

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA

Instituto de Geociências e Ciências Exatas

Campus de Rio Claro

CARLOS FELIPE BENVENUTTI

**ESTUDO DA PORÇÃO OFFSHORE DA BACIA DO BENIN E O SEU POTENCIAL
NO ARMAZENAMENTO DE HIDROCARBONETOS, MARGEM EQUATORIAL
AFRICANA**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Instituto de Geociências e Ciências Exatas do Campus de Rio Claro, da Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Geologia Regional.

Orientador: Nelson Angeli

Co-orientadora: Maria Gabriela C. Vincentelli

RIO CLARO – SP

2012

551.8
B478e Benvenutti, Carlos Felipe
Estudo da porção offshore da Bacia do Benin e o seu potencial no
armazenamento de hidrocarbonetos, Margem Equatorial Africana / Carlos
Felipe Benvenutti. - Rio Claro : [s.n.], 2012
85 f. : il., figs., tabs.

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista, Instituto de
Geociências e Ciências Exatas
Orientador: Nelson Angeli
Co-Orientador: Maria Gabriela Castillo Vincentelli

1. Geologia estrutural. 2. Bacia sedimentar. 3. Bacia do Benin. 4.
Provincia do Golfo da Guiné. 5. Interpretação sísmica. 6. Traps. 7.
Embasamento. I. Título.

Ficha Catalográfica elaborada pela STATI - Biblioteca da UNESP
Campus de Rio Claro/SP

CARLOS FELIPE BENVENUTTI

**ESTUDO DA PORÇÃO OFFSHORE DA BACIA DO BENIN E O SEU POTENCIAL
NO ARMAZENAMENTO DE HIDROCARBONETOS, MARGEM EQUATORIAL
AFRICANA**

Dissertação de Mestrado apresentada ao
Instituto de Geociências e Ciências Exatas do
Campus de Rio Claro, da Universidade
Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho,
como parte dos requisitos para a obtenção do
título de Mestre em Geologia Regional.

Comissão Examinadora:

Prof. Dr. Nelson Angeli

Prof. Dr. George Luiz Luvizotto

Adilson Viana Soares Júnior

Rio Claro, 20 de Abril de 2012

Resultado: APROVADO

DEDICATÓRIA

Aos meus pais
(Carlos Alberto Benvenuti e Anete Holzapfel Benvenuti),
pelo apoio incondicional em todos os momentos da minha vida
e por todo esforço e dedicação na minha educação.

Ao Adalberto Martins (*in memoriam*), fica a saudade,
a lembrança e a imagem da pessoa alegre que sempre foi.

*“Se o problema tem solução, não esquite a
cabeça, porque tem solução. Se o problema
não tem solução, não esquite a cabeça,
porque não tem solução.”*

(Provérbio Chinês)

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus pela abençoada vida que me proporcionou (família, amigos, trabalho, etc.) e por toda força que me foi entregue para superar os obstáculos do dia a dia.

Ao Prof. Dr. Nelson Angeli, pela responsabilidade, por ter aceitado o desafio em assumir este projeto e por todas as sugestões. A Dra. Maria Gabriela C. Vincentelli por toda orientação, críticas, paciência e principalmente pelos ensinamentos transmitidos desde 2007 no meu trabalho de formatura.

A *Compagnie Béninoise des Hydrocarbures* pela grande oportunidade dada e fornecimento dos dados, fica aqui o meu agradecimento em especial ao geólogo Nélío Rezende (o grande mentor e incentivador desta pesquisa), ao Sr. Idalécio de Oliveira e Paulo de Oliveira pela confiança e paciência nestes dois anos de muitos desafios e conquistas. Fica aqui também um muito obrigado para Sérgio Cáceres Contreras, Paulo Rogério Palagi, Juliano Macedo, Juliana Giacomini e Patrícia Pinheiro pelas discussões de geologia/geofísica que contribuíram muito para o desenvolvimento desta dissertação.

Um abraço a todos os meus verdadeiros e eternos amigos por todo companheirismo: Luiz Fernando de Mello Montano, Luah Walsh, Gisele Cássia Santoni, Thelma Cardozo, Rafael Fernandes de Freitas, Fernanda Cecília Barros, Patrick Destri e Carlos Ernesto Ribeiro.

Agradeço a todos os meus familiares, especialmente minha irmã e minhas avós, pelo apoio, amor e compreensão. Fica aqui também um abraço para meu sobrinho Daniel Benvenutti Orellana, o caçula da família que nos proporciona tantas alegrias.

E, finalmente, um beijo especial para Thalita Wendel Uttembergue, pelo amor, companheirismo e principalmente pela paciência que teve comigo durante toda a nossa caminhada.

SUMÁRIO

	Página
1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1. Localização da Área de Estudo.....	1
1.2. Objetivos.....	2
1.3. Justificativa.....	2
1.4. Exploração na Bacia do Benin.....	3
 2. CONSIDERAÇÕES TEÓRICAS.....	 5
2.1. Dados Sísmicos de Reflexão.....	5
2.2. Armadilhas de Hidrocarboneto.....	8
 3. CONTEXTO GEOLÓGICO.....	 14
3.1. Evolução Tectônica da Bacia do Benin.....	15
3.2. Estratigrafia da Bacia do Benin.....	18
3.2.1. Sequência Rifte – Formações Ise e “Arenito Albiano” Inferior.....	18
3.2.2. Sequência Sin-Transformante - Formações “Arenito Albiano” Superior, Abeokuta e Awgu.....	19
3.2.3. Sequência Pós-Transformante ou Margem Passiva - Formações Araromi, Imo, Oshoshun, Afowo, Benin e Ijebu.....	19
3.3. Sistemas Petrolíferos da Bacia do Benin.....	21
3.3.1. Sistemas Petrolíferos Regionais.....	21
3.3.2. Sistemas Petrolíferos da Área de Estudo.....	22
 4. MATERIAIS E MÉTODOS.....	 24
4.1. Base de Dados.....	24
4.2. Interpretação dos Horizontes Sísmicos.....	25
4.3. Mapas de Contorno Estrutural e Conversão Tempo <i>versus</i> Profundidade	27
4.4. Mapas de Isópacas.....	29
4.5. Mapas de Atributos Sísmicos.....	30

5. RESULTADOS OBTIDOS.....	33
5.1. Arcabouço Estrutural.....	33
5.1.1. Tectônica Rifte.....	33
5.1.2. Tectônica Transpressiva.....	41
5.1.3. Tectônica Gravitacional.....	46
5.2. Sequências Estratigráficas.....	49
5.2.1. Generalidades.....	49
5.2.2. Cretáceo Inferior (Meso-Albiano e Albiano Superior).....	49
5.2.3. Cretáceo Superior (Campaniano e Maastrichtiano).....	52
5.2.4. Cenozóico (Paleoceno, Oligoceno/Eoceno e Mioceno).....	55
 6. INTEGRAÇÃO DOS RESULTADOS E O POTENCIAL DE ACUMULAÇÃO.....	 61
6.1. Armadilhas na Porção NW da Área de Estudo.....	74
 7. CONSIDERAÇÕES FINAIS E CONCLUSÃO.....	 77
 8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	 81

ÍNDICE DE FIGURAS

	Página
Figura 1: Localização da área de estudo na Bacia do Benin, entre as zonas de fratura de Romanche e Chain (Modificado de TGS-NOPEC, 2006).....	1
Figura 2: Mapa de contorno com as isolinhas representando a variação da lâmina da água (entre 100 m e 3.200 m aproximadamente de profundidade) na área de estudo.....	2
Figura 3: Mapa de localização da área de estudo com destaque para os poços perfurados na porção <i>offshore</i> do Benin e os campos de óleo da bacia.	4
Figura 4: Aquisição dos dados sísmicos de reflexão (Domingos, 2003).....	5
Figura 5: Exemplo de uma seção sísmica gerada a partir dos traços sísmicos processados. O preenchimento em preto representa as amplitudes positivas e o preenchimento em amarelo as amplitudes negativas dos traços.....	6
Figura 6: Exemplo do reconhecimento e rastreamento de um horizonte sísmico (amarelo) calibrado com as informações dos poços.....	7
Figura 7: Modelo de armazenamento de óleo por trapas estruturais pelas (a) dobras e (b) falhas (Blue Ridge Group, 2001).....	8
Figura 8: Possível armazenamento de óleo por trapas estruturais pelas dobras e falhas inversas na Bacia do Benin (seção sísmica em profundidade).....	9
Figura 9: Modelo de dobramento <i>roll-over</i> : A) através de uma falha lítrica incipiente; B) seguida de um deslocamento horizontal e; C) abatimento da capa (Twiss & Moores, 1992); D) exemplo de uma imagem sísmica (em profundidade) de um <i>roll-over</i> na Bacia do Benin.....	9

Figura 10: A) Estrutura em flor positiva com arranjo potencial para armazenamento do hidrocarboneto nos altos estruturais (Twiss & Moores, 1992); B) seção sísmica (em profundidade) mostrando uma estrutura em flor positiva na Bacia do Benin.....	10
Figura 11: Modelo de um trapeamento pelo adelgaçamento da borda do reservatório (<i>Pinchout</i>).	10
Figura 12: Acunhamento lateral (linha preta) de uma camada potencial para acumular hidrocarboneto na Bacia do Benin (seção sísmica em tempo duplo).....	11
Figura 13: A) Ilustração esquemática de um canal transportando sedimentos arenosos penetrando em bancos argilosos (Gluyas & Swarbrick, 2004); B) morfologia de um canal submarino na Bacia do Benin (seção sísmica em profundidade).....	11
Figura 14: A) Modelo de um leque turbidítico no fundo oceânico (Gluyas & Swarbrick, 2004); B) exemplo de um provável turbidito nas águas profundas do Benin (seção sísmica em tempo duplo).....	12
Figura 15: A) Acumulação de óleo nos truncamentos de camadas em <i>onlap</i> e <i>toplap</i> (Ferreira, 1989); B) seção sísmica (em profundidade) de uma possível armadilha em uma discordância angular na Bacia do Benin.....	12
Figura 16: A) Esboço de uma anticlinal parcialmente erodida sob uma camada selante; B) seção sísmica (em profundidade) da Bacia do Benin onde um alto estrutural está associado com uma superfície discordante, configurando uma trapa mista.....	13
Figura 17: Localização da Província do Golfo da Guiné na Margem Equatorial do oeste africano entre a Província da Costa Oeste Central Africana, oeste, e a Província do Delta do Níger, leste (Brownfield & Charpentier, 2006).....	14

Figura 18: A) Início da ruptura do supercontinente Gondwana no Cretáceo Inferior na Margem Equatorial Atlântica; B) desenvolvimento de falhas normais e transformantes assim como das bacias sedimentares; C) crescimento da crosta oceânica por vulcanismo básico; D) contínua subsidência das bacias e afastamento dos continentes (Brownfield & Charpentier, 2006).....	16
Figura 19: Seção geológica <i>offshore</i> da Bacia do Benin (Brownfield & Charpentier, 2006).	18
Figura 20: Curva de Vail com a variação global do nível do mar e a abrupta queda eustática no Oligoceno (Levin, 2006 <i>apud</i> Vail <i>et al.</i> , 1977).	20
Figura 21: Carta estratigráfica da Bacia do Benin (Modificado de Kerr-McGee, 2004)....	23
Figura 22: Mapa de distribuição dos dados sísmicos e poços utilizados na pesquisa.....	24
Figura 23: Seção sísmica 3D aleatória (linha vermelha no mapa) com os três poços disponíveis para a calibração dos horizontes.....	25
Figura 24: Exemplo de um horizonte sísmico com a interpretação detalhada em uma malha de 25 x 25 linhas de distância (620 m) no dado sísmico 3D.	26
Figura 25: Exemplo de uma interpretação da sísmica 2D (linha GCD_2003_2D_KMG03-1103, traço vermelho no mapa de localização), escala vertical em tempo duplo, com uma melhor resolução nas partes profundas (em direção ao sul) da área de trabalho.	27
Figura 26: Interpolação de um horizonte sísmico (A) para confecção de um mapa de contorno estrutural (B). Na porção leste do mapa nota-se um fechamento estrutural.....	28
Figura 27: Exemplo de um mapa de isópaca com valores da variação de espessura em metros de um nível estratigráfico.	30

Figura 28: Comparação entre os mapas de atributos <i>Mean Amplitude</i> (A) e <i>RMS Amplitude</i> (B) na mesma área. No mapa <i>RMS Amplitude</i> , percebe-se uma melhor visualização das anomalias.....	31
Figura 29: Seleção do intervalo para geração de um mapa de atributo (preenchimento em verde). A) Pode-se determinar um intervalo específico com um horizonte de referência ou; B) selecionar o intervalo entre dois horizontes.....	32
Figura 30: Interpretação do dado sísmico 3D (Crossline 1955). Nota-se um caimento com mergulho para o sul do embasamento seguido de um alto estrutural.....	34
Figura 31: Mapa de contorno estrutural do Embasamento (sísmica 3D e 2D) com destaque para alguns depocentros (circunferências vermelhas) e altos estruturais (circunferências brancas).	35
Figura 32: Distribuição das falhas normais e inversas no mapa de contorno estrutural do Embasamento (sísmica 3D e 2D).....	35
Figura 33: Mapa de contorno estrutural do Pré-Albiano (sísmica 3D e 2D) com destaque para o depocentro (circunferência vermelha) a nordeste do poço Fifa.....	36
Figura 34: Distribuição das falhas normais e inversas no mapa de contorno estrutural do Pré-Albiano (sísmica 3D e 2D).....	36
Figura 35: Interpretação do dado sísmico 3D (Inline 2935) com a sequência do Pré-Albiano afastada do embasamento em direção a oeste e próxima do mesmo em direção a leste.....	37
Figura 36: Mapa de contorno estrutural do Meso-Albiano (sísmica 3D e 2D) com destaque para os três fechamentos estruturais testados pelos poços (circunferências vermelhas).....	38

Figura 37: Distribuição das falhas normais e inversas no mapa de contorno estrutural do Meso-Albiano (sísmica 3D e 2D).....	38
Figura 38: Distribuição das falhas normais e inversas no mapa de contorno estrutural do Albiano Superior (sísmica 3D e 2D).....	39
Figura 39: Interpretação do dado sísmico 3D (Crossline 4655); em detalhe a sequência de falhas normais entre Oligoceno/Eoceno e Paleoceno (retângulo azul claro) e uma estrutura em flor positiva no Albiano Superior (retângulo vermelho).....	40
Figura 40: Distribuição das falhas normais e inversas no mapa de contorno estrutural do Campaniano (sísmica 3D e 2D).....	41
Figura 41: Interpretação do dado sísmico 3D (Inline 2935); em detalhe as falhas de alto ângulo associadas com dobras.....	42
Figura 42: Distribuição das falhas normais e inversas no mapa de contorno estrutural do Topo do Cretáceo (sísmica 3D).....	43
Figura 43: Interpretação do dado sísmico 3D (<i>Crossline</i> 7355); em detalhe uma falha inversa que afeta desde o Embasamento até o Oligoceno/Eoceno.....	44
Figura 44 Distribuição das falhas normais e inversas no mapa de contorno estrutural do Paleoceno (sísmica 3D).....	45
Figura 45: Distribuição das falhas normais e inversas no mapa de contorno estrutural do Oligoceno/Eoceno (sísmica 3D).....	45
Figura 46: Distribuição das falhas normais no mapa de contorno estrutural do Mioceno (sísmica 3D).....	46
Figura 47: Interpretação do dado sísmico 3D (Crossline 4155); em detalhe uma estrutura <i>roll-over</i> nos níveis do Oligoceno/Eoceno e Paleoceno.....	47

Figura 48: Interpretação do dado sísmico 3D (<i>Crossline 1955</i>); em detalhe a estrutura <i>roll-over</i> nos níveis do Mioceno e Oligoceno/Eoceno.....	48
Figura 49: Mapa de isópaca total de sedimentos entre os horizontes do Embasamento e Fundo do Mar.....	49
Figura 50: Mapa de atributo do Meso-Albiano (<i>Average Negative Amplitude</i>) no dado sísmico 3D.....	50
Figura 51: Mapa de atributo do Albiano Superior (<i>RMS Amplitude</i>) com destaque para as anomalias de possíveis canais de direção NE-SW no sul da sísmica 3D (linhas tracejadas em vermelho).....	51
Figura 52: Mapa de isópaca do Albiano Superior.....	51
Figura 53: Mapa de atributo do Campaniano (<i>RMS Amplitude</i>) com destaque para as anomalias dos extensos canais de direção NE-SW na sísmica 3D (linhas tracejadas em preto).....	52
Figura 54: Mapa de atributo do Topo do Cretáceo (<i>RMS Amplitude</i>) no dado sísmico 3D.	52
Figura 55: Interpretação do dado sísmico 3D (<i>Inline 4435</i>); em detalhe o sistema de canais da bacia, principalmente no Cretáceo Superior.....	53
Figura 56: Mapa de isópaca do Campaniano (sísmica 2D e 3D).....	54
Figura 57: Mapa de isópaca do Maastrichtiano (sísmica 3D).....	54
Figura 58: Mapa de atributo do Paleoceno (<i>Average Energy</i>), com destaque para canais NE-SW (linhas tracejadas brancas) a sudeste do dado sísmico 3D.....	55
Figura 59: Interpretação do dado sísmico 3D (<i>Crossline 955</i>); em detalhe um truncamento em <i>toplap</i> do topo do Paleoceno contra o intervalo Oligoceno/Eoceno.....	56

Figura 60: Mapa de isópaca do Paleoceno (sísmica 3D).....	57
Figura 61: Mapa de atributo do Oligoceno/Eoceno (<i>Average Energy</i>) no dado sísmico 3D.....	58
Figura 62: Mapa de isópaca do Oligoceno/Eoceno (sísmica 3D).....	58
Figura 63: Mapa de atributo do Mioceno (<i>Average Negative Amplitude</i>) com destaque para as anomalias dos canais de direção preferencial NW-SE na sísmica 3D (linhas tracejadas em preto).....	59
Figura 64: Mapa de isópaca do Mioceno (sísmica 3D).....	59
Figura 65: Interpretação do dado sísmico 3D (<i>Crossline 2855</i>); em detalhe os aparentes diápiros de folhelho do Mioceno.....	60
Figura 66: Integração do mapa de contorno estrutural (A) com o mapa de atributo <i>RMS Amplitude</i> (B) do Meso-Albiano. Em detalhe as circunferências vermelhas correspondem ao fechamento estrutural do poço Fifa relacionado às anomalias de amplitude.....	61
Figura 67: Integração do mapa de isópaca (A) com o mapa de atributo <i>RMS Amplitude</i> (B) do Albiano Superior. Em detalhe, as circunferências branca e preta correspondem às altas anomalias de amplitude com baixos valores de espessura, as circunferências vermelhas correspondem às anomalias de amplitude com altos valores de espessura.....	62
Figura 68: Integração do mapa de atributo <i>Average Energy</i> (A) com o mapa de isópaca (B) do Campaniano. Em detalhe, os canais (linhas tracejadas brancas) situados em zonas onde a espessura varia de 700 a 1.300 m.....	63

Figura 69: Mapa de atributo <i>Average Energy</i> da sísmica 3D sobreposto ao mapa de isópaca que apresenta uma contínua tendência NE-SW junto ao canal no centro da área de estudo (linhas tracejadas brancas). A circunferência preta destaca a elevada espessura nas porções profundas.	64
Figura 70: Mapas de atributo <i>Average Energy</i> do Meso-Albiano (A) e Campaniano (B). A anomalia do leque do canal, Campaniano, coincide com anomalias do Meso-Albiano (circunferências pretas).....	65
Figura 71: As anomalias do mapa de atributo <i>RMS Amplitude</i> do Topo do Cretáceo (A) não estabelece relação com a estrutura entre os poços Hihon e Sota, circunferências brancas (B).....	66
Figura 72: Alta anomalia de amplitude no mapa de atributo <i>RMS Amplitude</i> do Topo do Cretáceo (A) posicionada em uma região que a espessura alcança 350 m, circunferências pretas (B).....	67
Figura 73: Sub-bacia no Cretáceo Superior com altas amplitudes no sudeste da área de estudo (circunferência branca).....	68
Figura 74: Mapa de isópaca do Paleoceno (A) destacando no extremo sudeste da sísmica 3D a região mais espessa (linha tracejada vermelha), porém sem grandes variações de anomalias no mapa de atributo <i>Average Energy</i> (B). Os dois canais anômalos ao lado (linha tracejada branca) estão em uma região que o intervalo pode ter até 300 m de espessura.....	69
Figura 75: O fechamento estrutural (circunferência vermelha) a leste do poço Fifa (A) está localizado no limite da região de maior espessura do Paleoceno (B).....	70
Figura 76: Os valores espessos (cerca de 800 m) ilustrado no mapa de isópaca (A), linha tracejada vermelha, correlacionam com as anomalias do mapa de atributo <i>Average Negative Amplitude</i> (B) no sul da sísmica 3D.....	71

Figura 77: Mapa de contorno estrutural (A) com o fechamento (circunferência vermelha) ligado a uma área com espessura de até 500 m (B).....	72
Figura 78: Integração do mapa de isópaca (A) com o mapa de atributo <i>Average Negative Amplitude</i> (B) apontando principalmente uma boa oportunidade com forte anomalia de amplitude a noroeste do poço Hihon onde a espessura alcança 800 m (circunferências vermelhas). Os canais NW-SE representados nos mapas de atributos (linhas tracejadas brancas e pretas) não coincidem com porções espessas do Mioceno.....	73
Figura 79: Seção sísmica em tempo duplo da Linha AB97_R106 exibindo os diversos canais (linhas tracejadas amarelas) presentes na porção noroeste da área de estudo.....	74
Figura 80: Seção esquemática da Bacia do Ceará ilustrando o trapeamento de petróleo no Campo de Xaréu por blocos escalonados no Cretáceo Inferior e turbiditos nas sequências mais juvenis (Milani & Araújo, 2003).....	75
Figura 81: Seção sísmica em tempo duplo da Linha AB97_R139_R239 com um bloco escalonado entre falhas normais (circunferência branca). Na circunferência amarela nota-se um padrão caótico da sísmica possivelmente originada por escorregamentos.....	76
Figura 82: Distribuição dos 4 conjuntos de falhas principais mapeadas no dado sísmico 3D (polígono azul): (1) falhas da tectônica rifte, em preto; (2) falhas da tectônica transpressiva, em vermelho; (3) falhas da tectônica gravitacional limitadas do Paleoceno ao Oligoceno/Eoceno, em amarelo; (4) falhas da tectônica gravitacional do Paleoceno ao Recente, em verde.....	78
Figura 83: Relação entre o fundo marinho da área de estudo (isolinhas pretas, valores em metros) com as principais oportunidades discutidas neste estudo (circunferências vermelhas) e os depocentros do embasamento (circunferências verdes). O polígono azul é o limite da cobertura sísmica 3D.....	79

ÍNDICE DE TABELAS

	Página
Tabela 1: Classificação de algumas propostas dos estágios da evolução tectônica para a Margem Equatorial Atlântica incluindo a Bacia do Benin.....	17
Tabela 2: Velocidade intervalar calculada para os horizontes interpretados na sísmica 2D.....	29
Tabela 3: Valores da velocidade intervalar aplicadas na conversão tempo-profundidade...	29

RESUMO

A presente pesquisa conta com uma área de estudo de 7.737 km² na porção *offshore* da Bacia do Benin, localizada na Província do Golfo da Guiné, Margem Equatorial Africana, onde a lâmina da água varia de 100 a mais de 3.200 m, cobrindo basicamente o talude. Dados sísmicos 3D e 2D foram disponibilizados pela *Compagnie Béninoise des Hydrocarbures* (CBH SARL) para interpretação dos mesmos com o objetivo de caracterizar o arcabouço estrutural e estratigráfico da região, assim como avaliar o potencial do armazenamento de hidrocarboneto. Foi necessário o mapeamento dos horizontes sísmicos, a elaboração de mapas de contorno estrutural, de atributos sísmicos e de isópacas. A Bacia do Benin encontra-se entre as zonas de fratura de Romanche e Chain, correlata à Bacia do Ceará na Margem Equatorial Brasileira. Sua evolução tectono-sedimentar está condicionada à ruptura do Gondwana no Cretáceo Inferior, predominando estruturas da fase rifte relacionadas à distensão e transcorrência, a influência da transpressão é muito significativa no Cretáceo Superior. Destaca-se também uma tectônica gravitacional marcada por falhamentos dos níveis estratigráficos cenozóicos. A coluna sedimentar é representada por uma seção rifte continental limitada pela discordância do Meso-Albiano e outra pós-rifte marinha, do Albiano Superior ao Recente; sendo esta subdividida pela discordância do Oligoceno relacionada a uma queda eustática. A sedimentação está controlada pelos *trends* NE-SW e ENE-WSW, incluindo os canais submarinos. Os principais altos estruturais desta região já foram perfurados sem sucesso comercial, porém o potencial de acumulação de hidrocarbonetos é promissor, pelo menos dois grandes canais foram identificados no estudo em uma região cuja profundidade do fundo do mar é cerca de 2.200 m. Oportunidades em *roll-overs* e canais de menores proporções do Paleógeno e Neógeno devem ser consideradas. O pré-rifte da área é pouco conhecido; devido à falta de poços perfurados neste intervalo e a baixa resolução sísmica, tal intervalo pode ser representado simplesmente pelo embasamento cristalino ou por uma seção sedimentar Paleozóica. Cinco depocentros foram reconhecidos no embasamento, estes baixos estruturais contribuem diretamente na geração do petróleo e encontram-se próximos de algumas das potenciais oportunidades de acumulação.

Palavras Chaves: Bacia do Benin, Província do Golfo da Guiné, interpretação sísmica, trapas, embasamento.

ABSTRACT

The present research has a study area of 7.737 km² located in the *offshore* portion of Benin Basin in the Gulf of Guinea Province, African Equatorial Margin. The water depth ranges from 100 to more than 3.200 m, basically covering the slope. The *Compagnie Béninoise des Hydrocarbures* (CBH SARL) provided 3D and 2D seismic data in order to interpret and characterize the stratigraphic and structural framework, as well as to evaluate the petroleum exploration potential. To achieve the desired results, it was performed seismic horizons mapping, elaboration of structural outline, isopach and seismic attribute maps. Benin Basin is limited by Romanche and Chain fracture zones and is correlated to Ceará Basin in Brazilian Equatorial Margin. Its tectono-stratigraphic evolution was conditioned by the Gondwana break-up in the Lower Cretaceous and shows rift structures related to extension and strike-slip tectonics. The transpression influence is very significant in the Upper Cretaceous. It is also highlighted a gravitational tectonic marked by normal faults in the Cenozoic level. The sedimentary package is represented by a continental rift section limited by a Mid-Albian unconformity and other marine post-rift sequence from Upper Albian to Recent; the last one can still be divided by the Oligocene unconformity. The sedimentation is controlled by NE-SW and ENE-WSW trends, including submarine channels in the Upper Cretaceous. The main structural traps were drilled in the study area without commercial success. At least two great channels were identified in a region where the water depth is around 2.200 m. Roll-overs and minor channels opportunities in Paleogene and Neogene should also be considered. The pre-rift sequences of the study area are poorly recognized, the absence of well information in this interval and the low resolution of seismic data don't allow to characterize these sequences, which may be represented only by the basement or by a Paleozoic sedimentary section. Some of the accumulation opportunities are next to five depocenters recognized in the area, which directly contribute to oil generation.

Key Words: Benin Basin, Gulf of Guinea Province, seismic interpretation, traps, basement.

1. INTRODUÇÃO

1.1. Localização da Área de Estudo

A área de estudo está situada na porção *offshore* da Bacia do Benin a 30 km da costa, entre as zonas de fratura de Romanche e Chain na África Ocidental, compreendendo uma área de 7.737 km² (Figura 1). No geral, as bacias brasileiras e africanas da Margem Equatorial apresentam uma tectônica dominada por extensão e transcorrência.

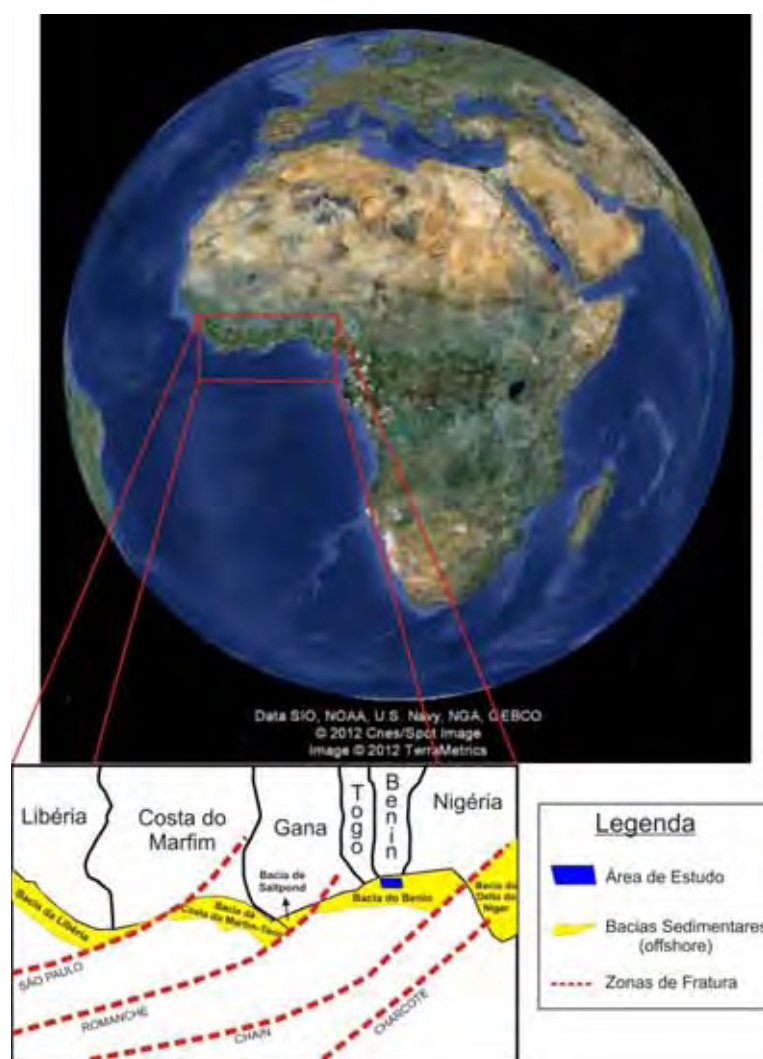


Figura 1: Localização da área de estudo na Bacia do Benin, entre as zonas de fratura de Romanche e Chain (Modificado de TGS-NOPEC, 2006).

Devido à localização da área em questão, cobrindo basicamente o talude, a lâmina da água varia muito, de 100 m a 3.200 m de profundidade aproximadamente, conforme ilustrado na Figura 2.

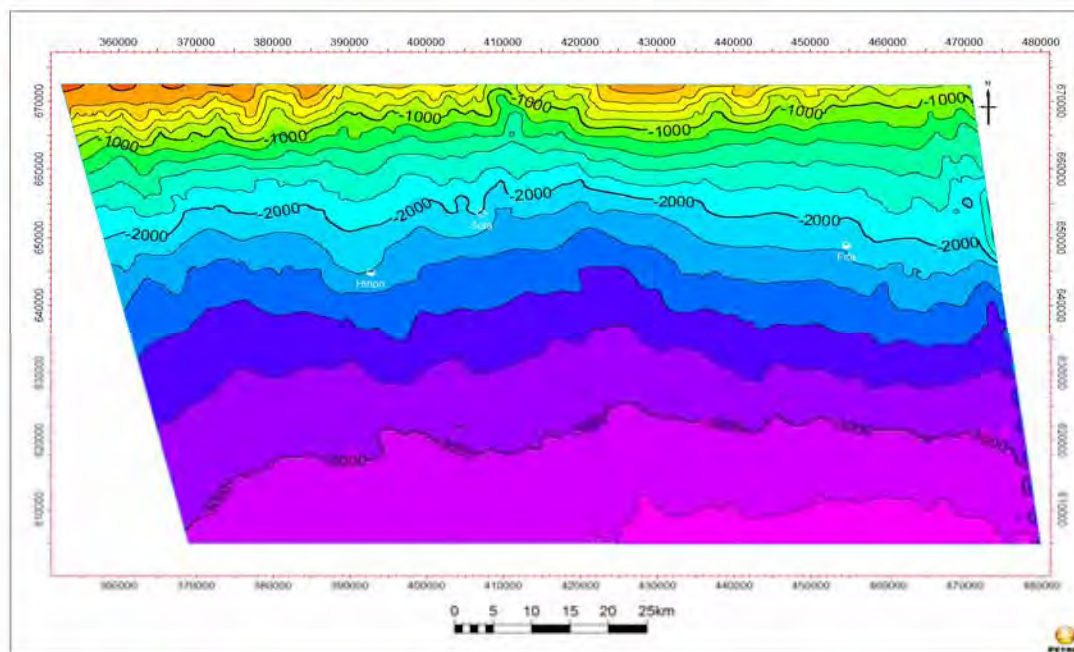


Figura 2: Mapa de contorno com as isolinhas representando a variação da lâmina da água (entre 100 m e 3.200 m aproximadamente de profundidade) na área de estudo.

A geologia e o sistema petrolífero da Margem Equatorial Africana estão bem descritos por MacGregor *et al.* (2003) e Brownfield & Charpentier (2006), mas poucas bacias desta margem possuem estudos aprofundados. Os trabalhos mais avançados correspondem à Bacia do Delta do Níger (Tuttle *et al.*, 1999; Owoyemi, 2004) e às bacias *offshore* de Gana, Saltpond e Costa do Marfim-Tano (Benkhelil *et al.*, 1998 e Attoh *et al.*, 2003), Figura 1.

1.2. Objetivos

O objetivo principal desta dissertação é avaliar o potencial de armazenamento de hidrocarbonetos na porção *offshore* da Bacia do Benin, caracterizar o arcabouço estrutural/estratigráfico investigando sua interferência no sistema petrolífero e averiguar os locais mais favoráveis na geração e acumulação de petróleo.

1.3. Justificativa

Em uma área onde a lâmina da água dos dados adquiridos ultrapassa 3.200 m, o projeto torna-se relevante na avaliação do cenário geológico buscando minimizar os riscos que envolvem as atividades de exploração petrolífera, seja na aquisição de novos dados geofísicos (ex: sísmica) ou na perfuração de um poço.

Outro fator que incentiva a pesquisa é a carência de estudos geológicos na costa do Benin, ao contrário das regiões vizinhas, como em Gana e Nigéria, que contêm publicações mais avançadas.

1.4. Exploração na Bacia do Benin

A exploração de petróleo no Benin começou em 1964 e o resultado foi a primeira descoberta econômica no Campo de Sèmè (em águas rasas, a 70 m de profundidade) no ano de 1968 pela companhia *Union Oil of California* (Figura 3), entretanto a produção do campo teve início somente em 1982 (Andersen, 2009). Em 1985 o campo alcançou o pico máximo de produção com 7.500 bopd (barris de óleo por dia), porém em 1998 a produção cessou em razão da diminuição de suas reservas. No total, o Campo de Sèmè produziu cerca de 25 MMbo (milhões de barris de óleo).

Outra importante descoberta na Bacia do Benin ocorreu no Campo de Aje (1996), na costa da Nigéria, próxima ao Campo de Sèmè, atualmente em fase de desenvolvimento (Figura 3).

Em 1997, a empresa *Trapon* perfurou o poço Ike em águas rasas confirmando a ocorrência de óleo, porém abandonado por não ser uma acumulação econômica (IHS Energy Group, 2007). Outra tentativa foi realizada sem sucesso com o poço Cotonou (2005) pela companhia *Archean Energy* ao nordeste do poço Ike (Figura 3).

A exploração nas águas profundas do Benin iniciou-se no ano de 1997 pelo consórcio *Abacan Resource* e *Addax Petroleum*, neste período foram realizadas aquisições de dados sísmicos 2D. Posteriormente a empresa *Kerr-McGee* assumiu a perfuração de dois poços com indícios de hidrocarboneto (Fifa e Hihon), contudo estas acumulações foram consideradas subcomerciais. Finalmente em 2007, a companhia *Anadarko Petroleum* perfurou o poço Sota, classificado como seco (Figura 3).

Após o sucesso do Campo de Jubilee na costa de Gana em 2007, com mais de 600 MMbo (milhões de barris) recuperáveis, as atenções se voltaram para a Margem Equatorial Africana com a perspectiva de novas descobertas (Offshore-technology, 2010). Motivada por este episódio, a *Compagnie Béninoise des Hydrocarbures* retomou a exploração nas águas profundas do Benin em 2009.

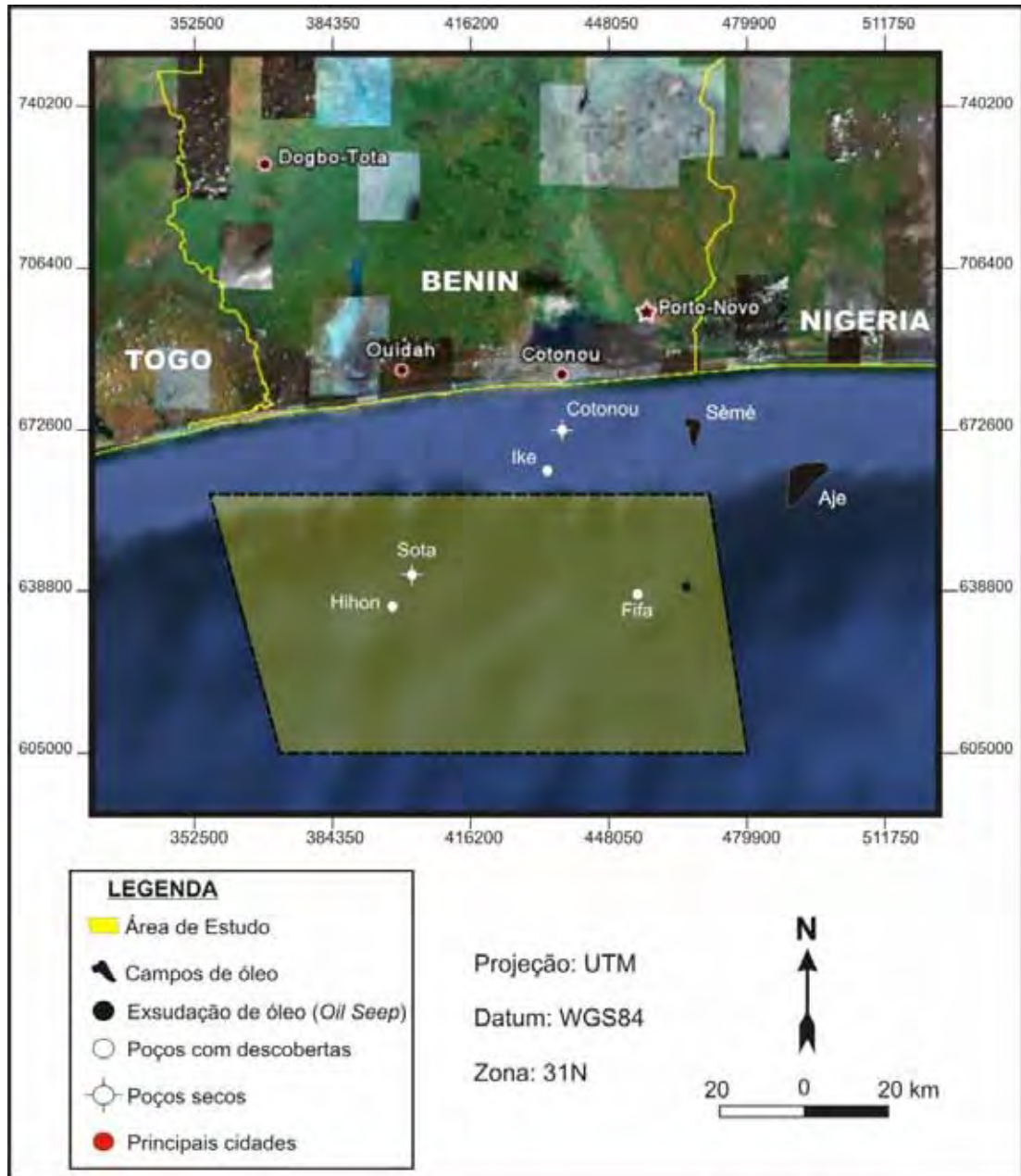


Figura 3: Mapa de localização da área de estudo com destaque para os poços perfurados na porção *offshore* do Benin e os campos de óleo da bacia.

2. CONSIDERAÇÕES TEÓRICAS

2.1. Dados Sísmicos de Reflexão

A sísmica de reflexão parte do princípio da penetração de ondas elásticas (ou ondas sísmicas) nas rochas, estas ondas são geradas por uma fonte artificial (dinamites, *air guns* entre outros), quando refletidas nas diferentes camadas da subsuperfície retornam à superfície e são registradas em receptores (geofones ou hidrofones, Figura 4). Após uma série de correções e processamentos, são gerados traços sísmicos, resultado da soma vertical das *wavelets* adquiridas (resposta sísmica a partir de um único refletor), os quais agrupados originarão as seções sísmicas (Kearey *et al.*, 2002), Figura 5. Um traço sísmico representa a resposta do campo de onda elástica de velocidade e densidade através das interfaces rochosas.

Durante o trajeto da reflexão das ondas são demarcados contrastes de impedância acústica entre os meios litológicos. Esta propriedade é definida como o produto da velocidade sísmica de um intervalo de rochas pela sua densidade ($I = V\rho$; onde V é a velocidade sísmica e ρ a densidade). Vale frisar que as reflexões sísmicas não são necessariamente contatos litológicos, pois a impedância acústica não é um fiel indicador de litologias.

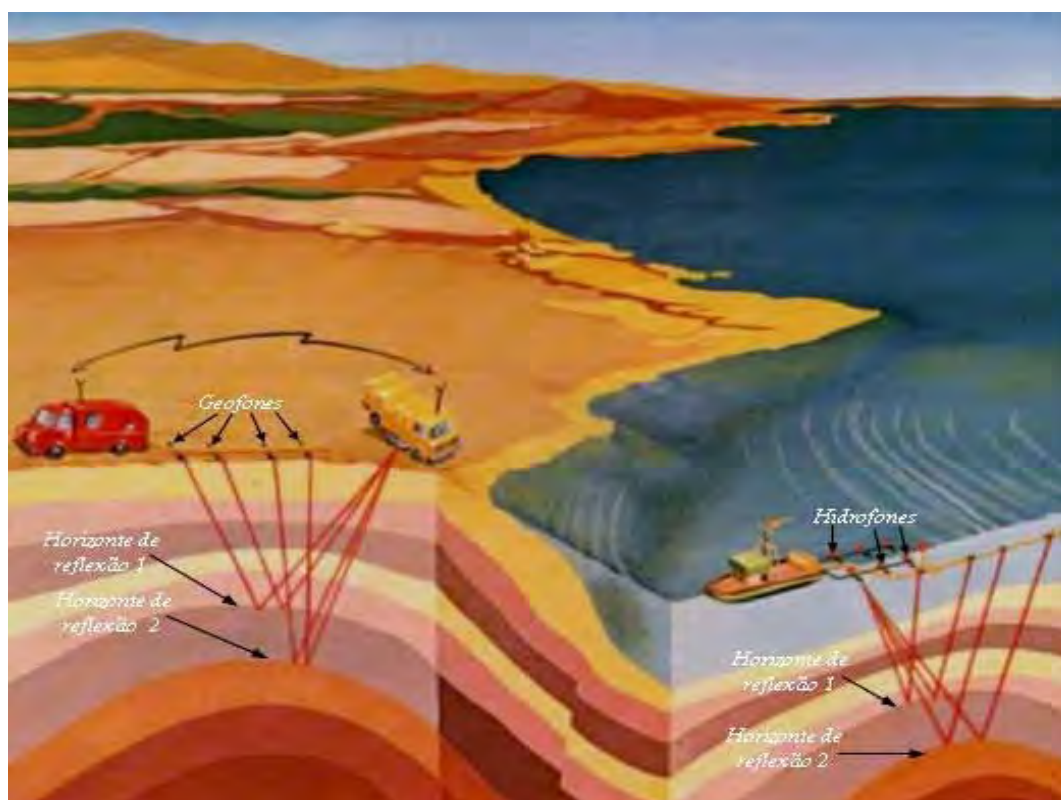


Figura 4: Aquisição dos dados sísmicos de reflexão (Domingos, 2003).

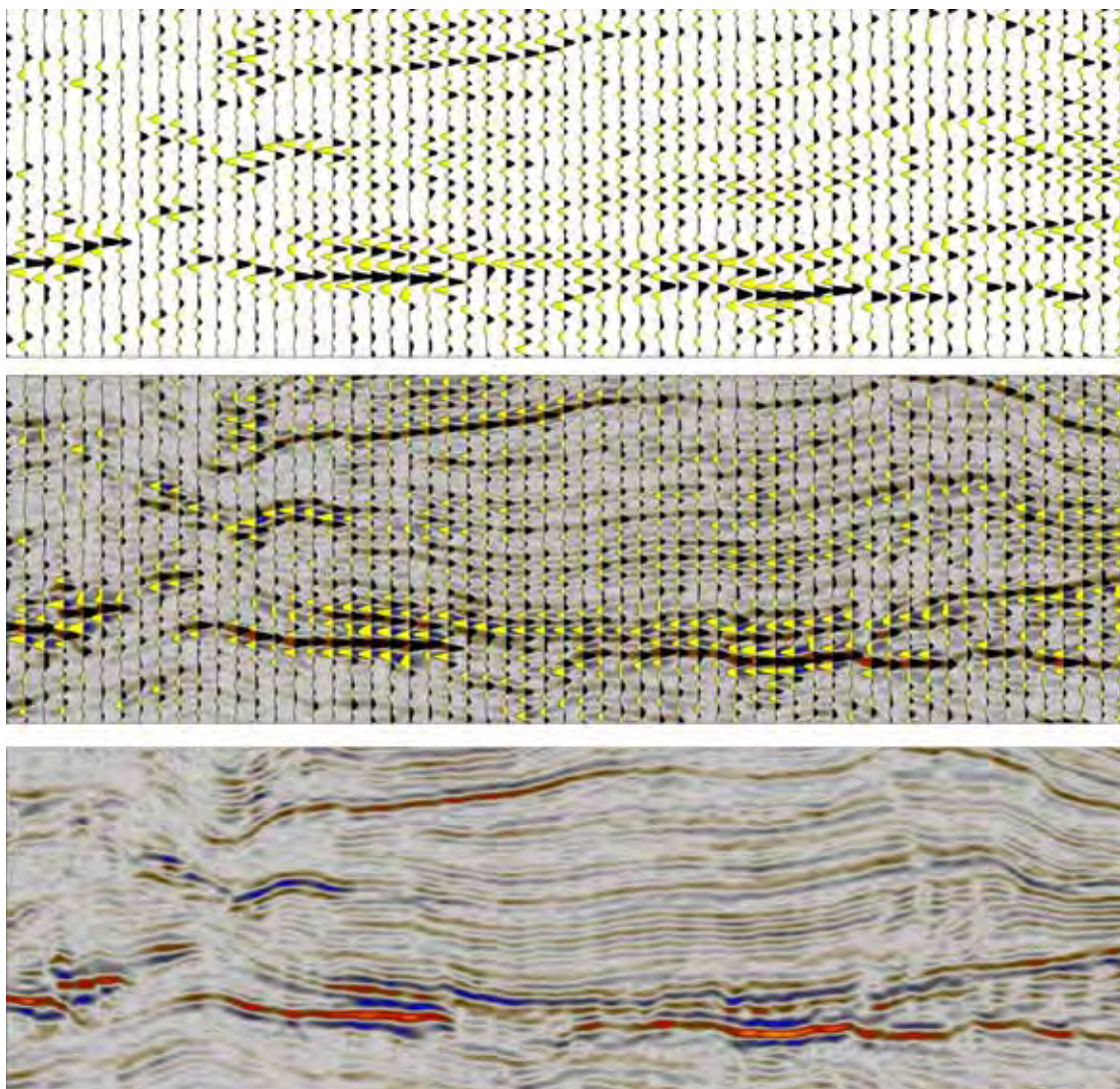


Figura 5: Exemplo de uma seção sísmica gerada a partir dos traços sísmicos processados. O preenchimento em preto representa as amplitudes positivas e o preenchimento em amarelo as amplitudes negativas dos traços.

O contraste de impedância acústica determina o espalhamento da energia sísmica na forma de refletores que serão rastreados e mapeados na interpretação (Figura 6), assim como as principais estruturas que podem influenciar no funcionamento do sistema petrolífero.

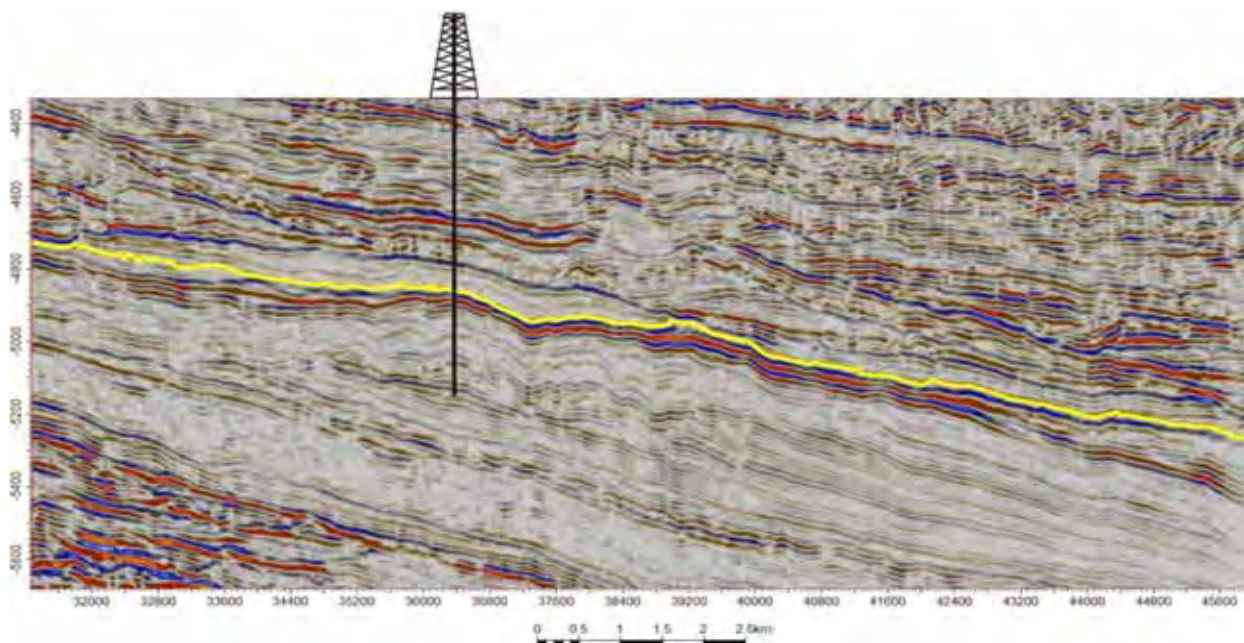


Figura 6: Exemplo do reconhecimento e rastreamento de um horizonte sísmico (amarelo) calibrado com as informações dos poços.

A propagação das ondas sísmicas compõe-se por dois processos ondulatórios independentes; um caracterizado pelas ondas primárias P (ondas compressonais e dilatacionais) e o outro pelas ondas secundárias S (ondas cisalhantes ou dilatacionais). Matematicamente são definidas da seguinte maneira, respectivamente:

$$v_p = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}} \quad ; \text{ onde } \lambda \text{ é a constante de Lamé e } \mu \text{ o módulo de rigidez, definindo as}$$

$$v_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad \text{propriedades elásticas das rochas, } \rho \text{ representa a densidade.}$$

A análise das velocidades é importante na compreensão do dado sísmico, principalmente quando este está processado em tempo e pretende-se fazer conversões dos horizontes para profundidade a fim de estabelecer uma estimativa da distância de um alvo potencial ou quando se deseja ter uma aproximação da lâmina da água por exemplo. É necessário neste caso dados de *checkshots* dos poços, onde é fornecido o tempo de trânsito da onda sísmica através da rocha com a distância controlada. Com o domínio da distância e tempo no poço, é possível obter a velocidade intervalar de cada meio (levando em conta o tempo de percurso duplo da onda refletida, viagem de ida e volta) e extrapolar esta informação de um único ponto (poço) para o regional (horizontes):

$$V_i = \frac{2D}{T} \quad ; \text{ onde } D \text{ é a espessura da unidade litológica e } T \text{ o tempo de percurso da onda refletida dentro desta unidade.}$$

2.2. Armadilhas de Hidrocarboneto

São inúmeras as classificações dadas para as armadilhas ou trapas, dependendo das suas relações com as rochas reservatórios, litologia, origem, tectônica, tamanho, forma e o tipo de distribuição de energia. A maioria das definições inclui os seguintes conceitos: parte do reservatório onde o hidrocarboneto pode ser acumulado e onde o equilíbrio relativo dos componentes móveis (fluidos) está sustentado pela gravidade (Hunt, 1996).

De uma maneira geral, a natureza tectônica que condicionou o arcabouço estrutural/estratigráfico da Bacia do Benin permite gerar armadilhas do tipo estruturais, estratigráficas ou mistas (estrutural/estratigráfico).

Armadilhas Estruturais

Essas trapas são decorrentes de deformações tectônicas do substrato sedimentar, seja por regime compressivo, distensivo ou transcorrente.

A compressão proporciona situações clássicas de armadilhas. Nesse regime tectônico podem ser geradas dobras capazes de armazenar o petróleo contando com uma rocha selante (capeadora) sobreposta ao reservatório. As falhas (normais e inversas) originadas também são capazes de conservar o hidrocarboneto desde que o capeamento seja tanto sobreposto ao reservatório como lateralmente (Figuras 7 e 8).

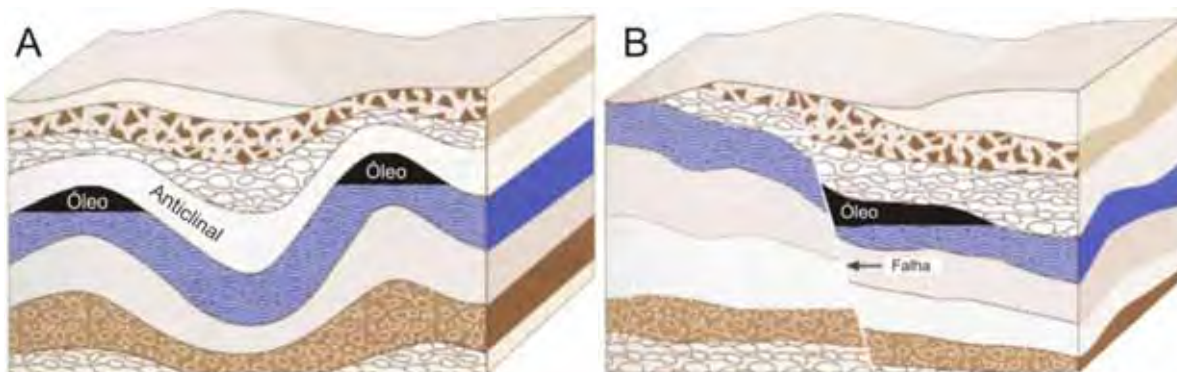


Figura 7: Modelo de armazenamento de óleo por trapas estruturais pelas (a) dobras e (b) falhas (Blue Ridge Group, 2001).

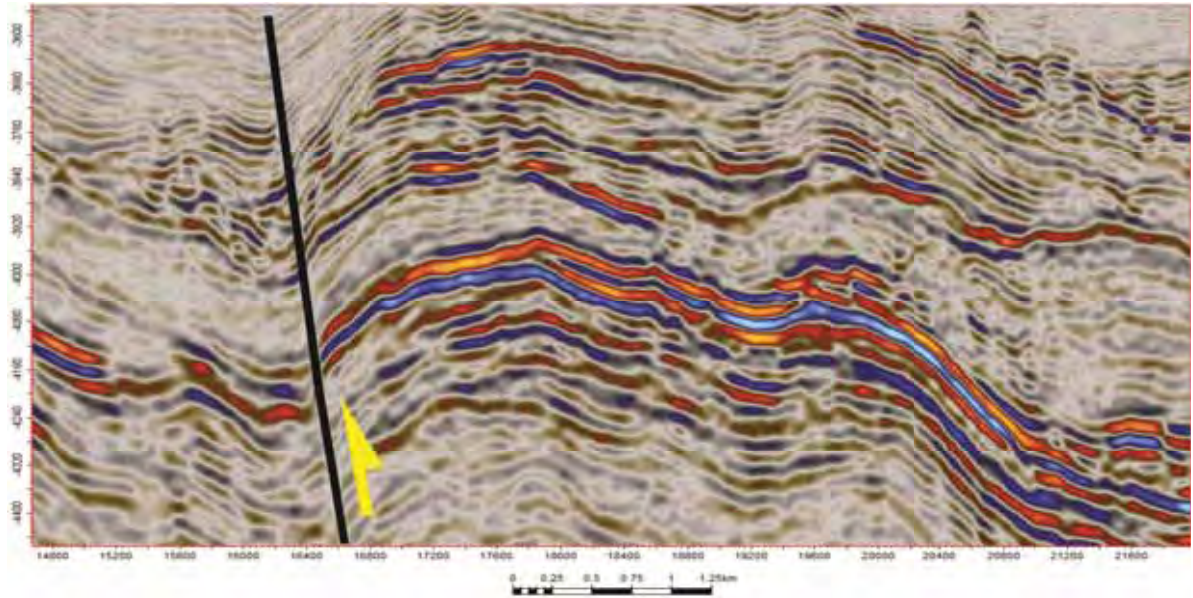


Figura 8: Possível armazenamento de óleo por trapas estruturais pelas dobras e falhas inversas na Bacia do Benin (seção sísmica em profundidade).

A distensão também favorece na formação de dobras e falhas. Neste caso os *roll-overs* atuam do mesmo modo que dobras compressivas (Figura 9).

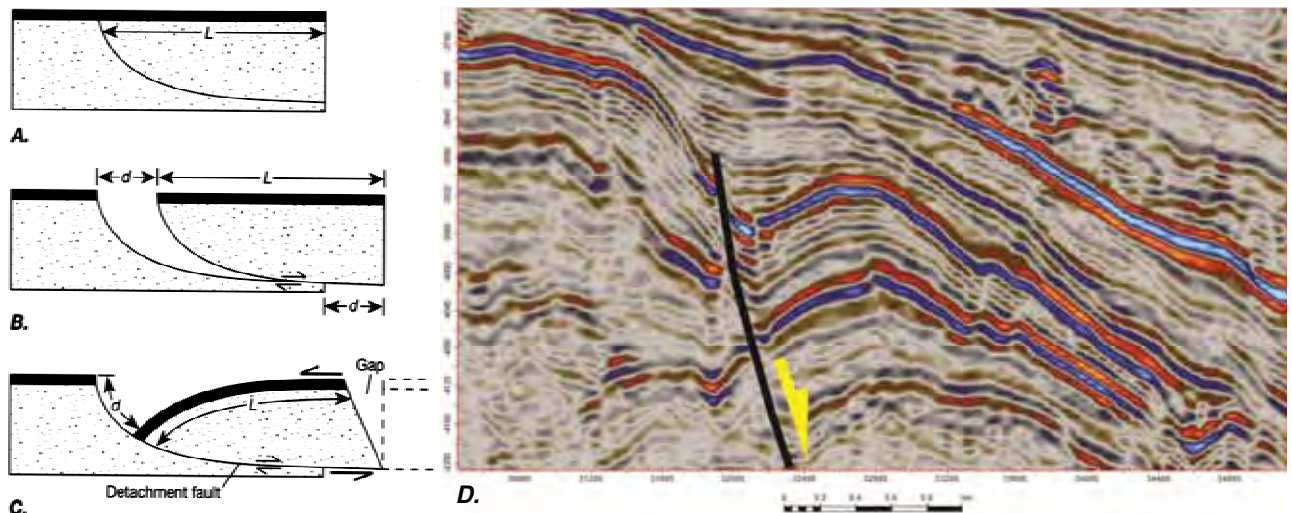


Figura 9: Modelo de dobramento *roll-over*: A) através de uma falha lístrica incipiente; B) seguida de um deslocamento horizontal e; C) abatimento da capa (Twiss & Moores, 1992); D) exemplo de uma imagem sísmica (em profundidade) de um *roll-over* na Bacia do Benin.

Como na transcorrência pode haver tanto zonas de compressão (transpressão) quanto de distensão (transtensão), os casos relatados acima também são válidos para este regime. Porém estruturas particulares da transcorrência (ex: estruturas em flor) também podem vir a se tornarem potenciais trapas (Figura 10).

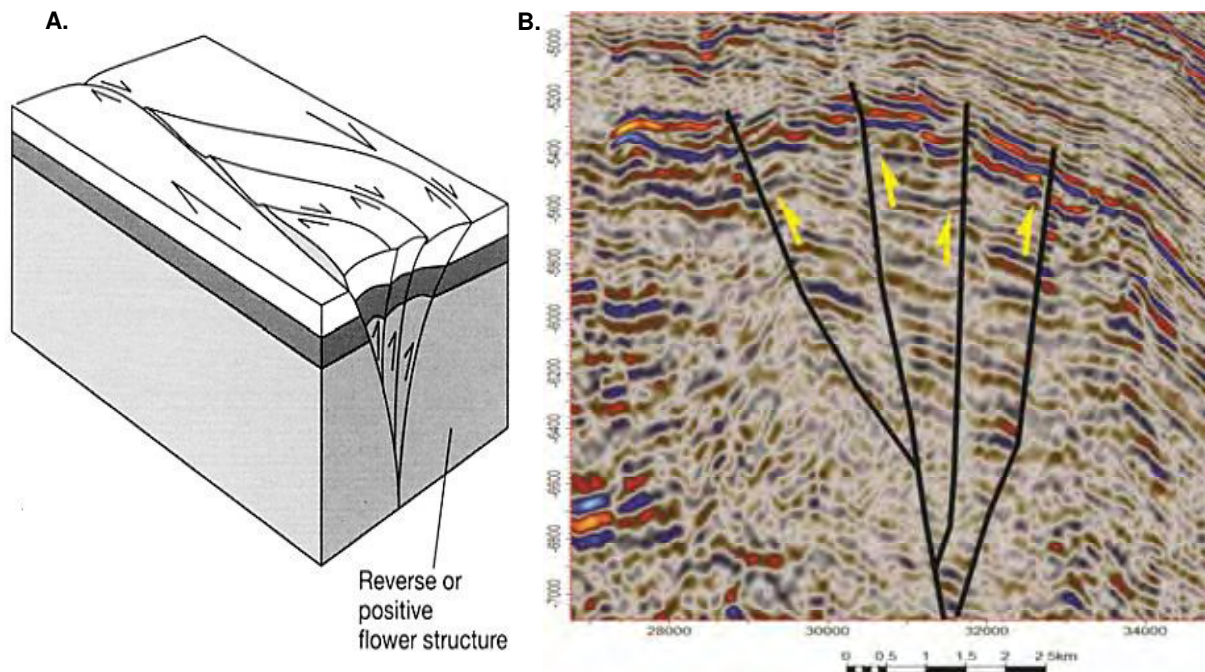


Figura 10: A) Estrutura em flor positiva com arranjo potencial para armazenamento do hidrocarboneto nos altos estruturais (Twiss & Moores, 1992); B) seção sísmica (em profundidade) mostrando uma estrutura em flor positiva na Bacia do Benin.

Armadilhas Estratigráficas

Outra maneira comum de impedir a migração e perda do petróleo é por meio das trapas estratigráficas, resultados de mudanças laterais das fácies sedimentares.

Os chamados *pinchouts* são exemplos usuais de trapas estratigráficas, constituem corpos arenosos com adelgaçamento nas bordas entre rochas selantes que bloqueiam a fuga do óleo (Figuras 11 e 12).



Figura 11: Modelo de um trapeamento estratigráfico pelo adelgaçamento da borda do reservatório (*Pinchout*).

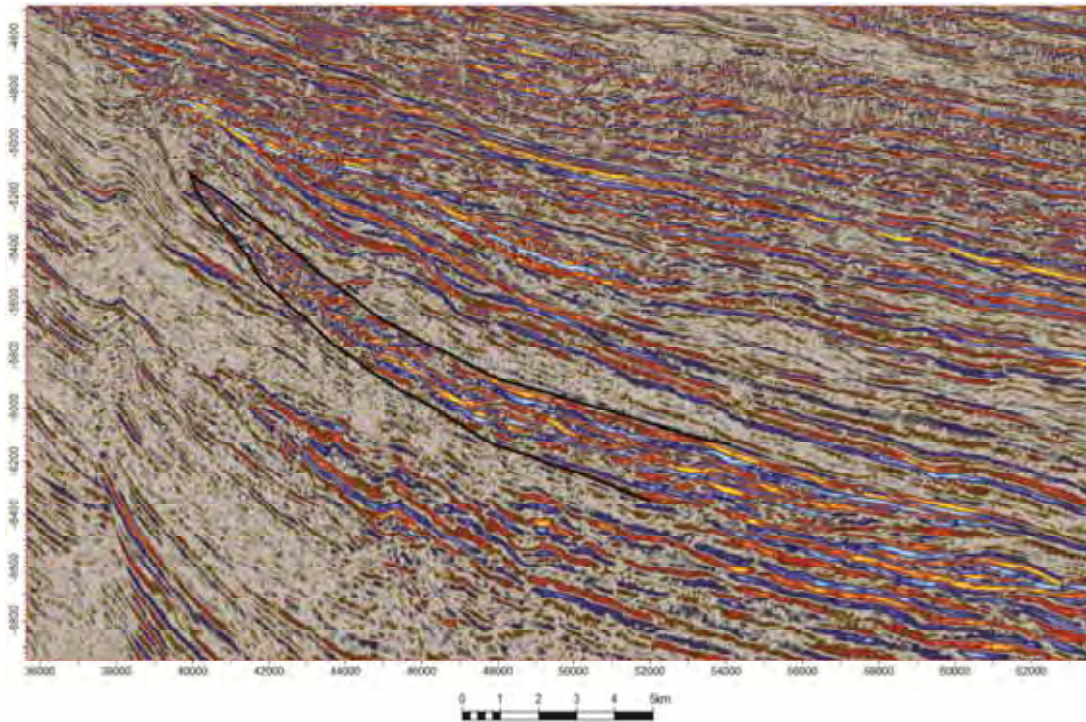


Figura 12: Acunhamento lateral (linha preta) de uma camada potencial para acumular hidrocarboneto na Bacia do Benin (seção sísmica em tempo duplo).

Canais submarinos e lobos de turbiditos serão importantes reservatórios se estiverem cercados por rochas capeadoras. São feições pontuais onde as areias foram depositadas em ambientes favoráveis à sedimentação de materiais finos, como o fundo oceânico (Figuras 13 e 14).

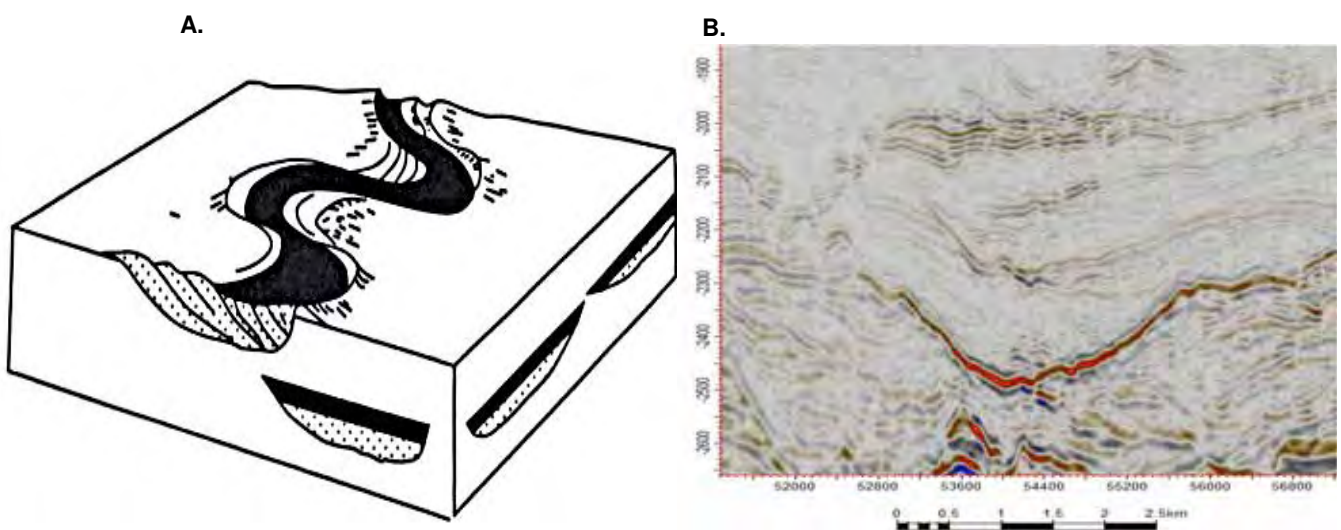


Figura 13: A) Ilustração esquemática de um canal transportando sedimentos arenosos penetrando em bancos argilosos (Gluyas & Swarbrick, 2004); B) morfologia de um canal submarino na Bacia do Benin (seção sísmica em profundidade).

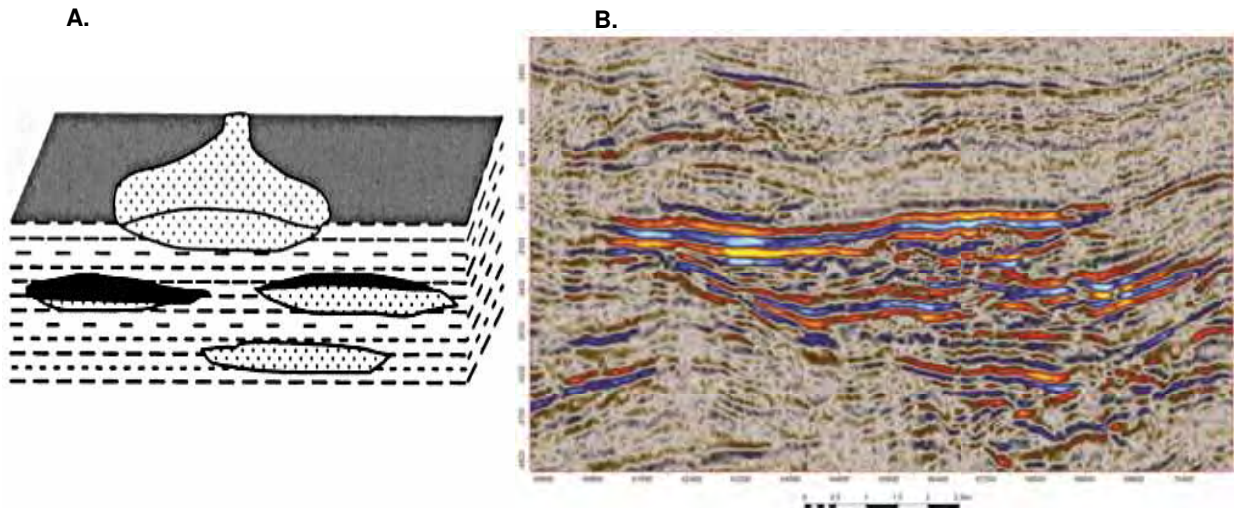


Figura 14: A) Modelo de um leque turbidítico no fundo oceânico (Gluyas & Swarbrick, 2004); B) exemplo de um provável turbidito nas águas profundas do Benin (seção sísmica em tempo duplo).

Outro tipo de trapa estratigráfica são as configurações relacionadas às discordâncias. O hidrocarboneto pode estar trapeado acima ou abaixo das mesmas, normalmente nos truncamentos em *onlap* ou *toplap* das camadas (Figura 15).

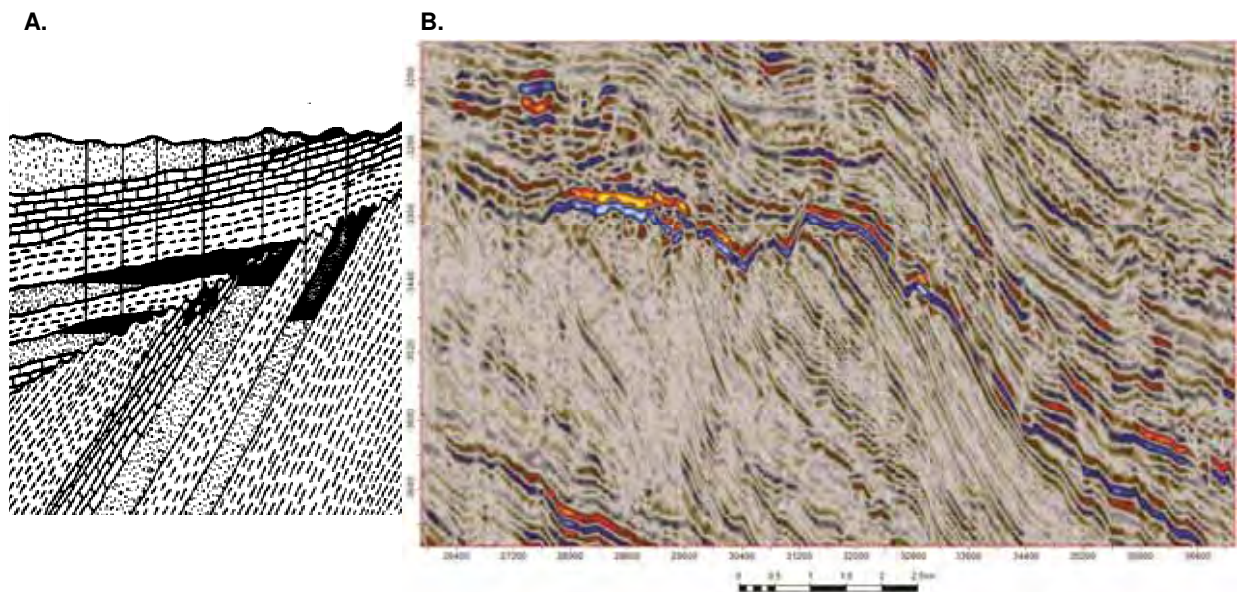


Figura 15: A) Acumulação de óleo nos truncamentos de camadas em *onlap* e *toplap* (Ferreira, 1989); B) seção sísmica (em profundidade) de uma possível armadilha em uma discordância angular na Bacia do Benin.

Armadilhas Mistas

Em algumas circunstâncias, as estruturas previamente formadas, como uma anticlinal ou falha, podem sofrer erosão parcial devido algum evento tardio, como uma queda eustática do nível do mar seguido do aumento do nível de base, preservando assim parte das estruturas

anteriormente formadas e depositando sedimentos finos capazes de atuar como selo. Esta sequência de eventos (geração das estruturas e variação do nível de base) pode dar origem às trapas mistas, de caráter estrutural e estratigráfico associado (Figura 16).

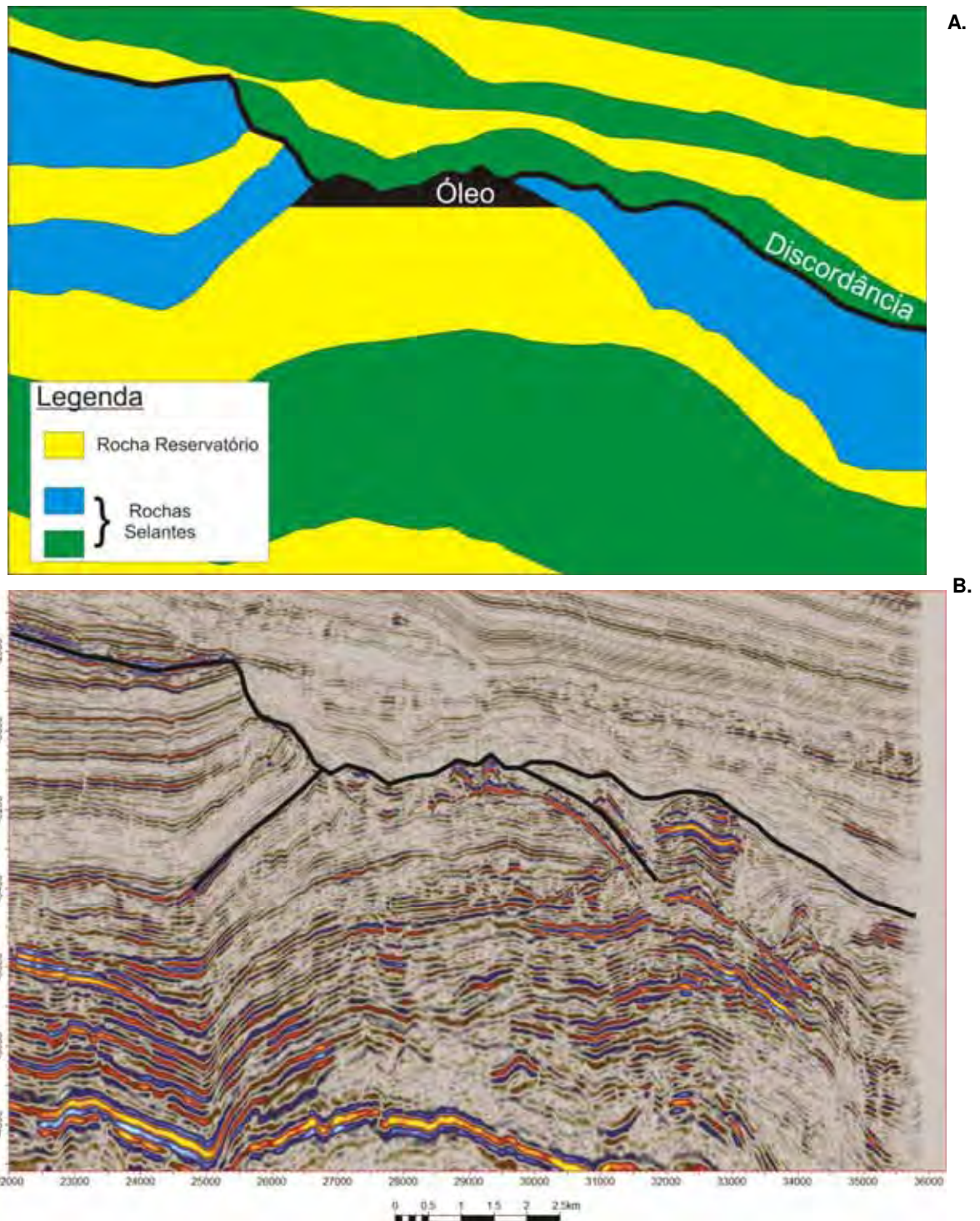


Figura 16: A) Esboço de uma anticlinal parcialmente erodida sob uma camada selante; B) seção sísmica (em profundidade) da Bacia do Benin onde um alto estrutural está associado com uma superfície discordante, configurando uma trapa mista.

3. CONTEXTO GEOLÓGICO

A Bacia do Benin, localizada na Província do Golfo da Guiné no oeste africano (Margem Equatorial Africana, Figura 17), faz parte de um sistema de bacias limitadas por zonas de fraturas. Neste caso a bacia se encontra entre a Zona de Fratura de Romanche (oeste) e Zona de Fratura de Chain (leste), a província também inclui bacias marginais da Costa do Marfim-Tano e Saltpond (Figura 1).

A Bacia do Benin é também denominada por alguns autores de Bacia de Keta-Benin ou Bacia de Keta-Togo-Benin e sua porção *onshore* é conhecida como Dahomey Embayment.

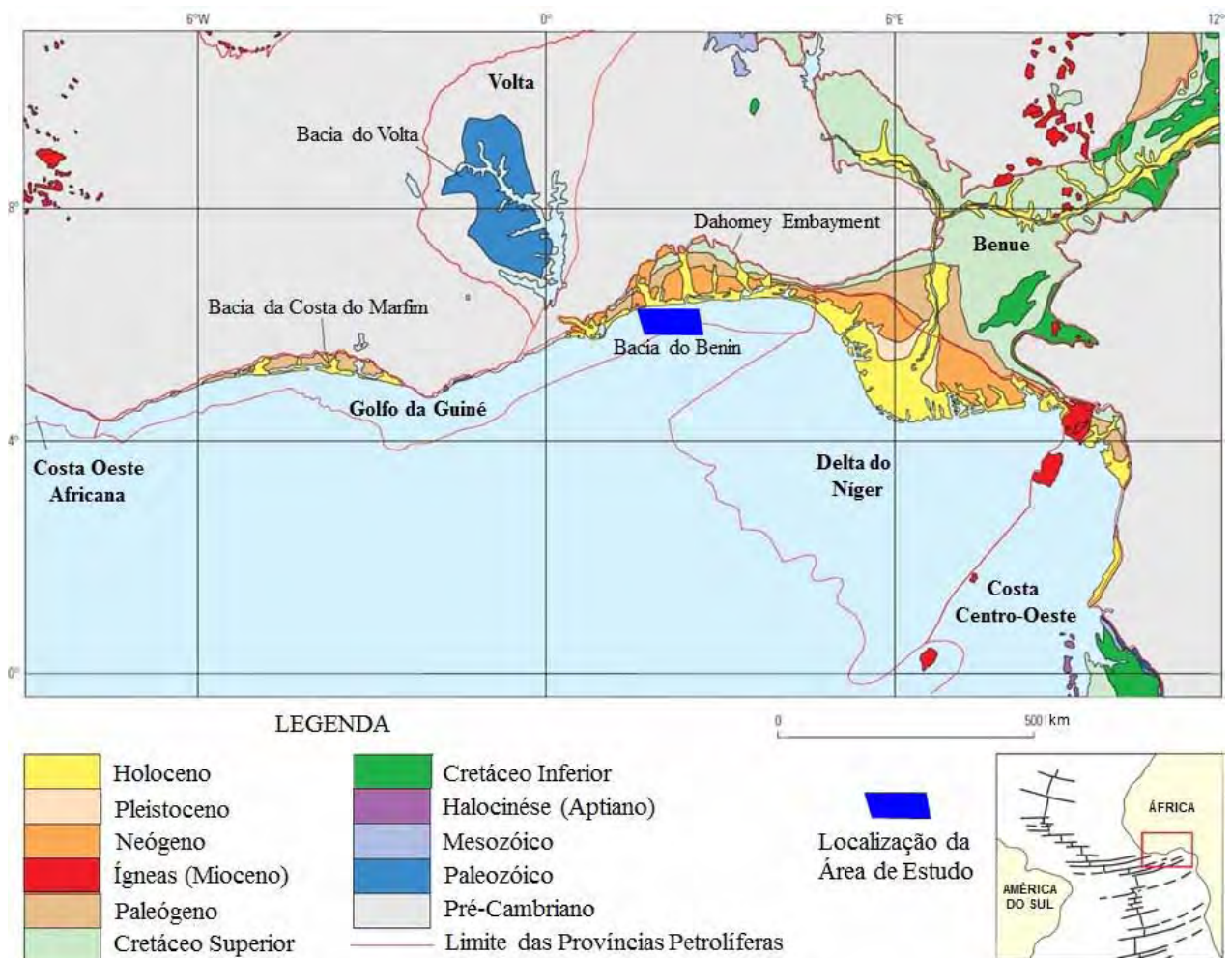


Figura 17: Localização da Província do Golfo da Guiné na Margem Equatorial entre a Província da Costa Oeste Africana, oeste, e a Província do Delta do Níger, leste (Brownfield & Charpentier, 2006).

3.1. Evolução Tectônica da Bacia do Benin

A história tectônica da Bacia do Benin está relacionada à separação da África com a América do Sul pela ruptura do supercontinente Gondwana no Cretáceo Inferior. Do lado brasileiro, a Bacia do Ceará (situada entre as zonas de fratura de Romanche e Chain) tem correlação direta com a Bacia do Benin (Figura 18) até o rifte (fase continental) enquanto ambas estavam conectadas e compartilhavam as mesmas fontes sedimentares, a partir da invasão marinha cada bacia se desenvolveu com suas particularidades.

A evolução do Golfo da Guiné é predominada por uma tectônica distensiva e transcorrente de movimentação dextral. Outra importante característica geológica é a aparente ausência de evaporitos, presente na Bacia do Ceará (Condé *et al.*, 2007).

O modelo geral adotado para a formação das bacias da margem continental e do Oceano Atlântico baseia-se em conceitos tectonofísicos propostos por McKenzie (1978), admitindo um estiramento litosférico e afinamento da crosta e litosfera durante a fase rifte, seguido de uma subsidência termal associada ao resfriamento da anomalia térmica da astenosfera (Bizzi & Vidotti, 2003).

A Figura 18 exhibe os estágios da ruptura continental do Gondwana que separou a África da América do Sul no Atlântico Equatorial.

Pode-se assumir que a primeira fase representa basicamente o início dos esforços transtensivos no embasamento cristalino ou em bacias paleozóicas; a segunda simboliza o desenvolvimento de falhas normais e transcorrentes acompanhado pelo vulcanismo que originou a crosta oceânica e pelo início da sedimentação, finalmente a última etapa marca a contínua subsidência da bacia e o resfriamento da litosfera.

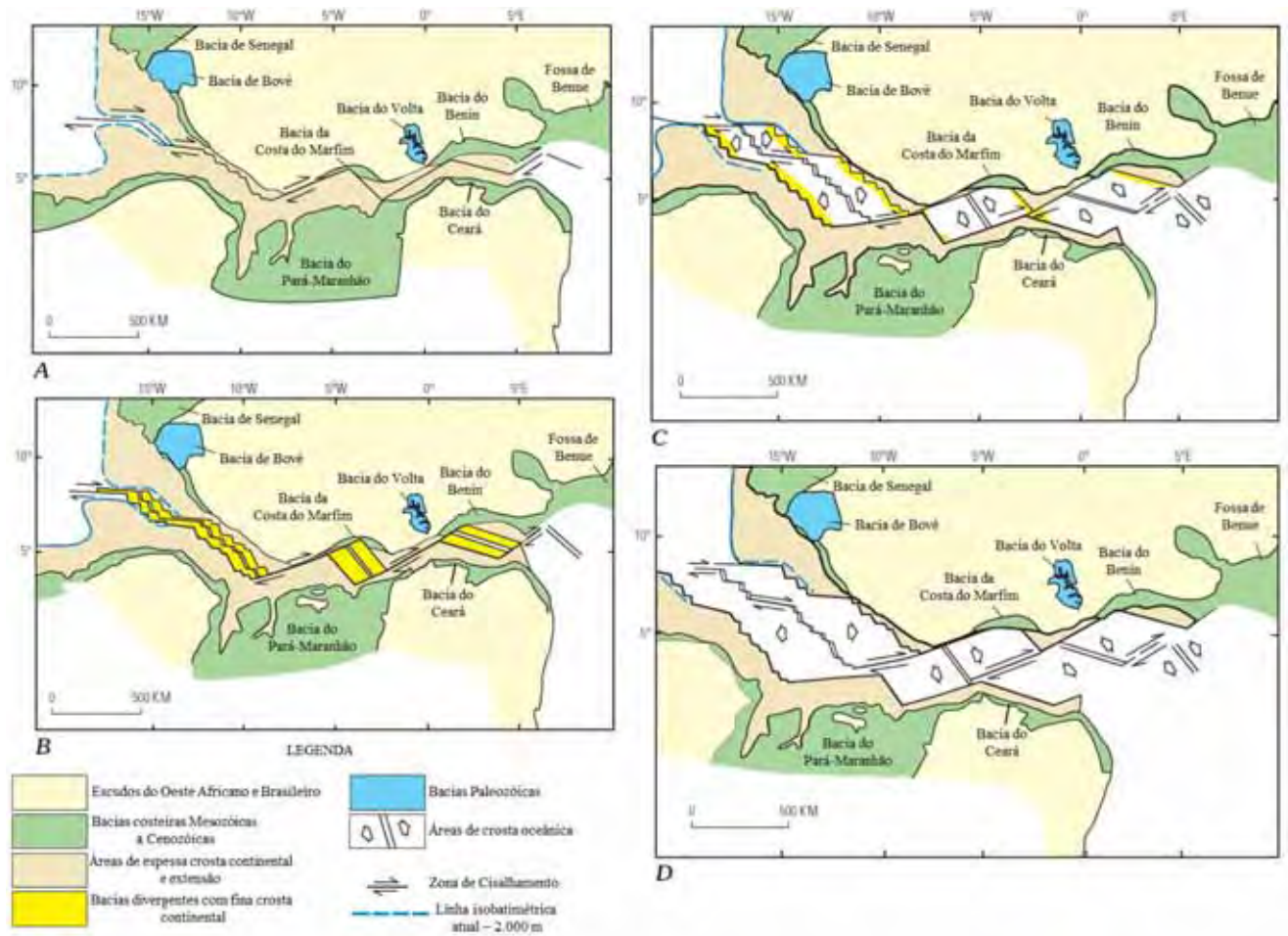


Figura 18: A) Início da ruptura do supercontinente Gondwana no Cretáceo Inferior na Margem Equatorial Atlântica; B) desenvolvimento de falhas normais e transformantes assim como das bacias sedimentares; C) crescimento da crosta oceânica por vulcanismo básico; D) contínua subsidência das bacias e afastamento dos continentes (Brownfield & Charpentier, 2006).

Muitos estudos têm classificado a evolução tectônica na Margem Equatorial Atlântica tanto na África como na América do Sul e Bacia do Benin de maneiras divergentes. Conn *et al.* (2009) apontam os eventos tectônicos do seguinte modo: Pré-Rifte no Paleozóico (embasamento), Rifte do Berriasiano ao Albiano Médio, Sin-Transformante do Albiano Médio até o Coniaciano e Margem Passiva do Santoniano ao Recente. Brownfield & Charpentier (2006) sugerem três fases de evolução: Pré-Transformante (Jurássico?), Sin-Transformante do Berriasiano ao Albiano e Pós-Transformante do Cenomaniano até o Recente. Fugro (2010) propõe três estágios onde um deles está subdividido em dois: (1) Pré-Transformante no Pré-Albiano, (1a) Pré-Transtensão no Pré-Barremiano, (1b) Sin-Transtensão do Barremiano Superior ao Aptiano, (2) Sin-Transformante do Albiano ao Cenomaniano e (3) Pós-Transformante do Cenomaniano ao Recente. Matos (2000)

recomenda uma classificação tectônica da Margem Equatorial Brasileira próxima da Fugro (2010): Pré-Transformante do Triássico-Jurássico ao Aptiano, Sin-Transformante do Albiano ao Cenomaniano e Pós-Transformante do Cenomaniano até o Recente.

A Tabela 1 sintetiza a classificação da evolução tectônica proposta para a Margem Equatorial e Bacia do Benin.

Tabela 1: Classificação de algumas propostas dos estágios da evolução tectônica para a Margem Equatorial Atlântica incluindo a Bacia do Benin.

Intervalo	<i>Conn et al. (2009)</i>	<i>Brownfield e Charpentier (2006)</i>	<i>Fugro (2010)</i>		<i>Matos (2000)</i>
Recente	Margem Passiva	Pós- Transformante	Pós- Transformante		Pós- Transformante
Santoniano					
Coniaciano	Sin- Transformante		Sin- Transformante		Sin- Transformante
Turoniano					
Cenomaniano					
Albiano	Rifte	Sin- Transformante	Sin- Transformante		Pré- Transformante
Aptiano			Sin- Transtensão	Pré- Transtensão	
Barremiano					
Hauteriviano					
Valanginiano					
Berriasiano					
Jurássico (?)		Pré- Transformante			
Paleozóico	Pré-Rifte				

Nesta pesquisa a interpretação dos dados sísmicos correlaciona bem com o trabalho de Conn *et al.* (2009). É possível diferenciar a tectônica rifte (dominada por falhas normais) até o Meso-Albiano, da tectônica transcorrente até o Cretáceo Superior.

O fim do estágio rifte é caracterizado pelo término da sedimentação continental e início da marinha. Alguns autores atribuem esta passagem (discordância *break up*) na Margem Equatorial ao Meso-Albiano, como Attoh *et al.* (2004) e Zalán (2004). Análises petrográficas do poço Hihon mostram a presença de glauconitas no Albiano Superior indicando ambiente marinho raso nesta idade, ao mesmo tempo que no poço Sota verifica-se a transição das fácies continentais, Meso-Albiano, para as fácies marinhas, Albiano Superior (Humble Geochemical Services, 2003; Kerr-Mcgee, 2007).

3.2.2. Sequência Sin-Transformante - Formações “Arenito Albiano” Superior, Abeokuta e Awgu

A sedimentação marinha começa com arenitos e folhelhos marginais que compõe a parte superior do “Arenito Albiano”.

Durante o Cenomaniano e o Coniaciano Inferior ocorrem depósitos de arenitos grossos de fraca seleção intercalados com finas camadas de folhelhos sobreposto a folhelhos e argilitos depositados como um leque deltaico retrabalhado em ambiente marinho marginal a plataformal. O depocentro está localizado no leste da bacia, onde a espessura máxima é registrada em 1.000 m, a unidade fica mais fina ao norte e a oeste. Esta sequência corresponde à Formação Abeokuta (ou “Arenito Turoniano”). Brownfield & Charpentier (2006) afirmam que esta formação está presente por toda a Bacia do Benin e, localmente acima do embasamento.

Entre a Formação Abeokuta e a discordância senoniana há a Formação Awgu (Figura 19) no Coniaciano consistindo de folhelhos calcíferos de coloração cinza escuro intercalados com argilitos calcíferos e arenitos finos, depositados em ambiente marinho anóxico (Brownfield & Charpentier, 2006).

No Santoniano, a sedimentação foi interrompida nas áreas plataformais devido ao soerguimento transpressivo até o Campaniano Superior.

3.2.3. Sequência Pós-Transformante ou Margem Passiva - Formações Araromi, Imo, Oshoshun, Afowo, Benin e Ijebu

A Formação Araromi depositou-se progressivamente contra as áreas elevadas pela transpressão em *onlap* conforme o relativo aumento do nível do mar, é dominada por folhelhos e a espessura varia entre 100 e 500 m. A sedimentação siliciclástica continua com folhelhos pelágicos e areias turbidíticas em águas profundas no Paleógeno Inferior. A Formação Araromi é coberta pela Formação Imo (Paleoceno Médio a Eoceno Inferior) que, por sua vez, está sotoposto pela Formação Oshoshun (Eoceno Médio). Essas formações do Paleógeno Inferior têm 350 m e 150 m de espessura respectivamente e mostram uma relação discordante *onshore* e conformidade *offshore*, comum em toda estratigrafia pós-transformante (Fugro, 2010).

Durante o Oligoceno Superior, uma grande discordância se desenvolveu ao longo da bacia erodindo fortemente as camadas mais antigas. A discordância foi causada por uma queda eustática do nível do mar (Figura 20) ligada a um período de glaciação (Miller *et al.*, 1985).

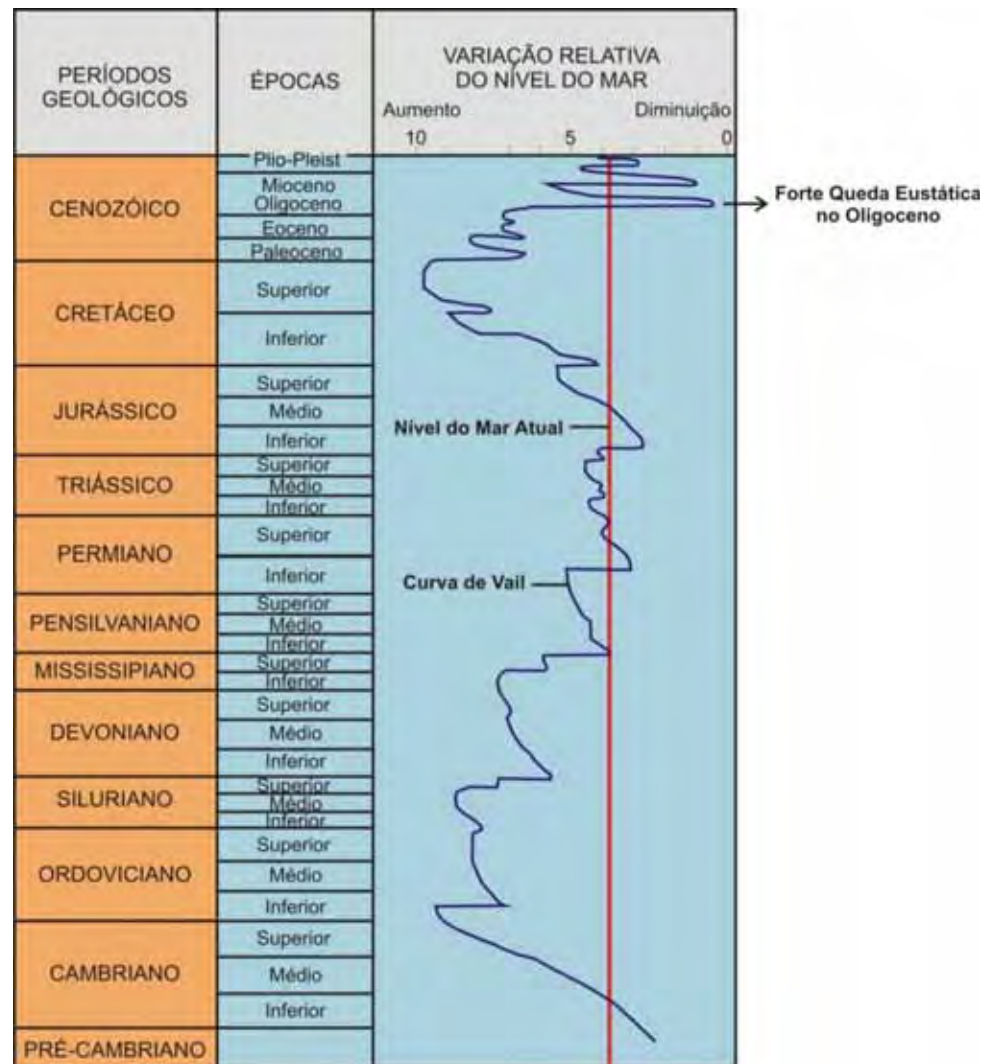


Figura 20: Curva de Vail com a variação global do nível do mar e a abrupta queda eustática no Oligoceno (Levin, 2006 *apud* Vail et al, 1977).

No Mioceno a sedimentação recomeçou com a deposição da Formação Afowo (Figura 19) em águas marinhas com folhelhos e areias turbidíticas. Uma segunda discordância miocênica separa o membro inferior do superior da Formação Afowo (Brownfield & Charpentier, 2006).

A Formação Benin do Plioceno e a Formação Ijebu do Plioceno (?) ao Holoceno (Figura 19) completam a estratigrafia da bacia com depósitos siliciclásticos de arenitos em águas rasas e, folhelhos e turbiditos de águas profundas.

3.3. Sistemas Petrolíferos da Bacia do Benin

3.3.1. Sistemas Petrolíferos Regionais

Segundo Milani *et al.* (2000), um sistema petrolífero ativo compreende a existência e o funcionamento síncronos de quatro elementos (rochas geradoras maduras, rochas reservatórios, rochas selantes e trapas) e dois fenômenos geológicos dependentes do tempo (migração e sincronismo).

Brownfield & Charpentier (2006) consideram seis rochas geradoras potenciais na bacia:

- 1) Formação Ise (Neocomiano) contém querogênio tipo I e carbono orgânico total (COT) por volta de 4%, este estrato é constituído por folhelhos lacustres;
- 2) rochas favoráveis à geração de gás do Albiano têm sido identificadas na Bacia da Costa do Marfim-Tano (Figura 1) de ambiente continental a marginal marinho, rochas semelhantes podem estar presentes na Bacia do Benin;
- 3) folhelhos e folhelhos calcíferos do Cretáceo Médio (continental a marginal marinho) são esperados conter querogênio tipo III, favoráveis à geração de gás;
- 4) folhelhos da Formação Awgu no Coniaciano;
- 5) folhelhos da Formação Araromi do Maastrichtiano e
- 6) a Formação Imo do Paleoceno ao Eoceno contém rochas geradoras marinhas no *offshore* da bacia, com querogênio tipo II e tipo II-III e COT variando entre 2 a mais de 5%.

Os mesmo autores enfatizam quatro diferentes níveis de reservatórios:

- 1) arenitos (ambiente fluvial a deltaico) do Cretáceo Inferior;
- 2) o “Arenito Albiano” marinho no *offshore*;
- 3) canais turbidíticos da Formação Abeokuta no Cretáceo Superior; em geral, essas rochas possuem uma porosidade maior do que os reservatórios Cretáceo Inferior;
- 4) os arenitos da Formação Araromi (Neógeno), que são interpretados como leques de talude.

Vale ressaltar que a rocha geradora somente será eficaz se a sua maturidade for alcançada, sendo fundamental uma condição de pressão e temperatura adequada para expelir o hidrocarboneto sem que essas rochas se tornem supermaturas. Assim, somente os folhelhos

mais profundos das formações Ise, “Arenito Albiano” e Abeokuta devem ter as condições necessárias para serem rochas geradoras ativas. Um exemplo desta relação é observada na porção *onshore* (Dahomey Embayment), onde arenitos betuminosos ocorrem em afloramentos do Cretáceo Superior. A fonte deste hidrocarboneto não pode ser provida do pacote sedimentar *onshore*, pois a espessura ali é incapaz de amadurecer as rochas geradoras. Estudos geoquímicos mostram que a fonte do hidrocarboneto vem de estratos lacustres do Neocomiano (Formação Ise) localizados em *offshore*, onde as sequências sedimentares acima são espessas o suficiente (maior pressão e temperatura) para maturar a rocha geradora (TGS-NOPEC, 2005).

3.3.2. Sistemas Petrolíferos da Área de Estudo

Com a perfuração de três poços (Fifa, Hihon e Sota), é possível delinear com maior precisão as condições do sistema petrolífero nas águas profundas da Bacia do Benin. Dados geoquímicos dos poços Fifa e Hihon indicam pelo menos duas rochas geradoras maduras, uma favorável à geração de óleo (Pré-Aptiano a Aptiano de ambiente lacustre) e uma propícia a formação de gás (Albiano-Aptiano de ambiente marginal marinho a continental). Há também mais uma rocha geradora conhecida na área (favorável para geração de óleo), do Albiano ao Cenomaniano (marinho), reconhecida em análises de exsudação de petróleo (*oil seep*) na parte nordeste da área de estudo (Figura 3).

Além das rochas geradoras, os poços Fifa e Hihon comprovaram a existência de hidrocarboneto nos reservatórios areníticos em trapas estruturais do Albiano. Indícios de gás em trapa estratigráfica também ocorrem na unidade do Cretáceo Superior amostrado pelo poço Fifa. O selo para esses sistemas são folhelhos do Albiano Superior e do Cretáceo Superior (Figura 21).

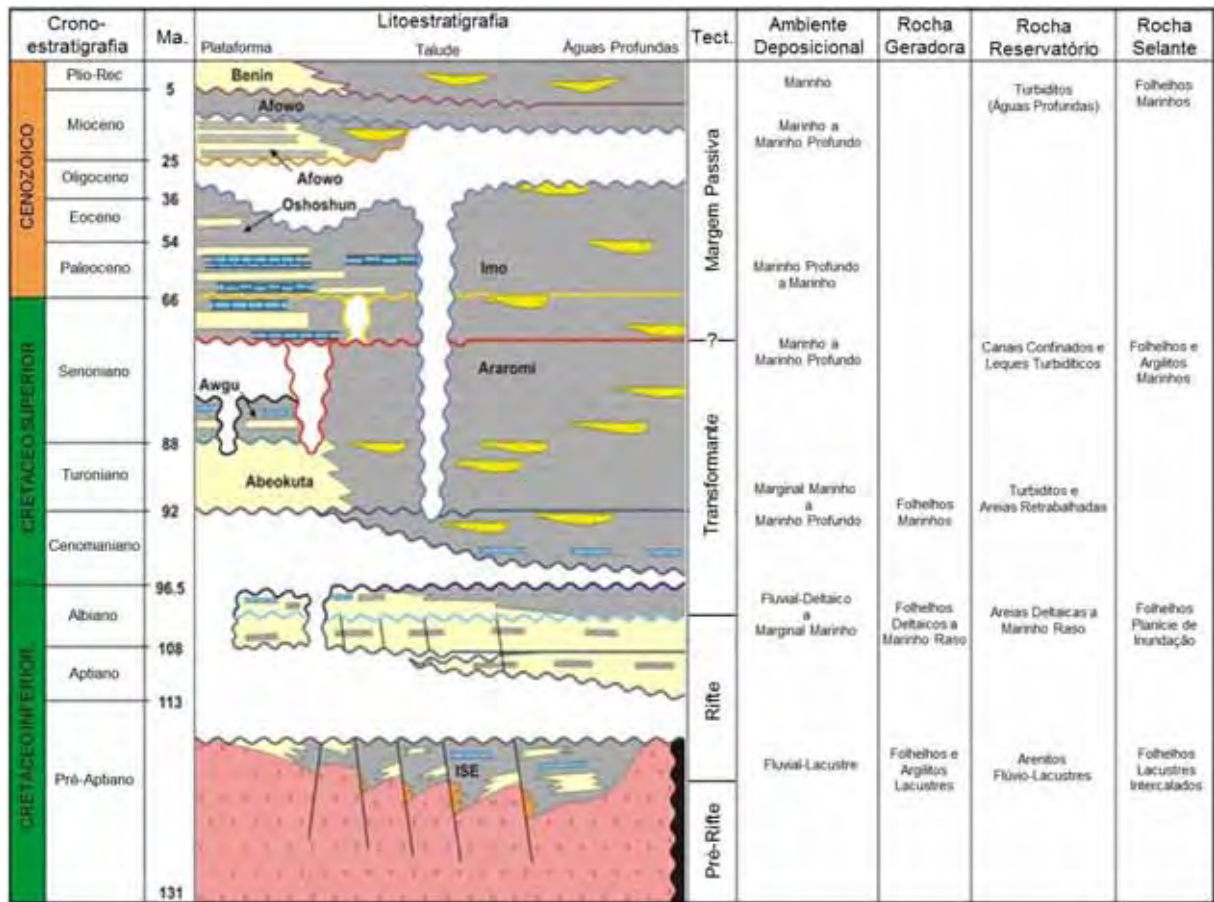


Figura 21: Carta estratigráfica da Bacia do Benin (Modificado de Kerr-McGee, 2004).

4. MATERIAIS E MÉTODOS

4.1. Base de Dados

Para o desenvolvimento da pesquisa, foram interpretados dados sísmicos 3D (3.313 km²) e 2D (83 linhas sísmicas) fornecidos pela *Compagnie Béninoise des Hydrocarbures* (CBH SARL) utilizando o software *Petrel* da companhia *Schlumberger*.

As informações de três poços perfurados na área (Figuras 3 e 22) foram aplicadas na amarração dos principais horizontes estratigráficos. Deve-se mencionar que a sísmica tridimensional encontra-se processada em profundidade (PSDM), tendo a calibração direta com os poços. A sísmica 2D por sua vez encontra-se processada em tempo (PSTM).

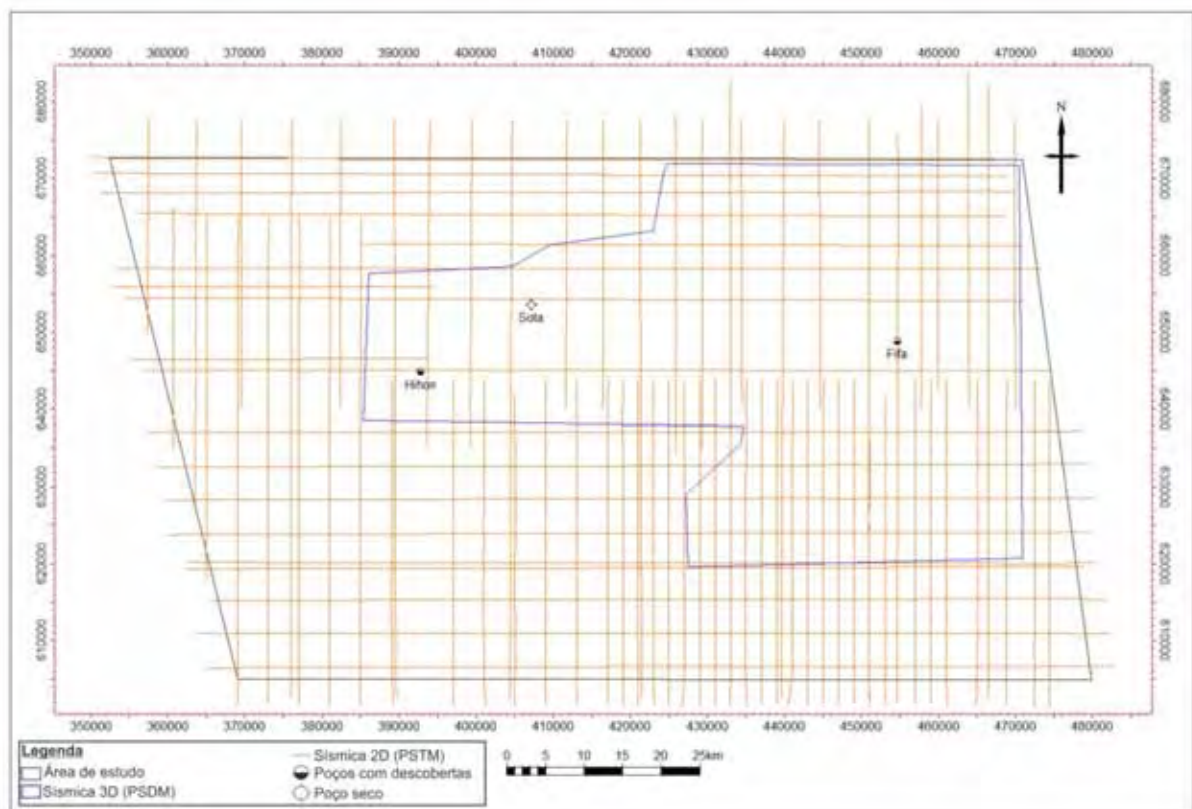


Figura 22: Mapa de distribuição dos dados sísmicos e poços utilizados na pesquisa.

4.2. Interpretação dos Horizontes Sísmicos

Os relatórios contidos junto com os dados de poços auxiliaram no reconhecimento dos principais intervalos estratigráficos, no total, dez horizontes foram mapeados: Embasamento, Pré-Albiano, Meso-Albiano, Albiano-Superior, Campaniano, Topo do Cretáceo (Maastrichtiano), Paleoceno, Oligoceno/Eoceno, Mioceno e Fundo do Mar (Figura 23).

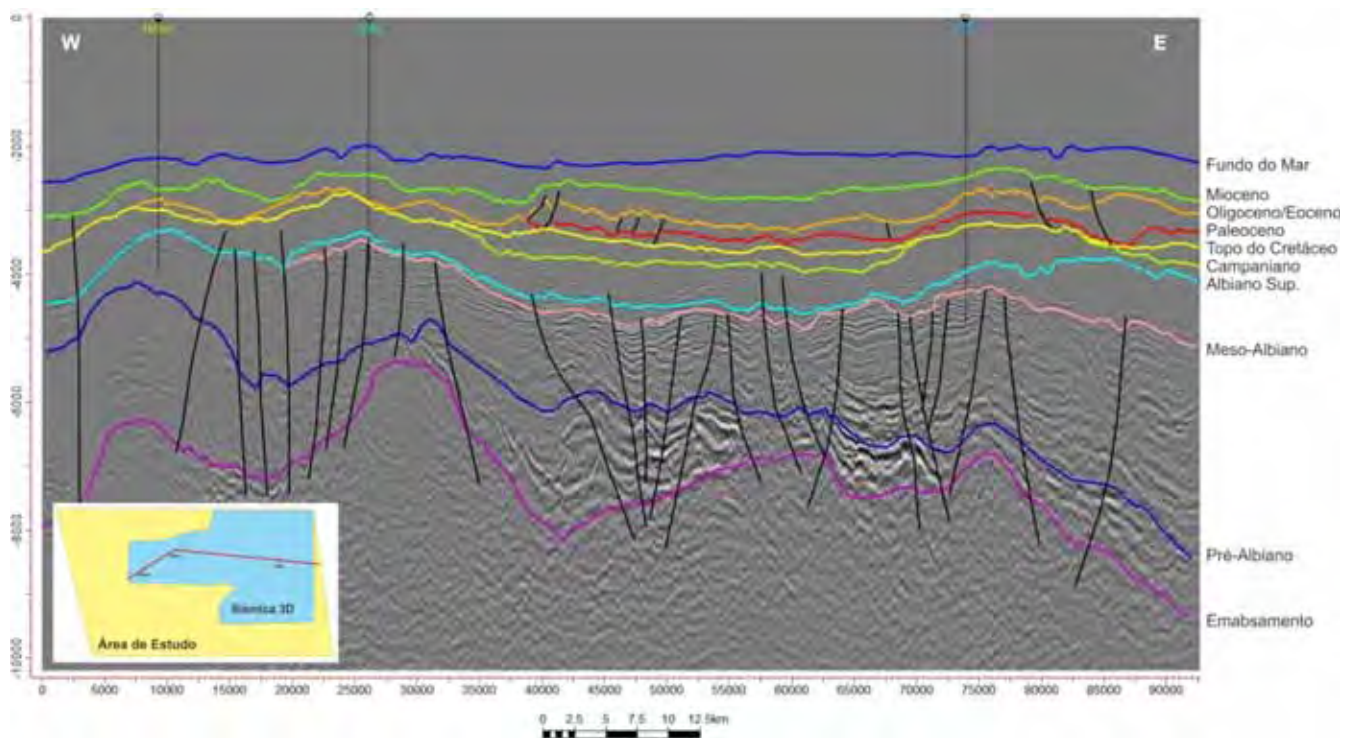


Figura 23: Seção sísmica 3D aleatória (linha vermelha no mapa) com os três poços disponíveis para a calibração dos horizontes.

Primeiramente a calibração dos horizontes foi feita no dado sísmico 3D (em profundidade), onde seções transversais e paralelas à linha de costa (Crossline e Inline, respectivamente) foram interpretadas. O mapeamento iniciou-se em uma escala regional, com uma malha de cinquenta linhas (equivalente a 1.240 m), calibradas uma na outra através do cruzamento das mesmas e, assim, a interpretação da sísmica 3D foi detalhada com uma distância de vinte e cinco linhas, ou 620 m de distância entre elas (Figura 24).

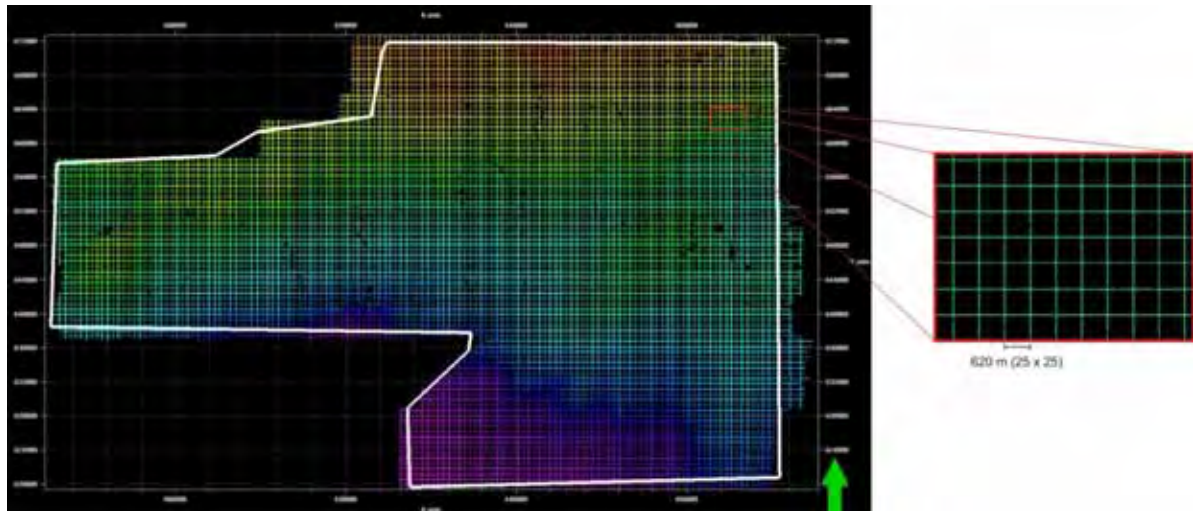


Figura 24: Exemplo de um horizonte sísmico com a interpretação detalhada em uma malha de 25 x 25 linhas de distância (620 m) no dado sísmico 3D.

Em seguida, a interpretação envolveu a área da sísmica 2D (em tempo), porém devido à qualidade deste dado, a interpretação ficou concentrada nas porções mais profundas da área de estudo. Na zona rasa as linhas sísmicas apresentam muitos ruídos e baixas frequências, dificultando a interpretação e tornando-a imprecisa; seis horizontes foram interpretados na sísmica bidimensional: Embasamento, Pré-Albiano, Meso-Albiano, Albiano Superior, Campaniano e Fundo do Mar (Figura 25). Em virtude desta problemática, o foco do estudo se deu principalmente na sísmica 3D, porém sem descartar a importância das linhas sísmicas.

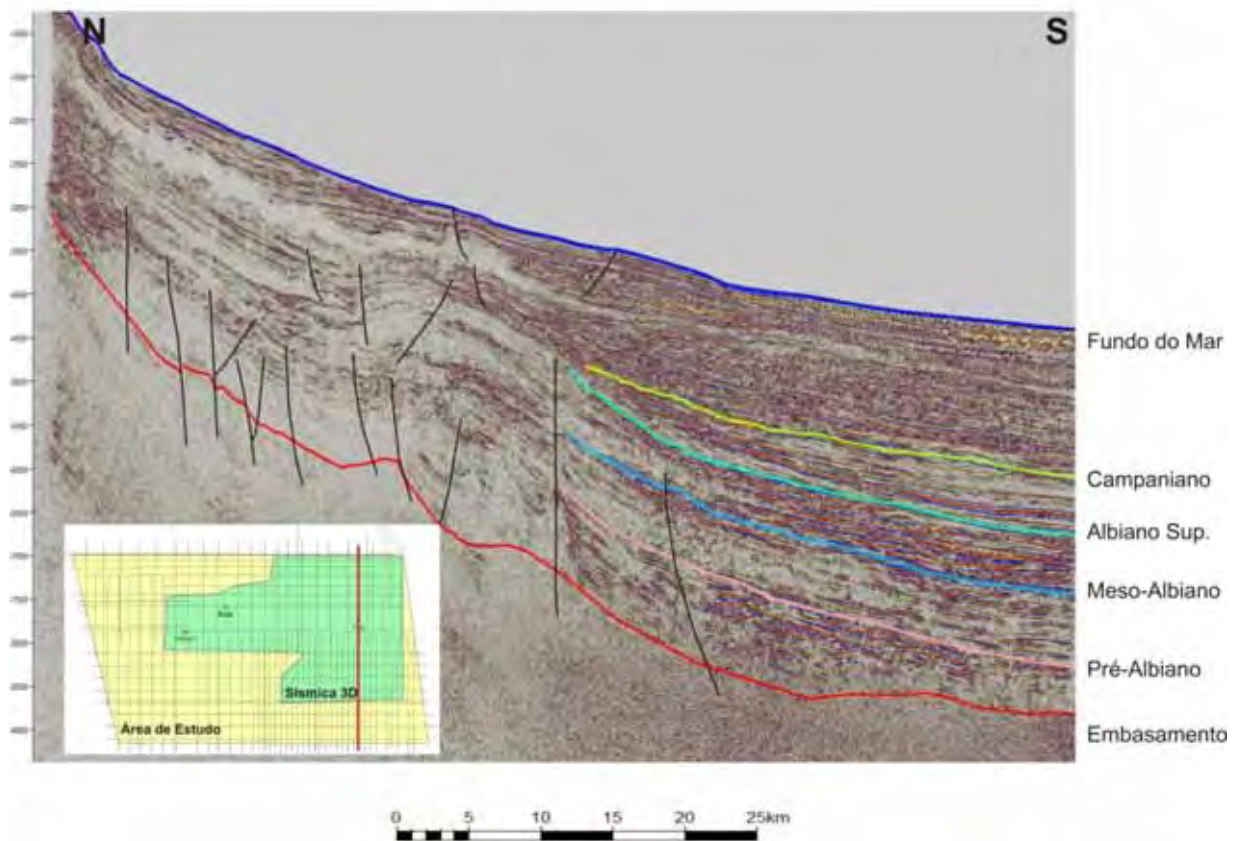


Figura 25: Exemplo de uma interpretação da seção sísmica 2D (linha GCD_2003_2D_KMG03-1103, traço vermelho no mapa de localização), escala vertical em tempo duplo, com uma melhor resolução nas partes profundas (em direção ao sul) da área de trabalho.

4.3. Mapas de Contorno Estrutural e Conversão Tempo *versus* Profundidade

Uma vez concluída a interpretação sísmica, mapas de contorno estrutural (Figura 26) foram confeccionados para cada horizonte, utilizando o método de interpolação Mínima Curvatura. Ao expressar o relevo do horizonte estratigráfico, tal procedimento é útil na observação de fechamentos estruturais, configurando possíveis trapas para os hidrocarbonetos.

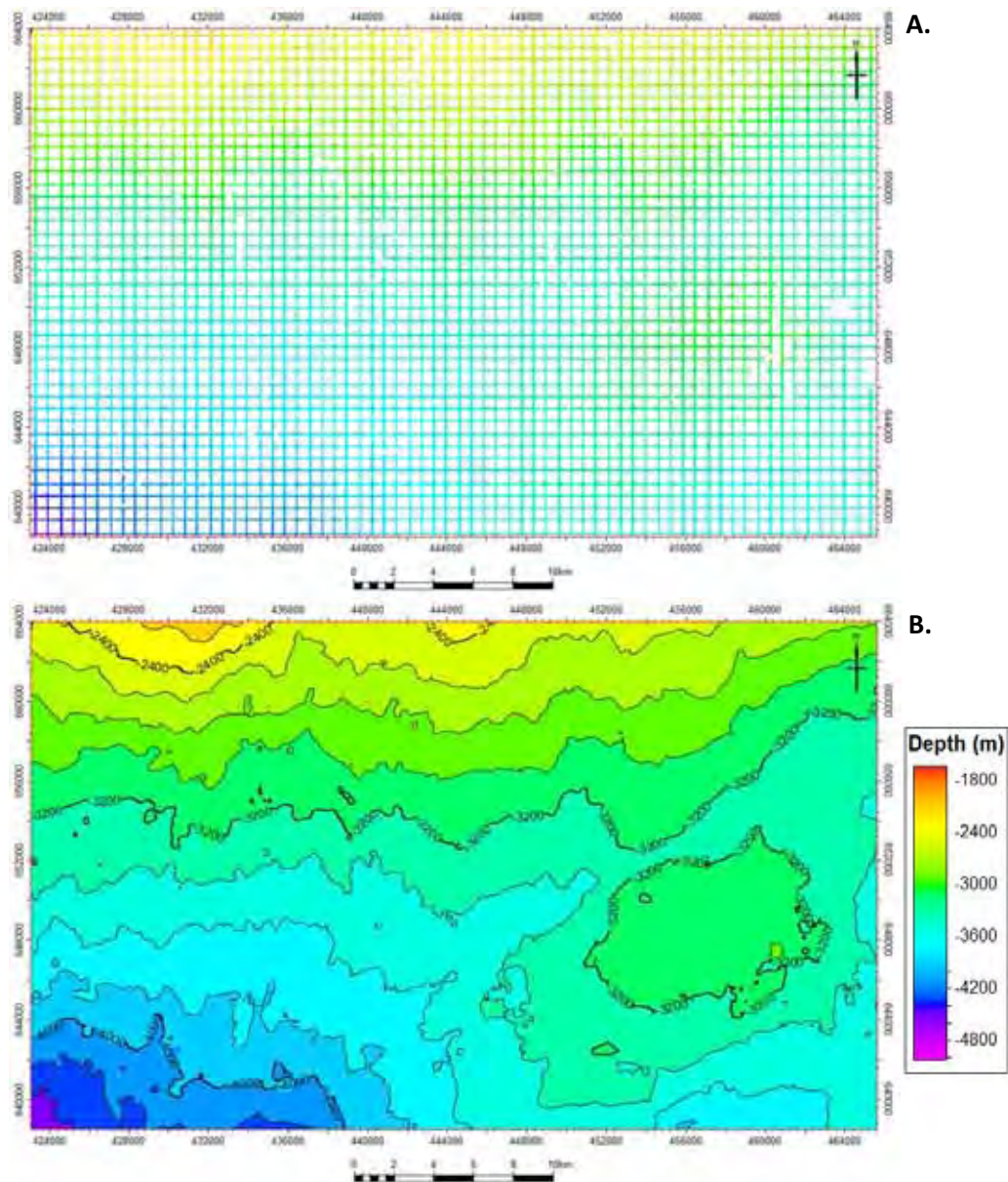


Figura 26: Interpolação de um horizonte sísmico (A) para confecção de um mapa de contorno estrutural (B). Na porção leste do mapa nota-se um fechamento estrutural.

A interpretação sísmica 2D (em tempo) contribuiu na criação de mapas regionais (com a integração da sísmica 3D) do Embasamento, Pré-Albiano, Meso-Albiano, Albiano Superior, Campaniano e Fundo do Mar. Para isso foi necessária a conversão de tempo para profundidade com o auxílio das informações de *checkshots* disponíveis nos poços empregando a velocidade intervalar de cada interface. Para o Pré-Albiano e Embasamento (níveis não perfurados) foram considerados os últimos valores medidos do poço Fifa (o mais profundo), Tabela 2.

Tabela 2: Velocidade intervalar calculada para os horizontes interpretados na sísmica 2D.

Poços Horizonte	<i>FIFA</i>			<i>SOTA</i>			<i>HIHON</i>		
	Prof. (m)	TWT (ms)	Vel. Int. (m/s)	Prof. (m)	TWT (ms)	Vel. Int. (m/s)	Prof. (m)	TWT (ms)	Vel. Int. (m/s)
Fundo do Mar	2155	2882	1495,49	1993	2666,2	1495	2187	2926	1494,87
Campaniano	3252,9	4142,7	1741,73	2884,8	3639,88	1831,81	3045	3982,2	1624,69
Albiano Sup.	3949,2	4789,86	2151,86	3321,3	4119,92	1818,60	3369,9	4278,8	2190,83
Meso-Albiano	4371,5	5086,41	2848,09	3569,1	4282,16	3054,73			
Pré-Alb./Emb.	4632,6	5221,97	3852,17						

Fonte: Do autor, 2012.

Obtida a velocidade intervalar, uma média aritmética foi calculada (Tabela 3) visando padronizar um só valor para aplicar na conversão do mapa em tempo duplo (TWT) para profundidade. Estas informações foram inseridas no *Petrel* que dispõe de algoritmos para a conversão.

Tabela 3: Valores de velocidade intervalar aplicadas na conversão tempo-profundidade.

Horizonte	Velocidade Intervalar (m/s)
<i>Fundo do Mar</i>	1495,12
<i>Campaniano</i>	1732,75
<i>Albiano Sup.</i>	2053,76
<i>Meso-Albiano</i>	2951,41
<i>Pré-Alb./Emb.</i>	3852,17

Fonte: Do autor, 2012.

4.4. Mapas de Isópacas

Os mapas de isópacas são criados para obter a espessura dos níveis estratigráficos, calculando a diferença entre as superfícies mapeadas auxiliando no reconhecimento das fontes sedimentares e erosões. Neste procedimento, todos os horizontes e mapas de contorno estrutural devem estar em escala de profundidade. Ao determinar a espessura das camadas, os locais de maiores espessuras são destacados, pois devem indicar bons reservatórios.

Na Figura 27, a porção NE do mapa cuja espessura ultrapassa 300 m, é o local de maior interesse, pois pode representar um espesso reservatório.

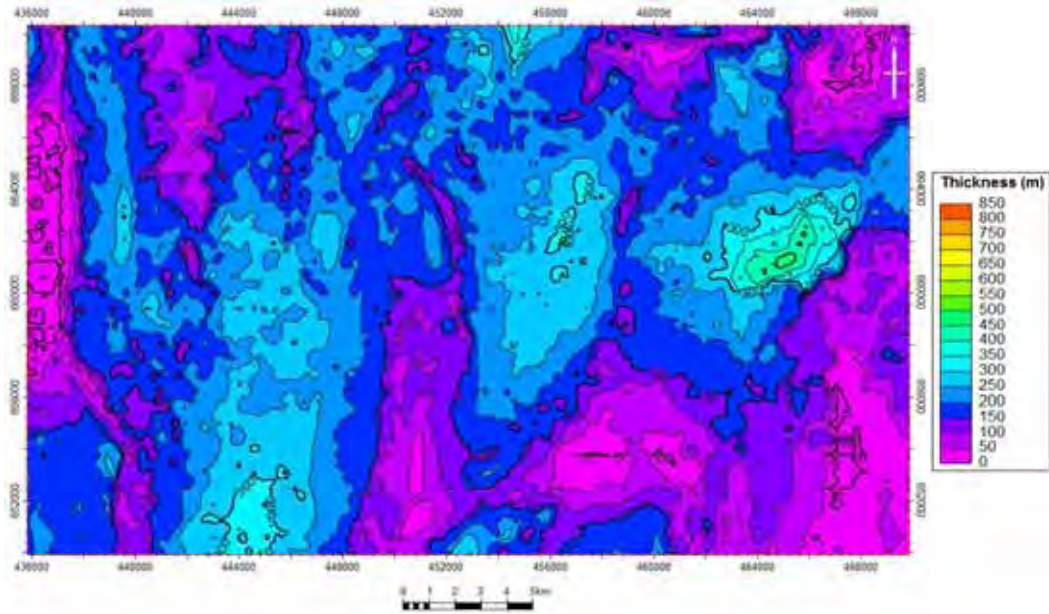


Figura 27: Exemplo de um mapa de isópaca com valores da variação de espessura em metros de um nível estratigráfico.

4.5. Mapas de Atributos Sísmicos

A amplitude de uma onda refletida está relacionada às propriedades físicas da rocha como a densidade e velocidade dos estratos. As variações da amplitude indicam alterações destas propriedades e são ressaltadas pela mudança de cor ao longo do refletor (Figura 5), às vezes vinculada aos diferentes tipos de fluidos dos poros das rochas.

Os atributos são importantes ferramentas e úteis na caracterização do reservatório, como na observação de contrastes litológicos ou na continuidade e espaçamento das camadas de interesse (Taner, 2001; Brown, 2004).

Mapas de atributos de *RMS amplitude*, *average energy*, *average* e *negative amplitude* foram produzidos para os níveis reservatórios a fim de visualizar as anomalias de amplitude presentes no dado sísmico 3D:

- ***RMS Amplitude***: É a raiz quadrada da soma dos quadrados das amplitudes dividida pelo número de amostras, conforme mostrada na fórmula:

$$\sqrt{\frac{(\sum_i^n amp^2)}{k}}$$

; onde “k” é o número total de amostras.

Este atributo pode mapear diretamente indicadores de hidrocarbonetos e outras feições geológicas pela resposta da amplitude.

- **Average Energy:** É definida como o quadrado do atributo *RMS Amplitude*, é uma medida da refletividade e pode ser usada para mapear indicadores diretos de hidrocarboneto em uma zona. Sua fórmula é dada da seguinte maneira:

$$(\sum_i^n \text{amp}^2)/k$$
 ; onde “k” é o número total de amostras;
- **Average Negative Amplitude:** A amplitude do dado sísmico é variável com valores positivos e negativos, este atributo oferece todos os valores negativos contidos.

A seleção destes atributos deve-se à boa resolução fornecida das feições geológicas, os outros atributos disponíveis no *software* não proporcionaram os resultados esperados (Figura 28).

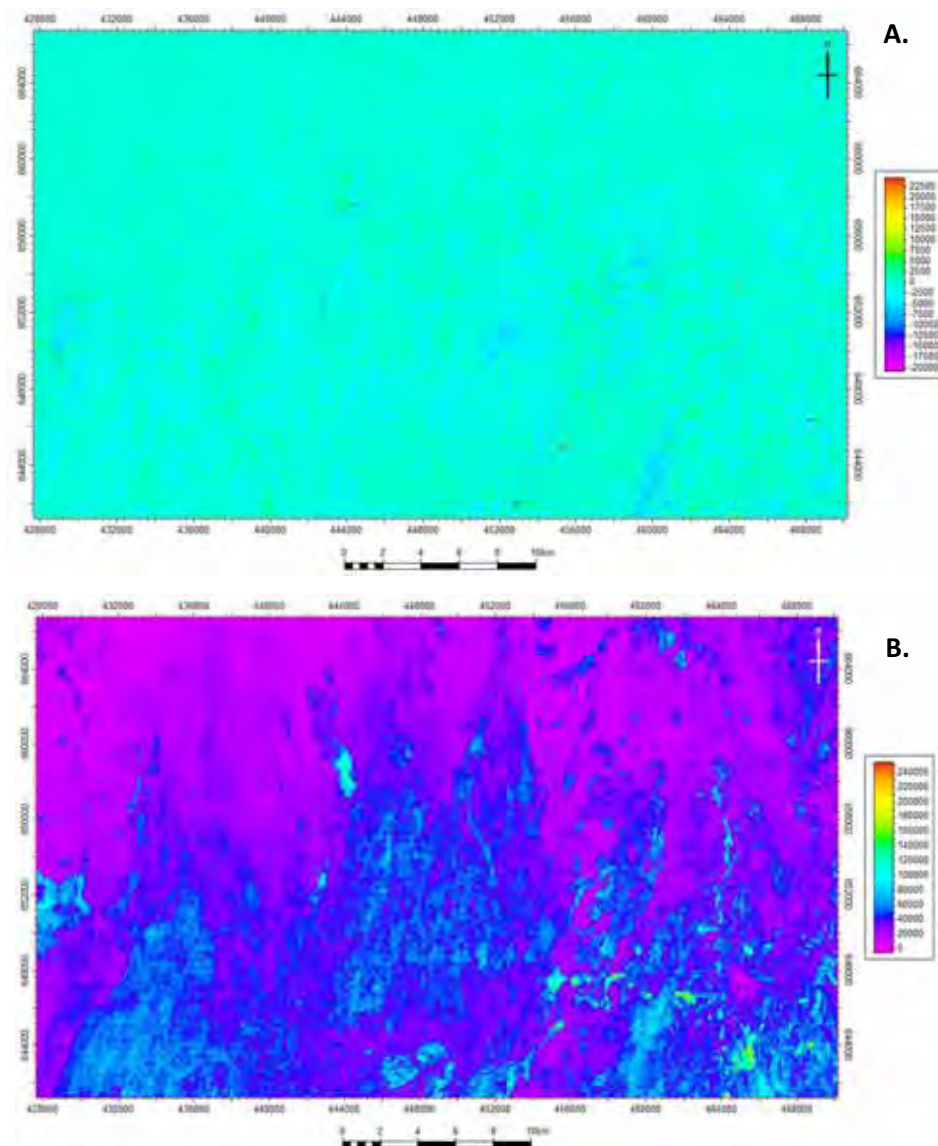


Figura 28: Comparação entre os mapas de atributos *Mean Amplitude* (A) e *RMS Amplitude* (B) na mesma área.

No mapa *RMS Amplitude*, percebe-se uma melhor visualização das anomalias.

Para extrair os mapas de atributos da sísmica, foi adotada uma janela de intervalo de 200 m para baixo do horizonte usado como referência, escolha baseada na espessura medida dos reservatórios nos poços.

Outras técnicas são aplicadas para obter estes mapas como selecionar o intervalo entre dois horizontes ou tomar como referência somente uma superfície (sem optar por nenhum intervalo), Figura 29. A preferência em adotar um intervalo específico (200 m para baixo) se deu após diversos testes nos quais verificou-se ser o método mais representativo para destacar as anomalias dos possíveis reservatórios. Na seleção por dois horizontes, as anomalias foram muito excedidas e extrapoladas devido a grande distância que pode haver entre um horizonte sísmico e outro num determinado ponto (topo e base de um intervalo) e utilizar somente uma superfície como referência costuma ser sensível ao ruído.

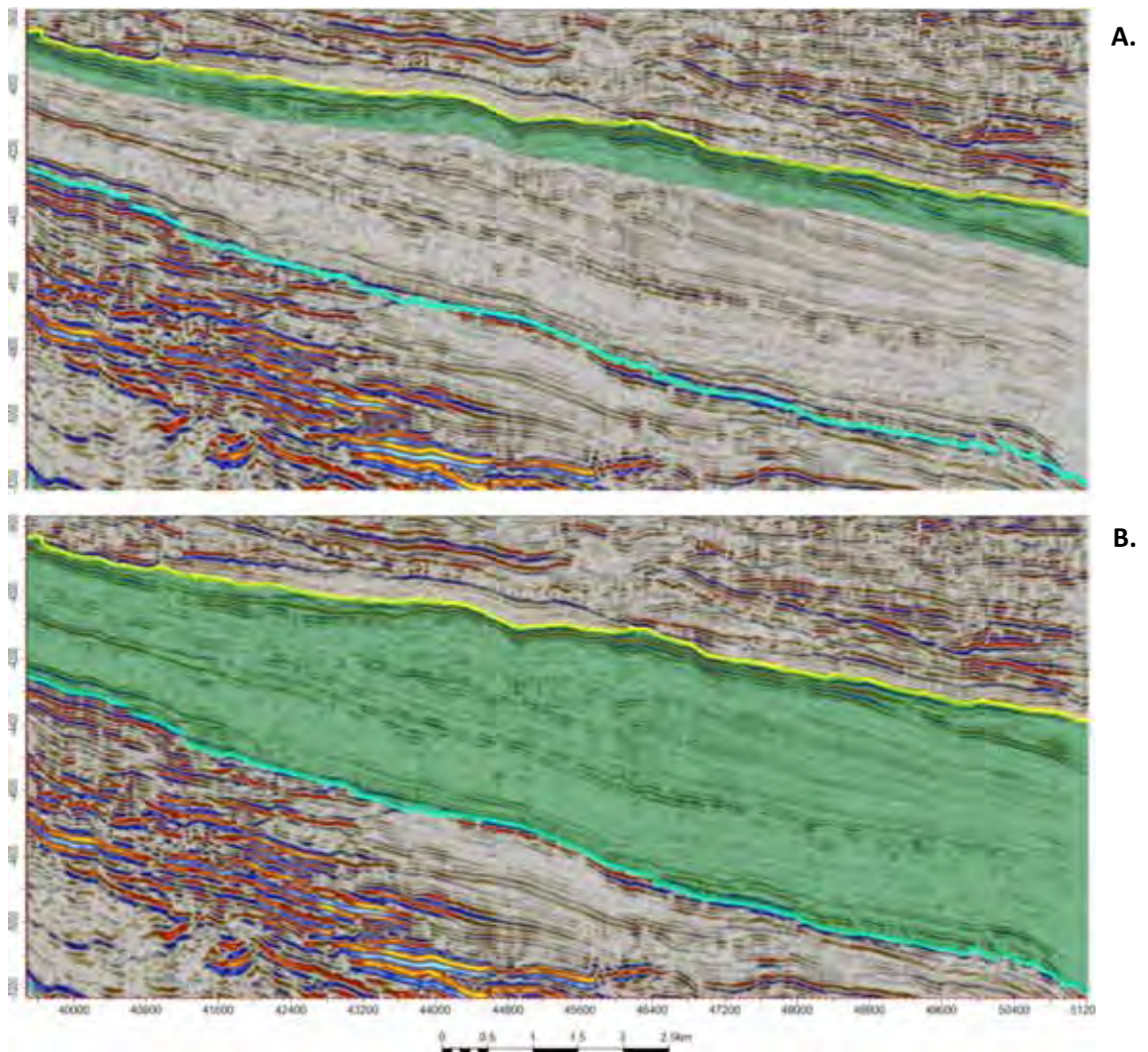


Figura 29: Seleção do intervalo para geração de um mapa de atributo (preenchimento em verde). A) Pode-se determinar um intervalo específico com um horizonte de referência ou; B) selecionar o intervalo entre dois horizontes.

5. RESULTADOS OBTIDOS

5.1. Arcabouço Estrutural

5.1.1. Tectônica Rifte

As primeiras evidências da separação continental do Gondwana são falhas predominantemente normais interpretadas do embasamento até o Meso-Albiano e, ocasionalmente, mostram continuidade até o horizonte do Campaniano através de reativações. Júnior *et al.* (2008) atribuem ao início destas falhas no Aptiano através da propagação do rifte desenvolvido no Atlântico Sul.

No embasamento, o rastreamento do horizonte na sísmica é dificultado pela baixa frequência apresentada. O intervalo é constituído por horsts, grábens e hemi-grábens originados na fase rifte.

A Figura 30 exibe uma seção sísmica com as falhas da tectônica rifte, um grande caimento do embasamento com mergulho para o sul é interpretado nas seções transversais.

No mapa de contorno estrutural do embasamento, alguns depocentros estão identificados, especialmente em direção a nordeste e noroeste do poço Fifa; os altos estruturais também podem ser observados (Figura 31). Estas feições são importantes na geração de hidrocarboneto e na formação de trapas estruturais das camadas adjacentes respectivamente.

A distribuição das principais falhas do rifte que cortam o embasamento pode ser observada na Figura 32, alguns dos baixos e altos estruturais descritos estão relacionados com as falhas normais e inversas mapeadas, possuindo orientação preferencial NE-SW/ENE-WSW.

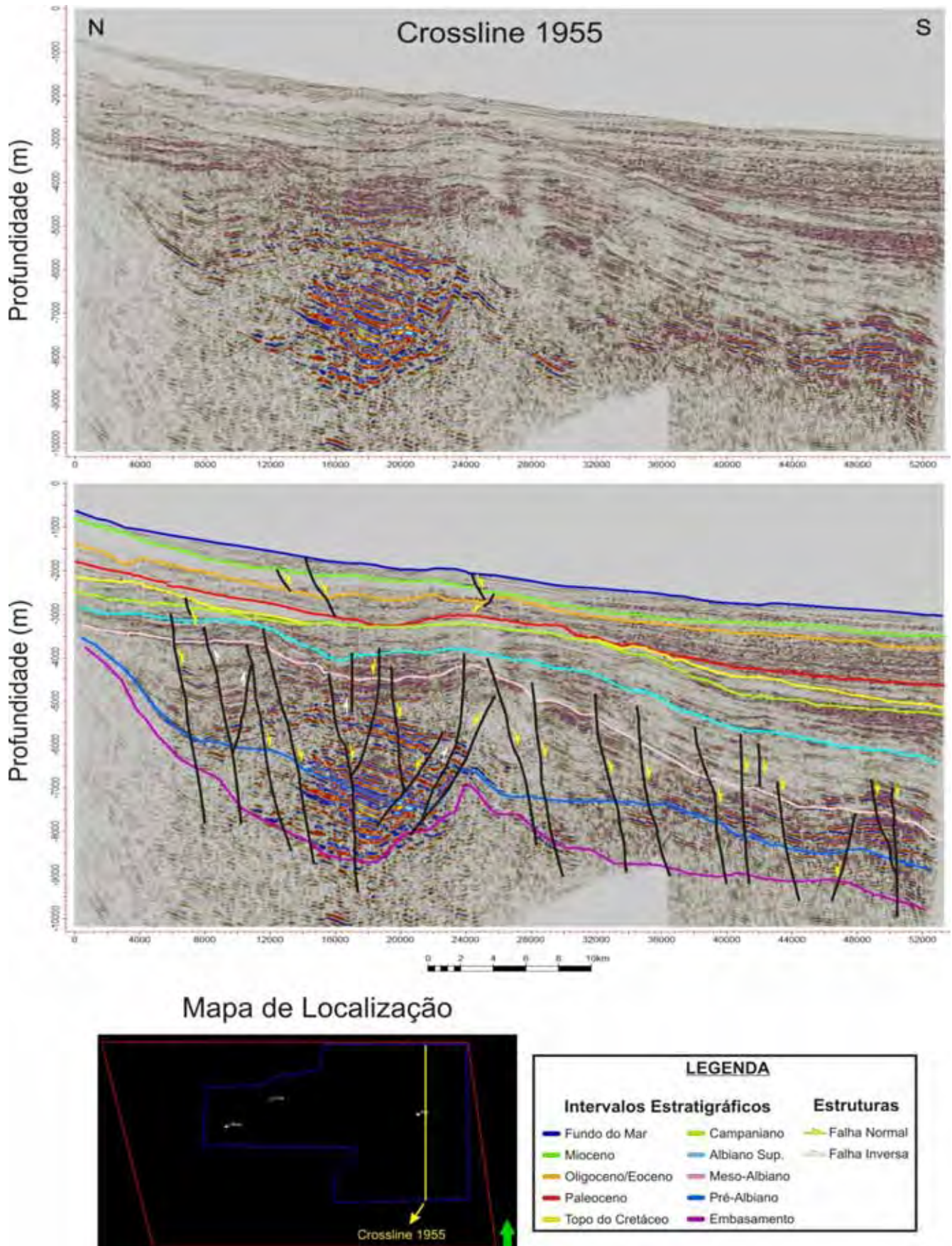


Figura 30: Interpretação do dado sísmico 3D (Crossline 1955). Nota-se um caimento com mergulho para o sul do embasamento, seguido de um alto estrutural (porção central da seção sísmica).

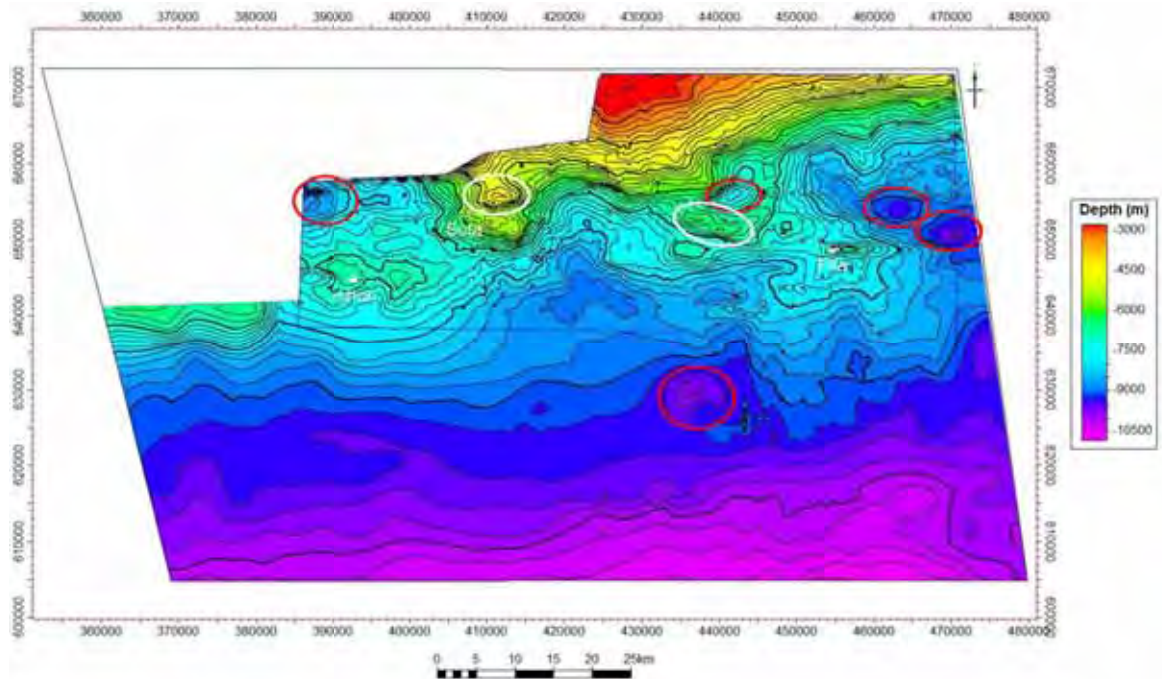


Figura 31: Mapa de contorno estrutural do Embasamento (sísmica 3D e 2D) com destaque para alguns depocentros (circunferências vermelhas) e altos estruturais (circunferências brancas).

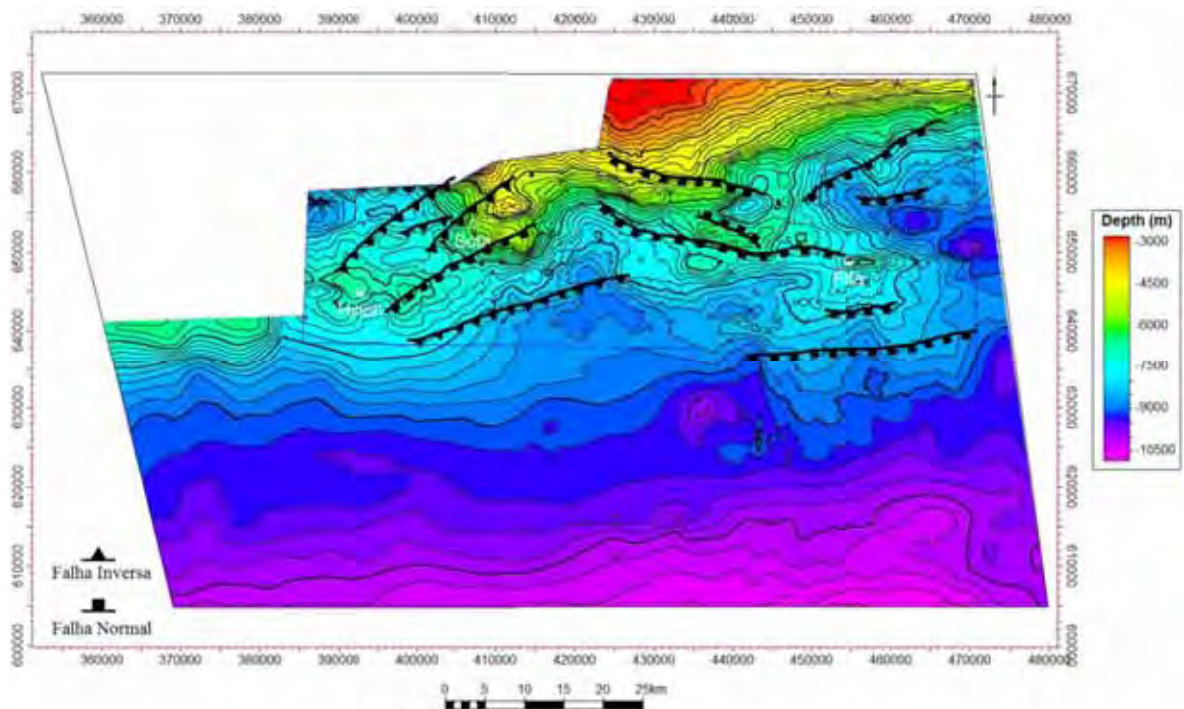


Figura 32: Distribuição das falhas normais e inversas no mapa de contorno estrutural do Embasamento (sísmica 3D e 2D).

Uma sequência denominada de Pré-Albiano (já que nenhum dos poços perfurados penetrou abaixo do Albiano), entre o Albiano Médio/Superior e o Embasamento, de idade indeterminada, foi mapeada com o propósito de simular a geometria da principal rocha

geradora (origem lacustre). Os maiores depocentros estão a leste do poço Fifa (Figura 33), algumas das falhas plotadas no mapa de contorno estrutural do embasamento (Figura 32) estão presentes (Figura 34). A sequência encontra-se afastada do embasamento (mais espessa) em direção a oeste e próxima do mesmo em direção a leste (Figura 35).

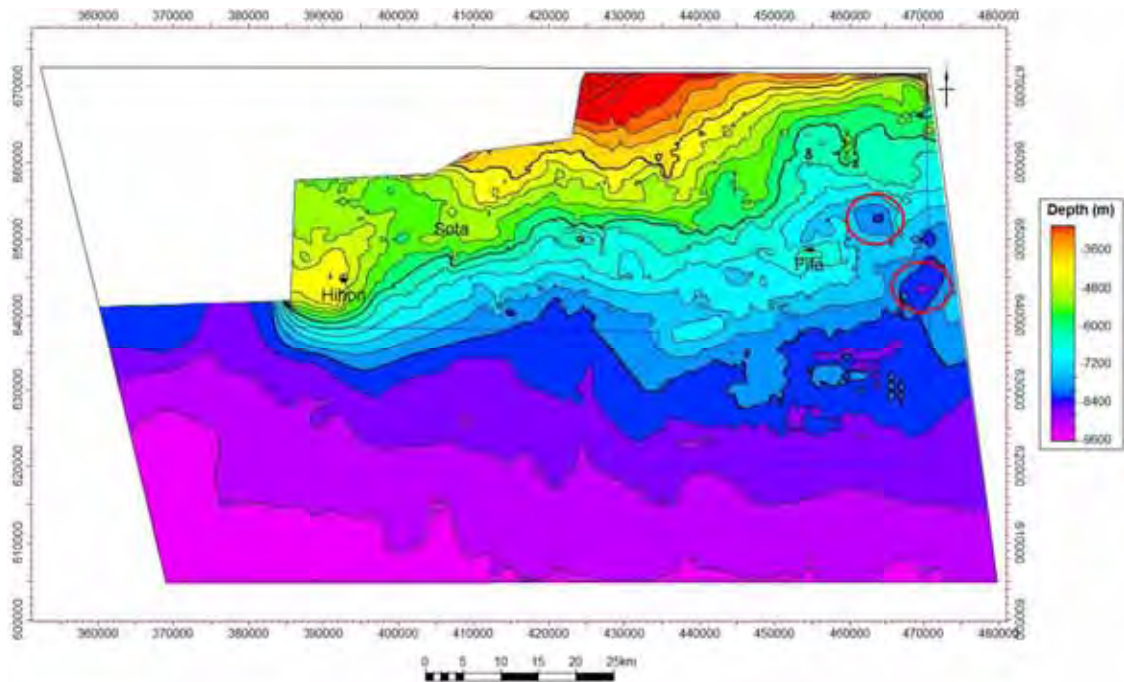


Figura 33: Mapa de contorno estrutural do Pré-Albiano (sísmica 3D e 2D) com destaque para o depocentro (circunferência vermelha) a nordeste do poço Fifa.

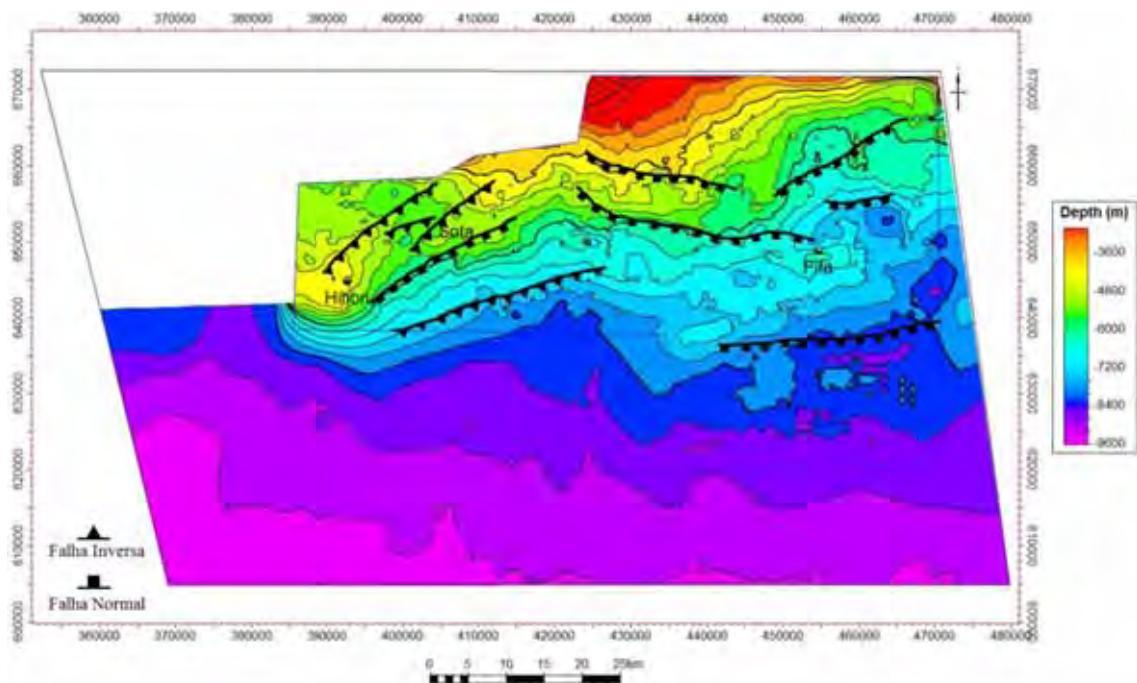


Figura 34: Distribuição das falhas normais e inversas no mapa de contorno estrutural do Pré-Albiano (sísmica 3D e 2D).

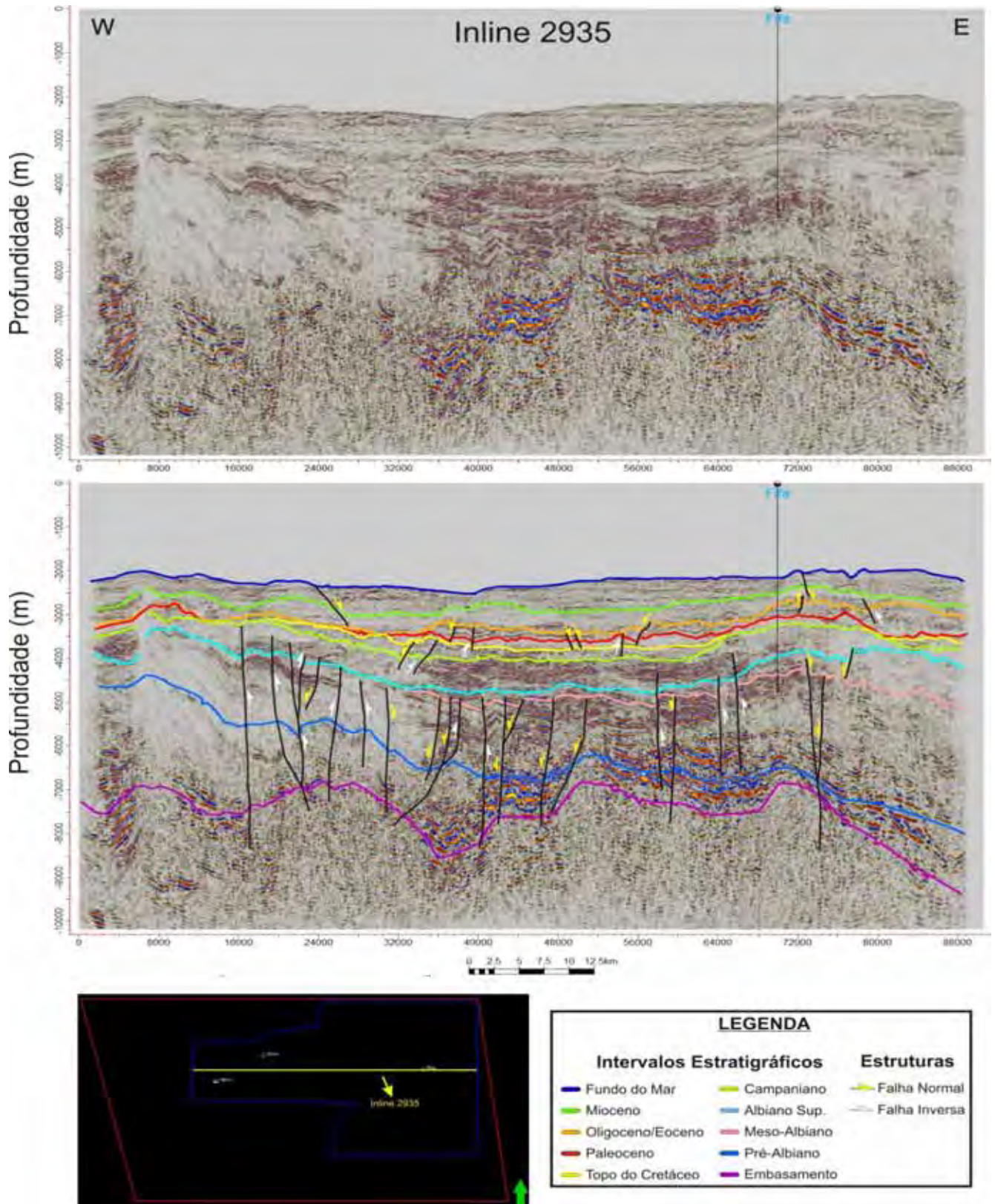


Figura 35: Interpretação do dado sísmico 3D (Inline 2935) com a sequência do Pré-Albiano afastada do embasamento em direção a oeste e próxima do mesmo em direção a leste.

No mapa de contorno estrutural do Meso-Albiano nota-se alguns fechamentos, três deles já testados pelos poços (Figura 36); as falhas normais de grande extensão do rifte são frequentes até este intervalo (Figura 37).

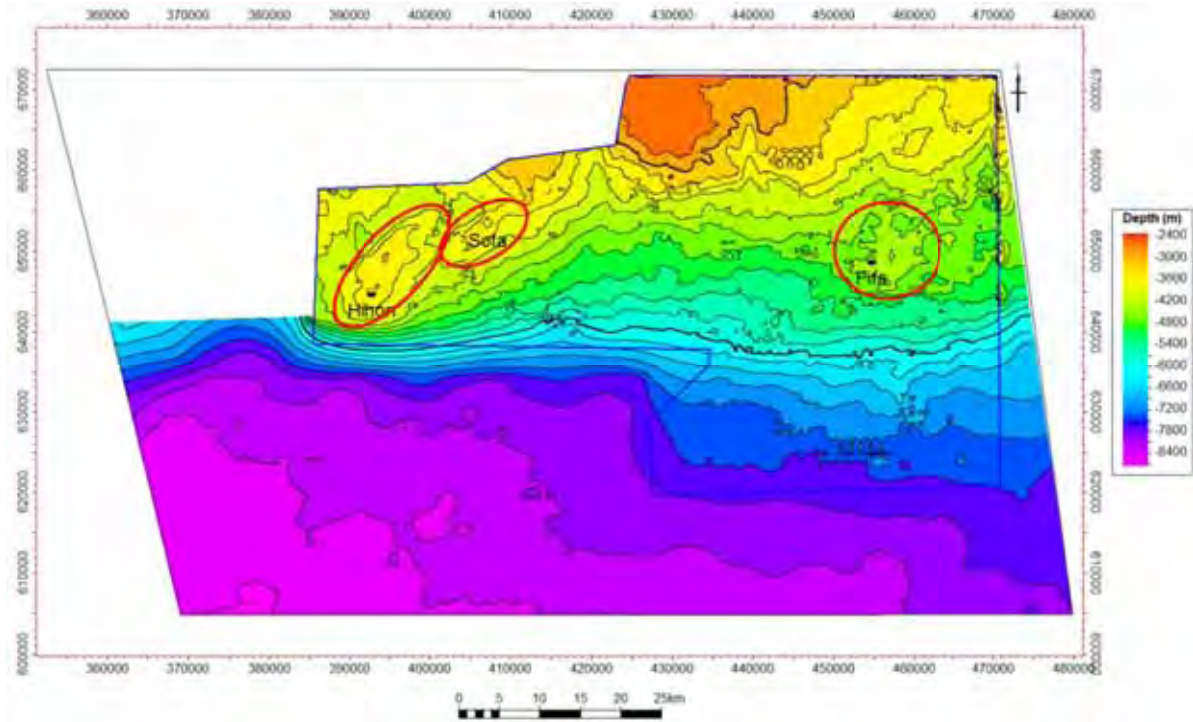


Figura 36: Mapa de contorno estrutural do Meso-Albiano (sísmica 3D e 2D) com destaque para os três fechamentos estruturais testados pelos poços (circunferências vermelhas).

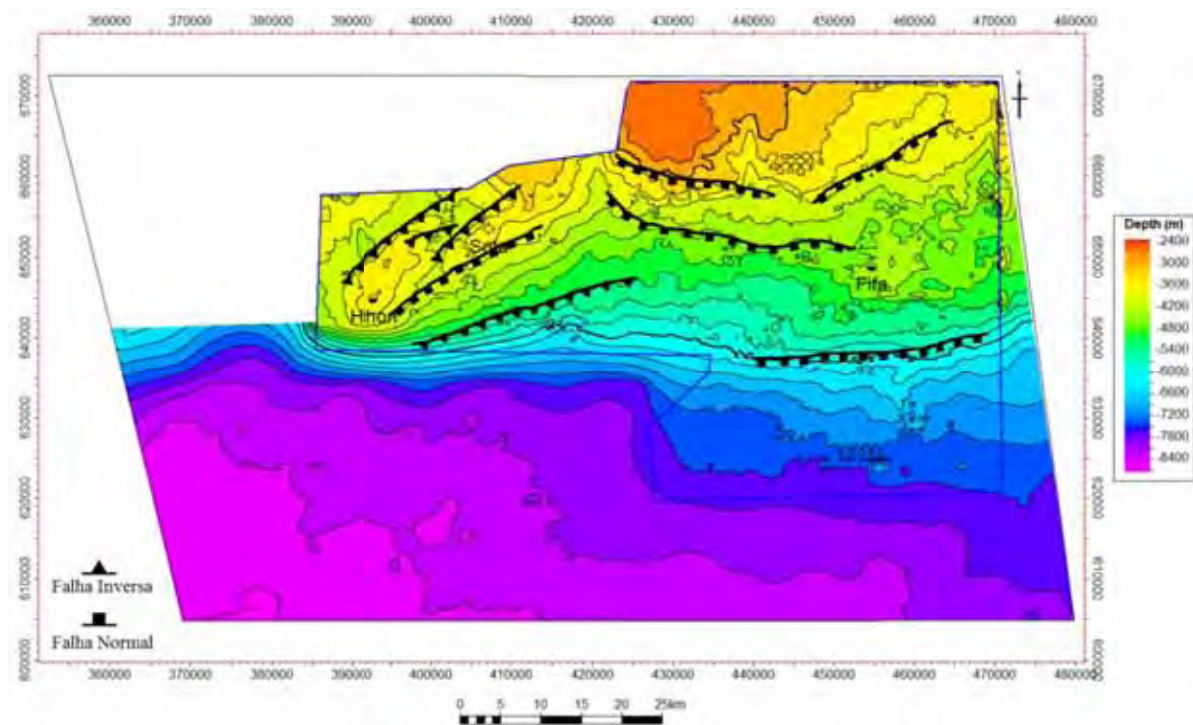


Figura 37: Distribuição das falhas normais e inversas no mapa de contorno estrutural do Meso-Albiano (sísmica 3D e 2D).

O topo do Albiano Superior apresenta uma boa reflexão sísmica, algumas falhas normais do rifte cortam essa seção estratigráfica. O mapa de contorno estrutural (Figura 38) exibe os altos avaliados pelos três poços e outros ao redor dos poços Hihon e Sota, ligados à transpressão. Estruturas em flor positiva podem ser verificadas em seções sísmicas (Figura 39).

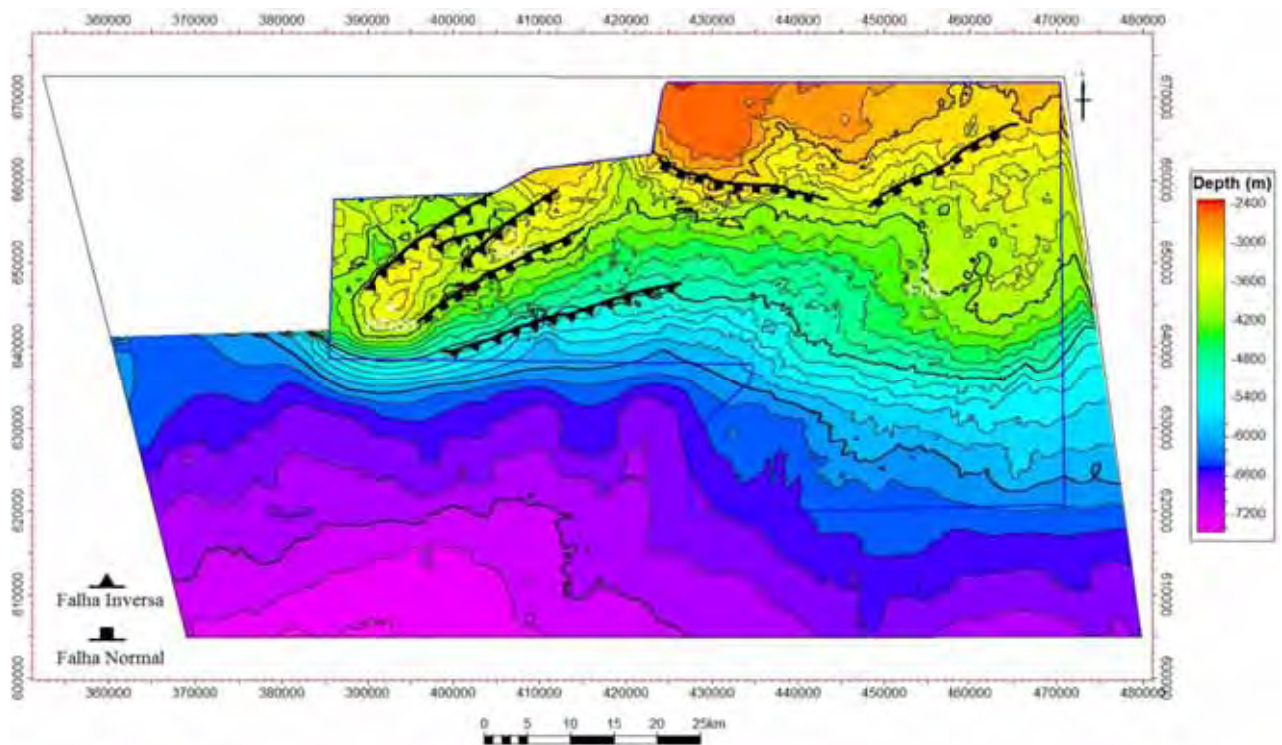
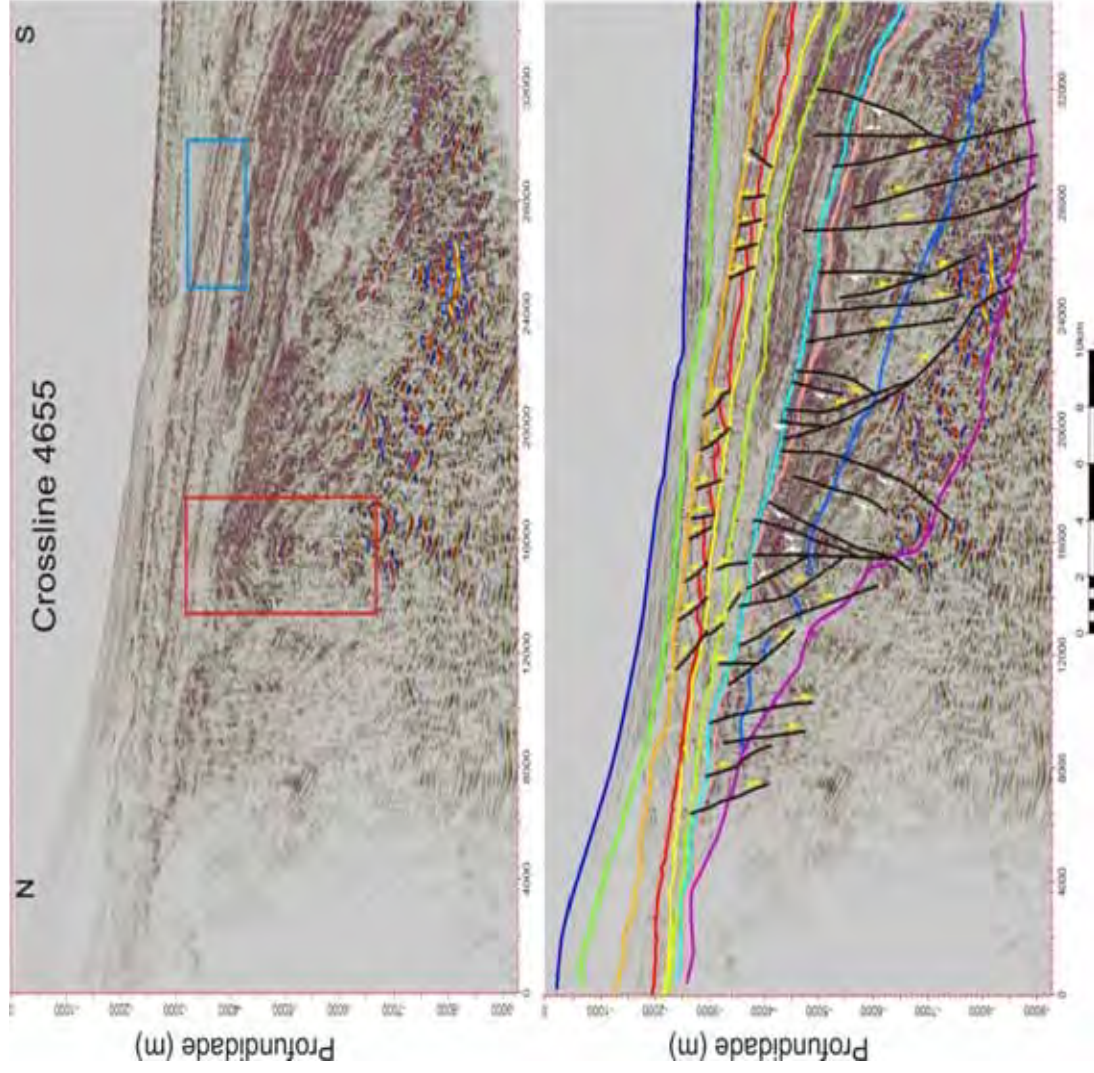


Figura 38: Distribuição das falhas normais e inversas no mapa de contorno estrutural do Albiano Superior (sísmica 3D e 2D).



Mapa de Localização

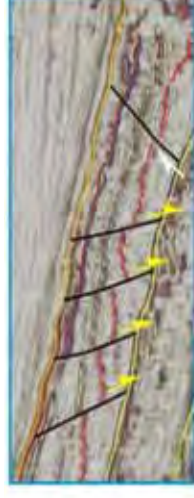


Figura 39: Interpretação do dado sísmico 3D (Crossline 4655); em detalhe a sequência de falhas normais entre Oligoceno/Eoceno e Paleoceno (retângulo azul claro) e uma estrutura em flor positiva no Albiano Superior (retângulo vermelho).

O último registro da tectônica rifte pode ser encontrado no intervalo do Campaniano, sobretudo ao norte da área por uma falha normal (Figura 40); o mapa de contorno estrutural ilustra os altos já perfurados e um outro fechamento a nordeste do poço Hihon e oeste do poço Sota.

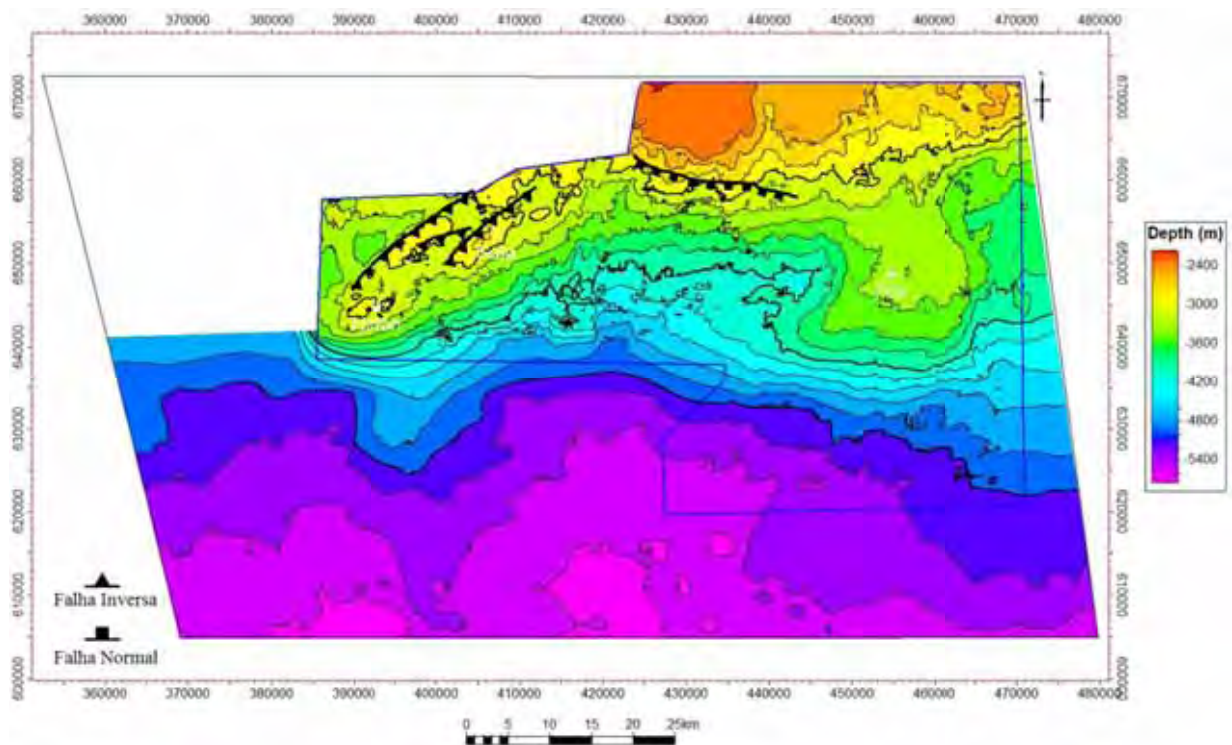


Figura 40: Distribuição das falhas normais e inversas no mapa de contorno estrutural do Campaniano (sísmica 3D e 2D).

5.1.2. Tectônica Transpressiva

Na porção oeste da sísmica 3D, próxima dos poços Hihon e Sota, falhas inversas sub-verticais com dobras associadas atravessam o Albiano Superior e afetam os sedimentos do Cretáceo Superior (Figura 41).

Estas falhas dão origem aos altos observados desde o mapa de contorno estrutural do Meso-Albiano (Figura 37) até do Topo do Cretáceo (Figura 42) na região do poço Sota.

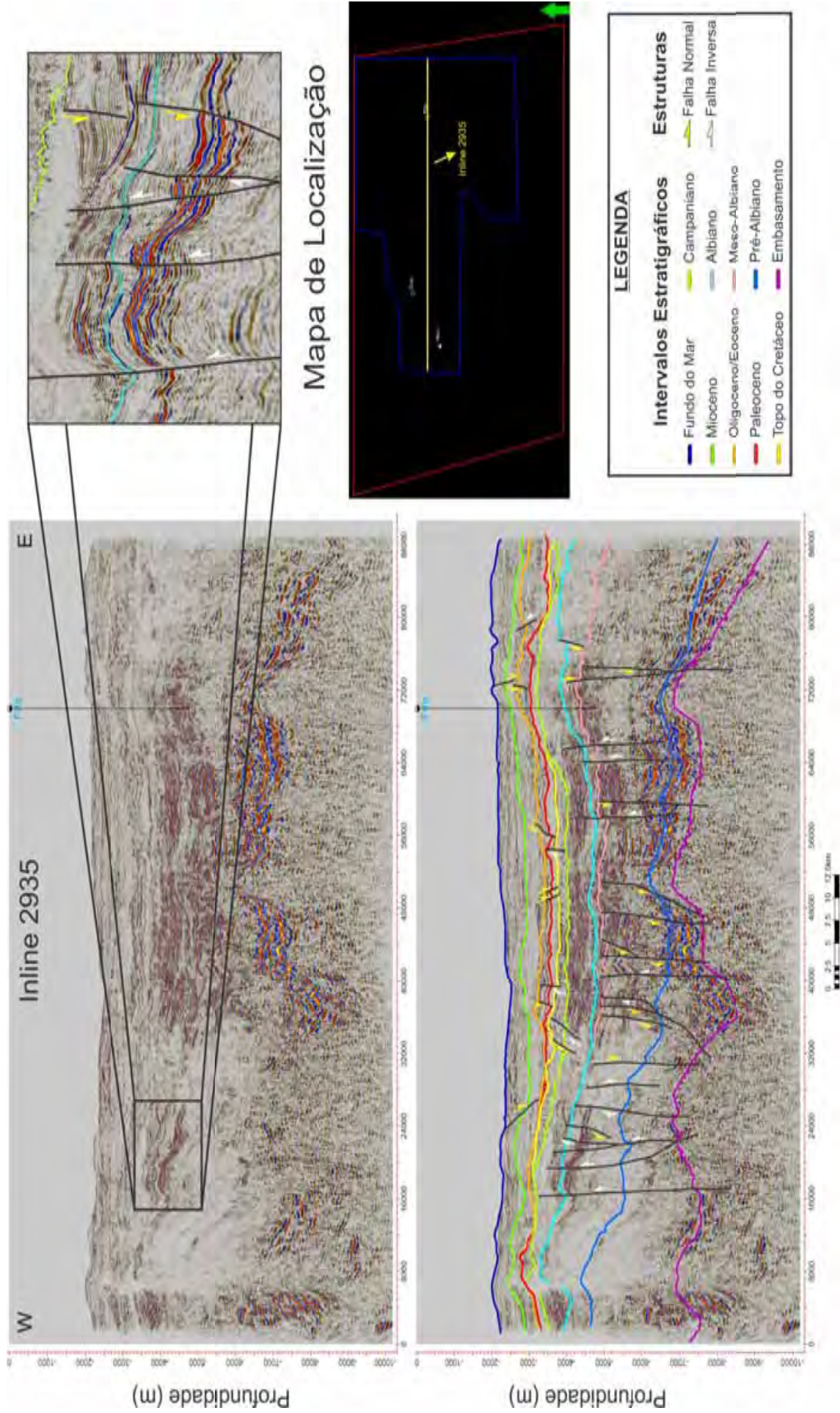


Figura 41: Interpretação do dado sísmico 3D (Inline 2935); em detalhe as falhas de alto ângulo associadas com dobras.

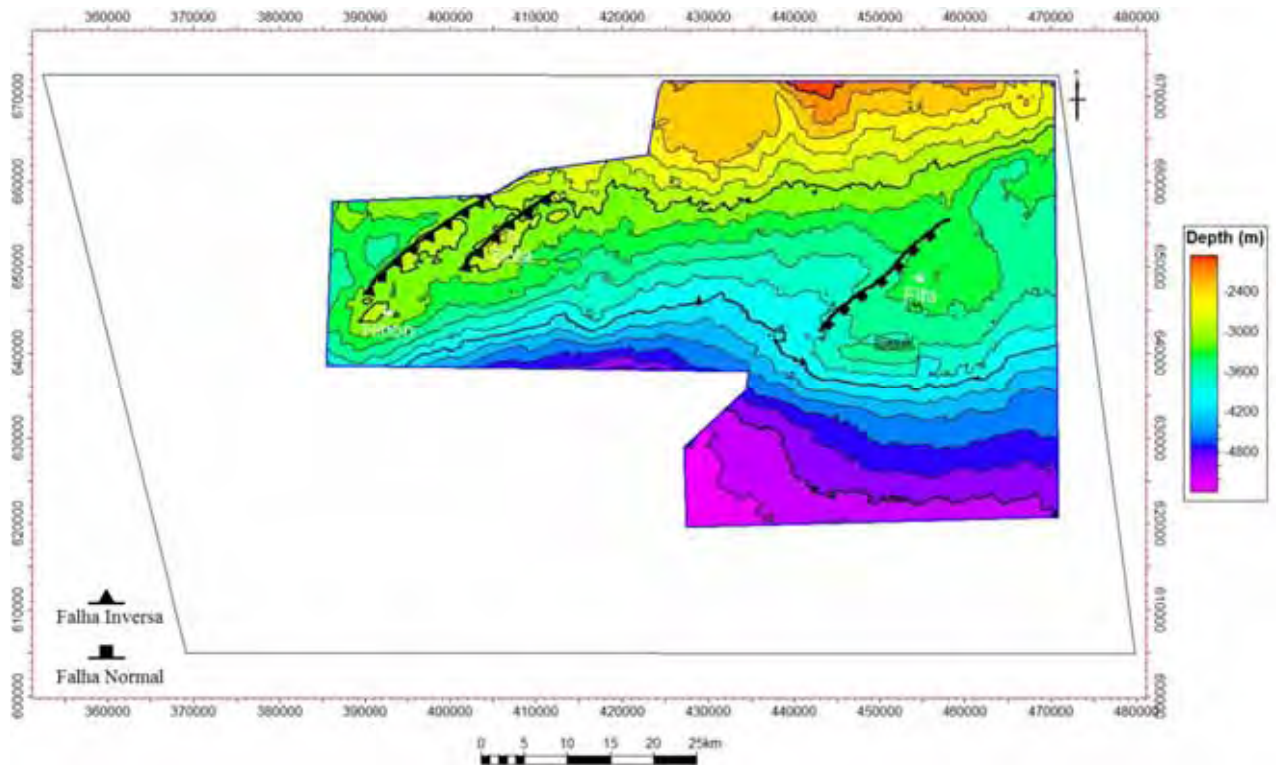


Figura 42: Distribuição das falhas normais e inversas no mapa de contorno estrutural do Topo do Cretáceo (sísmica 3D).

Contudo, a atividade desta tectônica pode ser verificada até o Paleógeno, onde uma falha inversa deforma até o nível Oligoceno/Eoceno (Figura 43).

Esta falha encontra-se a noroeste do poço Hihon, sendo responsável pelo fechamento estrutural deste local, ressaltado nos mapas de contorno desde o Meso-Albiano (Figura 37) até do Paleoceno e Oligoceno/Eoceno (Figuras 44 e 45).

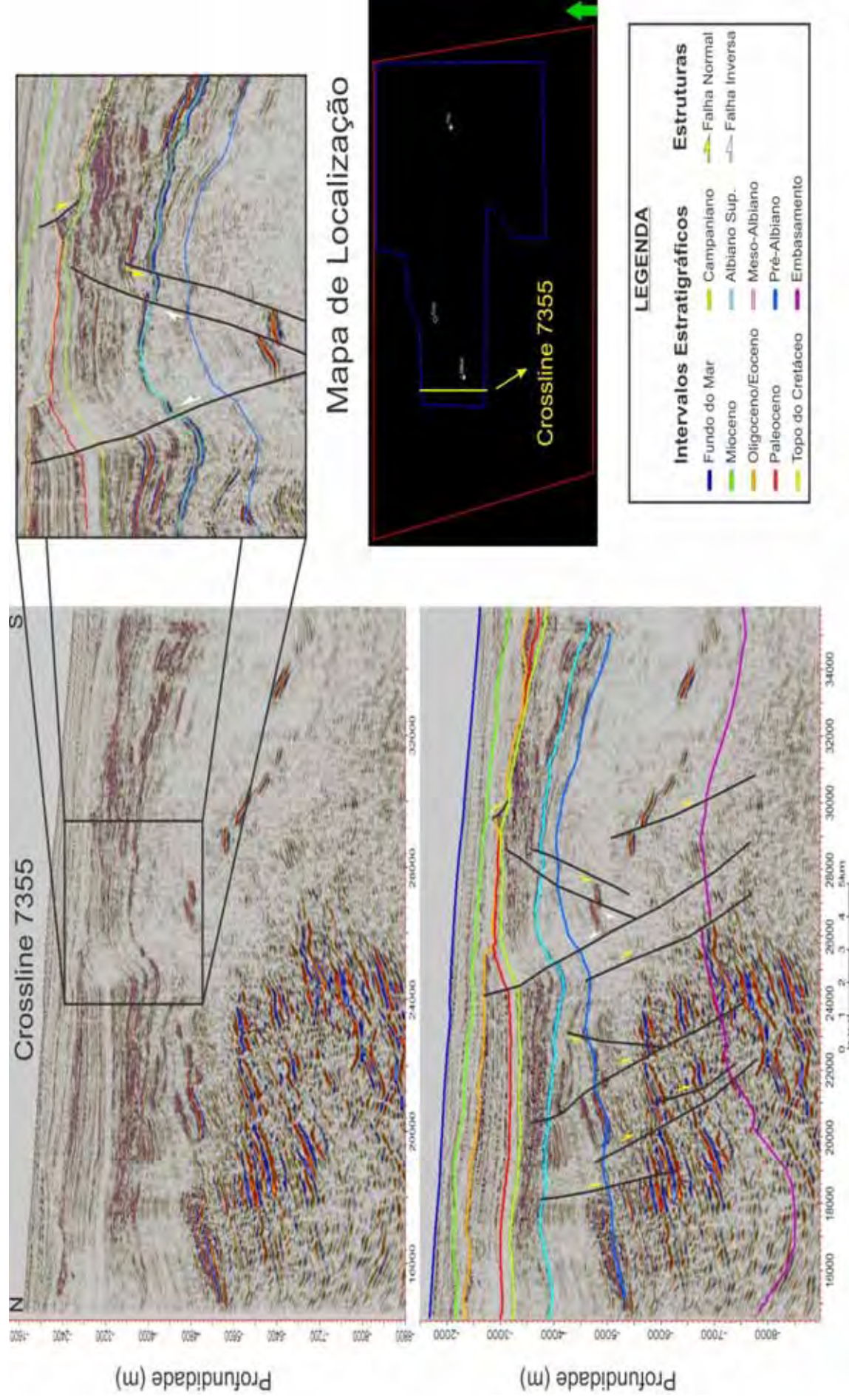


Figura 43: Interpretação do dado sísmico 3D (Crossline 7355); em detalhe uma falha inversa que afeta desde o Embasamento até o Oligoceno/Eoceno.

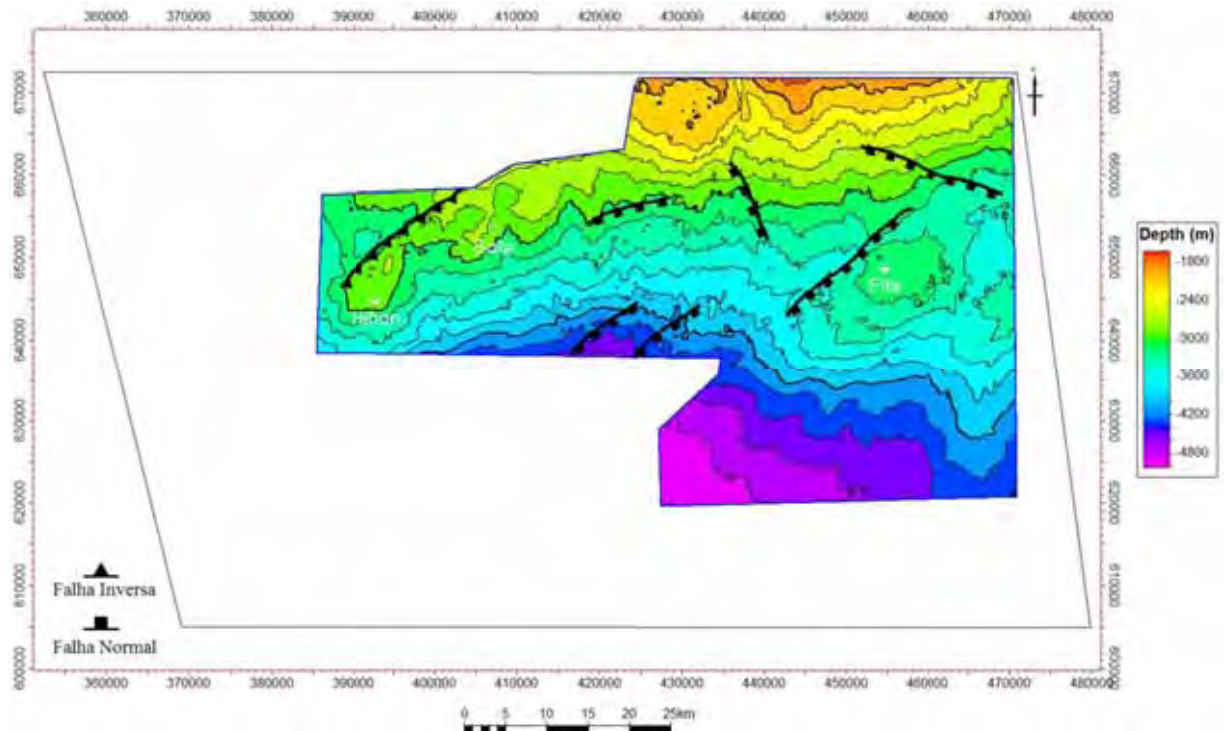


Figura 44 Distribuição das falhas normais e inversas no mapa de contorno estrutural do Paleoceno (sísmica 3D).

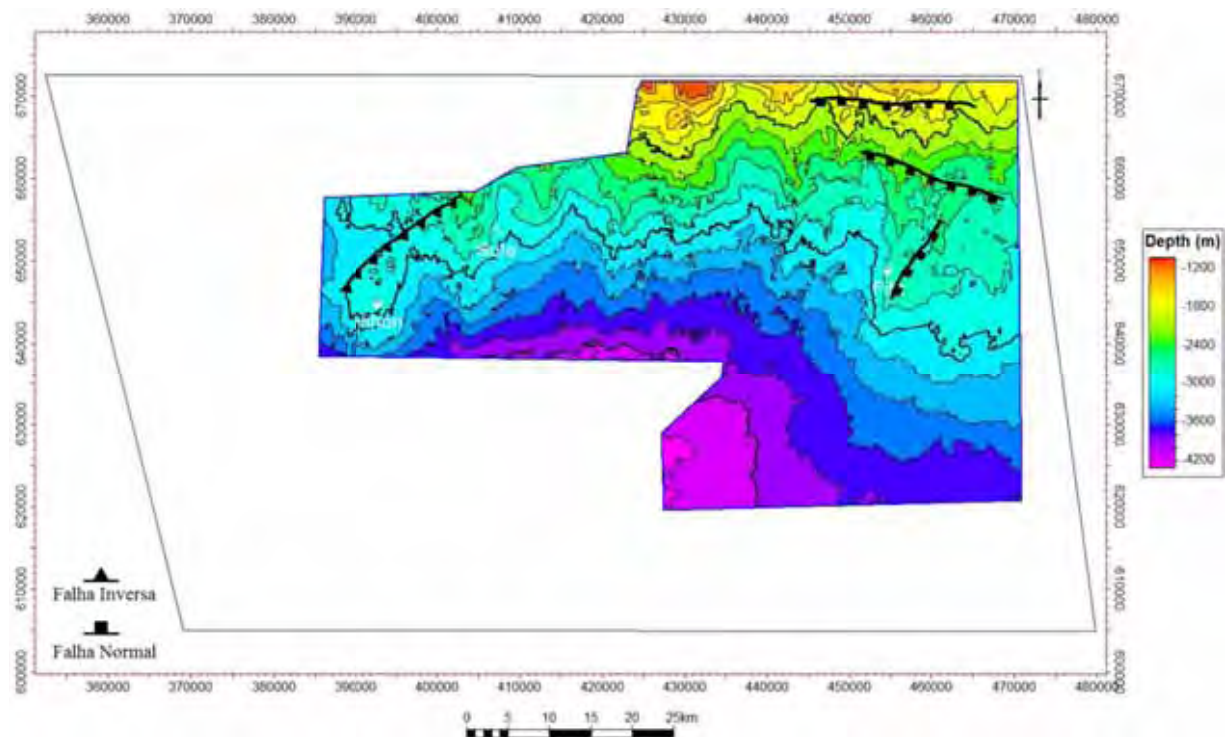


Figura 45: Distribuição das falhas normais e inversas no mapa de contorno estrutural do Oligoceno/Eoceno (sísmica 3D).

5.1.3. Tectônica Gravitacional

A deformação por deslizamentos gravitacionais ocorre principalmente no Cenozóico. Trata-se de falhas predominantemente normais com inversas e *roll-overs* associados, sobre uma superfície basal móvel e instável.

Estas estruturas encontram-se distribuídas ao longo da área de estudo, porém são mais acentuadas a leste. As falhas normais mapeadas nos mapas estruturais do Paleoceno, Oligoceno/Eoceno e Mioceno (Figuras 44, 45 e 46) correspondem a este estilo tectônico.

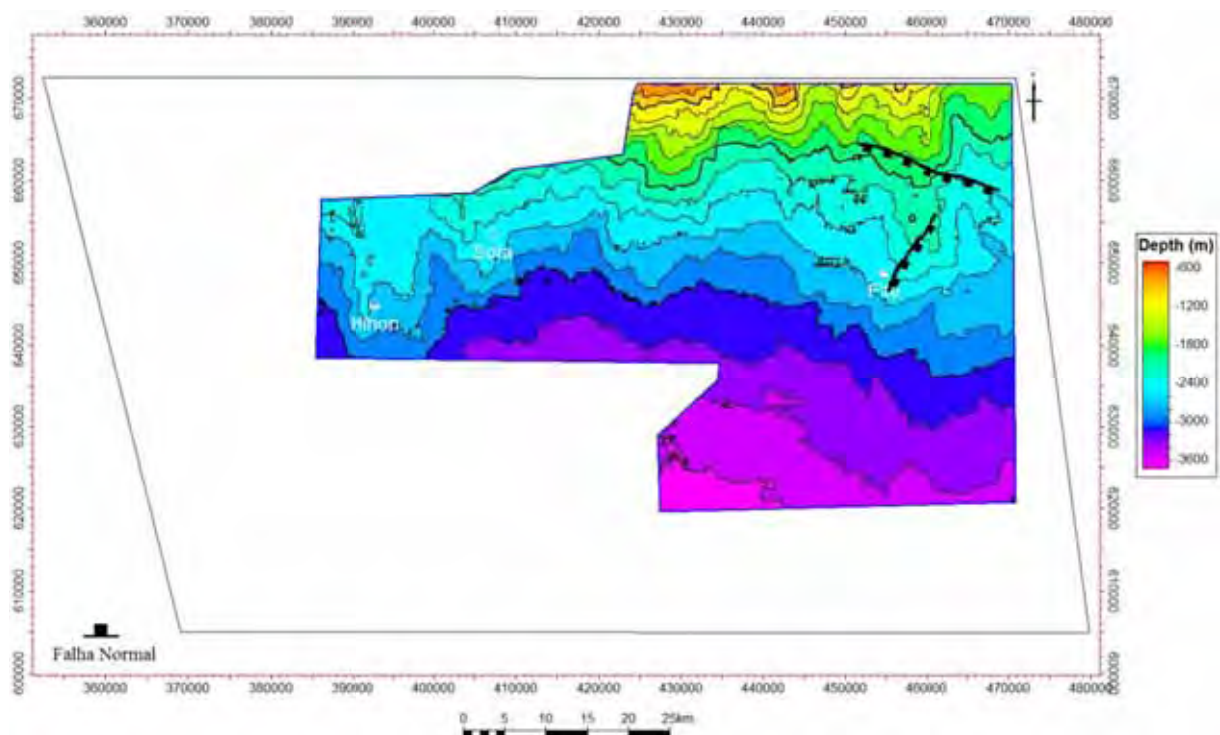


Figura 46: Distribuição das falhas normais no mapa de contorno estrutural do Mioceno (sísmica 3D).

Neste cenário, destacam-se duas famílias principais: falhas de pequena extensão limitadas entre a base do Paleoceno até o horizonte Oligoceno/Eoceno (Figura 39 e 47) e falhas maiores do Paleoceno até o Recente (Figura 48).

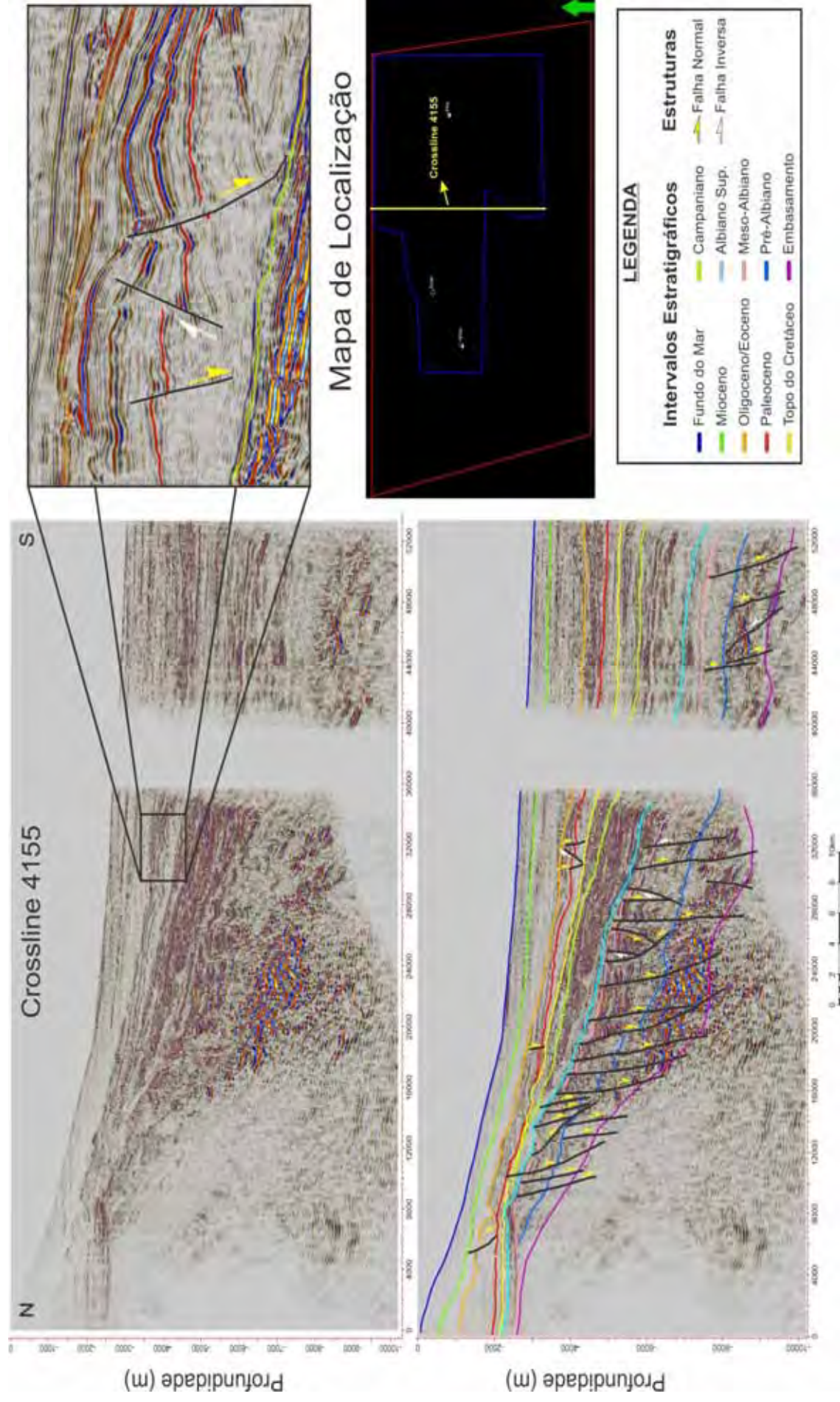


Figura 47: Interpretação do dado sísmico 3D (Crossline 4155); em detalhe uma estrutura *roll-over* nos níveis do Oligoceno/Eoceno e Paleoceno.

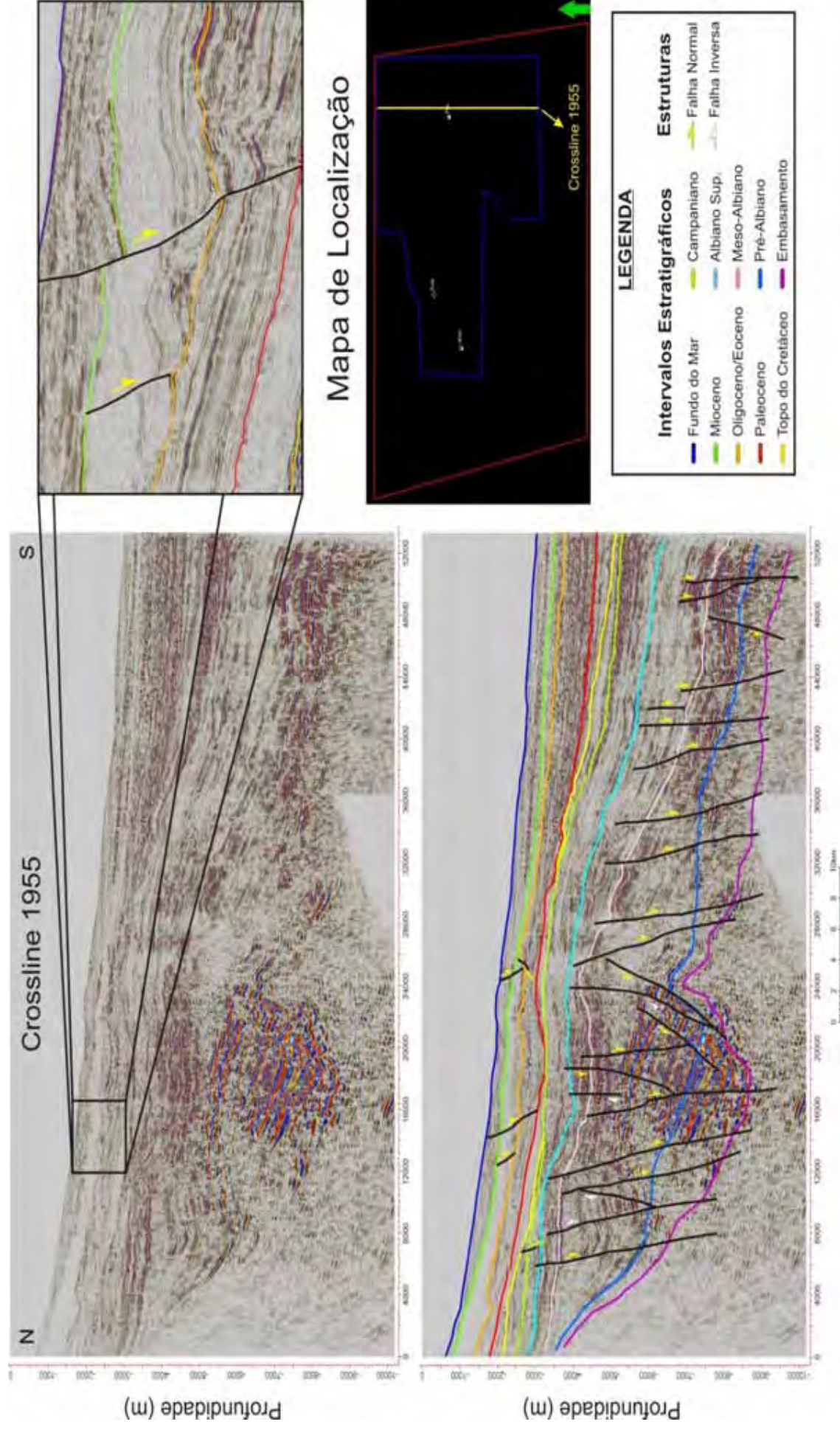


Figura 48: Interpretação do dado sísmico 3D (Crossline 1955); em detalhe a estrutura *roll-over* nos níveis do Mioceno e Oligoceno/Eoceno.

5.2. Sequências Estratigráficas

5.2.1. Generalidades

Com o mapeamento do embasamento, obteve-se um mapa de isópaca em relação ao fundo do mar estimando a espessura total de sedimentos na área de estudo (Figura 49), a espessura do pacote sedimentar chega a 7.500 m, as zonas mais espessas coincidem com os baixos estruturais do embasamento (Figura 31).

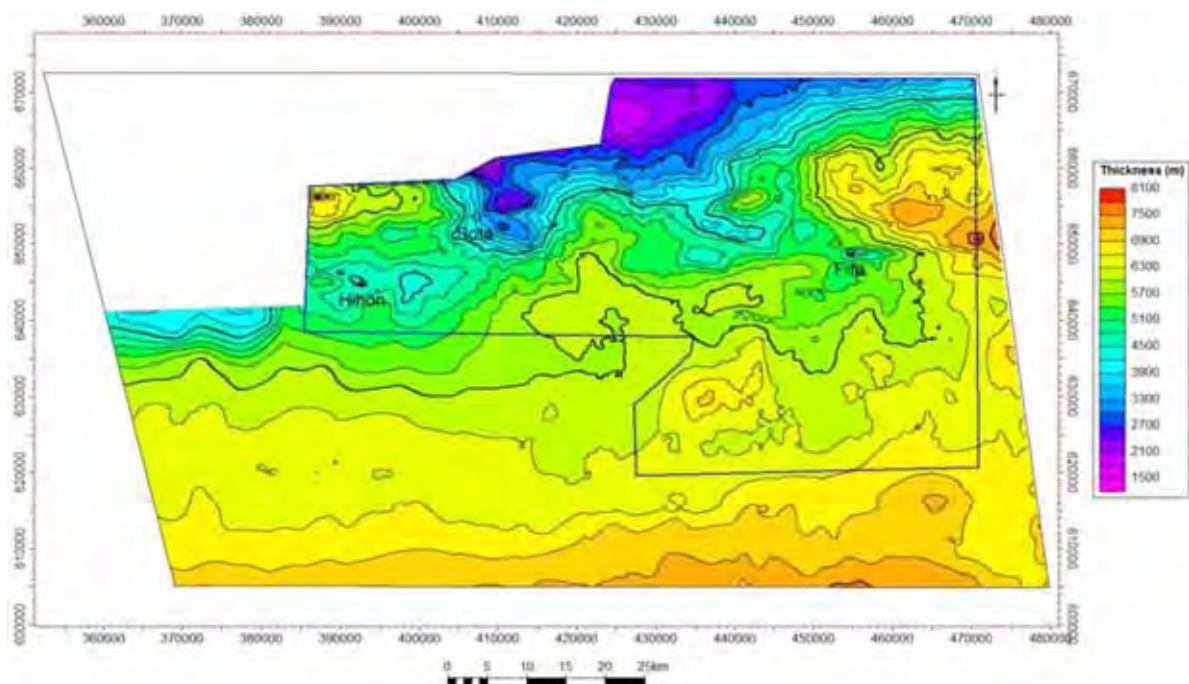


Figura 49: Mapa de isópaca total de sedimentos entre os horizontes do Embasamento e Fundo do Mar.

5.2.2. Cretáceo Inferior (Meso-Albiano e Albiano Superior)

O topo do Meso-Albiano está bem posicionado no sentido sul e leste da área de estudo, o limite com o Albiano Superior se dá por um contato erosivo com terminação em *toplap* em direção a oeste (Figura 35). O Meso-Albiano marca a transição das fácies continentais para marinhas.

O mapa de atributo (Figura 50) revela anomalias de amplitude concentradas na porção central do dado sísmico 3D. No local do poço Fifa onde a anomalia é alta, o intervalo é predominado por arenitos intercalados com folhelhos (com 30 API de radioatividade aproximadamente). Já no poço Sota, esta intercalação possui uma maior presença de folhelhos

do que no Fifa (com radioatividade variando de 60 a 90 API) e a anomalia de amplitude é menor.

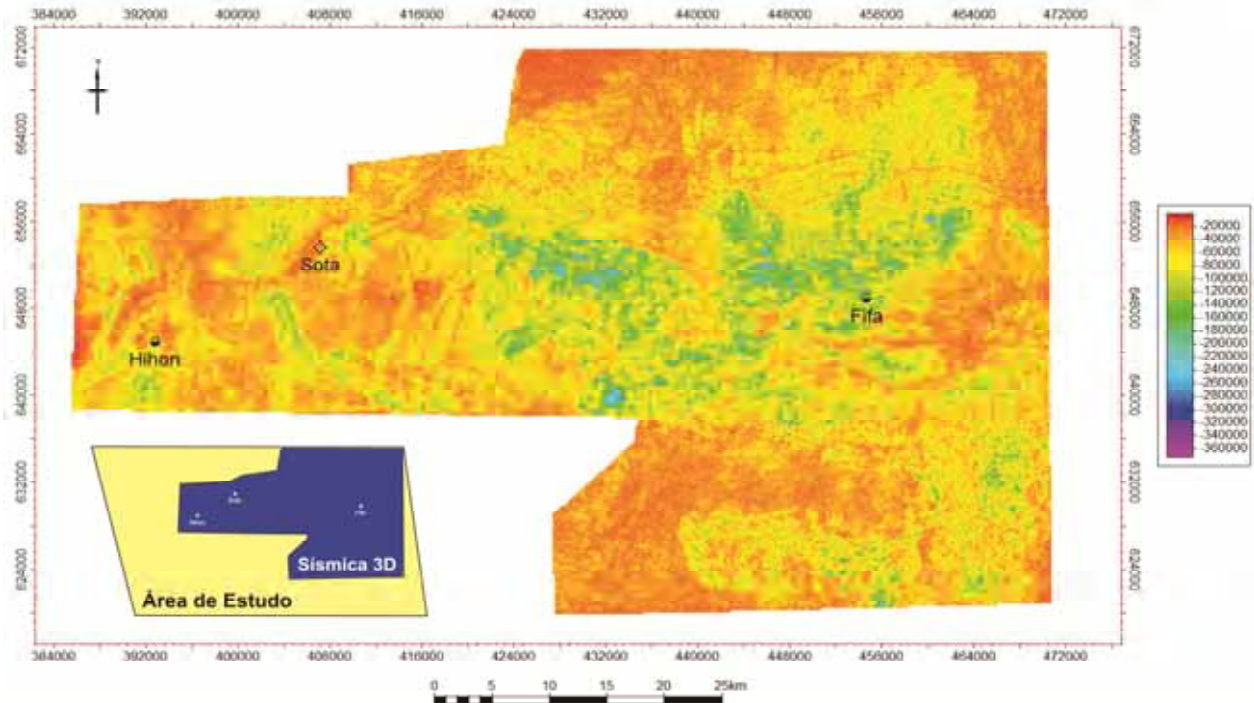


Figura 50: Mapa de atributo do Meso-Albiano (*Average Negative Amplitude*) no dado sísmico 3D.

O Albiano Superior simboliza o início da sequência marinha. O mapa de atributo mostra uma grande anomalia no centro e possíveis canais (de direção NE-SW) em direção ao sul do dado sísmico 3D (Figura 51). Nos poços Hihon e Sota, as anomalias de amplitudes são baixas, o intervalo é composto por folhelhos com ocorrências de carbonatos (a radioatividade registrada no perfil raio gama em geral é de 90 API). O poço Fifa encontra-se na borda das altas anomalias e o Albiano Superior está constituído por folhelhos e carbonatos (com variação de 120 a 30 API).

A espessura em relação ao Meso-Albiano é fina a inexistente a oeste (devido ao truncamento em *toplap*), sendo mais expressiva no sul e leste com cerca de 1.600 m, nota-se um arranjo NE-SW na sedimentação desta unidade (Figura 52).

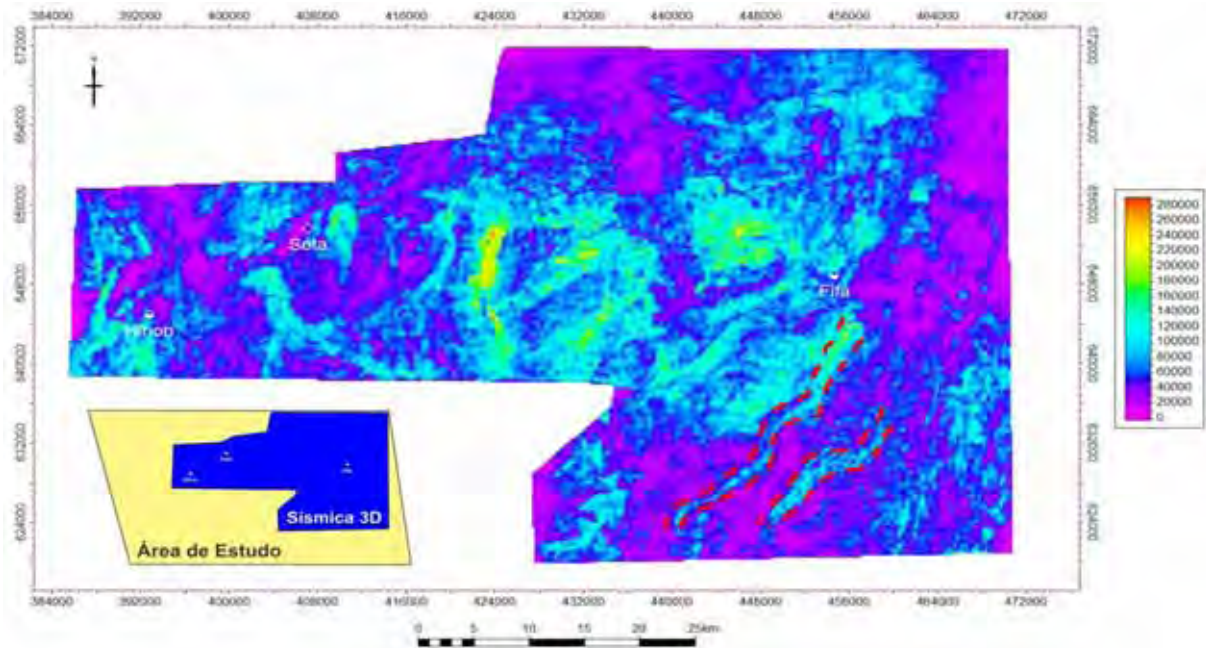


Figura 51: Mapa de atributo do Albiano Superior (*RMS Amplitude*) com destaque para as anomalias de possíveis canais de direção NE-SW no sul da sísmica 3D (linhas tracejadas em vermelho).

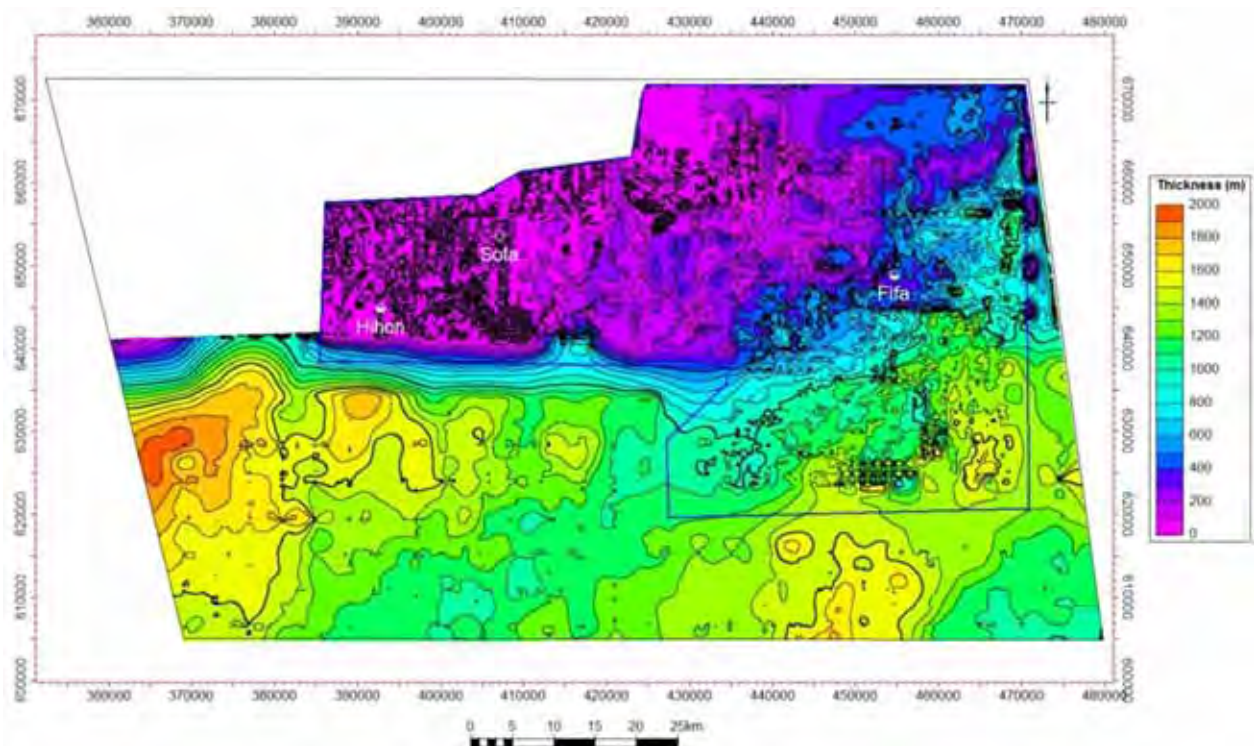


Figura 52: Mapa de isópaca do Albiano Superior.

5.2.3. Cretáceo Superior (Campaniano e Maastrichtiano)

O Cretáceo Superior está representado pelos horizontes do Campaniano e Topo do Cretáceo (Maastrichtiano). As feições mais marcantes deste conjunto são os extensos canais de direção NE-SW e turbiditos visualizados nos mapas de atributos (Figuras 53 e 54) e nos dados sísmicos (Figura 55).

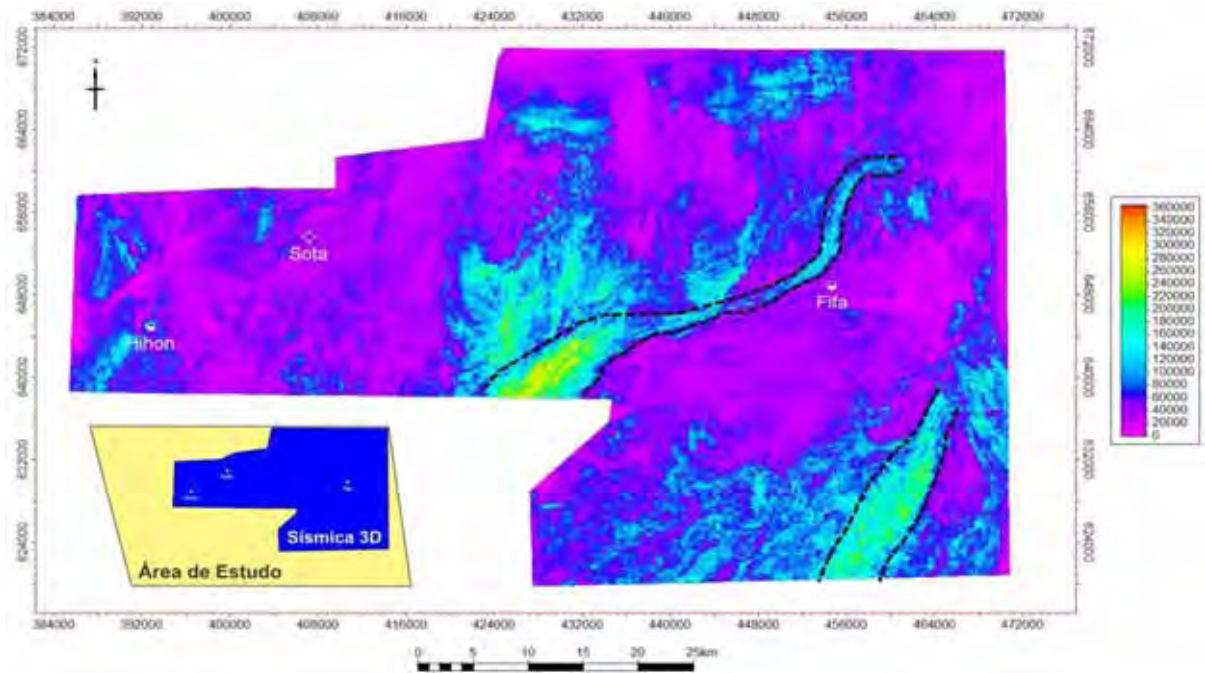


Figura 53: Mapa de atributo do Campaniano (*RMS Amplitude*) com destaque para as anomalias dos extensos canais de direção NE-SW na sísmica 3D (linhas tracejadas em preto).

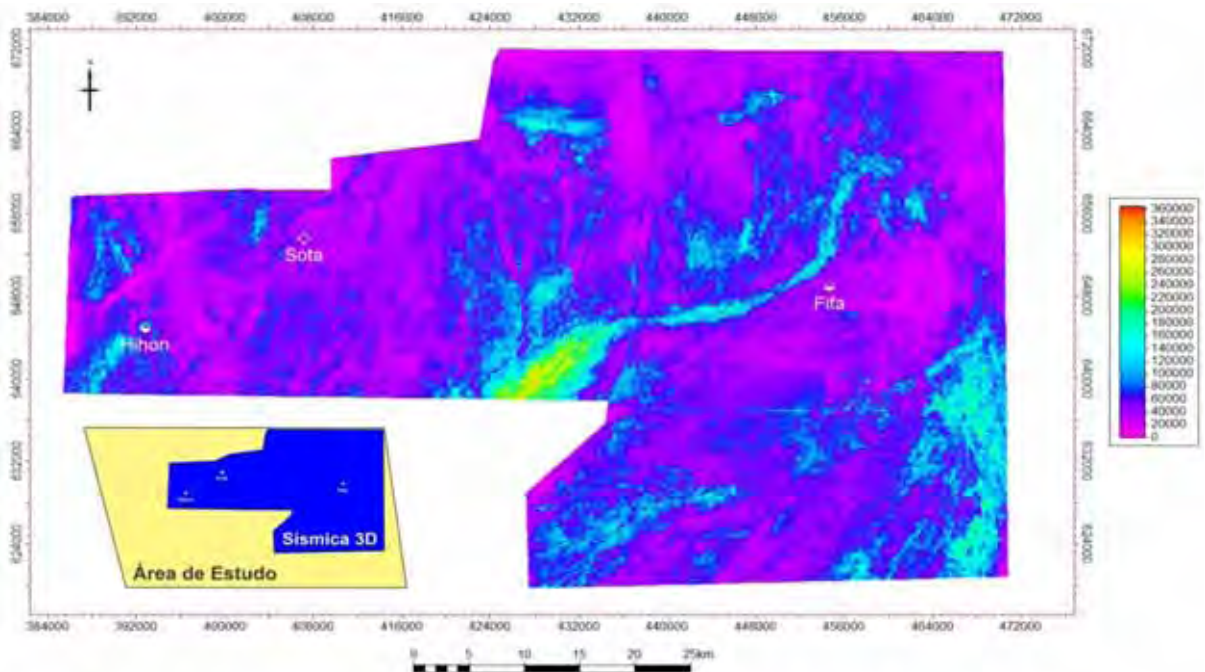


Figura 54: Mapa de atributo do Topo do Cretáceo (*RMS Amplitude*) no dado sísmico 3D.

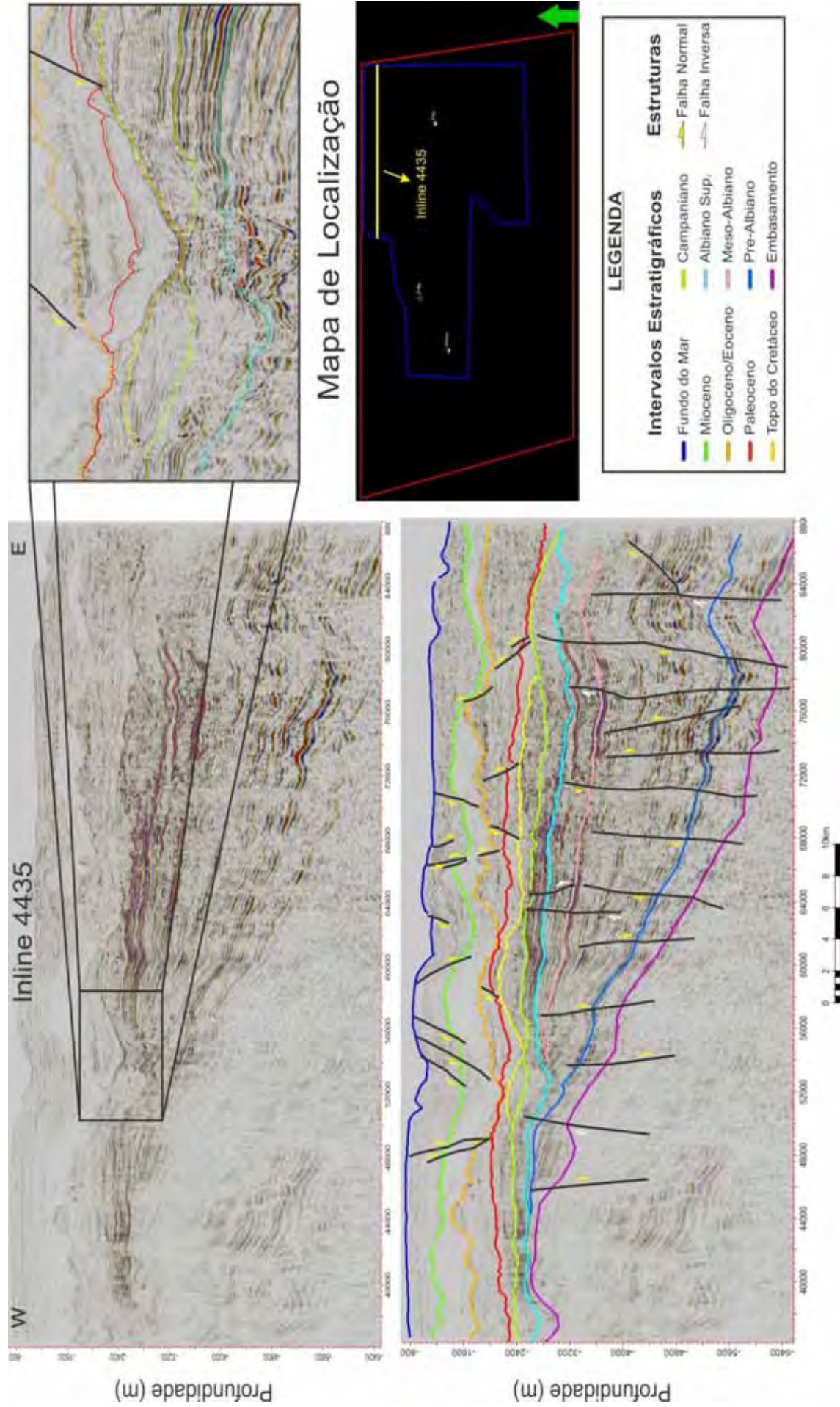


Figura 55: Interpretação do dado sísmico 3D (Inline 4435); em detalhe o sistema de canais da bacia, principalmente no Cretáceo Superior.

Os três poços da área coincidem com baixas anomalias de amplitude, tanto no Campaniano quanto no Topo do Cretáceo (Figuras 53 e 54). São níveis basicamente compostos por folhelhos e argilitos, com radioatividade registrada entre 70 a 80 API.

O Campaniano pode ter uma grande espessura por volta de 1.600 m em sentido ao sul da área de estudo (Figura 56), a espessura do Maastrichtiano (Figura 57), em geral, alcança até 600 m no centro, sul e norte da área coberta pela sísmica 3D.

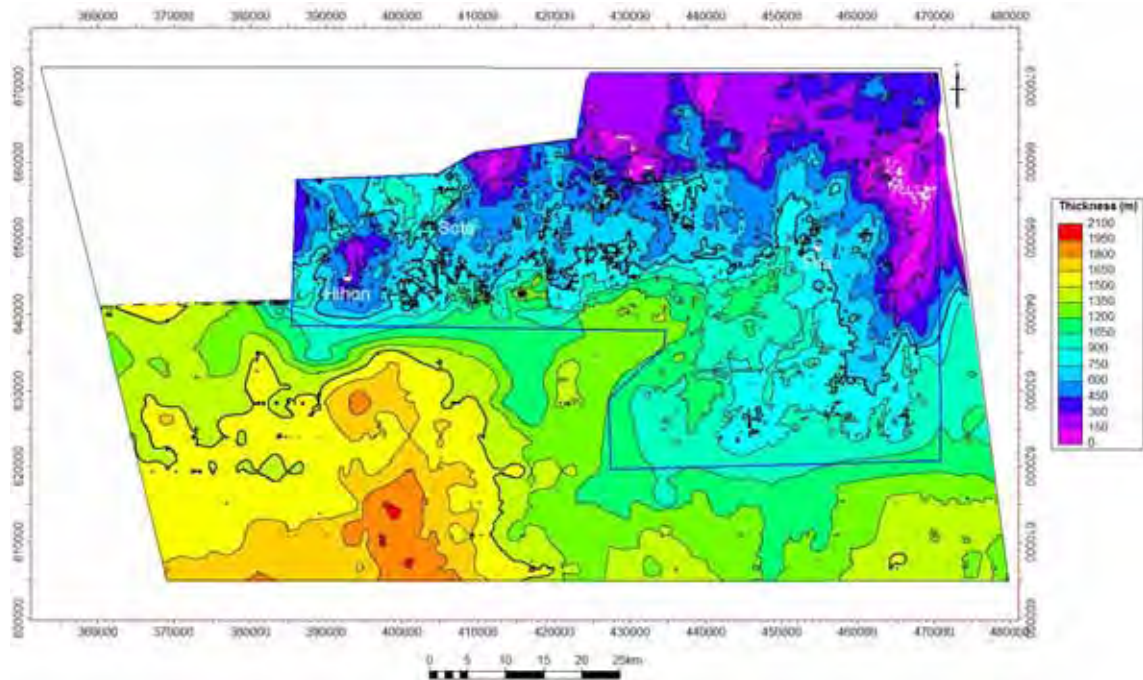


Figura 56: Mapa de isópaca do Campaniano (sísmica 2D e 3D).

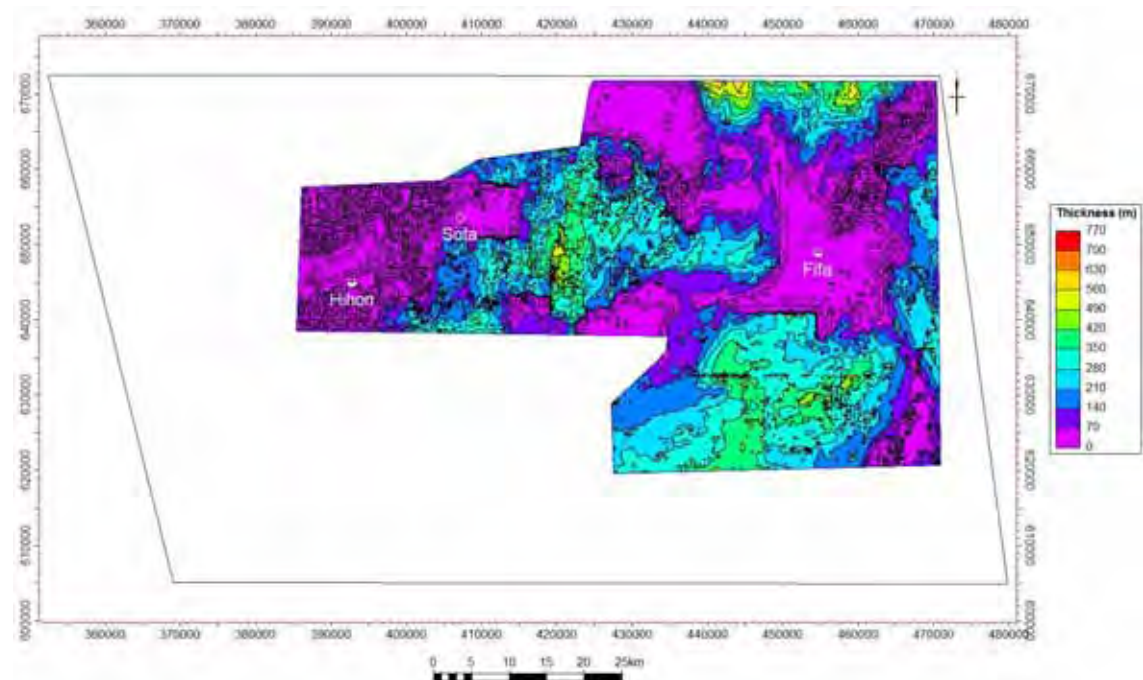


Figura 57: Mapa de isópaca do Maastrichtiano (sísmica 3D).

5.2.4. Cenozóico (Paleoceno, Oligoceno/Eoceno e Mioceno)

As últimas seções estratigráficas interpretadas são os horizontes do Paleoceno, Oligoceno/Eoceno e Mioceno.

No Paleoceno a ocorrência de canais é menor do que no Cretáceo Superior, mas ainda estão presentes (direção NE-SW) conforme identificado no mapa de atributo (Figura 58) como na área do poço Hihon e ao sul do poço Fifa. As baixas anomalias de amplitude correspondem às camadas de folhelhos e argilitos nos poços, com 60 API de radioatividade.

Configurações em *toplap*, a leste da área de estudo, são observadas assim como no topo do Cretáceo constituindo possíveis paleotaludes, no Paleoceno esta feição encontra-se logo acima do truncamento *toplap* do Cretáceo em direção ao norte, confirmando a migração da linha de costa neste sentido (Figura 59).

O mapa de isópaca aponta que a espessura não é muito relevante com exceção da poção sul e sudeste da área sísmica 3D que pode ter 800 m (Figura 60).

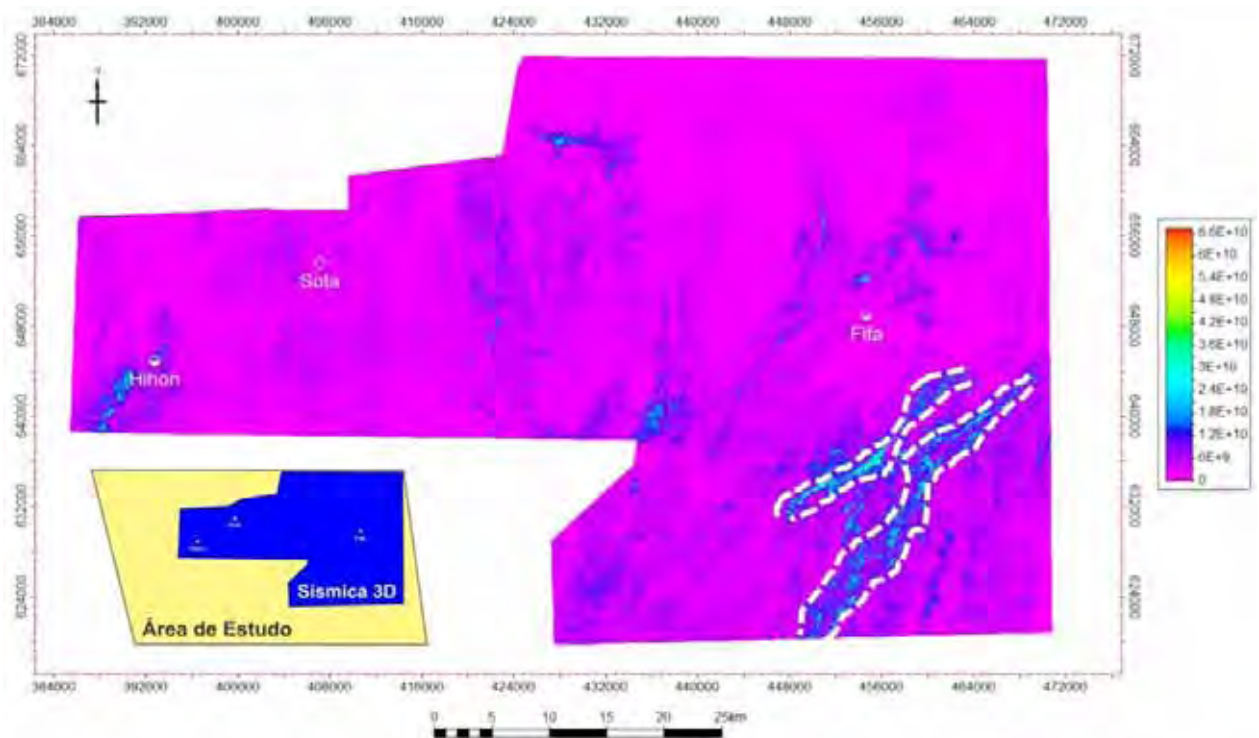


Figura 58: Mapa de atributo do Paleoceno (*Average Energy*), com destaque para canais NE-SW (linhas tracejadas brancas) a sudeste do dado sísmico 3D.

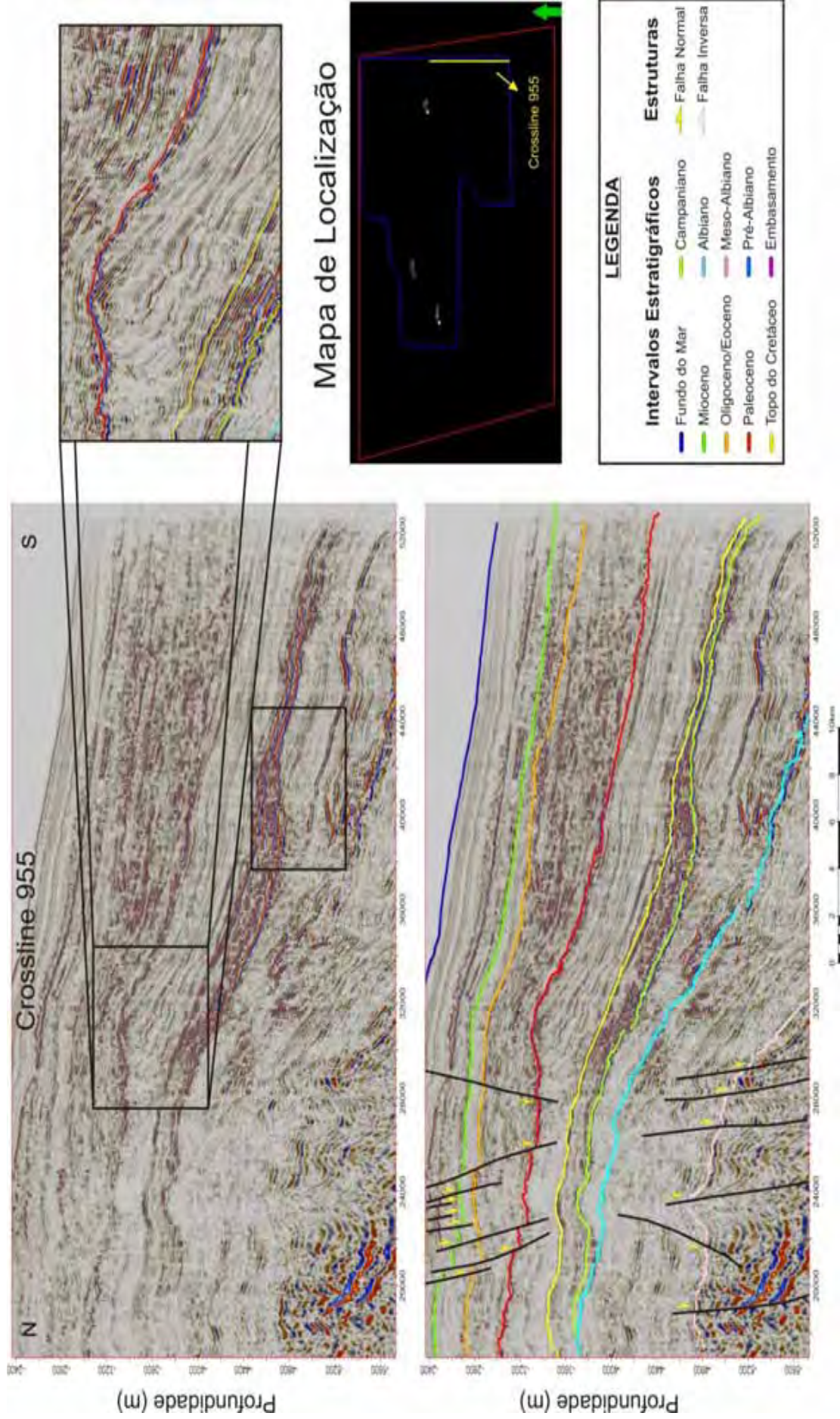


Figura 59: Interpretação do dado sísmico 3D (Crossline 955); em detalhe um truncamento em *toplap* do topo do Paleoceno contra o intervalo Oligoceno/Eoceno.

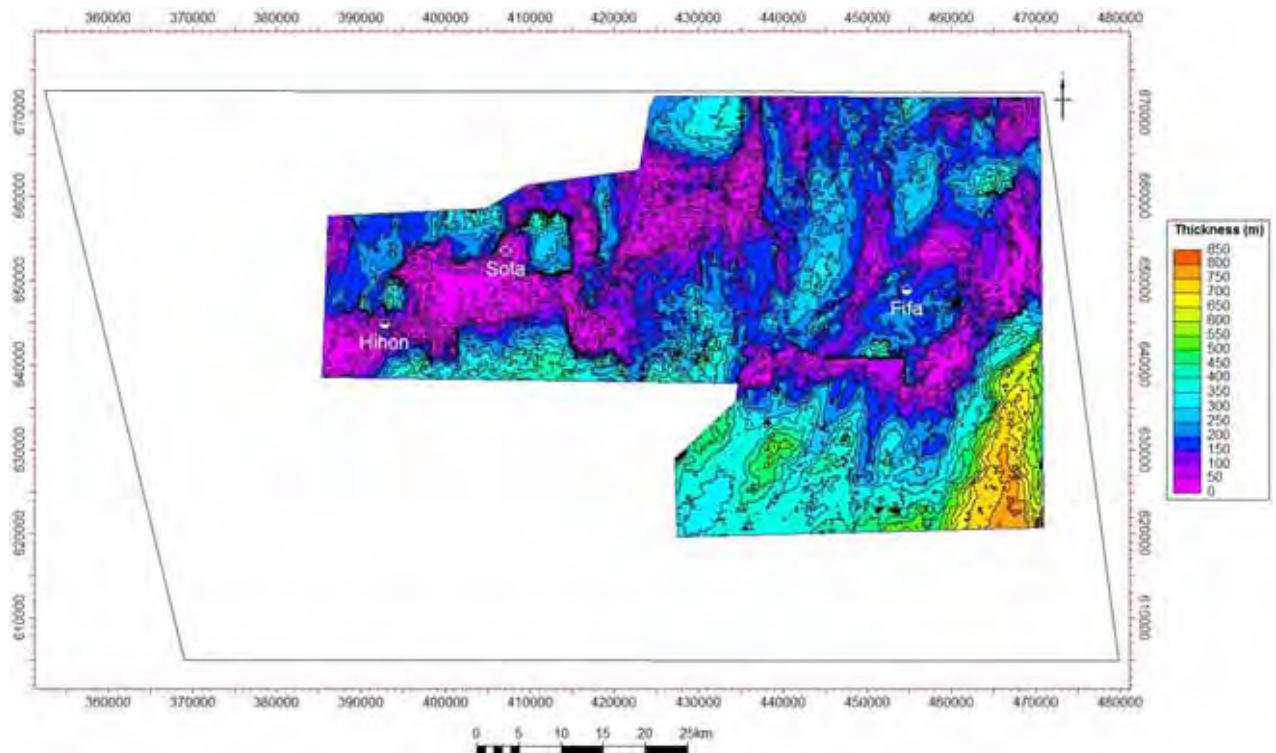


Figura 60: Mapa de isópaca do Paleoceno (sísmica 3D).

A discordância do Oligoceno representa um grande nível de erosão que afetou intensamente os sedimentos do Eoceno e camadas subjacentes, a superfície rastreada é bastante irregular principalmente em zonas mais rasas (Figura 55).

O mapa de atributo da Figura 61 mostra algumas anomalias, sobretudo ao redor dos poços, nas partes centrais e sudeste da área sísmica 3D (esta última pode estar relacionada com canais NE-SW). Porém, nos poços especificamente, as anomalias são fracas, o intervalo é composto por folhelhos e argilitos com cerca de 70 API de radioatividade registrada.

A espessura desta unidade é maior no sul e leste da sísmica 3D, com até 1.000 m (Figura 62).

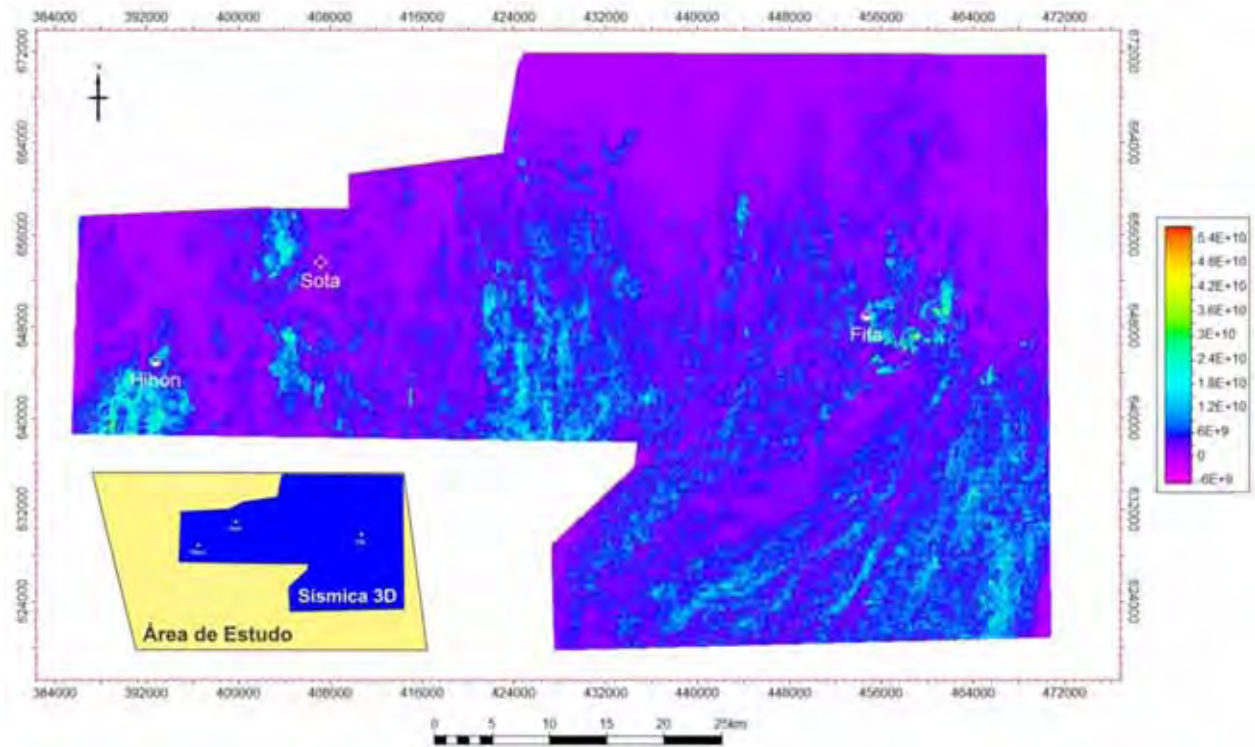


Figura 61: Mapa de atributo do Oligoceno/Eoceno (*Average Energy*) no dado sísmico 3D.

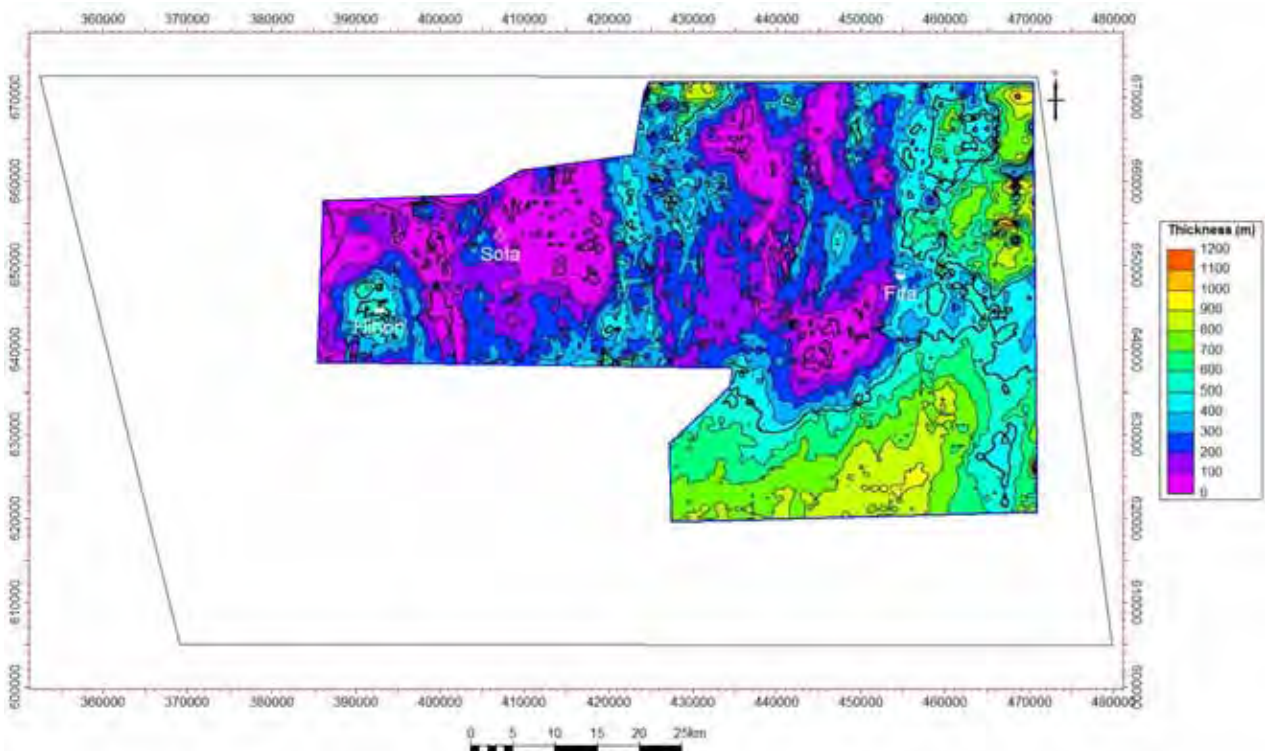


Figura 62: Mapa de isópaca do Oligoceno/Eoceno (sísmica 3D).

No Mioceno, a tendência direcional dos possíveis canais (refletida pelas anomalias) é alterada, orientações NW-SE são observadas no mapa de atributo (Figura 63) e nos dados sísmicos. Nos poços, esta sequência é constituída por folhelhos e argilitos com 70 API de radioatividade.

A espessura do Mioceno está em torno de 600 m, sendo mais expressiva no sudoeste da sísmica 3D com mais de 800 m (Figura 64). Outra característica são as feições que aparentam ser diápiros de folhelhos neste intervalo (Figura 65).

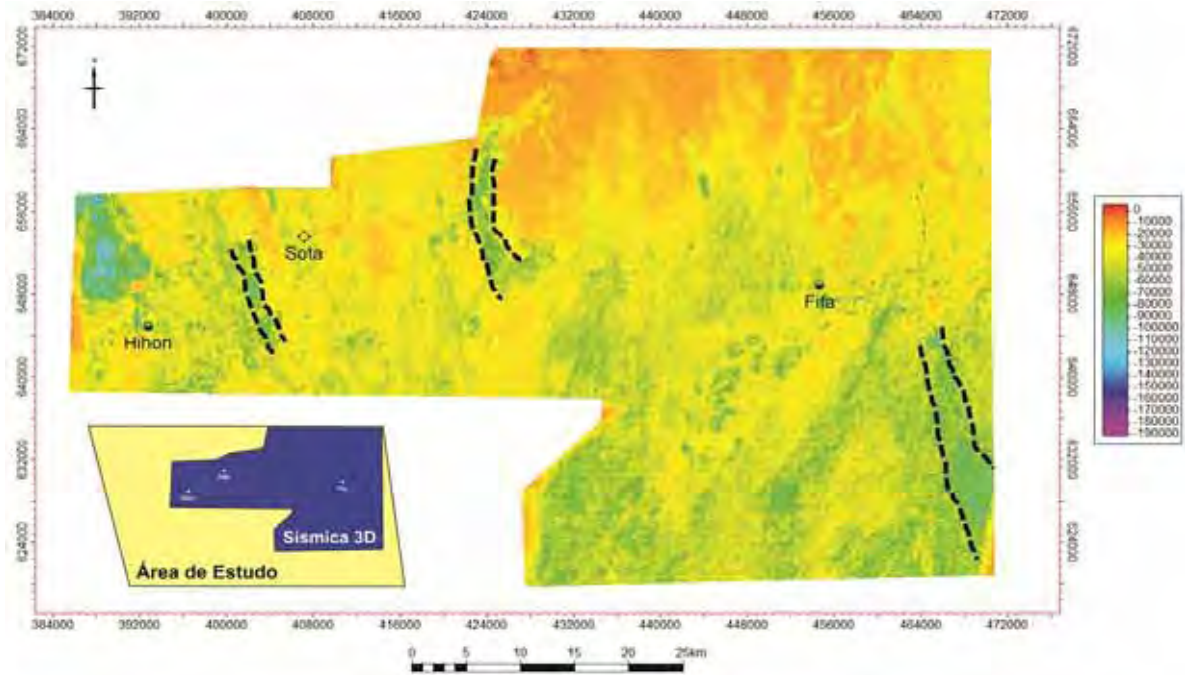


Figura 63: Mapa de atributo do Mioceno (*Average Negative Amplitude*) com destaque para as anomalias dos canais de direção preferencial NW-SE na sísmica 3D (linhas tracejadas em preto).

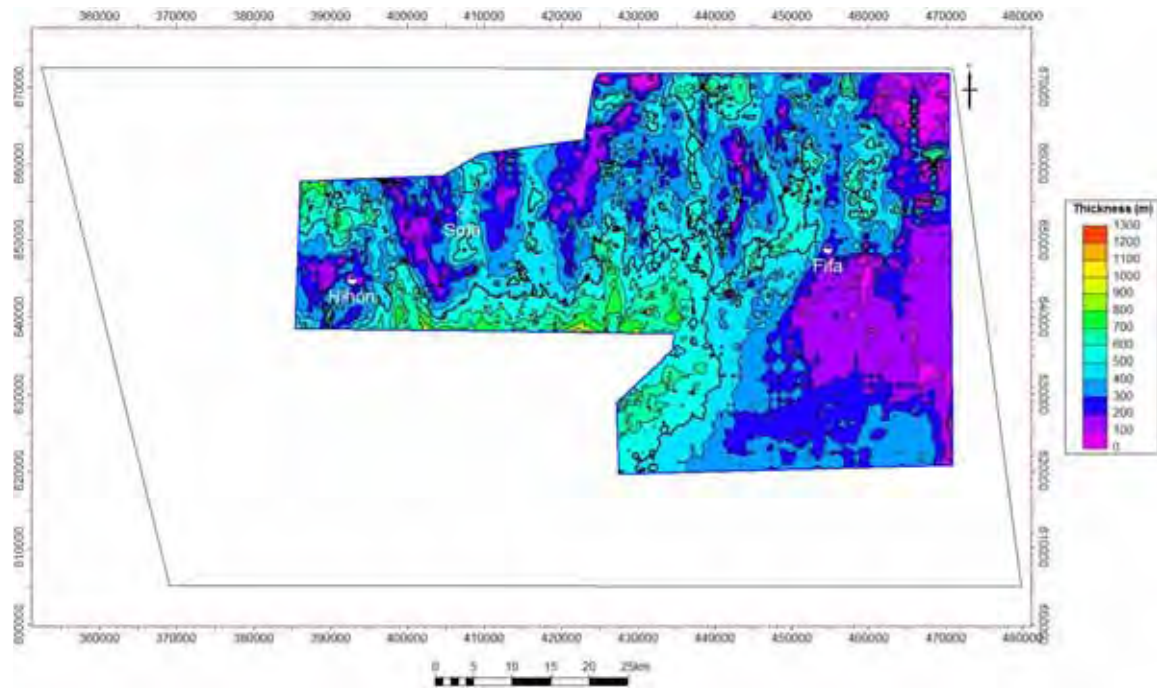


Figura 64: Mapa de isópaca do Mioceno (sísmica 3D).

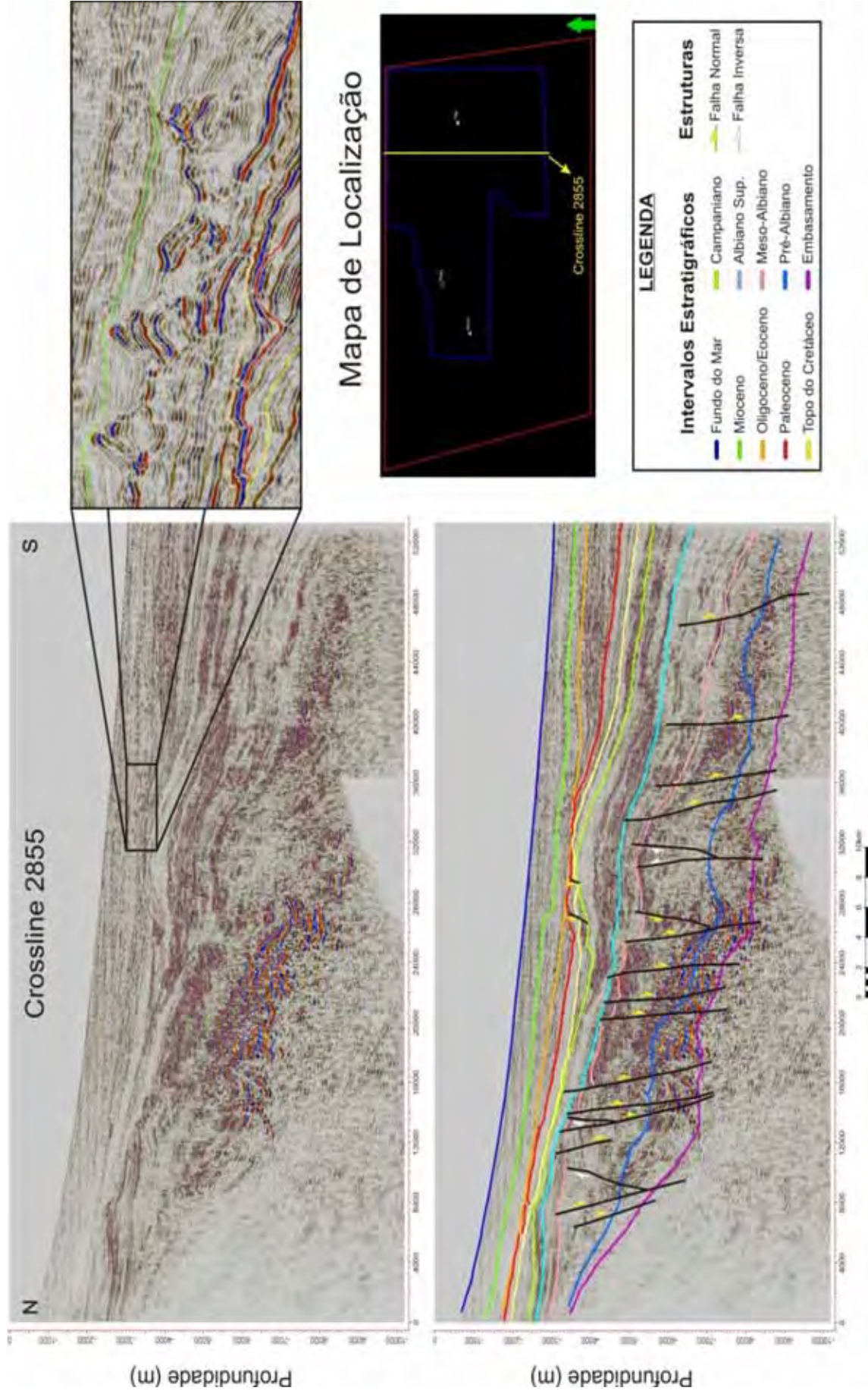


Figura 65: Interpretação do dado sísmico 3D (Crossline 2855); em detalhe os aparentes diápiros do Mioceno.

6. INTEGRAÇÃO DOS RESULTADOS E O POTENCIAL DE ACUMULAÇÃO

Com a finalidade de obter uma análise mais profunda dos resultados obtidos pela interpretação sísmica e uma melhor avaliação do potencial de armazenamento de hidrocarboneto, foi realizada a integração dos mapas de contorno estrutural, atributos e isópacas:

- Meso-Albiano: A principal constatação ao integrar o mapa de contorno estrutural com os atributos é a confirmação do potencial na região do poço Fifa onde o fechamento estrutural está bem correlacionado com as anomalias de amplitude (Figura 66). As outras anomalias não parecem ter maiores relações com os fechamentos estruturais.

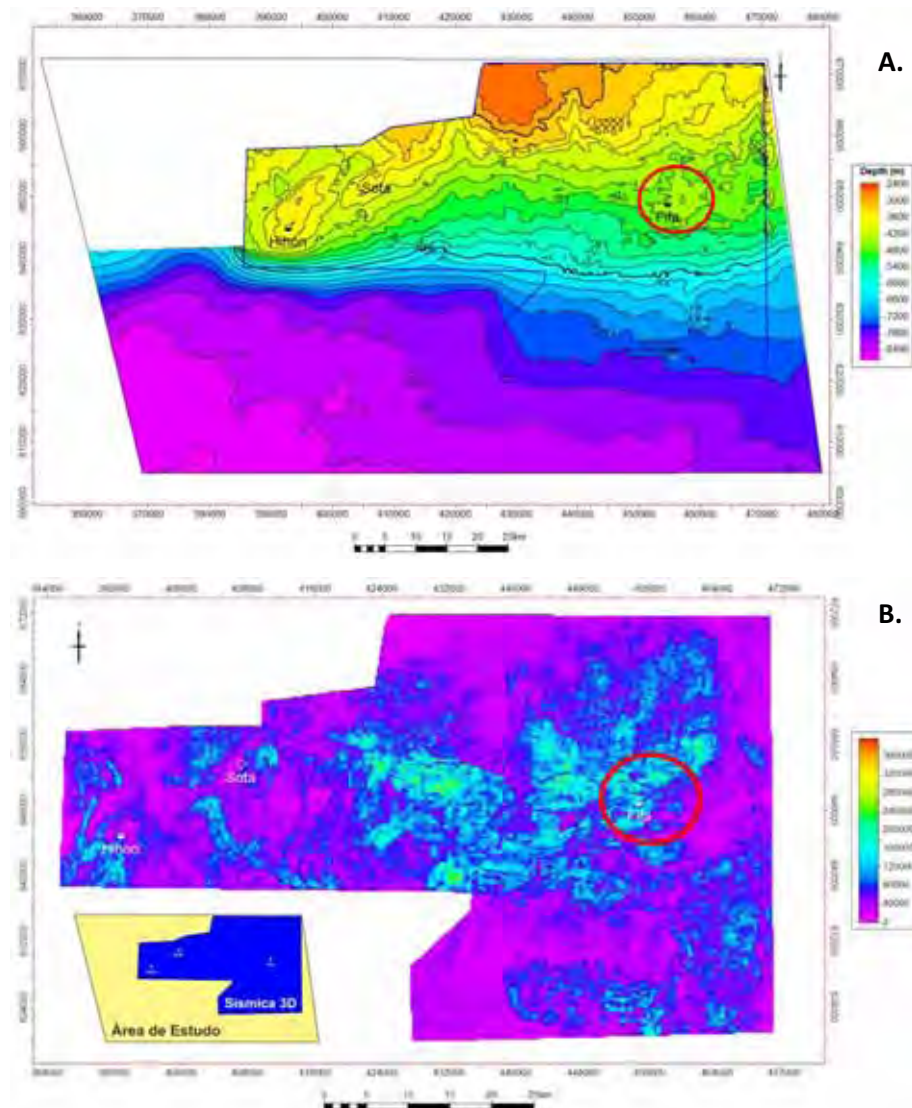


Figura 66: Integração do mapa de contorno estrutural (A) com o mapa de atributo *RMS Amplitude* (B) do Meso-Albiano. Em detalhe as circunferências vermelhas correspondem ao fechamento estrutural do poço Fifa relacionado às anomalias de amplitude.

- *Albiano Superior*: Na alta anomalia de amplitude, região central da sísmica 3D, não há qualquer vínculo com fechamentos estruturais, ao integrar com o mapa de isópaca percebe-se que a espessura deste nível é baixa. Por outro lado, as anomalias ressaltadas por possíveis canais ao sudeste da sísmica 3D mostram altas espessuras (Figura 67).

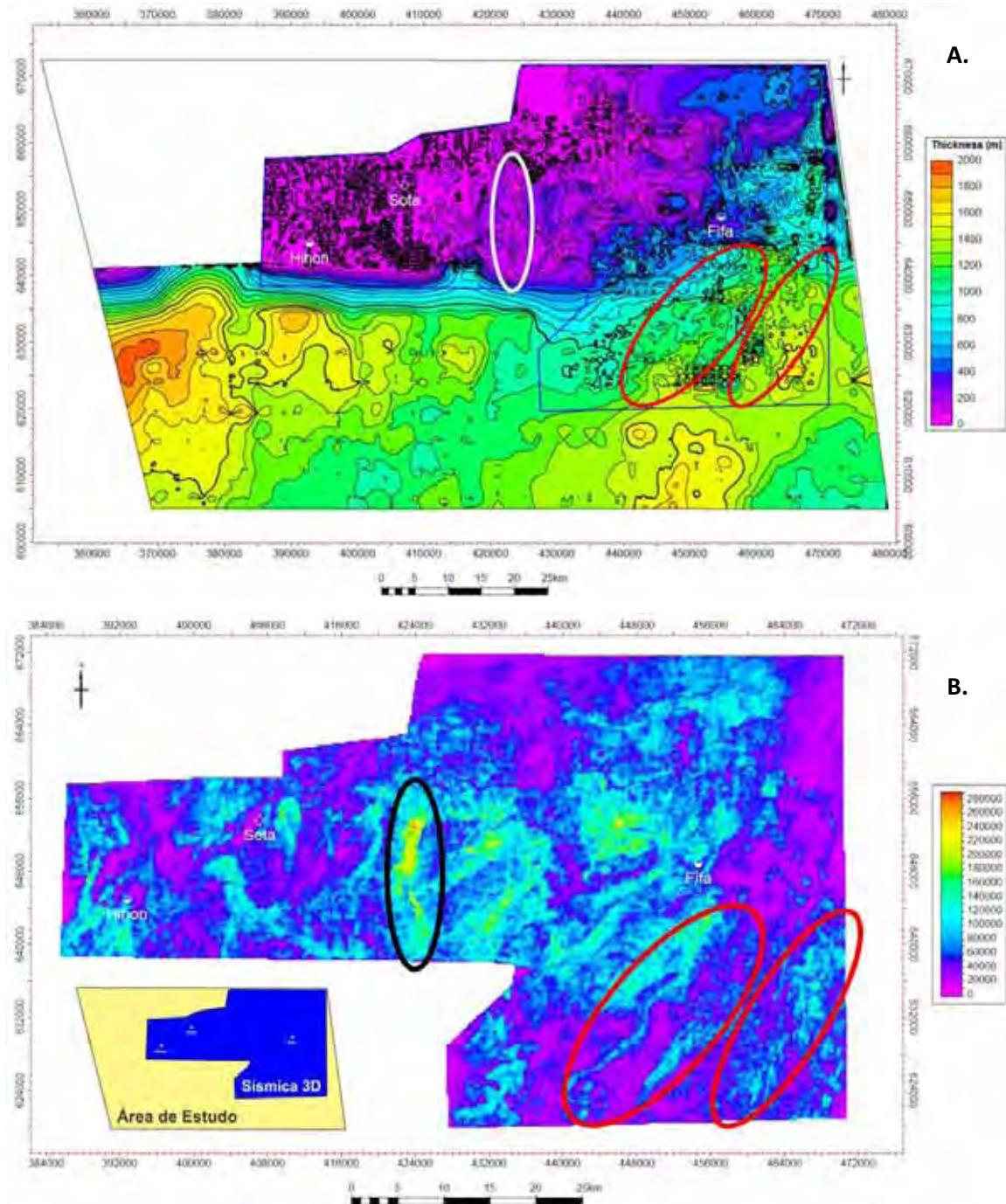


Figura 67: Integração do mapa de isópaca (A) com o mapa de atributo *RMS Amplitude* (B) do Albiano Superior. Em detalhe, as circunferências branca e preta correspondem às altas anomalias de amplitude com baixos valores de espessura, as circunferências vermelhas correspondem às anomalias de amplitude com altos valores de espessura.

- Campaniano: Os dois maiores canais destacados nos mapas de atributos estão situados em zonas com boa espessura sedimentar no Campaniano (entre 700 a 1.300 m), aumentando a possibilidade de haver bons reservatórios nestes locais (Figura 68). O mapa de isópaca também apresenta uma tendência contínua (NE-SW) do canal que está no centro da sísmica 3D, nas porções mais profundas da área de estudo a espessura é elevada (1.600 m aproximadamente) provavelmente ligada a esta fonte de sedimentos (Figura 69).

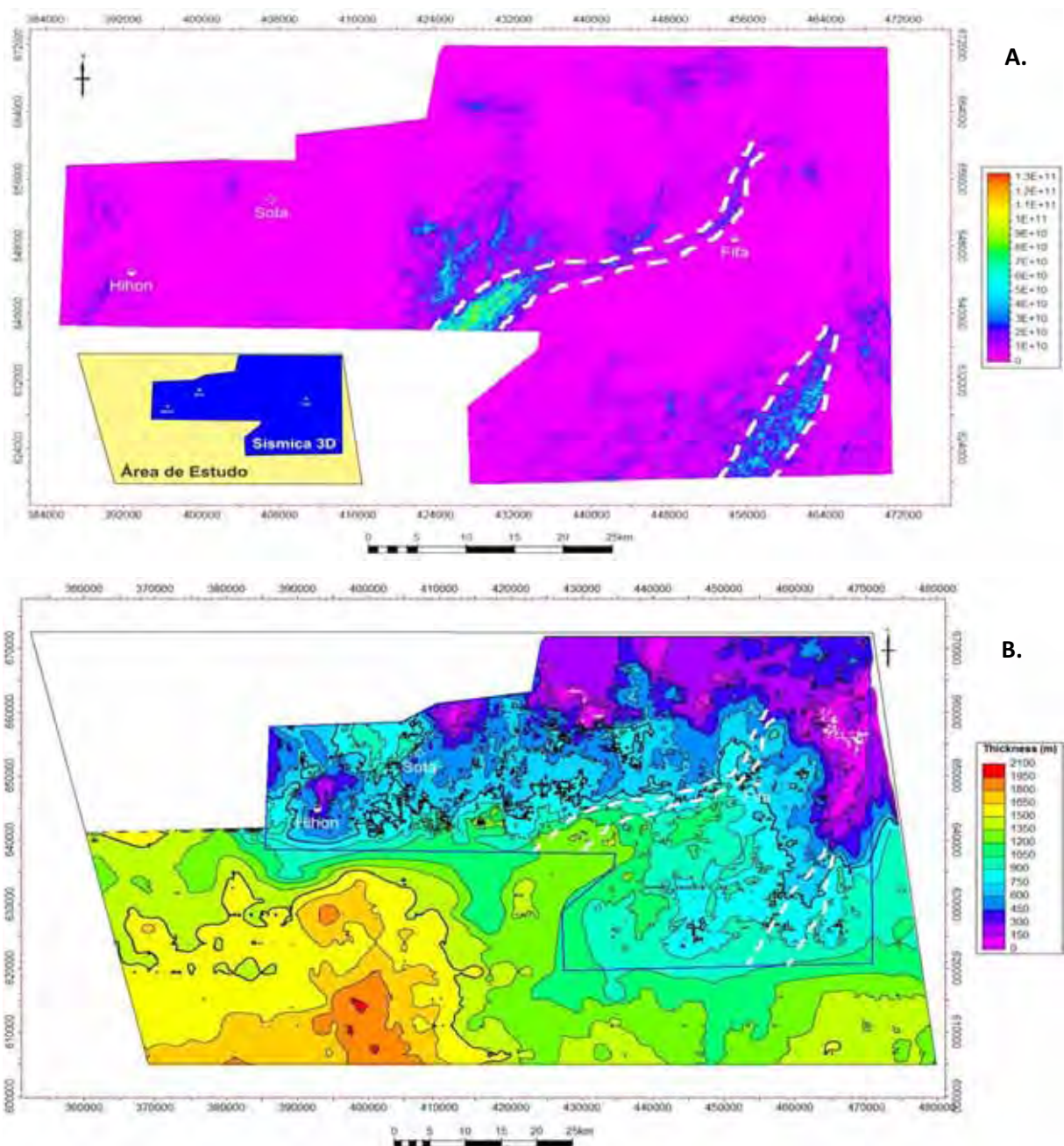


Figura 68: Integração do mapa de atributo *Average Energy* (A) com o mapa de isópaca (B) do Campaniano. Em detalhe, os canais (linhas tracejadas brancas) situados em zonas onde a espessura varia de 700 a 1.300 m.

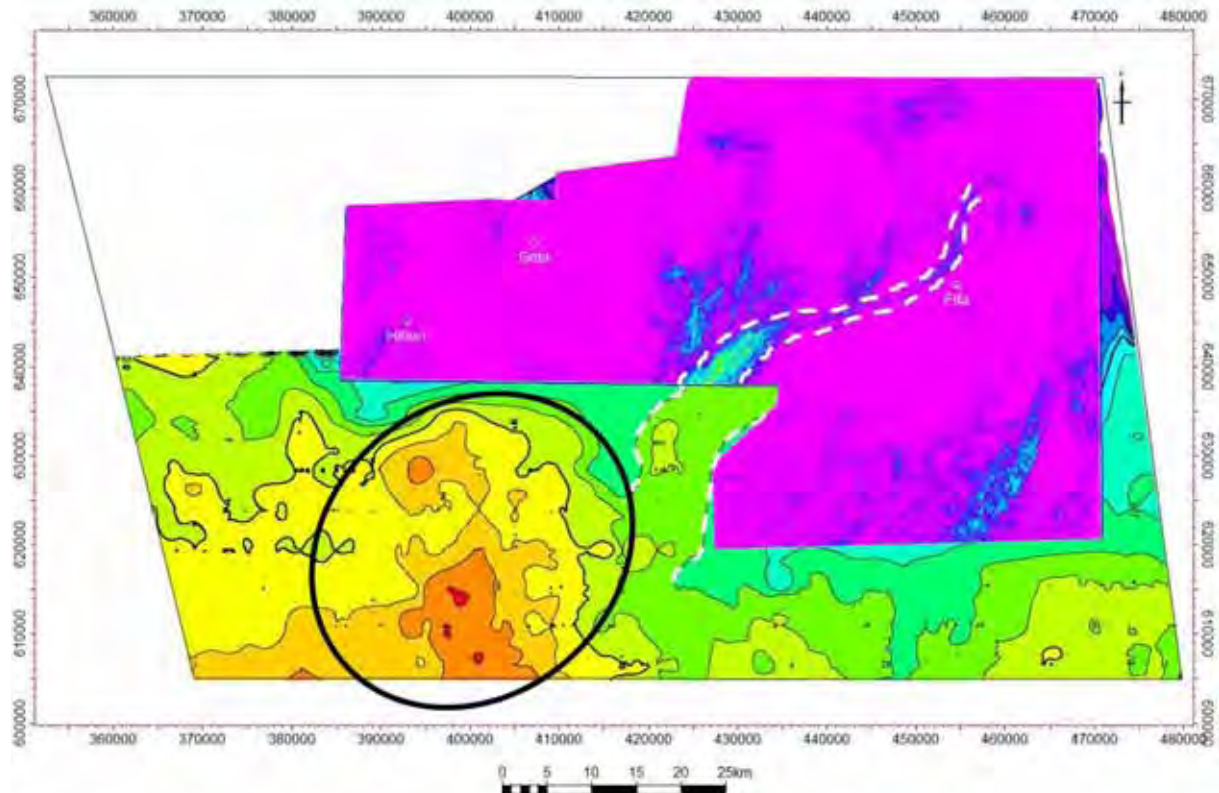


Figura 69: Mapa de atributo *Average Energy* da sísmica 3D sobreposto ao mapa de isópaca que apresenta uma contínua tendência NE-SW junto ao canal no centro da área de estudo (linhas tracejadas brancas). A circunferência preta destaca a elevada espessura nas porções profundas.

Outro fato relevante é a localização do leque do canal no centro da sísmica 3D coincidindo com anomalias de amplitude dos mapas de atributos do Meso-Albiano (Figura 70).

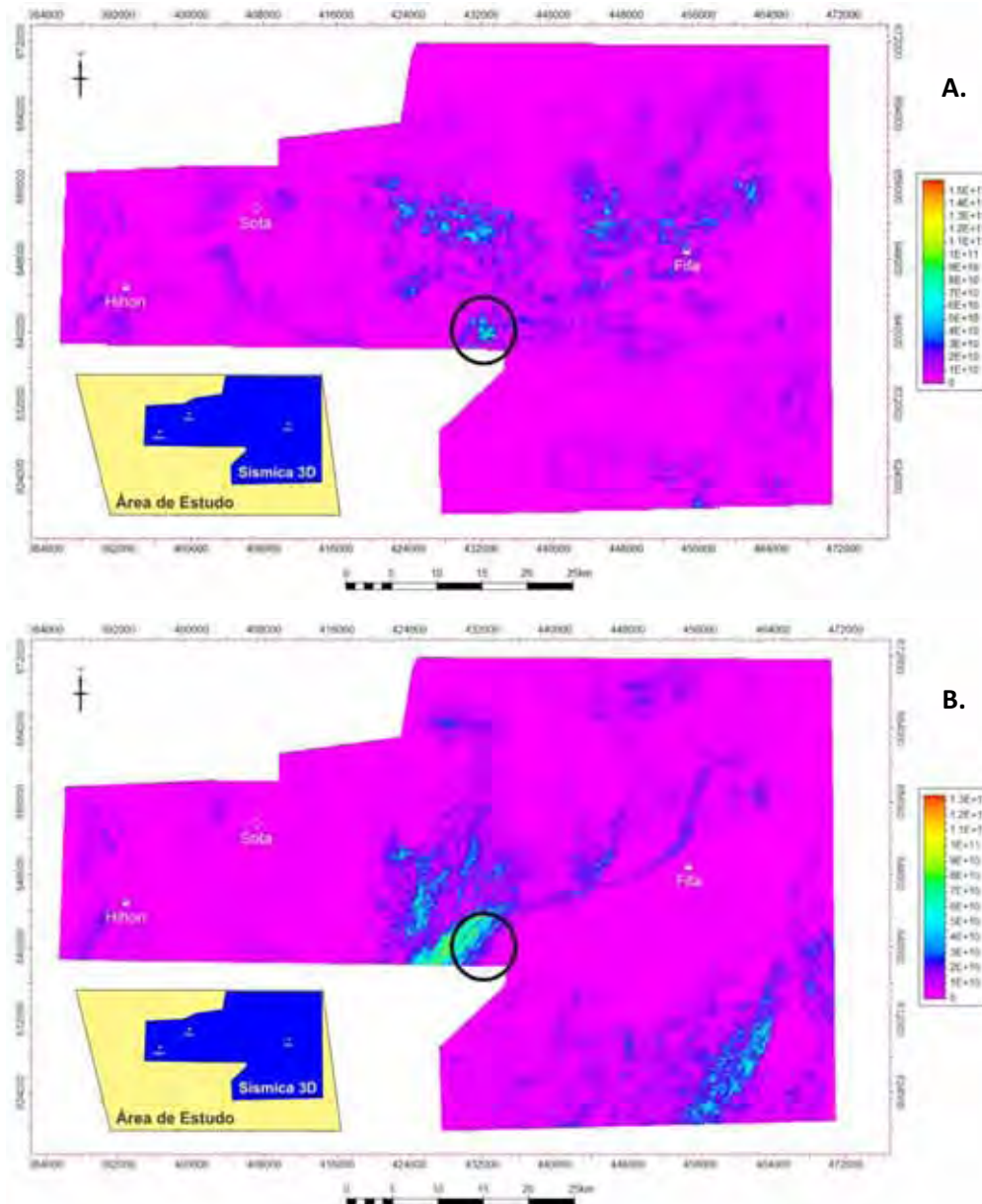


Figura 70: Mapas de atributo *Average Energy* do Meso-Albiano (A) e Campaniano (B). A anomalia do leque do canal, Campaniano, coincide com anomalias do Meso-Albiano (circunferências pretas).

- *Topo do Cretáceo (Maastrichtiano)*: Nos mapas de contorno estrutural do Topo do Cretáceo e Campaniano, uma estrutura não perfurada entre os poços Hihon e Sota foi observada, constatou-se que a mesma não estabelece relação com anomalias de amplitude e nem grandes espessuras (Figura 71). Além do extenso canal no centro da sísmica 3D (o mesmo exposto nos mapas de atributos do Campaniano), uma feição anômala no sudeste da área está bem posicionada em uma região com espessura de até 350 m (Figura 72), esta feição aparece no dado sísmico na forma de uma sub-bacia (Figura 73).

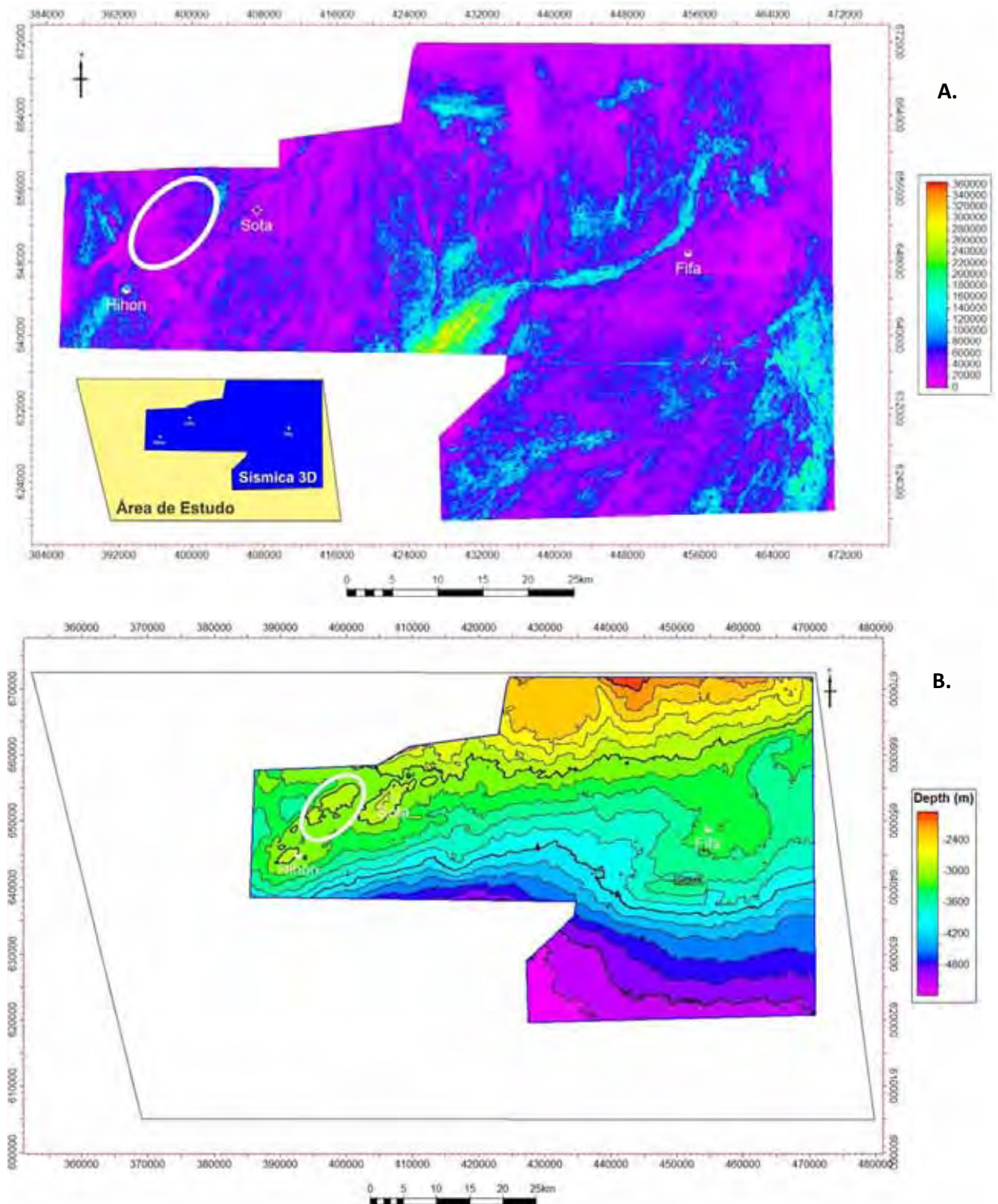


Figura 71: As anomalias do mapa de atributo *RMS Amplitude* do Topo do Cretáceo (A) não estabelece relação com a estrutura entre os poços Hihon e Sota, circunferências brancas (B).

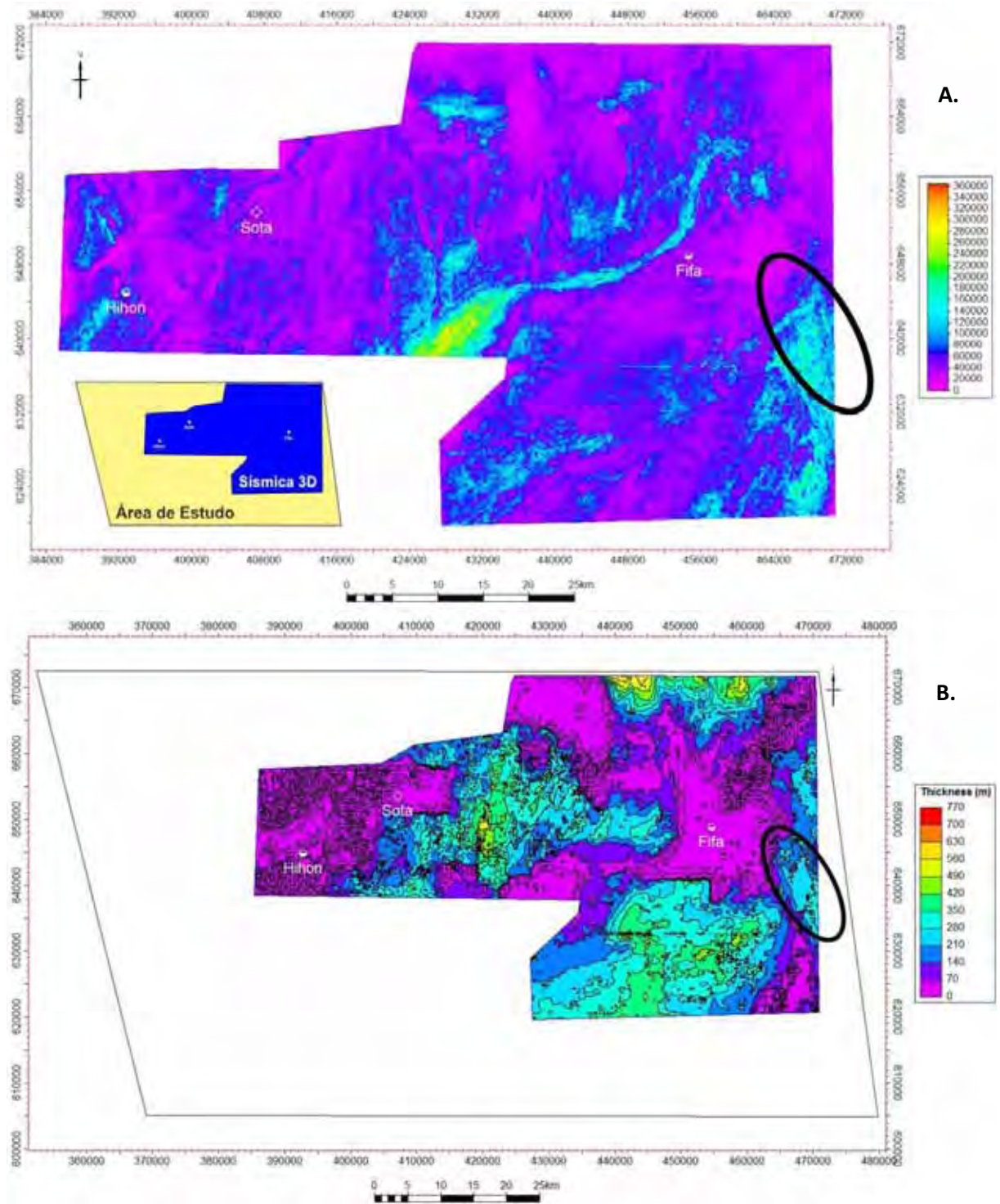


Figura 72: Alta anomalia de amplitude no mapa de atributo *RMS Amplitude* do Topo do Cretáceo (A) posicionada em uma região que a espessura alcança 350 m, circunferências pretas (B).

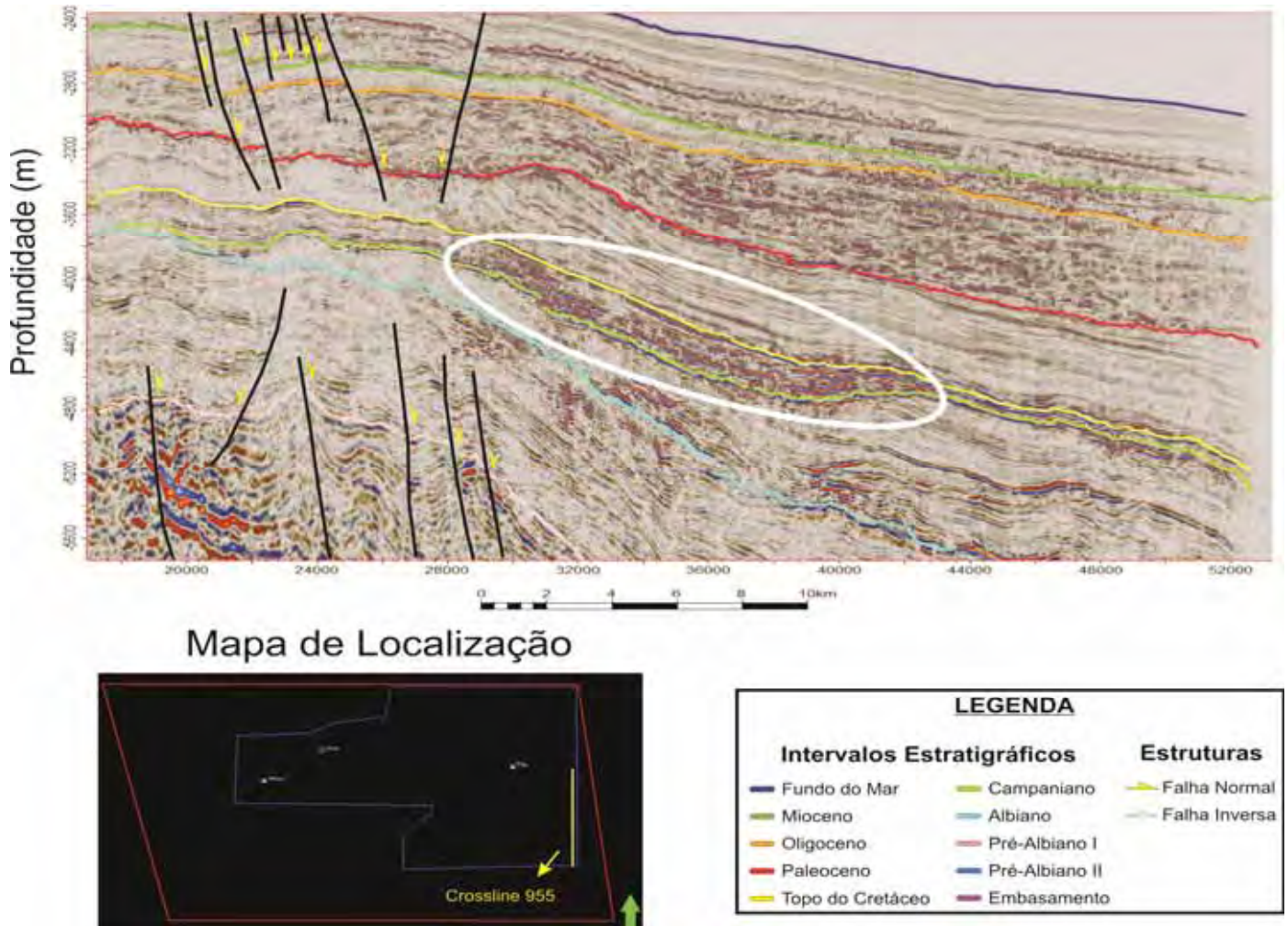


Figura 73: Sub-bacia no Cretáceo Superior com altas amplitudes no sudeste da área de estudo (circunferência branca).

- Paleoceno: No extremo sudeste da sísmica 3D o Paleoceno encontra-se mais espesso (aproximadamente 800 m), porém não há variação significativa na amplitude com exceção feita a dois canais próximos (Figura 74). O fechamento a leste do poço Fifa reconhecido no mapa de contorno estrutural está parcialmente localizada na região de grande espessura, entretanto sem apresentar anomalias de amplitude (Figura 75).

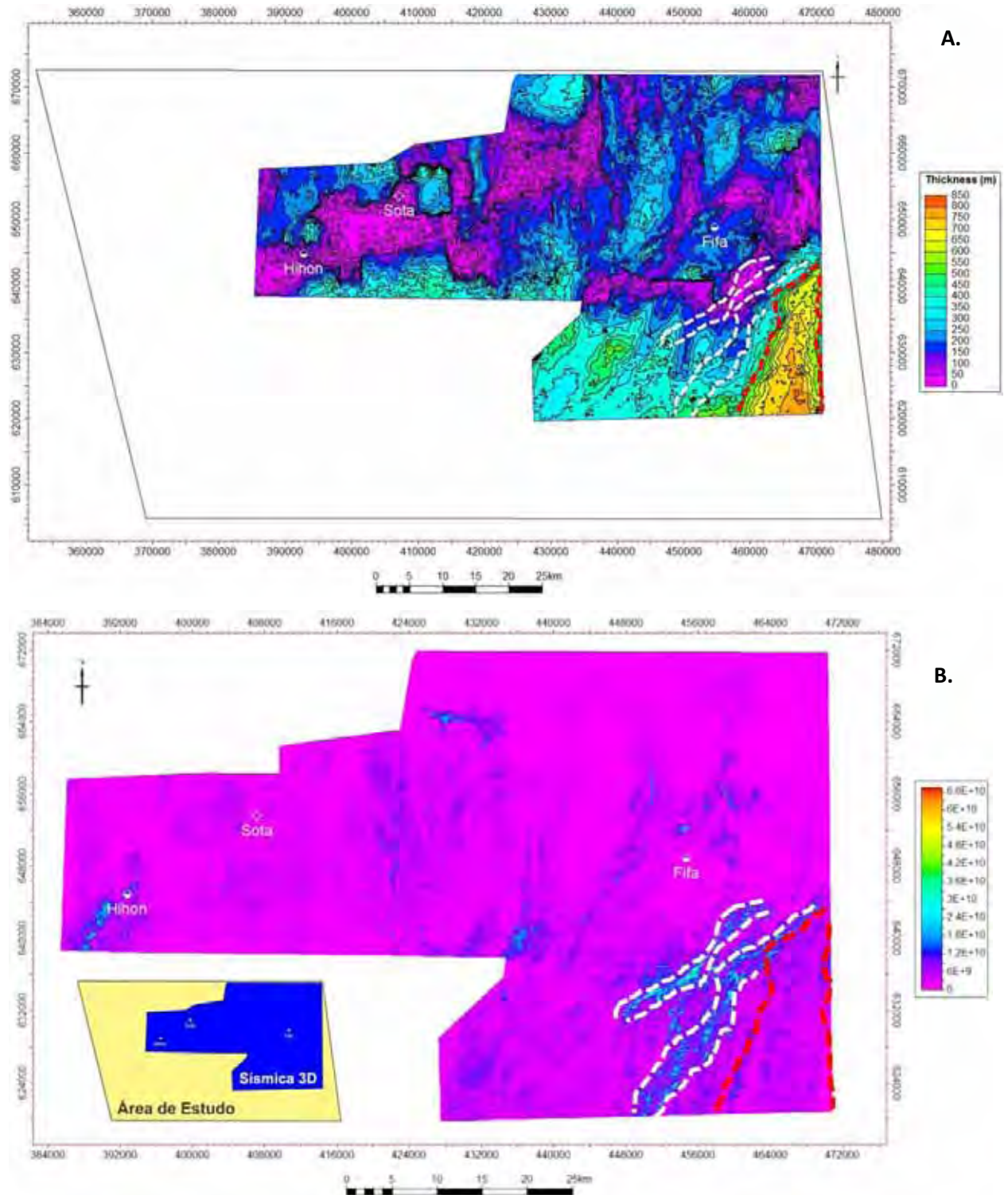


Figura 74: Mapa de isópaca do Paleoceno (A) destacando no extremo sudeste da sísmica 3D a região mais espessa (linha tracejada vermelha), porém sem grandes variações de anomalias no mapa de atributo *Average Energy* (B). Os dois canais anômalos ao lado (linha tracejada branca) estão em uma região que o intervalo pode ter até 300 m de espessura.

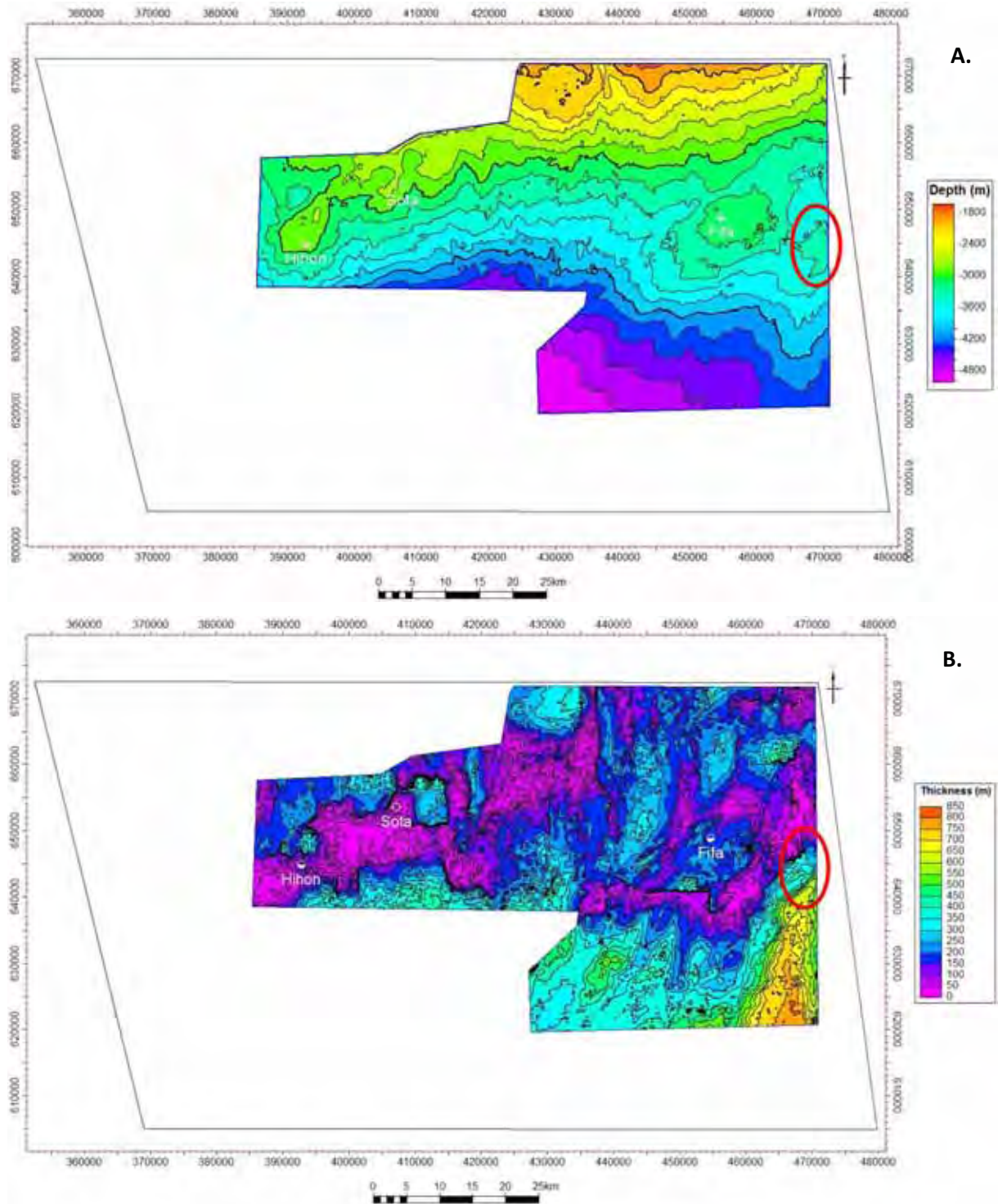


Figura 75: O fechamento estrutural (circunferência vermelha) a leste do poço Fifa (A) está localizado no limite da região de maior espessura do Paleoceno (B).

- Oligoceno/Eoceno: Com a intensa erosão durante o Oligoceno, a seção eocênica mostra-se melhor preservada no leste e sul da sísmica 3D (por volta de 800 m de espessura), esta última correlaciona bem com as anomalias de amplitude dos mapas de

atributo (Figura 76). O fechamento estrutural do poço Hihon também está ligado a uma área com uma boa espessura sedimentar de até 500 m (Figura 77).

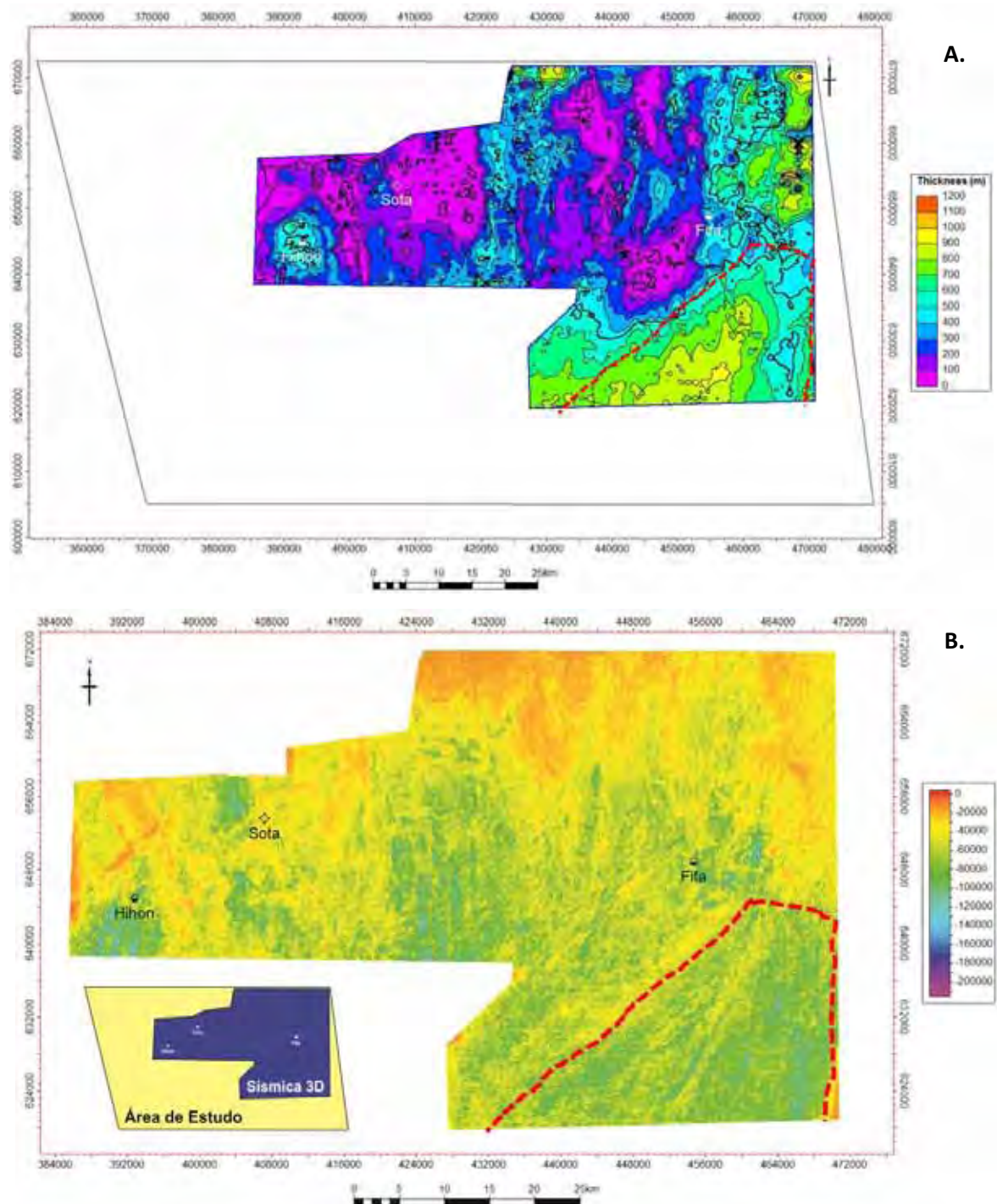


Figura 76: Os valores espessos (cerca de 800 m) ilustrado no mapa de isópaca (A), linha tracejada vermelha, correlacionam com as anomalias do mapa de atributo *Average Negative Amplitude* (B) no sul da sísmica 3D.

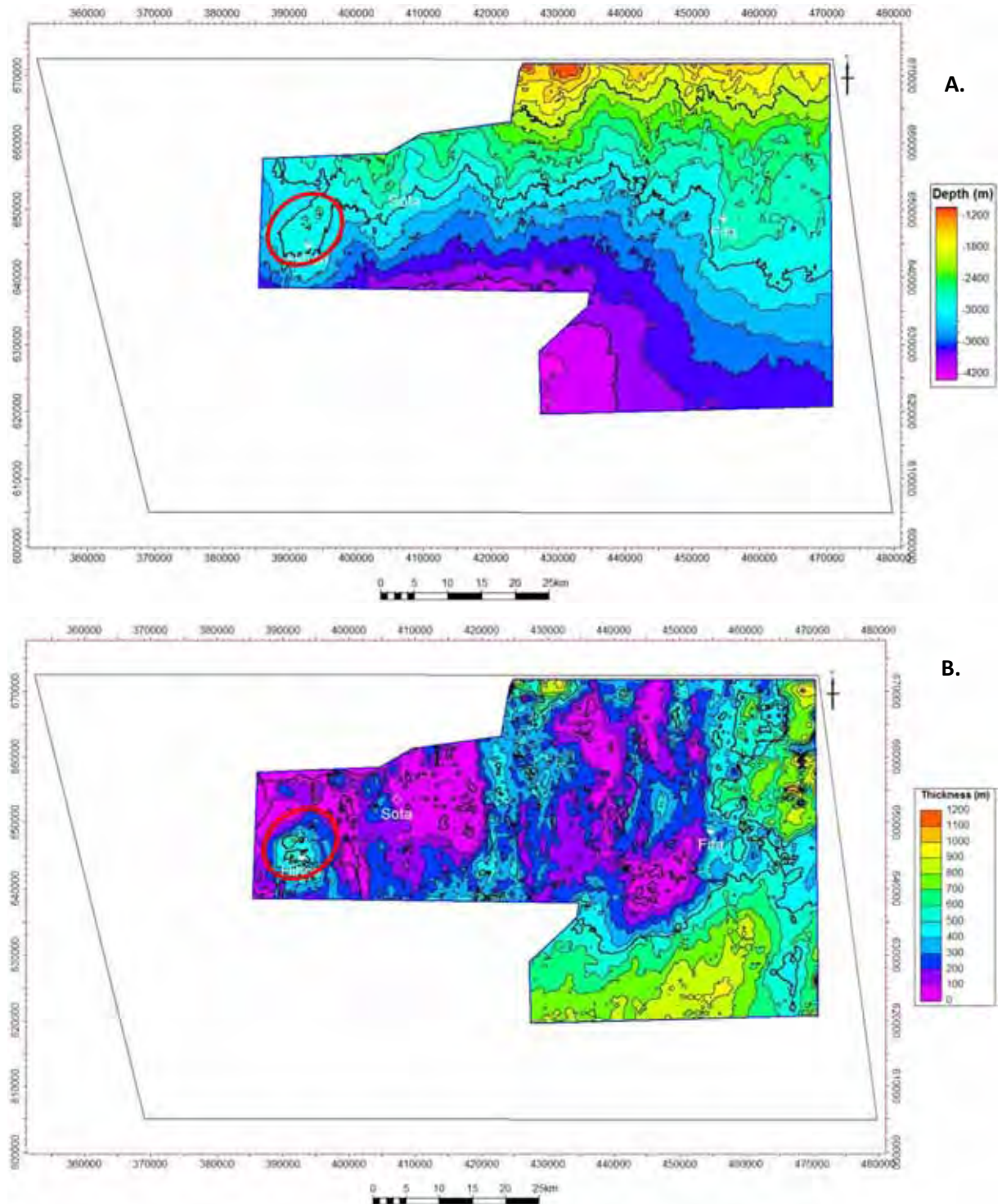


Figura 77: Mapa de contorno estrutural (A) com o fechamento (circunferência vermelha) ligado a uma área com espessura de até 500 m (B).

- Mioceno: A integração dos mapas no Mioceno aponta uma boa oportunidade ao noroeste do poço Hihon onde a espessura alcança 800 m, marcada por forte anomalia de amplitude. Os canais anômalos NW-SE não coincidem com as porções espessas apresentadas pelo mapa de isópaca (Figura 78).

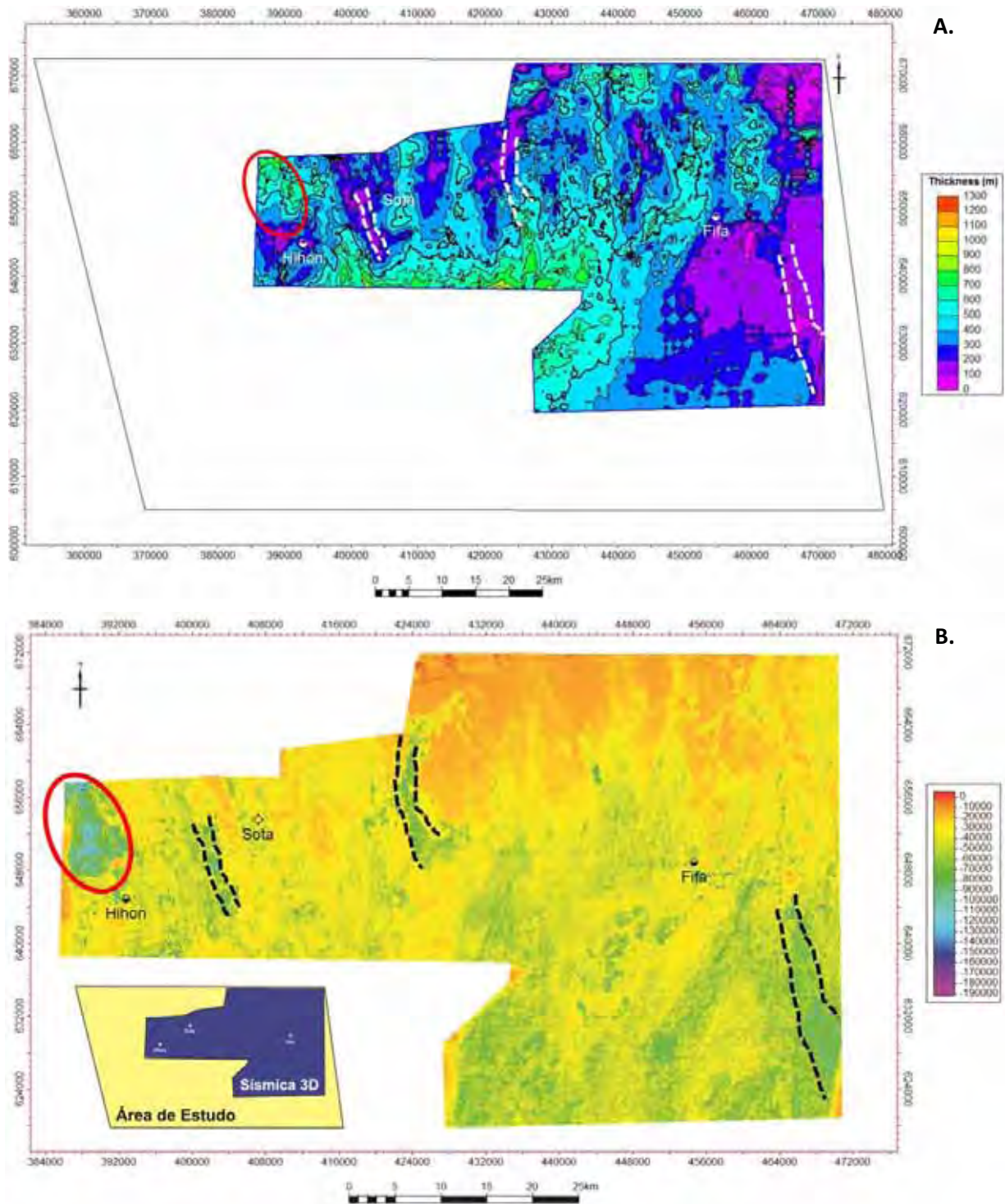
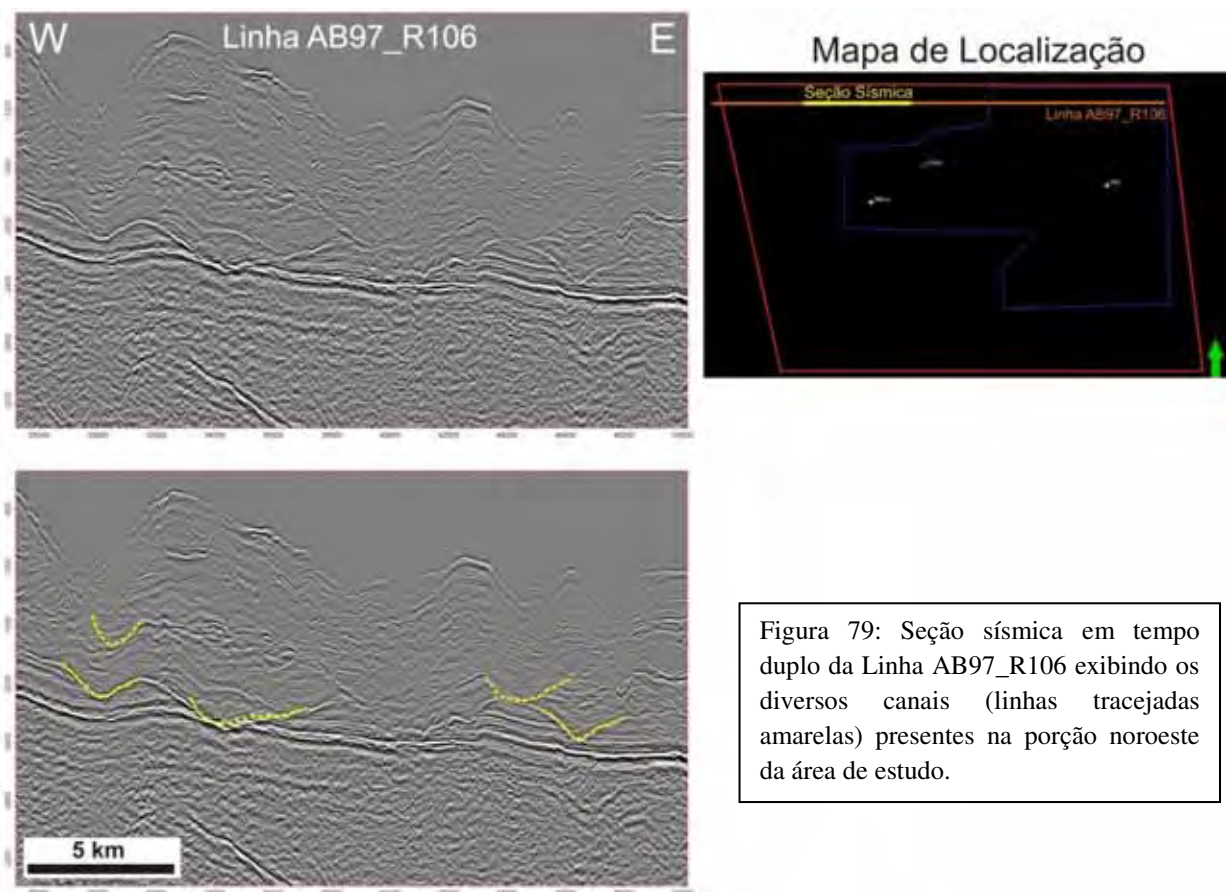


Figura 78: Integração do mapa de isópaca (A) com o mapa de atributo *Average Negative Amplitude* (B) apontando principalmente uma boa oportunidade com forte anomalia de amplitude a noroeste do poço Hihon onde a espessura alcança 800 m (circunferências vermelhas). Os canais NW-SE representados nos mapas de atributos (linhas tracejadas brancas e pretas) não coincidem com porções espessas do Mioceno.

6.1. Armadilhas na Porção NW da Área de Estudo

Apesar da baixa qualidade dos dados sísmicos 2D, especialmente nas zonas mais rasas, importantes informações foram extraídas permitindo uma melhor análise das condições de trapeamento na porção NW da área de estudo, onde não há cobertura sísmica 3D.

Os canais estão constantemente presentes, porém sem manifestar as altas anomalias de amplitudes vistas anteriormente. A morfologia do fundo marinho atual também está caracterizada pelas irregularidades ocasionadas pelos canais submarinos, estas feições alimentam a sedimentação nas partes mais profundas da bacia (Figura 79).



A Bacia do Ceará, Margem Equatorial Brasileira, possui na sua seção rifte trapas estruturais em blocos escalonados do Cretáceo Inferior que armazenam grande parte do petróleo produzido no Campo de Xaréu (Figura 80).

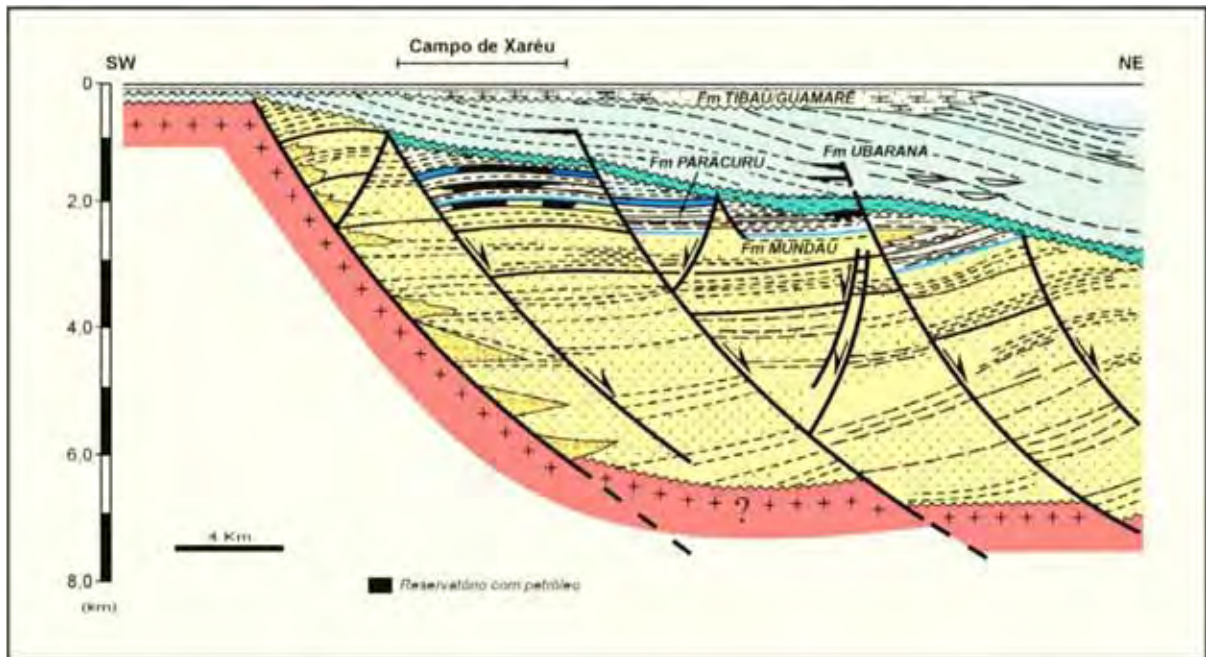


Figura 80: Seção esquemática da Bacia do Ceará ilustrando o traqueamento de petróleo no Campo de Xaréu por blocos escalonados no Cretáceo Inferior e turbiditos nas sequências mais juvenis (Milani & Araújo, 2003).

Como esta seção pode ser comparada diretamente com a Bacia do Benin, a ocorrência de blocos escalonados deve ser considerada como potenciais trapas capazes de armazenar o hidrocarboneto.

A seção sísmica a seguir (Figura 81) ressalta um bloco escalonado entre duas falhas normais do rifte, destaca-se ainda uma sísmica caótica possivelmente originada por escorregamentos.

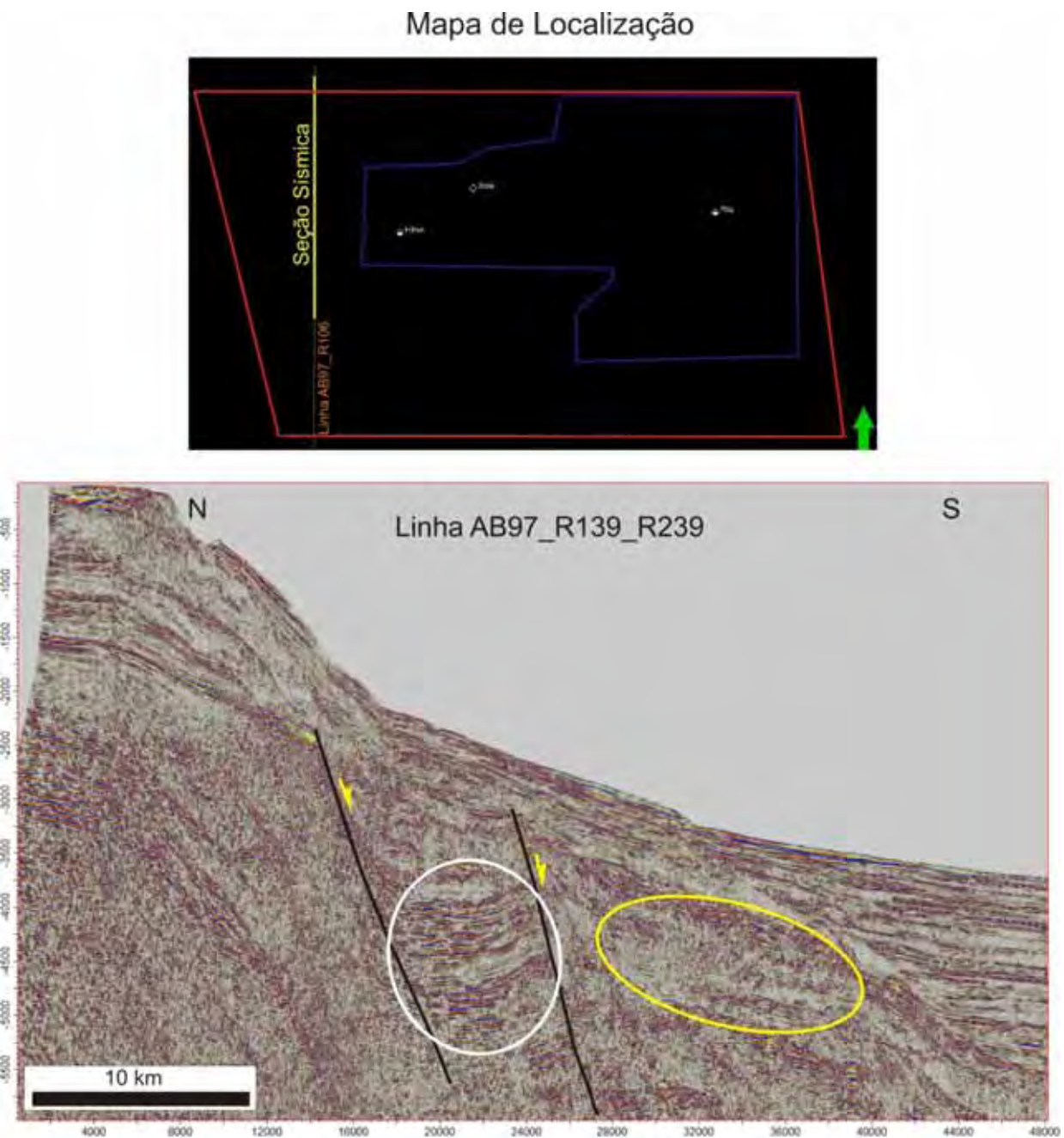


Figura 81: Seção sísmica em tempo duplo da Linha AB97_R139_R239 com um bloco escalonado entre falhas normais (circunferência branca). Na circunferência amarela nota-se um padrão caótico da sísmica possivelmente originada por escorregamentos.

7. CONSIDERAÇÕES FINAIS E CONCLUSÃO

A interpretação sísmica realizada nesta pesquisa permitiu a caracterização do arcabouço estrutural e estratigráfico na porção offshore da Bacia do Benin, fornecendo a base para a identificação das principais armadilhas, locais favoráveis à geração de hidrocarboneto e na avaliação do potencial de acumulação.

Do ponto de vista estratigráfico da bacia, destacam-se três sequências: (1) o pacote sedimentar de fácies continentais abaixo da discordância do Meso-Albiano, esta superfície erosiva marca a transição entre os depósitos continentais e marinhos; (2) o Cretáceo Superior com a forte influência de grandes canais submarinos e (3) a sequência Cenozóica, com a grande discordância do Oligoceno bem visualizada na sísmica.

Como o dado sísmico perde a qualidade da resolução nas partes mais profundas e os poços disponíveis não atravessam além do Albiano, importantes análises deixam de ser consideradas como a possível presença de uma sedimentação jurássica-paleozóica, anterior à ruptura do Gondwana.

A geologia estrutural mostra quatro conjuntos de falhas principais (Figura 82): (1) falhas predominantemente normais da fase rifte afetando até o Albiano e em alguns momentos até o Cretáceo Superior, sugerindo possíveis reativações tectônicas; (2) falhas inversas de alto ângulo com dobras associadas cortando até o Cretáceo Superior ligadas a eventos transpressivos. Destaca-se neste cenário, uma grande falha inversa que ocorre na região do poço Hihon alcançando o horizonte Oligoceno/Eoceno; (3) falhas normais lítricas e inversas com *roll-overs* associados de natureza gravitacional, limitadas do Paleoceno ao Oligoceno/Eoceno, indicando uma base instável ou pouco consolidada; (4) falhas normais gravitacionais do Paleoceno ao Recente, mostrando uma relativa deformação recente.

Estas estruturas possuem uma direção preferencial NE-SW/ENE-WSW, controlando a sedimentação neste sentido, inclusive os canais visualizados em mapas de atributos.

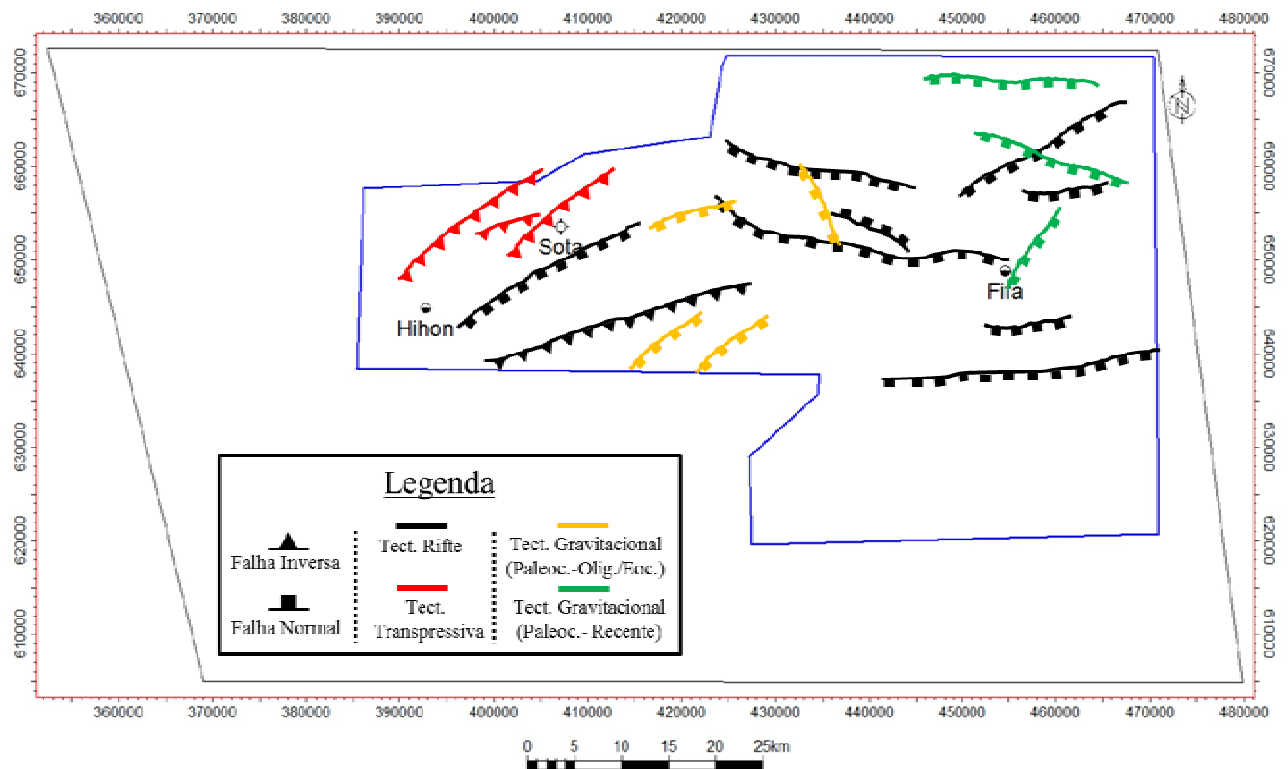


Figura 82: Distribuição dos 4 conjuntos de falhas principais mapeadas no dado sísmico 3D (polígono azul): (1) falhas da tectônica rifte, em preto; (2) falhas da tectônica transpressiva, em vermelho; (3) falhas da tectônica gravitacional limitadas do Paleoceno ao Oligoceno/Eoceno, em amarelo; (4) falhas da tectônica gravitacional do Paleoceno ao Recente, em verde.

Apesar dos três tipos de armadilhas presentes (estruturais, estratigráficas e mistas) favorecerem uma gama de alternativas para a acumulação do hidrocarboneto, as trapas estratigráficas como os extensos canais do Cretáceo Superior, tornam-se opções de reservatórios mais interessantes. As estruturas compressivas na região dos poços Hihon e Sota são boas alternativas para exploração, porém os maiores fechamentos estruturais do Albiano já foram perfurados sem o retorno comercial esperado.

Com a integração dos mapas de contorno estrutural, isópacas e atributos, verificou-se boas chances de ocorrer acumulações estaqueadas, como exemplificado ao correlacionar os mapas de atributos do Campaniano e Meso-Albiano.

Os canais e estruturas do Cenozóico podem ser oportunidades adicionais neste contexto, o conjunto de falhas mais recentes e as reativações das falhas mais antigas podem favorecer a migração para os reservatórios mais rasos.

Um dos grandes desafios da área pesquisada é a lâmina da água, alcançando até 3.200 m, que eleva consideravelmente o risco exploratório. O mapa da Figura 83 ilustra a relação entre as principais zonas de geração (circunferências verdes) e acumulação (circunferências vermelhas) da área de estudo com o fundo do mar (isolinhas pretas). Pode-se notar que as principais oportunidades encontram-se em profundidades superiores a 2.000 m de lâmina d'água.

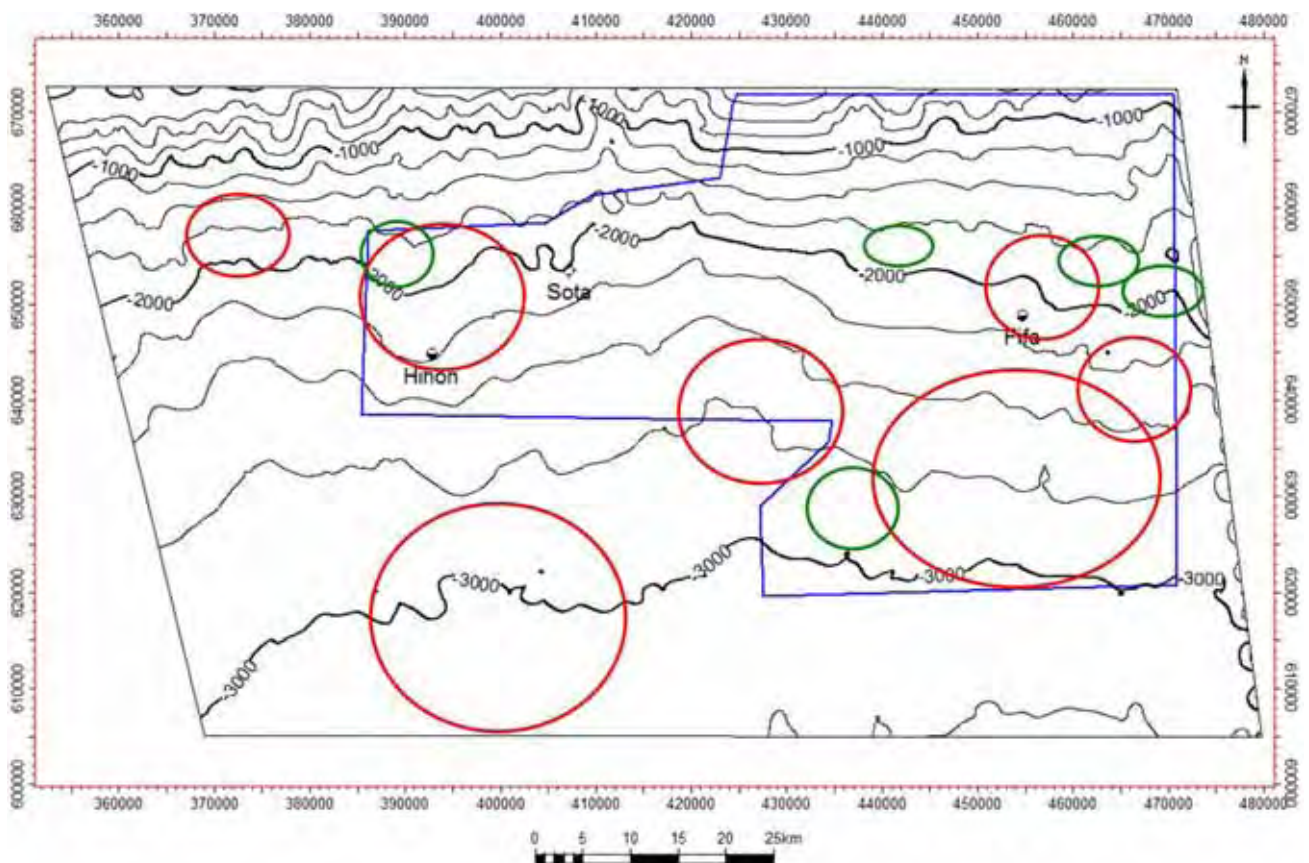


Figura 83: Relação entre o fundo marinho da área de estudo (isolinhas pretas, valores em metros) com as principais oportunidades discutidas neste estudo (circunferências vermelhas) e os depocentros do embasamento (circunferências verdes). O polígono azul é o limite da cobertura sísmica 3D.

Os dados utilizados não permitiram obter um controle preciso do embasamento, sendo melhor visualizado na sísmica 3D. Levantamentos de métodos potenciais (gravimetria e magnetometria), não disponíveis nesta pesquisa, certamente colaborariam muito no domínio da profundidade e geometria do embasamento. Conforme enfatizado anteriormente, há uma forte relação dos baixos estruturais com a geração do hidrocarboneto e, dos altos estruturais com a formação de trapas nas camadas adjacentes.

Os pontos de geração têm uma distribuição próxima de algumas das oportunidades identificadas (Figura 83) no qual pode beneficiar diretamente a migração e, consequentemente, no armazenamento de hidrocarboneto.

Embora grandes reservas de hidrocarbonetos ainda não tenham sido comprovadas, a área pesquisada contém uma série de características geológicas que indicam um forte potencial no armazenamento de petróleo.

8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANDERSEN, I. **Status Report: Seme Oil Field With Installations and Connected Onshore Facilities**. Stavanger: Bistandsaktuel, 2009. Apresenta relatório de riscos para desenvolver um campo de petróleo (Seme). Disponível em:

<http://www.bistandsaktuel.no/_attachment/126658/binary/45011?download=true>.

Acesso em: 05 abr. 2011.

ATTOH, K. et al. Seismic stratigraphic record of transpression and uplift on the Romanche transform margin, offshore Ghana. **Tectonophysics**, Ithaca, v. 378, n. 1-2, p. 1-16, 2004.

BENKHELIL, J.; MASCLE, J.; GUIRAUD, M. **Sedimentary and Structural Characteristics of the Cretaceous along the Côte D'Ivoire-Ghana Transform Margin and in the Benue Trough: A Comparison**. Proceedings of the Ocean Drilling Program, Scientific Results, Vol. 159, 1998.

BIZZI, L. A.; VIDOTTI, R. M. Condicionamento do Magmatismo Pós-Gondwana. In: BIZZI, L. A. et al. **Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil**. Brasília: CPRM – Serviço Geológico do Brasil, 2003, p. 335-361.

BLUE RIDGE GROUP. Oil & Gas Primer – **Chapter 1: Characteristics & Occurrences**. Disponível em <<http://www.blueridgegroup.com/v4.0/index-1.html>>. Acesso em: 20 dez. 2011.

BROWN, A. R. **Interpretation of Three-Dimensional Seismic Data**. 6. ed. Tulsa: AAPG Memoir 42, 2004. 560 p.

BROWNFIELD, M. E.; CHARPENTIER, R. R. Geology and total petroleum systems of the Gulf of Guinea Province of west Africa. **U.S. Geological Survey Bulletin 2207-C**, Virginia. n. 1, p. 32, 2006.

CONDÉ, V. C. et al. Bacia do Ceará. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 347-355, 2007.

CONN, P.; DEIGHTON, I.; LE ROY, C. **Benin Ultradeep seismic study reveals transform margin and potential hydrocarbon prospectivity**. Surbiton: TGS-NOPEC, 2009. Apresenta informações do potencial prospectivo de hidrocarboneto em águas ultra profundas no Benin. Disponível em: <http://www.tgsnopec.com/uploadedFiles/News-n-Media_Zone/Media_Zone/Tech_Paper_Section/Technical_Papers/Benin%20Ultradeep%20extended%20abstract%20-Revised.pdf>. Acesso em: 03 mai. 2010.

CORE LABORATORIES. Petrographic Analysis (SEM, XRD, Thin Section Petrography) of Percussion Sidewall Core from Hihon#1, 2003.

DOMINGOS, L. **Breve História do Petróleo**. Coimbra: História do Petróleo, 2003. Apresenta a história do petróleo, pesquisa, sondagem, perfuração no mar, produção, refinação e consumo. Disponível em: <<http://histpetroleo.no.sapo.pt/index.htm>>. Acesso em: 02 fev. 2011.

FERREIRA, J. C. **Geologia do petróleo**. Rio de Janeiro: Petrobras, 1989.

FUGRO ROBERTSON LIMITED. Competent Persons Report For The Offshore Block 4 Benin for Compagnie Béninoise des Hydrocarbures, Wallingford, 2010.

GLUYAS, J.; SWARBRICK, R. **Petroleum Geoscience**. Oxford: Blackwell Publishing, 2004.

HUMBLE GEOCHEMICAL SERVICES. Petroleum Geochemistry Report; Fifa-1 Well; Benin, Africa, 2003.

HUMBLE GEOCHEMICAL SERVICES. Petroleum Geochemistry Report; Hihon-1 Well; Benin, Africa, 2003.

HUNT, J. M. **Petroleum Geology and Geochemistry**. 2. ed. Nova Iorque: Freeman and Company, 1996. 743 p.

IHS ENERGY GROUP. Sub-Saharan Africa, Benin. GEPS (Global Exploration & Production Service) Reports, 2007.

JÚNIOR, A. V. S.; COSTA, J. B. S.; HASUI, Y. Evolução da Margem Equatorial do Brasil: Três Fases Distensivas. **Revista Geociências**, UNESP, São Paulo, v. 27, n. 4, p. 427-437, 2008.

KEAREY, P.; BROOKS, M.; HILL, I. **An introduction to geophysical exploration**, 2002. **Geofísica de exploração**. Tradução Maria Cristina Moreira Coelho. São Paulo: Oficina de Textos, 2009. 438 p.

KERR-MCGEE. Benin Block-4 CCT Meeting Technical Review, 01 dez. 2004.

LEVIN, H. L. **The Earth Through Time**. 8. ed. Washington: Wiley, 2006.

MACGREGOR, D. S.; ROBINSON, J.; SPEAR, G. Play fairways of the Gulf of Guinea Transform Margin. Geological Society, Londres, Publicação Especial 207: 131-150, 2003.

MATOS, R. M. D. Tectonic Evolution of the Equatorial South Atlantic. In: MOHRIAK, W.; TALWANI, M. **Atlantic Rifts and Continental Margins**. AGU Geophysical Monograph, American Geophysical Union, 2000. p. 331-354.

MCKENZIE, D. Some remarks on the development of sedimentary basins. **Earth Planet Science Letters**, Amsterdã, n. 40, p. 25-32, 1978.

MILANI, E. J. et al. Petróleo na Margem Continental Brasileira: Geologia, Exploração, Resultados e Perspectivas. **Revista Brasileira de Geofísica**, Rio de Janeiro, v. 18, n. 3, p. 351-396, 2000.

MILANI, E. J.; ARAÚJO, L. M. Recursos Minerais Energéticos: Petróleo. In: BIZZI, L. A. et al. **Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil**. Brasília: CPRM – Serviço Geológico do Brasil, 2003. p. 541-576.

MILLER, K. G.; MOUNTAIN, G. S.; TUCHOLKE, B. E. Oligocene glacio-eustasy and erosion on the margins of the North Atlantic. **Geology**, v. 13, p. 10-13, January 1985.

OFFSHORE-TECHNOLOGY. Ghana – Industry Projects. **Jubilee Field**. 2010. Disponível em <<http://www.offshore-technology.com/projects/jubilee-field>>. Acesso em: 12 mar. 2010.

OWOYEMI, A. O. D. **The Sequence Stratigraphy of Niger Delta, Delta Field, Offshore Nigeria**. Master of Science, Texas A&M University, August 2004.

SCHLUMBERGER. **Seismic-to-Simulation Software Interpreter's Guide to Seismic Attributes – Petrel**. Houston: Schlumberger, 2008.

TANNER, M. T. Seismic Attributes. **Canadian Society of Exploration Geophysicists Recorder**. Houston, vol. 36, no. 7, p. 48-56; September, 2001. Disponível em <<http://www.cseg.ca/publications/recorder/2001/09sep/sep01-seismic-attributes.pdf>>. Acesso em: 15 Jan. 2012.

TGS-NOPEC. **The Republic of Benin, Offshore Licensing Round**, 2006.

TUTTLE, M. L. W.; CHARPENTIER, R. R.; BROWNFIELD, M. E. The Niger Delta Petroleum System: Niger Delta Province, Nigeria, Cameroon, and Equatorial Guinea, Africa. **U.S. Geological Survey Bulletin 2207-C**, Denver, 1999.

TWISS, R. J.; MOORES, E. M. **Structural Geology**, W. H. Freeman & Company, 1992. 532 p.

VAIL, P. R.; MITCHUM, R. M.; THOMPSON, S. Seismic Stratigraphic and Global Changes of Sea-Level from Coastal Onlap. In: **Seismic Stratigraphic Applications to Hydrocarbon Exploration**, ed C.E. Payton. AAPG Memoir 26, 1977. 63-82.

ZALÁN, P. V. Evolução fanerozóica das bacias sedimentares brasileiras. In: MONTESSO-NETO et al. **Geologia do Continente Sul-Americano: Evolução da Obra de Fernando Flávio Marques de Almeida**, São Paulo: Beca, 2004. p. 595-612.