

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
INSTITUTO DE GEOCIENCIAS
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA E GEOFISICA
PROGRAMA DE POS- GRADUAÇÃO EM DINÂMICA DOS OCEANOS E DA
TERRA

LUISA FERNANDA DUQUE HERRERA

DELIMITAÇÃO E INTERPRETAÇÃO ESTRUTURAL DO
RESERVATÓRIO CLÁSTICO DA FORMAÇÃO MIRADOR, BACIA
DE LLANOS ORIENTALES, COLOMBIA.

Ficha catalográfica automática - SDC/BIG
Gerada com informações fornecidas pelo autor

D946d Duque herrera, Luisa Fernanda
Delimitação e interpretação estrutural do reservatório
clástico da formação mirador, bacia de Llanos Orientales,
Colombia / Luisa Fernanda Duque herrera ; Cleverson Silva,
orientador. Niterói, 2018.
92 f. : il.

Dissertação (mestrado)-Universidade Federal Fluminense,
Niterói, 2018.

DOI: <http://dx.doi.org/10.22409/PPGDOT.2018.m.06362334728>

1. Atributos Sísmicos. 2. Espessura do reservatório. 3.
Reservatórios de Hidrocarbonetos. 4. Produção intelectual.
I. Silva, Cleverson, orientador. II. Universidade Federal
Fluminense. Instituto de Geociências. III. Título.

CDD -

Bibliotecário responsável: Debora do Nascimento - CRB7/6368

DELIMITAÇÃO E INTERPRETAÇÃO ESTRUTURAL DO RESERVATÓRIO CLÁSTICO DA FORMAÇÃO MIRADOR, BACIA DE LLANOS ORIENTALES, COLOMBIA.

Dissertação apresentada à Universidade Federal Fluminense como requisito parcial do Programa de Pós-Graduação em Dinâmica dos Oceanos e da Terra para a obtenção do título de Mestre na área de Geologia e Geofísica.

Orientador: **Prof. Dr. Cleverson Guizan Silva**

NITEROI-RJ

2018

DELIMITAÇÃO E INTERPRETAÇÃO ESTRUTURAL DO RESERVATÓRIO CLÁSTICO DA FORMAÇÃO MIRADOR, BACIA DE LLANOS ORIENTALES, COLOMBIA.

LUISA FERNANDA DUQUE HERRERA

Dissertação apresentada à Universidade Federal Fluminense como requisito parcial do Programa de Pós-Graduação em Dinâmica dos Oceanos e da Terra para a obtenção do título de Mestre na área de Geologia e Geofísica.

Aprovada em de de 2018.

Comissão Examinadora:

Prof. Dr. Antônio Fernando Menezes Freire (Professor Adjunto UFF)

Prof. Dr. André Luiz Ferrari (Professor associado UFF)

Dr. Daniel Brian Praeg (Géoazur, Valbonne, França)

Dedicatória

Dedico este trabalho ao meu marido por todo o apoio e motivação para nunca desistir.

Ao meu filho, que é meu maior incentivo para sempre tentar fazer o melhor.

A minha família por acreditar em mim e me apoiar apesar da distância.

E a todos que direta ou indiretamente apoiaram-me para a conclusão deste grande objetivo.

Agradecimentos

Ao meu marido Diego Garcia por todo o amor, pela força e incentivo, e sobretudo pelo apoio durante este tempo sem você eu não teria conseguido.

A minha mãe por todo o amor e carinho ao longo da minha vida especialmente o apoio e conselhos neste momento fora do meu país.

A universidade Federal Fluminense, seus professores e colaboradores, que proporcionaram uma excelente formação. Este agradecimento vai especialmente ao Professor Dr. Cleverson Guizan Silva pela sua orientação e sobretudo nas idéias para o enriquecimento deste trabalho.

Aos Professores Antonio Fernando Freire e André Ferrari por serem excelentes professores e me ajudarem nessa etapa pela UFF.

A Camilo Sandoval pela ajuda e o companheirismo antes da minha entrada no mestrado.

Para a companhia espanhola de petróleo S.A por fornecer os dados para o desenvolvimento do meu projeto.

A todos que direta ou indiretamente apoiaram-me nos bons e/ou maus momentos da minha vida.

Sumário

1	INTRODUÇÃO	9
1.1	Caracterização do Problema	10
1.2	Objetivo	10
2	GENERALIDADES DA BACIA.....	11
3	CONTEXTO GEOLÓGICO REGIONAL.....	13
3.1	Origem e evolução da Bacia dos Llanos Orientales (BLO).....	15
3.2	Estratigrafia	18
3.2.1	Embasamento	18
3.2.2	Fase Rifte	21
3.2.3	Fase pós-rifte ou de subsidência térmica	22
3.2.4	Inversão tectônica – bacias de antepaís.....	23
3.3	Evolução das estruturas e idade da formação das armadilhas	24
3.4	Elementos do sistema petrolífero	30
3.4.1	Rocha geradora.....	30
3.4.2	Migração.....	30
3.4.3	Rocha Reservatório	30
3.4.4	Armadilhas.....	35
3.4.5	Rocha selante	35
4	BASE DE DADOS E METODOS.....	35
5	RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	41
5.1	Reservatório Mirador na área de estudos	41
5.2	Análise de atributos sísmicos	46
5.3	Interpretação Estratigráfica	53
5.4	Interpretação Estrutural	58
5.5	Geração de mapas estruturais	65
5.6	Fácies Sísmicas	74
5.7	Mapas de espessura	82
6	CONCLUSÕES	88
7	Referências bibliográficas.....	90

RESUMO

Com base em dados sísmicos 3D e dados de poço, foi comprovada a continuidade lateral da Formação Mirador, que constitui o principal reservatório da Bacia de Llanos, Colômbia. As maiores espessuras do reservatório são explicadas pelo empilhamento de arenitos de canais dentro de um domínio de maior subsidência tectônica relativa controlada pela atividade de falhas normais e por processos tectônicos regionais associados com a formação da bacia de antepaís como resposta ao soergimento dos Andes.

Os depósitos da Formação Mirador foram identificados graças ao uso de atributos sísmicos que permitiram análise das fácies, da seqüência de empilhamento das camadas e das variações laterais na geometria e espessura dos corpos de areias. Com a compreensão dessas características propõe-se que os reservatórios correspondem a depósitos de ambientes fluviais de drenagens entrelaçadas.

O uso de atributos sísmicos também permitiu identificar feições estruturais responsáveis por fechamentos em três direções (*3-way closures*), o que se reconhece como o principal *play* exploratório do bloco. Não foram identificados padrões de compartimentalização associados às estruturas.

Finalmente, mostra-se a possibilidade de ter trapas estratigráficas dentro dos sistemas de canais, necessitando de um maior detalhe de mapeamento e diferenciação litológica.

PALAVRAS CHAVES:

Sísmica 3D. dados de poços, Atributos Sísmicos, espessura do reservatório, Sistema de Canais, Reservatórios de Hidrocarbonetos, continuidade lateral. Falhas normais.

ABSTRACT

Based on 3D seismic and well data, the lateral continuity of Mirador formation has been proven, The Mirador formation is the main reservoir of the Llanos basin Colombia. The reservoir thickness is controlled by the stacking pattern and lateral variation of the fluvial facies. This continental environments were developed during the formation of the Llanos foreland basin as a response to the uplift of the Andes range. In the foreland, the structural deformation was dominated by normal faults creating the topographic control on the rivers flow. Along the main fluvial drainages were stacked the thicker sand bodies which show the best reservoir quality in the basin.

The deposits of the Mirador formation were assessed using seismic attributes and well logs. The seismic facies variation and succession was identified as well as the stacking pattern of the layers was recognized. Finally, the lateral continuity

of the layers, the channels geometry and the thickness of the sand bodies were evaluated using a selected set of seismic attributes on the interpreted horizons.

The observed characteristics were interpreted as a facies association developed in a fluvial depositional environment. The better reservoirs were accumulated in the central drainage of meanders and braids rivers

The use of seismic attributes also allowed to identify structural features responsible for trap closures in three directions (3- way closures), the main exploratory play of the block. No compartmentalization patterns associated with structures were identified.

Finally, the possibility of having stratigraphic traps within the channels systems is proposed but needing more detailed mapping and lithological differentiation.

1 INTRODUÇÃO

A bacia dos Llanos Orientales é a maior bacia produtora de petróleo na Colômbia, onde desde o começo da produção nos anos 40 do século passado, foram descobertos mais de 8.000 milhões de barris de petróleo equivalente (BBOE).

A formação Mirador, de idade Eocênica, contém boa parte dos reservatórios da bacia, sendo eles arenitos de ótima qualidade com porosidades médias em torno de 10-30%. A economicidade dos projetos de produção de petróleo a partir destes reservatórios, dentro da bacia, acaba sendo altamente sensível a mudanças na qualidade e espessura dos reservatórios, afetando não somente os volumes produzidos, mas também os custos e complexidade do desenvolvimento.

O trabalho aqui apresentado visa à identificação das mudanças laterais da Formação Mirador na área do campo de interesse, tais como variações na espessura da unidade estratigráfica, alterações na geometria e fácies sísmicas que refletem mudanças nos ambientes deposicionais assim como falhas e outras feições estruturais que alteram a continuidade das camadas. A identificação e descrição destas mudanças ajudarão a um melhor desenvolvimento do campo e a otimização da produção.

Para atingir o objetivo do trabalho, foram interpretados dados de sísmica 3D (397 km²) e 9 poços perfurados dentro da área da descoberta. Além da interpretação sísmica detalhada, a interpretação dos perfis dos poços e uma correta amarração sísmica-poço, o fluxo de trabalho foi melhorado e complementado com o uso dos atributos sísmicos em várias etapas do desenvolvimento do trabalho.

A aplicação de atributos sísmicos específicos permitiu melhoras na delimitação e rastreamento de descontinuidades e mudanças na geometria dos corpos como afinamentos e mergulhos, tendências estruturais ou padrões de falhamento (*dip maximum similarity* e *similarity*). Por outro lado, o uso de atributos que ressaltam variações na amplitude da *wavelet*, nos contrastes de impedância acústica ou de fase, foram de grande utilidade na interpretação das variações na geometria interna e externa das camadas e no comportamento das fácies sísmicas desenvolvidas nos diferentes ambientes deposicionais.

Os resultados obtidos são apresentados em mapas estruturais e de isópacas da Formação Mirador e através de correlações estratigráficas entre os poços disponíveis. Estes resultados poderão auxiliar na predição da continuidade e qualidade dos reservatórios nas áreas ainda sem perfurar, permitindo desta forma a melhor localização dos poços de desenvolvimento e injeção assim como a otimização dos custos ao longo da vida útil do campo.

1.1. Caracterização do Problema: Os principais reservatórios na bacia de Llanos são de origem fluvial Formação Carbonera C5 y C7 (Canais ou estuários) e Formação Mirador (Litoral e Canais entrelaçados)

Um dos principais problemas para o desenvolvimento dos campos é a definição da continuidade lateral dos reservatórios. Essa característica determina a localização dos poços produtores e injetores assim como a quantidade de volumes de óleo a serem produzidos.

No campo de estudo foram perfurados até o momento nove poços, neles identificou-se uma diferença na espessura do reservatório. Este fato tornou-se um dos principais problemas para o desenvolvimento do Campo já que até hoje tem sido difícil a definição da continuidade lateral dos reservatórios usando técnicas estratigráficas de correlação convencionais.

A incerteza ligada à continuidade lateral do reservatório impõe grandes desafios para o desenvolvimento do campo especialmente para a correta localização dos poços produtores e o planejamento de trabalhos de *work-over* e recuperação secundária que precisam de poços injetores. O baixo nível de conhecimento do reservatório também gera erros significativos nos cálculos volumétricos de campo o que afeta as previsões de produção e no final, a economia do projeto.

1.2 Objetivo: Os principais objetivos deste projeto são definir a geometria, espessura e as mudanças laterais de fácies do reservatório Mirador além de tentar determinar se existe compartimentalização associada a falhas e fraturas.

2 GENERALIDADES DA BACIA

A Bacia dos Llanos Orientales corresponde a uma depressão estrutural com tendência a nordeste (NE), delimitada a oeste (W) pela Cordilheira Oriental, a leste (E) pelo Escudo da Guiana, a nordeste (NE) pelo arco de Arauca que a separa da Bacia Barinas na Venezuela e sul (S) pela Serra de la Macarena e o Alto del Vaupés que a separam da Bacia do Putumayo. (Figura 1)

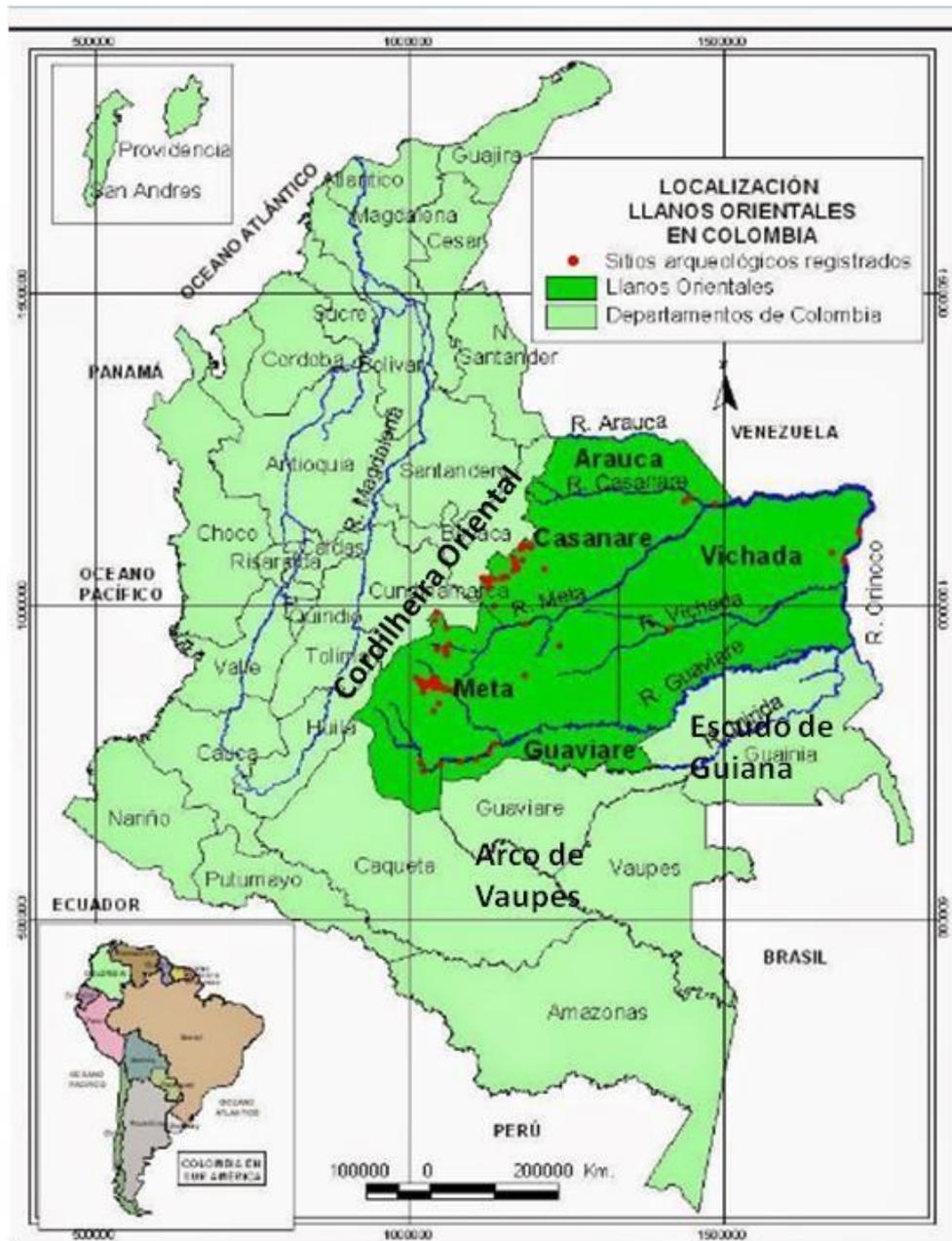


Figura 1. Localização da Bacia destacado em verde escuro. (Modificado de <https://www.google.com/search?q=mapa+de+localizacion+cuenca+llanos+orientales+colombia>, cultura Llanera Colombiana.)

A Bacia de Llanos é de grande importância para a exploração e produção de petróleo na Colômbia, com o maior número de descobertas. (Figura 2). É uma bacia tipo foreland, tem aproximadamente 96.000 km de sísmica 2D, 260 poços perfurados, com 700.000 barris de produção por dia. (ANH).

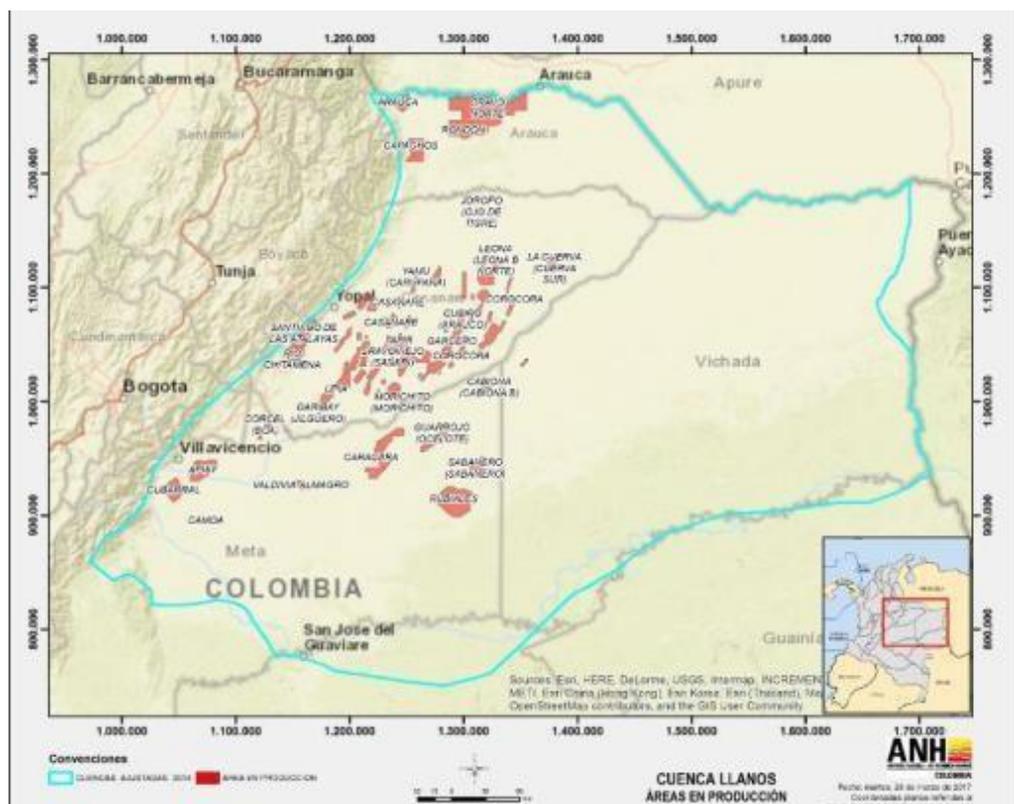


Figura 2. Em destaque em vermelho as principais descobertas na bacia de Llanos (Sarmiento, L, 2011)

As maiores descobertas na Bacia são Cusiana, Cupiagua, Caño Limon, Rubiales e Castilla (Figura 3)

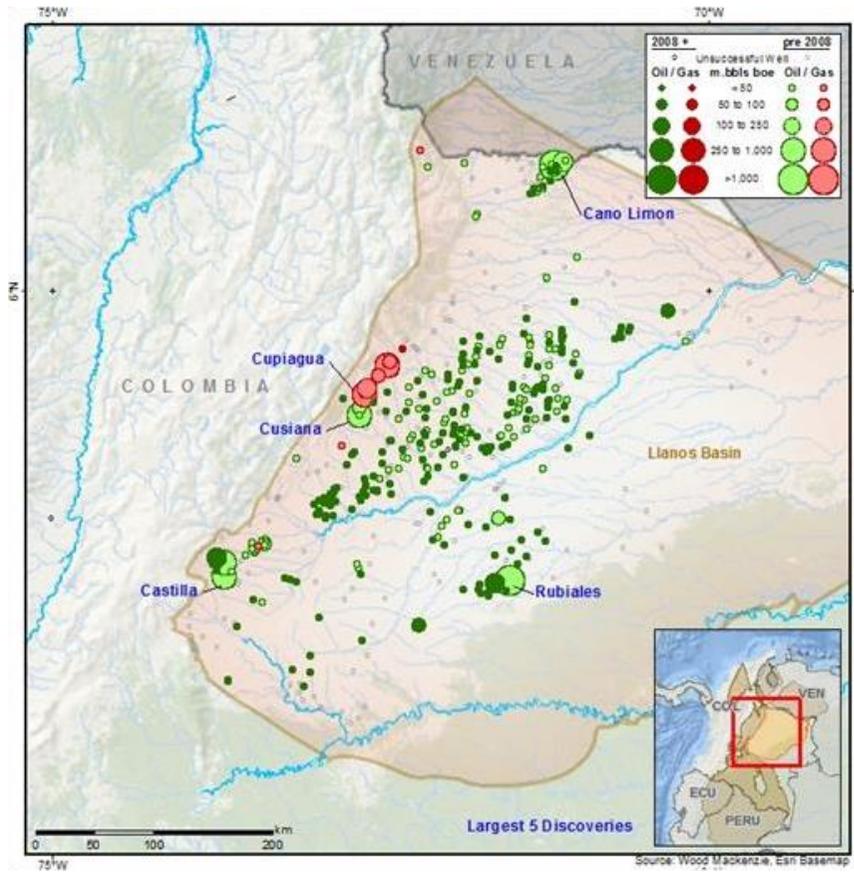


Figura 3. Mapa com os 5 maiores campos na bacia (Sarmiento, L, 2011)

3 CONTEXTO GEOLÓGICO REGIONAL

A bacia dos Llanos Orientales tem sua história geológica ligada ao desenvolvimento da parte norte dos Andes. Embora a formação desta bacia e o preenchimento inicial com sedimentos tenham sido provocados por mecanismos de subsidência tectônica e termal associados com eventos de extensão litosférica (rifte intra-cráton e *back-arc*), a geometria atual e os processos de migração do petróleo estão associados a mecanismos compressivos que provocaram inversão tectônica e o soergimento dos Andes no Neógeno.

Esses últimos eventos criaram novas estruturas ou transformaram drasticamente aquelas mais antigas, modificando os regimes termal e de pressões, tendo importantes implicações no funcionamento dos sistemas petrolíferos; principalmente na distribuição e qualidade das acumulações.

O termo Andes setentrionais é usado para nomear a complexa região tectônica localizada, junto com o bloco do Panamá–Choco, na convergência da placa continental da América do Sul com as placas oceânicas do Caribe e Nazca (CORTES e ANGELIER, 2005). Esta região pode ser dividida em duas províncias geológicas separadas pelo sistema de Falhas de Romeral (Figura 4) a província ocidental, formada pela Serra de Baudó, a *Cordillera Occidentale* o flanco ocidental da *Cordillera Centrale* a província leste, formada pela *Cordillera Oriental*, os vales do Rio Magdalena e a borda leste da *Cordillera Central* da Colômbia. (FORERO, 1990).

A Província Oriental foi anexada à América do Sul durante o choque com América do Norte no Siluro-Devoniano (colisão entre *Godwana* e *Laurentia*) e possui um embasamento metamórfico de idade Paleozóica, limitado ao leste pelo sistema de falhas do *Borde Llanero* (Figura 4).

A Província Ocidental também é um bloco alóctone, neste caso formado por crosta oceânica aderido à borda noroeste do continente. A colisão das placas se deu em vários eventos desde o neo-Cretáceo até o Paleogeno, graças à contínua subducção da placa Farallones, por baixo da América do Sul (BARRERO, 1979).

Finalmente, o arco magmático do Panamá, empurrado pela placa do Caribe colide com a borda ocidental da América do Sul durante o Mioceno (DUQUE-CARO, 1990).

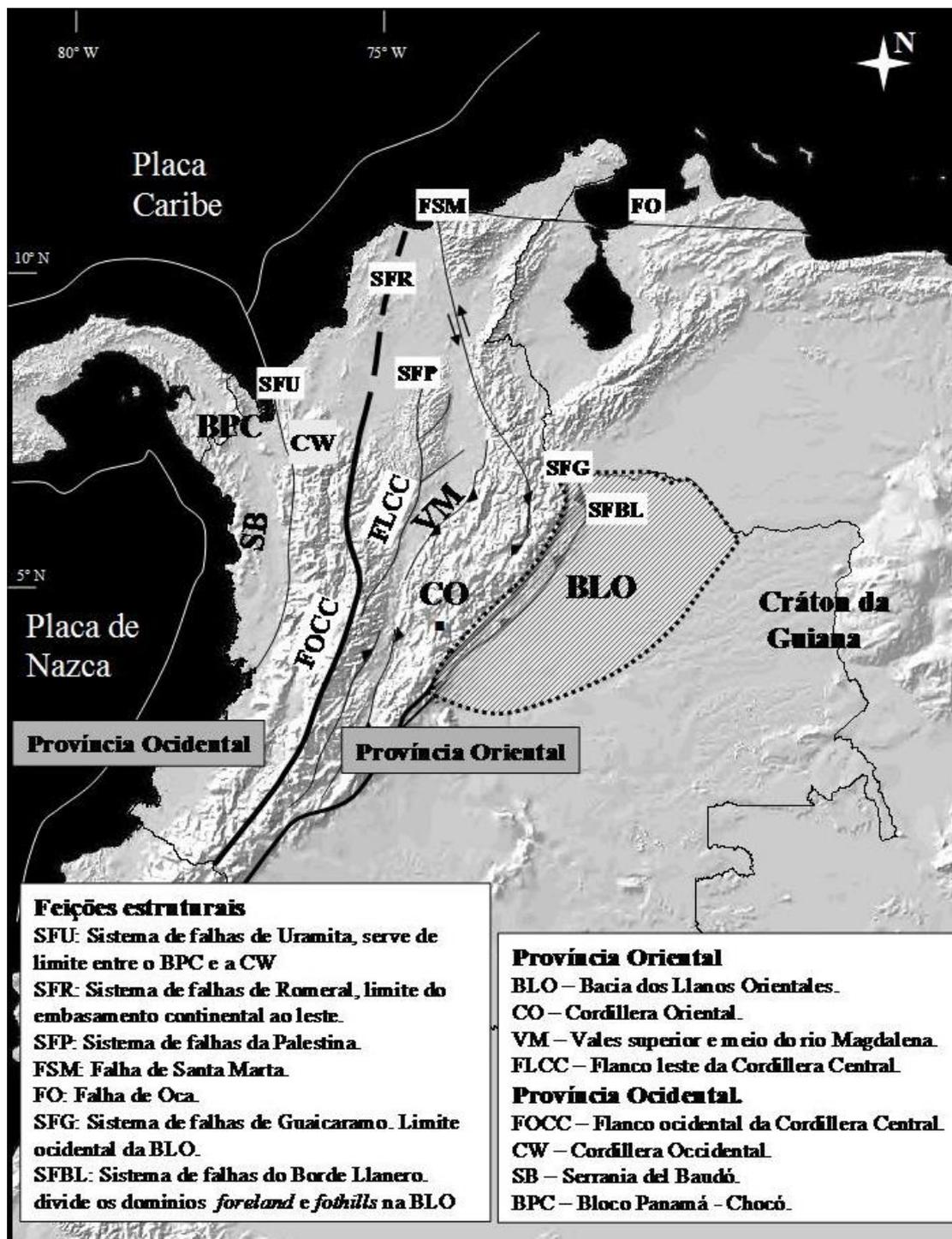


Figura 4. Principais feições tectônicas nos Andes do Norte da Colômbia (Garcia, D.F, 2008)

3.1 Origem e evolução da Bacia dos Llanos Orientales (BLO)

A bacia teve sua origem nos processos de *rifte* do Mesozóico. Na Província Oriental da Colômbia formaram-se dois grábens: no ocidente o *gráben* do Tablazo-Magdalena e ao leste o *gráben* do Cocuy. Os depocentros destes grábens mantiveram-se separados ao norte, pelos altos de embasamento conhecidos como Maciços de Santander e Floresta (COOPER, 1995), mas convergiram ao sul formando uma única bacia na região de Bogotá (BRANQUET, et al, 2002; FABRE, 1987).

Durante o Neocomiano, na margem leste do graben do Cocuy, foram depositados mais do que 5.000 m de sedimentos; porém, seqüências dessa idade não foram depositadas na bacia dos Llanos Orientales (BLO) (Figura 5). As mudanças no padrão de sedimentação sugerem que o graben do Cocuy tenha tido uma taxa de subsidência mais rápida em sua parte leste (Sarmiento, L 2002) e que a feição estrutural de Guaicáramo agiu como um sistema de falhas normais, limitando a sedimentação da fase *rifte* ao bloco baixo ou *hangingwall* (Fabre, A. 1981).

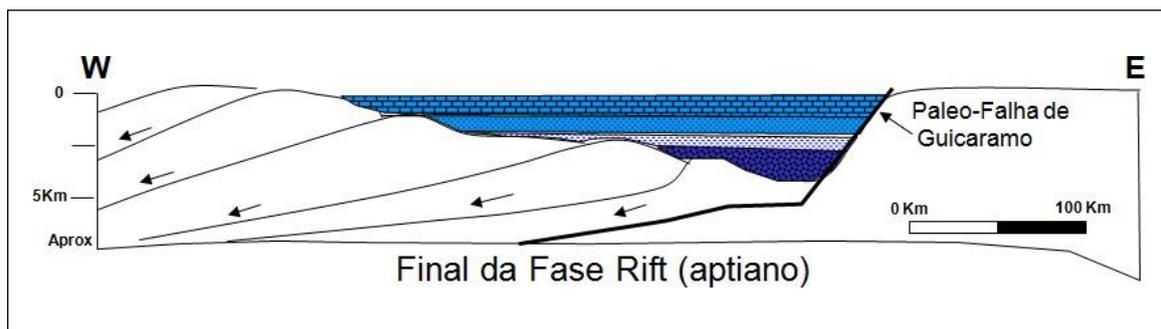


Figura 5. Seção esquemática que mostra o preenchimento do Gráben do Cocuy durante a Fase rifte (Garcia, D.F, 2008)

A partir do Aptiano, a criação do espaço de acomodação dos sedimentos foi causada principalmente pela eustasia (variações do nível absoluto do mar) e ao reajuste termal da litosfera após a fase *rifte* (Villamill, T. 1998). Na BLO, o registro sedimentar começa com depósitos da fase pós-*rifte* ou de subsidência térmica, durante o Albiano (Figura 6). Nesse período, a sedimentação ultrapassa os limites originais das bacias, atingindo as regiões ao leste da falha de Guaicaramo e cobrindo os altos topográficos que separaram as bacias de Cocuy e Tablazo (Villamil, T. 1998). No Turoniano – Coniaciano, acontece a máxima inundação da bacia e os sedimentos cretáceos atingem sua maior extensão geográfica em direção a leste.

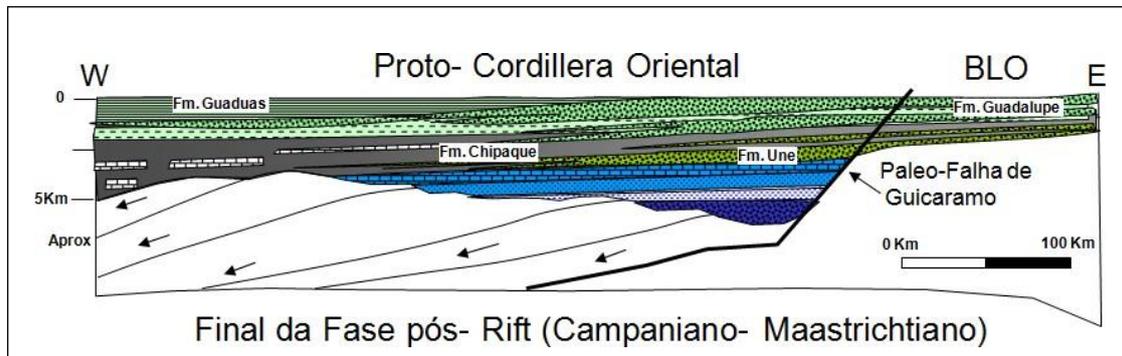


Figura 6. Final da fase pós-rift. A sedimentação atinge a Bacia dos Llanos Orientales (BLO). Deposita-se a seqüência pós-rift (Fm Une, Chipaque, Guadalupe e Guaduas) contendo as principais geradoras na Colômbia. (Garcia, D.F, 2008)

A fase de subsidência termal termina no Campaniano, pela colisão da placa do proto-Caribe com a América do Sul e a anexação da Cordillera Occidental do Equador e da Colômbia. A dinâmica das placas gera um regime tectônico compressional e o levantamento das Cordilleras Occidental e Central da Colômbia, o empilhamento das cargas tectônicas provocou a flexura da litosfera e a formação da bacia pré-Andina de antepaís (Cooper, et al 1995) (Figura 7).

Os depocentros mudaram de posição na bacia de antepaís durante o Neo-Cretáceo e o Cenozóico como resposta às mudanças regionais na posição das cargas tectônicas (Villamil, T. 1999).

No Paleoceno, o depocentro localizava-se ao longo da borda leste da Cordilheira Central, formando uma bacia assimétrica mais larga ao oriente; as áreas fonte dos sedimentos foram as regiões soerguidas da Cordilheira Central e o maciço de Santander, assim como o Escudo da Guiana. Contudo há indícios de que a bacia estava separada em compartimentos menores criados por cargas tectônicas locais. Sarmiento, L. (2002); Gómez, E. et al (2003) e Cortes, M (2004) mostraram evidências de relevos estruturais na Cordilheira Oriental, formados no Paleógeno como resposta a processos de inversão tectônica incipientes.

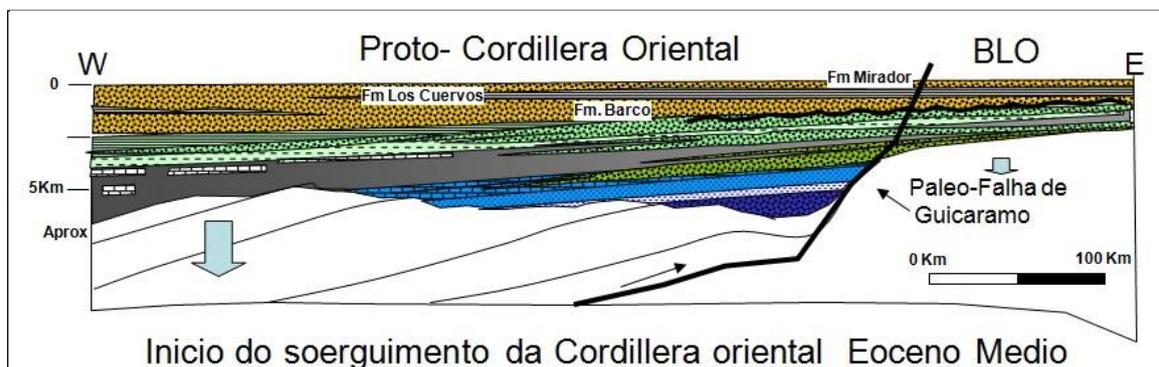


Figura 7 Começo da inversão tectônica. Formação da bacia de antepaís. A subsidência é mais acentuada a oeste, devido à carga tectônica gerada pela Cordillera Central (CC). Acumularam-se depósitos fluviais e deltaicos na base da seqüência terciária (Fms Barco, Los Cuervos e Mirador Inferior). (Garcia, D.F, 2008)

Um evento orogênico pré-andino acontece no Eoceno Médio e causa a diminuição dramática do espaço de acomodação, limitando a deposição de sedimentos nas áreas mais próximas do depocentro. O soergimento da Cordilheira Central faz com que o eixo de acumulação migre para o leste.

No período compreendido entre o Oligoceno e Eo-Mioceno a subsidência pode ser atribuída a um processo de flexura, causado pela contínua carga tectônica na Cordilheira Central (Cooper, et al. 1995). Porém, Toro, J. et al. (2005) apresentam evidências de eventos de inversão prévios ao depósito da Fm. Carbonera (Oligoceno- Mioceno), (Figura 8) sugerindo a existência de uma paleogeografia complexa e o início da fase de inversão andina, no final do Oligoceno.

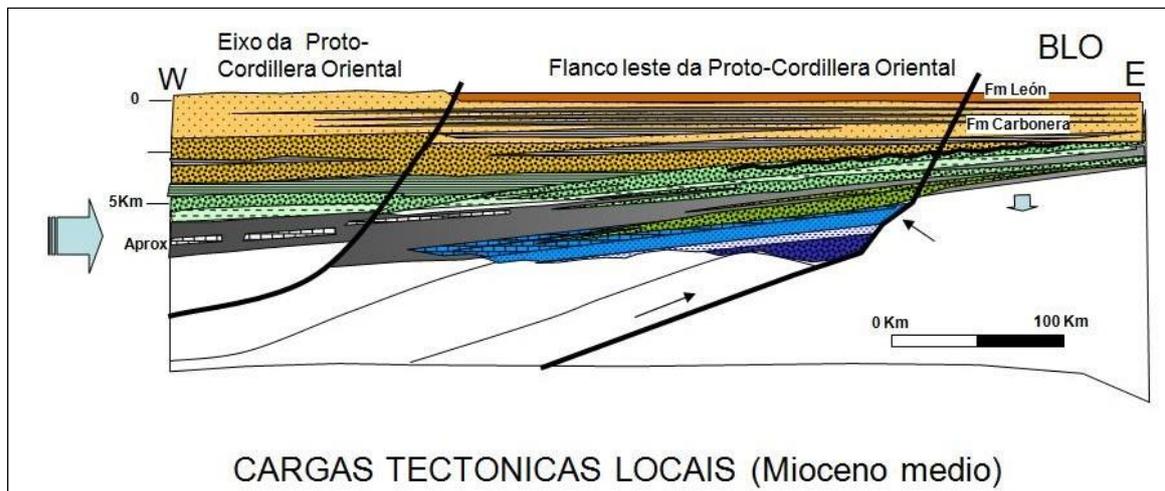


Figura 8. A carga tectônica desloca-se para leste gerando maior subsidência tectônica e dá início ao processo de inversão das antigas falhas normais e a formação da BLO. Depositam-se as partes intermediária e superior da Fm Mirador e as Fms Carbonera e León. (Garcia, D.F, 2008)

A anexação do bloco Panamá-Chocó durante o Mioceno causa o principal evento de soergimento na Cordilheira Oriental. O enfraquecimento da litosfera, na zona central da Cordilheira Oriental, permite que a compressão empilhe vários blocos de crosta, aumentando a sua espessura e invertendo antigas falhas normais. A carga tectônica causada pelo soergimento da Cordilheira Oriental gera duas novas bacias flexurais: as bacias inter-montana do Rio Magdalena e a BLO, propriamente dita, com uma configuração geométrica similar à atual.(Figura 9).

Durante os últimos 10 milhões de anos, o espaço gerado pela flexura, tem sido preenchido por molassas (Fm Guayabo) que chegam a ter até 2 Km de

espessura, nas áreas de *foredeep*, nas proximidades das maiores cargas tectônicas.

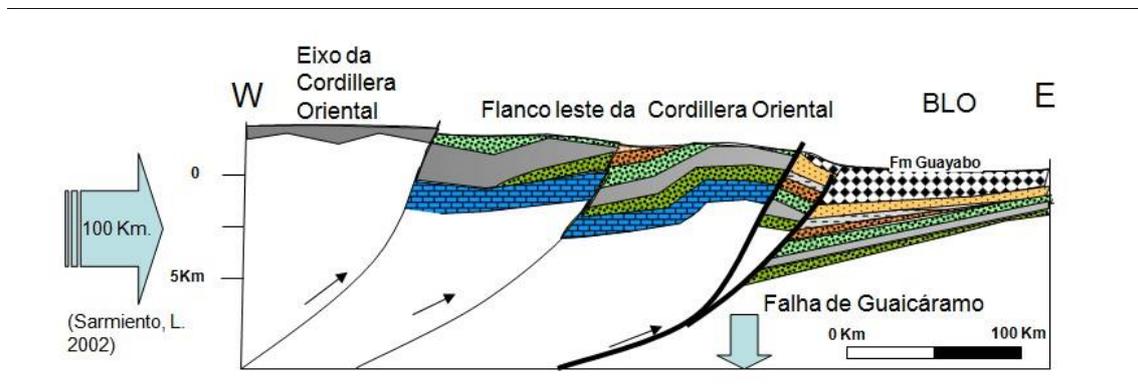


Figura 9. O soerguimento da Cordillera Oriental provoca a formação da Bacia foreland dos Llanos Orientais; assim como a erosão do cretáceo na CO e o depósito de molassas no foredeep (Fm Guayabo). A crosta aumenta de espessura e o comprimento do perfil diminui em aproximadamente 100Km. (Garcia, D.F, 2008)

3.2 Estratigrafia.

Embora a bacia dos Llanos Orientales tenha seu limite atual no sistema de falhas de Guaicáramo, suas histórias tectônica e estratigráfica são controladas pelos processos geológicos regionais que afetaram a evolução dos Andes do Norte e especificamente a formação, desenvolvimento e inversão das bacias cretáceas da Cordillera Oriental (CO) da Colômbia.

A coluna sedimentar que preencheu a BLO e a borda leste da CO apresenta quatro sequências de sedimentação separadas por discordâncias maiores. Cada sequência corresponde a modificações nos mecanismos de criação do espaço de acomodação dos sedimentos, em resposta às mudanças da tectônica regional. (Figura 10)

3.2.1 Embasamento.

Rochas cristalinas do escudo das Guianas, assim como os sedimentos e meta-sedimentos do Paleozóico, são considerados o embasamento econômico na bacia.

O sistema de falhas de Guaicáramo pode ser considerado como a expressão estrutural da sutura entre dois terrenos geológicos que colidiram no Siluro-

Devoniano (colisão entre Godwana e Laurentia; Mora,2007). Esta feição geológica separa dois tipos de embasamento; a leste rochas cristalinas do Escudo das Guianas (Pré-Cambriano) e a oeste, rochas meta-sedimentares do Eo-Paleozóico.

Acima do escudo das Guianas foram depositadas seqüências sedimentares do Cambriano e Ordoviciano (Beicip,1995). Trata-se de meta-sedimentos de carbonatos, grauvacas, quartzitos e conglomerados, além de *pillow* lavas e sills diabásicos, reconhecidos e descritos no maciço de Quetame e nos poços do sudoeste da bacia.

Sobre os metasedimentos e rochas cristalinas, da base da seqüência, foram acumulados sedimentos marinhos do Ordoviciano (Beicip, 1995), trata-se de lutitos cinzas e pretos, camadas vermelhas e arenitos fossilíferos intercalados, que foram descritos em alguns poços perfurados à oeste da bacia de antepaís (p. ex. Trinidad-1).

Depois da colisão das placas, os dois terrenos foram cobertos por sedimentos depositados a partir do Devoniano (390 Ma) até o Carbonífero, esses sedimentos separam-se da seqüência inferior por uma discordância regional.

De forma geral a espessura dos sedimentos do Paleozóico aumenta a sudoeste, atingindo mais de 2.000 m nas vizinhanças do sistema de falhas do Borde Llanero. O topo dos sedimentos paleozóicos é uma superfície de discordância regional que representa a ausência do registro estratigráfico do Paleozóico Superior (Carbonífero e Permiano), Triássico, Jurássico e Cretáceo Inferior até o Aptiano.

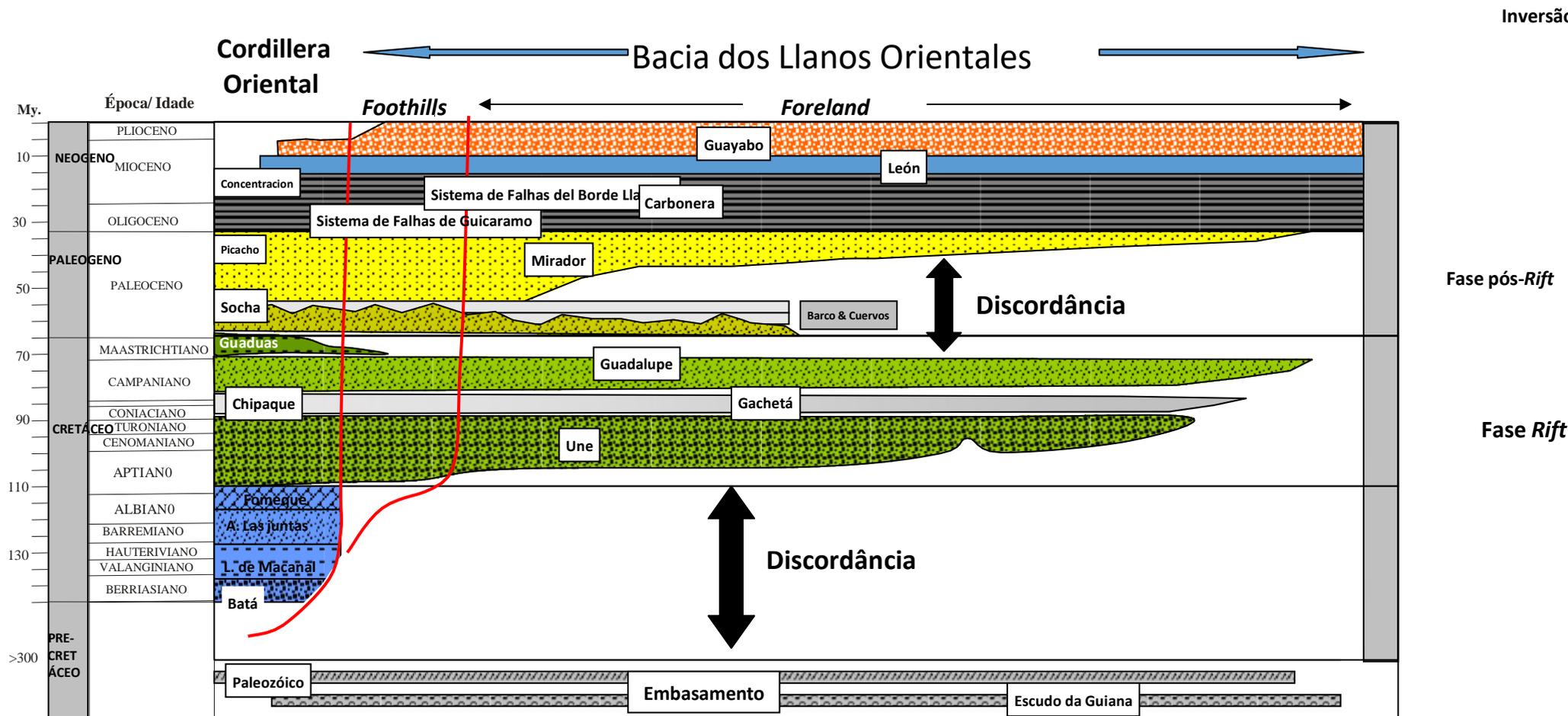


Figura 10. Esquema estratigráfico da bacia e o flanco leste da CO. Mostra-se a idade, nome e distribuição das unidades litológicas (formações) depositadas nas três fases que geraram subsidência tectônica na bacia. (Garcia, D.F, 2008)

3.2.2 Fase Riffe.

A fase de distensão que dominou a região durante quase todo o Mesozóico, reflete-se na acumulação da seqüência *sin-rifte*. Durante este evento a subsidência tectônica constitui o principal motor na criação do espaço de acomodação. Na borda leste da Cordilheira Oriental desenvolveu-se o gráben do Cocuy (Fabre, A. 1981) onde foram depositadas as seqüências mais antigas e conservaram-se as maiores espessuras de rocha (Sarmiento L. 2002).

Devido à configuração estrutural, no Jurássico e no início do Cretáceo, os setores ao leste do sistema de falhas de Guaicáramo mantiveram-se elevados (*riftshoulders*) e não receberam sedimentos da fase riffe. A oeste dessa feição estrutural, os blocos mais baixos receberam sedimentação a partir do Berriasiano como resposta tanto a fenômenos de extensão da crosta, quanto à elevação relativa do nível do mar. As unidades representando a fase *rifte* na borda oriental do gráben são:

Formação Bata: Os modelos estratigráficos mais aceitos da Cordillera Oriental de Colômbia associam esta unidade ao período Jurássico, no entanto dados paleontológicos apresentados por Etayo-Serna (2003) posicionaram a unidade no início do Cretáceo (Valanginiano). O seu contato inferior é discordante acima das rochas do Paleozóico. A unidade compõe-se de arenitos, lutitos e conglomerados, com uma espessura máxima medida de 1.300 m.

Formações Calizas do Guavio e Brechas de Buenavista: A primeira foi depositada como resultado do desenvolvimento de ambientes marinhos de plataforma rasa e a segunda como depósitos gravitacionais, os quais são evidência da instabilidade na borda do gráben. Para a Fm. Calizas del Guavio tem sido atribuída uma espessura de 140 m. (Ariana, 2000)

Formação Lutitas de Macanal: Formada pela sucessão de argilitos e lutitos cinzas e pretos depositados nos ambientes de plataforma marinha e espessuras que variam entre 800 a 1.000 m. Possivelmente foi formada no Barremiano (Ariana, 2000) ou Valanginiano (Etayo, 1985 in Caro, et al., 2005)

Formação Areniscas de las Juntas: Com idades que vão desde o Hauteriviano até o Aptiano, a unidade é formada pela intercalação de arenitos quartzosos e lutitos. Corresponde a depósitos na frente de deltas progradantes, vindo do escudo da Guiana. A espessura varia de 400 para 500 m (Caro, et al. 2005).

Formação Fomeque: Representa o final da fase *rifte* e sua acumulação obedece à inundação geral da bacia cretácea durante o Aptiano. A unidade é formada por intercalações de argilitos, lutitos, arenitos e calizas e foi depositada em ambientes marinhos anóxicos (fácies finas) e fundos rasos provavelmente deltaicos (argilitos e arenitos). Sua espessura varia de 300 a 400 m (Ariana, 2000).

3.2.3 Fase pós-rifte ou de subsidência térmica

Com o final dos eventos de extensão no Aptiano (Villamil, T. 1999), a subsidência acontece em taxas menores e mais contínuas, em resposta ao relaxamento termal da crosta (Fabre et Delaloye, 1983). Essa fase, conhecida como pós-rifte e também chamada de *back-arc sequence* (Branket, et al 2002; Cooper et al 1995), começa no Aptiano e termina com os primeiros pulsos de inversão tectônica no final do Cretáceo e Paleoceno. Durante esse período, o principal controle nas litologias acumuladas foi a eustasia (Villamil, T. 1999). Nos ciclos de alto nível do mar (Albiano e Turoniano-Cenomaniano) depositaram-se os mais prolíficos intervalos geradores das bacias andinas da Colômbia (Fms Tetuan, La Luna, Paja, Tablazo, Chipaque, Capacho, etc) e nas etapas regressivas alguns dos principais reservatórios (Fm Caballos, Monserrate, Aguardiente, Lisama e Guadalupe).

O período de máxima inundação que acontece durante o depósito da Fm. Fómeque, foi seguido por um rebaixamento regional no nível do mar que permite a acumulação dos arenitos progradantes na base da Formação Une. Tais arenitos ultrapassam o limite do rifte e sua acumulação acontece também a leste do sistema de falhas de Guaicaramo, sendo a base da coluna sedimentar na BLO.

Várias idades têm sido reportadas para a formação Une variando entre Albiano a Santoniano (Fajardo 2002). A espessura muda de 50 m, no poço Los Trompillos, até 200 m, no poço Buenos Aires-14 X e 1200 m., nos afloramentos do *Foothills*. Os depósitos têm sido interpretados como flúvio-deltaicos na base da unidade, passando para estuários ao topo, o que reflete um contínuo afundamento dos ambientes de acumulação.

A máxima inundação da bacia cretácea (graben El Cocuy) é atingida no Turoniano-Cenomaniano e registra-se no depósito das sequências de grão fino ao topo da Fm. Une e na base das Fms. Gachetá e Chipaque (Villamil, T. 1999). O intervalo é considerado a principal rocha geradora das bacias andinas da Colômbia. Nos Llanos Orientales essas rochas (Fm Gachetá) correspondem a ambientes de depósitos transicionais, bem mais rasos e oxigenados do que aqueles depositados na Cordillera Oriental (Fm Chipaque) e nos Vales Médio e Superior do Rio Magdalena (Fm La Luna).

Na BLO os depósitos foram formados em ambientes de *antepraia*, plataformas rasas e estuários (Fajardo, et al., 2000). A Fm Gachetá possui maiores espessuras a sudoeste da bacia (300 m.) e na parte sul do *foothills* (350 m.). A unidade tem sido datada desde o Coniaciano ao Santoniano (Caro, et al. 2005).

Na fase regressiva que segue ao depósito das geradoras, os ambientes de acumulação passam de marinhos (Fm Guadalupe) a proximais e flúvio-deltaicos no limite Cretáceo-Terciário (Fm. Guaduas).

Para a Formação Guadalupe reportaram-se idades do Campaniano ao Maastrichtiano (Caro, et al., 2005). A espessura varia entre 40 a 260 m aumentando a noroeste da BLO. Os ambientes de sedimentação interpretados para esta unidade são deltas e plataformas internas, com uma litologia dominada por arenitos (Fajardo, A. et al., 2000).

A ausência de sedimentação nos Llanos Orientales, concomitante com o depósito da formação Guaduas na Cordillera Oriental, é considerada como a expressão da segunda grande discordância regional e como o limite superior da sequência pós rifte.

3.2.4 Inversão tectônica – bacias de antepaís.

As rochas do terciário registram a inversão das bacias cretáceas e a migração contínua dos depocentros dentro das bacias de antepaís criadas a leste da incipiente Cordillera Central.

As Fms. Barco e Los Cuervos formam a seqüência inferior do terciário na bacia dos Llanos Orientales. Os arenitos da Fm Barco refletem a progradação em direção a oeste da linha de costa, a qual é seguida por uma nova transgressão marinha que favorecerá a acumulação das potenciais rochas geradoras da Fm Los Cuervos. Ao final do Paleoceno, o nível relativo do mar cai e a linha de costa recua a oeste, criando uma zona de hiato ou erosão que permanece até o final do Eoceno na BLO.

As Formações Barco-Los Cuervos estão associadas a idades entre o Paleoceno Superior e o Eoceno Inferior (Ariana, 2000). Sua distribuição geográfica foi restrita à borda oeste da BLO, por causa do baixo nível relativo do mar que limitou o depósito da seqüência às áreas mais próximas dos depocentros. Os ambientes de acumulação das unidades são fluviais, planícies costeiras e lagoas (Fajardo, A. et al 2000).

Após um período de erosão regional que afetou as bacias andinas da Colômbia e Venezuela (Villamil, T. 1999) depositou-se o principal reservatório da BLO, a Fm. **Mirador**. Essa unidade, de idade Eocênica (Cooper et al., 1995), apresenta espessuras que vão desde 20 m a leste da bacia até 200 m nas áreas de *foothill*. Os sedimentos foram depositados em ambientes fluviais ou dentro de estuários e baías (Fajardo, A. et al 2000).

O depósito da Fm Mirador é seguido por ciclos de subida e descida do nível do mar que ficaram registrados nas rochas da Fm. Carbonera, acumuladas desde

o Neo-Eoceno ao Eo-Mioceno (33 – 14 Ma). As espessuras da unidade atingem quase 3.000 m nas áreas do *foothill* afinando-se em direção a leste aonde foram medidos apenas 20 m (poço Guarimena-1). A unidade está formada por uma série de níveis arenosos e argilosos intercalados, que representam variações contínuas do nível de base com incursões esporádicas do mar (Villamil, T. 1999). Dentro da Fm. Carbonera destaca-se o nível inferior (C8) reconhecido como o principal selo na escala regional.

No Mioceno Médio, uma rápida subida do nível do mar favorece o depósito dos argilitos e siltitos da Fm León (Cooper, et al. 1995). Os sedimentos foram depositados em ambientes de estuários e lagoas com forte influência do mar, chegando a registrar depósitos de plataforma interna e antepraia (Fajardo, A. et al, 2.000).

Finalmente o depósito de conglomerados e arenitos da Fm Guayabo obedeceu ao soerguimento e migração a leste da frente de empurrão, durante a orogenia Andina (Cooper et al., 1995; Fajardo et al., 2000).

3.3 Evolução das estruturas e idade da formação das armadilhas.

A configuração geométrica atual da bacia resulta dos eventos de deformação do Mioceno-Plioceno, relacionados com a orogenia Andina.

Tanto na BLO quanto no flanco leste da Cordillera Oriental, a deformação obedece ao regime compressivo que se impõe na borda noroeste da América do Sul, ao final do Cretáceo. Porém o desenvolvimento das principais feições estruturais é controlado pela distribuição e geometria das antigas falhas normais geradas durante as etapas anteriores do rifte (Figura 11)

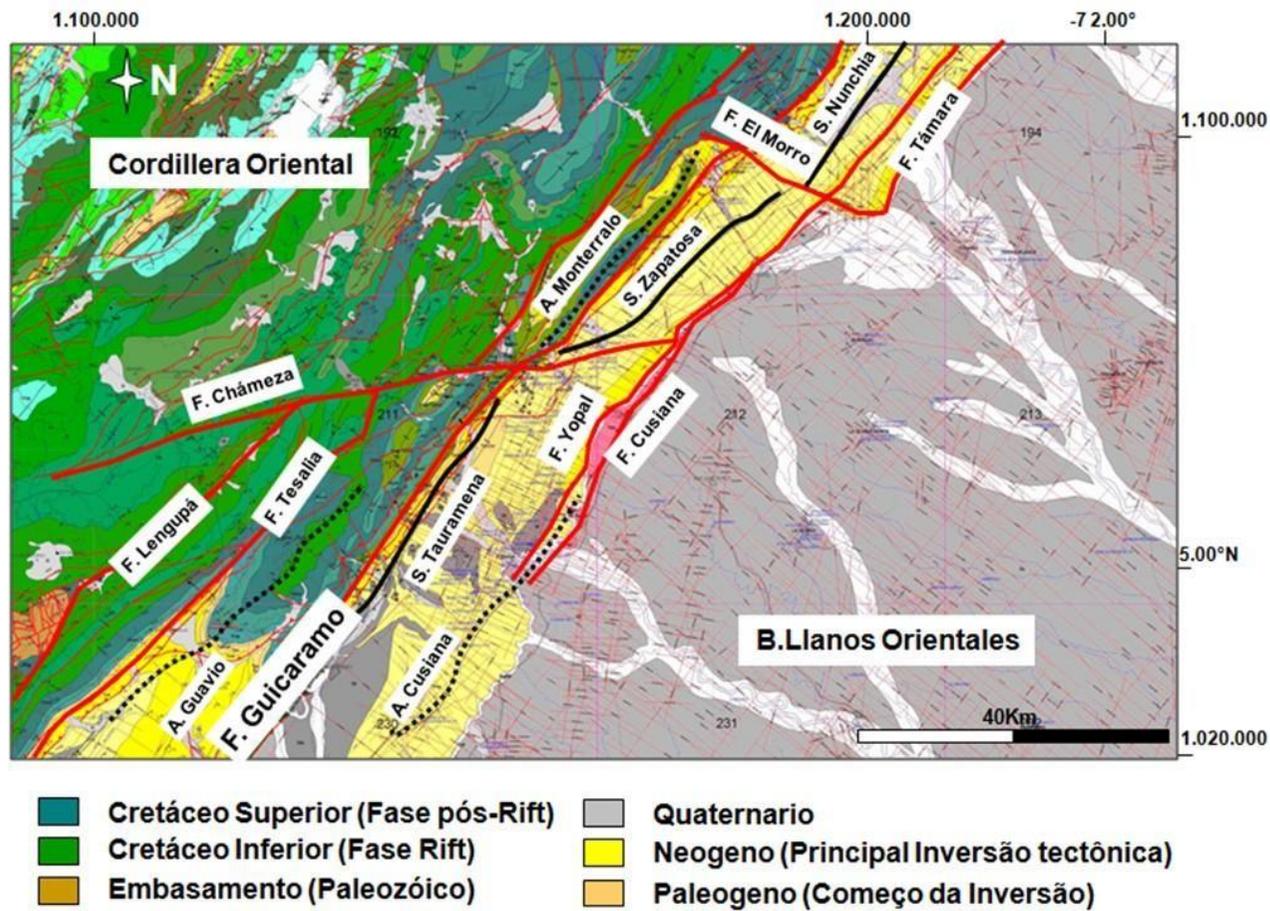


Figura 11 Mapa geológico da área mostrando as principais feições que servem como limite para os diferentes domínios estruturais.
(Garcia, D.F, 2008)

As antigas falhas normais atuam no regime compressivo como zonas de fraqueza da crosta e da coluna sedimentar; a maioria delas sofre inversão tectônica, mudando o movimento relativo dos seus blocos estruturais.

Em alguns casos, a inversão tectônica permite deslocamentos verticais de até 12 Km e a exposição em superfície de rochas da base da seqüência rifte e ainda do embasamento (p. ej: Macizo de Quetame ao oeste da falha de Lengupá) (Bayona, G et al. 2005));

Uma dessas feições é o sistema de falhas de Guaicaramo que agiu durante a fase *rifte* como uma falha normal limitando a leste o graben do El Cocuy. Hoje essa mesma feição comporta-se como um sistema de empurrão com vergência a leste, sendo a estrutura principal da área de estudo e servindo como limite entre as bacias da Cordillera Oriental e Llanos Orientales.

A BLO é separada, pela Falha de Cusiana em duas áreas de comportamento estrutural diferente. A leste do sistema de falhas de Guaicaramo, até a falha de Cusiana, encontra-se o domínio estrutural do *Foothill*, tratando-se de uma complexa arquitetura de dobras e falhas de empurrão, que mistura dois estilos de deformação. Falhas envolvendo embasamento (*thick skin*) tais como as Falhas de Guaicáramo e Cusiana e falhas como a de Yopal e outras menores que possuem descolamentos em diferentes níveis do cretáceo (*thin skin*) como Fm. Chipaque ou Gachetá (Branquet, Y. et al. 2002) ou nas seqüências delgadas do Paleógeno (Martinez, J. 2003, Cooper, M. et al 1995). O limite leste do *foothill* é a falha de Cusiana, também conhecida como falha do Borde Llanero.

No domínio de *foothill* as acumulações de petróleo localizam-se em anticlinais formados no *hangingwall* das falhas de empurrão, bem como pela propagação da falha (*fold propagation fault*) como pelo seu dobramento (*fold bend fault*). (Figura 12) os primeiros, tais como o anticlinal de Monterralo o Hangingwall da falha de Guaicáramo, apresentam o flanco frontal invertido, com alto ângulo de mergulho (Bayona , G, et al.2005)

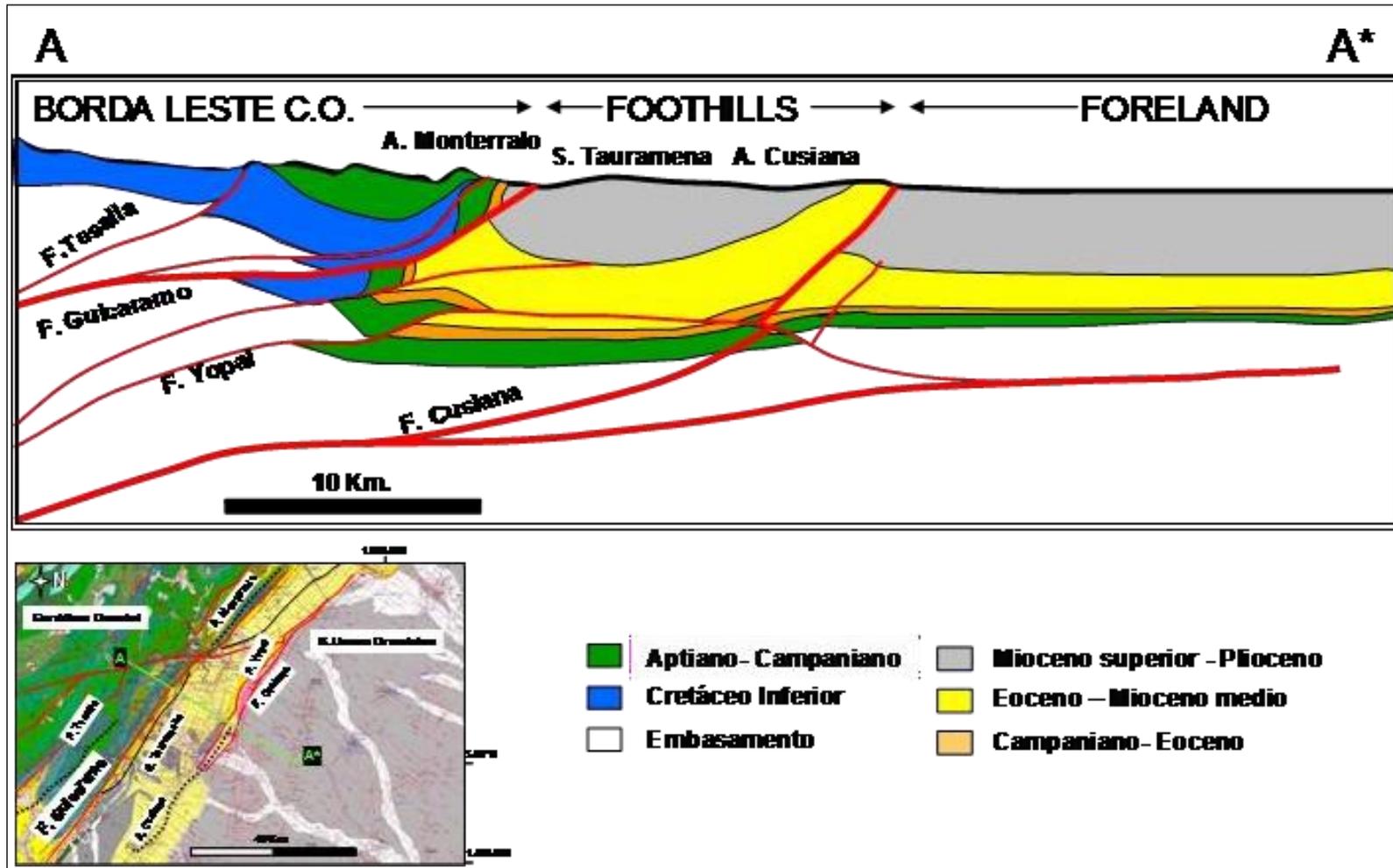


Figura 12. Estilo estrutural do foothill, observam-se as dobras associadas a falhas de empurrão (Bayona, G. et al 2005)

O domínio estrutural localizado a leste da frente de deformação é chamado de *foreland*. As feições estruturais mais comuns são falhas de alto ângulo. Na maioria dessas feições, as diferenças no rejeito entre uma camada e outra, indicam que se trata de falhas normais que sofreram inversão concomitante com a sedimentação das sequências superiores (Caro, et al. 2005); em alguns casos a compressão provocou a completa inversão do deslocamento relativo dos blocos e as falhas originalmente normais tornaram-se falhas inversas de alto mergulho. A maioria das falhas tem direção principal NE-SW, sendo que as sintéticas (mergulho ao este) correspondem às mais extensas e contínuas, enquanto que as antitéticas e as inversas são as de menor comprimento (Caro, et al., 2005). Na região de *foreland* não se observaram dobras estruturais de alto relevo, sendo que as acumulações de óleo acontecem pela justaposição estrutural das camadas de baixa permeabilidade e os reservatórios; ao longo das falhas. (Figura 13)

Embora a geometria herdada das bacias *rifte* do cretáceo tenha controlado a localização e orientação das principais falhas e a espessura da coluna sedimentar, a estrutura atual da Cordillera Oriental e da bacia dos Llanos Orientales é produto principalmente da deformação Andina, como proposto por diferentes autores (Martinez, J. 2003, Cortés, M. 2004, Cooper, M. et al 1995). As armadilhas de petróleo atingem sua geometria atual somente nos últimos 7 Ma. (Martinez, J. 2003) mesmo que seu desenvolvimento tenha acontecido ao longo do Terciário.

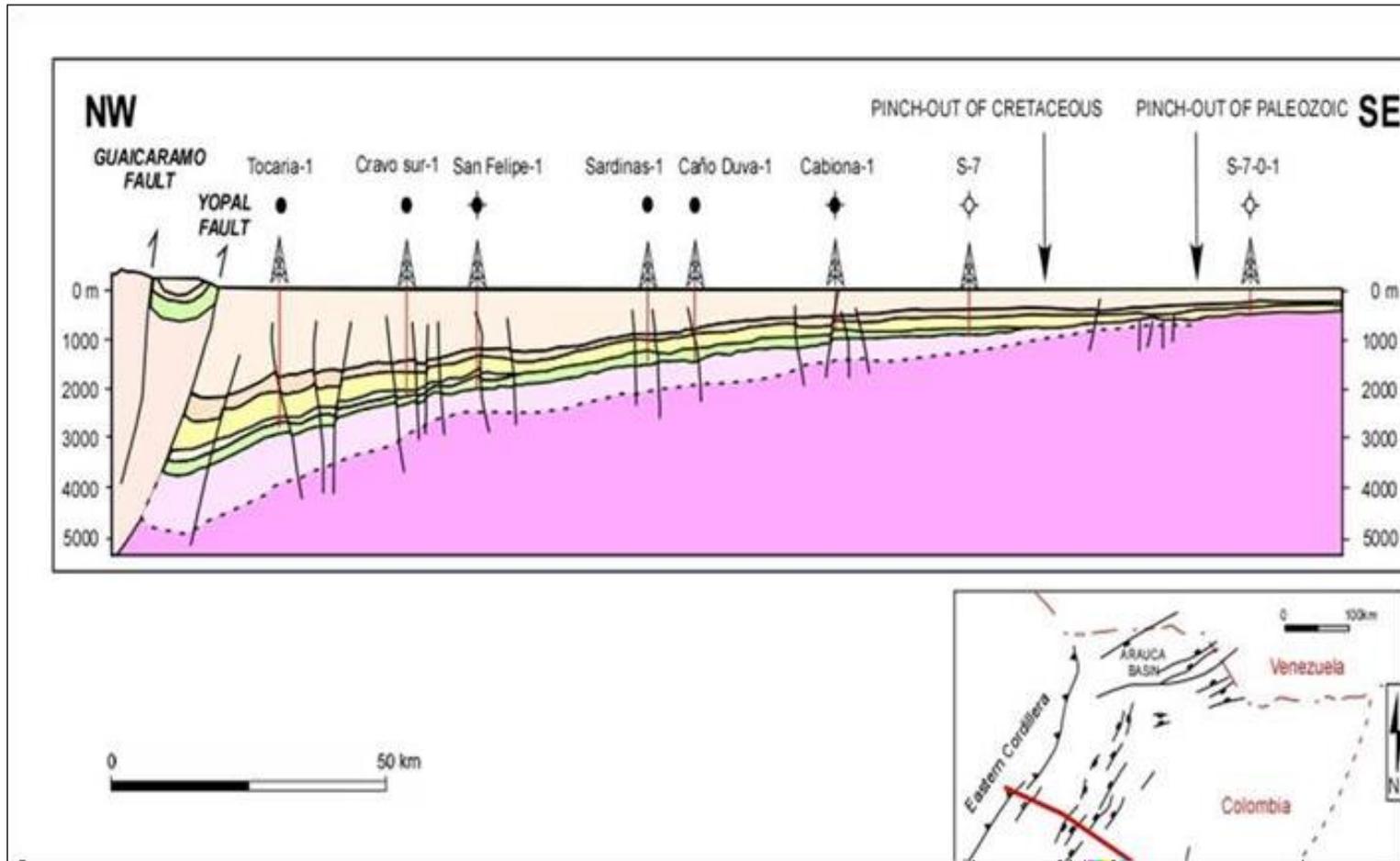


Figura 13. Estilo estrutural do Foreland, composto por falhas sintéticas e antitéticas. O rejeito das unidades reservatório permite a acumulação do petróleo à oeste da falha. (Sarmiento, L, 2011, petroleum geology of Colombia, Llanos Basin, ANH)

3.4 Elementos do sistema petrolífero

As acumulações de petróleo na Bacia dos Llanos Orientales estão relacionadas a diversos sistemas petrolíferos, dentre os quais se destaca o sistema **Gachetá-Mirador**, por maior importância. Os principais reservatórios desse sistema são os arenitos das Formações Mirador, Barco, Guadalupe e Une, e como unidades de armazenamento secundário, as unidades arenosas da Formação Carbonera (Garavito, 2005).

3.4.1 Rocha geradora

As principais rochas geradoras da bacia são os xistos da Formação Gachetá, e a Formação Barco-Los Cuervos, cujos valores de TOC variam entre 1 e 3% e apresentam os tipos de querogênio II e III. Em direção à parte mais ocidental da bacia, há valores baixos a médios de maturidade, que são favoráveis para a geração de hidrocarbonetos líquidos. Por outro lado, deve-se notar que o nível C8 da Formação Carbonera é considerado rocha geradora secundária de caráter continental que gerou petróleo e gás (Garavito, 2005, García, et al., 2010).

3.4.2 Migração

Para a Bacia de Llanos, dois pulsos de migração são considerados: o primeiro ocorreu durante o Eoceno Superior - Oligoceno, associado à Orogenia Pré-Andina, e outro localizado após a Orogenia Andina no Mioceno Médio. O primeiro evento, o pré-andino, ocorreu na área da atual Cordilheira Oriental e produziu hidrocarbonetos que migraram para a bacia de Llanos, incorporando-se às estruturas já formadas na época. O segundo evento corresponde a uma geração após a orogenia andina (Mioceno Médio até o momento), restrita à região piemontesa da cordilheira e às áreas mais ocidentais da bacia de Llanos. O evento de geração pré-andino é considerado mais importante, devido à melhor qualidade da rocha geradora e à maior maturidade atingida (Garavito, 2005, García, et al., 2010).

3.4.3 Rocha Reservatório

O principal reservatório na bacia são os arenitos da Formação Mirador, com porosidade cerca de 20% e espessuras que vão desde 20 m a leste da bacia até 200 m nas áreas de *foothill*. Também são reservatórios da bacia os arenitos continentais da Formação Barco e as unidades arenosas da Formação Carbonera com porosidades de até 20%. Da mesma forma ao sul da bacia a principal rocha reservatório é a formação une (Garavito, 2005, García et al., 2009).

Até o presente, os arenitos da Formação Mirador constituem o mais importante reservatório da bacia, com o maior número de descobertas. Deve-se notar que esta unidade é o principal reservatório de hidrocarbonetos no Campo Caño Limón e no Llanero Piedemonte, incluindo os campos Cusiana e Cupiagua. (Garavito, 2005). É um conjunto de arenitos maciços com diferentes granulometrias, geralmente com granocrescência da base ao topo. Em geral, o conteúdo mineralógico da Formação Mirador não é muito variável. São arenitos siliciclásticos, com abundantes minerais de quartzo e matéria orgânica, apenas na direção da margem sudeste da bacia. Especificamente no poço Murujuy-1, um ligeiro aumento no conteúdo de calcita é visualizado.

A oeste da bacia existem valores de maiores densidades que variam em torno de 2,45 a 2,55 g / cc, apresentando menores porosidades nessa área. As porcentagens de porosidade mostradas pelos dados variam de 15% a 30% para horizontes arenosos, que são considerados valores muito bons para areias produtoras (Sarmiento, L, 2011)

Dados de alguns afloramentos do Piemonte de Llanero, encontrados em Reyes e Silva (1991) datam como Eoceno Médio a Superior. Um estudo de bioestratigrafia de alta resolução em testemunhos do campo Cusiana atribui uma idade Eoceno Inferior ao intervalo basal da Formação Mirador e Eoceno Superior ao intervalo superior, Jaramillo, et al. (2007). Seu limite basal coincide com uma das principais discordâncias, enquanto o contato superior com a Formação Carbonera é concordante na maior parte da bacia dos Llanos.

O topo da Formação Mirador é definido em uma superfície de inundação que marca o fim de um evento transgressivo ou um aumento na superfície de inundação. A Formação Mirador representa o preenchimento de um vale de incisão, apresentando uma variação de ambientes fluviais na parte basal para ambientes de transição no topo da formação (baías ou estuários) (Figura 15) (Fajardo, 2000).

Seções estratigráficas detalhadas feitas para estudos regionais mostram a correlação de ciclos estratigráficos de alta e média frequência e a distribuição de fácies dentro destes (Figura 16)

O mapa isocórico da Formação Mirador mostra uma tendência regional de aumento da espessura na direção NW ou WNW; no entanto, no setor oriental há uma tendência de aumento da espessura em direção ao norte. As maiores espessuras atingem até 600 pés (Figura 17). Os eixos dos paleovales principais têm uma orientação para o NW ou WNW em quase toda a bacia.

NW

SE

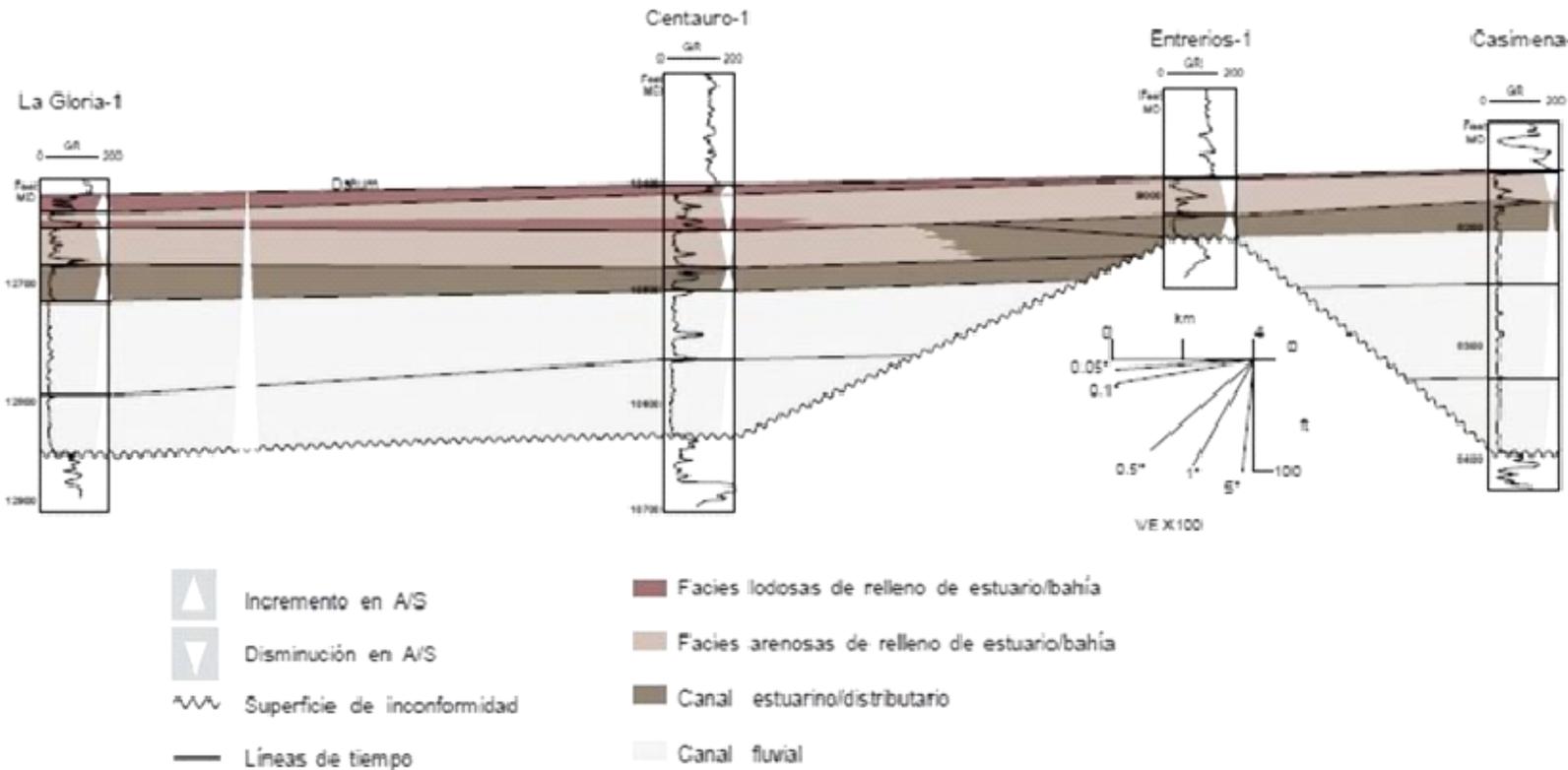


Figura 15. Correlación estratigráfica detallada de la formación Mirador en el sector central de la cuenca, hay una transición de arenitas fluviales en la base a arenitas estuarinas en el top (Fajardo, 2000)

NW

SE

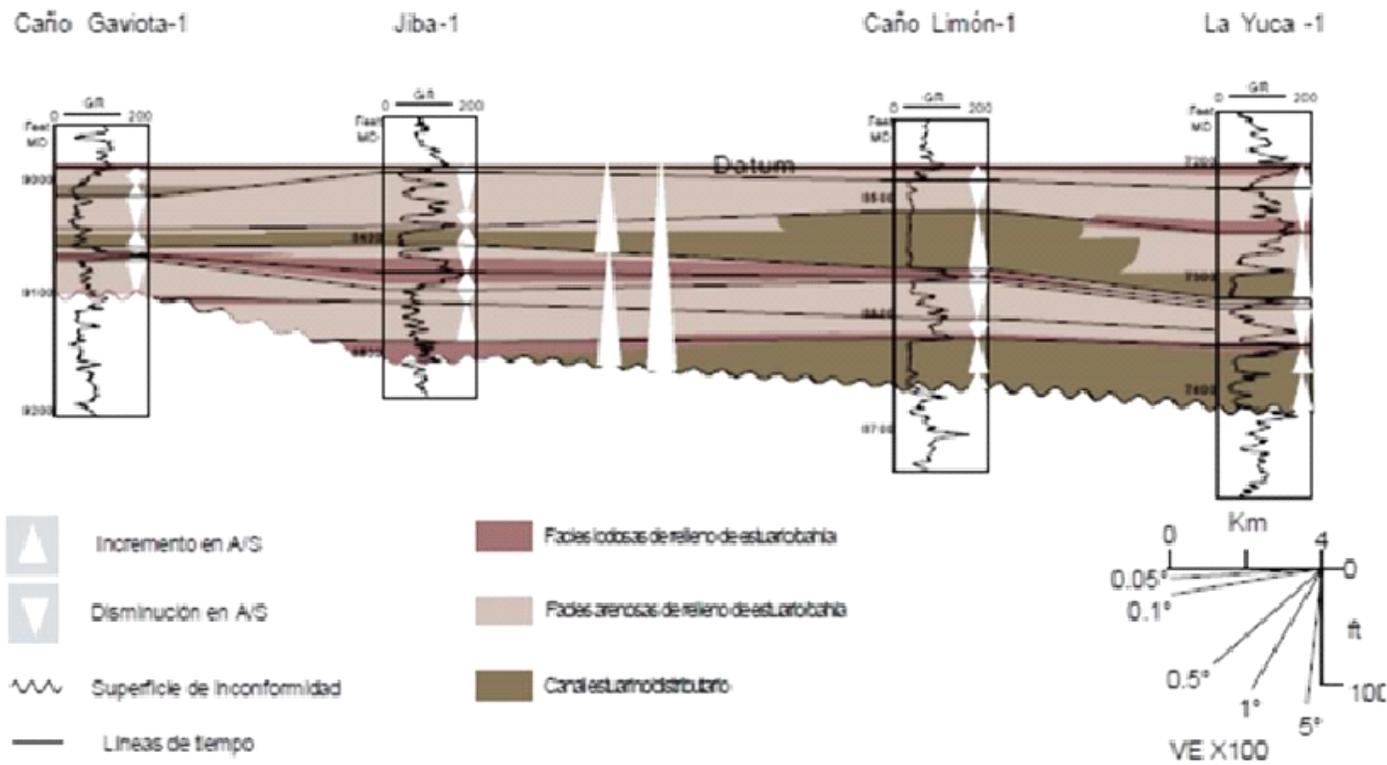


Figura 16. Correlação estratigráfica detalhada da formação Mirador no setor leste da bacia, é interpretado como um ambiente de transição deltaico (Fajardo, 2000)

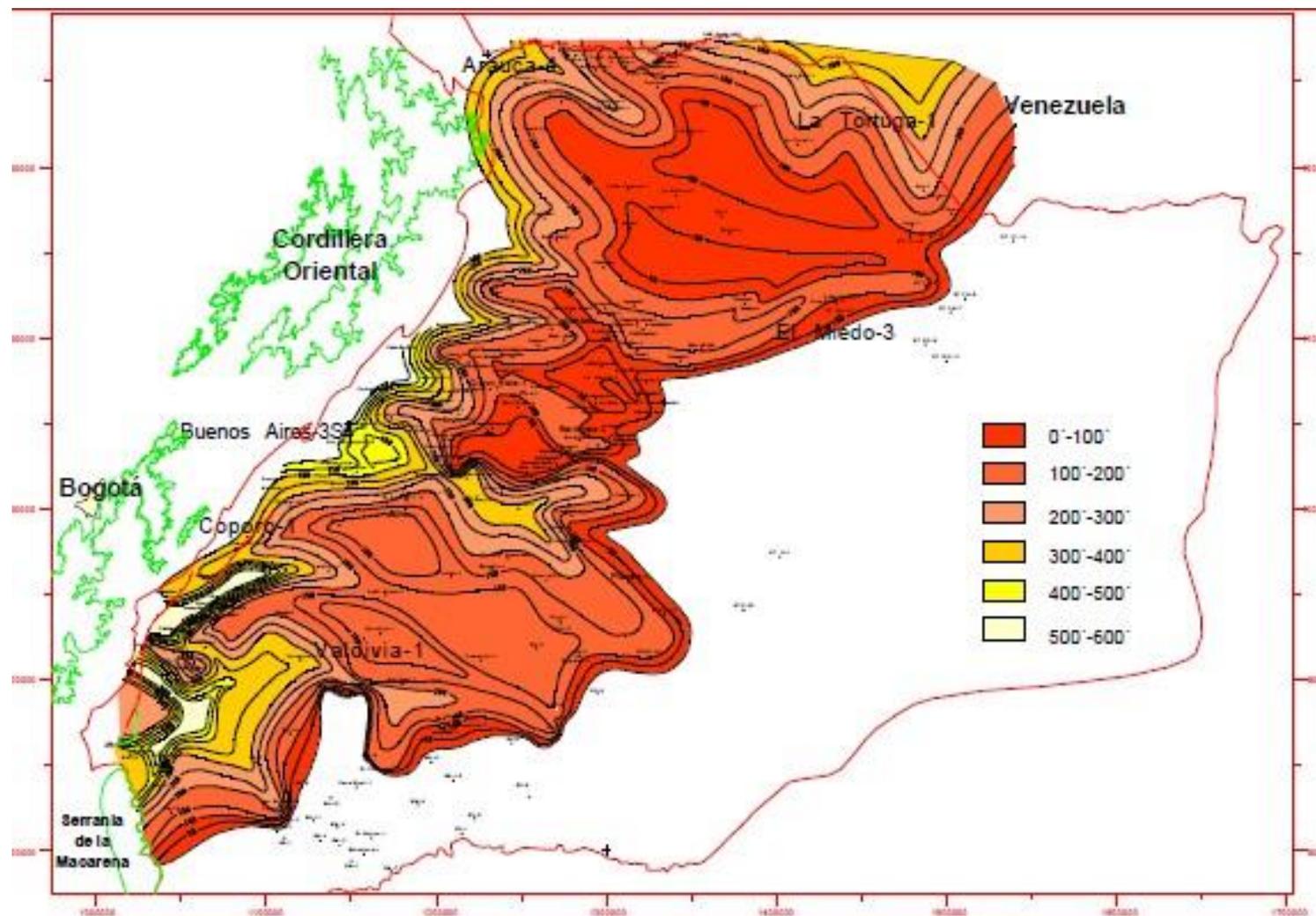


Figura 17. Mapa de isopacas da Formação Mirador (Fajardo,2000)

3.4.4 Armadilhas

De acordo com García et al (2009) e Sarmiento (2011), dentro da Bacia dos Llanos Orientales, 5 províncias estruturais foram definidas, e dentro delas os seguintes tipos de armadilhas:

- Na província do Piemonte, as falhas de empurrão e dobras fornecem o maior número de armadilhas.
- Na província de Casanare, falhas antitéticas reativadas no Mioceno e pequenos movimentos laterais por compressão andina, formam as armadilhas, além de armadilhas estratigráficas de barras e canais.
- A província de Arauca é caracterizada por um suave dobramento e falhas laterais com o movimento durante o Oligoceno.
- Na província de Vichada, as armadilhas são atribuídas a falhamento normal entre o Mioceno e o Plioceno.
- Na província Meta, as armadilhas principais são dobras suaves, falhas laterais e armadilhas estratigráficas.

3.4.5 Rocha selante

Os lamitos da Formação Carbonera, especificamente o do membro C8, encontram-se sobre a Formação Mirador, um dos principais reservatórios, e atuam como rocha selante para a referida formação. Deve-se notar que os folhelhos da Formação Gachetá e os folhelhos entrelaçados da Formação Guadalupe e Une também atuam como selantes (García et al., 2009).

4 BASE DE DADOS E METODOS

Para o desenvolvimento do projeto foram disponíveis um cubo sísmico 3D PSTM de 395 km², e 9 poços perfurados foram fornecidos todos os perfis adquiridos e relatórios finais. (GR, SP, resistividade e VSP) (Figura 18).

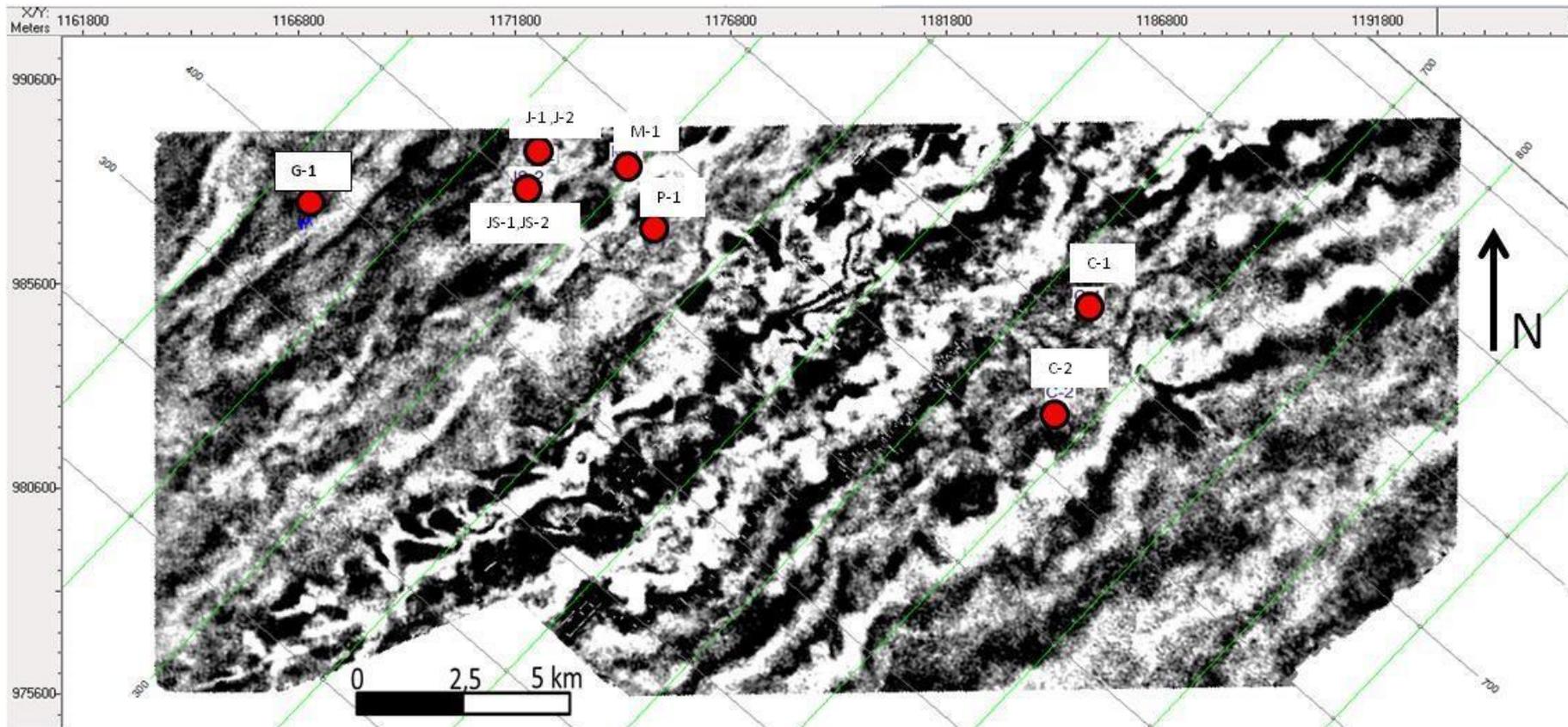


Figura 18. Sísmica 3D disponível cubo de 397 km² e poços perfurados.

A aquisição sísmica foi feita com os seguintes parâmetros:

3D seismic acquisition parameters	
Bin size	30x30
cable configuration	orthogonal
Receiver group interval	60 m
Geophones per receivers group	6
shot interval	120
shot line interval	600
source type	Dynamite
number of holes/SP	1
depth of holes	12 m
total charge size	1800

O cubo sísmico disponível é um merge de dois programas sísmicos diferentes, mas a empresa cepsa não forneceu os parâmetros de processamento.

Durante o desenvolvimento do projeto foram realizadas as seguintes atividades:

- Revisão bibliográfica do arcabouço estrutural e estratigráfico da região de estudo
- Verificação da qualidade dos dados sísmicos e de poços. Importação do dado sísmico em formato segy de 359 km² no software Kingdom.
- Importação dos perfis de poços, das tabelas tempo-profundidade, topos das formações e revisão de todos os relatórios dos poços
- Calibração sísmica-poço, as tabelas tempo-profundidade foram geradas com os checkshot disponíveis.

Calibração Sísmica É uma das etapas da interpretação sísmica que consiste em correlacionar os dados da sísmica, em tempo, com os dados do poço, em profundidade.

Para o processo de calibração sísmica são necessários os seguintes dados:

- Localização dos poços à superfície;
- check-shots;
- Perfis (densidade, sônica e gamma ray, etc.);
- Cubo sísmico 3D.

Os **check-shots** são feitos ao longo de toda profundidade do poço, permitindo aos geofísicos conhecerem o tempo e a profundidade exata de cada registo. Estes dados permitem deduzir e assim integrar a velocidade média das camadas, isto é, fazer corresponder as velocidades das ondas-P, nas respectivas profundidades. (Da Silva, H, 2012)

Trata-se de um tipo de dados muito importante para o processo de calibração da sísmica, por se tratar de dados reais vindo directamente do poço, que servem para a certificação dos valores da velocidade em profundidade.

Perfis (densidade, sónica e gamma ray) São operações contínuas de registos geofísicos em profundidade, com objetivo de determinar as características das formações atravessadas pelo poço, e o comportamento do fluxo de fluidos no seu interior. Estas características podem ser de natureza física, tais como resistividade, radioatividade natural das formações, condutividade, velocidade dos fluidos, densidade. Os valores das curvas de diágrafias variam de acordo com o tipo de litologia e do fluido contido nos poros dos materiais litológicos

De referir que a densidade, por se tratar de uma diágrafia com elevado custo, normalmente não é feita ao longo de todo o poço, mais sim nas zonas que se julgam de interesse. (Da Silva, H, 2012)

Dentre os métodos de avaliação das formações geológicas que contêm hidrocarbonetos, os métodos de diágrafas são considerados como os mais económicos por assegurarem uma quantidade de informações adequadas para a descrição completa das características das formações geológicas atravessadas pelo poço de perfuração. As principais diágrafas usadas para a calibração sísmica são: (Da Silva, H, 2012)

- A Diágrafia Sónica Compressional (DTCO);
 - A Diágrafia de Densidade (RHOB);
 - A Diágrafia Gamma Ray (GR).
-
- Foram feitas correlações estratigráficas no software Kingdom foi feita uma linha arbitrária que passa pelos 9 poços perfurados usando os perfis gamma ray e os topos de formações interpretadas com o objetivo de entender a continuidade lateral e as mudanças na espessura no reservatório.
 - Diferentes testes com atributos sísmicos foram realizados para encontrar atributos mais adequados para melhorar a continuidade lateral e a resolução vertical do dado sísmico. Os atributos que apresentaram os melhores resultados para visualização dos padrões estruturais foram dip

maximum similarity, e para melhorar a continuidade lateral dos refletores o atributo fase instantânea.

O atributo **similarity** é uma medida da semelhança entre formas de onda ou traços em sísmica 2D o 3D. Esse atributo foi projetado para enfatizar eventos descontínuos como falhas para ajudar na interpretação estrutural. (Chopra, S; Marfut, k, 2007)

O atributo **dip maximum similarity** é um atributo do tipo geométrico para interpretação estrutural é usada para extrair características geológicas, como falhas, dobras e fraturas. Esse atributo mostra o desvio dos refletores sísmicos em relação ao plano horizontal pode ser usado para identificar falhas com pouco deslocamento (Chopra, S; Marfut, k, 2007)

O **atributo de fase instantânea** é uma medida da continuidade de propagação da onda em um meio sendo que em cada descontinuidade a onda sofre alterações da fase. A fase instantânea enfatiza a coerência espacial das reflexões. (Chopra, S; Marfut, k, 2007)

É uma ferramenta muito efetiva por delinear descontinuidades, falhas, *pinchouts*, angularidades de eventos com mergulhos diferentes. Isto está relacionado ao fato de que a fase instantânea enfatiza a continuidade dos eventos, descontinuidades que são difíceis de serem observadas em seções sísmicas convencionais devido a baixas amplitudes. Estas aparecem mais claramente em exibições de fase. (Chopra, S; Marfut, k, 2007)

Entre a variedade de técnicas geofísicas os atributos sísmicos são uma poderosa ajuda na interpretação sísmica. Eles permitem ao geocientífico interpretar falhas e canais, reconhecer o ambiente deposicional e entender o histórico de deformação estrutural mais rapidamente.

O uso de atributos sísmicos fornece informações adicionais que contribui para a interpretação de camadas finas de características geológicas de interesse, tais como canais, planícies de inundação, canais abandonados etc.

Os atributos sísmicos respondem a diferentes qualidades e quantidades físicas da wavelet além que descrevem suas relações espaciais e temporais.

A análise conjunta de diferentes atributos permite determinar de forma mais precisa a posição dos geocuerpos e associar as áreas de melhores areias.

Os Atributos sísmicos podem ser definidos como medidas específicas das características geométricas, cinemática, dinâmica ou estática dos dados sísmicos (Da silva, H, 2012).

Os atributos sísmicos são classificados em atributos físicos e atributos geométricas

- Atributos físicos estão relacionados com a propagação da onda e litológica
- Atributos geométricas estão relacionados a mergulho, descontinuidade, strike.

- Interpretação dos horizontes de interesse: Formação Mirador (Reservatório principal) Formação Guadalupe e Une (Reservatório Secundário). Para cada um dos horizontes foi feita a interpretação ao longo das “*Crosslines*”-SW-NE e “*Inlines*”-NW-SE, a um intervalo de 5 em 5 linhas (área 3D 397Km²)

A escolha destes horizontes teve como objetivo principal delimitar a espessura do reservatório na área de estudo. O rastreamento dos horizontes foi efetuado manualmente, seguindo um intervalo de 5 em 5 linhas, onde o primeiro horizonte rastreado serviu de guia para a interpretação ao longo do cubo.

A interpretação sísmica consiste na determinação do significado geológico dos refletores sísmicos e baseia-se no conceito de que os refletores sísmicos são linhas de tempo geológico que ajudam no entendimento das distribuições das camadas da sub-superfície. (Da silva, H, 2012).

- Foram interpretadas as principais feições estruturais que foram corroboradas com atributos sísmicos (*dip maximum similarity e similarity*) esses atributos são muito úteis para observar as principais tendências estruturais da área destacando as mudanças no mergulho.

A interpretação sísmica estrutural, permite-nos identificar e cartografar os elementos estruturais presentes na secção sísmica, tais como, as falhas, os domos, os anticlinais e sinclinais. A base fundamental para este tipo de interpretação é o conhecimento da evolução tectônica da área de estudo. A interpretação estratigráfica, permite-nos determinar o significado geológico dos refletores sísmicos, isto é, compreender como as várias camadas sedimentares se foram depositando ao longo do tempo e caracterizar os respectivos ambientes deposicionais

- Com a interpretação dos horizontes de interesse foram gerados no software kingdom mapas estruturais em tempo e profundidade da Formação Mirador para definir a geometria do reservatório.
- Com ajuda de diferentes atributos e a sísmica em amplitudes foram definidos 3 padrões de fácies sísmicas com um conjunto de reflexões características que o distingue da adjacente.
Por fácies sísmica entende-se um intervalo de tempo, composto por reflexões características dentro das seqüências sedimentares. Cada fácies exibe um conjunto de reflexões internas características que o distingue da adjacente.

As principais características das reflexões utilizadas para definir a mudança de litofácies (litologia das fácies) são: continuidade, amplitude, frequência e fase. (Da silva, H, 2012)

- Por último foi gerado o mapa de isópacas do reservatório. O mapa foi gerado no software Kingdom a partir de mapas em tempo. Para calcular a espessura entre as superfícies, topo e base do reservatório, uma operação matemática de subtração entre elas é realizada e o resultado em tempo é multiplicado por uma constante de velocidade $K = 11000$ pés / seg. A constante utilizada foi obtida das informações check shot dos poços disponíveis.

5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

5.1 Reservatório Mirador na área de estudos

Nove poços foram perfurados na área de estudo, destes sete têm produção em Mirador e dois foram poços secos.

A litologia predominante do Mirador para os poços perfurados são quartzo-arenitos pretos, de grão muito fino a fino, subtranslúcido; sub-arredondado, sub-esférico, classificação de boa a ruim, matriz argilosa branca, com porosidades entre 20 e 23%.

De acordo com relatórios da perfuração de poços, a maior profundidade da Formação Mirador foi encontrada no poço perfurado a oeste de área de estudo. (Tabela 1).

Profundidade Mirador	MD ft
Poços de W-E	
G-1	9711.8
JS-1	8851.7
JS-2	9163.48
J-1	8851.1
J-2	9005
M-1	8834.78
P-1	8658.5
C-1	7846.5
C-2	7746.77

Tabela 1. Profundidade do Reservatório Mirador

A correlação da Figura 19 foi gerada a partir dos perfis gamma ray dos poços disponíveis. Nessa seção foram identificadas 12 camadas entre a discordância regional do Cretáceo-Paleozóico, na base, e o topo da formação León (Mioceno). Ao nível regional destacam-se as maiores espessuras da coluna sedimentar em direção ao oeste, principalmente representadas pelo espessamento das formações mais jovens (Formação Leon e Carbonera). No poço G1, mesmo a profundidades próximas de 10.000 pés, a base da sequência cretácea não foi atingida.

Na região estudada, os poços perfurados mostram que a Formação Mirador tem maior profundidade em direção ao oeste e apresenta as maiores espessuras no centro da área em torno dos poços JS1, J2 e M1 da Figura 19 (Tabela 2).

Poços	Net pay (ft)
Poços W-E	
G-1	12.5
JS-1	53.5
JS-2	42
J-1	46
J-2	36
M-1	34
P-1	11
C-1	28
C-2	9

Tabela 2. espessura net pay Mirador

Embora das variações na espessura das areais, destaca-se que a porosidade é boa entre 20-24% nos poços perfurados, mostrando uma boa qualidade de reservatório (Tabela 3) os dados foram coletados da avaliação petrofísica feita pela empresa cepsa.

Poços	Porosidade (%)	Net pay (ft)
G-1	20,60	12,5
JS-1	23,40	53,5
JS-2	22,40	42
J-1	23,70	46
J-2	21,60	36
M-1	23,60	34
P-1	21,60	11
C-1	20,50	28
C-2	22,60	9

Tabela 3. Espessura net pay Vs porosidade

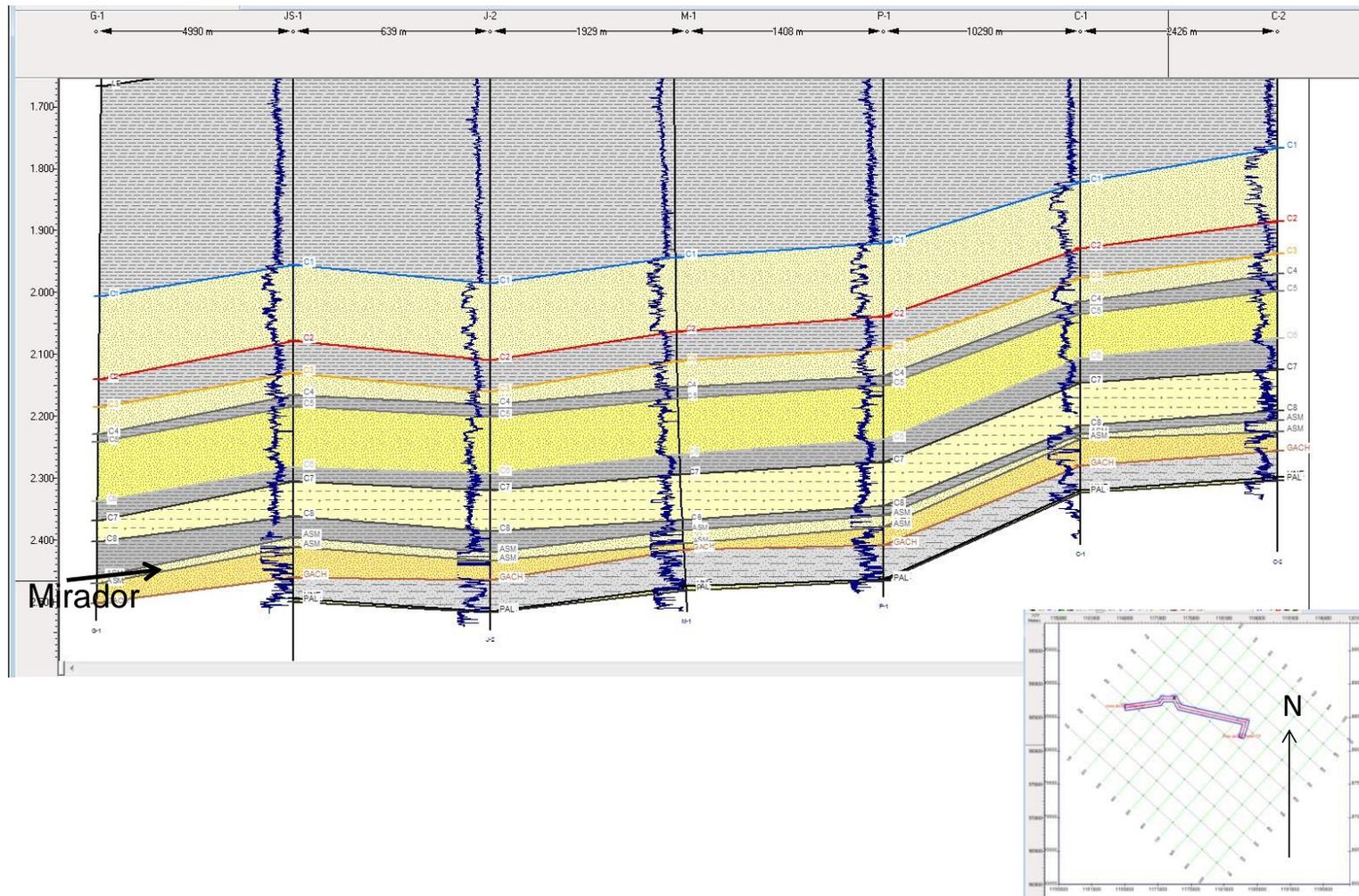


Figura 19. Correlação entre os poços perfurados na área de estudo.

A seção estratigráfica apresentada na figura 20 mostra a diminuição da espessura do reservatório Mirador em direção W e E da área de interesse.

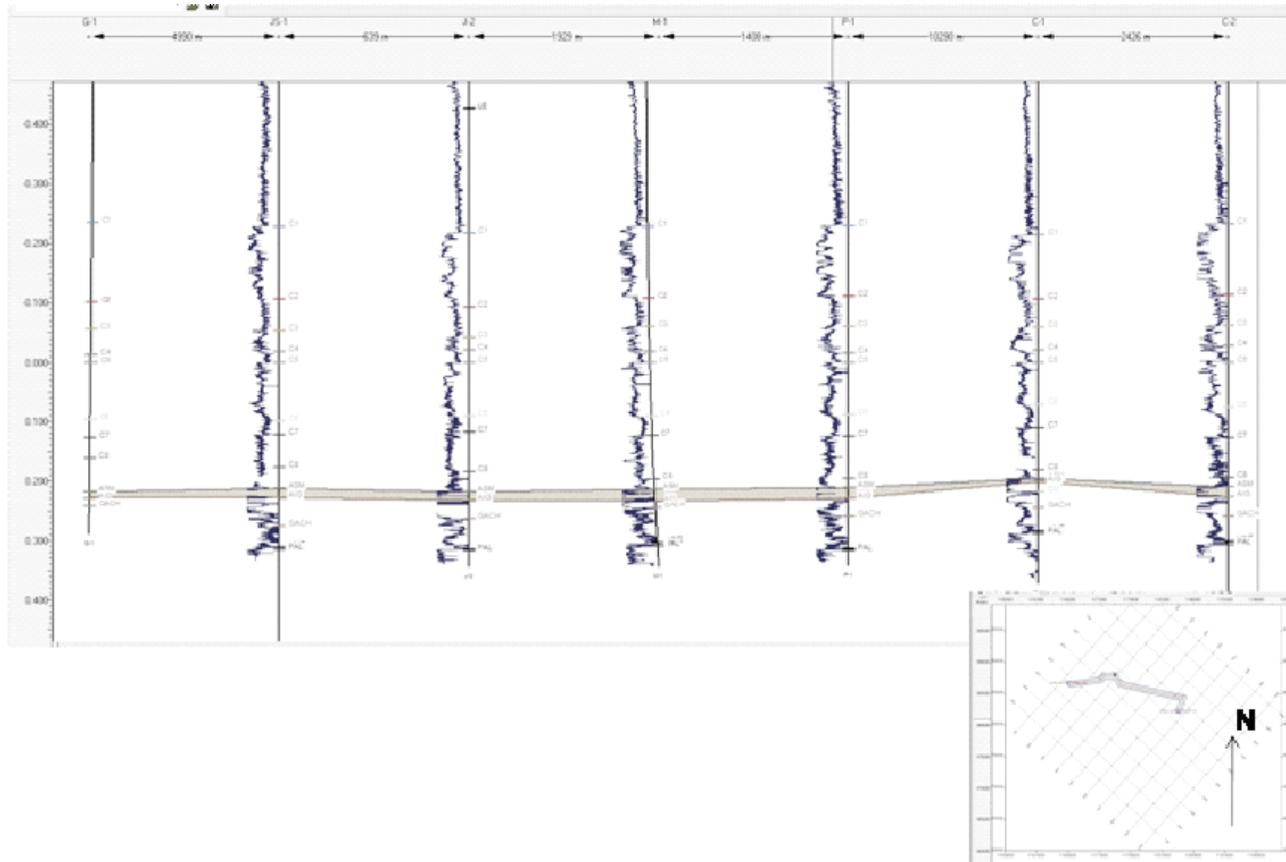


Figura 20. Seção horizontalizado no C5 que apresenta a variação da espessura do reservatório.

O seguinte gráfico (figura 21) compara a espessura de *gross* e *net pay* da formação Mirador, a partir de dados petrofísicos (Final well geological report cepsa).

A construção do gráfico foi feita baseada nos valores da interpretação petrofísica de espessura e net pay realizada pela cepsa. Observa-se como as maiores espessuras estão no centro da área e para o W e E estão diminuindo, os valores que mais se alteram são os do net pay, essa variação pode ser interpretada como variações laterais de fácies. (figura 21)

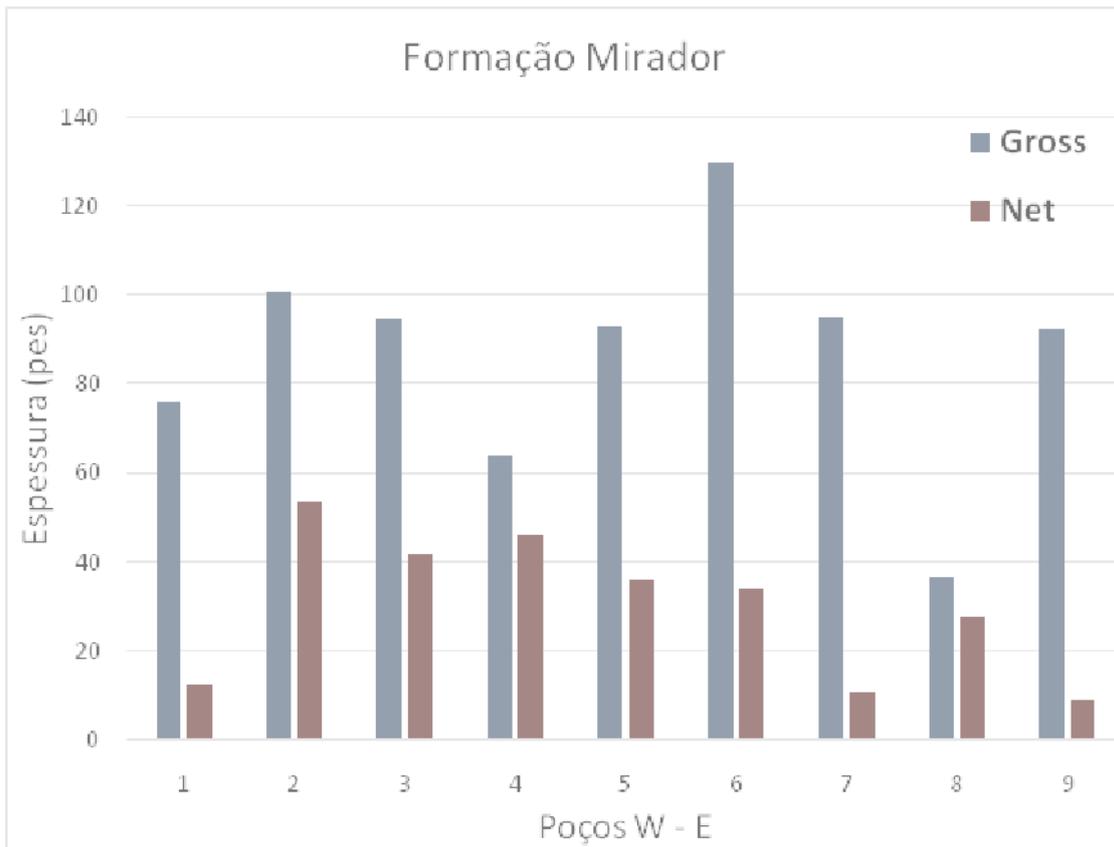


Figura 21. Gráfico da mudança da espessura na Formação Mirador (reservatório principal).

5.2 Análise de atributos sísmicos

A interpretação sísmica, por si só, não nos permite geralmente, de forma clara, inferir sobre as características da sísmica da sub-superfície, tais como, falhas; zonas de camadas finas; a presença ou não de hidrocarbonetos, a identificação e/ou certificação de corpos que possam ter algum interesse, etc. Para um estudo completo de uma determinada área, é assim imperioso integrar os detalhes estruturais e estratigráficos obtidos na fase da interpretação sísmica com os resultados da análise de atributos sísmicos

Denominam-se atributos sísmicos a toda a informação retirada a partir dos dados sísmicos de modo a permitir, uma melhor visualização e/ou quantificação de características importantes para a identificação e interpretação de estruturas geológicas e reservatórios. (Da Silva, H, 2012)

O uso de atributos sísmicos foi integrado na interpretação sísmica no início da década de 70 por Anstey (Chopra e Marfurt, 2007).

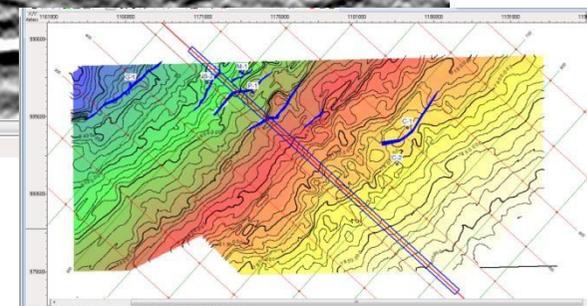
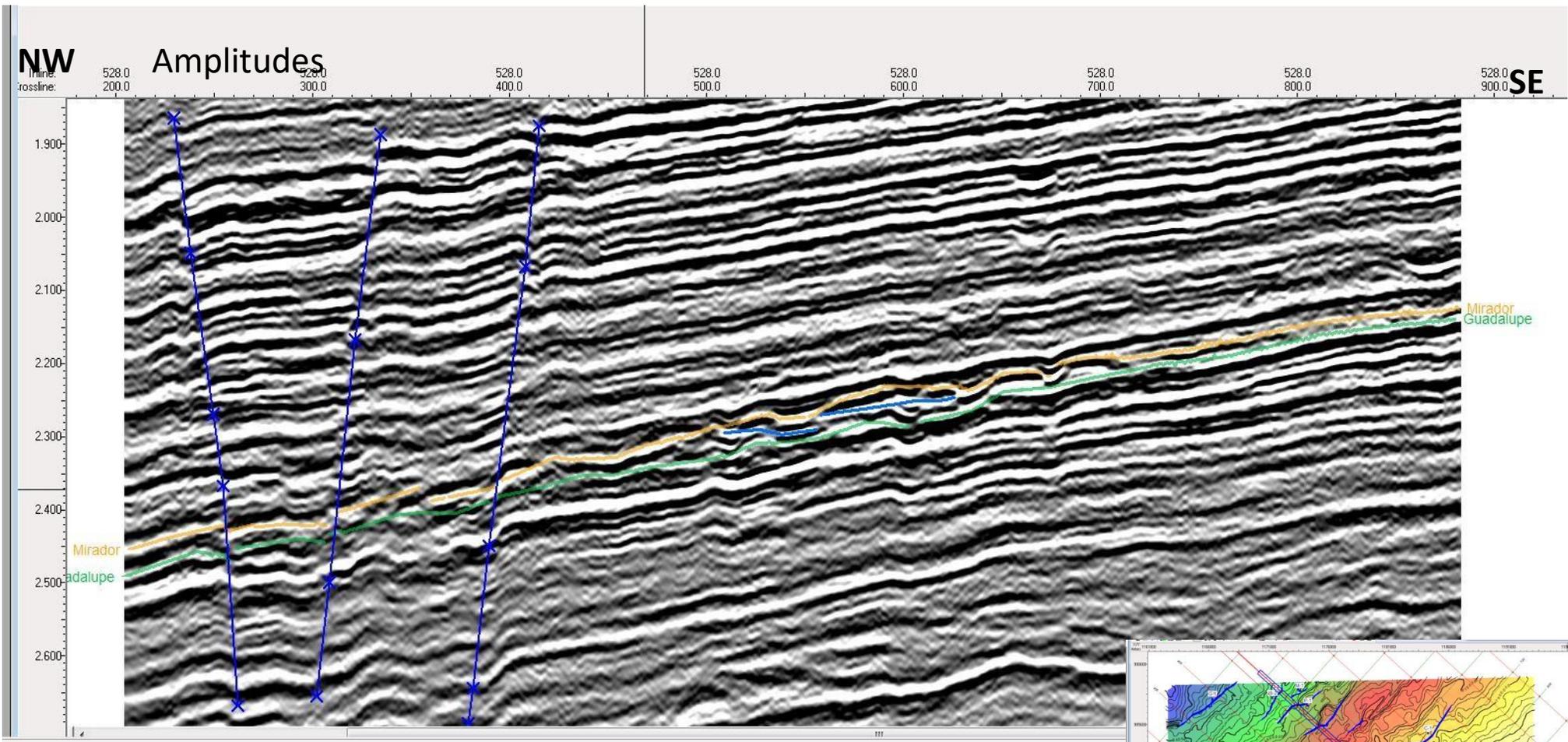
Os atributos podem ser calculados a partir de dados pré - empilhados (pre-stack), como é o caso dos atributos de AVO; ou a partir de dados pós – empilhados (post-stack), agrupando todos os outros possíveis atributos que possam ser extraídos dos dados sísmicos. Neste grupo incluem-se os atributos instantâneos, também chamados de atributos de traços complexos e a inversão sísmica. Independentemente de serem extraídos de dados post ou pre-stack, estes derivam basicamente, agrupados ou de forma independente, de três parâmetros fundamentais que compõem o traço sísmico: Amplitude, Frequência e Fase. (Chopra e Marfurt, 2007)

- Atributos derivados da amplitude: fornecem informações relativas aos parâmetros físicos da geologia de sub-superfície: impedâncias acústicas, coeficientes de reflexão, e efeitos de absorção e de velocidade. Estes parâmetros físicos fornecem muitas vezes informações relativas à geologia estrutural ou funcionam como DHI's;
- Atributos extraídos da fase: são vulgarmente utilizados para realçar a geometria e a continuidade dos reflectores sísmicos. Os atributos que se inserem neste grupo apresentam também bons resultados na interpretação da estratigrafia sísmica ou na interpretação dos sistemas deposicionais;
- Atributos derivados da frequência: são úteis na identificação e interpretação de eventos geológicos que causem fenómenos de absorção: eventos estratigráficos, falhas, ou fluídos no espaço poroso. Estes atributos são também úteis na previsão das propriedades de um reservatório. A sua combinação com atributos derivados das amplitudes permite a interpretação de camadas geológicas, mas finas que muitas vezes são difíceis de identificar nos dados originais.

A escolha dos atributos sísmicos a utilizar num dado estudo, depende de vários fatores, tais como:

- A escala de estudo (escala regional, escala de campo ou de reservatório);
- O domínio de aplicação do atributo;
- O Avanço do projeto (dados disponíveis);
- O modo de cálculo do atributo (dependendo das características sísmicas).

A sísmica disponível não possui uma boa definição dos refletores correspondentes ao reservatório dificultando a interpretação, portanto foi necessário aplicar diferentes atributos (envelope, fase instantânea, frequência instantânea e impedância acústica relativa) dentre os quais o atributo fase instantânea foi o que deu os melhores resultados para melhorar a continuidade lateral e resolução vertical. A figura 22 (4 linhas sísmicas) apresenta a comparação entre amplitudes e fase instantânea, em que se observa a melhoria na continuidade dos refletores e enfatiza o traçado das falhas.

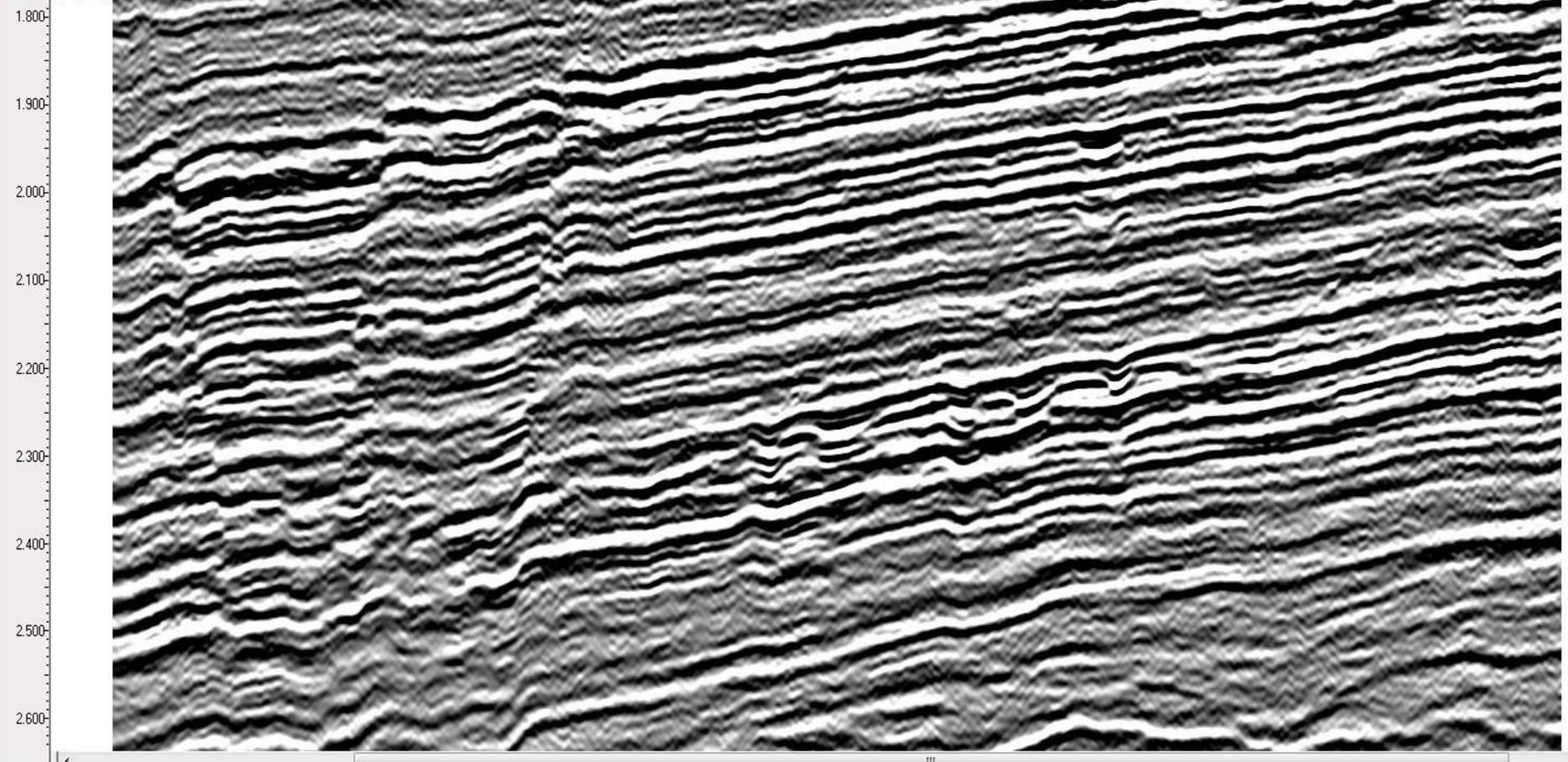


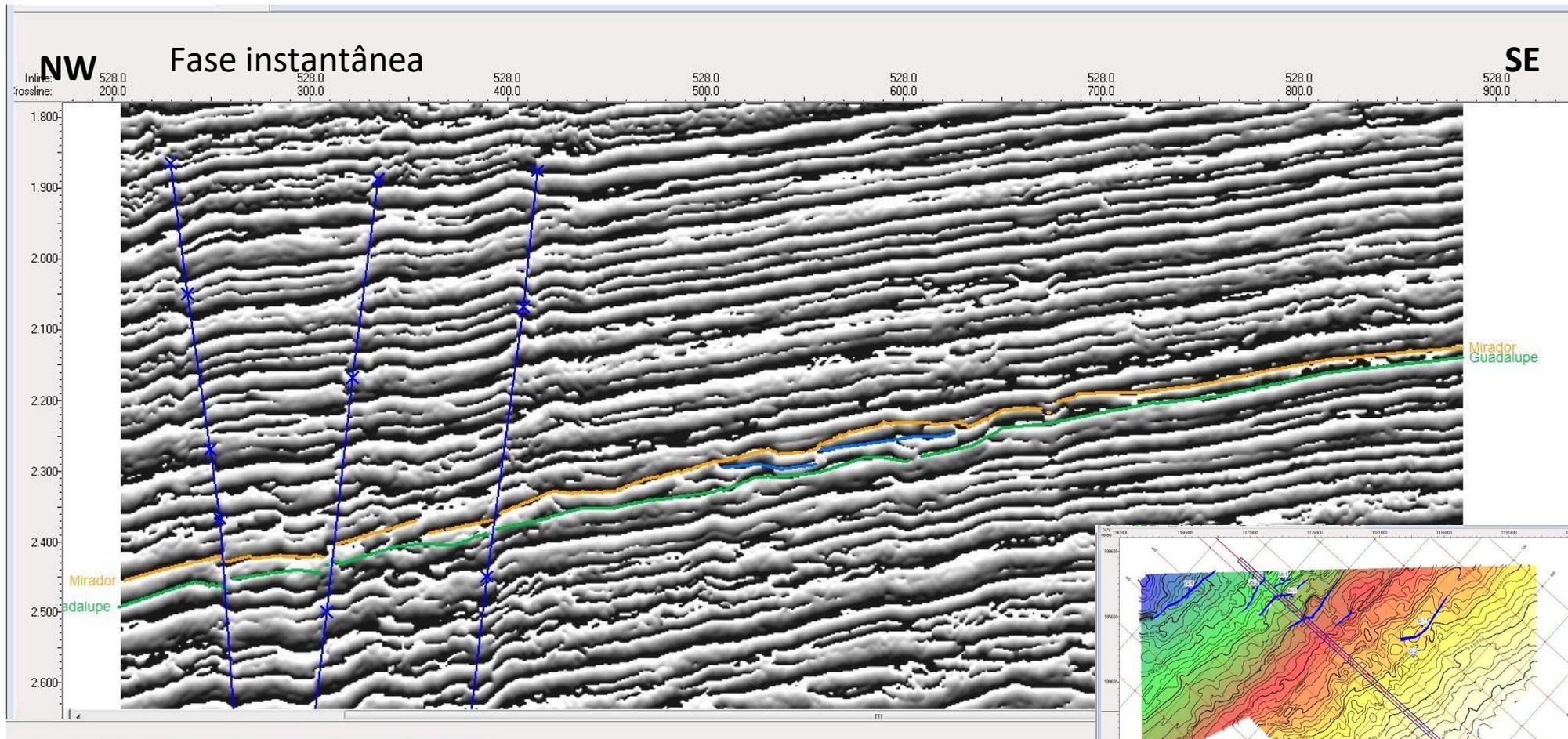
Amplitudes

NW

SE

Inline: 528.0 528.0 528.0 528.0 528.0 528.0 528.0 528.0
Crossline: 200.0 300.0 400.0 500.0 600.0 700.0 800.0 900.0





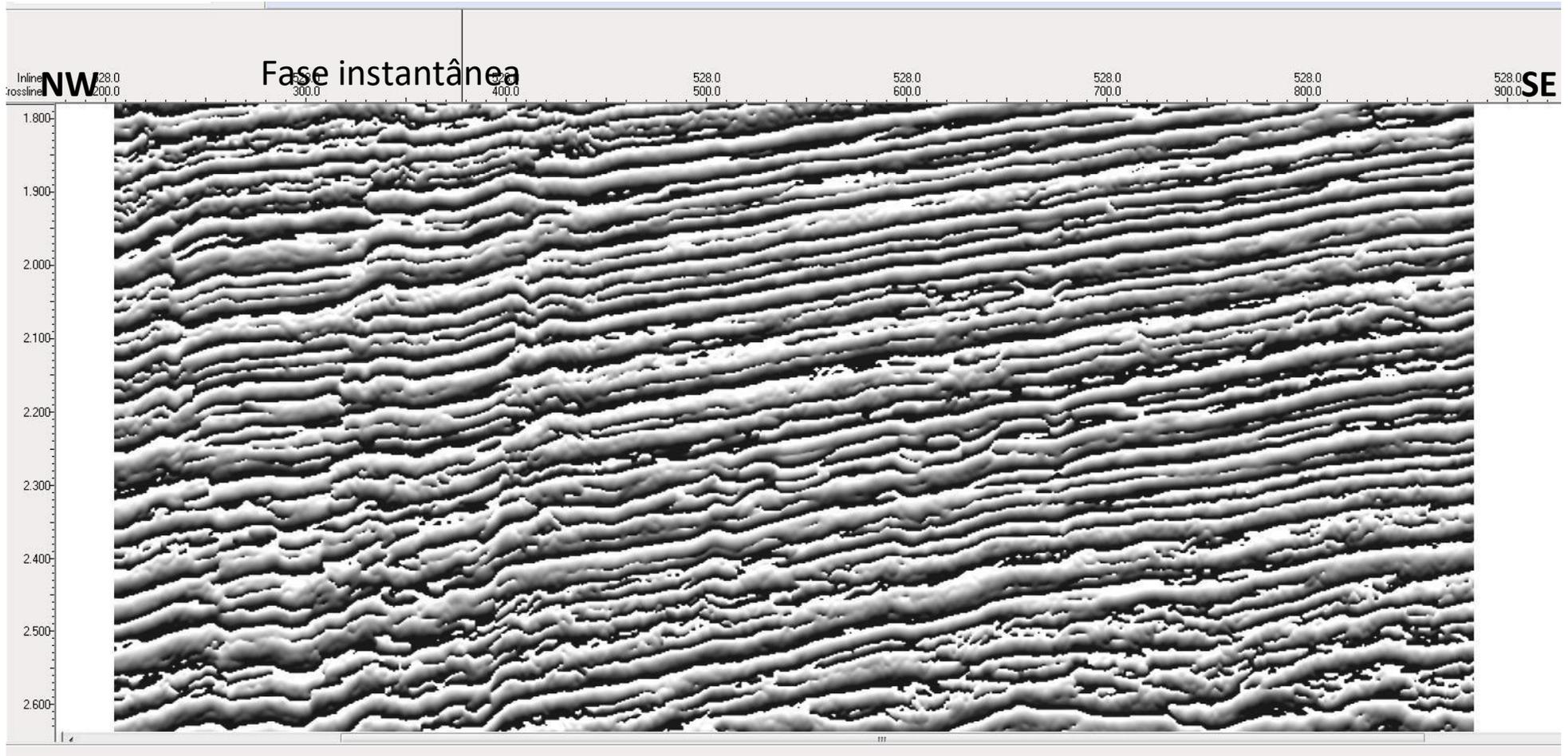


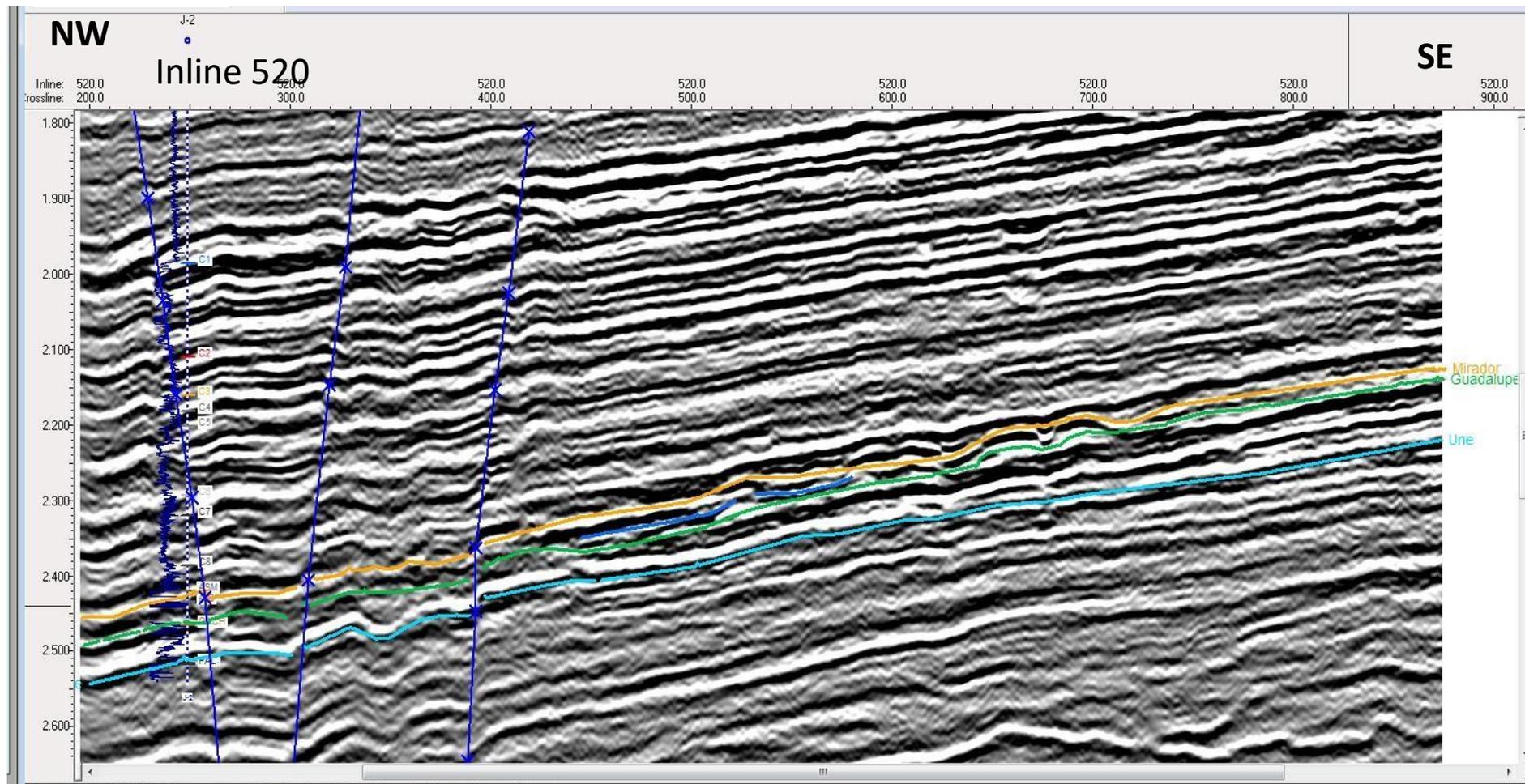
Figura 22. Seções sísmicas (4 linhas) com e sem interpretação da comparação entre amplitudes e fase instantânea (escala vertical TWT)

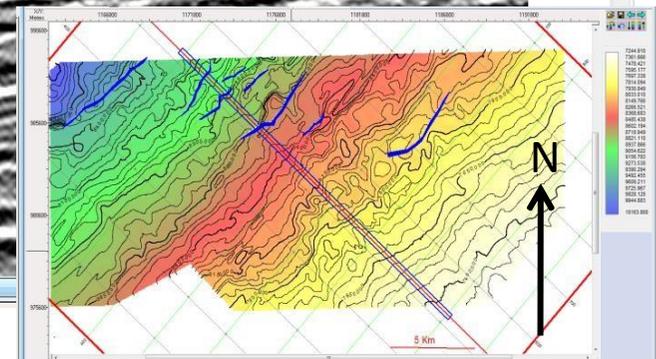
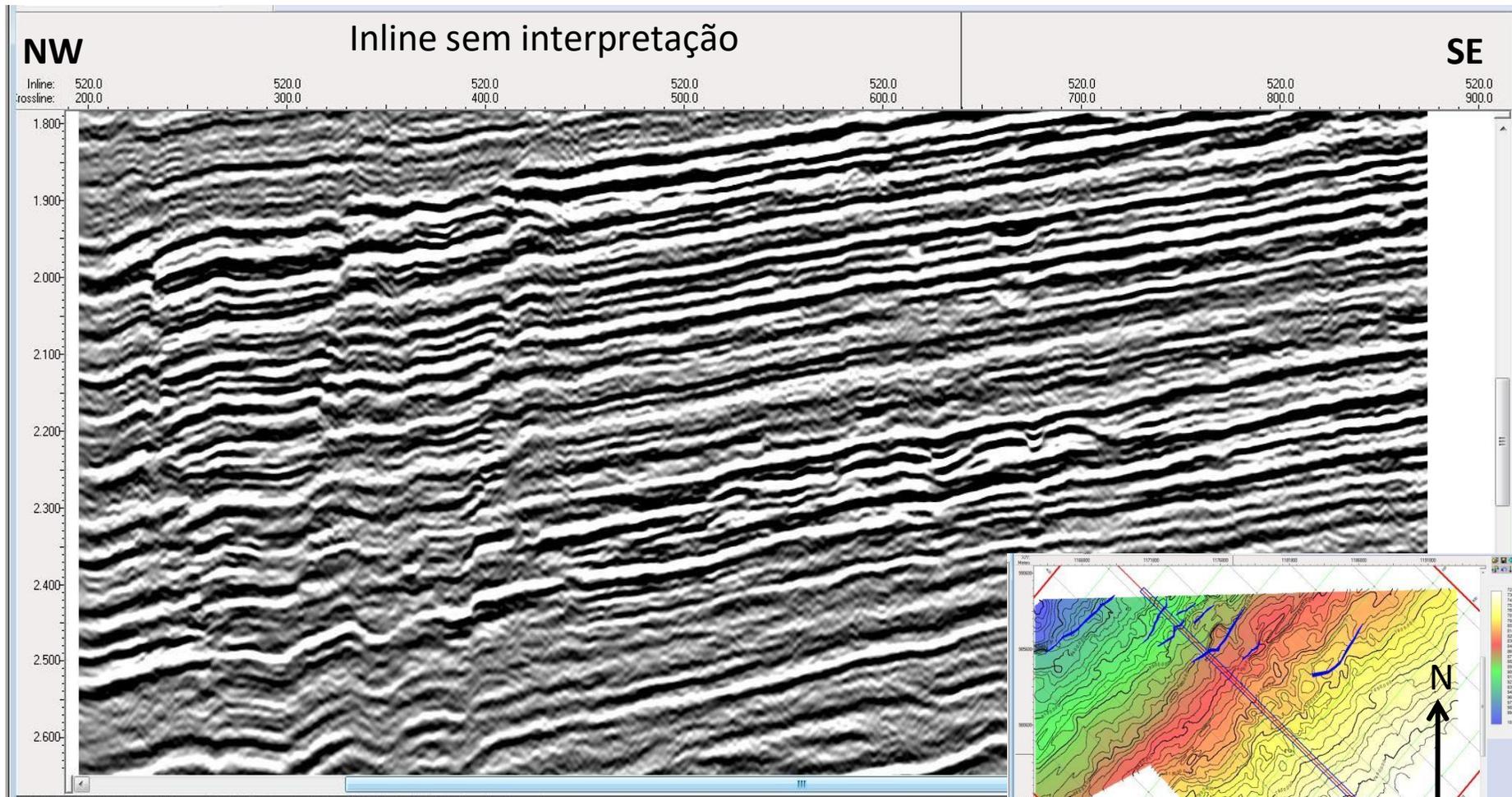
5.3 Interpretação Estratigráfica:

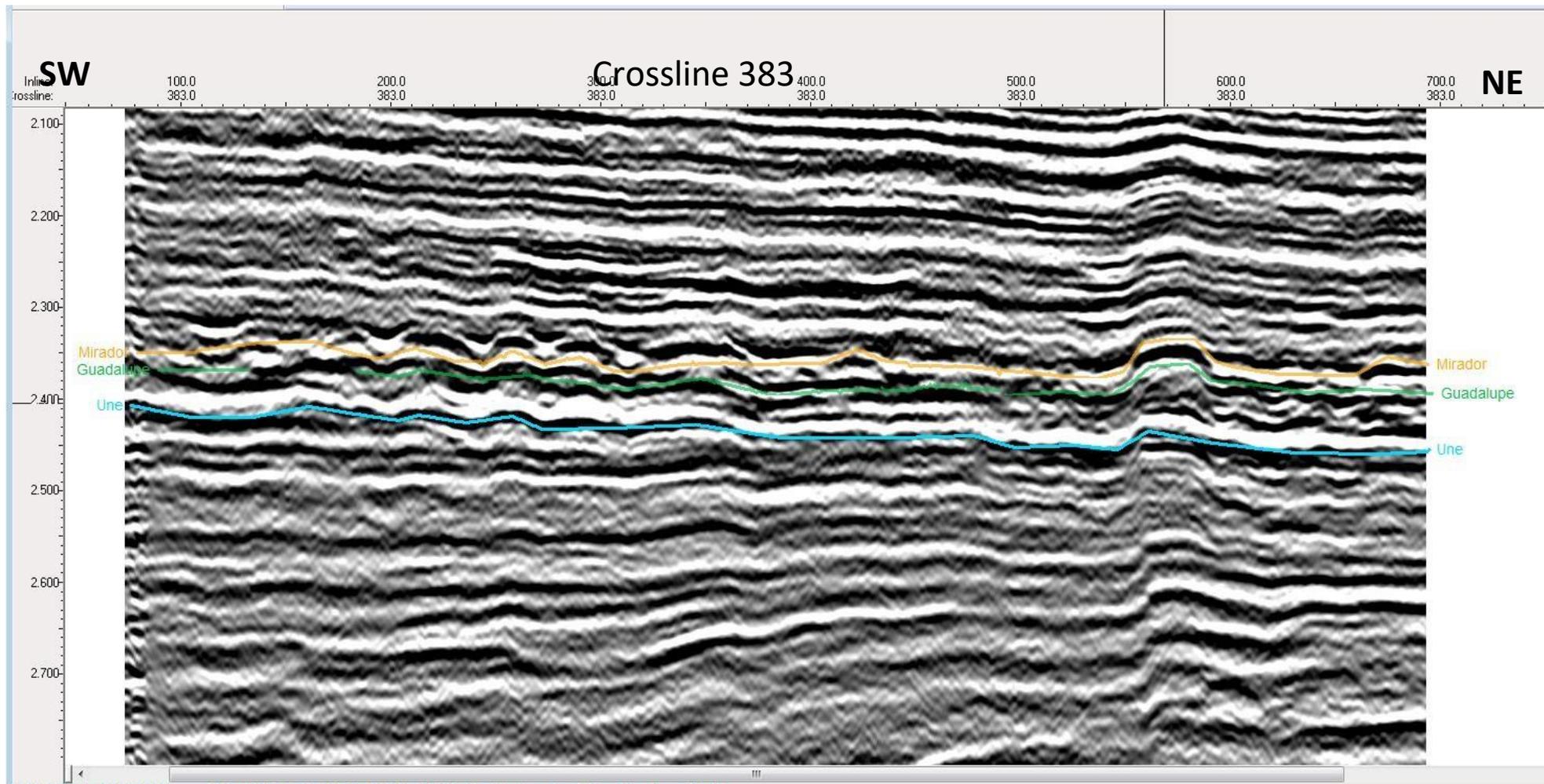
Para a interpretação estratigráfica, foram selecionados os principais horizontes de interesse: Formação Mirador (reservatório principal), Formação Guadalupe e Une (objetivo secundário)

Para cada um dos horizontes a interpretação foi feita ao longo das “*Crosslines*”-SW-NE e “*Inlines*”-NW-SE, a um intervalo de 5 em 5 linhas (área 3D 397Km²)

A escolha destes horizontes teve como objetivo principal delimitar a espessura do reservatório na área de estudo. Foi selecionado no início uma *inline* e uma *crossline* representativas. (Figura 23) O rastreamento dos horizontes foi efetuado manualmente, onde o primeiro horizonte rastreado serviu de guia para a interpretação ao longo do cubo.







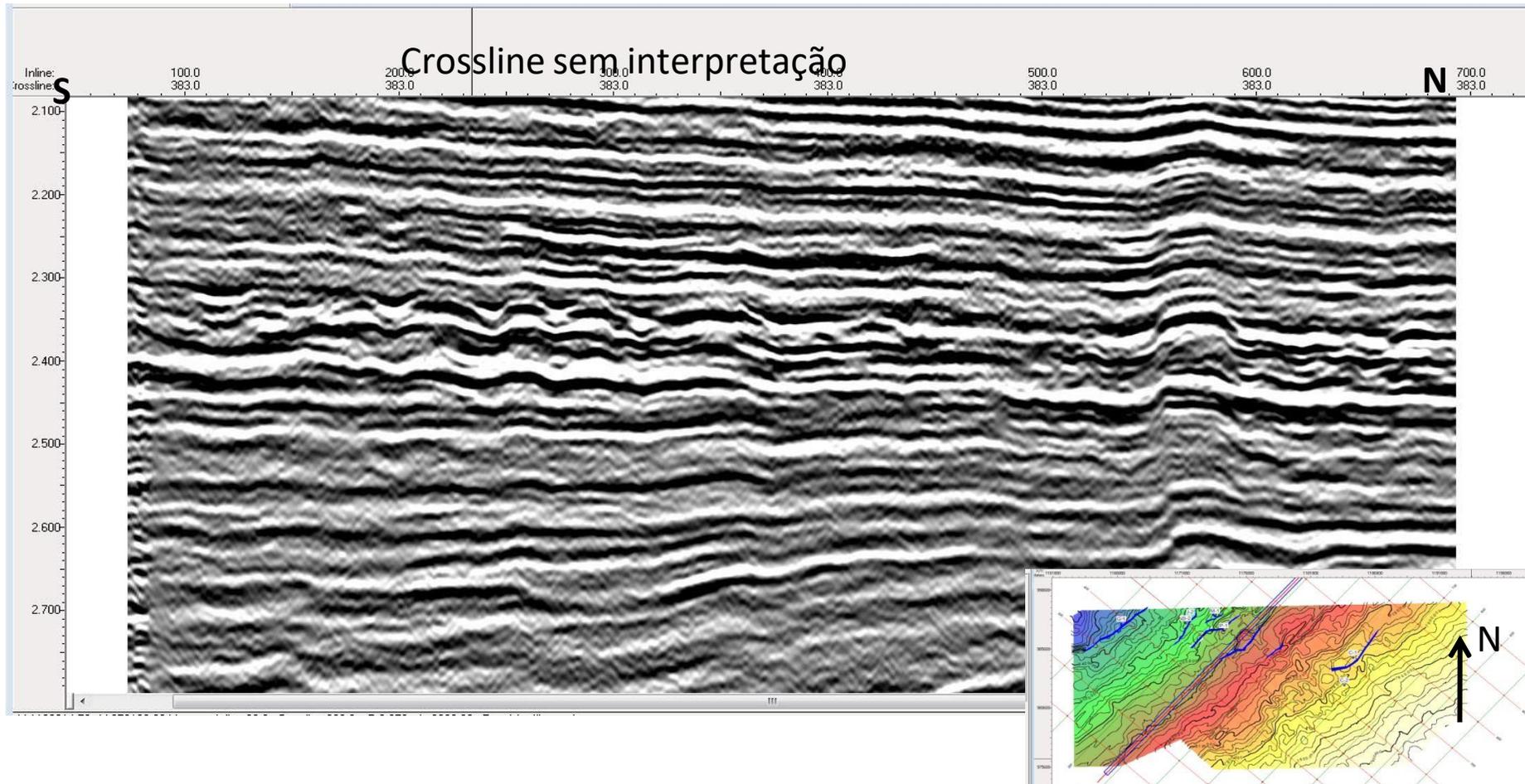


Figura 23. Seções sísmicas representativos com e sem interpretação dos horizontes de interesse.

5.4 Interpretação Estrutural

Nesta fase do trabalho, procedeu-se à análise do cubo sísmico, para se evidenciar o padrão estrutural da região alvo, representando fundamentalmente as falhas.

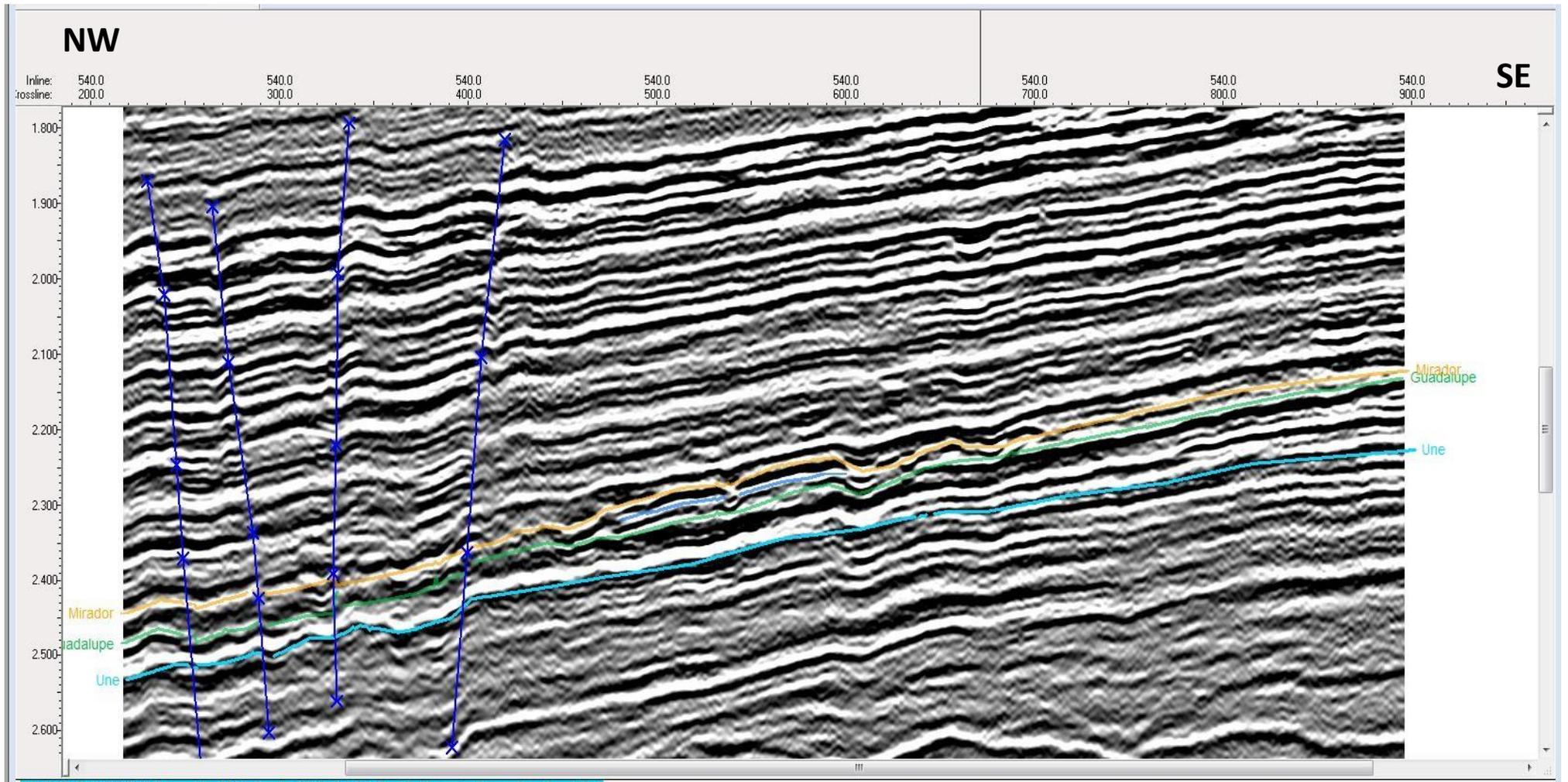
Na interpretação estrutural da área de estudo, identificaram-se as famílias de falhas principais que possuem uma orientação NE-SW. Correspondem a falhas normais sintéticas e antitéticas com pouco rejeito vertical que associam-se aos prospectos já perfurados, são falhas locais com pouco comprimento. (Figura 24)

Foram testados atributos geométricos com objetivo de melhorar a interpretação das principais feições estruturais, os atributos que ofereceram os melhores resultados para os dados disponíveis foram *similarity* e *dip maximum similarity*, com seu uso as falhas que foram identificadas na sísmica convencional (Figura 25) conseguem ser confirmadas na visão de planta extraída dos atributos (Figura 26).

O atributo **similarity** é uma medida da semelhança entre formas de onda ou traços em sísmica 2D o 3D. Esse atributo foi projetado para enfatizar eventos descontínuos como falhas para ajudar na interpretação estrutural. (Chopra, S; Marfut, k, 2007)

O atributo **dip maximum similarity** é um atributo do tipo geométrico para interpretação estrutural é usada para extrair características geológicas, como falhas, dobras e fraturas. Esse atributo mostra o desvio dos refletores sísmicos em relação ao plano horizontal pode ser usado para identificar falhas com pouco deslocamento (Chopra, S; Marfut, k, 2007)

Os fechamentos estruturais costumam ser anticlinais ou monoclinais que estão associadas às falhas normais antitéticas com fortes componentes laterais; também se apresentam falhas sintéticas que geram estruturas potenciais de interesse exploratório (Figura 27).



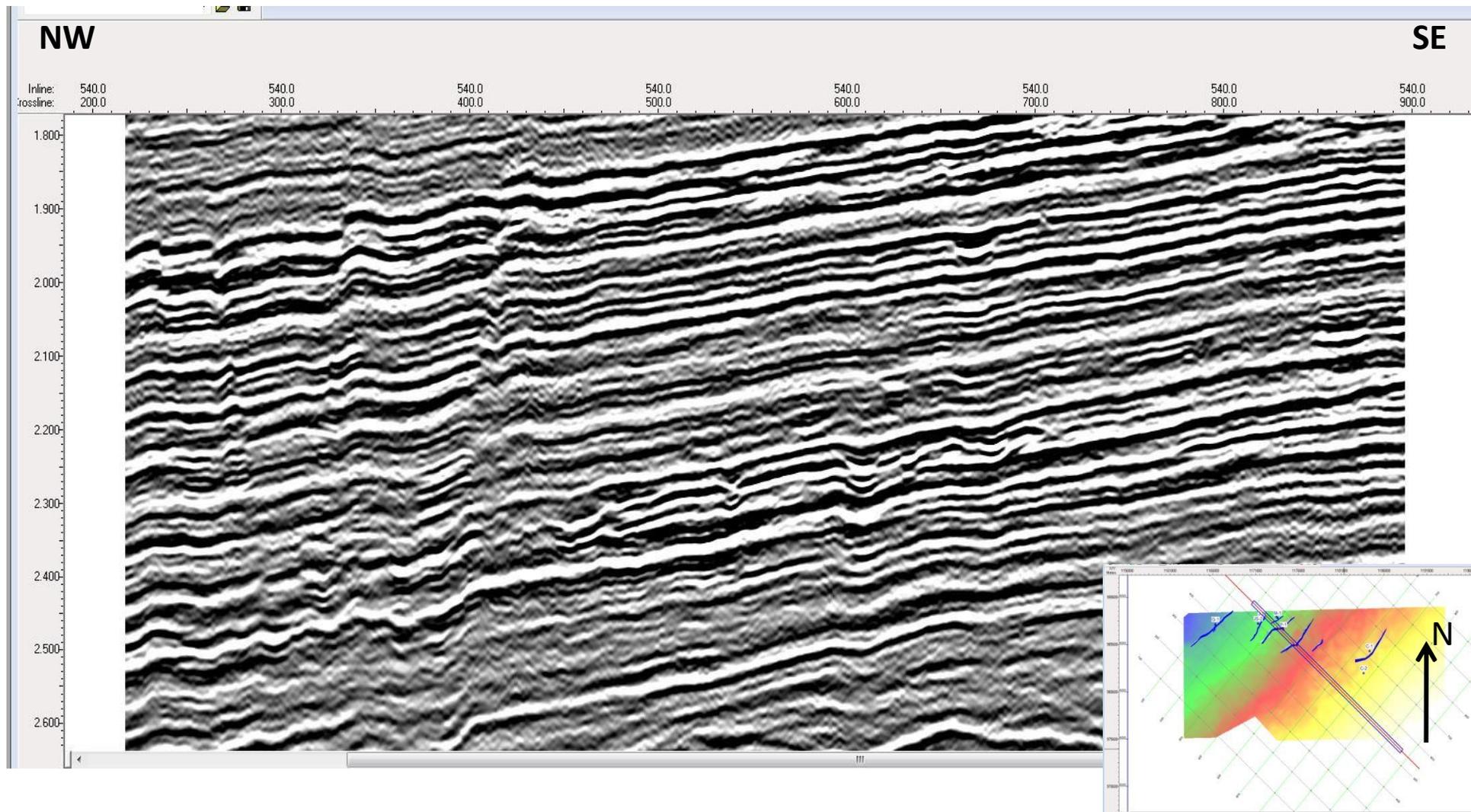


Figura 24. Seções com e sem interpretação das falhas principais

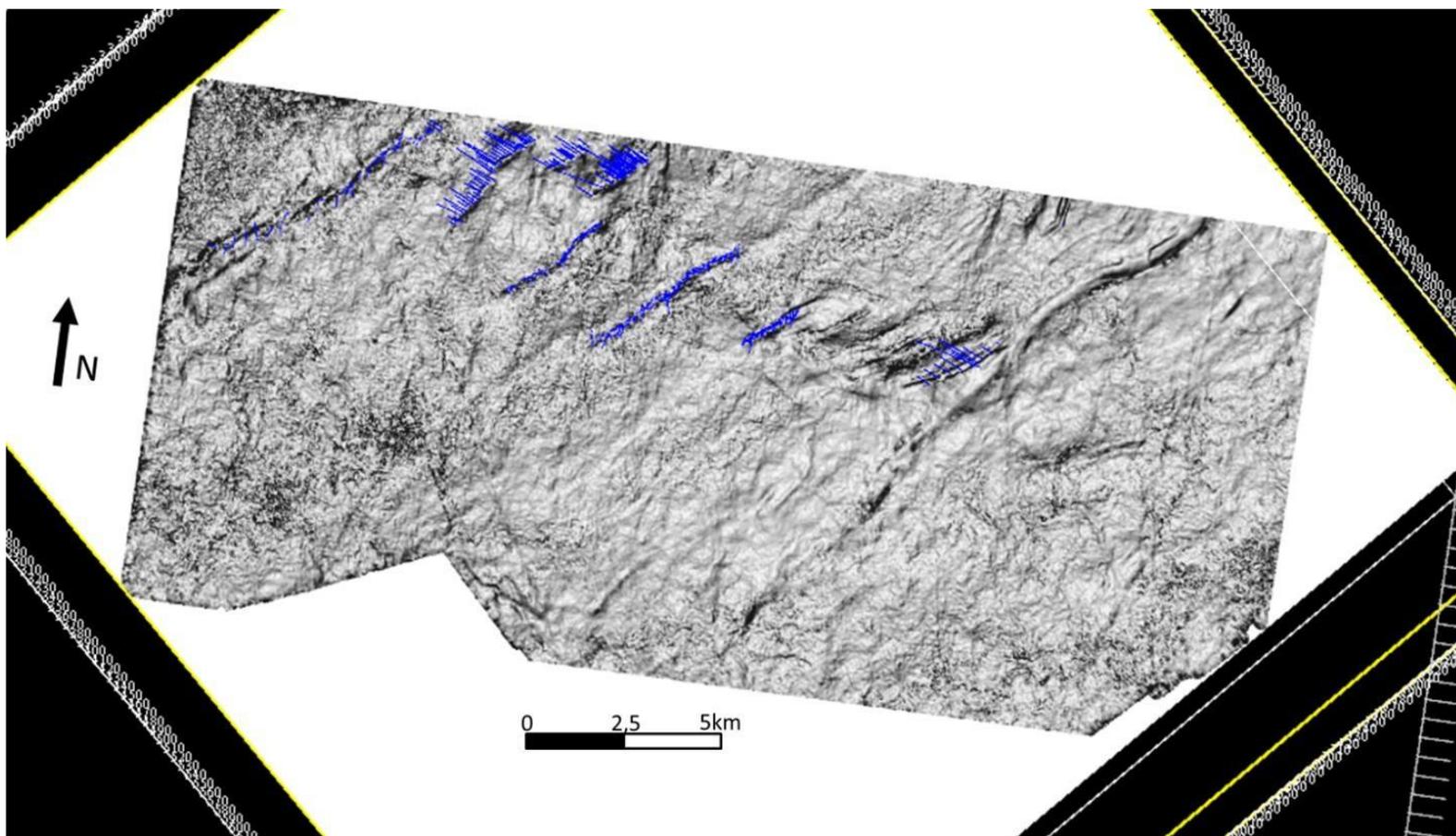


Figura 25. *Time slice* do atributo *dip maximum similarity*. As falhas interpretadas na sísmica correspondem as feições identificadas no *time slice* do volume de atributos.

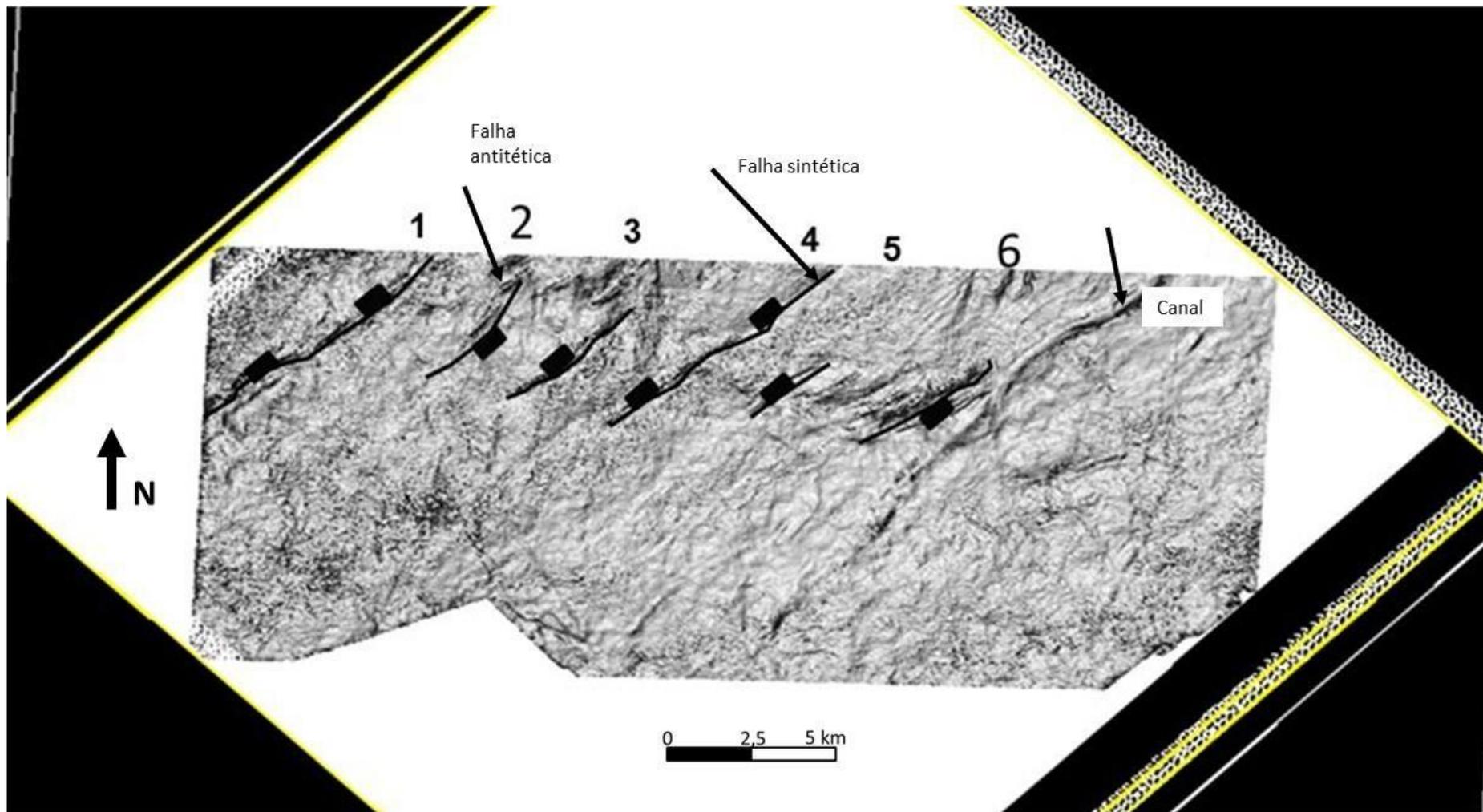


Figura 26. Falhas principais com a direção de mergulho, reconhecidas pelo atributo similarity.

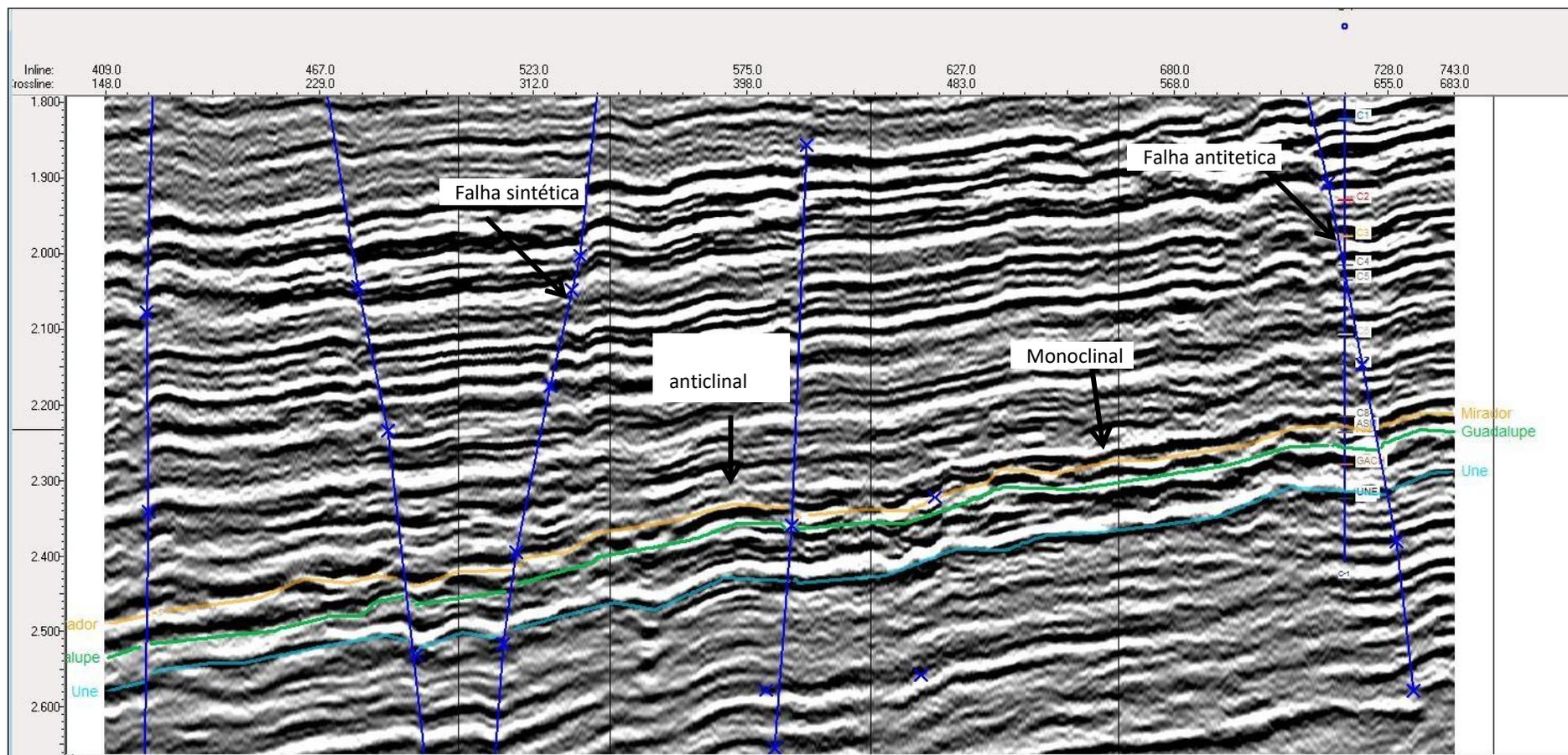


Figura 27. Linha arbitrária através dos poços mostrando dobras associadas às falhas. Seções com e sem interpretação

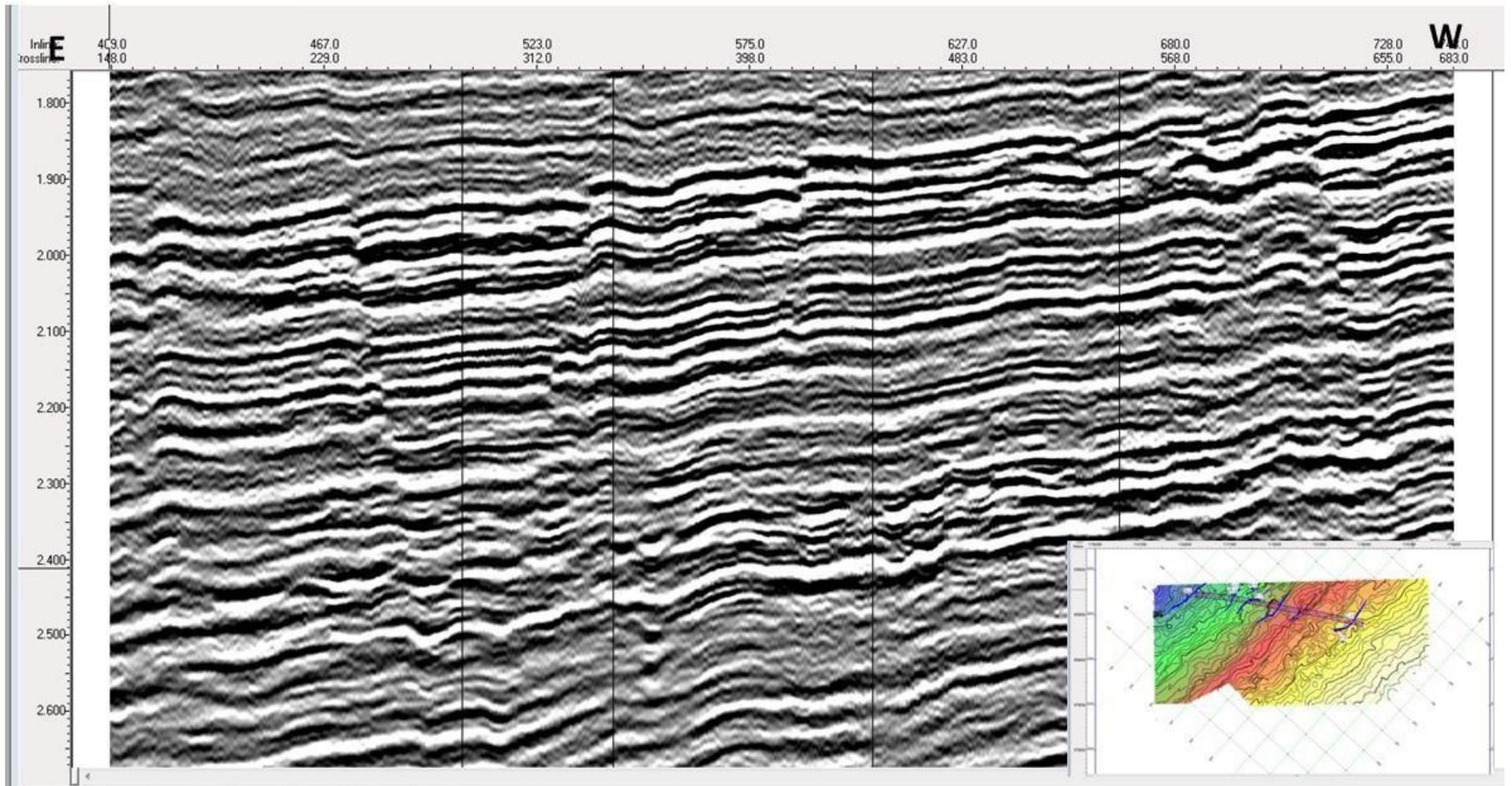


Figura 27. Linha arbitrária através dos poços mostrando dobras associadas às falhas. Seções com e sem interpretação

5.5 Geração de mapas estruturais

Após a interpretação dos horizontes, foram gerados os mapas de isócronas (curvas correspondentes a igual tempo de ida e volta – TWT), onde se pode realçar a topografia dos horizontes rastreados.

Através das curvas das isolinhas (isócronas) do mapa estrutural da Formação Mirador (Figura 28), podemos observar que os horizontes interpretados apresentam mergulho regional ao noroeste, sendo que o topo está cerca de 0.3 ms (aprox. 4 m) mais profundo no canto noroeste do mapa comparado com o canto sudeste. Este suave e constante mergulho é observado também na escala regional como produto da evolução tectônica da bacia de foreland.

Os mapas estruturais mostram um mergulho regional em direção noroeste formando um monoclinal. Mudanças leves no mergulho do reservatório foram observadas na sísmica e evidenciadas no mapa (figura 30). No mapa tais mudanças se refletem na maior densidade dos contornos da cor amarela para a laranja (figura 28), coincidindo com os setores de maior espessura dos reservatórios. Na linha sísmica (Figura 29) se observa uma mudança leve na inclinação dos refletores no nível do reservatório Mirador mas tais mudanças tornam-se mais evidentes nas camadas inferiores mostrando a maior diferença no mergulho ao nível do paleozóico. A maior deformação nas camadas inferiores reflete uma deformação mais antiga que começa no paleozóico e diminui sua intensidade no Cretáceo e afeta sutilmente as camadas do Terciário

Esta característica estrutural se apresenta como um controle de primeira ordem sobre a criação de espaço de acomodação na bacia no tempo de acumulação dos reservatório

Figura 28. Mapa estrutural em tempo Formação Mirador

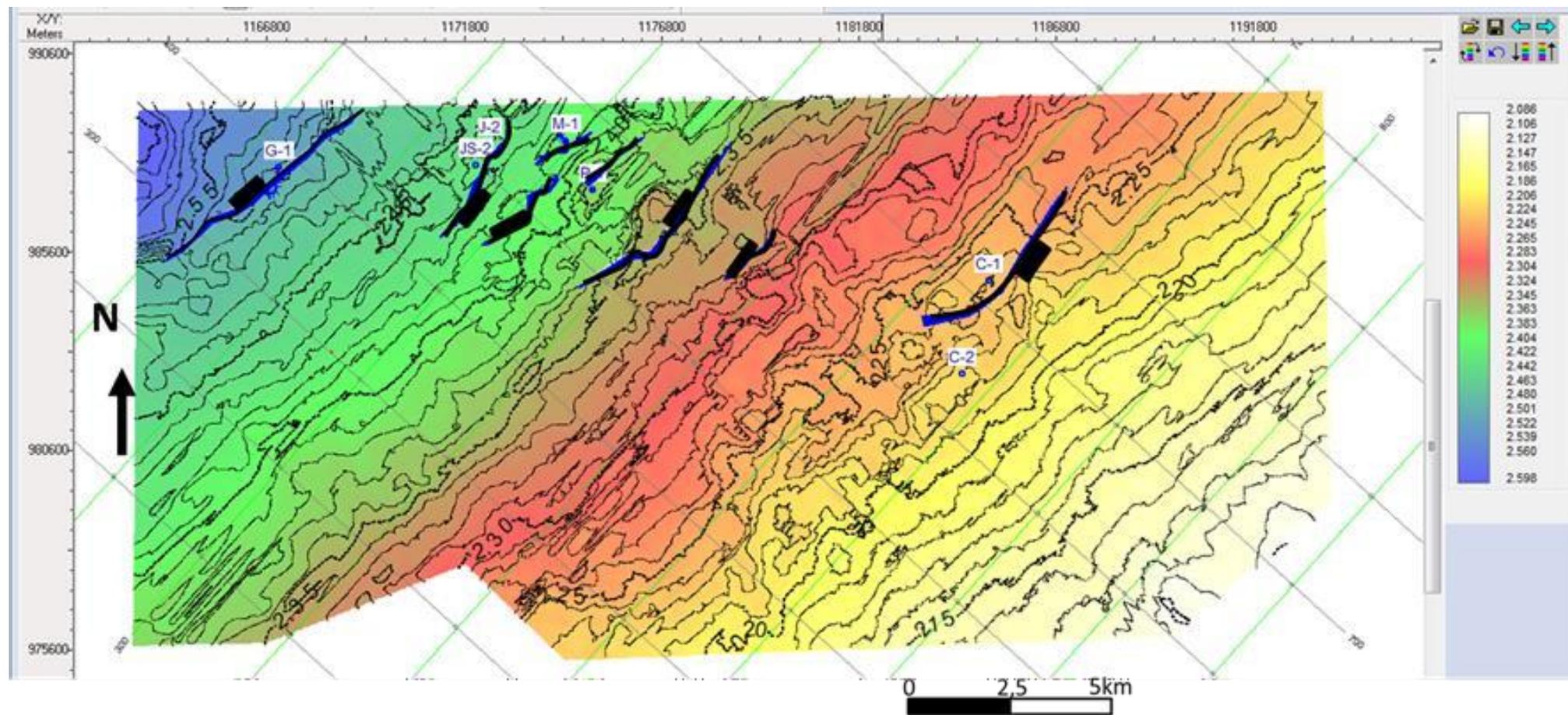
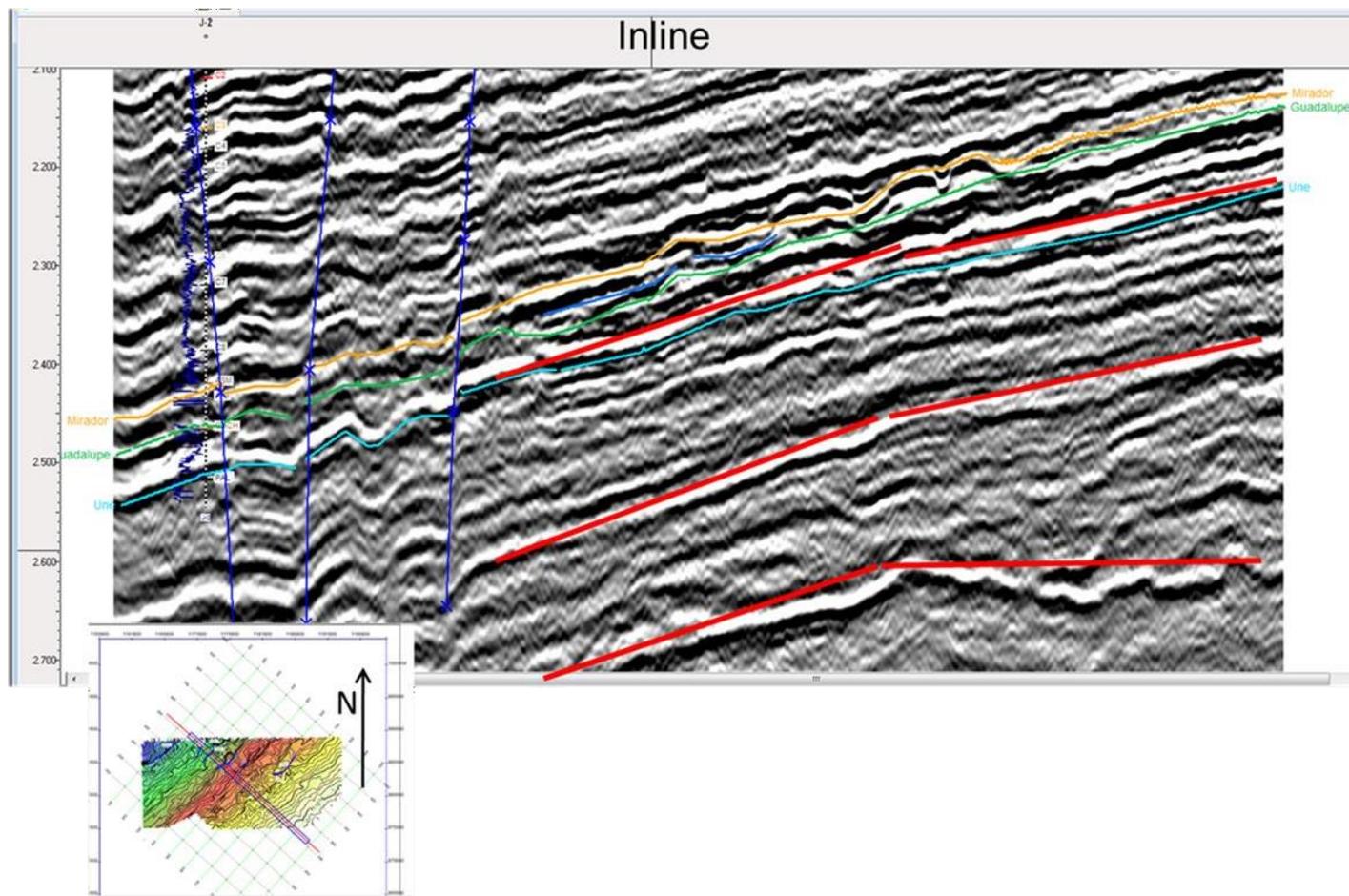


Figura 29. Seção sísmica SE-NW mostrando as mudanças no mergulho das camadas. As linhas vermelhas mostram maiores mudanças no mergulho das camadas inferiores em relação com as mudanças leves observadas ao nível do reservatório.



O mapa estrutural (em tempo) permite a identificação dos principais fechamentos contra as falhas normais. Tais estruturas correspondem com as descobertas na Formação Mirador, só duas resultaram em poços secos. (Figura 30) Com a interpretação feita neste estudo foi identificado um fechamento estrutural contra falha sintética normal que não foi ainda perfurado, esse tipo de play começou a ser explorado nos últimos anos na bacia. (Figura 31)

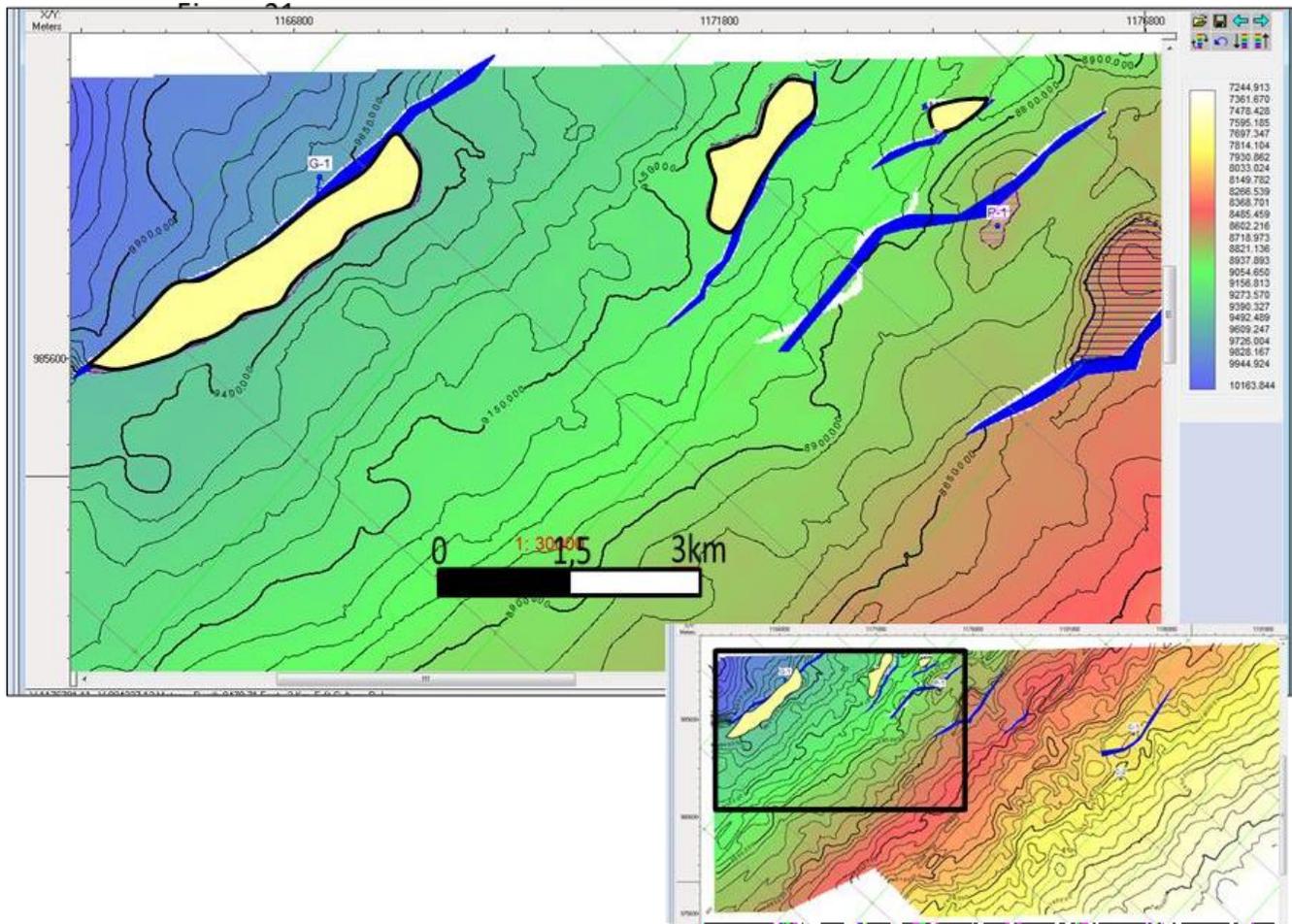


Figura 30. Apresenta os fechamentos estruturais na área oeste do area de estudo.

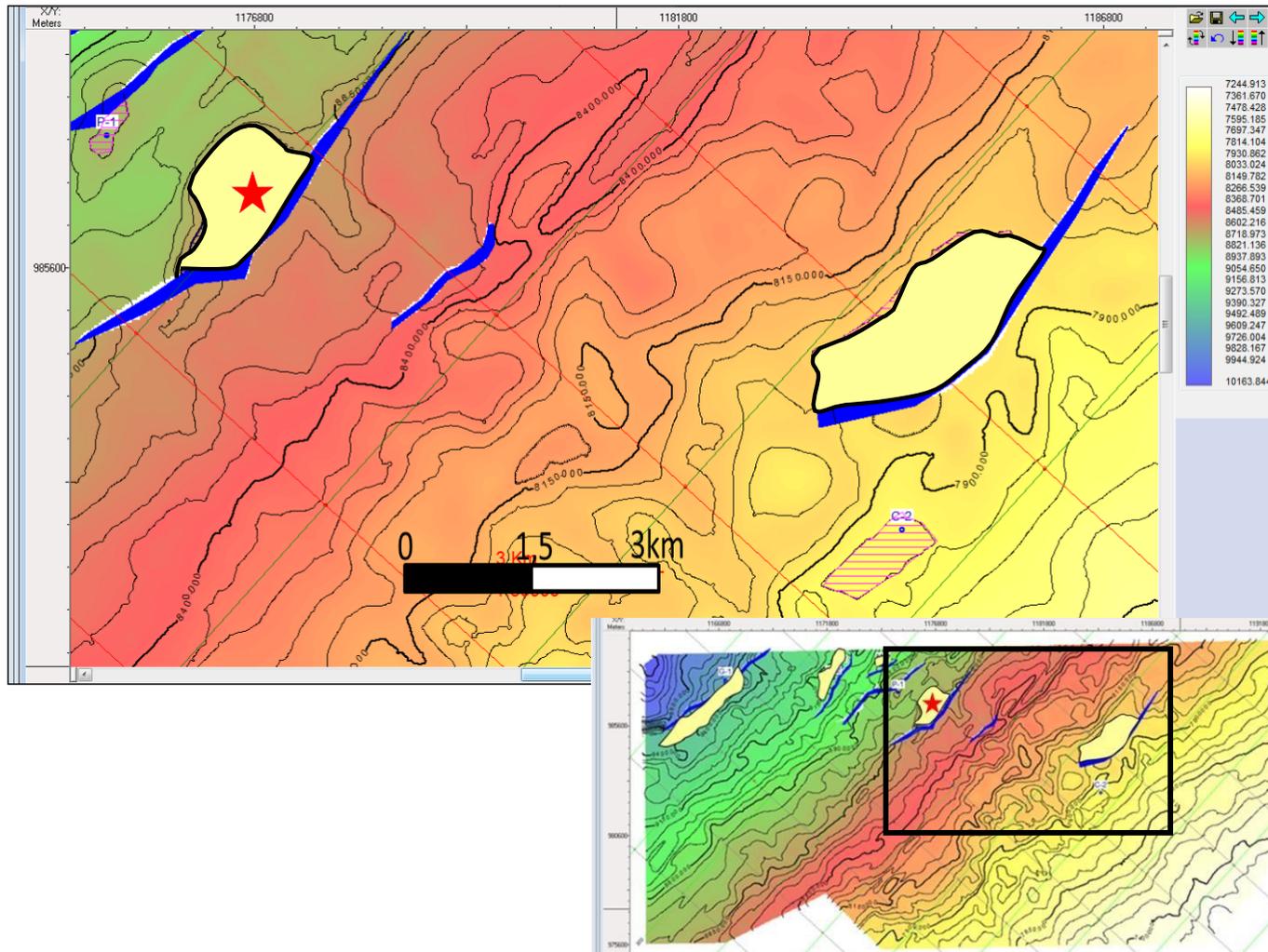


Figura 31. Em destaque o novo fechamento identificado .

Conversões de tempo a profundidade

Foram feitas as conversões de tempo para profundidade usando os mapas estruturais em tempo e as tabelas tempo profundidade geradas para os poços da área, com os dados das tabelas TD e os topos das formações dos poços perfurados, e gerado um mapa de velocidades que é multiplicado pelo mapa de tempo para converter a profundidade.

Mostram-se os mapas estruturais em profundidade das formações Mirador e Guadalupe, os quais foram utilizados para gerar o mapa isópacos do reservatório estudado. Esses mantêm o mesmo padrão estrutural observado no mapa em tempo (Figuras 32 e 33).

Foram observadas para a Formação Mirador profundidades desde 7245 pés a 10160 pés aproximadamente e para a Formação Guadalupe profundidades entre 7400 e 1300 pés aproximadamente. As maiores profundidades no mapa são para NW seguindo a tendência regional, o que foi confirmado com a perfuração dos poços da área. (Os valores das profundidades são dados em pés porque todos os dados foram adquiridos em pés.)

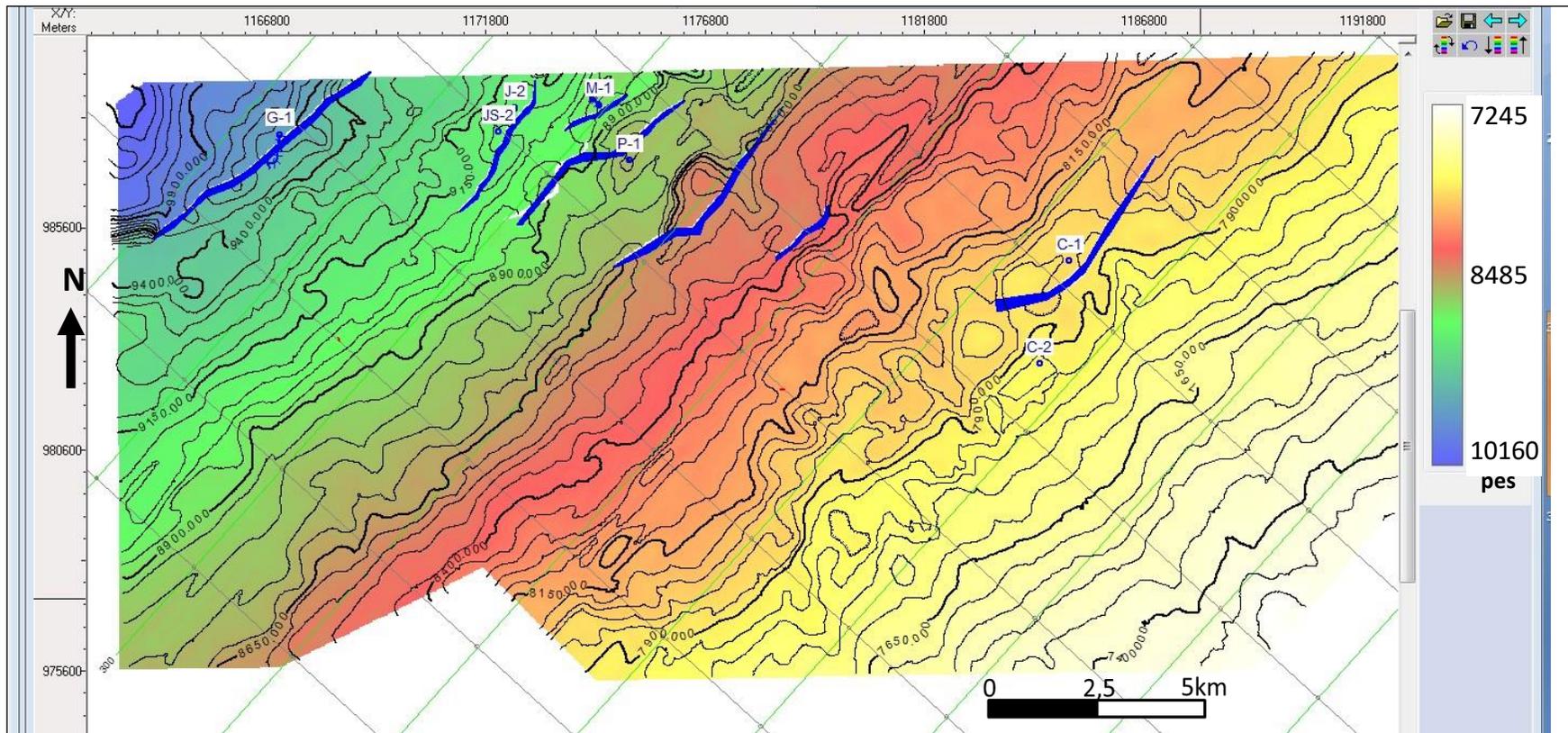


Figura 32. Mapa estrutural em profundidade (ft) topo da Formação Mirador

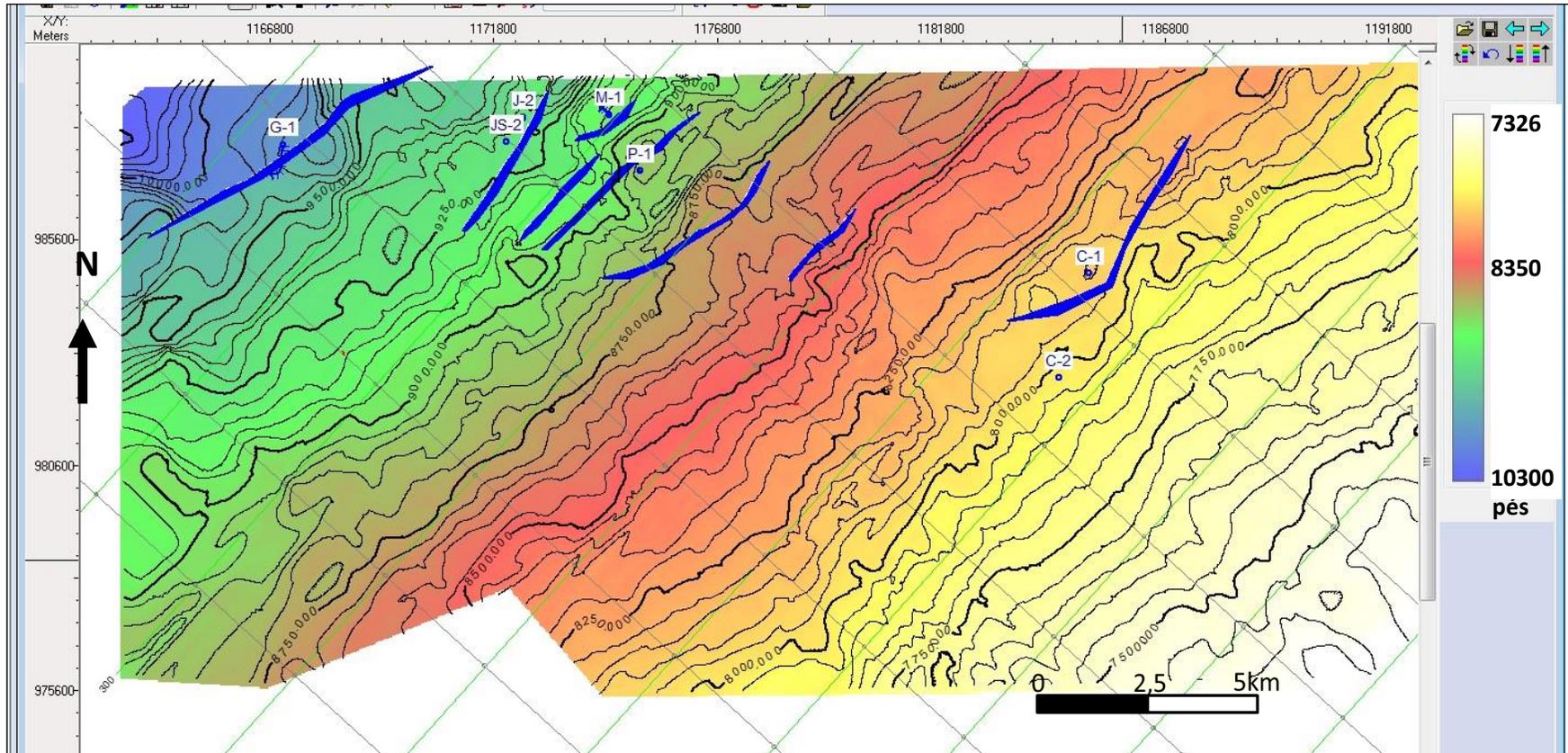


Figura 33. Mapa estrutural em profundidade (ft) topo da Formação Guadalupe

5.6 Fácies Sísmicas:

Por fácies sísmica entende-se um intervalo de tempo, composto por reflexões características dentro das seqüências sedimentares. Cada fácies exibe um conjunto de reflexões internas características que o distingue da adjacente.

As principais características das reflexões utilizadas para definir a mudança de litofácies (litologia das fácies) são: continuidade, amplitude, freqüência e fase. (Da Silva, H, 2012)

A **continuidade** dos refletores pode-nos dar indicações sobre os aspetos deposicionais e fácies litológicas; a **freqüência** que trata da distância entre dois refletores por unidade de tempo, pode-nos dar indicações sobre litologia e mudança de fácies; a **amplitude**, que está relacionada com o contraste de impedância acústica entre duas interfaces pode ser forte, média ou fraca e pode-nos dar informações sobre a litologia, porosidade e fluidos. (Da Silva, H, 2012)

Na área do estudo as litologias predominantes são arenitos e argilitos, na imagem sísmica se apresenta a litologia definida no perfil gamma ray do poço e a resposta sísmica de acordo com os topos identificados (figura 34).

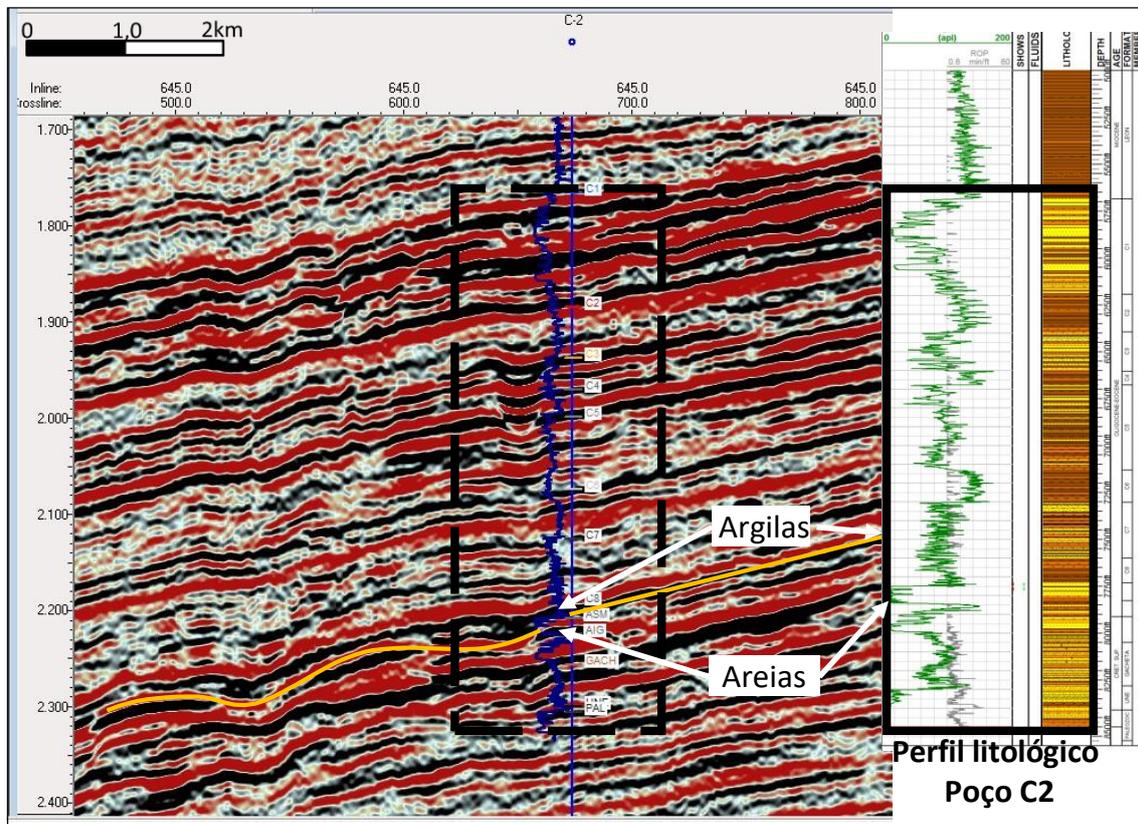


Figura 34 litologia no GR vs resposta sísmica

Figura 34 - Os picos pretos (pics) estão relacionados predominantemente com argilitos e os refletores vermelhos com pacotes de areias, as letras na imagem correspondem aos topos das formações encontradas durante a perfuração do poço, na imagem também se apresenta o perfil litológico do poço.

A correspondência litológica da resposta sísmica foi observada e calibrada nos poços perfurados na área do estudo (figura 35), os padrões sísmicos identificados foram utilizados para tentar prever o comportamento litológico das unidades nas áreas não perfuradas e conferir a continuidade lateral das camadas.

Na sísmica são observados 3 pacotes que têm fácies sísmicas diferentes, os pacotes apresentam refletores com mudanças na continuidade e as amplitudes que podem indicar litofácies diferentes (figura 35).

Se faz uma pequena descrição das características de cada pacote, os pacotes foram numerados do mais antigo para o mais novo.

Pacote 1: Esse conjunto de camadas apresenta refletores plano paralelos com baixos contrastes de amplitudes. Essas características correspondem com camadas altamente compactadas de meta-sedimentos de idade Paleozóico (figura 36).

Pacote 2: caracterizado por refletores descontínuos, mudanças de espessura e refletores com geometrias de canal. O pico preto é o mais descontínuo sugerindo o possível empilhamento de canais (Figura 37).

Dentro do pacote 2 em direção à base, os pacotes de areia aumentam de espessura acreditando-se que esses padrões de empilhamento e geometria das camadas correspondem com ambientes costeiros e deltaicos.(Figura 38).

O **pacote 2** corresponde à Formação Mirador (reservatório principal) e os reservatórios secundários das Formações Guadalupe e Une que são predominantemente areias, com o uso do atributo envelope, foram identificados os contrastes litológicos O atributo de envelope apresenta características que facilitam a identificação e interpretação do intervalo de interesse, caracterizado pelo predomínio das areias (figura 39)

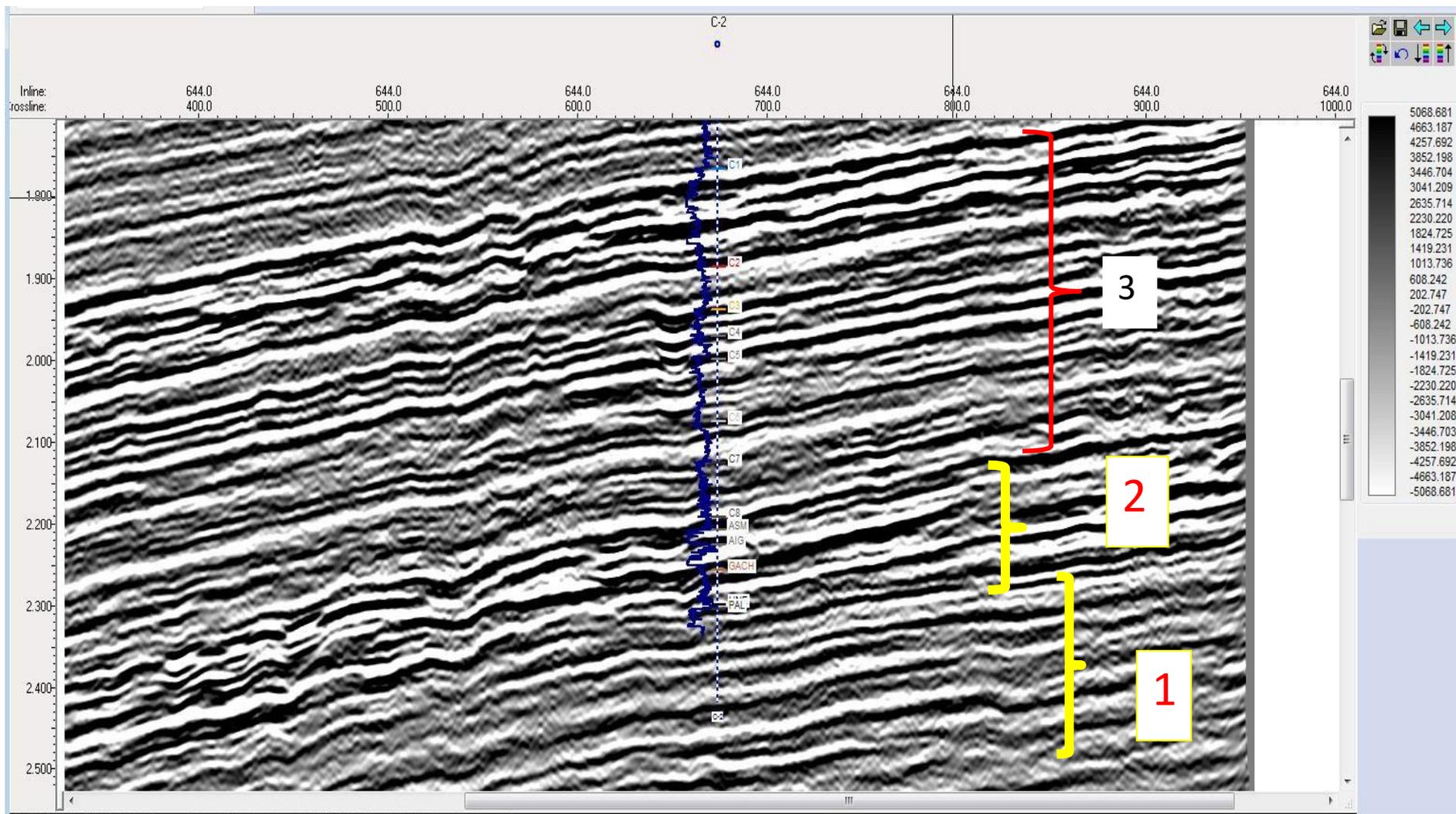


Figura 35. Na seção sísmica se observam os 3 padrões de fácies sísmicas identificados

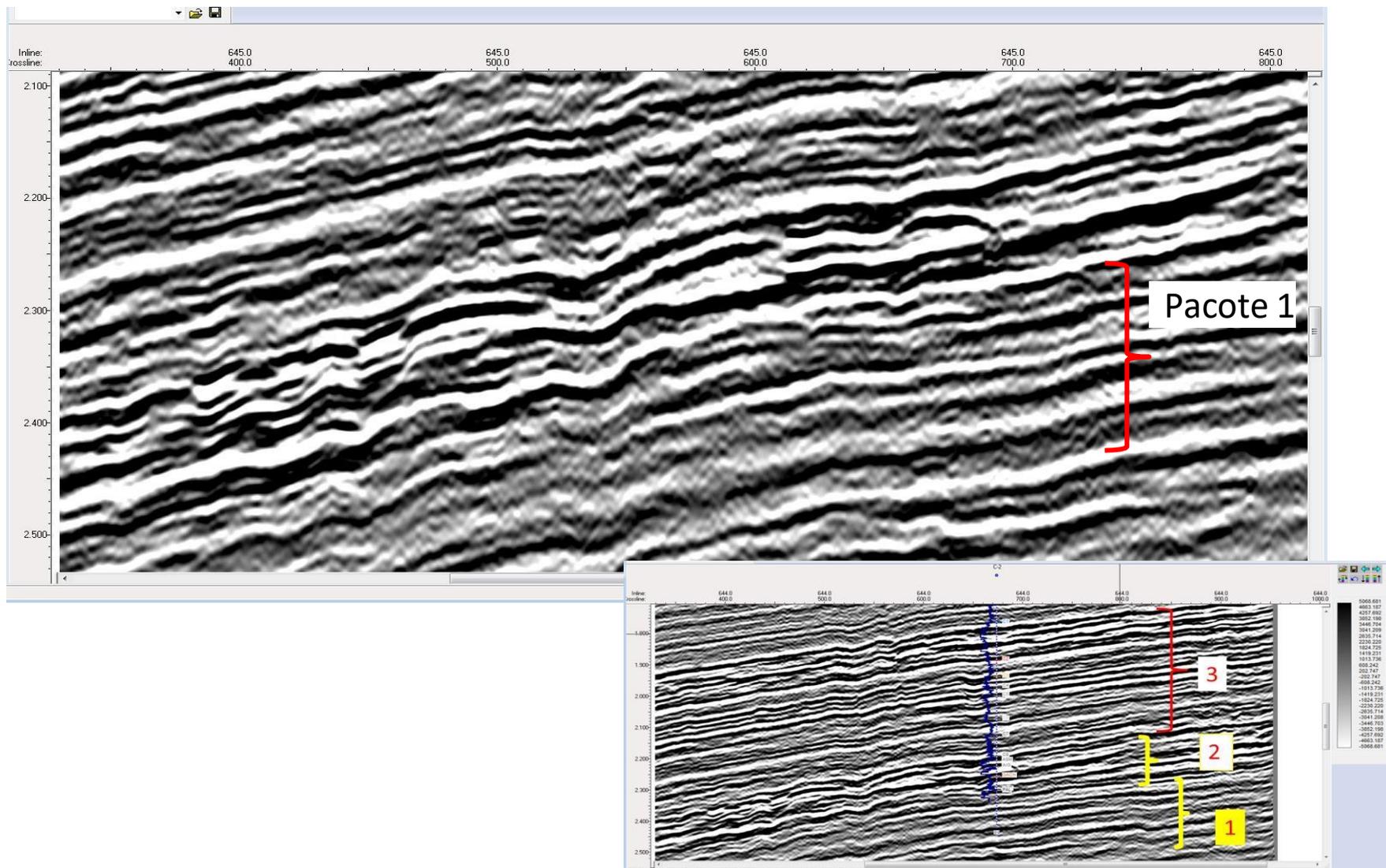


Figura 36. Conjunto de camadas apresenta refletores plano paralelos com baixos contrastes de amplitudes

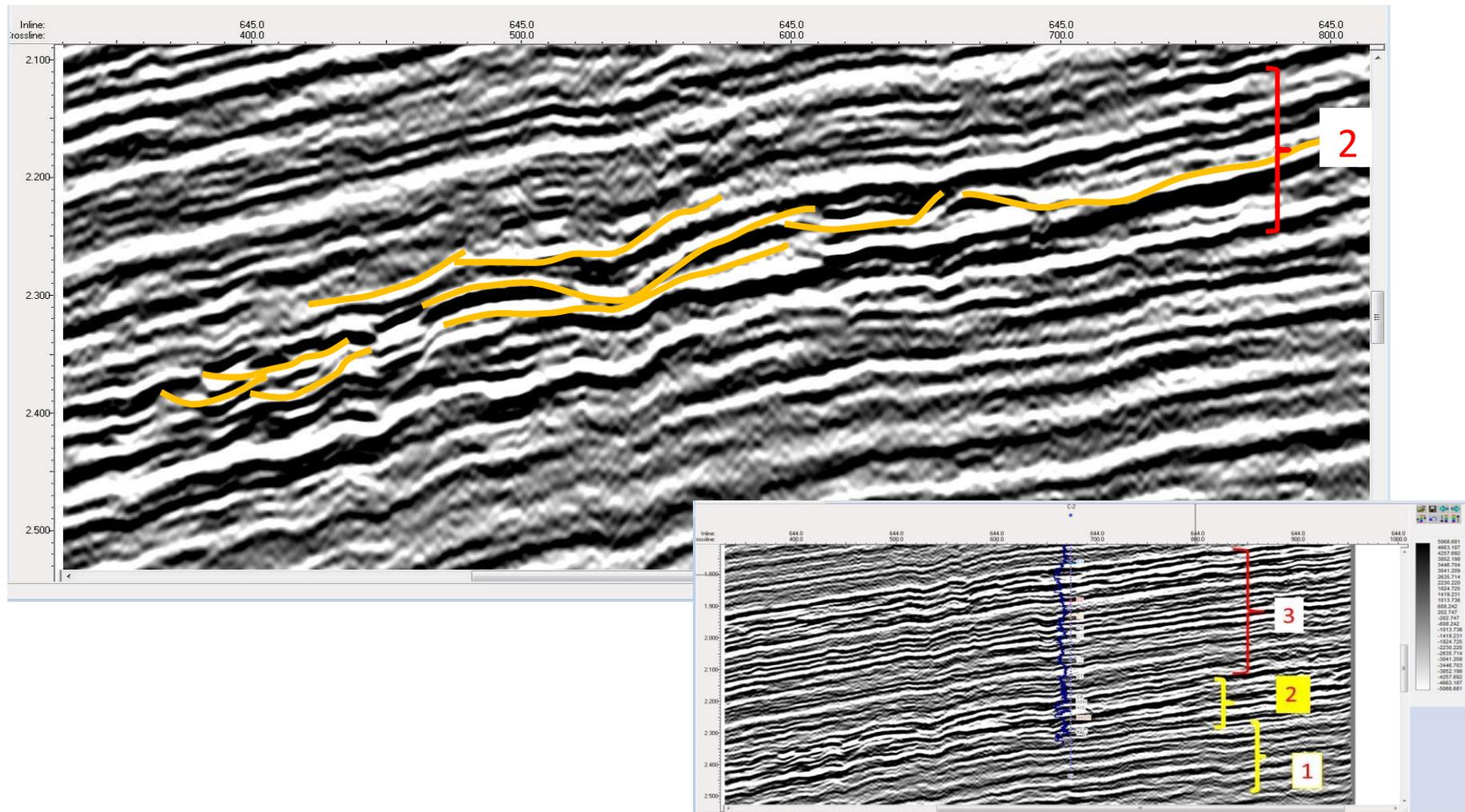


Figura 37. Refletores com geometria de canal, esse pacote corresponde ao reservatório.

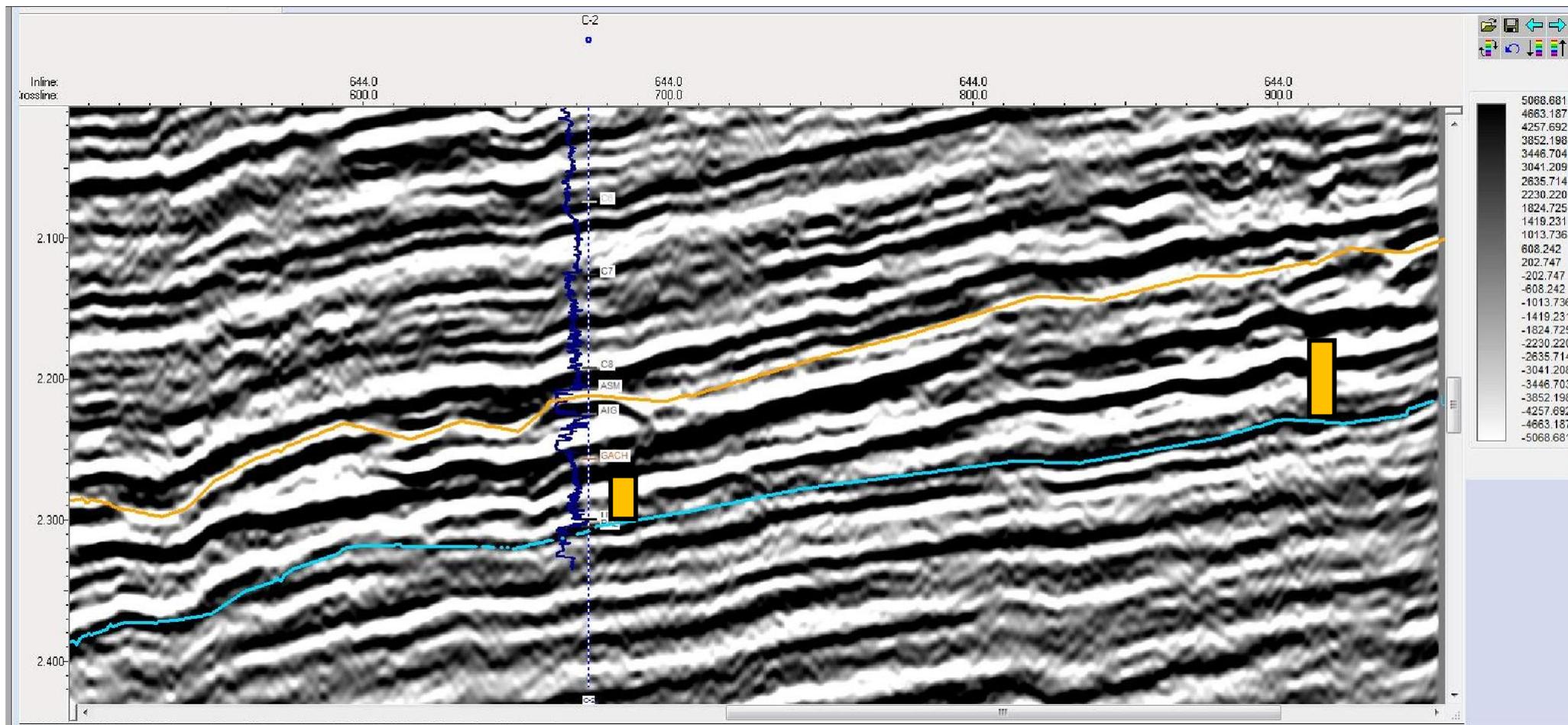


Figura 38. Em destaque a mudança de espessura das camadas.

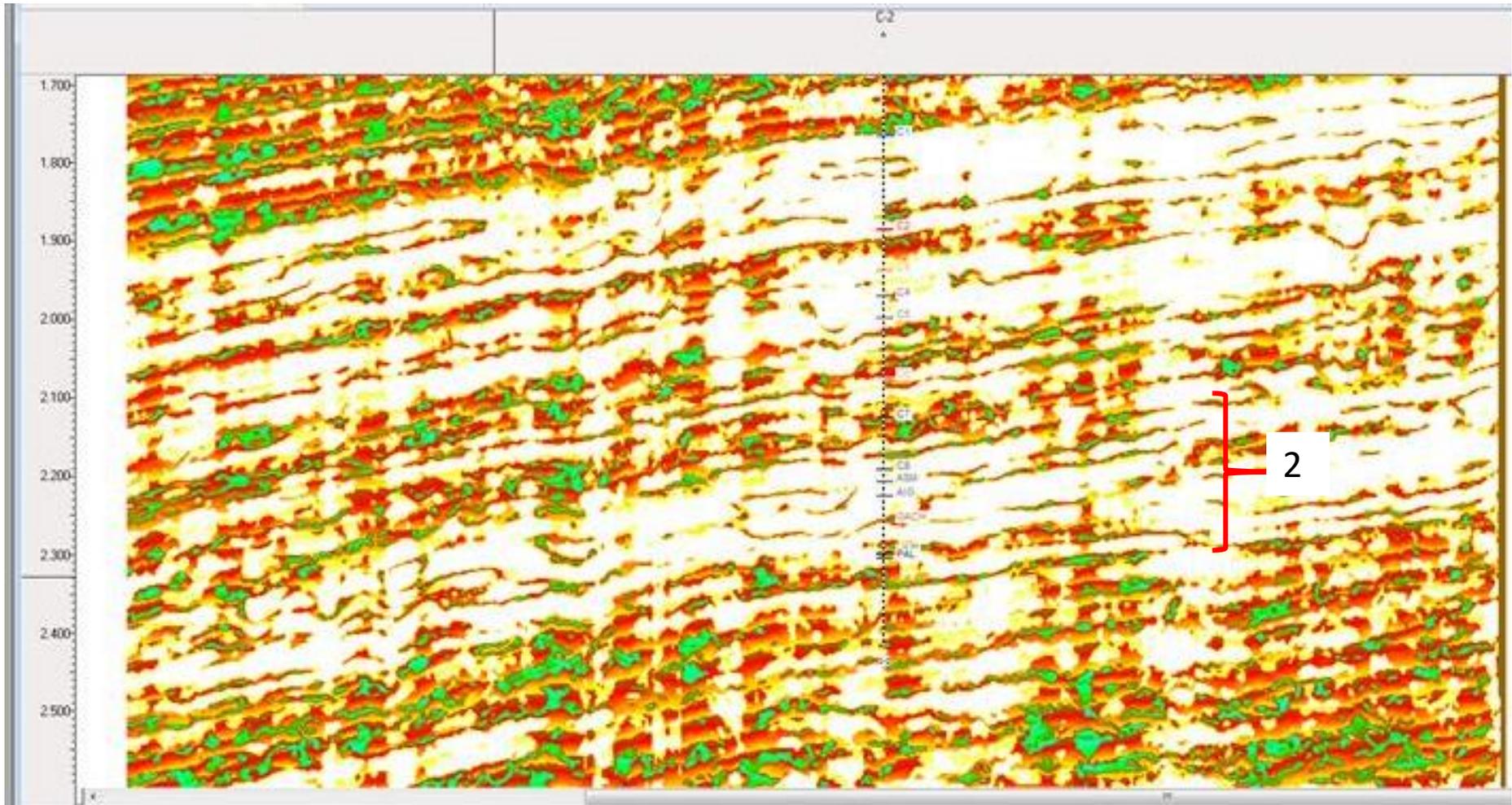


Figura 39. O atributo de envelope apresenta características que facilitam a identificação e mapeamento do intervalo de interesse.

Pacote 3: tem refletores contínuos, plano paralelos e espessura mais ou menos constantes, composto de intercalações de argilas e areias, de ambientes fluviais ou estuários, comprovados durante a perfuração dos poços, corresponde à Formação Carbonera entre C1 e C8. (figura 40)

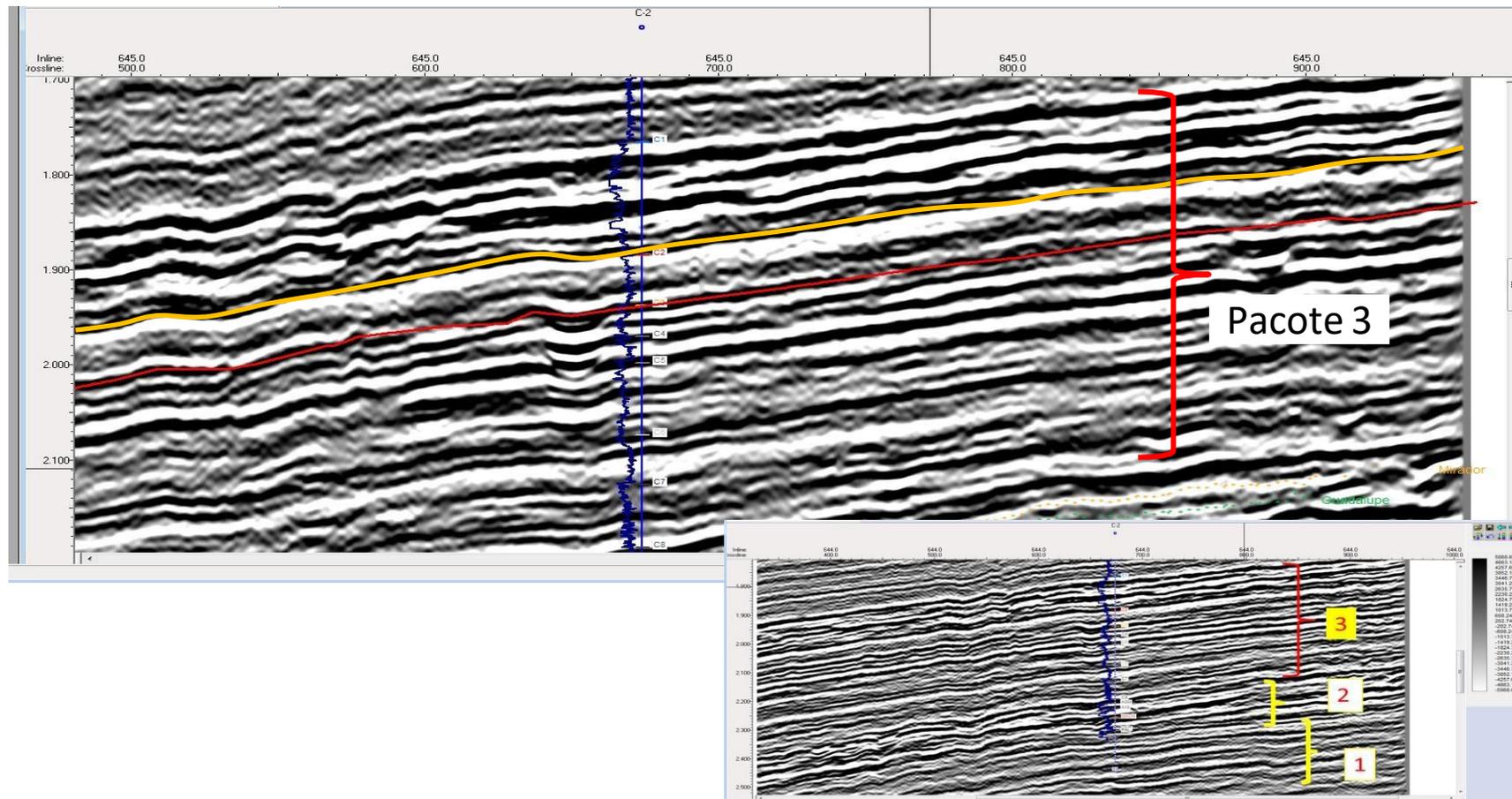


Figura 40. Fácies sísmicas que apresenta refletores contínuos, plano paralelos interpretada como intercalação de areias e argilas correspondentes à formação Carbonera.

5.7 Mapas de espessura

O mapa de isópacas (Figura 41) foi gerado no software kingdom a partir de mapas em tempo. Para calcular a espessura entre as superfícies, topo e a base do reservatório, uma operação matemática de subtração entre elas é realizada e o resultado em tempo é multiplicado por uma constante de velocidade $K = 11000$ pés / seg. A constante utilizada foi obtida das informações check shot dos poços disponíveis. (Todos os dados foram adquiridos em pés)

As maiores espessuras da formação Mirador, refletem áreas na bacia com uma maior criação do espaço de acomodação. Essa maior taxa de subsidência foi controlada ao nível regional pelo basculamento generalizado da bacia em direção oeste e mudanças locais no mergulho devidas às estruturas profundas ao nível do embasamento. Ao nível local o desenvolvimento de fallas normais cria blocos baixos que direcionam as principais drenagens e permitem a deposição de arenitos em canais amalgamados

A área com as maiores espessuras no mapa coincide com a interpretação feita na sísmica dos refletores com feições de canal que também foram corroboradas com o uso de atributos. (figura 42)

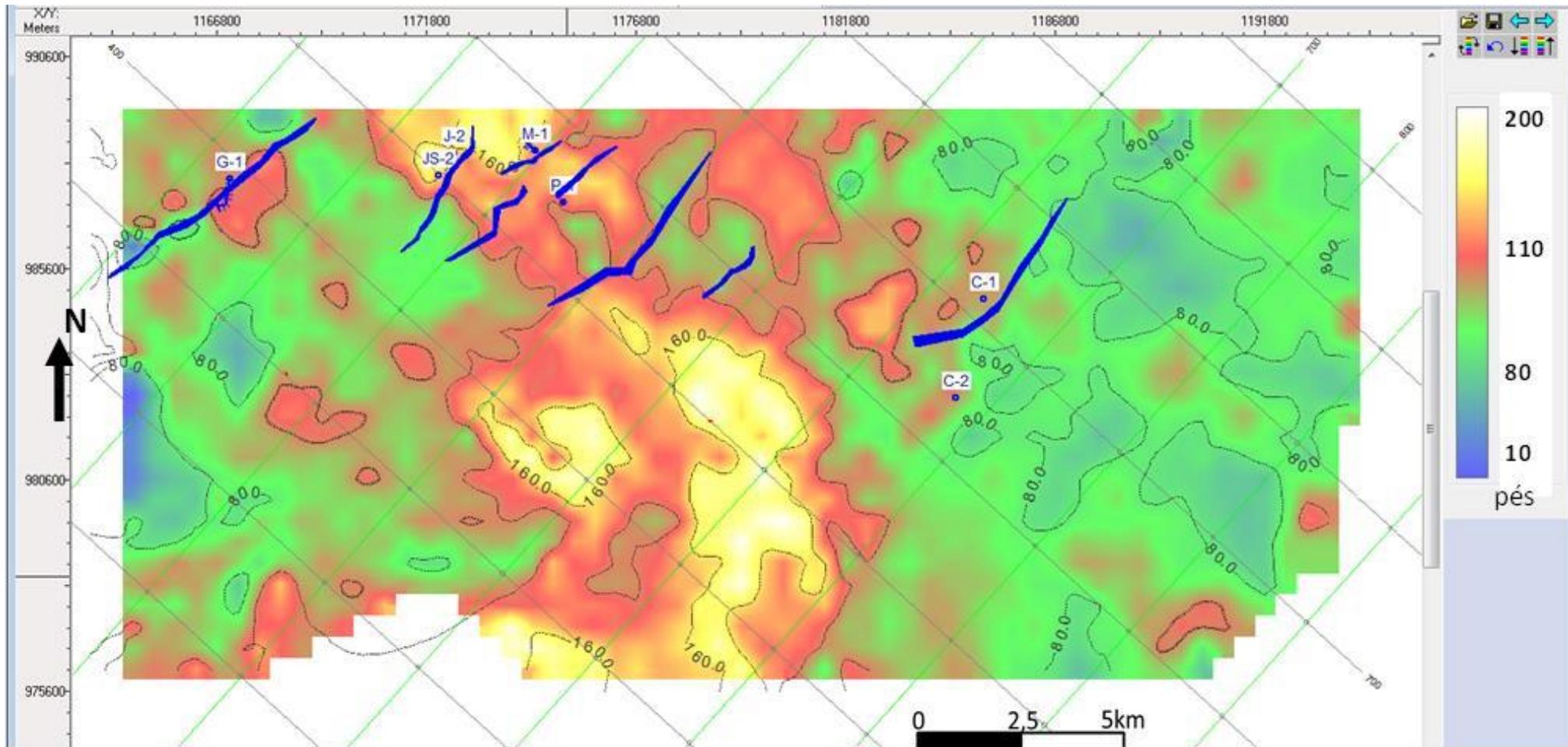


Figura 41. O mapa de isópacas mostra que as maiores espessuras estão na parte central e as menores estão nos extremos da área de estudo, corroborando o que foi visto nas correlações dos poços.

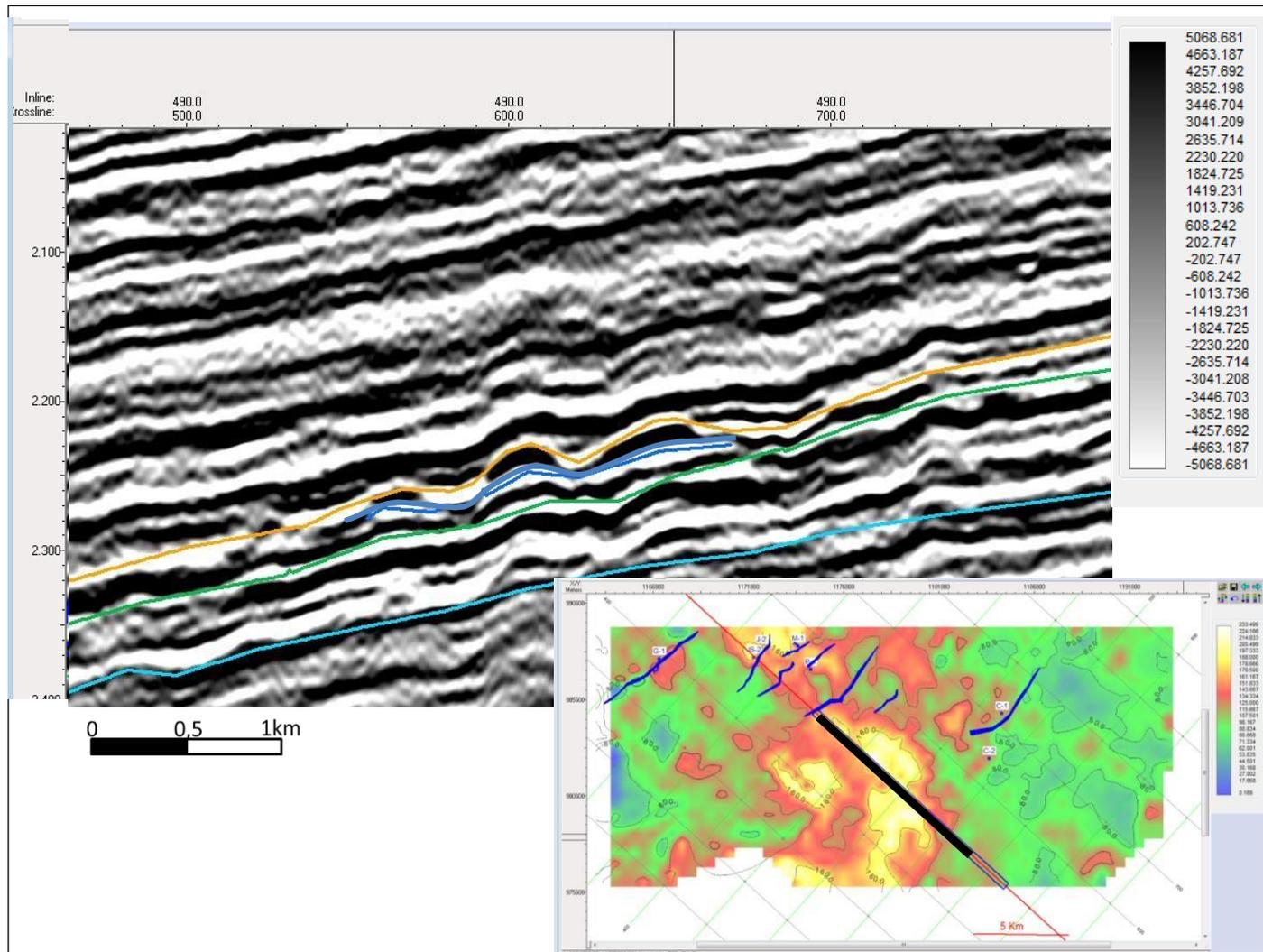
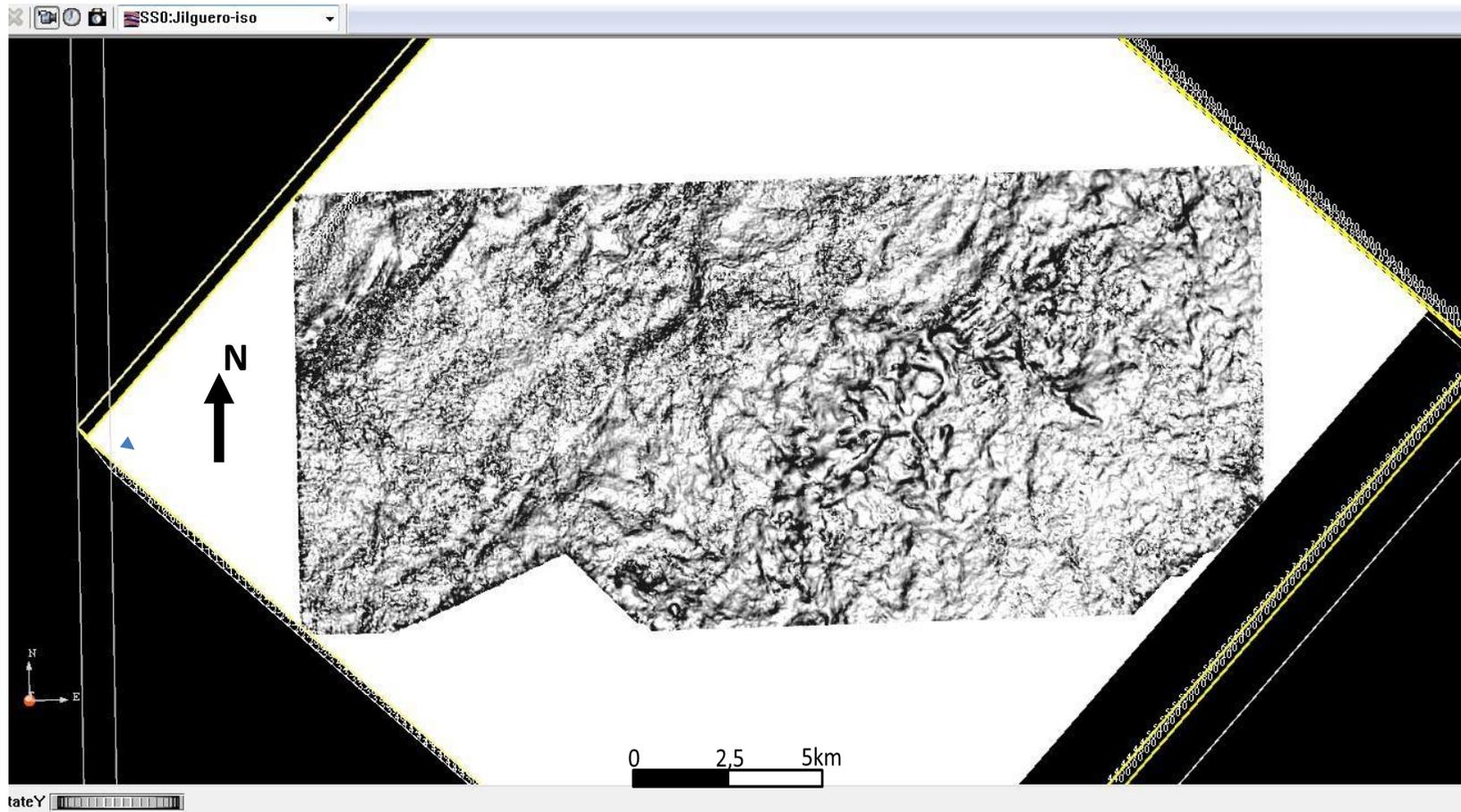


Figura 42. apresenta os canais interpretados dentro da formação Mirador aumentando a espessura do reservatório.

Aplicando-se atributos ao cubo sísmico 3D foram criadas visualizações horizontais em diferentes tempos (time slices). A visão em planta dos atributo *dip maximum similarity* e *similarity* (figuras 43 e 44) ressaltaram feições de canais entrelaçados no setor central da área estudada, Tais canais tinham sido identificados nas linhas sísmicas interpretadas e coincidem com as áreas de maior espessura do reservatório, mostradas no mapa de isópacas (Figura 41).



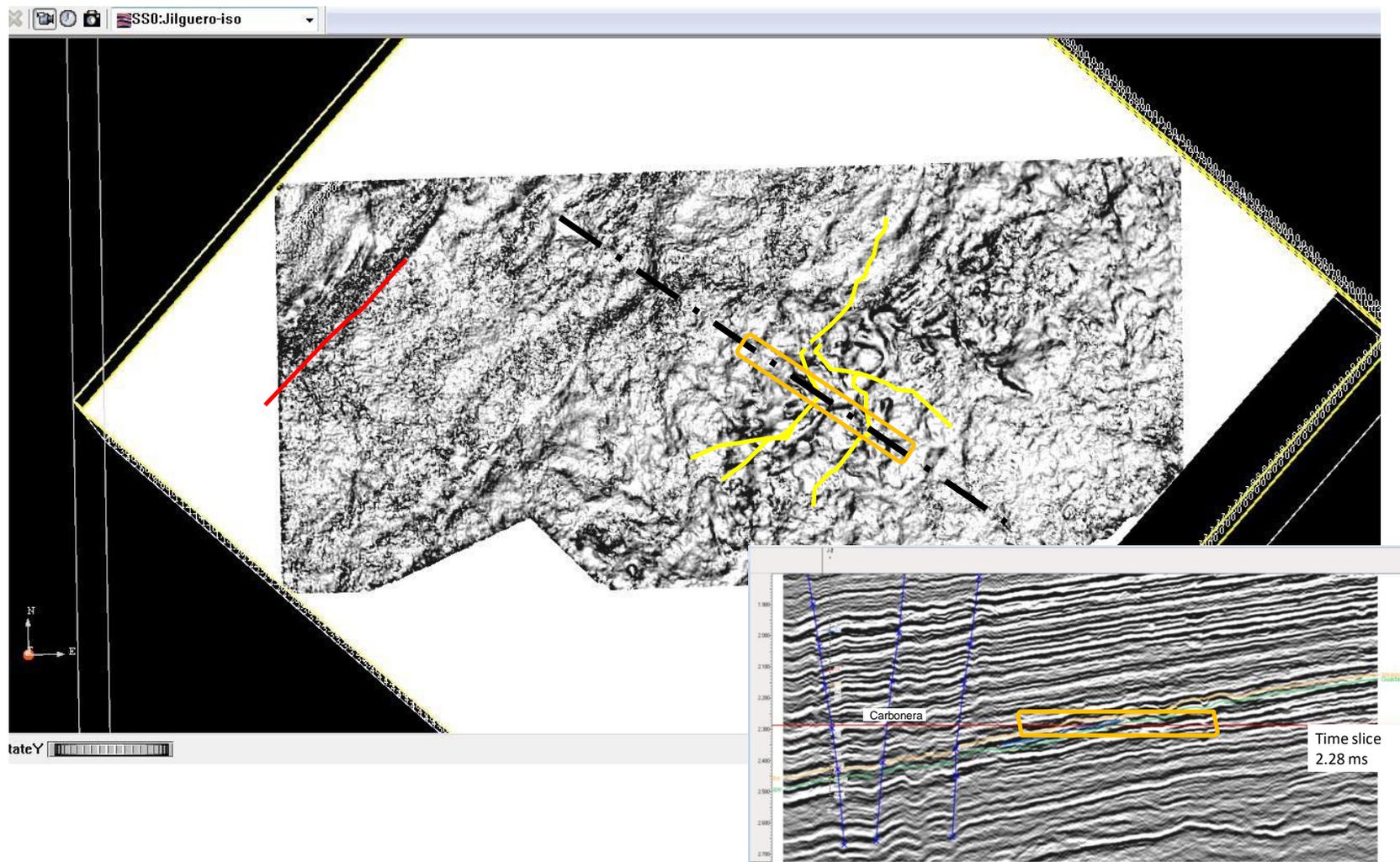


Figura 43. Time slice 2.28ms Visualização do atributo dip maximum similarity, Canais que coincidem com as áreas de maior espessura do reservatório.



Figura 44. Visualização do atributo similarity onde a direção dos canais é claramente observada.

6 CONCLUSÕES

- A informação regional, os dados dos poços e a interpretação do volume sísmico 3D permitiu reconhecer as principais características do reservatório da Formação Mirador na área de estudo.
- As maiores espessuras da Formação Mirador são observadas em direção ao centro da área de estudo, atingindo até 50m de espessura e diminuindo em direção ao E e W. Este padrão havia sido sugerido pelos dados da perfuração dos poços.
- As maiores espessuras estão relacionadas com a presença de canais amalgamados e lentes, gerando barreiras de permeabilidade.
- A identificação dos reservatórios e melhor interpretação de sua continuidade lateral e geometria interna foi possível com o uso dos atributos sísmicos (fase instantânea, dip maximum similarity e similarity). Diante a baixa definição dos refletores, no volume sísmico de amplitudes, os atributos sísmicos usados foram uma ferramenta muito efetiva para melhorar a continuidade lateral, delinear discontinuidades e feições estruturais.
- Além da qualidade da informação e da baixa resolução vertical os atributos sísmicos ajudaram a separar as facies sísmicas, rastrear a continuidade lateral dos refletores e identificar discontinuidades causadas por elementos estruturais e estratigráficos.
- As melhores facies dos reservatórios na bacia correspondem à desenvolvimento de canais entrelaçados mas poderia haver desenvolvimento de canais meandantes localmente identificáveis com atributos sísmicos. O empilhamento dos canais na região central da área de estudo foi possível pela maior subsidência local, controlada por processos tectônicos regionais associados a desenvolvimento da bacia foreland.
- Na área de interesse os fechamentos são relacionados apenas a falhas normais antitéticas o sintéticas na área de estudo não são observadas grandes fraturas que possam gerar compartimentalização e afetar o desenvolvimento do campo e a localização dos poços de avaliação e injetores.
- As falhas principais interpretadas correspondem a falhas normais sintéticas e antitéticas com pouco rejeito vertical, São falhas locais com pouco comprimento.

- Os plays estruturais contra falha sintética têm sido explorados nos últimos anos na bacia, na interpretação foi identificado um fechamento desse tipo que ainda não foi perfurado.
- As mudanças rápidas de fácies e a ausência de falhas dentro dos setores com canais, sugerem a presença de um eventual play estratigráfico que teria que ser estudado com mais detalhe.

7 Referências bibliográficas

Ariana Ltda. 2000. Evaluación del piedemonte Llanero. Relatório técnico para Ecopetrol, não publicado. 179 p.

Barrero, D. 1979. Geology of the Central Western Cordillera, west of Buga and Roldanillo, Colombia. Publicaciones Especiales. Ingeominas. Bogota, 75p

Bayona, G. 2005. Modelo Palinspastico del Piedemonte Central. Informe Técnico no Publicado - Ecopetrol. Germám Bayona Asesorias Geológicas E.U. Bogota p 70.

Beicip, F, 1995. Cuenca de los llanos Orientales. Estudio geológico regional. Informe Técnico Interno no publicado. Bogotá. Ecopetrol

Branquet, Y., Cheilletz, A., Cobbold, P.R., Baby, P. Laumonier, B., Giuliani, G., 2002. Andean deformation and rift inversion, eastern edge of Cordillera Oriental (Guateque – Medina area), Colômbia. Journal of South American Earth Sciences, V 15 p 391-407

Chopra, S; Marfut, k, 2007. Seismic Attributes for prospect identification and Reservoir Characterization. Geophysical Developments N. 11, EAGE. P 445

Cooper M., Addison F., Alvarez R., Coral M., Graham R., Hayward H., Howe S., Martinez J., Naar J., Penas R., Pulham A., and Taborda A. 1995. Basin Development and Tectonic History of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and Middle Magdalena Valley, Colombia¹. AAPG Bulletin, V. 79, No. 10. p. 1421–1443.

Cortés, M. & Angelier, J., 2005. Current state of stress in the northern Andes as indicate by focal mechanisms of earthquakes. Tectonophysics, V 403 1-4 p 29-58.

Cortés, M. 2004. Evolution structurale du front centre occidental de la Cordillere Orientale de Colombie. Thèse Doctorat. Université Pierre et Marie Curie. 127 p.

Da Silva, H, 2012. - Caracterização e Delimitação de Reservatórios Usando atributos Sísmicos. Universidad de Aveiro. P 114

Duque-Caro, H. 1990. The Chocó Blok in the northwestern corner of South America: Structural, tectonostratigraphic, and paleogeographic implications. Journal of South American Earth Sciences V 3 p 71-84.

Etayo, F., Sole De Porta, N., De Porte, J., Gaona, T., 2003, The Batá Formation of Colombia is truly Cretaceous, not Jurassic, Journal of South America Earth Sciences, v 16, p. 113-117.

- Fabre, A. (1981). Estratigrafía de la Sierra Nevada del Cocuy, Boyacá y Arauca, Cordillera Oriental (Colombia). *Geología Norandina*, 4: 3-12.
- Fabre, A. e Delaloye, M., 1983. Intrusiones básicas Cretácicas de la Cordillera Oriental. *Geología Norandina*, Bogota, 6: 19-28.
- Fabre, A. (1987). Tectonique et génération d'hydrocarbures: un modèle de l'évolution de la Cordillère Orientale de Colombie et du Bassin de Llanos pendant le crétacé et le tertiaire. *Archives des Sciences Genève*, 40: 145-190.
- Fajardo, A., 2000. Definición del modelo estratigráfico en el intervalo Cretáceo Tardío a Mioceno Medio en la cuenca Llanos Orientales y piedemonte Llanero. *Ecopetrol*
- Forero A. 1990. The basement of the Eastern Cordillera, Colombia: An allochthonous terrane in northwestern South America V 3 p 141-151
- Garavito, F., 2005, Prospecto Arama-1 Bloque Macarenas Departamento Del Casanare, *Ecopetrol*
- Garcia, D.F, 2008. Estudo dos sistemas petroliferos no setor central da bacia dos "Llanos Orientales" Colômbia. Um modelo para explicar as mudanças na qualidade do Petróleo. Ph.D tesis Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- García, M., Mier, R., Cruz, L., Vásquez, M., 2010, Evaluación del potencial hidrocarbúfero de las cuencas colombianas, Grupo de investigación en geología de hidrocarburos y carbones, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 291 pp
- Gómez, M.C. Gonzalez, G. & García, D. 2003. Régimen térmico actual en la cuenca de los Llanos Orientales: Nuevas metodologías para la corrección de temperaturas de fondo de pozo. *Memorias del X Congreso Colombiano de Geología- Resumen-*. Medellín. 2p
- Jaramillo, C., Rueda, M., Bayona, G., Santos, C., Flórez, & Parra, F. (2007). Biostratigraphy breaking paradigms. The absence of the eocene Mirador formation in the eastern llanos of Colombia. *SEPM Special issue. Biostratigraphic Applications*.
- Martinez J. 2003 Modelamiento Estructural 3D y aplicaciones en la exploración y explotación de hidrocarburos en el cinturón de cabalgamiento del Piedemonte Llanero, Cordillera Oriental, Colombia. VIII Simposio Bolivariano - Exploracion Petrolera en las Cuencas Subandinas. Cartagena. P 106-117
- Mora, A. (2007): Inversion tectonic and exhumation processes in the Eastern Cordillera Colombia. Tesis doctoral, Universidad de Potsdam 243p

Reyes, J., Silva, M., Munar, F., Lasso, A., Bohórquez, J., Valderrama, J., Cadena, A., Velasco, J., Rendón, A., & Blanco, N. 1991. Objetivos estratigráficos en la subcuenca Apiay-Ariari. Memorias del IV Simposio Bolivariano, Bogotá, Colombia, 27p.

Caro M. García, D. Mesa, A. e Rubiano, J. 2005. Flujo Regional y Migración de Fluidos, Piedemonte y Llanos Central. Informe Técnico Anual. Ecopetrol S.A., Instituto Colombiano del Petróleo. Piedecuesta - Santander. 363 p

Sarmiento L. 2002. Mesozoic rifting and Cenozoic basin inversion history of the Eastern Cordillera, Colombia Andes. Inferences from tectonic models. Ph.D. thesis, Vrije Universiteit, Amsterdam, 295 p.

Sarmiento L. 2011. Petroleum Geology of Colombia. Llanos basin. ANH

Toro, J., F. Roure, N. Bordas-Le Floch, S. Le Cornec-Lance, and W. Sassi, 2004, Thermal and kinematic evolution of the Eastern Cordillera fold and thrust belt, Colombia, in R. Swennen, F. Roure, and J. W. Granath, eds., Deformation, fluid flow, and reservoir appraisal in foreland fold and thrust belts: AAPG Hedberg Series, no. 1, p. 79– 115

Villamil, T. e Arango, C. 1998. Integrate stratigraphy of latest cenomanian and early Turonian facies of Colombia. Paleogeography evolution and Non-Glacial Eustasy. Northern South America, Pindell, J. (Ed) Soc. Econ. Paleontol.Mineral.Spc. Publ. V 58 p 129-15

Villamil, T. 1999. Campanian-Miocene tectonostratigraphy, depocenter evolution and basin development of Colombia and western Venezuela. Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology, 153(1-4). p 239-275.