área

A região pesquisada está localizada na porção leste do estado de São Paulo, na região do vale do Paraíba do Sul, no eixo São Paulo - Rio de Janeiro, próxima aos municípios de Taubaté, Tremembé e Pindamonhangaba.

Partindo de São Paulo, o acesso (figura 01) para a área estudada pode ser realizado principalmente pela Rodovia Presidente Dutra (BR-116) sentido Rio de Janeiro, nas proximidades do quilômetro 110.

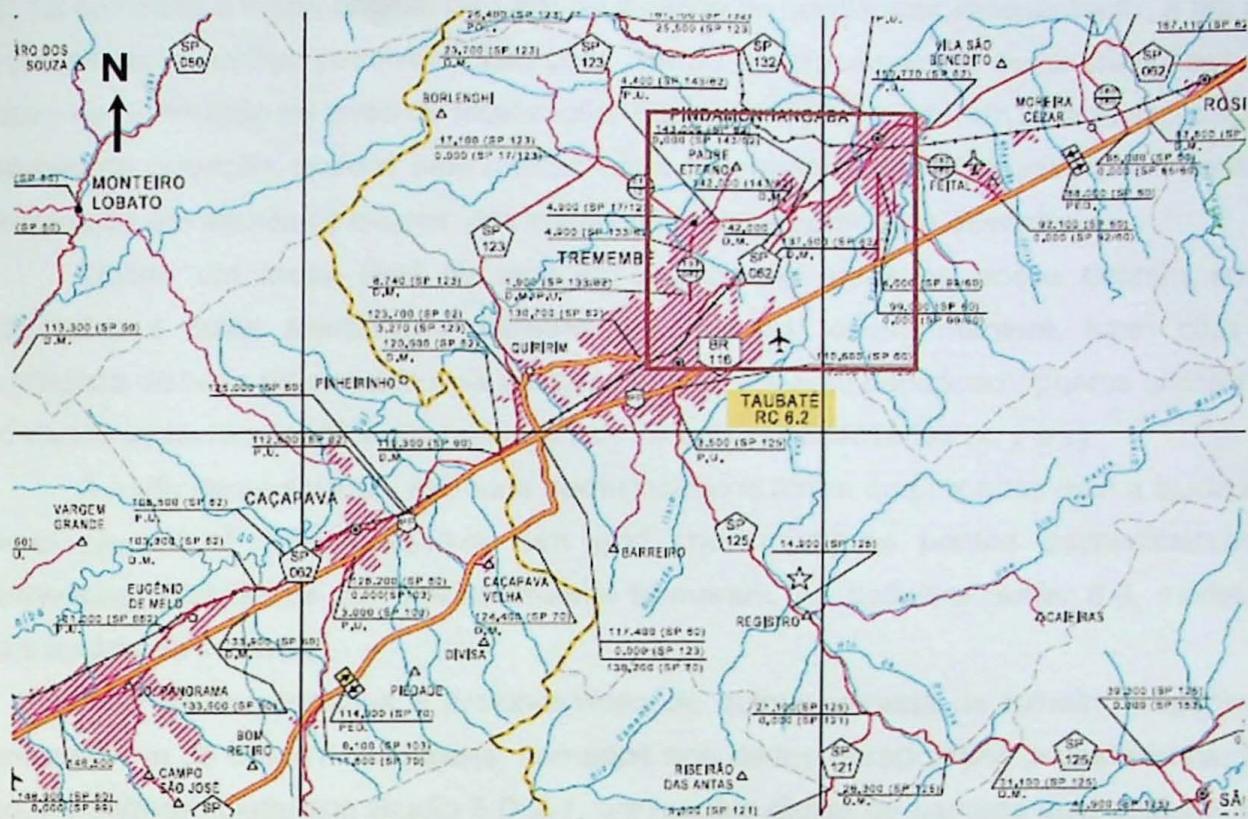


Figura 01 – Mapa rodoviário com as principais vias de acesso à área de estudo delimitada na figura com tamanho aproximado.

Geograficamente a área esta inserida no médio vale do Rio Paraíba do Sul, em uma depressão alongada com direção SW – NE limitada a NW e SE, respectivamente, pelas serras da Mantiqueira e do Mar.

3 Materiais e Métodos

Todos os resultados deste trabalho estão fundamentados em dados publicados pela extinta Companhia Nacional do Petróleo (CNP 1952), onde estão presentes 41 descrições de testemunhos de sondagem somados a duas plantas de locação.

Inicialmente os perfis de sondagem e uma planta de locação em escala aproximada 1 : 50000 foram escaneados, escalados e redesenhados utilizando-se o software AutoCad 2002, formado-se assim, um acervo digital dos dados, facilitando o manuseio dos dados e preparando sua futura utilização.

Seqüencialmente pela falta de mapas altimétricos digitais vetorizados, foram utilizadas imagens SRTM retiradas do website norte-americano www.landcover.org, onde já limitadas por coordenadas baseadas em pontos de amarração notáveis (estações de trem de Taubaté e Pindamonhangaba) no mapa original, foram manipuladas no software Global

Sobre o mapa altimétrico escalado em 1 : 50000, com nova retomada do AutoCad 2002, foi colocado o mapa original da CNP de locação de sondagens redesenhado, a fim de se estabelecer e corrigir possíveis distorções devido a xerocópias ou escanerizações, na tentativa de diminuição de erros de localização. Estas correções se deram pela multiplicação de fatores de correção, obtidos pela divisão entre a somatória das distâncias entre pontos de amarração em ambos os mapas, nos eixos horizontal e vertical do desenho.

Obtido um mapa final de locação sondagens, todos os poços tiveram suas coordenadas e cotas altimétricas retiradas e tabeladas, dessa maneira, junto com a profundidade da base da camada guia utilizada (quinto folhelho papiráceo), pontos utilizados como dados possuíam localização espacial nos três eixos necessários (x, y e z).

A partir desses dados, métodos geoestatísticos foram empregados com a ajuda do software GeoVisual 3.0, gerando-se um grid com inúmeros pontos estatisticamente estabelecidos e tabelados que posteriormente formaram, no software Surfer 8.0, modelos digitais iniciais da camada.

Com as coordenadas e profundidades da quinta camada de folhelho papiráceo encontradas em 39 das 41 sondagens, somados aos dados gerados por geoestatística, foi criado, no software Datamine Studio 3 D 2.1, um modelo digital da camada guia escolhida e a partir dela efetuados estudos tectônicos e de fechamento estrutural, além do cálculo de volume total da área trapeada.

4 Contexto Geológico Regional

4.1 O Rift Continental do Sudeste do Brasil

A área em estudo, localizada no eixo Rio - São Paulo, está inserida regionalmente no contexto do *Rift Continental do Sudeste do Brasil - RCSB* (Riccomini 1989), feição tectônica anteriormente denominada de Sistemas de *Rifts* da Serra do Mar (Almeida 1976). Trata-se de uma depressão tectônica do tipo *rift*, assimétrico, de idade cenozóica, com mais de 900 km de comprimento, desenvolvida entre as cidades de Tijucas do Sul, no Paraná, e a área submersa defronte Macaé, no Rio de Janeiro.

Esta feição está instalada no domínio do Cinturão de Dobramentos Ribeira (Hasui et al., 1975), que inclui gnaisses, migmatitos e rochas metamórficas de baixo a médio grau de idade arqueana a neoproterozóica, conjuntamente e de mesma idade, com diversas rochas granitóides intrusivas (Janasi & Ulbrich, 1991).

Heibron & Machado (2003), com enfoque principalmente no Estado do Rio de Janeiro, utilizando a proposta inicial de compartimentação tectono-estratigráfica de Trow et al.(2000), consideraram quatro unidades como terrenos, designados, de leste para oeste, de Cabo Frio, Terreno Oriental, *Klippe* do Paraíba do Sul e Terreno Ocidental. Este último,

Cabo Frio, Terreno Oriental, Klippe do Paraíba do Sul e Terreno Ocidental. Este último, subjacente à bacia em estudo, resulta de um domínio cratônico autóctone, com gnaisses arqueanos a paleoproterozóicos recobertos por seqüências supracrustais proterozóicas, e uma porção alóctone, substrato das bacias de Resende e Volta Redonda, composta por um embasamento gnáissico paleoproterozóico recoberto por seqüências metassedimentares clásticas.

O RCSB pode ser subdividido em três segmentos (Riccomini *et al.* 2000). O segmento ocidental engloba a Bacia de Curitiba e os grabéns de Guaraqueçaba, Cananéia e Sete Barras. O segmento oriental compreende as bacias de Macacu, Itaboraí e o Grabén de Barra de São João. O terceiro, de maior importância para este trabalho, é chamado de segmento central, que acolhe as bacias de São Paulo, Taubaté, Resende e Volta Redonda, assim como os depósitos de Bonfim e Cafundó.

4.2 A Bacia de Taubaté

A Bacia de Taubaté (figura 02) apresenta forma alongada, com cerca de 170 km de comprimento, largura média de 25 km e espessura máxima aproximada de sedimentos de 850 m, é a maior depressão tectônica do RCSB.

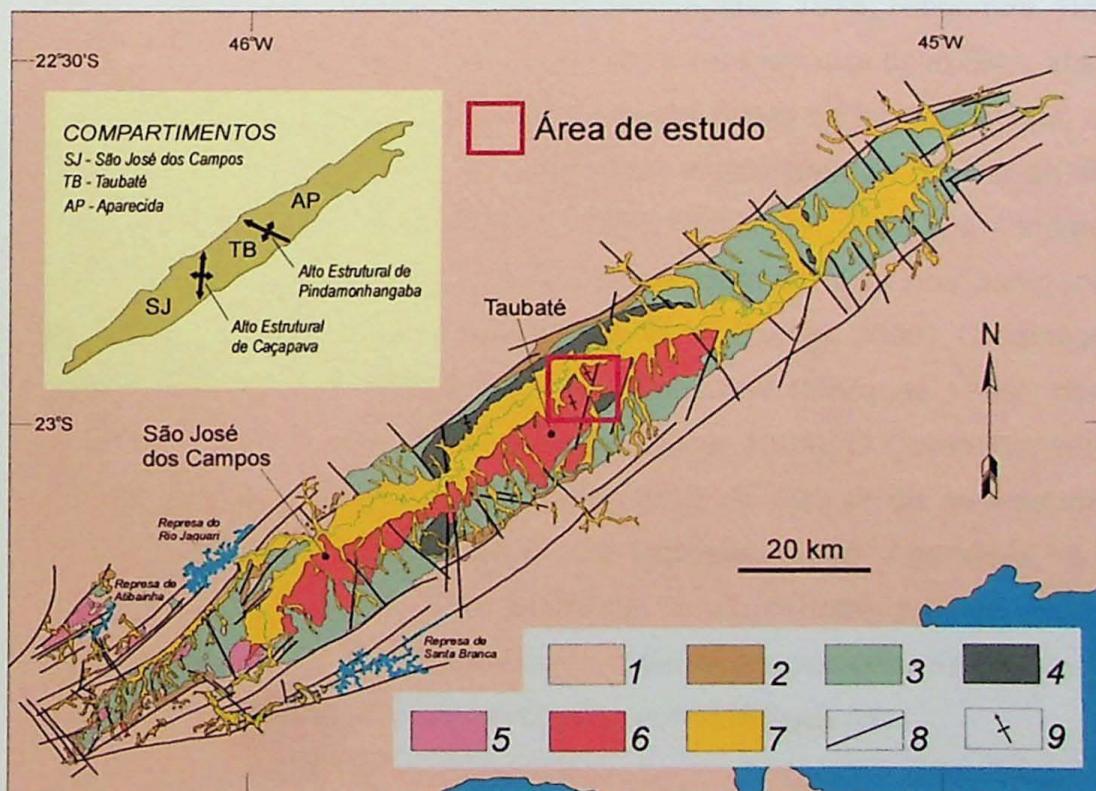


Figura 02 – Mapa geológico da Bacia de Taubaté, com a localização da área de estudos (modificado de Riccomini *et al.* 2004) - 1) embasamento pré-cambriano; 2) Formação Resende (sistema de leques aluviais proximais); 3) Formação Resende (sistema de leques aluviais medianos a distais associados a planície aluvial de rios entrelaçados); 4) Formação Tremembé; 5) Formação São Paulo; 6) Formação Pindamonhangaba; 7) sedimentos quaternários; 8) falhas cenozóicas, em parte reativadas do embasamento pré-cambriano; 9) eixos de dobras principais.

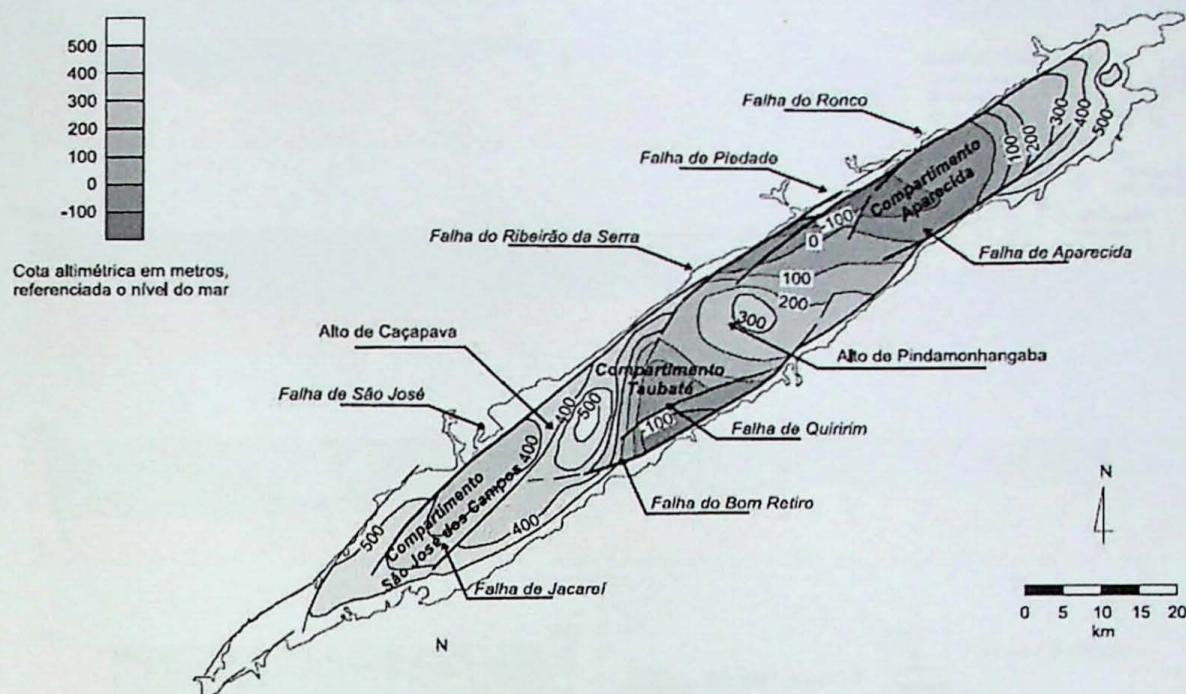


Figura 03 - Mapa do arcabouço estrutural da Bacia de Taubaté. Fonte: modificado de Fernandes & Chang, 2003).

Esta bacia é caracterizada pela heterogeneidade geológica, herança da tectônica do tipo *rift*, que, segundo diversos autores (Hasui & Ponçano, 1978; Riccomini, 1989; Marques, 1990; Fernandes & Chang, 2001), possui dois altos internos que delimitam, alternadamente, três depocentros ao longo do seu eixo (figura 03). As zonas de transferências, chamadas de altos estruturais de Caçapava, onde se encontram exposições de rochas do embasamento (Carneiro *et al.* 1976; Hasui & Porçano, 1978; Riccomini, 1989), e Pindamonhangaba, recoberto por sedimentos (Fernandes, 1993), subdividem a bacia nos compartimentos São José dos Campos, Taubaté e Aparecida (Fernandes & Chang, 2003). O compartimento São José dos Campos é um hemigráben basculado para NW (Marques 1990), com espessura máxima de 300 m de sedimentos (Fernandes & Chang, 2003). O Compartimento Taubaté, é um hemigráben com mergulho para SE, com cerca de 600 m de espessura máxima de sedimentos (Fernandes & Chang, 2003). O Compartimento Aparecida, é um gráben simétrico na porção nordeste e com tendência a assimétrico para sudoeste, com seu assoalho mergulhando para NW. A espessura máxima de seu preenchimento sedimentar é de 800 m (Riccomini, 1989; Fernandes & Chang, 2003) (Figura 04).

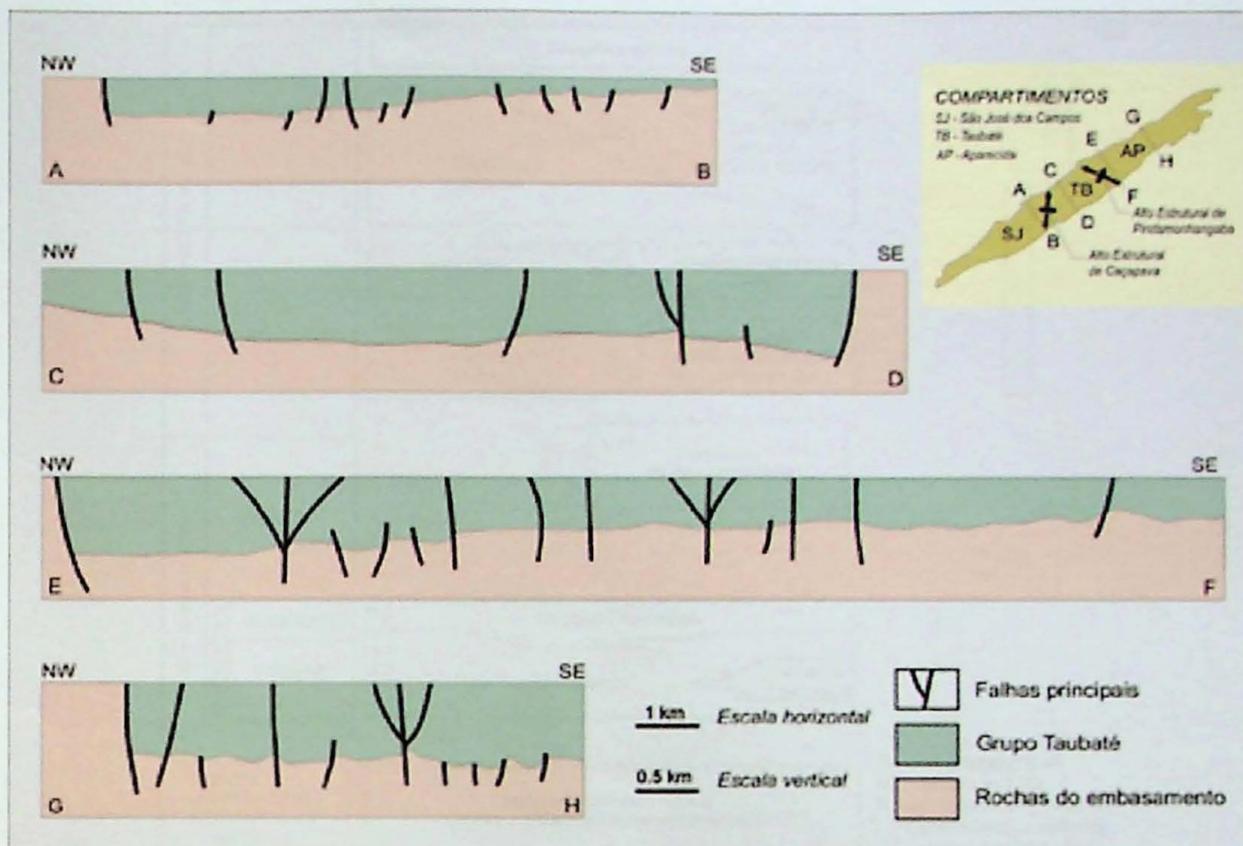


Figura 04 - Seções geológicas da Bacia de Taubaté elaboradas a partir de dados sísmicos da Petrobras. Ver esquema no canto superior direito da figura para localização das seções na bacia. Seção A-B, porção nordeste do Compartimento São José dos Campos; seção C-D, parte central do Compartimento Taubaté; seção E-F, porção sudoeste do Compartimento Aparecida; seção GH, porção centro-nordeste do Compartimento Aparecida. Fonte: Riccomini et al. (2004).

4.3 O Grupo Taubaté

Durante o desenvolvimento contínuo de um hemi-gráben de direção geral ENE, a Bacia de Taubaté sofreu um empilhamento sedimentar sintectônico paleogênico. Todo esse preenchimento é parte integrante do Grupo Taubaté, que é iniciado por sistemas de leques aluviais associados a planície aluvial de rios entrelaçados, chamado de Formação Resende, gradando lateral e verticalmente para um sistema lacustre tipo *playa-lake*, denominado Formação Tremembé e, posteriormente por um sistema fluvial meandrante, enfeixado na Formação São Paulo (Riccomini, 1989) (figura 05).

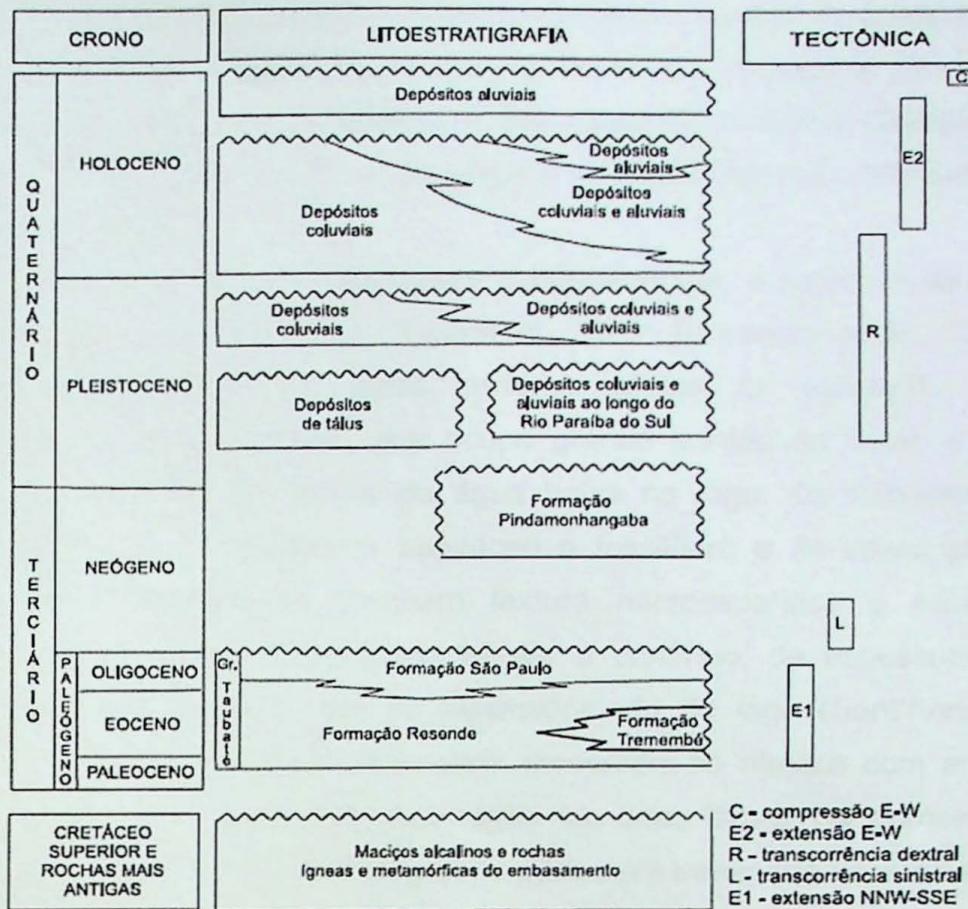


Figura 05 - Quadro litoestratigráfico e evolução tectono-sedimentar do RCSB. Fonte: modificado de Riccomini (1989), Salvador (1994) e Mancini (1995).

A Formação Resende possui os depósitos mais abundantes, é formada por orto e paraconglomerados nas áreas proximais, lamitos nas porções medianas e distais dos leques aluviais, além de arenitos fluviais em rios entrelaçados aixiais a bacia (Riccomini 2004). O sistema proximal é formado essencialmente por depósitos de fluxo gravitacional subaéreo, representados pela fácies de conglomerados polimíticos e monomíticos, que contém seixos, matações e blocos de rochas do embasamento gnáissico-migmatítico, granitos diversos e rochas alcalinas, além de matriz areno-argilosa verde, intersistial (Sant'Anna, 1999). Representantes de porções mais distais nos leques aluviais, os lamitos e lamitos arenosos, por vezes conglomeráticos, possuem matriz compostas por argilo minerais esmectíticos detritícios, quartzo, feldspato, micas e minerais máficos disseminados (Suguio, 1969; Sant'Anna, 1999), além de acumulações locais de matéria orgânica (linhito) de espessuras centimétricas. As planícies de canais fluviais entrelaçados estão representados por arenitos, por vezes conglomeráticos mal selecionados subarcoseanos a arcoseanos, e em geral estratificados (estratificações cruzadas), com corpos de espessura métrica e geometria de canal preservada em seções transversais ao eixo da paleodrenagem (Riccomini, 1989; Sant'Anna, 1999).

A Formação Tremembé comprehende um sistema lacustre de idade oligocênica do tipo *playa-lake* presente na porção central da Bacia de Taubaté e em uma pequena ocorrência na parte centro-norte da Bacia de São Paulo (Riccomini & Coimbra, 1992), cujo intervalo entre 3,5 e 170m descrito na sondagem nº 42 do Conselho Nacional do Petróleo (CNP) (Riccomini, 1989).

A partir de descrições de sondagens e afloramentos, é reconhecida na Formação Tremembé litofácies compostas por (Riccomini, 1989; Riccomini *et al.*, 1996): argilitos verdes, maciços, fossilíferos, às vezes, exibindo gretas de contração ou contendo concreções calcíferas decimétricas, que ocupa grande porção da bacia e representa a sedimentação em épocas de lâmina de água baixa no lago. Os folhelhos são de cor castanha a cinza escuro, localmente papiráceo e fossilífero e às vezes pirobetuminoso (Suguió, 1969). Os dolomitos possuem textura microesparítica e coloração verde-acinzentada a branca, constituindo banco tabular e contínuo, de espessura decimétrica, interpretado como depósito de fase de hipersalinidade do lago (Sant'Anna, 1999). Em lâminas ou camadas centimétricas alternadas apresentam-se ritmos com alternâncias de folhelhos e margas. Os arenitos são observados em duas fácies. Na primeira são finos a médios com estratificações cruzadas de grande porte com transporte para o centro da bacia. Na segunda são grossos, arcoseanos e conglomeráticos, por vezes constituindo conglomerados polimíticos, em camadas decimétricas e com seixos de argila na base. Ocorrem como camadas de geometria tabular, com grande persistência lateral, espessuras decimétricas a métricas e base erosiva. Inúmeros trabalho de cunho paleontológico já foram realizados em relação ao conteúdo da Formação Tremembé, tendo sido descritos, até o momento, restos de folhas e troncos de angiospermas, espículas de esponjas, tubos de vermes, gastrópodes, ostracodes, crustáceos, insetos, peixes, aves, répteis e pequenos mamíferos (Mezzalira, 1989).

Os pacotes de folhelhos exibem alto teor de querogênio (folhelhos pirobetuminosos), com espaçamentos regulares, provavelmente controlados por ciclos astronômicos de precessão, obliquidade e excentricidade e Milankovitch (Riccomini 2004). O tempo de deposição da Formação Tremembé na Bacia de Taubaté foi estimado por Riccomini (1993) em 650.000 anos, sendo um intervalo restrito dentro dos 10Ma do Oligoceno.

Como unidade topo do Grupo Taubaté, a Formação São Paulo é constituída por depósitos fluviais meandrantes de idade oligocênica. Como principais litofácies desta formação têm-se: arenitos médios a grossos como sedimentos de rompimento de diques marginais, gradando para sedimentos mais finos, rítmicos e laminados de planície de inundação. Antigos meandros abandonados são representados por siltitos e argilitos laminados, às vezes fossilíferos (linhitos). Depósitos típicos de canais meandrantes são formados por arenitos grossos, conglomeráticos, com estratificações cruzadas, base erosiva e presença de clastos argilosos (Riccomini, 1989).

A Formação São Paulo marca o término da sedimentação do Grupo Taubaté, em período de relativa calmaria tectônica e terminal do estágio *sin-rift* da sedimentação no RCSB, quando ainda estavam interligadas as bacias de São Paulo, Taubaté, Resende e Volta Redonda (Riccomini, 1989).

5 Evolução geotectônica

A Bacia de Taubaté é a maior depressão tectônica do RCSB, com comprimento de 170 km e 20 km de largura máxima, e também a que mais tem atraído a atenção dos pesquisadores e gerado interpretações divergentes sobre sua origem. Segundo Zalán (1986), o formato e a disposição das zonas de cisalhamento proterozóicas que a limitam, configurando um romboedro alongado, além de “fratura en echelon” no embasamento adjacente, levaram à sua classificação como uma bacia transcorrente, resultante de movimentação sinistral ao longo das zonas de cisalhamento (figura 06), modelo defendido por Padilha *et al.* (1991) com base em dados geofísicos. Para estes autores, estas características somadas à ausência de vulcanismo e ao arranjo em semi-grábens, com depocentros deslocados por falhas transversais, sustentariam esta inferência. Durante a década de noventa, são retomados modelos erosivos, propondo o recuo da frente do Planalto Atlântico (Azevedo Jr., 1991) ou da escarpa da Falha de Santos (Almeida & Carneiro, 1998), passando posteriormente para colapsos distensionais relacionados à frente de dissecação das porções planálticas mais elevadas, originando bacias tafrogênicas continentais (Fernandes & Chang, 1992; Fernandes, 1993).

As bacias transcorrentes possuem seu preenchimento bastante espesso em relação a sua área e são caracterizadas pelos depósitos deslocados das suas áreas fontes e por uma migração das áreas de deposição com diminuição das idades no sentido contrário ao deslocamento das falhas, ambos ausentes na Bacia de Taubaté.

Riccomini (1989), frente ao quadro tectono-estratigráfico conhecido, propôs um modelo de geração com caráter distensional e posterior superposição de eventos transcorrentes modificadores. Concluiu que a formação original do *rift* e concomitante preenchimento sedimentar e vulcânico teriam ocorrido no Paleógeno com esforços de direção NNW – SSE, reativando como falhas normais zonas antigas de cisalhamento proterozóicas de direção NE a ENE. Este modelo seria sustentado por indicadores cinematográficos nas falhas mestras e pela contigüidade entre os depósitos de leques aluviais e as áreas fontes vizinhas.

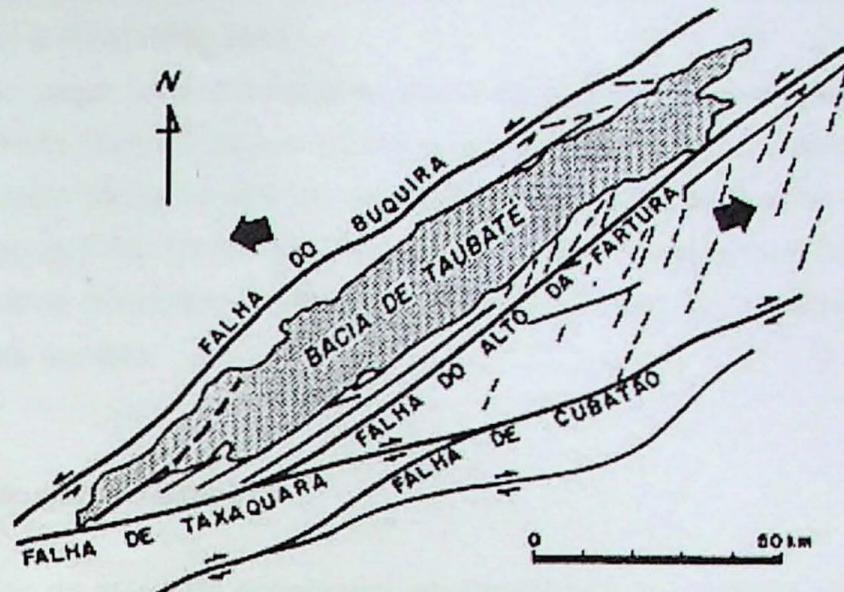


Figura 6: Interpretação de origem transcorrente para a Bacia de Taubaté a partir da consideração de deslocamentos sinistrais para as falhas de borda. A presença de diversas fraturas (tracejadas) dispostas *en echelon* relativamente às grandes falhas, sugeririam, segundo o autor, origem por cisalhamento sinistral ao longo de falhas transcorrentes antigas reativadas no terciário. Fonte: Zalán (1986).

O modelo tectônico para a origem e evolução do RCSR engloba fases distintas, correspondentes a campos de esforços com diferentes orientações (Riccomini, 1989; Salvador & Riccomini, 1995).

Em um primeiro momento, durante o Paleógeno, ocorre distensão NNW-SSE resultando na formação de depressão original do *rift*, com concomitante preenchimento vulcâno-sedimentar, representando o Grupo Taubaté. Posteriormente, já no Neógeno (Mioceno), ocorre o primeiro evento deformador, com transcorrência sinistral de direção E-W, com distensão NW-SE e localmente, compressão NE-SW, com geração das soleiras de Arujá e Queluz, e separação das drenagens dos rios Tietê e Paraíba do Sul, além de ser responsável pela geração de dobras cônicas de amplitude quilométrica na porção central da Bacia de Taubaté, evidenciadas pela deformação imposta aos folhelhos e argilitos lacustres da Formação Tremembé (Riccomini, 1989; Takiya *et al.*, 1990). O segundo evento deformador, datado do Pleistoceno superior, seguiu-se logo após uma fase tectonicamente estável, seguido por uma nova transcorrência, porém dextral, com compressão NW-SE e geração de altos estruturais que atualmente separam o registro sedimentar em bacias isoladas. No início do Holoceno, com distensão NW-SE a E-W, afetando depósitos de baixos terraços do Rio Paraíba do Sul, o terceiro evento parece ter dado o contorno atual da distribuição dos sedimentos. O último evento, também no Holoceno, com campo tensões indicando compressão E-W, causou reativação inversa de falhas com direções próximas de

N-S e a geração de famílias de juntas conjugadas de cisalhamento em depósitos colúvio-aluviais (Salvador & Riccomini, 1995).

Fatores como carga de sedimentos na Bacia de Santos, a presença de soerguimentos regionais e ascensão do nível do mar após a glaciação do Pleistoceno terminal (Riccomini & Hiruma, 2002), além de variações no campo de esforços relacionados ao balanço entre *ridge-push* e *slab-pull* na Placa Sul Americana, respectivamente em relação às placas Africana e de Nazca (Riccomini, 1989), seriam os mecanismos de esforços deformadores proposto para este modelo.

6 Panorama do gás no Brasil

A expansão da atividade econômica, acompanhada do incremento populacional, tem promovido uma busca crescente por novas fontes de energia num contexto de desenvolvimento sustentável.

Nesse cenário, o gás natural seria a fonte de energia fóssil de transição (Araújo 2006), uma vez que apresenta baixas taxas de emissões de poluentes e, no caso brasileiro, pela facilidade de uso e abundância de reservas naturais, já que o país dispõe de quantidades significativas e projetos de expansão produtiva e da infra-estrutura de transporte e distribuição.

Mudanças recentes ocorridas na indústria do petróleo e gás natural fazem parte de um processo que é a reforma do papel do Estado na economia. Ao longo de décadas o desenvolvimento destas indústrias esteve atrelado ao investimento estatal e a regulação, por sua vez na maioria dos casos, se dava internamente à empresa (ANP 2002). No entanto, o desenvolvimento e crescimento econômico levaram a um processo de reforma institucional, essa reforma eliminou barreiras e a quebra do monopólio estatal das atividades de produção, refino, comércio e transporte.

A matriz energética brasileira assistiu a um incremento na utilização do gás natural nos últimos anos. A crescente demanda de energia elétrica no país exige uma antecipação no conjunto de investimentos necessários, com a diversificação da matriz e o crescimento da participação de termelétricas, evitando assim novos problemas de abastecimento. Diante do atual contexto energético do país, espera-se uma participação cada vez maior do gás natural na matriz energética brasileira, além de outras utilizações como a calefação, aquecimento de água, fornos industriais e como combustível para a geração de energia em UTEs (Usinas Termelétricas). Com o crescimento da utilização desse recurso energético nas regiões sul e sudeste do Brasil, sendo maior que a disponibilidade de gás nacional no final da década de oitenta, o país sentiu a necessidade de importação desse combustível.

A Petrobrás iniciou a importação de gás natural em agosto de 1999, adquirindo gás boliviano, escoado através do Gasoduto Bolívia-Brasil - GASBOL. O volume importado pela

empresa atingiu 26,21 milhões m³/d em junho de 2007, o que representou uma elevação de 7,26% em relação ao volume registrado no mês anterior (ANP 2007).

Segundo a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP (2007) em junho de 2007, a importação total de gás natural foi de 27,61 milhões m³/d. Este volume foi 5,43% superior às importações do mês de maio de 2007 e representou uma elevação de 4,83% quando comparado ao volume importado no mês de junho de 2006.

Em que se pese as recentes pendências com o governo boliviano, o país detém reservas significativas e possui importantes projetos de expansão produtiva de gás natural, como exemplo as reservas da Bacia de Santos e Potiguar, e há perspectivas de que sua produção possa ser aproveitada em médio prazo. Outra frente está ligada ao Projeto de Malhas, que inclui a ampliação e interligação da rede dutoviária das regiões Sudeste-Nordeste (Gasene).

Neste cenário o governo federal insere planos de incentivo ao desenvolvimento da indústria do gás e energia, com o desenvolvimento do Plano de Aceleração do Crescimento – PAC, lançado em janeiro de 2007, e a criação de uma lei específica, chamada Lei do Gás, a qual tende a incentivar projetos em infra-estrutura e aumentar a oferta do energético. Segundo o deputado João Maia (Brasil Energia 2007¹) o que restringe o uso do gás é a oferta, mesmo aumentando o preço, a demanda será muito maior que a oferta.

Analizando o período compreendido entre os anos de 1964 e 2006, as reservas provadas de gás natural cresceram a uma taxa média de 7,5% a.a. Este crescimento está relacionado principalmente às descobertas decorrentes do esforço contínuo do país para diminuir o grau de dependência do petróleo. As principais descobertas ocorreram na Bacia de Campos, bem como na Bacia do Solimões (bacia sedimentar onde se encontram o Pólo de Urucu - local onde boa parte do gás é reinjetado, e a jazida de Juruá, ainda sem aplicação comercial) (ANP 2007).

A evolução das reservas de gás natural no país apresenta um comportamento muito próximo ao das reservas de petróleo, devido principalmente à ocorrência de gás natural sob a forma associada. Há, no entanto, a expectativa de que novas reservas de gás natural sejam descobertas, principalmente sob a forma não-associada, tal como é sinalizado pelas descobertas recentes na Bacia de Santos.

Assim, além do controle econômico e se considerarmos os planos governamentais de incremento em implantação de termelétricas, além de fatores logísticos de transporte que percorrem distâncias continentais e excedentes não aproveitados, as estocagens em armadilhas geológicas apresentam-se como uma alternativa viável, possibilitando a constituição e reservas estratégicas, distantes das fontes de produção e próximas dos grandes centros industriais e urbanos.

¹ Entrevista concedida a revista Brasil Energia em junho de 2007.

7 Estocagem subterrânea de gás

Considerando a crise de energia pela qual o país passou em 2001, a logística de provisão próxima a grandes centros consumidores, e a regulação e flexibilização de mercado, um novo cenário amplia a necessidade de um suprimento regular, sem eventuais interrupções nas linhas de fornecimento.

A importação do produto da Bolívia vem atendendo setores industriais do centro, sudeste e sul do Brasil, com excedentes não aproveitados que poderiam ser armazenados em estocagens subterrâneas localizadas em estruturas geológicas. O princípio da estocagem consiste na injeção em grande quantidade de gás a pressões elevadas, em estruturas geológicas naturais ideais, como, por exemplo, anticlinais constituídos por rochas porosas (rochas reservatórios), capeadas por outras de baixa permeabilidade (rochas selantes).

Além da possibilidade de armazenamento de excedentes, a estocagem subterrânea torna-se uma alternativa para riscos e vulnerabilidades ligados ao sistema de transporte e a manutenção e equilíbrio do mercado. A estocagem, em certa medida, permite a regulação de preços e pode tornar o país menos suscetível às instabilidades políticas em países fornecedores, tais como as recentes pendências com o governo boliviano.

As reservas nacionais, apesar de estarem em sua maior parte na forma associada, encontram-se distribuídas por várias regiões do território brasileiro. Segundo a ANP (2007) de todo o gás natural descoberto no país, 21,4% estão em terra – principalmente no campo de Urucu (AM) e em campos produtores no Estado da Bahia –, enquanto que os 78,6% restantes estão localizados em mar, principalmente na Bacia de Campos, a qual detém 42,2% de todas as reservas deste recurso no Brasil (vide figura 07).

Nesse contexto, a busca e estudo de estruturas geológicas favoráveis ao armazenamento de gás próximas a grandes centros e localizados em eixos macro-econômicos, constitui um tema de relevância científica, econômica e estratégica para o desenvolvimento do país.

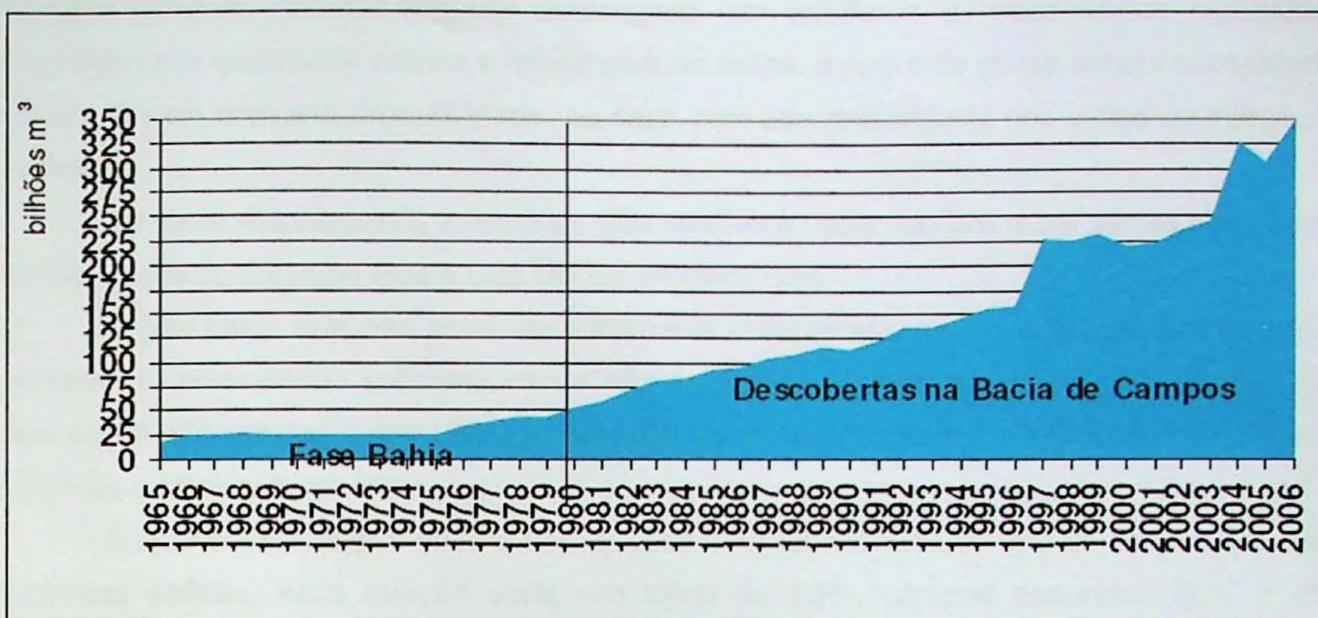


Figura 07 – Reservas comprovadas de gás natural. Fonte: modificado de ANP/SDP; MME.

7.1 Generalidades

Mesmo inexistentes no Brasil, armazenamentos subterrâneos de gás no mundo são tão antigos quanto o desenvolvimento de grandes gasodutos.

Estocagens subterrâneas de gás consistem no princípio de se injetar grandes quantidades gás a altas pressões em estruturas geológicas existentes em ambientes naturais, onde uma rocha, com porosidade e permeabilidade suficientemente alta, funciona como reservatório, capeada por outra, onde estas mesmas características petrofísicas sejam muito baixas, em estruturas que possuam arquitetura de fechamento.

O método mais antigo de utilização consiste utilização de reservatórios exauridos. Em Welland County, Canadá, no ano de 1915, foi realizado primeiro armazenamento subterrâneo com sucesso (Confort *et al.* 2006). Logo em seguida, a primeira estocagem foi construída no estado de Nova York, EUA em 1916, existindo até 1995, pelo menos 550 no mundo (Cedigaz 1995 *apud* Goraieb *et al.* 2005).

Existem pelo menos quatro tipos de armazenamentos subterrâneos no mundo, formados pelo aproveitamento de campos ou reservatórios exauridos, aquíferos com estruturas de fechamento, cavidades resultantes da lixiviação artificial de camadas salinas e minas subterrâneas abandonadas, além do estudo de viabilidade em cavernas (*Hard-Rock Cavern*) (EIA 2007). Cada uma dessas estruturas possui características físicas e econômicas próprias tais como porosidade, permeabilidade e capacidade de injetar e retirar o gás. Assim, são separados em duas grandes classes chamadas de *Base Load* e *Peak Load Storages* (NaturalGas.Org 2007). A primeira trata-se de armazenamentos sazonais,

com grande capacidade, formando, por isso, reservas estratégicas, por exemplo próximas a grandes centros, constituídos por estocagens em aquíferos e reservatórios exauridos. Formados por cavidades salinas e minas abandonadas, o segundo grupo possui capacidade menor, porém com alta produtividade, ou seja, com alta rotatividade nos ciclos de injeção e retirada.

Em uma estocagem o volume de gás contido é separado em duas partes chamadas de Gás Base ou *Cushion Gas* e Gás Útil ou *Working Gas*.

O gás base, que não pode ser totalmente recuperado, possui a função de manter a pressão do reservatório suficientemente alta durante as operações de retirada do gás útil, que constitui o volume a ser utilizado durante picos de consumo e injetado ou reposto em períodos de baixa demanda.

A quantidade de gás base a ser injetada está relacionada ao tipo de estocagem. Em cavernas salinas, essa relação varia em torno de 20%, campos exauridos 50% e em aquíferos está entre 50% a 80% do volume de gás (Goraieb et al. 2005; FERC 2004). Entretanto uma parcela deste gás pode ser recuperada após a exaustão do gás útil, restando aproximadamente 10% do reservatório correspondente à parcela que não pode ser retirada com o nível de pressão de superfície, porém tal prática é utilizada apenas em casos excepcionais.

Novos métodos para melhorar a produtividade e, eventualmente, diminuir custo de estocagens subterrâneas vêm sendo desenvolvidos, como a utilização de poços horizontais, fraturamento hidráulico de reservatórios de baixa permeabilidade e o uso de gases inertes (nitrogênio e dióxido de carbono) mais baratos para a substituição do gás base, responsável por aproximadamente 30% dos custos de investimento.

Estocagens subterrâneas de gás são projetadas para operar cerca de 30 anos, exigindo portanto, atributos que estão relacionados ao seu desempenho. Além de estudos iniciais a respeito do potencial da rocha reservatório, subjacente a outra capedora de baixa permeabilidade com espessura adequada, formando uma estrutura com geometria de fechamento e profundidade normalmente entre 500 e 2500m, é necessário monitoramento de pressão máxima de operação do reservatório e, no caso de aquíferos, do contato gás/água, evitando assim vazamentos e pontos de extravasamento.

7.2 Estocagem em aquíferos

7.2.1 Principais características

Estocagens de gás em aquíferos possuem grande similaridade com reservatórios exauridos de hidrocarbonetos, contendo as mesmas técnicas de pesquisa em alvos potenciais como as utilizadas para a pesquisa e produção de petróleo.

Armazenamentos formados em meios porosos, representam cerca de 98% da capacidade útil total das instalações de estocagens existentes no mundo (Goraieb *et al.* 2005).

O princípio de estocagens na utilização de aquíferos consiste em criar um campo artificial de gás por meio da injeção em camadas porosas saturadas. O reservatório, que é sobreposto por uma camada de baixa permeabilidade, será ocupado pelo gás, que devido às altas pressões, fará com que o fluido aquoso seja deslocado para baixo e para os lados (figura 08).

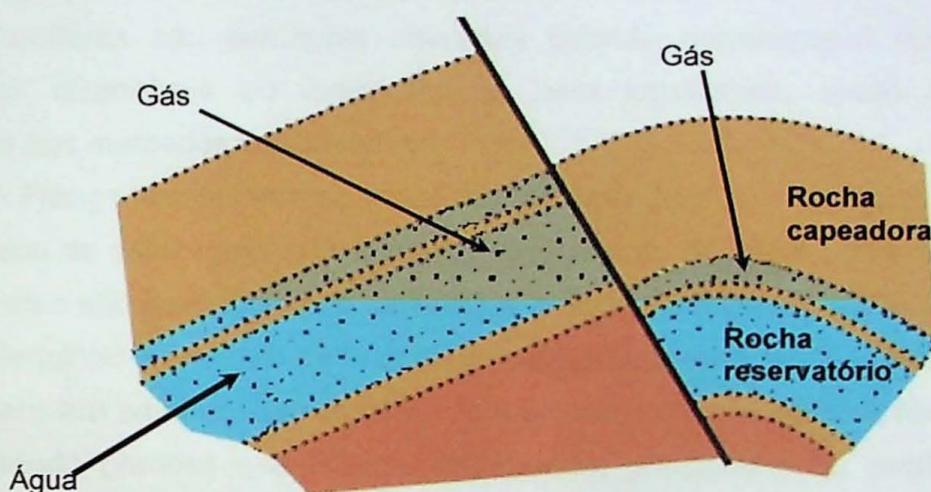


Figura 08 – Desenho esquemático de armadilhas em aquíferos por falhamento ou dobra anticlinal.

Parâmetros petrofísicos como permeabilidade e porosidade são importantes para maximizar a quantidade de gás útil recuperável, e trapas com geometria de fechamento estrutural, como domos, garantem a estanqueidade.

A maioria das estocagens em aquíferos existentes no mundo utiliza reservatórios entre 500 e 2500m de profundidade, com pressões variando de 40 a 300 bars, porosidades iguais ou maiores que 10% e permeabilidades acima de 20 mDarcy, além de pressões que excedem 10% a 30% a pressão hidrostática (Goraieb *et al.* 2005).

Uma das principais características destes reservatórios é sua capacidade volumétrica. Os menores valores possuem capacidade de gás útil em torno de 200 milhões de m³, sendo o maior deles com aproximadamente 9,0 bilhões de m³.

A capacidade volumétrica em aquíferos está altamente relacionada com parâmetros físico-mecânicos do reservatório e da rocha selante. A determinação do limite de pressurização depende do fechamento vertical da estrutura, da integridade mecânica das rochas reservatórios e capeadora. Quanto maior for a amplitude maior será o limite de pressurização e quanto maior a profundidade maior será o limite de sobrepressão permitido. A sobrepressão também não pode exceder a pressão capilar da rocha capeadora, não

ultrapassando o patamar de pressão no qual o gás ultrapassa os poros da rocha selante num sistema saturado em água (*threshold pressure*) (Goraieb et al. 2005).

Como a capacidade volumétrica e a pressão máxima de pressão dos reservatórios é um dos principais critérios na viabilidade de uma estocagem de gás, uma grande quantidade de gás base (*cushion gas*) é necessária, tornando o empreendimento dispendioso. Assim armazenamentos em aquíferos são os menos desejáveis, além de necessitarem de uma quantidade maior de pesquisas geológicas em seu inventariado, conhecendo assim as características do reservatório, e investimentos em equipamentos de desidratação próximos aos postos durante a fase de operação (NaturalGas.Org 2007).

Aquíferas são estruturas utilizadas quando normalmente não existem campos exauridos disponíveis ou logisticamente bem localizados, tendo sido desenvolvidos próximos aos mercados consumidores.

A França possui grandes investimentos neste tipo de reservatório, com 92,3% de sua capacidade de estocagem, pois é grande dependente de importações com 97% do volume consumido e não possui campos depletados *onshore* aproveitáveis (Confort et al. 2006).

Seguindo o exemplo da França, o Brasil possui forte tendência na predominância de estocagens em aquíferos próximos às zonas consumidoras, distante de áreas produtoras e armazenando grandes quantidades controlando, principalmente, oscilações no mercado internacional.

7.2.2 Impactos ambientais

Diversas atividades antrópicas, assim como as necessárias para se estocar gases possuem interferência e causam, em diferentes escalas, impactos, interferindo nas características e na dinâmica do meio ambiente.

Este impacto atinge de formas variadas os componentes do meio ambiente, onde se inclui a atmosfera, o solo, a cobertura vegetal, além de corpos d' água subterrâneos e superficiais.

Seguindo esta lógica destacam-se três aspectos ambientais principais (Goraieb et al 2005).

O primeiro está relacionado à poluição de aquíferos. O gás natural, apesar de possuir poucos particulados, contém substâncias, extraídas durante sua exploração ou dissolvidas em meio às instalações, que são potencialmente nocivas à saúde humana e aos ecossistemas. São metais pesados e outros hidrocarbonetos, que não o metano, alguns aromáticos, que em estudos ou em práticas operacionais, retornam dos armazenamentos em quantidade menor se comparado a sua entrada, indicando uma possível interação com a água subterrânea e principalmente com os minerais das rochas do reservatório. Porém,

dados de poços de monitoramento, em estocagens existentes, não mostram migração das substâncias no subsolo, ficando portanto, limitada ao espaço do empreendimento, ou com velocidade muito reduzida da pluma, ou ainda a ocorrência de biodegradação, neutralizando ou eliminando estes elementos.

Risco de explosões é o segundo caso, tendo acontecido ou sido reportado, pouquíssimos casos, ficando em posição muito superior de segurança se comparado com estocagens em superfície.

Em estocagens em aquíferos, o conflito entre o gás e o uso da água aparece como um terceiro aspecto de grande relevância para estudo de impacto. Neste tipo de reservatório a água cumpre um papel imprescindível e deve estar necessariamente presente. Quanto injetado o gás este empurra o líquido para baixo e para os lados, sendo mais leve, fica no topo da estrutura aprisionado por uma geometria de trapeamento e pela interface gás/água, que obrigatoriamente não deve ultrapassar o limite inferior de fechamento (figura 09), sendo no caso de anticlinais, o ponto inferior de inflexão. Um controle rigoroso deve ser implementado quando da injeção deste gás, pois uma pressão excessiva pode ocasionar efeitos indesejáveis, como ultrapassar o limite de sobrefraturamento da rocha capeadora ou possíveis extravasamentos pelo limite inferior.

A existência de aquíferos superiores, situados entre 10 e 300m acima da camada selante, é muitas vezes indicada para o controle e monitoramento de eventuais escapes da estocagem.

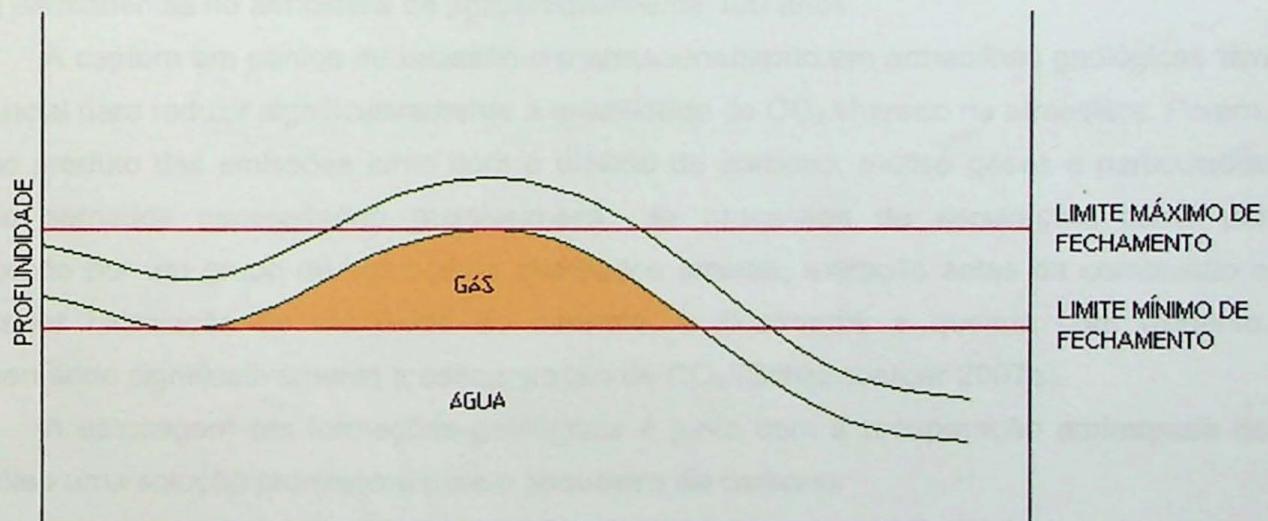


Figura 09 – Limite de fechamento da estrutura capeadora e interface água/gás.

O monitoramento inclui a observação da fonte do impacto, na região do empreendimento como também em seus arredores. Poços de monitoramento são utilizados para verificar o nível do gás, estanqueidade e pressão do reservatório. Estes resultados são utilizados para se estimar quais componentes são mais impactantes e em que nível o meio

ambiente está sendo afetado, permitindo assim que níveis mais sensíveis estejam sob controle mais rígido e monitoramento constante.

8 Seqüestro de carbono e substituição do gás base

Como visto anteriormente, em uma estocagem em meios porosos, grande parte do volume total armazenado é de gás base, representando, no caso de aquíferos, cerca de 40% dos custos de implantação.

Baseado em estudos científicos e tecnológicos, é possível reduzir significativamente esse custo, substituindo o gás natural, utilizado como *cushion gas*, por outro, um gás inerte, como o nitrogênio ou dióxido de carbono.

Somado a isso, a captura e seqüestro de carbono torna-se um assunto de relevância social, política e ambiental, além de aspectos ligados a créditos de carbono, que se trata de um plano inserido no Protocolo de Kyoto.

Com a escalada dos preços de energéticos e o aumento da emissão de gases de efeito estufa, os mercados mundiais passaram a exigir sustentabilidade ambiental, passando a ser prioridade das políticas econômicas onde a qualificação da matriz energética torna-se o principal fator de garantia de qualidade climática, como por exemplo, o tratamento de resíduos, além de benefícios econômicos e fiscais com créditos de carbono (Araújo 2006).

Fontes antrópicas, pelo Protocolo de Kyoto, são responsáveis pela emissão de quatro dos principais gases de efeito estufa, sendo o CO₂ representante de 55% do total e com permanência na atmosfera de aproximadamente 100 anos.

A captura em pontos de emissão e o armazenamento em armadilhas geológicas têm potencial para reduzir significativamente a quantidade de CO₂ liberado na atmosfera. Porém, como produto das emissões junto com o dióxido de carbono, muitos gases e particulados estão somados necessitando possivelmente de processos de separação, como por absorção por um grupo de compostos chamados aminas, extração antes da combustão e posterior hidratação do monóxido de carbono, e finalmente a queima com oxigênio, aumentando significativamente a concentração de CO₂ (Schlumberger 2007a).

A estocagem em formações geológicas é junto com a recuperação aprimorada de petróleo uma solução promissora para o seqüestro de carbono.

Utilizado mais freqüentemente e inicialmente, a recuperação aprimorada de petróleo parte do princípio que um reservatório recém explorado está, geralmente, sob pressão e flui livremente. Em determinado momento a recuperação torna-se não econômica e novas técnicas de extração são adotadas. Uma das metodologias é o bombeamento de CO₂, que aumenta a pressão e diminui sua viscosidade, além da instalação do gás na formação rochosa.

No campo de petróleo de Weyburn, operado pela EnCana, maior empresa de petróleo do Canadá, é utilizado o método de recuperação aprimorada, onde, em 1997, a empresa de gaseificação de Dakota (DGC), concordou em enviar todo o gás residual, com cerca de 96% de dióxido de carbono, de sua fábrica de combustíveis sintéticos por gasodutos para os campos de extração, prevendo-se, com um tempo de produção de mais 25 anos, aproximadamente 20 milhões de toneladas de CO₂ a serem armazenados a uma profundidade de 1400m (Schlumberger 2007b; White 2004).

Além destes reservatórios depletados, estocagens em aquíferos podem apresentar grande viabilidade. Atualmente existe um projeto de captura e armazenamento de carbono em aquíferos no mar do Norte, Noruega, chamado de campo de Sleiper.

O gás natural produzido nesta reserva possui altos níveis de CO₂ (cerca de 9%), onde necessariamente deve ser retirado. Para evitar altas taxas de impostos cobrados pelo governo norueguês em relação ao dióxido de carbono emitido, a Statoil, empresa produtora, faz pesquisas de reinjeção em uma camada superior (Formação Utsira), que possui alta porosidade e permeabilidade. A capacidade estimada para a estocagem subterrânea de dióxido de carbono é de 600 bilhões de toneladas, cerca de 20 anos da produção humana (Schlumberger 2007c).

O sucesso da utilização de dióxido de carbono como gás base está relacionada principalmente ao comportamento termodinâmico dos gases envolvidos.

Quando sujeito a altas pressões e aumento temperatura (figura 10) o gás segue para um estado próximo ao ponto crítico (fluído supercrítico), onde passa a ter grande densidade, porém flui facilmente.

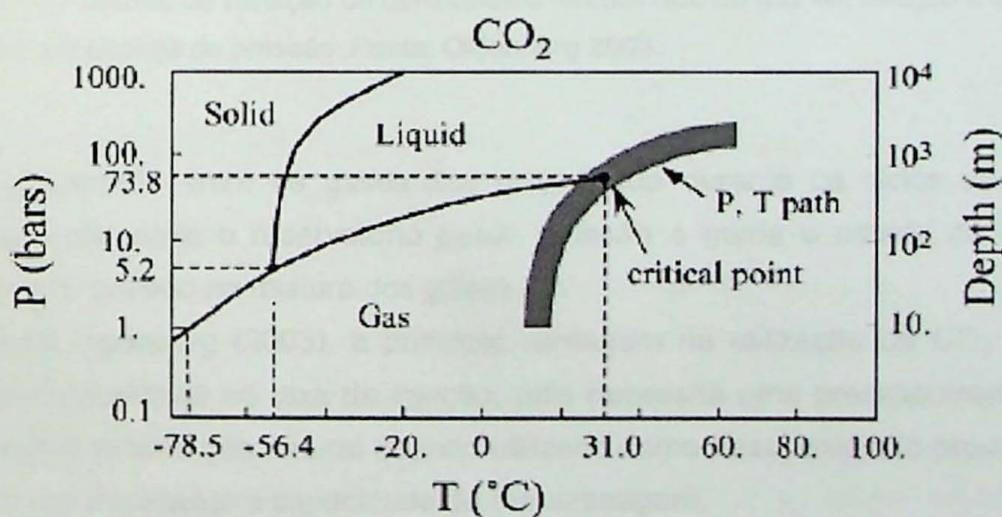


Figura 10 – Gráfico representativo da curva formada pelo CO₂ quando submetido a altas pressões e temperaturas até atingir seu ponto crítico. Fonte: Oldenburg 2003.

A interface entre o gás base, formado por dióxido de carbono, e o gás natural, chamado de útil, é definida pela maior mobilidade do CH₄, portanto menor viscosidade, em relação ao CO₂ (figura 11) (Oldenburg 2003), que é definida pela fórmula:

Onde: M é a mobilidade

$$M = \frac{kr}{\mu}$$

k_r a permeabilidade relativa
 μ a viscosidade do gás

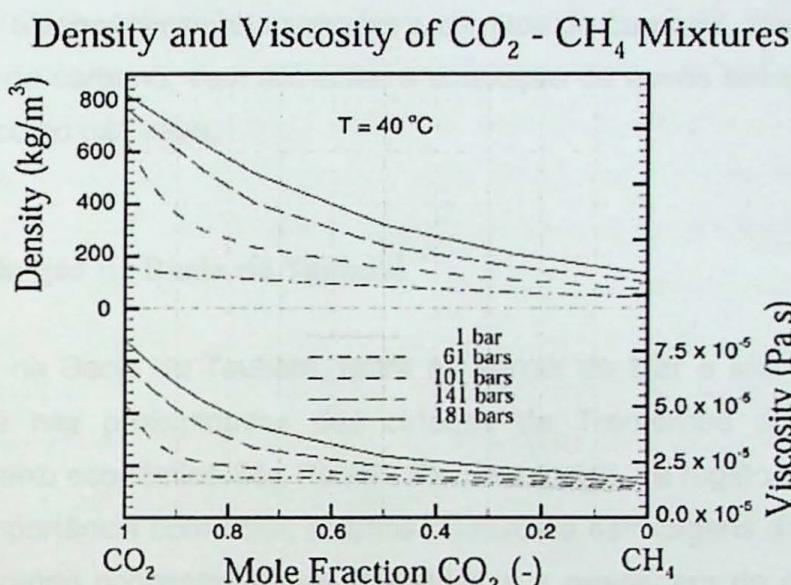


Figura 11 – Gráfico de variação da densidade e viscosidade do gás em relação à fração molar de CO₂ - CH₄ e a mudança de pressão. Fonte: Oldenburg 2003.

Essa separação entre os gases fica prejudicada durante os ciclos de injeção e retirada do gás útil, onde o reservatório perde pressão e muda o estado do dióxido de carbono, exigindo cuidado na mistura dos gases.

Segundo Oldenburg (2003), a principal vantagem na utilização de CO₂ como gás base é a maior velocidade na taxa de injeção, pois necessita uma pressão menor quando comparado com o próprio gás natural quando utilizado como base, exigindo provavelmente, volumes menores e aumento a capacidade da armazenagem.

Uma importante questão na utilização de CO₂ como gás base são processos de uma possível mistura com o gás útil, diminuindo as propriedades, portanto, o valor do produto. Isso ocorre não só pelas mudanças nas propriedades físicas da mistura de gases, mas também por influências na heterogeneidade, anisotropia, fraturamento, hidrodinâmica e, principalmente, na geometria do reservatório, onde estocagens horizontais possuem menor

eficiência em manter a interface entre as substâncias, diferentemente daquelas com arquiteturas verticais, nas quais a gravidade funciona como um agente separador eficiente (Oldenburg 2003).

Os litotipos que compõem a rocha da estocagem possuem grande influência nas possíveis reações entre a água, existente no reservatório, e o dióxido de carbono injetado.

Rochas com diferentes composições mineralógicas podem apresentar, em diferentes graus, dissoluções iniciais pela água acidulada, onde parte do CO₂ foi dissolvido, até atingir o equilíbrio e precipitar minerais carbonáticos, formando assim as chamadas trapas iônicas (White 2004).

Gases inertes como o nitrogênio vem sendo utilizado com um grau aceitável em misturas na França, onde grande parte das estocagens são em meios porosos, porém questões políticas e econômicas relacionadas a créditos de carbono, além de uma eficiência similar ao dióxido de carbono, vem alimentar a execução de novos estudos e investimentos nesta substância como gás base.

9 Estocagem de gás na Bacia de Taubaté

Localizada na Bacia de Taubaté, entre as serras do Mar e Mantiqueira, a área em estudo localiza-se nas proximidades das cidades de Tremembé e Pindamonhangaba, situada no macro-eixo econômico São Paulo - Rio de Janeiro, na região do vale do Paraíba.

Além da importância comercial, estudos relativos a estocagens de gás na região são reforçados pela grande concentração de indústrias e a passagem do gasoduto sudeste – nordeste chamado GASENE.

9.1 Unidades litoestratigráficas

A Bacia de Taubaté é um *rift* cenozóico com seu arcabouço subdividido em três compartimentos (Fernandes & Chang 2003) com preenchimento sedimentar caracterizado pela formação de depósitos de leques aluviais, de planície aluvial e lacustre de idade paleogênica, além de depósitos fluviais meandrantes, aluvial e coluvial do Neógeno ao Quaternário (Riccomini 1989).

O trabalho de caracterização das unidades litoestratigráficas deste trabalho foi todo fundamentado em estudos anteriores realizados nas últimas décadas sendo citados como exemplos: Suguio (1969), Hasui & Ponçano (1978), Riccomini (1989) entre outros.

Como unidades estudadas para estocagens subterrâneas de gás, foram selecionadas duas formações. Como potencial rocha reservatório a Formação Resende e sobrejacente, capeando esta, a Formação Tremembé.

9.1.1 Formação Resende

Como unidade basal da bacia que é a mais profunda do *Rift* Continental do Sudeste do Brasil, a Formação Resende é formada por sistemas de leques aluviais associados à planície aluvial de rios entrelaçados, sendo os depósitos mais abundantes e expressivos da sedimentação paleogênica.

A gradação a partir de fluxos de massa nas bordas tectonicamente ativas das bacias, são marcadas por três fácies distintas (Riccomini 1989):

- I) fácies de diamictitos, com granulações variando de seixos a matacões angulosos, originários do embasamento em meio a matriz argilosa a arenosa esverdeada e acunhamento dos pacotes em direção ao eixo deposicional, localizados proximalmente a área fonte.
- II) fácies de lamitos seiosos a arenosos, com coloração esverdeada, lateralmente interdigitados com depósitos proximais. Relacionados a planície aluvial, os arenitos são mal selecionados e com granulação média a grossa, maciços ou com estratificação cruzada acanalada intercalados com lamitos.
- III) fácies de siltitos-arenosos, muitas vezes ricos em argilas e matéria orgânica, são relacionados à deposição de a pequenos lagos inter-lobos de leques aluviais coalescentes.

Além destas fácies ainda são reconhecidos calcários calcíticos (calcretes) associados aos lamitos distais, relacionados a horizontes pedogenéticos.

9.1.2 Formação Tremembé

Como unidade mais significativa na porção central da Bacia de Taubaté, a formação Tremembé é caracterizada como um sistema deposicional lacustre do tipo *playa-lake*, de idade oligocênica.

Riccomini 1989 reconheceu cinco litofácies principais caracterizadas por:

- I) fácies de argilitos verdes maciços, muitas vezes fossilíferos, com eventual presença de gretas de contração e concreções carbonáticas decimétricas.
- II) fácies de dolomitos com textura microesparítica, coloração verde acinzentada a branca, intercaladas com argilitos maciços, possuindo geometria tabular de espessura decimétrica.

- III) fácies de ritmitos, diversas vezes fossilíferos, compostos pela alternância de margas e folhelhos castanhos a cinza escuro, localizadamente papiráceos, ambos de espessura centimétrica.
- IV) fácies de arenitos com estratificação cruzada sigmoidal, granodecrescência ascendente, localizadamente com mudanças granulométricas de silte a areia grossa, além de *climbing ripples*, estando desenvolvida unicamente na borda da bacia.
- V) fácies de arenitos grossos, arcoseanos, conglomeráticos, localizadamente polímíticos. Apresentam grande graduação granulométrica da base para o topo, com biotubações e gretas de contração. Possui geometria tabular de grande persistência lateral e estão localizados entre camadas de argilitos verdes maciços da porção central da bacia de Taubaté, assim mostram-se de grande interesse para estudos relacionados a reservatórios.

As sondagens do Conselho Nacional do Petróleo (CNP 1952) utilizadas neste trabalho, somadas à de número 42, descrita por autores (Suguió 1969, Sant'Anna 1999) apresentam em boa parte de seus perfis, litotipos pertencentes à formação Tremembé, onde cinco níveis papiráceos (com alto teor de querogênio) mereceram destaque e foram utilizados como camadas-guia.

Estes folhelhos representam o nível alto do lago, notadamente contínuos e correlacionáveis por distâncias de até 30 km (Riccomini 1993).

9.2 Análise geoestatística

Na análise estratigráfica foram observados 5 camadas de folhelhos papiráceos com grande persistência lateral e de fácil reconhecimento. O quinto e último destes folhelhos, está presente em 39 das 41 sondagens utilizadas, além de ser o mais profundo e escolhido como o mais representativo das camadas-guia. Dessa forma este *datum* foi utilizado para a definição do comportamento espacial e geométrico, bem como sua continuidade lateral para a elaboração do modelo de fechamento estrutural da rocha capeadora.

Como dados de interpolação, foi utilizada a cota altimétrica da base deste quinto folhelho em cada uma das sondagens, distribuídas em uma malha aleatória (figura 12), nas quais esta presente.

Para a descrição do comportamento espacial, cálculo de variabilidade e dependência espacial entre as amostras, foi utilizado o variograma, ao qual se ajustou um modelo teórico de modo a permitir a organização do sistema de equações de krigagem (figura 13).

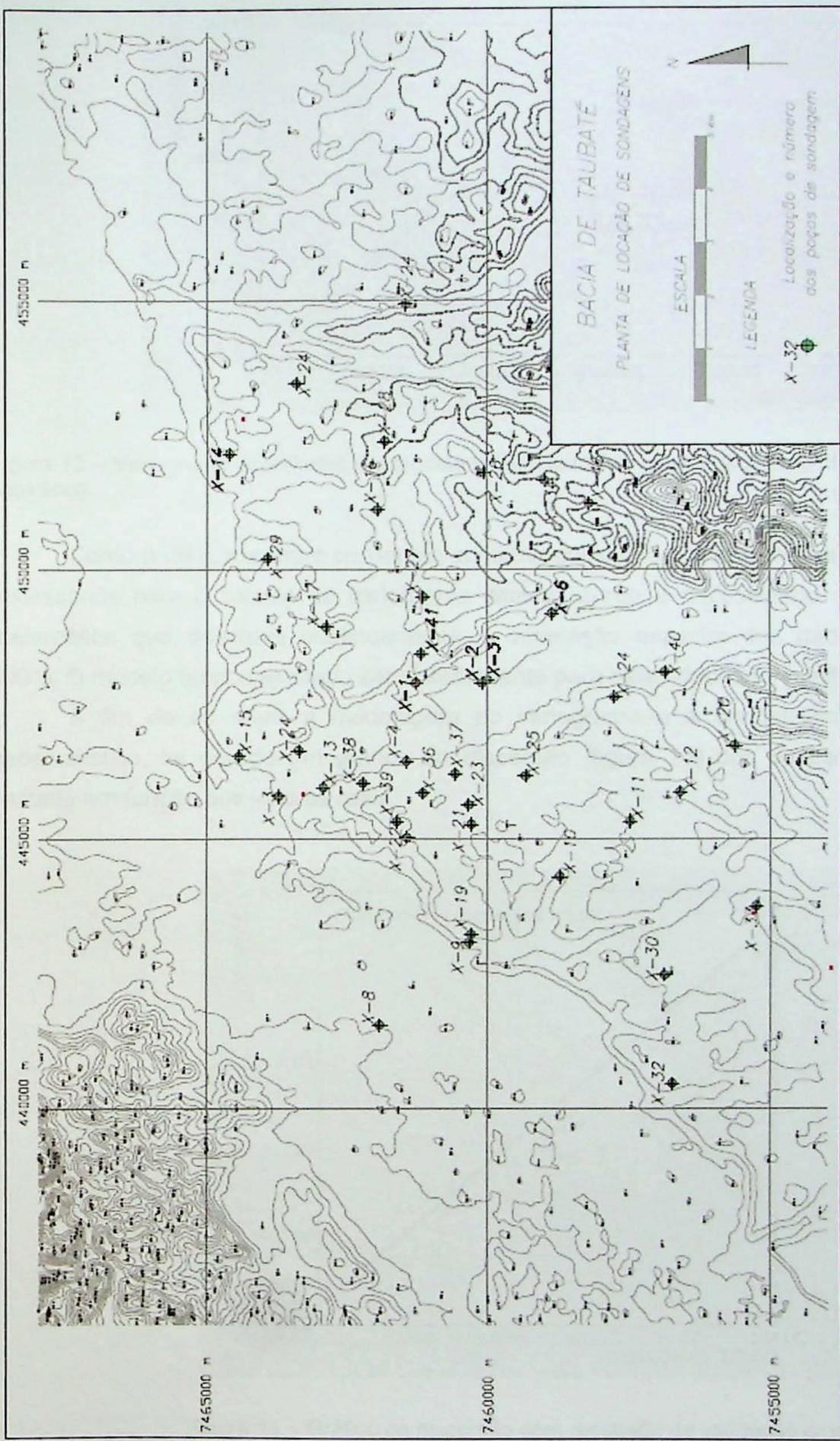


Figura 12 - Planta de locação de sondagens na área em estudo.

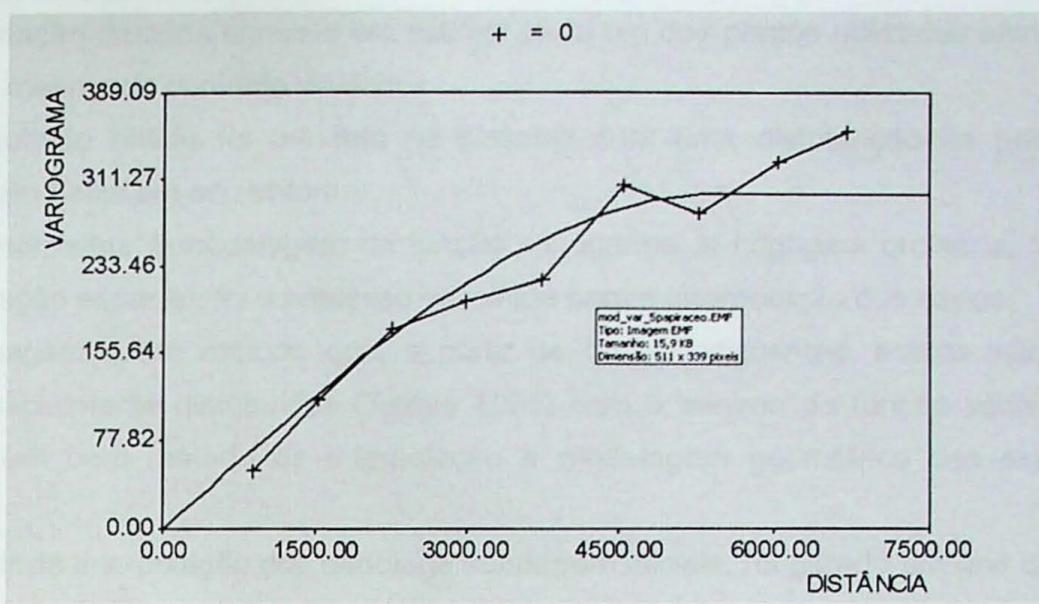


Figura 13 – Variograma experimental e modelo teórico esférico, ajustados a partir do quinto folhelho papiráceo.

Como a distância entre os pontos aumenta consideravelmente e o número de pares necessários para o cálculo de variograma diminui, surge a necessidade de uma função matemática que descreva continuamente a correlação espacial dos dados (Yamamoto 2001). O modelo teórico ajustado satisfatoriamente para estes dados foi o esférico.

A fim de se aferir a modelagem do variograma e a confiabilidade do método geoestatístico, foi gerado um gráfico de dispersão (figura 14) dos valores da validação cruzada em função dos valores reais.

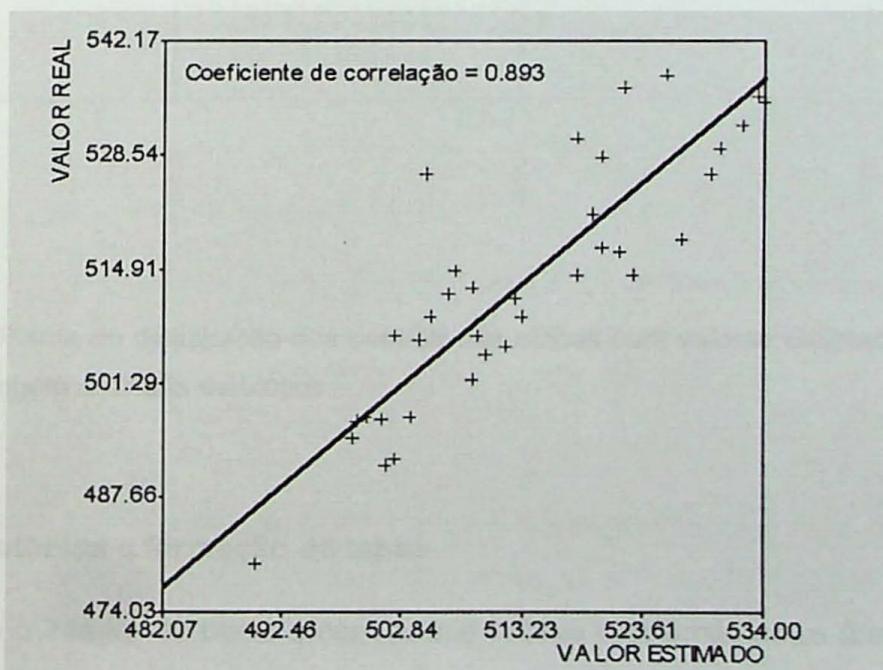


Figura 14 – Gráfico de dispersão com resultado de validação cruzada.

A validação cruzada consiste em estimar cada um dos pontos utilizados eliminando-se o valor do mesmo do conjunto de dados.

O resultado obtido foi um reta na bissetriz com uma distribuição de pontos de dispersão muito baixa em seu entorno.

Posteriormente à modelagem da função variograma, a krigagem ordinária, fazendo uso da correlação espacial, foi o processo escolhido para a interpolação dos dados.

A krigagem é um método que, a partir de dados adjacentes, estima valores de variáveis espacialmente distribuídas (Takiya 1991) com o mínimo da função variância do erro, sendo um bom método de interpolação e modelagem geométrica das estruturas encontradas.

A partir da interpolação dos dados de sondagem iniciais, foi gerado um grid com 336 blocos estimados por krigagem ordinária (figura 15) e a partir destes resultados foi gerado o modelo digital da rocha capeadora, com o objetivo de se determinar seu fechamento estrutural.

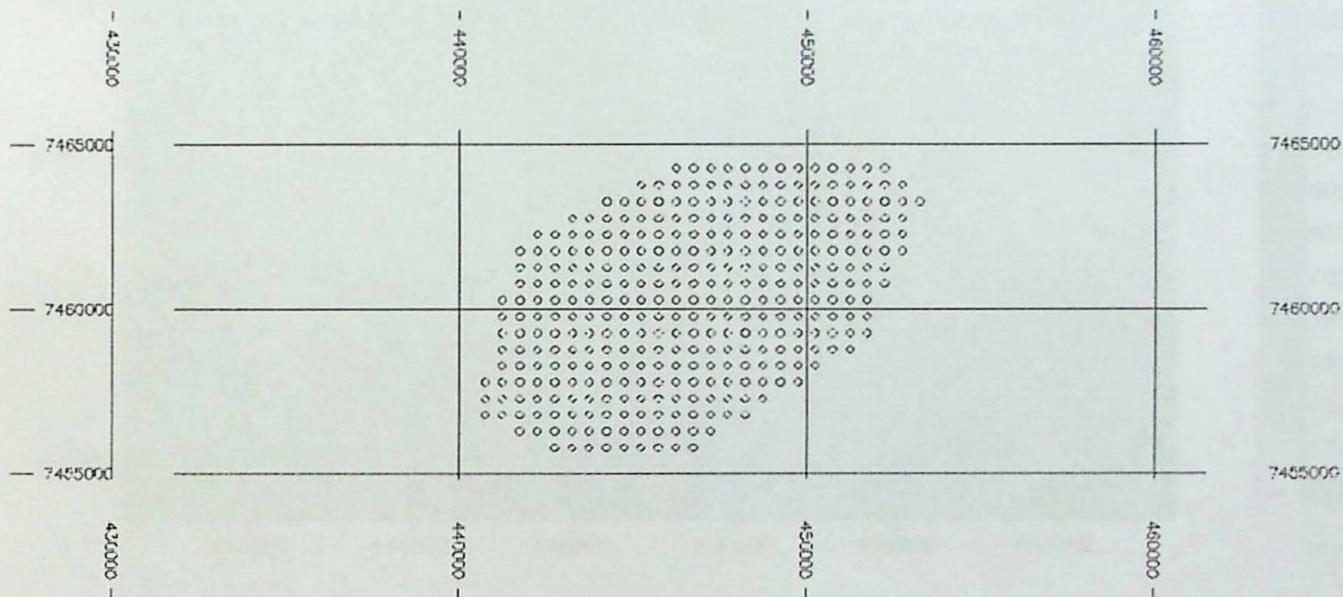


Figura 15 – Planta de distribuição dos centros dos blocos com valores estimados a partir da interpolação por krigagem ordinária de blocos.

9.3 Evolução tectônica e formação de tapas

Localizada no interior da bacia e com pouco reflexo morfométrico, a área em estudo é caracterizada pelo aplainamento associado à presença de extensa cobertura coluvial e aluvial quaternária. Assim apresenta uma carência de estruturas em superfície, com poucos indicadores cinemáticos e principalmente geométricos.

Segundo Riccomini (1989) e Takiya et al. (1990), o primeiro dos diversos agentes deformadores da bacia, no Mioceno, relacionado ao movimento de transcorrência sinistral, foi o evento responsável pela formação de dobras cônicas de expressão quilográfica segundo um padrão escalonado (*en echelon*). Estes esforços se refletiram de maneira significativa nos depósitos lacustres da Formação Tremembé, criando estruturas com direção de eixo próximo a norte-sul.

Posteriormente, durante o Pleistoceno, falhas de borda da bacia, formadas durante a fase *rift* são reativadas e o sedimento dobrado em direção oposta. Este novo esforço, agora transpressional dextral deforma estruturas da fase anterior e dobra as charneiras, assim criando um padrão em “domo-e-bacia” (figura 16).

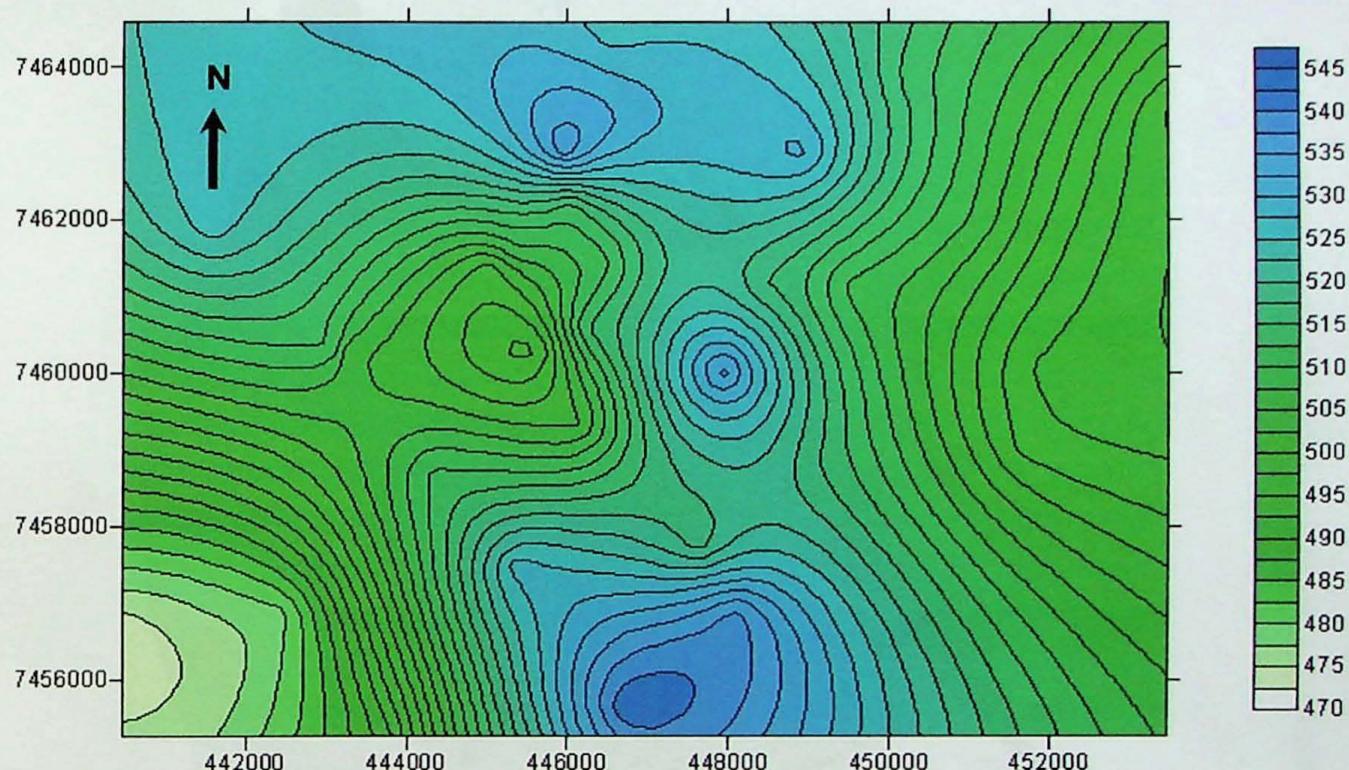


Figura 16 – Modelo em planta onde aparecem altos e baixos estruturais na área em estudo. Notar o alinhamento entre os picos dos altos em orientação próxima a norte-sul, reflexo da direção de dobras do primeiro evento deformador e o padrão “domo-e-bacia” resultante de esforços posteriores.

Estas variações no campo de esforços, possivelmente relacionadas ao movimento compensatório entre as placas Sul Americana e Africana (*ridge-push*) e Sul Americana e Nazca (*slab-pull*), são formadoras da geometria em domo selecionado como alvo para este trabalho.

Quando observado o modelo digital do terreno gerado pela interpolação dos dados de sondagem, uma única dobra fechada (braquianticlinal) pode ser identificada na porção central da área estudada (figuras 17 e 18).

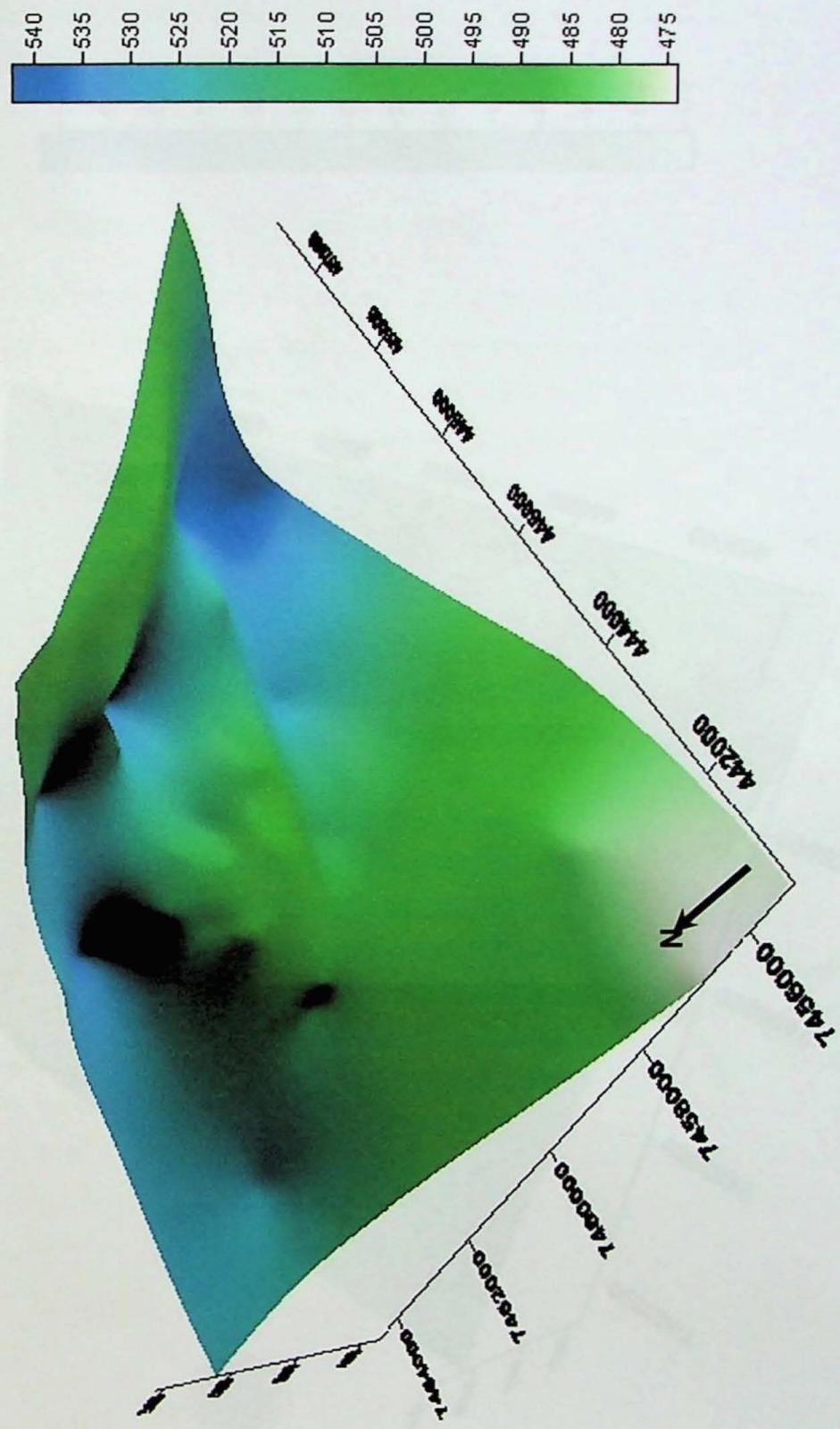


Figura 17 - Modelo em 3D do alvo selecionado (domo central) no interior da Bacia de Taubaté.

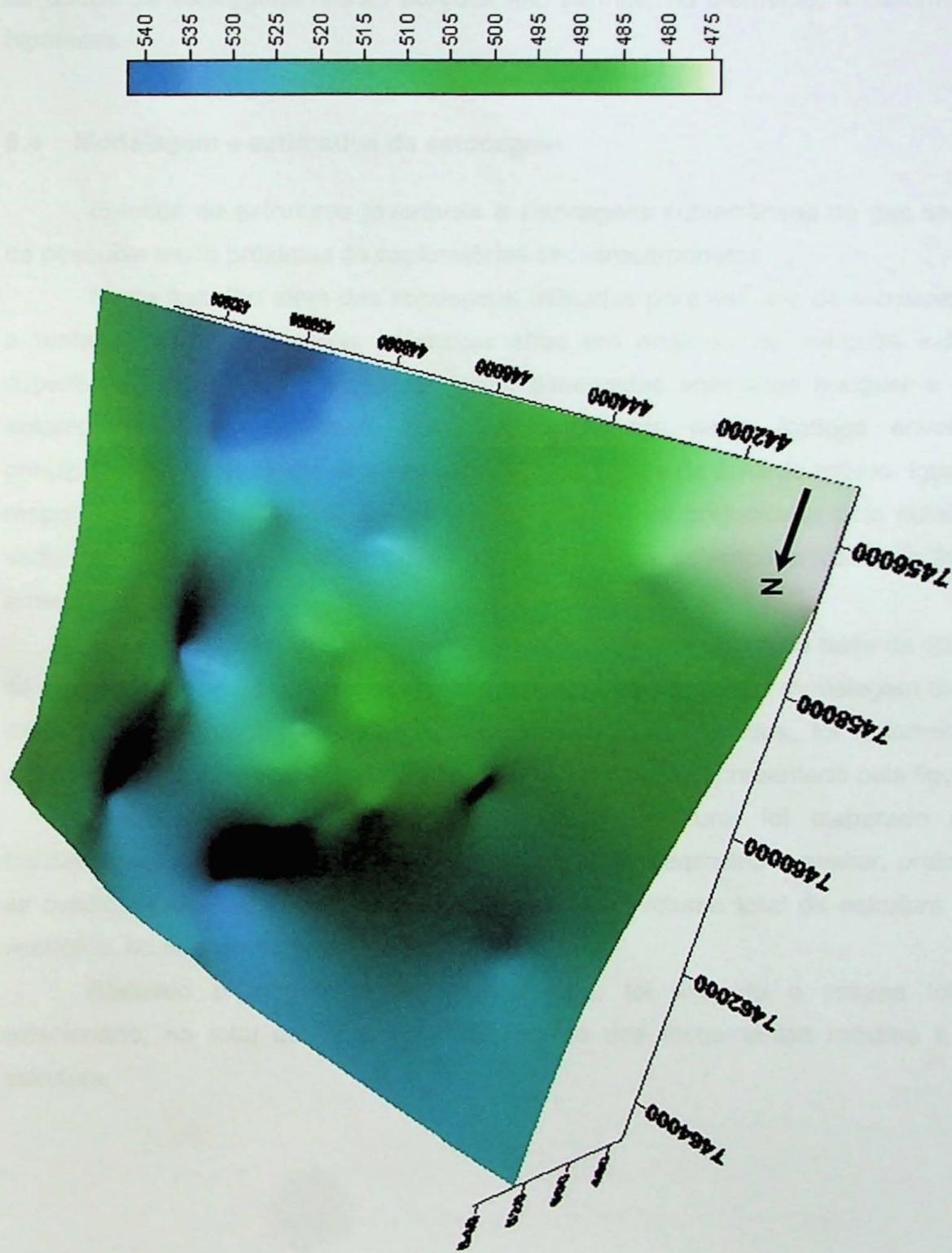


Figura 18 - Modelo digital 3D do alvo selecionado. Nota-se na região central o domo com fechamento estrutural e outras duas elevações alinhadas a norte e sul com visualização completa de sua geometria limitada pela área investigada.

Duas outras porções elevadas com maiores dimensões ocorrem ao norte e ao sul desta dobra fechada. É difícil avaliar a existência ou não de fechamentos nestas duas áreas. Ao sul, a existência de fechamento é improvável, tendo em vista o adelgaçamento da espessura do pacote sedimentar da bacia neste sentido. Enquanto ao norte pode apresentar um fechamento contra a falha mestra da borda noroeste da Bacia de Taubaté. A ausência de dados de sondagens nestas porções não permite, no momento, a confirmação destas hipóteses.

9.4 Modelagem e estimativa da estocagem

Estudos de estruturas favoráveis a estocagens subterrâneas de gás seguem linhas de pesquisa muito próximas às exploratórias de hidrocarbonetos.

Neste trabalho além das sondagens utilizadas para estudos de subsuperfície, houve a tentativa de resposta dos potenciais altos em análises de métodos indiretos e de superfície. Em dados gravimétricos foram observadas anomalias bouguer e residual, no entanto a resposta foi muito baixa, não somente pelos litotipos envolvidos, mas principalmente na distância entre as estações e a escala da área de estudo. Igualmente com resposta pouco significativa, a análise morfométrica foi prejudicada pelo aplanaamento de sedimento quaternário e deformações posteriores àquelas responsáveis pela formação das armadilhas.

Entretanto a interpolação por krigagem pontual dos dados da base da quinta camada de folhelho papiráceo, utilizado como camada guia, serviu para a modelagem das estruturas existentes na região de estudo. A partir dos resultados obtidos, foi determinada a cota altimétrica de fechamento mínimo, a 520,50 m de altitude, representado pela figura 19.

Assim, a partir da planta de contorno estrutural foi elaborado um modelo tridimensional (figuras 20 e 21) que permitiu inferir a geometria e avaliar, preliminarmente, as condições de fechamento do alvo, bem como o volume total da estrutura limitada em vermelho, no sítio geológico.

Efetuado o modelo digital da estrutura, foi extraído o volume total do alvo selecionado, no total de $17,6 \times 10^6 \text{ m}^3$, dentro dos fechamentos máximo e mínimo da estrutura.

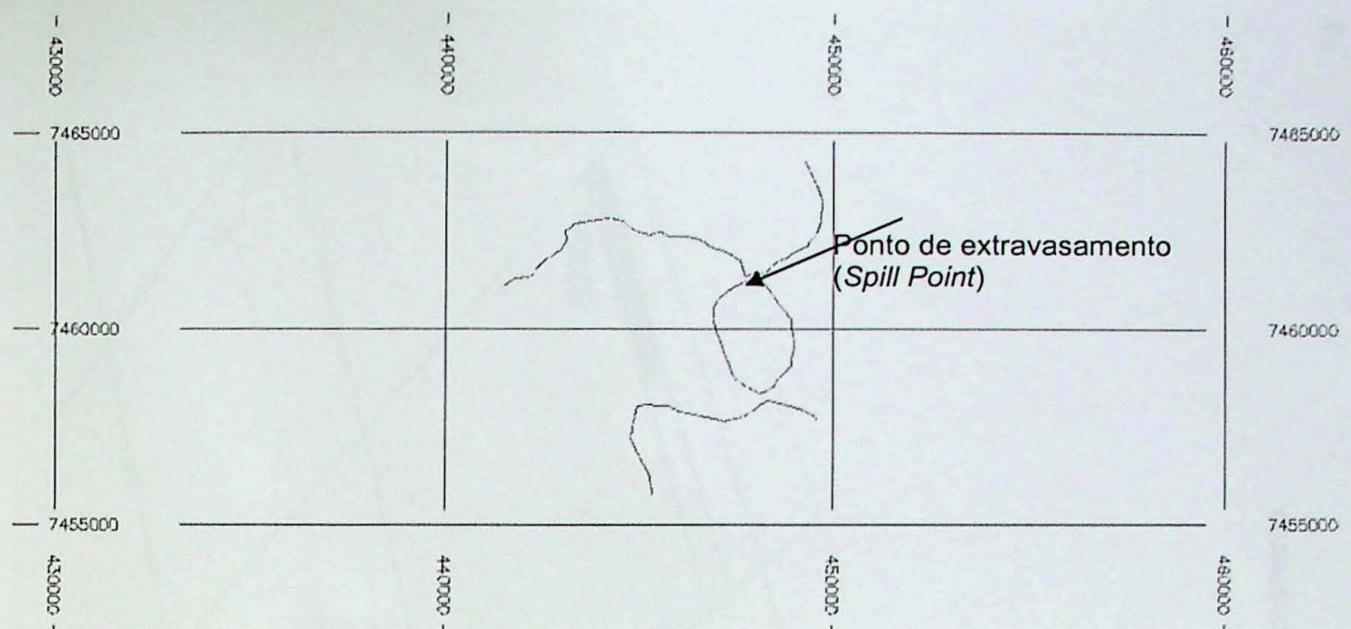


Figura 19 – Planta com fechamento mínimo do alvo estudado e indicação do ponto de extravasamento.

O volume da estrutura e a capacidade de estocagem de gás de um determinado sítio podem ser obtidos através da integração de dados de volume e parâmetros petrofísicos da rocha reservatório, muitas vezes somado a interferências da profundidade ou pela pressão de operação a qual o gás é submetido, sendo representados respectivamente pelas equações:

$$V_{total} = \frac{V_{poros} * (1 - S_{w_irr})}{F_V} * 1000000$$

e

$$V_{total} = V_{poros} * (1 - S_{w_irr}) * P$$

Onde: V_{total} é o volume total da estocagem

V_{poros} a área de fechamento da estrutura x a porosidade

S_{w_irr} fator de água irredutível

F_V fator volumétrico

P pressão máxima de operação (sobrepressão)

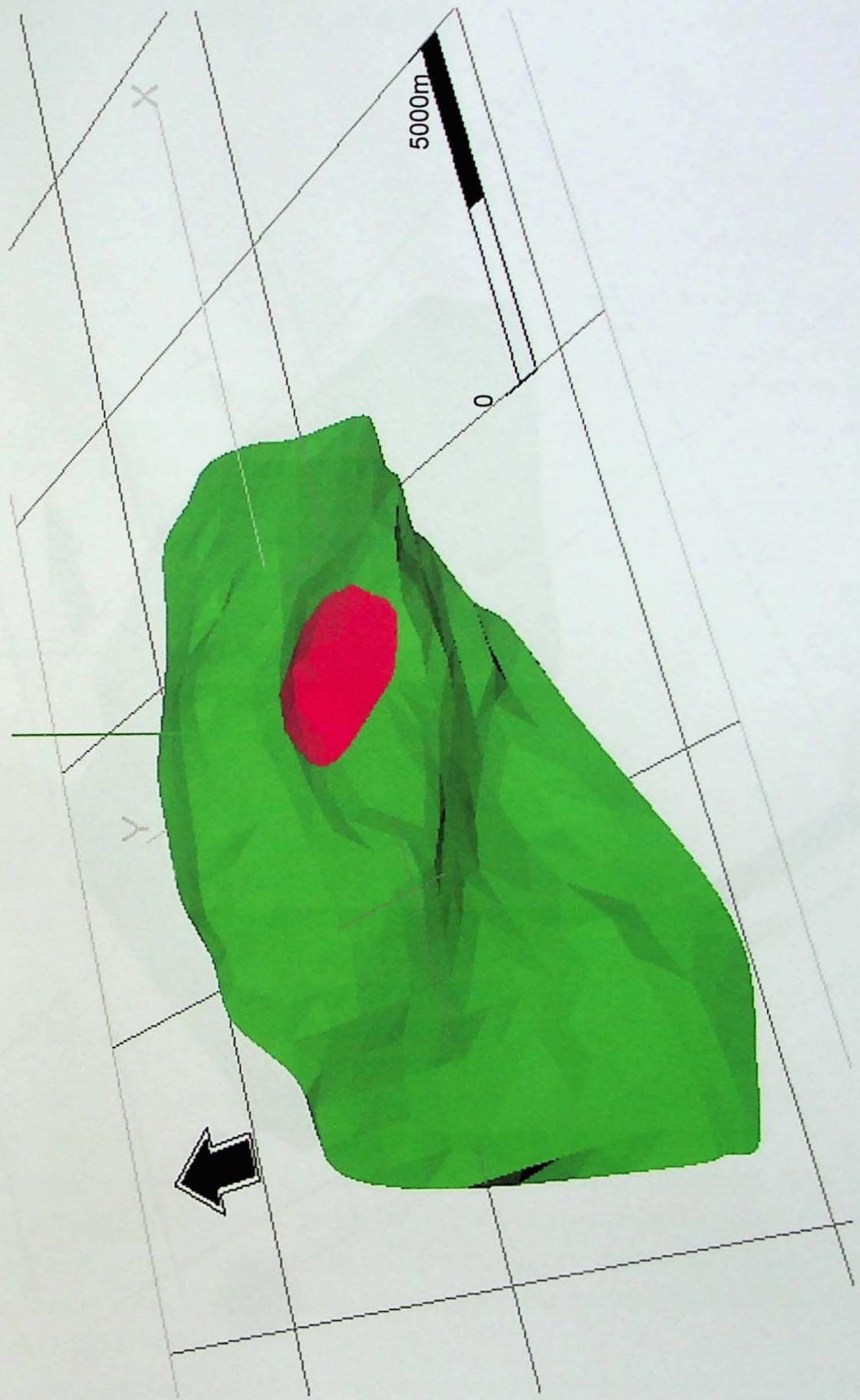


Figura 20 – Modelo tridimensional digital da base da camada guia e destaque no alvo com geometria em fechamento.

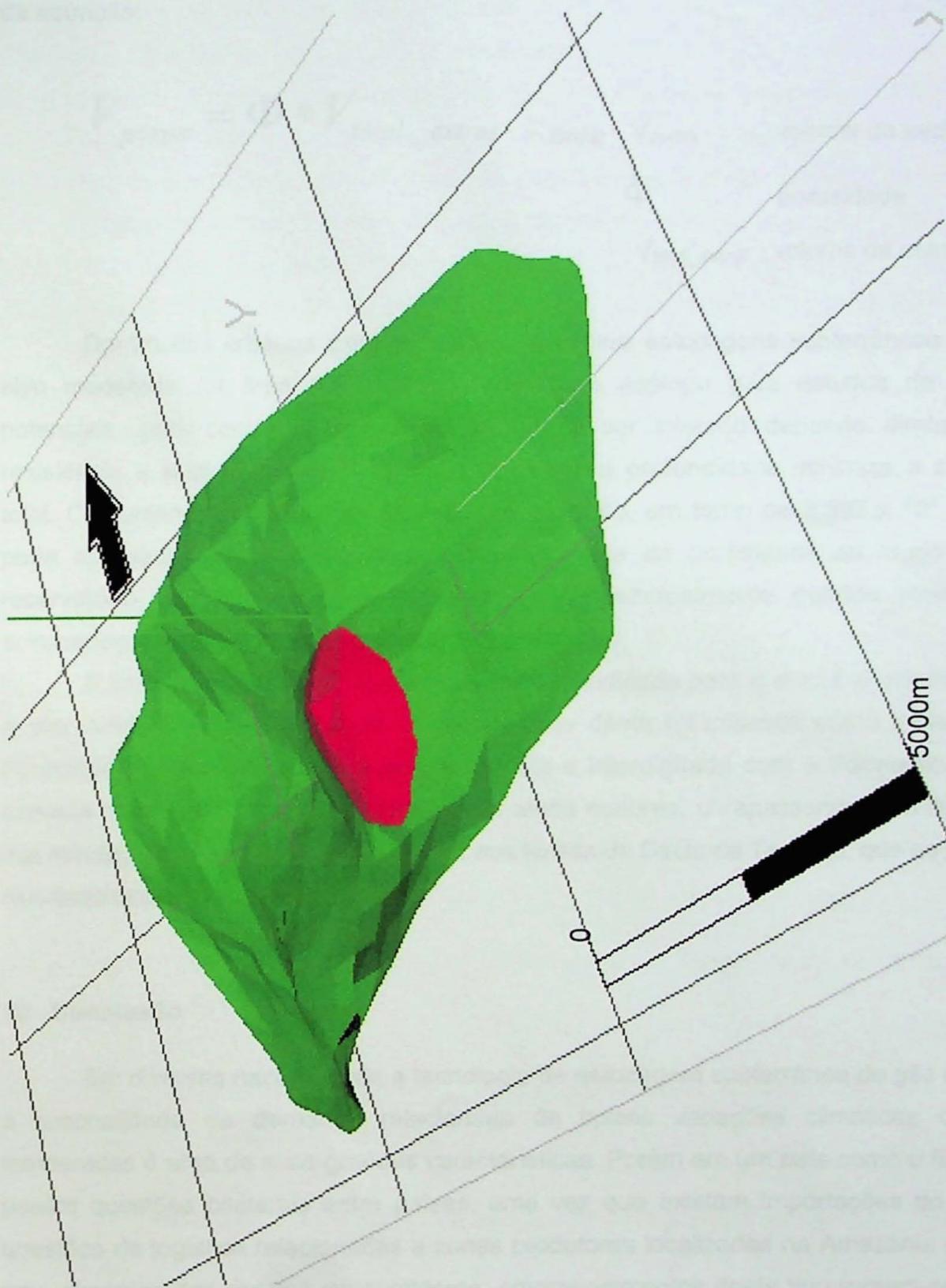


Figura 21 – Mesmo modelo tridimensional digital observado em perspectiva a partir do quadrante SE.

Nas análises deste trabalho não foram executadas análises petrofísicas, porém para o cálculo do volume de vazios foi utilizada a porosidade de 17% para as rochas da Formação Resende (HK Chang, 2007, informação verbal a C Riccomini), calculado a partir da equação:

$$V_{\text{poros}} = \Phi * V_{\text{total_estrut}}$$

Onde: V_{poros} volume de vazios
 Φ porosidade
 $V_{\text{total_estrut}}$ volume da estrutura

Dentro dos critérios exigidos na literatura para estocagens subterrâneas de gás, o alvo modelado na área pesquisada serve como análogo para estudos de estruturas potenciais, pois como a capacidade de gás a ser injetado depende diretamente da resistência a sobrepressão do litotipo selo, a baixa profundidade minimiza a capacidade total. Conjuntamente, o volume de vazios encontrado, em torno de $2,992 \times 10^3 \text{ m}^3$, a qual pode apresentar variações pela própria anisotropia da porosidade ao longo da rocha reservatório, é inicialmente considerada baixa, principalmente quando relacionada a armazenagens em camadas saturadas.

É importante ressaltar que a profundidade indicada para o alvo é diretamente ligada a profundidade da camada guia, já que a base desta foi utilizada como dado, porém a Formação Tremembé, camada selo, sotoposta e interdigitada com a Formação Resende, camada reservatório, possui profundidades ainda maiores, ultrapassando o limite de 200m das sondagens mais profundas, somado aos limites da Bacia de Taubaté, que no arcabouço estudado pode atingir até 800m.

10 Conclusão

Em diversas nações onde a tecnologia de estocagem subterrânea de gás é utilizada, a sazonalidade da demanda relacionada às típicas variações climáticas das zonas temperadas é uma de suas grandes características. Porém em um país como o Brasil, onde pesam questões bilaterais entre países, uma vez que existam importações do recurso e questões de logística relacionadas a zonas produtoras localizadas na Amazônia ou em alto mar, distantes dos centros consumidores, empreendimentos deste tipo tornam-se viáveis e com funções estratégicas.

Seguindo esta linha de raciocínio, estocagens em meios porosos são de grande valia, já que mesmo possuindo como característica taxas de injeção/retirada lenta armazenam grande quantidade do produto. No entanto, armazenagens em aquíferos exigem

alto investimento e uma grande quantidade de investigações geológicas para sua viabilidade.

Somado a isso, estocagens subterrâneas de gás em camadas saturadas, como na Bacia de Taubaté, são as mais indicadas no Brasil, já que suas características geológicas são mais favoráveis em regiões continentais e pela sua proximidade a centros consumidores. Localizada no vale do Paraíba do Sul, a bacia estudada está localizada no eixo entre São Paulo e Rio de Janeiro, junto a uma das regiões mais industrializadas do país, além de sua proximidade ao projeto do gasoduto sudeste-nordeste (Gasene).

Como visto anteriormente, armazenamentos de gás ainda exigem uma quantidade maior de estudos, com detalhamento e maior aprofundamento, na busca por informações mais precisas sobre a região, os litotipos envolvidos e na modelagem da estrutura potencial.

Com as sondagens utilizadas, atingiu-se o máximo de 202m de profundidade e como *datum* resultante da interpolação dos dados obtidos a partir delas, a quinta camada de folhelho papiráceo. Porém, o sedimento lacustre, da Formação Tremembé, chamada de rocha capeadora, possui profundidades ainda maiores, podendo atingir critérios de sobrepressão, relacionados à altura da coluna litostática sobre o selo, ou seja, a profundidade mínima recomendada para um reservatório em estocagens de gás.

Este trabalho resultou em um alvo análogo para estudos relacionado a estocagens subterrâneas de gás da região, mostrando estruturas e litotipos potenciais a este tipo de empreendimento, que pode se tornar viável com análises mais detalhadas.

Referências Bibliográficas

ALMEIDA F.F.M.DE 1976. The System of Continental Rifts Bordering the Santos Basin, Brazil. An. Acad. brasil. Ciênc., 48(Supl.):15-26.

ALMEIDA F.F.M.DE, CARNEIRO C.D.R. 1998. Origem e evolução da Serra do Mar. Rev. Bras. Geoc., 28:135-150.

ANP 2002. Disponível em : <http://www.anp.gov.br/doc/notas_tecnicas/Nota_Tecnica_ANP_016_2002.pdf>. Acesso em 04/10/2007.

ANP 2007. Disponível em : <http://www.anp.gov.br/doc/gas/2007/boletimgas_200708.pdf>. Acesso em 08/10/2007.

ARAUJO, A.C.P. 2006. *Como Comercializar Créditos de Carbono*. São Paulo: Trevisan Editora Universitária. 48p.

AZEVEDO JR. M.F. 1991. *Integração entre o preenchimento sedimentar cenozóico das bacias de Campos e Santos e a evolução tectônica e geomorfológica das áreas continentais adjacentes.* Ouro Preto, EM-UFOP, Dissert. Mestr., 160 p.

BRASIL ENERGIA 2007. Edição de junho, v 319, p 90-92.

CAMPOS, J.M. 1952. A jazida pirobetuminosa do Vale do Paraíba. In: Engenharia, Mineração e Metalurgia. *Os depósitos de folhelho betuminoso da Bacia do Paraíba e o problema de sua mineração.* São Paulo. p.417-421 (Volume 16).

CNP 1952. Conselho Nacional do Petróleo. Xisto Betuminoso. In: Relatório de 1951. Rio de Janeiro, 1952. p 219-237.

CARNEIRO C.D.R., HASUI Y., GIANCURSI F.D. 1976. Estrutura da Bacia de Taubaté na região de São José dos Campos. In: SBG, Congr. Bras. Geol., 29, Ouro Preto, 1976. *Anais...*,Ouro Preto, v. 4, p. 247-256.

CONFORT M.J.F., MACULAN B.D., MOTHÉ C.G. 2006. Levantamento das Principais Formas de Estocagem Subterrânea de Gás Natural no Mundo. *Rio oil & Gas 2006*

EIA 2007. Energy Information Administration / Natural Gas Division. Disponível em : <<http://tonto.eia.doe.gov/FTPROOT/natgas/storagebasics.pdf>>. Acesso em 26/02/2007.

FERC 2004. Federal Energy Regulatory Commission, *Current State of and Issues Concerning Underground Natural Gas Storage.* Disponível em: <http://www.ferc.gov>. Acesso em 26/02/2007.

FERNANDES F.L. 1993. *Arcabouço estrutural e evolução da Bacia de Taubaté - SP.* Ouro Preto, EM-UFOP, Dissert. Mestr., 147 p.

FERNANDES F.L., CHANG H.K. 1992. Compartimentação e evolução tectônica da Bacia de Taubaté. In: SBG, Congr. Bras. Geol., 37, São Paulo, 1992. *B. Res. Expand...*, São Paulo, v. 1, p. 570-572.

FERNANDES F.L., CHANG H.K. 2001. Modelagem gravimétrica da Bacia de Taubaté - Vale do Rio Paraíba do Sul, leste do Estado de São Paulo. *Rev. Bras. Geof.*, 19:131-144.

FERNANDES F.L., CHANG H.K. 2003. Arcabouço estrutural da Bacia de Taubaté - SP. In: SBG, Simp. Nac. Est. Tect., 9, International Symposium on Tectonics, 3, Armação de Búzios, 2003. *B. Res...*, Armação de Búzios, p. 367-370.

GORAIEB, C.L.; IYOMASA , W.S; APPI, C.J. 2005. *Estocagem subterrânea de gás natural: tecnologia de suporte ao crescimento do setor de gás natural no Brasil*. São Paulo. IPT - Instituto de Pesquisas Tecnológicas de São Paulo.

HASUI Y. 1975. *Evolução polifásica do Pré-Cambriano oeste da capital paulista*. Bol. IG, 6:95-107.

HASUI Y., PONÇANO W.L. 1978. Organização estrutural e evolução da Bacia de Taubaté. In: SBG, Congr. Bras. Geol., 30, Recife, 1978. *Anais...*, Recife, v. 1, p. 368-381.

HEILBRON M., MACHADO N. 2003. Timing of terrane accretion in the Neoproterozoic-Eopaleozoic Ribeira orogen (SE Brazil). *Precambrian Res.*, **125**:87-112.

MANCINI, F. 1995. *Estratigrafia e aspectos da tectônica deformadora da Formação Pindamonhangaba, Bacia de Taubaté, SP*. São Paulo, IGc-USP, Dissertação de Mestrado, 109p.

MARQUES, A.1990. Evolução tectônico-sedimentar e perspectives exploratórias da Bacia de Taubaté, São Paulo, Brasil. PETROBRAS. p.221-340. (Boletim 04).

MEZZALIRA S. 1989. *Os fósseis do Estado de São Paulo*. São Paulo, IGG, Série Pesquisa, 155 p.

NATURALGÁS.ORG. 2007. Disponível em : < <http://www.naturalgas.org/>>. Acesso em 26/02/2007.

OLDENBURG, C.M. 2003. Carbon Dioxide as Cushion Gas for Natural Gas Storage. *Energy & Fuels*, **17**: 240-246.

PADILHA A.L., TRIVEDI N.B., VITORELLO I., COSTA J.M. 1991. Geophysical constraints on tectonic models of the Taubaté Basin, southeastern Brazil. *Tectonophysics*, **196**:157-172.

RICCOMINI, C. 1989. *Rift Continental do Sudeste do Brasil*. São Paulo, IGc-USP, Tese de Doutoramento, 304p.

RICCOMINI C., COIMBRA, A. M., SANT'ANNA L.G., BRANDT NETO, M., VARELI J.V. 1996. Argilominerais do paleolago Tremembé e sistemas deposicionais relacionados (Paleógeno, Rift Continental do Sudeste do Brasil). *Rev.Bras.Geoc.*,**26**:167-180.

RICCOMINI C. 1993. Ciclicidade na Formação Tremembé, Bacia de Taubaté, Estado de São Paulo, Brasil: primeira aproximação. In: SBG, Simp. Geol. SE, 3, Rio de Janeiro, 1993. *B. Res. e Breves Comunicações...*, Rio de Janeiro, p. 16-17.

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

SANT'ANNA L.G. 1999. *Geologia, mineralogia e gênese das esmectitas dos depósitos paleogênicos do Rift Continental do Sudeste do Brasil*. São Paulo, IGc-USP, Tese Dout., 291 p.

SUGUIO K. 1969. *Contribuição à geologia da Bacia de Taubaté, Vale do Paraíba - Estado de São Paulo*. São Paulo, IGc-USP, Tese Dout., 106 p.

SCHLUMBERGER 2007 a. Disponível em: <http://www.seed.slb.com/pt/scictr/watch/climate_change/capture.htm> . Acesso em 16/10/2007.

SCHLUMBERGER 2007 b. Disponível em: <http://www.seed.slb.com/pt/scictr/watch/climate_change/weyburn.htm> . Acesso em 16/10/2007.

SCHLUMBERGER 2007c. Disponível em: <http://www.seed.slb.com/pt/scictr/watch/climate_change/sleipner.htm> . Acesso em 16/10/2007.

TAKIYA, H., RICCOMINI, C., LANDIM, P.M.B. 1990. Estudo Tectônico da Porção Central da Bacia de Taubaté (SP) por Geoestatística. In: GEOCIÊNCIAS. São Paulo, UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA-UNESP. p.185-196.(Série Especial).

TAKIYA, H. 1991. *Aplicação de métodos quantitativos espaciais a dados geológicos da Bacia de São Paulo*. São Paulo, IGc-USP, Dissertação de Mestrado.

TROUW R.A.J., HEILBRON M., RIBEIRO A., PACIULLO F.V.P., VALERIANO C.M., ALMEIDA J.C.H., TUPINAMBÁ M., ANDREIS R.R. 2000. The Central Segment of the Ribeira Belt. In: U.G.CORDANI, E.J. MILANI, A. THOMAZ FILHO, D.A. CAMPOS (eds). *Tectonic Evolution of South America*. 31st Int. Geol. Congr., Rio de Janeiro, p. 287-310.

WHITE D.J., BURROWES G., DAVIS T., HAJNAL Z., HIRSCHÉ K., HUTCHEON I., MAJER E., ROSTRON B., WHITTAKER S. 2004. Greenhouse Gas Sequestration in Abandoned Oil Reservoirs: The International Energy Agency Weyburn Pilot Project. *GSA Today*, v 14, 7: 4-10

YAMAMOTO, J.K. 2001. Avaliação e classificação de reservas minerais. 1º ed, São Paulo, SP. Ed. Edusp.

ZALÁN, P.V. 1986. A tectônica transcorrente na exploração do petróleo: uma revisão. *Rev. Bras. Geoc.*, São Paulo, 16 (3): 245-257.

Agradecimentos

Como este é um trabalho de formatura e significa o marco de encerramento, não só de uma graduação, mas de uma grande e importante fase da vida, o autor estendeu seus agradecimentos a todos aqueles que de alguma forma fizeram parte ou foram responsáveis por este momento.

Inicialmente a Universidade de São Paulo - USP, minha PRIMEIRA casa, onde não aprendi apenas o conhecimento necessário para o sucesso em meu curso, mas também no relacionamento com diversas mentes e pontos de vista, além do amadurecimento e crescimento em inter-relações neste universo vasto e tão rico.

Ao instituto de Geociências, que veio direcionar e mostrar, não apenas em salas de aula, essa magnífica e apaixonante ciência que é a Geologia, mas também no dia-dia e nas conversas pela faculdade. Além das grandes, importantes e inesquecíveis aulas de campo, onde *pisando em barro e quebrando pedra* se aprende a real "cara" das Ciências da Terra.

Aos meus orientadores pelos conselhos, dicas e mesmo puxões de orelha necessários para o término deste trabalho.

Aos grandes e sempre dispostos amigos, Samar, Maurício "Pavão", Laércio "Frango", Lucas "Falcon", Bruno "Melado" e Carlos "Güano", que disponibilizaram tanto de seu tempo ajudando e ensinando a operar os software utilizados neste trabalho e sem os quais nada disso seria possível.

Aos meus amigos da geofísica, Juliano, Wagner "Duiá" e, pelo grande esforço, principalmente a "Jô" Georgete, que me mostraram, ajudaram e aconselharam em métodos de geofísicos que por fim não foram utilizados.

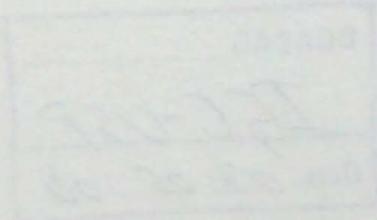
A equipe de geologia e geotecnia da CNEC – Camargo Corrêa, Martim, Manolo e Ana Lívia que me adotaram e da qual tenho muito orgulho em participar e que tão gentilmente, enfrentando a correria e desfalque, cedeu a "licença maternidade" para que este trabalho de formatura nascesse.

Como não poderia deixar de ser, a todos meus amigos, e não são poucos, da geologia e geofísica, mas com mais ênfase àqueles mais próximos que aturaram e dividiram tantas reclamações, conversas construtivas (ou nem sempre) e principalmente alegrias: Alexandre "Russo", André "Camarão", Bruno "Rapunzel", Daniel "Pelota", Gustavo "Caiçara", Gabriel "Jundiaí", Michelle "Dana", Nikolai "Cabeça", Paulo "Baiano", Roberta "Pisa", Talita "Pocotó" e Rafael "Barbi".

A muitos dos amigos fora da geo, incentivadores e muitas vezes curiosos em relação ao curso. A Carol, pelo enorme apoio e animadoras sugestões em todas as decisões, além da confiança sem tamanho em meu potencial, mas principalmente por sempre escutar tão

pacientemente e com muita alegria todas as minhas conversas, com uma empolgação quase infantil, sobre essa *profissão/ciência* que é "a coisa mais legal que já inventaram!!!"

E por último a Tatiana, minha irmã, que mesmo antes do vestibular e ainda na escola, sempre acreditou e demonstrou orgulho de seu irmão, mesmo não tendo nem idéia do curso de graduação que o "louco" escolhera.



DOAÇÃO

IGC-USP

Data: 07/05/08

