

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
Instituto de Geociências e Ciências Exatas
Câmpus de Rio Claro

Bruno Conti Paciello

**SISTEMAS PETROLIFEROS ESPECULATIVOS DA BACIA
DE PELOTAS (OFFSHORE DO URUGUAI)**

Dissertação de Mestrado apresentado ao Instituto de Geociências e Ciências Exatas do Câmpus de Rio Claro, da Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, como parte dos requisitos para obtenção de Mestre em Geociências e Meio Ambiente.

Orientador: Prof. Dr. José Alexandre J. Perinotto

Rio Claro – SP
2015

BRUNO CONTI PACIELLO

SISTEMAS PETROLÍFEROS ESPECULATIVOS DA BACIA DE PELOTAS (OFFSHORE DO URUGUAI)

Dissertação de Mestrado apresentada ao Instituto de Geociências e Ciências Exatas do Câmpus de Rio Claro, da Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Geociências e Meio Ambiente.

Comissão Examinadora

Dr. Jose Alexandre de Jesus Perinotto

Dra. Maria Gabriela Castillo Vincentelli

Dr. Gerardo Veroslavsky Barbe

Rio Claro, SP
05 de Outubro de 2015

RESUMO

A Bacia de Pelotas representa uma área com potencial para a existência de hidrocarbonetos, embora não têm sido identificadas grandes acumulações de óleo ou gás. Um estudo de sistemas petrolíferos especulativos poderia contribuir para melhor caracterização e definição da capacidade da bacia para gerar e acumular hidrocarbonetos. O objetivo principal do trabalho é definir os sistemas petrolíferos especulativos que poderiam estar presentes na porção sul da Bacia de Pelotas para avaliar seu potencial para hidrocarbonetos. A bacia é composta por uma fase pré-rifte com unidades paleozoicas e mesozoicas da Bacia Paraná, uma fase sin-rifte vulcano-sedimentar do Cretáceo Inferior, e uma fase pós-rifte desenvolvida do Cretáceo ao Cenozoico, controlada pelas variações do nível do mar. A estratigrafia de sequências foi a metodologia utilizada para interpretar seções sísmicas 2D, permitindo delimitar sequências deposicionais, definir tratos de sistemas e identificar a distribuição dos elementos dos sistemas petrolíferos potenciais. Como resultado seis sistemas petrolíferos especulativos são propostos. O primeiro sistema é vinculado à fase pré-rifte, sendo representado pela rocha geradora marinha do Permiano Inferior e reservatórios associados a arenitos eólico-fluviais do Jurássico Superior. O segundo corresponde à fase sin-rifte, constituído por rocha geradora lacustre barremiana e tem como reservatórios arenitos alúvio-fluviais da mesma idade. O terceiro sistema apresenta como rocha geradora folhelhos marinhos aptiano-albianos depositados durante o primeiro evento oceânico anóxico do Cretáceo (OAE1) e tem reservatórios representados por arenitos eólicos do Barremiano associados aos *Seaward Dipping Reflectors* (SDRs). O quarto tem como rocha geradora os folhelhos do Aptiano-Albiano e como reservatórios turbiditos do Cretáceo Superior. No quinto sistema foram identificados como rocha geradora folhelhos marinhos do pós-rifte de idade cenomaniana-turoniana associados ao segundo evento oceânico anóxico do Cretáceo Superior (OAE2) e como reservatórios os arenitos das frentes de progradação deltaica e turbiditos do Cretáceo e Cenozoico. Finalmente, o sexto sistema apresenta rocha geradora marinha do Paleoceno e reservatórios associados a turbiditos do Cenozoico.

Palavras chave: Estratigrafia de Sequências, Tratos de sistema, Rocha geradora, Eventos Oceânicos Anóxicos, Bacia de Pelotas, Margem Continental Uruguia.

ABSTRACT

The Pelotas Basin represents an area with potential for hydrocarbons; though still there have not been identified large oil and gas accumulations. A petroleum systems study could contribute to a better characterization and definition of the capacity of the basin to generate and accumulate hydrocarbons. The main purpose of this study is to define the speculative petroleum systems that could be present in the southern portion of the Pelotas Basin to evaluate its hydrocarbon potential. The basin includes a prerift phase that preserved Paleozoic and Mesozoic geological units of the Paraná Basin; an Early Cretaceous volcanic-sedimentary synrift phase and a Cretaceous to Cenozoic postrift controlled by successive transgressions and regressions of the sea level. Sequence stratigraphy was the methodology used to interpret 2D seismic sections, allowing to delimit depositional sequences, system tracts and identifying the distribution of the main elements of the potential petroleum systems. As a result six speculative petroleum systems are proposed. The first system is related to the prerift phase, being represented by a Lower Permian marine source rock and reservoirs related to aeolian and fluvial sandstones of Upper Jurassic age. The second one corresponds to the synrift phase, being constituted by a Barremian lacustrine source rock and presents alluvial and fluvial sandstones of the same age as reservoirs. The third system has as source rock postrift marine shales of aptian-albian age deposited during the first Oceanic Anoxic Event of the Cretaceous (OAE1) and reservoirs represented by Barremian aeolian sandstones related with the Seaward Dipping Reflectors (SDRs). The fourth system has the same Aptian-Albian marine shales as source rock and Upper Cretaceous turbidites as reservoirs. In the fifth proposed system were identified postrift cenomanian-turonian marine shales as source rocks and reservoirs associated with Upper Cretaceous to Cenozoic deltaic sandstones of progradation fronts and turbidites. Finally, the sixth petroleum system is composed by a Paleocene marine source rock and reservoirs associated with Cenozoic turbidites.

Key words: Sequence Stratigraphy, System Tracts, Oceanic Anoxic Events, Pelotas Basin, Uruguayan Atlantic Margin.

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar quiero agradecer a Ethel Morales que es la persona que me impulsó y ayudó a realizar esta maestría.

Al profesor Alexandre Perinotto por toda su ayuda y esfuerzo como orientador.

A Héctor de Santa Ana y ANCAP por permitirme llevar a cabo este trabajo y la disponibilidad de la base de datos. A ION-GXT por permitir la utilización de las líneas sísmicas de su campaña.

A la profesora Gabriela Castillo por su tiempo, paciencia, consejos y aportes técnicos.

A los profesores Gerardo Veroslavsky y Lucas Warren por su apoyo.

A Rafael, mi gran amigo en Rio Claro.

Mis amigos y compañeros de trabajo en E&P por el aguante y la ayuda: Jose, Mati, Santi, Pablo R., Rodri Novi, Manugea, Naty Blanqui, Pablo G., Juan, Ceci, Nelson, Magui, Dinorah y Vicky.

A mis queridos hermanitos: Fede, Georgi, Ana, Ceci, Isa y a mis papas: Mirtha y Gustavo por el cariño de siempre.

Y finalmente a Mónica por estar ahí siempre.



SUMÁRIO

ÍNDICE.....	I
ÍNDICE DE FIGURAS.....	II
ÍNDICE DE TABELAS.....	V
1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1 OBJETIVOS.....	2
1.2 LOCALIZAÇÃO DA ÁREA DE ESTUDO	3
2. CONSIDERAÇÕES TEÓRICAS.....	4
2.1 SISTEMAS PETROLÍFEROS	4
3. CONTEXTO GEOLÓGICO	23
4. MATERIAIS E MÉTODOS	50
5. RESULTADOS E DISCUSSÃO	62
6. CONCLUSÕES.....	125

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1 Objetivos.....	2
1.2. Localização da área de estudo.....	3
2. CONSIDERAÇÕES TEÓRICAS.....	4
2.1 Sistemas petrolíferos.....	4
2.1.1 Definições e conceitos.....	4
2.1.2 Elementos do sistema petrolífero.....	6
2.1.3 Processos do sistema petrolífero.....	8
2.2 Estratigrafia de Sequências: definição e conceitos.....	13
2.2.1 Desenvolvimento da Estratigrafia de Sequências.....	14
2.2.2 Conceitos fundamentais da Sismoestratigrafia.....	15
2.3 Conceitos gerais de sísmica de reflexão 2D.....	21
3. CONTEXTO GEOLÓGICO.....	23
3.1 Geologia regional.....	23
3.2. Geologia da Bacia de Pelotas.....	28
3.2.1 Antecedentes.....	28
3.2.2 Características gerais.....	28
3.2.3 Evolução tectônica.....	30
3.3 Sistemas petrolíferos potenciais da Bacia de Pelotas (Revisão da literatura).....	37
3.3.1 Rochas geradoras potenciais da Bacia de Pelotas.....	38
3.3.1.1 Rocha geradoras da fase pré-rifte.....	38
3.3.1.2 Rochas geradoras da fase rifte.....	39
3.3.1.3 Rochas geradoras da fase pós-rifte.....	40
3.3.2 Reservatórios potenciais da Bacia de Pelotas.....	43
3.3.3. Selantes.....	45
3.3.4. Armadilhas.....	46
3.4 Exploração petrolífera na Bacia de Pelotas.....	47
4. MATERIAIS E MÉTODOS.....	50
4.1 Dados utilizados.....	50
4.1.1 Dados sísmicos.....	50
4.1.2 Dados de poço.....	52
4.1.3 Dados magnetométricos.....	54
4.2 Atividades desenvolvidas e métodos utilizados.....	56
4.2.1 Atividades desenvolvidas prévias à interpretação sísmica.....	56
4.2.2 Metodologia utilizada.....	58
5. RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	62
5.1 Interpretação sismoestratigráfica.....	62

5.2 Análise estrutural	113
5.3 Sistemas petrolíferos especulativos propostos	115
6. CONCLUSÕES.....	125
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	127

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Localização da área de estudo. Modificado de Soto et al. (2011).	3
Figura 2: Acima: Deposição e preservação da rocha geradora em uma bacia sedimentar Abaixo: Elementos e processos de um sistema petrolífero. Extraída e modificada de Al-Hajeri et al. (2009)	7
Figura 3: Exemplos de armadilhas estruturais. A: Dobra, B:Falha. Bidlle & Wielchowsky (1994)	
Figura 4: Armadilhas estratigráficas: A: Criadas por variações litológicas associadas à deposição. Acima: Variação lateral de fácies. Abaixo: Terminação de reservatório por pinchout deposicional de rochas porosas e permeáveis. B: Processos sedimentares formam armadilha potencial, mas requer o soterramento por uma camada impermeável que atua como selante. Acima: Recife, Meio: Duna eólica, Abaixo: leque submarino. Bidlle & Wielchowsky (1994)	9
Figura 5: Armadilhas mistas. A: Interseção de uma falha com um <i>pinchout</i> deposicional. B: Dobra num pinchout deposicional. Bidlle & Wielchowsky (1994)	10
Figura 6: Transformação termogênica da matéria orgânica. McCarthy et. al (2011).....	11
Figura 7: Exemplo de uma carta de eventos de um sistema petrolífero. A figura mostra também a localização no tempo das principais rochas geradoras do mundo. Modificada de Magoon & Schmoker (2000).....	13
Figura 8: Terminações estratigráficas definindo a relação geométrica entre os estratos e a superfície estratigráfica. Extraída de Catuneanu (2006).	15
Figura 9: Padrões de empilhamento. Modificado de Posamentier & Allen (1999).....	16
Figura 10: Relação entre a variação estática e os tratos de sistema gerados. Modificada de Posamentier & Vail (1988).....	18
Figura 11: Tratos de sistema que compõem uma sequência. HST: Trato de sistema de mar alto, LST: Trato de sistema de mar baixo, TST: Trato de sistema transgressivo. FSST: Trato de sistema de queda. MRS: Superfície de regressão máxima. MFS: Superfície de inundação máxima. SU: Discordância subaérea. RS: Superfície transgressiva de ravinamento. Modificada de Catuneanu (2006).....	20
Figura 12: Esquema de partição da energia entre dois meios elásticos separados por uma interface. Uma onda P incidente gera duas ondas refletidas (Pr e Sr) e duas ondas transmitidas (Pt e St). Modificada de Severiano Ribeiro (2001).	22
Figura 13: Mapa tectônico do oceano Atlântico Sul há 84 Ma com os segmentos que o conformam Extraída de Moulin et al. (2005).	24
Figura 14: Acima: Mapa gravimétrico de ar livre (GEOSAT) do Atlântico Sul com a localização dos segmentos do Atlântico, aonde se evidencia a cadeia meso-atlântica e as zonas de fratura que a segmentam. Modificado de Cameron et al. (1999). Abaixo: Localização do Alto de Rio Grande e a Dorsal de Walvis (ROCHA-JUNIOR et al. 2012).....	25
Figura 15: Seção sísmica da Bacia de Pelotas mostrando feições interpretadas como cunhas de refletores mergulhantes para o mar (SDR), relacionadas à formação da crosta proto-oceânica. Extraída de Mohriak (2003).	26
Figura 16: Acima: Reconstituição do Atlântico Sul há 120 Ma, remarcando em púrpura a extensão da bacia de sal Aptiana. CR Scotese, modificada por Bryant et al. (2012). Abaixo:	27
Figura 17: <i>Offshore</i> do Uruguai com a localização da Zona de fratura do Rio de la Plata que junto com o Alto de Polônio atua como limite sul da Bacia de Pelotas e gera interrupção e deslocamento das cunhas de SDRs. RPTS: Sistema de transferência Rio de la Plata. Extraída de Soto et al. (2011)	29
Figura 18: Modelo geodinâmico esquemático da margem continental divergente. Modificado de Cainelli & Mohriak (1999).	31

Figura 19: A: Localização do corredor estrutural SaLAM com a distribuição da Bacia Santa Lucia e Laguna Merim. B: Modelo de rifteamento (ponto triplo) associado à gênese do corredor SaLAM e o Oceano Atlântico. Modificado de Rosello et al. (2007).	34
Figura 20: Carta Estratigráfica da Bacia de Pelotas (Bueno et al., 2007). BOT: Fm. Botucatu, SG: Fm. Serra Geral, IBT: Imbituba, CAS: Fm. Cassino, CRM: Fm. Curumim, ARI: Fm. Ariri, TRA: Fm. Tramandaí, PBL: Fm. Porto Belo, ATL: Fm. Atlântida, CID: Fm. Cidreira, IMB: Fm. Imbé.	36
Figura 21: Sequências deposicionais interpretadas para a porção uruguaia da Bacia de Pelotas. H: horizontes mapeados. Modificado de Morales (2013).	37
Figura 22: Localização no tempo das principais rochas geradoras em nível mundial e porcentagens do óleo e gás aportadas por elas às reservas mundiais. Modificado de Ulmishek & Klemme (1990). 41	
Figura 23: Seção sísmica 2D da porção uruguaia da Bacia de Pelotas com a distribuição da sequência aptiana interpretada (horizonte azul). Modificada de Grassmann et al (2011).	42
Figura 24: Risco relativo associado a selantes na porção brasileira da Bacia de Pelotas. a) Cretáceo Superior, b) Oligoceno Inferior, c) Mioceno Médio-Superior. Modificado de Deckelman et al. (2006). 45	
Figura 25: Seção sísmica da Bacia de Campos sinalizando com seta a expressão sísmica associada aos arenitos turbidíticos do Campo de Marlim. Extraída de Milani & Araujo (2003).	46
Figura 26: Mapa com a distribuição dos poços perfurados na Bacia de Pelotas (pontos vermelhos) e outras bacias próximas. Dados da localização dos poços extraídos do Banco de Dados de Exploração e Produção da ANP (http://maps.bdep.gov.br/website/mapas/viewer.htm) e de ANCAP.	48
Figura 27: Seção sísmica dip 2D interpretada da Bacia de Pelotas com a localização do poço 2-RSS-1 na plataforma marítima, aonde é possível observar a geometria da bacia. Sequência A: Rife, Sequências B a F: Megassequência transgressiva de margem passiva (Aptiano-Paleoceno Superior). Sequências G a Q: Megassequência regressiva de margem passiva (Paleoceno Superior-Recente). Modificada de Fontana (1996) e Barboza et al. (2008).	49
Figura 28: Localização da área de estudo na Bacia de Pelotas, com a distribuição das linhas sísmicas 2D utilizadas no trabalho e a localização do poço Gaviotin X-1.	51
Figura 29: Exemplo de seção sísmica 2D <i>dip</i> da área de trabalho na Bacia de Pelotas adquirida no ano 2007.	52
Figura 30: Coluna estratigráfica do poço Gaviotin x-1	53
Figura 31: Mapa de anomalias magnéticas do <i>offshore</i> do Uruguai reduzido ao pólo	55
Figura 32: Anomalia magnética monopolar (redução ao pólo) e dipolar (intensidade magnética total) associada a uma zona de falha. Modificada da página web da Universidade de Oklahoma (2007).	55
Figura 33: Calibração entre poço e sísmica a partir do perfil sônico do poço Gaviotin x-1.	57
Figura 34: Correlação entre dados bioestratigráficos do poço Gaviotin e seção sísmica 2D para atribuir idades às sequências deposicionais	59
Figura 35: A) Localização da seção sísmica <i>dip</i> 2D BGR04-01 na Bacia de Pelotas <i>offshore</i> do Uruguai. B) Horizontes interpretados na seção sísmica que individualizam pacotes com diferentes velocidades sísmicas. C) Perfil com as velocidades intervalares na seção sísmica. Extraído de Temmler (2006).	60
Figura 36: Esquema com atividades realizadas e a metodologia utilizada no trabalho.	61
Figura 37: Mapa de contorno estrutural do topo do embasamento (segundos).	63
Figura 38: Expressão do Alto de Polônio em seção sísmica <i>strike</i> . A linha vertical vermelha indica o limite oeste da área de trabalho. O horizonte preto representa o topo do embasamento.	64
Figura 39: A: Mapa mostrando o limite do limite do Alto de Polônio (linha pontilhada) na área de trabalho. B: Relação entre o Alto de Polônio e o mapa magnetométrico (RTP) da área.	65
Figura 40: Mapa mostrando a distribuição dos tipos de crosta presentes na área de trabalho.	66
Figura 41: Seção sísmica dip com a distribuição dos distintos tipos de crosta. O horizonte vermelho marca o topo do embasamento.	67
Figura 42: Seção sísmica 2D <i>dip</i> da área de trabalho com interpretação das megassequências presentes na Bacia de Pelotas.	69
Figura 43: Mapa de contorno estrutural do topo da megassequência Pré-rifte (segundos).	70
Figura 44: Caráter sísmico da seção pré-rifte mostrando o tipo de terminações que apresentam os refletores.	72
Figura 45: Mapa de isópacas da megassequência Pré-rifte em metros.	71
Figura 46: Mapa de contorno estrutural da base dos meio-grábens da megassequência Sin-rifte, com a localização das falhas associadas a estes.	73
Figura 47: A: Desenvolvimento de dois meio-grábens (1 e 2) controlados por falhas normais antitéticas em seção sísmica <i>dip</i> a oeste da área de trabalho. B: Seção sísmica <i>dip</i> localizada 50 km a este da seção A, mostrando redução da espessura do meio-gráben 2. C: Seção sísmica <i>dip</i> localizada 50 km a este da seção C mostrando somente desenvolvimento do meio-gráben 1.	74

Figura 48: Mapa de isópacas do preenchimento dos meio-grábens da megassequência Sin-rifte (metros), com a localização das falhas associadas a estes.	75
Figura 49: Caráter sísmico do Sin-rifte em seção sísmica <i>dip</i> associado a um meio-gráben controlado por uma falha normal antitética.	76
Figura 50: Mapa de contorno estrutural do topo dos SDRs (segundos).	77
Figura 51: Caráter sísmico do sin-rifte associado aos SDRs (refletores mergulhantes em direção ao mar) em seção sísmica <i>dip</i>	77
Figura 52: Mapa de isópacas da sequência que contém os SDRs (metros).	78
Figura 53: Mapa magnetométrico da área de estudo com a distribuição dos SDRs.	78
Figura 54: Seção sísmica <i>dip</i> com os limites de sequências identificados para este trabalho.	80
Figura 55: Mapa de contorno estrutural do topo da sequência 1 do pós-rifte (Aptiano-Albiano) em segundos.	82
Figura 56: Mapa de isópacas da sequência 1 (metros).	82
Figura 57: Caráter sísmico da sequência deposicional 1 de idade atribuída aptiana-albiana.	83
Figura 58: Esquema mostrando os tratos de sistema que compõem a sequência deposicional 1. TST: Trato de sistema transgressivo, TSMA: Trato de sistema de mar alto.	84
Figura 59: Mapa de contorno estrutural do topo da sequência 2 (Cenomaniano-Turoniano) em segundos.	85
Figura 60: Mapa de isópacas (metros) da sequência 2 (Cenomaniano-Turoniano).	85
Figura 61: Caráter sísmico da sequência 2 (Cenomaniano-Turoniano).	86
Figura 62: Esquema mostrando os tratos de sistema que compõem a sequência deposicional 2. TST: Trato de sistema transgressivo, TSMA: Trato de sistema de mar alto.	86
Figura 63: Mapa de contorno estrutural do topo da sequência deposicional 3 em segundos.	87
Figura 64: Mapa de isópacas da sequência deposicional 3 (metros).	88
Figura 65: Caráter sísmico da sequência deposicional 3.	88
Figura 66: Esquema mostrando o trato de sistema que compõe a sequência deposicional 3. TSMA: Trato de sistema de mar alto.	89
Figura 67: Mapa de contorno estrutural do topo da sequência deposicional 4 em segundos.	90
Figura 68: Mapa de isópacas da sequência deposicional 4 (metros).	90
Figura 69: Seção sísmica <i>dip</i> mostrando o desenvolvimento da sequência deposicional 4 com os tipos de terminações que apresenta.	91
Figura 70: Esquema da sequência deposicional 4 mostrando os tratos de sistema que a compõe. TSMA: Trato de sistema de mar alto, TSQ: Trato de sistema de queda.	92
Figura 71: Seção sísmica <i>strike</i> mostrando o desenvolvimento de canais na sequência deposicional 4.	93
Figura 72: Mapa de contorno estrutural do topo da sequência deposicional 5 em segundos.	94
Figura 73: Mapa de isópacas da sequência deposicional 5 (metros).	95
Figura 74: Caráter sísmico da sequência deposicional 5 com os tipos de terminações que apresenta.	95
Figura 75: Esquema mostrando os tratos de sistema que compõem a sequência deposicional 5. TSMB: Trato de sistema de mar baixo, TST: Trato de sistema transgressivo, TSMA: Trato de sistema de mar alto.	96
Figura 76: Mapa de contorno estrutural do topo da sequência deposicional 6 em segundos.	97
Figura 77: Mapa de isópacas da sequência deposicional 6 em metros.	98
Figura 78: Caráter sísmico da sequência deposicional 6 com os tipos de terminações que apresenta.	98
Figura 79: Esquema mostrando os tratos de sistema que compõem a sequência deposicional 6. TST: Trato de sistema transgressivo, TSMA: Trato de sistema de mar alto.	99
Figura 80: Mapa do contorno estrutural do topo da sequência deposicional 7 em segundos.	100
Figura 81: Mapa de isópacas da sequência deposicional 7 em metros.	100
Figura 82: Caráter sísmico da sequência deposicional 7.	101
Figura 83: Esquema mostrando os tratos de sistema que compõem a sequência deposicional 7. TSMA: Trato de sistema de mar alto.	101
Figura 84: Mapa de contorno estrutural do topo da sequência deposicional 8 em segundos.	102
Figura 85: Mapa de isópacas da sequência deposicional 8 em metros.	102
Figura 86: Caráter sísmico da sequência deposicional 8.	103
Figura 87: Esquema mostrando os tratos de sistema que compõem a sequência deposicional 8. TSMA: Trato de sistema de mar alto.	103
Figura 88: Mapa de contorno estrutural do topo da sequência deposicional 9 em segundos.	104
Figura 89: Mapa de isópacas da sequência deposicional 9 em metros.	105

Figura 90: Caráter sísmico da sequência deposicional 9.	105
Figura 91: Esquema mostrando os tratos de sistema da sequência deposicional 9. TSMA: Trato de sistema de mar alto.	106
Figura 92: Mapa de contorno estrutural do topo da sequência deposicional 10 (fundo marinho) em segundos.	107
Figura 93: Mapa de isópacas da sequência deposicional 10 em metros.	107
Figura 94: Caráter sísmico da sequência deposicional 10 na região distal mostrando terminações de tipo <i>onlap</i> associadas a um trato de sistema transgressivo.	108
Figura 95: Caráter sísmico da sequência deposicional 10 na região proximal mostrando a frente de progradação e o avanço da quebra da plataforma continental.	108
Figura 96: Esquema mostrando os tratos de sistema da sequência deposicional 10. TSMA: Trato de sistema de mar alto, TST: Trato de sistema transgressivo, TSMB: Trato de sistema de mar baixo. .	109
Figura 97: Seção sísmica com a distribuição das principais superfícies de inundação máxima (SIM) e sua localização na coluna estratigráfica.	111
Figura 98: Mapas de distribuição das superfícies de inundação máxima (SIM 1 a 5), representando a extensão das rochas geradoras potenciais do pós-rifte A: SIM do Aptiano-Albiano, B: SIM do Cenomaniano-Turoniano, C: SIM do Paleoceno Inferior, D: SIM do Paleoceno Sup-Eoceno Inferior. E: SIM do Mioceno Inferior.	111
Figura 99: Mapas de probabilidade de ocorrência de reservatórios, construídos a partir da espessura dos sedimentos entre duas superfícies de inundação máxima consecutivas. A: Mapa de isópacas entre SIM 1 e SIM 2, B: Mapa de isópacas entre SIM2 e SIM 3, C: Mapa de isópacas entre SIM 3 e SIM 4, D: Mapa de isópacas entre SIM 4 e SIM 5.	112
Figura 100: Interpretação estrutural do mapa de anomalias magnéticas reduzido ao pólo. As linhas tracejadas representam o sistema de transferência do Rio de la Plata de direção NNW-SSE.	113
Figura 101: Interpretação de falhas em seção sísmica <i>dip</i>	¡Error! Marcador no definido.
Figura 102: Modelo do sistema petrolífero especulativo associado à megasequência Pré-rifte Irati-Botucatu(?).	119
Figura 103: Modelo do sistema petrolífero especulativo associado à megasequência Sin-rifte Cassino-Cassino(?).	120
Figura 104: Modelo do sistema petrolífero especulativo Atlântida-Imbituba (?).	121
Figura 105: Modelo do sistema petrolífero especulativo do Pós-rifte:Atlantida-Imbé(?).	122
Figura 106: Modelo do sistema petrolífero especulativo do Pós-rifte: Imbé Inferior-Imbé(?).	123
Figura 107: Modelo do sistema petrolífero especulativo do Pós-rifte: Imbé Médio-Imbé(?).	124

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1: Tipos de sistemas petrolíferos segundo Magoon & Dow (1994)	5
Tabela 2: Importância no sistema petrolífero dos diferentes sistemas deposicionais que compõem os tratos de sistema. Modificado de Catuneanu (2006).	21
Tabela 3: Base de dados geofísicos utilizados na pesquisa.	50
Tabela 4: Bioestratigrafia e idades atribuídas ao poço Gaviotín x-1 no relatório interno confeccionado pela empresa Gema S.R.L. (2009). *dados extraídos de Veroslavsky et al. (2003).	54
Tabela 5: Tratos de sistemas, limites e idades atribuídas às sequências deposicionais definidas.	81

1. INTRODUÇÃO

Desde as primeiras décadas do século XX, a principal fonte energética provém dos hidrocarbonetos, incluindo-se o Uruguai como país consumidor deste tipo de energia fóssil. O país ainda não tem reservas provadas de hidrocarbonetos tanto nas regiões *onshore* como *offshore*. Por este motivo, atualmente o Uruguai depende da importação deste recurso para abastecer suas necessidades energéticas, fazendo com que sua economia seja muito vulnerável às variações internacionais nos preços dos hidrocarbonetos.

As empresas de exploração, tanto no Uruguai como em outras localidades, têm como objetivo determinar a existência de acumulações de petróleo e gás no subsolo do país. Para isto, são realizadas atividades exploratórias nas suas bacias sedimentares em etapas sucessivas, que compreendem a utilização de métodos diretos e indiretos. Dentre os métodos exploratórios indiretos se encontram os métodos geofísicos, sendo que a sísmica de reflexão (2D e 3D) é a mais utilizada. O método direto por excelência é a perfuração de poço que representa o único método exploratório que permite definir a presença de uma acumulação de hidrocarbonetos. Atualmente, ao menos quatro empresas realizam atividades de exploração no setor *offshore* do Uruguai, particularmente na Bacia de Pelotas.

A Bacia de Pelotas constitui uma bacia típica de margem divergente formada ao longo do processo de fragmentação do supercontinente Gondwana e posterior abertura do oceano Atlântico Sul. A bacia estende-se pela margem sul-americana do Atlântico, de Santa Catarina e Rio Grande do Sul na margem continental Brasileira, ingressando na sua porção sul, à margem continental uruguaia. Ao norte limita-se com a Bacia de Santos pela plataforma de Florianópolis, conhecida pelas suas reservas de hidrocarbonetos no pré-sal (Aptiano). Ao sul, em águas territoriais uruguaias, limita-se com a Bacia Punta del Este pelo Alto de Polônio.

Ainda não foram descobertas grandes acumulações de hidrocarbonetos na Bacia de Pelotas e a informação geológica existente não permite provar a existência de sistemas petrolíferos, o que orienta aos pesquisadores para a definição de sistemas petrolíferos especulativos. Nos dias atuais, a bacia em estudo é considerada como subexplorada, já que só foram perfurados 18 poços na porção brasileira, em uma superfície de aproximadamente 250.000 km², a maioria deles

localizada na região da plataforma continental. Neste contexto, não existem poços perfurados no *offshore* da porção uruguaia da bacia (área de estudo) que conta com uma superfície aproximada de 80.000 km². A área de trabalho se localiza na porção sul da Bacia de Pelotas, a qual apresenta algumas características evolutivas que a diferenciam da porção norte. Nesse sentido, enquanto a sub-bacia norte ainda sofria o processo de rifteamento, a sub-bacia sul já experimentava o estágio de subsidência flexural (MARTINS-NETO et al., 2006). Além dessa distinção, a bacia em sua totalidade é abordada como um único elemento geológico.

Os dados sísmicos 2D adquiridos recentemente (2007 e 2013) na área de estudo mostram uma geologia que permite fazer analogias com outras bacias similares, produtoras de hidrocarbonetos. Nesse sentido, a interpretação sísmica na área de estudo permitiu reconhecer distintas armadilhas estratigráficas como turbiditos, que apresentam analogias enquanto seu contexto geológico com acumulações de hidrocarbonetos presentes em outras bacias do Atlântico, como por exemplo, o campo de óleo de Marlim na Bacia de Campos. Estas analogias trazem perguntas sobre o real potencial para hidrocarbonetos da bacia, como a presença de rochas geradoras com boa maturação, a distribuição de selantes regionais e a existência de vias de migração efetivas.

A presente dissertação visou à caracterização dos principais elementos do arcabouço estratigráfico e estrutural da porção uruguaia da Bacia de Pelotas e dos componentes do(s) sistema(s) petrolífero(s) especulativo(s) conforme foi definido por Magoon & Dow (1994). A principal ferramenta metodológica é a Estratigrafia de Sequências, tendo sido aplicados seus conceitos para a definição das sequências deposicionais e os tratos de sistemas que compõem o empilhamento da bacia e, a partir destes, definir os principais componentes dos sistemas petrolíferos especulativos (rocha geradora, reservatórios, selantes).

1.1 Objetivos

O objetivo principal de esta dissertação é definir, propor e nomear o(s) sistema(s) petrolífero(s) especulativo(s) que poderiam estar presentes na Bacia de Pelotas na sua porção uruguaia, gerando uma carta de eventos para cada sistema petrolífero definido. Pretende-se caracterizar as principais sequências deposicionais

e tratos de sistema que constituem o empilhamento da bacia, e identificar os principais componentes dos sistemas petrolíferos especulativos: rochas geradoras, reservatórios, selantes, confeccionando mapas de distribuição para cada um deles. Pretende-se também realizar uma análise estrutural e gerar um mapa estrutural a partir das informações sísmica e magnetométrica que permita identificar as principais feições estruturais (falhas) que possam atuar como vias de migração dos hidrocarbonetos. Por ultimo, outro objetivo é melhorar o conhecimento da geologia e do potencial para hidrocarbonetos da porção uruguaia da Bacia de Pelotas.

1.2 Localização da área de estudo

A área de trabalho é representada pela porção mais sul da Bacia de Pelotas, localizada no *offshore* do Uruguai, distribuindo-se geograficamente entre os paralelos 34° 20'S e 36° 40'S e os meridianos 50° 50'W e 52° 50'W (Figura 1).

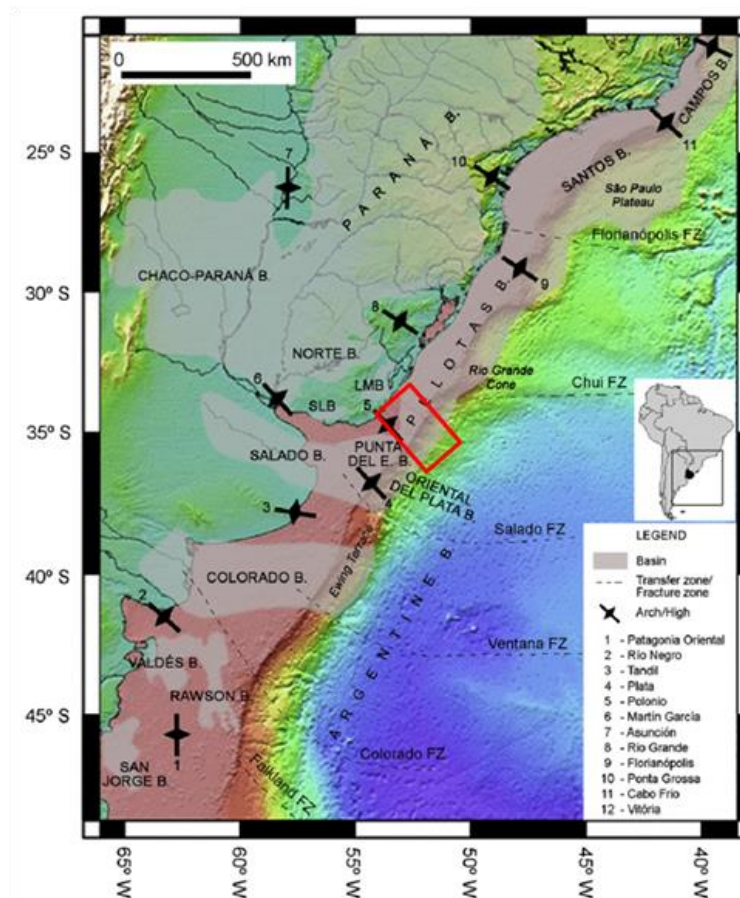


Figura 1. Localização da área de estudo (em vermelho). Modificado de Soto et al. (2011).

A Bacia de Pelotas é a mais meridional das bacias sedimentares da margem continental brasileira, estendendo-se entre os paralelos 28°S e 34°S. Apresenta orientação geral NW-SE, atravessando a região costeira e marítima dos estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul, e ingressando sua porção mais sul na margem continental uruguaia. Segundo Mohriak et al. (2003), o lado brasileiro compreende uma área aproximada de 250.000 km² até lamina d'água de 3000 m, contando com uma zona emersa na região costeira do Rio Grande do Sul de aproximadamente 40.000 km². Contudo, a porção uruguaia da bacia (área de estudo) conta com uma superfície de aproximadamente 80.000 km².

2. CONSIDERAÇÕES TEÓRICAS

2.1 Sistemas petrolíferos

2.1.1 Definição e conceitos

Magoon & Dow (1994) propuseram o conceito de Sistema Petrolífero baseados na organização e classificação do conhecimento adquirido por décadas na indústria petroleira mundial. Segundo os autores, um sistema petrolífero é um conceito que se refere ao conjunto de elementos e processos geológicos essenciais para a existência de uma acumulação de petróleo e/ou gás, presentes num momento e espaço geográfico específico. Sendo que uma bacia pode conter um ou múltiplos sistemas petrolíferos.

A presença de hidrocarbonetos permite identificar a existência de um sistema petrolífero, por isso qualquer quantidade de petróleo ou gás por mínima que seja é prova da existência de um sistema petrolífero (MAGOON & BEAMOUNT, 1999). Para estes autores, uma exsudação de óleo ou gás na superfície, a presença de óleo ou gás numa amostra de perfuração ou uma acumulação de óleo ou gás no subsolo indica a presença de um sistema petrolífero.

Magoon & Dow (1994) propõem uma classificação dos sistemas petrolíferos em função do nível de certeza que se tenha a respeito de que uma determinada rocha geradora seja responsável pela geração de uma acumulação de hidrocarbonetos estudada. Assim, os sistemas petrolíferos podem ser divididos em conhecidos (!), hipotéticos (.) e especulativos (?), como expressados na tabela 1.

Tabela 1: Tipos de sistemas petrolíferos segundo Magoon & Dow (1994)

Nível de certeza	Crítério	Símbolo
Conhecido	Correlação geoquímica positiva entre a rocha geradora e os hidrocarbonetos (petróleo ou gás)	(!)
Hipotético	Não há uma correlação geoquímica direta entre a geradora e os hidrocarbonetos	(.)
Especulativo	Existência da geradora ou da acumulação de hidrocarbonetos postulada com base em informação geológica ou geofísica	(?)

Para definir um sistema petrolífero específico esses autores aplicaram o seguinte critério: utiliza-se o nome da rocha geradora responsável pela geração dos hidrocarbonetos seguido do nome da rocha reservatório na qual os hidrocarbonetos foram acumulados, acompanhado do símbolo que denota o tipo de sistema petrolífero.

Um sistema petrolífero conhecido é aquele em que existe uma boa correlação geoquímica entre a rocha geradora ativa e a acumulação de gás ou petróleo. A Bacia de Santos no Brasil tem sistemas petrolíferos conhecidos como, por exemplo, o sistema Guaratiba-Guarujá(!) com rocha geradora do Aptiano (Formação Guaratiba) e reservatórios carbonáticos do Albiano (Formação Guarujá), e o sistema Itajaí-Açú-Ilhabela(!) com rocha geradora do Cenomaniano-Turoniano (Formação Itajaí-Açú) e reservatórios siliciclásticos do Coniciano-Santoniano (Membro Ilhabela) (PEREIRA & MACEDO, 1990; CHANG et al. 2008).

No caso dos sistemas petrolíferos hipotéticos, os estudos geoquímicos têm identificado uma rocha geradora ativa, mas não existe uma correlação geoquímica direta entre a geradora e a acumulação. Um exemplo de um sistema petrolífero hipotético é o proposto por Junslager (1999) para a Bacia de Orange no *offshore* da África do Sul, constituído por uma rocha geradora ativa da fase sin-rifte de idade Jurássico Superior-Neocomiano e reservatórios associados à mesma fase.

Já num sistema petrolífero especulativo, a existência da rocha geradora ou de uma acumulação de hidrocarbonetos é postulada inteiramente com base em evidência geológica ou geofísica.

Neste trabalho serão postulados sistemas petrolíferos para a porção uruguaia da Bacia de Pelotas inteiramente a partir da informação geofísica disponível, uma vez que não existem poços na área de estudo. Dessa forma, os sistemas definidos serão do tipo especulativo.

Todo sistema petrolífero é composto pelos seguintes quatro elementos: rocha geradora, rocha reservatório, rocha selante e rocha de sobrecarga (Figura 2). No entanto, existem quatro processos essenciais, associados ao sistema petrolífero, que devem ocorrer para que uma acumulação de hidrocarbonetos seja concebida. Eles são: a formação de armadilhas e a geração, migração e acumulação de hidrocarbonetos.

Os elementos e processos essenciais devem estar corretamente posicionados no tempo e no espaço para que a matéria orgânica incluída numa rocha geradora tenha condições de se transformar numa acumulação de hidrocarbonetos (MAGOON & DOW, 1994), isto é conhecido como *timing* ou sincronização.

2.1.2 Elementos do sistema petrolífero

Rocha geradora:

Também chamada rocha mãe, pode ser definida, em sentido amplo, como qualquer rocha de grão fino, rica em matéria orgânica, que pode gerar petróleo ou gás dada uma suficiente exposição ao calor e à pressão (McCarthy et al., 2011). Estas rochas são fundamentalmente representadas por folhelhos ou rochas carbonáticas. Seu potencial para gerar petróleo se relaciona diretamente com o volume da rocha (uma função da espessura e sua extensão areal), a quantidade e tipo de matéria orgânica e sua maturidade térmica.

A matéria orgânica requer para sua preservação condições anóxicas e um rápido soterramento que iniba a atividade biológica e química (Figura 2).

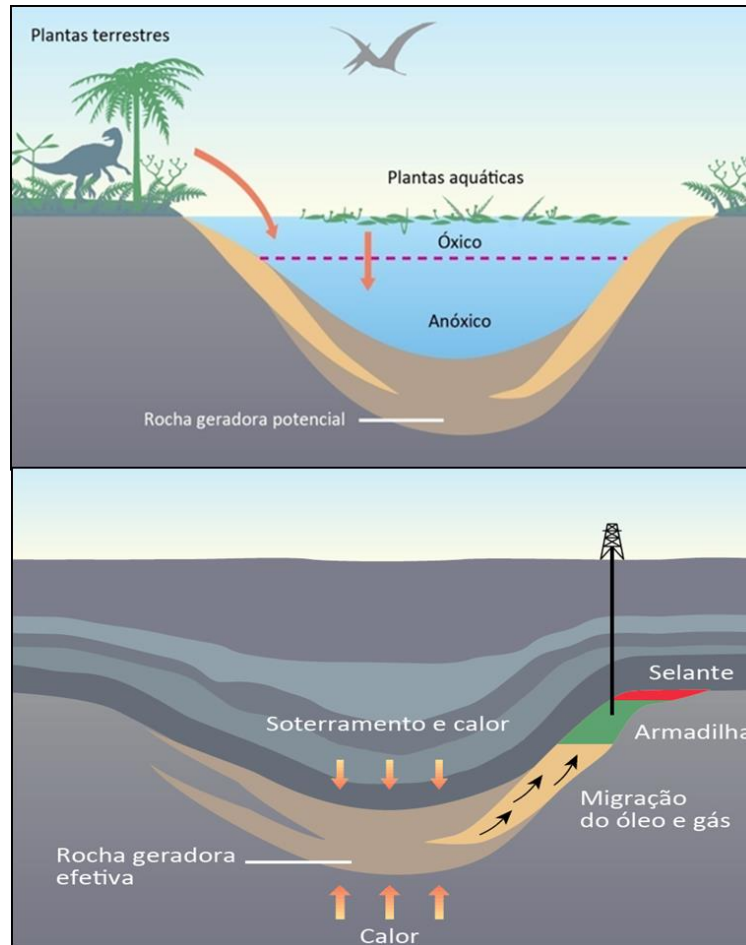


Figura 2: Acima: Deposição e preservação da rocha geradora em uma bacia sedimentar. Abaixo: Elementos e processos de um sistema petrolífero. Verde (óleo), vermelho (gás). Extraída e modificada de Al-Hajeri et al. (2009).

Rocha reservatório:

Denomina-se reservatório a rocha que acumula os hidrocarbonetos. As duas propriedades a ser consideradas para analisar a qualidade de um reservatório são a porosidade, que representa o volume da rocha que pode conter fluidos, e a permeabilidade que refere à capacidade da rocha permitir a passagem de um fluido através dela. Na indústria do petróleo um reservatório é considerado bom para produzir hidrocarbonetos quando tem uma porosidade acima de 15% e uma permeabilidade de entre 10 e 100 mD (Hyne, 2001).

Os reservatórios são predominantemente rochas sedimentares (arenitos e carbonatos) que apresentam características de porosidade e permeabilidade que permitem a produção dos hidrocarbonetos, que neles se acumulam, por métodos convencionais. Porém, existem alguns exemplos de outros tipos de rochas de baixa

ou nenhuma porosidade (basaltos, granitos, etc) que podem atuar como reservatórios convencionais de hidrocarbonetos devido a intenso fraturamento natural que proporciona permeabilidade.

Rocha selante:

Selante refere-se à rocha que geralmente fica acima do reservatório e que funciona como uma barreira que não permite que os hidrocarbonetos acumulados no reservatório migrem dele. À diferença do reservatório, o selante requer ser uma rocha com permeabilidade muito baixa. Comumente, é representado por rochas sedimentares como folhelhos ou camadas de sal (Bacia de Santos, Campos, Espírito Santo, Golfo de México), mas rochas vulcânicas, geralmente soleiras de diabásio, também são exemplos de selantes efetivos, como no caso do campo de gás de Barra Bonita na Bacia de Paraná (MILANI & CATTO, 1998). Assim como a rocha geradora e o reservatório, o selante é um componente crítico de um sistema petrolífero.

Rocha de sobrecarga:

A rocha de sobrecarga representa o pacote rochoso que fica acima da rocha geradora, exercendo pressão e carga necessárias para que a rocha geradora atinja condições de pressão e temperatura que favoreçam a geração de hidrocarbonetos. Porém, além desta função principal, a rocha de sobrecarga pode ter um impacto considerável na geometria das armadilhas, na porosidade do reservatório e nas vias de migração (MAGOON & DOW, 1994).

2.1.3 Processos do sistema petrolífero

Além dos elementos que constituem um sistema petrolífero, existem alguns processos que devem ocorrer para a existência de uma acumulação de hidrocarbonetos. Estes processos, descritos a seguir, são: formação de armadilhas, e geração, migração e acumulação de hidrocarbonetos.

Formação de armadilhas:

Segundo Bidlle & Wielchowsky (1994), uma armadilha pode ser definida como qualquer arranjo geométrico de uma rocha, sem importar sua origem, que permita uma acumulação significativa em subsuperfície de óleo, gás ou ambos. Trata-se de uma situação geológica que inclui o reservatório e o selante em uma geometria determinada que permita a presença da acumulação. Esses autores classificam as armadilhas em relação ao processo que as originaram em: estratigráficas, estruturais, e mistas.

As armadilhas estruturais (Figura 3) são criadas pela deformação sin ou pós-deposicional das camadas que formam uma geometria (estrutura) que permite a acumulação dos hidrocarbonetos em subsuperfície. As estruturas geralmente estão associadas a dobras, falhas ou uma combinação de ambas.

As armadilhas estratigráficas (Figura 4) são aquelas nas quais a geometria e a combinação reservatório-selante foram formadas por qualquer variação na estratigrafia, e que são independentes de deformação estrutural. Geralmente a variação na estratigrafia é devida a processos deposicionais ou primários, associada a discordâncias ou processos secundários.

As armadilhas mistas são formadas por uma combinação de elementos estruturais e estratigráficos (Figura 5).

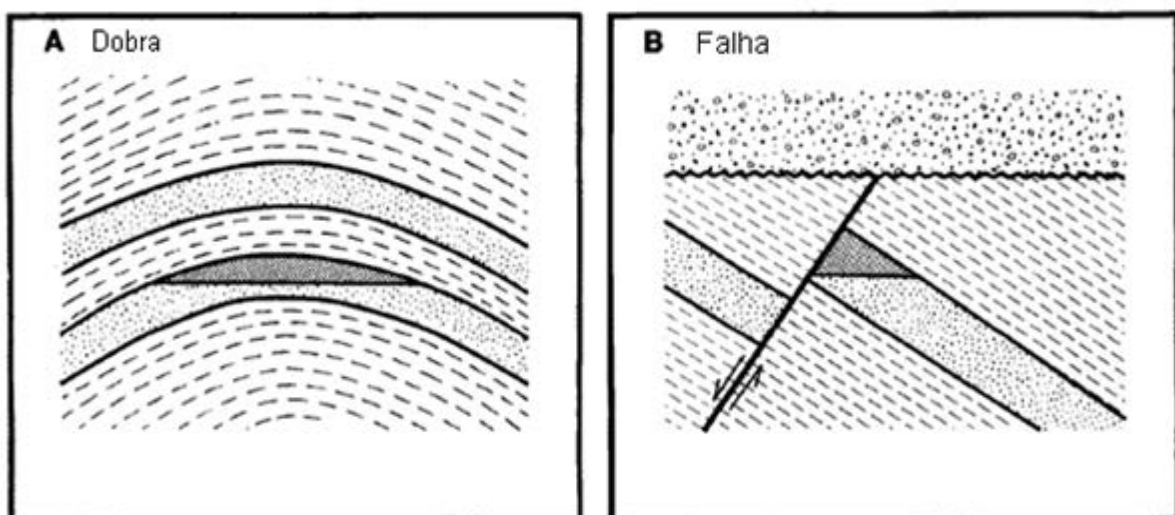


Figura 3: Exemplos de armadilhas estruturais. A: Dobra, B: Falha. Bidlle & Wielchowsky (1994).

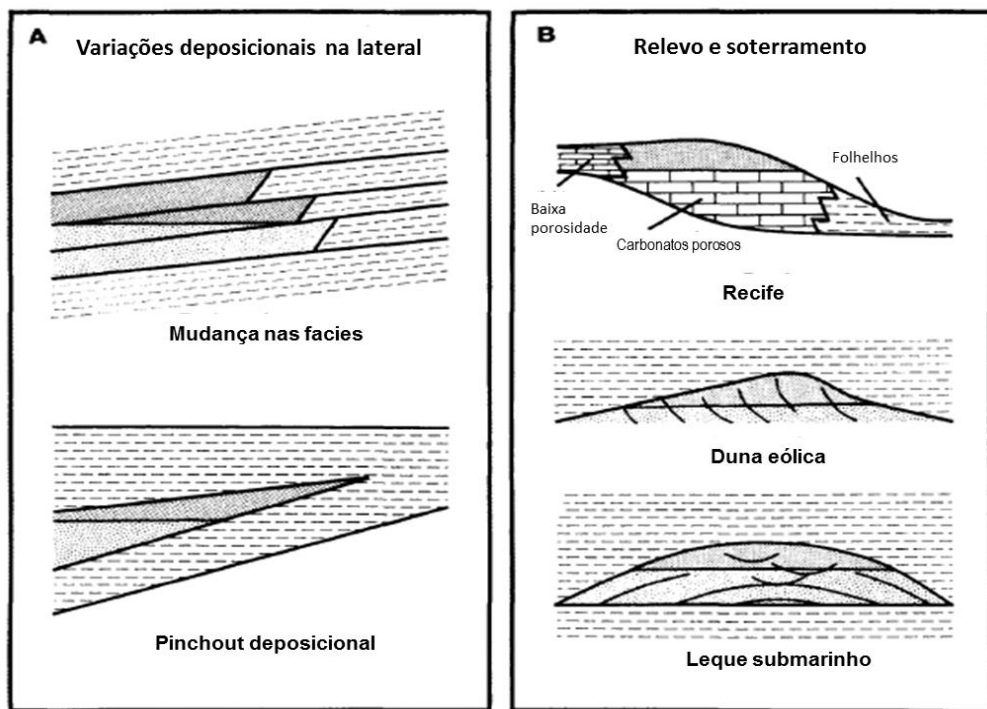


Figura 4: Armadilhas estratigráficas: A: Criadas por variações litológicas associadas à deposição. Acima: Variação lateral de fácies. Abaixo: Terminação de reservatório por *pinchout* deposicional de rochas porosas e permeáveis. B: Processos sedimentares formam armadilha potencial, mas requer o soterramento por uma camada impermeável que atua como selante. Acima: Recife, Meio: Duna eólica, Abaixo: leque submarino. Bidlle & Wielchowsky (1994).

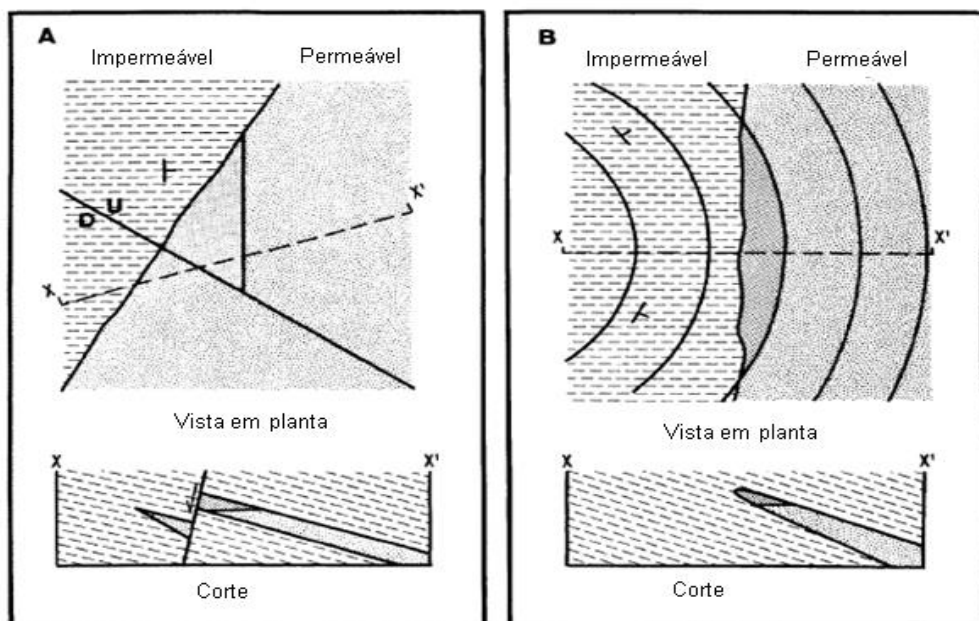


Figura 5: Armadilhas mistas. A: Interseção de uma falha com um *pinchout* deposicional. B: Dobra num *pinchout* deposicional. Bidlle & Wielchowsky (1994).

Geração de hidrocarbonetos:

Os hidrocarbonetos são gerados a partir da transformação termoquímica da matéria orgânica contida na rocha geradora. O craqueamento químico que permite a transformação da matéria orgânica dos folhelhos ou carbonatos, primeiro em querogênio e, depois, em petróleo e/ou gás está associado ao aumento da temperatura na qual a rocha está submetida. Este processo é conhecido como maturação da rocha geradora. A matéria orgânica começa a se transformar em petróleo quando atinge uma temperatura superior a 60° e fica gerando até 120° Celsius, intervalo conhecido como janela de petróleo (Figura 6). Com temperaturas superiores aos 120° C a matéria orgânica começa a gerar gás (janela de gás).

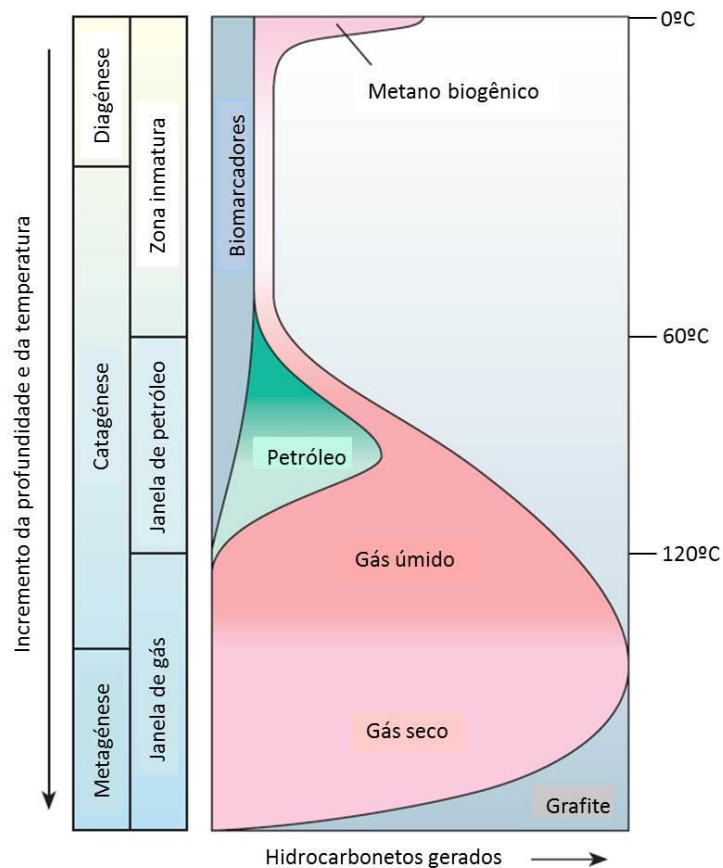


Figura 6: Transformação termogênica da matéria orgânica. McCarthy et. al (2011).

A maturação da matéria orgânica até atingir a janela de petróleo ou gás é, em geral, um processo lento associado ao aumento da temperatura na qual a rocha geradora está submetida, devido a seu soterramento sucessivo na bacia, gerando

aumento do gradiente geotérmico. Em alguns casos, a maturação é um processo rápido quando uma intrusão magmática entra em contato com a rocha geradora. Este seria o caso do campo de gás de Barra Bonita na Bacia do Paraná, onde a rocha geradora devoniana (Formação Ponta Grossa) atingiu a temperatura suficiente para gerar gás, não pelo processo de soterramento natural, mas, pelo aquecimento a partir do contato com diabásios mesozóicos (MILANI & CATTO, 1998).

Migração de hidrocarbonetos:

O óleo ou gás depois de gerado começa a ser expulso da rocha geradora e, dependendo de suas características físicas (densidade e viscosidade) e das do meio (permeabilidade), migrará com maior ou menor dificuldade através das diferentes camadas rochosas. Se não existe uma armadilha que capture os hidrocarbonetos gerados, estes atingiram a superfície em algum momento. A migração dos hidrocarbonetos é um processo lento que pode ser facilitado pela presença de estruturas como fraturas ou falhas, etc, denominadas vias de migração. Em alguns casos, estas vias de migração conectam a rocha geradora com uma armadilha, permitindo a acumulação dos hidrocarbonetos.

Acumulação de hidrocarbonetos:

Uma vez que os hidrocarbonetos foram gerados e migraram da rocha geradora podem ser acumulados num reservatório sempre que exista uma armadilha apropriada para contê-los. É importante que a armadilha tenha sido formada antes da geração e migração do óleo ou gás. Por isso, outro conceito a ter em conta quando se estuda um sistema petrolífero é o *timing*. Ou seja, conforme mencionado anteriormente, não só basta existirem todos os elementos e processos essenciais do sistema petrolífero numa bacia para ter uma acumulação. Eles devem estar corretamente posicionados no tempo (*timing*) e no espaço.

Por isso, quando se estuda o sistema petrolífero de uma bacia é importante desenvolver uma carta de eventos. Esta mostra a relação temporal dos elementos essenciais e processos de um sistema petrolífero apresentando o tempo geológico no eixo horizontal e os elementos e processos do sistema petrolífero no eixo vertical (Figura 7). Também permite localizar temporalmente o tempo de preservação e o momento crítico do sistema. Segundo Maggon & Baumont (1999), o tempo de

preservação do sistema petrolífero começa imediatamente depois da ocorrência do processo de geração-migração-acumulação e estende-se até o presente, englobando qualquer modificação da acumulação durante este período. O momento crítico refere ao tempo geológico que melhor representa o momento no qual a maioria dos hidrocarbonetos estão migrando e se acumulando nas armadilhas.

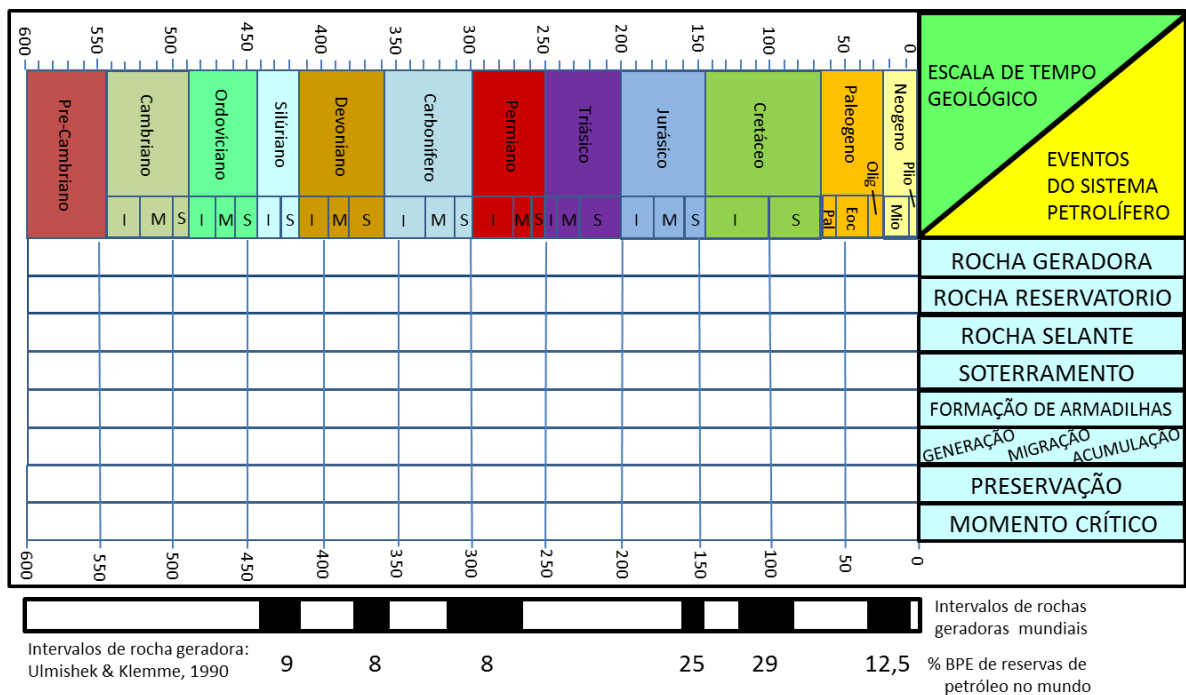


Figura 7: Exemplo de uma carta de eventos de um sistema petrolífero. A figura mostra também a localização no tempo das principais rochas geradoras do mundo. Modificada de Magoon & Schmoker (2000).

2.2 Estratigrafia de seqüências: definição e conceitos

O método fundamental de trabalho aplicado nesta pesquisa é baseado na estratigrafia de seqüências. O objetivo da estratigrafia de seqüências é explicar a gênese das sucessões que preenchem uma bacia. A aplicação da estratigrafia de seqüências, como método de análise estratigráfica, tem se mostrado muito útil no estudo de bacias *offshore* e muito especialmente naquelas que apresentam escassos dados de poços, permitindo a predição da localização dos tratos de sistemas presentes no preenchimento sedimentar. Esta ferramenta é utilizada na

predição da localização das prováveis áreas de ocorrências de hidrocarbonetos e dos componentes do sistema petrolífero, objetivo principal desta pesquisa.

Em comparação com a litoestratigrafia, que considera o arranjo espacial das litologias e utiliza conceitos descritivos para separar pacotes rochosos, a estratigrafia de seqüências tem conotação genética para a individualização destes pacotes.

2.2.1 Desenvolvimento da Estratigrafia de Sequências:

Alguns dos conceitos básicos da estratigrafia de seqüências já tinham sido utilizados por distintos autores na primeira metade do século XX, ainda que de maneira isolada.

Nesse sentido, Sloss et al. (1949) definem o termo seqüência (estratigráfica) mais ou menos como o conhecemos hoje, sendo definido como uma unidade estratigráfica delimitada por discordâncias significativas formadas em resposta a ambientes tectônicos em escala regional e separadas por horizontes objetivos e reconhecíveis, sem significado temporal específico. No entanto, esta definição foi feita de maneira informal, sendo o conceito expandido em Sloss et al. (1963), quando os autores propõem que cada seqüência representa um ciclo maior de transgressão. Posteriormente, Chang (1975) define a categoria formal chamada sintema, equivalente a uma seqüência de Sloss.

Em 1977 se dá o “nascimento” oficial da sismoestratigrafia a partir dos trabalhos de Vail, Mitchum, Sangree e Thompson em Payton (1977). Vail et al. (1977) definem o termo seqüência deposicional como uma unidade estratigráfica constituída por uma sucessão concordante de estratos geneticamente relacionados e delimitada, no topo e na base, por discordâncias e suas respectivas concordâncias correlatas. É importante destacar que o termo seqüência definido por Sloss et al. (1963) tem maior ordem hierárquica que a seqüência deposicional de Vail et al. (1977). A seqüência estratigráfica de Sloss pode ser subdividida em distintas seqüências deposicionais, por isso o primeiro termo também é conhecido como Superseqüência (*sensu* VAIL et al. 1977).

A partir do final da década de 1970, o termo seqüência fica definitivamente integrado aos trabalhos científicos já que o método sísmico fornece uma ferramenta muito poderosa para o mapeamento de seqüências (HUBBARD et al. 1985). O

sucesso do novo paradigma era devido à aplicabilidade nas seções sísmicas e seu consequente uso na prospecção e produção de hidrocarbonetos.

2.2.2 Conceitos fundamentais da sismoestratigrafia

O registro sedimentar é interrompido por discordâncias que são definidas como superfícies de erosão ou não deposição (MITCHUM et al. 1977) e representam um hiato significativo. Essas discordâncias que aparecem na base e no topo de um pacote rochoso são os elementos delimitadores que permitem individualizar as diferentes sequências. O termo conformidade correlativa foi introduzido por estes autores como uma superfície equivalente distal das discordâncias, que permite desenhar os limites de uma sequência da zona proximal a distal. A partir de dados sísmicos, estes autores definiram os distintos tipos de truncamentos que permitem marcar os limites entre duas sequências: *onlap*, *downlap*, *toplap*, *offlap* e truncamento (Figura 8). Estes truncamentos também permitem interpretar que posição da bacia se está analisando.

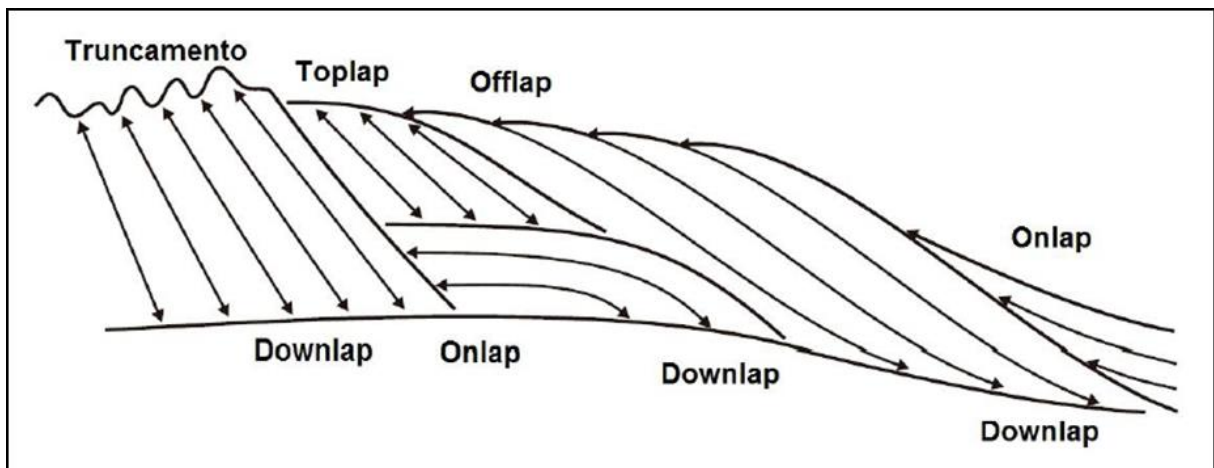


Figura 8: Terminações estratigráficas definindo a relação geométrica entre os estratos e a superfície estratigráfica (CATUNEANU, 2006).

- Truncamento: terminações dos estratos contra uma superfície de erosão
- *Onlap*: terminações de estratos de baixo ângulo sobre uma superfície estratigráfica mais inclinada.

- *Downlap*: terminações de estratos inclinados sobre uma superfície estratigráfica de menor ângulo.
- *Toplap*: terminações de estratos inclinados (clinoformas) sob uma superfície estratigráfica sobrejacente de baixo ângulo, fundamentalmente como resultado de não deposição ou muito pouca erosão.
- *Offlap*: A mudança progressiva das terminações basais acima de uma sequência rochosa, na qual cada unidade mais jovem deixa exposta uma porção da unidade mais velha na qual se apoia. É produto de rebaixamento do nível do mar, sendo diagnóstico de regressões forçadas.

Em função da interação entre o suprimento sedimentar e o espaço de acomodação disponível na bacia é possível reconhecer três tipos de padrões de empilhamento dos sedimentos: retrogradante, progradante e agradante (Figura 9).

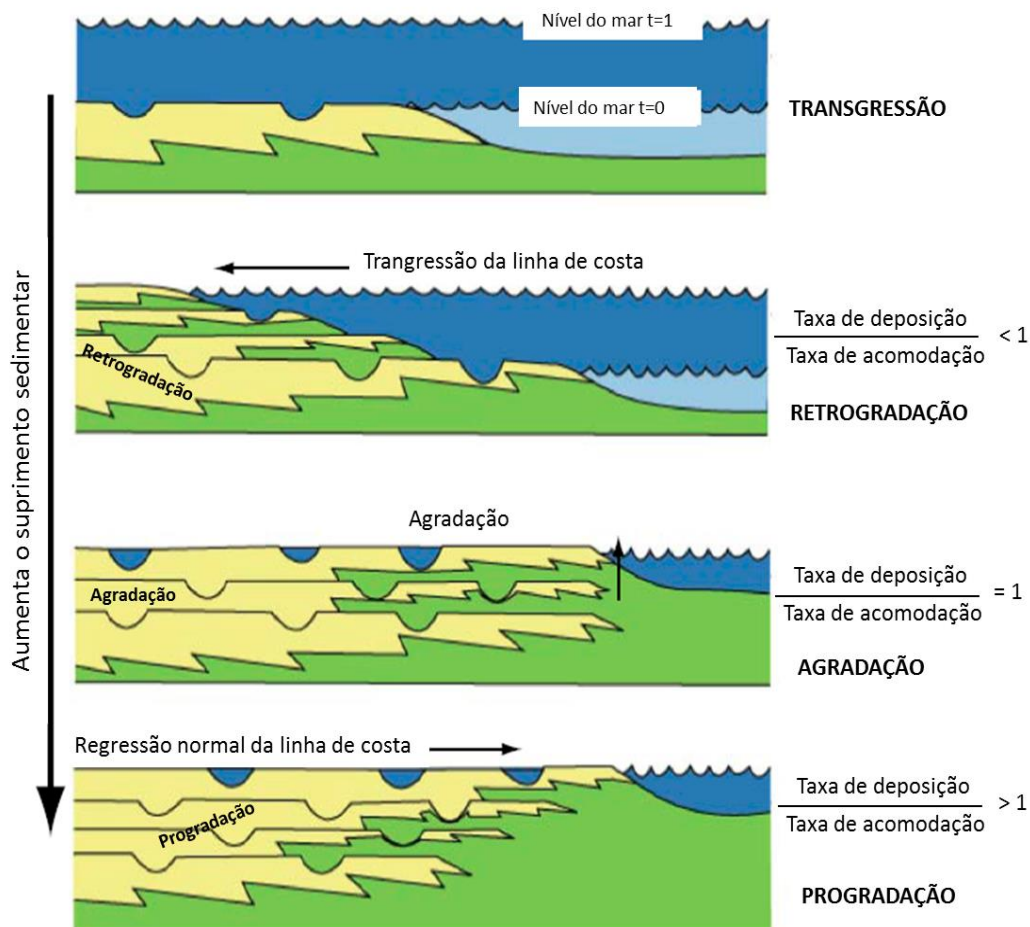


Figura 9: Padrões de empilhamento. Modificado de Posamentier & Allen (1999).

A retrogradação ocorre quando a taxa de acomodação supera a taxa de suprimento sedimentar e, portanto, a linha de costa avança em direção do continente (transgressão). A agradação está associada a um equilíbrio entre a taxa de acomodação e a taxa de suprimento o que gera sedimentação vertical e uma posição estática da linha de costa. A progradação se dá quando a taxa de suprimento sedimentar supera a taxa de acomodação fazendo que a linha de costa migre em direção à bacia (regressão normal).

Uma vez feita a delimitação de uma sequência deposicional é possível interpretar as subdivisões internas de seu empilhamento, denominados tratos de sistema (BROWN & FISHER, 1977). Segundo esses autores, os tratos de sistema constituem um conjunto de sedimentos associados a sistemas deposicionais que estiveram ativos durante as diferentes fases de mudança do nível de base. Esses tratos de sistemas podem ser considerados como unidades sedimentares que foram depositadas sincronicamente e que podem ser mapeadas já que são limitadas por superfícies que se estendem de ambientes subaéreos a subaquosos. Segundo Posamentier & Vail (1988), os tratos de sistema constituem pacotes sedimentares depositados entre dois pontos de inflexão de queda eustática. A definição dos tratos de sistema foi sendo gradualmente refinada e modificada desde a primeira definição de Brown & Fisher (1977). Os tratos de sistemas são interpretados baseados em padrões de empilhamento, posição em relação à sequência que os contêm, e através dos tipos de limites de sequência que os dividem (CATUNEANU, 2006).

Existem diversas nomenclaturas para nomear os distintos tratos de sistemas que compõem uma sequência e o conhecimento sobre estes tem evoluído no tempo. No modelo inicial (POSAMENTIER & VAIL, 1988) uma sequência ideal estava composta de quatro tratos de sistema (trato de sistema de mar baixo, trato de sistema transgressivo, trato de sistema de margem de plataforma e trato de sistema de mar alto), sendo cada um deles relacionados à flutuação da curva eustática (Figura 10).

Em modelos posteriores (HUNT & TUCKER, 1992), esta curva foi substituída pela curva de variação relativa do nível do mar. Além disso, esses autores reconheceram um novo trato de sistema denominado de regressão forçada, também conhecido como trato de sistema de queda. Por outro lado, devido à similitude entre o trato de sistema de mar baixo e o trato de sistema de margem de plataforma, o

ultimo foi eliminado dos modelos atuais (POSAMENTIER & ALLEN, 1999). Neste trabalho serão utilizados os termos descritos em Catuneanu (2006).

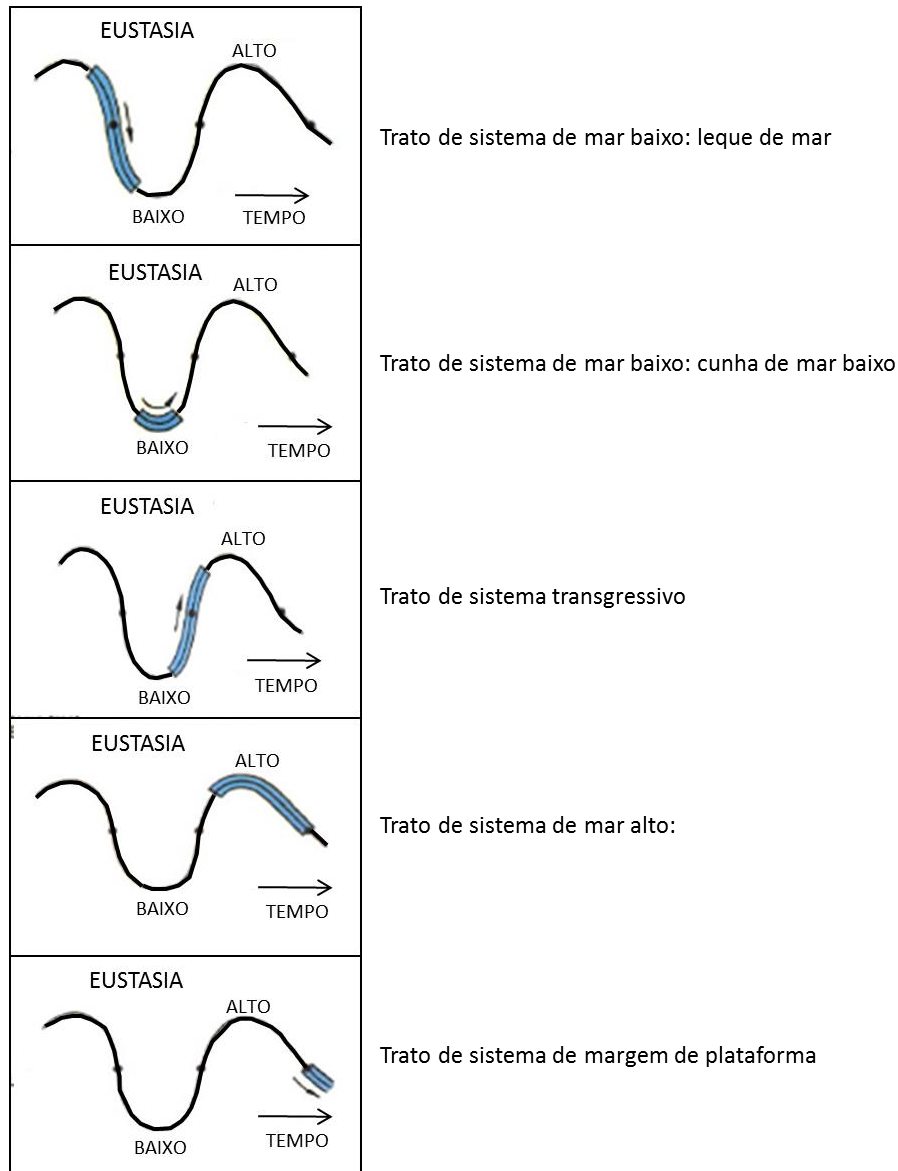


Figura 10: Relação entre a variação eustática e os tratos de sistema gerados. Modificada de POSAMENTIER & VAIL, (1988).

Segundo esse autor, os tratos de sistemas (Figura 11) definidos em ordem para formar a sequência ideal, para deposição siliciclástica são:

- **Trato de sistema de queda (*Falling stage sistem tract*):** Associado com uma rápida queda relativa do nível do mar que gera regressões forçadas induzidas pela falta de espaço de acomodação. Este trato inclui todos os sedimentos que se

acumulam na bacia durante a regressão forçada da linha de costa. Basicamente inclui fácies marinhas rasas e profundas que são acumuladas ao mesmo tempo em que se forma uma discordância subaérea na porção não-marinha da bacia. Neste trato se identificam leques submarinhos formados pelo transporte de sedimentos desde a plataforma, assim como leques de plataforma e talude. Na base, está limitado pela superfície basal da regressão forçada e pela porção mais antiga da superfície de regressão de erosão marinha. No topo, está limitado por uma superfície composta pela discordância subaérea, sua conformidade correlata e a porção mais jovem da superfície regressiva de erosão marinha.

- **Trato de sistema de mar baixo:** Associado a uma lenta ascensão relativa do nível do mar provocando que os sedimentos adotem um empilhamento progradacional e comencem a produzir *onlap* na margem da bacia. Geralmente é esperado encontrar a suite inteira de sistemas deposicionais desde fluviais, costeiros, marinhos rasos e marinhos profundos. Tipicamente estão constituídos pela fração de sedimentos mais grossa das seções continentais e marinhas rasas. Este trato está limitado na base pela discordância subaérea e sua conformidade correlata marinha; e no topo, pela superfície de regressão máxima.

- **Trato de sistema transgressivo:** Pode ser reconhecido por seu característico empilhamento retrogradacional, estando associado a uma rápida elevação relativa do nível do mar para acima da margem da plataforma, dando-se a deposição da seção condensada, constituída por folhelhos ricos em matéria orgânica devido à taxa de sedimentação muito baixa. Comumente é esperado encontrar a suite inteira de sistemas deposicionais desde fluviais, costeiros, marinhos rasos e marinhos profundos. As distintas seções empilhadas apresentam afinamento para o topo. Comumente é possível reconhecer duas cunhas bem diferenciadas: a primeira, que se apoia na plataforma continental, é representada por sedimentos fluviais e marinhos rasos e a outra, localizada em ambientes marinhos profundos, é constituída por depósitos de fluxos gravitacionais e depósitos pelágicos. Este trato está limitado na base pela superfície de máxima regressão, dando-se o desenvolvimento de uma superfície de erosão (ravinamento) formada quando a ascensão do nível do mar erosiona e retrabalha a sequência anterior. No topo, o

limite está marcado pela superfície de inundação máxima, que se forma quando os últimos sedimentos associados à transgressão são depositados antes que o trato de mar alto comece a ser construído acima.

- **Trato de sistema de mar alto:** Forma-se durante a etapa tardia da ascensão do nível do mar, quando a taxa de sedimentação passa a ser maior que a taxa de subida do nível de base. Como consequência, o aplanamento nesta etapa está constituído por padrões agradacionais e progradacionais, gerando cliniformas de mar alto. É esperado encontrar a suíte inteira de sistemas deposicionais, porém a maior parte do trato é composta por depósitos fluviais, costeiros e plataformais de *shoreface*. Esse trato está limitado na base pela superfície de máxima inundação e no topo por uma superfície composta que inclui uma porção da discordância subaérea, a superfície basal da regressão forçada e a porção mais antiga da superfície regressiva de erosão marinha.

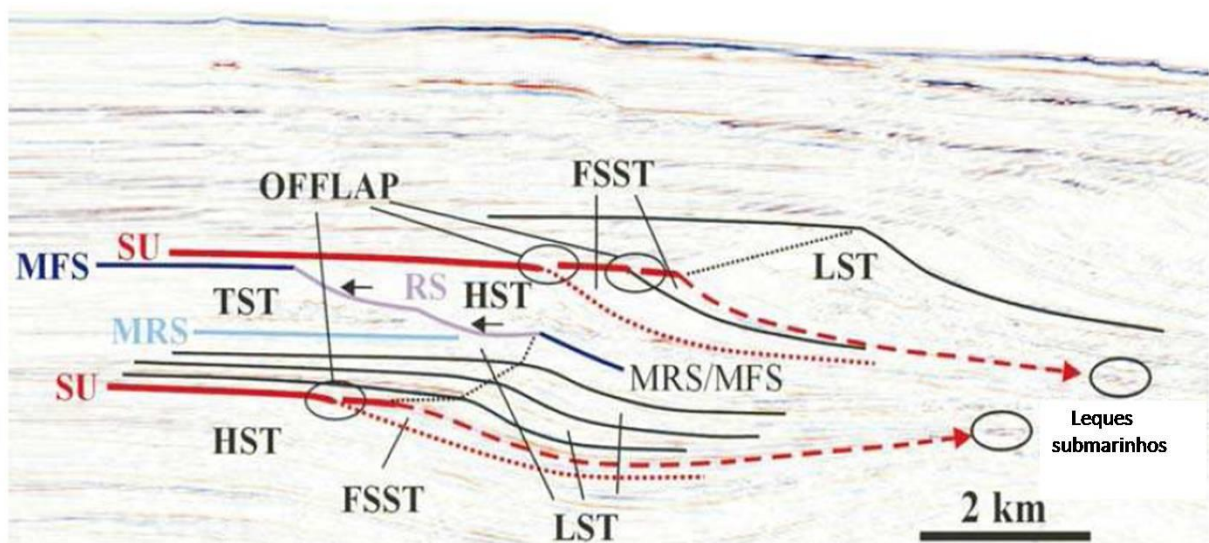


Figura 11: Tratos de sistema que compõem uma sequência. HST: Trato de sistema de mar alto, LST: Trato de sistema de mar baixo, TST: Trato de sistema transgressivo. FSST: Trato de sistema de queda. MRS: Superfície de regressão máxima. MFS: Superfície de inundação máxima. SU: Discordância subaérea. RS: Superfície transgressiva de ravinamento. Modificada de Catuneanu (2006).

Cada um desses tratos de sistema tem associadas distintas litologias continentais, transicionais e marinhas que podem constituir rochas geradoras, reservatórios e selantes de diversa qualidade (Tabela 2) (CATUNEANU, 2006).

Tabela 2: Importância no sistema petrolífero dos diferentes sistemas deposicionais que compõem os tratos de sistema. Modificado de Catuneanu (2006).

Trato de sistema	Significado	Fluvial	Costeiro	Águas rasas	Águas profundas
Sistema de mar alto	Reservatório	Regular: recheio de canais, crevasse splays	Bom: areias costeiras	Bom: Areias do shoreface	Pobre
	Geradora e selante	Pobre geradora, selo regular: fácies de planícies de inundação	Pobre	Regular: depósitos finos da plataforma	Bom: Fácies pelágicas
Sistema transgressivo	Reservatório	Regular: recheio de canais, crevasse splays	Bom: areias estuarinas, deltaicas e de praia	Regular: Areias da plataforma	Regular: Turbiditos de fundo marinho
	Geradora e selante	Pobre geradora, selo regular: fácies de planícies de inundação	Pobre geradora, selo regular: fácies centrais do estuário	Bom: depósitos finos da plataforma	Bom: Fácies pelágicas
Sistema de mar baixo de fase tardia	Reservatório	Bom: Recheio de canais	Bom: areias costeiras	Bom: Areias da shoreface	Bom: Turbiditos de fundo marinho
	Geradora e selante	Pobre	Pobre	Regular: depósitos finos da plataforma	Regular: pelágicos da planície de inundação
Sistema de mar baixo de fase inicial	Reservatório	Pobre	Regular: areias costeiras	Regular: Areias do shoreface	Bom: Turbiditos (do talude e fundo marinho)
	Geradora e selante	Pobre	Pobre	Regular: depósitos finos da plataforma	Regular: pelágicos da planície de inundação

2.3 Conceitos gerais de sísmica de reflexão 2D

O objetivo deste item é desenvolver brevemente os conceitos básicos da sísmica de reflexão, já que na interpretação deste tipo de dados se fundamenta esta pesquisa.

Os métodos sísmicos se baseiam na propagação de energia através de meios elásticos. A crosta terrestre é um meio elástico, e nesse contexto, para esta metodologia, assume-se que as rochas têm comportamento homogêneo e isotrópico em todas as direções (do contrário, o cálculo de propagação de ondas seria muito complexo).

Um pulso de energia aplicado à superfície de uma rocha se estende através desta em uma frente de onda elástica (ou sísmica), e se reflete e/ou refrata quando encontra diferentes densidades ou outras características. As investigações sísmicas se baseiam neste princípio, registrando-se o lapso de tempo desde que se aplica o pulso até que a onda retorna.

Tanto as ondas refletidas, como refratadas são utilizadas nos levantamentos sísmicos, porém a sísmica de reflexão é o método mais comumente utilizado na exploração de hidrocarbonetos e deste tipo são os dados utilizados nesta pesquisa.

Existem dois tipos de ondas sísmicas de acordo com o tipo de transmissão delas: as ondas superficiais, que só se propagam na superfície, e as ondas transversais que se propagam através do subsolo. As ondas transversais, por sua vez, se subdividem em ondas primárias (P) e secundárias (S). As ondas P são as mais velozes e se propagam através de qualquer material líquido ou sólido.

As ondas S só se propagam através de materiais sólidos. Por esta razão, as ondas P são as utilizadas no método sísmico.

O frente de onda vai se propagando pelo subsolo a uma velocidade determinada até encontrar uma camada com impedância diferente da camada suprajacente, quando parte da frente de onda se reflete e outra porção é transmitida (se refrata) com nova velocidade (Figura 12).

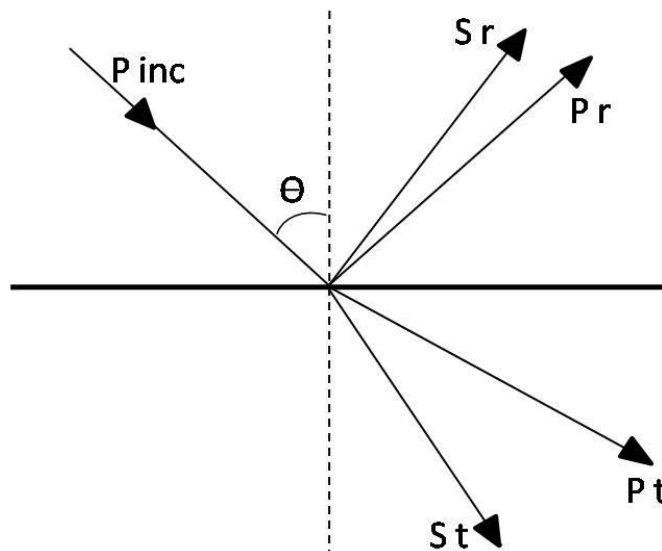


Figura 12: Esquema de partição da energia entre dois meios elásticos separados por uma interface. Uma onda P incidente gera duas ondas refletidas (Pr e Sr) e duas ondas transmitidas (Pt e St).

Modificada de Severiano Ribeiro (2001).

As diferenças de impedância no subsolo são as responsáveis por gerar as reflexões das ondas sísmicas. A impedância acústica (I) é função da densidade da rocha (δ) e da velocidade de propagação (V_p) da onda no meio: $I = \delta \cdot V_p$.

A análise da impedância acústica das rochas é de grande importância para processar e interpretar os dados sísmicos. Vail et al. (1977) consideram que as interfaces causadoras das reflexões das ondas P entre dois pacotes de estratos não correspondem necessariamente a contatos litológicos (visto que a impedância acústica não é um fiel indicador de litologias) se não que estão associados a superfícies estratais e discordâncias que seguem linhas de tempo sincrônicas.

3. CONTEXTO GEOLÓGICO

3.1 Geologia regional

A ruptura do supercontinente Gondwana, durante o Cretáceo, teve como resultado a formação de dois novos continentes associados à formação de duas novas placas continentais, a placa Sul-Americana e a placa Africana (CHABOUREAU et al. 2012). Além disso, o processo de fragmentação deu origem ao oceano Atlântico Sul e gerou um conjunto de bacias sedimentares localizadas em ambas as margens dos continentes Sul-Americano e Africano.

O processo de rifteamento começou na porção sul do Gondwana aproximadamente 130 Ma atrás, movimentando-se em direção norte, completado 20 a 30 milhões de anos depois, durante o Aptiano-Albiano (BRYANT et al. 2012). Vários dos riftes originados nesta etapa, posteriormente evoluíram para margens continentais passivas (PORTO & ASMUS, 1976). Pouco antes e durante a abertura da bacia atlântica, grandes volumes de magma foram extrudidos não somente em bacias intracratônicas *onshore* (Província Ígnea Paraná-Etendeka), mas também nos incipientes riftes gerados *onshore* e *offshore* (BAUER et al. 2000, FRANKE et al 2007).

Moulin et al. (2005) dividiram o oceano Atlântico em quatro grandes segmentos (Figura 13) separados entre si por grandes zonas de fratura. Estes são: o **Segmento Falkland** (Malvinas), ao sudeste da Zona de Fratura Agulhas-Falkland (ZFAF), o **Segmento Sul**, desenvolvendo-se ao norte da ZFAF até a Zona de Fratura de Rio Grande (ZFRG), o **Segmento Central**, que se estende ao norte da

ZFRG até a Zona de Fratura de Ascension (ZFA) e o **Segmento Equatorial**, que se desenvolve desde a ZFA até a Zona de Fratura de Marathon (ZFM).

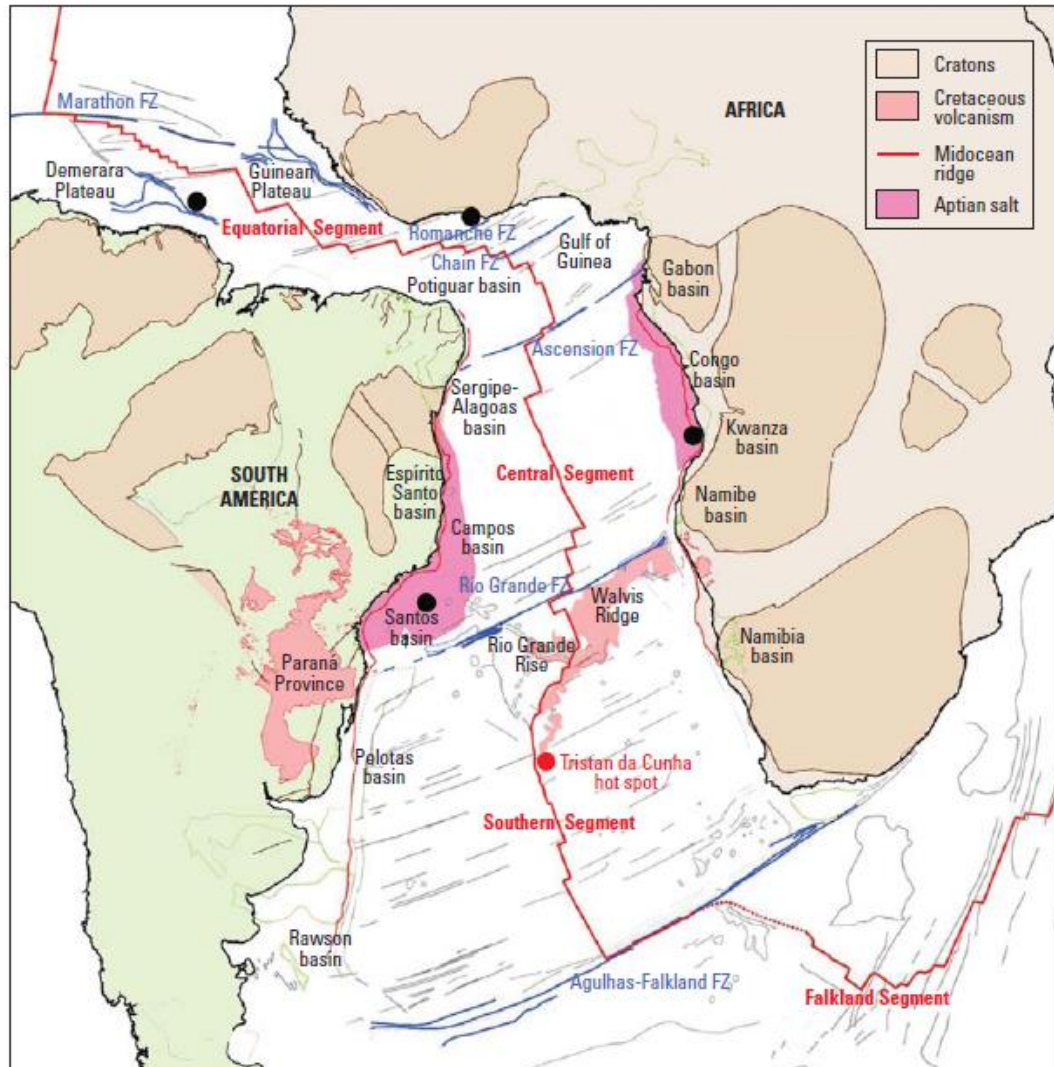


Figura 13: Mapa tectônico do oceano Atlântico Sul há 84 Ma com os segmentos que o conformam (MOULIN et al., 2005).

A Bacia de Pelotas localiza-se no Segmento Sul do oceano Atlântico o qual tem como principal feição estrutural a cadeia meso-atlântica, apresentando direção geral Norte-Sul e que representa uma borda divergente que limita a Placa Sul-Americana da Placa Africana. O vulcanismo gerado nesta dorsal permitiu a expansão do fundo oceânico e a progressiva separação dos continentes Sul-americano e Africano. Esta borda divergente é segmentada por várias estruturas de direção geral leste-oeste que são as denominadas zonas de fratura (Figura 14).

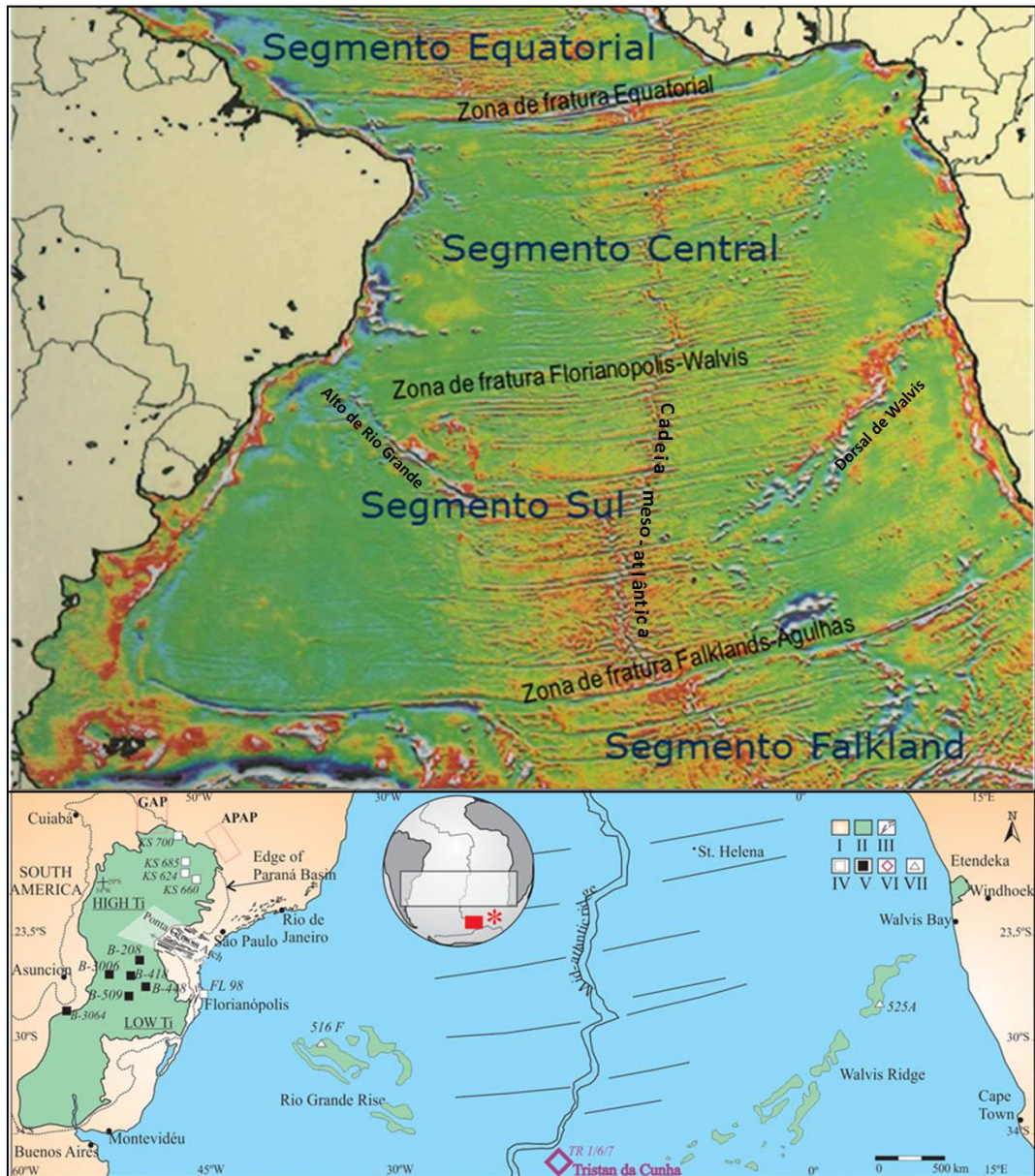


Figura 14: Acima: Mapa gravimétrico de ar livre (GEOSAT) do Atlântico Sul com a localização dos segmentos do Atlântico, aonde se evidencia a cadeia meso-atlântica e as zonas de fratura que a segmentam. Modificado de Cameron et al. (1999). Abaixo: Localização do Alto de Rio Grande e a Dorsal de Walvis (ROCHA-JUNIOR et al. 2012).

O segmento Sul é extensional, tendo uma atividade vulcânica intensa no Eocretáceo. Desta forma, o segmento sul é conhecido como um segmento “rico em magma” se comparado com o segmento central que é chamado segmento “pobre em magma”. Este intenso magmatismo fica refletido, por exemplo, nos espessos pacotes de SDRs (*Seaward Dipping Reflectors*), termo de interpretação sismoestratigráfica utilizado para identificar refletores mergulhantes em direção ao

mar reconhecidos em seções sísmicas nas bacias de Pelotas, Punta del Este, Orange e Walvis e interpretados como, principalmente, de origem vulcânica. Esta inclinação dos refletores típica dos SDRs (Figura 15) estaria associada a fluxos de lava basáltica derramados durante a etapa inicial de fragmentação continental e sua subsequente subsidência (MUTTER, 1985; FONTANA, 1996).

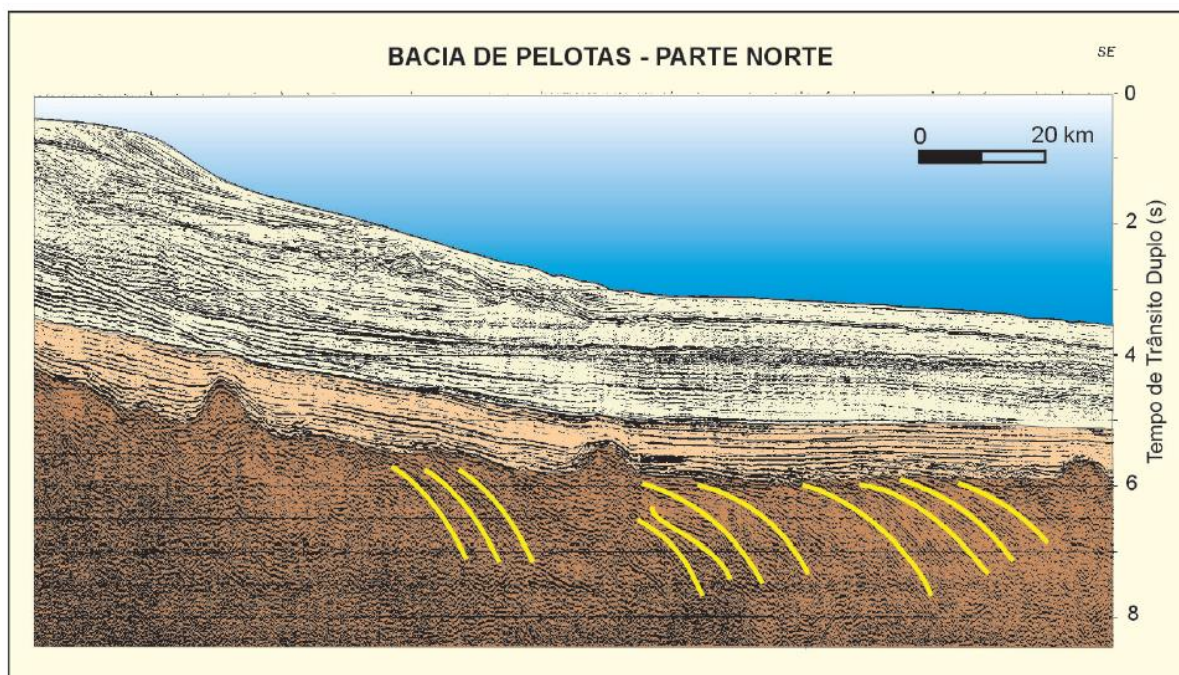


Figura 15: Seção sísmica da Bacia de Pelotas mostrando feições interpretadas como cunhas de refletores mergulhantes para o mar (SDR) em amarelo, relacionadas à formação da crosta proto-oceânica. (MOHRIAK 2003).

Pacotes de SDRs foram atingidos por poços na Bacia de Orange no *offshore* de Namíbia sendo sugerido que as lavas foram extrudidas de forma subaérea (CLEMSON et al. 1997). Outros traços vulcânicos que se reconhecem no segmento sul são a Dorsal de Walvis, de direção geral Nordeste-Sudoeste, e o Alto de Rio Grande que se estende em direção Noroeste-Sudeste (Figura 14), ambos de grande importância na evolução das bacias do segmento sul e central. Outra das principais diferenças entre o segmento central e o segmento sul é relacionada com o desenvolvimento de grandes pacotes evaporíticos no primeiro. As bacias localizadas no segmento central (Figura 16) como: Santos, Campos e Espírito Santo, no *offshore* do Brasil, assim como a Bacia de Kwanza, no *offshore* de Angola,

caracterizam-se por conter espesso pacote evaporítico de centenas a milhares de metros.

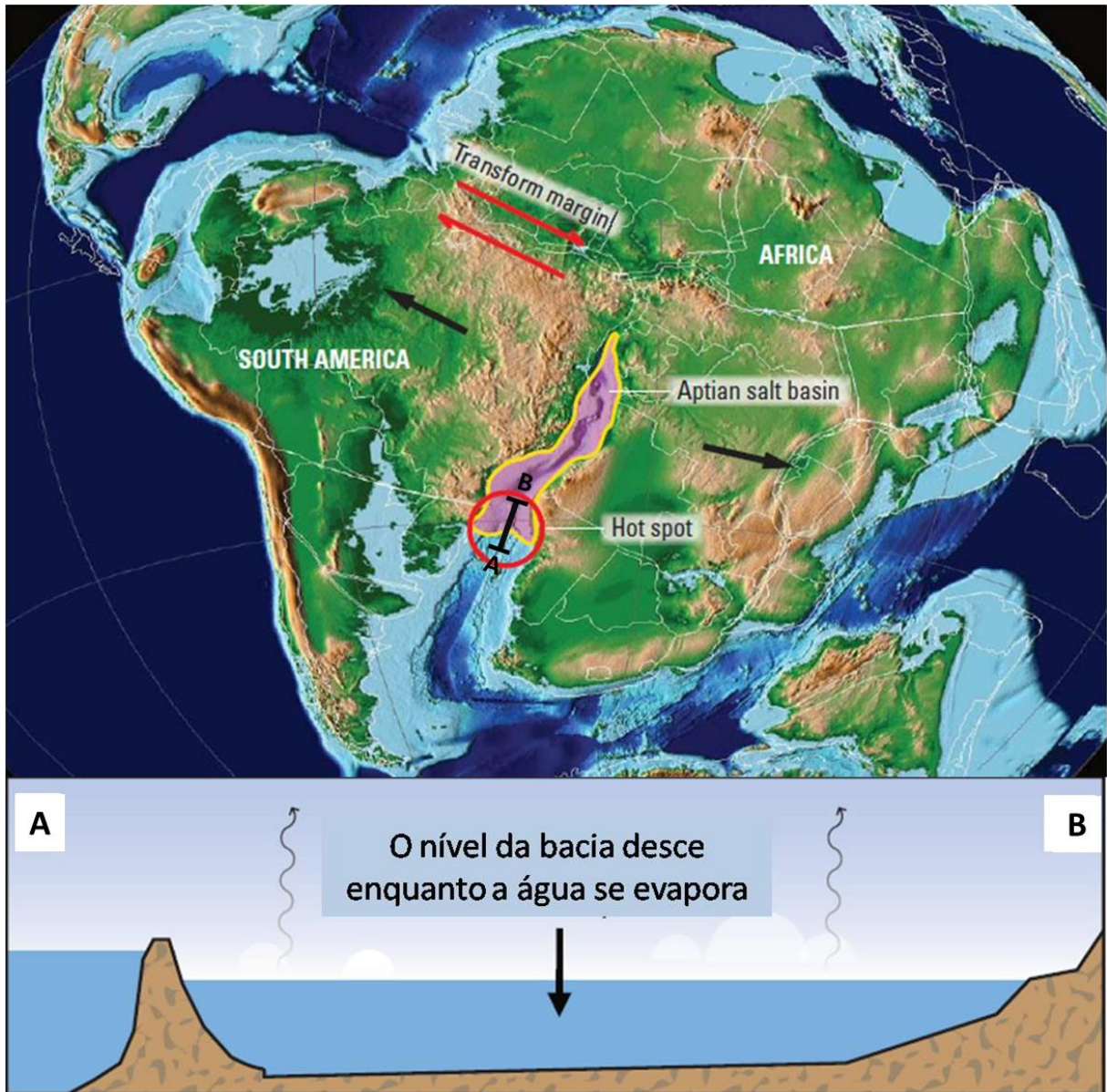


Figura 16: Acima: Reconstituição do Atlântico Sul há 120 Ma, remarcando em púrpura a extensão da bacia de sal Aptiana. CR Scotese, modificada por Bryant et al. (2012). Abaixo: Corte Norte-Sul que representa a bacia Aptiana restrita do segmento central. Na figura, a barreira sul é a Dorsal de Walvis e o Alto de Rio Grande. Bryant et al. (2012).

Este pacote evaporítico teve importantes implicações na acumulação de hidrocarbonetos nestas bacias já que o sal foi um importante selante que permitiu a acumulação do petróleo gerado pelas rochas geradoras do Cretáceo Inferior. Além

disso, este pacote gerou uma importante deformação das sequências que se apoiam nele. Porém, as bacias do segmento sul, como a Bacia de Pelotas, no *offshore* do Brasil e Uruguai, e Luderitz e Walvis, no *offshore* de Namíbia, não apresentam grandes pacotes evaporíticos, sendo unicamente identificadas sequências evaporíticas marginais na porção norte da Bacia de Pelotas (MOHRIAK, 2002). A Dorsal de Walvis e o Alto de Rio Grande representam os altos vulcânicos que atuaram como uma barreira (Figura 15), que no Aptiano separou o segmento central do segmento sul. Isto gerou a restrição do segmento central que permitiu as condições para a deposição dos espessos pacotes de sal.

3.2 Geologia da Bacia de Pelotas

3.2.1 Antecedentes

Embora seja a bacia menos estudada da margem sul-sudeste do Brasil, existem na sua porção brasileira vários trabalhos de pesquisa, em sua maioria, de reconhecimento geral. Muitos dos estudos realizados estão fundamentalmente enfocados na estratigrafia e palinologia, desenvolvidos a partir da informação sísmica 2D disponível e dos poços perfurados. A porção uruguaia apresenta poucos estudos na literatura sendo o mais recente o realizado por Morales (2013).

3.2.2 Características gerais

Seu limite norte, com a Bacia de Santos, se dá por meio do Alto de Florianópolis, já na borda sul (em águas territoriais uruguaias) o limite é representado pelo Alto de Polônio (alto de embasamento), separando-a da Bacia de Punta Del Este (Figura 17). Segundo Morales (2013), o Alto de Polônio individualizou ambas as bacias até aproximadamente o Neocretáceo. Para o fim do Cretáceo (Maastrichtiano) e durante o Cenozóico estas bacias se comportaram como um único local de deposição. É importante destacar que por muito tempo a borda sul da Bacia de Pelotas não esteve bem delimitada devido à escassez de dados na área. Soto et al. (2011) propõem que além do Alto de Polônio existe outra

feição estrutural que permite separar a Bacia de Pelotas da Bacia Punta del Este em águas profundas, o denominado Sistema de Transferência do Rio de la Plata de direção Noroeste-Sudeste (Figura 17). Esta zona de fratura desloca distintas sequências cretáceas, entre elas a cunha de SDRs que se desenvolve no *offshore* do Uruguai.

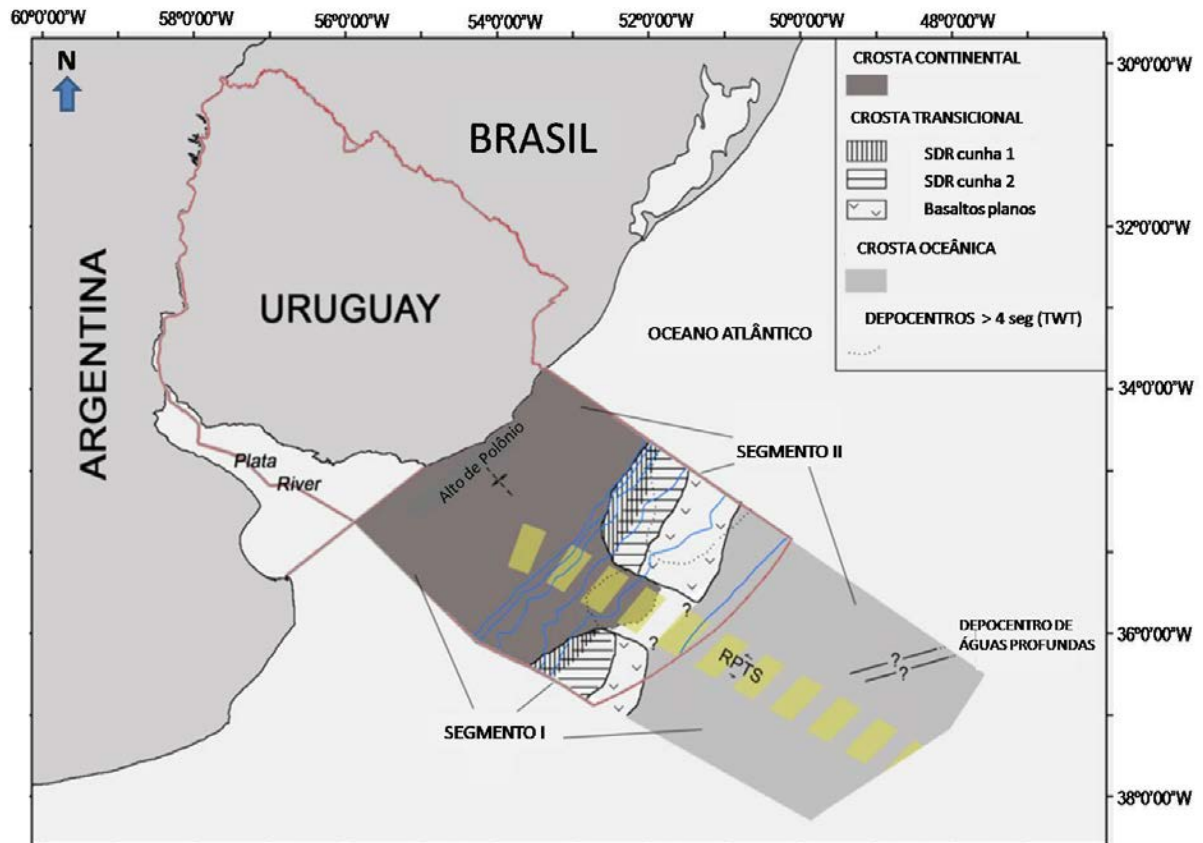


Figura 17: *Offshore* do Uruguai com a localização da Zona de fratura do Rio de la Plata que junto com o Alto de Polônio atua como limite sul da Bacia de Pelotas e gera interrupção e deslocamento das cunhas de SDRs. RPTS: Sistema de transferência Rio de la Plata (Soto et al., 2011).

A bacia apresenta geometria de rampa homoclinal na qual os sedimentos se espessam em direção ao mar, superando os 6000 metros de espessura (MORALES 2013).

Silveira & Machado (2004) dividiram a Bacia de Pelotas em duas sub-bacias. A sub-bacia Norte, que se desenvolve do Terraço de Rio Grande até o Alto de Florianópolis, e a sub-bacia Sul, que se estende deste terraço em direção ao Alto de

Polônio. Posteriormente, Bueno et al. (2007) utilizaram o Lineamento de Porto Alegre como limite para a separação em duas sub-bacias.

A área de estudo localiza-se na sub-bacia sul, que apresenta algumas diferenças geológicas com a sub-bacia norte, atribuídas, segundo Bueno et al. (2007), a uma evolução tectônica diferente entre ambas, associada ao estágio rifte. Neste sentido, interpreta-se que o primeiro estágio de *breakup* do Gondwana se estendeu desde o extremo sul do continente em direção norte, atingindo a sub-bacia sul de Pelotas (BUENO 2001, 2004). Para esse autor, o segundo estágio de fragmentação se desenvolveu a partir da sub-bacia norte de Pelotas até o atual limite sul do Platô de São Paulo na Bacia de Santos.

3.2.3 Evolução tectônica

Segundo Cainelli & Mohriak (1998, 1999) a evolução da Bacia de Pelotas, assim como das outras bacias da margem atlântica, apresenta cinco fases marcadas (Figura 18). Para esses autores, a primeira fase é representada pelo início de processos extensionais do supercontinente Gondwana (Figura 18 a) associados com um pequeno soerguimento astenosférico e afinamento litosférico, com desenvolvimento de falhas incipientes controlando depocentros locais associados a uma deposição continental ampla e pouco espessa. Na segunda fase dá-se um aumento do estiramento litosférico e extrusão de lavas basálticas, logo seguida pela geração de grandes falhas que formam meio-grábens preenchidos por sedimentos continentais (Figura 18 b). A fase três está representada por um novo aumento da extensão litosférica que é marcada por grandes falhas que rotacionam os blocos de rifte anteriormente formados, sendo cobertos por sedimentos (Figura 18 c). A fase quatro está marcada pelo surgimento de crosta oceânica e a formação de espessas cunhas de refletores mergulhantes para o mar (*SDRs*) (Figura 18 d). Já na fase cinco, continua o desenvolvimento de crosta oceânica dando-se o estabelecimento de condições francamente marinhas (Figura 18 e). É importante destacar que este modelo de evolução não contempla a formação de aulacógenos.

Associada a essa evolução tectônica é possível reconhecer na estratigrafia da Bacia de Pelotas quatro grandes Superssequências ou Megassequências (variando

a denominação segundo o autor) que refletem as distintas fases evolutivas da bacia. Bueno et al. (2007) denominam estas fases de “Supersequências” sendo elas: Pré-rifte, Rifte, Pós-rifte e Drifte. Mohriak (2003) as considera como “Megassequências”, individualizando-as em: Pré-rifte, Sin-rifte, Transição e Pós-rifte.

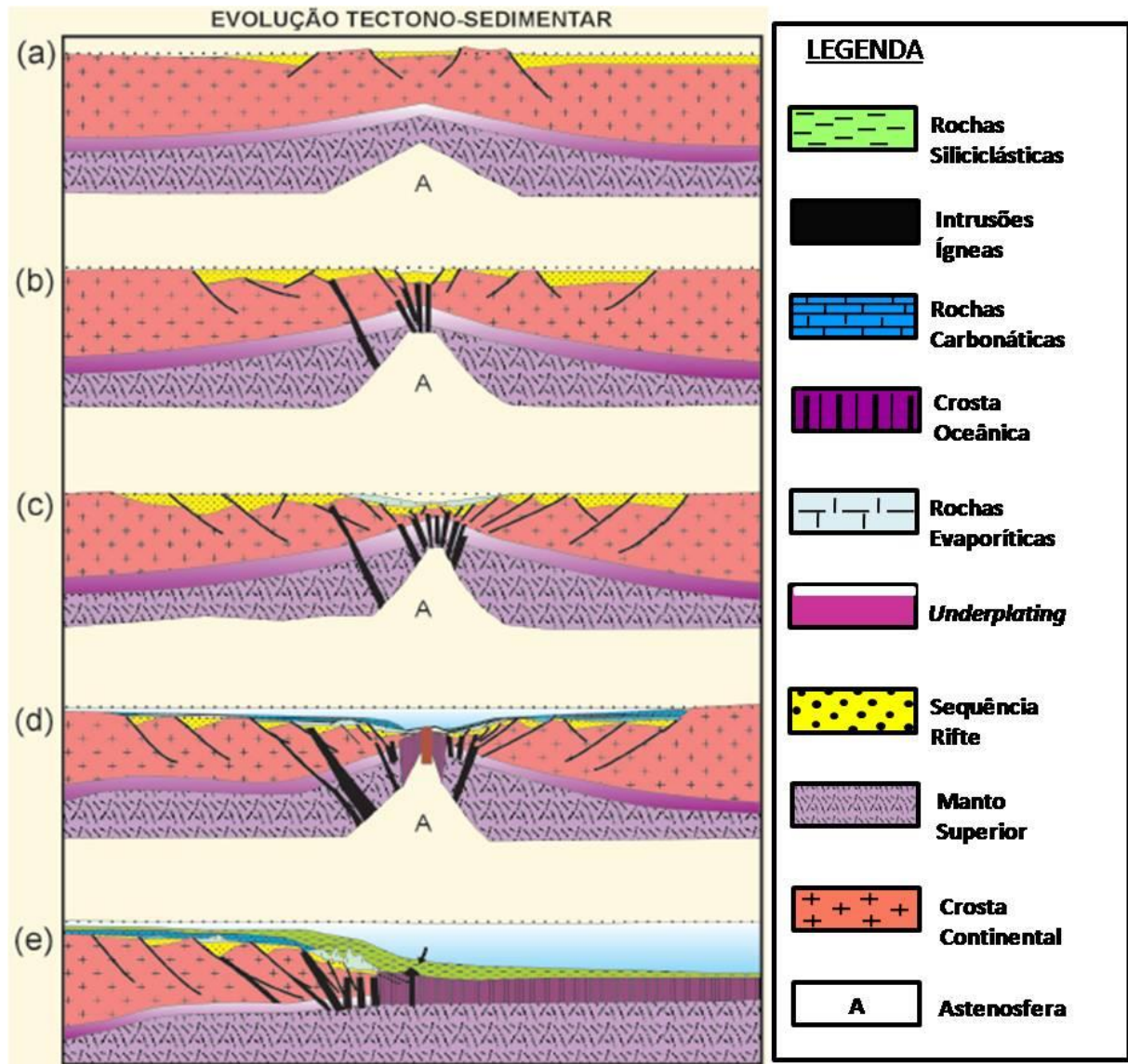


Figura 18: Modelo geodinâmico esquemático da margem continental divergente (modificado de Cainelli & Mohriak, 1999).

Diversas reconstruções paleogeográficas dos continentes africano e sul-americano para o Cretáceo Inferior, como a apresentada em Mohriak (2002), permitem identificar a Bacia de Walvis, localizada na margem ocidental do continente africano, como a bacia conjugada da Bacia de Pelotas.

Embasamento

A porção mais proximal da Bacia de Pelotas assenta-se sobre crosta continental, enquanto a porção mais distal da bacia se apoia sobre crosta oceânica (Premaor et al., 2010).

O embasamento da Bacia de Pelotas é reconhecido por meio de perfurações que atravessaram seu preenchimento e o atingiram na região proximal. Ele é representado ao sudoeste do poço 1RSS-1 (próximo ao paralelo 30°) pelo Cinturão Dom Feliciano, faixa móvel gerada durante o ciclo Brasileiro (BUENO et al., 2007). Este cinturão é representado por rochas metamórficas de baixo grau (filitos, xistos, quartzitos e mármore), granitos e migmatitos cobertos por uma sequência molássica afetada por vulcanismo (VILLWOCK & TOMAZELLI, 1985). No entanto, na região do sinclinal de Torres (RS), a Bacia de Pelotas se apoia sobre rochas sedimentares paleozoicas e vulcano-sedimentares mesozoicas pertencentes à Bacia de Paraná (MOHRIAK 2003). A sequência paleozoica (Permiano) é constituída pelos grupos Guatá (formações Rio Bonito e Palermo) e Passa Dois (formações Irati, Serra Alta, Teresina e Rio do Rasto), enquanto a mesozoica (Juro-Cretáceo) é composta pelas formações Serra Geral e Botucatu (BUENO et al., 2007).

Estágio Pré-rifte

Esta megassequência ou supersequência não forma parte da evolução da Bacia de Pelotas. Está representada pelas litologias paleozoicas e mesozoicas preservadas na área de estudo, pertencentes à Bacia de Paraná que foram depositadas em um estágio de sinéclise anterior à formação da Bacia de Pelotas. A Bacia de Paraná tem uma área de ocorrência aproximada de 1.750.000 km², estendendo-se pela região centro-sul do Brasil, Norte do Uruguai, Leste de Paraguai e nordeste de Argentina (ZALAN et al. 1990). Um poço perfurado pela PETROBRAS na porção *onshore* da Bacia de Pelotas na cidade de Torres, Estado de Rio Grande do Sul, constatou a presença de unidades pertencentes à Bacia de Paraná (BUENO et al., 2007). A sequência paleozoica pré-rifte perfurada contém três formações desenvolvidas em ambiente marinho (plataformal e costeiro) (formações Rio Bonito, Palermo e Irati) que constituem a base da sequência Permo-Triássica (BUENO et al., 2007). A porção paleozoica superior é representada por duas formações (Teresina e Rio do Rasto) depositadas em ambientes flúvio-lacustre-litorâneos

(marés), enquanto que a sequência mesozoica do pré-rifte é composta pelos arenitos eólicos-fluviais da Formação Botucatu, do Jurássico superior e os derrames basálticos da Formação Serra Geral, do início do Cretáceo (MILANI et al., 1994). As idades desses derrames basálticos variam entre 138 e 127 Ma, segundo as datações realizadas por Stewart et al. (1996) pelo método Ar-Ar. Por último, cabe destacar que perto da área de estudo, na região da Bacia Punta del Este no *offshore* de Uruguai, a seção final do poço Gaviotin x-1 também perfurou a sequência paleozoica pré-rifte. Neste caso sendo constituída por um conjunto de arenitos e pelitos que de base a topo correspondem às formações *Tres Islas* (correlacionável com a Formação Rio Bonito), *Yaguarí* e *Buena Vista* (VEROSLAVSKY et al., 2003).

Estágio Sin-rifte

Os depósitos da megassequência sin-rifte (supersequência rifte) estão preenchendo meio-grábens na porção proximal da bacia e são representados pelas cunhas de refletores que mergulham em direção ao mar (SDRs) na porção distal (FONTANA 1987 e 1996), que se desenvolvem ao longo do contato entre a crosta continental e a crosta oceânica. Durante a fase rifte surgiram falhamentos antitéticos que geraram meio-grábens no setor da plataforma continental atual da bacia e, com base em informação sísmica, Dias et al. (1994) interpretaram que a magnitude destes falhamentos aumenta para leste da bacia. Na região brasileira da bacia, a megassequência rifte foi atingida por alguns poços que alcançaram os meio-grábens proximais, sendo constituídos por basaltos da Formação Imbituba, interpretados como fase rifte I, e os conglomerados da Formação Cassino constituindo a fase rifte II (BUENO et al., 2007). Os basaltos tholeiíticos da Formação Imbituba foram extrudidos numa fase posterior aos da Formação Serra Geral, tendo idade que varia entre 125 e 118 Ma (LOBO, 2007). Existe uma discordância entre estes derrames basálticos e os clásticos grossos e finos de idade aptiana da Formação Cassino (BUENO et al. 2007). Esses autores interpretaram essas rochas sedimentares como formadas em leques deltaicos progradantes em direção a um depocentro lacustre.

Ainda que a seção de SDRs não fosse atingida por poços na Bacia de Pelotas, é interpretada por diversos autores (MOHRIAK, 1995; FONTANA, 1996; TALWANI & ABREU, 2000) como composta fundamentalmente por rochas vulcânicas. Porém, não pode ser descartada a presença de rochas sedimentares

intercaladas com as sequências vulcânicas como é descrito para outras margens vulcânicas (ROBERTS et al., 1984). Uma importante evidência a respeito são os arenitos eólicos intercalados com basaltos que produzem gás nos SDRs do campo de Kudu, na Bacia de Orange, *offshore* da Namíbia (BRAY & LAWRENCE, 1999). Observando as relações de contato dos SDRs com as outras sequências, Bueno et al. (2007) interpretaram que as cunhas de SDRs desenvolvidas no sul da Bacia de Pelotas são as mais antigas, tendo a idade da Formação Imbituba; já as cunhas presentes na região norte são mais jovens, sendo contemporâneas às vulcânicas da Formação Curumim, datadas por Dias et al. (1994) em 113 Ma.

No *onshore* de Uruguai, se desenvolve um corredor estrutural denominado SaLAM (Figura 18), contemporâneo à fase sin-rifte, que é interpretado como um rifte abortado ou aulacógeno (ROSELLO, 1999). Este corredor estrutural é responsável pela formação de duas bacias no *onshore* do território Uruguio, que estão geneticamente relacionadas com a Bacia de Pelotas: a Bacia Santa Lucia ao sudoeste e a Bacia Laguna Merim ao sudeste (Figura 19).

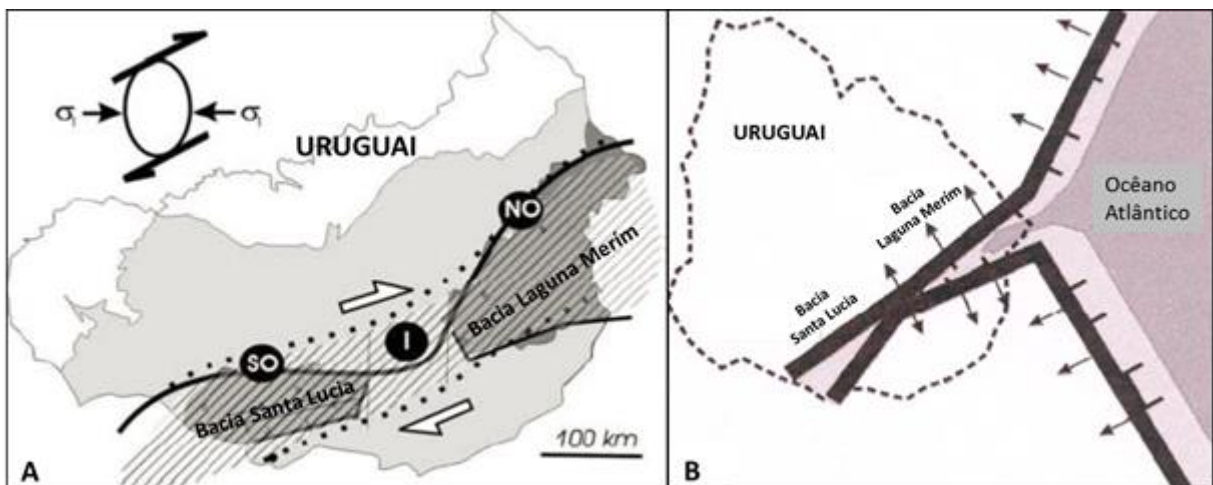


Figura 19: A: Localização do corredor estrutural SaLAM com a distribuição da Bacia Santa Lucia e Laguna Merim. B: Modelo de rifteamento (ponto triplo) associado à gênese do corredor SaLAM e o Oceano Atlântico. Modificado de Rosello et al. (2007).

Associados à evolução do SaLAM, dois pulsos magmáticos são reconhecidos. O primeiro, representado por vulcanismo básico (fundamentalmente basalto e dacitas) e o segundo, contemporâneo à Formação Imbituba, constituído fundamentalmente por basaltos da Formação Porto Gómez (BOSSI, 1966), riolitas

da Formação Arequita (BOSSI, 1966) e unidades magmáticas vulcânicas e plutônicas com caráter alcalino agrupadas no denominado Maciço Valle Chico (MUZIO, 2000).

Estágio de Transição

Mohriak (2003) individualiza uma megassequência transicional que corresponde com a supersequência pós-rifte de Bueno et al. (2007) associada a ambiente marinho restrito que, segundo o registro de poços, existe somente na região norte da bacia. Inclui delgados depósitos evaporíticos (anidrita e carbonatos) atribuídos à Formação Ariri que se apoiam de forma discordante sobre uma suíte vulcânica (basaltos, andesitos e traquiandesitos) denominada Formação Curumim.

Estágio Drifte

Representa a sedimentação marinha da bacia, sendo identificada como Supersequência Drifte (BUENO et al. 2007) ou Megassequência Pós-rifte (MOHRIAK, 2003) e pode ser individualizada nas seguintes sequências: plataformal, transgressiva e regressiva. A sequência plataformal é representada por depósitos carbonáticos e siliciclásticos albianos da Formação Porto Belo, que caracterizam uma plataforma rasa mista. A sequência transgressiva se estende desde o Albiano até o Oligoceno (Figura 20) sendo representada por espessos pacotes de pelitos das formações Atlântida e Imbé (BUENO et al., 2007). Esses autores identificaram camadas de arenitos turbidíticos na Formação Imbé conferindo-lhe deposição em ambientes marinhos profundos (talude e bacia). Finalmente a sequência regressiva é representada por cunha sedimentar regressiva no Neógeno na qual os siltitos e arenitos finos da Formação Cidreira progradam sobre os pelitos da Formação Imbé (BUENO et al., 2007). Estes autores definiram uma carta estratigráfica para a Bacia de Pelotas na qual é possível observar as distintas formações e seus contatos. Na área de trabalho a sequência pós-rifte atinge uma espessura de 6000 metros, estando influenciada pela significativa sedimentação cenozoica que pode haver tido grande incidência na maturação das potenciais geradoras (MORALES, 2013).

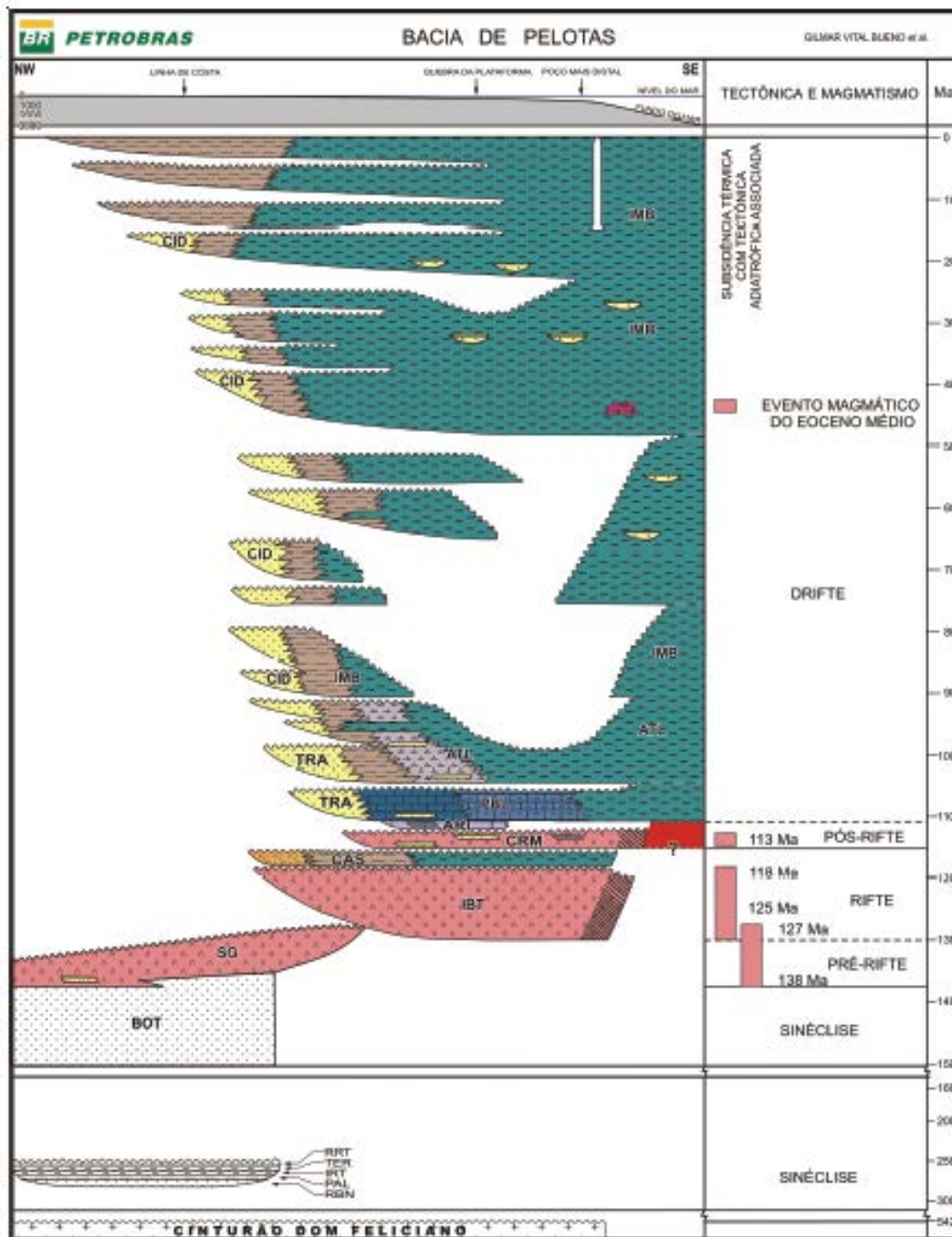


Figura 20: Carta Estratigráfica da Bacia de Pelotas (Bueno et al., 2007). BOT: Fm. Botucatu, SG: Fm. Serra Geral, IBT: Imbituba, CAS: Fm. Cassino, CRM: Fm. Curumim, ARI: Fm. Ariri, TRA: Fm. Tramandaí, PBL: Fm. Porto Belo, ATL: Fm. Atlântida, CID: Fm. Cidreira, IMB: Fm. Imbé.

Dentre as megassequências mencionadas, associadas a grandes fases evolutivas, é possível reconhecer sequências deposicionais de menor ordem.

Fontana (1987 e 1996) identificou dezessete sequências deposicionais de segunda ordem na evolução da Bacia de Pelotas, enquanto que Bueno et al. (2007)

dividiram o registro sedimentar da bacia em vinte e uma seqüências deposicionais. Por sua vez, Morales (2013) definiu 13 seqüências deposicionais para a porção uruguaia da bacia: uma pré-rifte, uma rifte e 11 seqüências pós-rifte (Figura 21).

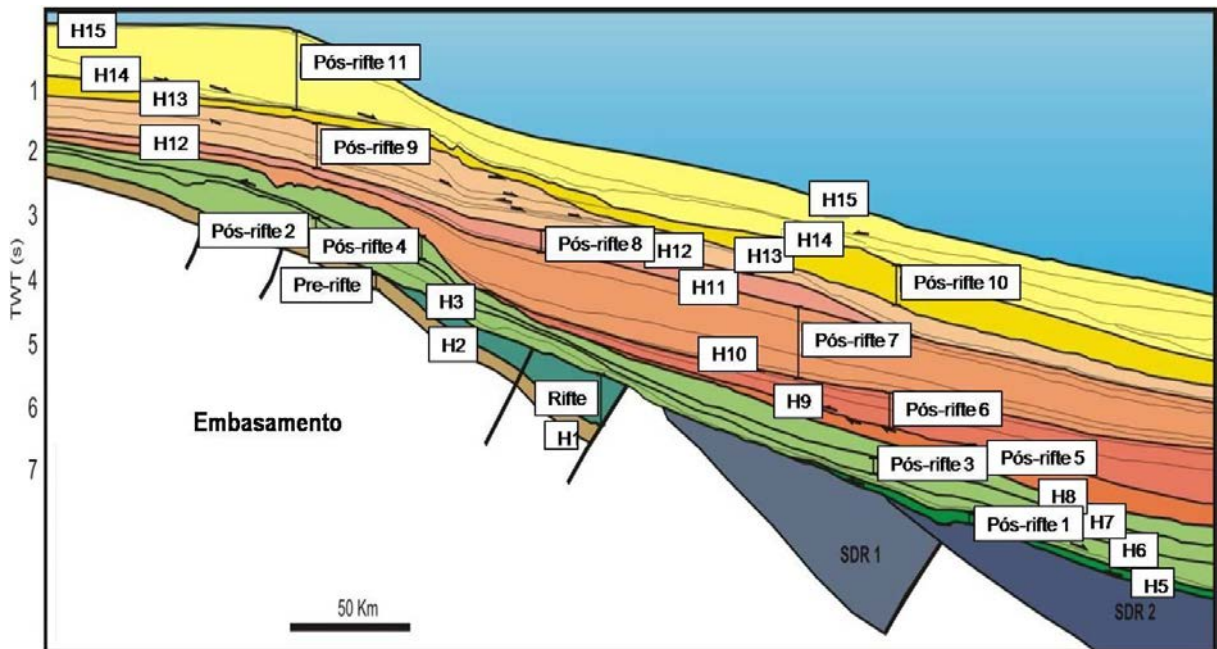


Figura 21: Seqüências deposicionais interpretadas para a porção uruguaia da Bacia de Pelotas. H: horizontes mapeados (Modificado de Morales 2013).

3.3 Sistemas petrolíferos potenciais da Bacia de Pelotas (Revisão da literatura)

A evolução das bacias das margens do Atlântico permitiu a formação de diversas rochas geradoras, tanto na fase rifte como pós-rifte, responsáveis pela geração de grandes volumes de óleo e gás.

A ausência de grandes descobrimentos de hidrocarbonetos, até o momento, ao sul do Alto de Rio Grande, nas bacias da margem atlântica sul-americana (Ex: Pelotas, Punta del Este, Colorado, etc.) e ao sul da Dorsal de Walvis, nas bacias da margem ocidental africana (Walvis, Orange), trouxe a interrogação sobre a existência, nessas áreas, dos prolíficos sistemas lacustres e marinhos do Cretáceo Inferior, como os que são bem conhecidos na Bacia de Campos e no *offshore* de Angola (MELLO et al., 2012).

A Bacia de Pelotas não tem um sistema petrolífero provado. Conseqüentemente, para que seja feita uma predição das potenciais rochas geradoras presentes na bacia é importante reconhecer qual é a distribuição regional das rochas geradoras provadas do Atlântico, identificar a idade destas, a fase evolutiva e os sistemas deposicionais aos quais estão associadas para correlacioná-las com as seqüências presentes na área de estudo.

3.3.1 Rochas geradoras potenciais da Bacia de Pelotas

As rochas geradoras propostas pela Agência Nacional do Petróleo do Brasil (ANP, 2004) para a Bacia de Pelotas são: os folhelhos permianos da Formação Irati (Pré-rifte), folhelhos lacustres barremianos (Sin-rifte), folhelhos cenomanianos-turonianos e terciários da Formação Imbé (Pós-rifte). Além dessas geradoras, Morales (2013) propõe outra rocha geradora marinha de idade aptiana associada ao estágio Pós-rifte.

Até o momento, nenhuma destas foi provada como rocha geradora ativa. Não obstante, folhelhos da Formação Irati, com alto conteúdo de matéria orgânica, foram atravessados em perfurações no *onshore* da bacia (BUENO et al. 2007) e folhelhos cenomanianos-turonianos com COT de até 4,2% (ANP, 2004), associados ao segundo evento anóxico do Cretáceo, foram perfurados no *offshore* pelo poço 2BPS-6A da PETROBRAS.

3.3.1.1 Rocha geradoras da fase pré-rifte

Na porção *onshore* da Bacia de Pelotas foi identificada, por meio de uma perfuração, uma megasseqüência denominada Pré-rifte (BUENO et al. 2007) que compreende unidades vulcano-sedimentares paleozoicas e mesozoicas depositadas em uma etapa de sinéclise previa à fragmentação do Gondwana e ao desenvolvimento das bacias da margem atlântica. O poço perfurado pela PETROBRAS 2-TO-1-RS, na cidade de Torres (RS), identificou uma seqüência sedimentar permo-triássica (grupos Guatá e Passa Dois) e outra vulcano-sedimentar Juro-Cretácea (Formações Serra Geral e Botucatu). Dentro da seqüência sedimentar

foram identificados folhelhos pretos ricos em matéria orgânica atribuídos à Formação Irati. No contexto da Bacia de Paraná, esta formação reúne condições de geração de óleo apenas nas porções centrais da bacia, onde estaria dentro da janela de geração (GOULART & JARDIM, 1982) podendo, localmente, encontrar-se em estado de maturidade ou supermaturidade, quando associada às zonas de intrusões (ZALAN et al., 1990). Os sistemas petrolíferos associados a esta formação, identificados na Bacia de Paraná são: Irati-Rio Bonito/Tiete e Irati/Piramboia (ARTUR & SOARES, 2002).

3.3.1.2 Rochas geradoras da fase rifte

A fase rifte está associada à implantação de corpos lacustres nos grábens e meio-grábens formados pela ruptura crustal. A deposição de folhelhos com alto conteúdo orgânico nesses lagos desenvolve rochas de excelente qualidade para a geração de hidrocarbonetos.

A Formação Lagoa Feia representa a principal geradora da Bacia de Campos, estando constituída por folhelhos calcíferos negros laminados da fase sin-rifte depositados em um ambiente lacustre salino (MELLO et al., 1994) no Aptiano. Segundo esses autores, esta formação constitui a principal rocha geradora da Bacia de Campos. Já na Bacia de Santos a geradora lacustre da fase sin-rifte está representada pela Formação Guaratiba.

As rochas geradoras associadas à fase rifte no segmento atlântico central (Ex: Bacias de Santos, Campos e Espírito Santo) são mais jovens que às da fase rifte na Bacia de Pelotas. Isto é devido a que a ruptura crustal nesta região foi posterior à do segmento sul (BRYANT et al., 2012). Por este motivo, enquanto a Bacia de Pelotas já apresentava condições de mar aberto no Aptiano, a Bacia de Santos ainda estava nas últimas etapas da fase rifte (CHANG et al., 2008).

Segundo Mello et al. (1991), 90% do óleo produzido no *offshore* do Brasil e Angola estão associados a rochas geradoras lacustres da fase rifte, depositadas entre 130 e 115 Ma.

Em relação à Bacia de Pelotas, ANP (2004) propõe como uma potencial rocha geradora os folhelhos lacustres barremianos da fase rifte. Porém, até o momento, esta geradora é especulativa já que o poço que perfurou a seção rifte na

bacia (1-RSS-3) atingiu clásticos grossos e finos da Formação Cassino e basalto da formação Imbatuba (ANP, 2004). No entanto, a perfuração está localizada no setor proximal do meio-gráben, sendo interpretadas as unidades sedimentares atingidas como leques aluviais depositados na borda flexural do meio-gráben, que progradariam em direção ao depocentro lacustre (BUENO et al., 2007).

Vale notar que na Bacia Santa Lucia, *onshore* de Uruguai, foram registradas através de poços rochas lacustres da fase rifte com características de rocha geradora. Estas rochas são agrupadas na Formação Castellanos (ZAMBRANO, 1975), sendo representadas por folhelhos laminados de cor cinza a negro, de idade Albiano (PEEL & VEROSLAVSKY, 2006) que apresentam algumas intercalações de níveis de anhidrita e um conteúdo orgânico de hasta 1,5%.

3.3.1.3 Rochas geradoras da fase pós-rifte

Na fase pós-rifte, associada à deposição marinha, se reconhecem nas bacias do Atlântico dois grandes eventos quando se depositaram rochas geradoras muito prolíficas. Esses eventos são denominados eventos oceânicos anóxicos (OAE) do Cretáceo (SCHLANGER & JENKINS, 1976). O termo foi utilizado por esses autores para descrever o fenômeno caracterizado pela distribuição aparentemente global de sequências pelágicas laminadas ricas em matéria orgânica nos limites do Aptiano-Albiano e Cenomaniano-Turoniano. Esses eventos estão geralmente associados com períodos de variações climáticas drásticas e com o coincidente aparecimento e desaparecimento evolutivo de uma grande proporção de biota, representando cada evento o sequestro de vastas quantidades de carbono orgânico dentro da geosfera (JENKINS, 1999). Conseqüentemente, os depósitos de folhelhos pretos durante os OAE estão entre os depósitos marinhos mais ricos em matéria orgânica e constituem importantes rochas geradoras de óleo e gás (PANCOST et al., 2004). Os folhelhos pretos depositados no evento anóxico Aptiano-Albiano e Cenomaniano-Turoniano, estão bem distribuídos no Atlântico Norte e Sul, tanto nas margens da bacia como em setores profundos (ARTHUR, 1984). As rochas geradoras aptianas e turonianas constituem geradoras das mais importantes em nível global (Figura 22), responsáveis pela geração de 29% das reservas de barris equivalentes de óleo do mundo (ULMISHEK & KLEMME, 1990).

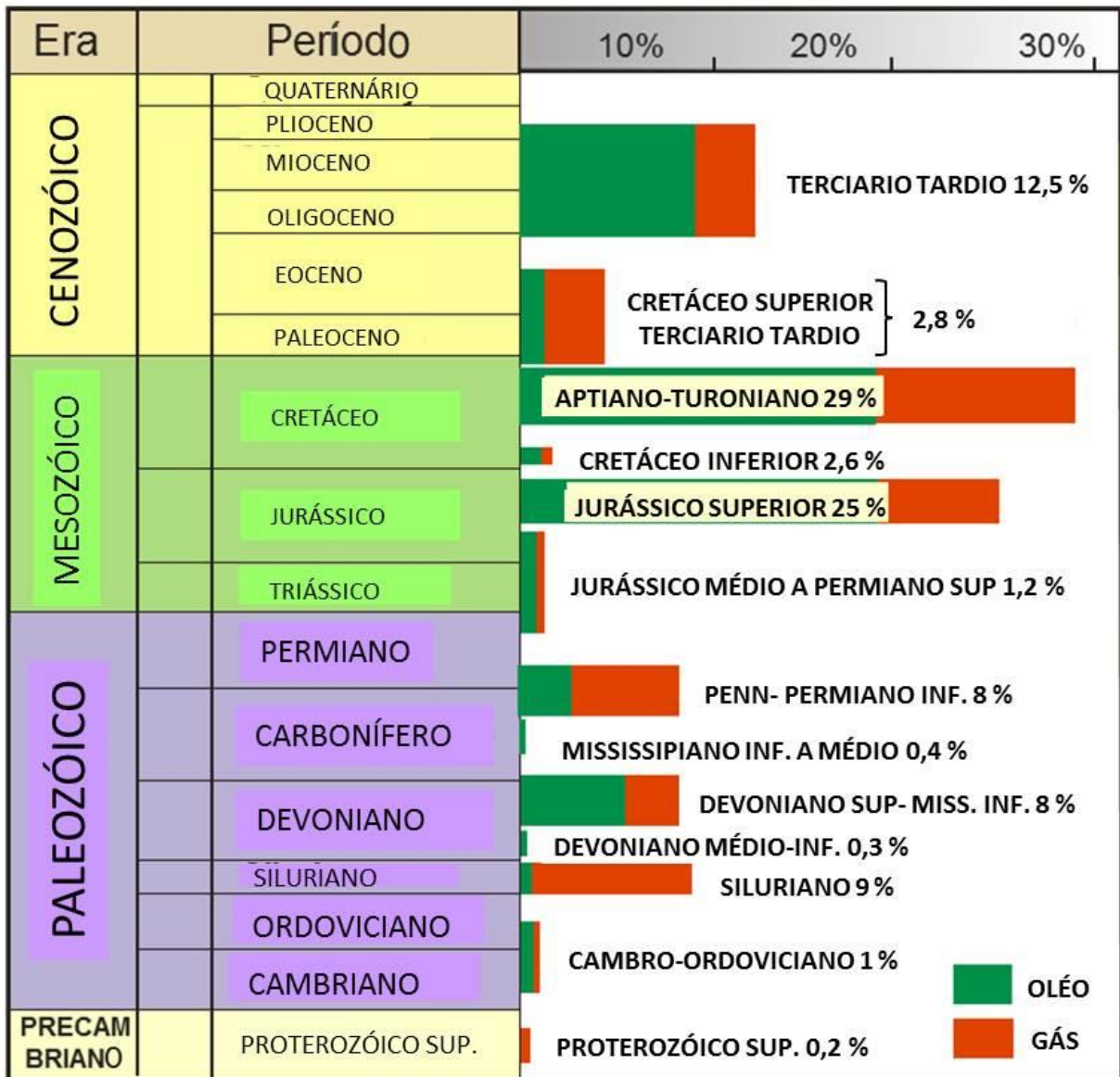


Figura 22: Localização no tempo das principais rochas geradoras em nível mundial e porcentagens do óleo e gás aportadas por elas às reservas mundiais. Modificado de Ulmishek & Klemme (1990).

Rocha geradora do Aptiano-Albiano

Segundo Junslager (1999), durante o Aptiano se desenvolveu uma bacia marinha com condições anóxicas sobre crosta oceânica jovem, entre grandes barreiras para a circulação de água (a dorsal ígnea Walvis-Rio Grande ao norte, o Plateau das Malvinas ao sul e as margens continentais Sul-americana a oeste e Sul-africana a leste). Por esta razão, as rochas geradoras depositadas no OAE do Aptiano-Albiano foram atingidas por perfurações exploratórias e 3 poços do *Deep Sea Drilling Project* (DSDP), particularmente no segmento Atlântico sul.

As geradoras aptianas marinhas foram atravessadas em poços da margem africana, especialmente na Bacia de Orange, *offshore* da África do Sul e Namíbia (VAN DER SPUIY, 2003). Segundo esse autor, dos poços que cortaram seqüências do Aptiano em Orange, os localizados em situações mais proximais da bacia não atingiram rochas geradoras, cortando sedimentos continentais e transicionais. Só os poços em posição mais distal e com profundidade suficiente lograram atingir seqüências marinhas do Aptiano ricas em matéria orgânica (VAN DER SPUIY, 2003). É possível observar que quanto mais distal a posição do poço, maior o conteúdo orgânico dos folhelhos marinhas aptianos (JUNSLAGER, 1999). A seqüência aptiana é um intervalo gerador provado tanto de óleo (poço OA1) como de gás (campo de Kudu) na Bacia de Orange (PATON et al., 2007). Mais recentemente, a rocha geradora aptiana também foi provada na bacia conjugada de Pelotas, a Bacia de Walvis no *offshore* da Namíbia, através do poço exploratório Wingat-1 (AZAMBUJA, 2013).

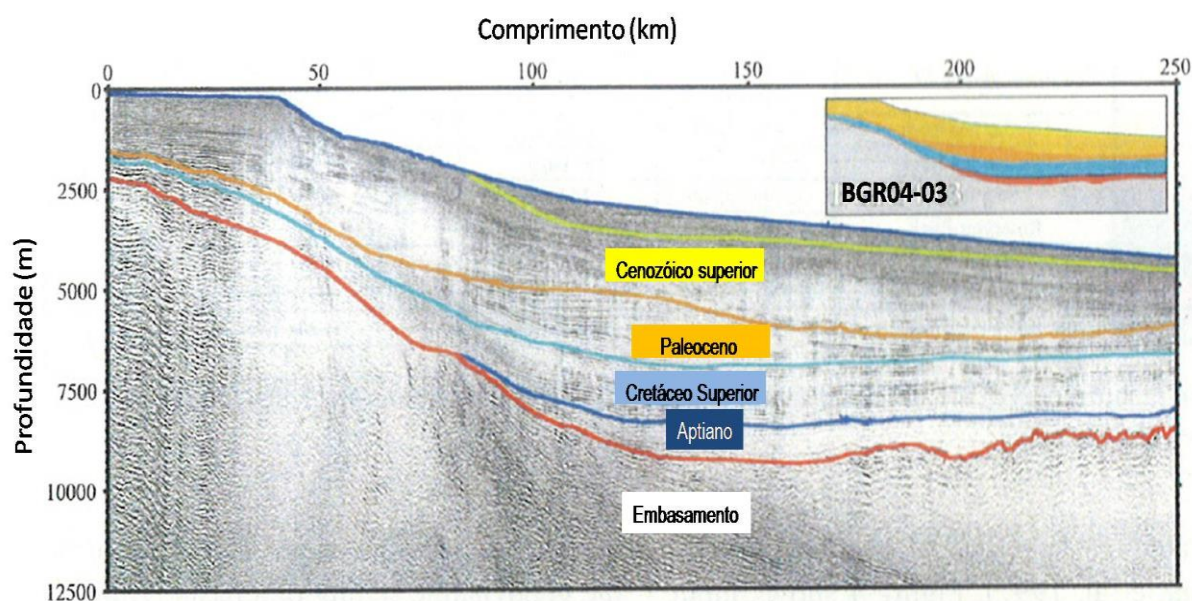


Figura 23: Seção sísmica 2D da porção uruguaia da Bacia de Pelotas com a distribuição da seqüência aptiana interpretada (horizonte azul). Modificada de Grassmann et al (2011).

Até o momento nenhum poço exploratório atingiu seqüências aptianas marinhas com características de geradora na bacia de Pelotas, provavelmente pela sua distribuição mais distal na bacia. Porém, Grassmann et al. (2011) interpretaram, a partir de sísmica 2D, uma seqüência aptiana marinha (Figura 23) com potencial gerador na porção uruguaia da Bacia de Pelotas, que estaria associada ao evento

anóxico desta idade, e que segundo os referidos autores teria atingido a janela de gás. Para esses autores, esta sequência aptiana se desenvolveria em águas profundas e ultra-profundas, acunhando-se em regiões proximais da bacia.

Rocha geradora do Cenomaniano-Turoniano

O segundo grande evento anóxico documentado no Atlântico Sul se deu no Cenomaniano-Turoniano, já em condições de mar aberto. As rochas geradoras formadas nesta época estão bem documentadas na margem brasileira, por exemplo, na Bacia de Santos, sendo representadas pela porção inferior da Formação Itajaí-Açú (CHANG et al., 2008). Segundo esses autores, esses folhelhos atingem valores de COT de até 4%, porém, encontram-se nos estágios iniciais de maturidade térmica. Segundo dados publicados pela ANP (Agencia Nacional do Petróleo), o poço 2-BPS-6, perfurado pela PETROBRAS na Bacia de Pelotas, atingiu uma rocha geradora do Cenomaniano-Turoniano com um COT de 4,2%, ainda imatura (ANP, 2004).

Rocha geradora do Cenozoico

ANP (2004) também postula uma rocha geradora do Cenozoico denominada “Folhelhos do Terciário” associados à Formação Imbé. Segundo a ANP, esta geradora potencial, rica em matéria orgânica, que se encontra imatura nas áreas aonde foi atingida por poços, poderia estar ativa na área do “Cone” do Rio Grande, já que a importante espessura do pacote cenozoico neste setor teria gerado o soterramento suficiente para a maturação dos folhelhos.

3.3.2 Reservatórios potenciais da Bacia de Pelotas

Existem nas bacias do Atlântico diversas litologias, tanto siliciclásticas como biogênicas, associadas à fase rifte ou pós-rifte que atuam como bons reservatórios para a acumulação de hidrocarbonetos, sendo a Bacia de Santos e Campos bons exemplos da presença de ambas. Neste sentido, na Bacia de Santos os depósitos siliciclásticos constituem importantes reservatórios, sendo principalmente compostos por arenitos turbidíticos do Membro Ilha Bela da Formação Itajaí-Açú de idade neoturoniana a eo-santoniana, constituindo, entre outras, as acumulações sub-

comerciais dos Campos de Merluza e Lagosta (CHANG et al., 2008). Na Bacia de Campos, o campo de óleo gigante de Marlím foi descoberto em 1985, estando associado também a arenitos turbidíticos (Figura 25) e constitui o maior campo produtor de petróleo do Brasil na atualidade, sendo as reservas originais de óleo *in place* de 14 bilhões de barris (TIGRE et al., 1990).

Além dos depósitos silisiclásticos, as rochas calcárias também constituem importantes reservatórios nestas bacias, como por exemplo, os carbonatos associados à Formação Guarujá da fase pós-rifte, que se desenvolvem ao sul da Bacia de Santos, associados a uma plataforma carbonática de águas rasas onde se localizam os campos de Tubarão, Estrela do Mar, Caravela e Cavalo-Marinho (CHANG et al., 208)

Em relação à Bacia de Pelotas, ANP (2004) propõe como potenciais reservatórios arenitos da fase pós-rifte associados à Formação Imbé. Esta agência sugere como principais reservatórios desta unidade turbiditos do Eoceno/Oligoceno, assim como arenitos do Mioceno/Plioceno para a área do Cone do Rio Grande. Além disto, a Agência não descarta como potenciais reservatórios os arenitos da fase rifte. Desta forma, os conglomerados e arenitos da Formação Cassino representariam reservatórios de grande interesse. Neste contexto, os poços perfurados na Bacia Santa Lucia, no *onshore* de Uruguai, revelaram a importância que a fase rifte pode ter como reservatórios devido a sua espessura e qualidade. Nesse sentido, os arenitos eólico-fluviais do Aptiano-Albiano agrupados na Formação Miguez, pertencentes à fase rifte de esta bacia, atingem uma potencia máxima que supera os 2000 metros (PEEL & VEROSLAVSKY, 2006), apresentando porosidades de até 20% (ANCAP, 2011).

Por outro lado, os valores disponíveis a partir de poços para a Bacia de Pelotas mostram boas porosidades, porém os reservatórios perfurados estavam saturados em água. Os dados revelam que as rochas carbonáticas albianas atingem porosidades entre 10-15%, enquanto que os turbiditos perfurados nas sucessões do Campaniano e Paleoceno superior apresentam espessuras de 70 a 90 metros com porosidades que variam entre 5 e 20% (CONTRERAS, 2011) .

3.3.3. Selantes

Os folhelhos siliciclásticos marinhos representam os selantes potenciais dominantes na Bacia de Pelotas devido a sua extensa distribuição e à escassez de rochas carbonáticas e a praticamente ausência de evaporitos (DECKELMAN et al., 2006). Nesse sentido ANP (2004) propõe para a Bacia de Pelotas selantes associados a folhelhos do Cretáceo e do Cenozoico. Segundo Deckelman et al. (2006) ainda que não seja reconhecido um selante regional para a bacia, as seções do Cretáceo Superior e Cenozoico são predominantemente ricas em folhelhos e, portanto, com bom potencial como selantes. Baseando-se em informação de 13 poços (litologia e perfis) e 18.000 km de seções sísmicas 2D, os citados autores avaliaram e identificaram os melhores selantes potenciais da porção brasileira da Bacia de Pelotas, gerando mapas do risco relativo associado aos diferentes selantes (Figura 24). Segundo estes autores os selantes mais efetivos desta região se desenvolvem na sequência Cretácea, sendo aqueles mais ricos em argilas e portanto mais impermeáveis, com alta ductilidade e deste modo menos propensos a fraturas, e com grande espessura e extensão areal.

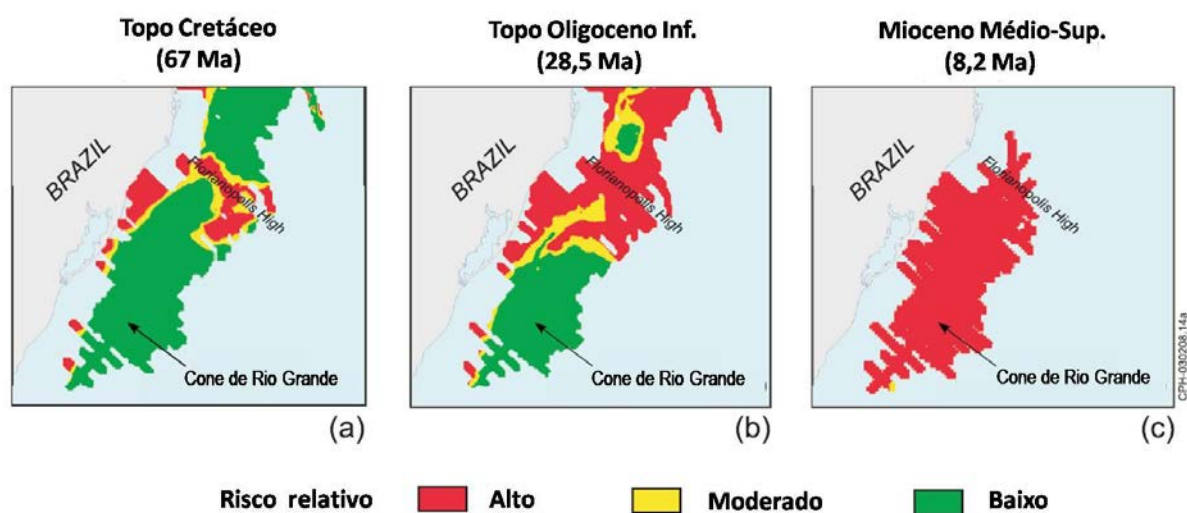


Figura 24: Risco relativo associado a selantes na porção brasileira da Bacia de Pelotas. a) Cretáceo Superior, b) Oligoceno Inferior, c) Mioceno Médio-Superior. Modificado de Deckelman et al. (2006).

É importante salientar que um dos selantes mais efetivos nas bacias da margem atlântica é constituído pela sequência evaporítica aptiana, representando

um ótimo selante para as rochas reservatórios da fase rifte, que representam as acumulações denominadas de pré-sal nas bacias de Santos, Campos e Espírito Santo. Porém, as seções pelíticas da própria seção rifte constituem selantes importantes (CHANG et al. 2008). Segundo esses autores, para a seção pós-rifte nestas bacias, os selantes são constituídos por pelitos e calcilutitos intercalados aos próprios reservatórios.

3.3.4. Armadilhas

As principais acumulações das bacias do pré-sal mostram trapas de caráter estrutural e misto associadas em grande parte à deformação halocinética (CHANG et al., 2008). Não obstante, também são de muita importância nestas bacias as armadilhas puramente estratigráficas (fundamentalmente turbiditos) que podem ocorrer no Cenozoico e, em menor medida, no Maastrichtiano.

Como foi mencionado anteriormente, o maior campo de óleo do Brasil está associado a uma armadilha estratigráfica, o turbidito do Campo Marlín na Bacia de Campos como apresentado na figura 25.

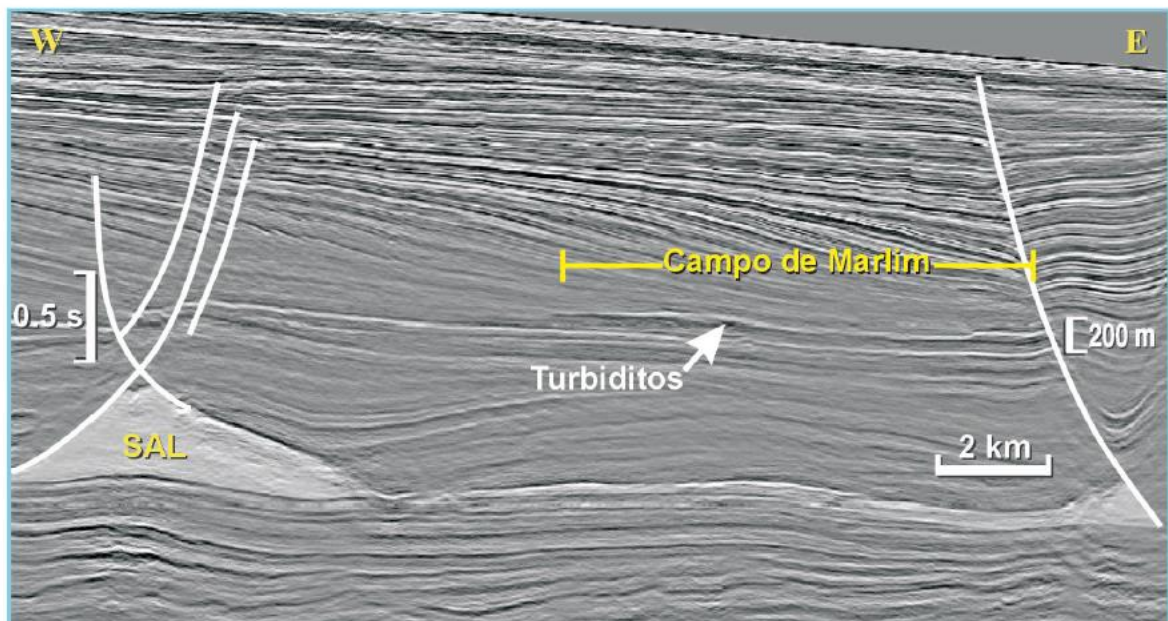


Figura 25: Seção sísmica da Bacia de Campos sinalizando com seta a expressão sísmica associada aos arenitos turbidíticos do Campo de Marlim. Extraída de Milani & Araujo (2003).

Nesse sentido, é importante destacar que hoje em dia, em nível mundial, 40% do óleo encontrado em províncias de hidrocarbonetos maduras provêm de armadilhas estratigráficas (CALDWELL et al., 1997).

As armadilhas estratigráficas têm apresentado sucesso exploratório em outras bacias da margem atlântica sul, onde não se tem o pacote salino que deforme as sequências do pós-rifte gerando trapas estruturais (Ex: Guiana Francesa e Gana). Tendo em conta a evolução tectônica da Bacia de Pelotas e a ausência de deformação halocinética, que gere uma importante deformação no pacote sedimentar, e esperado que as principais armadilhas presentes na área de estudo sejam desenvolvidas a partir de processos sedimentares. Nesse sentido, os poços perfurados na Bacia de Pelotas permitiram demonstrar de forma direta o desenvolvimento de sistemas turbidíticos na fase pós-rifte que, primeiramente, tinham sido identificados pelo uso de dados sísmicos.

Desta forma, os turbiditos representam uma das principais armadilhas potenciais da bacia. Não obstante, ainda que não exista o nível de deformação que sofreram as camadas nas bacias de Campos e Santos, existem na Bacia de Pelotas processos de deformação mais sutis que geraram estruturas que podem constituir armadilhas efetivas, seja como componentes unicamente estruturais ou mistos. Em tal sentido, o processo de deformação mais importante na Bacia de Pelotas está associado à fase extensional do sin-rifte, porém também se reconhece deformação na seção pós-rifte, destacando-se a área do Cone do Rio Grande, aonde a espessa sequência cenozoica desenvolve um sistema de falhas normais e reversas (CASTILLO, 2009).

3.4 Exploração petrolífera na Bacia de Pelotas

A exploração na Bacia de Pelotas foi descontinua ao longo do tempo, começando na década de 1950. Nove poços foram perfurados na porção emersa da bacia (Figura 26), na região costeira do Rio Grande do Sul entre 1958 e 1964. Outros nove poços foram perfurados no *offshore* da porção brasileira (Figura 26) nas últimas décadas, a maioria deles localizados na região da plataforma continental, com alguns em águas mais profundas. O último poço perfurado na região do Cone do Rio Grande data do ano de 2001.

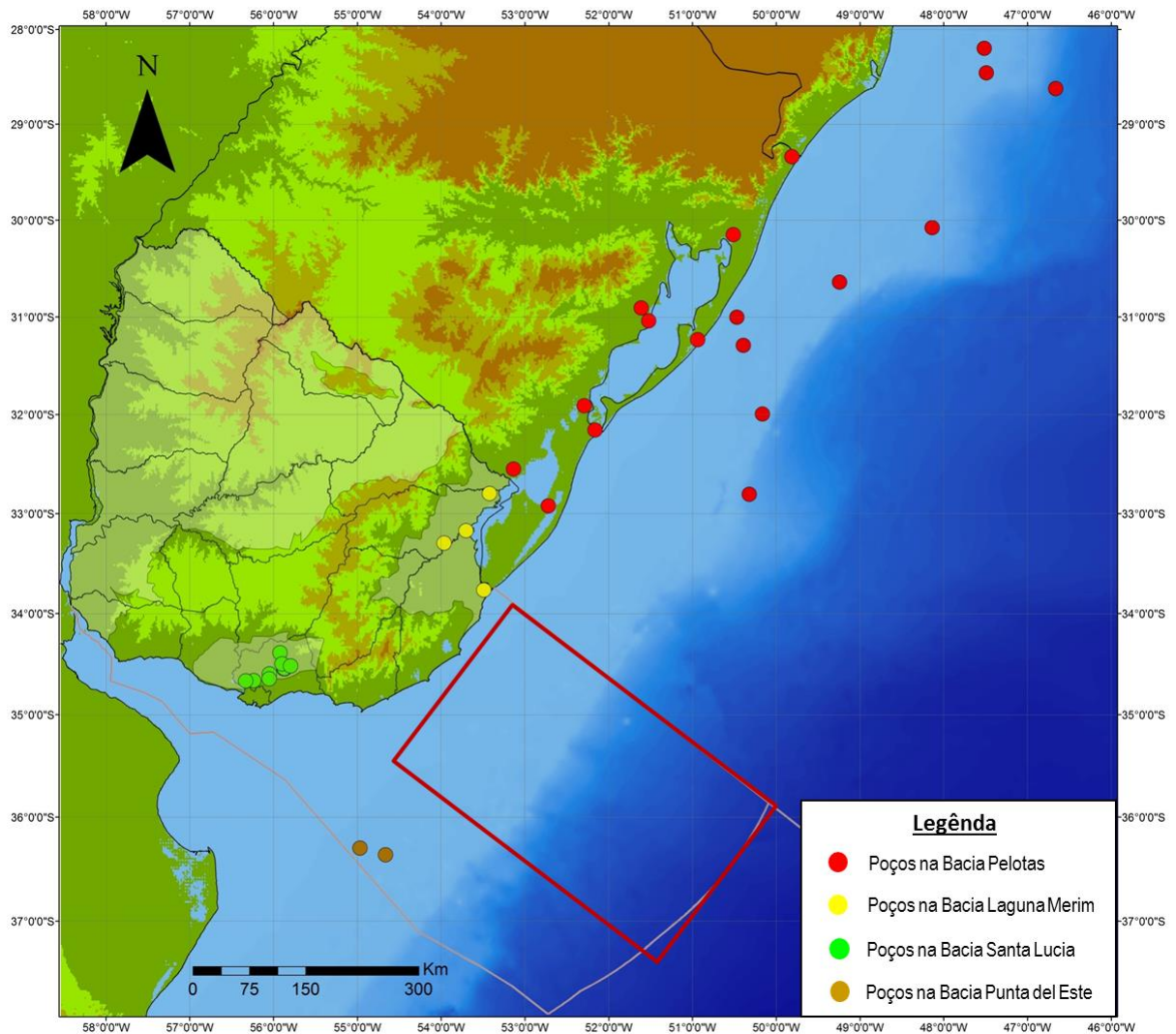


Figura 26: Mapa com a distribuição dos poços perfurados na Bacia de Pelotas (pontos vermelhos) e outras bacias próximas. Dados da localização dos poços extraídos do Banco de Dados de Exploração e Produção da ANP (<http://maps.bdep.gov.br/website/mapas/viewer.htm>) e de ANCAP.

Desde um ponto de vista estratigráfico os poços atravessaram fundamentalmente a seção Pós-rifte, ainda que alguns poços localizados na região mais proximal da bacia também atingiram a seção Sin-rifte. A seção Sin-rifte atravessada está representada pelos basaltos da Formação Imbituba na base e pelos conglomerados e siltitos da Formação Cassino no topo. Em quanto que a seção Pós-rifte atravessada é representada na base por carbonatos e depósitos siliciclásticos plataformais da Formação Porto Belo, sobre os quais se apoiam folhelhos marinhos da Formação Atlântida. As seções perfuradas se completam com uma sucessão espessa e monótona de folhelhos marinhos, intercalados com

arenitos, associados à Formação Imbé que foi atravessada por todos os poços. Desde um ponto de vista exploratório os poços identificaram níveis de rochas com bom potencial gerador associados a folhelhos marinhos com alto conteúdo orgânico (4,2%) na base da Formação Imbé de idade Cenomaniano-Turoniano. Além disso, vários dos poços atravessaram diversos níveis de rochas com potencial como reservatórios (porosidade de 20%) associados a arenitos turbidíticos de grandes espessuras (70 a 90 metros) no Campaniano e Paleoceno,

Nenhum dos poços perfurados teve sucesso em encontrar acumulações de hidrocarbonetos. Porém, é importante destacar que a maioria dos poços perfurados estão localizados na região proximal da bacia, seja no *onshore* ou na plataforma, não cortando as sequências que só se desenvolvem em águas mais profundas (Figura 27).

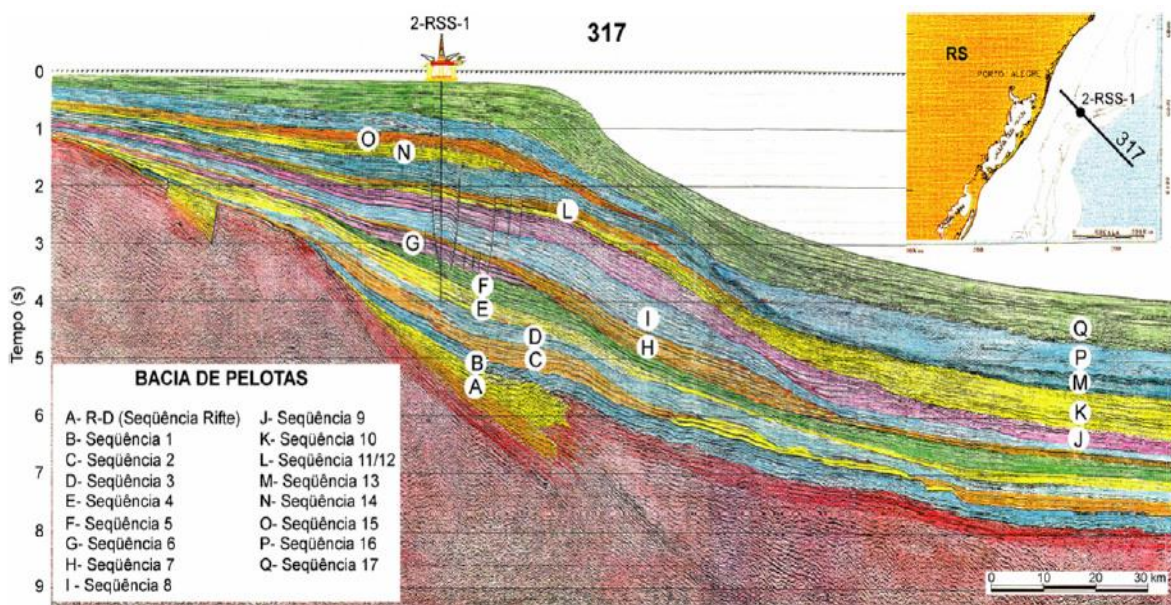


Figura 27: Seção sísmica dip 2D interpretada da Bacia de Pelotas com a localização do poço 2-RSS-1 na plataforma marítima, aonde é possível observar a geometria da bacia. Sequência A: Rifte, Sequências B a F: Megassequência transgressiva de margem passiva (Aptiano-Paleoceno Superior). Sequências G a Q: Megassequência regressiva de margem passiva (Paleoceno Superior-Recente). Modificada de Fontana (1996) e Barboza et al. (2008).

Contudo, os poços aportaram informação geológica de importância, permitindo definir limites de sequencia, a presença de rochas geradoras e corpos turbidíticos.

A exploração na porção uruguaia da bacia começou na década de 1970 com algumas campanhas sísmicas 2D que cobriram a área da plataforma. De 2007 em diante diversas campanhas sísmicas 2D cobriram a bacia quase em toda sua extensão. Em 2013 foi realizado o primeiro levantamento sísmico 3D na Bacia de Pelotas e uma perfuração em águas profundas está planejada para 2016.

4. MATERIAIS E MÉTODOS

4.1 Dados utilizados

Os materiais utilizados nesta pesquisa são fundamentalmente dados sísmicos de reflexão 2D (6.946 km), adquiridos em diversas campanhas (Tabela 3), e dados provenientes de métodos geofísicos potenciais (magnetometria). Além disso, foi utilizada para calibração da sísmica, informação palinológica e perfilagens geofísicas (sônico) do poço mais próximo à área de estudo, Gaviotín x-1 perfurado em 1976 na Bacia de Punta del Este. Esses dados foram cedidos pela empresa petroleira estatal do Uruguai (ANCAP).

Tabela 3: Base de dados geofísicos utilizados na pesquisa.

Tipo de dado	Ano de aquisição	Comprimento linear (km)	Área (km ²)
Sísmica 2D	2007	5904	-
Sísmica 2D	2013	1042	-
Magnetometria	2007	-	80.000

4.1.1 Dados sísmicos

Os dados sísmicos 2D utilizados neste trabalho consistem em seções sísmicas *dip* e *strike* adquiridas no ano de 2007 de propriedade da empresa uruguaia ANCAP e de 2013 cedidos pela empresa de sísmica ION GXT, totalizando 6.946 km de linhas sísmicas (Figura 28).

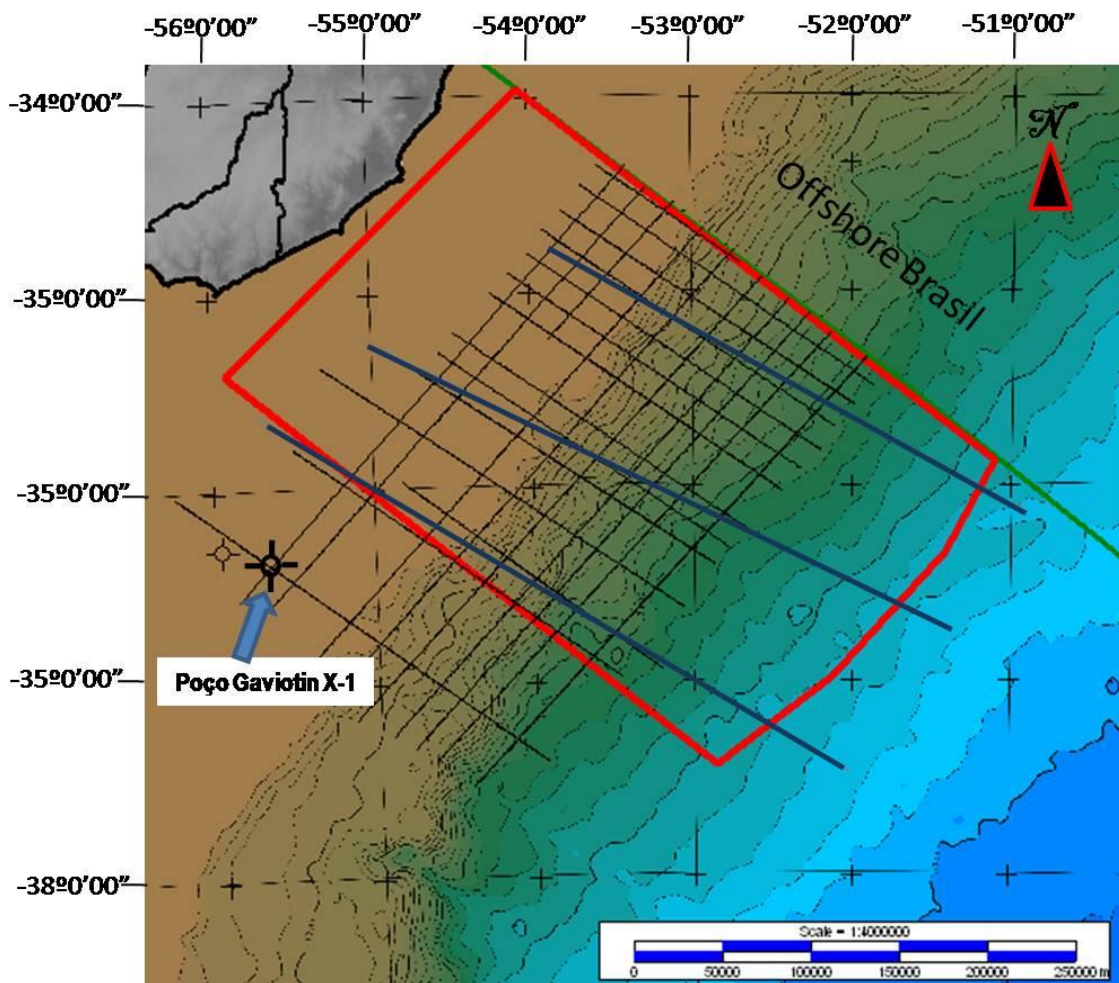


Figura 28: Localização da área de estudo (em vermelho) na Bacia de Pelotas, com a distribuição das linhas sísmicas 2D utilizadas no trabalho e a localização do poço Gaviotín X-1. Preto: seções sísmicas adquiridas em 2007, Azul: seções adquiridas em 2013.

O levantamento feito em 2007 cobre quase a totalidade da área de estudo em seções *dip* e *strike*, excetuando as áreas ultra profundas da bacia que são atingidas com três seções sísmicas adquiridas em 2013 pela empresa ION GXT. Também foi utilizada uma linha sísmica *dip* da campanha 2007, localizada fora da área de trabalho na Bacia de Punta Del Este, que atravessa o poço Gaviotín x-1 e permitiu amarrar e calibrar a informação bioestratigráfica do poço com a sísmica, e desta forma atribuir, na medida do possível, idades às sequências definidas na Bacia de Pelotas. Todas as seções sísmicas têm sua profundidade representada em tempo duplo (TWT) (Figura 29).

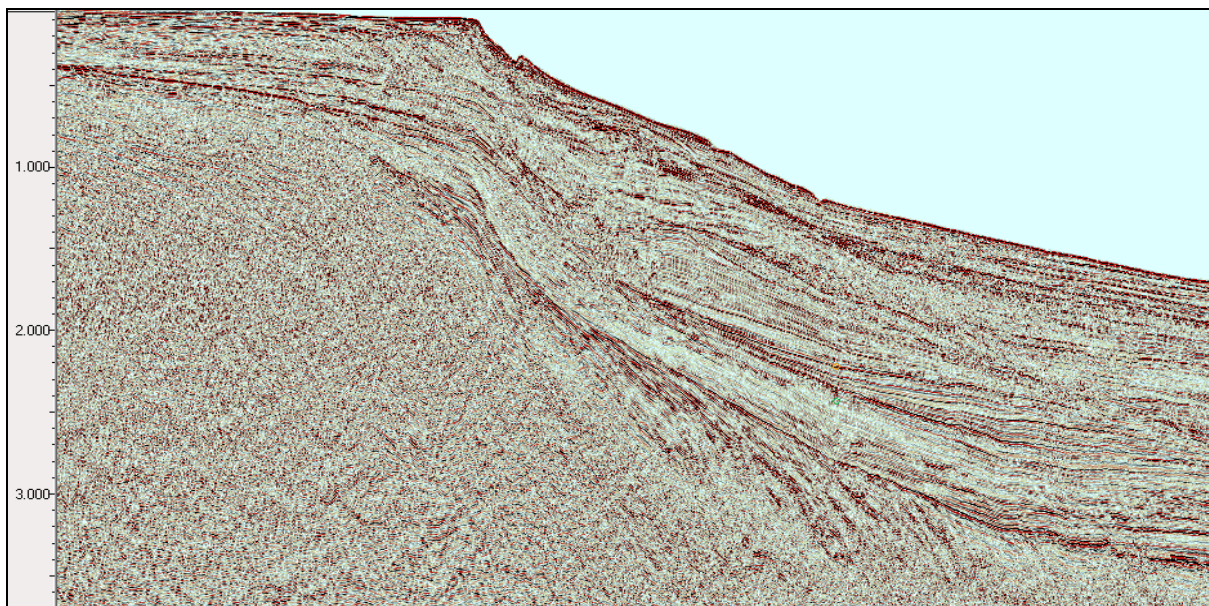


Figura 29: Exemplo de seção sísmica 2D *dip* da área de trabalho na Bacia de Pelotas adquirida no ano 2007.

4.1.2 Dados de poço

O poço Gaviotin x-1 foi perfurado em 1976 na Bacia de Punta Del Este pela empresa Chevron Oil Uruguay em águas rasas (menos de 50 metros de lâmina de água). Atingiu profundidade total de 3631 metros e foi declarado seco. Este poço é o mais próximo da área de estudo, sendo composto da base ao topo por uma sequência pré-rifte com arenitos e folhelhos, uma sequência sin-rifte com conglomerados, arenitos e níveis piroclásticos, uma sequência SAG composta por arenitos e uma sequência de margem passiva representada por folhelhos e arenitos subordinados (Figura 30).

Dos estudos bioestratigráficos realizados em amostras deste poço, o mais recente foi o da empresa GEMA S.R.L. em 2009. Este estudo forma parte de um relatório interno cedido pela ANCAP, sendo seus principais resultados mostrados na tabela 4. É importante destacar que os diversos estudos palinológicos realizados em amostras do poço permitiram estabelecer idades fundamentalmente para o Cenozoico e Cretáceo Superior. Não foi possível atribuir idades ao restante da seção do Cretáceo devido à escassez de fósseis associada à natureza muito arenosa deste pacote. Porém, Veroslavsky et al. (2003) estabeleceram idade permiana superior para o trecho final do poço (Tabela 4).

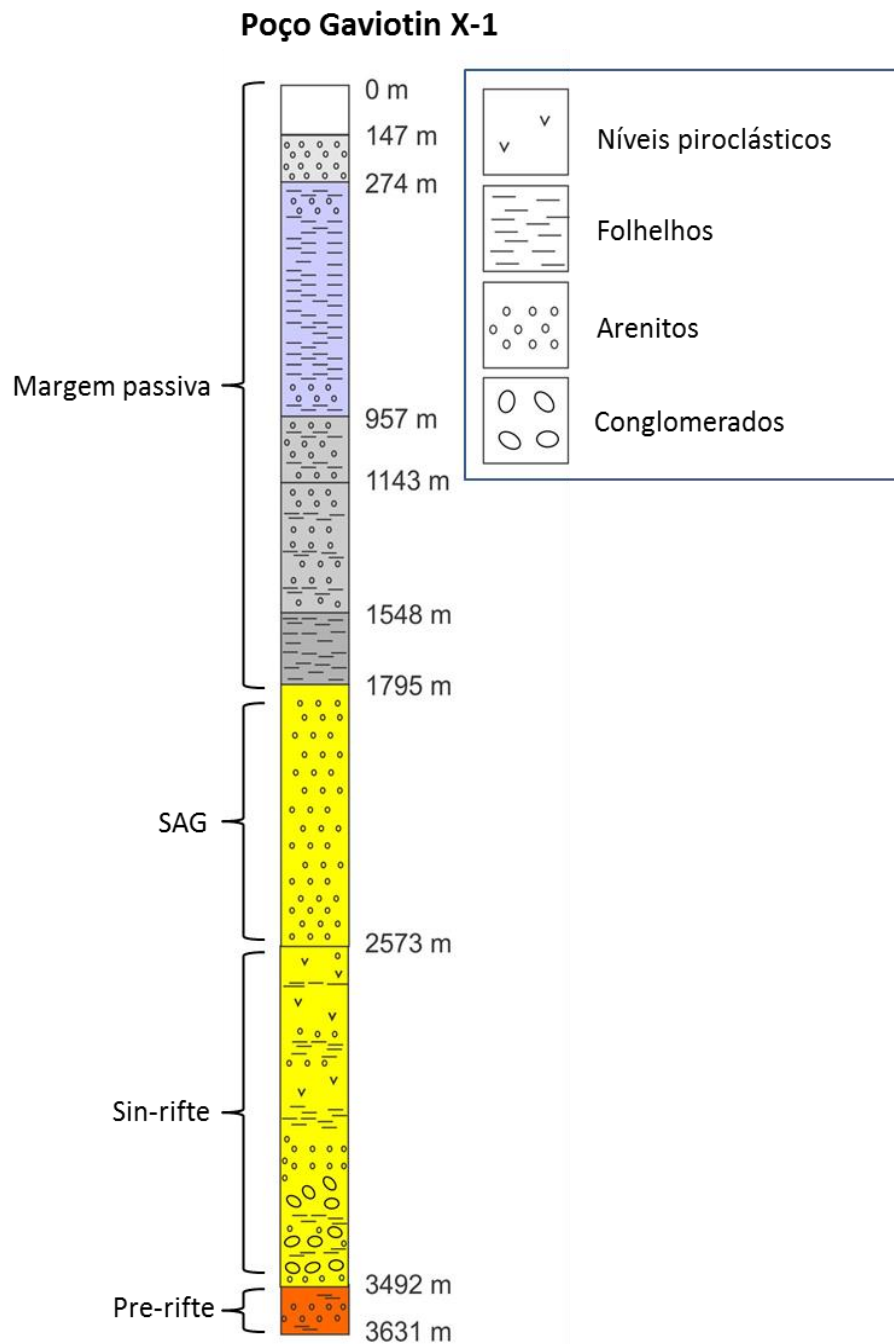


Figura 30: Coluna estratigráfica do poço Gaviotin x-1 da Bacia Punta del Este.

Foi utilizado o perfil sônico do poço para calibrá-lo com a sísmica e poder atribuir as idades estabelecidas por palinologia às sequências deposicionais interpretadas na sísmica.

Tabela 4: Bioestratigrafia e idades atribuídas ao poço Gaviotín x-1 no relatório interno confeccionado pela empresa Gema S.R.L. (2009). *dados extraídos de Veroslavsky et al. (2003).

Profundidade (mbbp)	Fósseis encontrados	Idade atribuída
137,16-469	Foraminíferos calcários bentônicos. Ex: <i>Cancris Sagra d'Orbigny</i>	Plioceno-Pleistoceno
479-634	Foraminíferos bentônicos calcários e aglutinados. Ex: <i>Quinque Loculina seminula (Linneo)</i>	Mioceno Medio-Tardio?
643-853	Foraminíferos planctônicos. Ex: <i>Globigerina brazieri Jenkins</i>	Mioceno Inferior
863-1539	Biomarcadores. Ex: <i>Sphenolithus radians</i> e <i>Sphenolithus anarrhopus</i>	Eoceno Medio-Inferior
1548-1649	Idade exclusivamente atribuída pela posição estratigráfica do trecho	Eoceno-Paleoceno?
1658-1704	Nanofósseis. Ex: <i>Lenticulina midwayensis (Plummer)</i>	Paleoceno
1713-1972	Foraminíferos bentônicos aglutinados. Ex: <i>Ammodiscus sp. cf. A. Siliceus</i>	Maastrichtiano Inferior
2024-3026	Não se observaram elementos de valor estratigráfico preciso	—
3597-3628*	Palinomorfos. Ex: <i>Murospora torífera</i>	Permiano Superior

4.1.3 Dados magnetométricos

Além dos dados sísmicos foi utilizado um mapa de anomalias magnéticas da área que auxiliou na interpretação estrutural, permitindo mapear *trends* e estruturas assim como inferir litologias associadas ao embasamento ou ao preenchimento sedimentar. Estes dados foram adquiridos conjuntamente com o levantamento sísmico 2D em 2007, cobrindo quase a totalidade da área de estudo excetuando a porção mais proximal e distal da bacia.

Para este trabalho foi utilizado o mapa magnetométrico com o processamento de redução ao pólo (Figura 31).

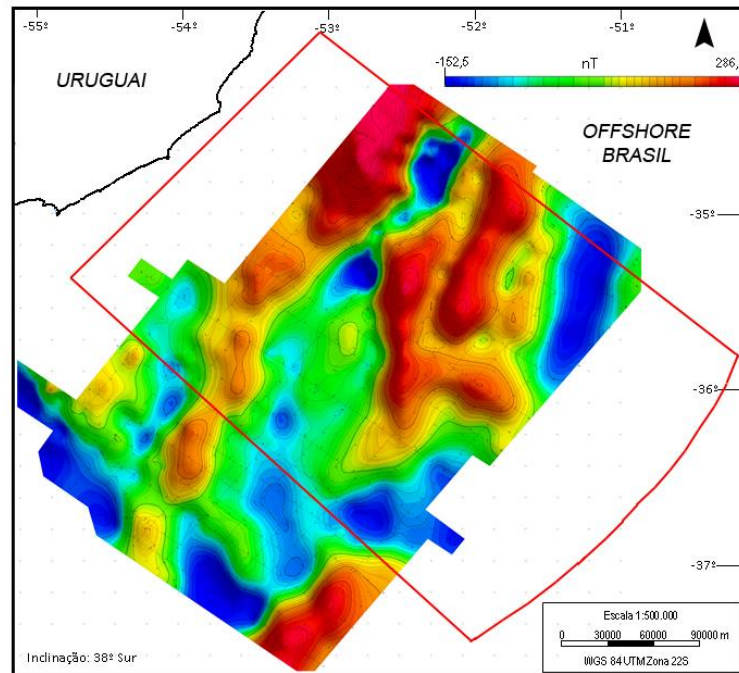


Figura 31: Mapa de anomalias magnéticas do *offshore* do Uruguai reduzido ao pólo (polígono vermelho = área de trabalho). As cores azuis marcam baixos magnéticos e as cores vermelhas estão associadas com altos magnéticos.

Este processamento recalcula os dados de intensidade magnética como se o campo magnético induzido tivesse uma inclinação de 90° . Isto transforma anomalias magnéticas dipolares em anomalias monopolares centradas sobre os corpos que as causam, simplificando a interpretação dos dados (Figura 32).

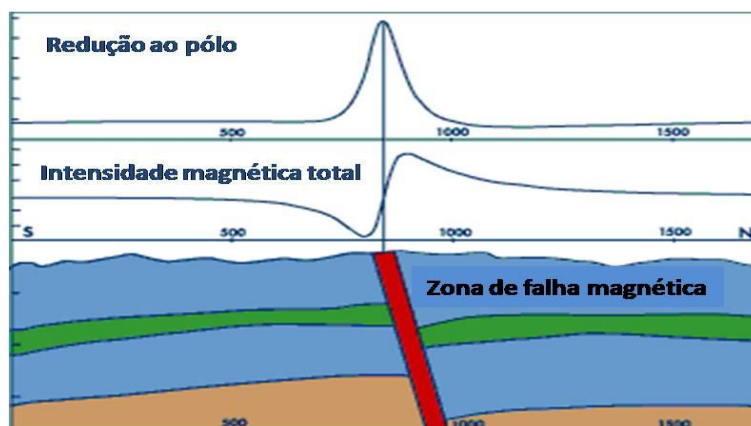


Figura 32: Anomalia magnética monopolar (redução ao pólo) e dipolar (intensidade magnética total) associada a uma zona de falha. Modificada da página web da Universidade de Oklahoma (2007): <http://gravmag.ou.edu/readings/reduction%20to%20pole.htm>.

Na área de estudo a intensidade magnética total é 24.200 gammas, a inclinação magnética é 38° Sul e a declinação é 9° Oeste.

4.2 Atividades desenvolvidas e métodos utilizados

A metodologia utilizada na presente pesquisa foi definida por Hubbard et al. (1985) consistindo no mapeamento de sequências deposicionais a partir da sísmica para estabelecer o marco tectônico e estratigráfico.

4.2.1 Atividades desenvolvidas prévias à interpretação sísmica

Prévio ao desenvolvimento desta metodologia foi necessário realizar as seguintes atividades:

- **Pesquisa e revisão bibliográfica e documental**

Foi realizada uma revisão da literatura existente da Bacia de Pelotas que incluiu artigos científicos, monografias, dissertações e teses relacionadas à geologia, estratigrafia, sistemas petrolíferos e palinologia. Também foram pesquisadas publicações relacionadas à temática dos sistemas petrolíferos em bacias do Atlântico Sul. Foi realizada uma pesquisa documental em relatórios públicos com informação sobre os sistemas petrolíferos potenciais da bacia. Por último, foram pesquisados livros e artigos relacionados à metodologia aplicada: estratigrafia de sequências.

- **Seleção de dados e controle de qualidade**

Nesta etapa foram selecionados os dados sísmicos utilizados na pesquisa. Existem dados sísmicos 2D obtidos nas décadas de 1970 e 1980 que foram descartados para esta pesquisa devido à baixa resolução que apresentam, não permitindo fazer interpretação de tratos de sistemas. Com este critério, foram eleitos os levantamentos sísmicos dos anos 2007 e 2013 os quais apresentam a suficiente resolução vertical e horizontal para atingir os objetivos do presente trabalho.

- **Banco de dados sísmicos e do poço no software *Kingdom Suíte***

Após realizado o controle de qualidade, foram carregados os dados sísmicos, magnetométricos e do poço no *software* de visualização e interpretação de sísmica *Kingdom Suíte*.

- **Calibração da sísmica com os dados do poço**

É de particular importância que os dados sísmicos sejam calibrados (exista uma amarração) com o poço utilizado para que exista uma correta correlação entre ambos. A calibração da sísmica foi feita utilizando o perfil sônico do poço Gaviotín X-1 (Figura 33). Este perfil (DT) registra o tempo em que um pulso sísmico gerado na superfície tarda em ir e voltar através do poço. Esta medição é feita para os distintos intervalos do poço, criando um perfil de tempo/profundidade que tem como unidade de medida o microssegundo por pé ($\mu\text{s}/\text{pé}$). A partir do perfil sônico foi calculado o perfil de velocidades (V) do poço (em metros por segundo, m/s) utilizando a seguinte fórmula: $V = 3,048 \times 10^{-5} / \Delta t$, aonde Δt é o tempo de transito acústico em $\mu\text{s}/\text{pé}$.

Uma vez obtido o perfil de velocidades do poço foi possível estabelecer a profundidade (D) em metros correspondentes à seção sísmica que amarra o poço, com a seguinte formula: $D = V \times t/2$, aonde V é a velocidade (m/s) e t é o tempo duplo em segundos. Isto permite correlacionar diretamente a informação obtida do poço (palinologia) na seção sísmica para estabelecer as idades das sequências interpretadas.

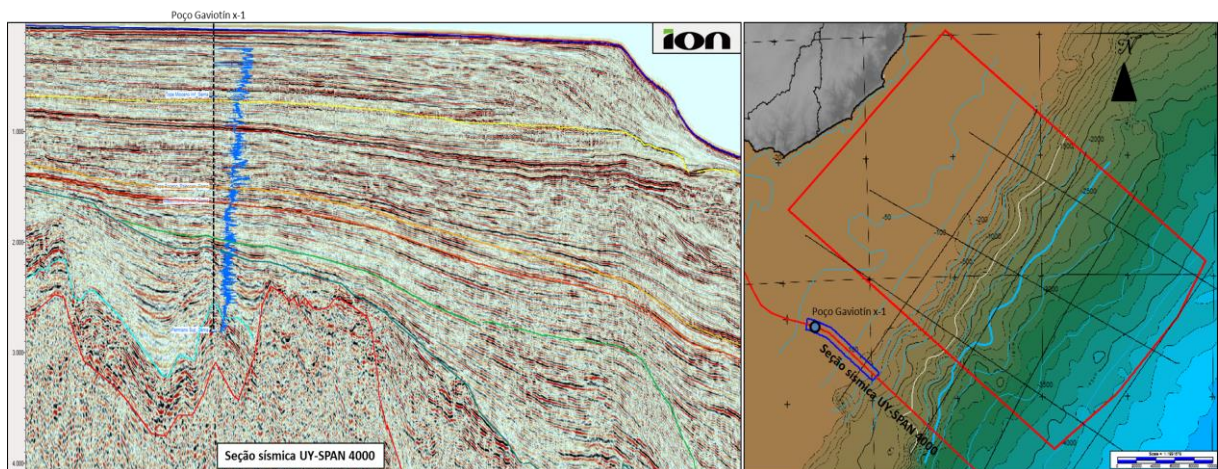


Figura 33: Calibração entre poço e sísmica a partir do perfil sônico do poço Gaviotín x-1 (em azul).

4.2.2 Metodologia utilizada

A metodologia definida por Hubbard et al. (1985) consta de quatro grandes etapas:

- a. Identificação de limites de sequências.
- b. Interpretação de atributos internos (tratos de sistemas): Esta interpretação unicamente é realizada para as sequências que se revestem de potencial exploratório.
- c. Construção de um modelo geológico: Geração de mapas que mostrem a distribuição aproximada dos elementos que compõem os sistemas petrolíferos (rochas geradoras, reservatórios, selantes).
- d. Desenvolvimento de *plays*: Mapeamento detalhado de prospectos (armadilhas) em áreas de favorabilidade.

a. Identificação de limites de sequências: A identificação de limites de sequências é feita em todas as seções sísmicas *dip* e *strike* que cobrem a área de trabalho. A interpretação também se estende à região na qual se localiza o poço Gaviotín x-1 na Bacia Punta del Este. O primeiro passo consiste em identificar e mapear grandes limites de sequências que representam discordâncias no preenchimento sedimentar da bacia, permitindo individualizar megassequências e identificar a discordância que separa o embasamento da bacia. Também nesta etapa é possível discernir sobre os distintos tipos de embasamento sobre o qual se assenta a bacia (crosta oceânica, crosta continental, etc.) e os principais traços morfoestruturais presentes. Uma vez individualizadas as megassequências (Pré-rifte, Rifte e Pós-rifte), são interpretadas as sequências deposicionais que as compõem, identificando os limites de cada sequência a partir da interpretação de truncamentos contra superfícies deposicionais. Posteriormente, os dados bioestratigráficos do poço Gaviotín x-1 (Tabela 4) são utilizados para atribuir idades diretamente à seção sísmica da Bacia Punta del Este que atravessa o poço (Figura 34) e posteriormente às sequências deposicionais interpretadas na área de estudo. É importante destacar que algumas sequências deposicionais da área de trabalho se acunham antes de chegar até a locação do poço Gaviotín, (especialmente as

seqüências pertencentes ao Cretáceo) já que o poço se encontra numa região muito proximal da bacia.

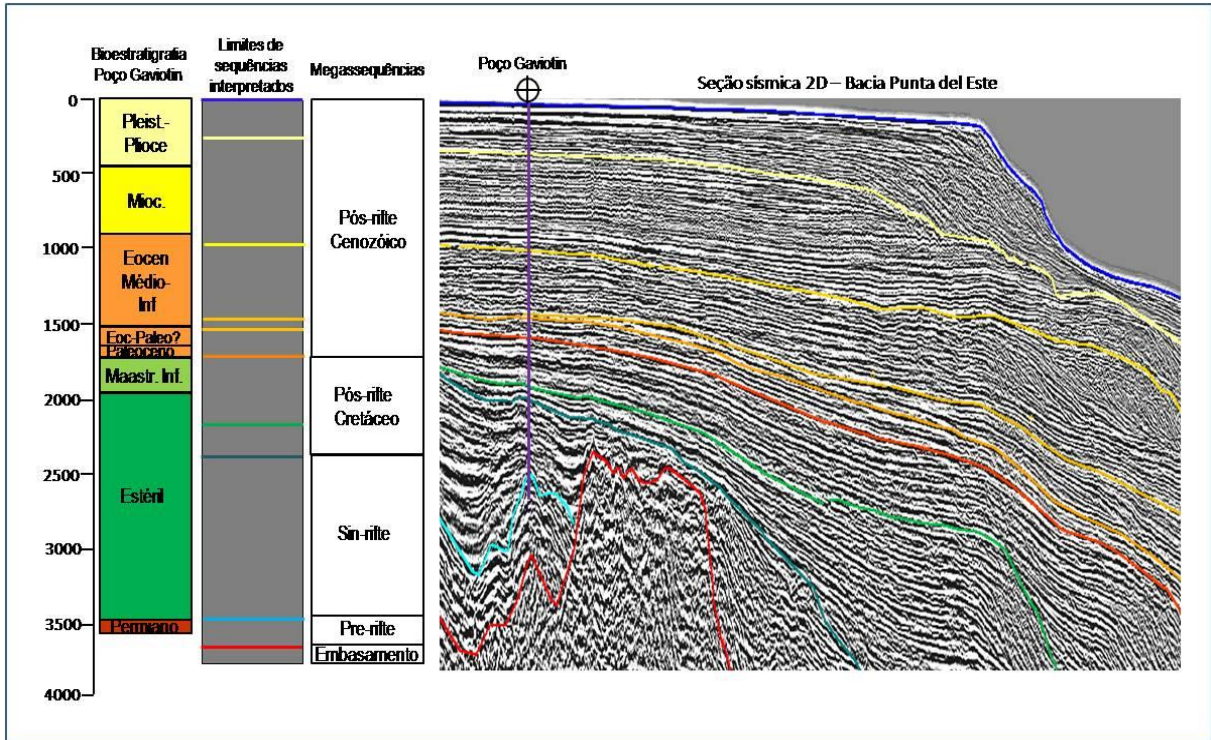


Figura 34: Correlação entre dados bioestratigráficos do poço Gaviotín e seção sísmica 2D para atribuir idades às seqüências deposicionais

b. Interpretação de atributos internos (tratos de sistemas): Uma vez que as seqüências deposicionais são interpretadas e é atribuída a idade para algumas delas, é feita a interpretação do padrão de empilhamento interno das seqüências para definir os distintos tratos de sistemas que as compõem. A interpretação dos tratos de sistemas permite identificar os potenciais elementos que compõem os sistemas petrolíferos (Tabela 2). Nesse sentido, por exemplo, a identificação das superfícies da máxima inundação permite localizar potenciais rochas geradoras. Esta interpretação também permite contextualizar e identificar os potenciais reservatórios e selantes.

c. Construção de um modelo geológico: A etapa anterior é feita para cada seção sísmica, o que permite criar mapas de distribuição (estrutural) e de espessura (isopáquico) de rochas geradoras, reservatórios e selantes para a área de estudo.

Uma vez que as seções sísmicas estão medidas em tempo (segundos) e não em profundidade (metros), os mapas obtidos também estão em tempo.

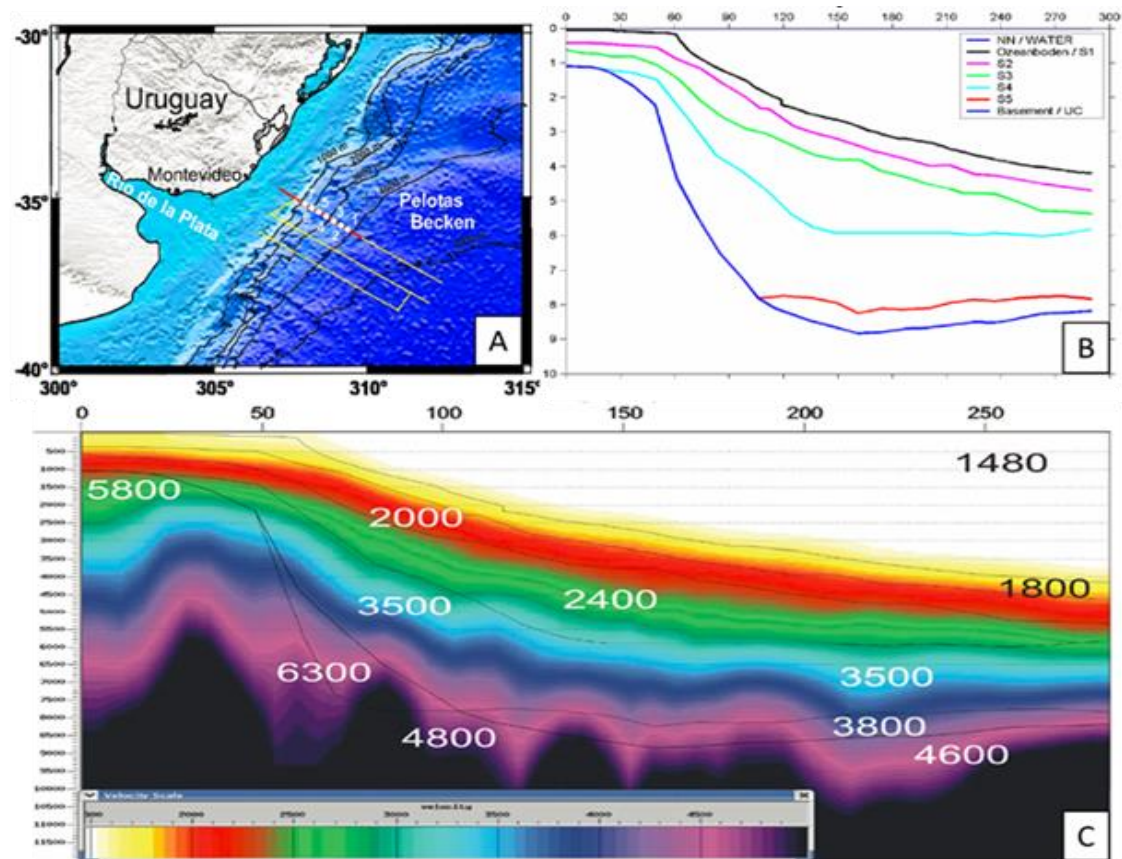


Figura 35: A) Localização da seção sísmica *dip* 2D BGR04-01 na Bacia de Pelotas *offshore* do Uruguai. B) Horizontes interpretados na seção sísmica que individualizam pacotes com diferentes velocidades sísmicas. C) Perfil com as velocidades intervalares na seção sísmica. Extraído de Temmler (2006).

Por esta razão foram atribuídas distintas velocidades sísmicas aos pacotes interpretados para transformar os mapas obtidos a profundidade, aplicando a fórmula $D = V \times t/2$. As velocidades utilizadas foram baseadas no trabalho de Temmler (2006) que mediu as velocidades sísmicas da Bacia de Pelotas na área de estudo (Figura 35). Segundo aquele trabalho, o pacote cenozoico apresenta velocidades que variam entre 1800 até 2400 m/s, o pacote do Cretáceo Superior tem velocidades médias de 3500 m/s, enquanto que a sequência aptiana apresenta velocidades médias de 3800 m/s.

d. Desenvolvimento de *plays*: Posteriormente, é feita a identificação e mapeamento dos principais *plays* (tipos de armadilhas) presentes. Nesta etapa também é realizada uma interpretação estrutural, por meio de mapeamento de falhas que permite completar o modelo geológico e, particularmente, identificar vias de migração dos hidrocarbonetos. Esta interpretação é realizada a partir dos dados magnetométricos da área permitindo identificar e mapear os principais traços estruturais da bacia assim como interpretar áreas com presença de rochas vulcânicas e sedimentares.

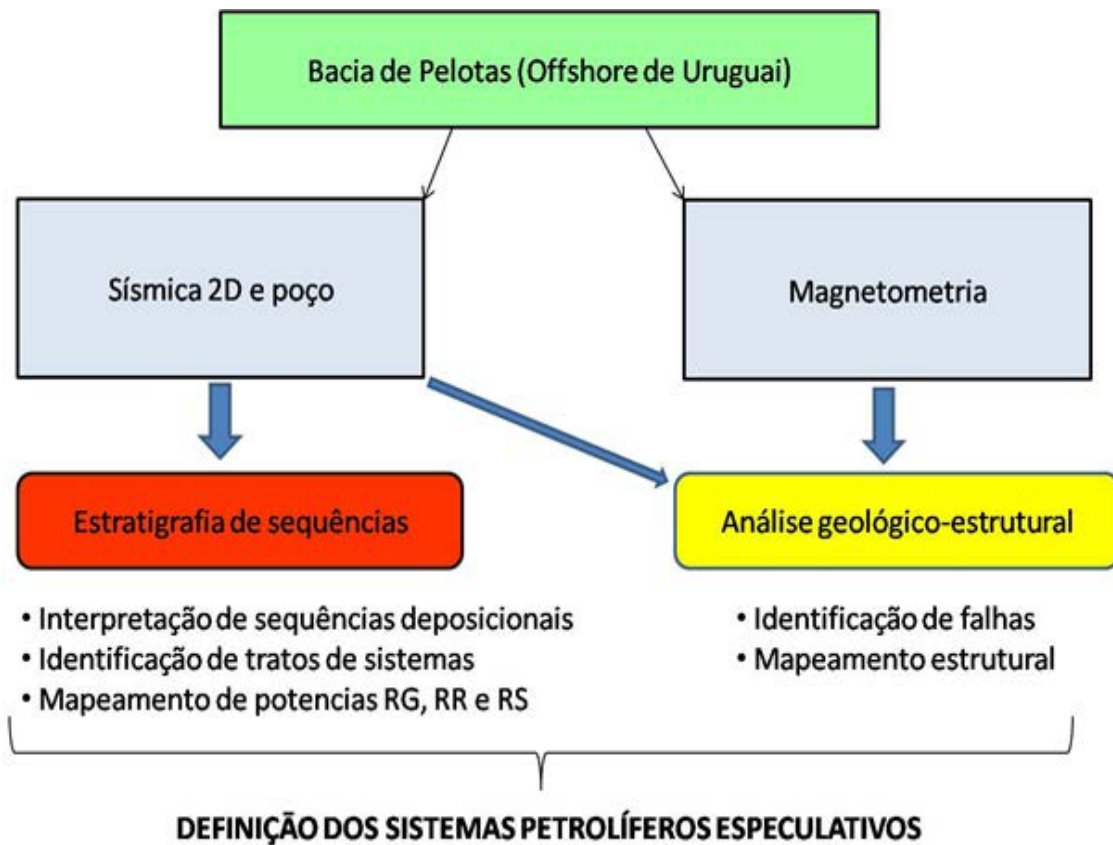


Figura 36: Esquema com atividades realizadas e a metodologia utilizada no trabalho.

Finalmente se realiza a integração da informação gerada, considerando os antecedentes da literatura para a postulação dos sistemas petrolíferos especulativos presentes na bacia. A figura 36 apresenta um esquema que resume as atividades realizadas neste trabalho.

5. RESULTADOS E DISCUSSÃO

5.1 Interpretação sismoestratigráfica

O primeiro passo na interpretação sismoestratigráfica da área de estudo consistiu na identificação, em todas as seções sísmicas 2D utilizadas, dos limites de sequências e, portanto, do limite inferior da bacia no subsolo. Este limite permite discriminar o embasamento dos pacotes rochosos que compõem o preenchimento da bacia sedimentar, sendo representado por uma discordância angular. Por sua vez o análise das seções sísmicas também permitiu identificar o tipo de embasamento sobre o qual se apoia a bacia. Posteriormente, foram delimitadas as distintas sequências deposicionais que compõem o preenchimento sedimentar da bacia segundo os critérios estabelecidos em Vail *et al.* (1977).

Embasamento

O critério utilizado para a delimitação entre bacia e embasamento responde às características dos refletores sísmicos. Em tal sentido, os refletores associados ao preenchimento da bacia apresentam continuidade lateral e padrões de empilhamento, sendo possível identificar, em função da resolução dos dados sísmicos, megassequências, sequências deposicionais, limites de sequências e tratos de sistemas. No entanto, os refletores associados ao embasamento são descontínuos e em geral apresentam padrões caóticos.

O refletor que representa o limite entre bacia e o embasamento está bem marcado quase em toda sua extensão, apresentando alta amplitude. O mapa estrutural do topo do embasamento permite observar como o aprofundamento da bacia dá-se em direção ao mar (Figura 37).

O embasamento na região proximal apresenta grande espessura (mais de 30 km), sendo representado por um alto estrutural constituído por crosta continental sem estirar ou muito pouco estirada (STICA *et al.*, 2014). Este alto separa em águas rasas a Bacia de Pelotas da Bacia de Punta del Este, que se desenvolve a oeste da área de trabalho (Figura 38).

A partir das seções sísmicas 2D foi possível mapear a extensão do Alto de Polônio e, desta forma, correlacionar a resposta magnética que o alto tem.

O mapa de anomalias magnéticas reduzido ao pólo mostra que a região do Alto de Polônio está associada, em geral, a baixos magnéticos (Figura 39).

Segundo a literatura, este embasamento é composto por rochas metamórficas de baixo grau, granitos e migmatitos do Pré-cambriano associadas ao Cinturão Dom Feliciano (BUENO et al., 2007). Porém, neste setor proximal também se reconhece um pacote de refletores paralelos e contínuos apoiando-se sobre o embasamento pré-cambriano que são interpretados como pertencentes a unidades vulcano-sedimentares da Bacia de Paraná. Este pacote é denominado de megassequência pré-rifte como definida por MOHRIAK (2003) e corresponde também à “supersequência pré-rifte” definida em Bueno et al. (2007).

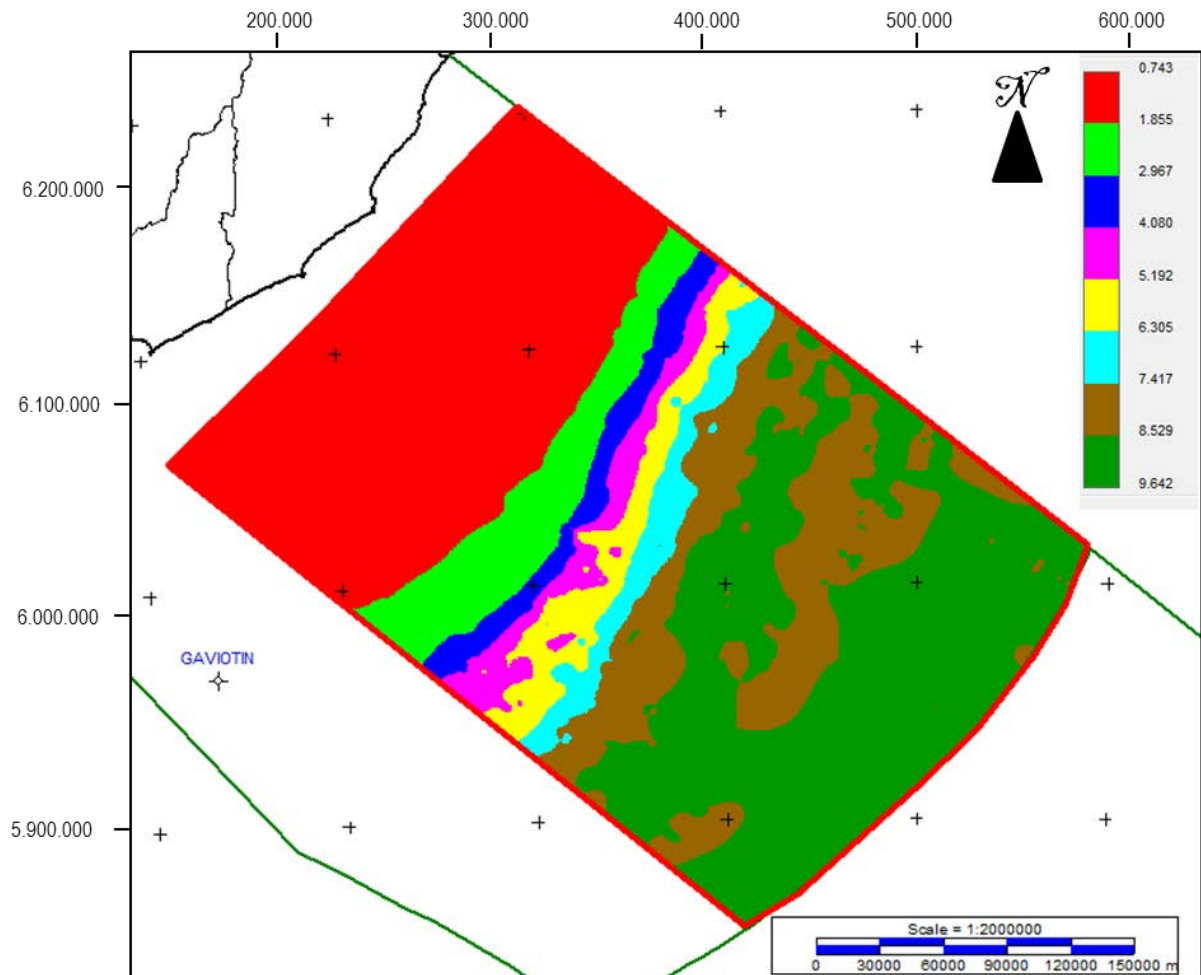


Figura 37: Mapa de contorno estrutural do topo do embasamento (segundos).

A crosta continental experimenta um afinamento abrupto em direção ao mar, que se evidencia a partir da linha de charneira da bacia (Figura 41).

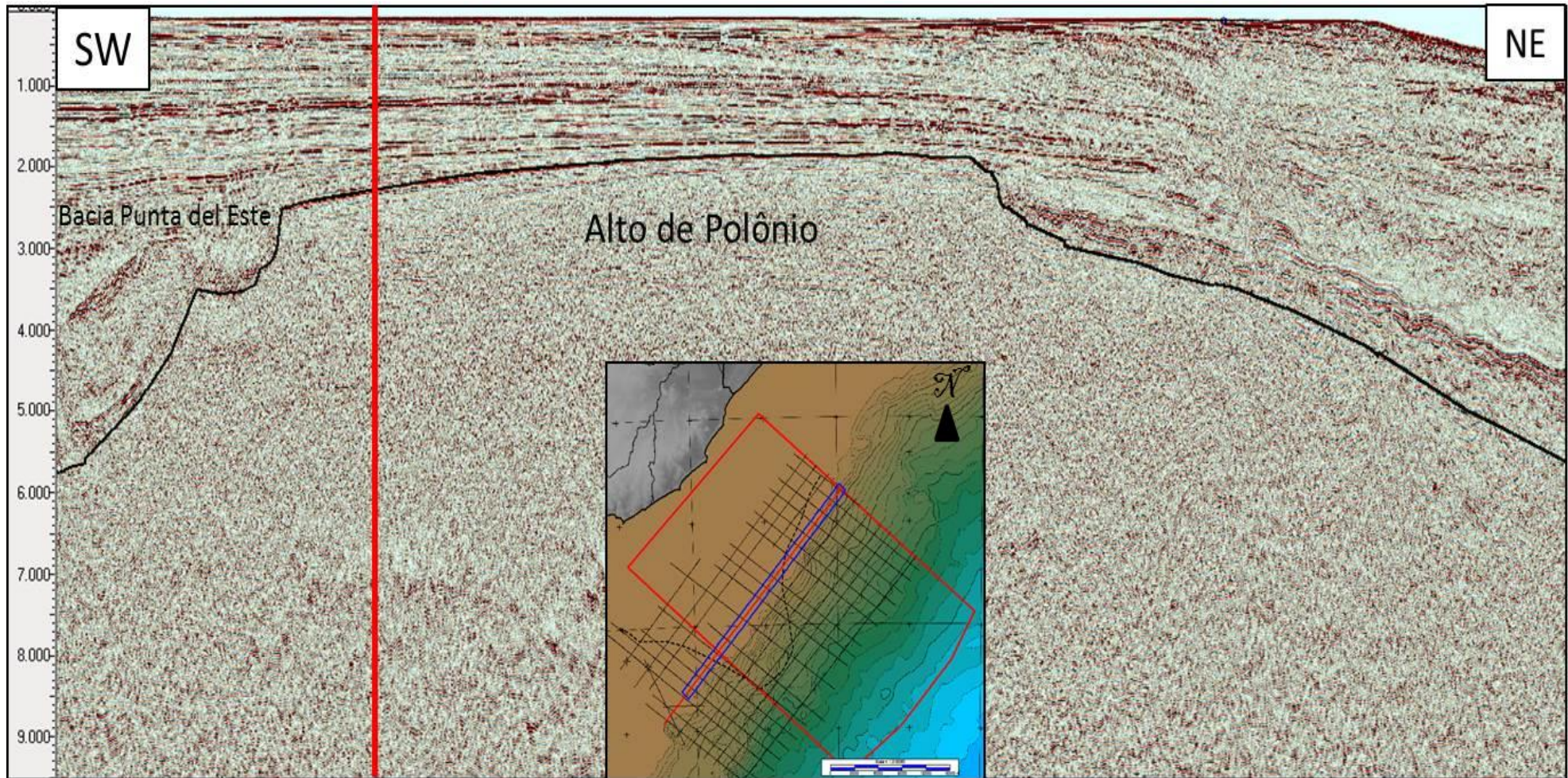


Figura 38: Expressão do Alto de Polônio em seção sísmica *strike*. A linha vertical vermelha indica o limite oeste da área de trabalho. O horizonte preto representa o topo do embasamento.

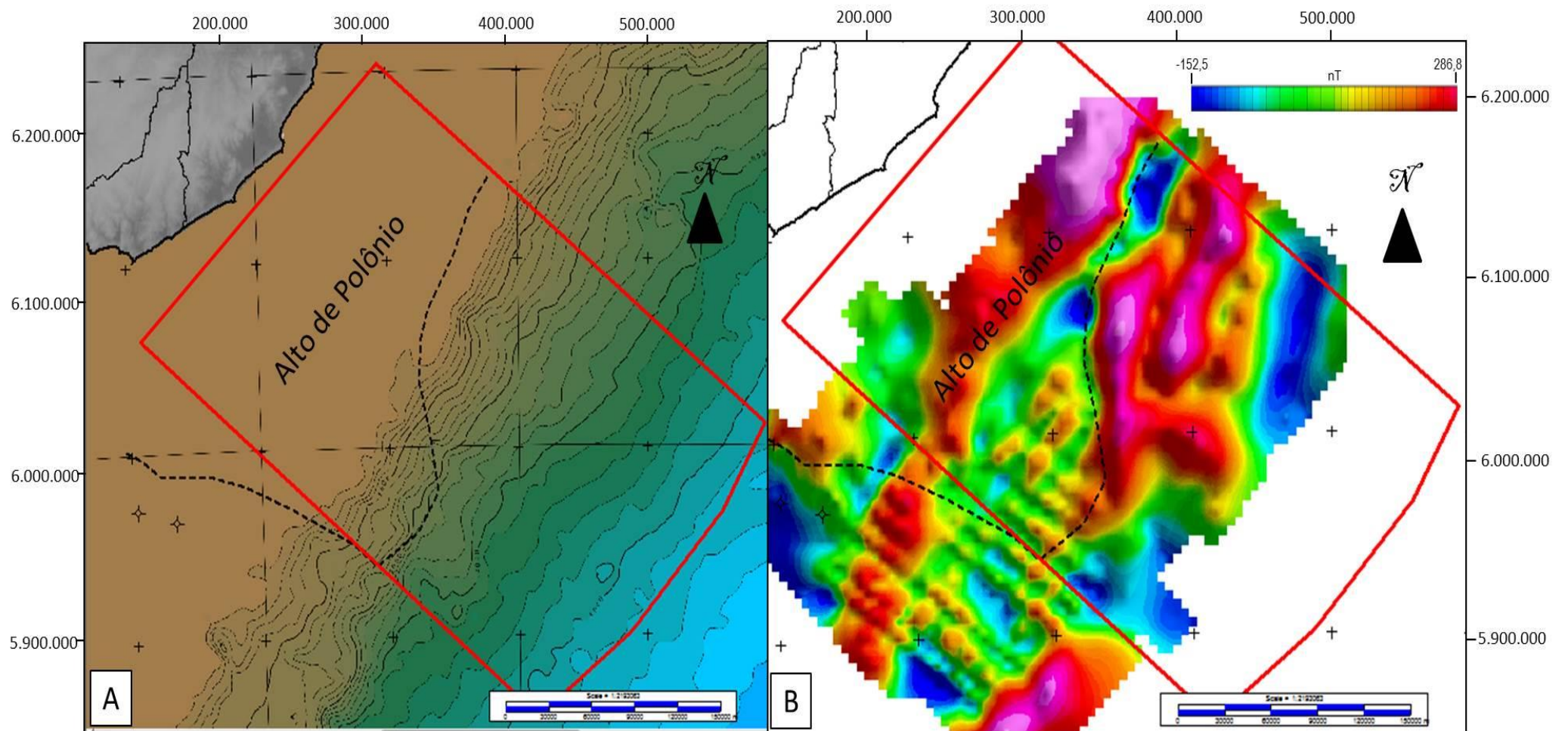


Figura 39: A: Mapa mostrando o limite do limite do Alto de Polônio (linha pontilhada) na área de trabalho. B: Relação entre o Alto de Polônio e o mapa magnetométrico (RTP) da área.

A crosta continental se estende até o fim dos SDRs, pacotes desenvolvidos em ambiente continental. A partir desta região se desenvolve uma crosta muito estirada (STICA et al., 2014) que se apresenta intensamente deformada, com estruturas rúpteis e dúcteis, sendo interpretada como uma crosta de transição entre a crosta continental e a crosta oceânica (Figura 41).

Na região mais distal da bacia o embasamento é constituído por crosta oceânica (Figuras 40 e 41), sendo mais jovem e fina. A crosta oceânica se apresenta com uma superfície irregular e segmentada por falhas verticais, composta por rochas vulcânicas geradas durante a expansão do solo oceânico. Com estes critérios foi possível construir um mapa com a distribuição dos tipos de embasamento que compõem a bacia (Figura 40). Este mapa permite observar predominância da crosta continental na área de trabalho, enquanto que as crostas transicional e oceânica se desenvolvem na região mais distal.

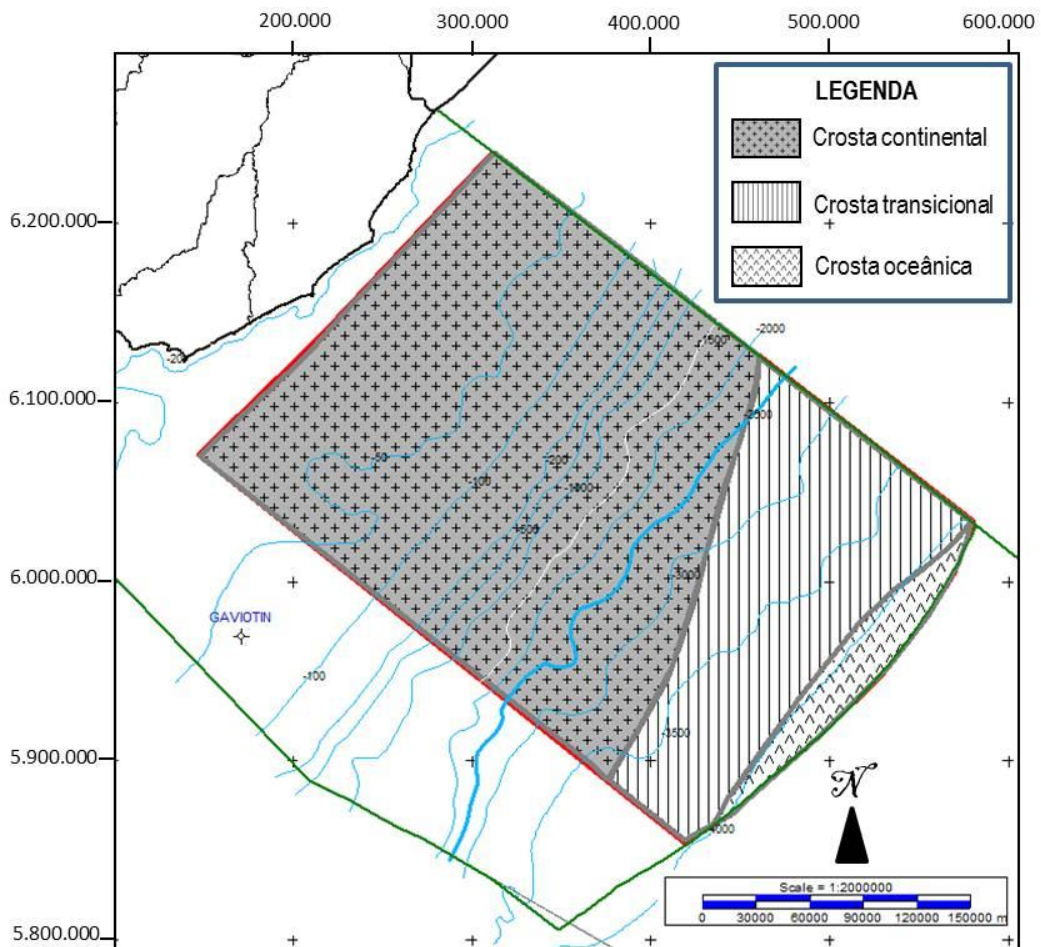


Figura 40: Mapa mostrando a distribuição dos tipos de crosta presentes na área de trabalho.

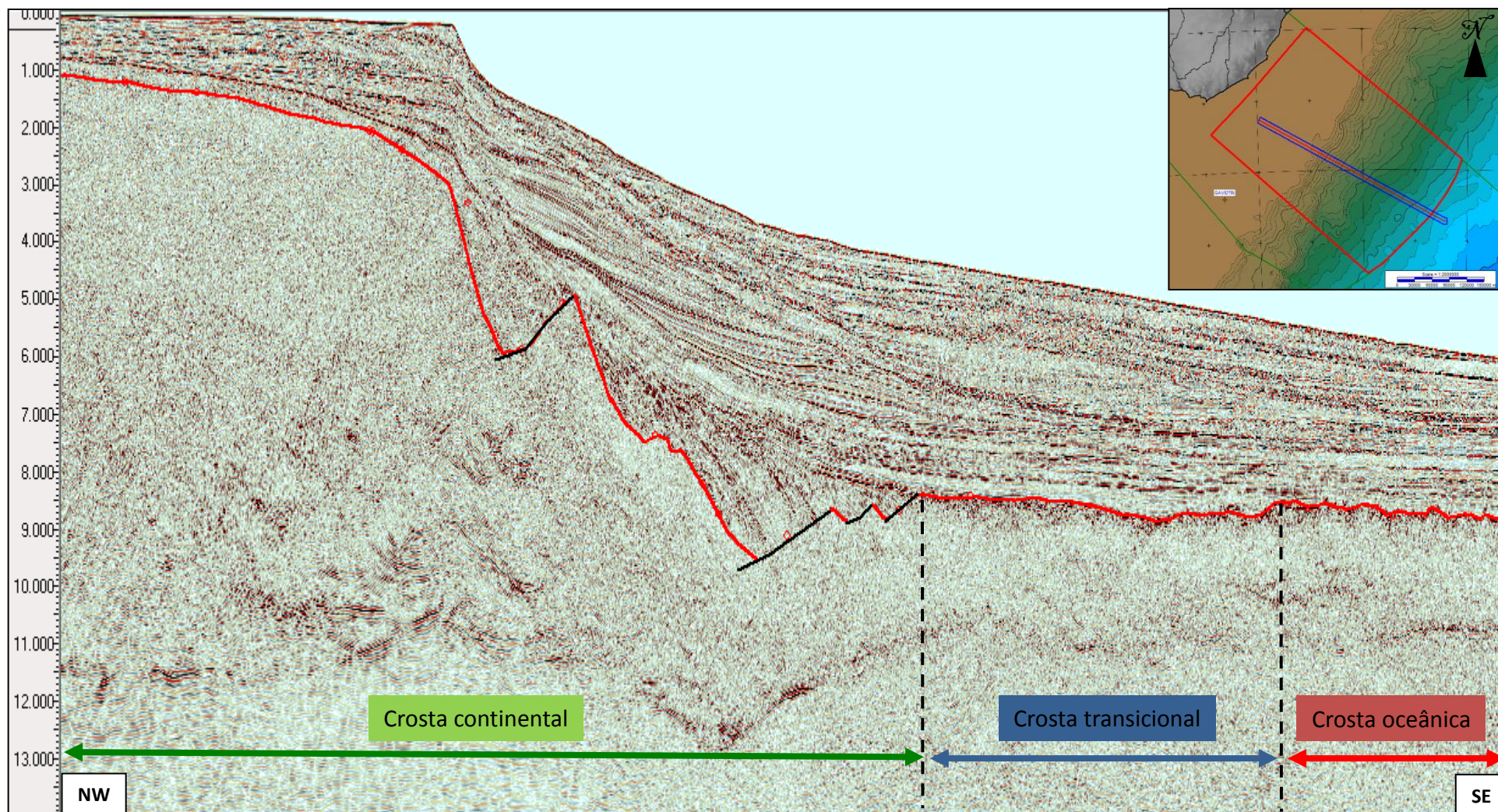


Figura 41: Seção sísmica dip com a distribuição dos distintos tipos de crosta. O horizonte vermelho marca o topo do embasamento

Características gerais da Bacia

A Bacia de Pelotas apresenta geometria de rampa do tipo homoclinal com suas rochas apresentando as maiores espessuras na porção distal (Figura 42).

A espessura da bacia na área de estudo é variável, sendo menor aos 1000 metros na região proximal sobre o Alto de Polônio, enquanto que na porção distal se registram as maiores espessuras, atingindo só a seção pós-rifte mais de 6000 metros.

A partir da análise sismoestratigráfica foi possível identificar três megassequências, limitadas por grandes discordâncias, que constituem o preenchimento vulcano-sedimentar da bacia: Pré-rifte, Sin-rifte, e Pós-rifte (Figura 42).

Megassequência Pré-rifte

A megassequência Pré-rifte se distribui na região proximal da bacia apoiando-se sobre crosta continental e estando fundamentalmente associada à distribuição do Alto de Polônio (Figura 43).

Devido à natureza descontínua desta megassequência no *offshore* do Uruguai não foi possível fazer uma correlação direta a partir da sísmica entre a unidade pré-rifte paleozóica identificada por meio de estudos bioestratigráficos no poço Gaviotin da Bacia Punta del Este e a megassequência Pré-rifte identificada na área de estudo. Por esta razão, o critério utilizado para identificar a megassequência Pré-rifte é o mesmo que foi adotado por Morales (2013) para mapear este pacote em todo o *offshore* do Uruguai: refletores que apresentam características diferentes do embasamento e do Sin-rifte, ondulados, subparalelos, com alta amplitude, alto contraste de impedância acústica (Figura 44) e sem crescimento de seção por falha que correspondem às características dos refletores associados à seção permiana perfurada na vizinha bacia Punta del Este. Porém, a resolução sísmica não permite distinguir tratos de sistemas neste pacote.

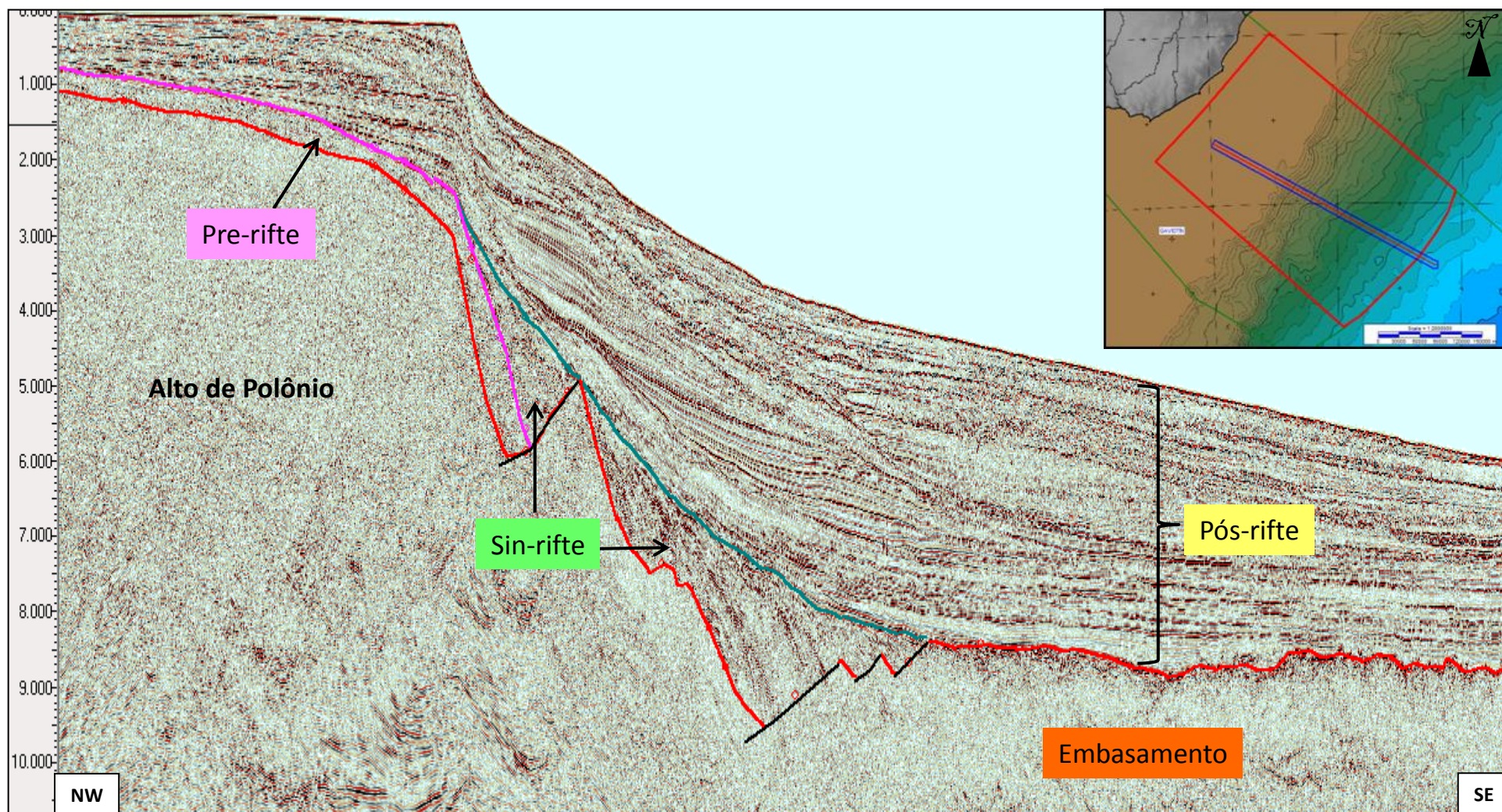


Figura 42: Seção sísmica 2D *dip* da área de trabalho com interpretação das megassequências presentes na Bacia de Pelotas.

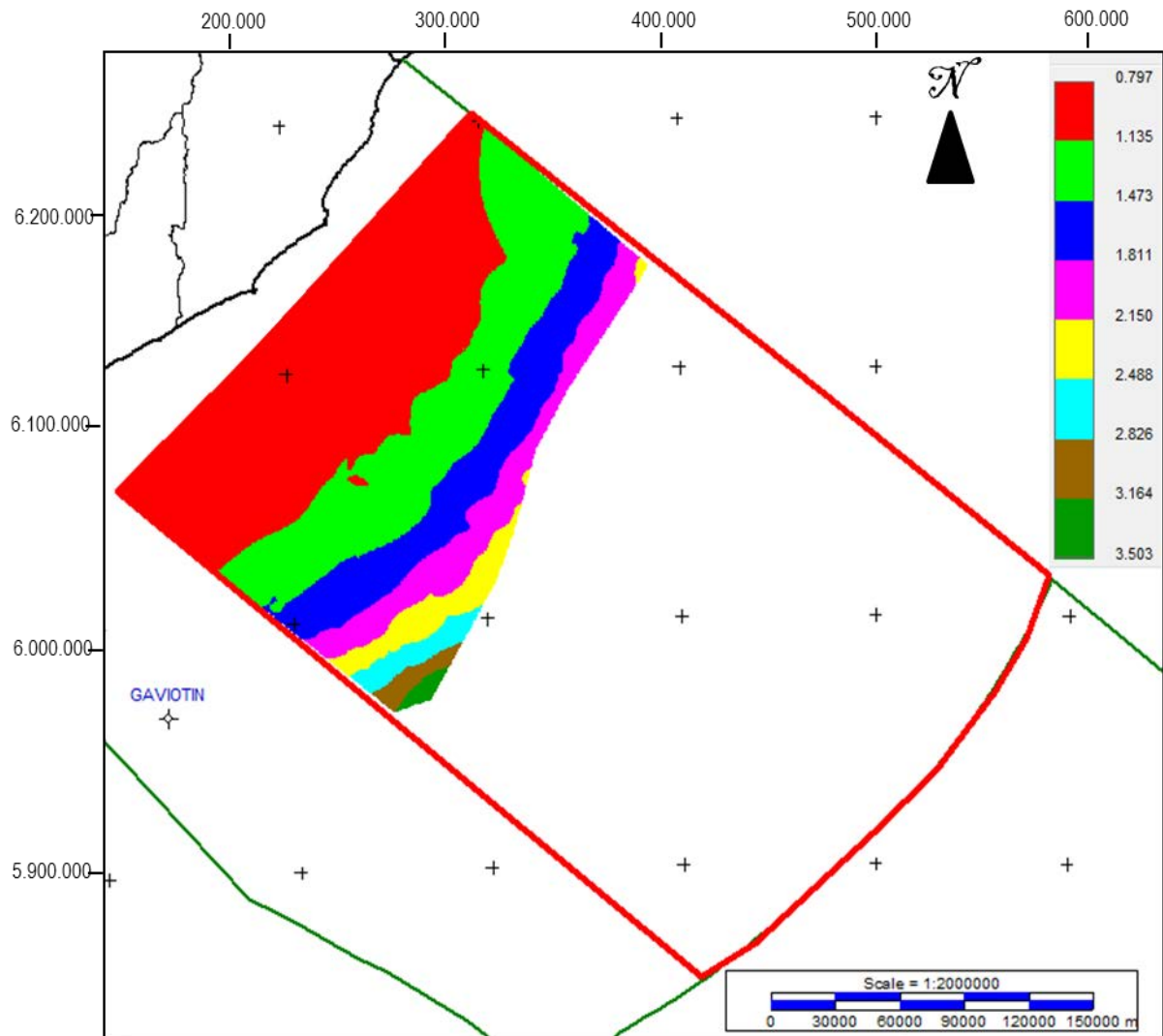


Figura 43: Mapa de contorno estrutural do topo da megassequência Pré-rifte (segundos).

Além disso, é possível identificar em sísmica que as terminações dos refletores do pré-rifte no topo desta megassequência são do tipo “truncamento” (Figura 45), o que permite afirmar que o limite superior representa uma importante discordância de tipo angular com respeito às unidades que se apoiam acima. Em relação à espessura do pacote pré-rifte, o mapa de isópacas mostra que a megassequência se acunha em direção ao continente, apresentando a maior espessura no setor oeste (Figura 44) aonde se preserva por debaixo dos meio-grábens da sequência Sin-rifte.

O Pré-rifte foi perfurado na poção *onshore* da Bacia de Pelotas, estando composto por seqüências paleozoicas e mesozoicas correspondentes à Bacia do Paraná.

Em relação à contribuição desta megasseqüência aos potenciais sistemas petrolíferos existentes na bacia é importante notar que, entre as litologias do pré-rifte perfuradas na Bacia de Pelotas, foram encontrados folhelhos correspondentes à Formação Irati. Tendo em conta o conteúdo orgânico associado a estes folhelhos, eles são considerados como uma rocha geradora potencialmente presente na área de estudo.

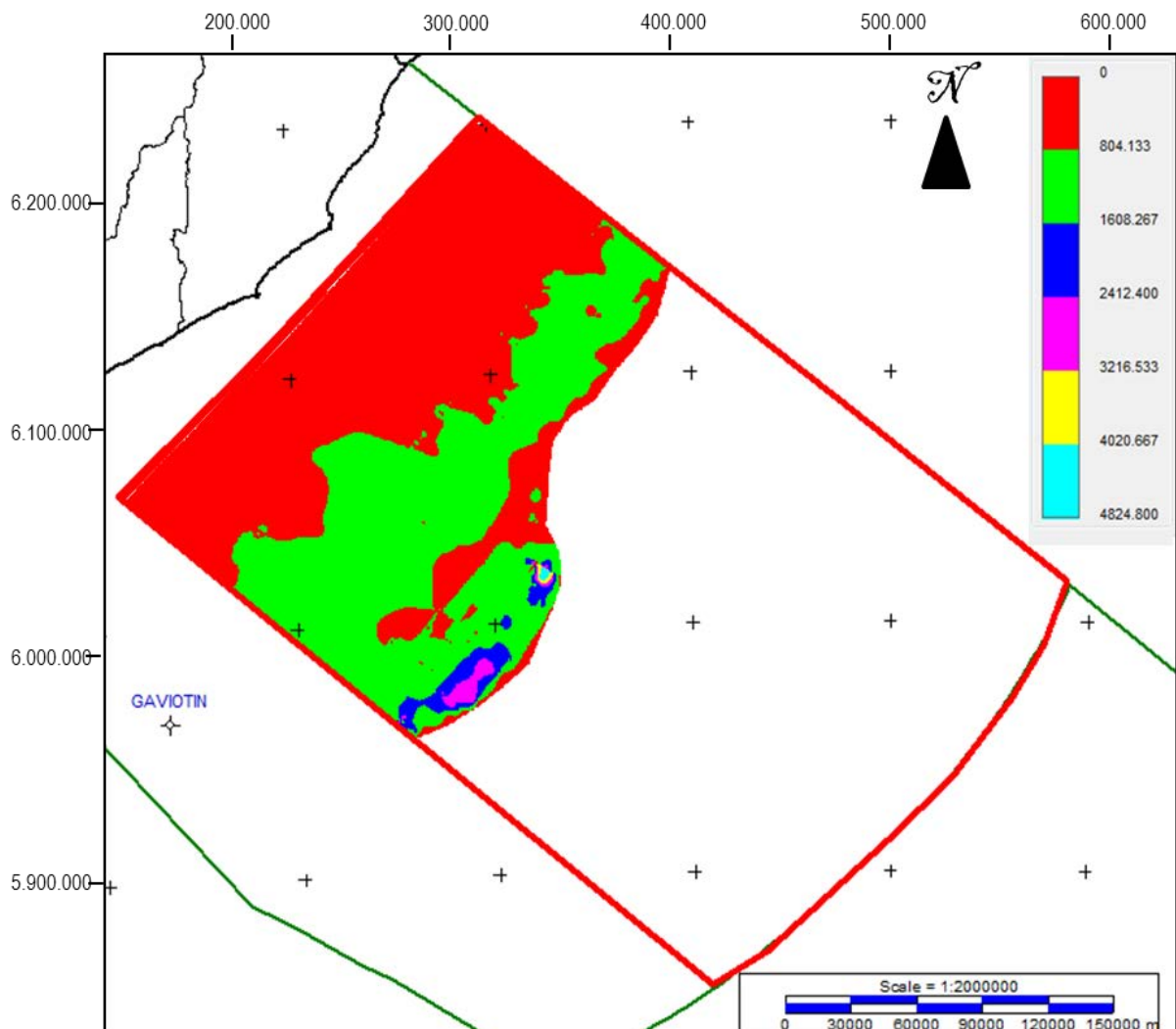


Figura 44: Mapa de isópacos da megasseqüência Pré-rifte em metros.

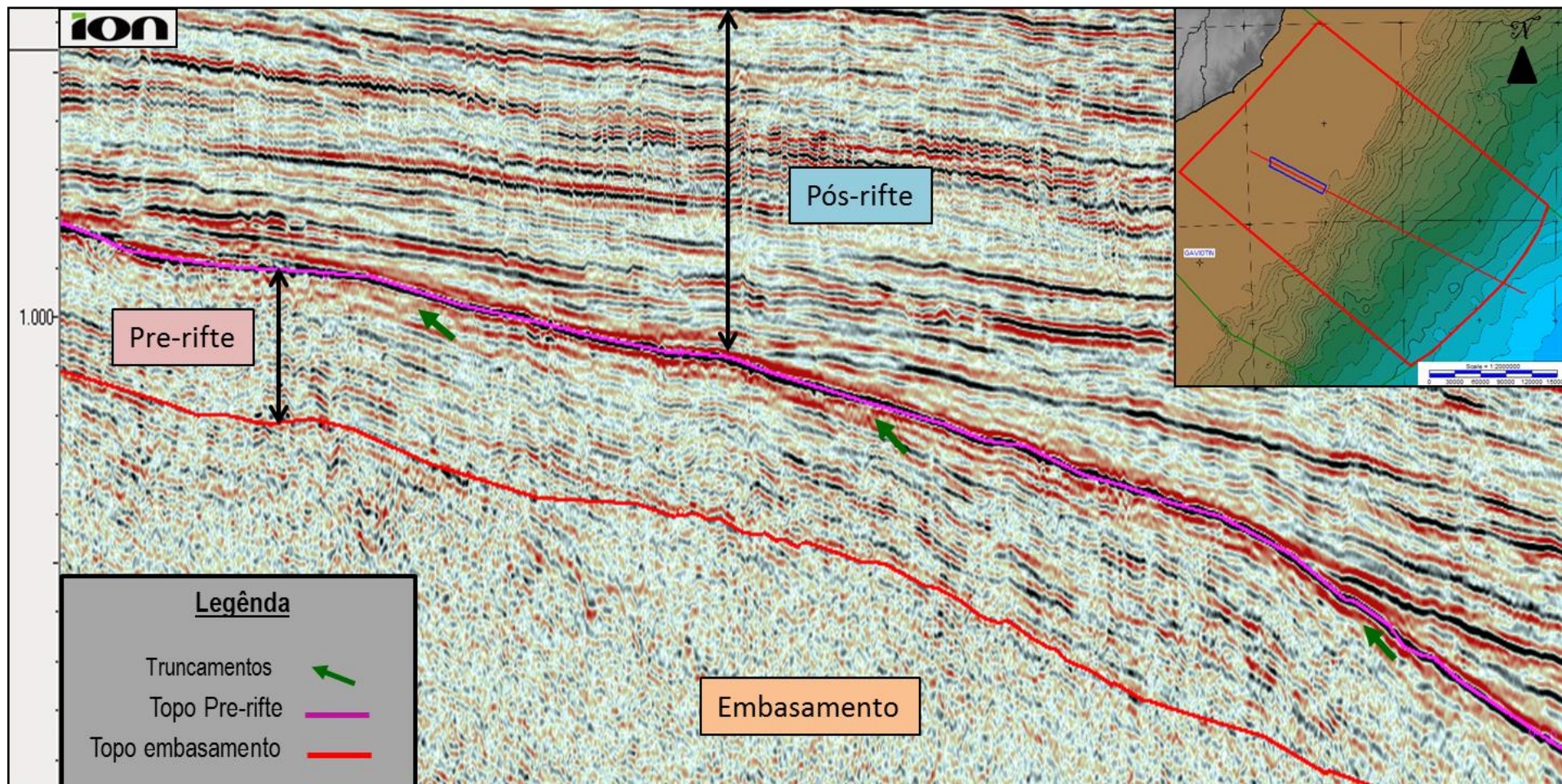


Figura 45: Caráter sísmico da seção pré-rifte mostrando o tipo de terminações que apresentam os refletos.

Megassequência Sin-rifte

A seção sin-rifte se desenvolve sobre crosta continental, estando fundamentalmente associada ao preenchimento de meio- grábens rasos e também aos grandes pacotes de *SDRs*. A partir de dados da literatura é atribuída idade barremiana- aptiana para esta megassequência. O desenvolvimento dos meio-grábens está restrito ao setor centro-oeste da área de trabalho (Figura 46), associados a falhas normais antitéticas de direção NE-SW geradas durante a ruptura do Gondwana no Cretáceo inferior.

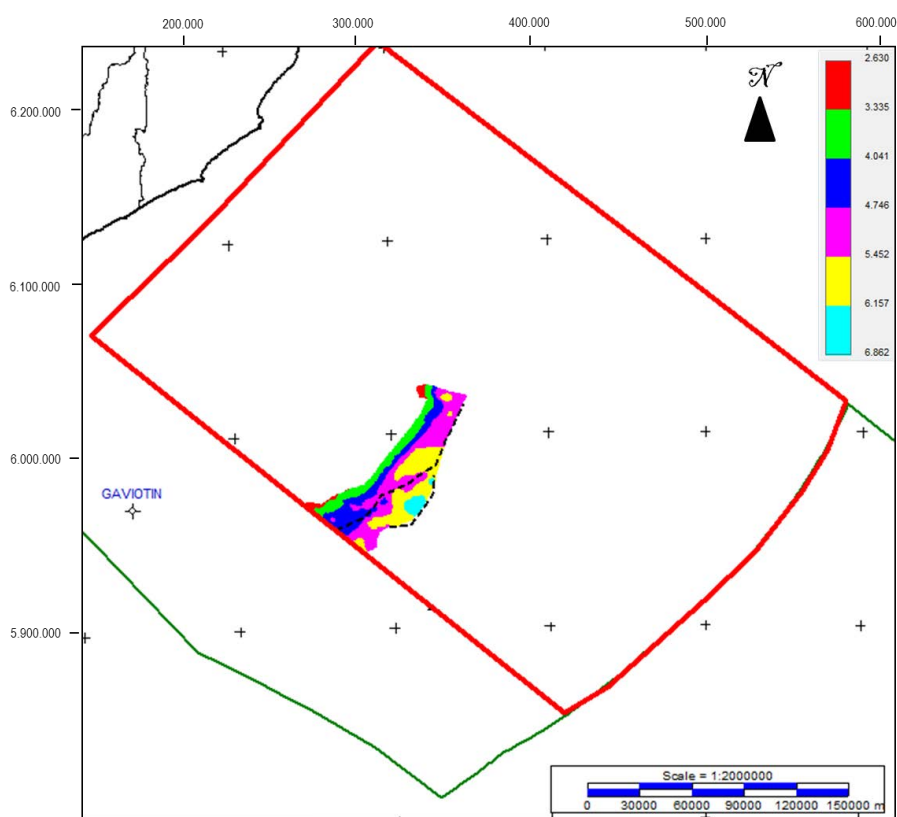


Figura 46: Mapa de contorno estrutural da base dos meio-grábens da megassequência Sin-rifte (segundos), com a localização das falhas associadas a estes (linhas ponteadas).

Em tal sentido, são reconhecidos dois grandes sistemas de falhas que controlam a geração de dois meio-grábens denominados 1 e 2. Ambos meio-grábens apresentam o mesmo *trend* estrutural NE-SW. No entanto, o meio-gráben 1 tem espessura de seu preenchimento mais ou menos constante em toda sua extensão, enquanto que o meio-gráben 2 diminui sua espessura gradualmente em direção a leste até desaparecer junto com a falha que o controla (Figura 47).

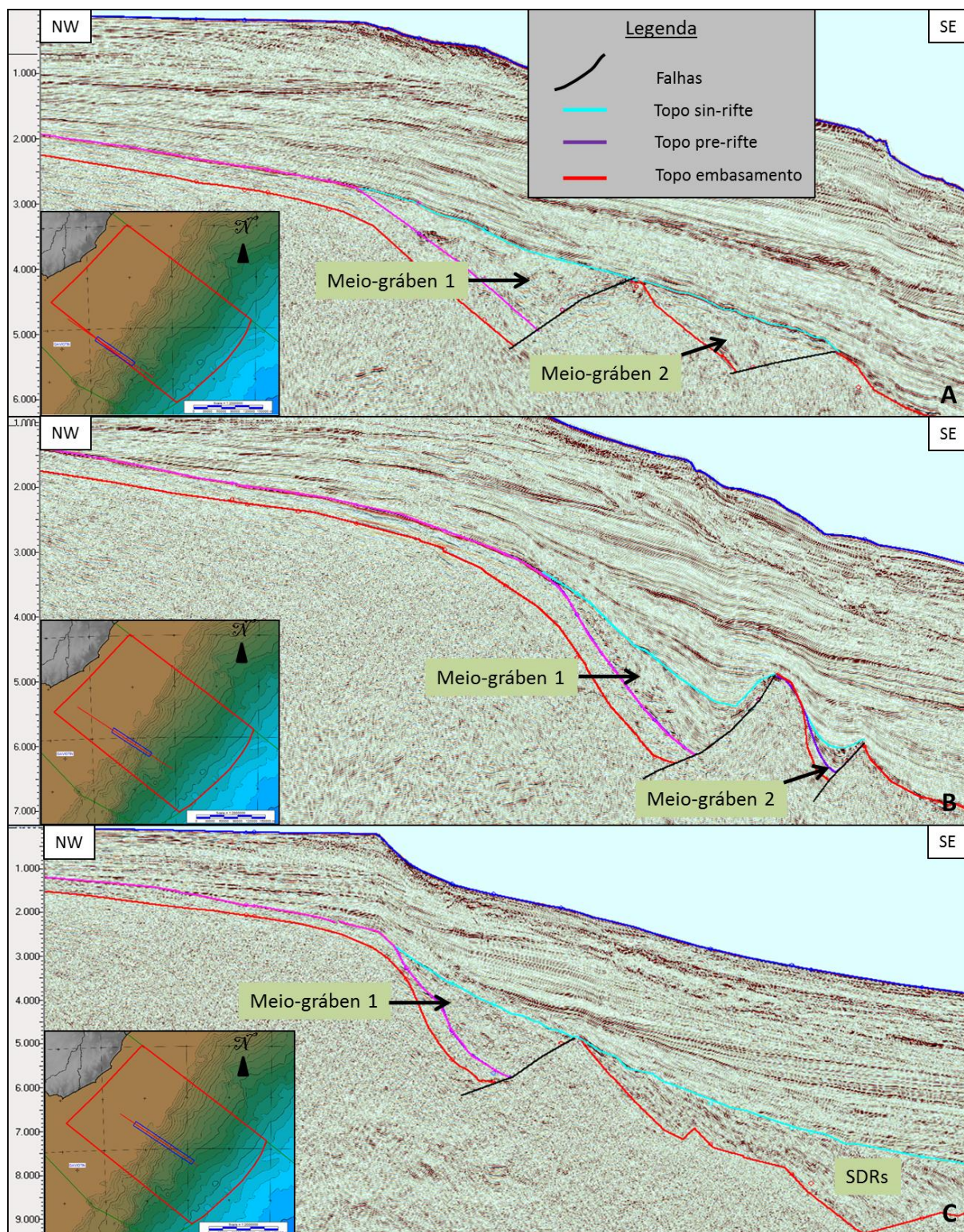


Figura 47: A: Desenvolvimento de dois meio-grábens (1 e 2) controlados por falhas normais antitéticas em seção sísmica *dip* a oeste da área de trabalho. B: Seção sísmica *dip* localizada 50 km a este da seção A, mostrando redução da espessura do meio-gráben 2. C: Seção sísmica *dip* localizada 50 km a este da seção C mostrando somente desenvolvimento do meio-gráben 1.

O mapa de isópacas do sin-rifte associado ao preenchimento dos meio-grábens permite observar os dois depocentros alongados em direção NE-SW, nos quais as maiores espessuras se desenvolvem no centro de cada meio-gráben (Figura 48).

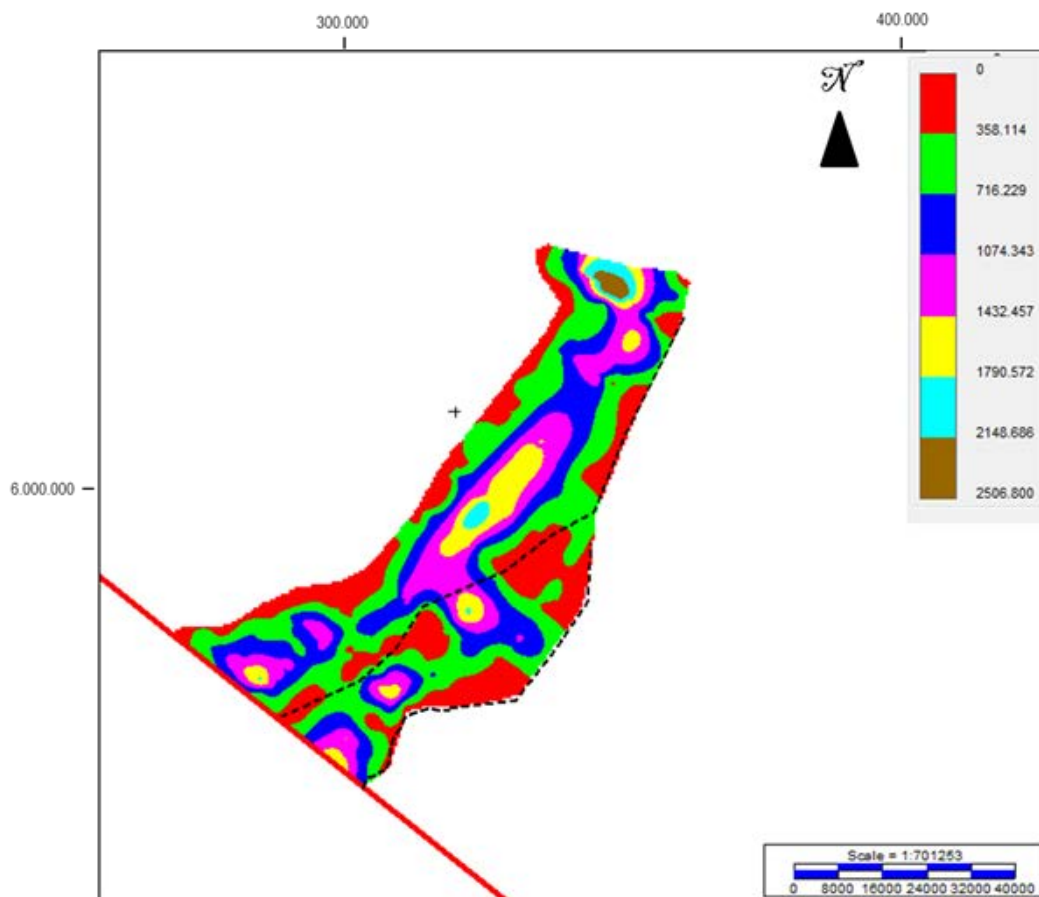


Figura 48: Mapa de isópacas do preenchimento dos meio-grábens da megassequência Sin-rifte (metros), com a localização das falhas associadas a estes (linhas pontilhadas).

Assim como a posterior instalação de sistemas lacustres, a gênese dos meio-grábens esteve associada ao vulcanismo. Os refletores associados ao preenchimento dos meio-grábens apresentam, em alguns casos, grandes amplitudes e altos ângulos de inclinação pelo qual se assume que sua composição litológica tem uma componente vulcânica. Porém, também se identificaram refletores paralelos e contínuos que podem estar associados a depósitos lacustres (Figura 49).

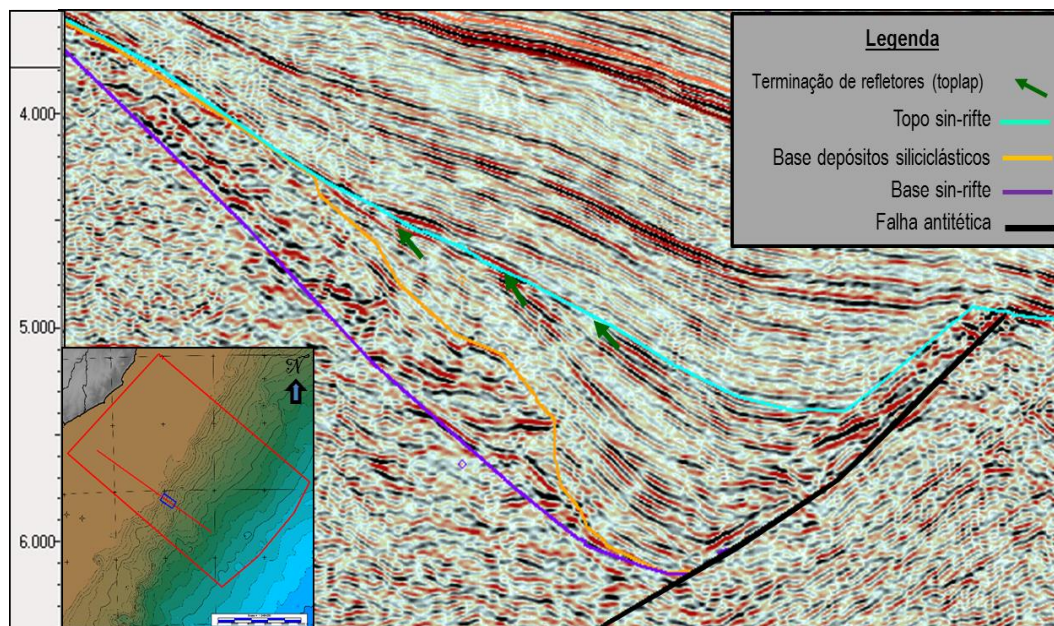


Figura 49: Caráter sísmico do Sin-rifte em seção sísmica *dip* associado a um meio-gráben controlado por uma falha normal antitética. Observam-se refletores descontínuos e com alta amplitude na base dos meio-grábens que se associam a depósitos vulcânicos. Também se desenvolvem refletores contínuos e paralelos atribuídos a depósitos siliciclásticos, aluviais nos extremos e lacustres no centro do meio-gráben.

Os SDRs representam os pacotes de maior espessura e distribuição associados à megassequência Sin-rifte, desenvolvendo-se no setor central da área de trabalho, apresentando rumo geral NE-SW (Figura 50). Os SDRs são representados por refletores que mergulham em direção ao mar com variadas inclinações (Figura 51). Tal qual os meio-grábens, este pacote de refletores é controlado por um conjunto de falhas normais antitéticas de direção geral NE-SW.

Segundo a literatura (Roberts et al., 1984; Eldhom et al., 1987) este pacote está constituído por sucessivos derrames vulcânicos depositados em âmbito continental. O mapa de isópacas (Figura 52) permite observar que a maior espessura dos SDRs se desenvolve no setor centro-leste da área de trabalho.

A associação dos pacotes de SDRs com altos magnetométricos (Figura 53) permite inferir composição vulcânica destes, ainda que litologias sedimentares intercaladas com as vulcânicas, como *intertraps* eólicos, não possam ser descartados em seu preenchimento, como já foram perfurados em outras bacias.

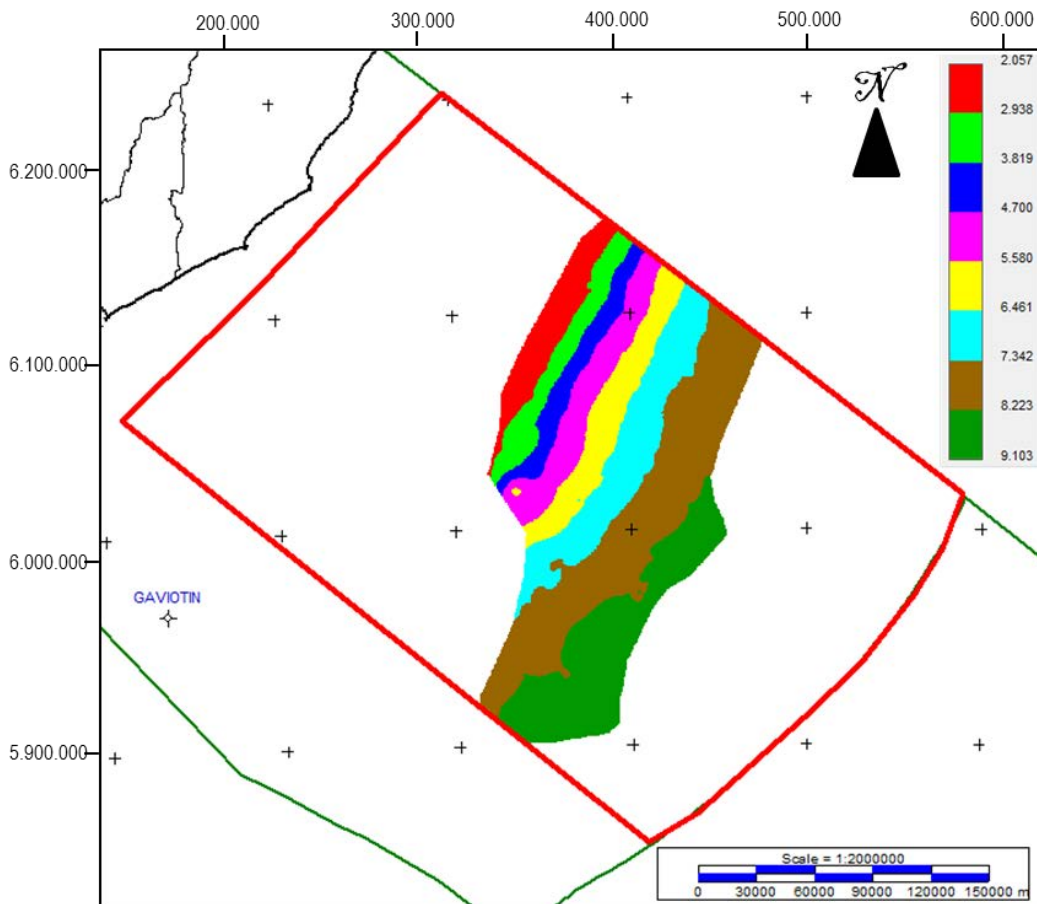


Figura 50: Mapa de contorno estrutural do topo dos SDRs (segundos).

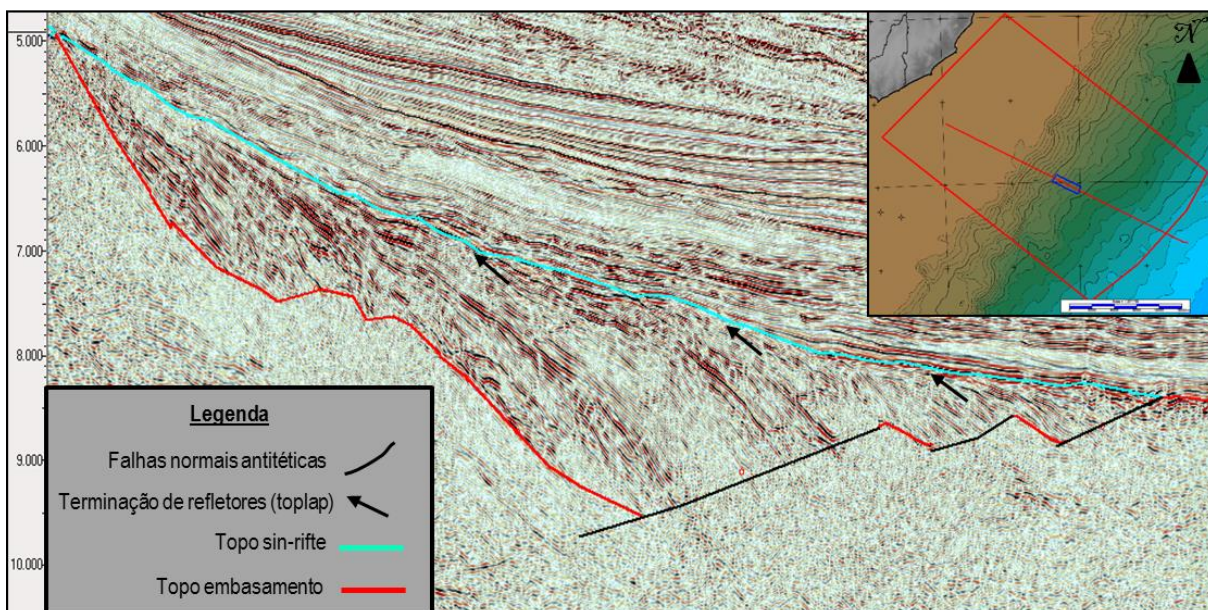


Figura 51: Caráter sísmico do sin-rifte associado aos SDRs (refletores mergulhantes em direção ao mar) em seção sísmica *dip*.

Em relação à contribuição desta megassequência aos potenciais sistemas petrolíferos existentes na bacia é importante notar que foi identificada rocha geradora potencial associada aos depósitos lacustres dos meio-grábens. Além disso, se presentes, os *intertraps* eólicos associados aos SDRs, podem constituir reservatórios e armadilhas para a acumulação de hidrocarbonetos como no caso do campo gasífero de Kudu no *offshore* da Namíbia.

Megassequência Pós-rifte

O pacote pós-rifte é o de maior espessura e considerado como o de maior interesse exploratório já que neste se desenvolveriam as rochas geradoras de maior importância e extensão (aptianas e turonianas), assim como os reservatórios de maior qualidade (Ex: turbiditos). Além disso, o pacote pós-rifte desenvolve vários níveis de folhelhos de grande espessura e extensão que representam selantes regionais de importância.

A deposição dos pacotes pertencentes à megassequência Pós-rifte está fundamentalmente influenciada pela variação do nível do mar já que ela pertence a uma fase distinta da evolução geotectônica da bacia denominada de margem passiva.

A partir da aplicação da estratigrafia de sequências, foram identificados 10 limites de sequência que individualizam 10 sequências deposicionais (Figura 54), as quais apresentam padrões de empilhamento retrogradacionais e progradacionais.

A partir da correlação com o poço Gaviotín, foram atribuídas às idades das sequências deposicionais definidas como se mostra na Tabela 5. Contudo, para as sequências que não puderam ser correlacionadas diretamente com as idades do poço, a atribuição de idades foi feita tendo em conta a posição estratigráfica da sequência assim como de dados da literatura. Assim mesmo, com base na sísmica, foram interpretadas para cada sequência deposicional os tratos de sistemas que as compõem.

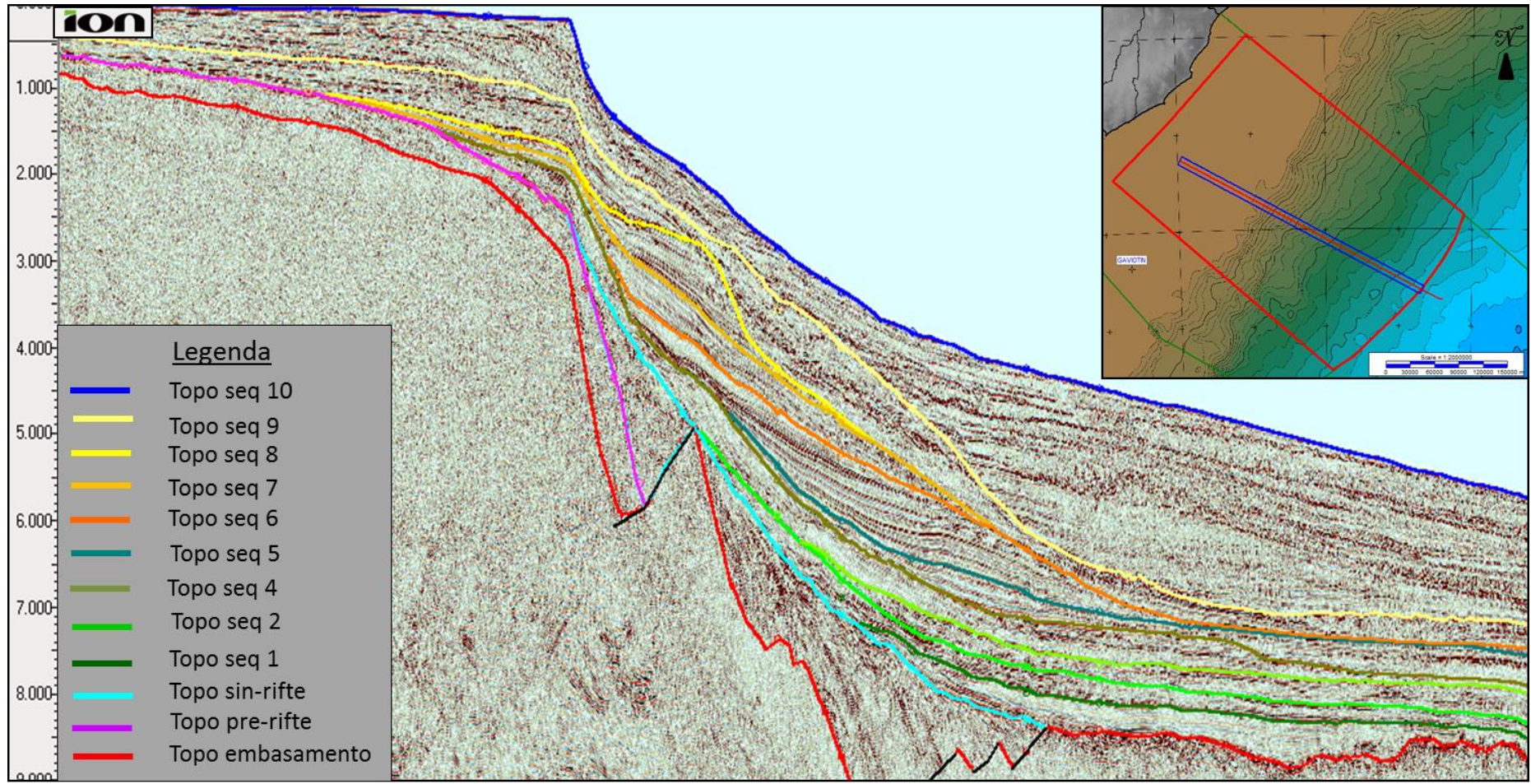


Figura 54: Seção sísmica *dip* com os limites de sequências identificados para este trabalho.

Tabela 5: Tratos de sistemas, limites e idades atribuídas às sequências deposicionais definidas.

Megasequência	Sequência deposicional	Base	Topo	Tratos de sistemas	Idade
Pre-rifte	-	Topo embasamento	Topo pre-rifte	-	Permiano Inf. a Cretáceo Inf (Hauteriviano)
Sin-rifte	-	Topo embasamento, topo prerifte	Topo sin-rifte	-	Barremiano
Pós-rifte	Sequência 1	Topo embasamento	LS1	TST, TSMA	Aptiano - Albiano
	Sequência 2	LS1	LS2	TST, TSMA	Cenomaniano - Turoniano
	Sequência 3	LS2	LS3	TSMA	Coniciano - Santoniano
	Sequência 4	Topo pre-rifte, topo sin-rifte, LS2, LS3	LS4	TSMA, TSQ	Campaniano - Maastrichtiano
	Sequência 5	LS4	LS5	TSMB, TST, TSMA	Paleoceno Inferior
	Sequência 6	LS5	LS6	TST, TSMA	Paleoceno Sup. – Eoceno Inf.
	Sequência 7	LS6	LS7	TSMA	Eoceno Médio
	Sequência 8	LS7, LS6	LS8	TSMA	Eoceno Sup. - Oligoceno Inf.
	Sequência 9	LS8, LS7, LS6	LS9	TSMA	Oligoceno – Mioceno Inf.
	Sequência 10	LS9	LS10	TSMB, TST, TSMA	Mioceno – Holoceno

Sequência deposicional 1 (Aptiano-Albiano)

Esta sequência se desenvolve na região distal da bacia, assentando-se sobre crosta oceânica (Figura 55) e se acunha em direção ao continente contra o pacote de SDRs da fase sin-rifte. É limitada na sua base pelo topo do embasamento que representa uma superfície sobre a qual se inicia a fase de margem passiva e no topo pelo limite de sequências LS1.

A sequência 1 apresenta espessura constante, ainda que o mapa de isópacas permita observar o desenvolvimento das maiores espessuras no setor oeste da área de trabalho (Figura 56).

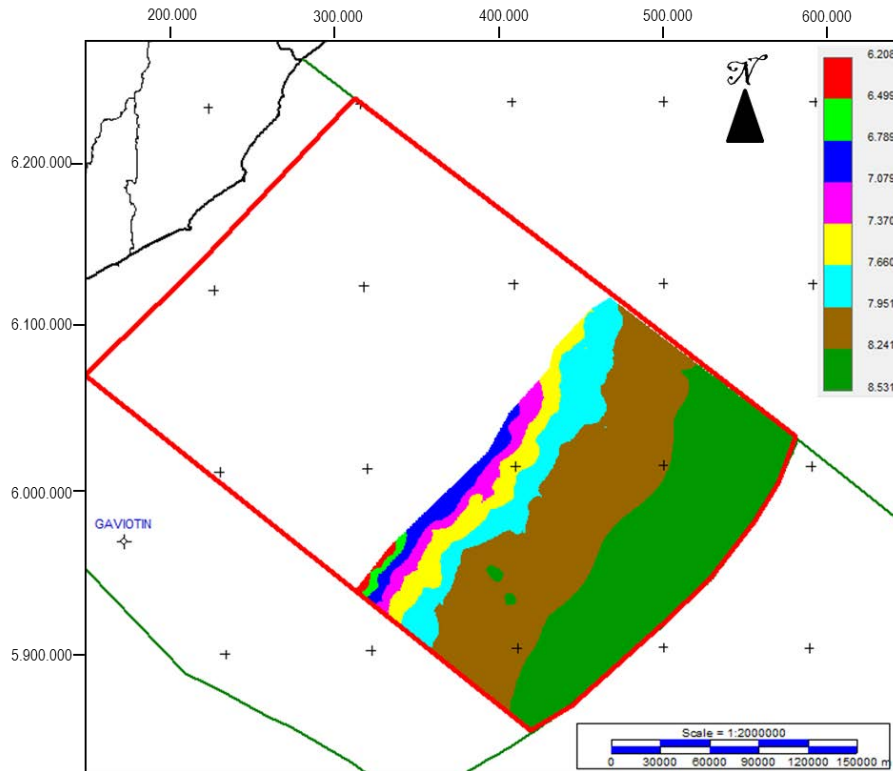


Figura 55: Mapa de contorno estrutural do topo da sequência 1 do pós-rifte (Aptiano-Albiano) em segundos.

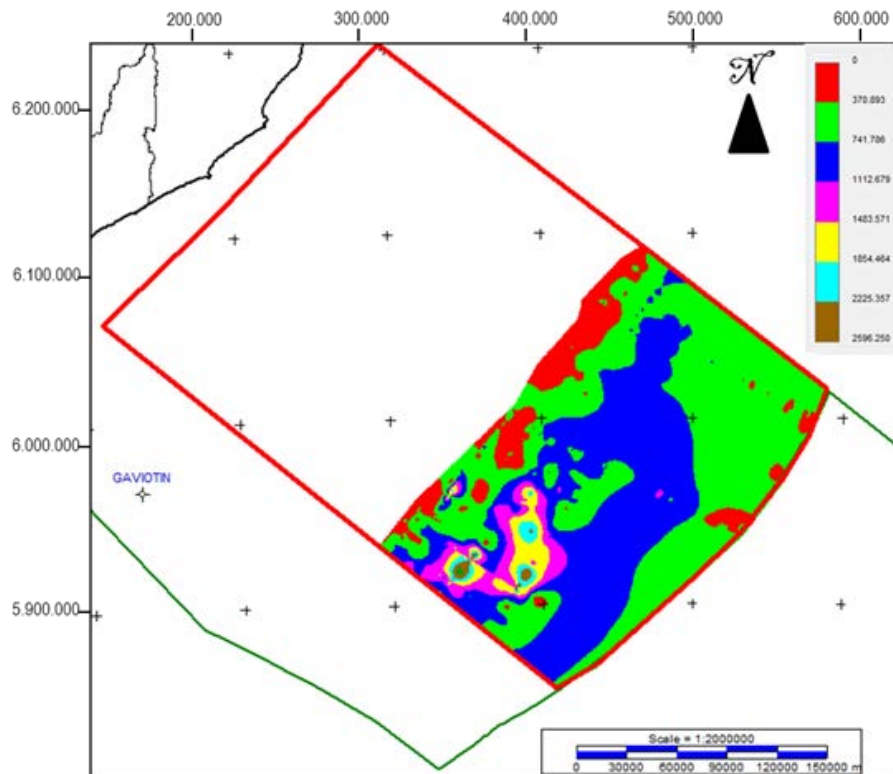


Figura 56: Mapa de isópacas da sequência 1 (metros).

Está constituída na base por um conjunto de refletores paralelos e contínuos, que apresentam padrão retrogradacional com terminações que fazem *onlap* sobre a crosta oceânica e os SDRs em direção ao continente (Figura 57). Estes refletores constituem um trato de sistema transgressivo que representa a primeira inundaçãõ marinha da bacia, compreendendo fundamentalmente sedimentaçãõ marinha fina. No topo deste pacote de refletores retrogradantes se desenvolve uma superfície de inundaçãõ máxíma (SIM 1). Apoiando-se nesta superfície se reconhecem um conjunto de refletores com terminaçãõ de tipo *downlap* que apresentam figuras sigmoides e desenvolvem padrão progradacional. Este conjunto de refletores é interpretado como um trato de sistema de mar alto (Figura 58), sendo esperado que esteja composto por depósitos fluviais, costeiros e plataformais de *shoreface*, pelo qual teria potencial como reservatório.

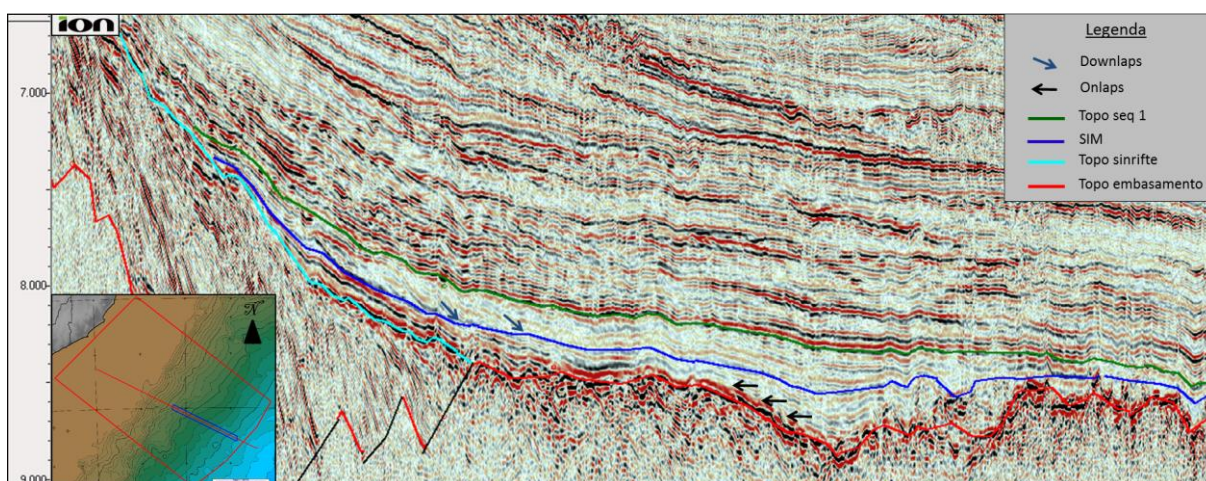


Figura 57: Caráter sísmico da sequência deposicional 1 de idade atribuída aptiana-albiana. Observam-se refletores contínuos fazendo *onlap* sobre a crosta oceânica e os SDRs, que representam trato de sistema transgressivo marinho. No setor proximal desta sequência se distinguem refletores fazendo *downlap* provavelmente associados com sistemas progradantes de um ambiente transicional.

A sequência deposicional 1 tem idade aptiana-albiana, sendo contemporânea ao primeiro evento anóxico do Cretáceo (OAE1). Dessa forma, pode-se interpretar que o trato de sistema transgressivo identificado está representado por folhelhos marinhos ricos em matéria orgânica, e, portanto, teria grande potencial como rocha geradora de hidrocarbonetos.

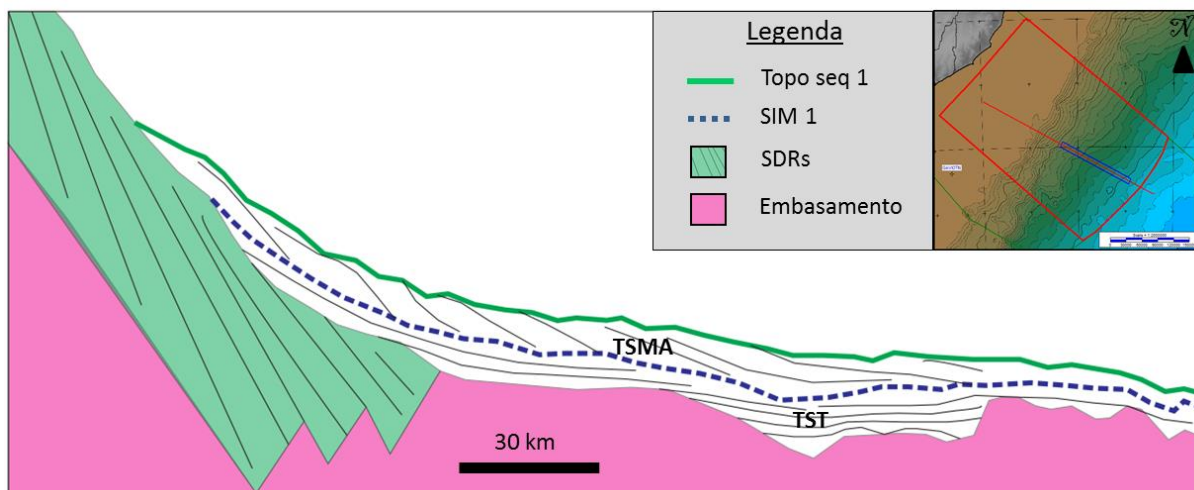


Figura 58: Esquema mostrando os tratos de sistema que compõem a sequência deposicional 1. TST: Trato de sistema transgressivo, TSMA: Trato de sistema de mar alto.

Sequência deposicional 2 (Cenomaniano-Turoniano)

Esta sequência se desenvolve na região distal e central da área de estudo (Figura 59) acunhando-se em direção ao continente contra os pacotes de SDRs. Está limitada na sua base pelo limite de sequências LS1 e no topo pelo limite de sequências LS2.

Semelhante à sequência anterior, as maiores espessuras se encontram no setor oeste da área de trabalho (figura 60).

Esta sequência apresenta na base um conjunto de refletores paralelos e contínuos de grande espessura com padrão retrogradacional, que na região distal se apoiam de forma concordante com o trato de sistema transgressivo da sequência anterior. À medida que se avança em direção ao continente, este conjunto de refletores começa a fazer *onlap* marinho sobre o trato de mar alto da sequência anterior até que o ultrapassam (Figura 61). Este pacote de refletores é interpretado como um trato de sistema transgressivo, sendo reconhecida no topo uma segunda superfície de inundação máxima (SIM 2). Na parte mais proximal desta sequência se desenvolve um pacote de refletores como padrão progradacional que avançam em direção ao mar e com terminações de tipo *downlap*, apoiando-se no trato de sistema transgressivo desta sequência. Este pacote de refletores é interpretado como um trato de sistema de mar alto (Figura 62).

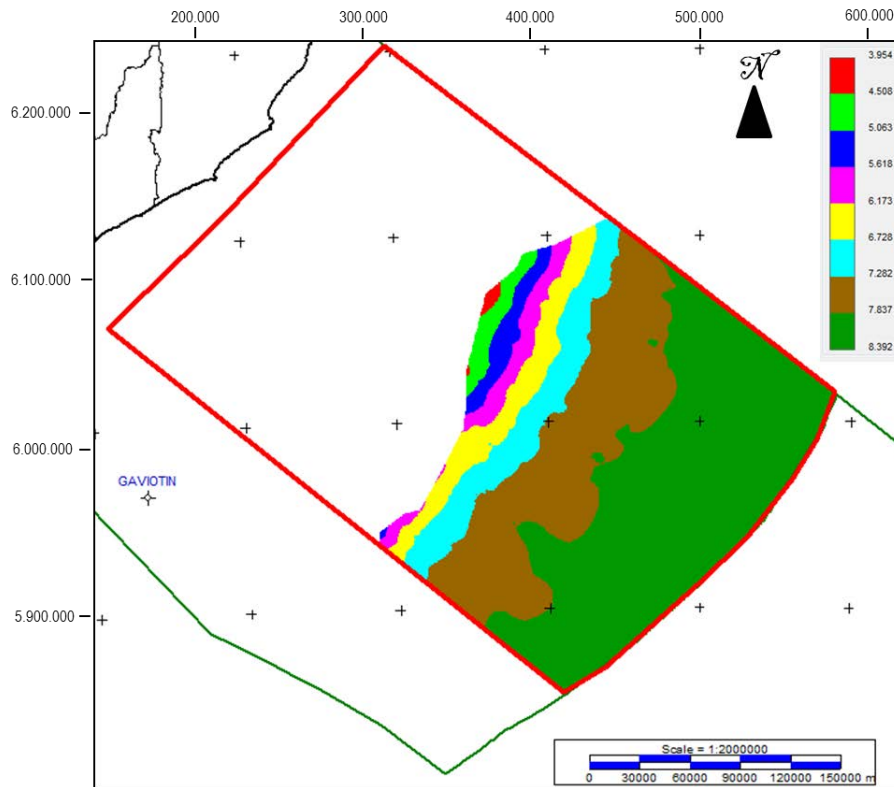


Figura 59: Mapa de contorno estrutural do topo da sequência 2 (Cenomaniano-Turoniano) em segundos.

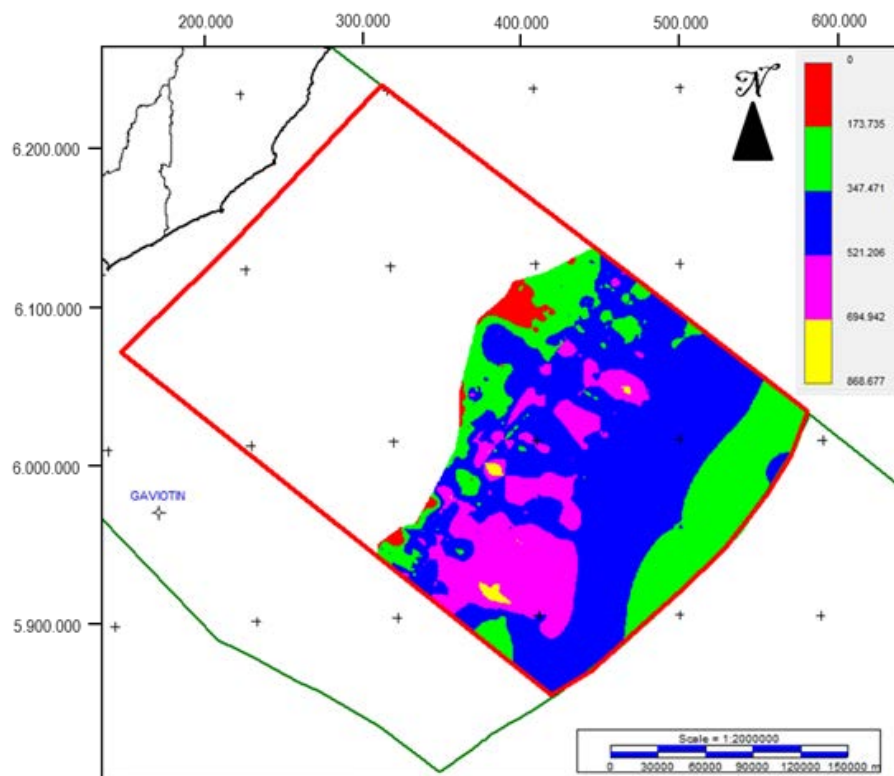


Figura 60: Mapa de isópacas (metros) da sequência 2 (Cenomaniano-Turoniano).

A sequência 2 tem idade atribuída ao Cenomaniano-Turoniano. Associado ao trato de sistema transgressivo é esperado encontrar folhelhos marinhos ricos em matéria orgânica depositados durante o segundo evento anóxico do Cretáceo (OAE2). Portanto, também teria um importante potencial como rocha geradora. Além disto, o trato de sistema de mar alto pode conter litologias com potencial como reservatório, fundamentalmente no setor proximal.

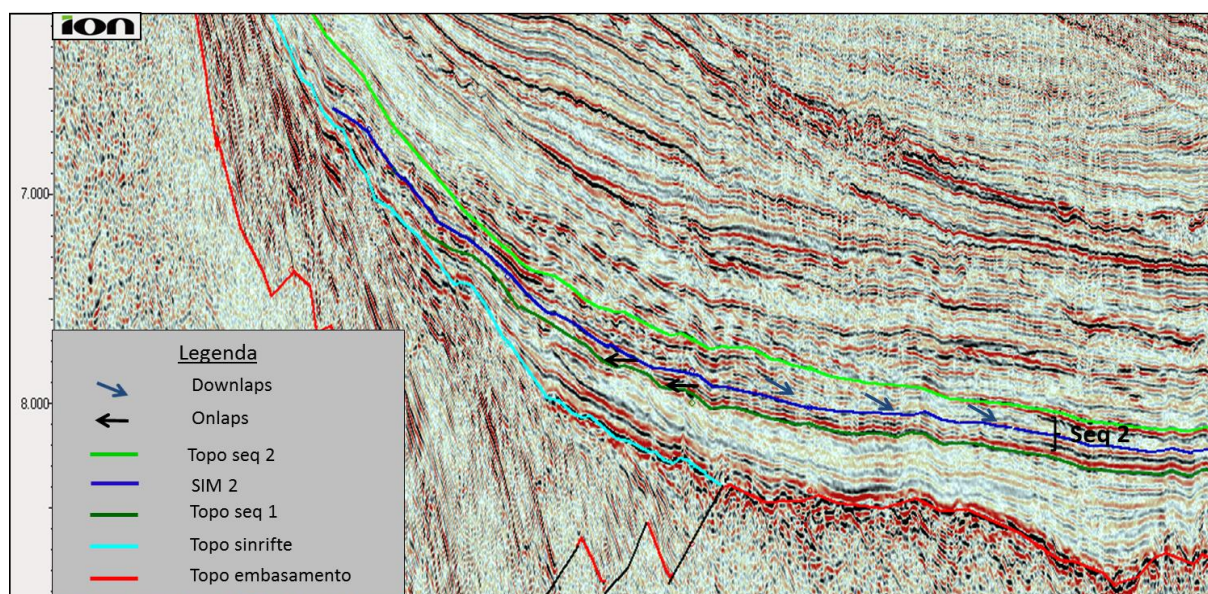


Figura 61: Caráter sísmico da sequência 2 (Cenomaniano-Turoniano).

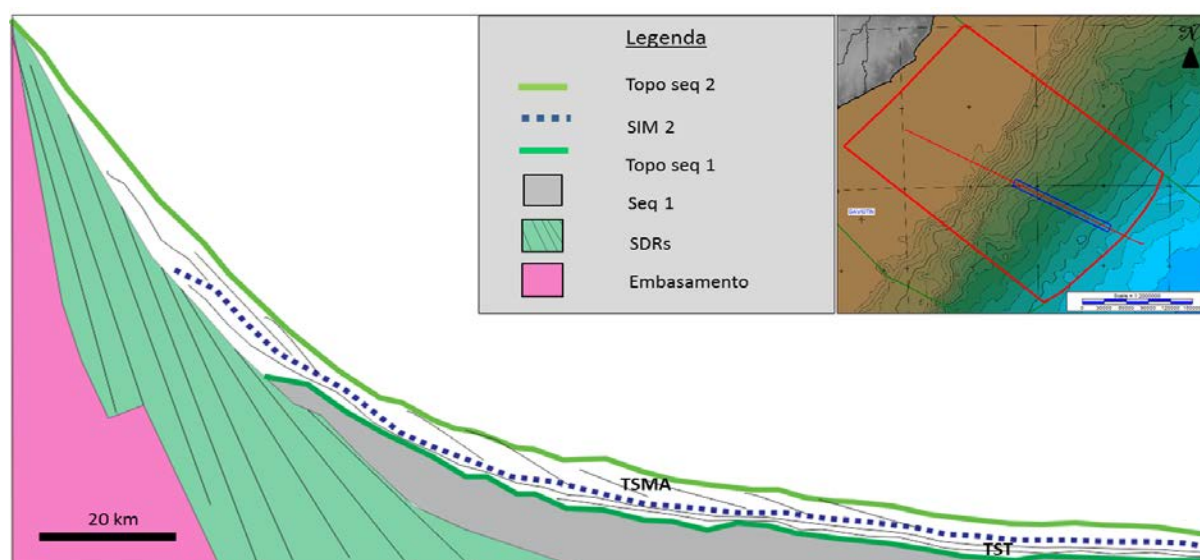


Figura 62: Esquema mostrando os tratos de sistema que compõem a sequência deposicional 2. TST: Trato de sistema transgressivo, TSMA: Trato de sistema de mar alto.

Sequência deposicional 3 (Coniciano-Santoniano)

Esta sequência se desenvolve na região distal e central da área de estudo (Figura 63), acunhando-se em direção ao continente contra a sequência anterior. Está limitada na sua base pelo limite de sequências LS2 e no topo pelo limite de sequências LS3. Como é possível observar no mapa de isópacas (Figura 64), a sequência 3 apresenta espessura relativamente constante em toda sua extensão.

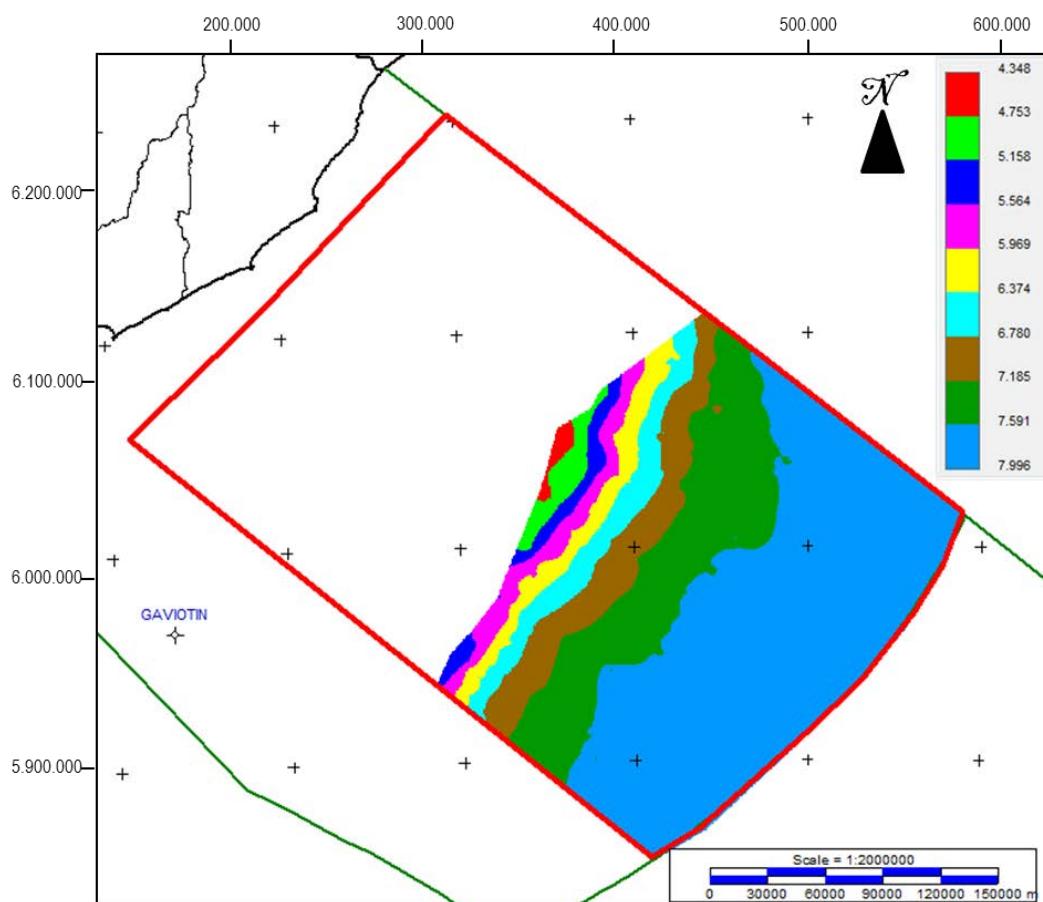


Figura 63: Mapa de contorno estrutural do topo da sequência deposicional 3 em segundos.

A sequência deposicional 3 está representada por um conjunto de refletores com figuras sigmoides e padrão prográdacional que se apoiam fazendo *downlap* diretamente sobre a sequência 2 (Figura 65). Este pacote é interpretado como um trato de sistema de mar alto. A diferença das sequências 1 e 2, não se reconhece na base um trato de sistema transgressivo (Figura 66).

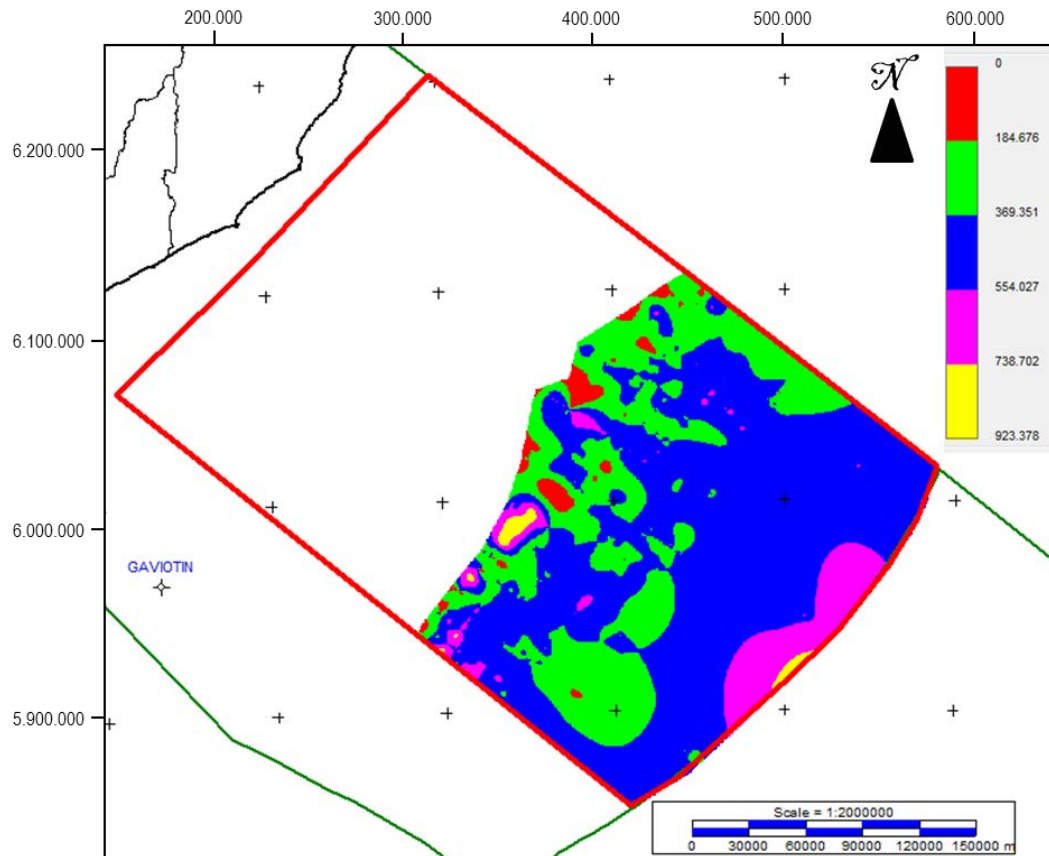


Figura 64: Mapa de isópacas da sequência deposicional 3 (metros).

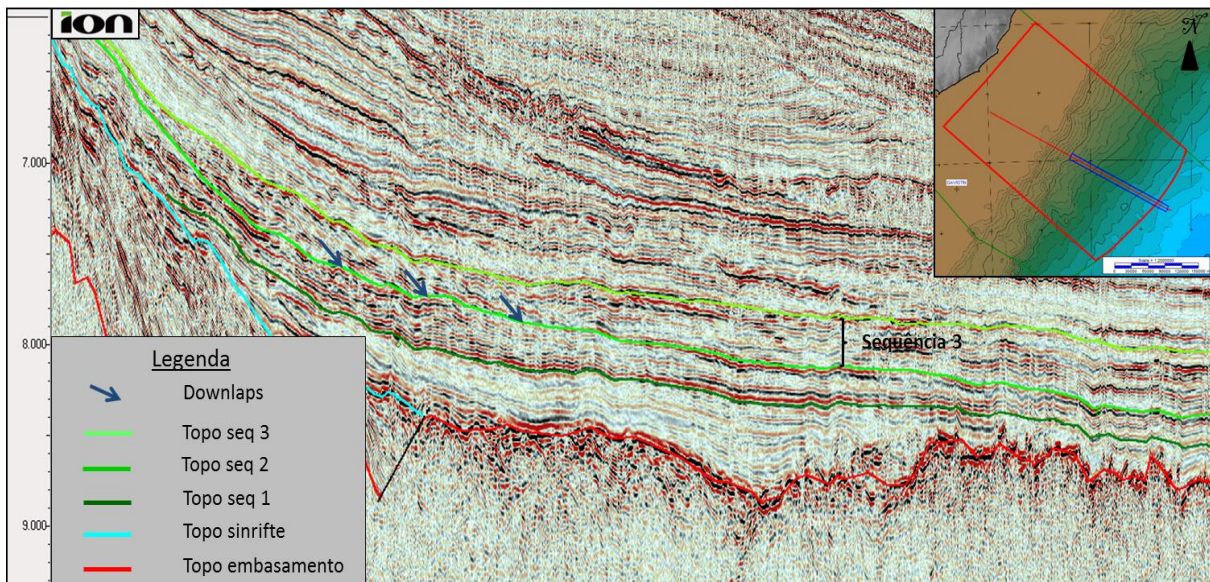


Figura 65: Caráter sísmico da sequência deposicional 3.

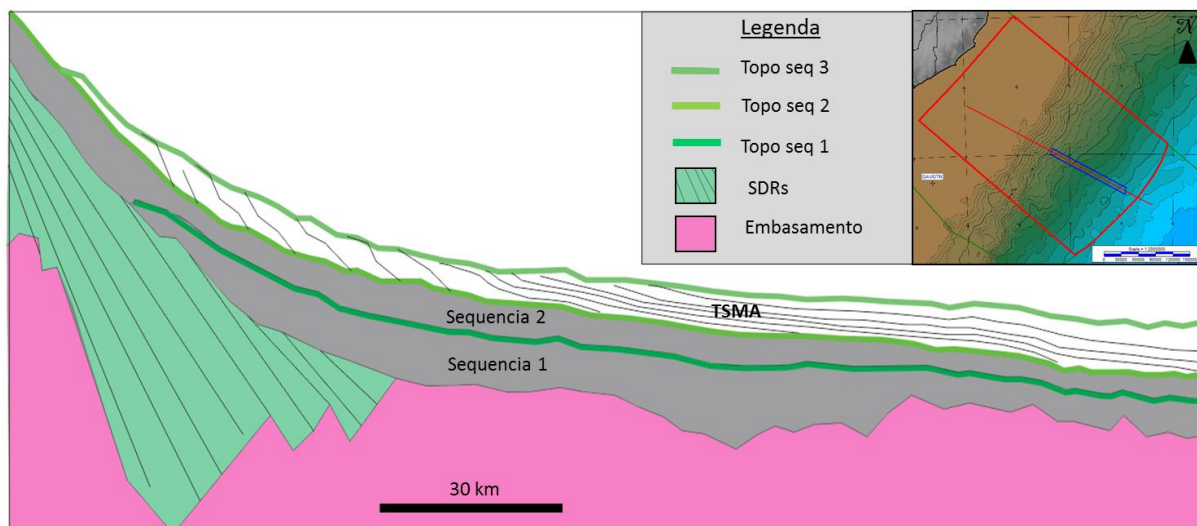


Figura 66: Esquema mostrando o trato de sistema que compõe a sequência deposicional 3. TSMa: Trato de sistema de mar alto.

Tendo em conta sua posição estratigráfica, é atribuída idade tentativa Coniciano-Santoniano para esta sequência. Espera-se encontrar, sobretudo na porção mais proximal da sequência, depósitos siliciclásticos grossos (ex: arenitos) associados às figuras sigmoides de progradação que possam atuar como potenciais reservatórios de boa qualidade (porosidades de 15 a 20%).

Sequência deposicional 4 (Campaniano-Maastrichtiano)

A sequência deposicional 4 tem maior extensão que as sequências anteriores, como é possível observar no mapa estrutural do topo da sequência (Figura 67) acunhando-se contra o Alto de Polônio.

Em relação à espessura desta sequência, o mapa de isópacas permite observar dois grandes depocentros que se desenvolvem a leste e oeste da área de estudo (Figura 68).

Ao avançar em direção ao continente, a sequência 4 se apoia sobre as sequências 3, 2, a megassequência Sin-rifte e a megassequência Pré-rifte. O topo da sequência é definido pelo limite de sequência 4 (LS4) que constitui, na porção mais proximal, importante discordância associada à erosão subaérea que limita os preenchimentos cretáceos e cenozoicos.

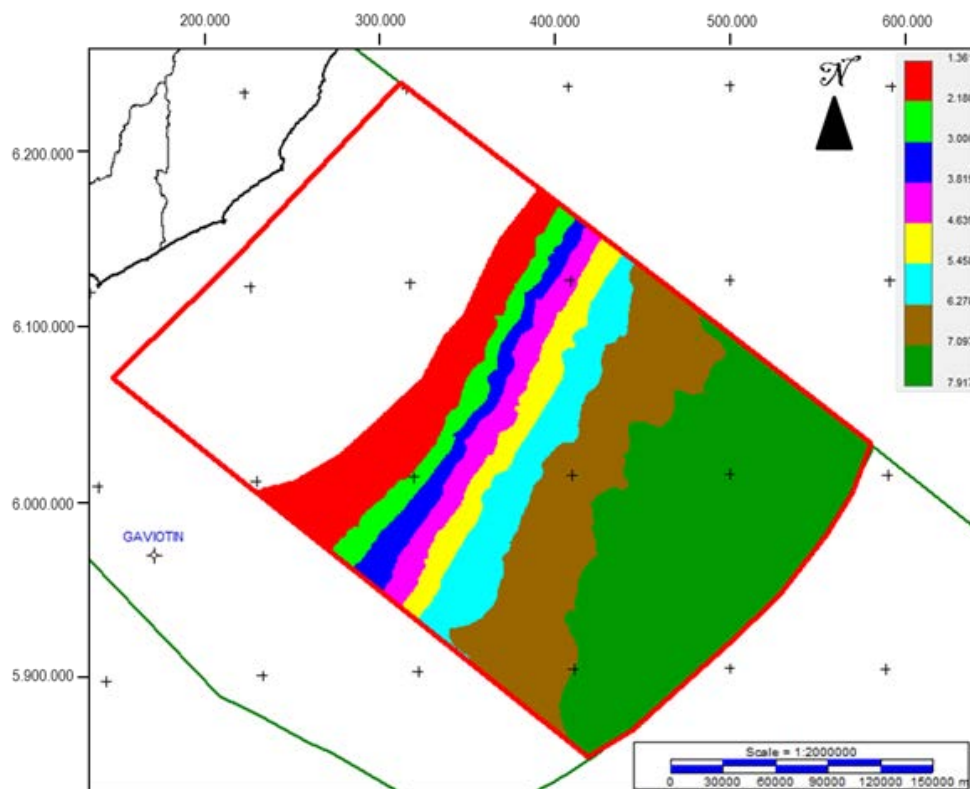


Figura 67: Mapa de contorno estrutural do topo da sequência deposicional 4 em segundos.

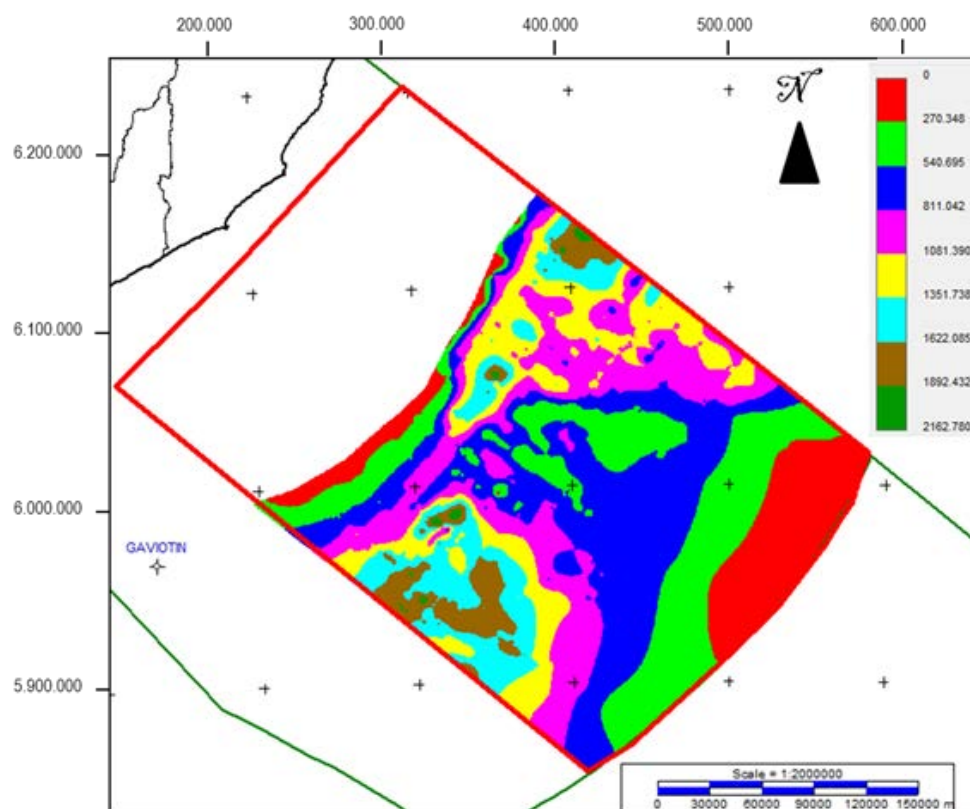


Figura 68: Mapa de isópacas da sequência deposicional 4 (metros).

Na porção proximal, a sequência deposicional 4 descansa diretamente sobre a megasequência Pré-rifte, podendo-se reconhecer claramente, pela primeira vez na evolução da bacia, o desenvolvimento de uma clara paleoplataforma e paleotalude. Neste setor, a sequência 4 é representada por um conjunto de refletores paralelos com padrão progradacional que fazem *onlap* costeiro em direção ao continente e *downlap* em direção à bacia (Figura 69), constituindo um trato de sistema de mar alto no qual a linha de costa avança em direção ao mar (Figura 70).

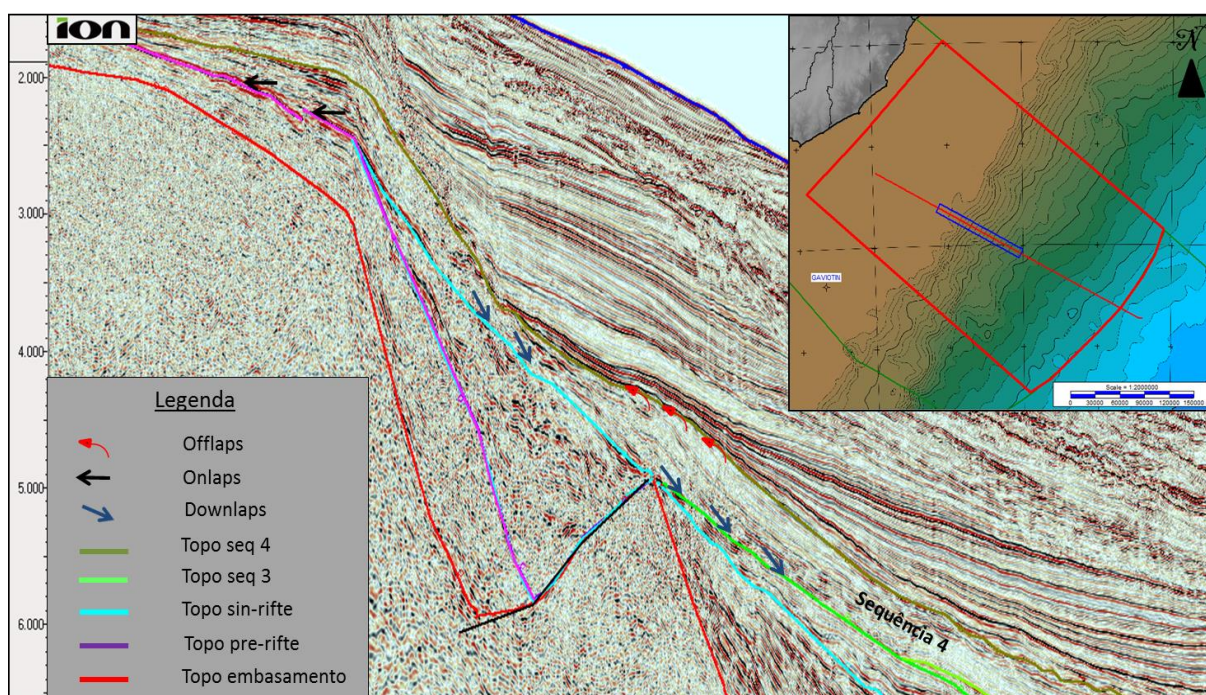


Figura 69: Seção sísmica *dip* mostrando o desenvolvimento da sequência deposicional 4 com os tipos de terminações que apresenta.

No entanto, no setor mais distal é possível observar um deslocamento da linha de costa que representa uma rápida queda do nível do mar. Associado a este rebaixamento do nível do mar é reconhecido um conjunto de refletores progradantes que para o topo da sequência apresentam terminações de tipo *offlap* no qual cada refletor mais jovem deixa exposto uma porção do refletor anterior no qual se apoia (Figura 69 e 70).

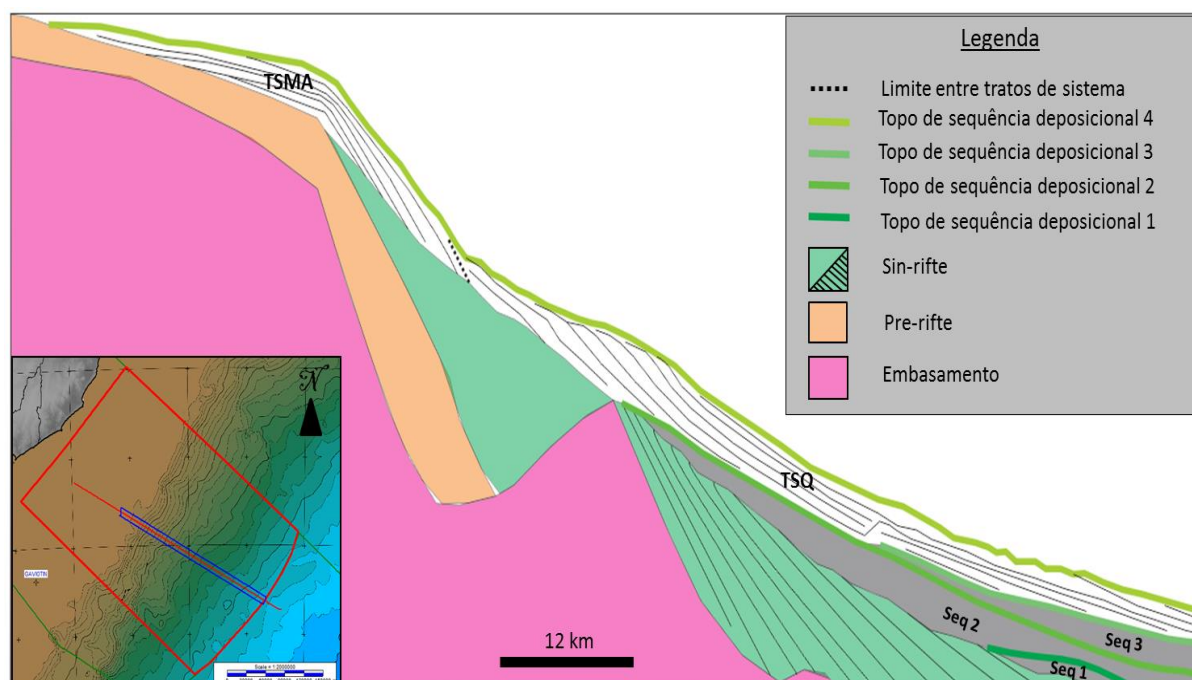


Figura 70: Esquema da sequência deposicional 4 mostrando os tratos de sistema que a compõe. TSMA: Trato de sistema de mar alto, TSQ: Trato de sistema de queda.

Além disso, a rápida queda do nível do mar gera a incisão da plataforma exposta e a geração de canais fluviais no setor proximal e cânions submarinos no setor distal, que são reconhecidos nas seções sísmicas *strike* (Figura 71). Este conjunto de refletores é interpretado como um trato de sistema de queda. Esta sequência tem idade atribuída Campaneano a Maastritichiano. Em relação à importância que esta sequência pode ter nos potenciais sistemas petrolíferos é importante destacar que associado ao preenchimento de canais se depositam sedimentos que podem atuar como reservatórios potenciais. Sendo que, os canais geram geometrias que podem representar potenciais armadilhas.

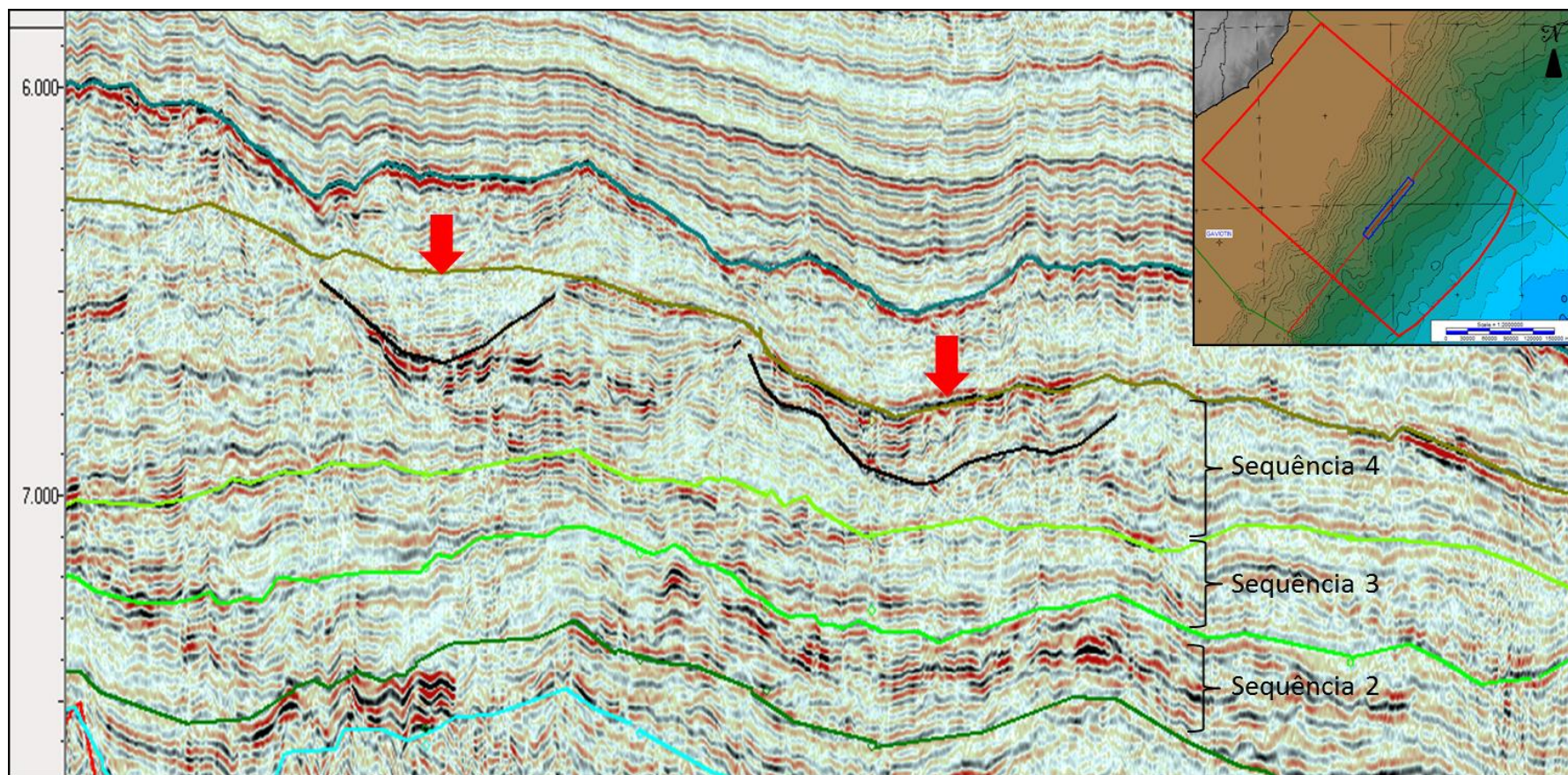


Figura 71: Seção sísmica *strike* mostrando o desenvolvimento de canais (sinalizados com setas) na seqüência deposicional 4.

Sequência deposicional 5 (Paleoceno Inferior)

A sequência deposicional 5 se desenvolve na porção distal da bacia (Figura 72), acunhando-se no setor proximal contra a sequência anterior (Campaniano-Maastrichtiano).

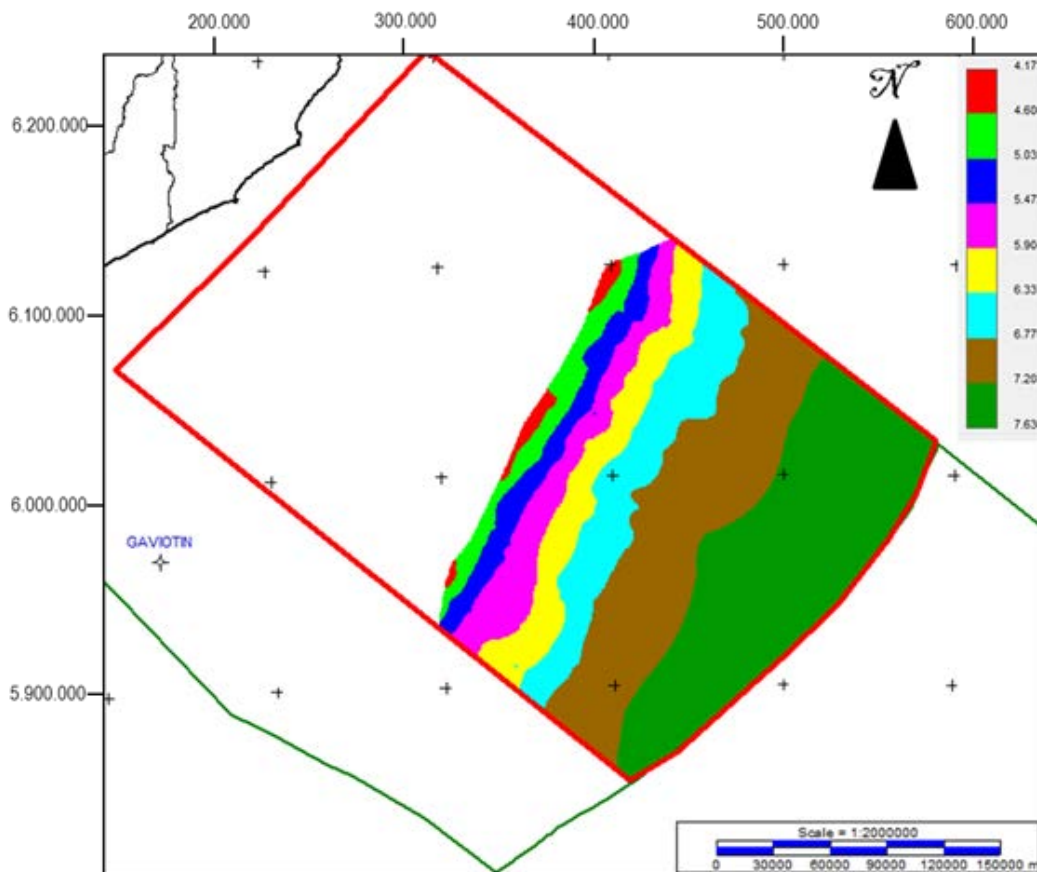


Figura 72: Mapa de contorno estrutural do topo da sequência deposicional 5 em segundos.

O mapa de isópacas (Figura 73) permite observar que a maior espessura da sequência dá-se no setor proximal antes do seu acunhamento. A sequência 5 é limitada na base pelo limite de sequência 4 (LS4) e no topo pelo limite de sequência 5 (LS5). Na porção mais distal da sequência se reconhece um conjunto de refletores com geometria de lóbulos que se apoiam sobre a sequência anterior e que são interpretados como complexos de leques submarinhos devido a sua posição paleogeográfica, morfologia lobular e arranjo interno que apresenta terminações de tipo *downlap* em ambos extremos do corpo (MITCHUM, 1985). Este segmento da sequência é interpretado como um trato de sistema de mar baixo.

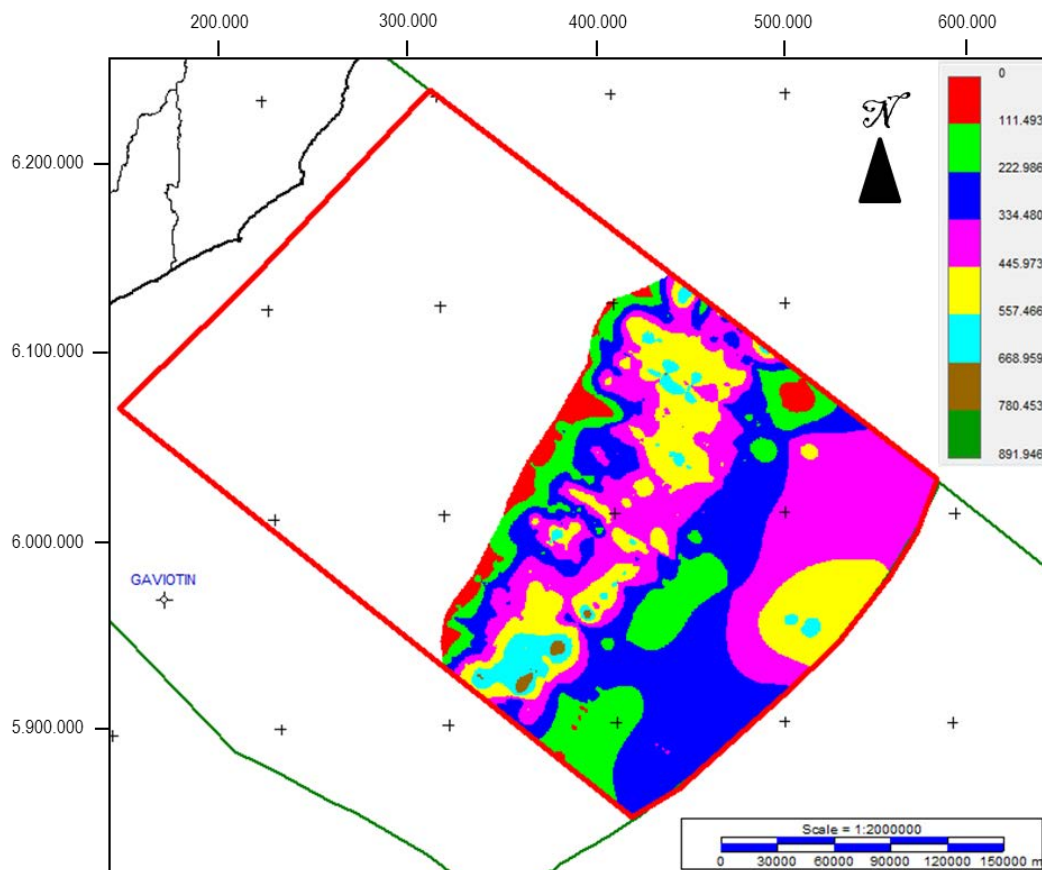


Figura 73: Mapa de isópacas da sequência deposicional 5 (metros).

Por cima deste trato se desenvolve um conjunto de refletores contínuos e paralelos entre si que apresentam um padrão retrogradante, fazendo *onlap* sobre o trato de sistema de mar baixo e a sequência anterior (Figura 74).

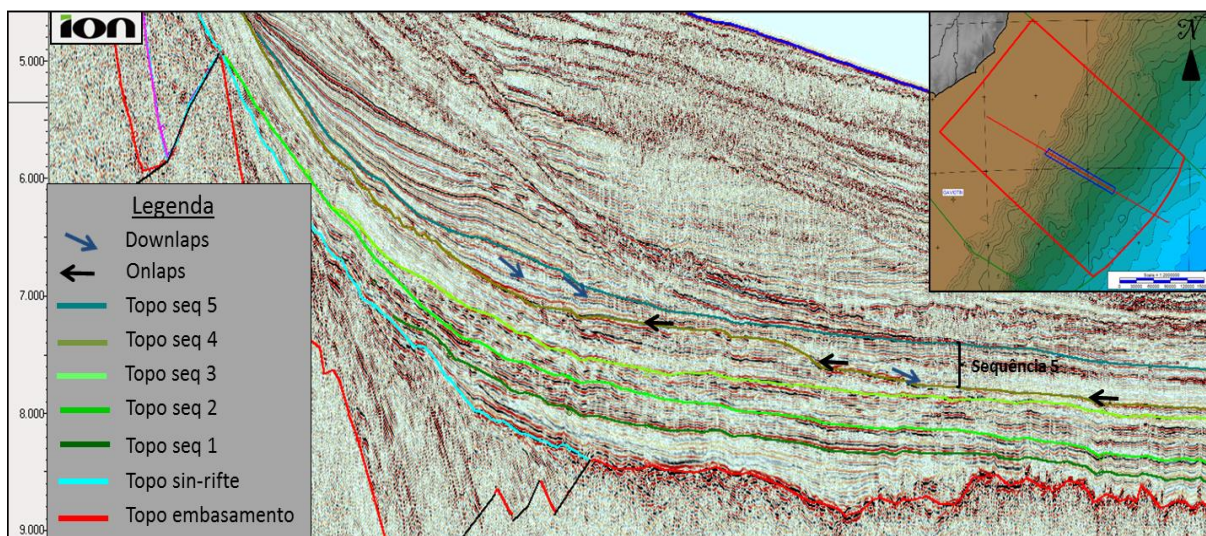


Figura 74: Caráter sísmico da sequência deposicional 5 com os tipos de terminações que apresenta.

Este conjunto de refletores representa um trato de sistema transgressivo associado a uma ascensão relativa do nível do mar. O tope deste trato transgressivo é marcado por uma superfície de inundação máxima (SIM 3) (Figura 75) que está formada por uma transgressão marinha que se desenvolve a partir de uma subida no nível do mar no Paleoceno Inferior. No topo desta sequência se distingue um conjunto de refletores com padrões progradacionais que fazem downlap sobre a SIM. Este pacote é interpretado como um trato de sistema de mar alto. Do ponto de vista dos sistemas petrolíferos, a identificação de potenciais leques submarinhos que são recobertos por um trato transgressivo representa armadilhas estratigráficas de importância.

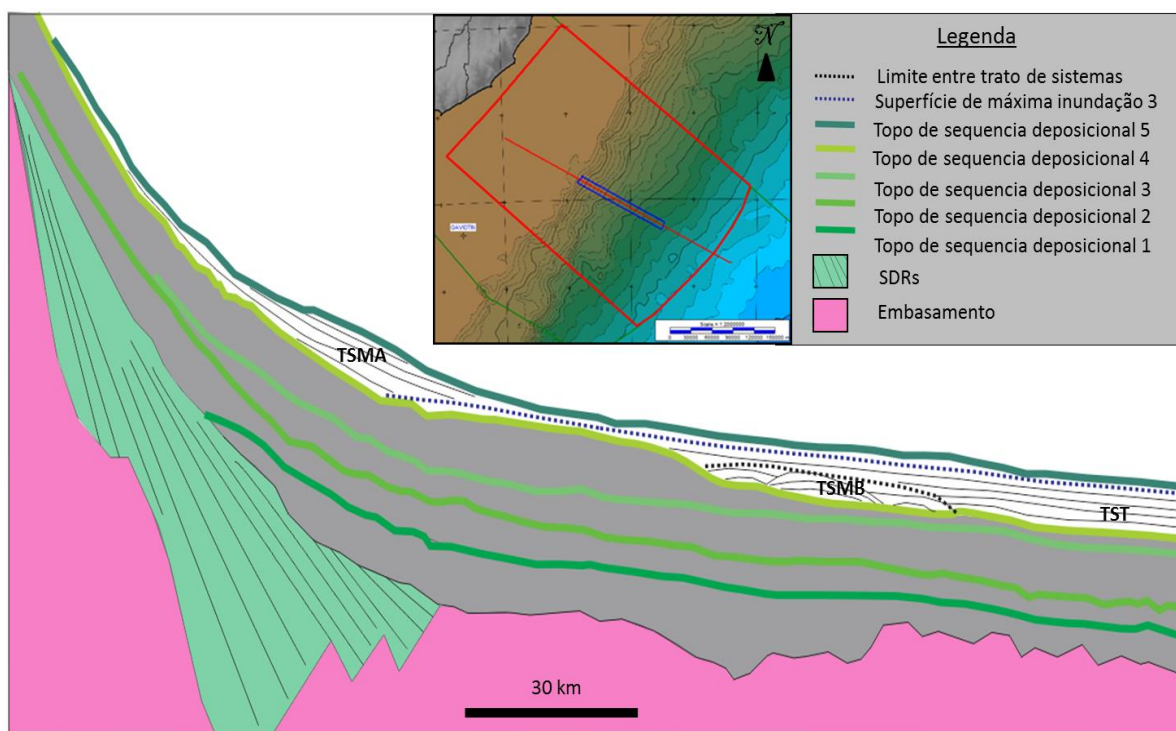


Figura 75: Esquema mostrando os tratos de sistema que compõem a sequência deposicional 5. TSMB: Trato de sistema de mar baixo, TST: Trato de sistema transgressivo, TSMA: Trato de sistema de mar alto.

Sequência deposicional 6 (Paleoceno Superior-Eoceno Inferior)

A sequência deposicional 6 se desenvolve na porção distal da bacia (Figura 76), acunhando-se tanto em direção à bacia como em direção ao continente.

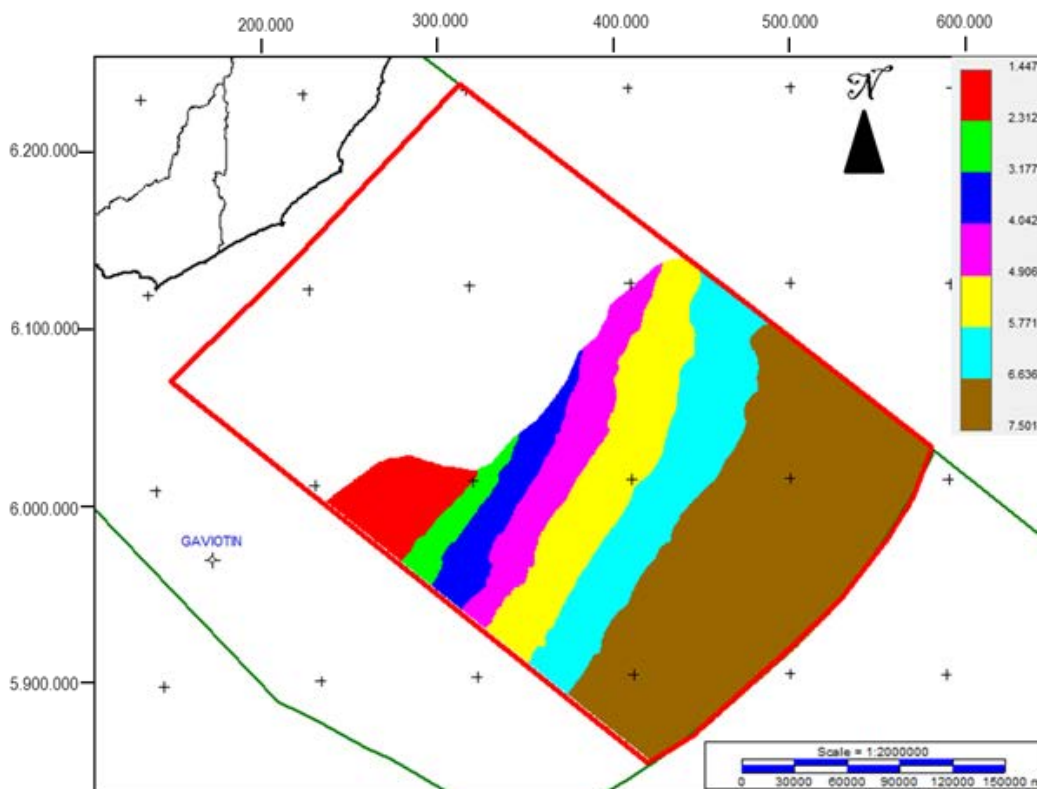


Figura 76: Mapa de contorno estrutural do topo da sequência deposicional 6 em segundos.

Esta sequência é limitada na base pelo limite de sequência LS5 e no topo pelo limite de sequência LS6. O mapa de isópacas da sequência 6 (Figura 77) permite observar o desenvolvimento das maiores espessuras na porção central da área de trabalho. A sequência é composta por um conjunto de refletores paralelos entre si e contínuos que apresentam um padrão retrogradante, fazendo *onlap* sobre a sequência anterior (Figura 78). Este pacote de refletores de grande espessura constitui um trato de sistema transgressivo que representa uma subida importante do nível do mar. Foi identificado dentro deste pacote um refletor que representa a superfície de inundação máxima deste evento transgressivo (SIM 4). Acima deste trato se desenvolve um conjunto de refletores com padrão sigmoide que fazem *downlap* sobre o trato transgressivo.

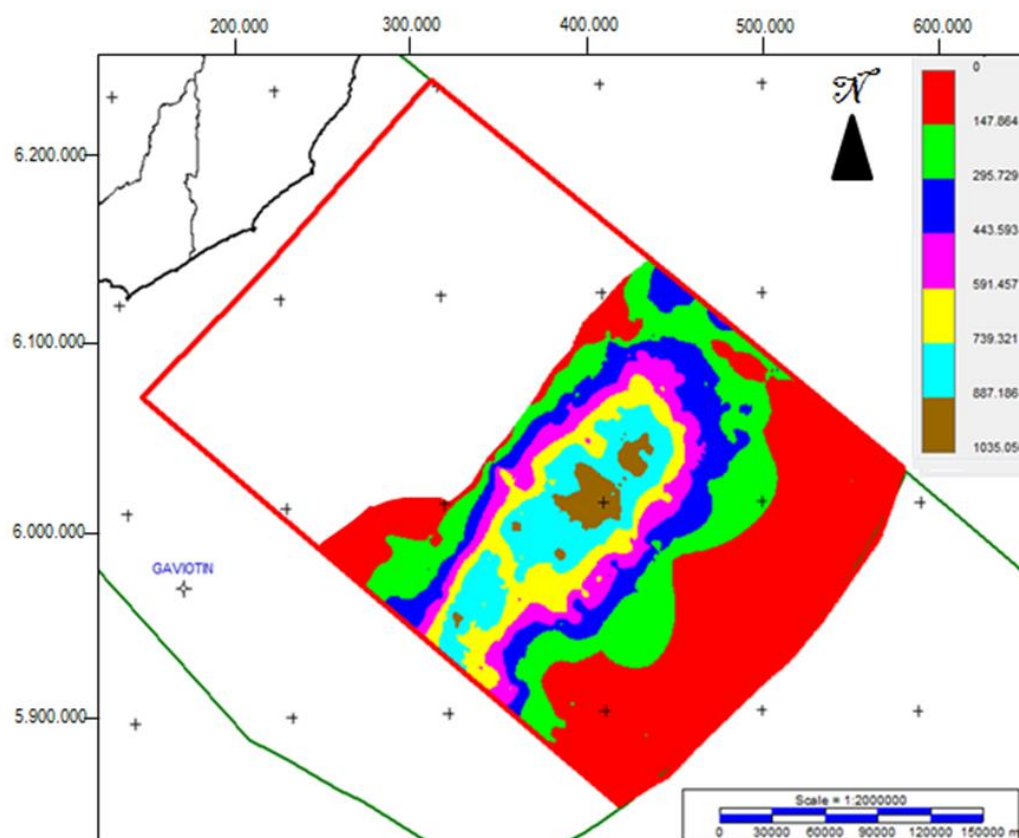


Figura 77: Mapa de isópacas da sequência deposicional 6 em metros.

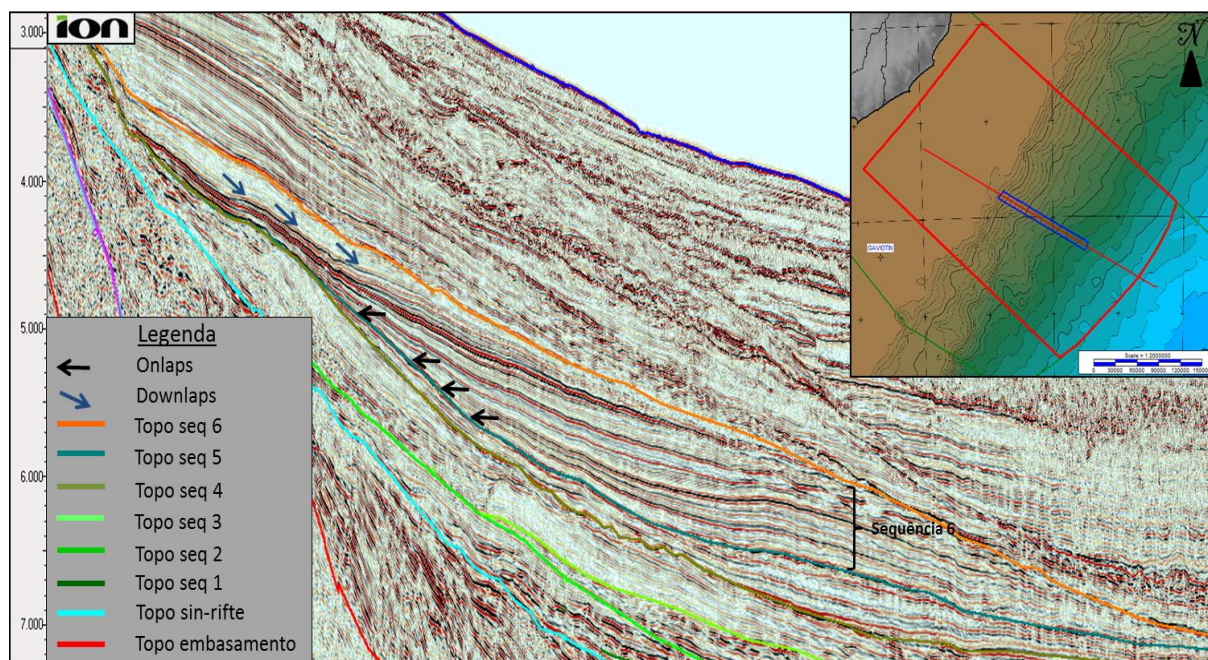


Figura 78: Caráter sísmico da sequência deposicional 6 com os tipos de terminações que apresenta. Este conjunto de refletores é interpretado como um trato de sistema de mar alto (Figura 79).

A sequência deposicional 6 tem idade atribuída ao Paleoceno superior a Eoceno inferior. Em relação à relevância que esta sequência pode ter nos sistemas petrolíferos potenciais é importante salientar que o trato transgressivo de grande espessura pode atuar como um selante efetivo que impede a migração dos hidrocarbonetos à superfície desde que exista o desenvolvimento de armadilhas adequadas.

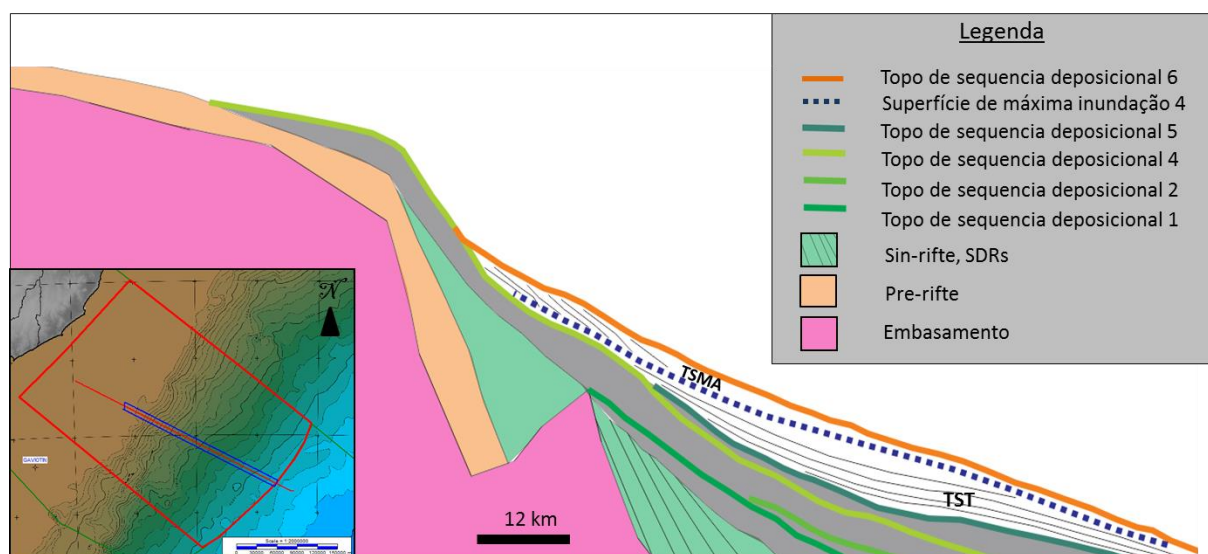


Figura 79: Esquema mostrando os tratos de sistema que compõem a sequência deposicional 6. TST: Trato de sistema transgressivo, TSMA: Trato de sistema de mar alto.

Sequência deposicional 7 (Eoceno Médio)

A sequência deposicional 7 se desenvolve desde a região proximal e central, ultrapassando em parte o setor do Alto de Polônio, e acunhando-se na região distal por erosão (Figura 80). Semelhante   sequência anterior, as maiores espessuras são observadas na região central da área de trabalho (Figura 81). Na base, a sequência é limitada pelos limites de sequência LS6, enquanto o topo é representado pelo limite de sequências LS7. A sequência 7 é composta por um conjunto refletoras com padrão sigmoide e progradante que fazem *downlap* sobre a sequência anterior (Figura 82). Este conjunto de refletoras é interpretado como um trato de sistema de mar alto (Figura 83). A sequência 7 tem idade atribuída ao Eoceno Médio. Do ponto de vista da relevância desta sequência para os sistemas petrolíferos, entende-se que esta sequência pode aportar reservatórios de boa qualidade, sobretudo nas áreas aonde apresenta sua maior espessura.

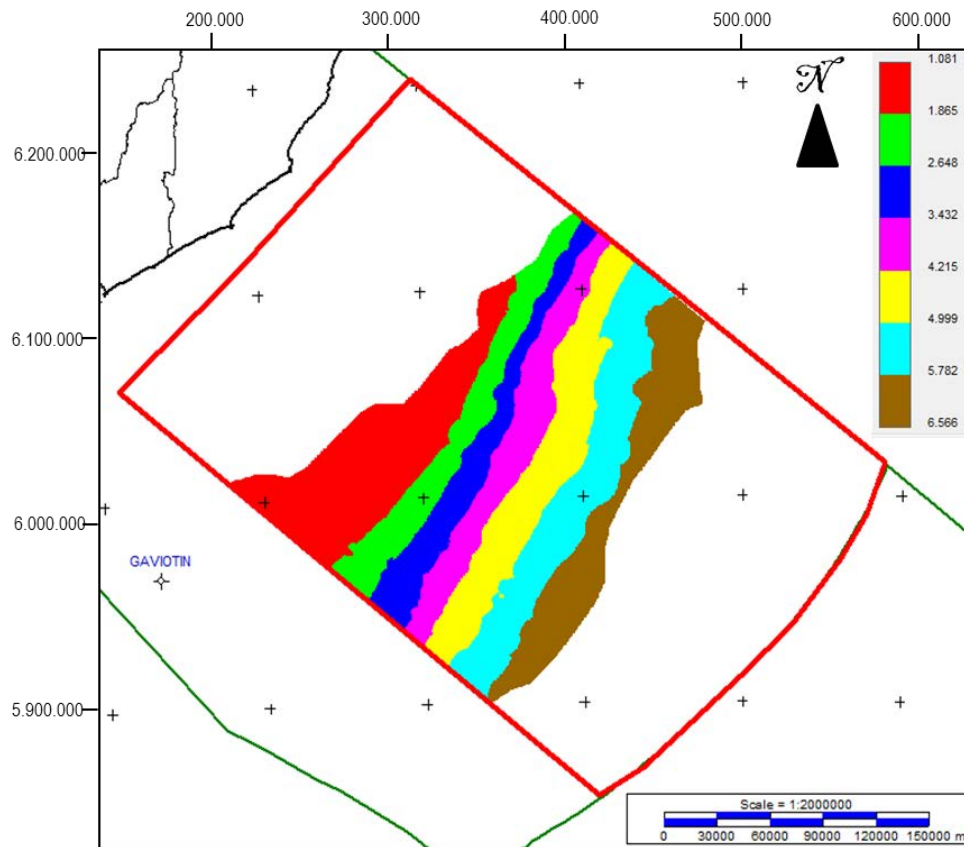


Figura 80: Mapa do contorno estrutural do topo da sequência deposicional 7 em segundos.

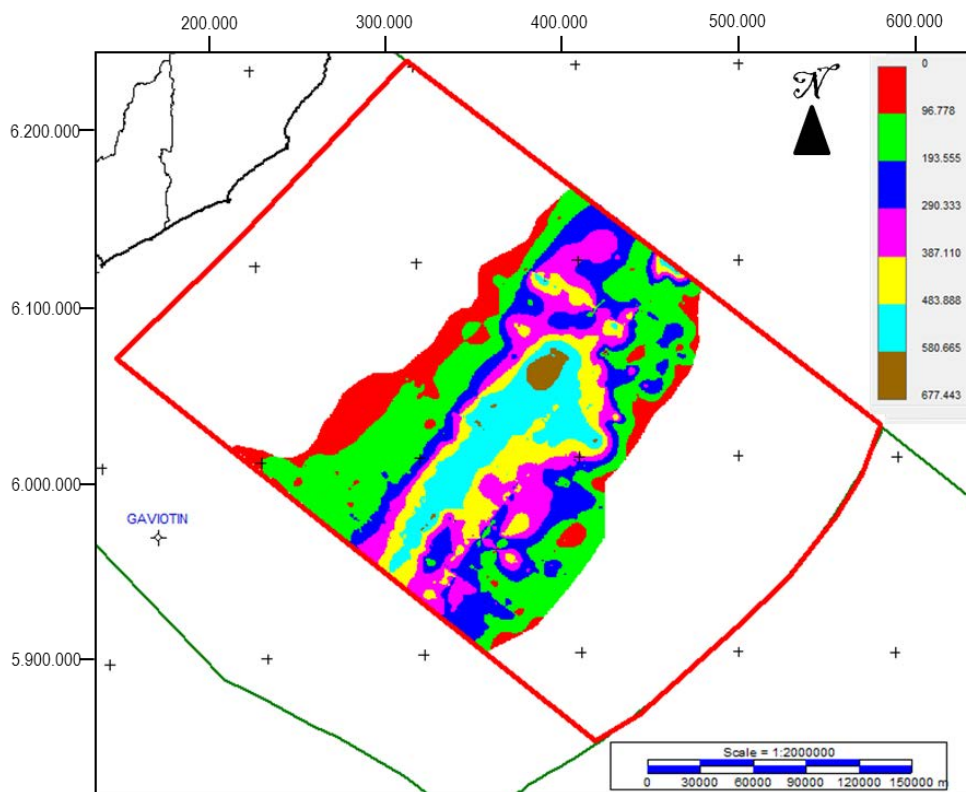


Figura 81: Mapa de isópacas da sequência deposicional 7 em metros.

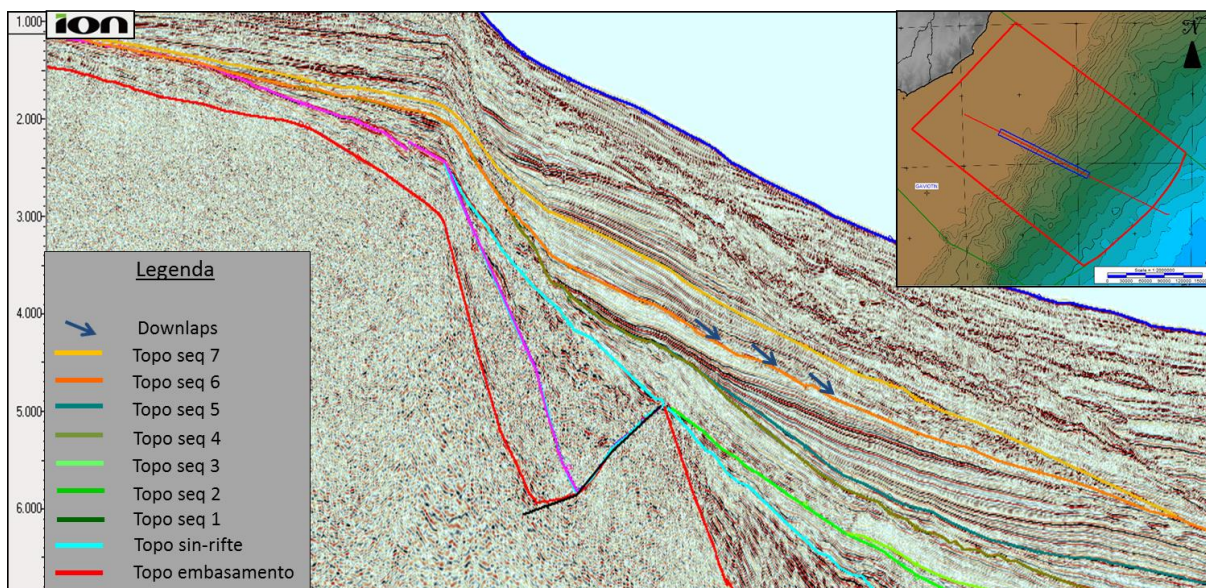


Figura 82: Caráter sísmico da sequência deposicional 7.

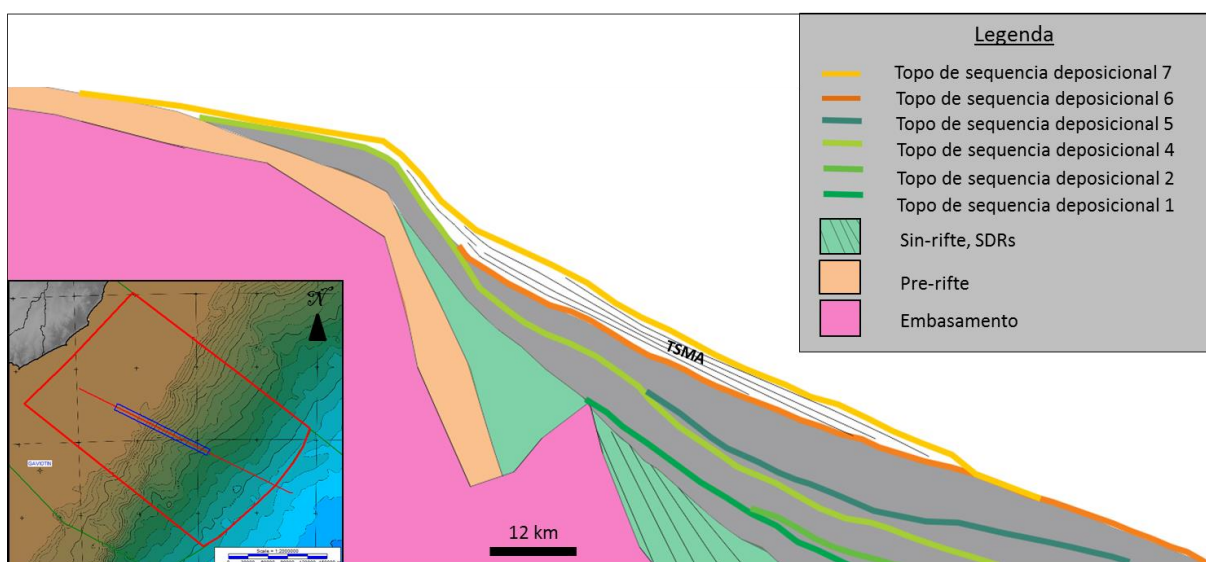


Figura 83: Esquema mostrando os tratos de sistema que compõem a sequência deposicional 7.

TSMA: Trato de sistema de mar alto.

Sequência deposicional 8 (Eoceno Superior-Oligoceno Inferior)

A sequência 8 se desenvolve na porção proximal e central da área de trabalho, acunhando-se por erosão na região distal (Figura 84). O mapa de isópacas mostra que as maiores espessuras, semelhante às duas sequências anteriores, se concentram de forma alongada na região central da área de trabalho (Figura 85).

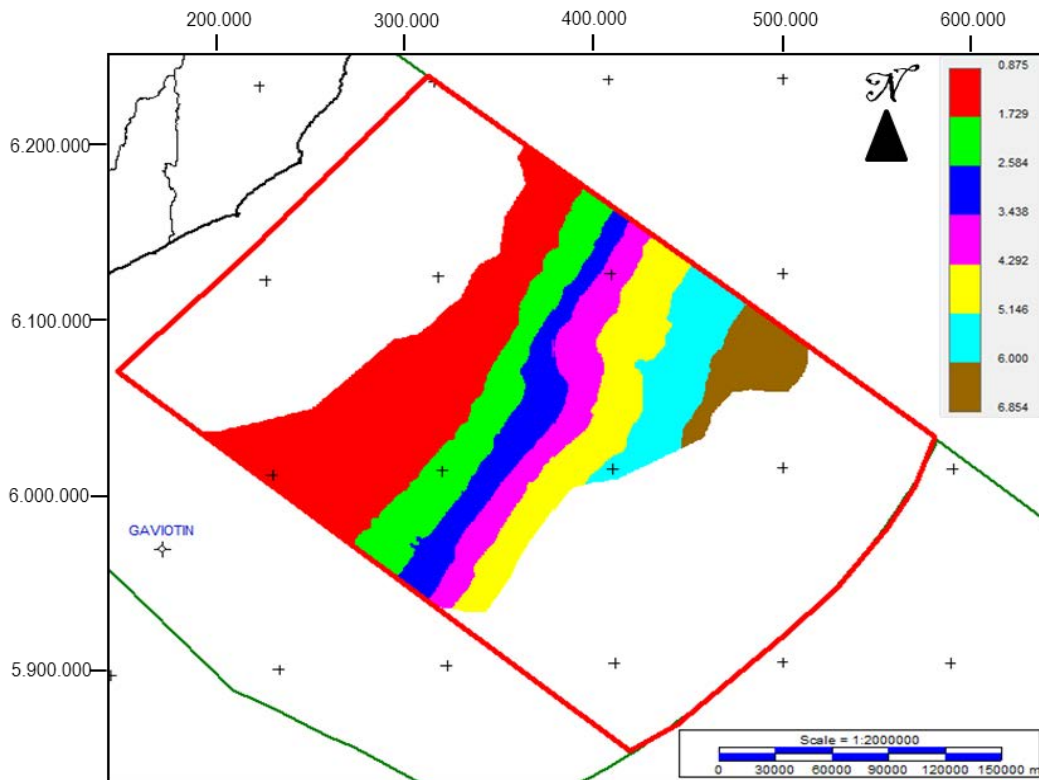


Figura 84: Mapa de contorno estrutural do topo da sequência deposicional 8 em segundos.

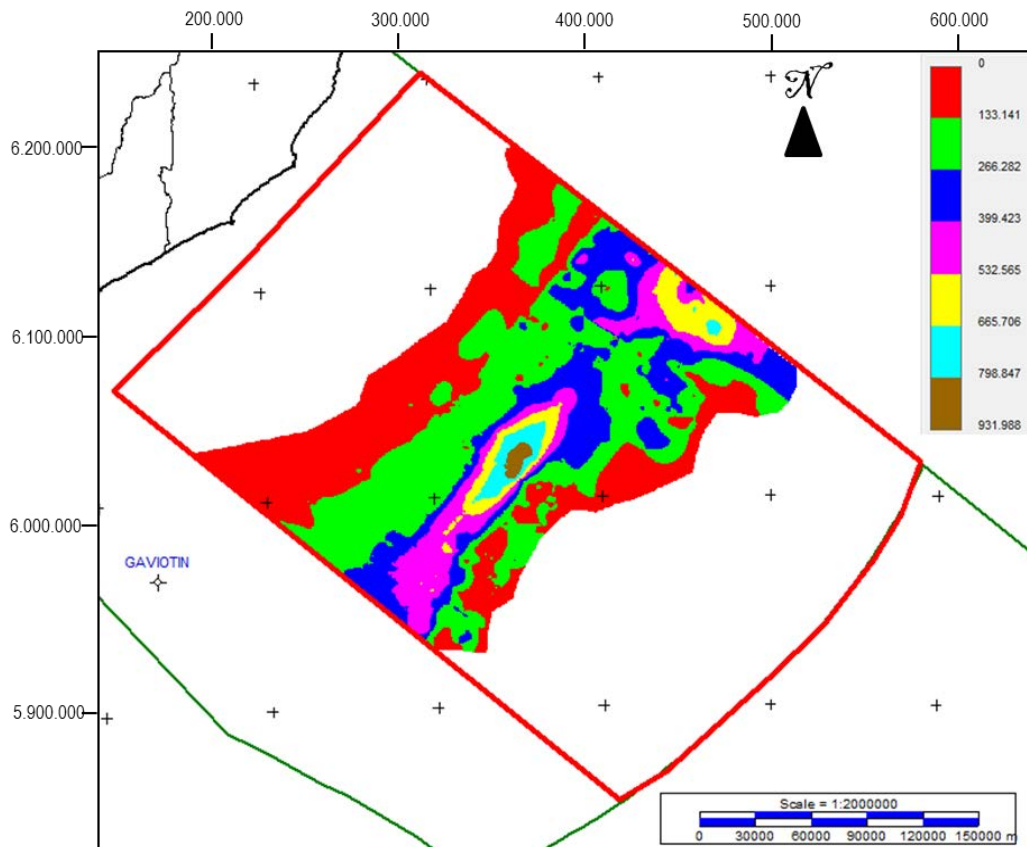


Figura 85: Mapa de isópacas da sequência deposicional 8 em metros.

É limitada na base pelos limites de sequência 7 (LS7) e 6 (LS6) e, no topo, pelo limite de sequência 8 (LS8). Esta sequência é constituída por um conjunto de refletores paralelos e contínuos que apresentam truncamento na porção distal contra o limite de sequência superior, indicando uma forte erosão que foi acunhando a sequência (Figura 86). Além disso, distinguem-se terminações de tipo *downlap* sobre a sequência anterior. A sequência é interpretada como um trato de sistema de mar alto (Figura 87), atribuindo-se idade do Eoceno superior a Oligoceno inferior.

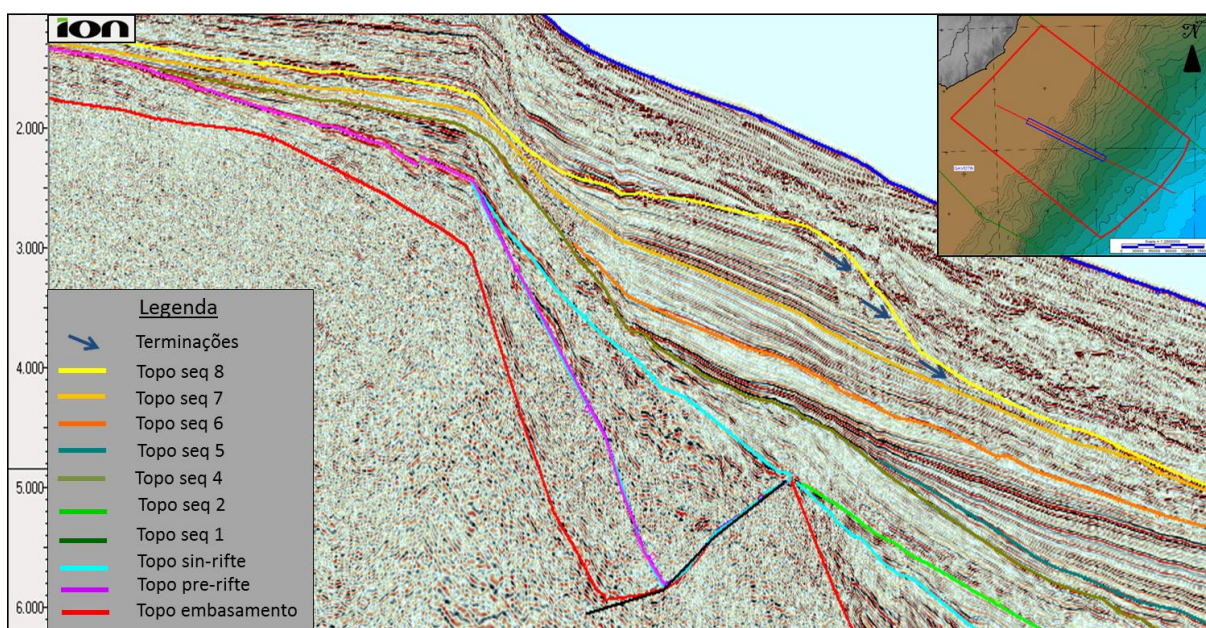


Figura 86: Caráter sísmico da sequência deposicional 8.

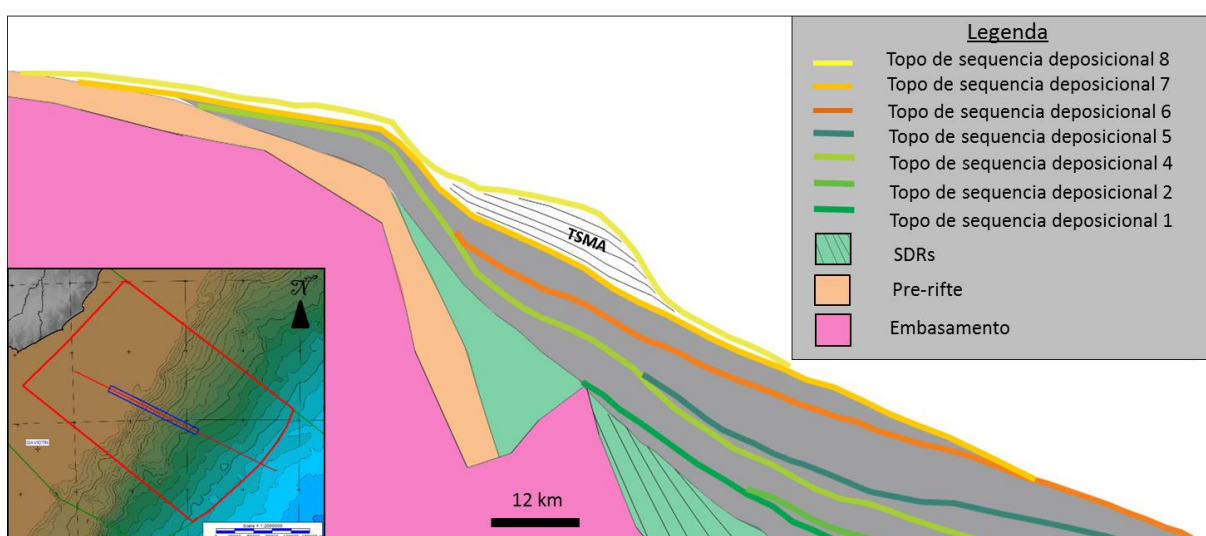


Figura 87: Esquema mostrando os tratos de sistema que compõem a sequência deposicional 8.

TSMA: Trato de sistema de mar alto.

Do ponto de vista da relevância desta sequência para os sistemas petrolíferos, entende-se que esta sequência pode aportar reservatórios de boa qualidade, sobretudo nas áreas aonde apresenta sua maior espessura.

Sequência deposicional 9 (Oligoceno)

A sequência 9 constitui a primeira sequência que se estende por toda a área de trabalho desde a região proximal até a distal (Figura 88).

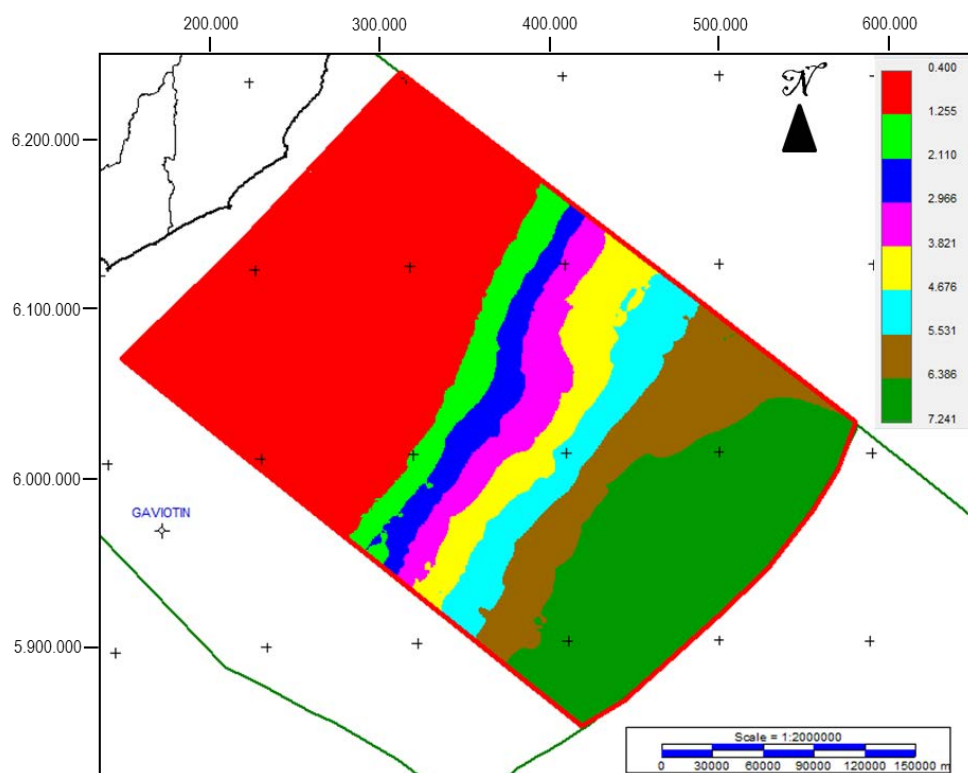


Figura 88: Mapa de contorno estrutural do topo da sequência deposicional 9 em segundos.

O mapa de isópacas permite observar que as maiores espessuras se desenvolvem fundamentalmente no setor leste da área de trabalho de forma alongada, possivelmente respondendo ao preenchimento de cânions (Figura 89). Esta sequência é limitada na base pelos limites de sequências 8, 7 e 6 (LS8, LS7 e LS6) e, no topo, pelo limite de sequência 9 (LS9). No setor proximal distingue-se um conjunto de refletores com padrões progradantes, no qual é possível reconhecer a paleoplateforma e o avanço da linha de costa em direção à bacia. Estes refletores fazem *downlap*, apoiando-se sobre a sequência anterior (Figura 90).

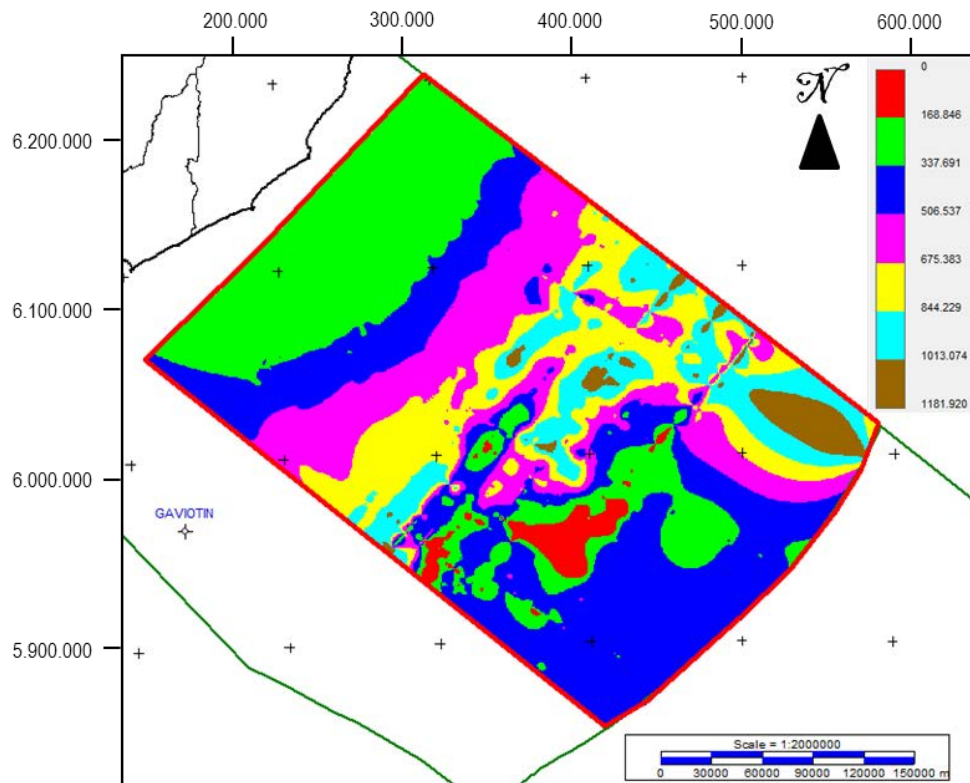


Figura 89: Mapa de isópacas da sequência deposicional 9 em metros.

Na região mais distal continua este padrão progradante, ainda que também se distingam estruturas de colapso de sedimentos.

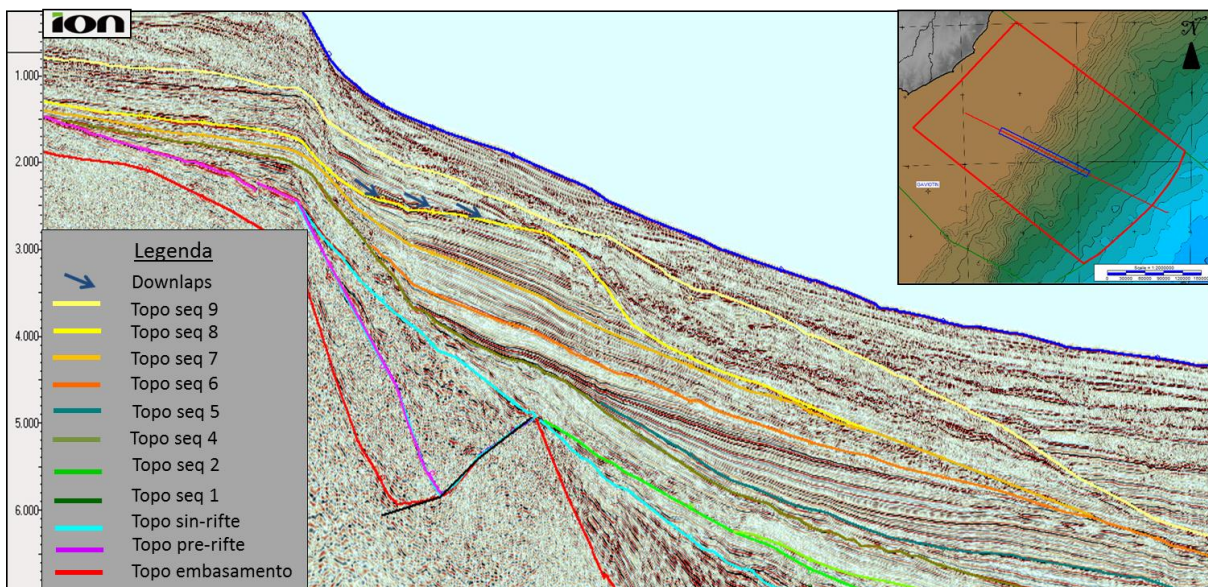


Figura 90: Caráter sísmico da sequência deposicional 9.

Esta sequência é interpretada como um trato de sistema de mar alto (Figura 91) e se atribui idade Oligoceno a Mioceno Inferior. Semelhante às sequências anteriores, se entende que esta sequência pode aportar reservatórios de boa qualidade, sobretudo nas áreas aonde apresenta sua maior espessura. Nesse sentido é importante mencionar que nas bacias Santa Lucia e Laguna Merim do *onshore* de Uruguai, o Oligoceno está representado pela Formação Fray Bentos (Bossi, 1966) sendo constituída por uma sucessão de siltitos, arenitos e conglomerados depositados em ambiente fluvial e eólico.

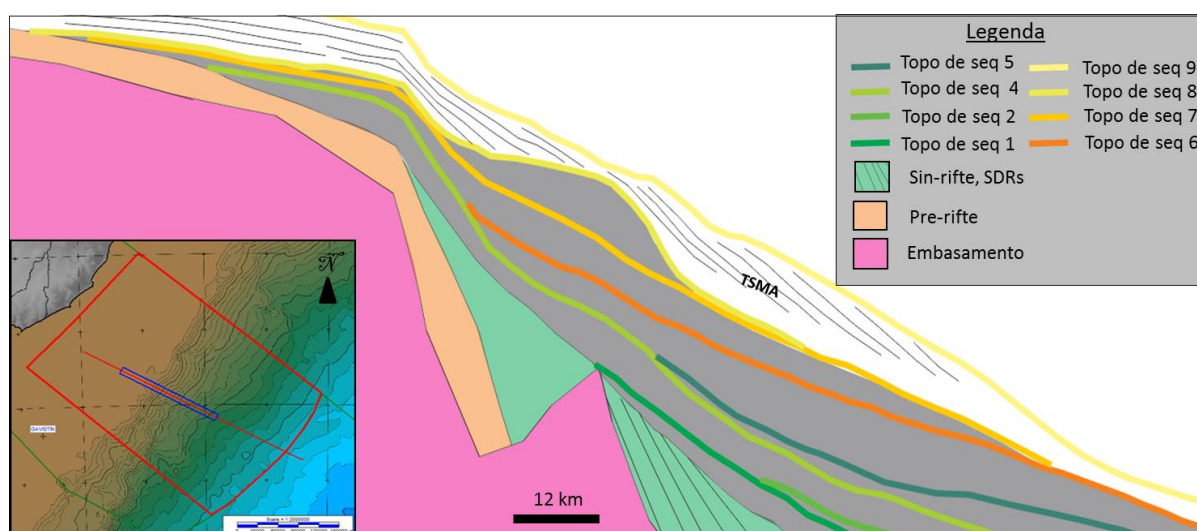


Figura 91: Esquema mostrando os tratos de sistema da sequência deposicional 9. TSMA: Trato de sistema de mar alto.

Sequência deposicional 10 (Mioceno – Holoceno)

A sequência 10 se estende por toda a área de trabalho (Figura 92), apresentando as espessuras mais importantes na porção distal (Figura 93). Esta sequência é limitada na base pelo limite de sequência 9 (LS9) e no topo pelo limite de sequência 10 (LS10) que representa o fundo marinho atual. É importante salientar que o limite de sequência 9 representa uma importante discordância associada a um rebaixamento do nível do mar que deixou exposta a plataforma associada à sequência anterior, gerando erosão e incisão. Na porção distal da sequência, são reconhecidas geometrias de tipo lobular que são interpretadas como tratos de sistemas de mar baixo.

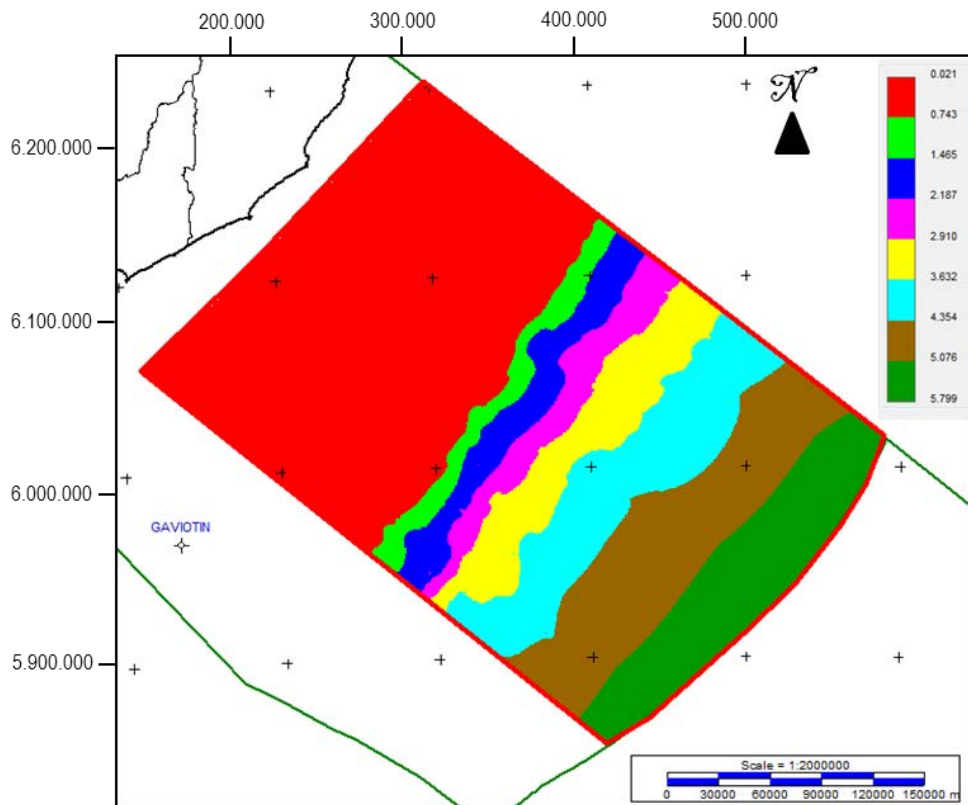


Figura 92: Mapa de contorno estrutural do topo da sequência deposicional 10 (fundo marinho) em segundos.

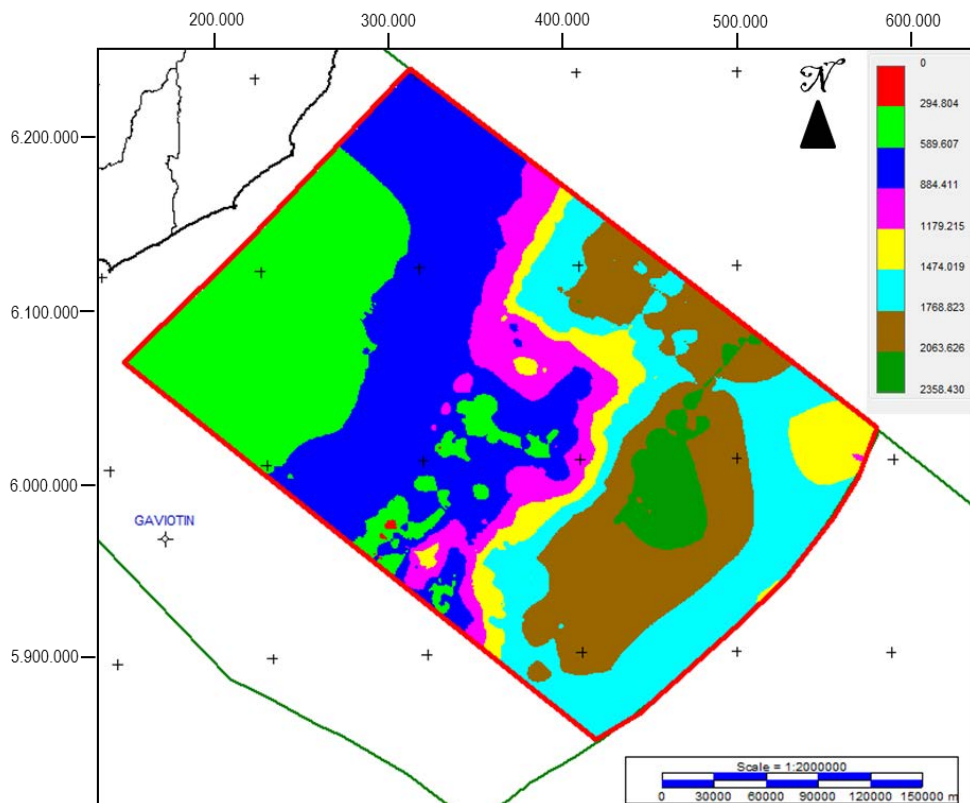


Figura 93: Mapa de isópacas da sequência deposicional 10 em metros.

Estes lóbulos são recobertos por um conjunto de refletos com padrão retrogradante que fazem *onlap* sobre a base da sequência (Figura 94), sendo interpretados como um trato de sistema transgressivo. No topo deste conjunto de refletos é identificada uma superfície de inundação máxima (SIM 5).

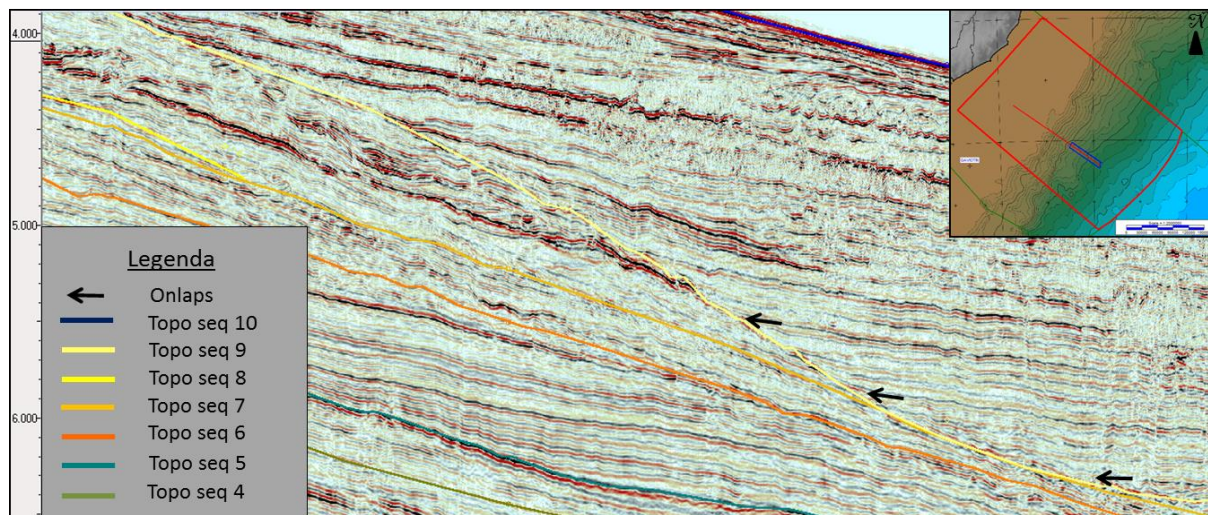


Figura 94: Caráter sísmico da sequência deposicional 10 na região distal mostrando terminações de tipo *onlap* associadas a um trato de sistema transgressivo.

Na porção proximal se reconhece um conjunto de refletos com padrões sigmoides e progradantes que fazem *downlap* sobre a sequência anterior (Figura 95) e, no setor mais distal, sobre a SIM. Este pacote se interpreta como um trato de sistema de mar alto (Figura 96).

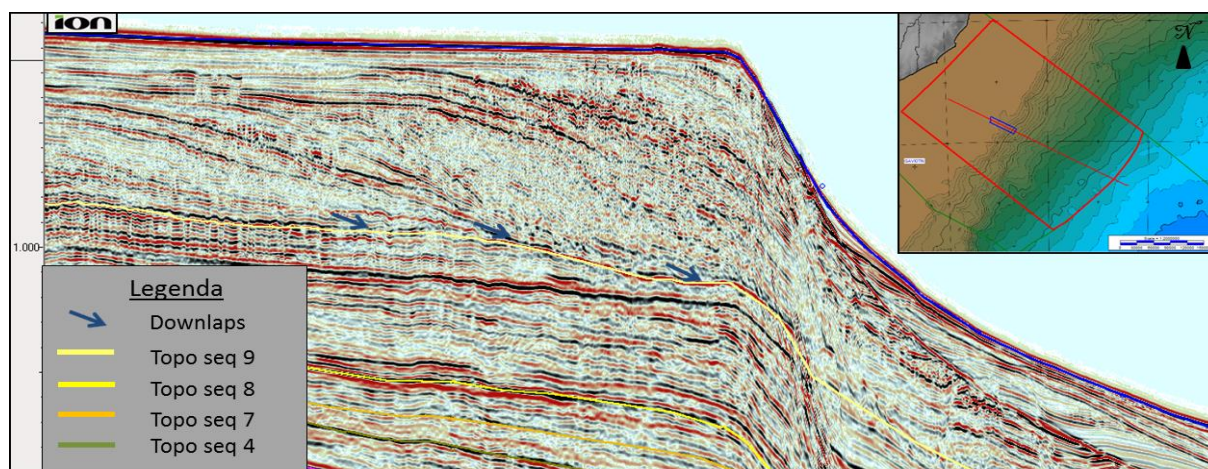


Figura 95: Caráter sísmico da sequência deposicional 10 na região proximal mostrando a frente de progradação e o avanço da quebra da plataforma continental.

A sequência compreende unidades que foram depositadas desde a base do Mioceno até o Holoceno. É importante salientar que devido à escala de trabalho e a resolução dos dados sísmicos, não foi possível identificar discordâncias que permitiram subdividir a sequência deposicional 10. Em relação à relevância que esta sequência possa aportar aos sistemas petrolíferos é importante notar que o desenvolvimento de leques submarinhos recobertos por folhelhos marinhos associados à transgressão geram potenciais armadilhas estratigráficas para a acumulação de hidrocarbonetos.

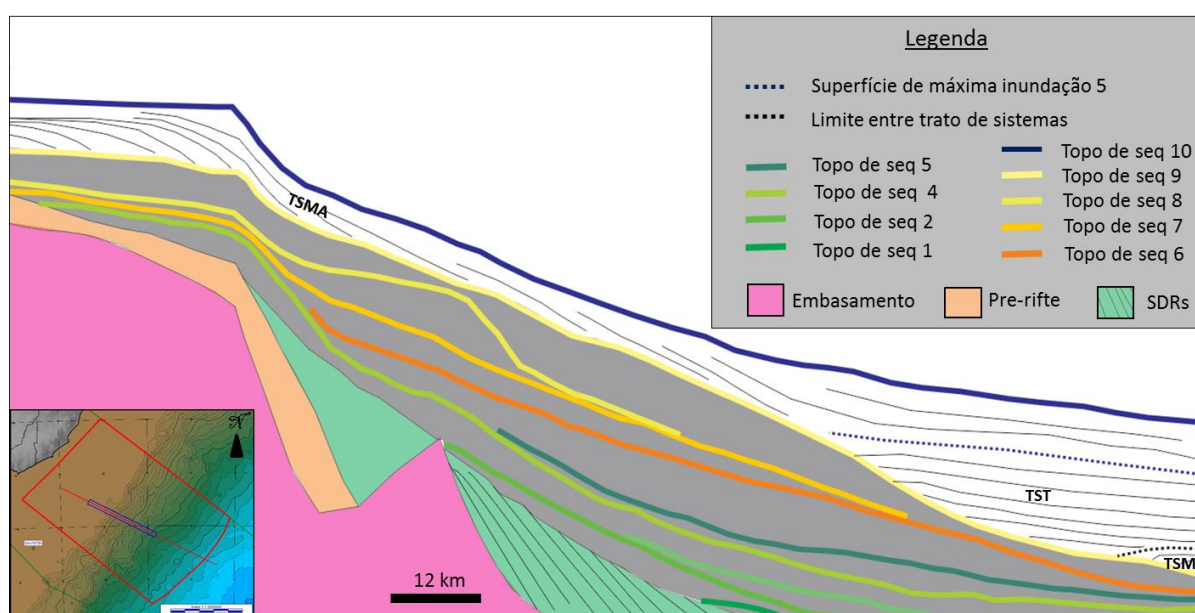


Figura 96: Esquema mostrando os tratos de sistema da sequência deposicional 10. TSMA: Trato de sistema de mar alto, TST: Trato de sistema transgressivo, TSMB: Trato de sistema de mar baixo.

Superfícies de máxima inundação

Os critérios da estratigrafia de seqüências permitiram identificar 5 grandes superfícies de inundação máxima (SIM) na seção pós-rifte (Figura 97). As SIM permitem conhecer a distribuição das potenciais rochas geradoras na área de trabalho (Figura 98), considerando-se que a porção mais distal delas representa  mbitos marinhos com maior conteúdo de matéria orgânica. Porém, devido ao soterramento experimentado por estes folhelhos marinhos,   provável que só as rochas geradoras cretáceas e, em menor medida, as do Paleoceno tenham atingido a maturação suficiente para gerar e expulsar hidrocarbonetos.

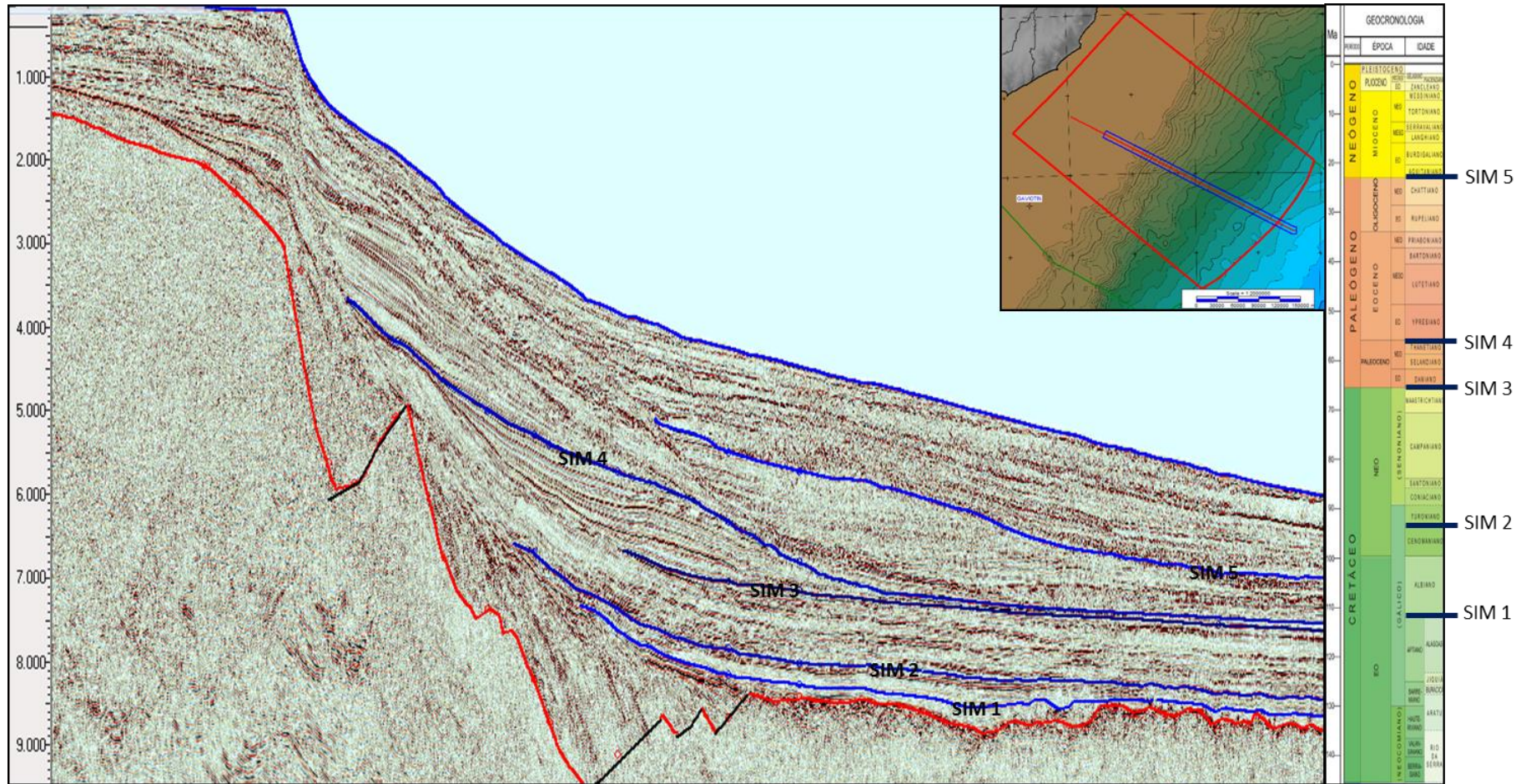


Figura 97: Seção sísmica com a distribuição das principais superfícies de inundação máxima (SIM) e sua localização na coluna estratigráfica.

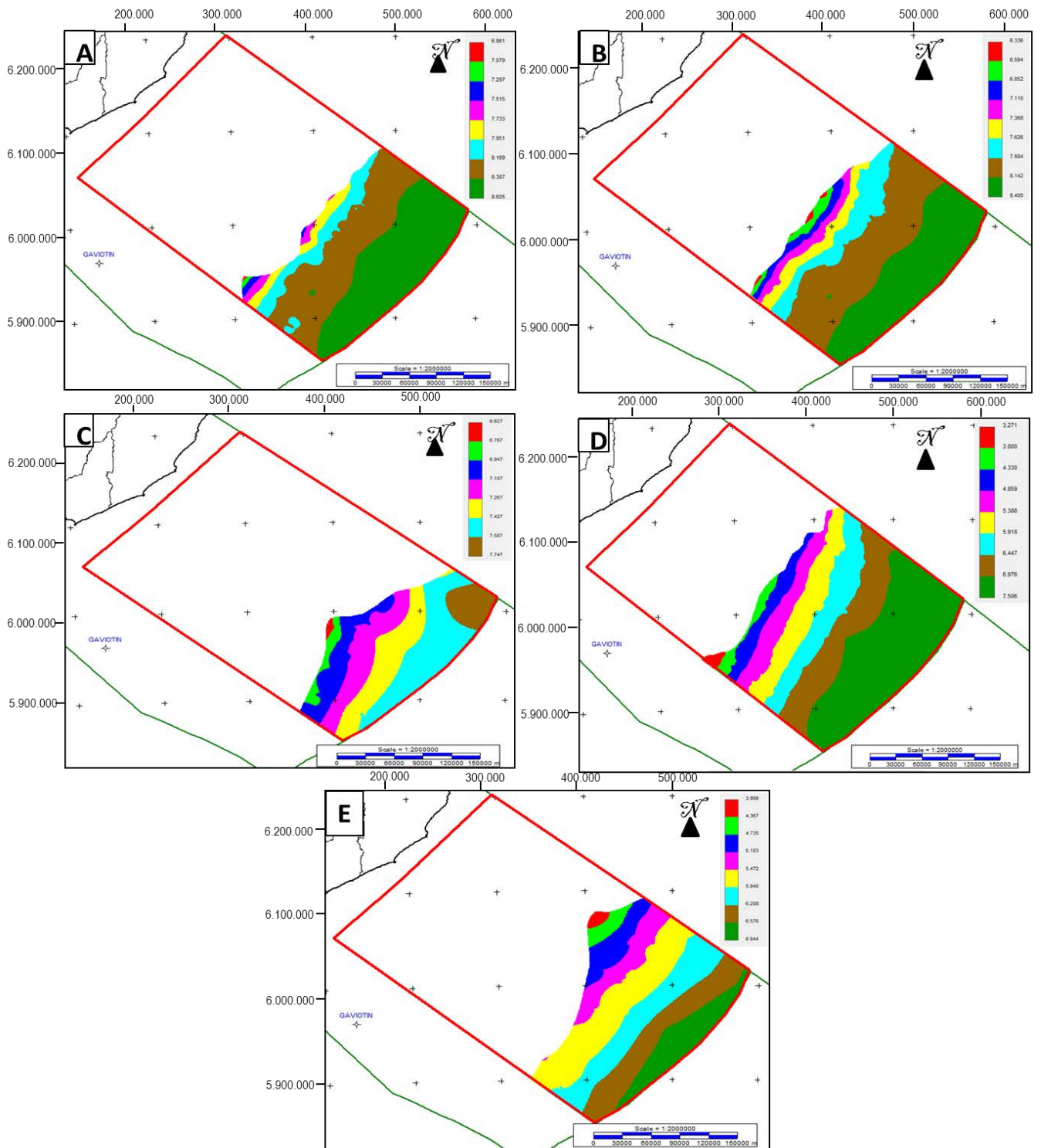


Figura 98: Mapas de distribuição das superfícies de inundação máxima (SIM 1 a 5), representando a extensão das rochas geradoras potenciais do pós-rifte A: SIM do Aptiano-Albiano, B: SIM do Cenomaniano-Turoniano, C: SIM do Paleoceno Inferior, D: SIM do Paleoceno Sup-Eoceno Inferior. E: SIM do Mioceno Inferior.

Contudo, dado que estas superfícies representam o topo de sistemas transgressivos, as SIM também são indicativas de potenciais selantes regionais associados ao caráter de baixa permeabilidade dos folhelhos (Figuras 98). Além disso, a construção de mapas de isópacas entre duas SIM consecutivas permite obter a espessura dos sedimentos entre estas superfícies e visualizar as áreas de maior probabilidade de desenvolvimento de reservatórios (Figura 99).

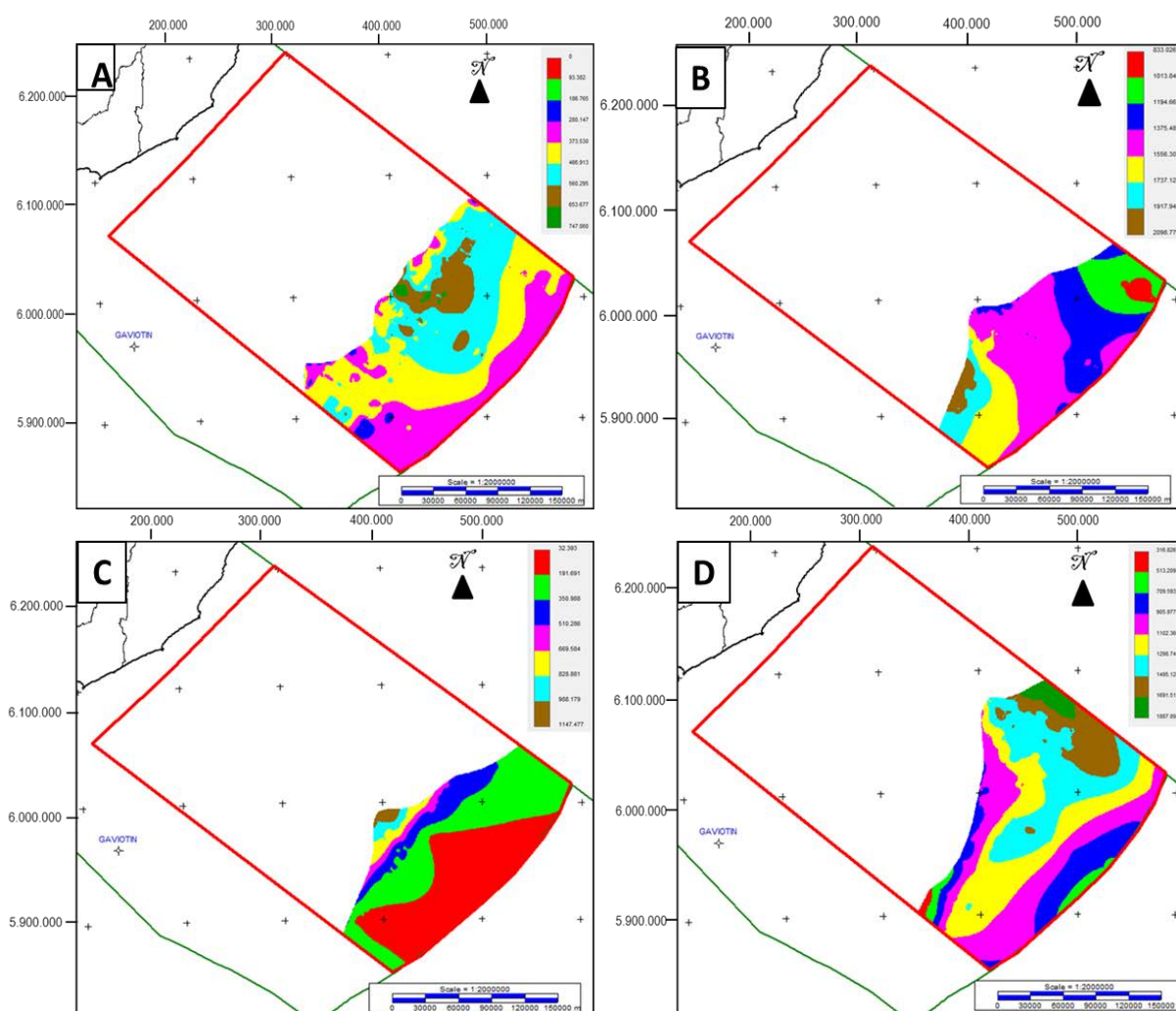


Figura 99: Mapas de probabilidade de ocorrência de reservatórios, construídos a partir da espessura dos sedimentos entre duas superfícies de inundação máxima consecutivas. A: Mapa de isópacas entre SIM 1 e SIM 2, B: Mapa de isópacas entre SIM2 e SIM 3, C: Mapa de isópacas entre SIM 3 e SIM 4, D: Mapa de isópacas entre SIM 4 e SIM 5.

5.2 Análise estrutural

O análise estrutural foi realizada interpretando os dados sísmicos para identificar as principais falhas e outras estruturas que possam ter incidência nos sistemas petrolíferos, seja como potenciais vias de migração de hidrocarbonetos ou na formação de armadilhas. Também foi analisado o mapa magnetométrico da área para identificar os principais *trends* estruturais.

A análise do mapa de anomalias magnéticas reduzido ao pólo permite observar o desenvolvimento de dois grandes *trends* estruturais na área de estudo. O primeiro de direção geral N10°, está associado a um conjunto de falhas geradas na fase inicial da fragmentação do Gondwana. Esta fase distensiva desenvolve a fase sin-rifte (meio-grábens e SDRs).

O segundo *trend* de direção geral N260° estaria associado a um evento posterior compressivo, representado por um conjunto de falhas dextrais que deslocam o primeiro *trend* estrutural (Figura 100).

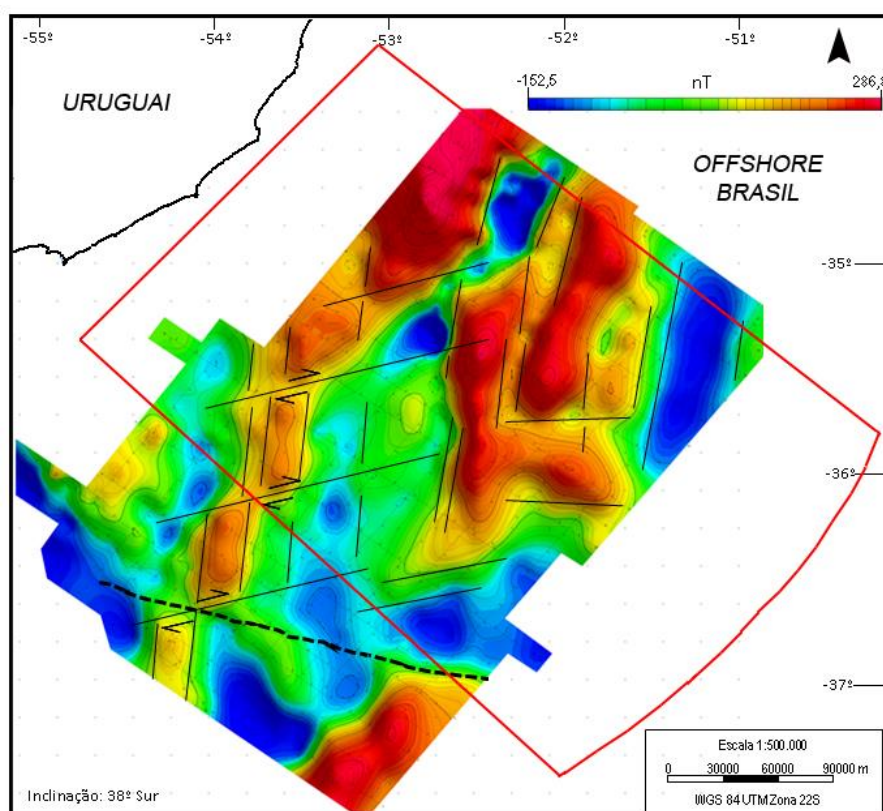


Figura 100: Interpretação estrutural do mapa de anomalias magnéticas reduzido ao pólo. As linhas tracejadas representam o sistema de transferência do Rio de la Plata de direção NNW-SSE.

Mais regionalmente é possível identificar o sistema de transferência do Rio de la Plata (Soto et al., 2011) de direção NNW-SSE que ingressa na porção SW da área de estudo. Este sistema de transferência gera a segmentação dos pacotes de SDRs e coincide com a borda oeste do Alto de Polônio e representa, em águas profundas, o limite entre as bacias de Punta del Este e Pelotas.

Em relação às potenciais vias de migração de hidrocarbonetos, foi identificada em sísmica a presença de falhas subverticais, em sua maioria de pouco deslocamento relativo (dezenas de metros), que afetam o pacote pós-rifte (Figura 101). Tendo em conta a extensão vertical e localização dos sistemas de falhas identificados, é esperado que as rochas geradoras do Cretáceo (Aptiano-Albiano e Cenomaiano-Turoniano) alimentem fundamentalmente reservatórios cretáceos e do Paleoceno Inferior. Enquanto que é esperado que as rochas geradoras do Paleoceno, se maduras, estejam alimentando os reservatórios cenozoicos.

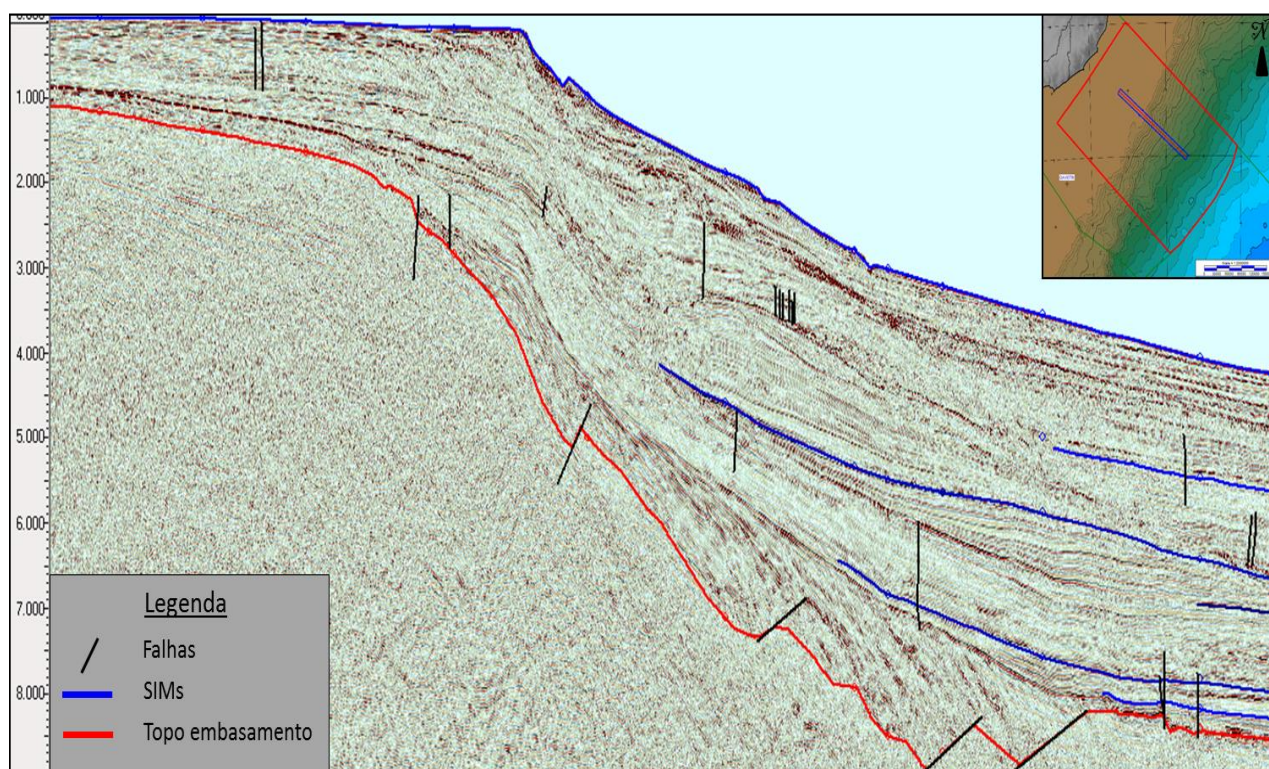


Figura 101: Interpretação de falhas em seção sísmica *dip* e sua relação com as superfícies de máxima inundação.

5.3 Sistemas petrolíferos especulativos propostos

A partir da análise das sequências deposicionais interpretadas e a pesquisa bibliográfica e documental realizada, são postulados seis sistemas petrolíferos especulativos denominados:

- a. IRATI-BOTUCATU(?)
- b. CASSINO-CASSINO(?)
- c. ATLÂNTIDA-IMBITUBA(?)
- d. ATLÂNTIDA-IMBÉ(?)
- e. IMBÉ Inferior-IMBÉ (?)
- f. IMBÉ Médio-IMBE(?)

É importante salientar que não foi desenvolvido um modelado de soterramento para as rochas geradoras potenciais definidas, já que não faz parte dos objetivos do trabalho. Portanto, em relação ao momento de geração, migração e acumulação dos hidrocarbonetos associado aos distintos sistemas petrolíferos postulados, foram utilizados dados de soterramento modelados em Morales (2013) para o *offshore* do Uruguai.

A continuação se descrevem os elementos que compõem os sistemas petrolíferos especulativos definidos e suas principais características.

a. IRATI-BOTUCATU(?) (PRÉ-RIFTE)

Este sistema petrolífero especulativo está associado à megassequência Pré-rifte, sendo representado por uma geradora do Permiano Inferior constituída por folhelhos ricos em matéria orgânica da Formação Irati, depositados em um ambiente marinho restrito. Por sua vez, os reservatórios estão associados a arenitos eólicos-fluviais do Jurássico Superior da Formação Botucatu. O selante deste sistema está constituído pelos basaltos do Cretáceo Inferior da Formação Serra Geral.

A distribuição deste sistema petrolífero estaria restrita à seção proximal da área de estudo (Figura 102), muito ligado à distribuição do Alto de Polônio. Nesta região, o pacote sedimentar da bacia tem menor espessura. As armadilhas

identificadas para este sistema petrolífero são fundamentalmente de tipo estrutural, associadas a falhas (Figura 102) ou anticlinais geradas durante a fase de deformação cortical no Sin-rifte.

No contexto da Bacia Paraná a Formação Irati (Formação *Mangrullo* no Uruguai) encontra-se fundamentalmente imatura, atingindo a janela de petróleo ou gás quando associada com intrusões magmáticas. Porém, na região de estudo, esta rocha geradora teria atingido a maturidade pelo soterramento adicional sofrido associado aos sedimentos da Bacia de Pelotas. A migração dos hidrocarbonetos gerados desde a geradora ao reservatório representa uma distância de apenas centenas de metros e se levaria a cabo através de falhas subverticais.

Os riscos associados a este sistema petrolífero são vários, entre eles a integralidade das armadilhas, porém o fundamental está ligado com a preservação dos distintos elementos dos sistemas petrolíferos (geradora, reservatório e selante) já que a resolução da sísmica só permite identificar a sequência Pré-rifte, mas não individualizar seus componentes (tratos de sistema).

b. CASSINO-CASSINO(?) (SIN-RIFTE)

Este sistema petrolífero especulativo está ligado à megassequência Sin-rifte, estando restringido ao desenvolvimento dos meio-grábens. A rocha geradora potencial é constituída por folhelhos lacustres barremianos (temporalmente associados à Formação Cassino), enquanto que os reservatórios estão associados a depósitos aluviais grossos e finos da Formação Cassino. O selante está representado pelos próprios folhelhos lacustres assim como as rochas vulcânicas da Formação Imbituba. Este sistema petrolífero está restrito à porção oeste da área de trabalho (Figura 103). As armadilhas identificadas para este sistema petrolífero são fundamentalmente pinchouts estratigráficos e leques aluviais depositados em corpos lacustres.

A migração dos hidrocarbonetos dar-se-ia de forma direta já que a geradora lacustre e os reservatórios aluviais e fluviais estão em contato. O principal risco associado a este sistema petrolífero é o desenvolvimento de uma rocha geradora com a espessura e qualidade necessária para a geração de hidrocarbonetos, já que alguns dos meio-grábens na área podem estar fundamentalmente constituídos por rochas vulcânicas. Contudo, a presença destas rochas vulcânicas poderia influenciar

o aquecimento térmico da rocha geradora lacustre. Por outro lado, o desenvolvimento dos meio-grábens na área de estudo apresenta extensão pequena, aproximadamente 3 km², em comparação com os outros sistemas petrolíferos pelo qual o potencial de geração também é pequeno.

c. ATLÂNTIDA-IMBITUBA(?)

Este sistema petrolífero especulativo apresenta uma rocha geradora que se desenvolve na megassequência Pós-rifte e reservatórios ligados ao Sin-rifte. A rocha geradora é representada por folhelhos marinhos do Aptiano-Albiano atribuídos à Formação Atlântida, que se distribuem na região distal da bacia. Estes folhelhos marinhos foram depositados durante o primeiro evento oceânico anóxico do Cretáceo (OAE 1). O reservatório neste sistema está associado ao pacote de SDRs, sendo representado por arenitos eólicos intercalados (*intertraps*) com os fluxos basálticos continentais da Formação Imbituba do Barremiano. O selante é constituído pelos próprios basaltos, enquanto que os hidrocarbonetos seriam aprisionados em estruturas de tipo *pinchout* estratigráfico. Associado a este modelo geológico se desenvolve o campo de gás de Kudu na Bacia de Orange no *offshore* da Namíbia.

O principal risco associado com este sistema petrolífero está associado à presença do reservatório clástico nos SDRs. Em relação ao pacote de SDRs, é esperado que as unidades clásticas intercaladas com os basaltos se manifestem na região proximal dos SDRs enquanto que na região distal predominam as rochas vulcânicas. Tendo em conta que a rocha geradora aptiana foi depositada fazendo *onlap* sobre os pacotes de SDRs (Figura 104), a migração de hidrocarbonetos seria através da discordância entre estas unidades.

d. ATLÂNTIDA-IMBÉ(?)

Este sistema petrolífero especulativo pertence à megassequência Pós-rifte e apresenta como rocha geradora os folhelhos marinhos do Aptiano-Albiano (OAE 1) associados à Formação Atlântida. Neste caso o reservatório está representado por camadas de arenitos associados a frentes de progradação deltaica, turbiditos e leques de assoalho de trato de nível baixo, atribuídos à Formação Imbé, fundamentalmente do Cretáceo superior. Os selantes deste sistema estão ligados às

fácies finas da Formação Imbé (folhelhos marinhos), associadas a transgressões marinhas que cobrem os reservatórios durante o Cenomaniano-Turoniano e Paleoceno. O sistema Atlântida-Imbé(?) se distribui na região distal da área de trabalho (Figura 105). Um dos principais riscos associados a este sistema petrolífero é ligado à presença de vias de migração que conectem de maneira efetiva a geradora aptiana com os reservatórios clásticos da Formação Imbé.

e. IMBÉ Inferior-IMBÉ(?)

Este sistema petrolífero especulativo pertence à megassequência Pós-rifte e tem como rocha geradora folhelhos marinhos do Cenomaniano-Turoniano atribuídos à porção inferior da Formação Imbé. Estes folhelhos foram depositados durante o segundo evento marinho anóxico do Cretáceo (OAE2). Por sua parte, os reservatórios estão associados a frentes de progradação deltaica, turbiditos e leques de assoalho de trato de nível baixo, atribuídos à Formação Imbé do Cretáceo superior e Paleoceno inferior. Além disso, os folhelhos marinhos da Formação Imbé associados à transgressão do Paleoceno atuam como selantes desses arenitos. A migração dos hidrocarbonetos dar-se-á de forma direta (lateral) ou verticalmente através de falhas das fácies finas (folhelhos) às fácies grossas (arenitos) da Formação Imbé (Figura 106). O principal risco associado com este sistema petrolífero, semelhante ao caso anterior, está ligado à presença de vias de migração que conectem de maneira efetiva a geradora turoniana.

f. IMBÉ Médio-IMBÉ(?)

Este sistema petrolífero especulativo pertence à megassequência Pós-rifte e tem como rocha geradora folhelhos marinhos do Paleoceno inferior atribuídos ao segmento médio da Formação Imbé. Os reservatórios estão associados fundamentalmente a turbiditos, canais e frentes de progradação depositados no Eoceno, Oligoceno e Mioceno. Esse sistema se desenvolve na porção distal da área de estudo (figura 107). O principal risco associado a este sistema está ligado à maturação da rocha geradora, tendo em conta que a sequência paleocena encontrasse imatura nos setores aonde foi perfurada. Porém, esta geradora pode atingir a janela de óleo nos setores mais distais, aonde o soterramento é maior (Morales,2013).

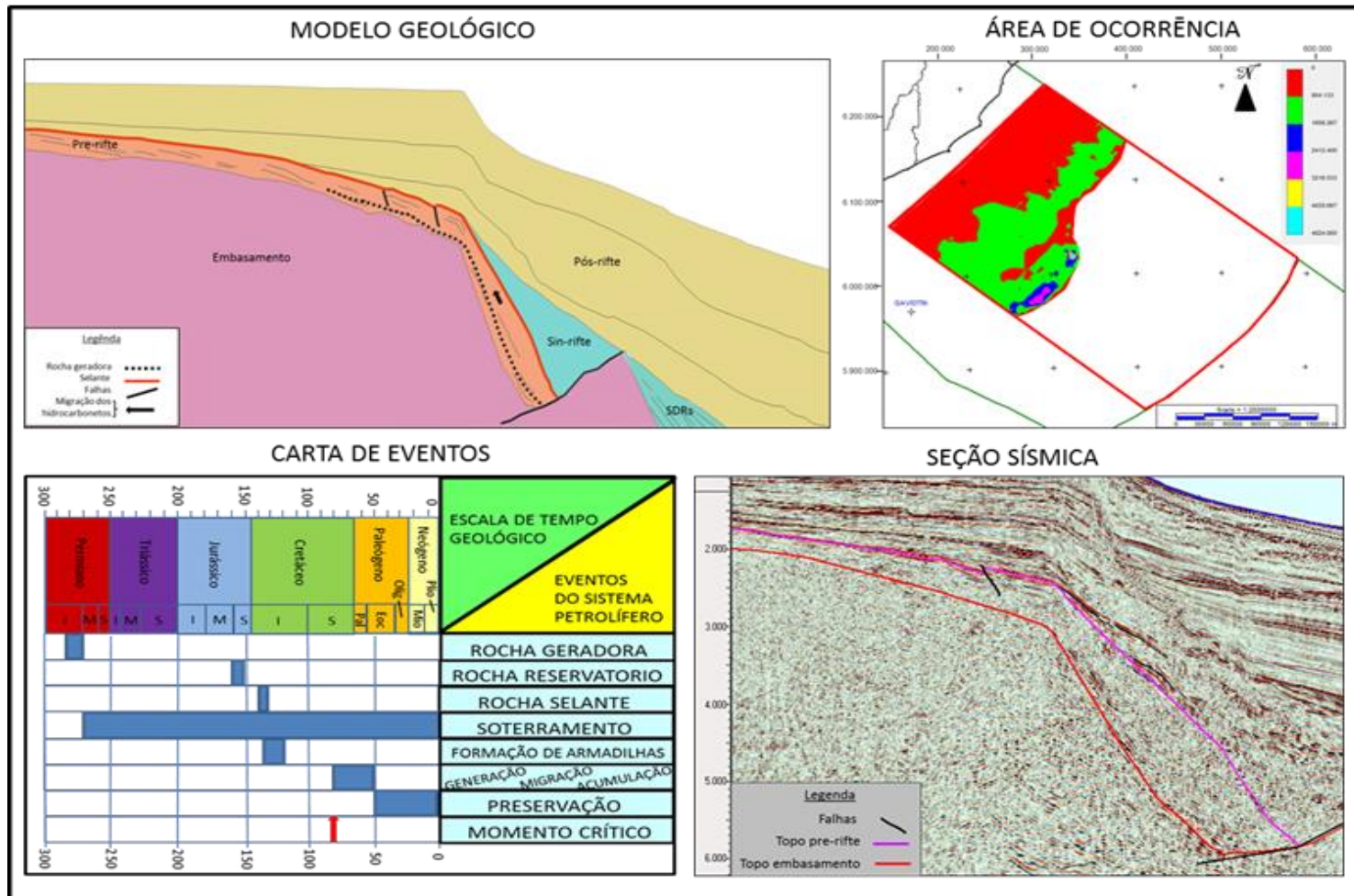


Figura 102: Modelo do sistema petrolífero especulativo associado à megassequência Pré-rifte Irati-Botucatu(?).

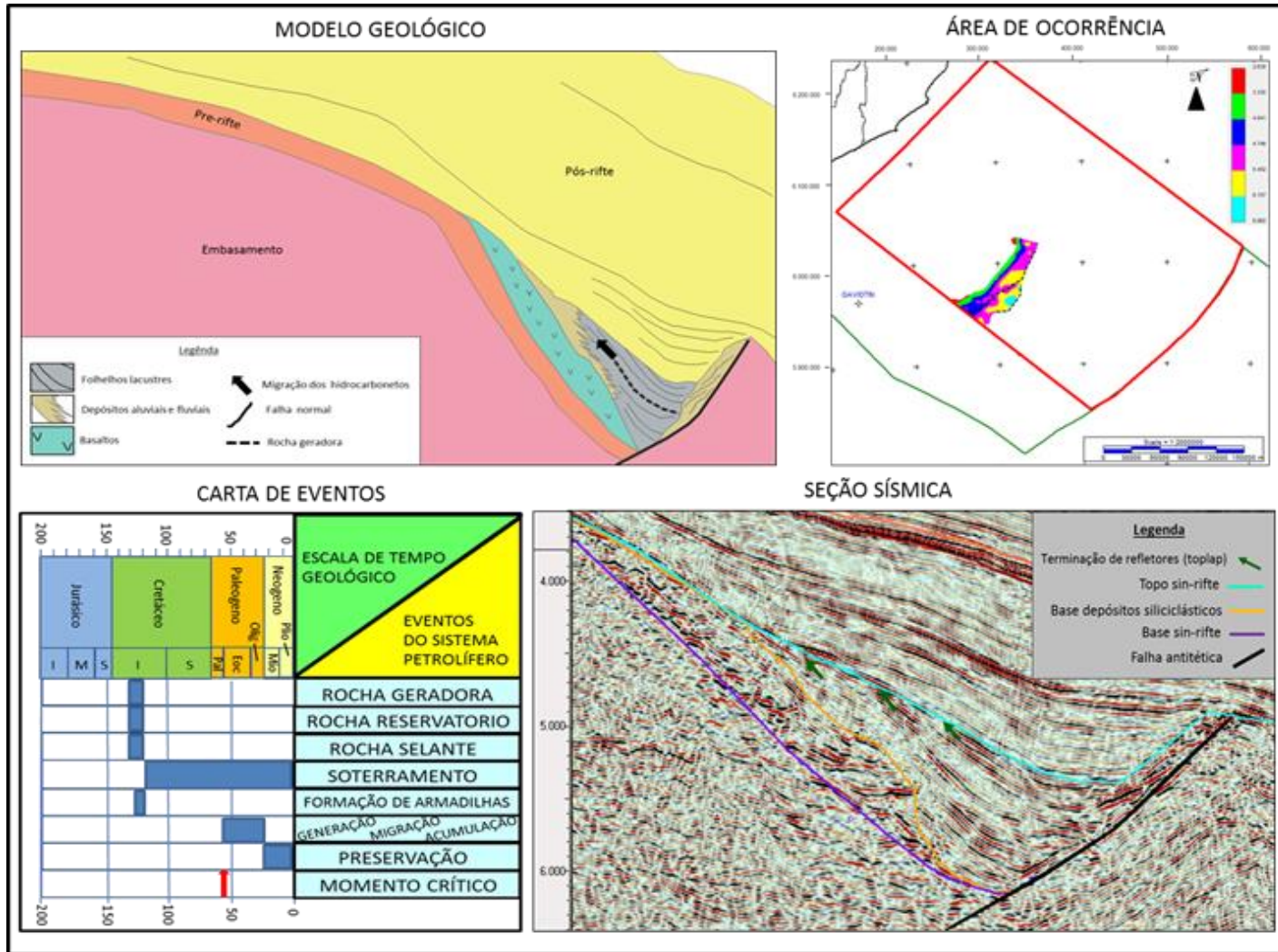


Figura 103: Modelo do sistema petrolífero especulativo associado à megasequência Sin-rifte Cassino-Cassino(?).

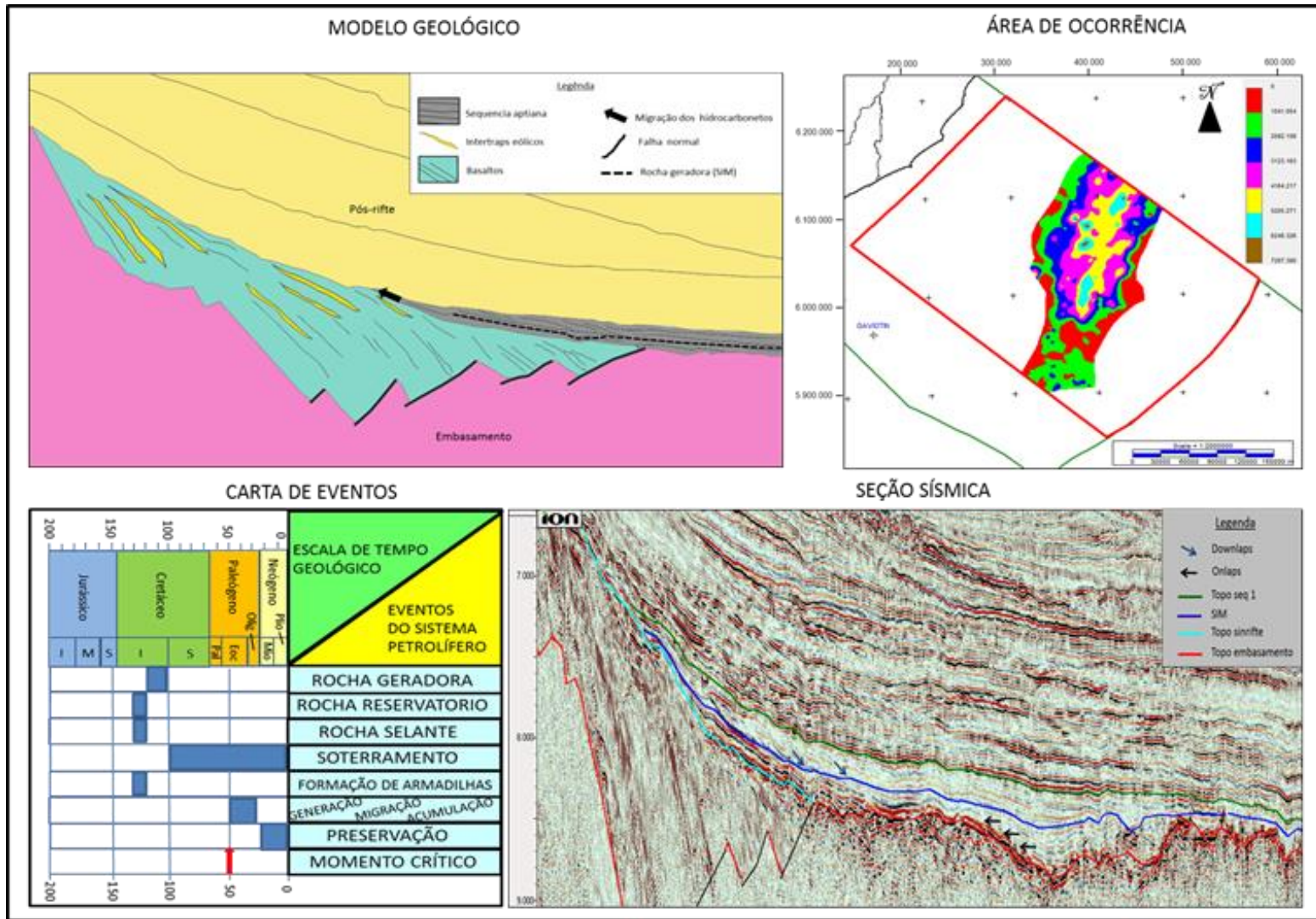


Figura 104: Modelo do sistema petrolífero especulativo Atlântida-Imbituba (?).

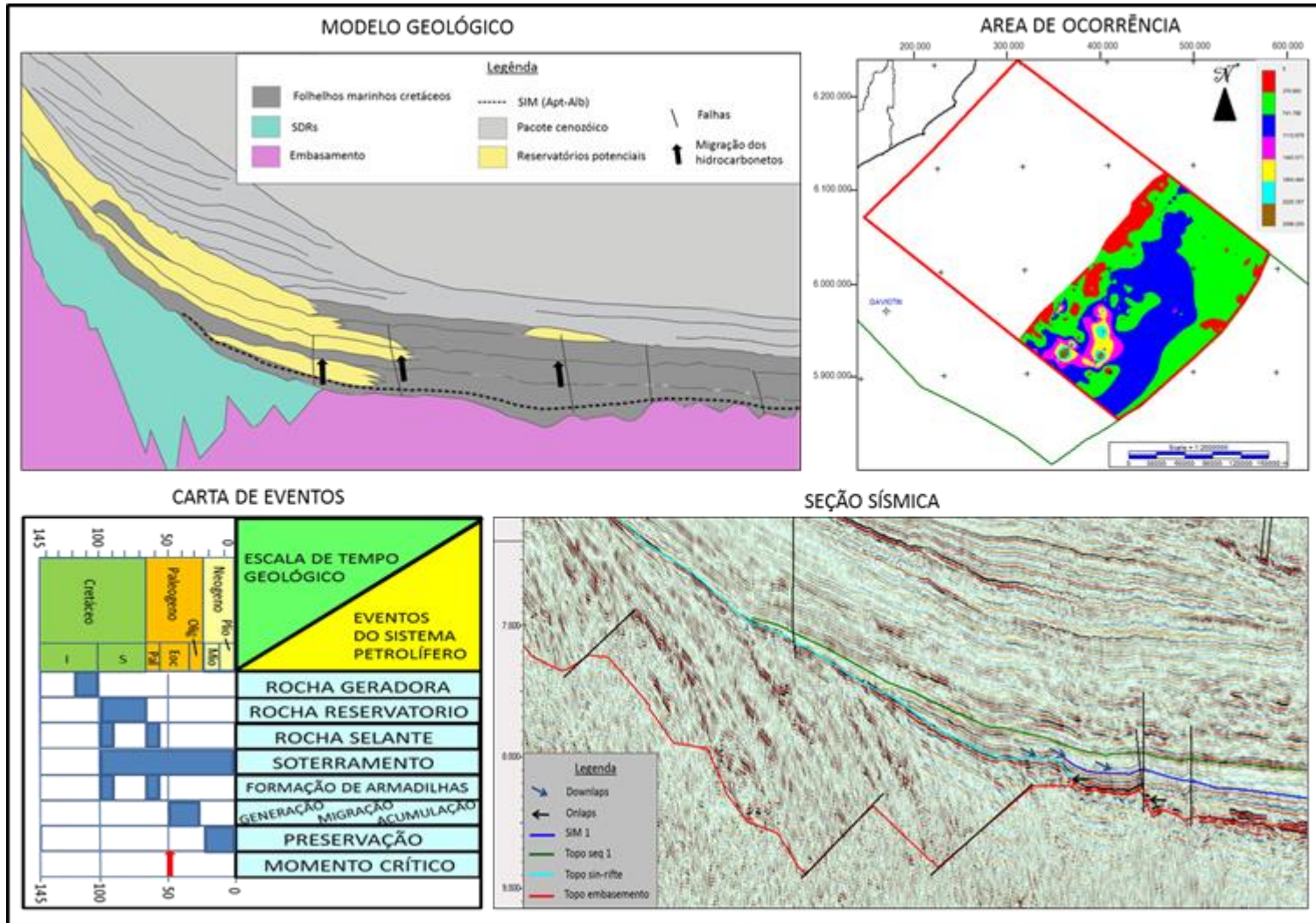


Figura 105: Modelo do sistema petrolífero especulativo do Pós-rifte:Atlantida-Imbé(?).

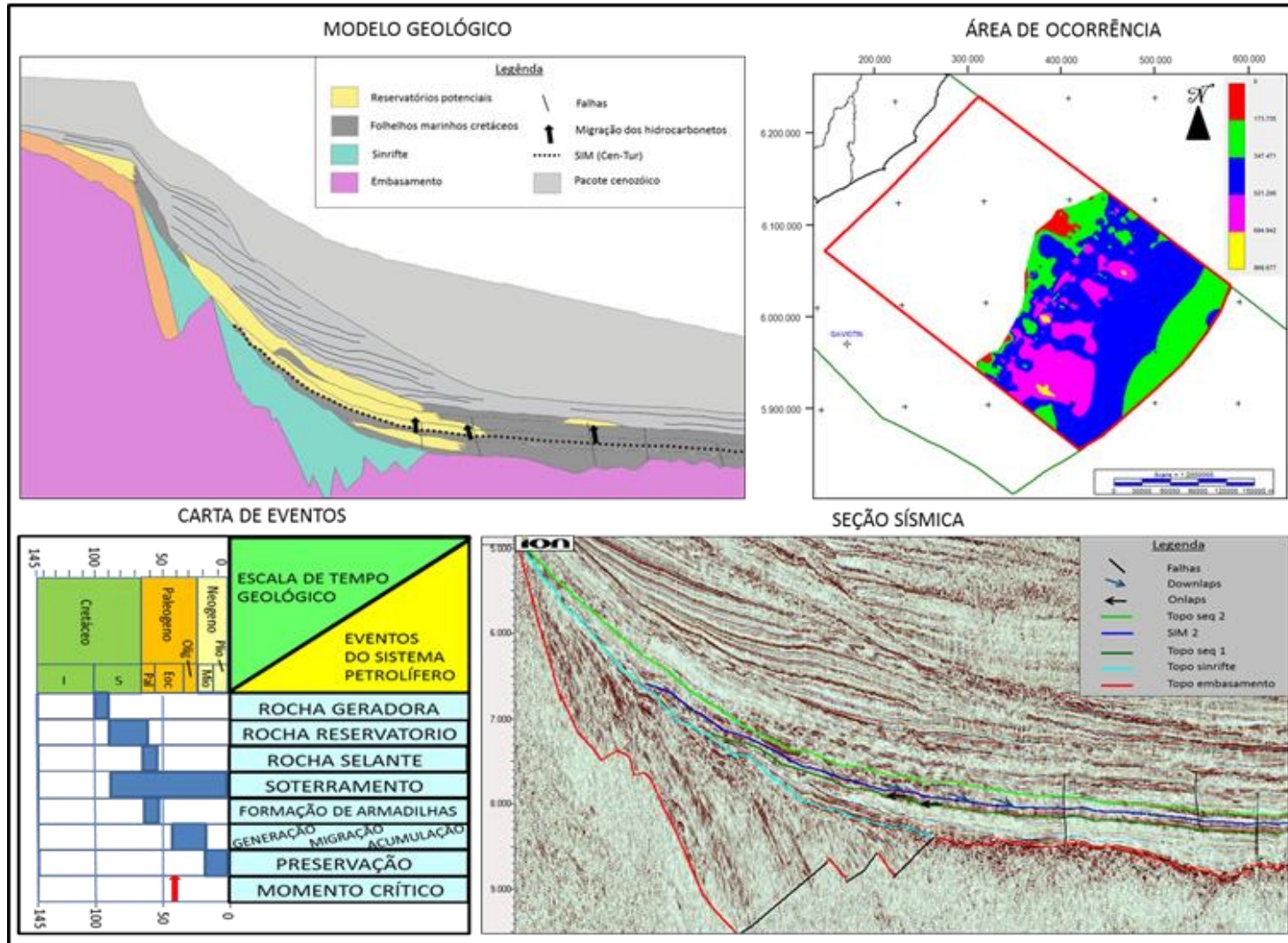


Figura 106: Modelo do sistema petrolífero especulativo do Pós-rifte: Imbé Inferior-Imbé(?).

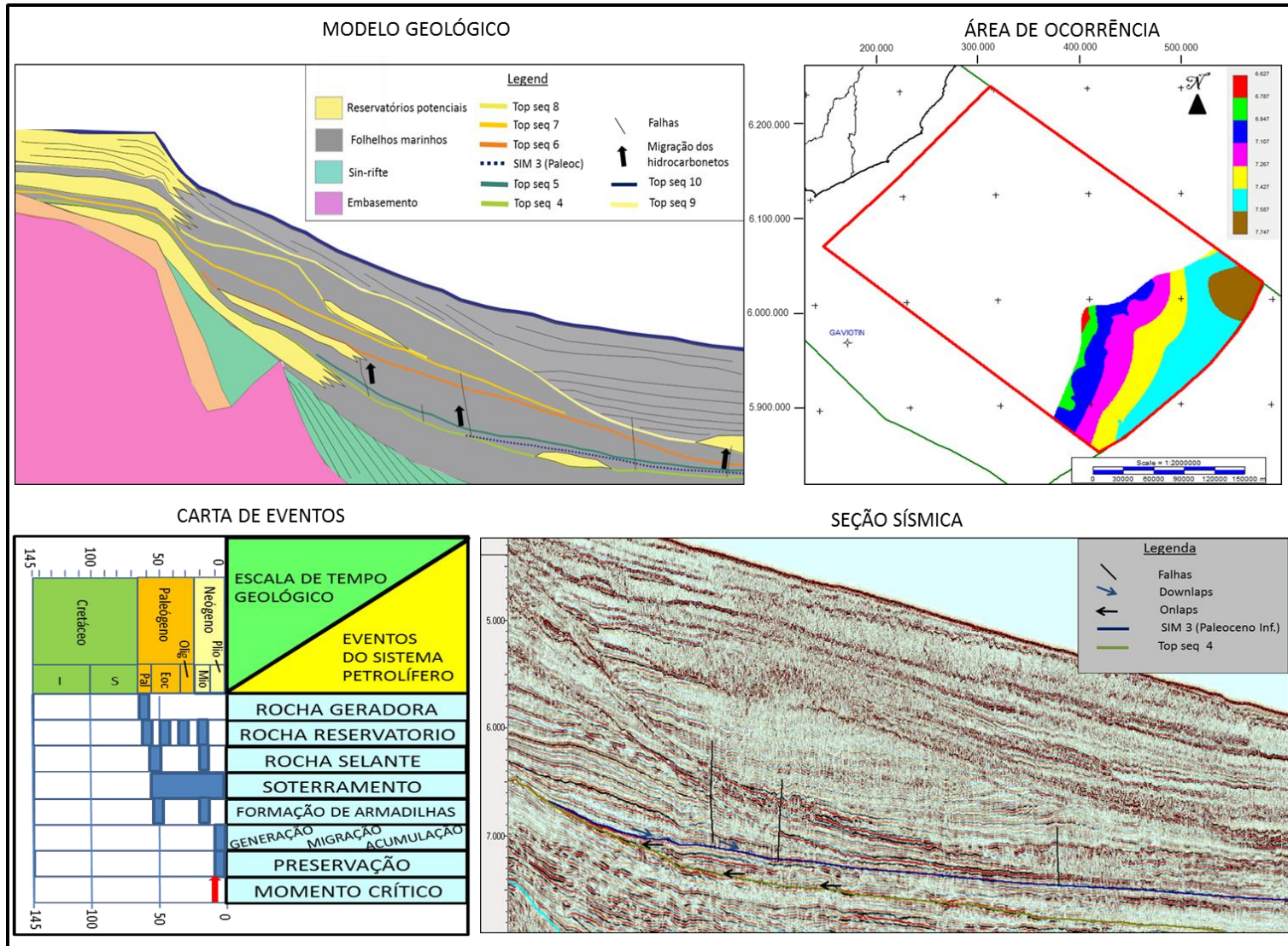


Figura 107: Modelo do sistema petrolífero especulativo do Pós-rifte: Imbé Médio-Imbé(?).

6. CONCLUSÕES

O trabalho de interpretação sismoestratigráfica realizado em seções sísmicas 2D da porção uruguaia da Bacia de Pelotas mostra geologia favorável para a acumulação de hidrocarbonetos, em uma bacia ainda inexplorada.

Na área de estudo foram identificadas 3 grandes megassequências que compõem o preenchimento vulcano-sedimentar da bacia: Pré-rifte, Sin-rifte e Pós-rifte, esta última constituída por 10 sequências deposicionais.

Foram identificados potenciais rochas geradoras, reservatórios e selantes para as 3 megassequências, sendo propostos 6 sistemas petrolíferos especulativos, um associado ao Pré-rifte, um ao Sin-rifte e quatro ao Pós-rifte.

Os sistemas petrolíferos definidos para o Pré-rifte e Sin-rifte apresentam distribuição restrita ao setor proximal, com riscos associados ao desenvolvimento da rocha geradora.

Na megassequência Pós-rifte foram identificadas 3 rochas geradoras potenciais, associadas a superfícies de inundação máxima, duas das quais (Aptiano-Albiano e Cenomaniano-Turoniano) são geradoras provadas de alta qualidade a nível mundial. O conteúdo orgânico destas sequências pelágicas aumentaria em situações mais distais da bacia.

Foram identificados para a megassequência Pós-rifte múltiplos reservatórios siliciclásticos fundamentalmente para o Cretáceo Superior e Paleógeno e selantes regionais marinhos ligados às transgressões do Cenomaniano-Turoniano, Paleoceno e Mioceno. Estes elementos permitem afirmar que os sistemas petrolíferos do Pós-rifte são os que apresentam maior potencial. Estes sistemas petrolíferos especulativos se desenvolvem fundamentalmente no setor distal da área de trabalho.

Com algumas exceções, a grande maioria das armadilhas identificadas é de tipo estratigráfico: *pinchouts*, turbiditos e canais.

A análise estrutural permitiu identificar um conjunto de falhas subverticais na seção Pós-rifte que poderia ter atuado como vias de migração dos hidrocarbonetos. A extensão vertical das falhas permite afirmar que as rochas geradoras do Cretáceo Inferior teriam alimentado fundamentalmente reservatórios cretáceos, enquanto que a geradora do Paleoceno teria alimentado os reservatórios cenozoicos. Contudo, as vias de migração que conectam as geradoras com os reservatórios parecem ser um dos fatores críticos dos sistemas petrolíferos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Al-Hajeri, M.M; Al Saeeda, M. Derks, J.; Fuchs, T; Hantschel, T.; Kauerauf, A; Neumaier, M.; Schenk, O.; Swientek, O.; Tessen, N.; Welte, D; Wygrala, B; Kornpilh, D. & Peters, K. Modelado de cuencas y sistemas petroleros. **Oilfield Review** 21 n° 2, 2009.

ANCAP (Asociación Nacional de Combustibles Alcohol y Portland). **Ronda Uruguay II** <http://www.rondauruguay.gub.uy/LinkClick.aspx?fileticket=ytl30pTgcQ4%3d&tabid=324>. Acesso em novembro 2015

ANP (Agencia Nacional do Pétroleo, Gas Natural e Biocombustíveis). **Brasil round 4: Pelotas basin**. http://www.anp.gov.br/brasil-rounds/round4/round4/workshop/restrito/ingles/Pelotas_ing.pdf. 2004.

Arthur, M.A.; Dean, W.E. & Stow, D.A.V. Models for the deposition of Mesozoic-Cenozoic fine-grained organic carbon rich sediments in the deep sea. **Geological Society London**, Special Publications, v.15, p. 527-560. 1984.

Artur, P.C. & Soares, P.C. Paleoestruturas e petróleo na Bacia do Paraná Brasil. **Revista Brasileira de Geociências** 32 (4): 443-448, 2002.

Azambuja, N.C. **HRT's Exploration activities in Namibia**. In: Oil & Gas Summit Latin America, Rio de Janeiro, 2013.

Banco de Dados de Exploração e Produção da ANP.

<https://maps.bdep.gov.br/website/mapas/viewer.htm>. Acesso em novembro 2014.

Barboza, E.G.; Rosa, M.L.C.C; Ayup-Zouain, R.N. Cronostratigrafia da Bacia de Pelotas: uma revisão das sequências deposicionais. Porto Alegre, **GRAVEL** 6 (1), p. 125-138. 2008.

- Bauer, K Neben, S., Schreckenberger, B., Emmermann, R., Hinz, K., Fechner, N., Gohl, K., Schulze, A., Trumbull, R.B., Weber, K. Deep structure of the Namibia continental margin as derived from integrated geophysical studies. *Journal of Geophysical Research* 105, p. 25829-25853. 2000.
- Biddle, K.T. & Wielchowsky, C. C. Hydrocarbon Traps. In Magoon, L. B. & Dow, W.G. Eds., 1994, *The petroleum system – from source to trap: AAPG Memoir* 60, p. 219-235. 1994.
- Bossi, J. ***Geología del Uruguay***. Departamento de Publicaciones de la Universidad de la República, Montevideo, 460 pp. 1966.
- Boyer, C.; Kieschnik, J.; Suarez-Rivera, R.; Lewis, R. & Waters, G. Producción de gas desde su origen. ***Oil Review***. 2007.
- Bray, R. & Lawrence, S. Nearby find brighten outlook. ***The Leading Edge***, May Issue, p. 806-814. 1999.
- Brown, L.F.Jr., & Fisher, W.L. Seismic stratigraphic interpretation of depositional systems: examples from Brazilian rift and pull apart basins. In *Seismic Stratigraphy-Applications to hydrocarbon Exploration* (C.E. Payton Eds.), p. 213-248. ***American Association of Petroleum Geologist Memoir*** 26. 1977.
- Bryant, I.; Herbst, N.; Dailly, P.; Dribus, J. R.; Fainstein, R.; Harvey, N.; McCoss, A.; Montaron, B.; Quirk, D. & Tapponier D. Basin to basin: Plate tectonics exploration. ***Oil Review*** 24, nº 3, p 38-57. 2012.
- Bueno, G.V. ***Discordância pre-Aratú: marco tectono-isotópico no rifte afro-brasileiro***. Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Rio Grande do Sul, Porto Alegre. 2001

- Bueno G. V. Diacronismo de eventos no rifte Sul-Atlântico. **Boletim de Geociências de Petrobras**, Rio de Janeiro, v 12, nº 2, p. 213-229. 2004.
- Bueno, G. V., Zacharias, A. A., Oreiro, S. G., Cupertino, J. A., Falkenhein, F. U. H.; Neto, M. A. M. **Boletim de Geociências Petrobras**, Rio de Janeiro, v.15, n. 2, p. 551 – 559, maio/nov. 2007.
- Cainelli, C. & Mohriak, W.U. Geology of Atlantic Eastern Brazilian basins. In: **AAPG, International Conference & Exhibition Short Course – Brazilian Geology Part II**, Rio de Janeiro, Brazil. 1998.
- Cainelli, C. & Mohriak, W.U. Some remarks on the evolution of sedimentary basins along the eastern Brazilian continental margin. **Episodes**, v.22 n.3, p.206-215, sep. 1999.
- Caldwell, J.; Chowdhury, A.; Van Bemmell, P.; Engelmark, F.; Sonneland, L. & Neidell, N.S.Exploring for Stratigraphic Traps. **Oilfield Review**, p. 49-61. 1997.
- Cameron, N.R.; Bate, R.H. & Clure, V.S. (eds). The Oil and Gas Habitats of the South Atlantic. **Geological Society Publication N° 153**, p. 474.1999.
- Castillo López, L.A. **Interpretação sismoestratigáfica e geomorfologia sísmica do Cone de Rio Grande, Bacia de Pelotas**. Tese de Doutorado, Porto Alegre, p. 159. 2009.
- Catuneanu, O. **Principles of Sequence Stratigraphy**. Amsterdam. Elsevier Science Ltd., 375p. 2006.
- Chaboureaud, A. -C.; Guillocheau, F.; Robin, C.; Rohais, S.; Moulin, M. & Aslanian, D. Paleogeographic evolution of the central segment of the South Atlantic during Early Cretaceous times: Paleogeographic and geodynamic implications. **Tectonophysics** 2012.

- Chang, H.K.; Assine, M. L.; Correa, F. S.; Tinen, F. S.; Vidal, A. C. & Koike, L. Sistemas petrolíferos e modelos de acumulação de hidrocarbonetos na Bacia de Santos. **Revista Brasileira de Geociências** 38(2): 29-46. 2008
- Chang, H.K.; Kowsmann, R.O.; Ferreira Figueiredo, A.M. & Bender, A.A. Tectonics and stratigraphy of the East Brazil Rift system: an overview. **Tectonophysics**. v.213, p. 97-138. 1992.
- Chang K.H. Unconformity-bounded stratigraphic units. **Geological Society of America Bulletin** nº 86, p. 1544-1552. 1975.
- Clemson, J.; Cartwright, J.; Booth, J. Structural segmentation and the influence of the basement structure on the Namibian passive margin. **Journal of the Geological Society** 154, p. 447-482. 1997.
- Contreras, J.; Zühlke, R.; Bowman, S. & Bechstädt, T. Seismic stratigraphy and subsidence analyses of the southern Brazilian margin (Campos, Santos and Pelotas basins). **Marine and Petroleum Geology**, 27, p. 1952-1980. 2010.
- Deckelman, J.A.; Lou, S.; D'onfro, P.S. & Lahann, R.W. Quantitative assessment of regional top seal potential: A new application of proven technology in the Pelotas Basin, offshore Brazil. **Journal of Petroleum Geology**, vol 29 (1), p. 83-96. 2006.
- Dias, J.L.; Sad, A.R.; Fontana, R.L. & Feijó, F.J. Bacia de Pelotas. **Boletim de Geociências da Petrobrás** 8(1) p. 235-245. 1994.
- Eldholm, O.; Thiede, J. & Taylor, E. **Proceedings of the Ocean Drilling Program, Initial reports** (Part A), Volume 104: College Station, Texas, Ocean Drilling Program, 783 p. 1987.

Fontana, R.L. **Desenvolvimento termomecânico da Bacia de Pelotas e parte sul da Plataforma de Florianópolis**. Dissertação de Mestrado.

Departamento de Geologia. Universidade Federal de Ouro Preto. Minas Gerais. 1987.

Fontana, R. L. **Geotectônica e sismoestratigrafia da Bacia de Pelotas e Plataforma de Florianópolis**. Porto Alegre. 2v. Tese de doutorado em Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 214 p. 1996.

Franke, D.; Neben, S.; Ladage, S.; Schreckenberger, B. & Hinz; K. Margin segmentation and volcano-tectonic architecture along the volcanic margin of Argentina/Uruguay, South Atlantic. **Marine Geology** nº 244, p. 46-67. 2007.

Gema S.R.L. **Informe bioestratigráfico sobre muestras de recorte de perforación provenientes del pozo Gaviotín-1**. Reporte Interno. 2009.

Goulart, E.P. & Jardim, N.S. Avaliação geoquímica das formações Ponta Grossa e Irati – Bacia de Paraná. In: Geologia da Bacia de Paraná: reavaliação da potencialidade e prospectividade em hidrocarbonetos, São Paulo, **PAULIPETRO** – Consorcio CESP/IPT, p. 41-74. 1982.

Grassmann, S.; Franke, D.; Neben, S.; Schnabel, M. & Damm, V. Maturity model of the deepwater continental margin of Argentina. **Z. dt. Ges. Geo-wiss**, 162, p. 79-89. Stuttgart. 2011.

Hubbard, R.J.; Pape, J. & Roberts, D.G. Depositional sequence mapping as a technique to establish tectonic and stratigraphic framework and evaluate hydrocarbon potential on passive continental margin. In, O.R. Berg and Woolverton (Eds.), Seismic Stratigraphy II: An Integrated Approach. **American Association of Petroleum Geologists Memoir** 39, p. 79-92. 1985.

- Hunt, D. & Tucker, M.E. Stranded parasequences and the forced regressive wedge systems tract: deposition during base-level fall. **Sedimentary Geology**. 81, p. 1-9. 1992.
- Hyne, N.J. **Nontechnical guide to petroleum geology, exploration, drilling and production**. Eds: Pennwell, 598 p. 2001.
- Jenkyns, H.C. Mesozoic anoxic events and paleoclimate, **Zentralblatt für Geologie und Paläontologie**, 1997, p. 943–949. 1999.
- Junslager, E.H.A. Petroleum habitats of the Atlantic margin of South Africa. In: Cameron, N.R.; Bate, R.H. and Clure, V.S. (eds). **The Oil and gas habitats of the South Atlantic**. Geological Society London, Special Publication, 153, p. 153-168. 1999.
- Lobo, J.T. **Petrogênese das rochas basálticas do eocretáceo das Bacias de Campos e Pelotas e implicações na geodinâmica de rifteamento do Gondwana Ocidental**. Tese (Doutorado) – Universidade do Estado do Rio de Janeiro.2007.
- Magoon, L.B. & Beamont, E.A. Petroleum system, in Beaumont E.A. and Foster, N.H., eds., **Exploring for oil and gas traps: American Association of Petroleum Geologist Treatise of Petroleum Geology**, Chap. 3, p.3.1-3.34. 1999.
- Magoon, L.B., & Dow G.W. The petroleum system, in L.B. Magoon and W.G. Dow, (eds.), **The Petroleum System—From Source to Trap: AAPG Memoir 60**, p. 3–24. 1994.
- Magoon, L.B. & Schmoker, J. W. The total petroleum system – The natural fluid network that constrains the assessment unit, in **U.S. Geological Survey Digital Data Series 60**. 2000.

- McCarthy, K.; Rojas, K.; Niemann, M.; Palmowsky, D.; Peters, K. & Stankiewicz, A. La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras. **Oilfield Review**: 23 (2). 2011.
- Mello, M. R.; De Azambuja Filho, N.C.; Bender, A.A.; Barbanti, S.M.; Mohriak, W.U.; Schmitt, P. & De Jesus, C.L.C. The Namibian and Brazilian southern South Atlantic petroleum system: are they comparable analogues? In: Mohriak, W.U.; Danforth, A.; Post, P.J.; Brown, D.E.; Tari, G.C.; Nemcok, M. & Sinha, S.T. (eds). **Conjugate divergent margins**. Geological Society, London, Special Publications, 369. 2012.
- Mello, M.R.; Kotsoukos, E.A.M.; Mohriak, W.U.; Bacoccoli, G. Selected petroleum systems in Brazil. In: Magoon L.B. & Dow W.G. (eds.) The petroleum system-from source to trap. **AAPG Memoir**, 60: 499-512. 1994.
- Mello, M.R.; Mohriak, W.U.; Koutsoukos, E.A.M. & Figueira, J.C.A. Brazilian and West African oils: generation, migration, accumulation and correlation. **13th World Petroleum Congress** (Buenos Aires), 2, p. 153-164. 1991.
- Milani, E.J. & Araújo, L.M. Recursos minerais energéticos: Petróleo. In: L.A. Bizzi et al. (eds.) Geologia, Tectônica e Recurso Minerais do Brasil. **CPRM**, Brasilia, p. 541-576, 2003.
- Milani, E. J. & Catto, E. Petroleum Geology of the Parana Basin, Brazil. **AAPG International Conference and Exhibition**, p. 442–443. 1998.
- Milani, E. J.; França, A. B. & Schneider, R.L. Bacia de Paraná. **Boletim de Geociências da Petrobras** nº 8, p. 69 – 82. 1994.
- Mitchum, R.M. Jr., P.R. Vail & S. Thompson III, S. Seismic stratigraphy and Global changes of sea level, part 2: The depositional sequence as a basic unit for stratigraphic analysis. *Seismic Stratigraphy – applications to*

hydrocarbon exploration. **American Association Petroleum Geologists** (Ed) by Charles E. Payton. Memoir 26. P, 53-97. 1977.

Mitchum, R.M. Jr. Seismic Stratigraphic Expression of Submarine Fans. In: **M 39: Seismic Stratigraphy II: An Integrated Approach to Hydrocarbon Exploration**, p. 117-136. 1985.

Mohriak, W.U. Elusive salt tectonics in the deep-water region of the Sergipe-Alagoas basin: evidence from deep seismic reflection profiles. In: **SBGf, International Congress of the Brazilian Geophysical Society**, 4, Rio de Janeiro, p. 51-54. 1995.

Mohriak, W.U., Rosendahl, B.R., Turner, J.P., Valente, S.C. Crustal architecture of South Atlantic volcanic margins. In: Menzies, M.A., Klemperer, S.L., Ebinger, C.J., Baker, J. (Eds.), **Volcanic rifted margins**. Geological Society of America, p. 159-202. Special Paper 362. 2003.

Morales, E. **Evolução tectônica e estratigráfica das bacias da margem continental do Uruguai**. Tese de Doutorado, Rio Claro, 166 p. 2013.

Moulin, M.; Aslanian, D.; Olivet, J.L.; Contrucci, I.; Matias, L.; Géli, L.; Klingelhoefer, F.; Nouzé, H.; Réhault, J.P. & Unternehr, P. Geological constraints on the evolution of the Angolan margin based on reflection and refraction seismic data (ZaiAngo project), **Geophys. J. Int.**, 162: 793-810. 2005.

Mutter, J.C. Seaward dipping reflectors and the continent-ocean boundary at passive continental margins: **Tectonophysics**, v. 114, p. 117-131. 1985.

Mutti, E. & Carminatti, M. Deep-water sand of the Brazilian Offshore Basins. **Search and Discovery** nº 30219. 2012.

- Muzio, R. ***Evolução petrológica e geocronologia do Maciço Alcalino Valle Chico (Ki), Uruguai***. Tese de Doutorado, IGCE, UNESP – Rio Claro, SP, 1 - 171 pp. 2000.
- Pancost, R.D.; Crawford, N.; Magness, S.; Turner, A.; Jenkyns, H.C. & Maxwell, J.R. Further evidence for the development of photic-zone euxinic conditions during Mesozoic anoxic oceanic events. **Journal of the Geological Society**, v. 161, p. 353-364. 2004.
- Paton, D.A.; Di Primio, R.; Kuhlmann, G.; Van Der Spuy, D. & Horsfield, B. Insights into the Petroleum Systems Evolution of the southern Orange Basin, South Africa. **South African Journal of Geology**, v. 110, p. 261-274. 2007.
- Peel, E & Veroslavsky, G. Estudio de proveniencia de las pelitas de la Formación Castellanos y Migués de la Cuenca Santa Lucía, Uruguay. **Revista SUG**: N° 13, 9-20. 2006.
- Porto, R & Asmus, H.E. The Brazilian marginal basins – current state of knowledge. **Anais da Academia Brasileira de Ciências**. V. 48, p. 215-240. 1976.
- Posamentier, H.W. & Allen, G. P. Siliciclastic Sequence Stratigraphy – Concepts and Applications. **SEPM Special Publication**, 7, Tulsa, OK, EUA, 210p. 1999.
- Posamentier, H. & Vail, P. Eustatic controls on clastic deposition II – sequence and systems tract models, In: Wilgus, C.; Hastings, B.S.; Kendall, C.G.; Posamentier, H.W.; Ross, C.A. & Van Wagoner, J.C. (eds), Sea level changes: an integrated approach: **SEPM Spec**. V. 42, p. 125-154. 1988.
- Premaor, E.; Souza, P.A.; Arai, M. & Helenes, J. Palinomorfos do Campaniano (Cretáceo Superior) da Bacia de Pelotas: implicações bioestratigráficas e

paleoambientais. **Pesquisas em Geociências**. V. 37, nº 1, p. 63-79. 2010.

Roberts, D.G.; Backman, J.; Morton, A.C.; Murray, J.W. & Keene, J.B. In Blackman, J. (ed.), Evolution of volcanic rifted margins. Synthesis of Leg 81 results on the west margin of Rockall Plateau. Initial Report. **DSDP**, V. 81, p. 883-911. 1984.

Rocha-júnior, E.R.V.; Puchtel, I.S.; Marques, L.S.; Walker, R.J.; Machado, F.B.; Nardy, A.J.R.; Babinsky, M.; Figueiredo, A.M.G. Re-Os isotope and highly siderophile elements systematics of the Paraná Continental Flood Basalts (Brazil), **Earth Planet. Sci. Lett.** 337-338, p. 164-173. 2012.

Schlanger, S.O. & Jenkyns, H.C. Cretaceous oceanic anoxic events: causes and consequences. **Geologie en Mijnbouw** 55, p. 179-184. 1976.

Scotese, C.R. **PALEOMAP Project**, <http://www.scotese.com>. 2003.

SEMPSTRATA. **Ross Formation – Upper Carboniferous Deepwater**

Sediments. Disponível em:

<<http://www.sepmstrata.org/page.aspx?pageid=259>>. Acesso em agosto 2014.

Severiano Ribeiro, H.J.P. **Estratigrafia de Sequências: Fundamentos e aplicações**, 428 p. 2001.

Silveira, D. P.; Machado, M. A. P. Bacias sedimentares Brasileiras: Bacia de Pelotas. Aracaju: Fundação Paleontológica Phoenix (**Séries Bacias Sedimentares**, ano 6, n. 67). 2004.

Sloss, L.L. Sequences in the cratonic interior of North America. **Geological Society of America Bulletin**, Vol 74, p. 93-114- 1963.

- Sloss, L.L.; Krumbein, W.C. & Dapples, E.C. Integrated facies analyses. In Sedimentary facies in geologic history (C.R. Longwell, Ed.), p.91-124. **Geological Society of America**, Memoir 39. 1949.
- Soto, M.; Morales, E.; Veroslavsky, G.; De Santa Ana, H.; Ucha, N. & Rodriguez, P. The continental margin of Uruguay: Crustal architecture and segmentation. **Marine and Petroleum Geology**, Volume 28, Issue 9, September 2011, p. 1676-1689. 2011.
- Stewart, K.; Turner, S.; Kelley, S.; Hawkesworth, C.; Kirstein, L. & Mantovani, M. 3-D, $^{40}\text{Ar}/^{39}\text{Ar}$ geochronology in the Paraná continental flood basalt province. **Earth and Planetary Science Letters**, Amsterdam, nº 143, p. 95–109. 1996.
- Stica, J.M.; Zalán, P.V. & Ferrari, A.L. The evolution of rifting on the volcanic margin of Pelotas Basin and the contextualization of the Paraná-Etendeka LIP in the separation of Gondwana in the South Atlantic. **Marine and Petroleum Geology** nº 50 p. 1-21. 2014.
- Talwani, M. & Abreu, V. Inferences regarding initiation of oceanic crust formation from the U.S. East Coast margin and conjugate South Atlantic margins. In: Mohriak, W. U.; Talwani, M. (eds.). **Atlantic rifts and continental margins**, AGU Geophysical Monograph 115, p. 211-233. 2000.
- Temmler, T. **Marine seismische Untersuchung und refraktionsseismische Modellierung im Pelotas Becken – Offshore Uruguay**. Monografia, Geophysikalisches Institut Technische Universität Bergakademie Freiberg, 93 p. 2005.
- Tigre, C.A.; Corá, C.A.G. & Candido, A. **Campos de petróleo em águas profundas na costa brasileira – privilegio da Bacia de Campos?** In: PETROBRAS, Seminário de Geologia de Desenvolvimento e Reservatório, 4, Natal, Anais, 478-489. 1990.

Ulmishek, G.F. & Klemme, H.D. In Depositional controls, distribution, effectiveness of world's petroleum source rock. **US Geological Survey Bulletin**, Report B, 1931. 1990.

University of Oklahoma. **Gravity and Magnetism**.

<http://gravmag.ou.edu/readings/reduction%20to%20pole.htm>. 2007.

U.S. Environmental Protection Agency. **Marine Seismic Methods**.

http://www.epa.gov/esd/cmb/GeophysicsWebsite/pages/reference/methods/Marine_Geophysical_Methods/Marine_Seismic_Methods.htm. 2015.

Vail, P.R.; Mitchum, R.M. Jr. & Thompson, S., III. Seismic stratigraphy and global changes of sea level, part two: The Depositional Sequence as a Basic Unit for Stratigraphic Analysis. Application of Seismic Reflection Configuration to Stratigraphic Interpretation. **American Association of Petroleum Geologist Memoir** 26. P. 83-98. 1977.

Van Der Spuy, D. Aptian source rocks in some South African Cretaceous basins. **Geological Society**, London, Special Publications, v. 207, p. 185-202. 2003.

Veroslavsky, G.; Daners, G. & de Santa Ana, H. Rocas sedimentarias pérmicas de la plataforma continental uruguaya: el prerift de la Cuenca Punta Del Este. **Geogaceta** nº 34, p. 203-206. 2003.

Vilwock, J.A. & Tomazelli, L.J. Geologia Costeira do Rio Grande do Sul: notas técnicas. Porto Alegre: Universidade Federal de Rio Grande do Sul. **Centro de estudos de Geologia Costeira e Oceânica**, nº 8, p. 1-45. 1985.

Zalan, P. V.; Wolff, S.; Astolfi, M. A. M.; Vieira, I.S.; Conceição, J.C.J.; Appi, V.T.; Neto, E.V.S.; Cerqueira, J.R. & Marques, A. The Paraná Basin. *In*: M.W.

Leighto, D.R. Kolata; D.F. Oltz; J.J. Eidel (eds.) *Interior cratonic basins*.
Tulsa, **AAPG Memoir** 51, p. 681-708. 1990.

Zambrano, J. Cuencas sedimentarias en el subsuelo de la Provincia de Buenos
Aires y zonas adyacentes. **Revista de la Asociación Geológica
Argentina XXIX (4): 443-453. 1974.**