



UFRJ

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
CENTRO DE CIÊNCIAS MATEMÁTICAS E DA NATUREZA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA**

LUCAS LOCATELLI DE AZEREDO

Análise topológica de lineamentos na porção noroeste da Bacia Potiguar

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**Rio de Janeiro
2023**

LUCAS LOCATELLI DE AZEREDO

Análise topológica de lineamentos na porção noroeste da Bacia Potiguar

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação em Geologia do Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro — UFRJ, apresentado como requisito necessário para obtenção do grau de Geólogo.

Orientadores:

Claudio Limeira Mello (Depto. Geologia, IGEO/UFRJ)

Anderson Moraes (Petrobras/Cenpes)

Rio de Janeiro
2023

Lucas Locatelli de Azeredo

Análise topológica de lineamentos na porção noroeste da Bacia Potiguar Lucas Locatelli de Azeredo- - Rio de Janeiro:

UFRJ / IGeo, 2023.

52 f.

Trabalho de Conclusão de Curso (Geologia) Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências, Departamento de Geologia, 2023.

Orientador(es): Claudio Limeira Mello e Anderson Moraes

1. Geologia. 2. Geologia Estrutural – Trabalho de Conclusão de Curso. I. Claudio, Limeira Mello. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências, Departamento de Geologia. III. Análise topológica de lineamentos na porção noroeste da Bacia Potiguar.

Lucas Locatelli de Azeredo

Análise topológica de lineamentos na porção noroeste da Bacia Potiguar

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação em Geologia do Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, apresentado como requisito necessário para obtenção do grau de Geólogo.

Orientador(es):

Claudio Limeira Mello (Depto. Geologia, IGEO/UFRJ)
Anderson Moraes (Petrobras/Cenpes)

Aprovada em: 10. Julho. 2023

Por:

Orientador: Claudio Limeira Mello (UFRJ)

Francisco Tognoli (UFRJ)

Aline Theophilo Silva (Petrobras)

Agradecimentos

Gostaria de expressar minha profunda gratidão a todos que contribuíram para a conclusão deste trabalho. Em primeiro lugar, desejo agradecer aos meus orientadores, Claudio Limeira Mello e Anderson Moraes, pela orientação, apoio e incentivo ao longo de todo o processo de pesquisa. Suas expertise, paciência e disponibilidade foram fundamentais para o sucesso deste trabalho.

Agradeço também à minha família pelo constante apoio e encorajamento ao longos desses anos. Suas palavras de incentivo e compreensão foram essenciais para me manter motivado durante os momentos mais desafiadores.

Aos meus amigos, em especial Bianca, João Pedro, Gil, Bernardo, Luan, Julinha, Thauan, Caio, Roux, Rapha, Rapha Lopes, Daniel, Sartori, Lethicia, Camilinha e Pedro Vitor do Diretório Acadêmico Joel Valença, gostaria de expressar minha gratidão pelo companheirismo, pelas discussões enriquecedoras e pela diversão compartilhada ao longo desses anos. Vocês tornaram essa jornada acadêmica mais leve e memorável.

Também quero agradecer ao grupo de pesquisa Cenozoico, do qual fiz parte, por todo o apoio, colaboração e troca de experiências. Aprendi muito com cada um de vocês e sou grato pela oportunidade de fazer parte desse grupo.

Não posso deixar de agradecer minha namorada Lorena, pelo seu amor, paciência e constante incentivo.

Por fim, gostaria de expressar minha gratidão a todos os professores da UFRJ pelos ensinamentos, aulas e conselhos valiosos que recebi ao longo do meu percurso acadêmico. Seus conhecimentos e dedicação foram essenciais para a minha formação como estudante e profissional.

Resumo

Locatelli, Lucas. Análise topológica de lineamentos na porção noroeste da Bacia Potiguar. 2023., 52 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Geologia) — Departamento de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

A Bacia Potiguar localiza-se na Margem Equatorial Brasileira, com a sua porção emersa distribuindo-se na maior parte no estado do Rio Grande do Norte e parcialmente no estado do Ceará. A bacia inclui um gráben central com orientação NE-SW e a maioria das falhas apresenta essa orientação, relacionada à reativação da trama estrutural do embasamento, enquanto falhas de transferência apresentam direção NW-SE. São reconhecidos dois regimes de tensões transcorrentes que atuaram no Cenozoico. O primeiro destes campos de tensões (SF1), marcado por compressão N-S e distensão E-W, atuou do final do Cretáceo ao Mioceno. O segundo campo de tensão (SF2) tem atuado desde o Mioceno até os dias atuais, relacionando-se a esforços de compressão E-W/NW-SE e distensão N-S/NE-SW. O objetivo do presente trabalho foi realizar a análise topológica de lineamentos na região de Icapuí (CE), na porção noroeste da Bacia Potiguar, a partir de um mapa de lineamentos na escala 1:250.000 e correlacionar com os campos de petróleo da região, principalmente o campo de Fazenda Belém. A topologia é um método inovador para a análise de dados estruturais, em que uma rede de feições lineares consiste em um sistema de segmentos e nós, onde os segmentos são as linhas e os nós as suas terminações e intersecções. Os nós podem ser classificados como isolados (I), bifurcados (Y) e cruzados (X). A proporção de nós I, Y e X pode ser usada para caracterizar a complexidade estrutural de uma área, que será crescente quanto maior a proporção de nós Y e, principalmente, X. Foram utilizados dois programas para realizar a análise topológica, elaborados por Moraes (2023): o “Golintop” e “Golinsqu”. Com o objetivo de aumentar a confiabilidade dos resultados, foi elaborada uma equação dada por $(\text{fator de aproximação} = \text{percentual} \cdot [D])$ sendo “D” igual a diagonal do quadrado da área. Para esse estudo foram feitos sete truncamentos decimais (1m = 0,000085%, 200m = 0,17%, 400m = 0,34%, 800m = 0,64%, 1200m = 1,04%, 2400m = 2,05% e 3600m = 3,08%). Os resultados foram que as porções com uma menor complexidade estrutural são as porções com maior concentração de poços de petróleo na área, o que foi atribuído a fatores diagenéticos que podem ter obliterado a permeabilidade das fraturas nas regiões com uma maior complexidade estrutural. O estudo a partir da análise dos lineamentos na porção noroeste da Bacia Potiguar destacou a importância da topologia na compreensão da geologia estrutural e na quantificação da complexidade estrutural da área, demonstrando ser uma importante ferramenta para um melhor entendimento, evolução e distribuição dos poços nos campos de petróleo.

Palavras-chave: Neotectônica, Topologia, Modelagem Numérica.

Abstract

Locatelli, Lucas. Topological analysis of lineaments in the northwestern portion of the Potiguar Basin. 2023., 52 f. Final Coursework (Geology) - Departamento de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

The Potiguar Basin is located on the Brazilian Equatorial Margin, with its onshore portion distributed mainly in the state of Rio Grande do Norte and partially in the state of Ceará. The basin includes a central graben with a NE-SW orientation and most of the faults have this orientation, related to the reactivation of the structural fabric of the basement, while the transfer faults have a NW-SE direction. Two slip stress regimes are recognized as having operated in the Cenozoic. The first of these stress fields (SF1), marked by N-S compression and E-W stretching, operated from the end of the Cretaceous to the Miocene. The second stress field (SF2) acted from the Miocene to the present day and is related to E-W/NW-SE compression and N-S/NE-SW stretching. The aim of this study was to carry out a topological analysis of the lineaments in the region of Icapuí (CE), in the northwestern part of the Potiguar Basin, using a 1:250,000 scale lineament map and correlating it with the oil fields in the region, especially the Fazenda Belém field. Topology is an innovative method for analyzing structural data, in which a network of linear features is made up of a system of segments and nodes, where the segments are the lines and the nodes their terminations and intersections. Nodes can be classified as isolated (I), bifurcated (Y) and crossed (X). The proportion of I, Y and X nodes can be used to characterize the structural complexity of an area, which will be greater the higher the proportion of Y and, especially, X nodes. Two programs developed by Moraes (2023), "Golintop" and "Golinsqu", were used to carry out the topological analysis. In order to increase the reliability of the results, an equation given by (approximation factor = percentage*[D]) was developed, where "D" is equal to the diagonal of the square of the area. For this study, seven decimal truncations were made with (1m = 0.000085%, 200m = 0.17%, 400m = 0.34%, 800m = 0.64%, 1200m = 1.04%, 2400m = 2.05% and 3600m = 3.08%). The results were that the portions with the lowest structural complexity are the portions with the highest concentration of oil wells in the area, due to diagenetic factors that may have obliterated the permeability of the fractures in the regions with the highest structural complexity. The study based on the analysis of the lineaments in the northwestern portion of the Potiguar Basin showed the importance of topology in understanding the structural geology and quantifying the structural complexity of the area, proving to be an important tool for a better understanding, evolution and distribution of wells in the oil fields.

Keywords: Neotectonics, Topology, Numerical Modeling.

Sumário

1. Introdução

2. Objetivo

3. Área de estudo

3.1 Geologia regional

3.2 Estratigrafia e evolução tectônica da Bacia Potiguar

3.3 Eventos cenozoicos

3.4 Sistemas petrolíferos

4. Base Conceitual

4.1 Topologia de rede

4.2 Classificação das ramificações

5. Materiais e Métodos

6. Resultados e Discussão

6.1 Distribuição de nós e segmentos para diferentes fatores de aproximação

6.2 Análise dos segmentos por ramificações e correlação com os poços

7. Conclusões

Referências bibliográficas

1 INTRODUÇÃO

A partir da pesquisa que está sendo realizado em parceria entre a Universidade Federal do Rio de Janeiro em conjunto com a Petrobras, o intuito do projeto é de realizar uma análise e modelagem estratigráfica e estrutural de rochas análogas a reservatórios de hidrocarbonetos. Dentro disso, foi realizado duas atividades de campo na área de estudo que fica localizada na região de Icapuí-CE para coleta de dados estruturais em afloramentos que estão localizados próximo do lineamento Ponta Grossa-Fazendo Belém. Além disso, foi elaborado diversos perfis estratigraficos com o intuito de compreender a distribuição e as principais características das rochas sedimentares na área. Além de entender como os eventos tectônicos na área influenciou na deposição dessas rochas.

A metodologia do meu trabalho trabalho é realizar uma análise topológica a partir do mapa de lineamentos da porção noroeste da Bacia Potiguar na escala de 1:250.000, elaborado por (Araujo 2023). A topologia é um ramo da matemática que está ligado à geometria, o termo topologia está relacionado com objetos geométricos que lidam com abstração e generalização do espaço e relações como a conectividade e a continuidade (Sanderson e Nixon 2015). Dentro da geologia estrutural a topologia é uma ferramenta importante para ajudar a compreender e fornecer importantes parâmetros para caracterizar uma rede de fraturas.

Com isso, a análise topologica que vai ser empregada nesse trabalho tem como intuito de compreender a complexidade estrutural do mapa de lineamentos, realizar uma quantificação do grau de complexidade estrutural e entender como ocorre a distribuição da complexidade estrutural na porção noroeste da Bacia Potiguar. Por fim, correlacionar os mapas gerados a partiu do grau da complexidade estrutural com os poços produtores na região de Icapuí-CE. A partir dessas análises foram elaborados quatorze mapas que foram gerados utilizando dois programas feitos no Matlab pelo (Moraes 2023) “Golintop” e “Golinsqu”. Um fator fundamental para realização desse trabalho foi a utilização de diferentes fatores de aproximação, que é um método que calcula o comprimento da diagonal da área de estudo que deve apresentar média por volta de 1%, 2% e 3%. Esse fator de aproximação vai auxiliar na diminuição de possíveis erros de digitalização e interpretação (método vai ser melhor explicado no capítulo 5).

Dessa forma, a ideia do presente trabalho é primeiramente analisar, quantificar e compreender a distribuição do grau de complexidade estrutural no mapa de lineamentos na porção noroeste. Depois desses resultados serem gerados,

e correlacionar a distribuição da complexidade estrutural com os poços produtores na região. Com isso, melhorar o entendimento de como a evolução tectônica pode ter influenciado nos sistemas petrolíferos da área de estudo.

2 OBJETIVO

O objetivo deste trabalho é análise topológica de lineamentos de uma área na porção noroeste da Bacia Potiguar, buscando avaliar a complexidade estrutural da área e a sua correlação com a distribuição dos poços produtores de petróleo.

3 ÁREA DE ESTUDO

A área de estudo está situada geograficamente na divisa entre os estados do Ceará e Rio Grande do Norte, sendo as cidades principais Mossoró (RN), Tibau (RN), Baraúnas (RN), Icapuí (CE) e Aracati (CE). Geologicamente está situada na porção noroeste da Bacia Potiguar (Figura 1), onde afloram depósitos das formações Jandaíra, Açu e Barreiras, destacando-se também os lineamentos de direção NE-SW, entre os quais o lineamento Ponta Grossa-Fazenda Belém, que é de suma importância para o entendimento dos campos de petróleo da região.

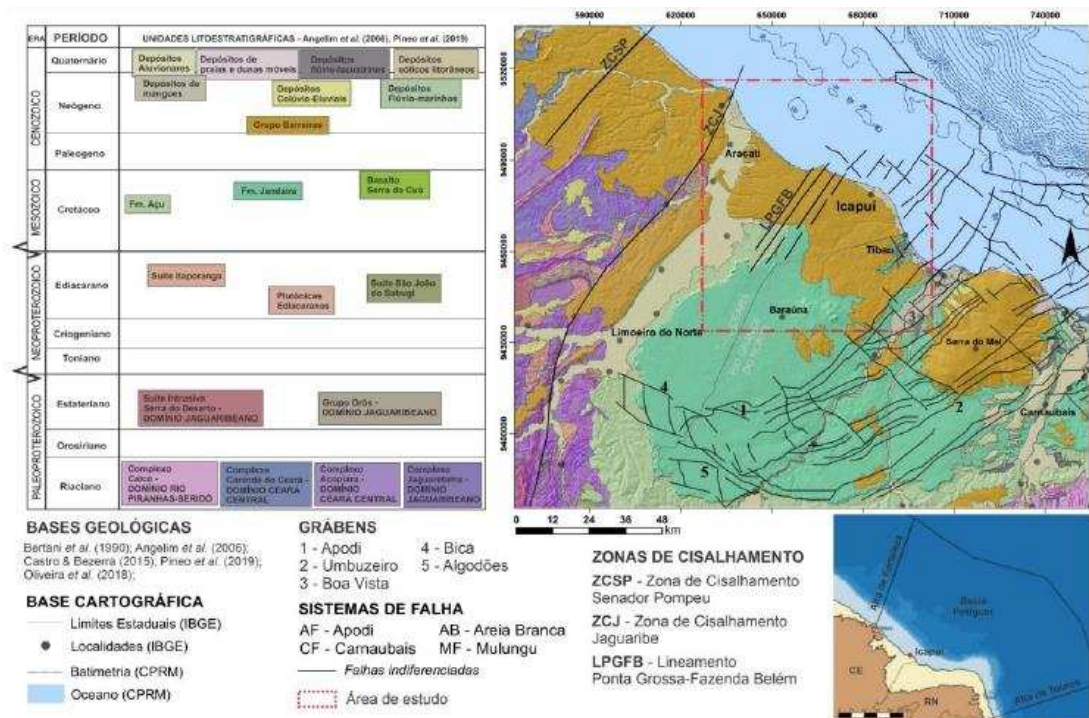


Figura 1 - Mapa geológico-estrutural da porção oeste da Bacia Potiguar, produzido a partir de compilação de mapas e estudos anteriores. O polígono vermelho corresponde à área investigada no presente estudo.

3.1 GEOLOGIA REGIONAL

O embasamento da Bacia Potiguar está inserido no contexto da Província Borborema, no Nordeste Brasileiro (Figura 2). A Província Borborema tem cerca de 450.000 km². Sendo composta por um embasamento gnáissico-migmatítico de idade paleoproterozoico, cinturões de rochas metamórficas supracrustais, blocos arqueanos, numerosas intrusões graníticas e uma rede de zonas de cisalhamento transcorrentes, que foram reativadas na orogenia brasiliana no Neoproterozoico (NEVES, 2003; FETTER, 2000).

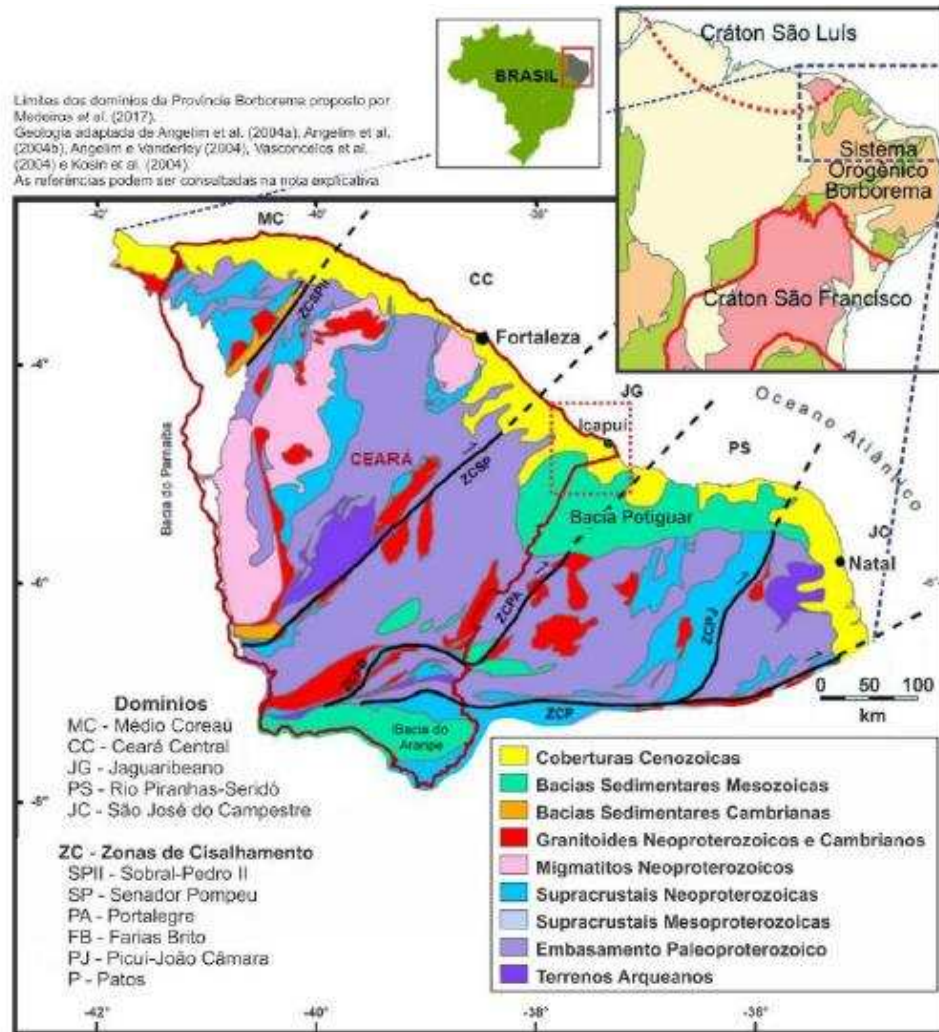


Figura 2 - Subdivisão da Subprovíncia Setentrional da Província Borborema em Domínios Tectono-Estratigráficos. Fonte: Pineo *et al.* (2020). Está indicada (polígono com linhas vermelhas tracejadas) a região de Icapuí-CE, onde concentram-se os estudos do projeto.

A área de estudo está localizada na porção noroeste da Bacia Potiguar, na subprovíncia setentrional da Província Borborema dentro do domínio Jaguaribeano. Esse domínio é delimitado pelas zonas de cisalhamento transcorrentes dextrais Senador Pompeu e Porta Alegre (Figura 2). O embasamento desse domínio é constituído pelo Complexo Jaguaretama, que é composto por ortognaisses bandados e migmatitos, com intercalações de gnaisses e xistos.

No domínio Jaguaribeano, predominam rochas do embasamento gnáissico-migmatítico, que possuem composição tonalítica e granodiorítica. Essas rochas estão associadas a rochas paraderivadas de alto grau metamórfico, principalmente da fácies anfibolito, com ocorrências locais de fácies granulito. As idades de cristalização dos litotipos ortoderivados U-Pb variam de 2,21 a 1,98 bilhões de anos Cavalcante *et al.* (1999).

Durante a tafrogênese Estateriana, ocorreu o desenvolvimento de um sistema de bacias do tipo rifte, conhecidas como Faixa Jaguaribean, sobre esse embasamento. Essas bacias são compostas por rochas metavulcânicas-sedimentares pertencentes ao Grupo Óros-Jaguaribe, que apresenta idades entre 1,6 e 1,8 bilhões de anos (FETTER 2000). Nesse sistema de rifte, as rochas metassedimentares sofreram metamorfismo e alteraram-se para gnaisses, xistos aluminosos e quartzitos. Além disso, ocorrem rochas metavulcanossedimentares estão associadas a corpos ortognaisses graníticos e augen gnaisses alcalinos, como as suítes Lima Campos e Serra do Deserto, sendo essa, com idade de cristalização U-Pb de 1,77 bilhões de anos (SÁ, 1991; SÁ et al., 2013).

Todas essas unidades foram deformadas e metamorfizadas durante o ciclo Brasileiro e apresentam direção preferencial NE-SW. Também durante a orogênese brasileira ocorreram importantes eventos que durante o Neoproterozoico, foi acompanhado por intrusões ácidas e básicas, provenientes de fontes de mistura mantélicas e crustais na Província Borborema. Segundo Brito Neves et al. (2003), foram datados utilizando método U-Pb em zircão, com isso foi possível definir três etapas principais de magmatismo granítico na Borborema: 650-625 Ma, 580-570 Ma e 545-520 Ma. Essas últimas etapas estão relacionadas aos eventos de extrusão tectônica durante a colagem orogênica Brasileiro-Pan Africana.

Devido esses importantes eventos tectônicos que compõem a história do embasamento da Bacia Potiguar, pode-se observar a influência de estruturas do embasamento em toda Bacia Potiguar, como é analisado a partir de dados gravimétricos e magnéticos. Como é possível observar na (Figura 3), a região analisada é caracterizada pela intercalação de faixas positivas e negativas das anomalias magnéticas com orientação NE-SW e NW-SE. Além disso, apresenta uma influência das estruturas brasileiras de direção NE-SW em toda região, associadas às fontes mais profundas que representam importantes estruturas do embasamento, como pode-se observar as zonas de cisalhamento Senador Pompeu e Jaguaribe (SP e JA) e as falhas principais das bordas do rifte, sendo elas: Apodi, Carnaubais e Malungu (AP, CR e ML). Ainda na (Figura 3), as anomalias com direção E-W correspondem ao enxame de diques Rio Ceará-Mirim, subordinadamente, à Falha de Apodi que apresenta um *trend* NW-SE que trunca a estruturação principal do embasamento (Souza et al. 2016).

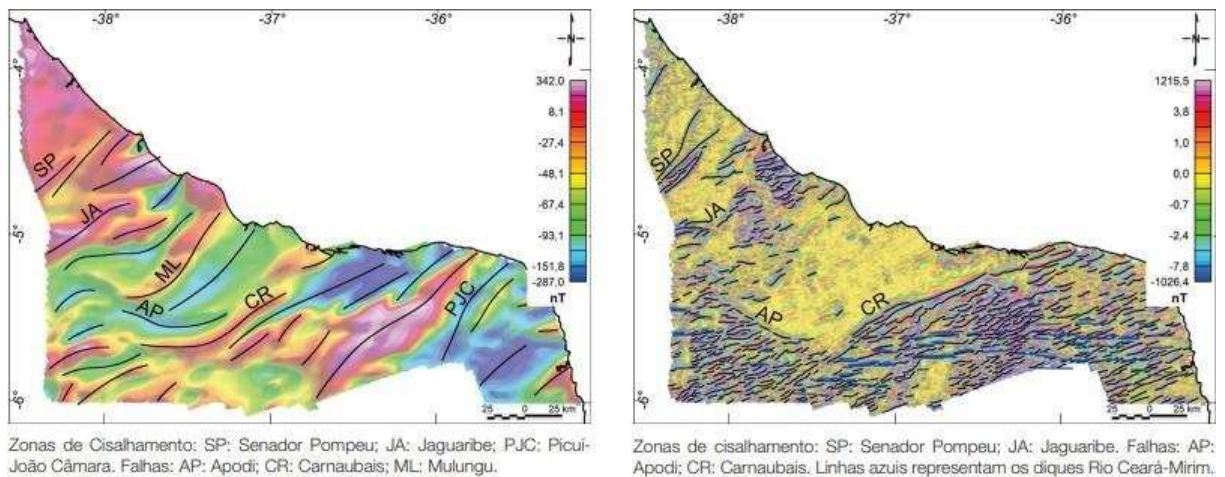


Figura 3 – (A) Mapa de anomalias magnéticas de maior comprimento de onda, (B) mapa de anomalias magnéticas de menor comprimento de onda. (Souza et al. 2016).

A porção central da bacia exibe uma variação de máximos e mínimos gravimétricos alongados nas direções NE-SW e NW-SE (Figura 4). Os mínimos gravimétricos estão relacionados aos depocentros dos semi-grábens de Umbuzeiro, Boa Vista e Apodi (UB, BVe AP) e os máximos gravimétricos delimitam os horsts Quixaba e Macau (QX e MC). Os horsts são delimitados por estruturas de direção NW-SE, relacionadas às falhas do rifte, algumas das principais zonas de cisalhamento apresentam anomalias positivas de direção NE-SW, sendo elas SP, JA, PA, PJC (Souza et al., 2016).

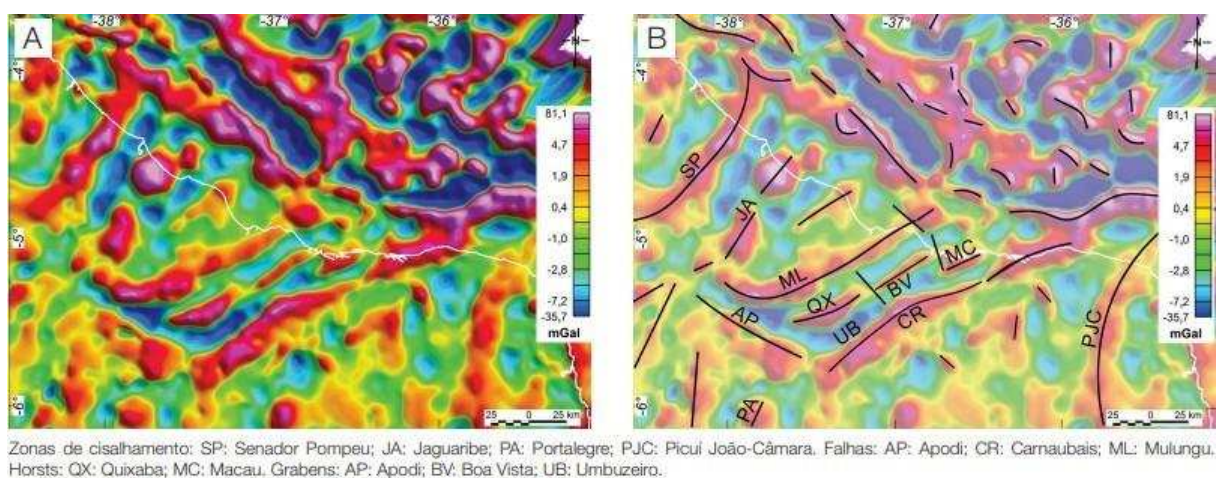


Figura 4 – Mapas de anomalias gravimétricas intermediárias (comprimentos de onda entre 2,5 e 25 km) (A) e seus respectivos lineamentos (B) (Souza et al. 2016).

3.2 Estratigrafia e evolução tectônica da Bacia Potiguar

De acordo com Pessoa Neto et al., (2007), a evolução tectônica da Bacia Potiguar pode ser dividida em três estágios distintos (Figura 5). A primeira supersequência rifte, pode ser dividida em duas fases, a fase Rifte I ocorreu durante o Neoberriasiano ao Eoberremiano e é caracterizada por um regime tectônico de estiramento crustal com alta taxa de subsidência mecânica do embasamento. Nessa fase, ocorreram a formação de meio-grábens assimétricos e altos internos de direção NE-SW. A Formação Pendência foi depositada preenchendo essas calhas tectônicas e é composta por depósitos lacustres, flúvio-deltaicos. As sequências mais basais são dominadas por sedimentação lacustre com fluxo gravitacionais de arenitos. Já as sequências superiores são caracterizadas por sedimentação flúvio-deltaica, com contribuições de sistemas deposicionais provenientes da margem flexural.

A fase Rifte II ocorreu durante o Neobarremiano ao Eo-Aptiano e é caracterizada por sistemas deposicionais continentais, incluindo leques aluviais e sistemas fluviais de alta energia e bancos carbonáticos restritos. Durante esse período é marcado pela implantação de um regime transcorrente/transformante, onde houve uma mudança significativa na cinemática do rifte. A direção de transporte tectônico mudou de NW para E-W, em resposta ao início do processo de deriva continental.

Durante o intervalo Aptiano-Albiano na Bacia Potiguar, ocorre uma transição gradual dos sistemas deposicionais continentais para os marinhas, marcando a fase Pós-Rift. O regime tectônico dominante é marcado pela subsidência térmica, devido os eventos de afinamento crustal durante a fase Rifte. A sedimentação nesse fase é dominada por sistemas deposicionais flúvio-lacustres da Formação Alagamar sendo marcada por sedimentos transicionais. No entanto, são encontrados depósitos de conglomerados de leques aluviais, sugerindo que algumas falhas da fase Rifte continuaram atuam durante esse período. O evento de máxima transgressão ocorre nesse período e é marcado pela Camada Ponta do Tubarão (CPT), sendo interpretado como o primeiro registro de ingressão marinha na Bacia e foram depositadas em um ambiente lagunar restrito.

Posteriormente durante o Eoturoniano na fase Drifit, começa a implantação de uma extensa plataforma carbonática dominada por marés, que marca a transição para as sequências regressivas. Inicia-se com a deposição dos sedimentos siliciclásticos proximais da Formação Açu e marinhos distais da Formação Quebradas, além dos depósitos carbonáticos da Formação Ponta do Mel. Sendo depositados em ambiente marinho raro, nesse estágio, ocorre a deposição da Formação Jandaíra que são depósitos carbonáticos dessa sequência e ocorre na porção emersa da Bacia.

Por fim, o registro estratigráfico na bacia do Neocampaniano até os dias atuais são caracterizados por sistemas de leques costeiros e plataformas rasas com algumas deposições de rochas carbonáticas. As Formações Ubarana, Guamaré, Tibau e Barreiras correspondem as litoestratigráficas dessa sequência.

Além disso, são identificados três eventos magmáticos na Bacia Potiguar. O primeiro evento Rio Ceará-Mirim: Ocorreu durante o Neocomiano e manifestou-se como diques de diabásio com uma orientação predominante leste-oeste no embasamento. Também estão associadas a esse evento as rochas vulcânicas intercaladas com as rochas sedimentares na porção basal da Formação Pendência. O segundo evento Serra do Cuó, ocorreu durante o Turoniano e consiste em derrames basálticos com características alcalinas. E por fim o evento Macau, que ocorreu ao longo do Eoceno ao Mioceno e está intercalado com as rochas sedimentares da sequência regressiva e no embasamento adjacente à bacia, principalmente ao longo do alinhamento Macau-Queimadas.

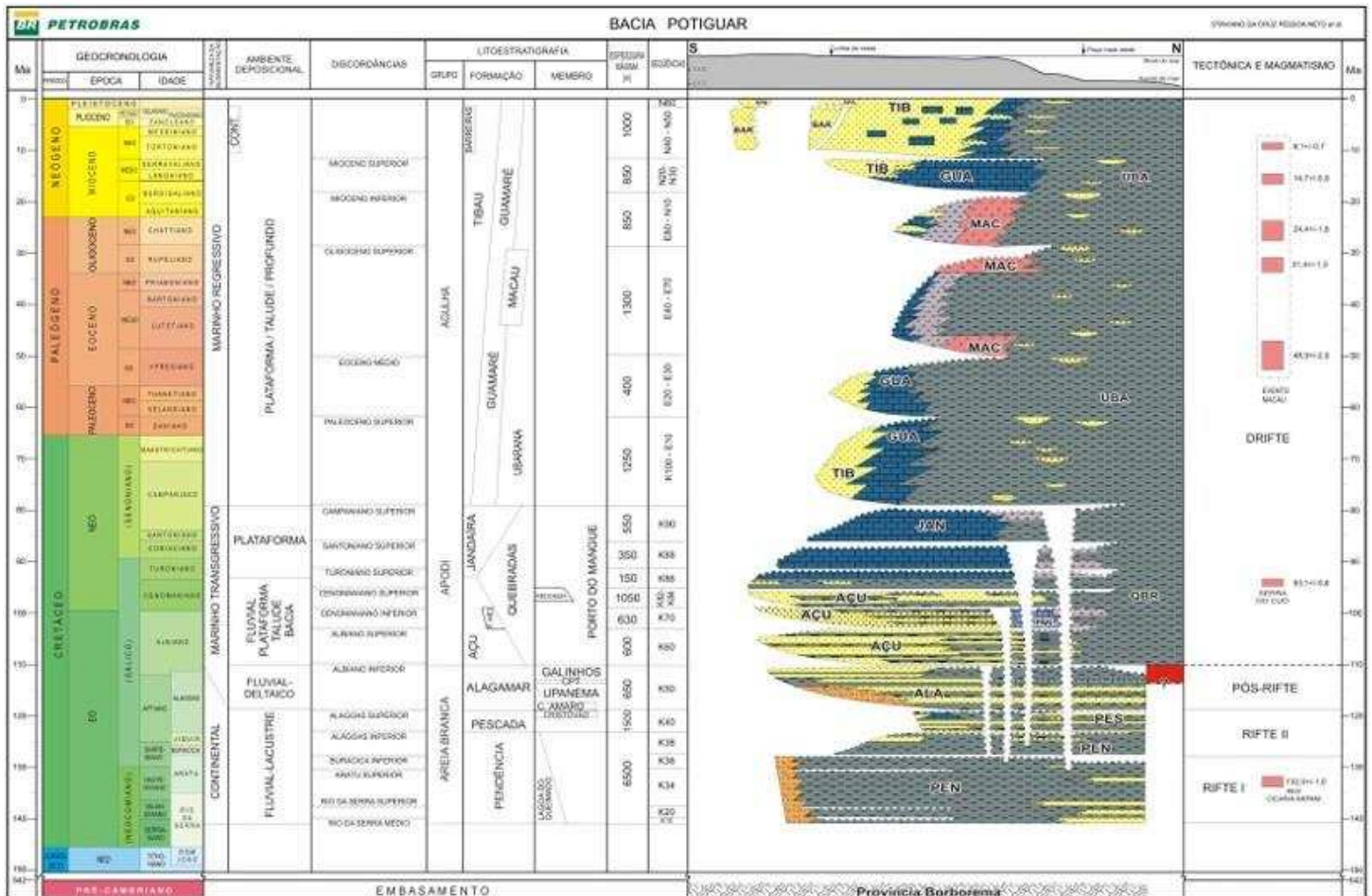


Figura 5 – Carta estratigráfica da Bacia Potiguar. Adaptado de Pessoa Neto *et al.* (2007).

Matos (1992) propõe três eventos para explicar a evolução da fase rifte, sendo eles Sin-Rift I, Sin-Rift II e Sin-Rift III. O primeiro evento tem idade Neojurássica, estando relacionado ao início da deformação na bacia e sem registro sedimentar. O segundo evento tem idade Neocomiano-Eobarremiano, é associado à abertura do Atlântico Sul e apresenta esforços distensivos NW-SE, sendo esses eventos responsáveis para orientação dos grábens NE-SW e estruturas de transferência NW-SE (Figura 6). No estágio Sin-Rifte III, de idade Neobarremiano, o processo distensivo começou a concentrar a deformação ao longo da futura margem continental, gerando uma mudança na cinemática do rifte. A direção muda de NW-SE para E-W, com movimentos predominantemente transtensionais dextrais, em resposta ao processo de deriva continental.

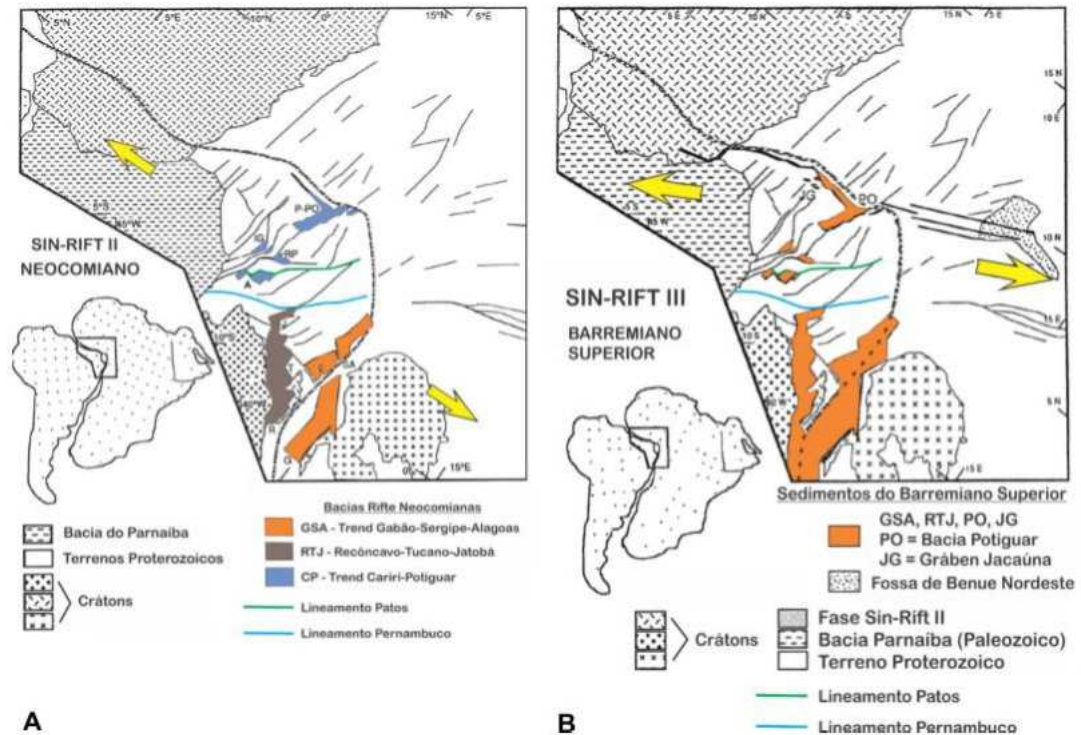


Figura 6 - A) Etapa Sin-Rift II na evolução do SRNB, que corresponde à principal etapa de estruturação das bacias, com distensão NW-SE. Nesse contexto, a Bacia Potiguar (P-PO) está localizada no extremo nordeste do Brasil, fazendo parte do *trend* Cariri-Potiguar (em azul). B) Etapa Sin-Rift III na evolução do SRNB. Nesta fase ocorre uma mudança na orientação dos esforços distensivos — de NW-SE para próximo a E-W — por conta do início da ativação e rifteamento da margem equatorial. Bacia Potiguar (PO). Fonte: Matos (1992).

De acordo com Matos (2000), ele propõe três etapas para a evolução da margem equatorial.

- Pré-Transformante: esta etapa é subdividida em Pré-Transtração, que ocorre no final do Barremiano, correlacionada com as fases Sin-Rift I e Sin-Rift II propostas por Matos (1992), e Sin-Transtração, que ocorre do Barremiano tardio ao Aptiano. Nesta etapa, forma uma bacia na direção NW-SE ou em orientações ortogonais ao eixo de distensão, ao longo da margem equatorial. A fase Sin-Rift III proposta por Matos (1992) também é correlacionada com essa etapa.

- Sin-Transformante: esta etapa ocorre no Albiano, quando o afinamento crustal significativo causado pela transtração começa a formar núcleos de espalhamento

oceânico que estão conectados por falhas transformantes. Nesse estágio, o processo de formação de uma nova crosta oceânica é iniciado.

- Pós-Transformante: esta etapa abrange desde o Cenomaniano até os tempos atuais e está relacionada a um contexto de margem passiva. Nesse estágio, o efeito térmico das zonas de espalhamento e das falhas transformantes passa a ter menos significado, e a margem se torna mais estável, caracterizada pela deposição de sedimentos em um ambiente de margem continental passiva.

3.3 EVENTOS CENOZOICOS

Segundo Bezerra et al. (2020) ocorrem dois eventos durante o Cenozoico na Bacia Potiguar. O campo de tensão (SF1), que ocorreu do final do Cretáceo ao Mioceno, durante esse período, houve uma compressão na direção N-S e uma distensão na direção W-E. O segundo campo de tensão (SF2) é mais recente e tem atuado desde o Mioceno até os dias atuais. Nesse caso, os esforços de compressão ocorrem nas direções W-E/NW-SE, enquanto a distensão ocorreu nas direções N-S/NE-SW. Esses dois eventos foram caracterizados por esforços sub-horizontais e oblíquos aos principais sistemas de falhas com direção NE-SW (Figura 7 e 8).

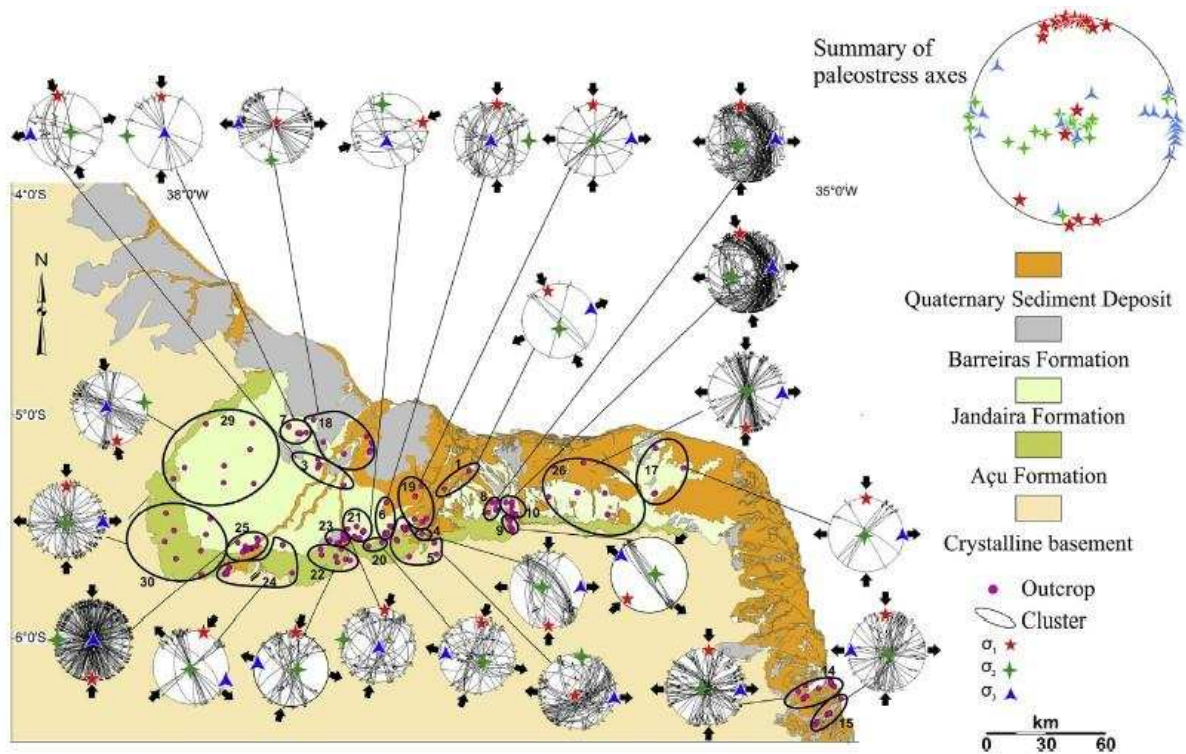


Figura 7 – Tensores de paleoestresse do campo de tensões 1 (SF1) na Bacia Potiguar (Bezerra et al., 2020).

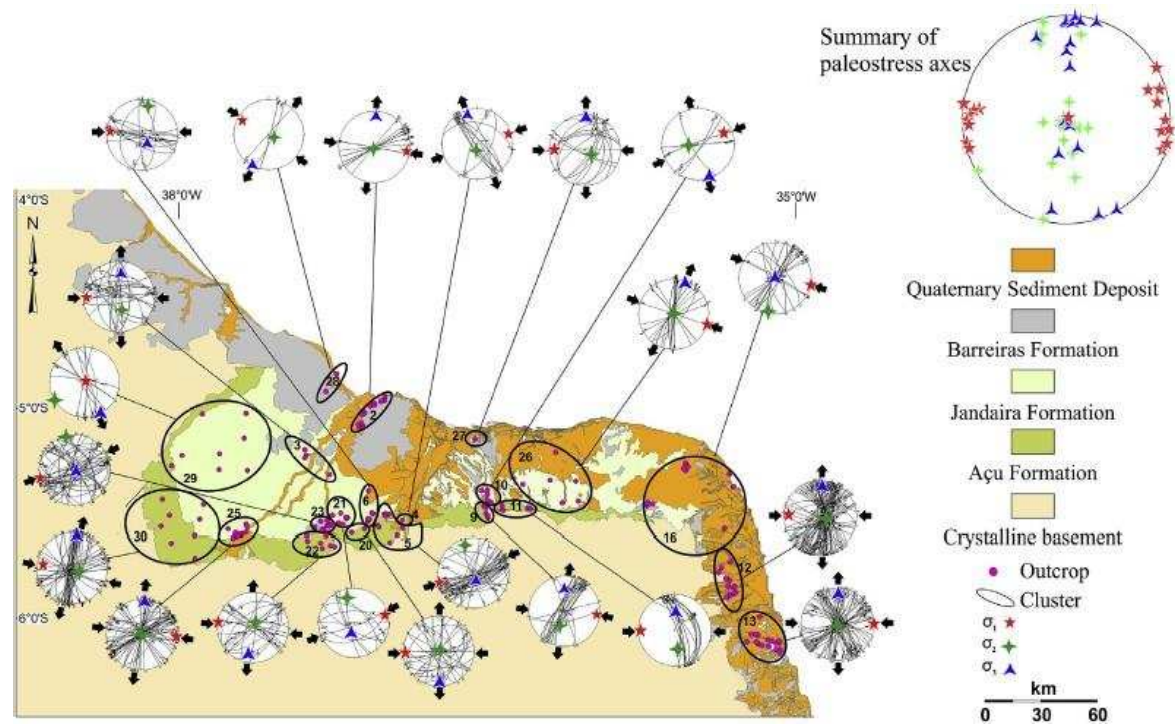


Figura 8 – Tensores de paleoestresse do campo de tensões 2 (SF2) na Bacia Potiguar (Bezerra et al., 2020).

Algumas rochas vulcânicas da Bacia foram deformadas devido a compensação de falhas que estão relacionadas ao SF1, o que indica injeção de magma principalmente durante o SF1 (Figura 9). Um exemplo é o contato do corpo basáltico Serra Preta, que é marcado por uma falha transcorrente lateral, relacionada ao SF1. A idade apenas datação a partir de isótopos K-Ar encontradas nesse corpo variam entre 24,6 a 13,9 Ma (Bezerra 2009). Também é observado estruturas deformacionais relacionadas ao SF1 nas Formação Açu e Jandaíra e na Formação Barreiras (23-17 Ma). Esses resultados restringem o final do evento SF1 e o início do evento SF2 entre (25- 14Ma).

O segundo campo de tensão (SF2) afetou as unidades sedimentares do Mioceno e do Quaternário na Bacia Potiguar. Um exemplo é a formação Barreira, que apresenta elevações superiores a 200m, muito acima da elevação média de cerca de 70m próxima à costa brasileira (Rossetti et al., 2013). A presença desses depósitos em altitudes elevadas não podem ser explicada apenas pela sedimentação.

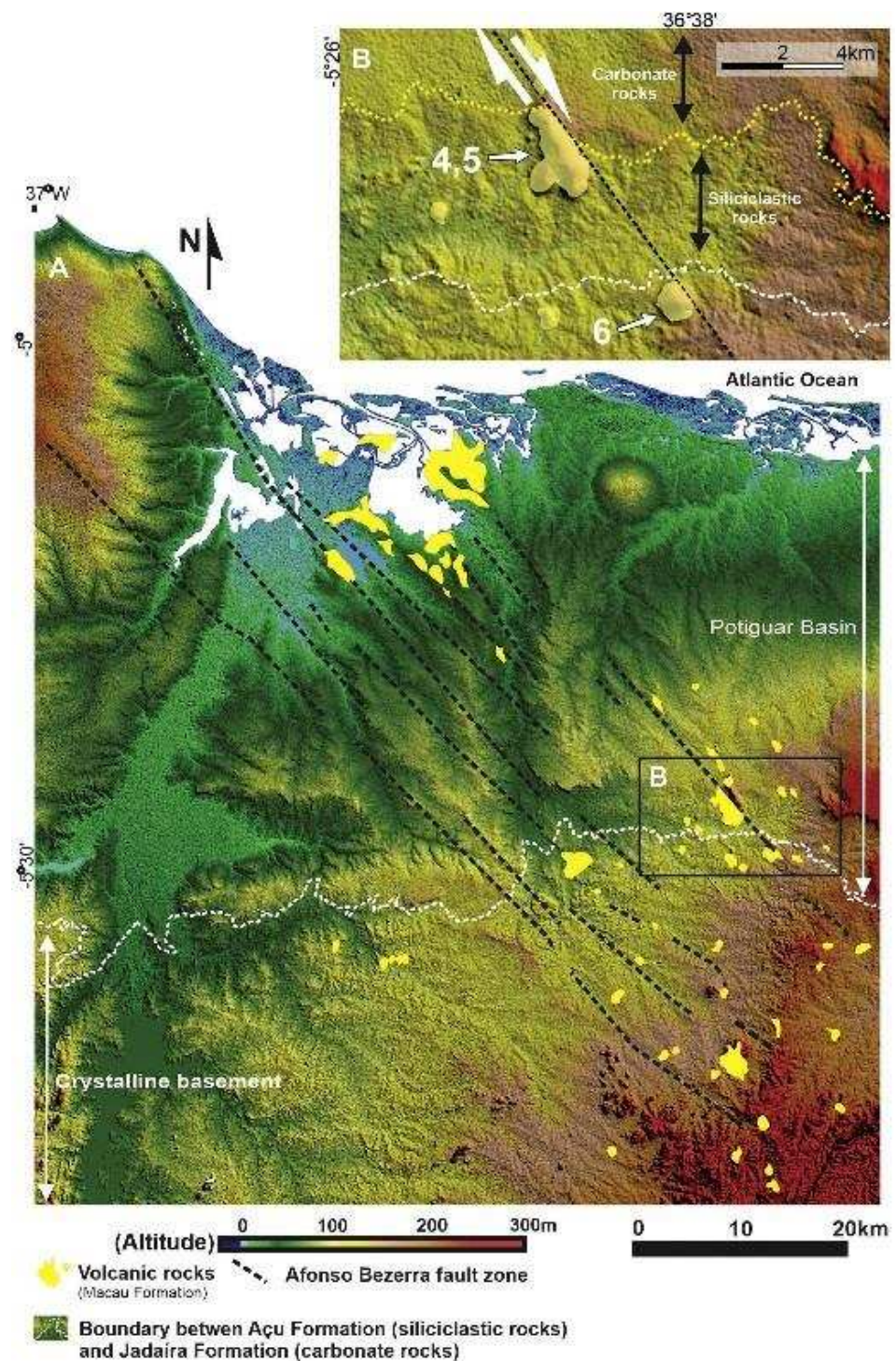


Figura 9 — Padrão de falha e intrusões vulcânicas cenozoica na área leste e central da Bacia Potiguar sobre um fundo de um modelo digital de elevação (SRTM). A) Corpos vulcânicos alinhados ao longo do sistema de falhas Afonso Bezerra, de direção NW-SE. B) Detalhes de um corpo vulcânico ao longo do qual ocorre um deslocamento lateral direito do limite entre as formações Açu e Jandaíra. (Bezerra 2009).

3.4 SISTEMAS PETROLÍFEROS

De acordo com a classificação de Magoon (1994) o sistema petrolífero Alagamar-Açu tem como rocha geradora os folhelhos dos membros Ubarana, Camadas Ponta do Tubarão (CPT). As acumulações ocorrem principalmente em arenitos fluviais e aluviais da Formação Açu. Secundariamente, podem ocorrer acumulações em arenitos deltaicos da Formação Alagamar. Na (Figura 10), podemos observar uma seção esquemática da porção terrestre da Bacia Potiugar.

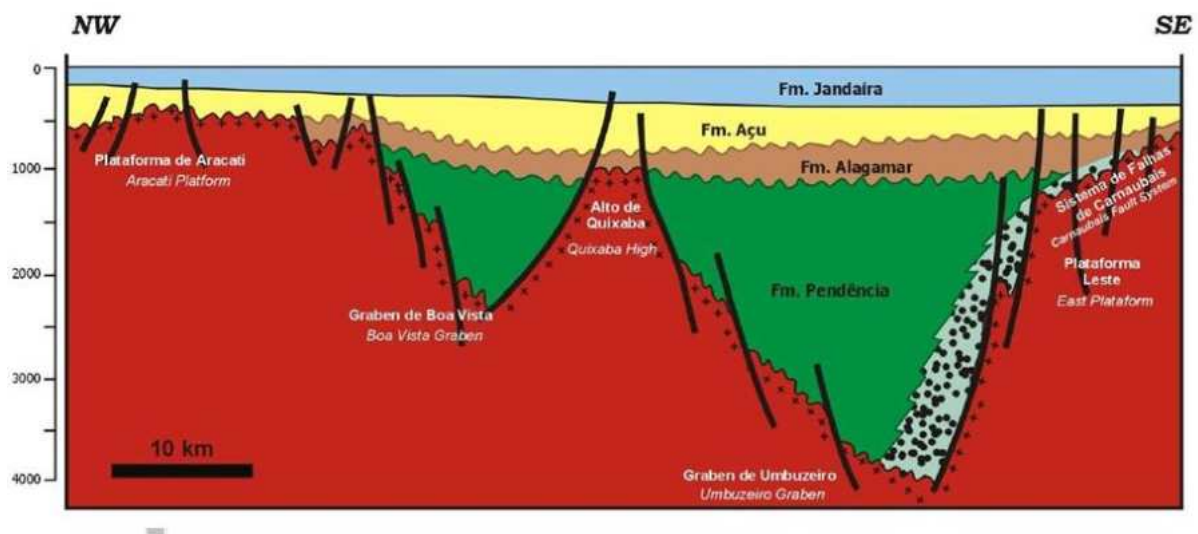


Figura 10 - Seção geológica transversal esquemática da porção terrestre da Bacia Potiugar. Fonte: Bertani et al., 1990.

As rochas geradoras da Formação Alagamar estão relacionadas a três membros. Os folhelhos do Membro Upanema, que possuem um COT médio de 2-3% e os folhelhos do Membro Camadas Ponta do Tubarão (CPT) que apresentam COT de 4% e querogênio tipo II. Estudos da evolução térmica indicam que as rochas geradoras desse sistema alcançaram a janela de óleo em profundidades de soterramento superiores a 3000 metros.

Os reservatórios do sistema Alagamar-Açu são compostos principalmente por arenitos aluviais e fluviais da Formação Açu, com idade Albiana/Cenomaniana. A porosidade desses reservatórios varia de 14% a 18%, e a permeabilidade está na faixa de 700 md a 1 Darcy. Secundariamente, podem ocorrer acumulações em arenitos da Formação Alagamar, com idade Aptiana, esses reservatórios possuem porosidade de 20% a 25% e permeabilidade acima de 1 Darcy. (INSIGHT, 2005). E os selos desse sistema são os próprios níveis pelíticos da Formação Açu.

As trapas desse sistema podem ser estruturais, mistas. No caso das trapas estruturais, o fechamento ocorre devido ao mergulho regional das camadas combinado com o arrasto provocado pela reativação das falhas. Nas tropas mistas, além influência estrutural, a variação lateral das fácies também desempenhar um papel importante funcionando como selos. Já as trapas paleogeomórficas são definidas por leques aluviais localizados nos flancos de paleoaltos figura 11 (INSIGHT, 2005). Por fim, pode-se observar na Figura 12 a distribuição de poços produtores no Campo de Fazenda Belem que estão inseridos dentro da área de estudo.

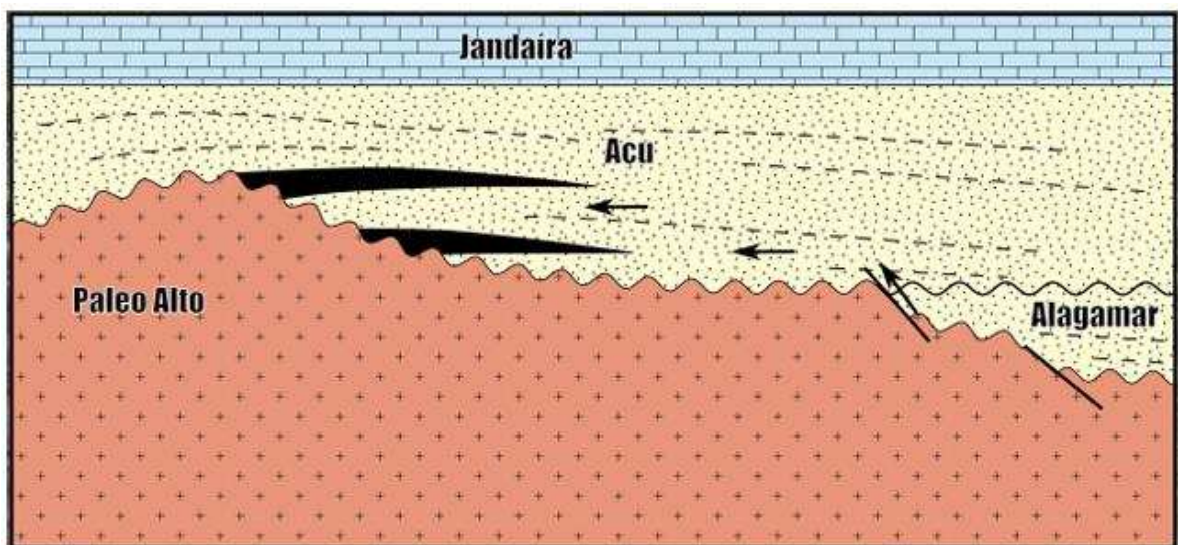


Figura 11 - Seção geológica esquemática do campo de Fazenda Belém que ilustra o modelo de acumulação do tipo paleogeomórfico da sequência drifte (Bertani et al., 1990).

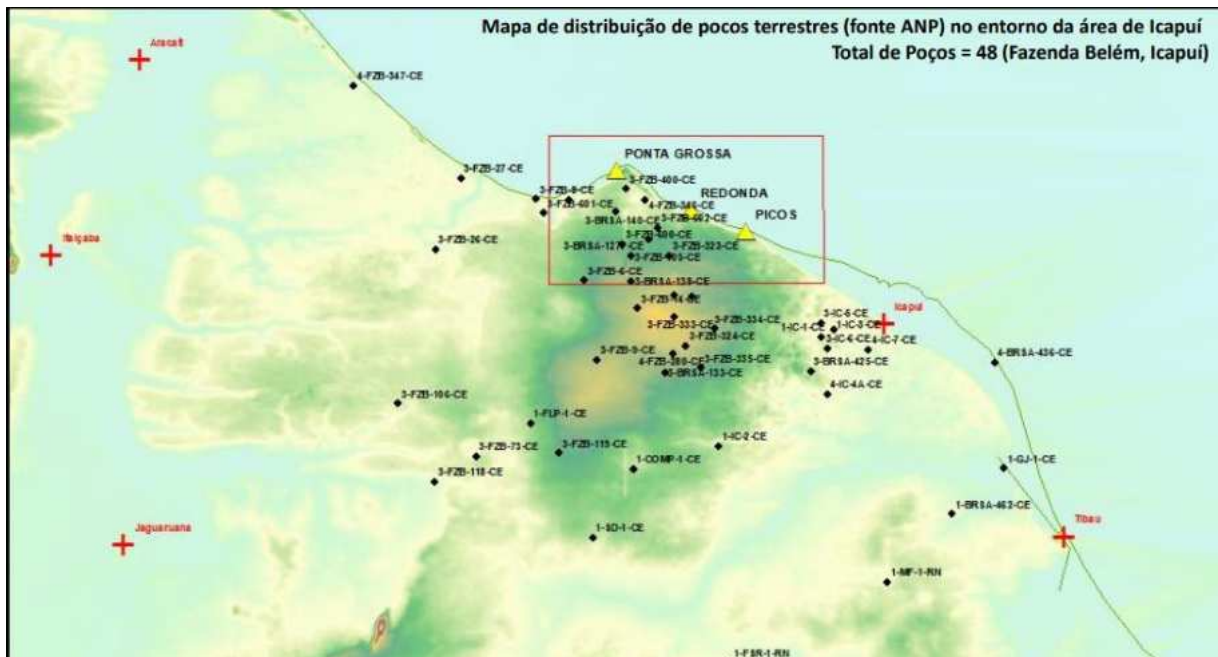


Figura 12 – Distribuição dos poços produtores na região de Icapuí.

4. BASE CONCEITUAL

A topologia é uma área da matemática que lida, especificamente, com a geometria e os espaços contínuos e suas relações essenciais da conectividade e continuidade. Essencialmente, refere-se a propriedades que permanecem inalteradas pela transformação contínua do espaço em que os objetivos estão inseridos. Essas transformações alteram as propriedades geométricas (comprimento e ângulo), mas não a topologia, pois a caracterização da topologia geralmente envolve parâmetros adimensionais que são invariantes a mudanças de escala e transformação contínua (Jing e Stephansson, 1997).

4.1 TOPOLOGIA DE REDE

Segundo Sanderson e Nixon (2015), para descrever uma rede de fraturas em duas dimensões, precisamos de alguns conceitos básicos de linhas, nós e segmentos (Figura 13), onde cada linha consiste em um ou mais segmentos com um nó em cada extremidade. Dessa forma, podemos reconhecer três tipos de nós isolados (nós I), com uma conexão, cruzados (nós X), com quatro conexões e

bifurcada com três conexões (nós Y). A partir disso, o número total de segmentos (NB) e o número de linhas (NL) é dado por:

$$NB = (N_i + 3N_y + 4N_x) / 2 \quad (1)$$

$$NL = (N_i + N_y) / 2 \quad (2)$$

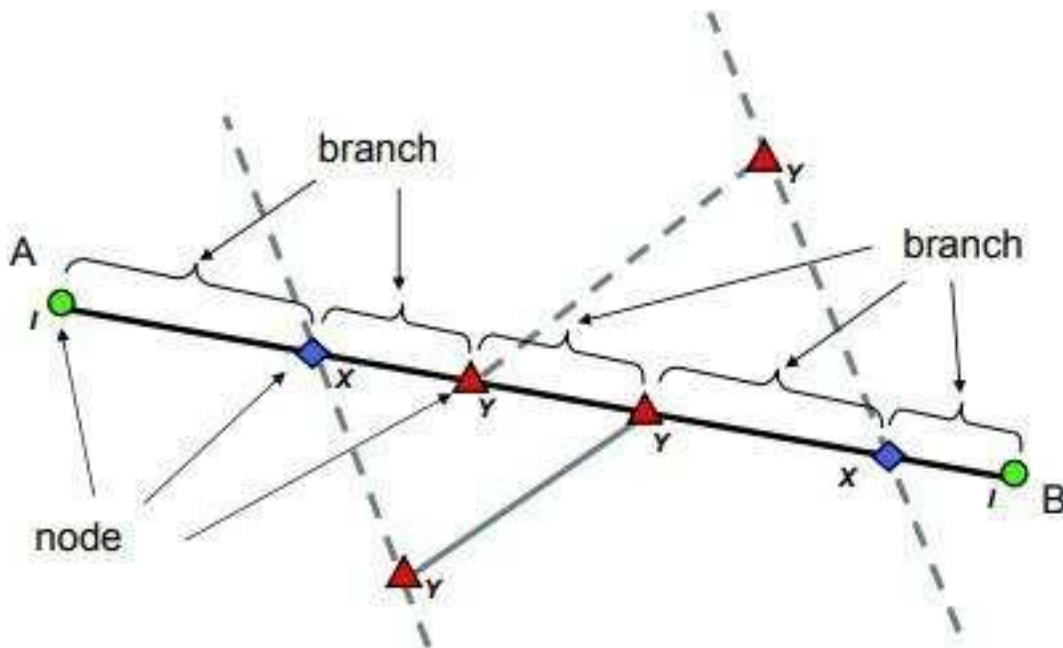


Figura 13 – Traço de fratura (AB), com fraturas cruzadas associadas (tracejado), mostrando arranjo de nós e segmentos. (branch = segmentos e node = nós) Sanderson e Nixon (2015).

As proporções de nós I, Y e X podem ser utilizadas para caracterizar uma rede de fraturas, como vimos acima, e a partir disso é possível traçar diagramas triangulares (Figura 14). Essa é uma classificação topológica e não geométrica, pois não é alterada por qualquer transformação contínua da rede. As equações acima também permitem determinar o número de linhas ou ramificações simplesmente contando o número de nós e permitem converter o número de linhas para o número equivalente de segmentos.

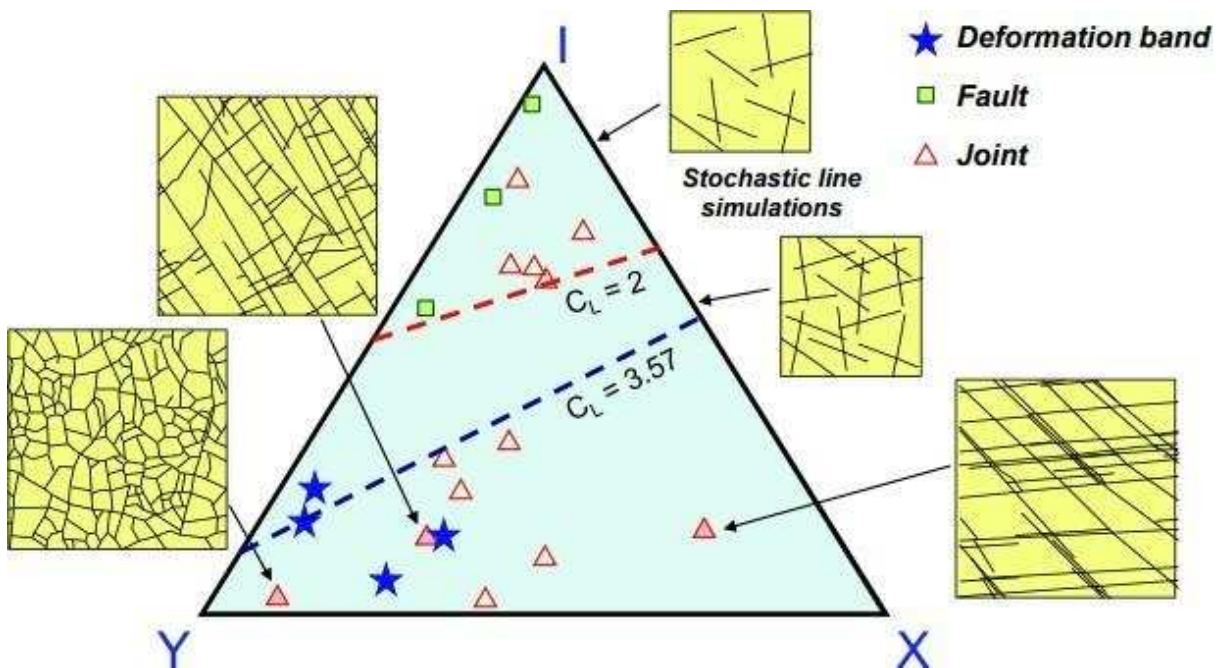


Figura 14 — Gráfico triangular da proporção de tipos de nós para diferentes redes (Manzochi 2002). Três redes de fraturas naturais (Sanderson e Zhang 1999) e duas simulações de linha aleatórias mostram como a topologia da rede de fraturas é caracterizada. (CL = número médio de ligações por linha).

4.2 CLASSIFICAÇÃO DOS SEGMENTOS

Os nós podem ser agrupados em isolados (I) e conectados (C, sendo referente aos nós Y e nós X), simplificando os segmentos em três grupos de segmentos principais, conforme proposto por Ortega e Marrett (2000): I-I (isolados), I-C (parcialmente conectados) e C-C (duplamente conectados). Sendo esse esquema utilizado para traçar um diagrama triangular (Figura 15), sendo as redes plotadas mais próximas de I-I apresentam uma proporção maior de segmentos isolados, com isso baixa conectividade, e redes que conspiram para C-C têm uma alta proporção de segmentos interconectados. A partir disso, o número médio de conexões por segmentos é dado por CB:

$$CB = (3N_y + 4N_x) / N_b \quad (3)$$

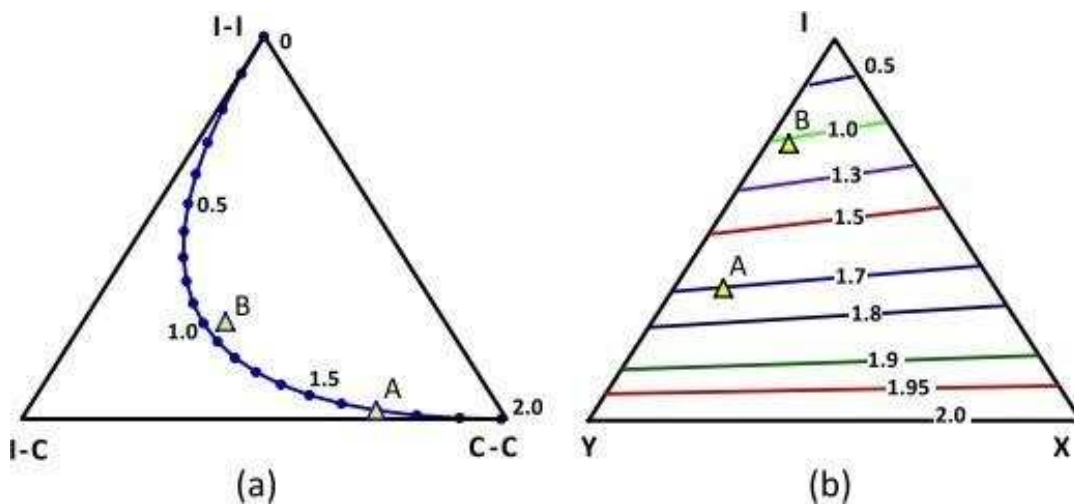


Figura 15 — Gráfico de classificação de segmentos que mostra proporções de diferentes tipos de segmentos com números de 0 a 2,0 indicando conexões por segmentos (CB). A curva mostra os resultados da atribuição aleatória de tipos de nó aos segmentos, com base nas probabilidades discutidas no texto; esperaríamos que amostras de ramos se agrupassem em torno dessa curva. Sanderson e Nixon (2015)

5. MATERIAIS E MÉTODOS

Após o levantamento bibliográfico, foi necessário a compilação e elaboração dos dados, por conseguinte, o mapa de lineamentos de 1:250.000 elaborado por Araujo (2023) foi georreferenciado no software ArcGIS (Figura 16). Posteriormente, ainda utilizando o software ArcGIS foi coletado todas as coordenadas finais e iniciais dos lineamentos, pois só foi possível realizar a análise topológica em duas dimensões se tivessemos esses dados foram exportadas para um arquivo txt onde foi montada uma tabela ASCII. Com as informações necessárias coletadas, foi utilizado o software Matlab para realizar a modelagem topológica, a partir disso utilizamos dois programas elaborados por Moraes (2023) “Golintop” e “Golinsqu”. Porém antes de explicar o que cada programa executa é preciso explicar o fator de aproximação. Com o objetivo de aumentar a confiabilidade dos resultado, foi elaborado uma equação dado por (fator de aproximação = $\text{percentual} \cdot [D]$) sendo

“D” igual a diagonal do quadrado da área de estudo. Para encontrar o valor de “D” é preciso pegar a maior distância entre dois lineamentos. O fator de aproximação tem como função captar conexões Y e X que, por algum motivo, não sejam qualificados pelo processo de digitalização da área ou pela interpretação estrutural. Posteriormente para conseguir um resultado consistente, são feitos três níveis para truncamento decimal M com média por volta de 1%, 2% e 3% do comprimento da diagonal da área analisada. Para esse estudo foram feitos sete truncamentos decimais com (1m = 0,000085%, 200m = 0,17%, 400m = 0,34%, 800m = 0,64%, 1200m = 1,04%, 2400m = 2,05% e 3600m = 3,08%). O “Golintop” é um programa feito no Matlab para calcular a complexidade estrutural a partir dos números de nós e segmentos de toda área de estudo. Dando como resultado dois gráficos ternários com a proporção do número de nós e segmentos e dois mapas com a distribuição dos nós e segmentos na área de estudo, foram feitos quatorze mapas e quatorze gráficos ternários utilizando esse programa. Sendo sete deles para os números de nós e sete para o número de segmentos. Já o “Golinsqu” também é um programa feito no Matlab para gerar um mapa com o grau de complexidade estrutural de uma área, porém para isso ocorrer precisa-se subdividir a área analisada. A partir disso, foi definido uma subdivisão de 156 subáreas, onde foi gerado quatro mapas para compreender a distribuição da complexidade estrutural e correlacionar com a distribuição de poços na região. Além disso, foram plotados nos gráficos ternários de proporção de nós e segmentos um ponto para cada subárea, desde que a mesma tenha algum lineamento.

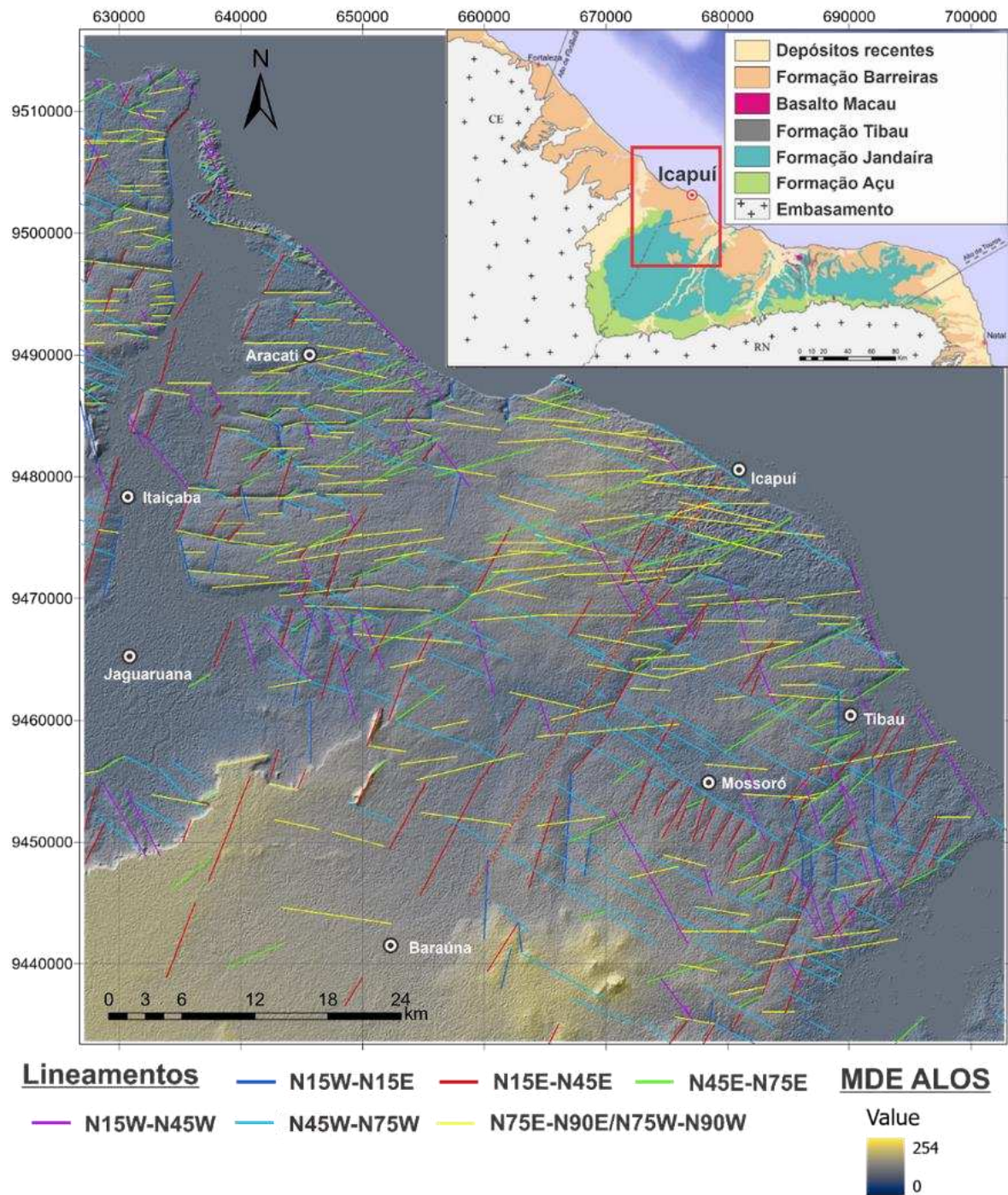


Figura 16 – Mapa de lineamentos da porção noroeste da Bacia Potiguar (Araujo 2023).

6. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Para cada mapa gerado foi utilizado sete diferentes valores para o fator de aproximação sendo eles 1m , 200m, 400m, 800m, 1200m, 2400m e 3600m. Sendo possível observar quatorze mapas, sendo sete mapas para o número de nós e sete mapas para os tipos de segmentos. Como pode-se observar na Figura 17 os nós I são representados por um círculo de cor verde, os nós Y por um triângulo de cor vermelha e os nós X por um quadrado azul. Na Figura 18 os segmentos I-I são representados de cor verde, os segmentos I-C de cor vermelha e os segmentos C-C de cor azul.

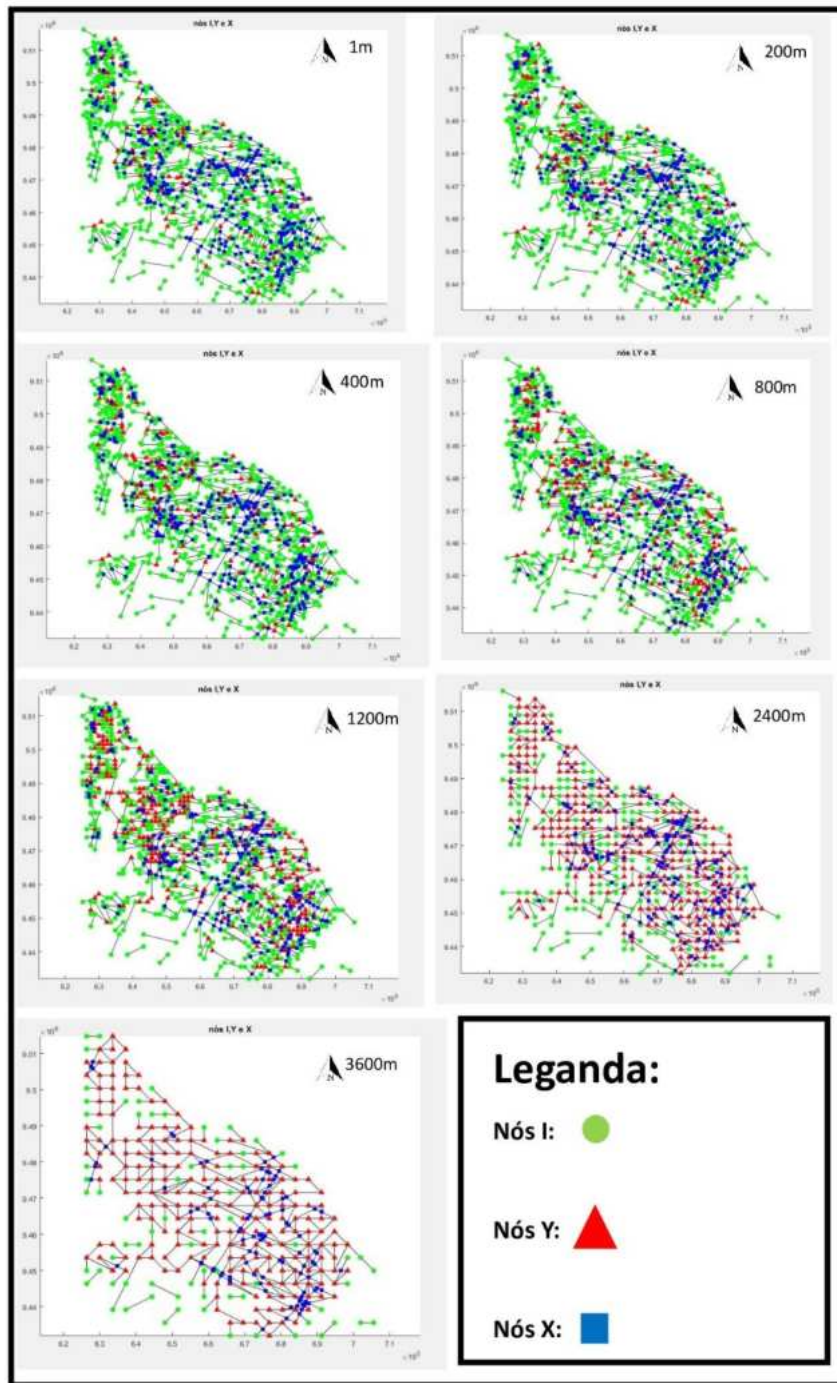


Figura 17 – Mapas com a distribuição e proporção de nós a partir dos sete fatores de aproximação definidos 1m, 200m, 400m, 800m, 1200m, 2400m e 3600m.

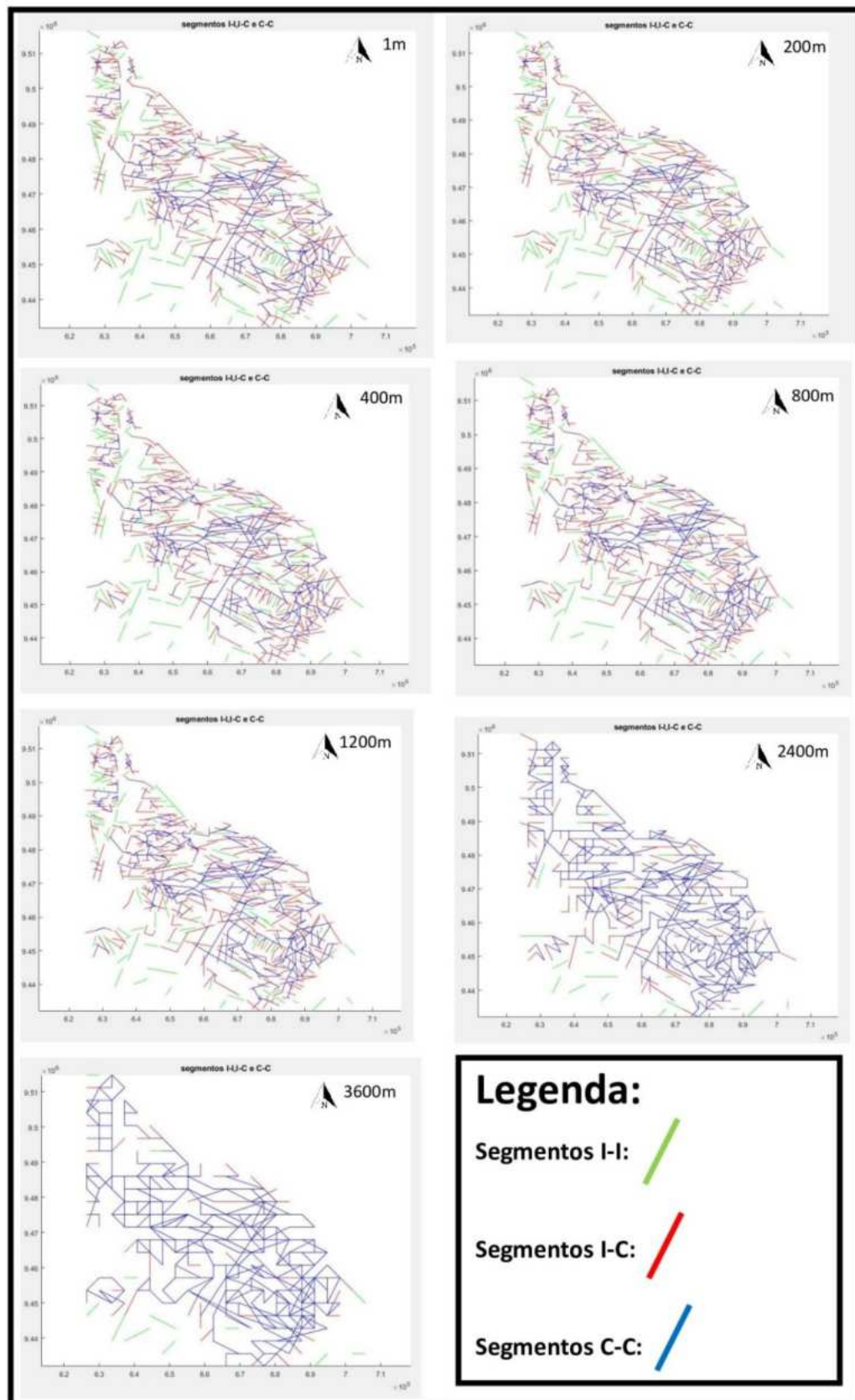


Figura 18 - Mapas com a distribuição e proporção de segmentos a partir dos sete fatores de aproximação definidos 1m, 200m, 400m, 800m, 1200m, 2400m e 3600m.

O fator de aproximação de 1m corresponde percentualmente a 0,000085% da diagonal da área analisada, sendo observados 975 nós I, 230 nós Y e 396 nós X. Além disso, no mapa por segmentos foram plotados 122 segmentos I-I, 733 segmentos I-C e 548 segmentos C-C. Nota-se que mesmo trabalhando com um fator de aproximação 1m que é um valor irrisório, se comparado com o tamanho da área estudada e mesmo assim foi possível observar uma grande quantidade de segmentos I-C e C-C. Indicando uma alta complexidade estrutural, com ênfase na porção nordeste do mapa onde se concentra as maiores quantidades desses segmentos.

Quando foi utilizado o fator de aproximação de 200m que corresponde percentualmente a 0,17% da diagonal da área analisada, sendo observados 951 nós I, 261 nós Y e 386 nós X. Já no mapa por segmentos foram plotados 119 segmentos I-I, 713 segmentos I-C e 386 segmentos C-C. Como pode-se observar na Figura 19, poucas mudanças ocorreram dos mapas com fator de aproximação de 1m para 200m, apenas uma pequena diminuição dos nós I e um aumento do número de segmentos I-C e C-C que é o esperado, tendo em vista, que estamos aumentando o fator de aproximação.

Analisando os mapas com o fator de aproximação de 400m que corresponde a 0,34% da diagonal da área analisada, sendo observado 908 nós I, 324 nós Y e 377 nós X. Além disso, no mapa por segmentos foram plotados 110 segmentos I-I, 691 segmentos I-C e 598 segmentos C-C.

A partir do fator de aproximação de 800m começamos a observar algumas mudanças importantes nos mapas que corresponde percentualmente a 0,68% da diagonal da área analisada, sendo observados 754 nós I, 529 nós Y e 342 nós X. Além disso, no mapa por segmentos foram plotados 82 segmentos I-I, 601 segmentos I-C e 685 segmentos C-C. Se analisarmos é o primeiro mapa que a quantidade de segmentos C-C é maior que a de segmentos I-C (Figura x), indicando, uma maior conexão entre (nós X e Y), (Nós X e X) e (Nós Y e Y) do que (Nós I e Y) e (Nós I e X). Essas informações indicam um aumento da complexidade estrutural da área e uma mudança na tendência dos segmentos migrando para conexões duplamente conectadas. Podemos observar essas mudanças na (Figura x), onde estão marcadas duas áreas no mapa com fator de aproximação de 800m que nos mapas com fator de aproximação de 1m, 200m e 400m predominavam segmentos I-C e agora nos mapas com fator de

aproximação de 800m ocorre o predomínio de conexões C-C. Indicando que nessas regiões marcada, a distância entre os lineamentos provavelmente são maiores que 400m e inferiores a 800m.

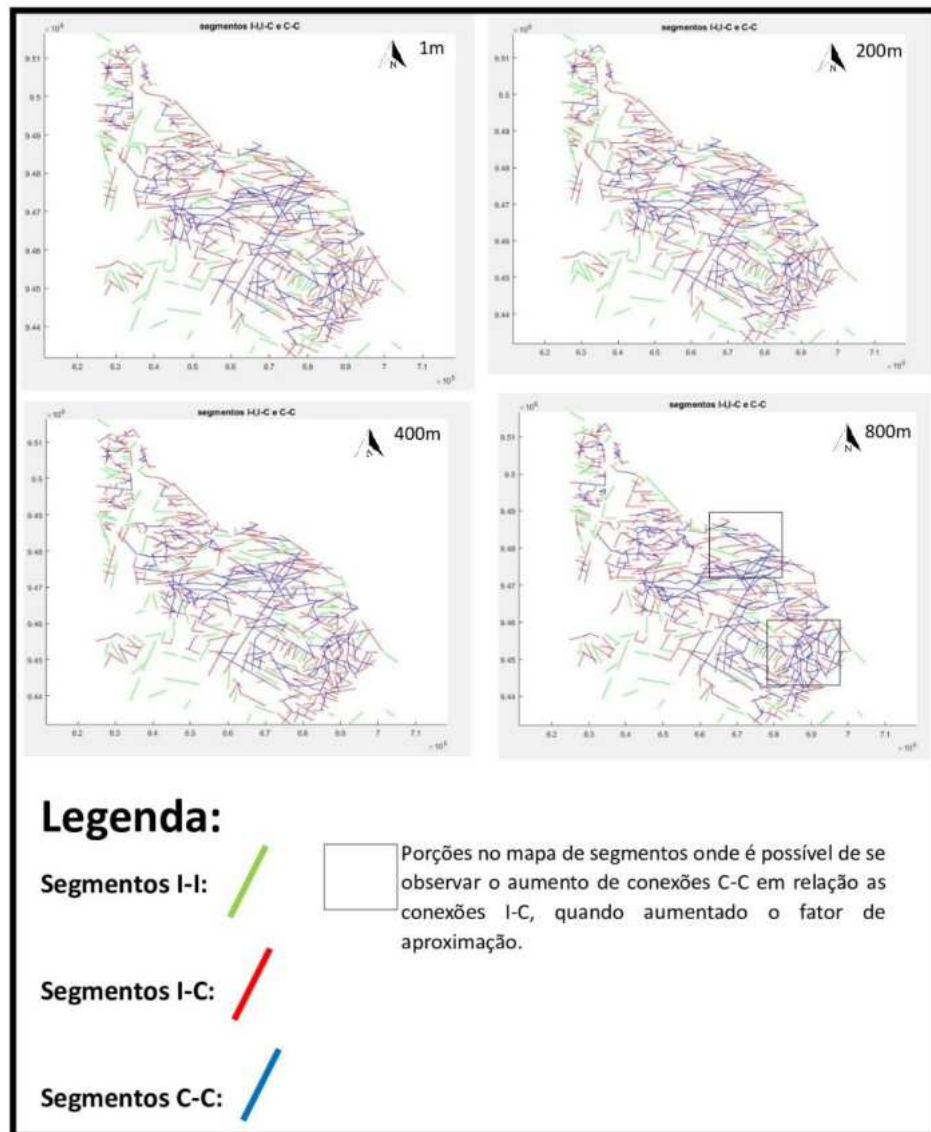


Figura 19 – Comparação da quantidade de segmentos para os mapas de 1m, 200m, 400m e 800m. Os quadrados em preto indicam as porções onde tiveram aumento dos segmentos C-C em relação a os segmentos I-C no mapa de 800m.

O fator de aproximação de 1200 m corresponde percentualmente a 1,04% da diagonal da área analisada, sendo observados 588 nós I, 820 nós Y e 305 nós X. Além disso, no mapa por segmentos foram plotados 62 segmentos I-I, 478 segmentos I-C e 780 segmentos C-C. Os resultados a partir do fator de aproximação de 1200m, mostra uma mudança importante no mapa da proporção de nós, onde o valor de nós Y é quase o triplo do valor se comparar com os valores apresentados pelos mapas de 400m para o mesmo tipo de nó Y. Mostrando a tendência dos lineamentos de se truncarem para formar bifurcações, pode-se observar algumas regiões na (Figura x) onde está sendo mostrado o aumento dos nós Y no mapa de 1200m em comparação as mesmas regiões nos outros mapas com fatores de aproximação de 1m, 200m, 400m, 800m isso não é observado. Indicando que a distância entre os lineamentos nessas regiões marcadas, bem provável, são maiores que 400m e inferiores 1200m. Tendo em vista que o fator de aproximação de 400m não conseguiu captar essas conexões, porém o de 1200m conseguiu. Vale salientar que o valor de 1,04% da diagonal da área analisada é o valor limite para uma interpretação geológica coerente.

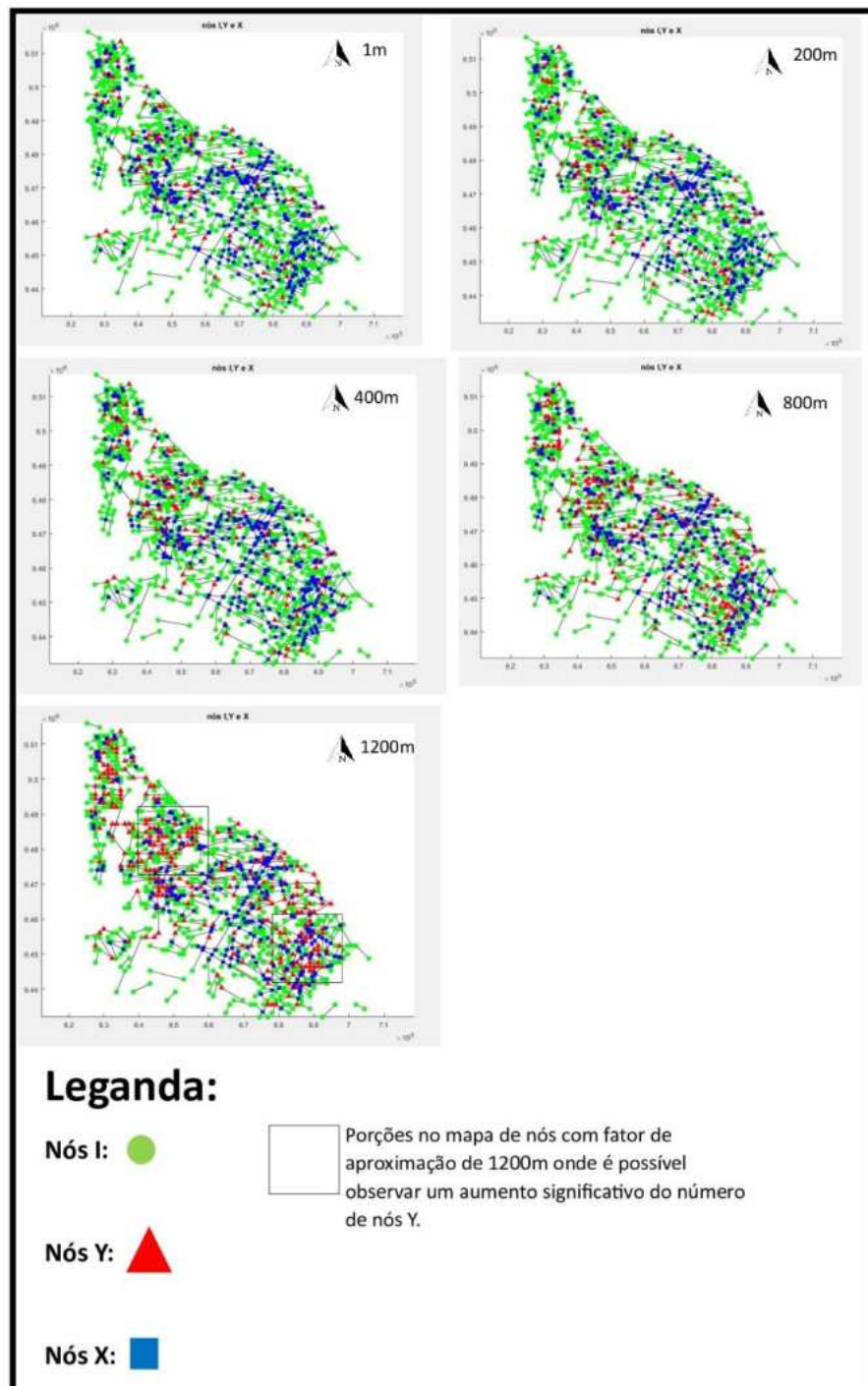


Figura 20 - Comparação da quantidade de nós para os mapas de 1m, 200m, 400m, 800m e 1200m. Os quadrados em preto indicam as porções onde tiveram aumento dos nós Y no mapa de 1200m em comparação com os outros mapas.

O fator de aproximação de 2400 m corresponde percentualmente a 2,05% da diagonal da área analisada, sendo observados 186 nós I, 1968 nós Y e 193 nós X. Além disso, no mapa por segmentos foram plotados 22 segmentos I-I, 177 segmentos I-C e 862 segmentos C-C. A primeira mudança que podemos notar nos mapas tanto para o número de nós e segmentos e a perda do sentido geológico (Figura x), com o aumento do fator de aproximação os lineamentos estão mudando de direção para fazer conexões. Como podemos observar um aumento muito alto de nós Y em relação aos nós I e X, consequentemente, o aumento de segmentos C-C com basicamente conexões entre (nós Y e Y). Essa perda do sentido geológico e tendência dos lineamentos de se conectar para formar ligações X e Y também ocorre com o fator de aproximação de 3600m (Figura x). Correspondendo percentualmente a 3,08% da diagonal da área analisada, sendo observados 72 nós I, 2879 nós Y e 100 nós X. Além disso, no mapa por segmentos foram plotados 15 segmentos I-I, 71 segmentos I-C e 684 segmentos C-C. Os segmentos parcialmente conectados que correspondem aos I-C, são irrisórios, se comparado aos valores encontrados para os mapas com fatores de aproximação aos quais é possível de se extrair informações geológicas coerentes: 1m (I-C = 733), 200m (I-C = 713), 400m (I-C = 691), 800m (I-C = 601) e 1200m (I-C = 478). O mesmo acontece se comparar ao número de nós Y para esses fatores de aproximação 1m (Nós Y = 230), 200m (Nós Y = 261), 400m (Nós Y = 324), 800m (Nós Y = 529) e 1200m (Nós Y = 820). Foi possível observar que as regiões nos mapas com uma maior complexidade estrutural e uma maior abundância de segmentos parcialmente conectados e duplamente conectados estão seguindo as porções próximas do *trends* de Fazenda Belém correspondem às regiões com maiores segmentos C-C para os mapas com os menores fatores de aproximação sendo eles de 1m, 200m, 400m e 800m (Figura x).

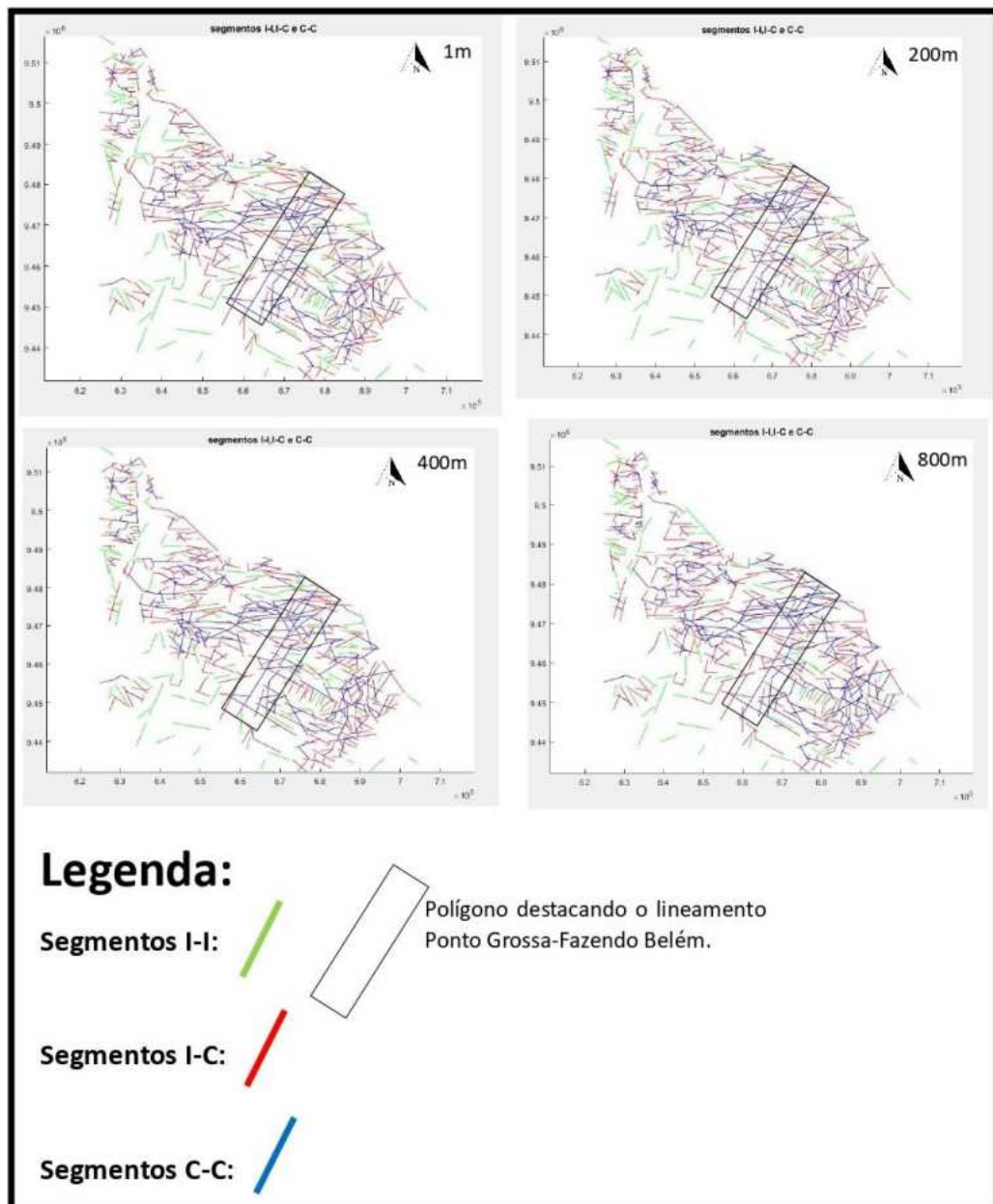


Figura 21 – Destacando o lineamento Ponta Grossa-Fazendo Belém nos mapas com a proporção de segmentos para os seguintes fatores de aproximação 1m, 200m, 800m.

6.1. Distribuição de nós e segmentos para diferentes fatores de aproximação

A partir dos gráficos na (Figura x), podemos analisar um acréscimo da proporção de nós Y e X, e dos segmentos C-C quando aumentamos o fator de aproximação. Esses resultados, evidência a importancia de sempre trabalharmos com os fatores de aproximação mais baixos, porém esses valores vão variar dependendo da área de estudo analisada. Para região interpretada em questão o fator de aproximação limite para uma interpretação geologica coerente é de 1,04% da diagonal da área analisada que corresponde a 1200m de cor (Roxo). Conforme se verifica nos mapas acima, começa a ocorrer uma mudança na direção dos lineamentos perdemos o sentido geológico. Dessa forma, para uma análise geológica coerente, um melhor entendimento da complexidade estrutural da área e para trabalharmos com uma margem de segurança melhor, foi decidido utilizar apenas os valores de 1 m, 200 m, 400 m e 800 m que abrangem uma proporção menor da diagonal da área de estudo. Sendo que esses fatores permitem uma análise mais precisa e coerente das estruturas.

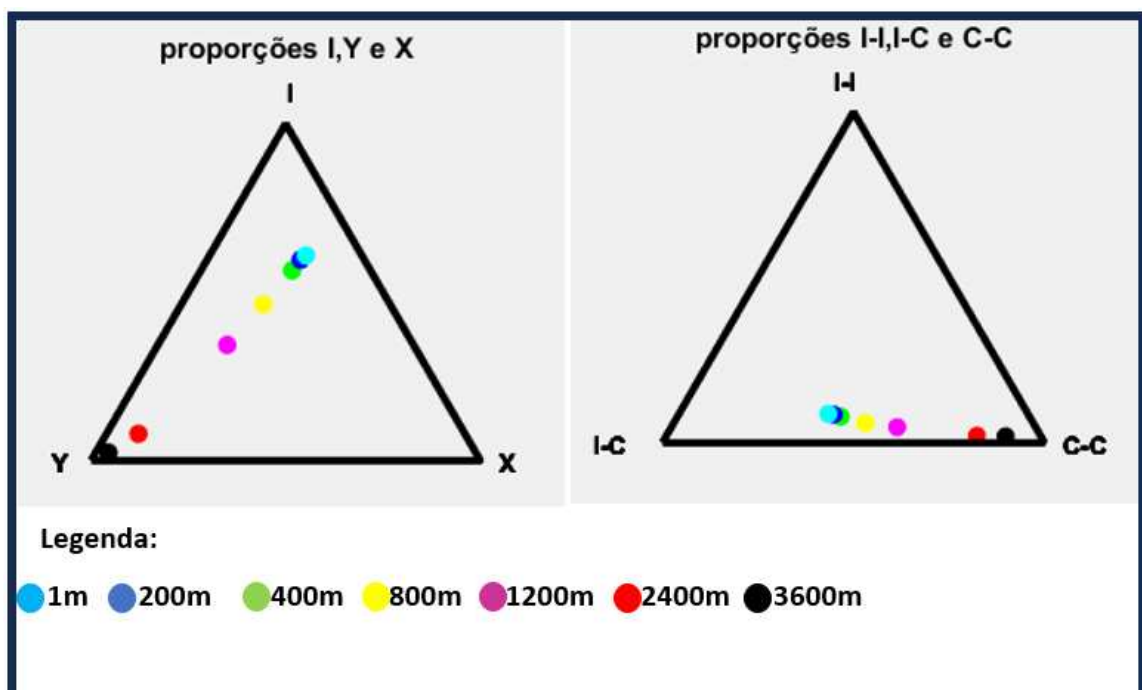


Figura 22 – Gráficos ternários com a distribuição de nós e segmentos com os sete fatores de aproximação utilizados no estudo.

Como é visível notar quando aumenta o fator de aproximação o gráfico de proporção de nós, ocorre uma tendência do gráfico migrar para nós Y. Já o mapa de proporção de segmentos tende a conexões duplamente conectadas representada pelos segmentos C-C.

6.2. Análise dos Mapas com o grau de complexidade estrutural e correlação com os poços

Conforme se verifica nos mapas acima (Figura x), começa a ocorrer uma mudança na direção dos lineamentos perdemos o sentido geológico. Dessa forma, para uma análise geológica coerente, e um melhor entendimento da complexidade estrutural da área e para trabalharmos com uma margem de segurança melhor foi decidido utilizar apenas os valores de 1 m, 200 m, 400 m e 800 m.

Com isso, para realizar o cálculo do CB (Ortega e Marrett 2000) e como foi explicado no tópico 4.3 o valor de CB vai de (0 até 2), sendo zero o valor mínimo e mais próximo dos segmentos I-I e dois o valor máximo e mais próximo dos segmentos C-C. Os mapas de CB gerados foi utilizado o valor máximo de CB = 1,8 por ser o maior valor da complexidade estrutural encontrada. Com esses conceitos enfatizados novamente, para analisar os segmentos primeiramente subdividimos a área em 156 subáreas, sendo feita uma análise do número de nós e segmentos por linha para cada uma das 156 subáreas (Figura x) e sendo gerados quatro mapas (Figura x).

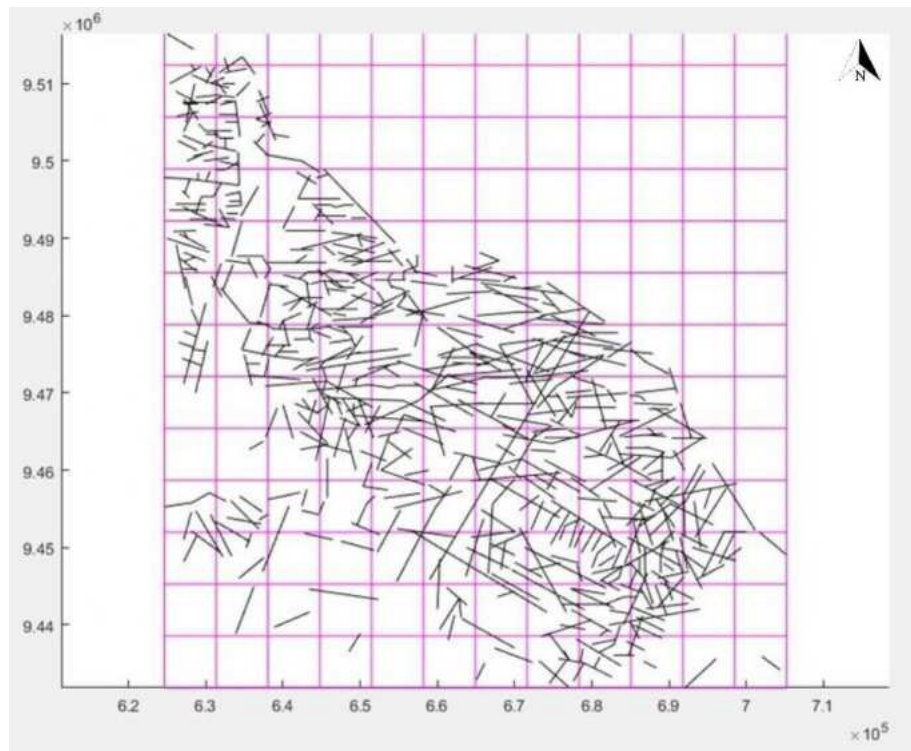


Figura 23 – Área de estudo dividida em 156 subáreas.

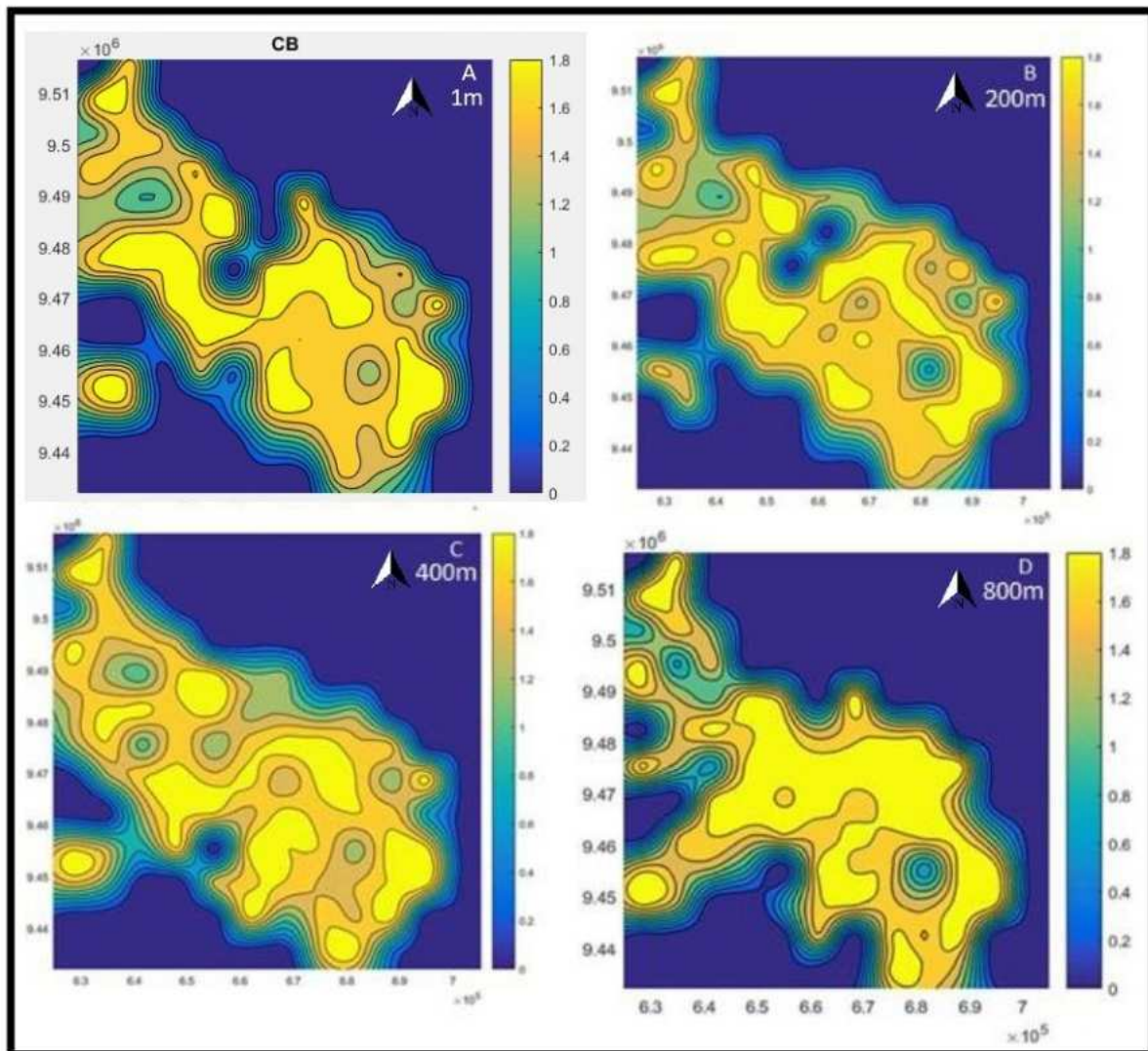


Figura 24 – Mapas com o grau de complexidade estrutural para os fatores de aproximação de 1m, 200m, 400m e 800m.

A complexidade estrutural que é possível ser observada nos mapas está indicando as tendências gerais relacionadas à orientação dos lineamentos na área. No caso da região estudada, verifica-se uma orientação predominante de estruturas NE-SW e NW-SE. Essas tendências podem ser atribuídas à história evolutiva da bacia e influenciaram na formação dessas estruturas durante os eventos Sin-Rift II e Sin-Rift III, que estão relacionados à abertura do Oceano Atlântico, propostos por Matos (1992). Os esforços tectônicos durante esse período se aproveitaram das estruturas do preexistentes do embasamento.

Além disso, na área de estudo há dois regimes de tensões transcorrentes que atuaram no período pós-rift. O primeiro campo de tensão pós-rift (SF1) ocorreu do final do Cretáceo ao Mioceno e se caracteriza por uma compressão N-S e distensão E-W (Bizerra 2020). Esse campo de tensão influenciou na formação de estruturas com orientações N-S e E-W na área estudada. O segundo campo de tensão (SF2) atua desde o Mioceno até os dias atuais e está associado a esforços de compressão E-W/NW-SE e distensão N-S/NE-SW. Esse campo de tensão é responsável por influenciar a formação de estruturas com orientações E-W, NW-SE e N-S/NE-SW na área de estudo.

A interação entre os regimes de tensões transcorrentes pós-rift e as estruturas preexistentes do embasamento contribuíram para a complexidade estrutural observada. A distribuição dos lineamentos na área de estudo reflete a influência desses campos de tensão com a formação de falhas e fraturas em diferentes direções.

Através da subdivisão em subárea e do cálculo do Coeficiente de Branching (CB), foi possível gerar observar as áreas com maior concentração de segmentos C-C e nós Y. Esses gráficos são úteis para visualizar e compreender a distribuição geral da complexidade estrutural na área de estudo.

Com os resultados gerados através dos gráficos ternários para cada mapa acima, é possível identificar uma tendência para uma maior concentração de nós I e Y, bem como de segmentos duplamente conectados C-C na área de estudo (Figura x). Isso indica uma alta complexidade estrutural na região. Cada ponto vermelho nos gráficos representa uma das 156 subáreas, sendo plotados apenas nos quadrados em que apresentam algum lineamento, permitindo uma análise geral da complexidade estrutural.

Além disso, é importante notar o aumento do volume de pontos nos gráficos onde estão os segmentos C-C e os nós Y quando aumentamos o fator de aproximação. Indicam um aumento das porções com alta complexidade estrutural, que foram encontrados principalmente próximos do lineamento Ponta Grossa-Fazenda Belém. Sendo interessante destacar as regiões com baixa complexidade estrutural, conseqüentemente, maior concentração de segmentos I-I estão na porção sudoeste da área de estudo.

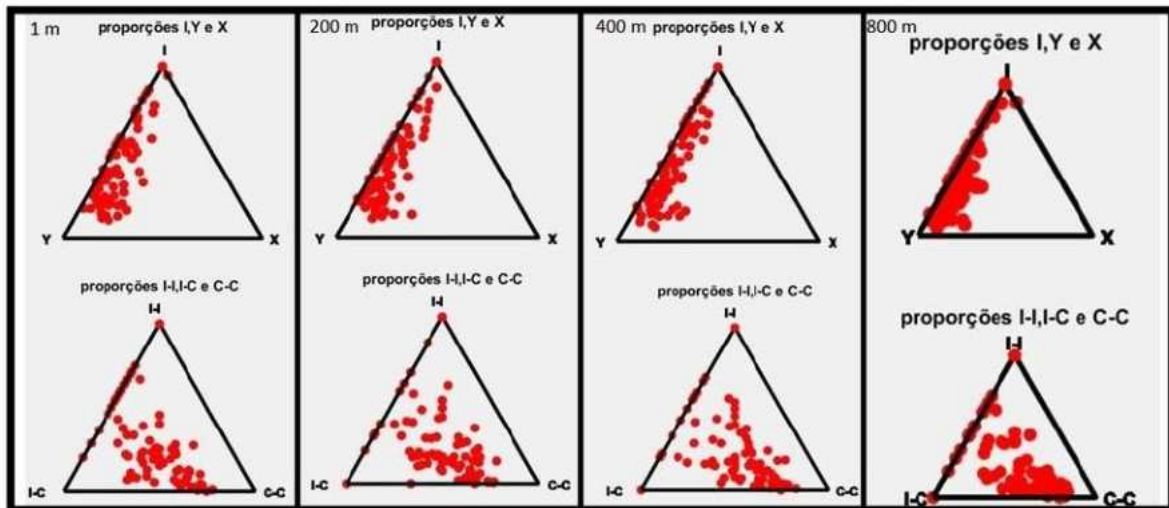


Figura 25 – Distribuição de nós e segmentos para cada subárea e para os seguintes fatores de aproximação 1m, 200m, 400m e 800m.

As porções mais fraturadas em meios geológicos normalmente apresentam um papel importante nas propriedades físicas, atuando na distribuição de fluidos, como água e hidrocarbonetos (Rosa 2006). Tendo as conexões, as fraturas atuam como condutos para o transporte dos hidrocarbonetos, até sua acumulação nos campos de petróleo. Partindo desse princípio, na área de estudo, poder-se-ia pensar que os poços produtores estariam localizados nas regiões onde o CB é próximo ou superior a 1,8. Entretanto, como se observa nos mapas abaixo (figura x), não é isso que acontece, sendo contraditório em relação às expectativas iniciais.

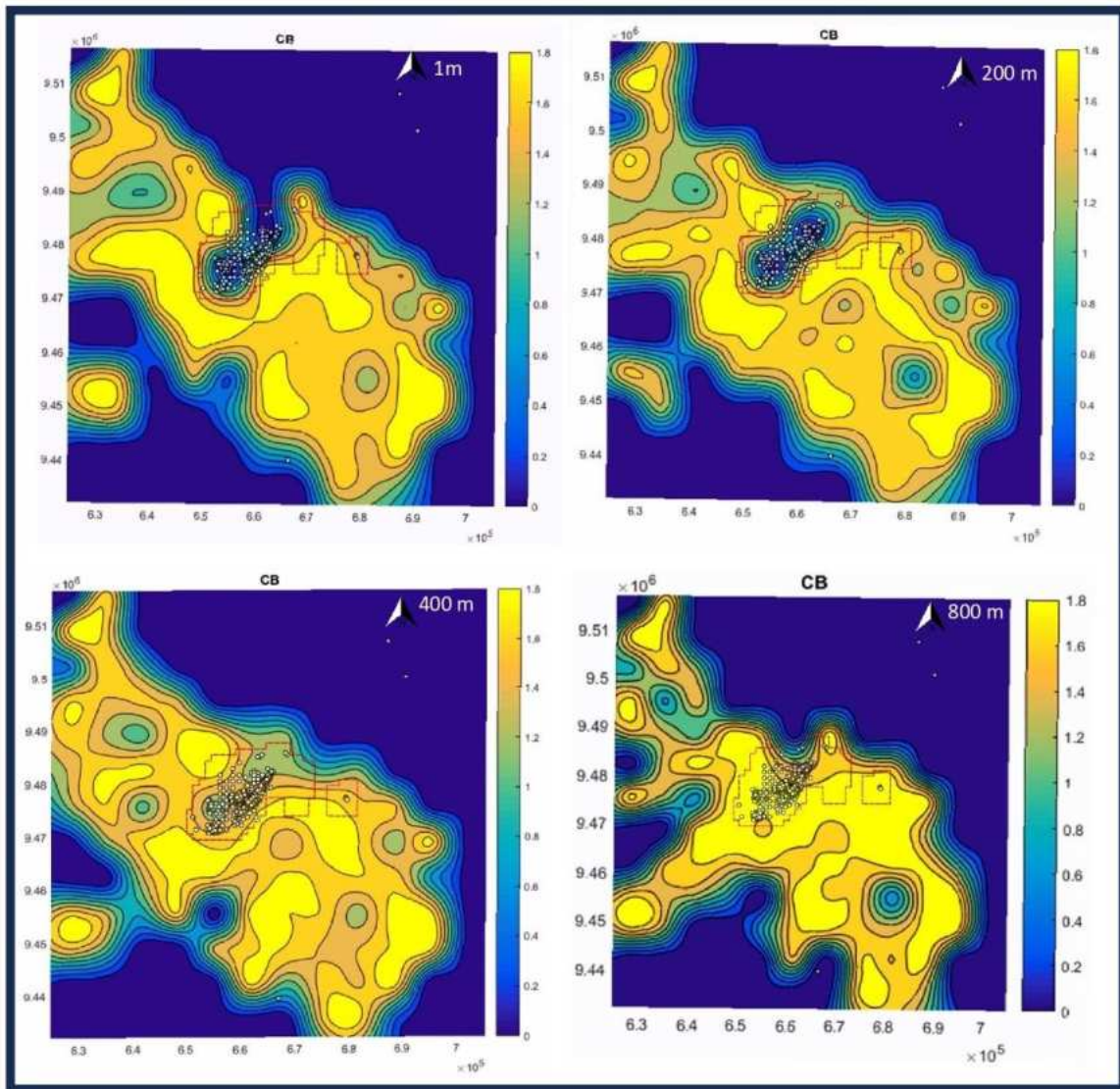


Figura 26 – Mapa com o grau de complexidade estrutural para os fatores de aproximação de 1m, 200m, 400m e 800m sobreposto com os poços produtores da região.

A partir disso, podemos pensar em outras hipóteses como as regiões que predominam os segmentos I-C e C-C que apresentam uma maior conectividade e podem ter sido afetadas por processos de precipitação mineral, cimentação diagenética no passado. Esses processos mencionados anteriormente podem preencher os espaços porosos dessas rochas, reduzindo sua permeabilidade e conectividade, tornando-as menos propícias para a acumulação e fluxo de fluidos. Portanto, mesmo que essas áreas mais conectadas possam ter uma complexidade estrutural maior, a ocorrência desses processos pode ter comprometido sua capacidade de acumulação e migração de fluidos.

Como resultado, os poços produtores estão sendo encontrados em áreas com menor complexidade estrutural, onde a obliteração da permeabilidade pode ter sido menos afetada. Nessas áreas, embora tenham uma menor concentração de nós X e Y, conseqüentemente segmentos I-C e C-C, a permeabilidade das rochas pode ter sido preservada, permitindo a acumulação de hidrocarbonetos.

Outra hipótese seria que as porções mais afetadas pelos processos de precipitação mineral podem estar servindo como uma armadilha estrutural para esses campos, causando a acumulação de hidrocarbonetos nas porções com menor complexidade estrutural.

Por fim, é importante lembrar que a disposição de poços produtores é influenciada por vários fatores além da complexidade estrutural, como um bom entendimento da estratigrafia da bacia, análise petrográfica das rochas reservatórios e geoquímica das rochas geradoras, entre outros estudos. Porém, essa análise estrutural é fundamental para ajudar a guiar e compreender como se desenvolveu a estruturação da área, bem como para analisar as regiões com melhores chances de se ter acumulação de hidrocarbonetos.

7. CONCLUSÕES

O estudo a partir da análise dos lineamentos na porção noroeste da Bacia Potiguar destacou a importância da topologia na compreensão da geologia estrutural e na quantificação da complexidade estrutural da área. Através da análise do número de nós e segmentos por linha, foi possível extrair as características dos lineamentos presentes na área de estudo.

Porém precisasse destacar que sem a utilização de diferentes fatores de aproximação não seria possível entender a distribuição de nós e segmentos nos mapas analisados. Os fatores de aproximação que representam diferentes distâncias da diagonal da área analisado, foi fundamental para conseguirmos trabalhar com uma margem de segurança para uma interpretação geológica coerente. Conseguir extrair resultados da área estudada mesmo trabalhando com um fator de aproximação de 1m que representa 0,000085% da diagonal da área, sendo uma escala regional e, com isso quantificar a alta complexidade estrutural é impressionante. Além disso, trabalhar os resultados dos mapas com fatores de aproximação inferior ao limite definido de 1200m que apresenta 1,04% da diagonal da área foi importante para uma análise mais acurada dos mapas do grau de complexidade estrutural.

Ainda analisando os diferentes fatores de aproximação conseguimos concluir que a distância média entre os lineamentos no mapa são de valores superiores a 400m que representa 0,34% da diagonal da área e inferiores 1200m que apresenta 1,04% da diagonal da área. Tendo em vista que quando mudou o fator de aproximação de 400m para 1200m, ocorreu um aumento significativo do número de nós Y de 324 para 820 nós Y. Demonstrando que os lineamentos que antes apresentavam apenas um segmento, agora são representados por três segmentos.

Esse mesmo padrão também foi observado nos mapas com a proporção de segmentos I-I, segmentos I-C e segmentos C-C. Onde porções nos mapas com fatores de aproximação de 1m, 200m e 400m ocorria o predomínio de segmentos I-I e I-C, quando aumentamos o fator de aproximação para 800m essas porções começaram a ocorrer o predomínio dos segmentos C-C que são representados por duas conexões entre (nós X e Y), (nós X e X) e (nós Y e Y).

Também foi possível concluir que o lineamento Ponta Grossa-Fazendo Belém apresenta um alto grau de complexidade estrutural. Sendo possível observar abundância de segmentos C-C mesmo utilizando fatores de aproximação inferiores ao limite definido sendo esse valor de 1200m que representa 1,04% da diagonal da área.

Depois de subdividir a área em 156 subáreas para conseguir realizar o cálculo do Coeficiente de Branching (CB) e gerar os mapas com o grau de complexidade estrutural. Foi capaz de observar e quantificar as direções preferências da bacia, sendo as orientações NE-SW e NW-SE onde ocorria uma maior concentração de nós X e Y além de segmentos C-C.

A sobreposição dos mapas com o grau de complexidade estrutural com os poços produtores que estão inseridos dentro da área de estudo, foi fundamental para conseguirmos tirar algumas conclusões sobre o sistema petrolífero da porção noroeste da Bacia Potiguar. A primeira questão foi que os poços produtores não coincidiu com as regiões com CB próximo ou superior a 1.8 que era o esperado desde o início. Como foi constatado nos mapas de CB para os fatores de aproximação de 1m e 200m os poços produtores caíram sobre as regiões que tinham valores de CB inferiores a 1, indicando que os poços estavam nas porções com baixa complexidade estrutural.

A partir disso, foram levantadas algumas hipóteses para explicar o que estava acontecendo. A primeira foi ponderar que regiões com uma alta complexidade estrutural mesmo que apresente uma boa porosidade e conectividade devido a grande quantidade de nós Y e X e segmentos I-C e C-C,

pode ter dificuldade para acumulação de hidrocarbonetos por faltar alguns elementos essenciais para formação de um sistema petrolífero, como rocha selante e o processo de formação da trapa.

Porém essa primeira interpretação que estávamos esperando dos poços caírem nas porções com CB alta, seria mais difícil de acontecer. Tendo em vista, que o hidrocarboneto da bacia teria mais dificuldade de ser preservado devido a quantidade de conexões entre as fraturas. Além disso, as porções com maior concentração da complexidade estrutural, conseqüentemente, maior concentração de segmentos I-C e C-C vão funcionar como regiões de menor pressão dentro da rocha. Com isso, fluidos mineralizados e processos diagenéticos são mais fáceis de ocorrer e obliterar a permeabilidade criada pelas fraturas.

Então para conseguir explicar que os poços estão localizados nas regiões de baixa complexidade estrutural, podemos pensar que nessas regiões onde o CB é inferior a 1 a porosidade e permeabilidade primária da rocha pode ter sido preservada, devido a baixa ocorrência de fraturas nessa região. Além disso, se partimos do princípio que os processos diagenéticos que obliteraram a permeabilidade das rochas na área de estudo e que esse processo ocorreu antes da migração dos hidrocarbonetos. Pode-se concluir que as porções com maior complexidade estrutural que tiveram sua permeabilidade obliterada, funcionou como uma trapa estrutural. E como sabe-se que um fluido migra sempre para regiões de maior pressão para as de menor pressão, como na área estudada a região onde vai apresentar menor pressão vai ser as regiões com menor complexidade estrutural, pois a permeabilidade e porosidade primária estão preservadas, com isso, ocorrendo acumulação de hidrocarbonetos.

Por fim, foi possível mostrar que uma análise topológica para compreender a complexidade estrutural desempenha um papel fundamental no planejamento e na tomada de decisões. A combinação de técnicas de quantificação matemática com o conhecimento geológico permite uma compreensão mais precisa da distribuição de fluidos nas rochas em subsuperfície, auxiliando na identificação de áreas favoráveis para a produção de petróleo, gás e outros recursos.

Referências bibliográficas

Araujo, L., Mello C., Moraes, A., 2023. Numerical modeling of the Cenozoic tectonic stress fields and associated structural patterns in 4 northwestern of the Potiguar Basin.

Balsamo, F., Bezerra F.H.R., Vieira, M.M., Storti, F., 2013. Structural control on the formation of iron-oxide concretions and Liesegang bands in faulted, poorly lithified Cenozoic sandstones of the Paraíba Basin, Brazil. *Geol. Soc. Am. Bull.* 125, 913-931.

Bezerra, FHR, Amaral, RF, Silva, FO, Sousa, MOL, Fonseca, VP, Vieira, MM, Moura-Lima, EN, Aquino, MR, 2009. Mapa Geológico da Folha de Macau. 2 mapas. Serviço Geológico Brasileiro, Brasília 63pp.

Bezerra, F. H., de Castro, D. L., Maia, R. P., Sousa, M. O. L., Moura-Lima, E. N., Rossetti, D. F., Bertotti, G., Souza, Z. S., & Nogueira, F. C. C. (2019). Postrift stress field inversion in the Potiguar Basin, Brazil – Implications for petroleum systems and evolution of the equatorial margin of South America. *Marine and Petroleum Geology*, 109, 464-482.

Cavalcanti, J. C. (1999). Limites e evolução geodinâmica do sistema Jaguaribeano, Província Borborema, Nordeste do Brasil. Dissertação (Mestrado). Natal: Centro de Ciências Exatas e da Terra – UFRN.

Cavalcante, J. C.; Vasconcelos, A. M.; Medeiros, M. F.; Paiva, I. G.; Gomes, F. E.M. Atlas digital de geologia e recursos minerais do Ceará. Fortaleza: CPRM, 2003. Escala 1:500.000.

Cremonini, O. A.; Karner, G. D. Reativação mesozóica da Bacia Potiguar. In: SIMPÓSIO DE GEOLOGIA DO NORDESTE, 6., 1995, Natal. Anais do VI Simpósio de Geologia do Nordeste, Natal, p. 181-184, 1995.

Fetter, A. H. U/Pb and Sm/Nd geochronological constraints on the crustal framework and geologic history of Ceará state, NW Borborema province, NE Brazil: implications for the Assembly of Gondwana. 1999. 164 p. Tese (Doutorado em

Geologia) - Department of Geology, University of Kansas, Kansas. 1999.

Insight, Geologia do Petróleo LTDA. Petroleum systems of the Potiguar Basin. Relatório final da avaliação dos sistemas petrolíferos da bacia Potiguar em atendimento ao Ofício da ANP nº 150/SDT/2005, p. 295, 2005.

Jing, L., Stephansson, O., 1997. Network topology and homogenization of fractured rocks. In: Jamtveit, B., Yardley, B.W. (Eds.), Fluid Flow and Transport in Rocks. Mechanisms and Effects. Chapman & Hall, Oxford, pp. 191e202.

Manzocchi, T., 2002. The connectivity of two dimensional networks of spatially correlated fractures. Water Resour. Res. 38 <http://dx.doi.org/10.1029/2000WR000180>.

Matos, R. M. D., 2000. Tectonic Evolution of the Equatorial South Atlantic. In: MOHRIAK, W & TALWANI, M., (ed). Atlantic Rifts and Continental Margins. Geophysical Mono-graph, v. 115, p. 331-354.

Matos, R. M. D., 1992. The Northeast Brazilian Rift System. Tectonics, v. 11, n. 4, p.766-791.

Medeiros, V. C., Cavalcante, R., Cunha, A. L. C., Costa, A. P., Sá, J. M., Silveira, F. V., Rodrigues, J. B., Silva, M. A., Dantas, A. R., 2017. Magmatismo ediacarano-cambriano da região das mineralizações de W de Currais Novos (RN), domínio Rio Piranhas-Seridó. In: SBG XXVII Simp. Geol. Nordeste, 2017

Neves, S.P. 2003. Proterozoic history of the Borborema province (NE Brazil): Correlations with neighboring cratons and Pan-African belts and implications for the evolution of western Gondwana. TECTONICS, VOL. 22, NO. 4, 1031, doi:10.1029/2001TC001352,2003.

Ortega, O., Marrett, R., 2000. Prediction of macrofracture properties using microfracture information, Mesaverde Group sandstones, San Juan basin, New Mexico. J. Struct. Geol. 22, 571e588.

Pessoa Neto O.C. Soares U.M. Fernandes da Silva J.G. Roesner E.H. Florencio C.P.Valentin de Souza C.A. 2007. Bacia Potiguar. Boletim de Geociências da Petrobrás, 15(2):357-369.

Rosa, A. J.; Carvalho, R. S.; Xavier, J. A. DE. Engenharia de Reservatórios de Petróleo. Editora Interciência, 2006.

Ravasz, E., Barabasi, A.-L., 2003. Hierarchical organization in complex networks. *Phys. Rev. E* 67, 1e7.

Rossetti, DF, Bezerra, FHR, Dominguez, JML, 2013. Late Oligocene-Miocene transgressões ao longo das margens equatorial e oriental do Brasil. *Ciências da Terra. Rev.* 123, 87–112.

Sá, J. M., McReath, I., Leterrier, J. (1995). Petrology, geochemistry and geodynamic setting of Proterozoic igneous suites of the Orós fold belt (Borborema Province, Northeast Brazil). *Journal of South American Earth Sciences*, 8(3), 299-314.

Sanderson, D.J.; Nixon, C.W. 2015. The use of topology in fracture network characterization. *J. Struct. Geol.* 72: 55-66.

Souza, Suellen. Relations between Potiguar Rift structural framework and the adjacent basement: analysis of gravity and magnetic data. *Geol. USP, Sér. cient.*, São Paulo, v. 16, n. 1, p. 44-60, março 2016.

Torres, P. F. M.; Cavalcante, J. C.; Palheta, E. S. M.; Vasconcelos, A. M.; Oliveira, F. V.; Forgiarini, L. L. Mapa geológico folha Quixadá - SB.24-V-B. Estado do Ceará. Fortaleza: CPRM. 2007. 1 mapa, color. Escala 1:250.000.

<http://geologoam.blogdominiotemporario.com.br/wpcontent/uploads/2023/01/Topologia-Aplicada-à-Análise-Estrutural-de-Falhas-em-Ambientes-Geológicos.pdf> acesso: 22/06/2023