

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

**CONDICIONANTES FACIOLÓGICOS E ESTRUTURAIS DOS
HIDROCARBONETOS DA FORMAÇÃO PIRAMBÓIA,
BACIA DO PARANÁ**

Manuela Pinheiro Ferreira

Orientador: Prof. Dr. André Oliveira Sawakuchi

MONOGRAFIA DE TRABALHO DE FORMATURA
(TF-2010/31)

TF
F383
MP.c

SÃO PAULO
2010

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

**CONDICIONANTES FACIOLÓGICOS E ESTRUTURAIS DOS
HIDROCARBONETOS DA FORMAÇÃO PIRAMBÓIA,
BACIA DO PARANÁ**

Manuela Pinheiro Ferreira



Orientador: Prof. Dr. André Oliveira Sawakuchi

MONOGRAFIA DE TRABALHO DE FORMATURA
(TF-2010/31)

DEDALUS - Acervo - IGC



30900028426

SÃO PAULO
2010

TF
F383
MP.C

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

CONDICIONANTES FACIOLÓGICOS E ESTRUTURAS DOS
HIDROCARBONETOS DA FORMAÇÃO PIRAMBÓIA
BACIA DO PARANÁ



Manuela Ribeiro Faria

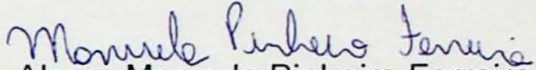
Orientador: Prof. Dr. André Oliveira de Almeida

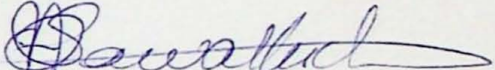
MONOGRAFIA DE TRABALHO DE GRADUAÇÃO
(TF 201039)

SÃO PAULO
2010

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

**CONDICIONANTES FACIOLÓGICOS E ESTRUTURAIS DOS
HIDROCARBONETOS DA FORMAÇÃO PIRAMBÓIA,
BACIA DO PARANÁ**


Aluna: Manuela Pinheiro Ferreira


Orientador: Prof. Dr. André Oliveira Sawakuchi

MONOGRAFIA DE TRABALHO DE FORMATURA
(TF-2010/31)

SÃO PAULO
2010

AGRADECIMENTOS

Agradeço, em primeiro lugar, à minha família, por toda a amorosa compreensão e apoio incondicional que me possibilitaram em cada obstáculo e me possibilitaram me dedicar a esta caminhada.

À meu orientador, Prof. Dr. André Gustavo Sanches, agradeço por toda paciência por todas essas horas de aprendizagem, compartilhamento, paciência, atenção e várias orientações que me auxiliaram a desenvolver a geologia e a vida.

Agradeço ao Prof. Dr. Carlos Henrique Guimarães de Carvalho, pelo apoio e paciência na realização do Módulo Digital de Terrano e do mapa geológico. E ao Dr. José Jamil e ao Vitor pela ajuda nas análises de MIV-ESD e na utilização dos equipamentos do Laboratório de Petrografia Sedimentar e Laboratório de Sedimentologia. Prof. Armando Coimbra.

Também agradeço a companhia, colaboração, amizade e dedicação nos trabalhos de campo a Sara Fátima Moraes, Alexandra Fernandes Oliveira, Juliana Mendes Duarte e Rodolfo Carlos Araújo Pinheiro.

Agradeço à FAPESP (processo: 2020/09) pelo apoio financeiro na realização dos trabalhos de campo pelo CNPq pelo auxílio de bolsa de estudos.

Por fim, agradeço a todos da turma de 2020, que de alguma forma contribuíram para o meu aprendizado e desenvolvimento durante esses cinco anos de faculdade e muito se a respeito desta jornada.

"A coisa mais bela que o homem pode experimentar é o mistério. É essa a emoção fundamental que está na raiz de toda ciência e toda arte."

(Albert Einstein)

AGRADECIMENTOS

Agradeço, em primeiro lugar, à minha família, pai, mãe e irmão, pelo apoio e amor incondicional que me fortaleceram em cada obstáculo e me incentivaram na busca pelo conhecimento.

Ao meu orientador, Prof. Dr. André Oliveira Sawakuchi, agradeço com toda sinceridade por todos esses anos de aprendizagem, companheirismo, paciência, atenção e críticas construtivas, que me ajudaram a amadurecer na geologia e na vida.

Agradeço ao Prof. Dr. Carlos Henrique Grohmann de Carvalho, pelo apoio e paciência na realização do Modelo Digital de Terreno e do mapa geológico. E ao Dr. Isaac Jamil e ao Vitor pela ajuda nas análises de MEV-EDS e na utilização dos equipamentos do Laboratório de Petrografia Sedimentar e Laboratório de Sedimentologia Prof. Armando Coimbra.

Também agradeço a companhia, colaboração, amizade e discussões nas atividades de campo a Sara Ferreira Nomura, Alexandra Fernandes Oliveira, Johanna Mendez Duque e Rodolfo Carlos Mineli (Pink).

Agradeço à FAPESP (processo: 52270-6), pelo apoio financeiro na realização dos trabalhos de campo e ao CNPq pelo auxílio da bolsa de estudos.

Por fim, agradeço a todos da turma de 2006, que de alguma forma contribuíram para o meu aprendizado e desenvolvimento durante esses cinco anos de faculdade e durante a realização deste trabalho.

RESUMO

A Formação Pirambóia, Permiano e/ou Triássico da Bacia do Paraná, destaca-se por conter os principais reservatórios do sistema petrolífero Irati-Pirambóia. Este sistema possui diversas acumulações de petróleo de baixo grau API que ocorrem na base da unidade em área restrita da borda leste da Bacia do Paraná (região de Anhembi e Bofete, SP).

O objetivo principal da pesquisa envolveu a avaliação da influência das heterogeneidades faciológicas e estruturais da Formação Pirambóia sobre a migração e acumulação dos hidrocarbonetos. Isto compreendeu a caracterização em escala macroscópica da área de estudo, a partir da análise estrutural regional e da distribuição espacial das ocorrências de arenitos asfálticos. Em escala mesoscópica foi feita análise de fácies e fraturas em afloramentos. A caracterização em escala microscópica foi realizada a partir da petrografia de seções delgadas e microscopia eletrônica.

A concentração das ocorrências de arenitos asfálticos na borda leste da bacia teria ocorrido devido a três fatores: 1. a área está dentro da zona de influência dos calcários do Subgrupo Irati. A presença de camadas de calcários permeáveis intercaladas aos folhelhos teria facilitado a expulsão dos hidrocarbonetos gerados; 2. a região encontra-se nas proximidades da Falha de Jacutinga, com direção NE, que propiciou a formação de diques de mesma direção. Diques ou falhas de direção NE atuaram como barreira para a migração horizontal (de E para W) e caminho de migração vertical; 3. devido à localização da área de estudo na borda da bacia, as espessuras das unidades intermediárias impermeáveis (formações Serra Alta e Teresina) são menores, tornando o caminho de migração entre as rochas geradora (Subgrupo Irati) e reservatório (Formação Pirambóia) mais curto.

A acumulação dos hidrocarbonetos preferencialmente na base da Formação Pirambóia ocorre devido à dissipação da força de impulsão da migração secundária. Esta dissipação ocorre quando o óleo alcança os arenitos da base da Formação Pirambóia. Isto reduziria a altura da coluna de óleo e dificultaria a continuidade da migração vertical até as unidades sobrejacentes.

As fraturas observadas em campo, com direções NE e NW, não afetam a distribuição dos hidrocarbonetos. Níveis impregnados por hidrocarbonetos encontram-se deslocados por falhas de rejeito centimétrico. Isto indica que a migração secundária ocorreu antes do Neocretáceo, pois as fraturas afetam litologias da Bacia Bauru, as quais corresponderiam ao campo de paleotensões dessa idade. Já as fácies sedimentares exercem forte controle sobre distribuição dos hidrocarbonetos. As fácies de interdunas apresentam menor grau de impregnação por óleo em relação às fácies de dunas, mais permeáveis e com grau de impregnação por hidrocarbonetos superior a 80% (porcentagem em área). Assim, as fácies de interdunas atuam como barreiras para a migração dos hidrocarbonetos dentro da

Formação Pirambóia. A impermeabilidade relativamente reduzida das fácies de interdunas se deve principalmente à presença de cimento de esmectita.

Como decorrência do modelo de migração secundária apresentado neste estudo, conclui-se que zonas de fraqueza de direção NE seriam caminhos de migração preferencial. Nesse contexto, outra área com potencial para se encontrar hidrocarbonetos na Formação Pirambóia seria as proximidades da Falha Guaxupé (direção NE), sobre a zona de ocorrência dos calcários do Subgrupo Irati. Nessa região, a Formação Pirambóia está soterrada, o que seria favorável à existência de reservatório preenchido por hidrocarbonetos não degradados, mais leves e de melhor qualidade.

ABSTRACT

The Pirambóia Formation, Permian and/or Triassic of the Paraná Basin, stands out due to the presence of the main reservoirs of the Irati-Pirambóia Petroleum System. This system has several tar sandstones that occur at the base of the Pirambóia Formation in a restricted area along the eastern border of the Paraná Basin (Anhembi and Bofete, São Paulo State).

The main objective of this research was the evaluation of the influence of facies and structural heterogeneities on hydrocarbons migration and accumulation within the Pirambóia Formation. This comprised the characterization of macroscopic scale features through the analysis of regional structures and their relationship with the spatial distribution of tar sandstones. The mesoscopic analysis (outcrop scale) included the assessment of the role of fractures and sedimentary facies on hydrocarbons distribution. The characterization of microscopic scale heterogeneities comprised the petrography of thin sections and scan electron microscopy analysis.

The concentration of tar sandstones along the eastern border of the Paraná Basin in the São Paulo State can be explained by the combination of three factors: 1. the area is within the influence zone of the Irati Subgroup limestones. The presence of permeable limestone layers intercalated with black shales would have facilitated the expulsion of generated hydrocarbons; 2. the region is near the Jacutinga fault (direction NE), which led to the formation of igneous rock dikes with the same direction. Dikes or faults in the NE direction acted as a barrier to horizontal migration (E to W) and as a vertical migration pathway for hydrocarbons; 3. due to the location of the study area on the basin border, the thickness of impermeable intermediate units (Serra Alta and Teresina formations) are smaller, making the migration pathway between the source (Irati Subgroup) and reservoir rocks (Pirambóia Formation) shorter.

The accumulation of hydrocarbons preferably at the base of Pirambóia Formation occurs due to dissipation of the secondary migration driving force. This dissipation occurs when the oil reaches the sandstones of the Pirambóia Formation base. This would reduce the height of oil column and would difficult the continuity of vertical migration to the overlying units.

The NE and NW fractures observed in outcrops do not affect the hydrocarbons distribution. Sandstone levels impregnated by oil are displaced by faults of centimetric displacement. These fractures also affect the Bauru Basin lithologies, which correspond to the Late Cretaceous paleostress field. This indicates that the secondary migration of hydrocarbons occurred before the Late Cretaceous. On the other hand, the sedimentary facies exert strong control over the hydrocarbons distribution. Interdune facies have lower

degree of impregnation by hydrocarbons in relation to dune facies, which are more permeable and with degree of impregnation exceeding 80% (percentage of area). Thus, the interdune facies act as barriers to the migration of hydrocarbons within the Pirambóia Formation. The relatively low permeability of interdune facies is mainly due to the presence of smectite cement.

As a result of the hydrocarbon migration model presented in this study, we propose that areas affected by NE faults or dikes are preferred zones for hydrocarbons migration and accumulation. In this context, another area with potential to find hydrocarbons in the Pirambóia Formation is the basin zone affected by the Guaxupé Fault (NE direction) on the region of the Irati Subgroup limestones. In this region, the Pirambóia Formation is buried (approximately 1 km depth). This would favor the existence of sandstone reservoirs filled by non-degraded lighter and better quality hydrocarbons.

4.2. Microscopia óptica.....	7
4.2. Microscopia eletrônica de varredura (MEV-EDS).....	7
4.4. Análises de laboratório realizadas em afloramentos.....	5
4.5. Análises de lineamentos regionais por meio de Sistema Digital de Tectônica.....	3
5. RESULTADOS.....	10
5.1. Forma de apresentação dos resultados.....	10
5.2. Escala microscópica (10^0 a 10^2 m).....	10
5.3. Escala Microscópica (10^0 a 10^3 m).....	10
5.3.1. Descrição das arenitas em afloramentos e suas fácies sedimentares.....	10
5.3.2. Análises de natureza em afloramento.....	11
5.4. Escala Microscópica (10^3 a 10^4 m).....	21
6. DISCUSSÃO.....	27
6.1. Modelo da gênese dos arenitos eólicos da Formação Pirambóia e sua concentração na borda leste da Bacia do Paraná.....	27
6.2. Influência das falhas e diques sobre a acumulação dos hidrocarbonetos.....	33
7. CONCLUSÕES.....	46
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	76

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
2. OBJETIVOS.....	2
3. TRABALHOS PRÉVIOS.....	2
3.1. Contexto estratigráfico e modelo de fácies para a Formação Pirambóia.....	2
3.2. Modelos para a gênese dos arenitos asfálticos da Formação Pirambóia.....	3
3.3. Heterogeneidades em reservatórios eólicos.....	4
3.4. Implicações das falhas na migração de hidrocarbonetos.....	6
4. MATERIAIS E MÉTODOS.....	7
4.1. Métodos de campo.....	7
4.2. Microscopia óptica.....	7
4.3. Microscopia eletrônica de varredura (MEV-EDS).....	7
4.4. Análise de fraturas medidas em afloramentos.....	8
4.5. Análise de lineamentos regionais por meio de Modelo Digital de Terreno.....	9
5. RESULTADOS.....	10
5.1. Forma de apresentação dos resultados.....	10
5.2. Escala macroscópica (10^2 a 10^3 m).....	10
5.3. Escala Mesoscópica (10^0 a 10^1 m).....	15
5.3.1. <i>Descrição das ocorrências de arenitos asfálticos e suas fácies sedimentares</i>	15
5.3.2. <i>Análise de fraturas em afloramento</i>	19
5.4. Escala Microscópica (10^{-3} a 10^{-6}).....	21
6. DISCUSSÃO.....	27
6.1. Modelo da gênese dos arenitos asfálticos da Formação Pirambóia e sua concentração na borda leste da Bacia do Paraná.....	27
6.2. Influência das fácies e fraturas sobre a acumulação dos hidrocarbonetos...32	
7. CONCLUSÕES.....	35
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	36

1. INTRODUÇÃO

A Formação Pirambóia (Soares, 1973), Permiano e/ou Triássico da Bacia do Paraná, compreende depósitos sedimentares de origem eólica e fluvial e destaca-se por conter os principais reservatórios do sistema petrolífero Irati-Pirambóia, o qual possui diversas acumulações de petróleo de baixo grau API (Franzinelli, 1972; Thomaz-Filho, 1982; Araújo, 2003). Estas acumulações ocorrem com maior frequência na base da unidade e afloram na borda leste da Bacia do Paraná, com destaque para as regiões de Anhembi, Porangaba e Bofete (SP).

Os controles sobre a distribuição espacial dos hidrocarbonetos dentro da Formação Pirambóia e na borda leste da Bacia do Paraná são temas ainda não esclarecidos. Este estudo envolveu a avaliação da influência das heterogeneidades faciológicas e estruturais da Formação Pirambóia sobre a migração e acumulação dos hidrocarbonetos. Isto compreendeu a caracterização em escala macroscópica da área de estudo, a partir da análise estrutural regional e da distribuição espacial das ocorrências de arenitos asfálticos; caracterização de heterogeneidades de escala mesoscópica por meio da análise de fácies e fraturas em afloramentos; e caracterização em escala microscópica a partir da petrografia óptica de seções delgadas e microscopia eletrônica de varredura.

A área de estudo compreende os afloramentos de arenitos asfálticos da Formação Pirambóia na borda leste da Bacia do Paraná. A parte norte da área é delimitada pelos municípios de Botucatu, Anhembi e Conchas e a porção sul por Bofete, Guareí, Angatuba, Torre de Pedra e Porangaba, ambas no centro leste do Estado de São Paulo (Figura 1). O acesso à área estudada a partir do município de São Paulo se dá pela rodovia Presidente Castello Branco (SP-280).

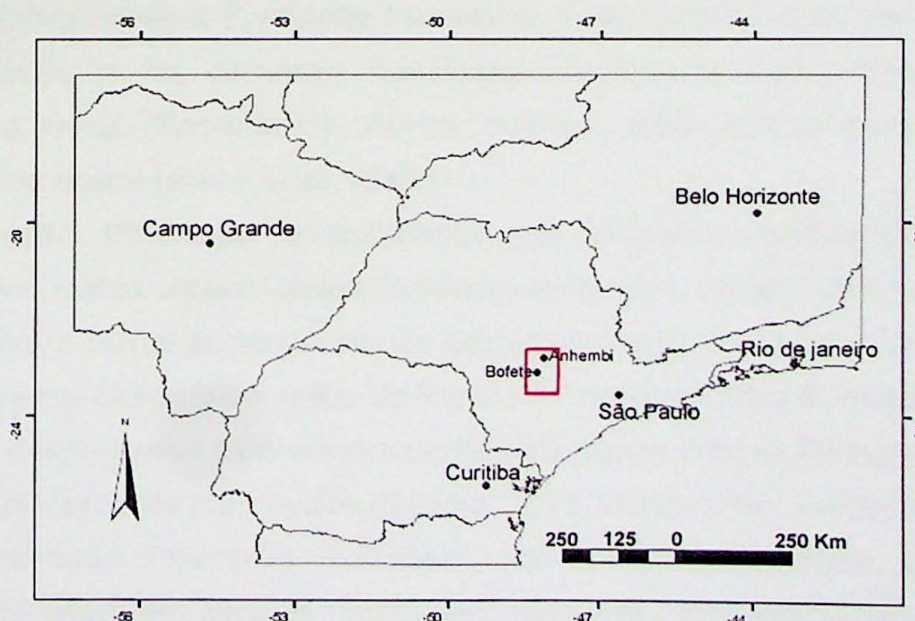


Figura 1. Localização da área de estudo, destacada pelo retângulo vermelho.

2. OBJETIVOS

O objetivo principal da pesquisa foi a avaliação da influência das heterogeneidades faciológicas e estruturais da Formação Pirambóia sobre a acumulação e migração dos hidrocarbonetos.

Para o estudo das heterogeneidades faciológicas foram realizadas as seguintes etapas: 1. descrição e caracterização das fácies sedimentares; 2. caracterização da distribuição dos hidrocarbonetos nas diferentes fácies; 3. análise microscópica das fácies sedimentares.

Já para a análise das heterogeneidades estruturais foram cumpridas as seguintes tarefas: 1. análise de lineamentos regionais por meio de modelos digitais de terreno (SRTM); 2. medidas de fraturas nos afloramentos; 3. avaliação da relação entre a distribuição dos hidrocarbonetos e a ocorrência de fraturas e lineamentos regionais.

3. TRABALHOS PRÉVIOS

3.1. Contexto estratigráfico e modelos de fácies para a Formação Pirambóia

As unidades estratigráficas que ocorrem na área das ocorrências de arenitos asfálticos compreendem da base para o topo, arenitos conglomeráticos maciços do Grupo Itararé, os siltitos intercalados com arenitos da Formação Tatuí, folhelhos betuminosos e calcários do Subgrupo Irati, folhelhos da Formação Serra Alta e siltitos, calcários e silexites da Formação Teresina. Em contato abrupto ou gradual com o topo da Formação Teresina ocorrem os arenitos finos a médios da Formação Pirambóia (Permiano e/ou Triássico). Em discordância erosiva sobre a Formação Pirambóia, encontram-se os arenitos eólicos da Formação Botucatu e os derrames basálticos intercalados com arenitos eólicos da Formação Serra Geral (Eocretáceo). Acima, ocorrem ainda rochas predominantemente arenosas da Bacia Bauru (Milani *et al.*, 2007).

A Formação Pirambóia é constituída por depósitos continentais de sistema deposicional fluvio-eólico. Abaixo dessa formação encontram-se depósitos sedimentares de mar raso, lacustre e fluvial pertencentes às unidades neopermianas do Grupo Passa Dois (formações Teresina, Corumbataí e Rio do Rasto). O contato entre a Formação Pirambóia e as unidades do Grupo Passa Dois é transicional para alguns autores (Fúlfaro & Bósio, 1968; Matos, 1995) e discordante para outros (Soares, 1973; Rohn, 1994; Caetano-Chang, 1993). No topo, a Formação Pirambóia é limitada, em contato discordante, pela Formação Botucatu, que se interdigita com as rochas vulcânicas de idade eocretácica da Formação Serra Geral.

Segundo o modelo de fácies proposto por Caetano-Chang (1993) e Donatti *et al.* (2001), a base da Formação Pirambóia nas áreas estudadas contempla associação de fácies de lençol de areia (séries de arenito muito fino de ampla extensão lateral, com laminação cruzada de baixa amplitude e estratificação plano-paralela). Esta associação é superposta por associação de fácies de interdunas (arenito muito fino pelítico com estratificação plano-paralela) e dunas de pequeno porte (séries decimétricas a métricas de arenito muito fino com estratificação cruzada acanalada). Já a parte superior da Formação Pirambóia compreende fácies de dunas de maior porte e interdunas raramente inundadas. Estas fácies configuram associação de fácies de campos de dunas e interdigitam-se, sendo posteriormente recobertas, por fácies de rios entrelaçados (pelitos e arenitos conglomeráticos estratificados).

A sucessão vertical de fácies da Formação Pirambóia evidencia a evolução de sistema eólico úmido com diminuição gradativa da presença de água nos domínios de interdunas. Esta tendência de redução da influência da água na sedimentação eólica estaria relacionada ao distanciamento progressivo da linha de costa do Mar Passa Dois (Giannini, *et al.* 2004), porém, pode estar relacionada também ao incremento do aporte sedimentar eólico.

3.2. Modelos para a gênese dos arenitos asfálticos da Formação Pirambóia

Para Franzinelli (1972), os afloramentos de arenitos asfálticos ocorrem em flancos de altos estruturais. O óleo gerado a partir dos folhelhos do Subgrupo Irati teria migrado até a Formação Pirambóia por meio de falhas e fraturas (direções NW e NE) associadas ao magmatismo Serra Geral.

Thomaz Filho (1982) afirma que a migração dos hidrocarbonetos da Formação Pirambóia ocorreu ao longo do contato entre dique de diabásio e sedimentos. Observou-se também que o óleo ocorre apenas no lado oeste de diques de direção N-S. Este fato sugere migração secundária horizontal do interior para o flanco da bacia, com os diques de diabásio atuando como barreiras para a migração lateral do óleo. Segundo Thomaz Filho (1982), na ocorrência da Fazenda Betumita existem cerca de 6 milhões de barris de óleo minerável com teor médio de 5°API (alta viscosidade). Este autor cita ainda a descoberta de um dique de diabásio a partir de campanha de sondagem da Petrobrás na área e interpreta que esse dique serviu como uma barreira à migração lateral do óleo e como caminho de migração vertical.

Araújo (2003) também observou que a maioria das ocorrências de arenitos asfálticos na Formação Pirambóia localiza-se a oeste dos diques de rochas básicas e próximas aos altos estruturais, preferencialmente com os baixos estruturais a oeste. Interpreta-se que o

padrão de migração do óleo foi do centro da bacia para sua borda. Assim, Araújo (2003) apresenta modelo de migração similar aos apresentados por Franzinelli (1972) e Thomaz Filho (1982), os quais vinculam a geração de hidrocarbonetos ao calor proveniente do magmatismo Serra Geral, com diques atuando como caminhos e barreiras para a migração secundária.

No entanto, estes modelos não explicam alguns aspectos dos arenitos asfálticos, como por exemplo, o confinamento das ocorrências em fácies da base da Formação Pirambóia. Fácies de interdunas úmida (pelíticas) encontram-se pouco impregnadas por óleo em relação às fácies de dunas adjacentes. Isto sugere que as fácies de interdunas são menos permeáveis e teriam atuado como barreira à migração do óleo dentro da unidade. As fácies de dunas (mais permeáveis) são mais abundantes na porção superior da unidade. Falhas, fraturas e contatos entre diques e rocha encaixante configuram caminhos verticais de migração do óleo, o que de certo modo favoreceria a acumulação de óleo também em porções mais superiores da Formação Pirambóia. Os modelos apresentados por Franzinelli (1972), Thomaz-Filho (1982) e Araújo (2003) não explicam também a concentração das ocorrências de arenitos asfálticos em área geográfica restrita nas regiões de Anhembi e a Bofete (SP), já que diversas outras áreas da bacia (ex. Piraju e Fartura, SP) apresentam características estruturais e geológicas semelhantes.

Segundo Strugale (2002), as estruturas de aprisionamento de hidrocarbonetos na Bacia do Paraná são tanto estratigráficas quanto estruturais. Através da análise estrutural do Alto de Quatiguá, onde aflora tanto a rocha geradora quanto o principal reservatório do sistema petrolífero Irati-Rio Bonito/Pirambóia, observou-se que há dois momentos de geração de armadilhas de hidrocarbonetos, que são consequência de dois eventos deformacionais (Rostirolla *et al.*, 2000). Estes eventos promoveram a reativação da zona de Falha Jacutinga (falha do embasamento da bacia com direção NE associada ao alto estrutural). O primeiro evento é de caráter transpressivo e gerou uma estrutura em flor positiva que teve um rearranjo estrutural decorrente de um segundo evento de caráter transtensivo, de idade cretácea. O segundo evento deformacional atuava durante os dois momentos críticos do sistema Irati-Rio Bonito/Pirambóia, relacionados ao pico de geração de hidrocarbonetos no Eocretáceo e ao início do soerguimento da Serra do Mar, implicando num rearranjo das armadilhas, na destruição de estruturas pré-existentes e na geração de novas armadilhas.

3.3. Heterogeneidades em reservatórios eólicos

Diversos trabalhos realizados em reservatórios de hidrocarbonetos de origem eólica demonstraram a associação entre fácies sedimentares e propriedades petrofísicas

(porosidade e permeabilidade) que controlam a migração e o volume de hidrocarbonetos acumulados no reservatório (Lindquist, 1988; Ellis, 1993; Lewis & Couples, 1993). Processos de cimentação precoce na base de campos de dunas podem produzir barreiras para a migração vertical. A interdigitação entre fácies de dunas e interdunas pode provocar o isolamento de parcelas do reservatório. Estes fatores fazem com que a permeabilidade de reservatórios eólicos seja extremamente heterogênea (North & Prosser, 1993).

Fácies de dunas formada por laminações de fluxo de grãos bem preservadas apresentam porosidade e permeabilidade significativamente mais elevada do que fácies de dunas composta por lâminas de fluxo de grãos mal preservadas ou queda de grãos (Lindquist, 1988). A anisotropia da permeabilidade em fácies de dunas está associada ao padrão de distribuição dos azimutes de mergulho das estratificações cruzadas. A máxima permeabilidade ocorre na direção perpendicular ao rumo de mergulho das estratificações (Lindquist, 1988). Logo, a modelagem de reservatórios eólicos resume-se na previsão da distribuição espacial das heterogeneidades na escala de laminação e fácies, incluindo o padrão de distribuição dos rumos de mergulho das estratificações.

Deformação tectônica rúptil pode produzir zonas de cimentação intensa (bandas de deformação). Fraturas podem inicialmente servir de conduto para a migração de fluidos diagenéticos cimentantes. A cimentação ocorre tanto ao longo das fraturas como nos estratos adjacentes, onde se processa de forma heterogênea devido às diferenças de porosidade e permeabilidade das laminações eólicas. As bandas de deformação atuam como barreiras hidráulicas e provocam a compartimentação do reservatório eólico (Edwards *et al.*, 1993).

Elias *et al.* (2004) realizou um estudo de petrologia e geoquímica dos arenitos eólicos associados a sabkha costeiro da Formação Juruá na área Urucu dentro da Bacia Solimões. Este estudo ressaltou que a qualidade e a heterogeneidade dos reservatórios são controladas por processos diagenéticos, fácies deposicionais e pelo contexto estratigráfico. Os melhores reservatórios da Formação Juruá são constituídos pela associação de evaporitos e arenitos eólicos.

As complexidades dos reservatórios eólicos compreendem a variação da atitude das estratificações cruzadas, a ocorrência da relação de fácies fluviais e marinha e a existência de diferentes processos diagenéticos que resultam num alto grau de permeabilidade anisotrópica. Embora a diagênese reduza a qualidade do reservatório original e as fraturas mostrem certa influência, as características permo-porosas são controladas principalmente pelos fatores deposicionais. Os valores de porosidade e permeabilidade variam de acordo com as fácies. Fácies de dunas tem melhor qualidade de reservatório do que fácies de interdunas (Slatt, 2006).

3.4. Implicações das falhas na migração de hidrocarbonetos

Falhamentos extensionais que afetam os arenitos *Rotliegendes* (Bacia do Mar do Norte) ocorrem antes da litificação do sedimento e produzem cataclasitos de baixa permeabilidade. Cataclasitos de reservatórios mais profundos são mais bem formados do que os de reservatórios rasos e por isso apresentam maior fraturamento e cimentação de quartzo pós-deformado. A permeabilidade das falhas não é controlada apenas pelo seu conteúdo de argila, mas apresentam relação com seus esforços pré, sin e pós-deformação e com sua história termal. Falhas formadas antes de significativa litificação apresentam atualmente permeabilidade mais baixa ou igual à da sua rocha hospedeira não deformada. Falhas formadas depois da litificação às vezes apresentam dilatação e aumento de permeabilidade. (Fisher & Knipe, 2001).

De acordo com Aydin (2000), existem três tipos de heterogeneidades estruturais mais comuns: fraturas dilatadas (juntas, veios e diques); estruturas de contração e compactação; e falhas. A permeabilidade dessas estruturas pode ter ordem de magnitude alta ou baixa de acordo com a correspondência da sua rocha matriz. Baseado nessas diferenças, conclui-se que as heterogeneidades estruturais são elementos essenciais da migração e fluxo dos hidrocarbonetos.

Os elementos mais efetivos das fraturas dilatadas (juntas, veios e diques) são as zonas de juntas, que são propensas a uma pequena magnitude de cisalhamento. Esse, por sua vez, aumenta a abertura vertical e lateral da conectividade e produz condutos longos para o fluxo dos hidrocarbonetos (Aydin, 2000).

Fraturas Hidráulicas e falhas podem ser condutos que facilitam a migração primária de hidrocarbonetos. A alta pressão do fluido, que é uma característica proeminente das rochas-fontes de hidrocarbonetos, e o cisalhamento são capazes de produzir fraturas abertas e falhas dilatadas em toda a profundidade de interesse para a exploração e migração dos hidrocarbonetos (Aydin, 2000).

As falhas apresentam complexa arquitetura que pode aumentar e/ou impedir a migração e fluxo dos hidrocarbonetos, dependendo do processo específico do falhamento e de seu impacto nas características de três elementos fundamentais da arquitetura da zona de falha: justaposição, localização da dilatação e a litologia da rocha falhada. Segundo Aydin (2000), uma pesquisa sobre o comportamento das falhas, sugere classificá-las em quatro categorias: falhas de transmissão; falhas de selo; falhas de transmissão vertical e de selo lateral; e falhas de selo e de transmissão intermitente.

4. MATERIAIS E MÉTODOS

4.1. Métodos de campo

A análise de fácies seguiu as propostas de Anderton (1985) e Walker & James (1992) e envolveu a análise de afloramentos das regiões de Anhembi, Porangaba e Bofete (SP), com destaque para os afloramentos com fácies impregnadas por hidrocarbonetos.

Concomitante à identificação das fácies sedimentares, foi feita a coleta de amostras para estudos laboratoriais.

Foram obtidas também medidas de direção e ângulo de mergulho das fraturas em afloramentos impregnados por hidrocarbonetos, com o auxílio da bússola.

4.2. Microscopia óptica

Foram analisadas 11 lâminas delgadas, sendo 8 confeccionadas com amostras impregnadas com resina epoxi e corante azul, cuja finalidade foi ressaltar a porosidade. Este processo consiste no gotejamento, numa câmara de vácuo, de uma mistura de resina epóxi, endurecedor, solvente (álcool etílico) e corante azul, nas proporções em massa 50:5:7:1, respectivamente, sobre a amostra de 3cmx3cmx1cm, disposta em porta-amostra de silicone, de modo que a mistura lentamente permeie toda a amostra, até encobri-la (Gesicki, 2007).

A descrição petrográfica envolveu: 1. caracterização textural (granulometria modal e forma dos grãos) e petrotrama (empacotamento e orientação dos grãos); 2. descrição da composição e textura de minerais diagenéticos, assim como suas relações espaciais e de contato.

4.3. Microscopia eletrônica de varredura (MEV-EDS)

O sistema MEV-EDS é constituído pelo Microscópio Eletrônico de Varredura (MEV) e equipamento acoplado de Espectrometria de Energia Dispersiva de raios X (EDS - *Energy Dispersive Spectrometer*). A obtenção de imagens no MEV faz-se através da detecção de elétrons emitidos pela superfície da amostra submetida a um feixe eletrônico. O equipamento possui o detector de elétrons secundários, que produz imagens representativas da topografia da amostra, e o detector de elétrons retroespalhados, que gera imagens em que as tonalidades de cinza correspondem a variações do peso atômico médio dos constituintes elementares. O equipamento de EDS faz detecção dos raios X emitidos pela amostra e permite assim realizar análises químicas elementares semiquantitativas pontuais.

Foram preparadas duas amostras de fragmentos subcentimétricos de arenito da fácies de interduna, sendo estes cobertos com película de carbono e analisadas no Laboratório de Microscopia Eletrônica de Varredura do IGC-USP com o microscópio eletrônico de varredura LEO 440I equipado com EDS. Com este sistema, foi possível a descrição mais detalhada dos cimentos e suas relações com o arcabouço, assim como obtenção de análises químicas semiquantitativas dos cimentos.

4.4. Análise de fraturas medidas em afloramentos

Medidas de orientação de fraturas foram representadas em estereogramas. De acordo com a revisão realizada por Chiessi (2004) sobre geração de juntas, as fraturas que não apresentam preenchimentos, são classificadas segundo Hancock (1985) como juntas. Esta classificação foi adotada para caracterizar as juntas medidas na Formação Pirambóia.

Segundo Hancock (1985), ensaios laboratoriais demonstraram que as fraturas formadas em amostras de rochas isotrópicas sujeitas à compressão triaxial orientam-se simetricamente aos três eixos principais de tensões, σ_1 , σ_2 e σ_3 (Figura 2). Três classes de fraturas podem ser geradas de acordo com o intervalo de ângulo diedro (2θ): fraturas de extensão, $2\theta < 10^\circ$; fraturas conjugadas híbridas, $10^\circ \leq 2\theta < 50^\circ$; e fraturas conjugadas de cisalhamento, $2\theta \geq 50^\circ$. Quanto à orientação dos três eixos principais de tensões vigentes no momento da ruptura, sabe-se que as famílias de juntas de extensão são geradas perpendicularmente a σ_3 e paralelamente ao plano que contém σ_1 e σ_2 ; já os pares conjugados de juntas híbridas ou de cisalhamento apresentam a bissetriz do ângulo agudo paralela ao σ_1 e a bissetriz do ângulo obtuso paralela a σ_3 . Duas famílias de fraturas podem ser consideradas conjugadas quando: 1. foram formadas sob um mesmo campo de esforços; 2. são contemporâneas; e 3. foram formadas em ambiente rúptil em um corpo de rocha mecanicamente intacto.

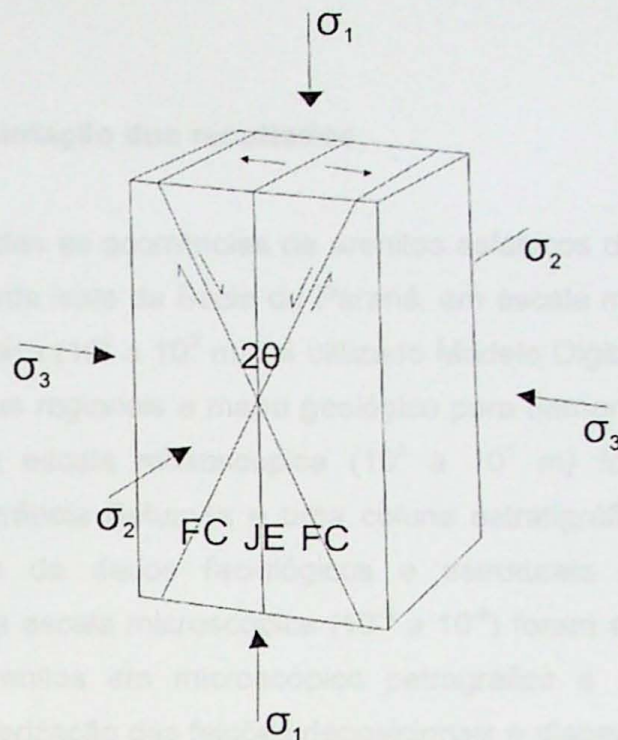


Figura 2. Relações geométricas entre os três eixos principais de tensões ($\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$), juntas de extensão (JE) e de cisalhamento (FC) em uma amostra de rocha mecanicamente isotrópica sujeita a deformação em ambiente rúptil (Modificado de Hancock, 1985).

4.5. Análise de lineamentos regionais por meio de Modelo Digital de Terreno

Modelo Digital de Terreno (MDT) é o elemento principal na análise morfométrica em Sistema de Informação Geográfica (SIG), que pode ser construído a partir da interpolação de pontos cotados ou de curvas de nível, estejam elas em formato *raster* ou vetor (Grohmann, 2004). Para a análise regional, foi utilizado o modelo SRTM30_PLUS, com resolução espacial de 30 segundos de arco. Para a análise dos modelos de elevação foram utilizados os Sistemas de Informações Geográficas (SIG) GRASS-GIS e SAGA-GIS. A análise morfométrica foi realizada para caracterizar quantitativamente o relevo da área de estudo e envolveu a interpretação de lineamentos morfoestruturais a partir de imagens de relevo sombreado regionais, que possivelmente representam estruturas rúpteis com influência sobre o sistema petrolífero Irati-Pirambóia.

O mapa geológico da área de estudo teve como base os dados em SIG da CPRM-Serviço Geológico do Brasil em mapa de escala 1:2.500.000 (CPRM, 2001).

5. RESULTADOS

5.1. Forma de apresentação dos resultados

Foram estudadas as ocorrências de arenitos asfálticos da Formação Pirambóia, que se concentram na borda leste da Bacia do Paraná, em escala macro, meso e microscópica. Na escala macroscópica (10^2 a 10^3 m) foi utilizado Modelo Digital de Terreno para destacar as principais estruturas regionais e mapa geológico para demonstrar a distribuição espacial das ocorrências. Na escala mesoscópica (10^0 a 10^1 m) foram descritas uma seção estratigráfica na ocorrência Betumita e uma coluna estratigráfica na ocorrência Morro do Bofete, com análise de dados faciológicos e estruturais e suas relações com os hidrocarbonetos. E na escala microscópica (10^{-3} a 10^{-6}) foram estudadas lâminas delgadas das amostras de arenitos em microscópio petrográfico e microscópio eletrônico de varredura para caracterização das feições deposicionais e diagenéticas desses arenitos.

5.2. Escala macroscópica (10^2 a 10^3 m)

Para destacar os principais lineamentos morfoestruturais regionais foram interpretadas imagens com relevo sombreado em quatro direções de iluminação diferentes: noroeste, norte, nordeste e leste (Figuras 3, 4, 5 e 6).

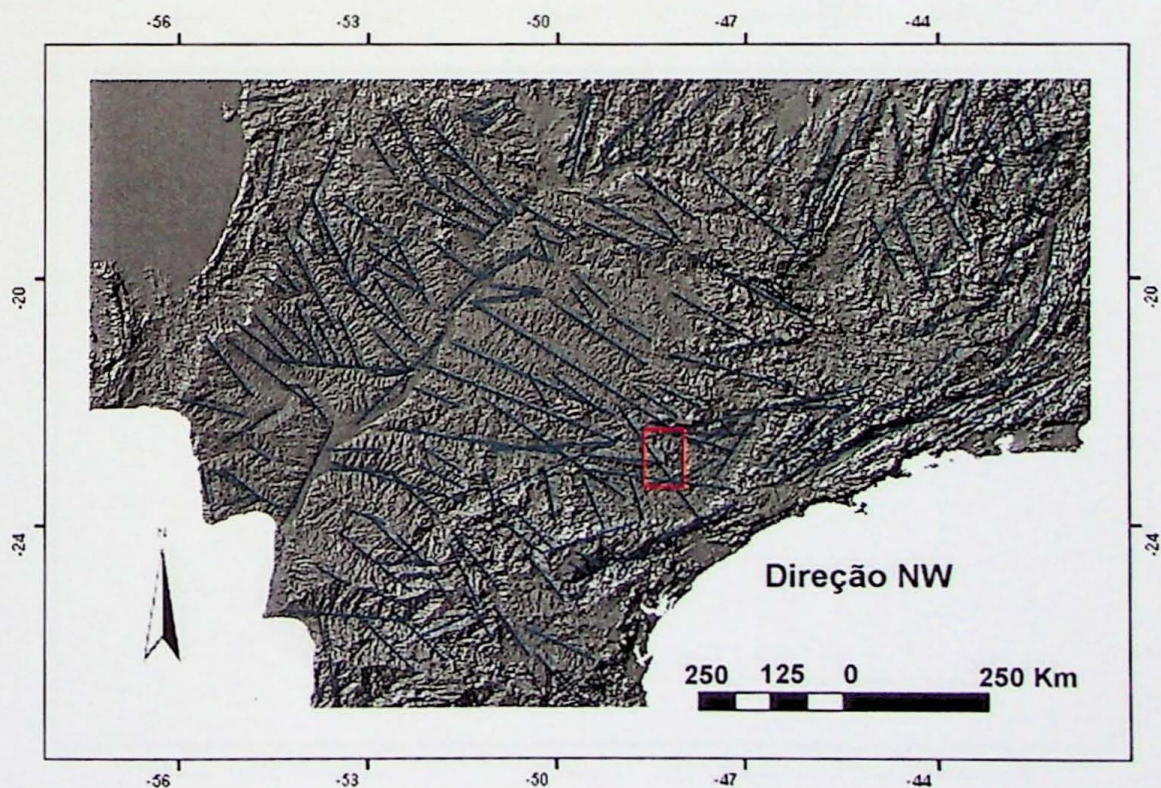


Figura 3. Relevo regional sombreado com iluminação na direção noroeste.

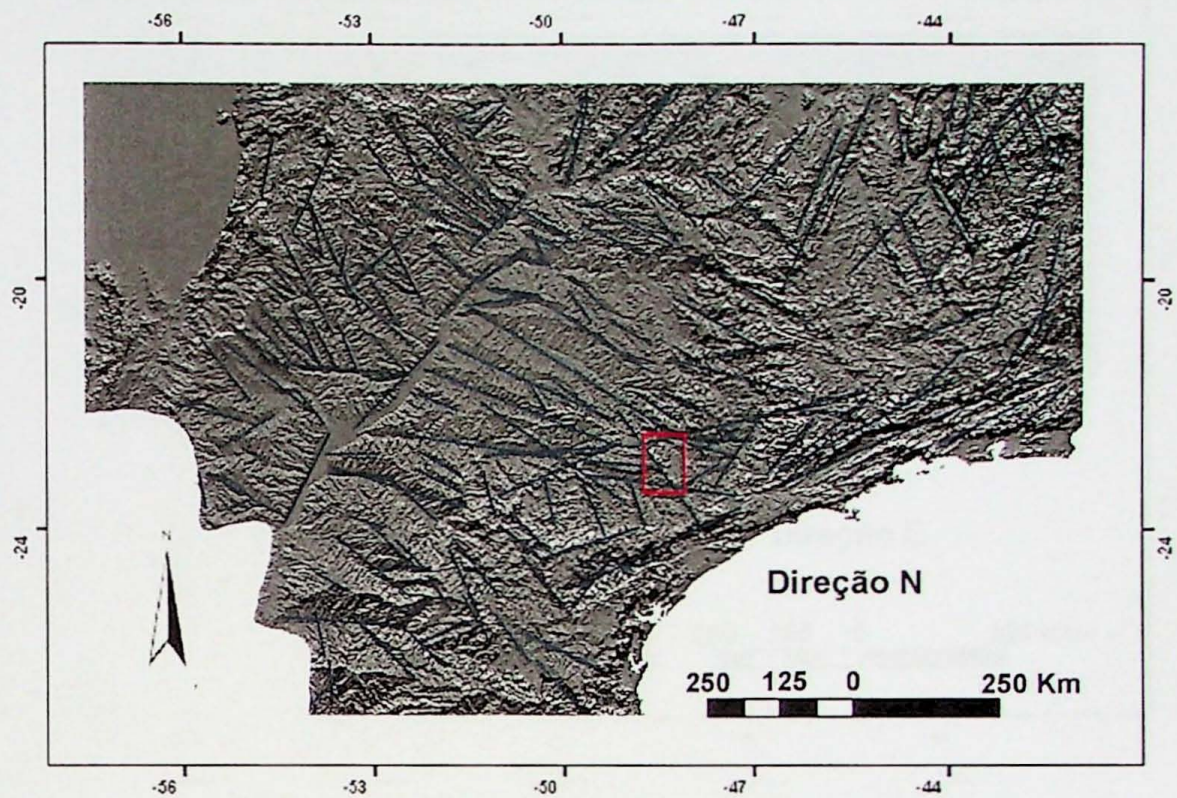


Figura 4. Relevo regional sombreado com iluminação na direção norte.

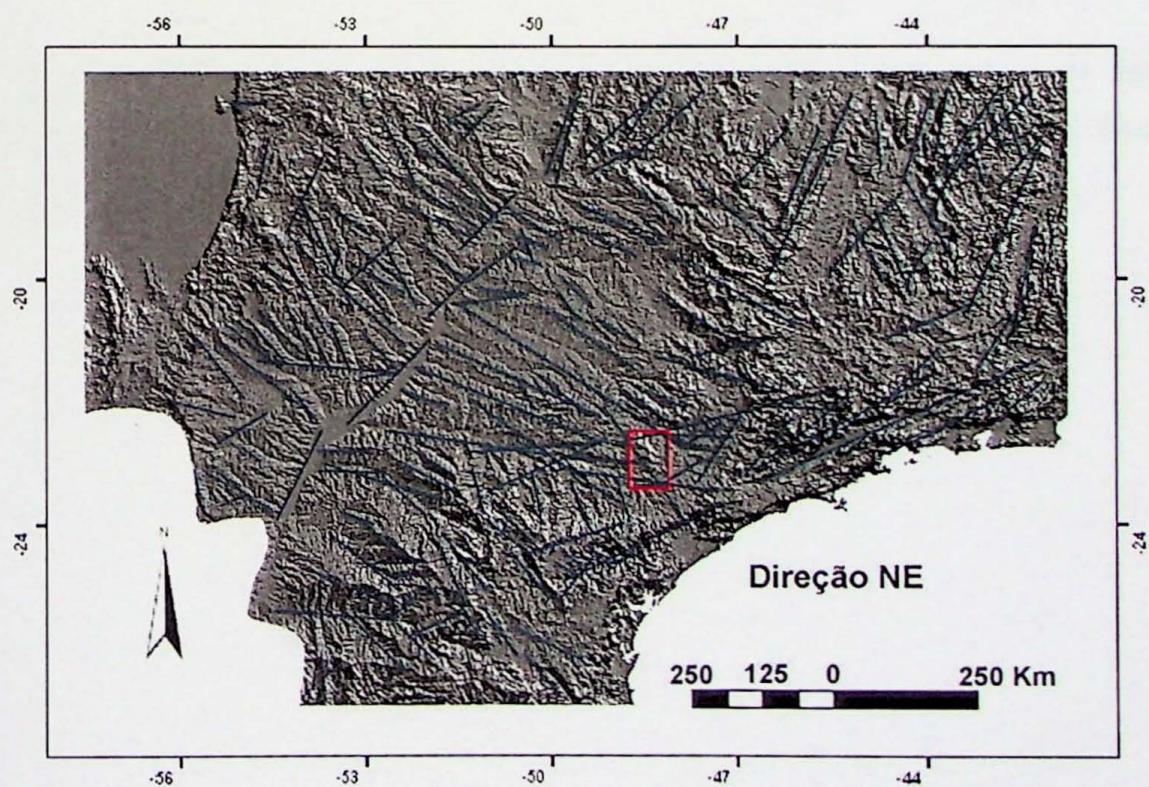


Figura 5. Relevo regional sombreado com iluminação na direção nordeste.

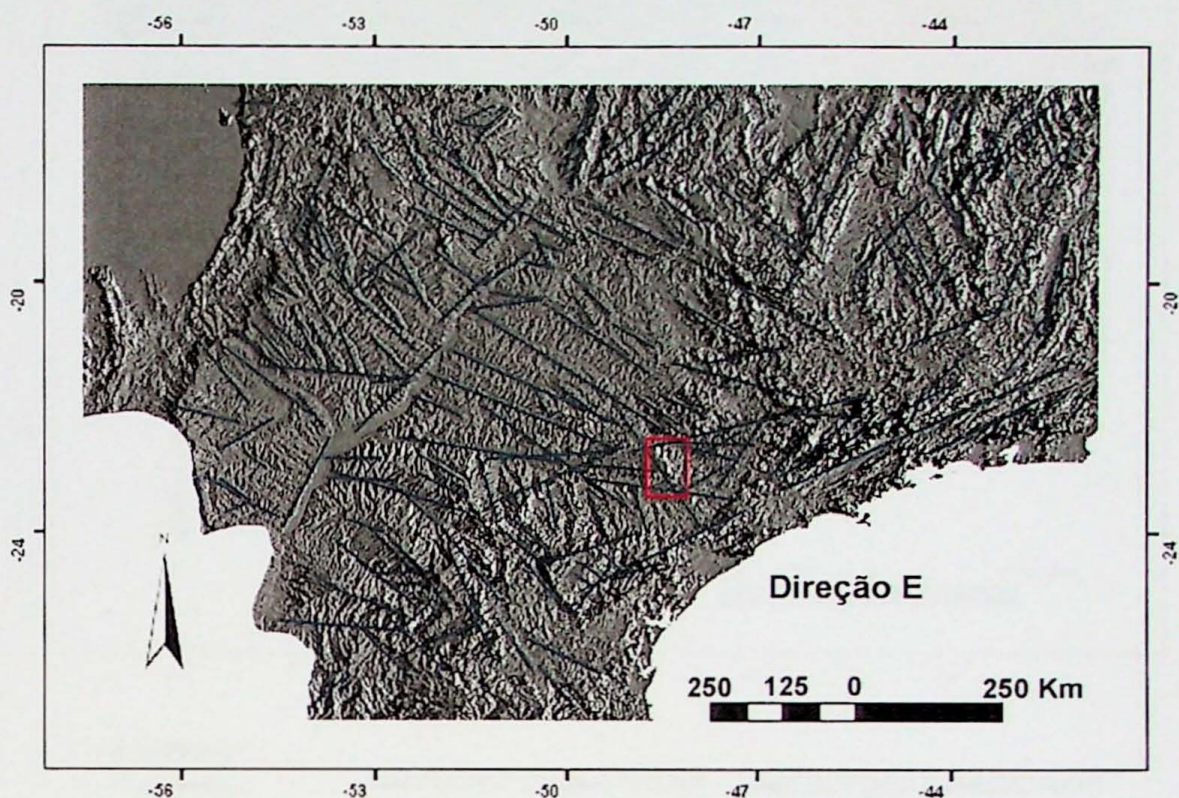
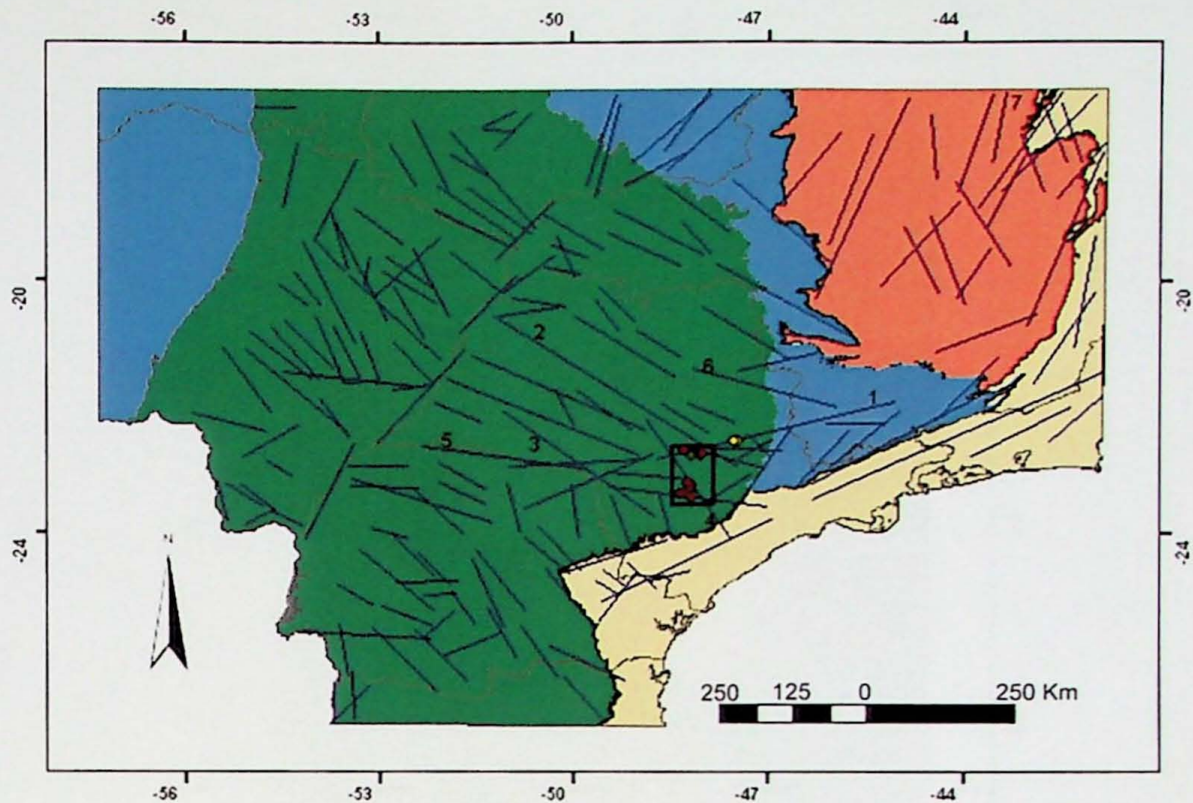


Figura 6. Relevo regional sombreado com iluminação na direção leste.

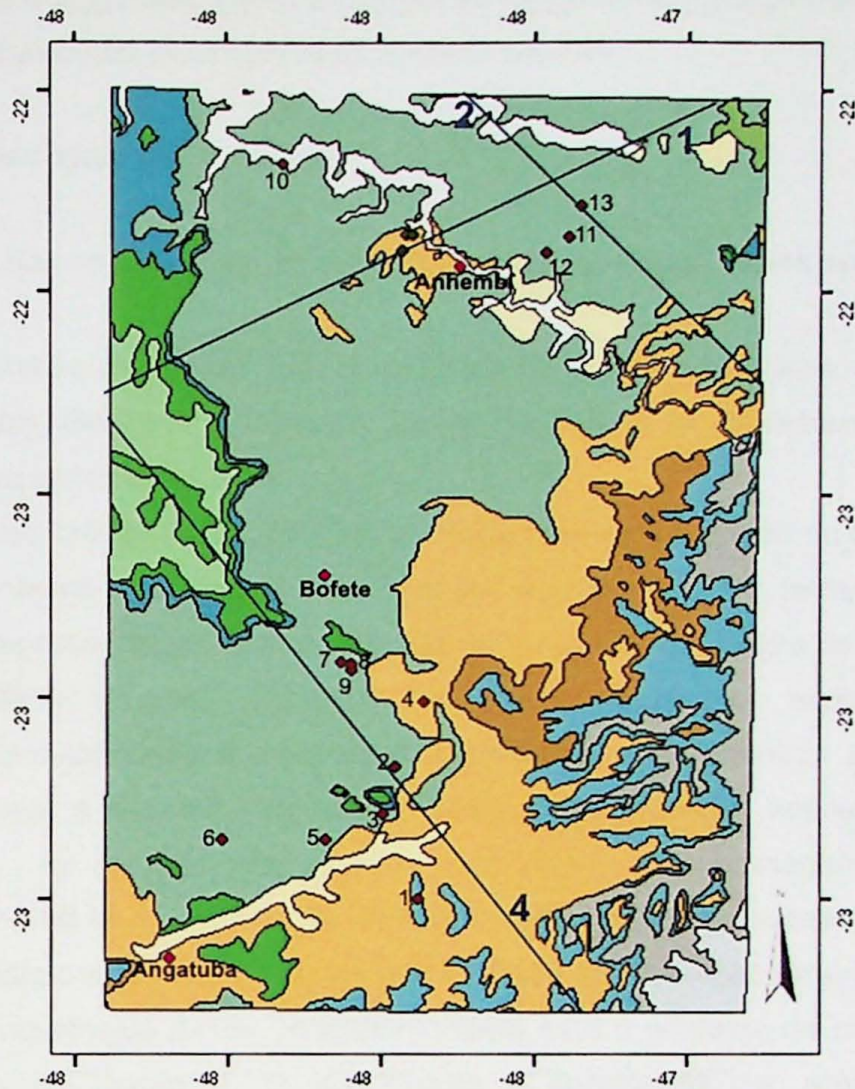
A partir da interpretação das estruturas regionais que afetam a área de estudo, foi constatado que as principais correspondem aos lineamentos Jacutinga, Tietê, Guapiara e Ibitinga-Botucatu (Riccomini, 1997), demonstrado na Figura 7.



Legenda		
◊ sismos	UNIDADES GEOLÓGICAS	ESTRUTURAS REGIONAIS
• geiseritos	Província Mantiqueira	1- Falha Jacutinga
• arenitos asfálticos	Bacia do Paraná	2- Lineamento Tietê
— lineamentos	Cráton do São Francisco	3- Falha Guapiara
□ área de estudo	Província Tocantins	4- Lineamento Ibitinga-Botucatu
		5- Lineamento Rio Paranapanema
		6- Lineamento Barra Bonita-Itu
		7- Lineamento Espinhaço

Figura 7. Análise estrutural regional feita a partir do Modelo Digital de Terreno, com destaque para os principais lineamentos morfológicos que afetam a área de estudo e posicionamento dos arenitos asfálticos (Araújo, 2003), sismos (Turra, 2009) e geiseritos (Yamamoto *et al.*, 2005). Unidades geológicas delimitadas segundo CPRM (2001).

Segundo Araújo (2003), existem 26 ocorrências de arenitos asfálticos descritas na Formação Pirambóia na borda leste da Bacia do Paraná, sendo parte destas localizadas próximo ao Rio Tietê, região de Anhembi, e outras a norte do Rio Paranapanema, nas cidades de Bofete e Angatuba. No mapa geológico (Figura 8) foram localizadas 13 dessas ocorrências, nas quais foram visitadas seis em campo: Betumita, Moquém, Morro do Bofete, Itatigue, Nhaíva e Jacutinga, sendo esta última da Formação Tatuí.



Legenda

• cidades	Formação Pirambóia
• geiseritos	Formação Rio do Rasto
• arenitos asfálticos	Formação Teresina
Depósitos Aluvionares	Formação Serra Alta
Grupo Bauru	Formação Irati
Formação Serra Geral	Formação Tatui
Formação Botucatu	Grupo Itararé

10 5 0 10 Km

Figura 8. Mapa geológico da área de estudo (CPRM, 2001) com a localização das ocorrências de arenitos asfálticos: (1) Jacutinga; (2) Nhaíva; (3) Itatigue; (4) Bairro Quebra; (5) Sobar; (6) Sobar II; (7) Estrada da Mina; (8) Estrada da Mina II; (9) Bairro da Mina; (10) Porto Martins; (11) Betumita; (12) Moquém; (13) Fazenda Ribeirão Claro (Araújo, 2003). Localização dos geiseritos (Yamamoto *et al.*, 2005) e dos lineamentos que afetam a região em azul, conforme numeração do Modelo Digital de Terreno: 1 - Falha Jacutinga; 2 - Lineamento Tietê e 4 - Lineamento Ibitinga-Botucatu.

As ocorrências de arenitos asfálticos próximas à região de Anhembi (11, 12 e 13), encontram-se na zona de intersecção do Lineamento Tietê de direção NW-SE com a Falha de Jacutinga de direção NE-SW e estão distribuídas aproximadamente na mesma direção da referida falha. Já as ocorrências localizadas ao norte do Rio Paranapanema, entre as

cidades de Bofete e Angatuba, estão próximas ao Lineamento Ibitinga-Botucatu e também apresentam distribuição espacial aproximadamente NE-SW.

5.3. Escala Mesoscópica (10^0 a 10^1 m)

5.3.1. Descrição das ocorrências de arenitos asfálticos e suas fácies sedimentares

Foram visitadas em campo seis ocorrências de arenitos asfálticos: Itatigue, Nhaíva, Jacutinga, Moquém, Betumita e Morro do Bofete. Em geral os afloramentos ocorrem em áreas íngremes ou cortes de terreno.

A ocorrência Itatigue (UTM: 780218/7412923) situa-se na cidade de Guareí, bairro de Capela Velha, próximo à capela Nossa Senhora Aparecida e em terreno íngreme. Foi explorada pela empresa Itatigue S.A. na década de 1940, para produção de gasolina a partir do arenito asfáltico (Araújo, 2003). O afloramento apresenta arenitos finos com estratificações plano-paralelas e convolutas intercaladas com arenitos siltosos maciços (fácies de interduna) e arenitos finos com estratificações cruzadas acanaladas em séries métricas (fácies de duna) impregnados por óleo. Na drenagem localizada a aproximadamente 100 m da ocorrência, são observados siltitos esverdeados da Formação Teresina. Logo, esta ocorrência situa-se próxima à base da Formação Pirambóia.

A ocorrência Nhaíva (UTM: 786000/7415546) está a noroeste da cidade de Guareí, próximo ao sítio da Jazida II. O afloramento é constituído por arenitos finos com estratificações cruzadas acanaladas em séries métricas impregnados por óleo. No final da série de estratificação cruzada ocorrem concreções não impregnadas. A aproximadamente 50 m abaixo do afloramento, no córrego Ribeirão da Areia Branca aflora silito arenoso esverdeado da Formação Teresina (Araújo, 2003).

A ocorrência Jacutinga (UTM: 789325/7406134) localiza-se a sudoeste da cidade de Guareí, a 300 m ao norte da Capela Santa Cruz. O afloramento situa-se na encosta de um riacho com 2,5 m de largura e corresponde à Formação Tatuí, que está sotoposta ao Subgrupo Irati. Na base desse afloramento ocorrem camadas decimétricas de siltitos e a medida que se avança para o topo aparecem camadas decimétricas de arenitos finos com estratificações cruzadas acanaladas impregnados por óleo.

A ocorrência Moquém (UTM: 803560/7474306) aflora cerca de 2 km a oeste da ocorrência Betumita, no sítio Moquém, no afluyente de margem esquerda do córrego Moquém, próximo ao Morro Amarelo (Araújo, 2003). O afloramento é constituído por arenitos finos com estratificações cruzadas decimétricas impregnados por óleo. A espessura dos arenitos nesse afloramento é de aproximadamente 5 metros.

A ocorrência Betumita (UTM: 805963/ 7479915) localiza-se na Fazenda de mesmo nome, na cidade de Anhembi em um afluente da margem esquerda do Ribeirão dos Pintos. Essa ocorrência foi o foco principal da pesquisa, visto que ela é a mais expressiva da área. O afloramento apresenta intercalações de arenitos finos com estratificações cruzadas acanaladas em séries métricas (fácies de duna) impregnados por óleo intercalados com séries decimétricas a métricas de arenitos siltsosos maciços (fácies de interduna).

Foi descrita uma seção estratigráfica de aproximadamente 60 m de comprimento (Anexo 1) neste afloramento. A descrição detalhada desta seção visou à caracterização da influência das fácies sedimentares e fraturas sobre a distribuição dos hidrocarbonetos da Formação Pirambóia.

Foram identificadas 2 fácies sedimentares: arenito fino com estratificação cruzada acanalada (AFc), séries com 1 a 5 metros de espessura, com coloração acizentada; e arenito fino maciço (AFm), com 1 a 3 metros de espessura e coloração variando de cinza a esbranquiçada. Os graus de impregnação por betume são demonstrados pelo número que aparece junto à sigla da fácies e foram qualificados em quatro intervalos: grau 0: 0 a 10 % de impregnação de óleo; grau 1: 11 a 40% de impregnação de óleo; grau 2: 41 a 75%; e grau 3: 75 a 90% de impregnação de óleo. Esta porcentagem refere-se à área da fácies e sua estimativa é visual e qualitativa.

A seção apresenta em sua base fácies AFc2 e AFm1 na parte oeste da seção. Acima deste intervalo ocorrem intercalações lenticulares e horizontais das fácies AFc1, AFc2, AFc3 e AFm0, com variações laterais e verticais no grau de impregnação por óleo, principalmente na mesma série de estratificação cruzada. Na parte superior da seção predomina a fácies AFc3.

A ocorrência Morro do Bofete (UTM: 783214/7432435) localiza-se no Km 174 da rodovia Presidente Castello Branco (SP-280) e apresenta intercalações decimétricas de arenitos finos com estratificações cruzadas acanaladas impregnados por óleo com arenitos finos com estratificação plano-paralela. Intercalado com essas duas fácies, ainda ocorrem arenitos siltsosos maciços sem impregnação por óleo. A 100 m a nordeste encontra-se o contato da Formação Pirambóia com a Formação Teresina.

Neste afloramento (Figura 9), a Formação Pirambóia é composta pelas fácies ASm (arenito siltsoso maciço), ASp (arenito siltsoso com estratificação plano paralela), AFc (arenito fino com estratificação cruzada) e AFpc (arenito fino com estratificação plano-paralela convoluta).



Figura 9. Intercalação de fácies de dunas eólicas (arenitos finos com estratificação cruzada acanalada) e interdunas (arenitos finos siltosos com estratificações plano-paralelas ou maciços) na ocorrência Morro do Bofete.

A base da coluna estratigráfica (Figura 10) é constituída por arenito muito fino a siltoso maciço (fácies ASm0), de coloração cinza claro e com bandas centimétricas onduladas avermelhadas devido, provavelmente, à presença de óxidos de ferro. Essa fácies é superposta por arenito muito fino a siltoso com estratificação plano-paralela (ASp1), de coloração cinza claro e com níveis horizontais milimétricos a centimétricos impregnados por óleo, que estão paralelos à estratificação e às fraturas. Essas duas fácies se intercalam nos cinco primeiros metros da seção. Acima, há a ocorrência de arenito fino com estratificação cruzada acanalada (AFc2) de séries entre 20 a 40 cm de espessura que apresentam intercalação de níveis milimétricos a centimétricos, paralelos à estratificação, impregnados ou não por óleo.

Nos próximos 5 metros, há intercalação da fácies ASm1 com a fácies AFc3. A fácies AFpc2 aparece no topo e é caracterizada por arenito fino com estratificação plano-paralela convoluta. Neste intervalo, ocorre a fácies ASm0 impregnada por óleo apenas no contato inferior com a fácies AFpc2.

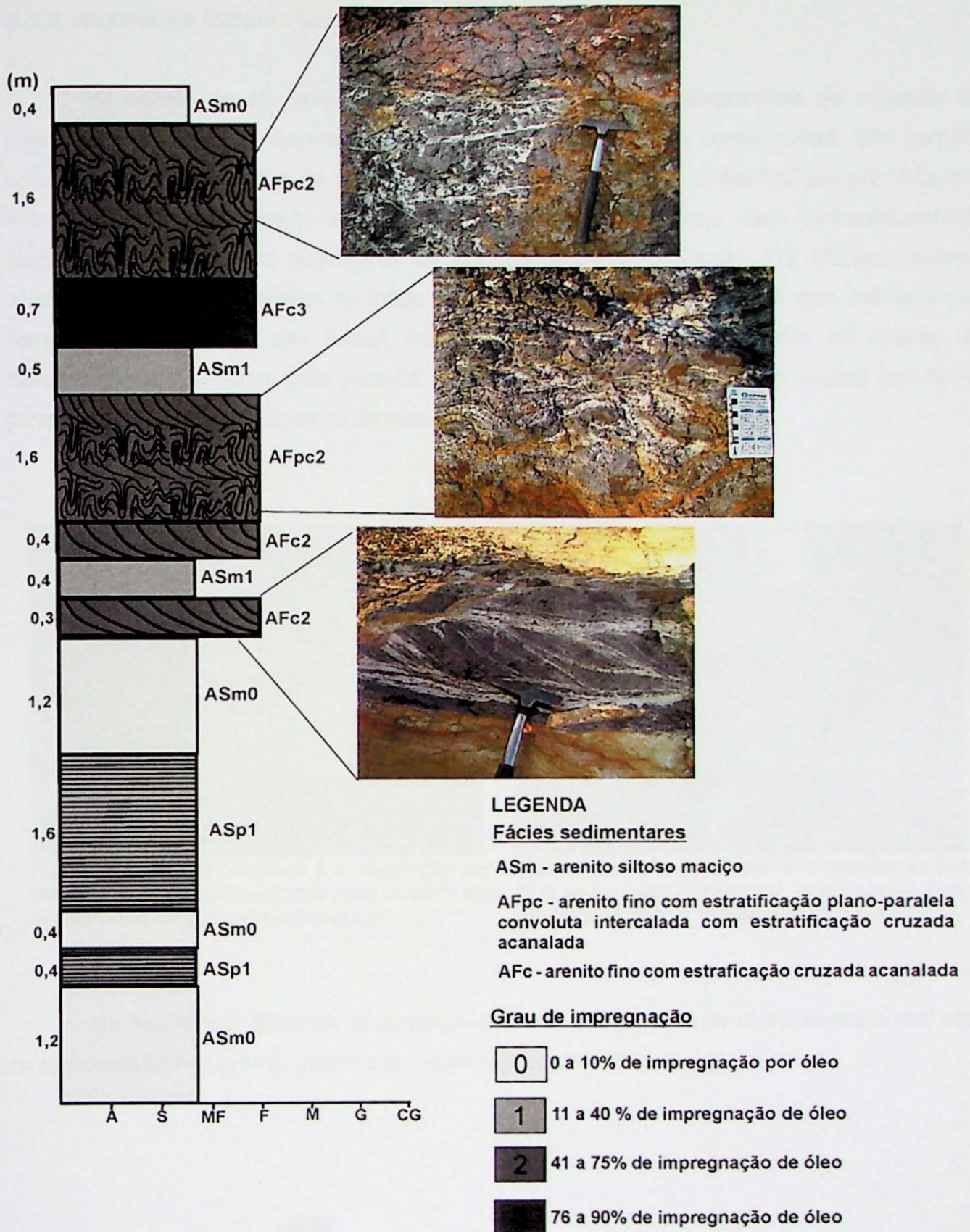


Figura 10. Seção colunar na ocorrência Morro do Bofete.

5.3.2. Análise de fraturas em afloramentos

Na escala de afloramento, foram observadas fraturas desprovidas de minerais de preenchimento, sendo classificadas segundo Hancock (1985), como juntas. Em campo, essas juntas nos arenitos da Formação Pirambóia não afetam a distribuição primária dos hidrocarbonetos. Observou-se que as juntas deslocam níveis com hidrocarbonetos, sugerindo que elas são posteriores ao seu aprisionamento (Figura 11). Porém, nota-se ausência de hidrocarbonetos ao longo de algumas juntas (Figura 12), o que indicaria sua remobilização a partir das juntas, ou seja, migração terciária posterior ao evento de deformação responsável pela geração das juntas (Figuras 11 e 12). Isto sugere que estas foram geradas após a migração do óleo a partir do Subgrupo Irati.

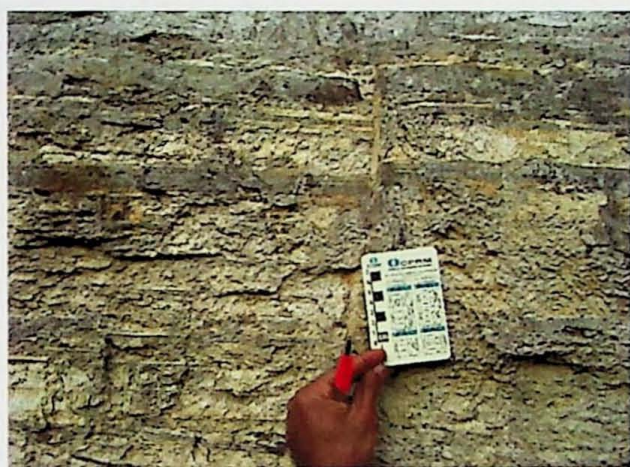


Figura 11. Fratura posterior à impregnação por óleo (arenito fino com estratificação cruzada em afloramento da ocorrência Betumita).



Figura 12. Fratura posterior à impregnação por óleo na ocorrência Betumita. Ausência de óleo ao longo da fratura indicaria migração terciária.

Na ocorrência Betumita observaram-se juntas conjugadas de direções NE e NW com σ_1 aproximadamente N-S, porém com elevada dispersão (Figura 13).

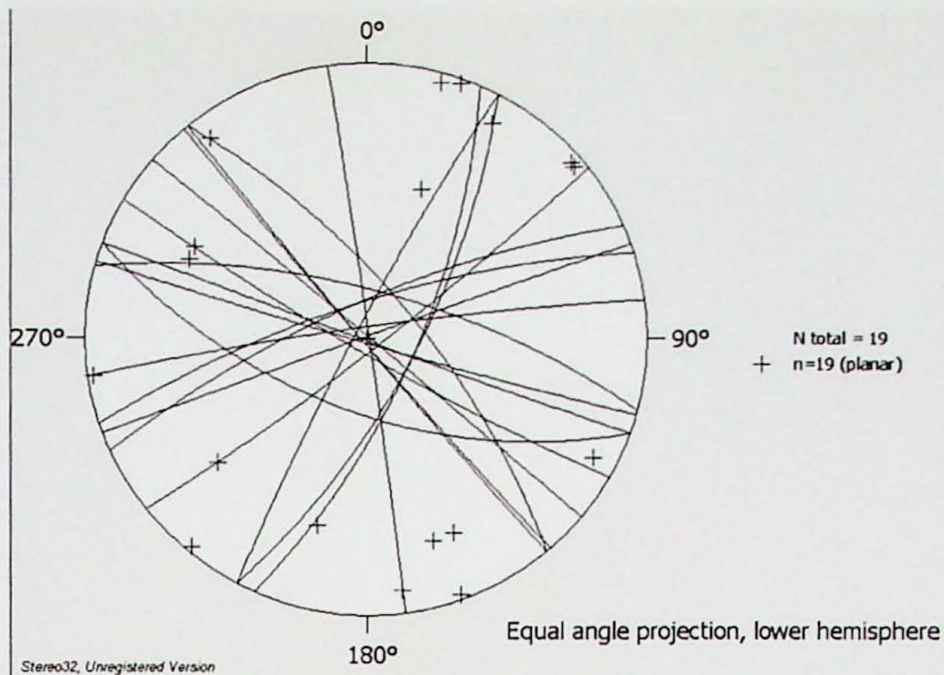


Figura 13. Estereograma das juntas conjugadas em arenitos da Formação Pirambóia do afloramento da Fazenda Betumita.

No afloramento do Morro do Bofete foi observada família de juntas conjugadas que apresenta certa dispersão com direções variando entre NW e WNW e esforço principal entre N-S e NW-SE (Figura 14).

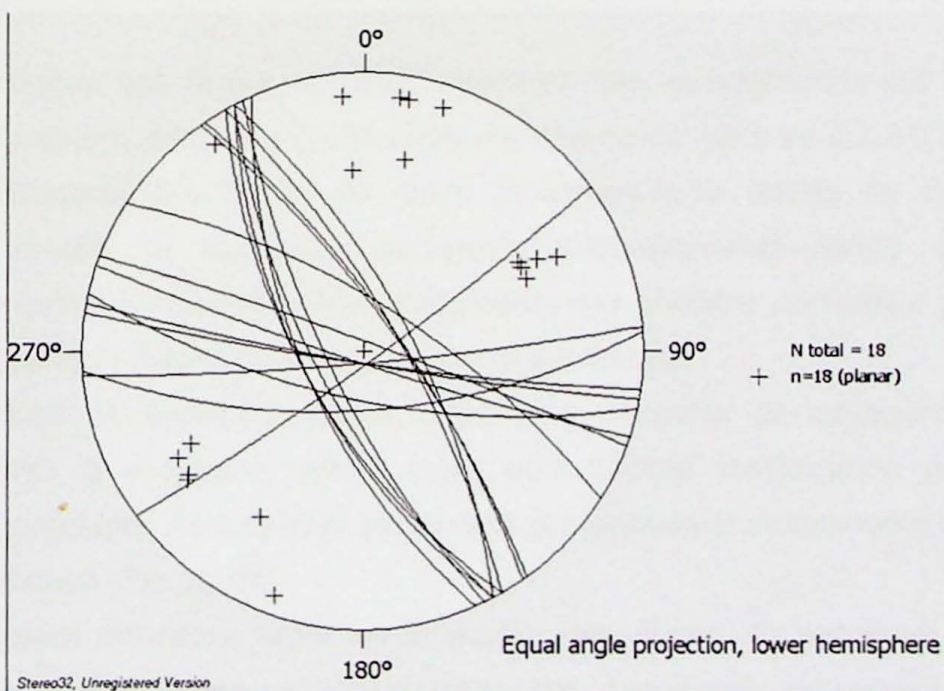


Figura 14. Estereograma das juntas conjugadas e de extensão em arenitos da Formação Pirambóia do afloramento da ocorrência do Morro do Bofete.

Na ocorrência de arenito asfáltico de Itatigue foram observadas juntas com predomínio de direções NNE-SSW e WNW-ESE (Figura 15), que corresponderia a uma família de juntas conjugadas com σ_1 próximo a NNW.

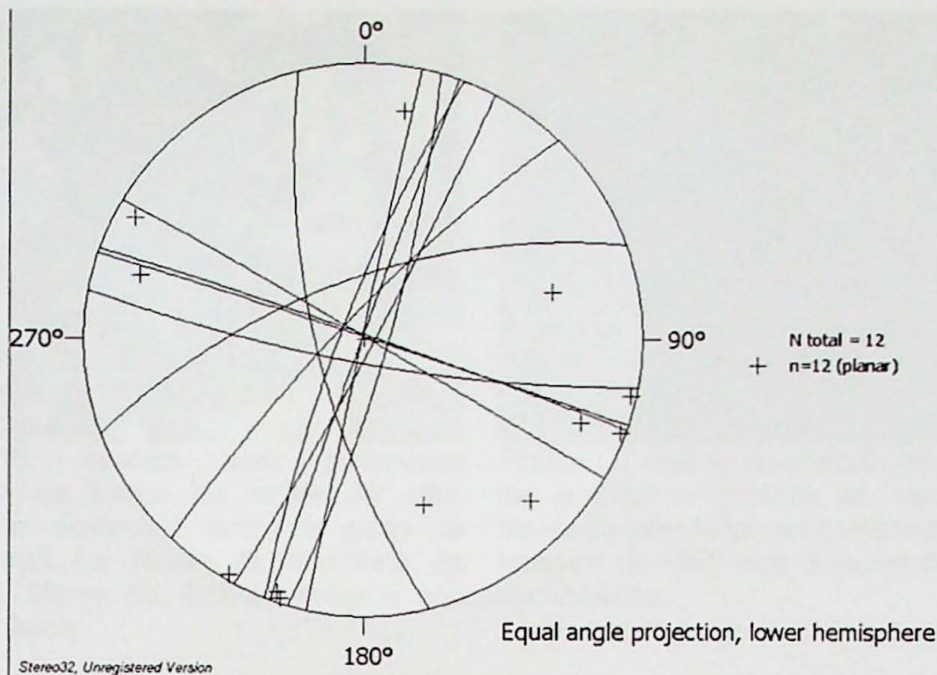


Figura 15. Estereograma das juntas conjugadas em arenitos da Formação Pirambóia do afloramento de Itatigue.

5.4. Escala Microscópica (10^{-3} a 10^{-6})

Amostras de arenitos impregnados por óleo derivadas das ocorrências Betumita e Morro do Bofete foram analisadas em microscópico petrográfico e microscópico eletrônico de varredura.

As amostras das fácies de duna e interduna são caracterizadas por arenitos finos, com seleção granulométrica moderada (granulometria modal varia de 0,2 a 0,3 mm) e grãos de quartzo arredondados (fácies de duna) a subangulares (fácies de interduna) com esfericidade média. O arcabouço apresenta empacotamento aberto e feições de compactação química incipiente são demonstradas nos contatos pontuais e planares entre os grãos de quartzo e feldspato que constituem o arcabouço.

Na fácies de interduna, foram observados cimentos de calcedônia, carbonato, quartzo, anidrita e esmectita, sendo estes dois últimos identificados por MEV-EDS. Apresentam porosidade intragranular secundária que equivale principalmente aos moldes de grãos do arcabouço (Figura 16).

A principal diferença entre as amostras das fácies de interduna e duna é a quantidade de cimento, principalmente de esmectita, que é mais expressiva nas fácies de interduna (Figura 16 e 17). Outra diferença importante é a impregnação por betume que é maior na fácies de duna (Figura 18 e 19).

O arcabouço das fácies de duna e interduna é constituído principalmente por grãos arredondados a subangulares de quartzo e subordinadamente por grãos de feldspatos, (Figura 20) muscovita (Figura 21), além de turmalina e biotita que são ocasionais.

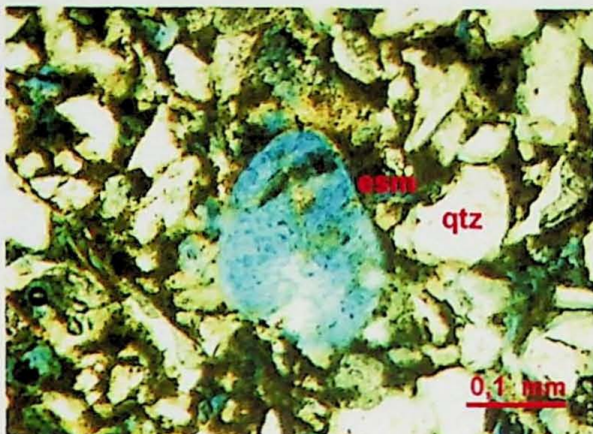


Figura 16. Arenito com porosidade secundária na forma de molde de grão, cimento de esmectita (esm) e grãos de quartzo (qtz) na fácies de interduna da ocorrência Morro do Bofete. Imagem sob nicóis paralelos.

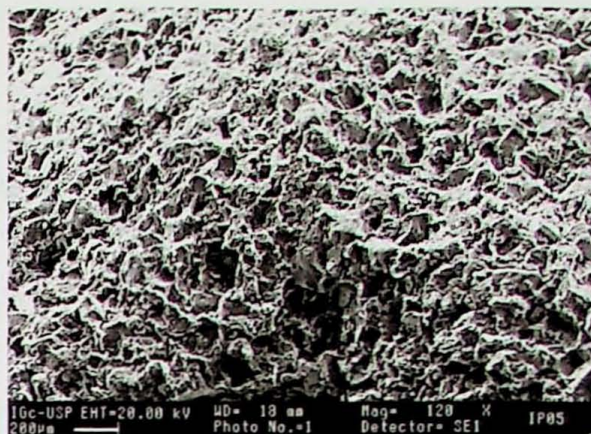


Figura 17. Arenito com arcabouço de grãos de quartzo e cimento de esmectita na fácies de interduna da ocorrência Betumita. Imagem de MEV sob detector de elétrons secundários.

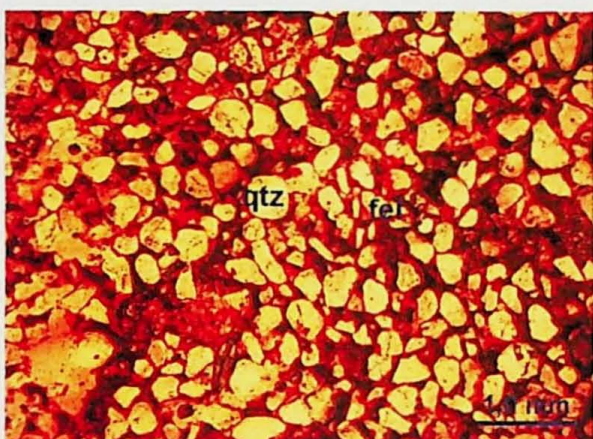


Figura 18. Arenito com arcabouço de grãos de quartzo (qtz) e feldspato (fel) impregnado com betume na fácies de duna da ocorrência Betumita. Imagem sob nicóis paralelos.



Figura 19. Arenito com arcabouço de grãos de quartzo (qtz) e feldspato (fel) impregnado com betume na fácies de duna da ocorrência Betumita. Imagem sob nicóis cruzados.



Figura 20. Arenito com arcabouço com grãos de quartzo (qtz) e feldspato (fel) da fácies de duna da ocorrência Betumita. Imagem sob nicóis cruzados.

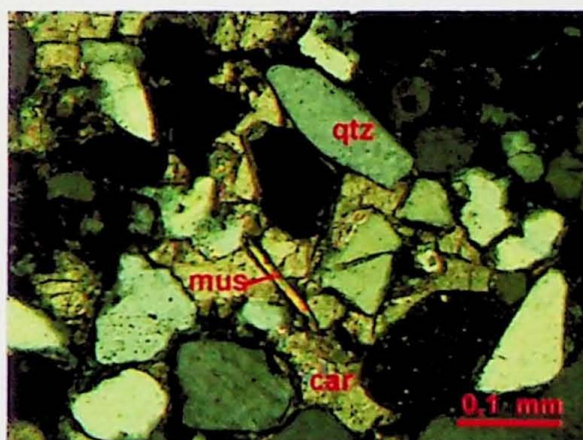


Figura 21. Arenito com arcabouço com grãos de quartzo (qtz), muscovita (mus) e cimentos carbonático (car) da fácies de interduna da ocorrência Betumita. Imagem sob nicóis cruzados.

O principal cimento identificado na fácies de interduna corresponde à esmectita que foi identificada a partir do MEV-EDS (Welton, 1984). Foram diferenciados dois tipos de esmectita: de aspecto "amassado", que seria sin-deposicional (envelope de argila) ou infiltrado; e de lamelas lisas, com aspecto de folhas de "alface", intergranular e supostamente mais tardio.

Ao microscópico petrográfico, a esmectita mais precoce aparece como cutículas argilosas de pequena espessura (1 a 5 micrômetros) que envolvem os grãos de quartzo. Sendo este cimento eodiagenético anterior à compactação química que é evidenciada por contatos pontuais e planares entre os grãos (Figuras 22 e 23). Ao microscópico eletrônico de varredura, essa cutícula aparece com aspecto "amassado", que sugere tratar-se de cimento precoce retrabalhado durante o transporte sedimentar (Figuras 24 e 25).

O segundo tipo de esmectita com forma de lamelas lisas (Figuras 26 e 27) preservou sua forma original, não apresentando feições de retrabalhamento por transporte sedimentar. Isso sugere que esse cimento seja mais tardio.



Figura 24. Esmectita com aspecto "amassado" em torno de grãos de quartzo, na fácies de interduna da sequência litorânea de Botafogo. Imagem de MEV sob detector de elétrons secundários.



Figura 25. Esmectita com aspecto "amassado" em torno de grãos de quartzo, na fácies de interduna da sequência litorânea de Botafogo. Imagem de MEV sob detector de elétrons secundários.



Figura 26. Esmectita com lamelas lisas, preservando a forma original, em torno de grãos de quartzo, na fácies de interduna da sequência litorânea de Botafogo. Imagem de MEV sob detector de elétrons secundários.



Figura 27. MEV para composição de elementos em torno de grãos de quartzo, na fácies de interduna da sequência litorânea de Botafogo.

O cimento de quartzo foi evidenciado nas fácies de interduna e duna (Figuras 28 e 29). O cimento de calcita é observado em MEV como cristais arredondados que crescem como envelope na superfície dos grãos de quartzo de recálculo (Figura 30). Na Figura 31,

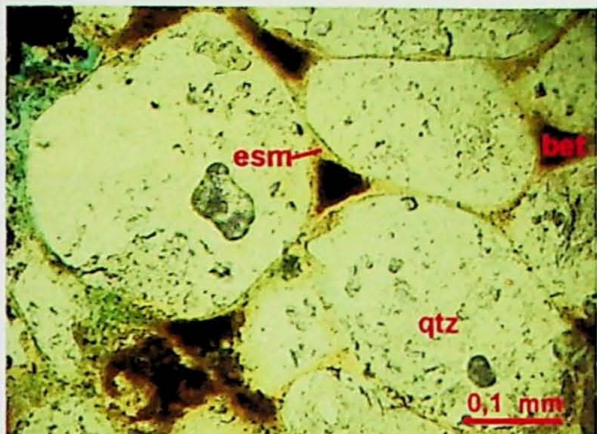


Figura 22. Cutículas de esmectita (esm) envolvendo grãos de quartzo (qtz) e betume (bet) preenchendo poros intergranulares na fácies de duna da ocorrência Betumita. Imagem sob nicóis paralelos.



Figura 23. Cutículas de esmectita (esm) envolvendo grãos de quartzo (qtz) na fácies de duna da ocorrência Betumita. Imagem sob nicóis cruzados.



Figura 24. Esmectita (esm) com aspecto "amassado" em grão de quartzo (qtz) na fácies de interduna da ocorrência Morro do Bofete. Imagem de MEV sob detector de elétrons secundários.

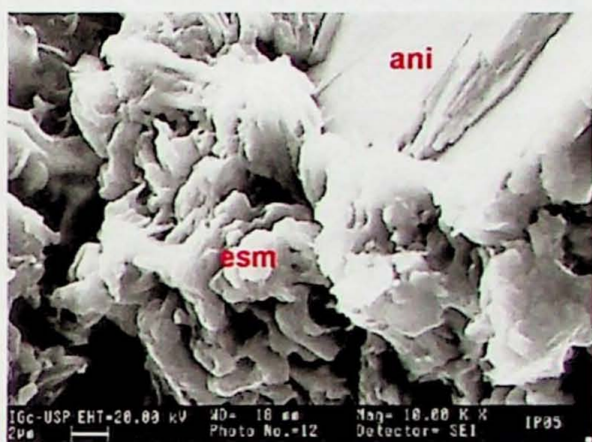


Figura 25. Esmectita (esm) mecanicamente infiltrada associada ao cimento de anidrita (ani) na fácies de interduna da ocorrência Betumita. Imagem de MEV sob detector de elétrons secundários.

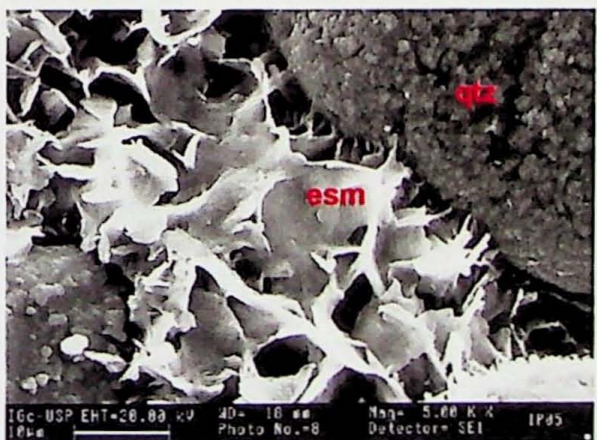


Figura 26. Esmectita (esm) preenchendo poros entre grãos de quartzo (qtz) em fácies de interduna da ocorrência Betumita. Imagem de MEV sob detector de elétrons secundários.

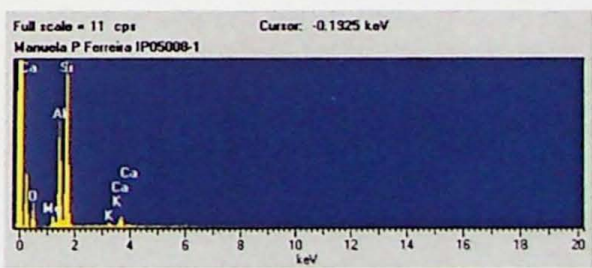


Figura 27. EDS para composição da esmectita em fácies de interduna da ocorrência Betumita.

O cimento de quartzo foi encontrado nas fácies de interduna e duna (Figuras 28 e 29). O cimento de calcedônia é observado em MEV como cristais euédricos que crescem como envelope na superfície dos grãos de quartzo do arcabouço (Figura 30). As figuras 31,

32 e 33 demonstram que a esmectita lamelar se formou sob os cristais euédricos da calcedônia. Portanto, esta esmectita seria posterior à fase de cimentação por calcedônia.

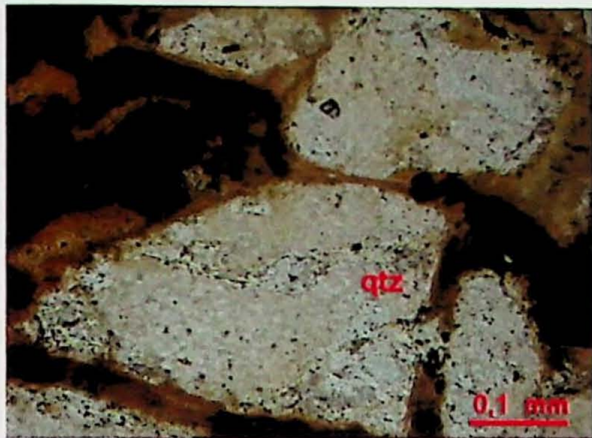


Figura 28. Cimento de quartzo (qtz) em fácies de duna da ocorrência Betumita. Imagem sob nicóis paralelos.

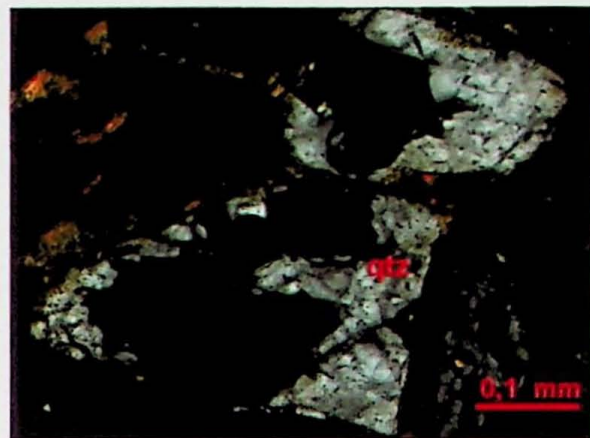


Figura 29. Cimento de quartzo em fácies de duna da ocorrência Betumita. Imagem sob nicóis cruzados.



Figura 30. Grão de quartzo com envelope de cimento de calcedônia na fácies de interduna da ocorrência Betumita. Imagem de MEV sob elétrons secundários.



Figura 31. Grão de quartzo (qtz) com envelope de cimento de calcedônia e grão de feldspato (fel) em contato com lamelas lisas de esmectita (esm) na fácies de interduna da ocorrência Betumita. Imagem de MEV sob elétrons secundários.



Figura 32. Contato entre o cimento de esmectita (esm) e o cimento de calcedônia (cal) na fácies de interduna da ocorrência Morro do Bofete. Imagem de MEV sob elétrons retroespalhados

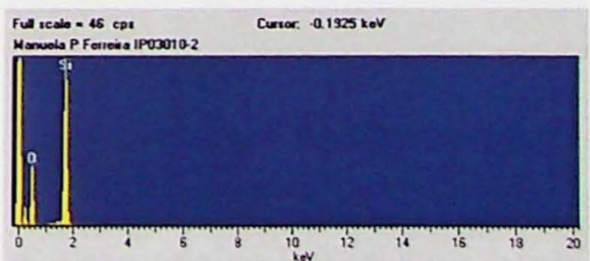
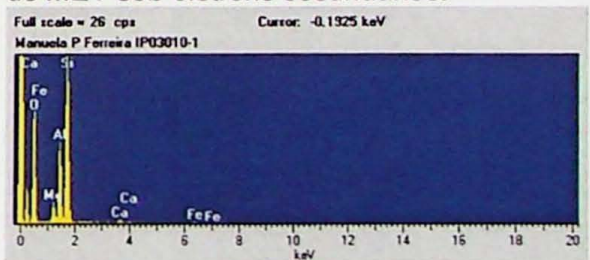


Figura 33. EDS de cimento de esmectita (acima) e de calcedônia (abaixo). Fácies de interduna da ocorrência Morro do Bofete.

O cimento de carbonato caracteriza-se por textura espática e preenche parcialmente o espaço intergranular (Figura 34). Suas relações espaciais com o arcabouço e os outros cimentos sugerem que o carbonato é o cimento mais tardio (Figura 35). Sendo sua precipitação posterior à impregnação do óleo, que ocorreu depois da esmectita lamelar.

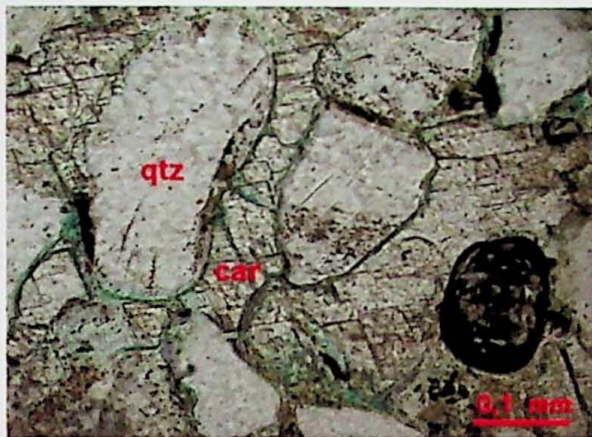


Figura 34. Cimento carbonático (car) preenchendo espaço intergranular entre grãos de quartzo (qtz) em fácies de interduna da ocorrência Betumita. Imagem sob nicóis paralelos.

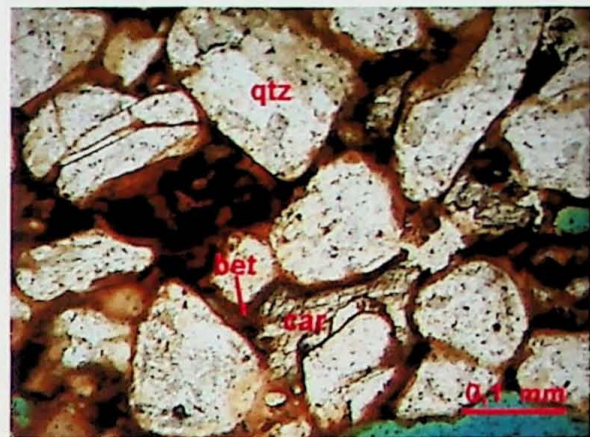


Figura 35. Relações de contato entre grão de quartzo (qtz) o cimento carbonático (car) e o betume (bet) em fácies de duna da ocorrência Betumita. Imagem sob nicóis paralelos.

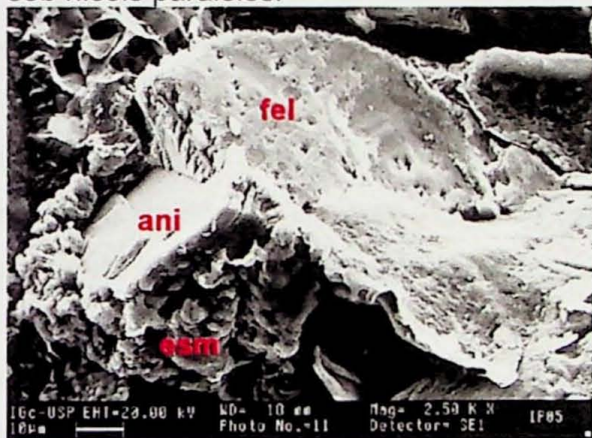


Figura 36. Cimento de esmectita (esm) em contato com cimento de anidrita (ani), que está aderido a grão de feldspato (fel) em fácies de interduna da ocorrência Betumita. Imagem de MEV sob elétrons secundários.

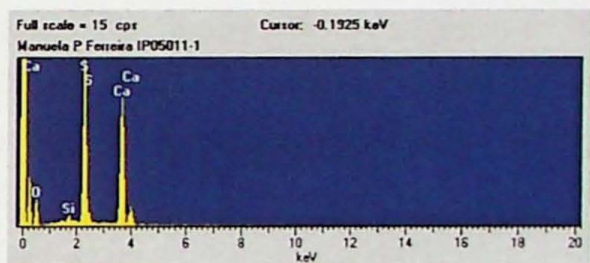


Figura 37. EDS para composição da anidrita (sulfato de cálcio) em fácies de interduna na ocorrência Betumita.

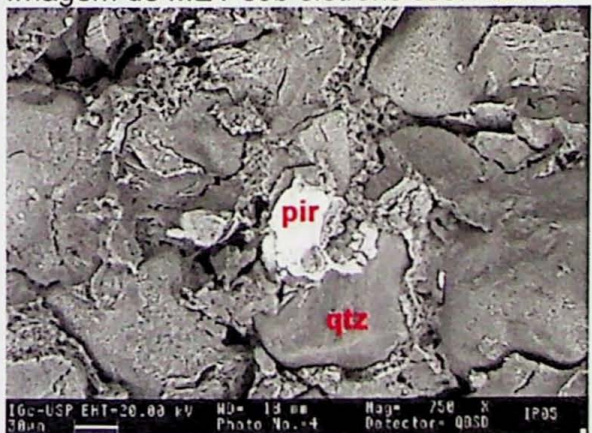


Figura 38. Cimento de pirita (pir) e grãos de quartzo (qtz) em fácies de interduna da ocorrência Betumita. Imagem de MEV sob detector de elétrons retroespalhados.

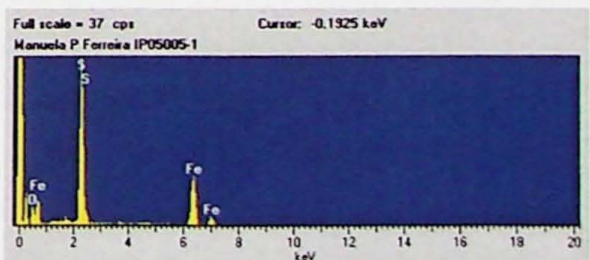


Figura 39. EDS para composição da pirita em fácies de interduna da ocorrência Betumita.

O cimento de anidrita apresenta hábito tabular e superfície lisa. Este cimento ocorre aderido a grão de feldspato (Figuras 36 e 37). O contato entre o cimento de anidrita e a esmectita infiltrada evidencia que a formação desta última foi posterior à precipitação do sulfato de cálcio. Observa-se ainda cimento de pirita, que ocorre agregado a grão de quartzo e tem pouca frequência nos arenitos asfálticos da Formação Pirambóia (Figuras 38 e 39).

6. DISCUSSÃO

6.1. Modelo da gênese dos arenitos asfálticos da Formação Pirambóia e sua concentração na borda leste da Bacia do Paraná

Sistemas petrolíferos são constituídos por rochas geradoras, carreadoras, reservatórios e selantes. A associação entre reservatórios e selantes proporciona a formação de armadilhas. Os principais processos envolvidos no sistema são geração, migração primária e secundária e acumulação de petróleo.

A rocha geradora do sistema petrolífero Irati-Pirambóia corresponde aos folhelhos betuminosos do Subgrupo Irati que na área estudada apresenta em média 3 a 5% de carbono orgânico (teor em peso), sendo que os maiores valores são encontrados ao sul do Arco de Ponta Grossa (Hachiro, 1997; Araújo, 2000). Esse fato não justifica a concentração de ocorrências de arenitos asfálticos na borda leste da Bacia do Paraná, uma vez que o folhelho betuminoso ocorre praticamente em toda a bacia.

A geração do óleo a partir desses folhelhos foi propiciada pelo aquecimento anômalo da rocha geradora com a intrusão de soleiras de rocha básica e aumento generalizado do gradiente geotérmico no Neojurássico-Eocretáceo, que propiciou maturação da matéria orgânica (Araújo, 2003). A espessura máxima dos fluxos de lava da Formação Serra Geral na área de estudo é de aproximadamente 500 m, se tornando mais espesso na direção do centro da bacia, onde atinge valores próximos a 1500 m (Zalán, 1991).

A migração primária se deu a partir do fraturamento do folhelho e migração dos hidrocarbonetos para as camadas intercaladas de calcários mais permeáveis. Franzinelli (1972) realizou estudo quantitativo de concentração de vanádio (elemento traço que aparece como complexos metalo-orgânicos, chamados porfirinas, concentrados nas frações mais pesadas do óleo) efetuado em amostras de arenitos asfálticos da Formação Pirambóia e de betume dos calcários e folhelhos do Subgrupo Irati. Os resultados obtidos indicam maior correlação entre a concentração do vanádio nos arenitos asfálticos e nos calcários do que nos folhelhos. Este dado indica que o óleo dos arenitos da Formação Pirambóia migrou a partir dos calcários do Subgrupo Irati e não diretamente dos folhelhos. Este fato é

explicado a partir da facilidade da migração do óleo nos calcários, uma vez que estes são mais permeáveis e porosos, facilitando a entrada e saída de hidrocarbonetos.

Os carbonatos atuaram como reservatórios intermediários (Quadros, 1981 *apud* Thomaz Filho, 1982). A migração primária foi eficaz devido à grande extensão da superfície de contato entre o folhelho e calcários intercalados, o que facilitou a expulsão do óleo para camadas permeáveis adjacentes. A migração ao longo das camadas de calcário teria sido de leste para oeste (Thomaz Filho, 1982), uma vez que o rumo de mergulho do acamamento da bacia na sua borda leste é aproximadamente W ou NW.

No Eocretáceo ocorreu a migração secundária do óleo (Araújo, 2003) dos carbonatos do Subgrupo Irati para os arenitos permeáveis da Formação Pirambóia. Esta migração teria ocorrido a partir de antigas zonas de fraqueza verticais reativadas nesse período.

A atuação dos reservatórios intermediários de calcários nos processos de migração do óleo encontra suporte no fato das ocorrências de arenitos asfálticos concentrarem-se na borda leste da Bacia do Paraná, no Estado de São Paulo, onde o Subgrupo Irati apresenta quantidade maior de leitos calcários, que tendem a substituir os níveis betuminosos, menos desenvolvidos do leste da bacia (Northfleet *et al.*, 1969).

Segundo Hachiro (1997), o Membro Ipeúna (topo da Formação Assistência do Subgrupo Irati), inicia-se com um banco dolomítico formado por dolutitos laminados e doloarenitos finos a médios estratificados (Camada Barrinho). A parte intermediária é demarcada por pares interestratificados folhelho/carbonato, delgados e regulares, sendo os folhelhos argilo-siltosos e betuminosos que se intercalam ritmicamente com leitos de calcilutitos dolomitizados, parcialmente silicificados. No topo da unidade ocorrem folhelho/carbonato interestratificados, rítmicos e espessos (3 a 4 vezes maior do que os litotipos da porção intermediária). Ao sul do Arco de Ponta Grossa são observados somente intercalações de folhelho e carbonato na base dessa seção. Para o topo e no rumo do centro da bacia, os carbonatos tendem a formar lentes descontínuas e são gradualmente substituídos pelos folhelhos betuminosos escuros, que passam a dominar o topo da subunidade até serem substituídos pelos folhelhos silticos-argilosos, não betuminosos e cinza escuros da Formação Serra Alta (Hachiro, 1997).

Foi visitada uma pedreira de calcário (Calcário Rocha Fértil) na cidade de Cesário Lange, onde se observou a intercalação de camadas de aproximadamente 10 cm de folhelho cinza escuro com camadas de 20-30 cm de calcário esbranquiçado de cor de alteração amarelada, que apresentava porções de coloração cinza escura, evidência da presença de óleo. Além disso, os calcários apresentavam fraturas decimétricas preenchidas por óleo. Estudos laboratoriais evidenciaram que, atualmente, esses calcários apresentam baixa permeabilidade por se apresentarem recristalizados.

As formações Serra Alta e Teresina estão situadas entre as rochas geradoras e reservatórios do sistema petrolífero Irati-Pirambóia. Na borda da Bacia do Paraná, as espessuras das camadas dessas formações são relativamente menores que no centro da bacia. Isto torna o caminho de migração secundária menor em relação às outras porções da bacia.

Segundo Thomaz Filho *et al.* (2008), a acumulação dos hidrocarbonetos ocorreu predominantemente no lado oeste de diques NE, sendo a maior parte das ocorrências associadas principalmente a esses diques e o restante com diques NW. Encontram-se diques de rochas básicas na área dos arenitos asfálticos nas ocorrências do Morro do Bofete, Nhaíva, Porto Martins, Betumita, Itatigue, Moquém, Bairro da Mina e Estrada da Mina (Araújo, 2003). Ainda segundo este autor, o dique na ocorrência Morro do Bofete tem direção N-N20E e no Bairro da Mina N40E, de acordo com a magnetometria de campo. As ocorrências encontram-se somente no lado noroeste do dique. Na ocorrência Nhaíva, o dique é aflorante com comprimento de 55 m e direção N17E, com o arenito asfáltico localizado do lado noroeste do dique, junto à sua parede (Araújo, 2003). Em Porto Martins o dique aflorante tem direção N40W e a ocorrência de arenito asfáltico está na porção sudoeste do dique (Araújo, 2003). Na ocorrência Betumita, Thomaz Filho (1982), descreve dique não aflorante de direção aproximada N20E por meio de dados de sondagem.

O fato da maioria das ocorrências estarem associadas a diques NE pode ser explicado pelo mergulho NW do acamamento na área de estudo. Isto proporcionaria migração secundária com direção SE. Assim, diques NE atuariam como barreira para a migração horizontal e caminho de migração vertical para o óleo. Já os diques NW, possuem a mesma direção do rumo do mergulho do acamamento, o que dificulta a ação desses diques como barreira para a migração secundária e formação de zonas de acúmulo de hidrocarbonetos (Figura 40). Isso também explicaria a inexistência de arenitos asfálticos nas regiões da bacia onde predominam diques NW (Arco de Ponta Grossa).

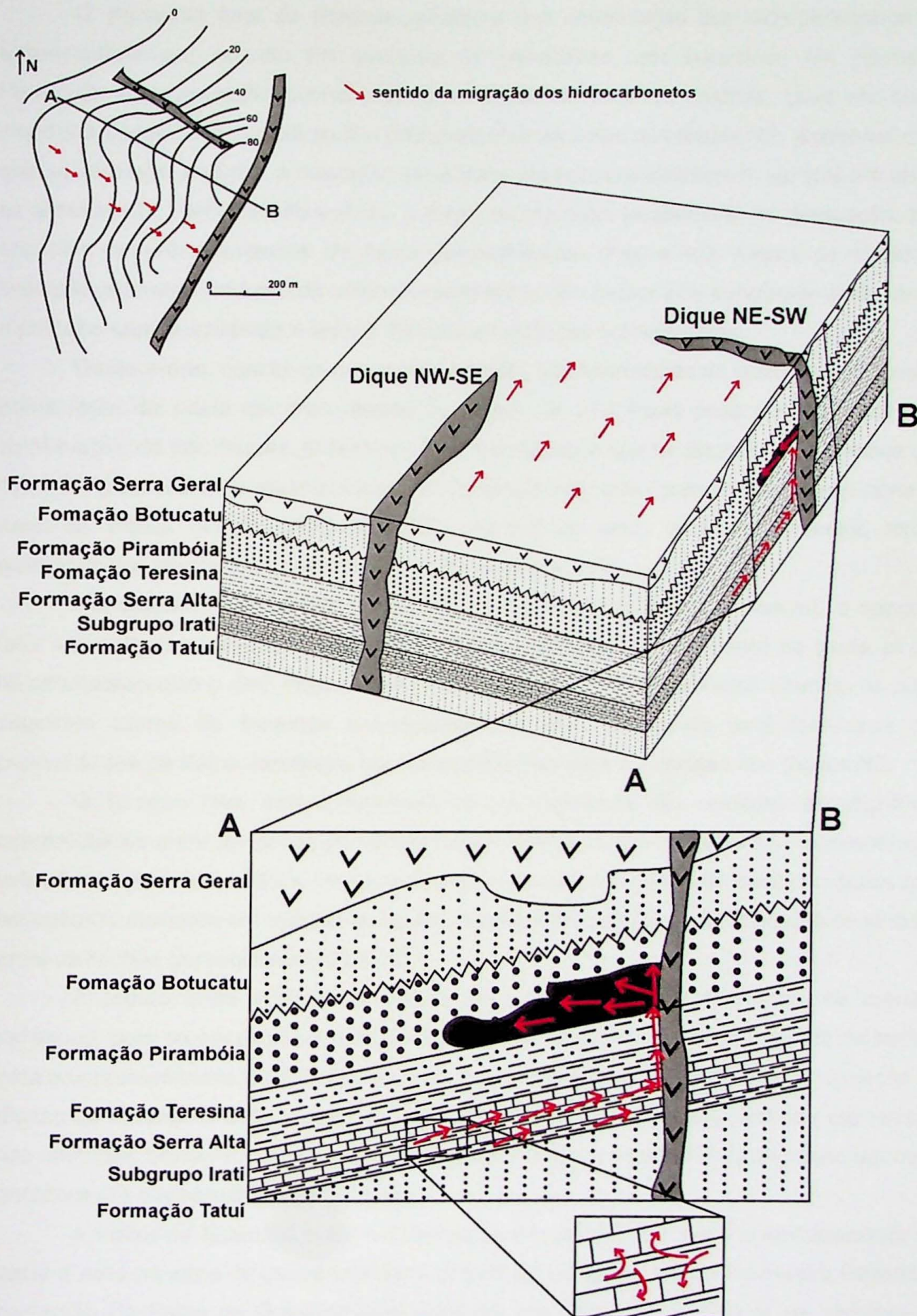


Figura 40. Influência dos diques NE na migração secundária do óleo no sistema petrolífero Irati – Pirambóia. Há dissipação da força de impulsão no ponto em que o caminho de migração vertical atinge os arenitos da Formação Pirambóia. As setas indicam o sentido de migração dos hidrocarbonetos (Modificado de Thomaz Filho *et al.*, 2008).

O processo final do sistema petrolífero é a acumulação dos hidrocarbonetos em subsuperfície ou, quando há ausência de armadilhas, em superfície. Na Formação Pirambóia a acumulação ocorre preferencialmente na base da unidade. Uma vez que a migração secundária vertical se deu principalmente ao longo dos diques NE, é possível dizer que ao alcançar o dique, a migração secundária era predominantemente vertical. Ao atingir os arenitos da Formação Pirambóia, a força de impulsão (empuxo) sofre dissipação, pois encontra caminho horizontal de maior permeabilidade (Figura 40). Assim, as forças de impulsão atuantes na base da unidade reservatório não teriam sido suficientes para vencer a pressão capilar existente e levar o óleo até as unidades sobrejacentes.

Deste modo, conclui-se que a concentração das ocorrências de arenitos asfálticos na borda leste da bacia em área restrita do Estado de São Paulo pode ser explicada pela combinação de três fatores. O primeiro fator que restringe sua localização é a presença dos calcários (reservatórios intermediários) no Subgrupo Irati, que ocorrem somente ao norte do Arco de Ponta Grossa (Hachiro, 1997). Ao sul do arco, os hidrocarbonetos teriam permanecidos aprisionados nos folhelhos do Subgrupo Irati.

Considerando a área de ocorrência dos calcários (nordeste da bacia), o segundo fator influente é a presença de estruturas NE que afetam o embasamento da bacia, já que foi constatado que o óleo migrou preferencialmente por diques com essa direção, os quais seguiram zonas de fraqueza pré-existentes. A área de estudo está localizada nas proximidades da Falha Jacutinga, que teria contribuído para a formação dos diques NE.

O terceiro fator está relacionado com a espessura das unidades estratigráficas intermediárias entre as rochas geradoras e reservatórios. Estas unidades são representadas pelas formações Serra Alta e Teresina. A borda da bacia, em geral, apresenta unidades com espessuras menores em relação ao centro. Isso diminui o percurso da migração secundária entre as rochas geradora e reservatório.

A região entre Anhembi e Bofete seria propícia para a ocorrência de arenitos asfálticos, pois se encontra na área de influência dos calcários (nordeste a leste da bacia); está nas proximidades da Falha de Jacutinga com direção NE, que propiciou a formação de diques de mesma direção; e está na borda leste da Bacia do Paraná, onde as espessuras das unidades Serra Alta e Teresina são menores. Portanto, o caminho de migração da rocha geradora até o reservatório é mais curto.

A Falha de Guaxupé é outra estrutura de direção NE que afeta o embasamento da bacia e está na zona de ocorrência dos calcários do Subgrupo Irati. A Formação Pirambóia na região da Falha de Guaxupé está soterrada por pelo menos 1000 m de basaltos da Formação Serra Geral (Zalán, 1991). Por isso, essa área seria um alvo para busca de reservas de hidrocarbonetos de melhor qualidade na Bacia do Paraná.

Uma hipótese secundária para modelo da gênese dos arenitos asfálticos seria que a geração do óleo a partir dos folhelhos do Subgrupo Irati estaria relacionada aos geiseritos da Formação Teresina na região de Anhembi (Yamamoto *et al.*, 2005). Segundo estes autores, a restrição geográfica e estratigráfica, assim como a presença de feições indicativas de crescimento dos cones silicosos, permite interpretar que a precipitação primária, os pontos de origem de saída de água rica em sílica e a erosão dos cones aconteceram em um evento hidrotermal local e de curta duração no Neopermiano. Neste contexto, uma explicação para a concentração das ocorrências de arenitos asfálticos em Anhembi seria que esse hidrotermalismo teria propiciado anomalia termal e elevado grau geotérmico, o qual facilitou a geração de hidrocarbonetos a partir do Subgrupo Irati e sua migração até a Formação Pirambóia em área geográfica restrita. Riccomini *et al.* (2005) e Turra (2009) propõem que os sismitos das unidades permo-triássicas da bacia do Paraná na sua borda leste sejam produto da reativação da Falha de Jacutinga (direção NE-SW), a qual afeta o embasamento pré-cambriano da bacia. Assim, este evento hidrotermal permo-triássico e seu efeito sobre a geração e migração de hidrocarbonetos também podem ser produtos da reativação da Falha de Jacutinga.

6.2. Influência das fácies e fraturas sobre a acumulação dos hidrocarbonetos

As fácies descritas na Fazenda Betumita e no Morro do Bofete são condizentes com o modelo de fácies para a Formação Pirambóia proposto por Caetano-Chang (1993), Donatti *et al.* (2001) e Giannini *et al.* (2004). A seção colunar do Morro do Bofete estaria na parte intermediária da Formação Pirambóia, sendo composta por associação de fácies de interdunas (arenito muito fino pelítico com estratificação plano-paralela – fácies ASm) e dunas de pequeno porte (séries decimétricas a métricas de arenito muito fino com estratificação cruzada acanalada – fácies AFc). As estratificações convolutas das fácies de interdunas indicariam liquefação de areias eólicas encharcadas, com expulsão ascendente de água acompanhada de possível injeção de areia nas camadas sobrepostas e colapsos destas por perda de sustentação (Chamani *et al.*, 1992). Na seção da Fazenda Betumita, a fácies de interduna se apresenta maciça, o que pode ser explicado pelo elevado grau de fluidificação, que teria destruído estratificações preexistentes.

As fácies de interdunas são mais pelíticas e apresentam menor grau de impregnação por óleo em relação às fácies de dunas, mais permeáveis e mais frequentes nas partes mais superiores da Formação Pirambóia. O fato da impregnação do óleo ocorrer em níveis paralelos às estratificações em todas as fácies sugere que sua migração foi controlada por heterogeneidades deposicionais. As variações de impregnação por óleo nas fácies de duna

e interduna, podem ser explicadas pela cimentação dos arenitos, sendo a esmectita o principal cimento que torna a fácies de interduna impermeáveis.

As cutículas argilosas que correspondem à esmectita “amassada” seriam parte do arcabouço reciclado e sofreram retrabalhamento por transporte sedimentar. O processo de introdução de argilas nos depósitos arenosos aluviais e eólicos da Formação Pirambóia seria de natureza mecânica, pela infiltração de águas superficiais ao longo da zona freática (Gesicki, 2007).

Os processos de dissolução de cimento durante a meso e telodiagênese proporcionaram a geração de porosidade secundária (*oversize pores*), que aumentou sobremaneira o espaço poroso de parte dos arenitos, os quais chegam a apresentar cerca de 35% de porosidade (Caetano-Chang & Wu, 2003).

Segundo Lindquist (1988), fácies de dunas formadas por laminações de fluxo de grãos bem preservadas apresentam porosidade e permeabilidade significativamente mais elevadas do que fácies de dunas compostas por lâminas de fluxo de grãos mal preservadas ou queda de grãos. Uma explicação para a variação vertical no grau de impregnação na mesma série de estratificação cruzada da fácies AFc seria que as laminações de fluxo de grãos dos arenitos da Formação Pirambóia estariam bem preservadas. Na base da duna se concentram grãos maiores em relação ao topo, fazendo com que o espaço entre os grãos e, portanto, a permeabilidade do arenito sejam maiores na base. Isto facilitaria a entrada de hidrocarbonetos nas partes inferiores das séries de estratificações cruzadas, acarretando em maior grau de impregnação.

A anisotropia da permeabilidade em fácies de dunas está associada ao padrão de distribuição dos azimutes de mergulho das estratificações cruzadas e a máxima permeabilidade ocorre na direção perpendicular ao rumo de mergulho das estratificações (Lindquist, 1988). Considerando este pressuposto, constatou-se que o caminho de maior permeabilidade para a migração do óleo seria aproximadamente na direção E-W, uma vez que o rumo de mergulho preferencial das estratificações cruzadas é S a S-SE (Figura 41).

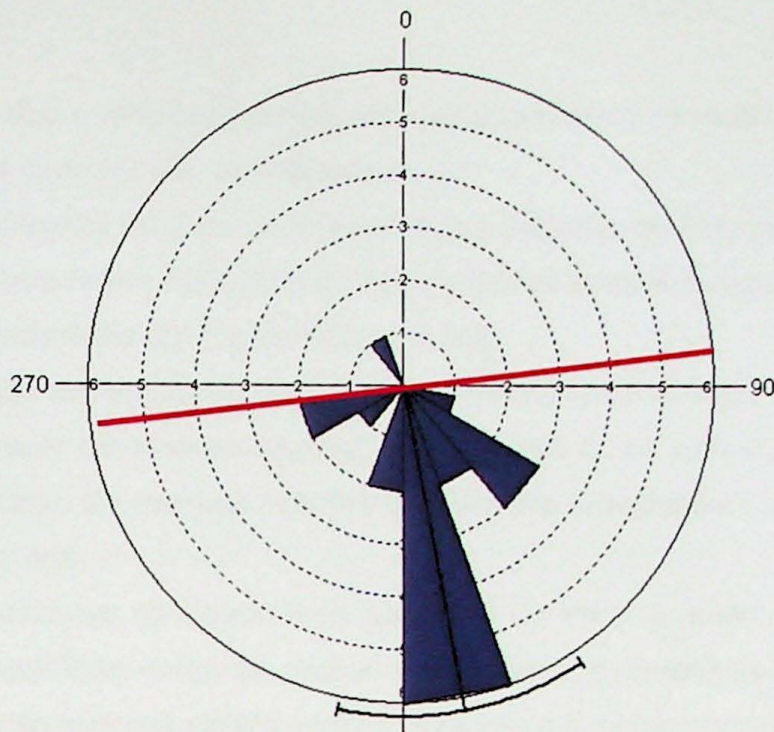


Figura 41. Roseta dos rumos de mergulho das estratificações cruzadas com a direção de máxima permeabilidade (em vermelho) nos arenitos da Formação Pirambóia do afloramento da ocorrência Betumita.

Como já mencionado, Thomaz Filho (1982) observou que o óleo ocorre apenas no lado oeste do dique de direção N-S, o que sugere migração secundária horizontal do interior para o flanco da bacia, ou seja, de oeste para leste (direção de máxima permeabilidade inferida neste estudo pela orientação das estratificações cruzadas), com os diques de rochas básicas atuando como barreiras para a migração lateral do óleo. Isso pode explicar a variação lateral encontrada na fácies de duna, na qual, em geral as porções mais a leste apresentam maiores graus de impregnação.

As juntas observadas nos afloramentos de arenitos asfálticos indicam esforço principal σ_1 entre N-S e NW-SE. Essa direção é observada em litologias da Bacia Bauru, as quais corresponderiam ao campo de paleotensões do Neocretáceo (Riccomini, 1995). Uma vez constatado que as fraturas presentes nos arenitos da Formação Pirambóia não afetam a distribuição primária dos hidrocarbonetos, pode-se dizer que a migração secundária ocorreu antes do Neocretáceo. Isto é uma evidência de que os arenitos asfálticos são reservatórios exumados e não exsudações (Thomaz Filho, 1982) e que provavelmente no Eocretáceo deveriam estar soterrados e já preenchidos por óleo, em concordância com o proposto por Araújo (2003).

7. CONCLUSÕES

- A concentração das ocorrências de arenitos asfálticos entre os municípios de Anhembi e Bofete envolve a combinação de três fatores:
 - 1- A região está dentro da zona de influência dos calcários do Subgrupo Irati (nordeste a leste da bacia), que foram reservatórios intermediários entre a rocha geradora (folhelhos) e os arenitos permeáveis da Formação Pirambóia.
 - 2- A área está nas proximidades da Falha de Jacutinga com direção NE, que propiciou a formação de diques de mesma direção, que serviram como barreiras para a migração horizontal e caminho de migração vertical, propiciando a migração e acumulação do óleo na rocha reservatório.
 - 3- A região localiza-se na borda leste da Bacia do Paraná, onde as espessuras das unidades intermediárias, entre as rochas geradoras e reservatórios, são menores. Isto torna o caminho de migração entre a rocha geradora e a rocha reservatório mais curto.
- Outra área propícia para se encontrar óleo em arenitos da Formação Pirambóia seria a região da bacia nas proximidades da Falha Guaxupé. Esta falha tem direção NE e se encontra dentro da zona de influência dos calcários do Subgrupo Irati. Esta região localiza-se mais ao centro da bacia, onde a Formação Pirambóia está soterrada. Isto pode propiciar a ocorrência de óleo de melhor qualidade na Bacia do Paraná.
- A acumulação dos hidrocarbonetos nos arenitos ocorre preferencialmente na base da Formação Pirambóia, pois há dissipação da força de impulsão já que os arenitos constituem caminho de migração horizontal de permeabilidade elevada. Essa força não foi suficiente para vencer a pressão capilar existente e transportar o óleo até as unidades sobrejacentes.
- As fácies de interdunas apresentam menor grau de impregnação por óleo em relação às fácies de dunas, mais permeáveis e com grau de impregnação por hidrocarbonetos superior a 80% (porcentagem em área). A esmectita é o principal cimento que torna a fácies de interduna impermeáveis.
- Considerando que a máxima permeabilidade ocorre na direção perpendicular ao rumo de mergulho das estratificações, supõe-se que a migração do óleo ocorreu aproximadamente no sentido E para W.
- As fraturas dos arenitos da Formação Pirambóia não afetam a distribuição dos hidrocarbonetos. Estas fraturas foram geradas provavelmente no Neocretáceo. Portanto, a migração secundária ocorreu antes desse período.

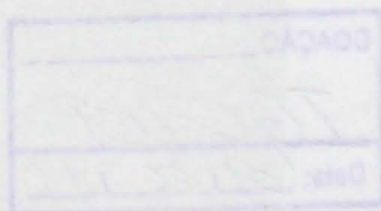
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Anderton, R. 1985. Clastic facies models and facies analysis. *In: Brenchley, P.J. & Williams, B.P.J. 1985. Recent Developments and Applied Aspects.* Geology Society, Oxford, Blackwell Scientific, p. 31-47.
- Araújo, L.M.; Triguís, J.A.; Cerqueira, J.R.; Freitas, L.C.S. 2000. The Atypical Permian Petroleum System of the Paraná Basin, Brazil. *In: Mello, M.R.; Katz, B.J., Petroleum Systems of South Atlantic Margins. American Association of Petroleum Geologists, Memoir, 73: 377-402.*
- Araújo, C.C 2003. *Gênese das ocorrências de arenito asfáltico da borda leste da Bacia do Paraná, SP.* Tese de Doutorado, Instituto de Geociências, Universidade de São Paulo, 135 p.
- Aydin, A. 2000. Fractures, faults and hydrocarbon entrapment, migration and flow. *Marine and Petroleum Geology, 17: 797-814.*
- Caetano-chang, M.R. 1993. Estado d'arte dos conhecimentos sedimentológicos/estratigráficos das Formações Pirambóia e Botucatu no Estado de São Paulo. *In: SBG-UNESP, Simpósio Cronoesratigráfico da Bacia do Paraná, 1, Rio Claro. Boletim de Resumos Expandidos, p.84-85.*
- Caetano-chang, M.R. & Wu, F.T. 2003. Diagenese de arenitos da Formação Pirambóia no centro-leste paulista. *Revista Brasileira de Geociências, 22: 33-39.*
- Chamani, M.A.C.; Martin, M.A.B.; Riccomini, C. 1992. Estruturas de liquefação induzidas por abalos sísmicos no permo-triássico da Bacia do Paraná. Estado de São Paulo, Brasil. *In: SBG, Congresso Brasileiro de Geologia, 37, São Paulo. Boletim de Resumos Expandidos, v.2, p. 508-510.*
- Chiessi, C.M. 2004. *Tectônica Cenozóica do Maciço Alcalino de Passa Quatro (SP-MG-RJ).* Dissertação de Mestrado, Instituto de Geociências, Universidade de São Paulo, 116p.
- CPRM - Companhia de Pesquisas e Recursos Minerais. 2001. *Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil: Sistema de Informações Geográficas-SIG e Mapas na escala 1: 2.500.000.* Luiz Augusto Bizzi *et al.* Brasília, 4 CD-ROM.
- Donatti, L.M.; Sawakuchi A.O.; Giannini, P.C.F; Fernandes, L.A. 2001. The Pirambóia-Botucatu secession (Late Permian-Early Cretaceous, Paraná Basin, São Paulo and Paraná States): two constrasting eolian systems. *Anais Academia Brasileira de Ciências, 73(3): 465.*
- Edwards, H.E.; Becker, A.D. & Howell, J.A. 1993. Compartmentalization of an aeolian sandstone by structural heterogeneities: Permo-Triassic Hopeman Sandstone, Moray

- Firth, Scotland. *In: North, C.P. & Prosser, D.J. 1993. Characterization of fluvial and aeolian reservoirs. Geological Society, London, p. 265-277.*
- Elias, A.R.D.; Ros, L.F.; Mizusaki, A.M.P.; Anjos, S.C. 2004. Diagenetic patterns in eolian/coastal sabkha reservoirs of the Solimões Basin, Northern Brazil. *Sedimentary Geology*, **169**: 191-217.
- Ellis, D. 1993. The Rough Gas Field: distribution of Permian aeolian and non-aeolian reservoir facies and their impact on field development. *In: North, C.P. & Prosser, D.J. 1993. Characterization of fluvial and aeolian reservoirs. Geological Society, London, p. 265-277.*
- Fisher, Q.J. & Knipe, R.J. 2001. The permeability of faults within siliciclastic petroleum reservoir of the North Sea and Norwegian Continental Shelf. *Marine and Petroleum Geology*, **18**: 1063-1081.
- Franzinelli, E. 1972. *Arenitos asfáticos do estado de São Paulo*. Tese de Doutorado, Instituto de Geociências, Universidade de São Paulo, São Paulo, 104 p.
- Fúlfaro V.J. & Bósio N.J. 1968. Novas observações sobre a faciologia do Arenito Botucatu no Estado de São Paulo. *In: SBG, Congresso Brasileiro de Geologia, 22, Boletim de Resumos, p. 57-59.*
- Gesicki, A.L.D. 2007. *Evolução diagenética das Formações Pirambóia e Botucatu (sistema Aquífero Guarani) no Estado de São Paulo*. Tese de Doutorado, Instituto de Geociências, Universidade de São Paulo, São Paulo, 175 p.
- Giannini, P.C.F., Sawakuchi, A.O., Fernandes, L.A., Donatti, L.M. 2004. Paleoventos e paleocorrentes subaquosas do sistema deposicional Pirambóia nos estados de São Paulo e Paraná: estudo baseado na análise estatística de dados azimutais. *Revista Brasileira de Geociências*, **34**(2): 282-292.
- Grohmann, C.H. 2004. Técnicas de geoprocessamento aplicadas à análise morfométrica. Dissertação de Mestrado, Instituto de Geociências, Universidade de São Paulo, São Paulo, 221 p.
- Hachiro, J. 1997. *O Subgrupo Irati (Neopermiano) da Bacia do Paraná* Tese de Doutorado, Instituto de Geociências, Universidade de São Paulo, São Paulo, 196 p.
- Hancock, P.L. 1985. Brittle microtectonics: principles and practice. *Journal of Structural Geology*, **7** (3/4): 437-457.
- Lewis, H. & Couples, G.D. 1993. Production evidence for geological heterogeneities in the Anschutz Ranch East Field, western USA. *In: North, C.P. & Prosser, D.J. 1993. Characterization of fluvial and aeolian reservoirs. Geological Society, London, p. 321-338.*

- Lindquist, S.J. 1988. Practical characterization of eolian reservoirs for development: Nugget Sandstone, Utah-Wyoming thrust belt. *Sedimentary Geology*, **56**: 315-339.
- Matos, S.L.F. 1995. *O contato entre o Grupo Passa Dois e a Formação Pirambóia na borda leste da Bacia do Paraná no Estado de São Paulo*. Dissertação de Mestrado, Instituto de Geociências, Universidade de São Paulo, São Paulo, 110p.
- Milani, E.J.; Melo, J.H.G.; Souza, P.A.; Fernandes, L.A.; França, A. B. 2007. Bacia do Paraná. *Boletim de Geociências da Petrobrás*, **15**(2): 265-287.
- North, C.P. & Prosser, D.J. 1993. Characterization of fluvial and aeolian reservoirs: problems and approaches. In: North, C.P. & Prosser, D.J. 1993. *Characterization of fluvial and aeolian reservoirs*. Geological Society, London, p.1-7
- Northfleet, A.A., Medeiros, R.A. & Muhlmann, H. 1969. Reavaliação dos Dados Geológicos da Bacia do Paraná. *Boletim Técnico da Petrobrás*, **12** (3): 291-346.
- Quadros, L.P. 1981. Estudos Químicos em Arenitos Oleígenos da Formação Pirambóia. *Relatório Interno PETROBRÁS/CENPES*, DEPEX, vol.3, 25 p.
- Riccomini, C. 1995. *Tectonismo gerador e deformador dos depósitos sedimentares pós-gondvânicos da porção centro-oriental do estado de São Paulo e áreas vizinhas*. Tese Livre-Docência, Instituto de Geociências, Universidade de São Paulo, São Paulo, 100 p.
- Riccomini, C. 1997. Arcabouço estrutural e aspectos de tectonismo gerador e deformador da Bacia Bauru no Estado de São Paulo. *Revista Brasileira de Geociências*, **27**: 153-162.
- Riccomini, C.; Almeida, R. P.; Turra, B. B.; Chamani, M. A. C.; Fairchild, T. R.; Hachiro, J. 2005. Reativação de falha do embasamento causa sismicidade no permotriássico da Bacia do Paraná. In: X Simpósio Nacional de Estudos Tectônicos, Curitiba, *Boletim de Resumos*, p. 18-19.
- Rohn, R. 1994. *Evolução Ambiental da Bacia do Paraná Durante o Neopermiano no Leste de Santa Catarina e do Paraná*. Tese de Doutorado, Instituto de Geociências, Universidade de São Paulo, 386p.
- Rostirolla, S.P.; Assine, M.L.; Fernandes, L.A.; Artur, P.C. 2000. Reativação de Paleolineamentos durante a Evolução da Bacia do Paraná – O Exemplo do Alto Estrutural de Quatiguá. *Revista Brasileira de Geociências*, **30**(4): 639-648.
- Slatt, R.M. 2006. *Stratigraphic Reservoir Characterization for Petroleum Geologists, Geophysicists and Engineers*. Handbook of Petroleum Exploration and Production. Vol.6.
- Soares, P.C. 1973. *O Mesozóico Gonduânico no Estado de São Paulo*. Tese de Doutorado, Departamento de Geologia e Mineralogia da Faculdade de Filosofia, Ciências e Letras de Rio Claro, Rio Claro, 512 p.

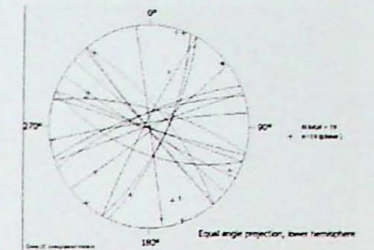
- Strugale, M. 2002. *Arcabouço e evolução estrutural do Arco de Ponta Grossa no Grupo São Bento (Mesozóico): implicações na hidrodinâmica do sistema aquífero Guarani e na migração de hidrocarbonetos na Bacia do Paraná*. Dissertação de Mestrado, Departamento de Geologia, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 124p.
- Thomaz Filho, A. 1982. Ocorrência de arenito betuminoso em Anhembi (SP) - cubagem e condicionamento geológico. *In: SBG, Congresso Brasileiro de Geologia, 32, Salvador, Anais, 5: 2344-2348.*
- Thomaz Filho, A.; Mizusaki, A.M.P.; Antonioli, L. 2008. Magmatism and petroleum exploration in the Brazilian Paleozoic basins. *Marine and Petroleum Geology, 25: 143-151.*
- Turra, B.B. 2009. *Diques clásticos da Formação Corumbataí, Bacia do Paraná, no contexto da tectônica permotriássica do Gondwana Ocidental*. Dissertação de Mestrado, Instituto de Geociências da Universidade de São Paulo, São Paulo, 96 p.
- Walker, R.G.; James, N.P. 1992. Facies, facies models and modern stratigraphic concepts. *In: Walker, R.G. & James, N.P. 1992. Facies Models: response to sea level change. Geological Association of Canada, St John's, Newfoundland, p. 1-14.*
- Welton, J. E. 1984. *SEM Petrology Atlas*. Chevron Oil Field Research Company. Published by The American Association of Petroleum Geologists, 237 p.
- Yamamoto, J. K.; Fairchild, T.R.; Boggiani P.C.; Montanheiro, T.J.; Araujo, C.C.; Kiyohara, P.K.; Matos, S.L.F. de; Soares, P.C. 2005. A Record of Permian subaqueous vent activity in southeastern Brazil. *Nature, 438: 205-207.*
- Zalán, P.V.; Wolf, S.; Conceição, J.C.; Astolfi, A.M.; Vieira, I.S.; Appi, V.T.; Zanotto, O.A.; Marques, A. 1991. Tectonics and sedimentation of the Paraná Basin. *In: Ulbrich, H.H.G.J. & Rocha-Campos, A.C. Gondwana Seven. Instituto de Geociências, Universidade de São Paulo, São Paulo, p. 83-117.*



Anexo 1 – Seção estratigráfica da ocorrência Betumita



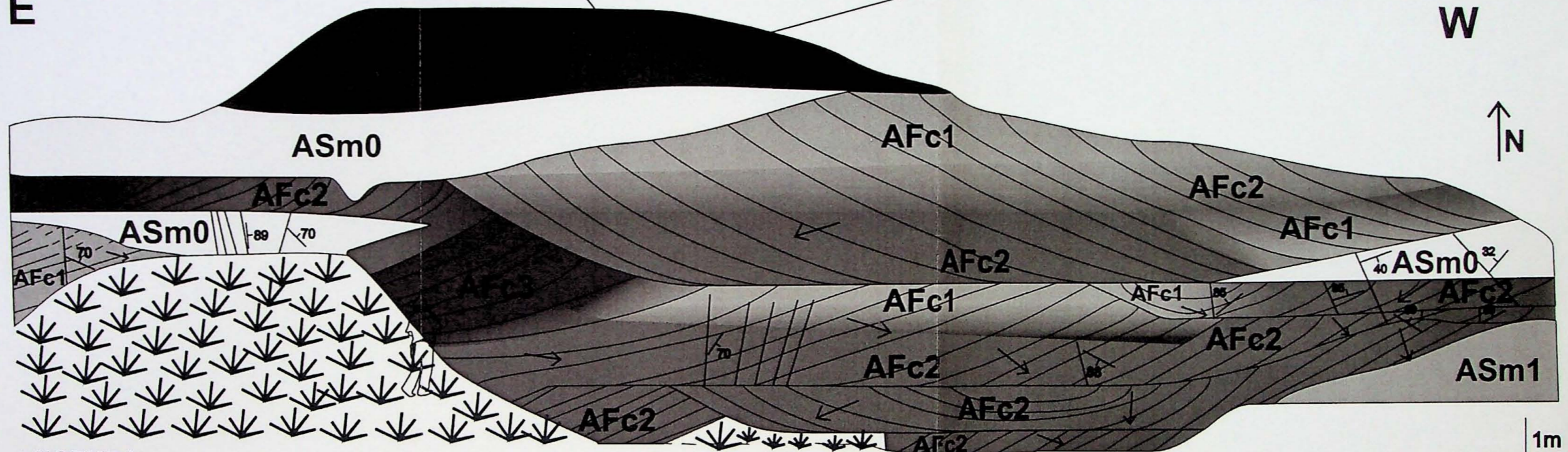
Estereograma das juntas



E

W

N ↑



LEGENDA

Fácies sedimentares

Afc - arenito fino com estratificação cruzada

Asm - arenito siltoso maciço

Grau de impregnação

- 0 0 a 10% de impregnação por óleo
- 1 11 a 40 % de impregnação de óleo
- 2 41 a 75% de impregnação de óleo
- 3 76 a 90% de impregnação de óleo

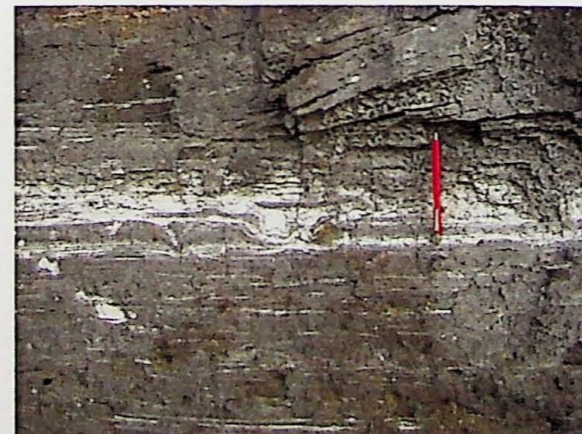
Fraturas

↗ Rumo de mergulho da estratificação cruzada

↘ Direção e mergulho da fratura

↑N Referência para orientação das fraturas e rumos de mergulho das estratificações cruzadas

1m
3m



Roseta das estratificações cruzadas

