

Universidade de São Paulo
Instituto de Geociências – IGc USP

**DELIMITAÇÃO ESPACIAL DE POTENCIAIS ÁREAS EXPLORATÓRIAS
PARA A FONTE ENERGÉTICA NÃO CONVENCIONAL GÁS DE
FOLHELHO (*SHALE GAS*) NA BACIA DO PARANÁ, NO ESTADO DE SÃO
PAULO, BRASIL**

Monografia de Trabalho de Formatura
(TF-17/43)

Aluno: Raul Gustavo Beber

Orientador: Prof. Dr. Fábio Taioli

São Paulo

Novembro – 2017

AGRADECIMENTOS

Quero agradecer a Deus que sempre iluminou minha vida em todos os seus sentidos. Quero agradecer também a minha família, aos meus pais Lourdes e Chico que são meus pilares e maiores exemplos, muito obrigado por todo o suporte, paciência e liberdade que me deram desde o início do curso de Geologia, ao meu irmão/chapa/mate André e a Indi (Jéssica), nova membra da família, e mulher da minha vida, o meu sincero agradecimento a vocês.

Gostaria de agradecer também ao meu orientador e professor Fabio Taioli por todas as conversas, correções e suporte que foi dado desde o início do ano de 2017, ao professor Carlos Henrique Grohmann de Carvalho, por ter dado luz a muitas ideias e metodologias utilizadas e ao professor Colombo Celso Gaeta Tassinari que me recebeu e apresentou o tema para elaboração desse Trabalho de Formatura. Quero agradecer também ao Instituto de Energia e Ambiente da USP que abriu as portas para essa pesquisa ocorrer e ao Relator, pelas boas críticas e sugestões dadas ao longo das revisões.

Por último, quero agradecer aos meus amigos da Geologia e de fora dela! Pretendo manter para fora dos portões da USP, essas amizades feitas por tantas turmas de geólogos como a 54, 55, 56 e 57!

Muito Obrigado!

Raul (Vera-Verão)

RESUMO

O Gás de Folhelho ganhou grande destaque no quadro energético mundial na última década, colocando os Estados Unidos como principal produtor mundial de gás natural e impulsionando setores industrial, agrícola, de abastecimento urbano e de energia. Esse fenômeno, muito se deu, pela proximidade entre a região de extração e a destinação final ocorrida nos EUA. No Brasil, a Bacia do Paraná mostra-se como uma potencial fonte produtora, dotada de extensas áreas de rochas geradoras e localizada geograficamente próxima a grandes centros econômicos das regiões sudeste e sul do país, demandando pesquisa para se dimensionar as reais potencialidades em fontes não convencionais de hidrocarbonetos na bacia.

A presente Monografia de Trabalho de Formatura (TF-17/43) é associada a Rede de Pesquisa e Desenvolvimento em Gás Não Convencional no Brasil (REDE GASBRAS), coordenada pelo Instituto de Energia e Ambiente (IEE-USP), que pretende contribuir com a pesquisa e desenvolvimento da indústria do gás não convencional no Brasil.

Para isto, foi proposto um levantamento estrutural, a partir da análise morfométrica de lineamentos em Sistemas de Informação Geográficas (SIG), com a utilização de Modelos Digitais de Elevação (MDEs), e um levantamento bibliográfico que abrange aspectos estruturais, geoquímicos, de espessuras da rocha geradora (reservatório não convencional) da Formação Irati e aspectos ambientais, com objetivo final de se obter uma delimitação regional e piloto de potenciais áreas exploratórias para a fonte energética não convencional Gás de Folhelho (Shale Gas) na Bacia do Paraná, no contexto do Estado de São Paulo, Brasil.

ABSTRACT

Shale gas has gained prominence in the global energy picture in the last decade, placing the United States as the world's leading producer of natural gas and boosting industrial, agricultural, urban supply and energy sectors. The proximity between the extraction region and the final destination in the USA was of great importance to this phenomenon happen. In Brazil, the Paraná Basin shows itself as a potential producer, with extensive areas of generating rocks and located geographically close to large economic centers in the southeast and south regions of the country, demanding research to assess the real potentialities of non-conventional sources of hydrocarbons.

The present thesis (TF-17/43) is associated to the Network of Research and Development in Non-Conventional Gas in Brazil (Rede de Pesquisa e Desenvolvimento em Gás Não Convencional no Brasil - REDE GASBRAS), coordinated by the Institute of Energy and Environment (Instituto de Energia e Ambiente - IEE-USP), which intends to contribute with the research and development of the non-convetional gas industry in Brazil.

Aiming to achieve this goal, a structural survey was proposed, based on the morphometric analysis of Geographic Information Systems (GIS), with the use of Digital Elevation Models (DEM), and a bibliographical survey covering structural, geochemical, thickness (unconventional reservoir) of the Irati Formation and environmental aspects, with the final goal of obtaining a regional and pilot delimitation of potential exploratory areas for the unconventional energy source Shale Gas in the Paraná Basin, in the context of the State of São Paulo, Brazil.

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS	2
RESUMO	3
ABSTRACT	4
3. INTRODUÇÃO	7
4. METAS E OBJETIVOS	8
5. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	9
5.1 Aspectos Regionais da Bacia do Paraná.....	9
5.1.1 Aspectos estruturais da Bacia do Paraná.....	11
5.2 Formação Irati	15
5.3 Sistema Petrolífero Não Convencional.....	17
5.3.1 Conceitos e Definições	17
5.3.2 Poços horizontais direcionais	18
5.3.3 Fraturamento hidráulico	19
5.3.4 Aspectos ambientais gerais.....	20
5.3.5 Aspectos ambientais no contexto da Bacia do Paraná	21
5.3.6 Rochas geradoras de hidrocarbonetos.....	22
5.3.7 Tipos de Matéria orgânica.....	22
5.3.8 Teor de carbono orgânico total (COT %).....	23
5.3.9 Maturação térmica e potencial gerador de hidrocarbonetos.....	23
5.4 Geologia de Petróleo na Formação Irati	24
5.4.1 Informações Geoquímicas regionais da Formação Irati.....	29
5.4.2 Geologia do petróleo – Blocos 33, 37, 44, 39, 45, 48 e 49 (IPT, 1983).....	32
6. MATERIAIS E MÉTODOS	34
6.1 Mapas de Lineamentos Morfométricos e Diagramas Roseta – MDE (SRTM)	34
6.2 Mapa de Destaque de Drenagens – LANDSAT 8	35
6.3 Mapa de Favorabilidade em Hidrocarbonetos – Interpolação de Dados Bibliográficos.....	35
7. RESULTADOS.....	36
7.1 Mapas de Lineamentos Morfométricos e Diagramas Roseta	36
7.2 Mapa de Favorabilidade para exploração de Gás de Folhelho	47
8. INTERPRETAÇÃO E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS.....	51
8.1 Discussão de Resultados dos Mapas de Lineamentos Morfométricos e Diagramas Roseta	51
8.2 Discussão de Resultados dos Mapas de Favorabilidade para Exploração de Gás de Folhelho	52
9. CONCLUSÕES.....	54

10. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	55
11. ANEXOS.....	58
11.1 Mapa de densidades de Drenagens – LANDSAT 8 (Bloco 33).....	58

FIGURAS

FIGURA 5.1.1 - Coluna estratigráfica da Bacia do Paraná (Milani et al., 2007).....	10
FIGURA 5.1.1.1 – Lineamentos visíveis em superfície correspondentes a falhas e fraturas em subsuperfície, segundo modelo de limite de blocos (Etchebehere et al, 2007).	12
FIGURA 5.1.1.2 - Principais lineamentos estruturas NW-SE, NE-SW e E-W (Zálan et al.,1990).....	13
FIGURA 5.1.1.3 - Principais alinhamentos estruturais na Bacia do Paraná (Riccomini, 1995)	14
FIGURA 5.2.1 – Mapa de isópacas da Formação Irati (Modificado de Hachiro, 1996)	16
FIGURA 5.3.3.1 (a/b) – Composição química dos fluidos utilizados no fraturamento hidráulico nos EUA (EPA, 2015).....	20
FIGURA 5.4.1 – Localização regional dos blocos e poços abordados no relatório IPT (1983).....	27
FIGURA 5.4.1.1 – Mapa geoquímico da Formação Irati (Modificado de IPT, 1983).....	31
FIGURA 5.4.2 – Mapas de favorabilidade para prospecção de hidrocarbonetos na Bacia do Paraná (Artur, 1998).....	28
FIGURA 7.1.1 – Mapas de lineamentos morfométricos e diagramas roseta do bloco 33.....	37
FIGURA 7.1.2 – Mapas de lineamentos morfométricos e diagramas roseta do bloco 37.....	38
FIGURA 7.1.3 – Mapas de lineamentos morfométricos e diagramas roseta do bloco 38.....	39
FIGURA 7.1.4 – Mapas de lineamentos morfométricos e diagramas roseta do bloco 39.....	40
FIGURA 7.1.5 – Mapas de lineamentos morfométricos e diagramas roseta do bloco 42.....	41
FIGURA 7.1.6 – Mapas de lineamentos morfométricos e diagramas roseta do bloco 43.....	42
FIGURA 7.1.7 – Mapas de lineamentos morfométricos e diagramas roseta do bloco 44.....	43
FIGURA 7.1.8 – Mapas de lineamentos morfométricos e diagramas roseta do bloco 45.....	44
FIGURA 7.1.9 – Mapas de lineamentos morfométricos e diagramas roseta do bloco 48.....	45
FIGURA 7.1.10 – Mapas de lineamentos morfométricos e diagramas roseta do bloco 49.....	46
FIGURA 7.2.1 – Mapas de favorabilidade bloco 44.....	49
FIGURA 7.2.1 – Mapas de favorabilidade bloco 48.....	50
FIGURA 11.1 – Mapa de densidade de drenagens – Landsat 8 (Bloco 33).....	59

3. INTRODUÇÃO

A presente Trabalho de Formatura (TF-17/43) é associado à Rede de Pesquisa e Desenvolvimento em Gás Não Convencional no Brasil (REDE GASBRAS), coordenada pelo Instituto de Energia e Ambiente (IEE-USP), cujo tema é a delimitação espacial de potenciais áreas exploratórias para a fonte energética não convencional Gás de Folhelho (Shale Gas) na Bacia do Paraná, no Estado de São Paulo, Brasil.

Para a delimitação de zonas de interesse, foi proposto um levantamento estrutural e bibliográfico preliminar, a partir de Sensoriamento Remoto da porção do Estado de São Paulo da Bacia do Paraná, especificamente de 07 blocos presentes no Relatório Nº 19.170 – IPT (1983) interessado à PAULIPETRO, juntamente com 03 blocos criados a fim de contemplar grande parte da bacia.

A partir da análise morfométrica em Sistemas de Informação Geográficas (SIG), com a utilização de Modelos Digitais de Elevação (MDEs), busca-se destacar estruturas no tratamento de imagens de radar SRTM, interpretando lineamentos morfoestruturais a partir de elementos texturais erosivos/estruturais presentes na geomorfologia atual (Soares e Fiori, 1976).

Analisando-se os mapas de lineamentos gerados, serão obtidos parâmetros como frequência e comprimento de orientação dos lineamentos (diagramas roseta) e densidade de lineamentos, os quais somados a informações bibliográficas regionais sobre o contexto estrutural da Bacia do Paraná, contribuirão no entendimento estrutural dos blocos de estudo, que configura aspecto de importância no âmbito do sistema petrolífero não convencional, tanto no que tange ao processo de fraturamento hidráulico de reabertura e conexão de fraturas naturais preexistentes, quanto de caminhos preferenciais de migração de possíveis contaminantes.

Por último, com a interpolação de informações obtidas no levantamento estrutural com mapas de isópacas da Formação Irati (Hachiro, 1996) e caracterização geológica e geoquímica dos folhelhos do Irati para os diferentes blocos (IPT, 1983), esperou-se conseguir espacializar localidades com maior potencial exploratório para Shale Gas na Bacia do Paraná no Estado de São Paulo.

4. METAS E OBJETIVOS

Este estudo tem como meta contribuir com o entendimento da viabilidade de exploração de óleo e gás de folhelho (shale gas) na Bacia do Paraná, em sua porção localizada no Estado de São Paulo, a fim de delimitar regionalmente potenciais áreas exploratórias para prospecção de hidrocarbonetos, levando-se em conta aspectos estruturais, geoquímicos e de espessuras da rocha geradora (reservatório não convencional) da Formação Irati e ambientais. A fim de alcançar essa meta, foram estabelecidos os seguintes passos:

- Realização de levantamento estrutural a partir do tratamento de imagens radar de Modelo Digital de Elevação (SRTM);
- Levantamento bibliográfico referente a aspectos gerais e estruturais e da Bacia do Paraná;
- Levantamento bibliográfico de isópacas da Formação Irati;
- Levantamento bibliográfico de dados geoquímicos da rocha geradora (reservatório não convencional) da Formação Irati e sua espacialização na bacia em sua porção do Estado de São Paulo.
- Levantamento bibliográfico referente a aspectos técnicos de exploração por meio de fraturamento hidráulico (*shale fracking*) e riscos ambientais associados;
- Delimitação de áreas regionais da Bacia no Estado de São Paulo que contemplem condições favoráveis estruturais, ambientais e geoquímicas.

5. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

5.1 Aspectos Regionais da Bacia do Paraná

A Bacia do Paraná é uma extensa bacia sedimentar intracratônica, localizada na porção centro-leste do continente Sul-Americano. Abrange uma área de 1,7 milhões de km², com 1,1 milhões de km² no Brasil, majoritariamente nos estados de São Paulo, Paraná, Santa Catarina, Rio Grande do Sul e em menores proporções no Mato Grosso, Mato Grosso do Sul e Goiás. O restante da Bacia do Paraná encontra-se na porção oriental do Paraguai (100.000 km²), nordeste da Argentina (400.000 km²) e Norte do Uruguai (100.000 km²) (Zalán *et al.* 1990). A espessura da Bacia do Paraná em sua borda ocidental chega a 7 mil metros, formada a partir do Siluriano até o Cretáceo por sedimentos e rochas básicas extrusivas e intrusivas (Milani 2004).

A subdivisão da bacia do Paraná, proposta por Milani (2004), reconhece no registro estratigráfico, seis grandes sequências deposicionais (unidades de ampla escala ou Supersequências), sendo: Rio Ivaí (Ordoviciano-Siluriano), Paraná (Devoniano), Gondwana I (Carbonífero-Eotriássico), Gondwana II (Meso a Neotriássico), Gondwana III (Neojurássico-Eocretáceo), e Bauru (Neocretáceo), conforme apresentado na FIGURA 5.1.1. A evolução de cada sequência foi condicionada por contextos específicos climáticos e tectônicos, segundo, Zalán *et al.*, (1990), em no mínimo três diferentes ambientes tectônicos, decorrentes da dinâmica de placas associada à evolução do Gondwana, com intervalos temporais de dezenas de milhões de anos e limitadas por discordâncias regionais.

As Supersequências Rio Ivaí, Paraná, e Gondwana I representam grandes ciclos transgressivos-regressivos paleozóicos, enquanto as supersequências Gondwana II, Gondwana III e Bauru correspondem a sequências sedimentares continentais e derrames basálticos mesozóicos. O magmatismo Serra Geral está relacionado ao processo de ruptura do paleocontinente, sendo coberto pela sequência Neocretácea, sendo considerada por muitos autores como deposição em uma nova bacia, denominada Bacia Bauru.

A Formação Irati, foco de estudo deste trabalho, está inserida na sequência Gondwana I, no Grupo Passa Dois, juntamente com as Formações Serra Alta, Teresina, Rio do Rasto e Corumbataí. A Formação Irati, por sua vez, é composta pelos Membros Taquaral e Assistência.

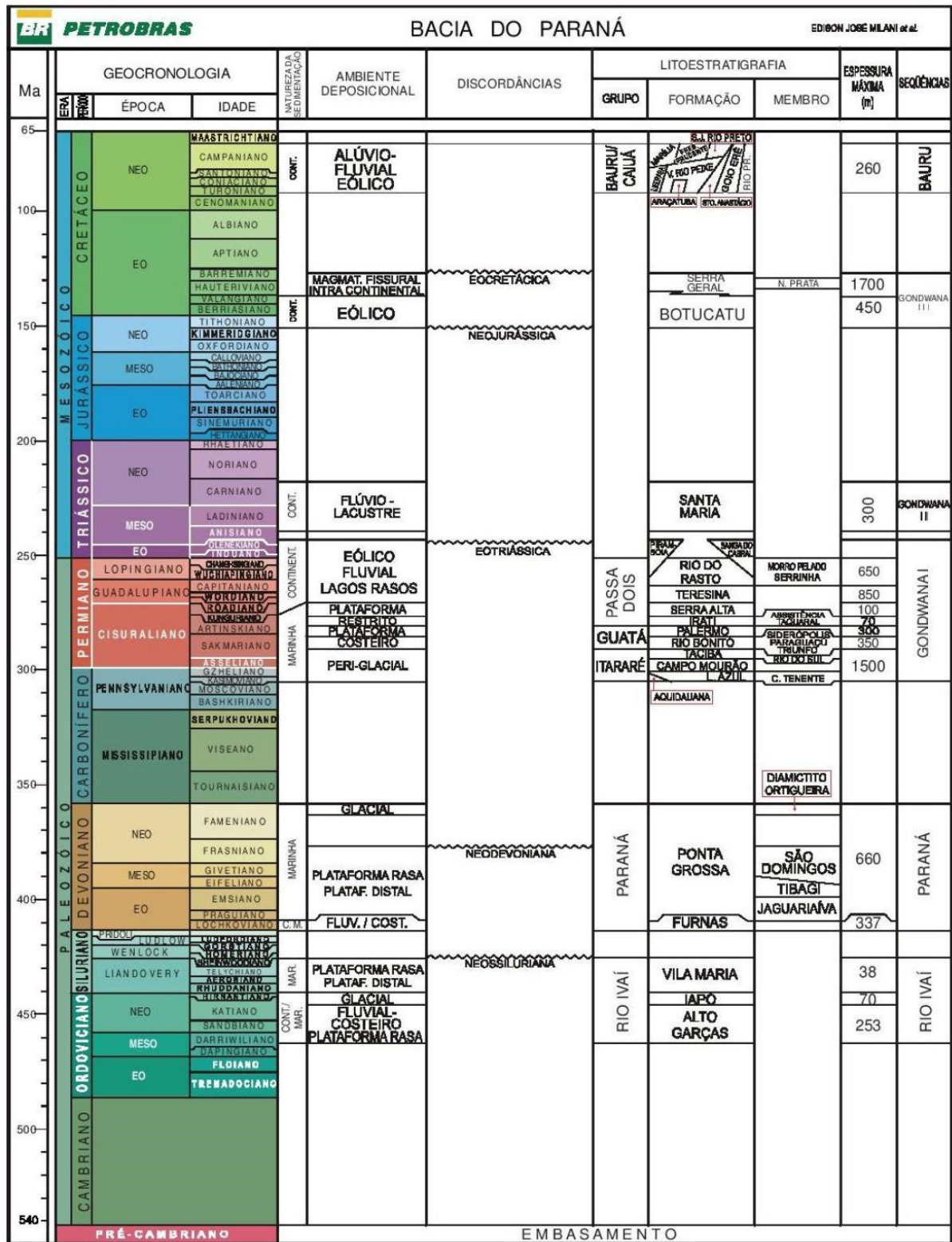


FIGURA 5.1.1 - Coluna estratigráfica da Bacia do Paraná (Milani *et al.*, 2007)

5.1.1 Aspectos estruturais da Bacia do Paraná

A geologia estrutural regional e a estratigrafia da bacia é descrita, segundo Zálán *et al.* (1990), como produto de deformações relacionadas às reativações de antigos sistemas de falhas e a intrusões de rochas ígneas básicas, condicionados por estruturas herdadas do embasamento (crátons e faixas móveis), sendo compreendido, de acordo com Silva *et al.* (2003) pelos blocos cratônicos Rio Apa, Rio Aporé, Triângulo Mineiro, Rio Paranapanema, Guaxupé, Joinville e Pelotas, sendo limitados pelas faixas móveis brasileiras Paraguai-Araguai, Rio Paraná, Apiaí e Tijucas. A interação entre o arcabouço estrutural do embasamento e a evolução estratigráfica e estrutural para bacias intracratônicas, segundo Zálán *et al.* (1990), é de vital importância, uma vez que em um contexto tectônico intraplaca, distante de eventos capazes de gerar novos *trendes* tectônicos, as atividades tectonicamente ativas são restritas a movimentações verticais e horizontais associadas a falhamentos que constituem o embasamento.

Os lineamentos obtidos através de estudos aeromagnetométricos mostram-se distribuídos em duas direções preferenciais NW-SE e NE-SW (Zálán *et al.* 1990), associadas a zonas de fraqueza associadas ao contexto tectônico de faixas móveis. A primeira, NW-SE, forma extensas zonas de falhas associadas à delimitação dos depocentros formados ao longo do desenvolvimento da bacia, com idades brasileiras ou anteriores, com orientação NW, por exemplo, da faixa Uruaçu anterior a esse evento. As falhas dessa orientação sofreram intensa reativação associada ao quebraamento Juro-Cretáceo do Gondwana, promovendo a exumação de diversos corpos ígneos intrusivos, demarcando direções preferenciais de posicionamento desses corpos e promovendo migração de fluidos hidrotermais e hidrocarbonetos (Nomura *et al.*, 2014).

O estudo do arcabouço tectônico, não apenas referente ao embasamento, mas também associado as diversas reativações tectônicas é abordado por Riccomini (1995), sendo descrita atividade tectônica mesozóica relacionada ao Arco de Ponta Grossa com enxame de diques de direções segundo NW e diversos alinhamentos associados, entre eles o Guapiara de mesma direção.

A segunda, NE-SW, se relaciona a zona de falhas geralmente transcorrentes correspondente à zonas de fraqueza existentes desde o Brasiliano, que foram reativadas durante a evolução da bacia, associadas ao arcabouço tectônico das faixas móveis Ribeira e Dom Feliciano que afloram nas margens leste e sudeste da bacia, estendendo-se por esta pela porção meridional. Destacam-se também lineamentos na porção noroeste da bacia associados pela faixa Paraguai-Araguaia e ao lineamento Transbrasiliano, havendo em geral a ausência de diques (Zálán *et al.* 1990).

Por fim, são descritas também por Zálan *et al.* 1990, estruturas triássicas de componente E-W, paralelas a zonas de fratura oceânicas, sendo associadas ao desenvolvimento do Atlântico Sul (rompimento do Gondwana no Mesozóico) e subordinadas às primeiras.

Segundo Etchebehere *et al.* (2007) a relação entre feixes de lineamentos e estruturas, visíveis em superfície, e a interação destes em subsuperfície, refletem limites de blocos estruturais, marcados por falhas e fraturas (descontinuidades) que se estendem muitas vezes do embasamento cristalino até coberturas mais jovens (Figura 5.1.1.1). Vale ressaltar que esse modelo será de grande valia na espacialização e delimitação de áreas fonte para hidrocarbonetos realizada neste trabalho de formatura.

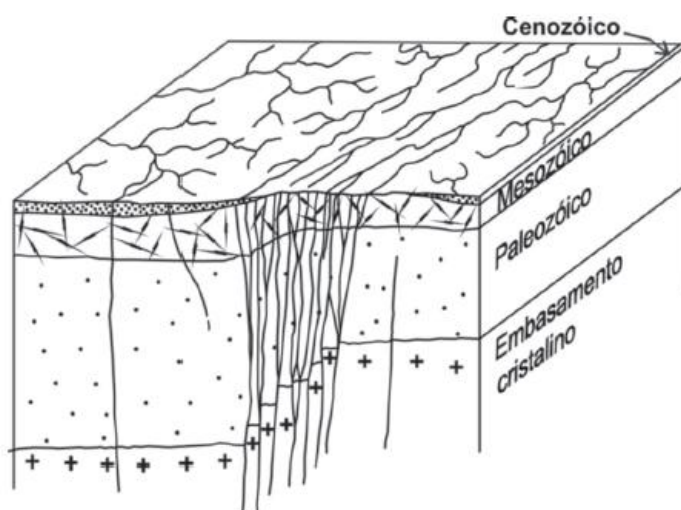


FIGURA 5.1.1.2 – Lineamentos visíveis em superfície correspondentes a falhas e fraturas em subsuperfície, segundo modelo de limite de blocos (Etchebehere *et al.*, 2007).

A Figura 5.1.1.2 apresenta o mapa com o arcabouço estrutural da Bacia do Paraná sendo demarcados os principais elementos tectônicos lineares juntamente com o diagrama roseta com as principais direções de lineamentos estruturais NW-SE, NE-SW e E-W obtidos partir de levantamentos aeromagnéticos (Zálan *et al.*, 1990) e a Figura 5.1.1.3 indica os principais alinhamentos estruturais, segundo Riccomini (1995).

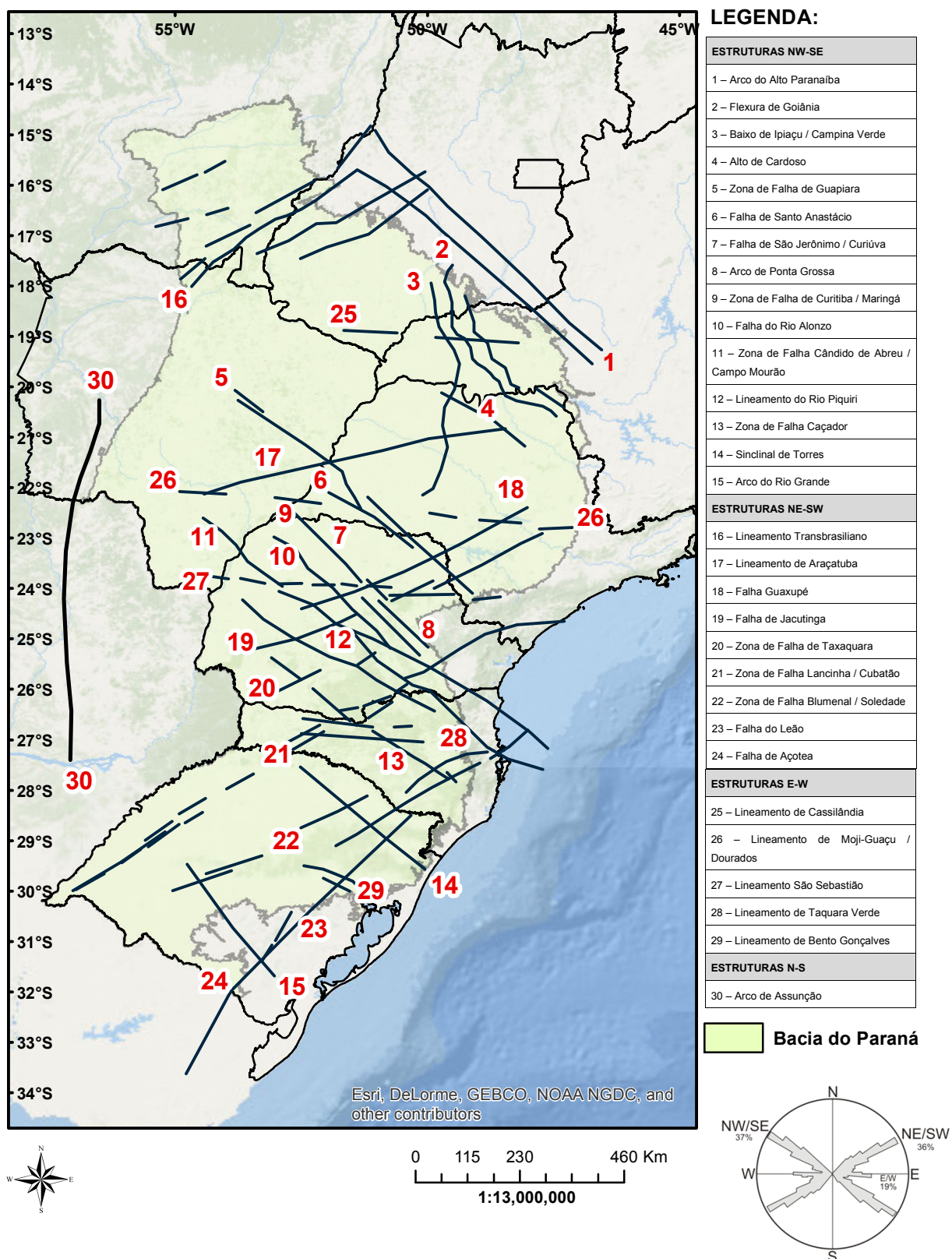
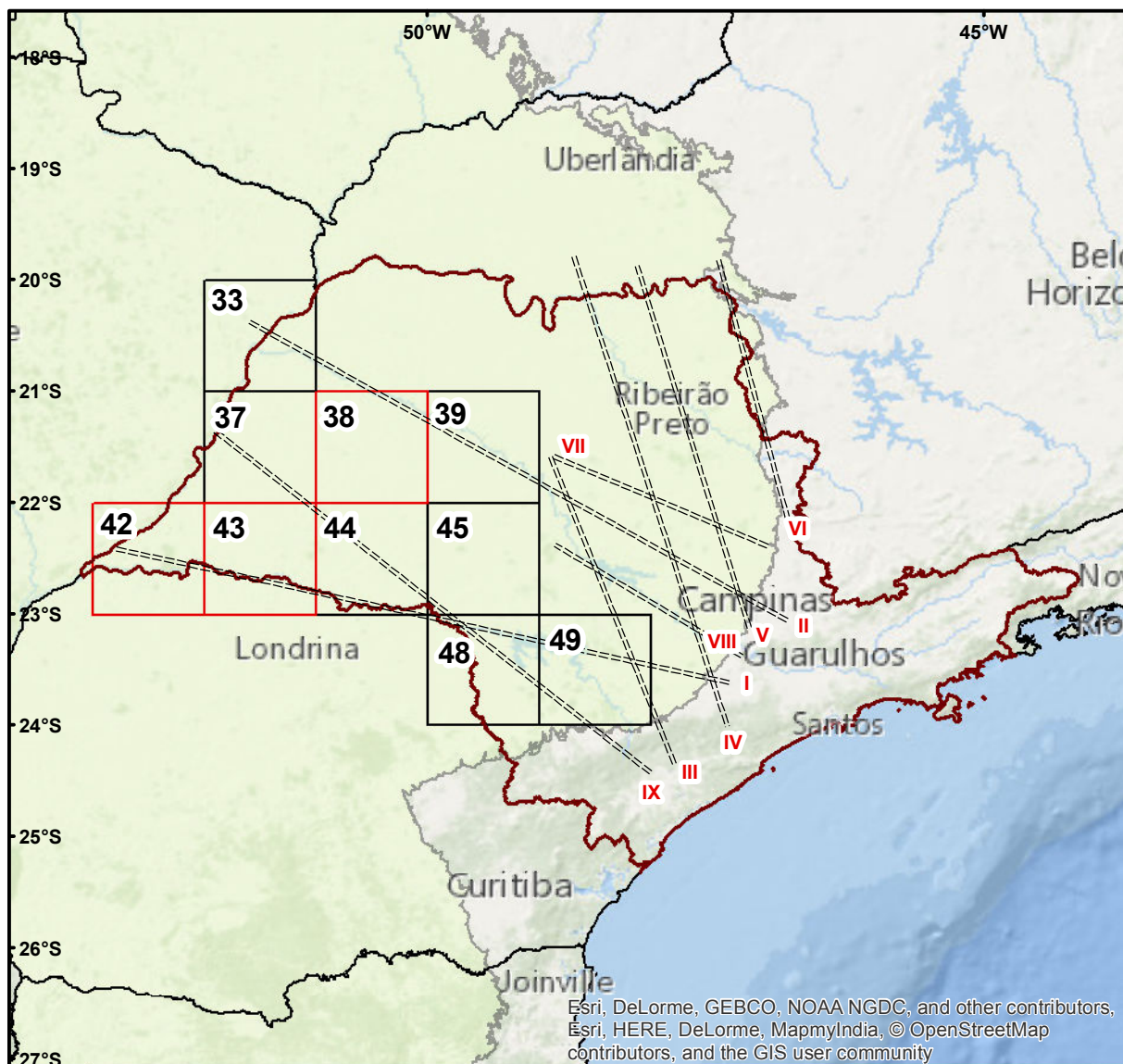


FIGURA 5.1.1.2 - Mapa com o arcabouço estrutural da Bacia do Paraná, sendo demarcado os principais elementos tectônicos lineares da bacia e diagrama roseta de direções de lineamentos, com trends principais N45-65°W (NW-SE), N50-70°E (NE-SW) e um terceiro subordinado, N85-95°W (E-W). (Zálan et al., 1990).



LEGENDA

===== ALINHAMENTOS ESTRUTURAIS (Riccomini, 1995)

□ BLOCOS (IPT, 1983)

□ BLOCOS CRIADOS

□ BACIA DO PARANÁ

0 62.5 125 250 Km

1:7,000,000

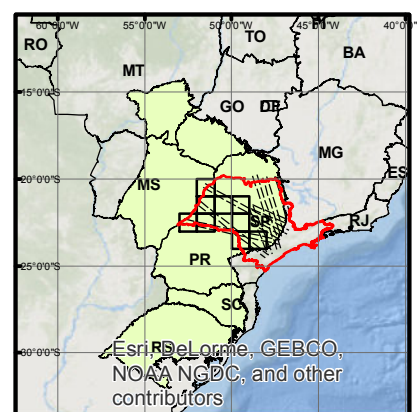


FIGURA 5.1.1.3 – Principais alinhamentos estruturais (megafeições) da Bacia do Paraná no Estado de São Paulo (Riccomini, 1995) e os 10 blocos de trabalho; I – Alinhamento do Rio Paranapanema, II – Alinhamento Estrutural do Tietê, III – Alinhamento Ibitinga-Botucatu, IV – Alinhamento do Rio Moji-Guaçu, V – Alinhamento Ribeirão Preto-Campunas, VI – Alinhamento Barra Bonita-Itu, IX – Alinhamento Guapiara.

5.2 Formação Irati

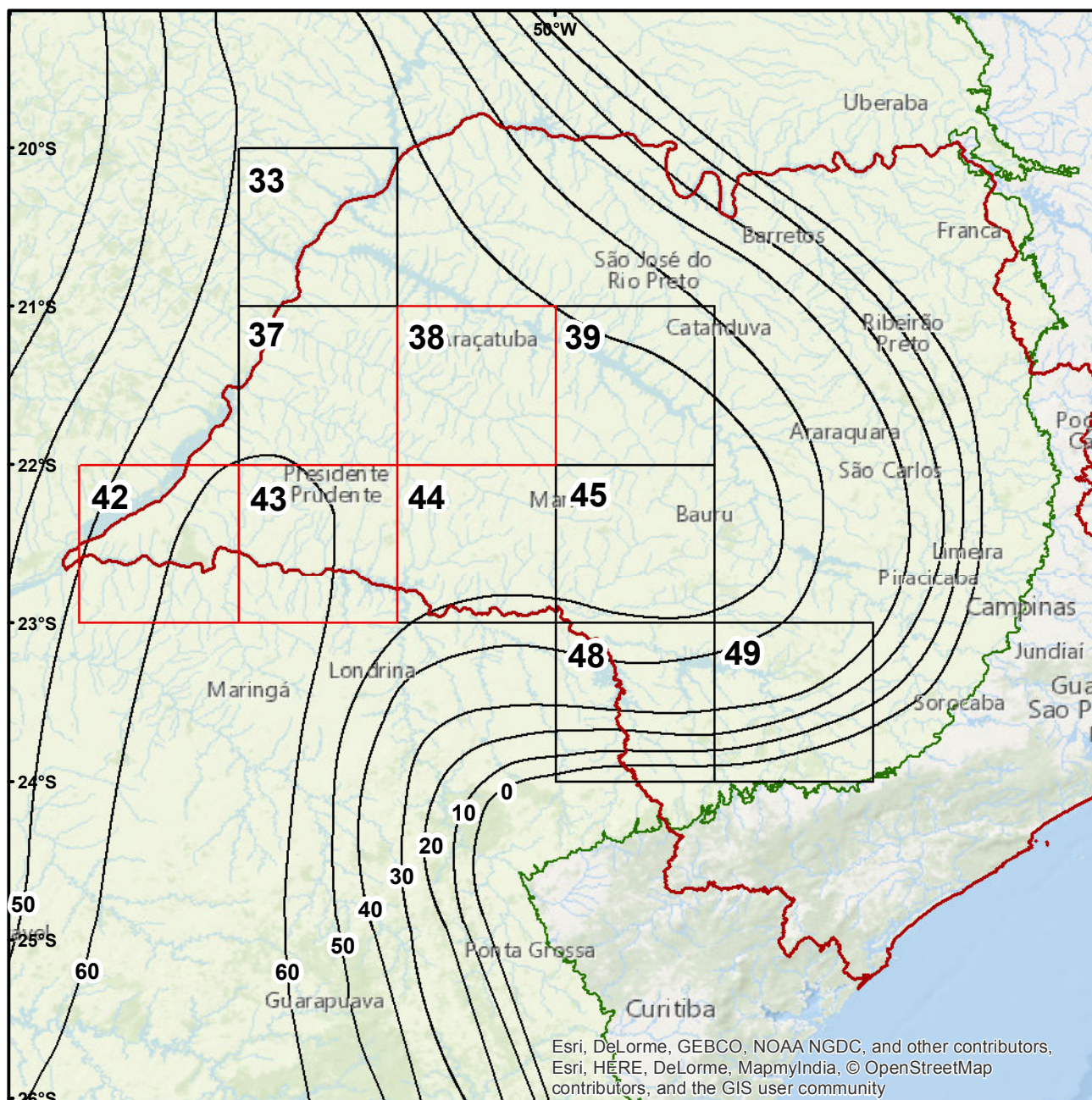
A Formação Irati data do período Permiano, com ocorrência em grande parte da Bacia do Paraná com espessuras de 40 a 70 m, sendo subdividida nos Membros Taquaral, com espessuras de 5 a 10m podendo chegar a 30m, e Membro Assistência com espessuras de 10 a 20m, podendo atingir 40m nas porções centrais da bacia. O membro Taquaral consiste no pacote de porção basal de sequência basal, sobretudo de folhelhos siltico-argilosos, cinza escuros e não betuminosos. O Membro Assistência, referente à parte superior, apresentando folhelhos pretos e betuminosos, de interesse nesse trabalho, intercalados por leitos de calcilutitos dolomitizados, silicificados com nódulos e lentes delgadas de sílex. As isópacas da Formação Irati encontram-se na FIGURA 5.2.1, definidas por Hachiro, 1996.

Hachiro *et al.* (1993) propôs a hierarquização do Membro Assistência como Formação, subdividido esta nos Membros Morro do Alto (base) e Ipeúna (topo), não sendo reconhecidas possíveis subdivisões para a Formação Taquaral, elevando a Formação Irati a Subgrupo e sendo mantida a unidade Passa Dois como Grupo.

Hachiro (1991), estabeleceu possíveis áreas-fonte do Membro Taquaral como porções soerguidas dos arcos situados adjacentes à bacia, como os arcos de Ponta Grossa e Assunção. As características fossilíferas e litológicas dessa sequência indicam deposição em ambientes marinhos de águas calmas, abaixo do nível de base de onda, com assembléia fossilífera composta por restos de peixes, palinórfos, crustáceos, e espículas de esponja.

O Membro Assistência apresenta contato inferior com o Membro Taquaral concordante, (Schneider *et al.*, 1974), sendo constituído de folhelhos e siltitos cinza escuros com laminação paralela, e folhelhos pretos betuminosos associados a calcários geralmente dolomíticos, apresentando nódulos de sílex na porção do Estado de São Paulo, havendo, segundo Hachiro (1991), uma aumento da espessura de leitos carbonáticos em detrimento aos folhelhos betuminosos do norte do Estado do Paraná em direção a São Paulo. Observa-se alternância entre calcários e folhelhos resultando em uma estratificação rítmica, e a principal estrutura nas camadas betuminosas é a laminação paralela, enquanto os calcários apresentam marcas onduladas, oólitos e brechas intraformacionais.

Schneider *et al.* (1974), caracterizou o material fossilífero em restos de vegetais, peixes, crustáceos e palinórfos, além de fósseis de répteis *Mesosaurus brasiliensis*, *Stereospermum tumidum* e *Brasilosaurus sanpaulensi*, com deposição em ambiente marinho de águas rasas, salinos a hipersalinos.



0 700 1,400 2,800 Km
1:48,500,000

LEGENDA

- BLOCOS (IPT, 1983)
- BLOCOS CRIADOS
- ISÓPACAS (m) - FM. IRATI (HACHIRO, 1996)

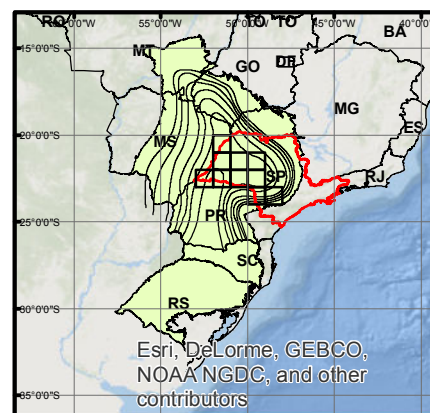


FIGURA 5.2.1 - Mapa com isópacas da Formação Irati (Modificado de Hachiro, 1996).

5.3 Sistema Petrolífero Não Convencional

5.3.1 Conceitos e Definições

Segundo proposto por Magoon e Dow (1994), sistemas petrolíferos (convencionais ou tradicionais) são definidos como sistemas naturais que possuem os elementos geológicos e processos necessários, atuando conjuntamente, para acumulação de hidrocarbonetos, sendo eles: rocha geradora, rocha reservatório e selante, atuantes concomitantemente a processos de geração, migração e acumulação. Nestes sistemas a exploração faz uso de métodos tradicionais na indústria do petróleo, sem uso de tecnologia e mecanismos específicos para recuperação do óleo e gás, sendo produzidos a uma taxa econômica viável. É predominante a recuperação primária, com energia natural do reservatório e fluxo livre do petróleo pelos poros da rocha por diferença de pressão e secundária, a partir da injeção de componentes, sobretudo água e gás natural, a fim de elevar a pressão no reservatório e estimular a saída de petróleo. As rochas reservatório apresentam permeabilidade elevada, sendo em geral arenitos, calcarenitos e calcários fraturados.

Sistemas petrolíferos não convencionais, são descritos por Holditch e Lee (2007) como aqueles cujos reservatórios necessitam de estimulação especial para recuperação (em geral não ultrapassando 20%), sendo necessário a utilização de tecnologias específicas como fraturamento hidráulico, injeção de vapor, uso de poços horizontais ou multilaterais, devido a baixa permeabilidade de rochas geradoras, em geral inferiores a 0,1mD (mili-Darcy) e associadas a um maior custo quando comparados a sistemas convencionais.

São considerados como reservatórios de óleo e/ou de gás não convencionais:

- Gás de Folhelho (*shale gas*) ou óleo (*shale oil*): sistema petrolífero onde o folhelho betuminoso, com composição rica em matéria orgânica (0,5 a 25%) atua como rocha geradora, reservatório e selante (Rocha, 2016). A permeabilidade reduzida do folhelho atua como fator de retenção de gás natural no interior dos poros, fraturas, lamelas concordantes à foliação e adsorvidos ao material orgânico sedimentar, sendo este recuperado a partir de processos como o fraturamento hidráulico a partir da estimulação de conectividade entre os poros, geração, e manutenção da abertura do sistema de fraturas novas e preexistentes;
- *Tight gas sands/carbonates*: reservatórios de arenitos com baixa permeabilidade. O arenito ou carbonato *tight* é extremamente irregular e pouco conectado por capilaridade, sendo necessário utilizar técnicas como

fraturamento hidráulico para estimulação e criação de conectividade intergranular e geração e abertura de fraturas novas e preexistentes;

- *Coalbed methane*: o gás natural é extraído a partir das moléculas de metano retidas nos poros/fraturas e adsorvido pelo carvão mineral (leito de carvão).
- Hidratos de metano (*gas hydrate deposits*): o hidrato é um composto sólido similar ao gelo. O metano fica retido na estrutura cristalina da água, sendo associados a ambientes deposicionais de rápida sedimentação associadas a degelo em regiões árticas e bacias de águas profundas adjacentes às plataformas continentais;
- Óleo pesado (*heavy oil*): petróleo em estado líquido de alta densidade, extraído da rocha a partir da injeção de vapor ou polímeros. Consideram-se como óleo pesado aqueles hidrocarbonetos que possuem grau API menor que 22;
- Areias betuminosas (*tar sands*): petróleo pesado extraído de areias betuminosas, sendo necessário métodos especiais de estimulação devido à elevada viscosidade do óleo;
- Reservatórios de hidrocarbonetos com alta pressão e alta temperatura (HPHT reservoirs): são reservatórios com temperaturas maiores que 175°C e pressões acima de 15.000 psi.

5.3.2 Poços horizontais direcionais

Poços horizontais direcionais, consistem em poços cuja rota inicialmente vertical foi desviada para uma inclinação horizontal, técnica essa que permite a otimização da superfície de contato do poço com reservatórios cuja formação rochosa tenha maiores extensões laterais, com poços horizontais de longo alcance (*Extended Reach Wells – ERW*), com extensões geralmente de 2 a 4km, podendo chegar a 10km de comprimento, aumentando assim significativamente a vazão do fluido a ser produzido. São listados uma série de benefícios do uso desta técnica Rocha (2006), tais como:

- Atingir formações produtoras que estejam abaixo de locações inacessíveis, tais como rios, lagos, cidades, etc.;
- Desviar a trajetória do poço de elementos geológicos, tais como domos salinos e falhas;
- Perfurar vários poços a partir de um mesmo ponto inicial, como é o caso da produção através de plataformas marítimas;

- Desviar poços que tiveram o trecho final perdido por problemas operacionais.
- Reduzir as quedas de pressão;
- Maior interceptação das fraturas horizontais e aproveitamento de anisotropias em reservatórios fraturados e com baixa permeabilidade e porosidade;
- Viabilizar a exploração de formações fechadas ou que contenham óleo pesado, por aumentar a área exposta ao fluxo, muitas vezes inviável comercialmente devido às baixas vazões conseguidas pela técnica de perfuração vertical convencional.
- Aumentar a eficiência das técnicas de recuperação secundária, já que uma maior área de drenagem pode responder melhor à injeção de vapor ou de água.

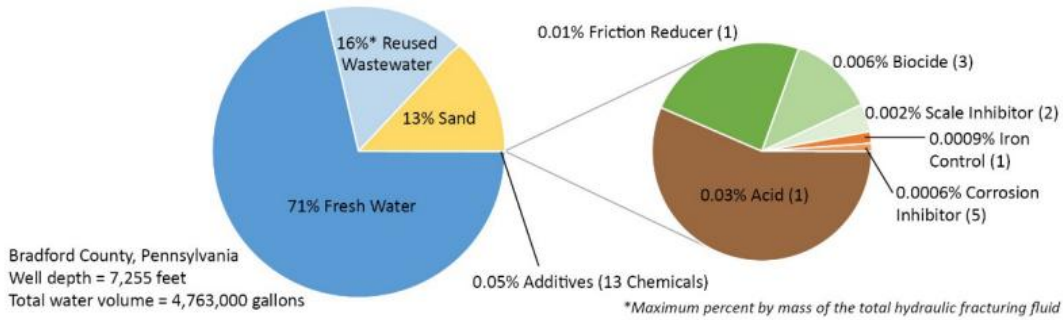
5.3.3 Fraturamento hidráulico

A técnica do fraturamento hidráulico baseia-se no bombeamento de um determinado fluido, em direção à formação, a elevadas pressões, sendo esta maior que a pressão de ruptura da formação rochosa. Desta maneira, a pressão implicará em abertura de canais de alta permeabilidade no interior do reservatório, e conseqüentemente, gerando o escoamento de fluidos presente na formação rochosa, pelas aberturas criadas em direção ao poço instalado.

O uso desta técnica em reservatórios não convencionais, com enfoque neste estudo de gás e óleo de folhelho, é utilizado para criar zonas com alto índice de fraturas, aumentando assim o volume do reservatório estimulado e a permeabilidade do mesmo, gerando produção econômica dessas formações que apresentam inicialmente uma baixa permeabilidade. Em reservatórios convencionais o fraturamento hidráulico é também tradicionalmente usado, servindo para aumentar a área exposta ao fluxo, criar canais de alta condutividade, ultrapassar zonas de baixa permeabilidade e contribuir para o aumento da recuperação final, sendo comumente usados em formações de arenito de baixa permeabilidade.

As fraturas criadas a partir desse método são mantidas através do agente de sustentação (propante), sendo a composição química dos fluidos divididas em dois tipos, comumente utilizados em poços de extração nos EUA (U.S.EPA, 2015), sendo eles *Slick Water* composta de 87% de água, 13% de areia e 0,05% de aditivos químicos (detalhados na FIGURA 5.3.3.1a) e *Energized Fluid*, mais complexo, composto por 58% de água, 28% de gás nitrogênio, 13% de areia e 1,5% de aditivos químicos (FIGURA 5.3.3.1b).

(a) Slickwater



(b) Energized Fluid

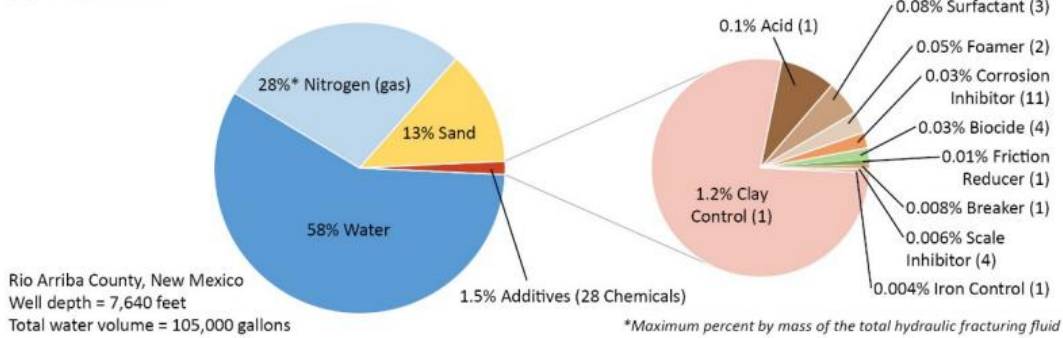


FIGURA 5.3.3.1 (a/b) – Composição química dos fluidos utilizados no fraturamento hidráulico nos EUA (U.S.EPA, 2015).

5.3.4 Aspectos ambientais gerais

Inicialmente, a exploração de gás de folhelho foi vista como uma alternativa benéfica para a geração de energia, por registrar menores emissões de gases do efeito estufa, quando comparadas por exemplo ao carvão mineral. Entretanto, com a grande exploração de óleo e gás de folhelho ocorrida nos EUA, começaram a surgir indícios e demanda de pesquisa referente aos impactos ambientais acarretados por essa prática. Segundo MIT (2011), os riscos potenciais no sistema produtivo de *shale gas* são principalmente listados como:

- Contaminação de aquíferos subterrâneos com fluidos de perfuração ou gás natural durante a perfuração e o assentamento do revestimento em zonas mais rasas;
- Derramamentos na superfície de fluidos de perfuração, fluido de fraturamento e água de processo que retorna do poço após o fraturamento e início da produção;
- Contaminação devido ao descarte inadequado da água produzida proveniente do fraturamento;

- Excesso de tráfego de caminhões nas estradas acarretando em impacto na qualidade do ar (caminhões tanque e pipa);
- Contaminação de aquíferos, sobretudo por hidrocarbonetos gasos, provenientes de vazamentos associados à cimentação de poços;
- Utilização excessiva de água durante a perfuração e operação da atividade de extração de gás (faturamento hidráulico);
- Migração de gás ou de fluidos através de fraturas induzidas ou de ocorrências naturais.

Segundo estudo reportado por MIT (2011), a contaminação da água subterrânea por gás natural ou fluido de perfuração representou quase metade dos incidentes registrados na exploração de gás onshore em território americano no período de 2005 a 2009, associado à construção de poços para exploração de *shale gas* (TABELA 5.3.4.1).

TABELA 5.3.4.1 – Dados referentes aos casos de incidentes associados a instalação e perfuração de poços associados à atividade de *shale gas* nos EUA (MIT, 2011).

Tipo de Incidente	Números Reportados (2005-2009)	Parcela do Total
Contaminação da água subterrânea por gás natural ou fluido de perfuração	20	47%
Derramamentos na superfície da sonda	14	33%
Problemas por descarte indevido de água de processo	4	9%
Volume de água utilizados excessivos	2	4%
Qualidade do ar	1	2%
Blowouts	2	4%

5.3.5 Aspectos ambientais no contexto da Bacia do Paraná

Segundo Hirata (2015), possíveis contaminações na Bacia do Paraná associadas a atividades exploratórias de gás de folhelho, são associadas às águas subterrâneas do Sistema Aquífero Guarani (SAG) e Bauru, estratigraficamente nas rochas do Grupo São Bento, com as Formações Piramboia e Botucatu e do Grupo Bauru. A espessura média entre essas rochas e a formação produtora mais próxima (Formação Irati) é de 400 m, tendo como camadas intermediárias as rochas da Formação Rio do Rastro, com rochas clásticas de baixa permeabilidade. O topo do SAG nessa porção encontra-se em grandes profundidades (cerca de 1.600 m) implicando em dificuldades no monitoramento da qualidade de água subterrânea.

Na porção de aquífero livre (maior vulnerabilidade), encontram-se rochas do Grupo Bauru, com intenso uso de água subterrânea para abastecimento público e privado no estado de São Paulo. Operações em superfície associadas à exploração de óleo e gás poderão representar, portanto, um risco a unidade aquífera.

5.3.6 *Rochas geradoras de hidrocarbonetos*

Rochas geradoras são rochas sedimentares responsáveis pela geração de hidrocarbonetos em subsuperfície, sendo, em geral, folhelhos e carbonatos compostos predominantemente por materiais detríticos de granulometria muito fina, na fração argila e silte, associados a ambientes deposicionais de baixa energia e com composição rica em matéria orgânica. Os teores de carbono orgânico total (COT) mínimos segundo Azevedo da Silva (2007) são de 0,5 a 1,0%, sendo o tipo de matéria orgânica e estágio de evolução térmica, um aspecto determinante ao tipo de hidrocarboneto gerado, de modo que materiais alóctones ao ambiente deposicional, com vegetais superiores terrestres, são responsáveis pela geração de gás metano, e autóctones, relacionados a zooplâncton e fitoplâncton, tendem a gerar óleo. Esses remanescentes orgânicos são então incorporados ao material sedimentar inconsolidado sob forma de matéria orgânica diluída. A preservação do material orgânico é também um fator determinante para geração de hidrocarbonetos, sendo necessário, ambiente seja redutor, geralmente associado a paleoambientes anóxicos.

5.3.7 *Tipos de Matéria orgânica*

O querogênio corresponde ao principal componente (90%) da matéria orgânica presente nos sedimentos orgânicos que compõem as rochas geradoras de hidrocarbonetos (Link, 1996), sendo um material amorfo e de natureza insolúvel a solventes orgânicos, sendo classificados como tipo I para origem lacustre (geração de óleo, *oil-prone source rock*), tipo II para origem de biomassa marinha (geração de óleo, *oil-prone source rock*) e tipo III de origem continental, basicamente vitrinito que corresponde a matéria orgânica lenhosa (geração de gás, *oil-prone source rock*).

5.3.8 Teor de carbono orgânico total (COT %)

A quantificação de matéria orgânica é medida através do teor de carbono orgânico total (COT), em forma de percentual em relação ao extrato seco, sendo representativa da fração de matéria orgânica de querogênio, insolúvel e de betume, solúvel. Os valores médios, em massa, de COT % para folhelhos geradores de hidrocarbonetos são de 2,0%, com um mínimo de 1,0% para folhelhos betuminosos e 0,5% para folhelhos carbonáticos, para serem considerados como rochas geradoras (Azevedo da Silva, 2007).

TABELA 5.3.8.1 - Potencial de geração de hidrocarbonetos, retirado de Azevedo da Silva (2007).

POTENCIAL DE GERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS	COT (%)
BAIXO	0 - 0,5
MÉDIO	0,5 - 1,0
ALTO	1,0 - 2,0
MUITO ALTO	2,0 - 4,0
EXCELENTE	> 4,0

5.3.9 Maturação térmica e potencial gerador de hidrocarbonetos

A maturação térmica corresponde a temperatura necessária que a rocha geradora deve ser submetida para geração de hidrocarbonetos. Link (1996) indica que o querogênio é transformado em petróleo em torno de 60°C, tornando-se um óleo gradativamente menos viscoso e mais fluido, com o aumento de temperatura. Em torno de 90°C é atingido o pico de geração, sendo formadas as maiores quantidades óleo e gás até a faixa de 120°C, sendo que após esta temperatura, até 150°C, será gerado apenas gás.

A partir da técnica analítica de pirólise *Rock-Eval* é possível simular o craqueamento natural do querogênio (matéria orgânica) a partir da exposição de amostras a temperaturas experimentais, estimulando reações termoquímicas. Dessa forma são obtidas informações referentes aos hidrocarbonetos livres contidos nas rochas (S1), em ppm de hidrocarbonetos por grama de rocha (HC/g), o potencial gerador de hidrocarbonetos (S2), na mesma unidade, e a temperatura de pico de geração, onde ocorre o máximo craqueamento do querogênio. É possível medir, portanto, a quantidade de petróleo que a rocha analisada teria capacidade de gerar caso submetida às condições adequadas de soterramento (Azevedo da Silva, 2007).

Tissot e Welte (1984) sugerem a classificação de rochas geradoras de acordo com o potencial gerador, a saber:

- Rochas que apresentam potencial (S1+S2) inferior a 2 mg de Hc/g de rocha (2000 ppm), não são consideradas rochas geradoras de petróleo, mas apresentam algum potencial para gás;
- Rochas com o potencial (S1+S2) entre 2 e 6 mg Hc/g de rocha (2000 e 6000ppm) são consideradas rochas com potencial moderado para geração de hidrocarbonetos;
- Rochas que apresentam o potencial (S1+S2) superior a 6 mg Hc/g de rocha (6000ppm) são consideradas boas rochas geradoras.

5.4 Geologia de Petróleo na Formação Irati

O sistema petrolífero da Formação Irati, caracterizado como não convencional, é relacionado aos folhelhos negros betuminosos (rochas geradoras), de modo que devido ao método de extração (*shale fracking*), as próprias características petrofísicas de baixa permeabilidade dos folhelhos faz com que este atue como a rocha reservatório e o selante do sistema petrolífero.

A proposta de desse trabalho, limita o foco de estudo à Formação Irati, uma vez que esta mostrou-se ter maior potencial petrolífero em função da porcentagem em carbono orgânico total (COT) e maturidade de qualidade superior quando comparadas à Formação Ponta Grossa, de acordo com trabalhos de Goulart e Jardim (1982), IPT (1983) e Azevedo da Silva (2006).

O Relatório Nº 19.170, realizado pela divisão de Petróleo - IPT (1983), destinado à PAULIPETRO, dividiu áreas de avaliação em 07 blocos com dimensões 50x55 km ao longo do Estado de São Paulo e 01 bloco no Estado do Mato Grosso do Sul, apresentando a avaliação final dessa porção da Bacia do Paraná quanto a sua potencialidade em hidrocarbonetos. Para isso, foram realizados no relatório IPT (1983), levantamentos geológicos de superfície (mapeamento geológico, análise morfoestrutural em imagens de satélite/radar/aerofotos e mapeamento estrutural), levantamentos geofísicos (aeromagnetometria, sondagens elétricas verticais e sísmicas), perfurações e descrições de poços estratigráficos e análises laboratoriais (geoquímica, paleontologia e petrofísica).

Para este Trabalho de Formatura, foram utilizados os dados referentes aos 07 blocos localizados no contexto do Estado de São Paulo, contemplados no relatório IPT (1983) e outros 3 blocos (38, 42, 43), utilizados no tratamento de sensoriamento remoto, não havendo disposição de dados no relatório referido.

Lisboa (2006) realizou a caracterização de rochas potencialmente geradoras da Formação Irati em função de parâmetros geoquímicos orgânicos, sendo coletadas um total de 29 amostras em afloramentos da região de Rio Claro – SP, a fim de avaliar qualitativamente e quantitativamente as características da matéria orgânica presente nas amostras, a partir de análises de teor de carbono orgânico total e pirólise *Rock-Eval*, entre outras. Azevedo da Silva (2007), fez trabalho similar, com 87 amostras distribuídas pelos Estados do Rio Grande do Sul, Paraná, Goiás e Mato Grosso, referentes rochas das Formações Irati e Ponta Grossa.

Ressalta-se que embora a caracterização feita por Lisboa (2006) e Azevedo da Silva (2007), não tenham contemplado amostragem nas áreas dos blocos (IPT, 1983), não servindo, portanto, como dados diretos para delimitação espacial de áreas potenciais em hidrocarbonetos nos blocos, esta mostrou-se de grande valia para a caracterização da Formação Irati em um nível de detalhe superior, contribuindo, em uma escala regional, no entendimento e caracterização geoquímica dos folhelhos betuminosos como um todo.

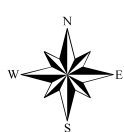
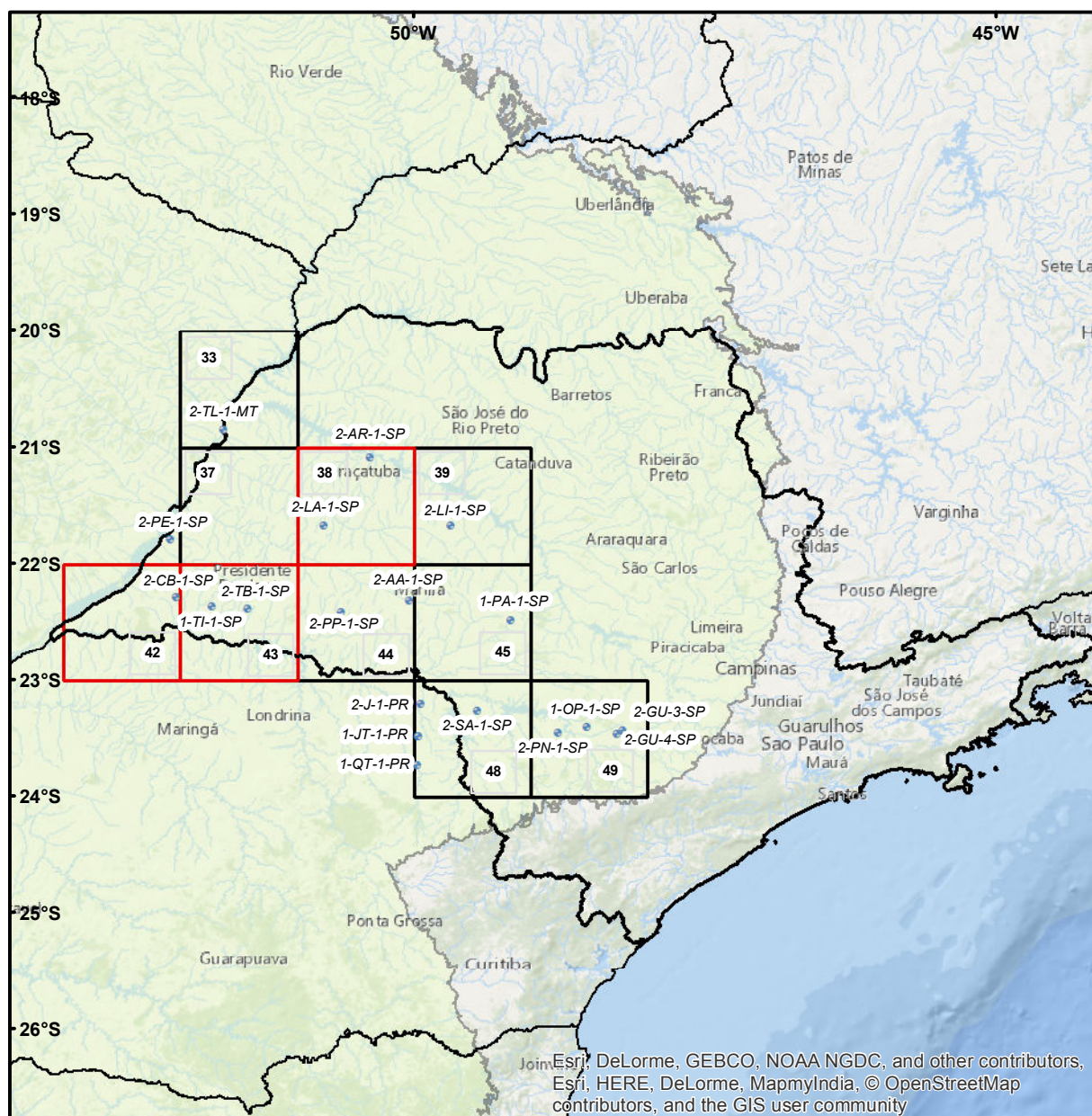
A Figura 5.4.1 apresenta a localização regional dos 07 blocos abordados no relatório IPT (1983), dos poços perfurados pela PAULIPETRO e PETROBRAS e os demais 3 blocos presente na Bacia do Paraná no Estado de São Paulo que serão tratados no levantamento estrutural dessa monografia.

Por fim, Artur (1998), definiu a associação espacial entre paleolineamentos e acumulações de petróleo na Bacia do Paraná e dados referentes a rochas intrusivas, no contexto do Sistema Petrolífero Irati-Rio Bonito/Tietê, demonstrando quantitativamente, quais estruturas apresentam maior grau de correlação espacial com as ocorrências mais importantes de hidrocarbonetos na bacia. A metodologia utilizada seguiu os passos:

- Identificação de paleolineamentos estruturais ativos nos períodos de formação e modificação das sequências tectonossedimentares da Bacia do Paraná;
- Delimitação das áreas da bacia, onde ocorreram maiores alojamentos de rochas intrusivas em meio aos pacotes sedimentares, com o propósito de buscar possíveis associações com as ocorrências de petróleo;
- Caracterização de feições lineares do relevo gravimétrico, que poderiam indicar estruturas geológicas;
- Verificação do grau de similaridade entre os paleolineamentos definidos e aqueles obtidos por outros métodos (gravimetria, aeromagnetometria, radar e satélite);

- Delimitação de macroambiente favorável à geração e preservação dos sistemas petrolíferos Ponta Grossa-Itararé e Irati-Rio Bonito/Tietê.

Dessa forma, o trabalho de Artur (1998), culminou na elaboração de um mapa de favorabilidade para esse sistema petrolífero, conforme apresentado na FIGURA 5.4.2.



0 55 110 220 Km
1:6,500,000

LEGENDA

- BLOCOS (IPT, 1983)
- BLOCOS CRIADOS
- BACIA DO PARANÁ
- POÇOS (IPT, 1983)

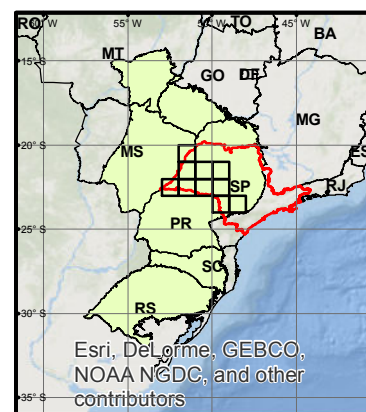


FIGURA 5.4.1 - Mapa de localização dos 07 blocos, dos poços perfurados pela PAULIPETRO e PETROBRAS abordados no relatório IPT (1983), e 03 blocos utilizados na etapa de levantamento estrutural na Bacia do Paraná no Estado de São Paulo.

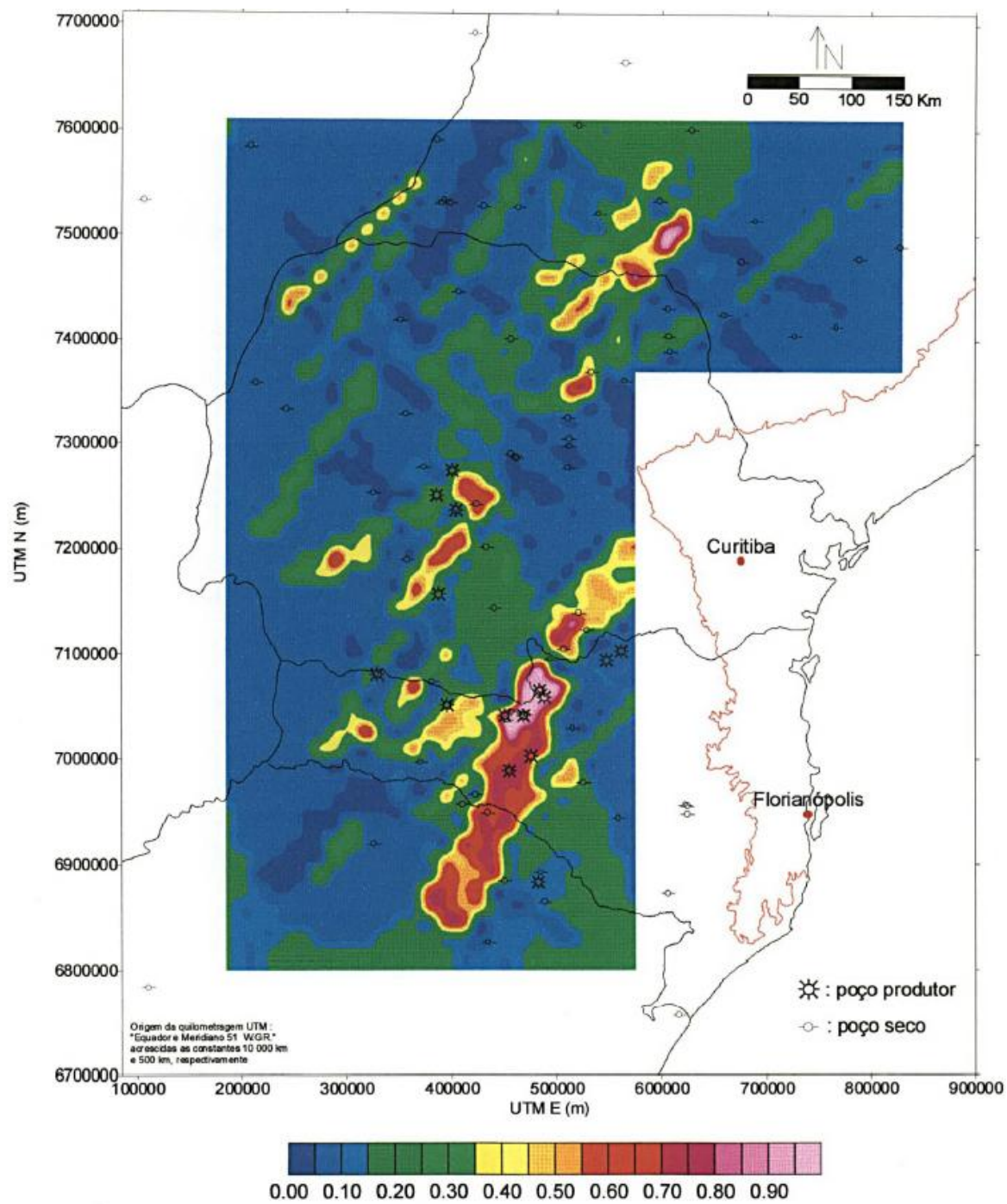


FIGURA 5.4.2 – Mapas de favorabilidade para prospecção de hidrocarbonetos na Bacia do Paraná (Artur, 1998).

5.4.1 Informações Geoquímicas regionais da Formação Irati

A Formação Irati é classificada, segundo IPT (1983), como potencialmente geradora em toda a área contemplada pelos blocos de estudo, com espessuras de rochas geradoras de 20 a 50m. O tipo de matéria orgânica é predominantemente amorfa (tipos I e II), havendo áreas com mistura de até 50% de matéria orgânica lenhosa (tipo III) nas porções ocidentais próximas à calha do Rio Paraná. O Carbono orgânico total (COT) oscilou regionalmente entre 0,5 e 3%, ascendente de Norte para Sul (FIGURA 5.4.1.1).

Estudos geoquímicos realizados por Goulart e Jardim (1982) e Zálan *et al.* (1990a), também em caráter regional, apontam teores de carbono orgânico total nesta formação variando de 0,1 a 23%, com média de cerca de 2%. O potencial de geração de hidrocarbonetos alcança picos com valores de 100.000 – 200.000 ppm HC/g de rocha. Análises de petrografia orgânica revelam dominância de matéria orgânica do tipo I. Os folhelhos betuminosos do Membro Assistência apresentaram os maiores índices de COT e potencial geração, localizado na parte leste da bacia.

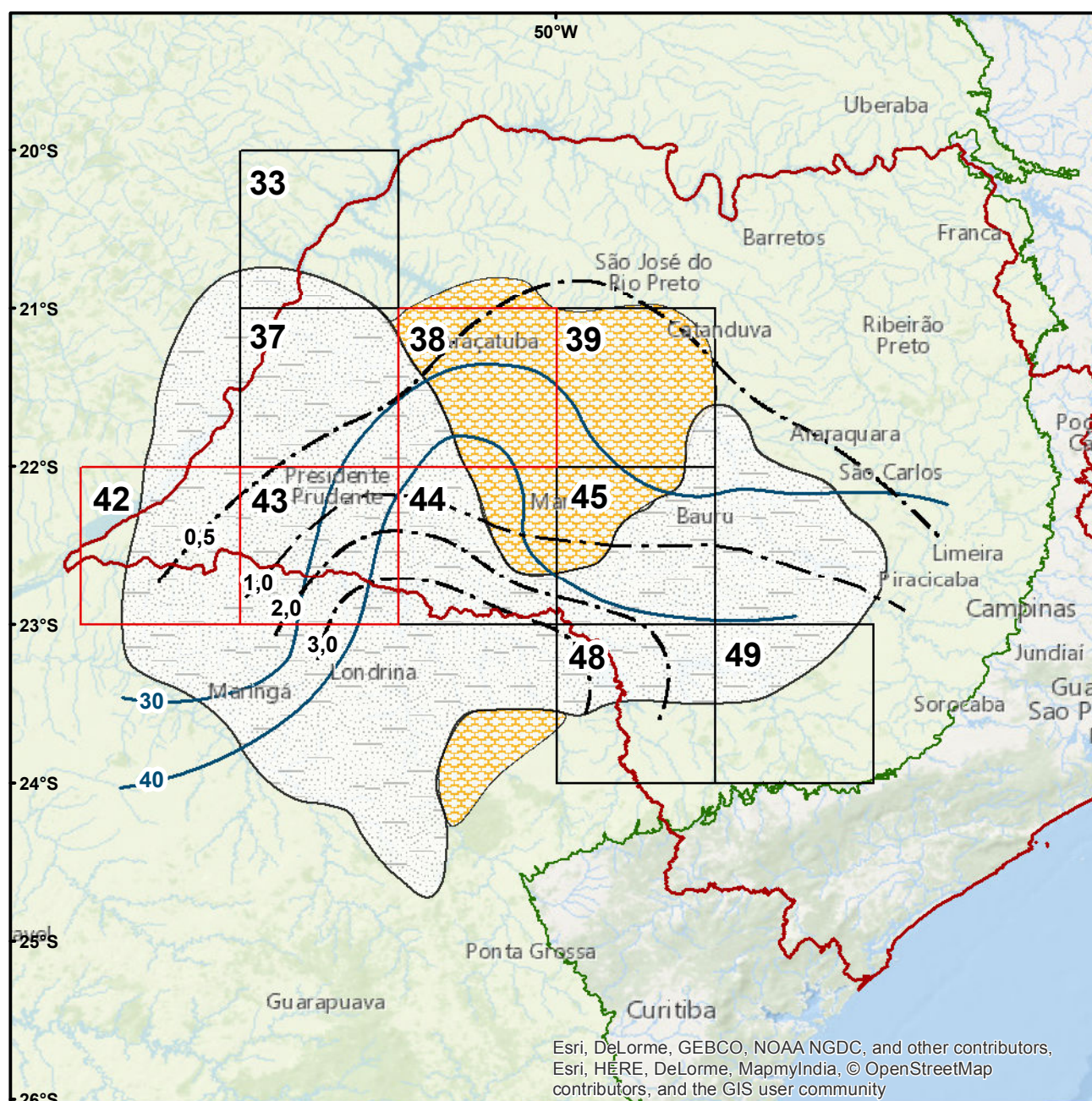
Quanto à maturidade dos folhelhos betuminosos da Formação Irati, o relatório IPT (1983) aponta que este, regionalmente, encontra-se próximo ao limite superior da janela de geração de óleo, com maturidade insuficiente para migração de óleo para rochas reservatório, de modo que embora tenha óleo gerado, este mantenha -se em grande parte retido ainda no folhelho. Esse fato, não representa, portanto, um empecilho para o sistema não convencional onde o alvo exploratório é o folhelho.

Na porção central da bacia, onde os folhelhos foram mais afetados por intrusões basálticas da Formação Serra Geral em regiões como o Arco de Ponta Grossa, com alinhamentos de direção SE-NW, são descritas maturidades da matéria orgânica mais elevadas (Goulart e Jardim, 1982), ocorrendo indícios de migração de óleo sobretudo para arenitos da Formação Teresina. Nos blocos de análise, foi indicada influência destes elementos regionais nas rochas geradoras dos blocos 37, 44, 45, 48 e 49, por estarem cortados pelo alinhamento Guapiara. Ainda em porções centrais da bacia, ocorrem zonas com maiores espessuras e teores de COT mais elevados, o que acarretaria também na provável migração prematura de óleos (pouco evoluídos) para rochas reservatório próximas (IPT, 1983).

A caracterização geoquímica realizada por Lisboa (2006) apresentou resultados com teores de carbono orgânico total (COT) entre 0,02 e 14,3 %, com média de 4%. A maior parte das amostras apresentou valores acima de 5%. Os valores potencialidade de geração variam de 0,0 a 100.000ppm HC/g e média em torno de 40.000ppm HC/g. O querogênio das

amostras folhelhos da Formação Irati na borda leste da bacia do Paraná analisadas neste estudo podem ser classificadas como pertencentes ao tipos I.

Azevedo da Silva (2007) obteve resultados de teores de COT variando entre 0,04 e 21,00%, sendo os maiores valores para as amostras localizadas próximas ao município de São Mateus do Sul – PR em amostras provenientes de afloramentos da cava de mineração da PETROBRÁS (SIX), com valores de 13,40 a 21,00% de COT. A predominância de matéria orgânica (querogênio) foi classificada como tipo I e II. Os valores de potencial gerador variaram entre 10 e 131.160ppm HC/g de rocha, definindo os folhelhos betuminosos como bons potenciais geradores, sobretudo na região de São Mateus do Sul – PR, onde todas as amostras obtiveram valores superiores a 6.000ppm.



0 700 1,400 2,800 Km
1:48,500,000

LEGENDA

- BLOCOS CRIADOS
- BLOCOS (IPT, 1983)
- ISOTEORES DE COT
- ISÓPACAS - POTENCIALMENTE GERADORAS (Fm. IRATI)
- MATÉRIA ORGÂNICA AMORFA
- MATÉRIA ORGÂNICA LENHOSA
- BACIA DO PARANÁ

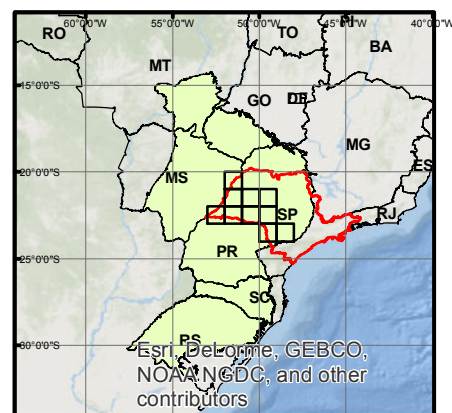


FIGURA 5.4.1.1 - Mapa com informações geoquímicas da Formação Irati referentes aos tipos de matéria orgânica predominante, isotores de carbono orgânico total (COT), isópacas de rochas potencialmente geradoras e a localização dos blocos de estudo. (Modificado de IPT, 1983)

5.4.2 Geologia do petróleo – Blocos 33, 37, 44, 39, 45, 48 e 49 (IPT, 1983)

A avaliação dos blocos 33 e 37 apresentou-se comprometida pela baixa densidade de poços, com o poço 2-TL-1-MT perfurado pela PETROBRÁS na porção NW do bloco 33, não havendo poços na área do bloco 37. São apresentando baixos valores de COT (abaixo de 0,5%), espessuras inferiores a 30m, matéria orgânica amorfa, maturidade insuficiente para geração de gás, no início da zona madura, sendo considerada pouco atrativa do ponto de vista gerador.

A Formação Irati nesta porção a Sul dos blocos 33 e 37, área que contempla o bloco 43, apresenta boas condições de rocha geradora, com cerca de 40m de espessura, teores médios de COT de 2,5%, matéria orgânica amorfa e potencial gerador de hidrocarbonetos em ppm (HC/g) muito bom com 10.000ppm (IPT, 1983).

Quanto aos aspectos estruturais, existe uma maior probabilidade de estruturação no bloco 37 devido ao Alinhamento Guapiara nessa região sendo identificada também por linhas sísmicas levantadas na porção S do bloco (porção com maiores espessuras de rochas geradoras da Formação Irati), bem como magneto-telúricas realizadas nos blocos 42 e 43 apontam essa forte estruturação em subsuperfície (IPT, 1983).

No bloco 44, foram realizadas as perfurações 2-PP-1-SP (PETROBRÁS) e 2-AA-SP (PAULIPETRO), com a Formação Irati apresentando em ambos os poços espessuras por volta de 40m e teor médio de COT de 2%, matéria orgânica predominantemente amorfa e maturidade próxima à janela de maturação. Como principal feição estrutural destaca-se no bloco o Alinhamento Guapiara, com direção NW- SE, assim como descrito no bloco 37 (IPT, 1983).

Para os blocos 39 e 45, foram obtidos dados referentes aos poços 2-LI-1-SP (PAULIPETRO) e 1-PA-1-SP (PAULIPETRO), respectivamente. A Formação Irati apresenta espessuras médias de 35m, com COT médio de 1%, sendo a matéria orgânica para o bloco 39 predominantemente amorfa (tipo I e II) e para o bloco 45 lenhosa (tipo III). A maturação encontra-se no início da janela de maturação, com potencial de geração (HC/g) variando de pobre a regular com 1500ppm. Em relação à geologia estrutural, são descritos lineamentos com direções preferenciais NW e NE (IPT, 1983).

O bloco 48 apresenta os poços 2-J-1-PR, 1-JT-1-PR, 1-QT-1-PR (PETROBRÁS) e 1-SA-1-SP (PAULIPETRO) e o bloco 49 os poços 2-CP-1-SP, 2-GU-3-SP, 2-GU-4-SP (PETROBRÁS) e 2-PN-1-SP (PAULIPETRO). Os folhelhos da Formação Irati são descritos nesses blocos com espessura média de 45m, matéria orgânica amorfa, com COT médio de

2% e potencial gerador de hidrocarbonetos (HC/g) muito bom com 14000ppm e apresenta-se no início da janela de maturação (IPT, 1983).

Os blocos 48 e 49, segundo relatório IPT, 1983, apresentam estruturação intensa na direção NW, com preenchimento de intrusões de diabásio, relacionada a evolução do Arco de Ponta Grossa e lineamentos de direção NE subordinados.

Os principais dados sobre potencialidades em hidrocarbonetos dos blocos 33 e 37, bloco 44, blocos 39 e 45 e blocos 48 e 49, como descritos no relatório IPT (1983), encontram-se compilados na TABELA 5.4.2.1.

Tabela 5.4.2.1 – Principais dados sobre a potencialidade em hidrocarbonetos dos Blocos (IPT, 1983);

	BLOCOS 33 e 37	BLOCO 44	BLOCOS 39 e 45	BLOCOS 48 e 49
Espessura da Rocha Geradora (média):	< 30m	40m	35m	45m
Teor de COT (médio):	< 0,5%	2%	1%	2%
Tipo de Matéria Orgânica:	Amorfa	Amorfa	Bloco 39: Lenhosa; Bloco 45: Amorfa	Amorfa
Potencial Gerador de HC/g*:	Baixo	até 8.000	1.500ppm	10.000 ppm
Maturidade:	Início da zona matura	Início da janela de geração de óleo	Início da janela de geração de óleo	Início da janela de maturação
Poços:	<u>Bloco 33:</u> 2-TL-1-MT (1)	2-PP-1-SP (1); 2-AA-1-SP (2)	<u>Bloco 39:</u> 2-LI-1-SP (2); Bloco 1-PA-1-SP (2)	<u>Bloco 48:</u> 2-J-1-PR (1), 1-JT-1-PR (1), 1-QT-1-PR (1); 1-SA-1-SP (2); <u>Bloco 49:</u> 2-CP-1-SP (1), 2-GU-3-SP (1), 2-GU-4-SP (1), 2-PN-1-SP (2)

* Hidrocarbonetos/grama;

(1): Poços perfurados pela PETROBRAS, (2) Poços perfurados pela PAULIPETRO.

6. MATERIAIS E MÉTODOS

6.1 Mapas de Lineamentos Morfométricos e Diagramas Roseta – MDE (SRTM)

A elaboração dos mapas morfométricos foi realizada a partir de Modelos Digitais de Elevação (MDEs) obtidos pela missão Shuttle Radar Topographic Mission (SRTM), realizada em conjunto pela Agência Espacial Americana (NASA), Agência Nacional de Inteligência Geoespacial (NGA), Departamento de Defesa dos Estados Unidos (DoD) e agências espaciais alemã (DLG) e italiana (ASI), em fevereiro de 2000, apresentando resolução espacial aproximada de 90 metros.

As imagens de radar SRTM foram adquiridas a partir do portal online earthexplorer do Serviço Geológico dos Estados Unidos (USGS), com data de publicação de 23 de setembro de 2014, de coordenadas geográficas descritas na TABELA 6.1.1, com áreas coincidentes às dos blocos 33, 37, 44, 39, 45, 48 e 49 (IPT, 1983) e dos blocos criados 38, 42 e 43 utilizados na elaboração dos mapas de lineamentos.

Buscando-se destacar características da topografia necessárias para a interpretação dos lineamentos da imagem, foram aplicadas camadas de relevo sombreado a partir da ferramenta hillshade (Spatial Analyst) do software Arcmap 10.5, com configuração de luz em ângulo de 20° acima do horizonte, com azimutes de N00°, N45°, N90° e N315° (Carvalho, 2004), sem exagero vertical (fator z de 0.00000956, atualizando aproximação de altitude de 20°). Dessa forma, foi possível realçar diferentes orientações de lineamentos existentes, devido a otimização de direções perpendiculares, alterando-se o rumo da iluminação e assim evitando tendenciosidades no realce de feições lineares (Riccomini e Crosta, 1988).

A interpretação e traços de lineamentos morfoestruturais foi realizada em Sistema de Informação Geográfica (SIG), segundo conceitos de elementos texturais da topografia, demarcados no relevo e nas drenagens, assumindo que fraturamentos geralmente estão associados ao desenvolvimento de anomalias e quebras em padrões retilíneos de drenagem (Soares e Fiori, 1976).

As orientações (e tamanhos de cada lineamento gerado foram calculadas a partir da conversão no Arcmap 10.5 dos shapefile polylines em arquivo .DXF (Autocad), os quais foram associados às coordenadas UTM de início e fim de cada segmento de reta. Estes então, foram processados no software Rockworks 16 que gerou diagramas roseta de frequência de azimuth (%) e comprimento (%). Esse processo foi repetido para cada conjunto de lineamentos traçados, segundo determinando rumo de iluminação (N00°, N45°,

N90° e N315°), sendo por fim sobrepostos gerando um mapa com informações compiladas das quatro direções.

6.2 Mapa de Destaque de Drenagens – LANDSAT 8

Imagens de satélite Landsat 8 foram gratuitamente obtidas a partir do portal online earthexplorer, com seleção de imagens utilizando-se redução de nuvens a até 10%. Foi feito o tratamento de composição de bandas 5, 6, 4 (RGB), para destaque de água (drenagens), afim de testar a eficácia da utilização de imagens desse tipo para demarcação de lineamentos. Para isso foram utilizadas ferramentas de Spatial Analyst Tools do Arcmap 10.5 como Fill, Flow Direction e Flow Accumulation, que ressaltaram e classificaram as drenagens, indicando a direção de fluxo. A partir dessas foi utilizada a ferramenta de Reclassify, para limitar a classificação de cores da imagem e por fim selecionar apenas as drenagens para criação de um arquivo vetorial.

Como resultado na utilização de imagem de satélite, encontra-se o Mapa de Destaque de Drenagens, presente no Anexo 1, realizado no bloco 33 (por apresentar drenagens de maior porte com os Rios Grande, Tietê e Paraná). Apesar das drenagens apresentarem-se bem demarcadas, a identificação de lineamentos por meio de imagens DEM se mostrou mais eficiente, uma vez que destaca também aspectos topográficos retilíneos de escarpas, depressões e restringem influências como nuvens, vegetação e estradas que são presentes nas imagens Landsat, de modo que essa metodologia não foi aplicada aos demais blocos em estudo, limitando-se a um caráter experimental no bloco 33.

6.3 Mapa de Favorabilidade em Hidrocarbonetos – Interpolação de Dados Bibliográficos

A partir do tratamento de imagens DEM (SRTM) e com as informações obtidas no levantamento estrutural, como densidade de lineamentos, a partir da ferramenta *Line Density (Spatial Analyst Tool)* do Arcmap 10, azimuth e comprimento dos lineamentos, foi feita, por fim, a interpolação destes com dados bibliográficos, a saber:

- Mapas de isópacas da formação Irati (Hachiro, 1996);
- Isópacas de rochas potencialmente geradoras (IPT, 1983);
- Informações geoquímicas dos folhelhos da Formação Irati, especializadas nos poços descritos no relatório IPT (1983), para os 07 blocos contemplados;
- Domínios de tipo de matéria orgânica predominante, amorfa (tipo I e tipo II) ou lenhosa (Tipo III);
- Isotores de carbono orgânico total (COT).

- Mapa de favorabilidade para hidrocarbonetos da Formação Irati (Artur, 1998).
- Informações estruturais da Bacia do Paraná e principais elementos tectônicos lineares demarcados regionalmente [(Zalán et al., 1990) e (Riccomino, 1995)].

Buscou-se, discutir a interação destes fatores, quanto à potencialidade em exploração de hidrocarbonetos nos folhelhos da Formação Irati, em relação a porções da bacia com os folhelhos com maiores espessuras e de melhores resultados geoquímicos, associados a porções dos blocos com menores densidades de lineamentos estruturais, demarcados e visíveis em superfície, os quais poderão estar associados a sistemas de falhas profundas que cortam diversos pacotes rochosos (Etchebehere *et al*, 2007), desde a rocha reservatório (Formação Irati) até formações aquíferas (Formações Pirambóia e Botucatu), mais suscetíveis à migração vertical de contaminantes, predominantemente de metano (EPA, 2015).

7. RESULTADOS

7.1 Mapas de Lineamentos Morfométricos e Diagramas Roseta

Serão apresentados os mapas de lineamentos morfométricos e diagramas roseta dos blocos 33, 37, 38, 39, 42, 43, 44, 45, 48 e 49, correspondentes às FIGURAS 7.1.1 a 7.1.10, respectivamente. A escala utilizada foi de 1:800.000, com cada bloco perfazendo cerca de 12.000km².

Os lineamentos morfométricos foram aplicados para os diferentes rumos de incidência de luz, sendo então compilados e sobrepostos (N00°, N45°, N90°, N315°), sendo possível observar diferenças significativas na resposta das texturas de imagens de relevo sombreado e na interpretação de lineamentos, em cada uma das direções.

Foram observadas nas rosetas e nos mapas de densidade de lineamentos disparidades, como esperadas, com destaque para a dispersão nas orientações descritas para N00°, que apresentou lineamentos com direção tanto para NE-SW quanto para NW-SE e ausência de texturas N-S (paralelos à incidência de luz). A mesma lógica foi aplicada à incidência a 90° (perpendiculares à incidência de luz), que apresentou predominância em texturas N-S, e ausência na componente W-E, predominando esse padrão em todos os blocos estudados.

As figuras apresentam também mapas de densidade de lineamentos e diagramas roseta de frequência de azimuth (%) e comprimento (%) em escala de cor gradacional do azul (para valores menores) ao vermelho (para valores maiores).

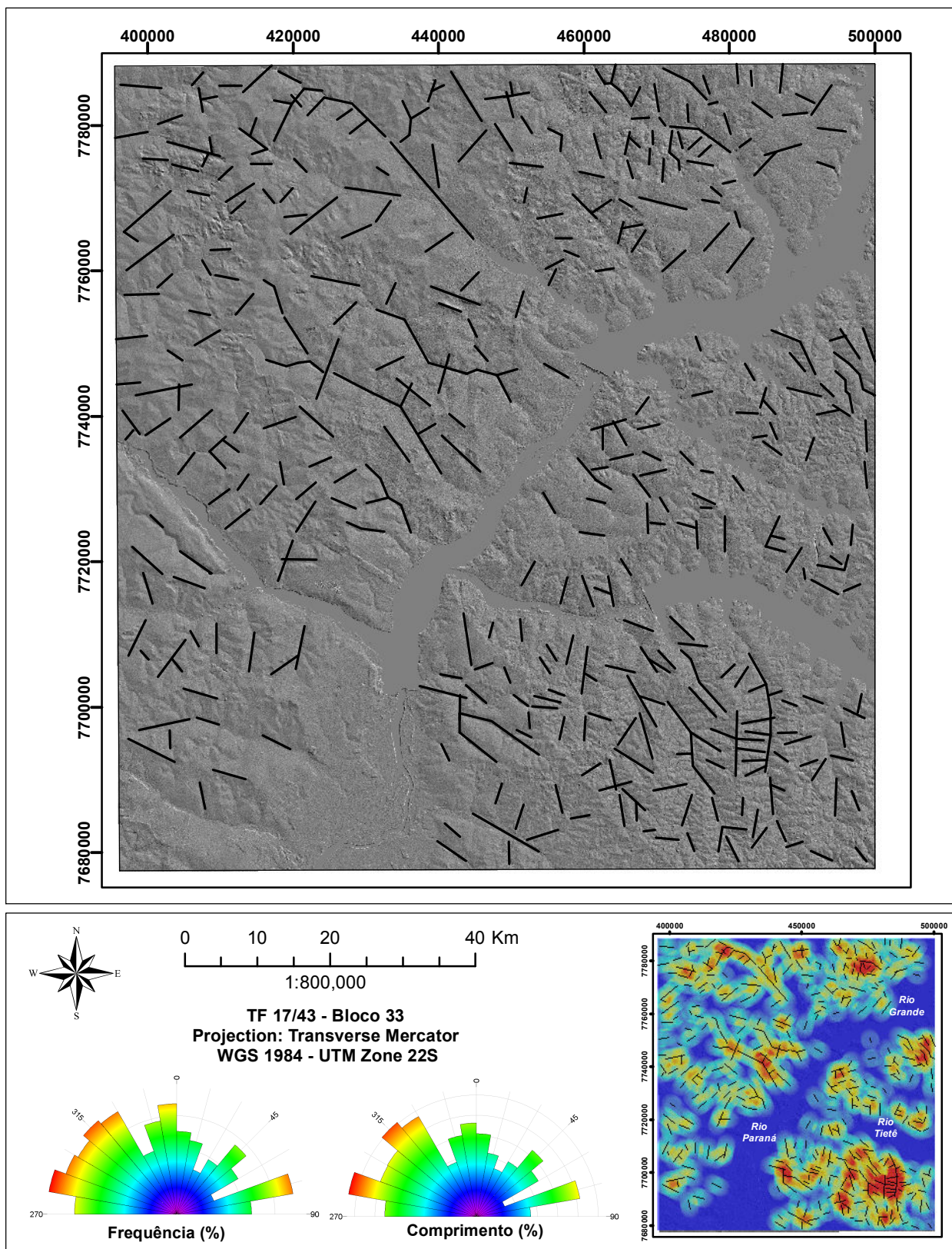


FIGURA 7.1.1 - Mapa do Bloco 33 com lineamentos traçados para os rumos de incidência da luz nas quatro direções N00°, N45°, N90° e N315° sobrepostas; Mapa de densidade de lineamentos e diagramas roseta. As orientações se mostram com frequência de direção azimutal e de percentual de lineamentos de maior comprimento para NW-SE, apresentando pico de direção NWW-SEE (N80W) e componente com menor frequência para NE. A densidade de lineamentos se mostra mais concentrada nas porções a N e SE da imagem, com áreas com vazios de densidade devido as passagens do Rio Grande (NE), Rio Tietê (SE) e Rio Paraná (SW).

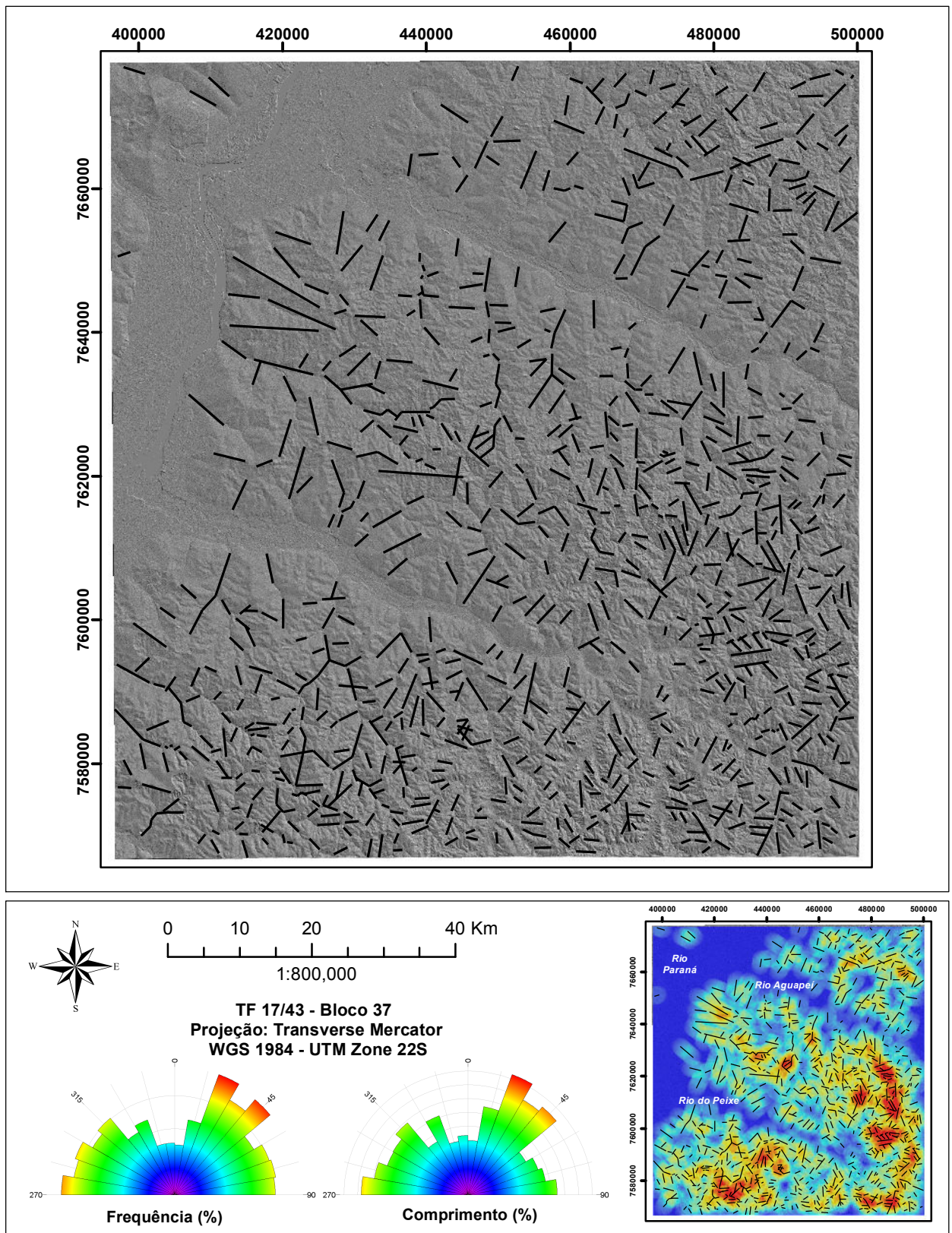


FIGURA 7.1.2 - Mapa do Bloco 37 com lineamentos traçados para rumos de incidência da luz em quatro direções N00°, N45°, N90° e N315° sobrepostas; Mapa de densidade de lineamentos e diagramas roseta. As orientações predominam com frequência de direção azimutal e de percentual de lineamentos de maior comprimento para NE-SW, apresentando pico de direção NE-SW (N20-45E) e componente com menor frequência para E-W. A densidade de lineamentos se mostra mais concentrada nas porções centrais entre o Rio Aguapé e o Rio do Peixe, sobretudo na porção E e sul do Rio do Peixe na porção S da imagem. Áreas com vazios de densidade são demarcadas pelas passagens do Rio Paraná (W), Rio Aguapé e Rio do Peixe.

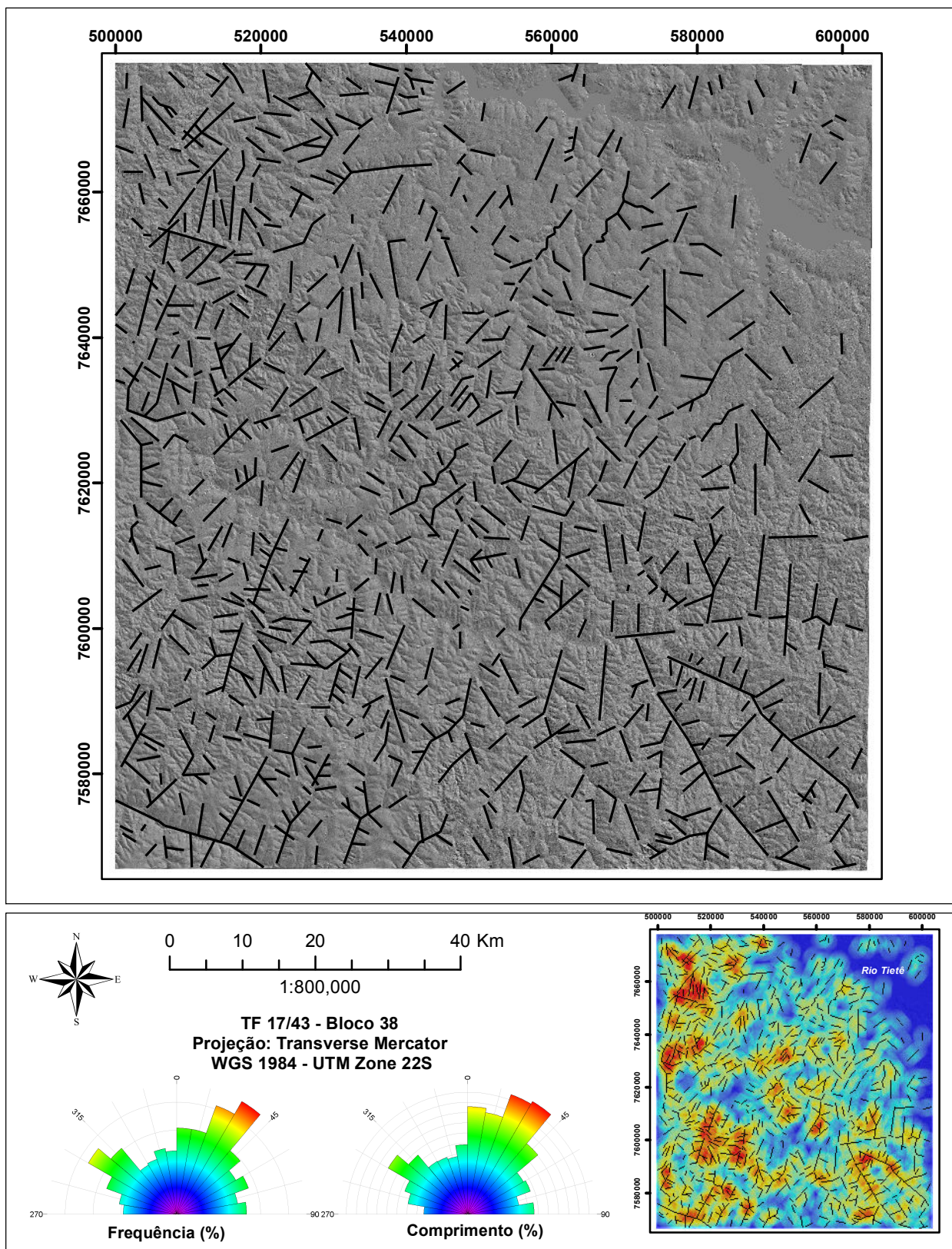


FIGURA 7.1.3 - Mapa do Bloco 38 com lineamentos traçados para rumos de incidência da luz em quatro direções N00°, N45°, N90° e N315° sobrepostas; Mapa de densidade de lineamentos e diagramas roseta. As orientações predominam com frequência de direção azimutal NE-SW, com pico para N35E e de percentual de lineamentos de maior comprimento para N25-40E, apresentando componente com menor frequência para NW-SE. A densidade de lineamentos se mostra concentrada em toda parte W da imagem com vazio a NE devido a passagem do Rio Tietê.

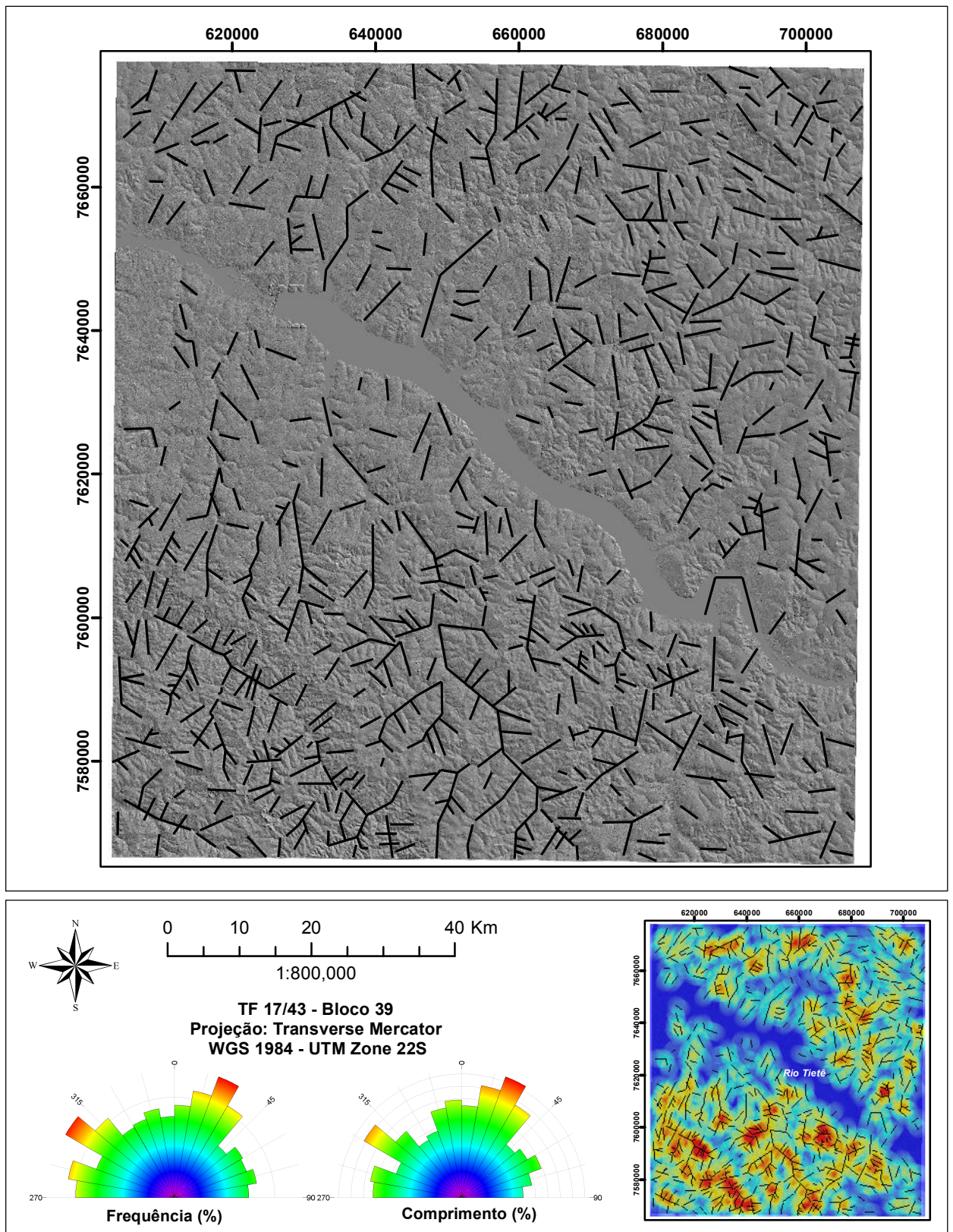


FIGURA 7.1.4 - Mapa do Bloco 39 com lineamentos traçados para rumos de incidência da luz em quatro direções N00°, N45°, N90° e N315° sobrepostas; Mapa de densidade de lineamentos e diagramas roseta. As orientações predominam com frequência de direção azimutal NE-SW, com pico para N22E e de percentual de lineamentos de maior comprimento com mesma direção, Apresenta componente com menor frequência para NW-SE (N50W). A densidade de lineamentos se mostra concentrada a S do Rio Tietê, sobretudo na parte SW da imagem. O corte NW-SE com vazão em densidade de lineamentos se dá pela passagem do Rio Tietê na parte central da imagem.

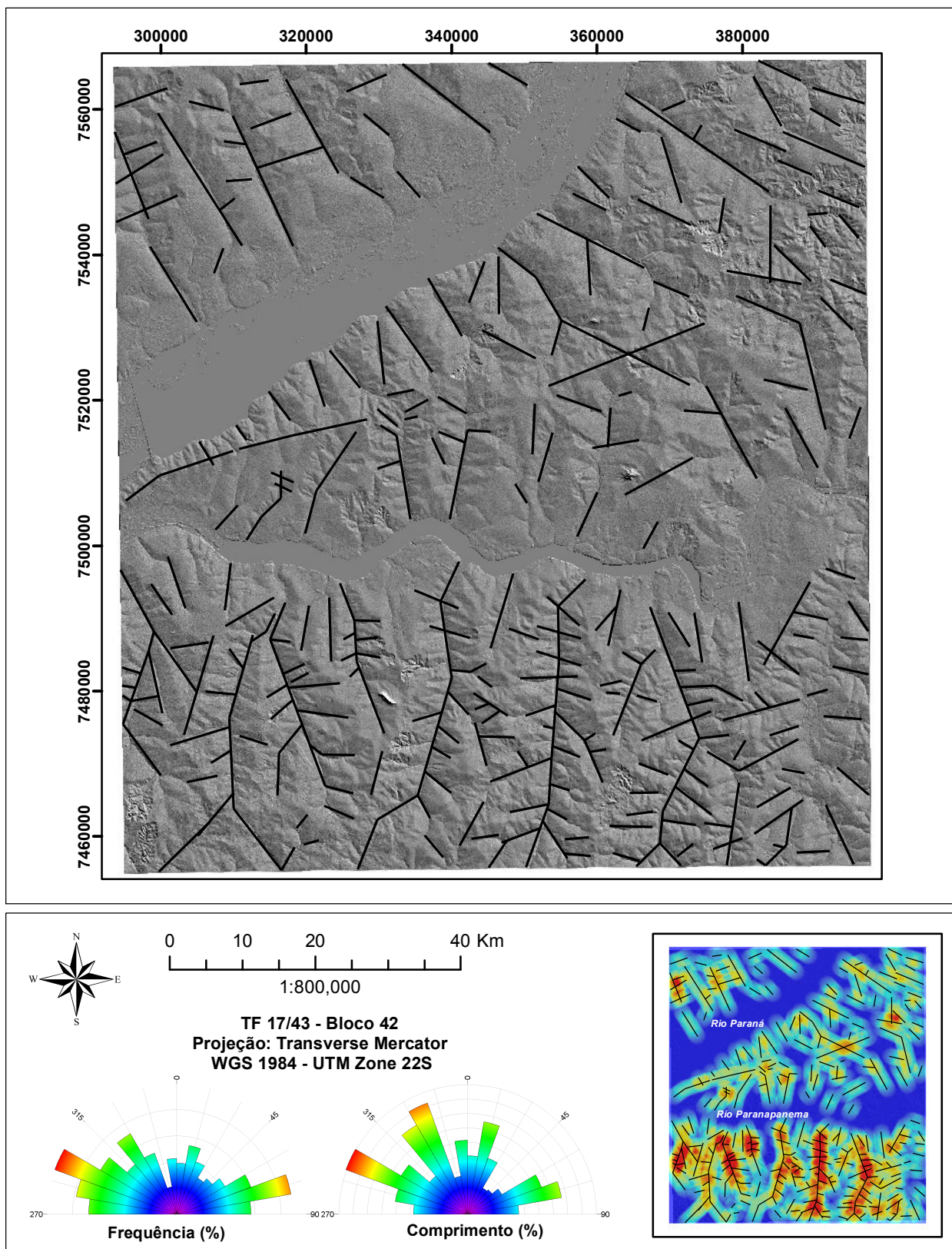


FIGURA 7.1.5 - Mapa do Bloco 42 com lineamentos traçados para rumos de incidência da luz em quatro direções N00°, N45°, N90° e N315° sobrepostas; Mapa de densidade de lineamentos e diagramas roseta. As orientações mostram-se bimodais com frequência de direção azimutal NW-SE (N60W) e NE-SW (N70E) e de percentual de lineamentos de maior comprimento predominantemente NW-SE (N60W e N30W). A densidade de lineamentos se mostra concentrada a S do Rio Paranapanema, em toda a extensão S da imagem. A ausência de densidades de lineamentos se da pela passagem dos Rios Paraná e Rio Paranapanema.

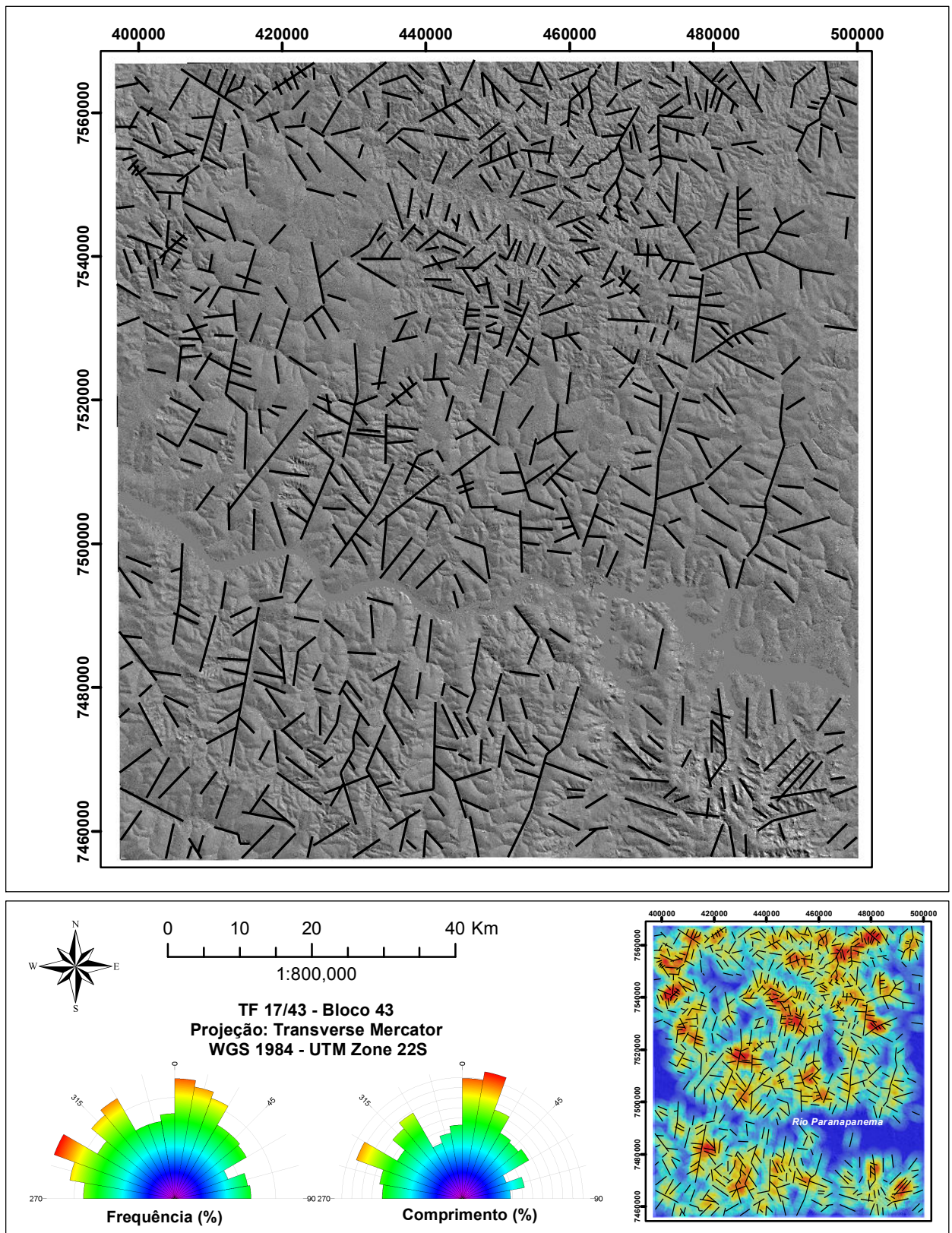


FIGURA 7.1.6 - Mapa do Bloco 43 com lineamentos traçados para rumos de incidência da luz em quatro direções N00°, N45°, N90° e N315° sobrepostas; Mapa de densidade de lineamentos e diagramas roseta. As orientações mostram-se bastante dispersas com componentes de frequência de direção azimutal NW-SE, com pico em N65W e NNE-SSW (N10-25E), sendo o percentual de lineamentos de maior comprimento predominantemente NNE-SSW (N10-25W). A densidade de lineamentos também se mostra distribuída por toda a faixa N da imagem sobre tudo a NW e a havendo também incidência a S do Rio Paranapanema. A ausência de densidades de lineamentos se da pela passagem do Rio Paranapanema (E-W).

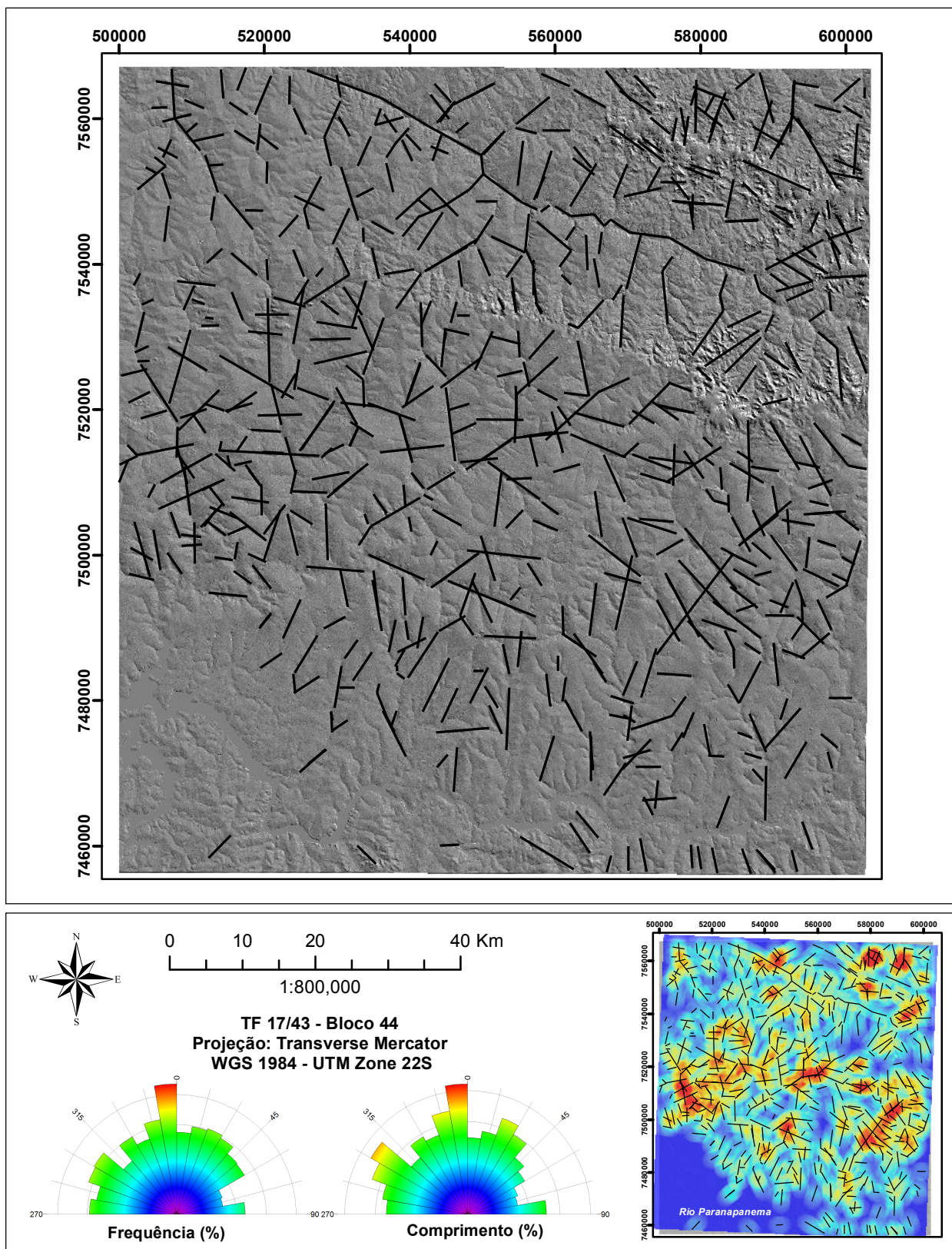


FIGURA 7.1.7 - Mapa do Bloco 44 com lineamentos traçados para rumos de incidência da luz em quatro direções N00°, N45°, N90° e N315° sobrepostas; Mapa de densidade de lineamentos e diagramas roseta. As orientações mostram-se com componente predominante de frequência de direção azimutal NNW-SSE, com pico em N10W, sendo o percentual de lineamentos de maior comprimento para mesma direção NNW-SSE (N10W) e componente N50W em menor percentagem. A densidade de lineamentos se mostra distribuída por toda a faixa central e NE da imagem, havendo ausência de densidades de lineamentos se da pela passagem do Rio Paranapanema (E-W) e em toda a porção SW.

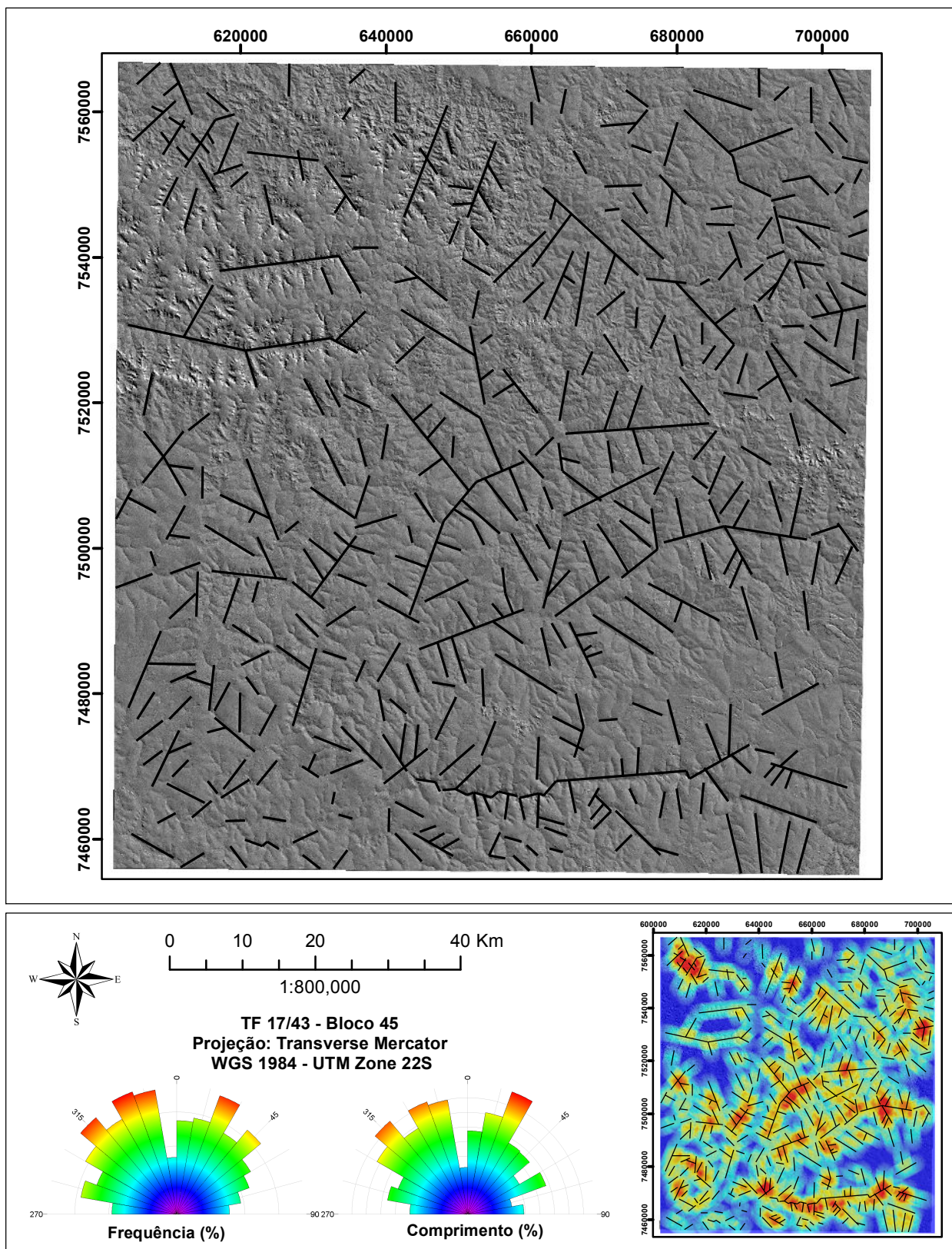


FIGURA 7.1.8 - Mapa do Bloco 45 com lineamentos traçados para rumos de incidência da luz em quatro direções N00°, N45°, N90° e N315° sobrepostas; Mapa de densidade de lineamentos e diagramas roseta. As orientações mostram-se bastante diversas, sendo predominante as direções entre N15-45W e N22W para frequência de direção azimutal. Em relação ao percentual de lineamentos de maior comprimento são encontrados valores também bastante diversos, com pico para N22E e grande distribuição NW-SE (N15-45W). A densidade de lineamentos se mostra igualmente distribuída por toda a faixa central, com um pico isolado a NW e por toda a extensão S da imagem.

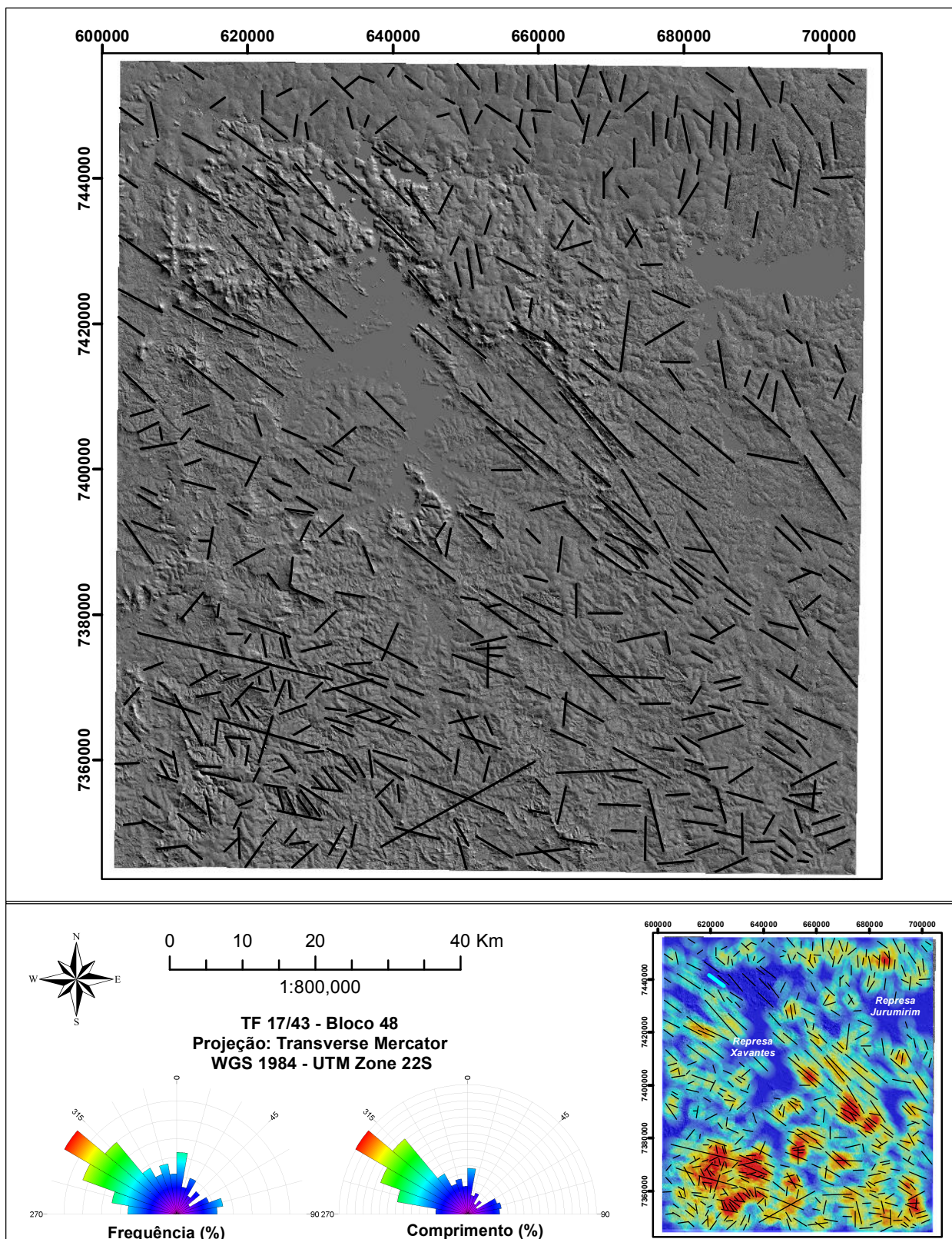


FIGURA 7.1.9 - Mapa do Bloco 48 com lineamentos traçados para rumos de incidência da luz em quatro direções N00°, N45°, N90° e N315° sobrepostas; Mapa de densidade de lineamentos e diagramas roseta. As orientações mostram-se com intensa direção preferencial para NW-SE, em uma faixa de N45-65W e pico em N50W para frequência de direção azimutal e percentual de lineamentos de maior comprimento. Uma pequena componente N-S é descrita na porção N da imagem. A densidade de lineamentos se mostra distribuída por toda a faixa central com adensamento a SW e E. Vazios em densidade de lineamentos são observados devido a presença das represas de Xavantes e Jurumirim.

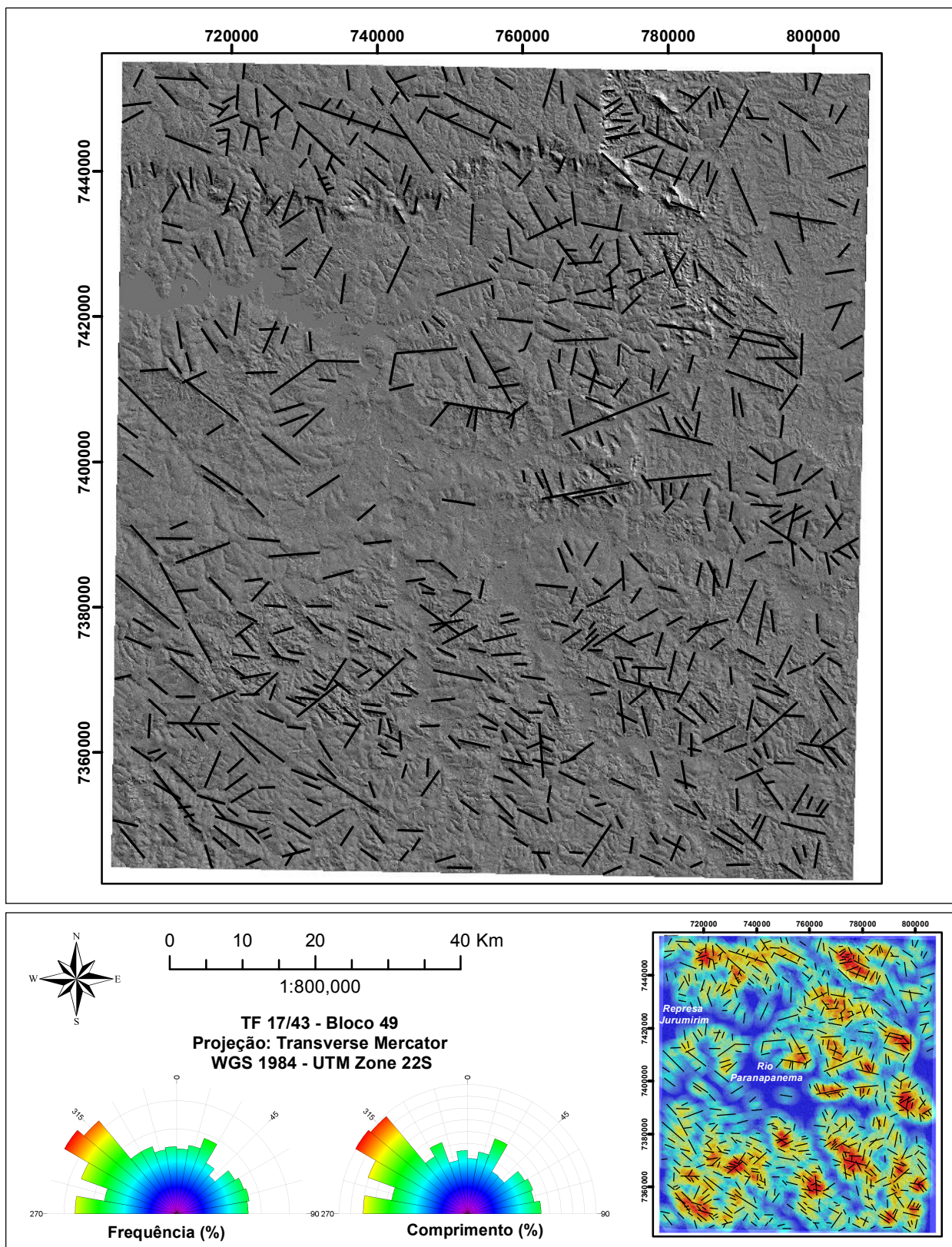


FIGURA 7.1.10 - Mapa do Bloco 49 com lineamentos traçados para rumos de incidência da luz em quatro direções N00°, N45°, N90° e N315° sobpostas; Mapa de densidade de lineamentos e diagramas roseta. As orientações mostram-se com predomínio da direção preferencial para NW-SE, em uma faixa de N45-60W para frequência de direção azimutal e percentual de lineamentos de maior comprimento. A densidade de lineamentos se mostra distribuída por toda a imagem, com exceção da parte central com vazios em função da presença da represa Jurumirim e do rio Paranapanema.

7.2 Mapa de Favorabilidade para exploração de Gás de Folhelho

A delimitação espacial de áreas favoráveis/potenciais para exploração de gás de folhelho (*shale gas*), na porção do Estado de São Paulo da Bacia do Paraná, será definida a partir da interpolação de dados gerados (1), dados bibliográficos (2) e de posicionamento (3), a saber:

1. Dados gerados: Mapas lineamentos morfométricos; e diagramas roseta dos 10 blocos de trabalho e mapas de densidade de lineamentos.
2. Dados bibliográficos: Mapas de isópacas da Formação Irati [(IPT, 1983) e (Hachiro, 1996)]; Mapas de informações geoquímicas folhelhos da Formação Irati (isoteores de carbono orgânico total e tipos de matéria orgânica; informações descritas no corpo do texto do relatório IPT (1983), espacializadas nos poços para os 07 blocos contemplados; informações estruturais regionais referentes ao arcabouço estrutural e as principais estruturas no contexto da bacia nos blocos de estudo [(Zalán et al., 1990) e (Riccomino, 1995)].
3. Posicionamento: Porções dos blocos as quais atendam as exigências (1) e (2) e que estejam posicionadas em áreas de menor ou ausente influência de lineamentos e megafeições regionais, mitigando dessa forma, à migração vertical de contaminantes, para unidades aquíferas.

Dessa maneira foram elaboradas as FIGURAS 7.2.1 e 7.2.2 que apresentam delimitações de áreas favoráveis para os blocos 44 e 48, respectivamente, os quais mostraram-se os melhores resultados dentre os demais blocos, de acordo com os parâmetros estabelecidos acima.

A primeira área contempla a porção picos na porção SW do bloco 44, correspondendo aos municípios de Cruzália - SP, Tarumã – SP e Maracaí- SP a norte do Rio Paranapanema, sendo posicionada áreas potenciais entre os lineamentos locais traçados e a norte de feições estruturais regionais interpretadas como o Alinhamento do Rio Paranapanema, Guapiara e a Falha de Santo Anastácio.

A segunda área, apresenta picos de favorabilidade na parte N e NW do bloco 48, correspondendo aos municípios de Ipaussu – SP, Bernardino de Campos – SP, parte norte de Piraju – SP, porção sul de Óleo – SP e Manduri – SP. As áreas potenciais foram posicionadas a norte do que se interpretou como Alinhamento do Rio Paranapanema e

Guapiara, o qual exerce forte direcionamento NW-SE nos lineamentos em grane parte do bloco a sul do Rio Paranapanema.

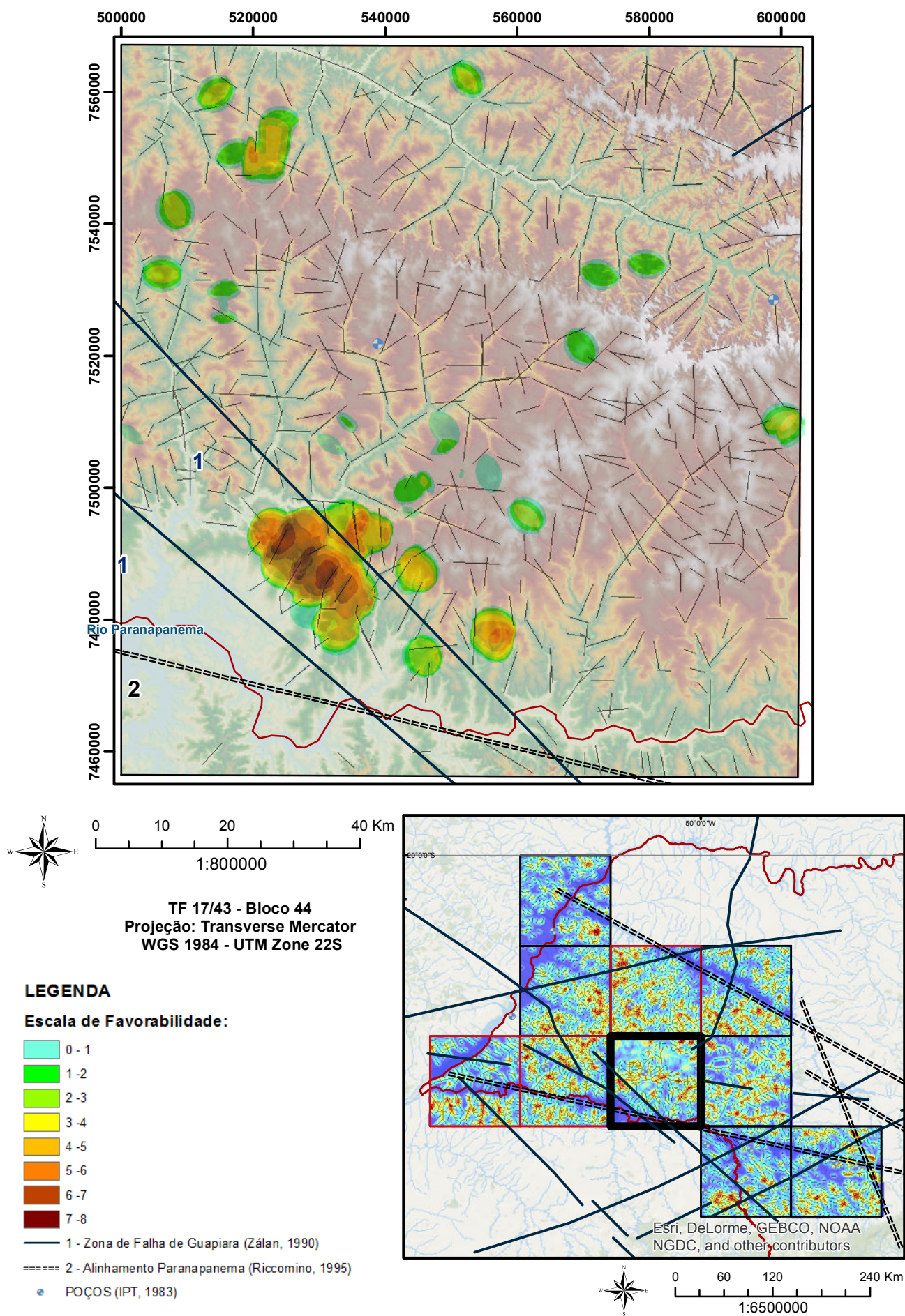


FIGURA 7.2.1 - Mapa com localização de áreas potencialmente favoráveis para exploração de gás de folhelho no bloco 44.

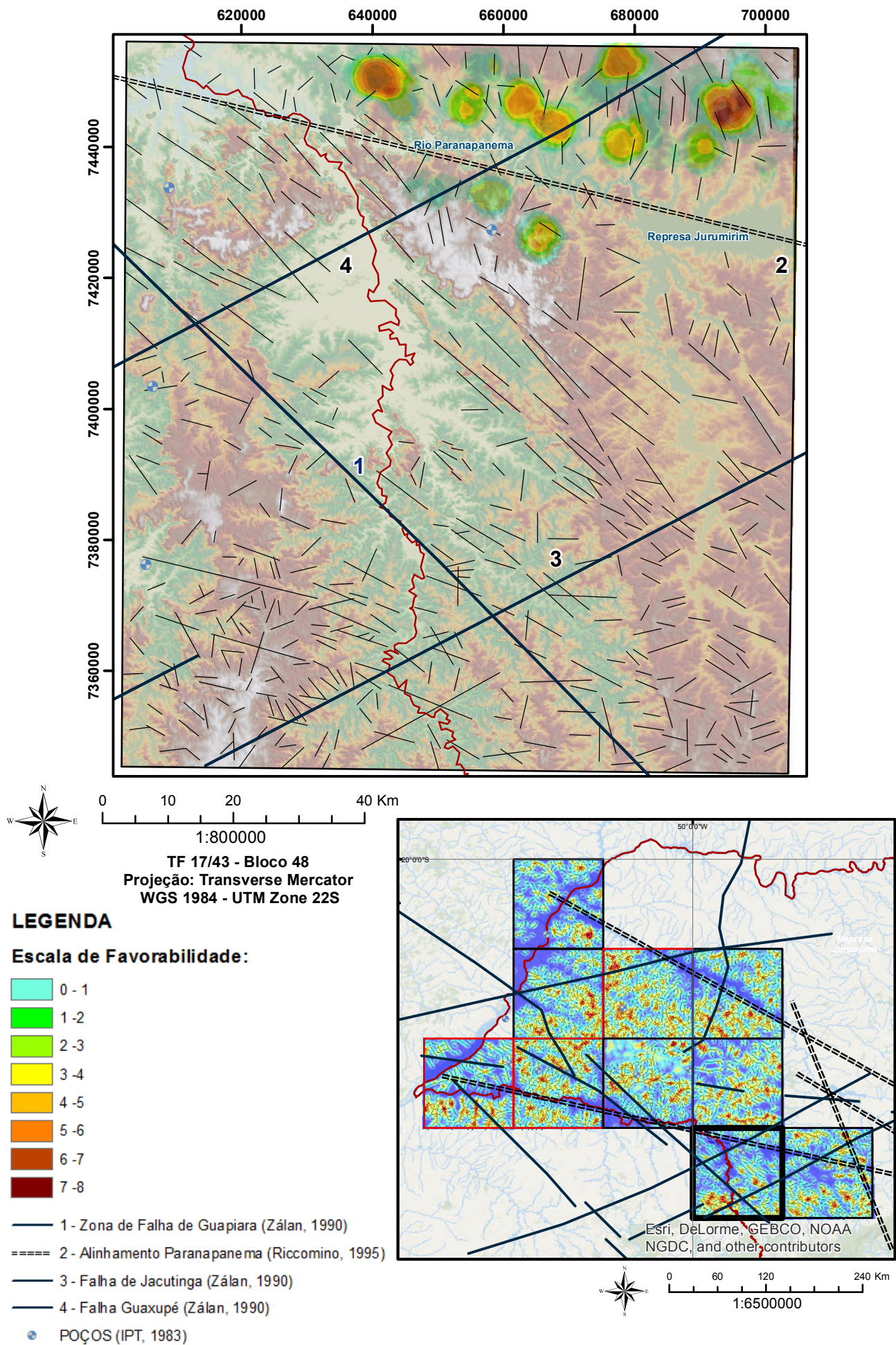


FIGURA 7.2.2 - Mapa com localização de áreas potencialmente favoráveis para exploração de gás de folhelho no bloco 48.

8. INTERPRETAÇÃO E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

8.1 Discussão de Resultados dos Mapas de Lineamentos Morfométricos e Diagramas Roseta

Analisando-se os mapas de lineamentos morfométricos e diagramas roseta elaborados para os blocos de estudo, foi possível estabelecer paralelos com feições estruturais regionais demarcadas por Zálan et al., (1990) e Riccomini (1995), presentes nas FIGURAS 5.1.1.2 e 5.1.1.3, sobretudo para os blocos 33, 39, 42, 43, 44, 45, 48 e 49.

Os blocos 33 e 39 apresentam frequência de direção azimutal e de percentual de lineamentos de maior comprimento para NW-SE, com distribuição de valores entre N45-80W, concordante a direção do Alinhamento Estrutural do Tietê. Os blocos 37 e 38 não apresentam predominância de direções NW-SE, associadas aos Alinhamentos Tietê e Guapiara, ocorrendo apenas frequências subordinadas nesta direção. O comportamento descrito foi de direção azimutal e de percentual de lineamentos de maior comprimento para NE-SW, com pico NE-SW (N20-45E), podendo estar associado ao Linemanto de Araçatuba no bloco 37.

A predominância de direção azimutal e de percentual de lineamentos de maior comprimento para os blocos 42, 43, 44, 45 mostraram-se concordantes com o contexto estrutural regional demarcado, sobretudo, pelo Lineamento de Mogi-Guaçu / Dourados, Alinhamento do Rio Paranapanema e Guapiara (NW-SE) e pela Falha de Guaxupé (NE-SW).

O bloco 42 apresentou direções de distribuição com caráter bimodal, NW-SE e NE-SW, sendo observadas a norte do alinhamento Paranapanema a dominância de feições N60W e a sul feições N70E, ocorrendo padrão similar no bloco 43. O bloco 44, embora apresente domínio NW-SE, mostrou-se com importante componente NNW-SSE, subverticalizada. O bloco 45 mostrou direções também bimodais entre N15-45W e N30E, podendo ser associadas a contextualização da Falha de Guaxupé, estrutura NE-SW e pelo Alinhamento (zona de falha) Guapiara NW-SE.

Os blocos 48 e 49 mostraram-se com orientações fortemente direcionadas para NW-SE, em relação a frequência de direção azimutal e percentual de lineamentos de maior comprimento (N45-65W e com pico em N50W). Esse blocos se mostram inseridos no contexto dos Alinhamentos (zona de falha) Guapiara e Paranapanema predominantemente, podendo ocorrer influência da Falha de Jucutinga, na porção do Bloco 49, o que poderia explicar a incidência de lineamentos com direção NE-SW subordinadas.

8.2 Discussão de Resultados dos Mapas de Favorabilidade para Exploração de Gás de Folhelho

A área potencial contemplada na FIGURA 7.2.1, localiza os picos de favorabilidade na porção SW do bloco 44, posicionada na isópaca de 50m da Formação Irati (Hachiro, 1997) e superior a 40m de espessura (IPT, 1983). A caracterização geoquímica dos folhelhos betuminosos que atuam, simultaneamente, como rochas reservatório e geradora são descritas com teor médio de COT de 2%-3%, matéria orgânica predominantemente amorfa (tipo I e II) e maturidade próxima a janela de geração de óleo e potencial gerador de hidrocarbonetos (HC/g) regular a bom com até 8.000ppm (IPT, 1983). Os dados geoquímicos foram obtidos a partir das informações dos poços 2-PP-1-SP (PETROBRÁS) e 2-AA-SP (PAULIPETRO) localizados na porção NW e Central do bloco 44, sendo extrapoladas para a porção SW, demarcada como de interesse. Foram utilizadas também o mapa de isotores de COT (FIGURA 5.4.1.1 modificada de IPT,1983) a qual insere a área de interesse na faixa de teores acima de 3%.

Destaca-se que a área demarcada com pico de favorabilidade no bloco 44, foi também demarcada com favorabilidade elevada no estudo de Artur (1998), na porção da Bacia do Paraná presente no Estado de São Paulo.

Em relação a aspectos estruturais bibliográficos regionais e obtidos a partir dos mapas de lineamentos morfométricos no bloco 44, foram estabelecidas posições de favorabilidade que minimizassem a interceptação de lineamentos locais traçados e feições que podem ser interpretadas como estruturas regionais como o Alinhamento do Rio Paranapanema, Guapiara e a falha de Santo Anastácio, levando-se em conta que poços horizontais direcionais estendem-se por comprimentos médios de 2 a 4km (Rocha ,2006). Dessa forma, seriam mitigandos riscos de migração vertical de contaminantes, predominantemente de metano (EPA, 2015), no caso de exploração de gás de folhelho (shale gas), por descontinuidades que possam vir a gerar caminhos preferenciais entre a rocha reservatório (Formação Irati) e formações aquíferas (Formações Pirambóia e Botucatu).

A segunda área potencial, corresponde a FIGURA 7.2.2, possui picos de favorabilidade na porção N e NW do bloco 48, inserida na isópaca de 50-40m da Formação Irati (Hachiro, 1996) e superior a 40m de espessura (IPT, 1983). O teor médio de COT é de 2%, matéria orgânica amorfa (tipo I e II) e potencial gerador de hidrocarbonetos (HC/g) muito bom com 14000ppm, e apresenta-se no início da janela de maturação. (IPT, 1983). O bloco 48 apresenta os poços 2-J-1-PR, 1-JT-1-PR, 1-QT-1-PR (PETROBRÁS) e 1-SA-1-SP (PAULIPETRO), localizados na porção W e N do bloco.

O bloco 48 mostrou-se com orientações de lineamentos fortemente direcionadas para NW-SE. O bloco foi contextualizado também seguindo orientação dos Alinhamentos (zona de falha) Guapiara e do Rio Paranapanema, predominantemente, e com intrusões de diabásio relacionadas a evolução do Arco de Ponta Grossa (IPT, 1983). Sendo restringido, dessa maneira, a locação de áreas com favorabilidade as porções externas a feições que podem ser interpretadas como estruturas, assim como realizado no bloco 44.

Para os demais blocos, sobretudo os blocos a norte do Estado de São Paulo como o 33, 37 e 39 não foram estabelecidas áreas de favorabilidade, uma vez que as características geoquímicas de folhelhos descritos nessas áreas não mostraram-se de grande potencial exploratório. Hachiro (1991) descreve ainda que os folhelhos pretos betuminosos associados a calcários geralmente dolomíticos, aumentam gradualmente as espessuras de leitos carbonáticos em detrimento aos folhelhos betuminosos do norte do Estado do Paraná em direção a São Paulo, sobretudo a norte do Arco de Ponta Grossa.

Os blocos 38, 42 e 43 não foram contemplados no relatório IPT, 1983, que se viu como fonte principal para obtenção de dados geoquímicos, entre outros, relevantes na interpolação com os lineamentos morfométricos estruturais, de modo que não foram estabelecidas áreas de favorabilidade para estes blocos.

Por último, não foram demarcadas áreas de favorabilidade para exploração de gás de folhelho no bloco 49 devido a sua localização próxima a borda leste da Bacia do Paraná e diminuição sucessiva de espessuras (isópacas) da Formação Irati com o afastamento do depocentro da bacia. Outro motivo foi a intensa densidade de lineamentos demarcadas neste bloco, a partir da elaboração do mapa de lineamentos morfométricos.

9. CONCLUSÕES

- O procedimento de levantamento estrutural de 07 blocos presentes no relatório IPT (1983), juntamente com 03 blocos criados com o intuito de contemplar grande parte da Bacia do Paraná no Estado de São Paulo, a partir do tratamento de camadas de relevo sombreado (ferramenta *hillshade*) do *software* Arcmap 10.5, provou ser eficiente para interpretação de lineamentos morfoestruturais e geração de diagramas roseta, a partir de elementos texturais erosivos/estruturais presentes na geomorfologia atual.
- Foi possível estabelecer relações entre as direções azimutais geradas nos diagramas roseta e direções presentes na literatura, referêntes a feições regionais das áreas dos blocos.
- A bibliografia disponível para obtenção de dados geoquímicos de folhelhos da Formação Irati, sobretudo no Estado de São Paulo, mostrou-se bastante deficiente, assim como a densidade de poços perfurados, sendo utilizados estudos antigos do consórcio CESP/IPT, com relatórios direcionados a estatal PAULIPETRO (extinta).
- A interpolação de informações obtidas no levantamento estrutural a partir de mapas de lineamentos morfoestruturais dos blocos de estudo, dados estruturais bibliográficos da Bacia do Paraná, mapas de isópacas da Formação Irati (bibliográficos), caracterização geológica e geoquímica dos folhelhos do Irati (bibliográficos), mostraram-se uma técnica possível para a elaboração de mapas de favorabilidade (potencialidade em áreas exploratórias para gás de folhelho), embora seja restrita a escala de trabalho regional.
- Os blocos 44 e 48, foram escolhidos para elaboração dos mapas de favorabilidade de exploração de gás de folhelho na Bacia do Paraná por apresentarem, dentre os demais 08 blocos, os melhores resultados a partir dos dados gerados (mapas lineamentos morfométricos; e diagramas roseta), dados bibliográficos (estruturais, de isópacas e geoquímicos/geológicos da Formação Irati) e de posicionamento (porções dos blocos que estejam posicionadas em áreas de menor ou ausente influência de lineamentos e megafeições regionais, reduzindo riscos de migração vertical de contaminantes, para unidades aquíferas. .

9. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Artur P.C. (1998). Paleolineamentos na Bacia do Paraná: favorabilidade para acumulações de petróleo. Dissertação (Mestrado) - Setor de Ciências da Terra, Universidade Federal do Paraná, Curitiba.

Azevedo da Silva, C.G. (2007). Caracterização geoquímica orgânica das rochas geradoras das formações Irati e Ponta Grossa da Bacia do Paraná. Dissertação (Mestrado). Instituto de Química, Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre.

Carvalho, C. H. G. (2004). Técnicas de geoprocessamento aplicadas à análise morfométrica. Tese (Mestrado). São Paulo : Instituto de Geociências, Universidade de São Paulo.

EPA. (2015). *Retrospective Case Study in Northeastern Pennsylvania Study of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources. Report EPA/600/R-14/088.*

Etchebehere, M.L.C; Saad, A.R; Fulfaro, V.J. (2007). Análise de bacia aplicada à prospecção de água subterrânea no planalto ocidental paulista, SP. Geociências, v. 26, n. 3, 2007, p229-247.

Goulart, E.P.; Jardim, N.S. (1982). Geologia da Bacia do Paraná: Reavaliação da potencialidade e prospectividade em hidrocarbonetos. PAULIPETRO – Consórcio CESP IPT (edt): São Paulo, p41-74

Hachiro, J. (1991). Litotipos, associações faciológicas e sistemas deposicionais da Formação Irati no Estado de São Paulo. Dissertação (Mestrado) – Instituto de Geociências, São Paulo.

Hachiro, J.; Coimbra, A.M. (1993) O Cronoestratigráfico da Unidade Irati, In: Simpósio Sobre Cronoestratigrafia da Bacia do Paraná, Rio Claro, 1993, Resumos IG-Unesp. p62-63

Hachiro, J. (1997). O Subgrupo Irati (Neopermiano) da Bacia do Paraná. Tese (Doutorado). São Paulo: Instituto de Geociências, Universidade de São Paulo.

Hirata, R.C.A. (2015). Shale gas e a contaminação das águas subterrâneas e do Sistema Aquífero Guarani. III Fórum de Recursos Hídricos, Comissão de Meio Ambiente do CRQ-IV. São Paulo: AESABESB.

Holditch, S.A.; Lee, W.I. (2007). *Advances in technology key to realizing potential of unconventional gas: American Oil & Gas Reporter.* v. 50, no. 3, p 69-77 .

IPT. (1983). Avaliação geológica final dos blocos. Consórcio CESP/IPT ACS: 33,37,39,44,45,48,49 e 71. Relatório PAULIPETRO Nº 19.170. RT – 546/83.

Link, P.K. (1996). *Basic Petroleum Geology. Oil and gas consultants International (OGCI)*. Tulsa, 3rd edition. P.232

Lisboa, A.C. (2006). Caracterização geoquímica dos folhelhos neopermianos da Formação Irati – Borda Leste da Bacia do Paraná, Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

Magoon, L.B. e Dow, W.G. (1994). *The Petroleum Systems: from source to trap. AAPG Memoir 60. Chapter.*

Milani E.J. (2004). Comentários sobre a origem e evolução tectônica da Bacia do Paraná. In: Mantesso, N.V; Bartorelli A.; Carneiro C.D.R.; Neves B.B.N. 2004. Geologia do continente sul-americano: evolução da obra de Fernando Flávio Marques de Almeida. São Paulo, Beca, p. 265-279.

Riccomini, C., Crósta, A. P. (1988). Análise preliminar de lineamentos em imagens de sensores remotos aplicada à prospecção mineral na área dos granitóides Mandira, SP. Série Científica, Boletim IG-USP. p23-29.

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.

Rocha, L. A. S.; Azuaga, D.; Andrade, R.; Vieira, J. L. B.; Santos, O. L. A. (2006). Perfuração direcional. Rio de Janeiro: Editora Interciência – PETROBRAS.

Rocha, H.V. (2016). Estudo geológico do potencial de exploração e produção de gás natural não convencional na bacia do Paraná: avaliação da viabilidade no abastecimento da usina termelétrica de Uruguaiana (RS). São Paulo – Dissertação (Mestrado) Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, 2016. Dissertação de Mestrado em Energia.

Schneider, R.L.; Muhlmann, H.; Tommaso, E.; Medeiros, R.A.; Daemon, R.F.; Nogueira, A.A. (1974). Revisão Estratigráfica da Bacia do Paraná. In: Congresso Brasileiro de Geologia, 28., Porto Alegre. Anais do...São Paulo: SBG, 1974. V.1. p41-65

Silva, AJP.; Lopes, R.C.; Vasconcelos, A.M.; Bahia, R.B.C. (2003). Bacias Sedimentares Paleozóicas e Meso-Cenozóicas Interiores. In: Bizzi, L.A.; Shobbenhaus; Vidotti, R.M.; Gonçalves, J.H. Geologia, tectônica e recursos minerais do Brasil. Serviço Geológico do Brasil – CPRM, 674p

Soares, P. C., Fiori, A. P. (1976). Lógica e sistemática na análise e interpretação de fotografias aéreas em geologia. Geomorfológicas, Campinas, v.16. n.32, 71-104.

Tissot, B, e Welte, D.H. (1984). Petroleum Formation and Occurrence. Heidelberg: Springer Verlag, 2ed. p699

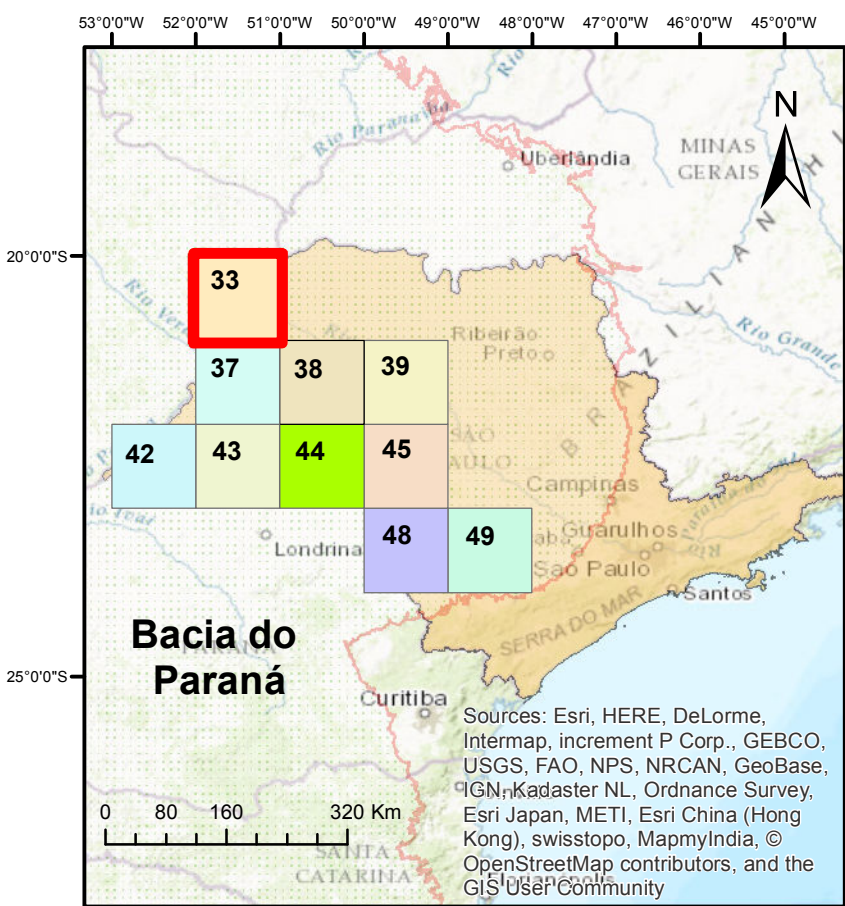
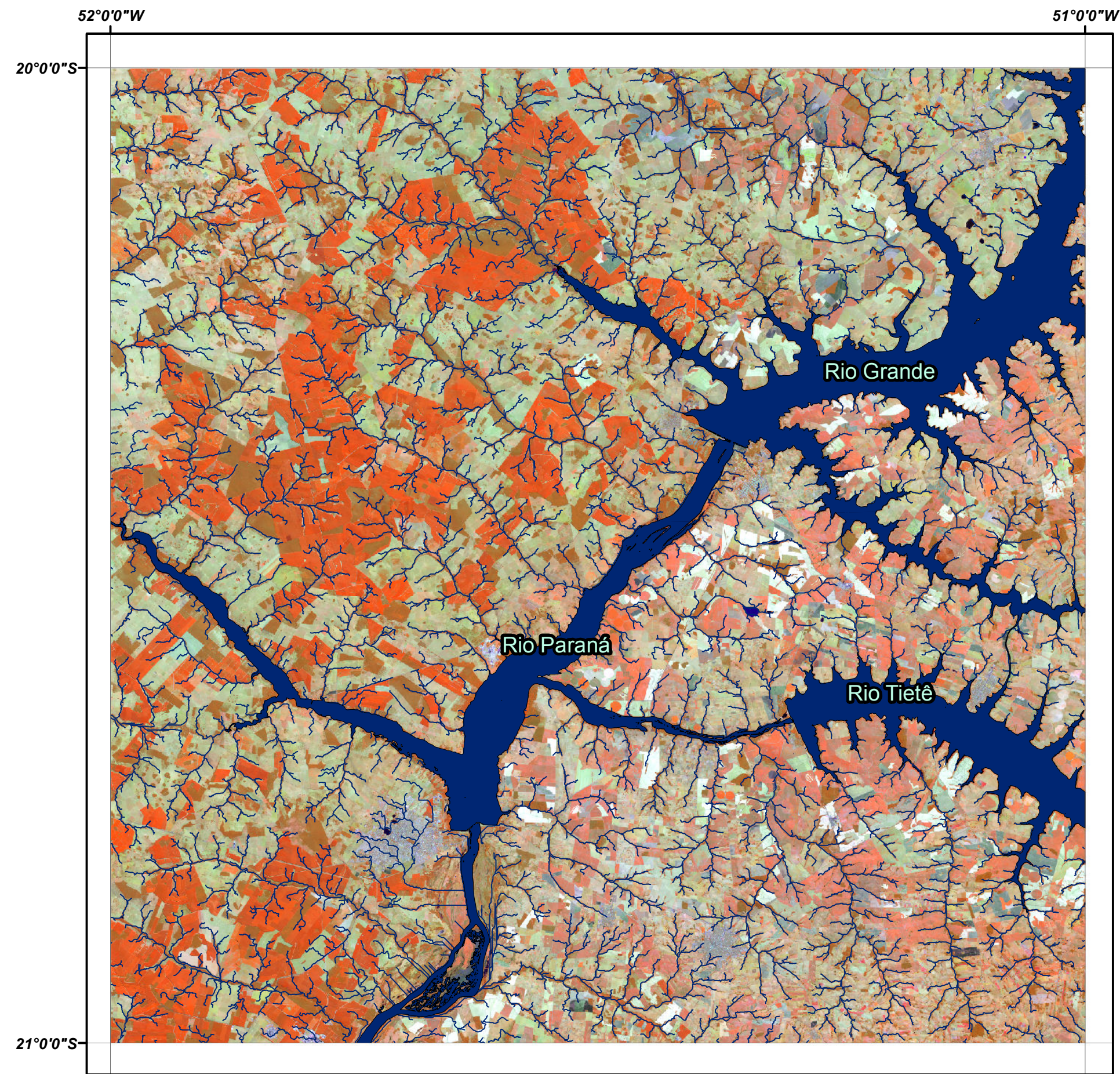
Zalán, P. V.; Wolf, S.; conceição, C. J., Marques, A.; Astolfi, M. A. M., Vieira, I. S., Appi, C. T., Zanotto, O. (1990). Origem e Evolução de Bacias Sedimentares. Bacia do Paraná. In: Raja Gabaglia, G. P., Milani, E. J. Rio de Janeiro, 135-168.

Zalán, P.V.; Wolff,S.; Astolfi, M.A.M.; Vieira, I.S .; Conceição, J.C.J.; Appi, V.T.; Neto, E.V.S; Cerqueira, J.R.; Marques, a. (1990a).The Paraná Basin, Brazil. in:Interior cratonic basins. bulletin of the American Association of Petroleum Geologists, memoir 5 I,p.681-707.

11. ANEXOS

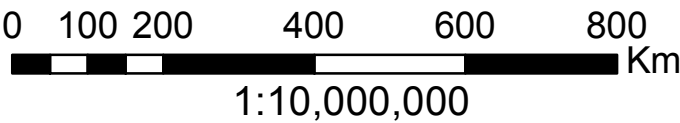
11.1 Mapa de densidades de Drenagens – LANDSAT 8 (Bloco 33)

Mapa de Destaque de Drenagens - LANDSAT 8



Bloco 33 (IPT, 1983)

TF-43/17
Raul Gustavo Beber



PROJEÇÃO/DATUM: GCS - WGS 84
EPSG: 4326

