

II.5.1.2 Geologia Local

A) Localização

A PREMIER adquiriu os Blocos CE-M-7171 e CE-M-665 (**Figura II.5.1.2.16**) no Round 11 da ANP. A atividade de perfuração marítima nos blocos, localizados na Bacia do Ceará, tem por objetivo perfurar 4 poços exploratórios para prospecção de óleo e/ou gás nos Blocos CE-M-717 e CE-M-665. Cabe salientar que a área de interesse para a perfuração dos poços está concentrada no bloco CE-M-717.

TABELA II.5.1.2.3 – Coordenadas do poço proposto no Bloco CE-M-717.

Poço	Profundidade (m)	Latitude	Longitude
Sanderstead East	509	3° 05' 12,265" S	38° 37' 49,577" O
Pecém Crest	1.915	2° 50' 39,120" S	38° 38' 40,56" O
Tooting	1.070	2° 53' 26,716" S	38° 43' 48,725" O
CE-M-717 B	700	2° 57' 52,6606" S	38° 42' 12,180" O

DATUM: SIRGAS 2000.

A **Figura II.5.1.2.16**, abaixo, apresenta a localização dos prospectos propostos.

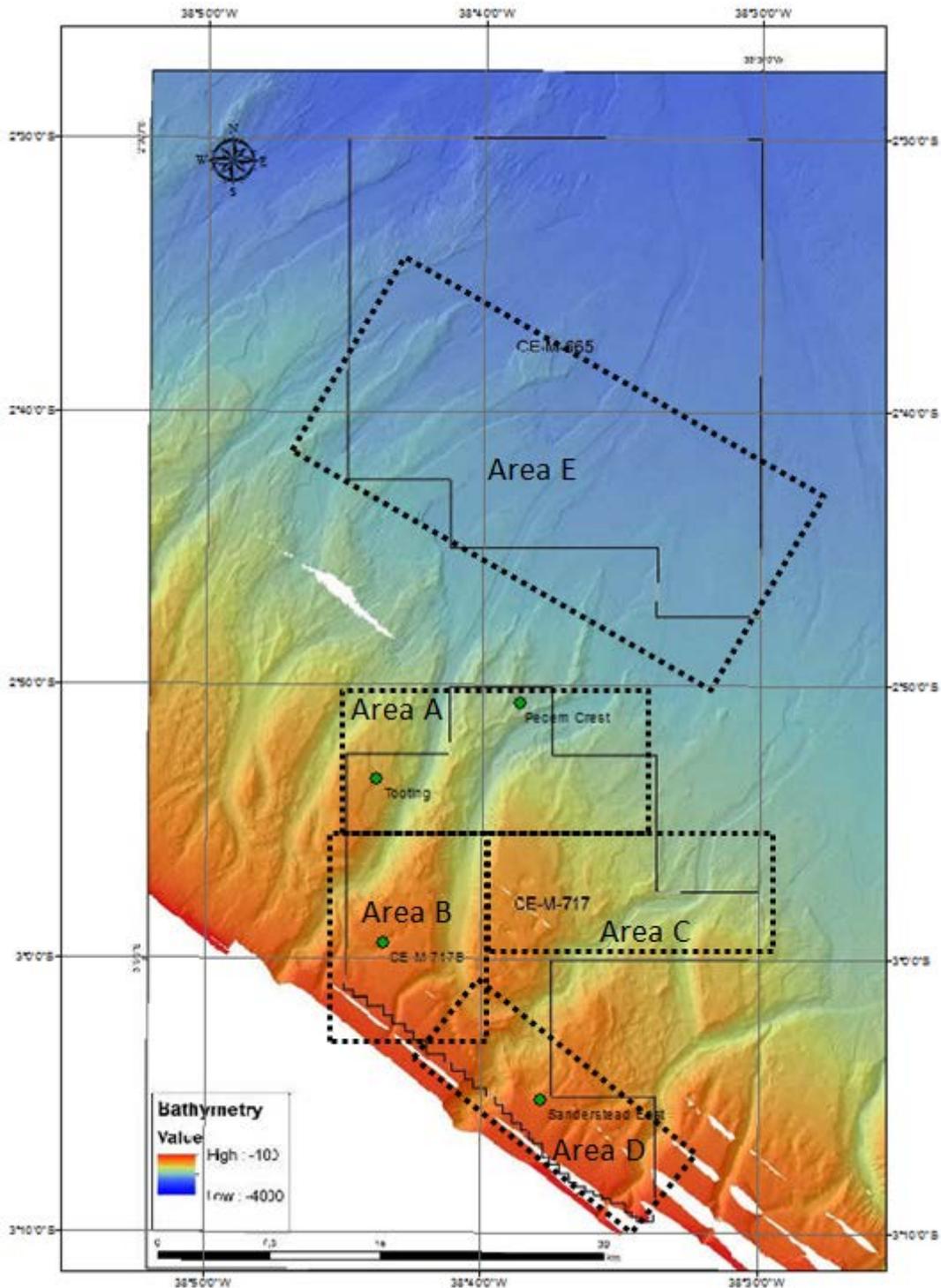


FIGURA II.5.1.2.16 – Figura de localização dos prospectos pretendidos no bloco CE-M-717.

Fonte: AECOM (2015).

B) Geologia estrutural

A região nordeste do Brasil sofreu uma tectônica complexa em sua extensão mais antiga (Berriasiano-Valanginiano), possuindo algum cisalhamento sinistral associado durante o Hauteriviano/Barremiano. A principal fase extensional ocorreu no Aptiano (fase sin-rifte), apresentando falhas normais de sentido N-S e NW-SE. Este processo continuou até o Albiano, resultando na quebra do continente, transtensão dominada por cisalhamento, dando origem ao assoalho oceânico. No restante do Cretáceo e Terciário a extensão e a deriva continental continuaram com períodos de inversão e cisalhamento associados à terminação de falhas transformantes, incluindo também a ocorrência de montes submarinos de origem vulcânica.

As informações sísmicas na área do bloco CE-M-717 apresentam feições que representam as principais fases da história tectônica da Bacia do Ceará, ou seja, com falhas normais de sentido N-S e NW-SE (**Figura II.5.1.2.17**), controladas pelo rifte do Aptiano-Albiano. A partir daí, ocorreu a formação da crosta oceânica, deslocamento e transtensão dominada por cisalhamento além do espalhamento do assoalho oceânico, resultando em contexto complexo de micro-bacias, *horsts* e camadas de sedimentação.

Durante a fase Drifte, do Albiano ao presente, a estratigrafia foi dominada por sistemas de sedimentação de águas profundas, na maioria das vezes a partir de cânions e canais submarinos. Eles se caracterizam por inconformidades ou camadas erosivas, cortando as camadas sedimentares mais antigas. Este tipo de feição ocorre com mais intensidade na seção do Terciário.

A atividade vulcânica do bloco CE-M-717 e CE-M-665 estaria relacionada a diques e soleiras intrusivas e montes submarinos do Terciário que estão localizados fora dos blocos. Entretanto, nenhum dos diques vulcânicos alcançou a superfície, estando localizados exclusivamente na seção referente ao Cretáceo. No bloco CE-M-717 estas feições ocorrem na seção referente ao Cretáceo Inferior; já no bloco CE-M-665 ocorrem ao longo de toda a seção do Cretáceo. Tais feições são facilmente identificadas nas sísmicas.

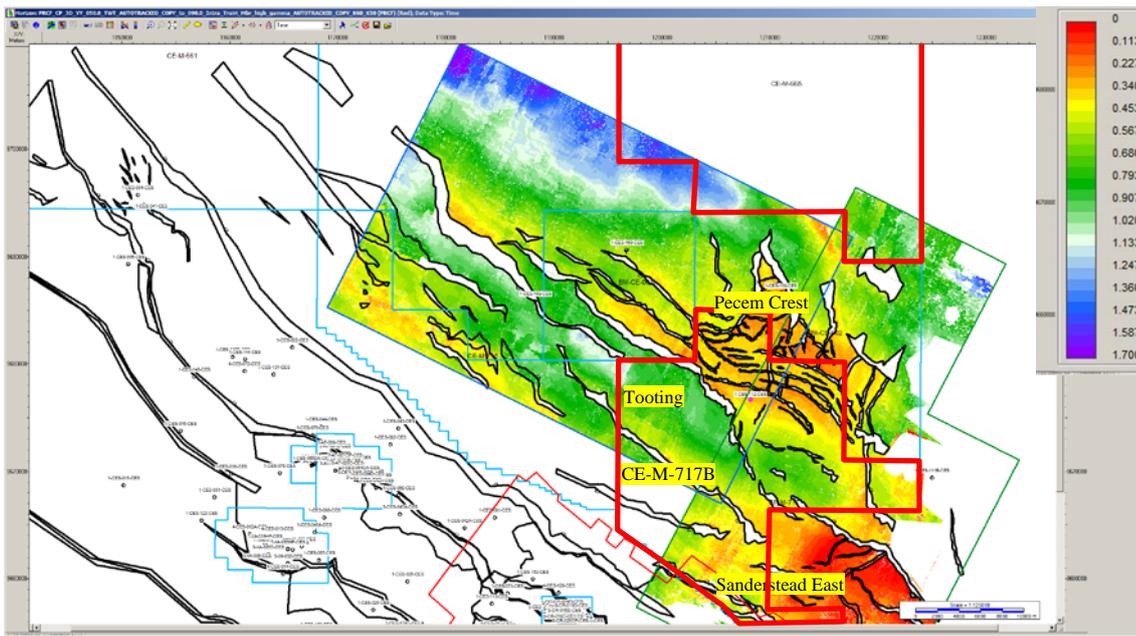


FIGURA II.5.1.2.17 – Estruturas do Bloco CE-M-717.

Fonte: PREMIER (2015).

Diversas inconformidades foram mapeadas na área de estudo. Para tal, foram separadas as unidades com refletores mais contínuos das áreas com refletores mais caóticos. Cinco superfícies foram utilizadas, a primeira é o fundo do mar (SB), a segunda foi o Mioceno. O pacote entre esses dois pacotes foi classificado como Unidade 1, composto por refletores contínuos. O terceiro horizonte é equivalente ao SB 030 (Eoceno Médio) que forma a base da Unidade 2. Esta unidade é composta por pacotes com refletores de maior intensidade no sinal sísmico. A Unidade 3 é o pacote sedimentar localizado entre p SB 030, do Eoceno Médio, e o quarto horizonte (SB 040) DO Coniaciano/Turoniano. Esta unidade foi caracterizada por ser predominantemente de baixa refletância do sinal sísmico. A Unidade 4, entre os horizontes SB 040 e SB 050, possui características de sinal sísmico similares a Unidade 3, mas afetadas pela presença de falhas.

As **Figuras II.5.1.2.18 a II.5.1.2.24** abaixo apresentam as seções sísmicas utilizadas na identificação das Unidades 1, 2 3 e 4, anteriormente mencionadas.

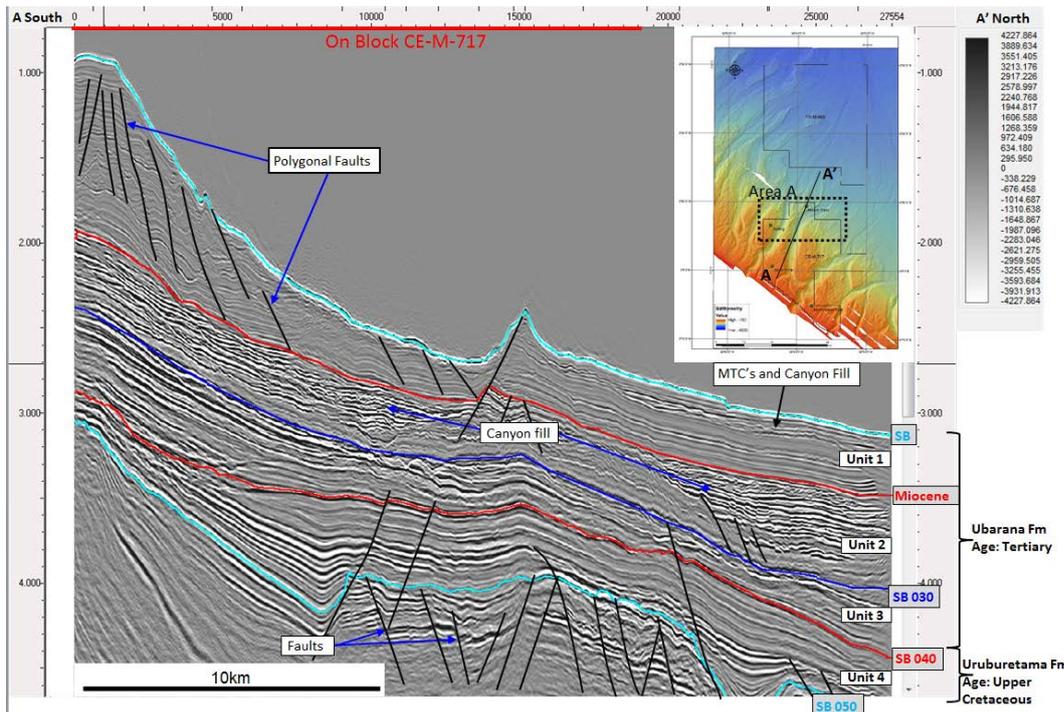


FIGURA II.5.1.2.18 – Perfil sísmico A/A' (NE-SW) evidenciando as unidades estratigráficas identificadas, bem como as feições rasas para o bloco CE-M-717.

Fonte: PREMIER (2015).

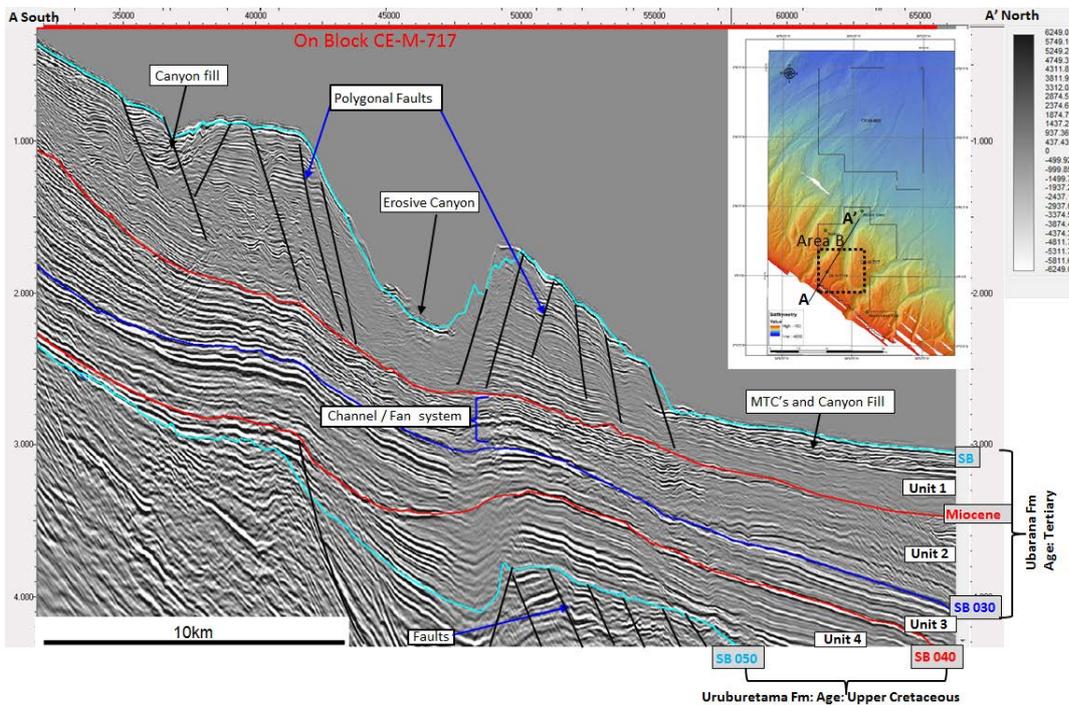


FIGURA II.5.1.2.19 – Perfil sísmico A/A' (NE-SW) evidenciando as unidades identificadas, bem como as feições rasas (Canais Erosivos e MTCs) para o bloco CE-M-717.

Fonte: PREMIER (2015).

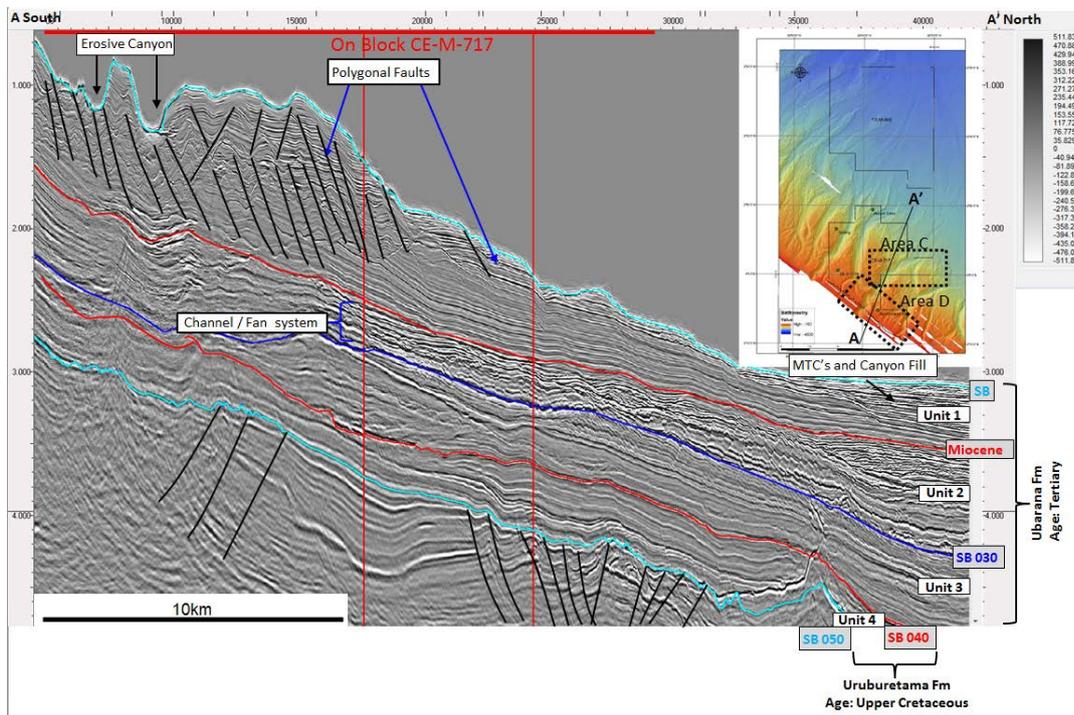


FIGURA II.5.1.2.20 – Perfil sísmico A/A’ (NE-SW) evidenciando as unidades identificadas, bem como as feições rasas para o bloco CE-M-717.

Fonte: PREMIER (2015).

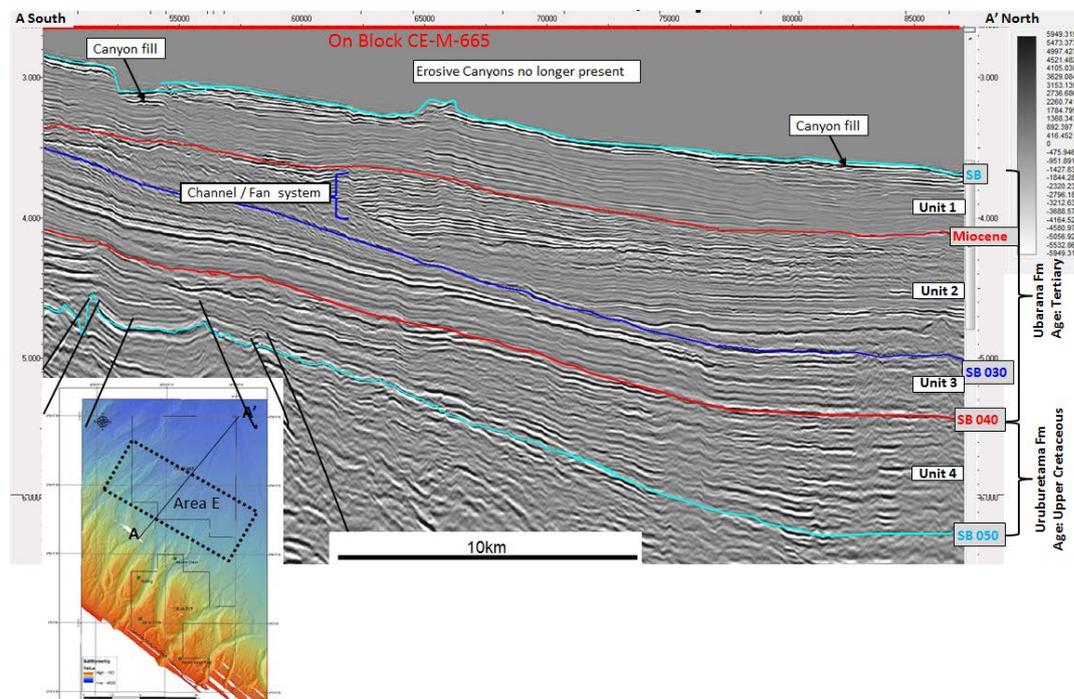


FIGURA II.5.1.2.21 – Perfil sísmico A/A’ (NE-SW) evidenciando as unidades identificadas, bem como as feições rasas (Cânions Erosivos) para o bloco CE-M-665.

Fonte: PREMIER (2015).

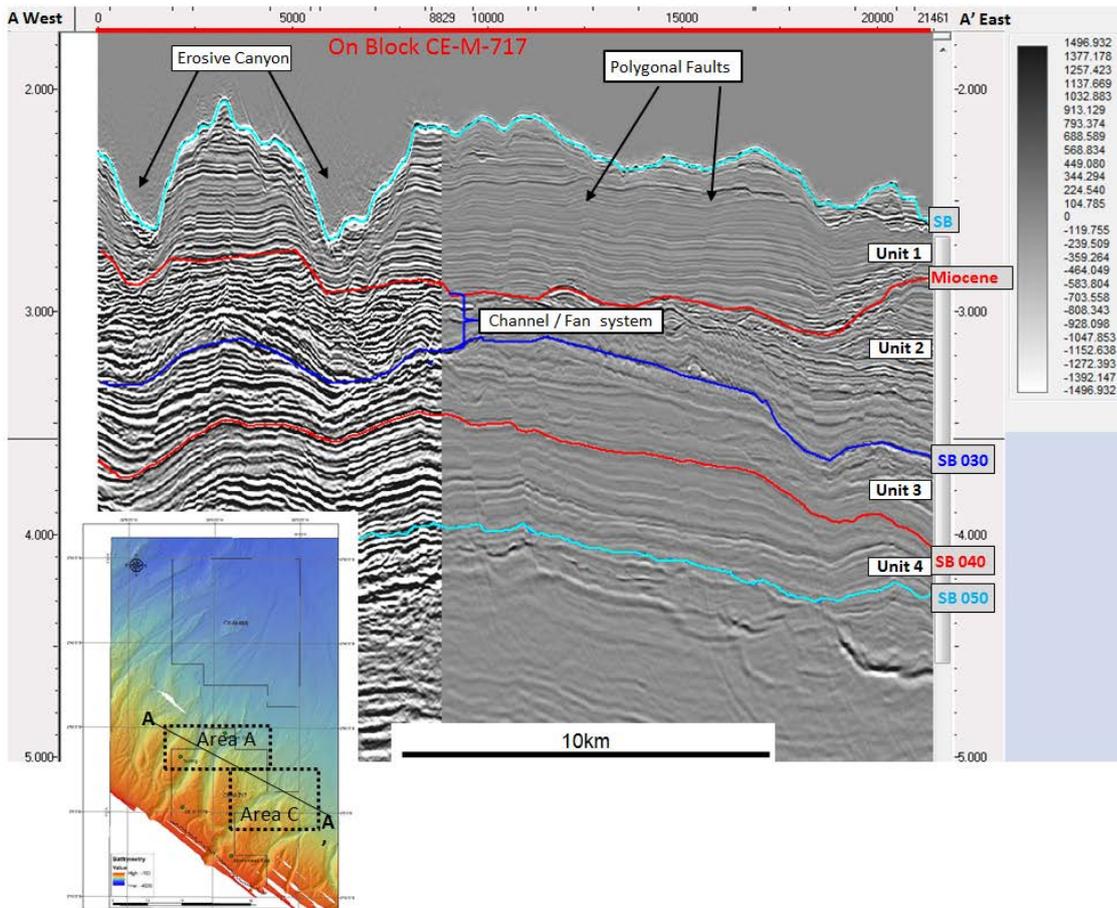


FIGURA II.5.1.2.22 – Perfil sísmico A/A' (NW-SE) evidenciando as unidades identificadas, bem como as feições rasas para o bloco CE-M-717.

Fonte: PREMIER (2015).

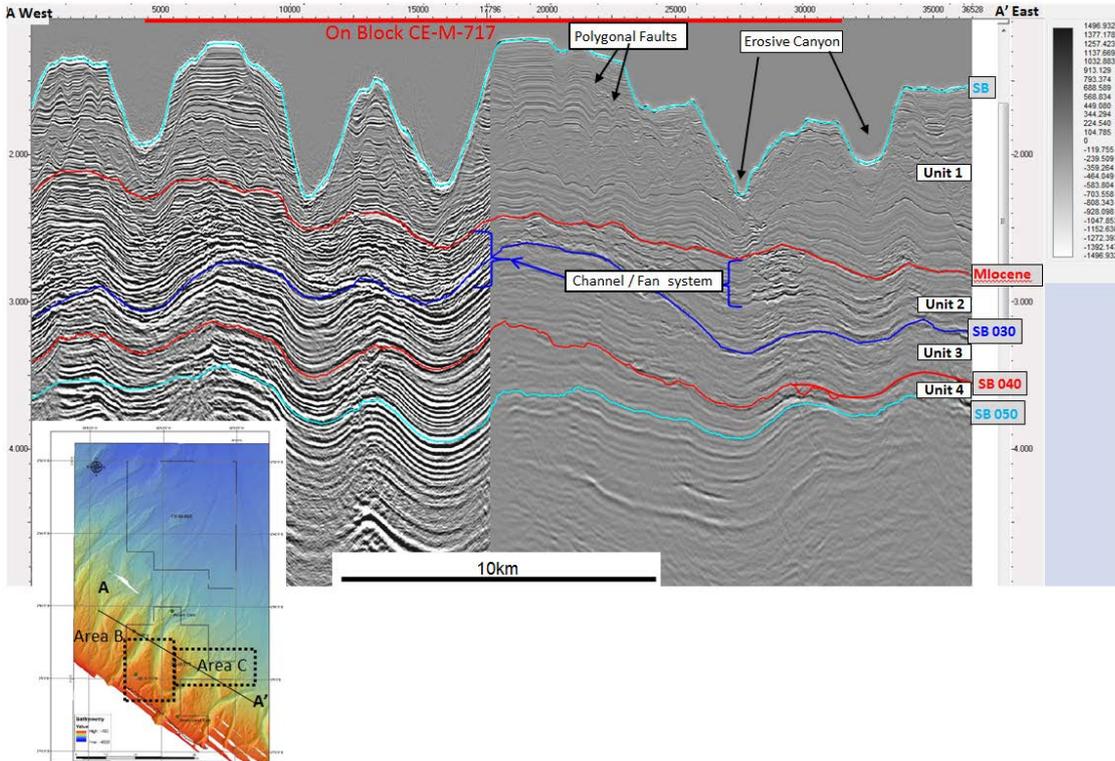


FIGURA II.5.1.2.23 – Perfil sísmico A/A’ (NW-SE) evidenciando as unidades identificadas, bem como as feições rasas para o bloco CE-M-717.
 Fonte: PREMIER (2015).

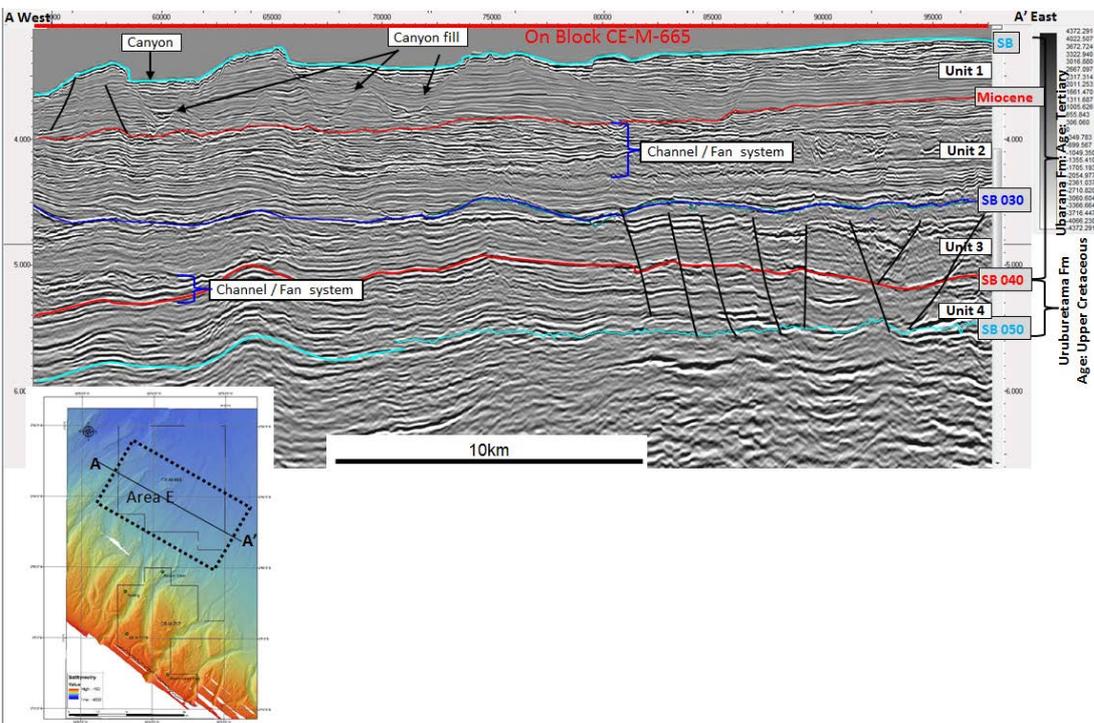


FIGURA II.5.1.2.24 – Perfil sísmico A/A’ (NW-SE) evidenciando as unidades identificadas, bem como as feições rasas para o bloco CE-M-665.
 Fonte: PREMIER (2015).

C) Estratigrafia e sistemas petrolíferos

Seções sísmicas *dip* e *strike* foram interpretadas nas áreas escolhidas para locação dos poços. As principais litologias foram interpretadas como variando de sedimentos de fundo do mar (atual) para areias e argilas do Mioceno, em seguida, areias intercalados, folhelhos e margas, que é seguido pela seção Cretáceo onde se espera que os principais alvos do reservatório. A seção drifte do Cretáceo Superior (Maastrichtiano, Campaniano, Santoniano, Coniaciano, Turoniano e Cenomaniano) são esperados encontrar sistemas deposicionais referentes a canais erosivos e sistemas de canais depositados em um ambiente marinho profundo. Algumas litologias podem estar ausentes por conta da presença desses sistemas de canais, que cortam as camadas estratigráficas mais antigas de forma bem localizada.

Espera-se litologias compostas por uma mistura de arenitos, margas e folhelhos no Maastrichtiano e Campaniano, já no Santoniano ao Cenomaniano as sequências ficam com menos margas e mais arenitos, principalmente associados aos sistemas de cânions (reservatório alvo). Os reservatórios são geralmente associados aos sistemas de canais e cânions do Cretáceo Superior com rochas reservatórios no Cenomaniano e Turoniano.

Na seção do Cretáceo Inferior, que inclui a fase pré-rifte (Aptiano e mais antigas) espera-se sedimentos associados a ambientes deposicionais continentais. O poço mais profundo na Bacia do Ceará atingiu a Formação Mundaú, que consiste em depósitos aluviais e fluviais continentais, intercalados com areias e folhelhos. A seção Aptiano-Albiano diz respeito à fase rifte-transicional, com a presença de um complexo conjunto de sub-bacias e altos associados. Nesta seção ocorrem uma série de ambientes deposicionais na Formação Paracuru, que evoluem de fluvial (arenitos e folhelhos intercalados) para marginal/marinho restrito (arenitos, evaporitos bem localizados, margas e folhelhos) para marinho raso, onde deltas e arenitos costeiros foram depositados. Em ambas as formações Mundaú e Paracuru existem a possibilidade de reservatórios nas porções de deposição fluvial e marinha rasa, e de rochas fontes nas porções lacustrinas e marinha restrita.

A **Figura II.5.1.2.25**, abaixo, apresenta a carta estratigráfica formal interpretada para a Bacia do Ceará, com base nas litologias esperadas para as locações no bloco CE-M-717.

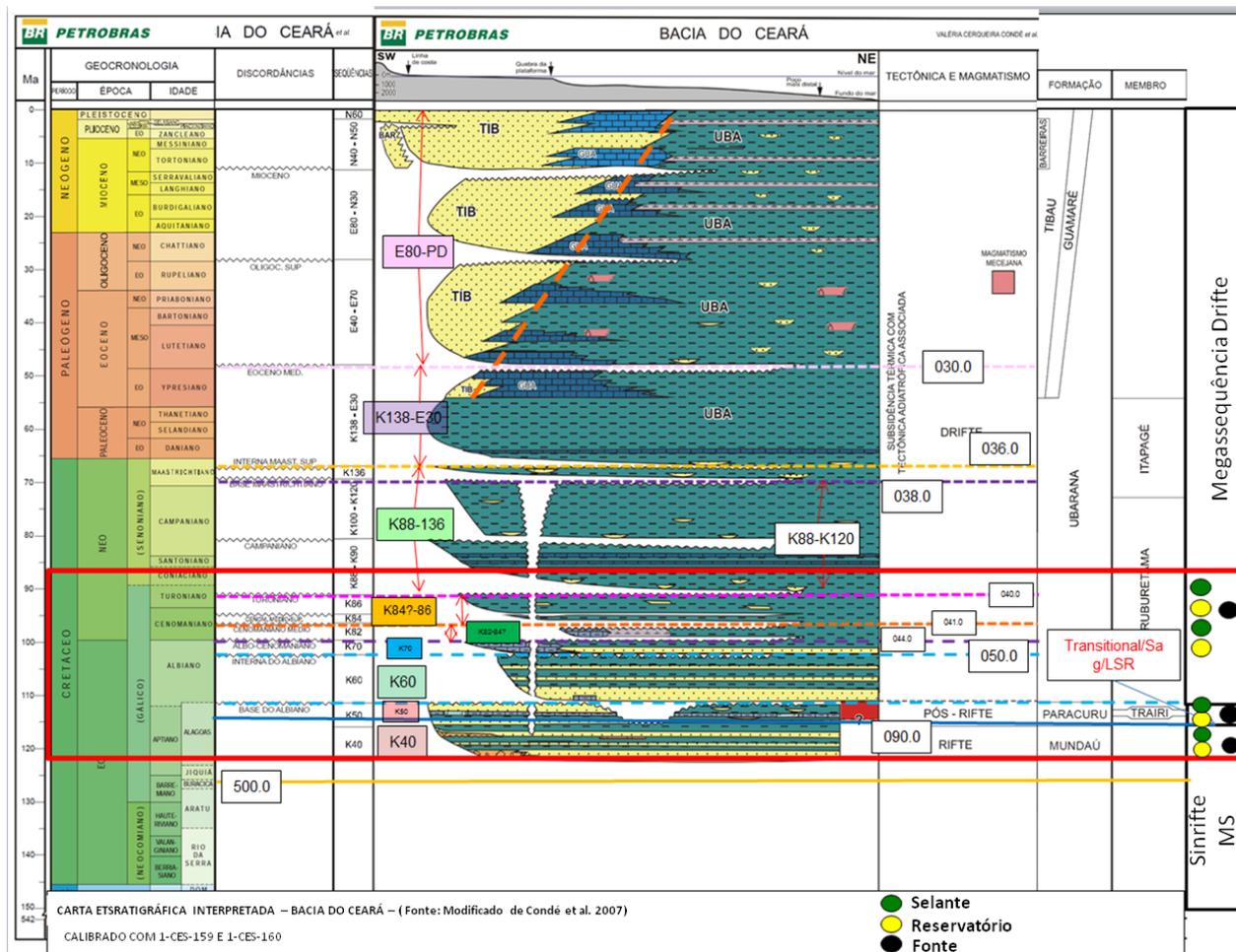


FIGURA II.5.1.2.25 – Carta estratigráfica interpretada para as locações propostas no bloco CE-M-717.

Fonte: PREMIER (2015), modificado de CONDÉ *et al.* (2007).

As principais características esperadas para o óleo é API de aproximadamente 30°, similar às descobertas de Pecém, próximas aos prospectos. Abaixo são apresentadas a coluna de previsão litológica (Figura II.5.1.2.26) localização das linhas sísmicas (Figura II.5.1.2.27), bem como as linhas sísmicas com as principais litologias que serão perfuradas durante a atividade no bloco CE-M-717 (Figuras II.5.1.2.28 a II.5.1.2.31).

Os dados de sísmica e os dados de poço foram utilizados para ajudar da identificação das principais camadas litoestratigráficas para as locações propostas (Figuras II.5.1.2.28 a II.5.1.2.31). Os topos das formações foram identificadas como: fundo do mar, Mioceno, Topo do Oligoceno, Topo do Eoceno, Topo do Cretáceo, Topo do Turoniano, Topo do Cenomaniano, Topo do Albiano e Topo do Aptiano. As amadas litoestratigráficas referentes ao topo do Maastrichtiano, Campaniano, Santoniano e Conianiano, foram identificados apenas em caso de ocorrência na linha sísmica.

FORMAÇÃO	SEQUÊNCIA	ALVO	PREVISÃO LITOLÓGICA
Fundo do Mar			
Pleistoceno/Plioceno	N50-N60		
Mioceno	E80-N50		
Oligoceno	E40-E70		
Eoceno	K138 - E30		
Paleoceno	K82-K136		
Cretáceo Superior	K50-K70		
Cretáceo Inferior Albo-Aptiano	K40		
Cretáceo Inferior Aptiano			
TD	TD		

	Carbonato
	Folhelho/Argilito
	Arenito
	Alvo Potencial

FIGURA II.5.1.2.26 – Coluna de previsão de litologias a serem perfuradas nos poços do Bloco CE-M-717. As sequências são apresentadas na carta estratigráfica da Figura II.5.1.2.18.

Fonte: PREMIER (2015).

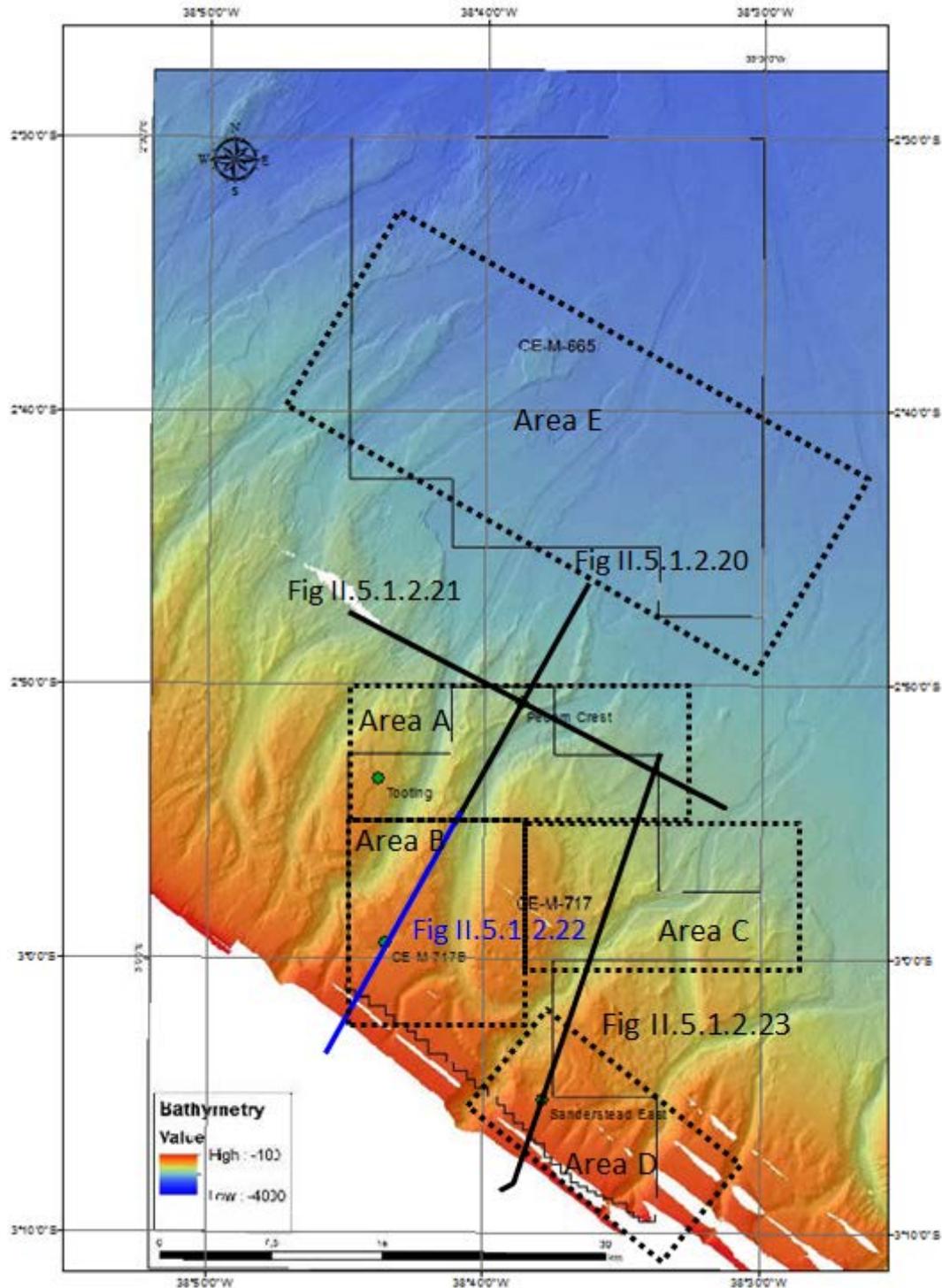


FIGURA II.5.1.2.27 – Localização das linhas sísmicas apresentadas nas Figuras II.5.1.2.5 a II.5.1.2.8.

Fonte: PREMIER (2015).

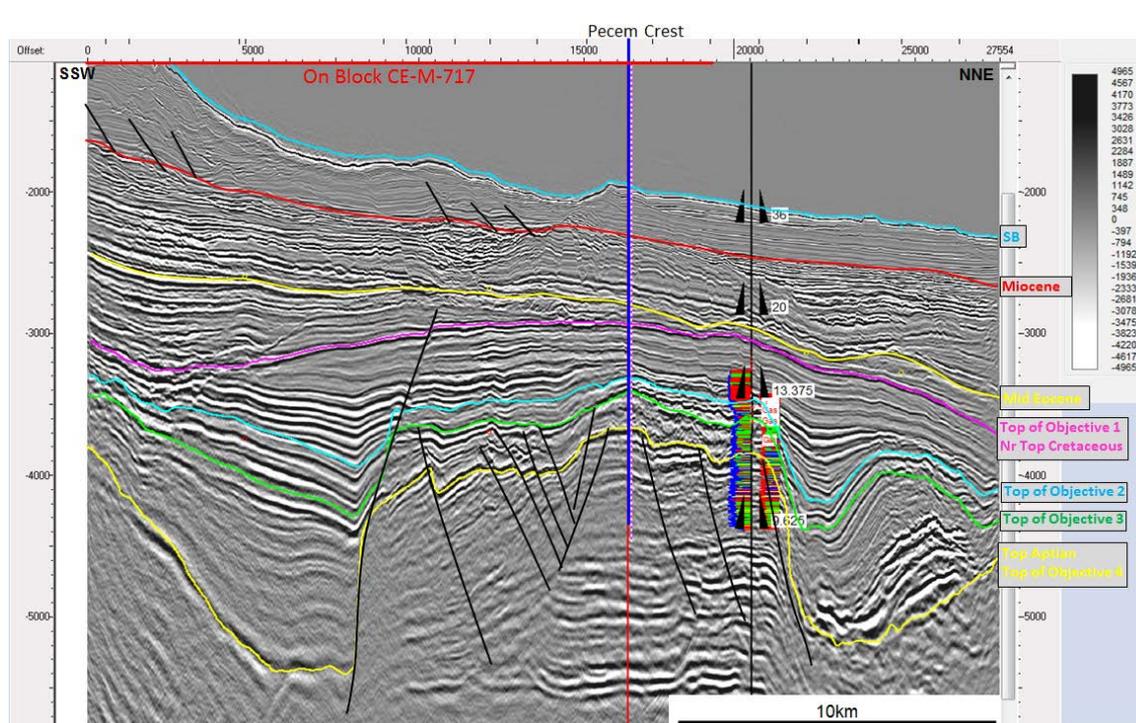
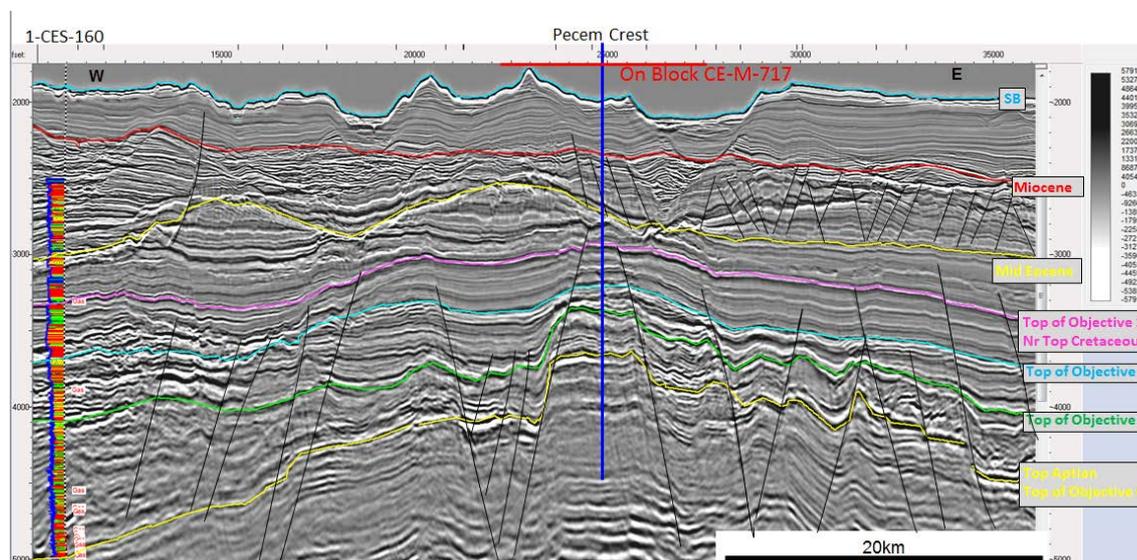


FIGURA II.5.1.2.28 – Seção sísmica (*dip*) da área A sentido N-S. Os objetivos estão localizados nas linhas rosa (Topo do Objetivo 1), azul (Topo do Objetivo 2) e verde (Topo do Objetivo 3).

Fonte: PREMIER (2015).



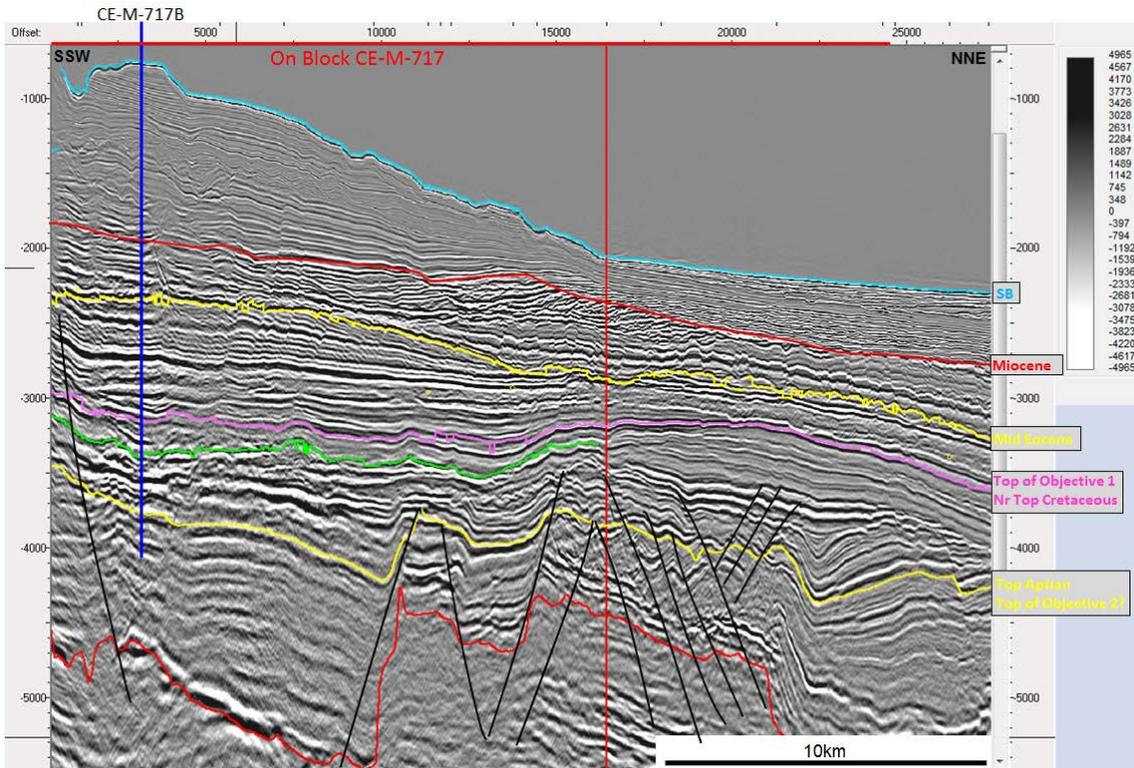


FIGURA II.5.1.2.30 – Seção sísmica (*strike*) da área B sentido S-N. O objetivo está localizado na linha rosa (Topo do Objetivo 1).

Fonte: PREMIER (2015).

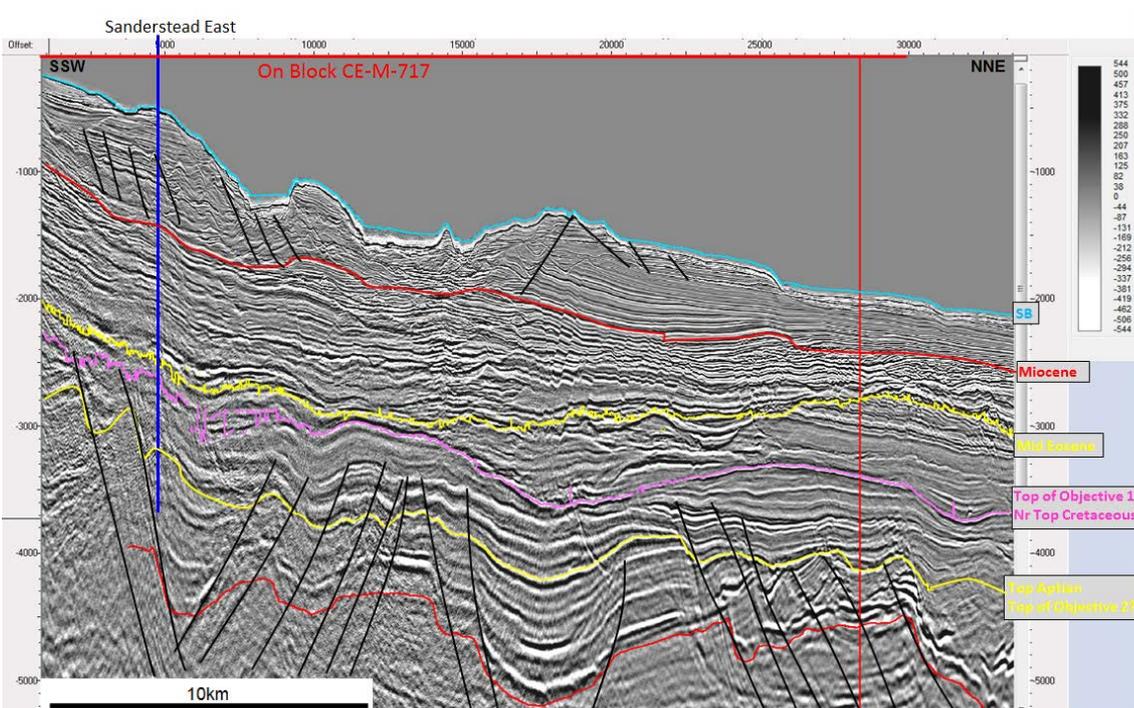


FIGURA II.5.1.2.31 – Seção sísmica (*strike*) das áreas C e D sentido S-N. O objetivo está localizado na linha rosa (Topo do Objetivo 1).

Fonte: PREMIER (2015).

Para o cálculo de volume de pior caso de poços relacionado com as atividades da Premier na Bacia de Ceará, foram aplicadas as leis de Darcy para fluxo radial, conforme a equação abaixo:

$$q = \frac{kh(p_e - p_{wf})}{141.2\mu B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w} + S\right)}$$

Onde:

k = Permeabilidade das rochas do reservatório (md)

h = Espessura do reservatório (ft)

Pe-Pwf = Pressão externa do reservatório - pressão do fluxo do poço (psi)

μ = Viscosidade do fluido (cp)

Bo = Fator de volume da formação (res bbl/STB)

Re/Rw = área de drenagem externa/diâmetro do poço (ft)

S = *Skin factor* – Fator de obstrução do fluxo devido a danos na area proximo da interface do poço com o reservatório.

141,2 = Fator de conversão de SI para unidades de campos de óleo.

Na aplicação da fórmula foram utilizados dados públicos de poços correlatos perfurados na Bacia do Ceará. As informações sobre permeabilidade e espessura de reservatório e pressão de poço foram replicadas dos poços 1-CES-112 , 1-CES-159 e 1-CES- 160, complementadas por dados divulgados na mídia do poço 1-CES-158, enquanto as propriedades do óleo basearam-se nos dados do campo de Curimã.

Ressalta-se que a seleção do campo de Curimã como referência visou à realização de uma análise conservadora do volume, já que o seu óleo, de baixa viscosidade, adquiriria maior fluidez para fora do reservatório em caso de acidentes.

Da mesma forma, outras premissas conservadoras foram consideradas nos cálculos, tais como:

- Uso de área de drenagem total associada a um poço de maior diâmetro, proporcionando uma maior taxa de fluxo de óleo;
- Pressão do reservatório de 10,5 ppg, compatível com as pressões máximas descritas para a bacia;
- Manutenção da vazão constante durante 30 dias e;
- *Skin Factor* equivalente a ZERO, significando nenhum dano ou obstrução no poço.

A seguir, são apresentadas as variáveis fixadas para o calculo de volume de pior caso na Bacia do Ceará:

Tabela II.5.1.2.4 – Parâmetros usados para o cálculo de volume de vazão de pior caso para os blocos CE-M-717 e CE-M-655.

Parâmetro	Valor
Profundidade da lâmina d'água	1.750 m
Topo do Reservatório	4.000 m

Parâmetro	Valor
Espessura do reservatório	50 m
Base do Reservatório	4.050 m
Densidade do fluido no fundo do mar	8,6 ppg
API	32°
Densidade do fundo do mar ao Reservatório	7,2 ppg
Bo	1,000 stb/bbl
Diâmetro do poço (rw)	12,15 in / 1,02 ft
Área de drenagem (re)	2.000 ft
Viscosidade (μ)	1,02 cP

Várias análises de sensibilidade das variáveis (k , h , $P_e - P_{wf}$, μ , Re/R_w), considerados para o pior caso, foram realizadas e resultaram num volume de pior caso de 2.790 barris por dia. Este quantitativo foi considerado adequado, já que não há outros poços produtores na bacia que atendem ou excedem esta vazão.

D) Fisiografia

O bloco CE-M-717 possui profundidades que variam de aproximadamente 500 m a 2.400 m e o bloco CE-M-665 possui profundidades que variam de 2.000 m a 2.800 m (**Figura II.5.1.2.32**). O mapa batimétrico foi elaborado a partir de dados de Multibeam de alta resolução (15 m). Ele evidencia de três a quatro cânions com variações significativas no relevo submarino, que cortam o fundo do mar no bloco CE-M-717, no sentido de SW-NE. Estes cânions prosseguem até o bloco CE-M-665, mas se tornam de menores proporções.

Os cânions, por sua vez, são cercados por terraços nos dois lados, variando entre os blocos CE-M-717 e CE-M-665 em termos de sinuosidade, sendo em sua maioria feições lineares evidenciando áreas de maior energia. Todavia, na porção mais profunda (bloco CE-M-665) estes canais tendem a ser mais meandantes e de baixa energia. As margens destes cânions apresentam feições que aparentam ser pequenas escarpas, associados a fluxos de massa, turbiditos ou possivelmente Complexos de Transporte de Massa (MTCs).

Um estudo da declividade foi realizado utilizando-se os dados de multibeam e de sísmica 3D (**Figura II.5.1.2.33**). Esta avaliação evidenciou que as regiões com maiores declividades (10° ou mais) estariam relacionadas aos cânions e sistemas de canais e, em alguns casos, a possíveis feições relacionadas a fluxos de massa ou blocos de MTCs. As declividades tendem a diminuir conforme o aumento da profundidade, em direção ao bloco CE-M-665.

Em termos de ambientes deposicionais, pode-se enxergar um ambiente principal associado aos cânions e canais, que propiciam a ocorrência de escarpas, fluxos detríticos, turbiditos e depósitos de fluxos de massa, e outro associado ao retrabalhamento dos sedimentos pelas correntes de fundo.

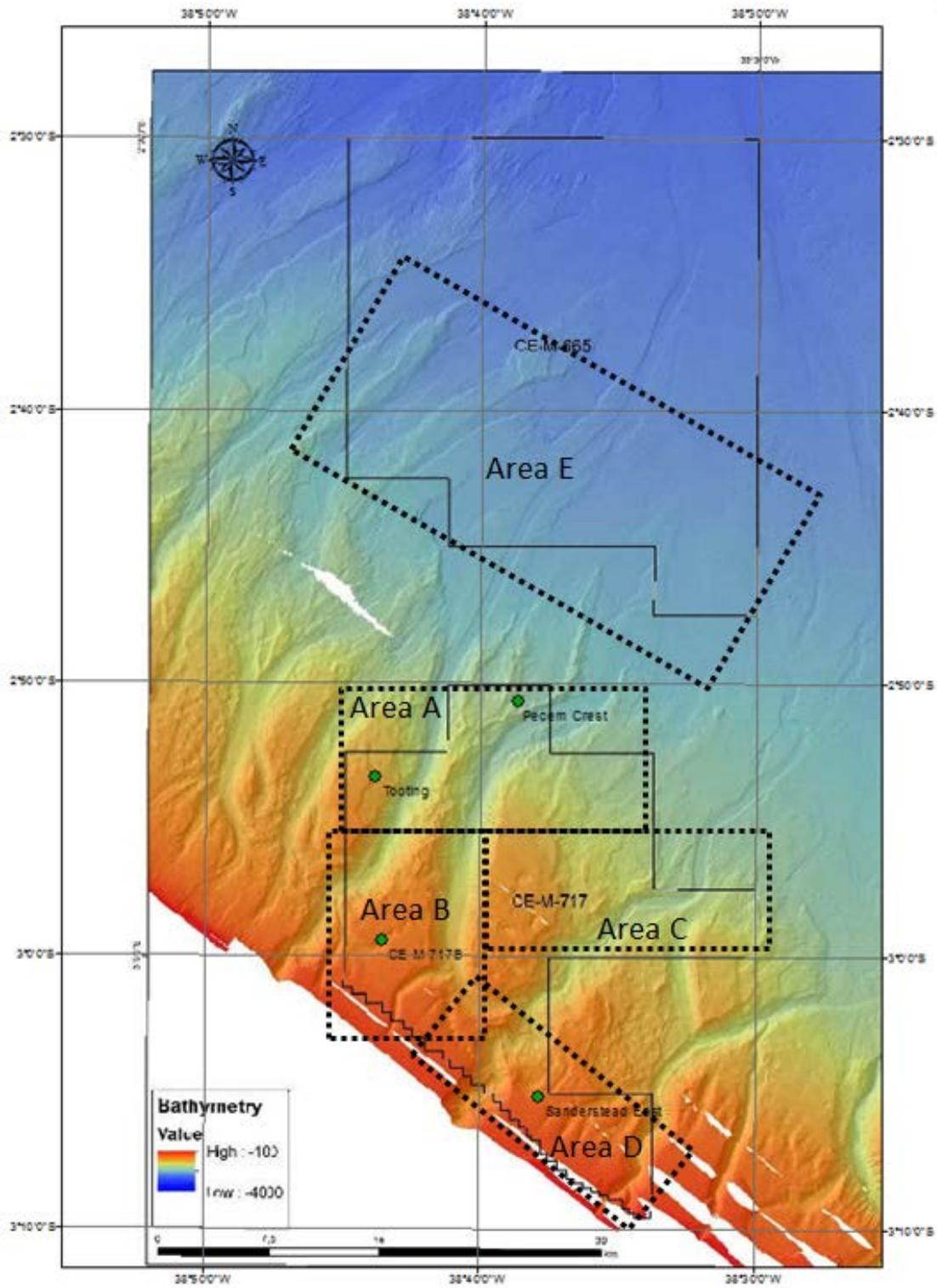


FIGURA II.5.1.2.32 – Batimetria dos blocos CE-M-717 e CE-M-665.

Fonte: PREMIER (2015).

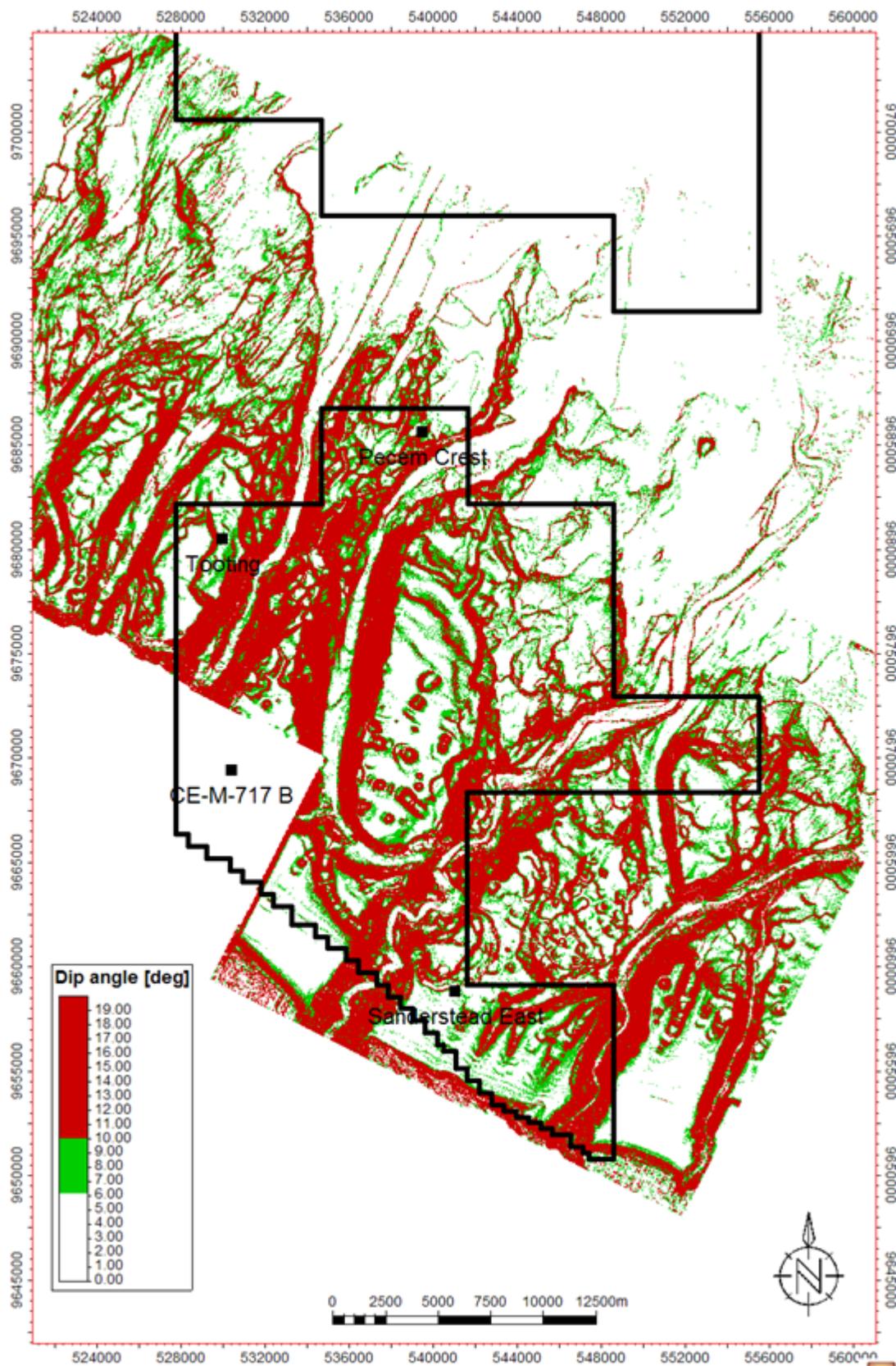


FIGURA II.5.1.2.33 – Declividade dos blocos CE-M-717 e CE-M-665.

Fonte: PREMIER (2015).

E) Faciologia

Os sedimentos de fundo dos blocos CE-M-717 e CE-M-665 são caracterizados por ser sedimentos siliciclásticos finos, na sua maioria argilas, embora a ocorrência de areia fina em pontos isolados. Nas regiões com a presença de Canions e Canais Erosivos a faciologia foi inferida como Argilas e ocasionalmente Areias. Áreas com escarpas ou altos topográficos reliquiares possuem predominância de Argilas e alguns pontos de Areias Siltosas. No bloco CE-M-665 os canais são menos erosivos e o relevo é praticamente plano, sendo as Argilas predominantes, embora a ocorrência de Areia Fina (**Figura II.5.1.2.34**).

Um estudo realizado pela SeaSeep avaliou os sedimentos de fundo a partir da utilização de *piston corers* (testemunhos) (**Figura II.5.1.2.35** e **Tabela II.5.1.2.5**), sete amostras foram coletadas nos blocos CE-M-717 e CE-M-665, sendo que três amostras foram tiradas também em áreas fora dos blocos. As amostras revelaram que os sedimentos na parte central do bloco é composto por Argilas, sedimentadas entre o Pleistoceno-Plioceno. Em algumas áreas essas idades podem ser mais antigas por conta de processos erosivos nos canais.



FIGURA II.5.1.2.34 – Faciologia predominante nos blocos CE-M-717 e CE-M-665.

Fonte: PREMIER (2015)

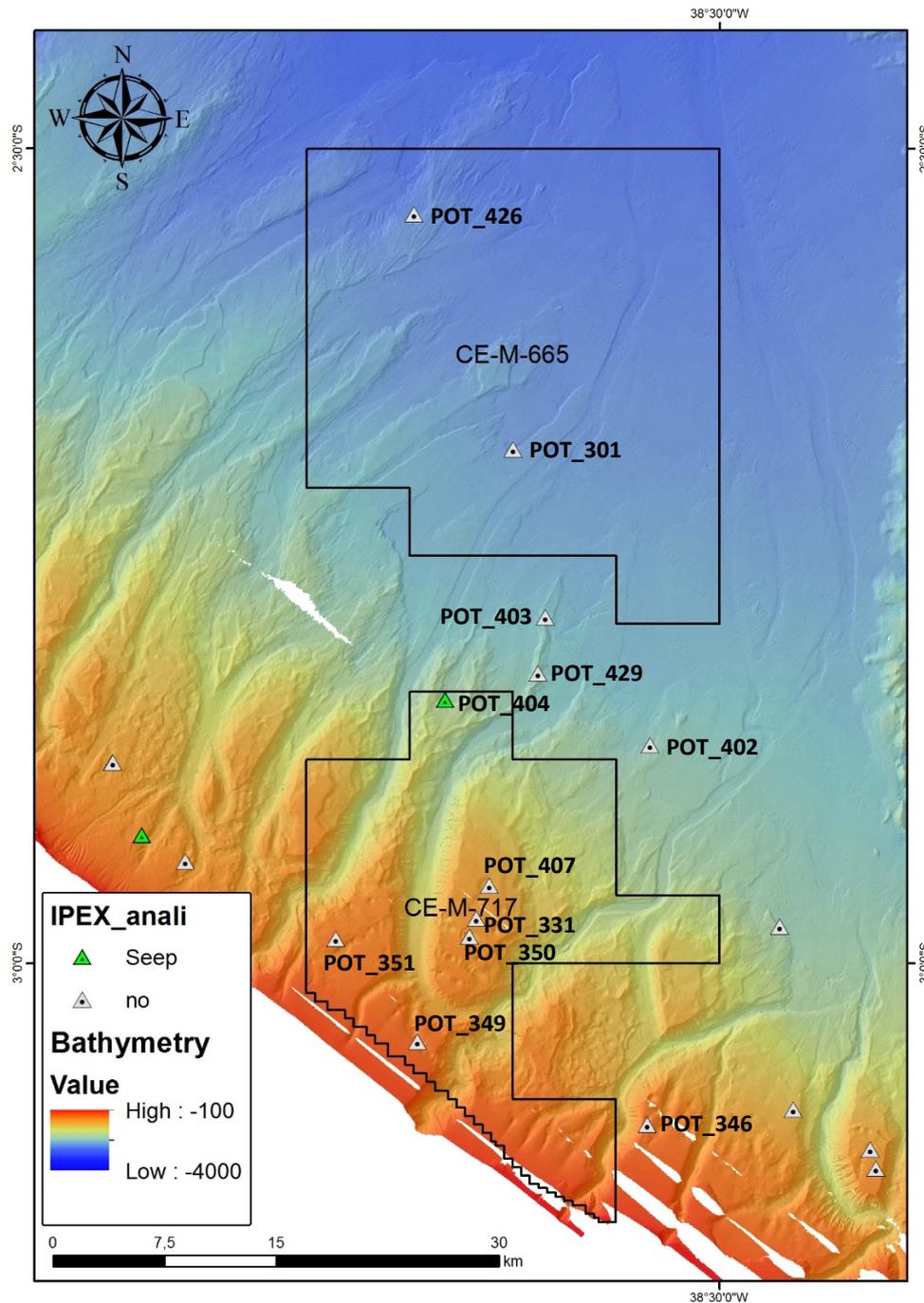


FIGURA II.5.1.2.35 – Localização dos Testemunhos nos blocos CE-M-717 e CE-M-665.

Fonte: PREMIER (2015).

Tabela II.5.1.2.5 – Faciologia da porção superior dos testemunhos coletados nos blocos CE-M-717 e CE-M-655.

Amostra No.	Faciologia
POT_301	Lama verde com Areia
POT_331	Argila Amarela/Cinza
POT_346	Argilas Verde Oliva

Amostra No.	Faciologia
POT_349	Argilas Cinzas
POT_350	Argila Amarela/Cinza e Areia
POT_351	Argila Amarela/Cinza e Silte
POT_402	Argilas Verde Oliva
POT_403	Argila Amarela/Cinza
POT_404	Argila Amarela/Cinza
POT_407	Silte Cinza, Argila e Areia
POT_426	Lama Cinza
POT_429	Argila Amarela/Cinza

Fonte: PREMIER (2015).

F) Caracterização geotécnica com ênfase em fatores de risco geológico

- **Possibilidade de ocorrência de movimentos gravitacionais de massa:**

A análise de dados de sísmica 3D evidenciou a presença de fluxos de detritos no leito oceânico, associados ao sistema de cânions e canais erosivos para o bloco CE-M-717. O bloco CE-M-655 apresentou estratos superficiais plano-paralelos, com a presença ocasional de MCTs (**Figuras II.5.1.2.18 a II.5.1.2.24**). Das quatro unidades identificadas nas seções sísmicas, a Unidade 1, mais superficial, foi a que apresentou a ocorrência de MTCs nos blocos. Além disso, cabe ressaltar que todos os poços pretendidos não estão localizados em regiões de cânions.

- **Presença de gás raso e/ou água rasa sobrepresurizada e de hidratos;**

A análise de dados 3D não evidenciou a presença de Gás-Raso ou feições que possam indicar a presença de hidratos de gás, sendo a maioria das anomalias de subsuperfície relacionada aos fluxos de detritos, conforme evidenciado anteriormente. As **Figura II.5.1.2.36 e Figura II.5.1.2.37** abaixo apresentam as amplitudes sísmicas na superfície e a 8 m abaixo da superfície, que não identificaram a presença de gás raso, água sobrepresurizada ou instabilidades nas áreas potenciais para perfuração (pontos vermelhos).

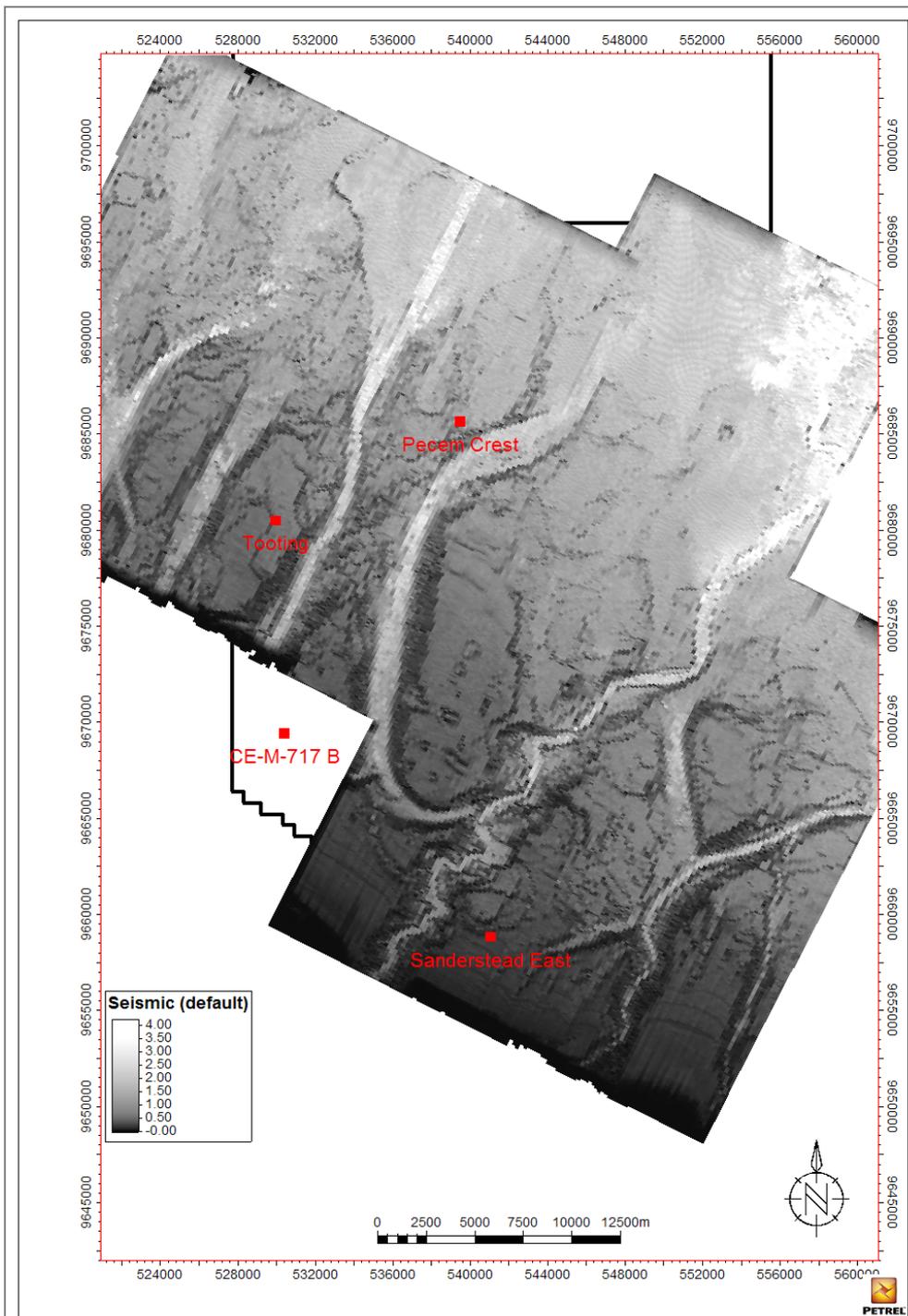


FIGURA II.5.1.2.36 – Amplitudes sísmicas evidenciando a inexistência de feições do tipo gás raso ou hidratos de gás no bloco CE-M-717.

Fonte: PREMIER (2015).

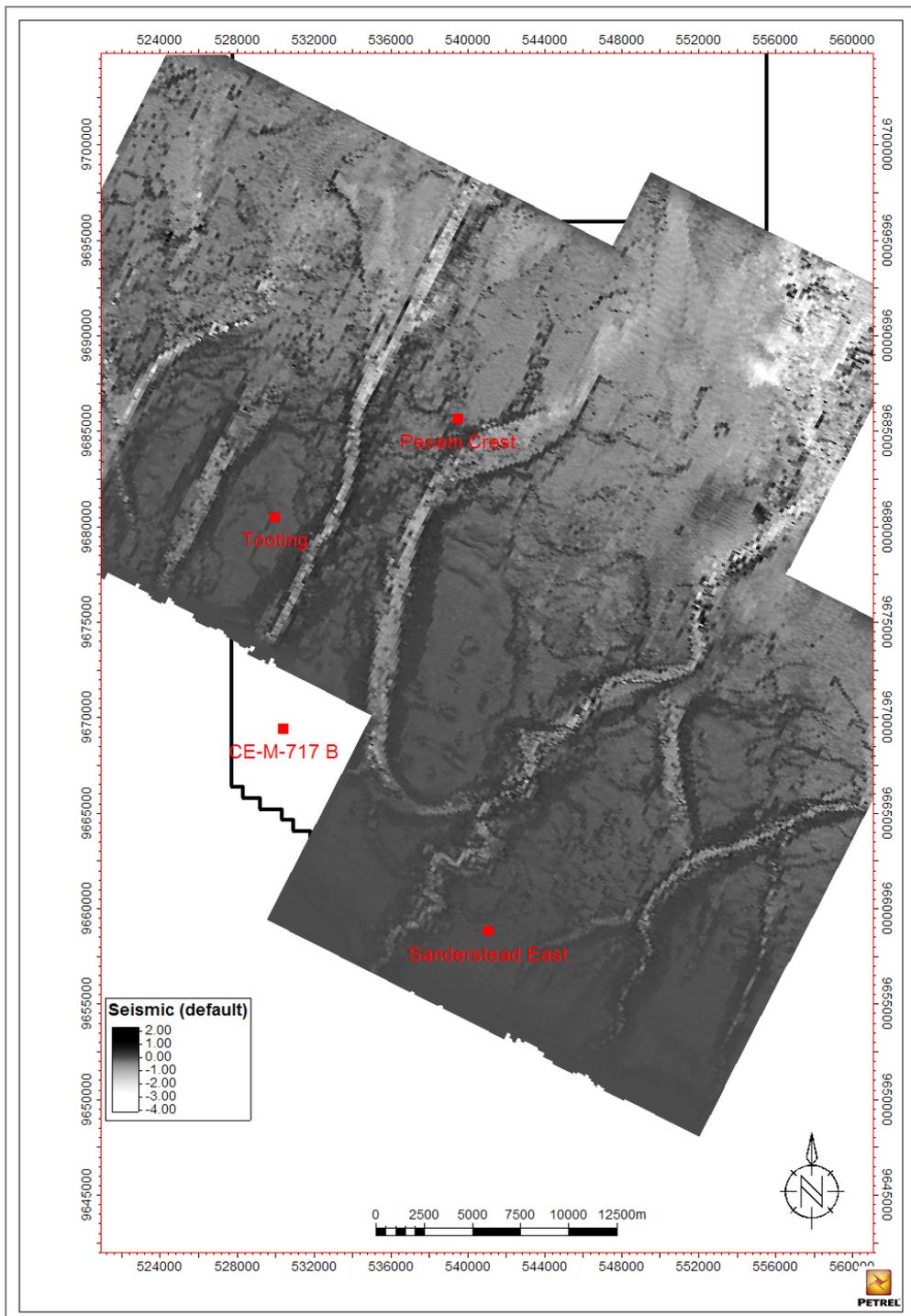


FIGURA II.5.1.2.37 – Amplitudes sísmicas evidenciando a inexistência de feições do tipo gás raso ou hidratos de gás a uma profundidade de 8 m abaixo do fundo marinho no bloco CE-M-717.

Fonte: PREMIER (2015).

- **Presença de falhamentos potencialmente reativáveis;**

Não existem evidências da ocorrência de reativação de falhas durante as atividades de perfuração que ocorreram nos blocos vizinhos. O poço 1-CES-158 em Pecém realizou uma perfuração através de uma falha sem encontrar problemas. Todavia, visando evitar riscos desnecessários ao empreendimento, todos os poços potenciais serão perfurados evitando-se atravessar regiões de falhas. Além disso, as lamas de perfuração terão peso abaixo do gradiente de fratura, prevenindo, dessa forma, a reativação de falhas.

- **Falhamentos rasos e possibilidades de riscos a ancoragens**

Embora a evidência de falhas superficiais em alguns perfis sísmicos (**Figuras II.5.1.2.18 a II.5.1.2.24**), a perfuração de poços em áreas de falhas serão evitadas objetivando-se, dessa forma, evitar riscos desnecessários ao empreendimento. Ademais, salienta-se que a atividade de perfuração no bloco CE-M-717 ocorrerá a partir de um navio sonda com a tecnologia de Posicionamento Dinâmico (*Dinamic Positioning - DP*), não sendo esperada a utilização de sistemas de ancoragem.

- **Sismos tectônicos**

A área dos blocos CE-M-717 e CE-M-665 estão localizadas na placa Sul Americana, região esta caracterizada como de margem passiva. Dessa forma, a sismicidade observada na costa brasileira, e conseqüentemente nos blocos CE-M-717 e CE-M-665, pode ser considerada baixa, principalmente quando comparada com outras regiões intra-placa do país. Uma avaliação da atividade sísmica na Bacia do Ceará foi previamente apresentada no item de sismicidade da Geologia e Geomorfologia Regional.

O mapa de sismicidade da Bacia do Ceará foi apresentado na **Figura II.5.1.2.14**, no ítem de Geologia e Geomorgologia Regional.

- **Possibilidades de danos ao reservatório;**

Conforme descrito anteriormente, objetivando evitar danos potenciais ao reservatório, as lamas de perfuração terão peso inferior ao gradiente de fratura, bem como se espera que a cimentação ocorra de forma eficiente. Dessa forma, espera-se que não sejam criados esforços extremos ao reservatório ou na rocha seladora, bem como uma subsidência potencial que possam gerar algum tipo de dano desnecessário.

- **Presença de estruturas de escape de fluidos.**

A análise de dados de *multibeam* e sísmica evidenciou a presença de pequenas feições que podem indicar a presença de estruturas de escapes de fluidos (como exsudação de óleo ou gás), como *pockmarks* ou *mounds*. No bloco CE-M-717 ela estaria relacionada a um provável *seep* na região norte, e no Bloco CE-M-665 estaria relacionada à ocorrência de fauna associada.

Com base na avaliação de todos possíveis riscos geológicos apresentados, um mapa de riscos geológicos foi elaborado para os blocos CE-M-717 e CE-M-665 (Figura II.5.1.2.38). Ressalta-se que nenhuma feição que possam indicar gás raso, água sobreprensionada ou sinal de instabilidade foram identificados nas locações propostas.

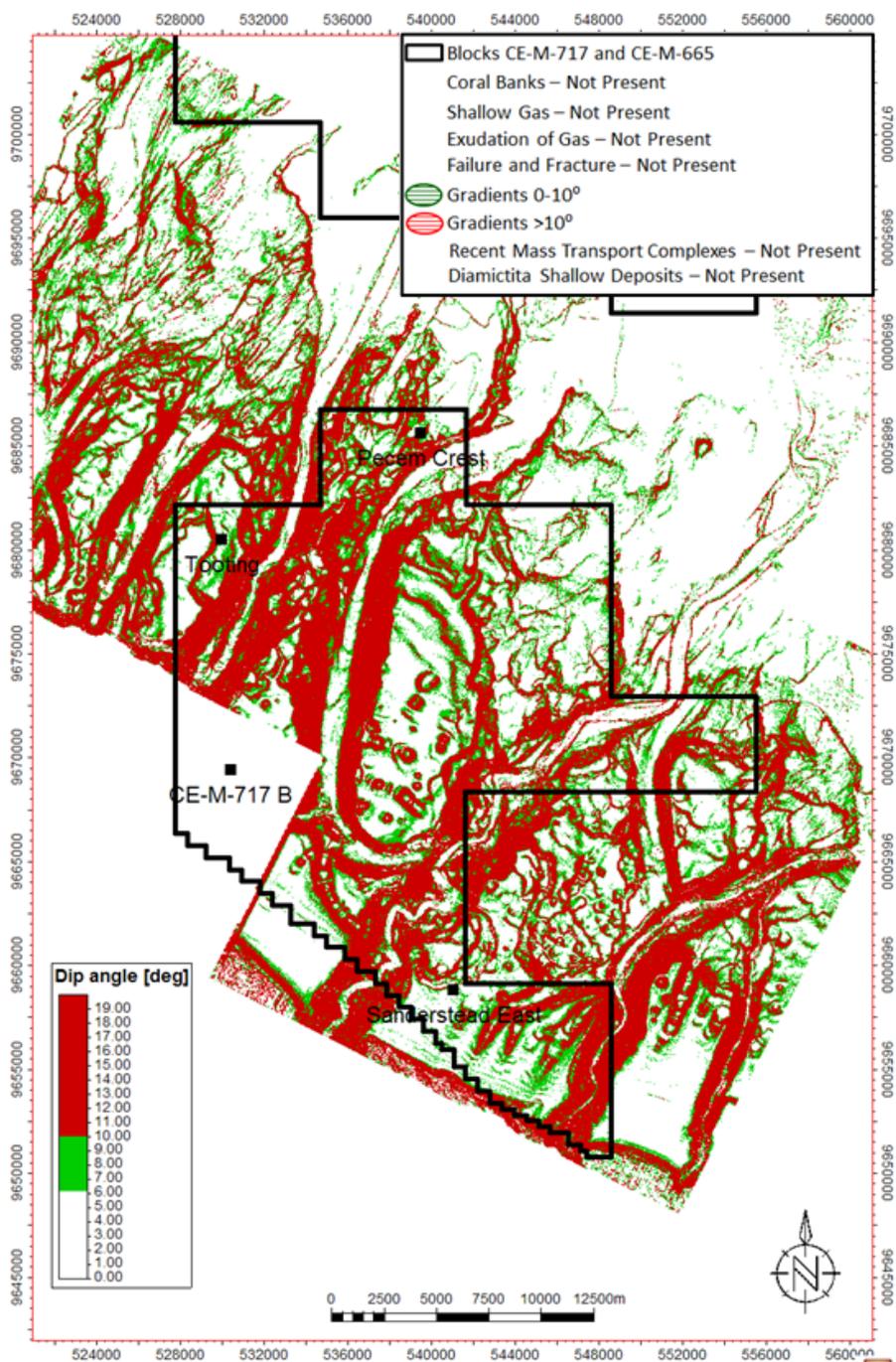


FIGURA II.5.1.2.38 – Mapa de Risco Geológico para os blocos CE-M-717 e CE-M-665.

Fonte: PREMIER (2015)

G) Análise da possibilidade de ocorrência de zonas de alta pressão no trajeto da perfuração

Os dados preliminares de pressão de poros e gradiente de fratura para o bloco CE-M-717 demonstram que um *desing* de revestimento e procedimentos de perfuração padrão podem ser utilizados para a realização segura da atividade exploratória. Para todas as locações (**Figuras II.5.1.2.39 a II.5.1.2.42**), as pressões de poro são consideradas normais (peso de lama equivalente a ~8,6 ppg). Informações de poços análogos indicam que existe uma pequena possibilidade de um aumento da pressão conforme o poço se aproxima do reservatório objetivo.

Informações de cinco poços análogos em águas profundas (1-CES-111, 1-CES-112, 1-CES-158, 1-CES-159 e 1-CES-160) foram especificamente revisadas e comparadas para a construção dos gráficos referentes aos gradientes de pressão apresentados. Nenhum dos poços apresentou influxos durante a perfuração, ou exsudações de hidrocarbonetos por conta de fraturas naturais ou induzidas. A análise dos poços análogos indicou que são esperadas pressões superiores a 10,5 ppg EMW.

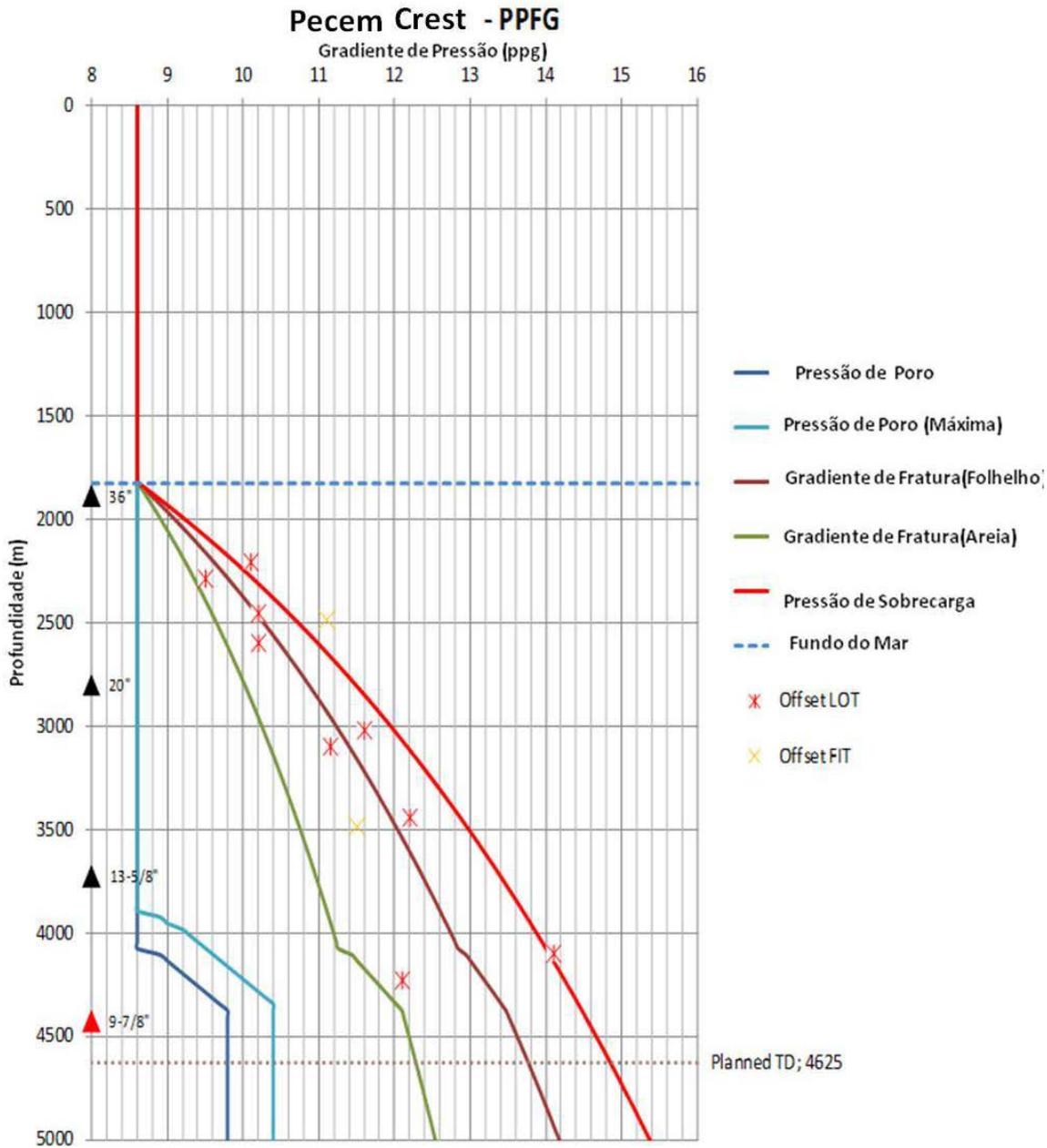


FIGURA II.5.1.2.39 – Gradiente de Pressão de Poros para a Localização Pecem Crest.

Fonte: PREMIER (2015).

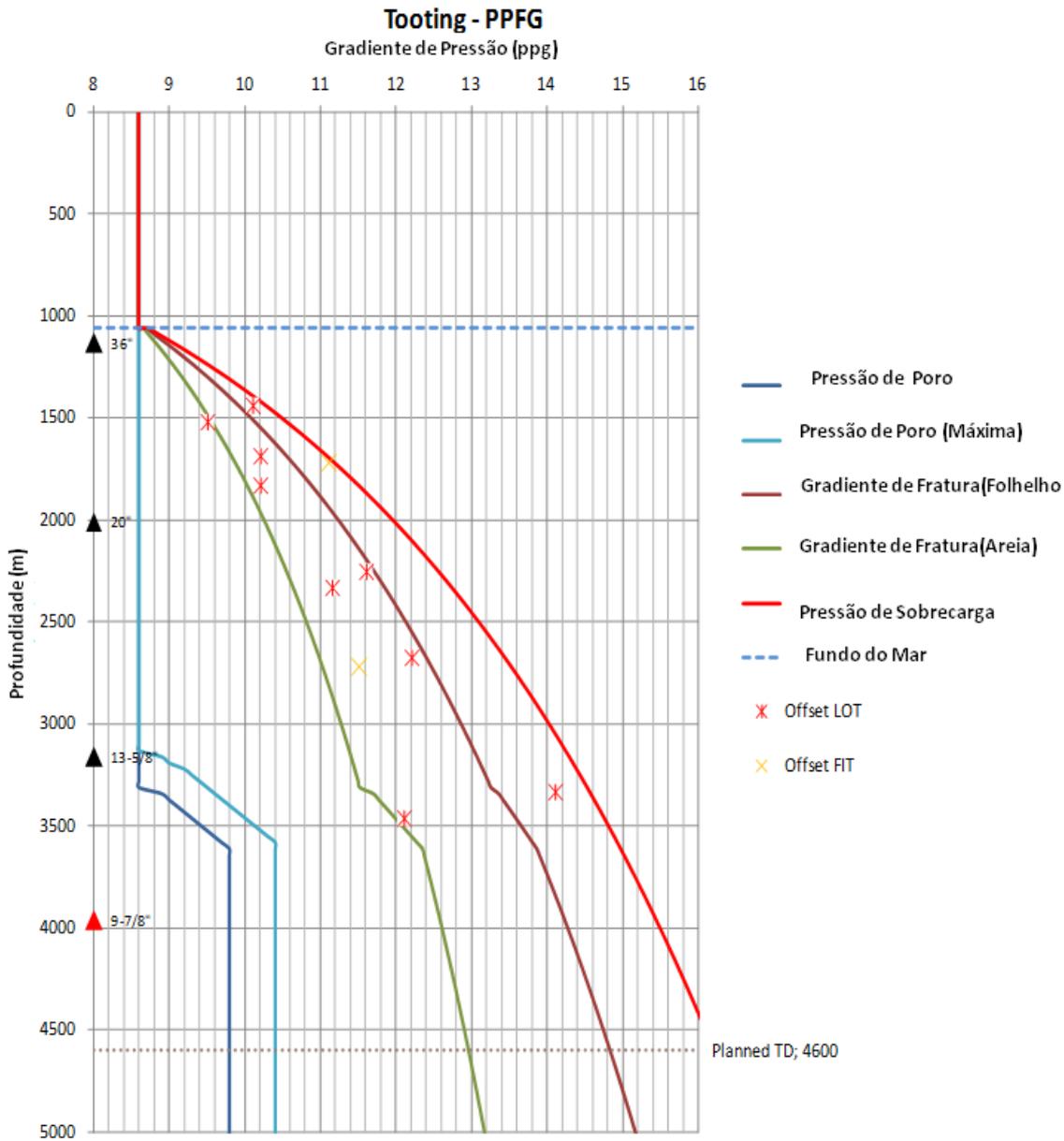


FIGURA II.5.1.2.40 – Gradiente de Pressão de Poros para a Localização Tooting

Fonte: PREMIER (2015).

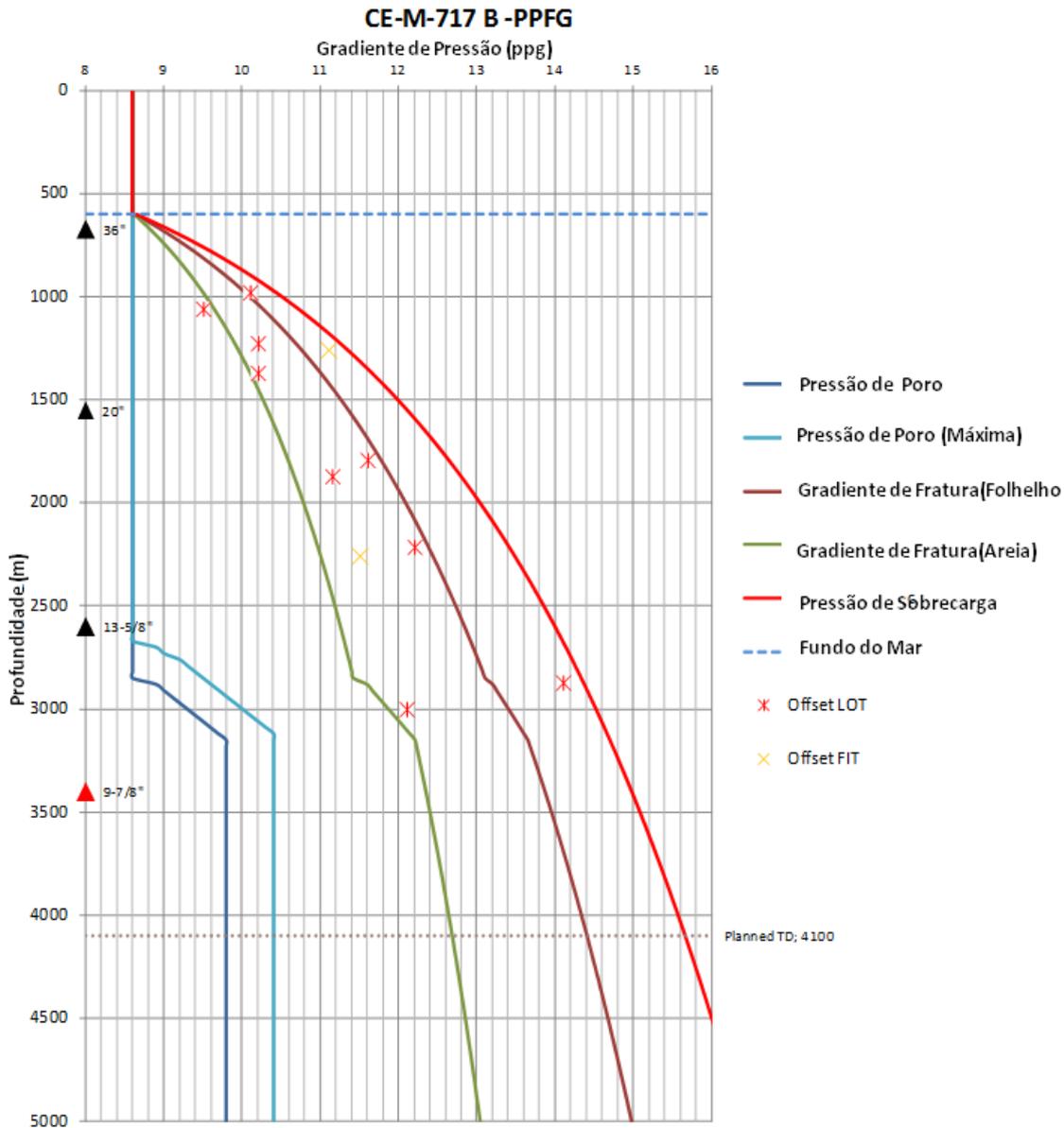


FIGURA II.5.1.2.41 – Gradiente de Pressão de Poros para a Localização CE-M-717 B

Fonte: PREMIER (2015).

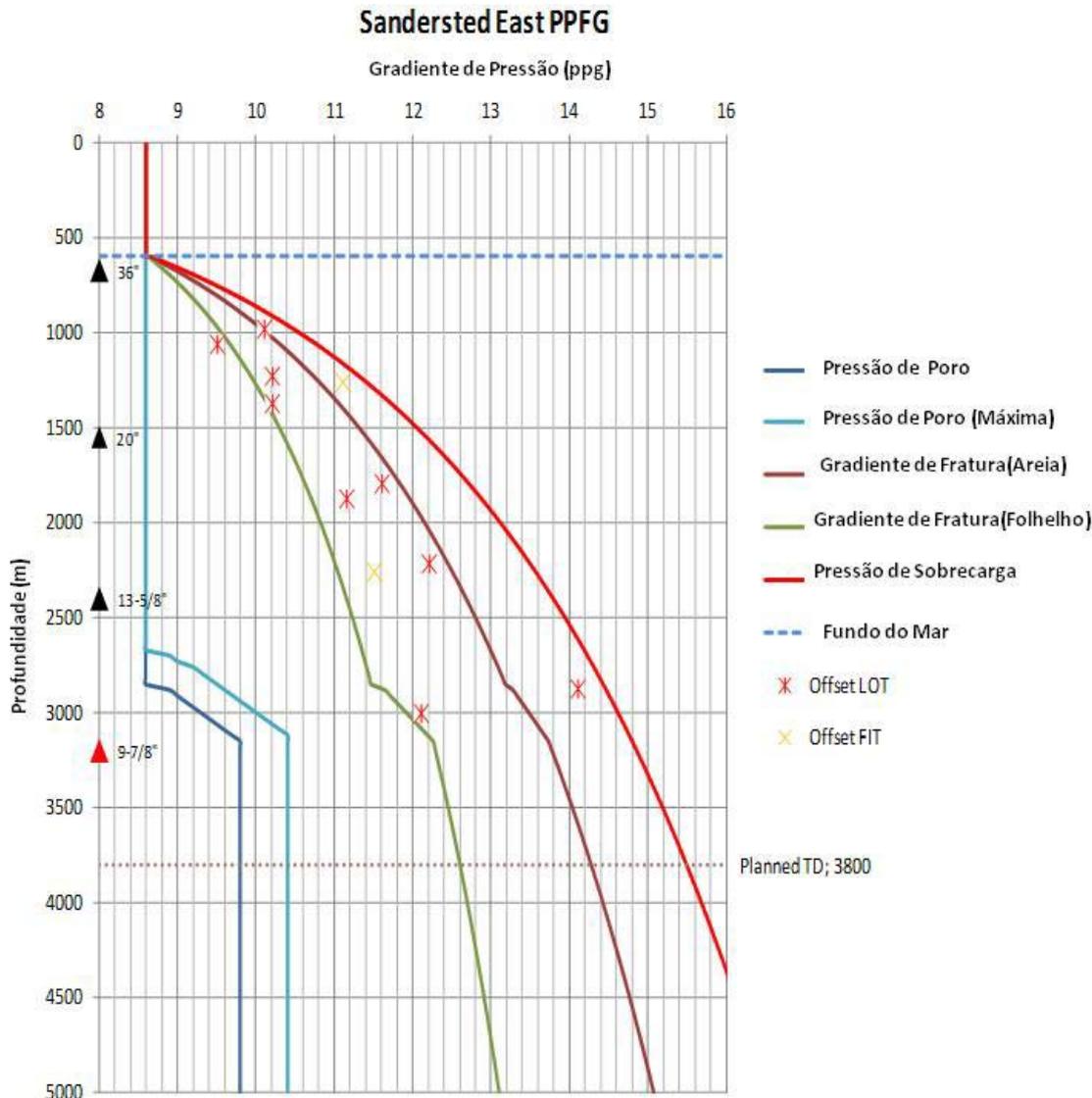


FIGURA II.5.1.2.42 – Gradiente de Pressão de Poros para a Localização Sandersted East.

Fonte: PREMIER (2015).

Apesar de todas essas medidas de planejamento para evitar um evento não desejável, a PREMIER possui procedimentos específicos para controle de poço. Os procedimentos preventivos a serem seguidos pela PREMIER durante uma perfuração para manter o controle do poço são:

- Planejar adequadamente o *design* do poço com a finalidade de assegurar que as janelas dos gradientes de fratura e pressão serão suficientes para prevenir que não ocorram fraturas de nenhum tipo até a superfície no caso de um influxo indesejado;
- Verificar se todos os riscos foram avaliados, bem como uma análise de risco para uma tolerância de kick, conduzindo cálculos para cada fase de perfuração garantindo níveis de risco aceitáveis no caso de influxo ou quebra da sapata do revestimento;

- Treinar adequadamente todo o pessoal de acordo o relatório 476 da OPG para requisitos de treinamentos em controle de poço;
- Realizar testes de absorção (*leak off test*) e/ou integridade da formação e revestimento após o fim das operações de descida e cimentação de revestimento;
- Monitorar a pressão de fundo do através da ferramenta de (LWD), das unidades de *mud logging* e também através de monitoramento dos volumes nos tanques de fluido de perfuração;
- Usar BOP com pressão de trabalho apropriado para conter e controlar qualquer influxo indesejável, circulando para fora do poço e, depois, ajustando a densidade do fluido de perfuração para suportar a nova pressão de formação.
- Testar o BOP antes de sua descida na superfície, quando da primeira descida e conexão com a cabeça de poço, após a descida e cimentação de um novo revestimento, e frequentemente a cada 14 dias (podendo ser estendido até 21 dias em casos excepcionais), incluindo *manifolds* e válvulas de segurança;
- Injetar glicol regularmente no BOP (*stack*) por meio do ROV da unidade de perfuração, com o objetivo de prevenir a formação espontânea de hidratos na cabeça do poço, e possuir estoque de metanol para uso caso seja necessário dissolver hidratos já formados na cabeça do poço;
- Monitorar permanentemente o nível do fluido de perfuração nos tanques através de sensores de fluxo durante a perfuração e do tanque de manobra (*trip tank*) durante as retiradas e descidas da coluna de perfuração;
- Sempre que for retirada a coluna ou durante paradas de perfuração e conexões, verificar se o nível do fluido de perfuração está estável no anular, observando se não há perda excessiva, nem influxo de fluido;
- Efetuar periodicamente o treinamento de detecção e controle de “*kick*” com o objetivo de assegurar que as equipes envolvidas na perfuração estejam capacitadas para o controle do poço e testar seus poderes de reação em situações inesperadas;
- Trabalhar com um volume adequado de fluido de perfuração, mantendo permanentemente uma reserva de segurança;
- Em caso de detecção de influxo indesejável no poço (*kick*), o procedimento imediato é parar a perfuração e fechar o BOP. Este equipamento isola o poço, prevenindo um influxo maior. As leituras das pressões na coluna (bengala) e no anular (revestimento) são utilizadas para se planejar e dar início à circulação do poço para retirada do fluido invasor (água, óleo ou gás) pelo método do Sondador, do Engenheiro ou volumétrico. Qualquer que seja o método adotado para circular o *kick*, após a expulsão controlada do fluido invasor do poço, o procedimento é aumentar a densidade do fluido de perfuração para exercer uma pressão hidrostática maior do que a da formação.